

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**



**ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA  
OLIGO-MIOCENA AL SUR DEL ÁREA DE JUNÍN  
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO APLICANDO  
REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Dugarte N., José H.  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geólogo

Caracas, Noviembre de 2008

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA  
OLIGO-MIOCENA AL SUR DEL ÁREA DE JUNÍN  
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO APLICANDO  
REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

TUTOR ACADÉMICO: Dra Olga Rey

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Enrique Díaz

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Dugarte N., José H.  
Para optar al Título  
de Ingeniero Geólogo

Caracas, Noviembre de 2008

Caracas, Noviembre 2008

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geológica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller José Humberto Dugarte Newman, titulado:

**“ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA OLIGO-MIOCENA AL SUR  
DEL ÁREA DE JUNÍN EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO  
APLICANDO REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA”**

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

---

Profa. Carolina Machillanda  
Jurado

---

Profa. Ángela Rojas  
Jurado

---

Dra. Olga Rey  
Tutora académica

---

Ing. Enrique Díaz  
Tutor Industrial

## DEDICATORIA

*A mis padres Alba y Humberto*

*A mi hermana Natalia*



**DUGARTE NEWMAN JOSÉ HUMBERTO**

**ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA OLIGO-MIOCENA AL SUR DEL ÁREA DE JUNÍN EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO APLICANDO REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

**Tutora académica: Dra Olga Rey. Tutor Industrial: Ing Enrique Díaz. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geología. 2008, 222 p.**

**Palabras Claves:** integración núcleo - perfiles, facies, asociación de facies, perfil eléctrico de imágenes, perfil de resonancia magnética nuclear, perfil de espectroscopía elemental, perfil de resistividad vertical, caracterización de facies, Formación Merecure, Formación Oficina, Faja Petrolífera del Orinoco.

El propósito de este trabajo fue realizar la caracterización geológica de una secuencia oligo-miocena en cuatro pozos situados en un área de 46 km<sup>2</sup> ubicada al sur del Bloque Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco por medio de la integración de estudios de núcleos, registros petrofísicos de alta tecnología (perfiles eléctricos de imagen, resonancia magnética nuclear, espectroscopía elemental, resistividad vertical) y registros convencionales (rayos gamma, densidad y resistividad).

A partir de la descripción macroscópica de 294 pies de núcleos para uno de los pozos estudiados, se reconocieron ocho facies sedimentarias: areniscas de grano grueso a muy grueso (Sd1), areniscas de grano medio (Sd3), areniscas de grano fino a medio (Sd5), heterolitas arenosas (H11), heterolitas lutíticas (H12), lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosas (C). El análisis de la sucesión vertical de estas facies sedimentarias permitió reconocer seis asociaciones de facies correspondientes con depósitos de llanuras de inundación (AF1), canales entrelazados (AF2), bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de mareas (AF5) y abanicos de rotura (AF6).

La comparación entre facies y asociaciones definidas en los núcleos y la respuesta de los perfiles permitió establecer patrones de respuesta para cada perfil que posteriormente fueron aplicados para reconocer estas facies y asociaciones en los tres pozos adicionales donde no se recuperaron núcleos para su estudio.

El perfil eléctrico de imágenes permitió identificar los tipos de facies heterolíticas, lutíticas y carbonosas; y adicionalmente, ayudó a identificar los tipos de facies arenosas. Mediante la interpretación de las imágenes se determinó orientación, espesor, forma, estructuras sedimentarias y tipos de contactos entre facies y asociaciones de facies.

Con el perfil de resonancia magnética nuclear, analizando cualitativamente la señal de decaimiento detectada en el espectro de T2, se logró identificar los tipos de facies arenosas y heterolíticas presentes; y adicionalmente ayudó a identificar secuencias lutíticas aunque sin distinguir los tipos de facies presentes.

Por su parte, el perfil de espectroscopía elemental permitió diferenciar grupos de facies arenosas, heterolíticas y lutíticas según su contenido de Si, Al, Fe, Th, K y usando las relaciones Si/Al, Al/K y Th/K; de esta forma, este perfil permitió reconocer los tipos de facies lutíticas y heterolíticas, pero no logró discriminar los tipos de facies arenosas.

Finalmente, el perfil de resistividad vertical ayudó a identificar facies heterolíticas arenosas (HI1), heterolíticas lutíticas (HI2) y lutíticas laminadas (Sh1) debido a sus propiedades anisótropas al paso de la electricidad.

Los resultados de la interpretación de los perfiles en los cuatro pozos estudiados permitieron reconocer que la secuencia oligo-miocena en esta región del área de Junín está constituida por dos secuencias sedimentarias mayores: una sección inferior caracterizada por depósitos fluviales de corrientes entrelazadas (AF2) de espesores que superan los 100 pies promedio junto con depósitos de llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6), pertenecientes a la Formación Merecure de edad Oligoceno; y una sección superior caracterizada por depósitos de llanura deltaica de influencia mixta fluvial – mareal constituida por depósitos de bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6).

## ÍNDICE GENERAL

<b>RESUMEN</b> .....	v
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	vii
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	ix
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	xix
<b>LISTA DE ANEXOS</b> .....	xx
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 OBJETIVOS Y ALCANCES.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.2.3 Alcances.....	4
1.3 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	5
1.4 METODOLOGÍA.....	6
1.4.1 Recopilación de información.....	6
1.4.2 Estudio sedimentológico y estratigráfico.....	7
1.4.3 Procesamiento e interpretación de los perfiles para los pozos A, B, C y D....	7
1.4.4 Comparación y calibración de facies y asociaciones de facies con los registros de alta tecnología en el pozo A.....	7
1.4.5 Identificación e interpretación de facies en los pozos B, C y D empleando los registros de alta tecnología.....	8
1.4.6 Elaboración del modelo sedimentológico y estratigráfico.....	8
1.4.7 Definición del alcance de los registros de alta tecnología.....	8
1.5 TRABAJOS PREVIOS.....	9
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</b> .....	12
2.1 GENERALIDADES.....	12
2.2 TECNOLOGÍAS DE PERFILAJE CONVENCIONALES.....	12
2.2.1 Perfiles de rayos gamma - GR.....	12
2.2.2 Perfiles de resistividad no tensoriales.....	13
2.2.3 Perfil de porosidad neutrón.....	14
2.2.4 Perfil de densidad.....	15
2.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE PERFILAJE.....	16
2.3.1 Perfil eléctrico de imágenes microresistivas de alta resolución – PEI.....	16
2.3.1.1 Principio de funcionamiento.....	16
2.3.1.2 Aplicaciones y alcances de la tecnología de PEI.....	21



2.3.2 Perfil de resonancia magnética nuclear – RMN.....	22
2.3.2.1 Principio de funcionamiento.....	22
2.3.2.2 Aplicaciones y alcances de la tecnología de RMN.....	33
2.3.3 Perfil de espectroscopía elemental – PEE.....	35
2.3.3.1 Principio de funcionamiento.....	35
2.3.3.2 Aplicaciones y alcances de la tecnología de PEE.....	40
2.3.4 Perfil de resistividad vertical – RV.....	41
2.3.4.1 Principio de funcionamiento.....	41
2.3.4.2 Aplicaciones y alcances .....	45
<b>CAPÍTULO III: GEOLOGÍA REGIONAL.....</b>	<b>46</b>
3.1 GENERALIDADES.....	46
3.2 EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA .....	47
3.2.1 Fase de <i>prerift</i> (Paleozoico).....	47
3.2.2 Fase de megasecuencia de <i>rift</i> (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano).....	48
3.2.3 Fase de megasecuencia de margen pasivo (Cretácico Tardío – Paleógeno)...	48
3.2.4 Fase de colisión oblicua de margen activo (Oligoceno Tardío –Mioceno Tardío) .....	49
3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL.....	50
3.2.1 Provincia Autóctona.....	50
3.2.2 Provincia Alóctona.....	51
3.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	54
3.4.1 Basamento arqueozoico.....	54
3.4.2 Secuencia paleozoica.....	54
3.4.3 Secuencia cretácica.....	54
3.4.4 Secuencia terciaria.....	55
3.4.5 Secuencia cuaternaria.....	57
<b>CAPÍTULO IV: ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO.....</b>	<b>59</b>
4.1 GENERALIDADES.....	59
4.2 DEFINICIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS EN EL POZO A.....	61
4.2.1 Facies Sd1: areniscas de grano grueso a muy grueso.....	62
4.2.2 Facies Sd3: areniscas de grano medio.....	66
4.2.3 Facies Sd5: areniscas de grano fino a medio.....	69
4.2.4 Facies H11: heterolitas arenosas.....	71
4.2.5 Facies H12: heterolitas lutíticas.....	74
4.2.6 Facies Sh1: lutitas laminadas.....	78

4.2.7 Facies Sh2: lutitas masivas.....	80
4.2.8 Facies C: carbones y lutitas carbonosas.....	83
4.3 DEFINICIÓN DE ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS.....	84
4.3.1 Asociación de facies AF1: depósitos de llanuras de inundación.....	85
4.3.2 Asociación de facies AF2: depósitos de canales entrelazados.....	88
4.3.3 Asociación de facies AF3: depósitos de bahías interdistributarias.....	90
4.3.4 Asociación de facies AF4: depósitos de canales distributarios.....	95
4.3.5 Asociación de facies AF5: depósitos de llanuras de marea.....	99
4.3.6 Asociación de facies AF6: depósitos de abanicos de rotura.....	102
<b>CAPÍTULO V: CARACTERIZACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES DE FACIES CON LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA.</b> .....	104
5.1 GENERALIDADES.....	104
5.2 CARACTERIZACIÓN DE FACIES USANDO REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA.....	107
5.2.1 Caracterización de la facies Sd1.....	107
5.2.2 Caracterización de la facies Sd3.....	113
5.2.3 Caracterización de la facies Sd5.....	118
5.2.4 Caracterización de la facies H11.....	122
5.2.5 Caracterización de la facies H12.....	126
5.2.6 Caracterización de la facies Sh1.....	131
5.2.7 Caracterización de la facies Sh2.....	136
5.2.8 Caracterización de la facies C.....	140
5.3 DEFINICIÓN DE ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS.....	147
5.3.1 Interpretación de la asociación AF1: llanuras de inundación.....	147
5.3.2 Interpretación de la asociación AF2: canales entrelazados.....	148
5.3.3 Interpretación de la asociación AF3: bahías interdistributarias.....	151
5.3.4 Interpretación de la asociación AF4: canales distributarios.....	153
5.3.5 Interpretación de la asociación AF5: llanuras de marea.....	153
5.3.6 Interpretación de la asociación AF6: abanicos de rotura.....	157
5.4 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO A.....	159
5.4.1 Intervalo A1: 2403' (base) – 2340' .....	160
5.4.2 Intervalo A2: 2340' – 2064' .....	160
5.4.3 Intervalo A3: 2064' – 1956' .....	163
5.4.4 Intervalo A4: 1956' – 1810' .....	165
5.4.5 Intervalo A5: 1810' – 1604' (tope).....	167

<b>CAPÍTULO VI: INTERPRETACIÓN DE ASOCIACIONES DE FACIES EN LOS POZOS B, C &amp; D. MODELO SEDIMENTARIO PROPUESTO</b> .....	169
6.1 GENERALIDADES.....	169
6.2 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO B.....	173
6.2.1 Intervalo B1: 2374' (base) – 2296' .....	174
6.2.2 Intervalo B2: 2296' – 1942' .....	176
6.2.3 Intervalo B3: 1942' – 1590' (tope).....	177
6.3 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO C.....	180
6.3.1 Intervalo C1: 2146' (base) – 1824' .....	180
6.3.2 Intervalo C2: 1824' – 1724' .....	184
6.3.3 Intervalo C3: 1724' – 1470' (tope).....	186
6.4 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO D.....	188
6.4.1 Intervalo D1: 2100' (base) – 2066' .....	189
6.4.2 Intervalo D2: 2066' – 1738' .....	191
6.4.3 Intervalo D3: 1738' – 1580' .....	192
6.4.4 Intervalo D4: 1580' – 1458' .....	195
6.4.5 Intervalo D5: 1458' – 1348' (tope).....	197
6.5 MODELO SEDIMENTARIO PROPUESTO.....	199
<b>CAPÍTULO VII: ALCANCES Y LIMITACIONES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA</b> .....	204
7.1 GENERALIDADES.....	204
7.2 ALCANCES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA.....	205
7.2.1 Alcances del perfil eléctrico de imágenes.....	205
7.2.2 Alcances del perfil de resonancia magnética nuclear.....	206
7.2.3 Alcances del perfil de espectroscopía elemental.....	207
7.2.4 Alcances del perfil de resistividad vertical.....	208
7.3 LIMITACIONES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA.....	208
7.3.1 Limitaciones del perfil eléctrico de imágenes.....	208
7.3.2 Limitaciones del perfil de resonancia magnética nuclear.....	210
7.3.3 Limitaciones del perfil de espectroscopía elemental.....	211
7.3.4 Limitaciones del perfil de resistividad vertical.....	213
<b>CAPÍTULO VIII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	214
8.1 CONCLUSIONES.....	214
8.2 RECOMENDACIONES.....	217
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	219
<b>ANEXOS</b> .....	223

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y el área sur de Junín. Tomado de BEJARANO, 2006.....	5
Figura 1.2	Ubicación de los pozos considerados en este trabajo. Tomado de KEYHOLE & GOOGLE, 2008.....	6
Figura 2.1	Patines de la herramienta de imágenes usada en este trabajo. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.....	17
Figura 2.2	Flujo de la corriente en una herramienta de imagen microresistiva. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.....	18
Figura 2.3	Diferentes configuraciones de los patines en las herramientas microresistivas que se encuentran actualmente en el mercado. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.....	19
Figura 2.4	Fotografía de la herramienta de imágenes microresistivas usada en este trabajo. Tomado de PAVLOVIC & MARKOVIC, 2003.....	19
Figura 2.5	Cobertura del hoyo por número de patines que presenta las herramientas microresistivas. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.....	20
Figura 2.6	Los protones se comportan como imanes en rotación. Tomado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	23
Figura 2.7	Alineación de los protones en la dirección de B0 durante la fase inicial de una medición con la tecnología de RMN. Modificado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	24
Figura 2.8	Reorientación de los protones en la dirección de B1. Modificado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	24
Figura 2.9	Precesión y desincronización en el plano XY. Tomado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	25
Figura 2.10	Disminución de la amplitud de la señal en función del tiempo. Tomado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	25
Figura 2.11	El decaimiento T2 se invierte matemáticamente para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil. Modificado de PATEL <i>et al.</i> , 1997.....	27
Figura 2.12	Relación directa entre el decaimiento de T2 y el tamaño de poro asociado. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005..	29
Figura 2.13	Modelo convencional de distribución de porosidades de una roca junto a los tipos de fluidos asociados y sus características en los espectros T1, T2 y D. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.....	30

Figura 2.14	Distribución esquemática de los tiempos de decaimiento de los distintos tipos de fluidos presentes en las rocas. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.....	31
Figura 2.15	Comparación entre el modelo de decaimiento de T2 convencional y el modelo usado en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	32
Figura 2.16	Resumen esquemático del proceso en el cual el espectro de decaimiento de T2 es transformado en una gráfica que permite estimar tamaños de porosidad y tipos de fluidos.....	33
Figura 2.17	Relación entre los valores de tiempo (T2) y el tamaño de la porosidad asociada a los distintos tamaños de grano según el tipo litológico. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005..	34
Figura 2.18	Esquema de interacción de neutrones y los elementos de la formación. Modificado de PEMPER <i>et al.</i> , 2006.....	36
Figura 2.19	Intervalo de tiempo de registros de los espectros inelásticos y de captura. Modificado de PEMPER <i>et al.</i> , 2006.....	38
Figura 2.20	Espectro de captura para 5 litologías básicas (izq.). Esta tecnología permite descomponer el espectro total en espectros elementales individuales (der.). Modificado de PEMPER <i>et al.</i> , 2006.....	40
Figura 2.21	Principio de medición de una herramienta de inducción convencional. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.....	42
Figura 2.22	Principio de medición de la nueva tecnología de resistividad vertical. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.	43
Figura 2.23	Variaciones de Rh y Rv que ocurren en un medio conductivo con anisotropía en una secuencia de arenas – arcillas. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.....	44
Figura 2.24	Definición de la relación de anisotropía calculada como el cociente entre los valores de R–vertical sobre R–horizontal. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.....	45
Figura 3.1	Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Tomado de PARNAUD <i>et al.</i> , 1995.....	47
Figura 3.2	Corte geológico idealizado en dirección sur – norte de la Cuenca Oriental de Venezuela donde se observa claramente la diferencia en el estilo estructural de deformación asociado a las provincias autóctonas y parauctótonas. Tomado de GALLANGO & PARNAUD, 1995.....	51
Figura 3.3	Corte geológico idealizado en dirección oeste – este de la Faja Petrolífera del Orinoco donde se aprecia la configuración tectónica de las provincias occidental y oriental. Modificado de AUDEMARD <i>et al.</i> , 1985.....	52

Figura 3.4	Bloque diagramático de la distribución de los cuerpos de rocas en el subsuelo del área de Junín. Tomado de PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., 1983.....	53
Figura 3.5	Columna estratigráfica esquematizada de la región sur de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	58
Figura 4.1	Intervalos recuperados y estudiados en el pozo A.....	59
Figura 4.2	Relación porcentual de las facies definidas en los núcleos correspondientes con el pozo A.....	61
Figura 4.3	Características texturales de la facies Sd1.....	62
Figura 4.4	Ejemplos de los tipos de contactos inferiores y superiores característicos de la facies Sd1.....	63
Figura 4.5	Fotografías de los núcleos en los intervalos 1867' – 1869' y 1858' – 1860' donde se aprecian las estratificaciones bidireccionales y estratificaciones cruzadas observadas en la facies Sd1.....	64
Figura 4.6	Fotografía del núcleo a 1879' donde se consiguieron fragmentos de madera <i>in situ</i> dentro de la Sd1. ....	64
Figura 4.7	Detalles de las madrigueras tipo <i>Ophiomorpha nodosa</i> , pertenecientes a la ichnofacies <i>Skolithos</i> , reconocidas en la facies Sd1. ....	65
Figura 4.8	Características texturales y contactos típicos de las facies Sd3.....	66
Figura 4.9	Detalles de las estructuras sedimentarias reconocidas en la facies Sd3.....	67
Figura 4.10	Detalle de las horadaciones observadas en la facies Sd3.....	68
Figura 4.11	Características texturales y tipos de contactos de las facies Sd5.....	69
Figura 4.12	Horadación posiblemente asociada a ichnofósiles del tipo <i>Glossifungites?</i> desarrollada sobre el tope de las facies lutíticas Sh2.....	70
Figura 4.13	Características texturales de las facies H11.....	71
Figura 4.14	Detalles de las estructuras sedimentarias de la facies H11.....	72
Figura 4.15	Contactos difusos para la base y el tope de las facies H11 debido al alto grado de bioturbación. ....	73
Figura 4.16	Características texturales y contactos típicos de la facies H12.....	74
Figura 4.17	Características sedimentarias de la facies H12. ....	75
Figura 4.18	Detalle de bioturbación posiblemente correspondiente con un <i>Diplocaterion?</i> o <i>Teichichnus?</i> .....	76
Figura 4.19	Horadación de estructura tubular donde no es posible identificar la estructura interna de la misma debido a que el relleno (arenas finas) está fuertemente impregnado. ....	76

Figura 4.20	Horadación de forma elipsoidal con estructura interna claramente laminada donde su relleno (arenas finas) está fuertemente impregnado.....	77
Figura 4.21	Características texturales de la facies Sh1.....	78
Figura 4.22	Principales contactos de la facies Sh1.....	79
Figura 4.23	Características de las facies lutíticas masivas Sh2.....	80
Figura 4.24	Contacto abrupto, posiblemente erosivo, entre las facies Sh2 y Sd5.	81
Figura 4.25	Características sedimentarias y paleontológicas de la facies Sh2.....	82
Figura 4.26	Capas carbonosas reconocidas en los núcleos.....	83
Figura 4.27	Características de la asociación AF1 en el intervalo 2343' – 2355'..	85
Figura 4.28	Características de los núcleos de la asociación AF1 para el intervalo de la figura 4.27. ....	86
Figura 4.29	Características de la asociación AF1 en el intervalo 2033' – 2062'..	87
Figura 4.30	Características de los núcleos de la asociación AF1 para el intervalo de la figura 4.29.....	87
Figura 4.31	Características de la asociación AF2 en el intervalo 2376' – 2393'..	88
Figura 4.32	Características de los núcleos de la asociación AF2 para el intervalo de la figura 4.31.....	89
Figura 4.33	Características de la asociación AF3 y su relación vertical con depósitos de canales distributarios.....	91
Figura 4.34	Características de la asociación AF2 en el intervalo 1696' – 1744'..	92
Figura 4.35	Características de los núcleos de la asociación AF3 para el intervalo de la figura 4.34.....	93
Figura 4.36	Contacto vertical transicional entre las asociaciones AF3 y AF5.....	94
Figura 4.37	Características de la asociación AF4 en el intervalo 1818' – 1886'..	95
Figura 4.38	Características de la asociación AF4 en el intervalo 1763' – 1770'..	96
Figura 4.39	Características de los núcleos de la asociación AF4 para el intervalo superior de la figura 4.37.....	97
Figura 4.40	Contacto basal erosivo de la asociación AF4 sobre la asociación AF5 mostrado en la figura 4.38.....	98
Figura 4.41	Características de la asociación AF5 en el intervalo 1667' – 1700'..	100
Figura 4.42	Características de la asociación AF5 en el intervalo 1770' – 1808'..	100
Figura 4.43	Características de los núcleos de la asociación AF5 para el intervalo superior de la figura 4.43.....	101

Figura 4.44	Características de la asociación AF6 en el intervalo 1776'– 1786'...	102
Figura 4.45	Características de los núcleos de la asociación AF6 para el intervalo de la figura 4.44.....	103
Figura 5.1	Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd1 y el perfil eléctrico de imágenes.....	108
Figura 5.2	Respuesta del perfil eléctrico de imágenes en la facies Sd1 en el intervalo 2162' – 2184'.....	109
Figura 5.3	Respuesta de los perfiles de RMN y espectroscopía elemental para la facies Sd1 en el intervalo de la figura 5.1.....	111
Figura 5.4	Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd1....	112
Figura 5.5	Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd3 y el perfil eléctrico de imágenes.....	114
Figura 5.6	Comparación de la respuesta observada en el perfil de RMN para la facies Sd3 (sección superior) y para la facies Sd1 (sección inferior).....	116
Figura 5.7	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sd3.	117
Figura 5.8	Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd3...	117
Figura 5.9	Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd5 y el perfil eléctrico de imágenes.....	119
Figura 5.10	Respuesta del perfil de RMN para la facies Sd5 .....	120
Figura 5.11	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sd5.	120
Figura 5.12	Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd5...	121
Figura 5.13	Comparación núcleo–perfil entre la facies heterolítica H11 y el perfil eléctrico de imágenes.....	123
Figura 5.14	Respuesta del perfil de RMN para la facies H11.....	124
Figura 5.15	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies H11.	125
Figura 5.16	Composición química de elementos mayoritarios de la facies H11...	125
Figura 5.17	Comparación núcleo–perfil entre la facies heterolíticas H11, H12 y el perfil eléctrico de imágenes.....	127
Figura 5.18	Contraste en la respuesta del perfil de imágenes entre las facies heterolíticas H12 y H11.....	128
Figura 5.19	Respuesta del perfil de RMN para la facies H12.....	129
Figura 5.20	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies H12.	129
Figura 5.21	Composición química de elementos mayoritarios de la facies H12...	130



Figura 5.22	Comparación núcleo–perfil entre la facies lutítica Sh1 y el perfil eléctrico de imágenes.....	132
Figura 5.23	Respuesta del perfil eléctrico de imágenes para la facies Sh1 en el intervalo 1995’ – 2008’.....	133
Figura 5.24	Respuesta del perfil de RMN para la facies Sh1.....	134
Figura 5.25	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sh1	135
Figura 5.26	Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sh1	135
Figura 5.27	Comparación núcleo–perfil entre la facies lutítica Sh2 y el perfil eléctrico de imágenes.....	137
Figura 5.28	Contraste en la respuesta del perfil de imágenes entre las facies heterolíticas Sh1 y Sh2.....	137
Figura 5.29	Respuesta del perfil de RMN para la facies Sh2.....	138
Figura 5.30	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sh2.	139
Figura 5.31	Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sh2	139
Figura 5.32	Comparación núcleo–perfil entre la facies carbonosa C y el perfil eléctrico de imágenes.....	141
Figura 5.33	Respuesta del perfil eléctrico de imágenes para otro intervalo de facies carbonosa C.....	141
Figura 5.34	Respuesta del perfil de RMN en el intervalo mostrado en la figura 5.32.....	142
Figura 5.35	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies C....	142
Figura 5.36	Composición química de elementos mayoritarios de la facies C.....	143
Figura 5.37	Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de llanuras de inundación (AF1), canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6).....	149
Figura 5.38	Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de canales entrelazados (AF2).....	150
Figura 5.39	Caracterización con los perfiles de imágenes y RMN de los depósitos de llanuras de inundación (AF1).....	151
Figura 5.40	Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF3 (depósitos de bahías interdistributarias).....	152
Figura 5.41	Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la asociación AF1. ....	152
Figura 5.42	Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y canales distributarios (AF4).....	155

Figura 5.43	Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de llanuras de mareas (AF5).....	155
Figura 5.44	Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF5 (depósitos de llanuras de marea).....	156
Figura 5.45	Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF6 (depósitos de abanicos de rotura).....	158
Figura 5.46	Características sedimentológicas y estratigráficas para el intervalo A1: 2403' – 2340'.....	160
Figura 5.47	Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A1: 2403' – 2340'.....	161
Figura 5.48	Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo 2270' – 2080' perteneciente al intervalo A2.....	162
Figura 5.49	Características sedimentológicas y estratigráficas para la secuencia de bahías interdistributarias (AF3) en la base del intervalo A3.....	163
Figura 5.50	Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A3: 2064' – 1956'.....	164
Figura 5.51	Características sedimentológicas y estratigráficas para la secuencia de canales distributarios (AF4) en el tope del intervalo A4.....	165
Figura 5.52	Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A4: 1956' – 1810'.....	166
Figura 5.53	Características sedimentológicas y estratigráficas para el intervalo A5: 1810' – 1604'.....	167
Figura 5.54	Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A5: 1810' – 1604'.....	168
Figura 6.1	Interpretación del perfil de imágenes para el intervalo B1: 2362' – 2340' perteneciente a la asociación AF1.....	174
Figura 6.2	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2374' – 2190' del pozo B perteneciente a la Formación Merecure	175
Figura 6.3	Interpretación del perfil de imágenes para el intervalo 2250' – 2260' del pozo B donde se reconoció la facies Sh2 representando depósitos de llanuras de inundación (AF1).....	176
Figura 6.4	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1974' – 1790' del pozo B.....	178
Figura 6.5	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1774' – 1590' del pozo B perteneciente a la Formación Oficina.....	179
Figura 6.6	Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1892' – 1872' del pozo C donde se identificaron secuencias de canales entrelazados (AF2).....	181
Figura 6.7	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2146' – 1952' del pozo C perteneciente a la Formación Merecure...	182

Figura 6.8	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1890' – 1724' del pozo C.....	183
Figura 6.9	Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1770 – 1736' del pozo C .....	185
Figura 6.10	Interpretación del perfil de imágenes en el contacto entre depósitos de llanuras de marea (AF5) y bahías interdistributarias (AF3) en la secuencia superior de la Formación Oficina del pozo C.....	186
Figura 6.11	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1640' – 1470' del pozo C perteneciente a la Formación Oficina	187
Figura 6.12	Interpretación del perfil de imágenes para los depósitos de llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6) en la parte basal de la Formación Merecure en el pozo D .....	189
Figura 6.13	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2100' – 1910' del pozo D perteneciente a la Formación Merecure...	190
Figura 6.14	Interpretación del perfil de imágenes para una secuencia de canales entrelazados (AF2) entre 1946' – 1922' en el pozo D que también fue reconocida con tendencia “porodecreciente” en el perfil de RMN.....	191
Figura 6.15	Interpretación del perfil de imágenes en una secuencia de canales distributarios (AF4) entre 1636' – 1606' para el intervalo D3.....	192
Figura 6.16	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1792' – 1606' del pozo D.....	193
Figura 6.17	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1580' – 1458' del pozo D perteneciente a la Formación Oficina.....	194
Figura 6.18	Interpretación del perfil de imágenes para una secuencia de canales distributarios (AF4) entre 1514' – 1456' en el intervalo D4.....	196
Figura 6.19	Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1456' – 1436' asociados a depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y abanicos de rotura (AF6) en la Formación Oficina del pozo D.....	197
Figura 6.20	Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1458' – 1348' del pozo D perteneciente a la Formación Oficina.....	198
Figura 6.21	Modelo sedimentológico propuesto para la región de estudio.....	203

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Porcentaje de cobertura del hoyo que ofrecen las diferentes configuraciones de las herramientas microresistivas. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES (2002) .....	20
Tabla 2.2	Espectroscopía de rayos gamma para ciertos elementos terrestres .....	39
Tabla 5.1	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd1.....	107
Tabla 5.2	Caracterización química de la facies Sd1.....	112
Tabla 5.3	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd3.....	113
Tabla 5.4	Caracterización química de la facies Sd3.....	117
Tabla 5.5	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd5.....	118
Tabla 5.6	Caracterización química de la facies Sd5.....	121
Tabla 5.7	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies HI1.....	122
Tabla 5.8	Caracterización química de la facies HI1.....	125
Tabla 5.9	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies HI2.....	126
Tabla 5.10	Caracterización química de la facies HI2.....	130
Tabla 5.11	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sh1.....	131
Tabla 5.12	Caracterización química de la facies Sh1.....	135
Tabla 5.13	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sh2.....	136
Tabla 5.14	Caracterización química de la facies Sh2.....	139
Tabla 5.15	Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies C.....	140
Tabla 5.16	Caracterización química de la facies carbonosa C.....	143
Tabla 5.17	Comparación de la composición química y parámetros petrofísicos de las ocho facies reconocidas durante este estudio.....	144
Tabla 6.1	Límites y espesores de los intervalos estudiados en los pozos A, B, C y D.....	170

## LISTA DE ANEXOS

- A – I Columna estratigráfica en el intervalo 1664,1' – 2403,7' correspondiente al pozo A ubicado al sur del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco – Escala 1:200
- A – II Columna estratigráfica en el intervalo 1664,1' – 1886,8' correspondiente al pozo A ubicado al sur del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco – Escala 1:20
- A – III Columna estratigráfica en el intervalo 2033,0' – 2077,2' correspondiente al pozo A ubicado al sur del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco – Escala 1:20
- A – IV Columna estratigráfica en el intervalo 2343,0' – 2403,7' correspondiente al pozo A ubicado al sur del área de Junín, Faja Petrolífera del Orinoco – Escala 1:20
- A – V Caracterización de facies y asociaciones de facies e interpretación de perfiles para la secuencia 1664,1' – 2403,7' correspondiente al pozo A
- A – VI Reconocimiento e interpretación de facies y asociaciones de facies para la secuencia 1590' – 2374' correspondiente al pozo B
- A – VII Reconocimiento e interpretación de facies y asociaciones de facies para la secuencia 1470' – 2146' correspondiente al pozo C
- A – VIII Reconocimiento e interpretación de facies y asociaciones de facies para la secuencia 1348' – 2100' correspondiente al pozo D

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 GENERALIDADES**

La caracterización geológica y petrofísica de yacimientos tradicionalmente se ha realizado mediante la interpretación de información obtenida de los registros petrofísicos convencionales, tales como el registro de rayos gamma, registros de resistividad no tensoriales, registros de porosidad – neutrón y registros de densidad, los cuales brindan información referente a propiedades petrofísicas tales como: porosidad, conductividad de la roca, contenido de elementos radioactivos de desintegración natural, densidad electrónica, entre otras.

La creciente demanda mundial de búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos, la necesidad de mejorar las caracterizaciones geológicas y petrofísicas de yacimientos actuales para optimizar su producción, el alto costo económico de los servicios de recuperación de núcleos y las limitaciones propias de los registros convencionales (bajo grado de resolución vertical y ambigüedades en sus respuestas, controladas por parámetros de la formación que muchas veces son desconocidos: salinidad del agua de formación, tipo litológico, presencia de fluidos, contenido de arcillas, entre otros, lo cual frecuentemente ocasiona interpretaciones incorrectas de las propiedades de la formación); constituyen las principales causas que han motivado a las empresas de servicios al desarrollo de nuevas tecnologías de registros que provean de información geológica, geoquímica y petrofísica más precisa y con mayor resolución para optimizar las caracterizaciones de yacimientos, así como brindar nueva información que permita mejorar los modelos sedimentológicos, estratigráficos y petrofísicos; especialmente en aquellos pozos donde no se han recuperado núcleos.

En este Trabajo Especial de Grado (T.E.G.) se plantea realizar la integración e interpretación de los resultados provenientes de estas nuevas tecnologías de registros:

registro de imágenes microresistivas de alta resolución, registro de espectroscopía elemental, registro de resistividad vertical y registro de resonancia magnética nuclear, junto con los resultados provenientes de las tecnologías convencionales, con la finalidad de realizar la caracterización geológica de una región situada al sur del área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco y determinar los alcances de la aplicación de estas nuevas tecnologías en las caracterizaciones geológicas de yacimientos.

El empleo de la tecnología de registro basada en imágenes microresistivas de alta resolución ofrece la posibilidad de reconocer eventos sedimentarios, estratigráficos y estructurales en la formación con una resolución vertical de hasta 1,25 cm lo cual, además de superar ampliamente el grado de resolución de los registros convencionales, también permite reconocer características como: estructuras sedimentarias, geometría de las superficies de estratificación, bioturbaciones, tamaños de granos, entre otros. Autores como VELÁZQUEZ (2002) proponen que la descripción de características sedimentológicas a partir del estudio de núcleos en rocas con alto grado de impregnación de hidrocarburos, como es el caso de las arenas de la Formación Oficina en la Faja Petrolífera del Orinoco, es poco efectiva. Esta autora, al igual que GARCÍA (2004), DÍAZ *et al.* (2008a, 2008b), entre otros autores, demuestran que la tecnología de registros de imágenes ayuda a inferir características sedimentológicas y estratigráficas en estos casos, superando las limitaciones tanto de la descripción visual de núcleos como las implícitas en los registros convencionales.

Por su parte, la tecnología de registros basada en espectroscopía elemental estima la composición química de la formación lo cual brinda la posibilidad de discriminar y caracterizar unidades químicas, realizar estudios quimioestratigráficos y facilitar la correlación de unidades entre pozos. Esta tecnología también permite estimar la composición mineralógica y litológica detallada de la formación basados en sistemas de clasificación geoquímica, como los propuestos por HERRON (1998) y PEMPER *et al.* (2006) permitiendo mejorar las caracterizaciones de litofacies y unidades litoestratigráficas.

El registro de resistividad vertical es una herramienta de inducción que evalúa la conductividad de la formación en las tres dimensiones del espacio, con un arreglo especial de bobinas multicomponentes de inducción transmisoras – receptoras que permiten obtener las resistividades en el plano perpendicular y paralelo al eje del hoyo perforado. Esta tecnología de registros permite reconocer secuencias anisótropas dentro de la formación producto de la presencia de laminaciones de arenas o arcillas, las cuales no son detectadas por los registros de resistividad convencionales.

Finalmente, la tecnología de registros de resonancia magnética nuclear permite obtener información relativa al tamaño de poro de las rocas y los tipos fluidos que saturan el espacio poroso de la formación, lo cual permite inferir cualitativamente características sedimentológicas como: presencia de arcillosidad, tamaño de grano y grado de escogimiento.

## **1.2 OBJETIVOS Y ALCANCES**

El presente Trabajo Especial de Grado tiene planteado los siguientes objetivos:

### **1.2.1 Objetivo General**

- Realizar la caracterización geológica de la secuencia oligo-miocena de una región situada al sur del área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco por medio de la integración de los registros de alta tecnología, estudio de núcleos y registros convencionales, en cuatro pozos situados en un área de 46 km<sup>2</sup> aproximadamente.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Realizar la descripción detallada de características sedimentológicas y estratigráficas a partir del estudio de núcleos de la secuencia oligo-miocena para un pozo A, haciendo énfasis en las siguientes características: tipo litológico, tamaño de grano, grado de escogimiento, estructuras sedimentarias, características de las superficies de estratificación, grado de impregnación y contenido de paleontológico.



- Definir facies sedimentarias a partir de los resultados de la descripción visual de núcleos en el pozo A.
- Definir asociaciones de facies e interpretar sedimentológica y estratigráficamente estos resultados con la finalidad de reconocer los ambientes sedimentarios en el pozo A.
- Hacer una calibración núcleo – perfil de cada una de las facies sedimentarias reconocidas en el estudio de núcleos del pozo A y los registros de alta tecnología.
- Procesar e interpretar los resultados de los registros de alta tecnología en cada uno de los cuatro pozos considerados en este estudio.
- Reconocer las facies sedimentarias y asociaciones de facies identificadas en el pozo A en tres pozos vecinos B, C y D, utilizando los registros de alta tecnología.
- Elaborar un modelo geológico del área estudiada basado en la interpretación de los resultados obtenidos de los registros de alta tecnología aplicados en los pozos estudiados.
- Aportar información al modelo estratigráfico y sedimentológico del área estudiada.
- Establecer los alcances y limitaciones del empleo de los registros de alta tecnología en la caracterización geológica de yacimientos.

### **1.2.3 Alcances**

El alcance del presente trabajo fue determinar la correspondencia y utilidad de estas nuevas tecnologías de perfilaje en el reconocimiento de características sedimentológicas y estratigráficas con la finalidad de mejorar las caracterizaciones geológicas de yacimientos. Igualmente se espera obtener una metodología de interpretación de los registros de alta tecnología considerados que permita reconocer facies sedimentarias o describir nuevas facies a partir de los resultados de estos registros.

### 1.3 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Faja Petrolífera del Orinoco (Fig. 1.1) es una franja en dirección este – oeste con una extensión areal de 55314 km<sup>2</sup> que se encuentra ubicada al norte del curso actual del río Orinoco. Comprende cuatro áreas principales: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá, nombradas en sentido este – oeste, las cuales han sido divididas en 27 bloques con el propósito de efectuar el proceso de certificación de reservas “Proyecto Orinoco Magna Reserva”.



Figura 1.1 - Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y el área sur de Junín. Tomado de BEJARANO, 2006.

En la figura 1.2 se muestra la ubicación de los cuatro pozos en los cuales se efectuó el presente estudio, los cuales comprenden un área aproximada de 46 km<sup>2</sup> situada al sur del área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco. El pozo A, situado al noreste de área de estudio, fue el único pozo donde se recuperaron los núcleos durante su perforación; por lo tanto, es el único pozo donde fue posible realizar la descripción visual de núcleos. Los pozos B, C y D no cuentan con núcleos para su estudio; y por lo tanto, sus características sedimentológicas y estratigráficas fueron interpretadas a partir de los registros de alta tecnología.

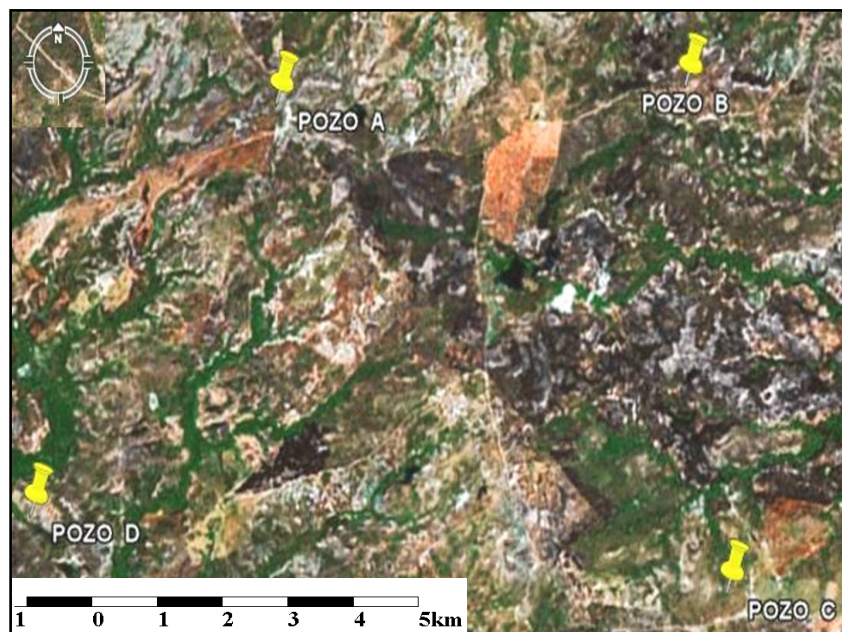


Figura 1.2 - Ubicación de los pozos considerados en este trabajo. Tomado de KEYHOLE & GOOGLE., 2008

## 1.4 METODOLOGÍA

La metodología que se empleó en el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado estuvo dividida en 7 etapas principales, descritas a continuación:

### 1.4.1 Recopilación de información

En esta fase se realizó una recopilación de información sobre trabajos de carácter sedimentológico y estratigráfico realizados en la zona de estudio. De igual forma, se consultaron trabajos donde se emplearon algunas de las tecnologías de registros consideradas en este estudio. La información consultada abarcó los siguientes aspectos:

- a) Estudios de núcleos en pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- b) Estudios sedimentológicos, estratigráficos y estructurales realizados en la región.
- c) Descripción y análisis de facies realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco.
- d) Modelos geológicos de la región.
- e) Información geológica y petrofísica de interés.
- f) Información sobre principios de funcionamiento y aplicación de los registros petrofísicos de alta tecnología que se usaron en el presente trabajo.

### **1.4.2 Estudio sedimentológico y estratigráfico**

Esta etapa estuvo comprendida por tres fases menores:

#### ***1.4.2.1 Descripción visual de núcleos pertenecientes al pozo A***

En esta fase se realizó la descripción detallada de las características sedimentológicas y estratigráficas de los núcleos recuperados del pozo A. Se describieron detalladamente los siguientes aspectos:

- a) Tipo de roca
- b) Granulometría
- c) Escogimiento, redondez y esfericidad de los granos.
- d) Estructuras sedimentarias
- e) Geometría de las superficies de estratificación
- f) Mineralogía
- g) Contenido paleontológico
- h) Grado de impregnación

#### ***1.4.2.2 Definición y caracterización de facies sedimentarias***

En esta fase se definieron y describieron las facies presentes en los núcleos recuperados del pozo A, tomando en cuenta cambios en las características litológicas y paleontológicas. La nomenclatura de cada una de las facies reconocidas fue tomada de los trabajos realizados por BEJARANO (2006), DÍAZ *et al.* (2008a, 2008b) y otros informes inéditos pertenecientes a PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., con la finalidad de mantener una nomenclatura de facies uniforme para la región de la Faja Petrolífera del Orinoco.

#### ***1.4.2.3 Asociaciones verticales de facies***

En esta fase se establecieron las asociaciones de facies sedimentarias de la secuencia descrita en el pozo A con la finalidad de interpretar los ambientes sedimentarios asociados.

### **1.4.3 Procesamiento e interpretación de los perfiles para los pozos A, B, C y D**

Esta etapa comprendió el procesamiento de los datos de campo de los perfiles de imágenes microresistivas, espectroscopía elemental, resistividad vertical, resonancia

magnética nuclear y registros convencionales, en los cuatro pozos considerados y la interpretación de sus resultados.

#### **1.4.4 Comparación y calibración de facies y asociaciones de facies con los registros de alta tecnología en el pozo A**

En esta etapa se procedió a realizar la integración núcleo – perfil con los resultados del estudio de núcleos y registros de alta tecnología en el pozo A. Se identificaron las diferencias y similitudes entre ambos resultados obtenidos y posteriormente, se realizó una calibración y caracterización entre las facies y asociaciones definidas en los núcleos y los registros de alta tecnología. Adicionalmente, se fortaleció la descripción de las facies sedimentarias reconocidas en los núcleos.

#### **1.4.5 Identificación e interpretación de facies en los pozos B, C y D empleando los registros de alta tecnología**

En esta etapa se efectuó el reconocimiento e identificación de las facies sedimentarias y asociaciones de facies en los pozos B, C y D en los registros de alta tecnología junto con los registros convencionales, utilizando los resultados de la calibración de la respuesta entre facies y perfiles definidas en la etapa anterior.

#### **1.4.6 Elaboración del modelo sedimentológico y estratigráfico**

En esta etapa se integraron todos los resultados obtenidos en los cuatro pozos considerados, con la finalidad de establecer un modelo sedimentológico y estratigráfico para el área estudiada y sus distintos ambientes de depositación asociados.

#### **1.4.7 Definición del alcance de los registros de alta tecnología**

Esta última etapa consistió en la definición del alcance y las limitaciones que presentaron cada uno de los registros, de forma individual, en la caracterización sedimentológica y estratigráfica de los pozos estudiados.

## 1.5 TRABAJOS PREVIOS

- GONZÁLES DE JUANA *et al.* (1980) describen la estratigrafía e historia de sedimentación de la Cuenca Oriental de Venezuela, señalando las características más significativas de las unidades litoestratigráficas definidas en esta región.

- PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (1983), en el trabajo titulado “Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Zuata. Volumen IV”, realiza una descripción detallada de la estratigrafía y sedimentología del área de Zuata. Se establecen los límites y relaciones estratigráficas entre las distintas unidades reconocidas en el subsuelo de esa región; además describieron 3 asociaciones de facies sedimentarias principales: plano aluvial alto (canales de ríos entrelazados); plano aluvial bajo (canales de ríos de meandros); y plano costero (llanura de inundación). En este trabajo se describen detalladamente las características de estas asociaciones y su arquitectura, en la reconstrucción paleoambiental de esos depósitos.

- AUDEMARD *et al.* (1985) en su trabajo titulado “Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco”, proponen un nuevo modelo sedimentológico-estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco. Basados en estudios e interpretaciones de resultados de estudios de pozos, reconocen que la secuencia estratigráfica de la zona está constituida por tres ciclos de transgresión-regresión. El ciclo I de edad Oligoceno se restringe a la parte occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco e incluye las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas. Los ciclos II y III incluyen las formaciones Oficina, Chaguaramas (superior) y Freites. En la provincia occidental el Terciario suprayace discordantemente los sedimentos cretácicos y paleozoicos, los cuales se hallan en profundas depresiones estructurales.

- VELÁZQUEZ (2002) realizó un estudio sedimentológico y estratigráfico de la Formación Oficina en el campo Sincor ubicado dentro del área de Zuata (actual área Junín), mediante la integración de los estudios de núcleos y los registros de imágenes. Esta autora definió 10 facies sedimentarias que fueron agrupadas en 6 asociaciones facies. El análisis

de estas asociaciones de facies le permitió reconocer los siguientes ambientes: canales entrelazados, llanura de inundación, canales distributarios, bahías interdistributarias, barras de desembocadura y lutitas del prodelta. Adicionalmente definió los alcances y limitaciones del registro de imágenes en su trabajo.

- GARCÍA (2004) trabajó con la tecnología de registros de imágenes microresistivas de alta resolución en la secuencia terciaria de la cuenca de Maracaibo. En su trabajo demuestra la utilidad de estos registros para la descripción de características sedimentológicas y estratigráficas. Definió 9 litofacies y realizó análisis de paleocorrientes con base en la respuesta de los registros de imágenes aplicados en los depósitos del Miembro Punta Gorda de la Formación Misoa. Generó un modelo geológico para ese yacimiento.

- MENDOZA (2005) describió la configuración geológica de la Faja Petrolífera del Orinoco integrando los trabajos realizados por diversos autores. Reconoce 4 fases en la formación de la Cuenca Oriental de Venezuela. También reconoce los 3 ciclos estratigráficos-sedimentarios de transgresión-regresión ocurridos durante el Terciario. Explica la configuración geológica general de la Faja Petrolífera del Orinoco.

- BEJARANO (2006) elaboró un modelo estratigráfico-sedimentológico general para los sedimentos terciarios de la Faja Petrolífera de Venezuela. Propone la existencia de un total de 11 litofacies en toda la región: cuatro litofacies arenosas, tres litofacies arcillosas, dos litofacies heterolíticas, una litofacies carbonosa y una litofacies calcárea. Estas litofacies fueron agrupadas en cuatro asociaciones de facies: a) llanura aluvial/entrelazada (barras de canales entrelazados apiladas); b) llanura deltaica baja (canales distributarios, barras de meandros, canales abandonados, pantanos, diques naturales, abanicos de rotura y bahías interdistributarias); c) frente de delta (complejos canal-barra de desembocadura fluvial/marea); y d) marino somero bien restringido.

- ROSADO (2007) en su estudio del área de Machete (actual Boyacá), mediante el estudio de dos núcleos reconoció 6 litofacies: tres facies de arenas, una facies arcilítica, una facies limolítica y una facies heterolítica. A partir de la interpretación de los registros

eléctricos reconoció electrofacies de canales fluviales, canales distributarios, llanura deltáica, barras de desembocadura, islas de barrera y lutitas marinas. En base a estos resultados interpretó los siguientes sistemas depositacionales: a) ambiente fluvial; b) ambiente deltaico caracterizado por canales distributarios, llanura deltaica y frente deltaico; y c) ambiente marino caracterizado por islas de barreras y lutitas marinas.

- DÍAZ *et al.* (2008a, 2008b) demuestran los beneficios de la aplicación de los registros de alta tecnología para la caracterización geológica y petrofísica de yacimientos utilizando ejemplos venezolanos. Se demuestra la utilidad del registro de imágenes para conocer características texturales y sedimentológicas. Igualmente el registro de resonancia magnética brinda información sobre la calidad de la roca y parámetros sedimentológicos. El registro de espectroscopía elemental permitió reconocer litología y mineralogía detallada y además, determinó zonas con hidrocarburos.



## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 GENERALIDADES**

En este capítulo se incluye una descripción de los principios, funcionamiento, aplicaciones y alcances de todos los perfiles utilizados en este trabajo; tanto de los perfiles convencionales como de las nuevas tecnologías de perfilaje. Las tecnologías de registros convencionales comprenden todos aquellos perfiles que tradicionalmente se han utilizado en la caracterización, tanto geológica como petrofísica, de yacimientos; dentro de estas tecnologías podemos citar: perfil de potencial espontáneo (SP), perfil de rayos gamma (GR), perfil de resistividad no tensorial, perfil de densidad, perfil de porosidad – neutrón y perfil sísmico. Para efectos de este trabajo, dentro del conjunto de tecnologías convencionales, se utilizaron solamente los perfiles de rayos gamma, resistividad no tensorial, densidad y porosidad – neutrón.

En el caso de las nuevas tecnologías de registros, su explicación se realizó más detalladamente que las convencionales debido a que corresponden con los perfiles de mayor peso en este trabajo y además, los que cuentan con menor bibliografía disponible actualmente.

#### **2.2 TECNOLOGÍAS DE PERFILAJE CONVENCIONALES**

##### **2.2.1 Perfiles de rayos gamma - GR**

El registro de rayos gamma (GR) es un perfil que mide la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcillas de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40 ( $K^{40}$ ), y los

elementos radioactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra (SCHLUMBERGER, 1986).

La sonda que usualmente se utiliza en estos registros contiene un contador de centelleo para medir la radiación gamma que se origina en una profundidad cercana a 1 pie (30cm). La respuesta del registro de rayos gamma, después de las correcciones apropiadas para pozo, etc., es proporcional a las concentraciones del peso del material radioactivo en la formación:

$$GR = (\sum \rho_i V_i A_i) / \rho_b$$

Donde:

$\rho_i$  = densidades de los minerales radioactivos.

$V_i$  = factores de volumen total de los minerales.

$A_i$  = factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad mineral.

$\rho_b$  = densidad global de la formación.

(SCHLUMBERGER, 1986).

Entre las principales aplicaciones del perfil de rayos gamma están:

- a) Permite identificar litologías arcillosas (lutitas)
- b) Estimar el contenido de lutitas en potenciales rocas yacimientos, tanto en hoyos abiertos como entubados.
- c) Ayuda a realizar correlaciones pozo – pozo.

### **2.2.2 Perfiles de resistividad no tensoriales**

La evaluación de la resistividad de la formación es un parámetro clave en las evaluaciones petrofísicas para determinar saturaciones; sin embargo, también permite inferir parámetros litológicos de manera indirecta. Una corriente eléctrica puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que tenga dicha formación, donde la conductividad de esa corriente eléctrica depende de:

- Tipo de fluido que satura la roca.
- Geometría estructural de los poros.

La resistencia eléctrica es la habilidad que tiene un material o sustancia de obstruir el flujo de una corriente eléctrica; en este caso es la medida entre lados opuestos de un cubo unitario de roca a una temperatura específica. De este modo, la resistividad es una medida de la resistencia eléctrica que involucra el factor geométrico del cuerpo evaluado. Las unidades de resistividad son ohmio-metros cuadrados por metro o simplemente ohmio-metro (ohm-m). Las resistividades de formación por lo general varían de 0,2 a 1000 ohm-m (SCHLUMBERGER, 1986).

Los perfiles de resistividad no tensoriales son registros que permiten medir la resistividad de la formación en el plano perpendicular a la dirección del hoyo perforado; es decir, en un hoyo vertical se mide la resistividad de la formación en el plano horizontal. El principio de estos registros de resistividad consiste en introducir corrientes en la formación por medio de electrodos de corriente y medir los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes proporcionan la resistividad para cada dispositivo. Idealmente, en una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un electrodo emisor tienen forma esférica. El voltaje entre un electrodo y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido se gradúa en una escala en unidades de resistividad (SCHLUMBERGER, 1986).

La principal utilidad del registro de resistividad, además de estimar parámetros petrofísicos como saturaciones  $S_w$ ,  $S_o$ ,  $R_w$ ,  $R_t$ , entre otros, es que permite la identificación de carbones o lignitos y capas delgadas de calizas en secuencias lutíticas.

### **2.2.3 Perfil de porosidad neutrón**

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para reconocer y delimitar formaciones porosas, estimar el valor de su porosidad e identificar zonas con gas. Estos registros responden principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación y mediante ellos se logra estimar indirectamente los valores de porosidad. En el caso de formaciones limpias cuyos poros están saturados con agua o hidrocarburos, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido (SCHLUMBERGER, 1986).

El principio de estos registros es el siguiente: una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones (partículas neutras de masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno), los cuales chocan con los núcleos de los materiales de la formación en forma de colisiones elásticas. Con cada colisión, cada neutrón pierde algo de su energía dependiendo de la masa relativa con el que choca el neutrón; siendo mayor la cantidad de energía perdida cuando golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno.

Debido a la frecuencia de colisiones sucesivas, en pocos milisegundos los neutrones disminuyen su velocidad suficientemente como para ser capturados por los núcleos de los átomos como cloro, silicio e hidrógeno, los cuales se excitan intensamente y emiten un rayo gamma de captura de alta energía. Cuando la concentración de hidrógeno de la formación es suficientemente alta, la mayoría de los neutrones son desacelerados y capturados a una distancia corta de la fuente; por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector (ubicado lejos de la fuente radioactiva) aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa (SCHLUMBERGER, 1986).

#### **2.2.4 Perfil de densidad**

Este perfil tiene varias utilidades dentro de la industria, especialmente como registro de porosidad. Además, el perfil de densidad ayuda a estimar la mineralogía en depósitos de evaporitas, detectar zonas con gas, determinar la densidad de los hidrocarburos, evaluar petrofísicamente secuencias de arenas con arcillas o litologías complejas que incluyan carbonatos, determinar la producción de lutitas con contenido de hidrocarburos y calcular presiones de sobrecarga y propiedades geomecánicas de las rocas.

El principio de estos perfiles se basa en el uso de una fuente radioactiva que se aplica a la pared del hoyo en un cartucho deslizable la cual emite rayos gamma de mediana energía a la formación. Estos rayos gamma se consideran partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación, perdiendo una parte de su energía y continuando su movimiento con su energía disminuida (efecto Compton). Este fenómeno ocurre hasta que

los rayos gamma llegan al receptor que se encuentra a una distancia fija de la fuente; donde la cantidad de rayos gamma recibidos es proporcional a densidad de la formación. En consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones de la formación, que a su vez está relacionada con el volumen de densidad real  $\rho_b$  (SCHLUMBERGER, 1986).

## **2.3 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE PERFILAJE**

### **2.3.1 Perfil eléctrico de imágenes microresistivas de alta resolución - PEI**

La tecnología de registros de imágenes microresistivas provee información geológica y petrofísica de la formación con la mayor resolución vertical y horizontal de todas las tecnologías de registro que actualmente se utilizan en el perfilaje de pozos. Esta tecnología permite realizar mediciones de microresistividad en 3D de la formación que permiten reconocer eventos de hasta 0,5 pulgadas (1,25cm).

Para algunos autores como LOFTS & BURKE (1999), PROSSER (1999), VELÁZQUEZ (2002), GARCÍA (2004) y DÍAZ *et al.* (2008a, 2008b), esta tecnología de registros es una herramienta muy útil que permite reconocer eventos sedimentarios y estratigráficos de la formación, tales como: estructuras sedimentarias, discordancias, fracturas, superficies de estratificación, entre otras. En el desarrollo de sus trabajos, el empleo de esta tecnología les permitió reemplazar parcialmente el estudio convencional de núcleos para las descripciones geológicas. Adicionalmente, permitió calibrar en profundidad los registros petrofísicos convencionales y ubicar en profundidad con alta precisión intervalos de interés debido a su resolución vertical.

#### **2.3.1.1 Principio de funcionamiento**

La tecnología de registros de imágenes microresistivas funciona como una herramienta de resistividad de alta resolución que puede ser operada en cualquier tipo de lodos de perforación y su respuesta, al igual que los demás perfiles eléctricos, está controlada por parámetros como: litología de la formación circundante, el tipo de fluidos, el contenido de arcillosidad, invasión en la zona lavada, entre otros.

La herramienta de imágenes microresistivas utilizada en este trabajo consta de un número de seis patines que tienen superficies conductivas en las cuales se encuentran un conjunto de electrodos, como se observa en la figura 2.1.

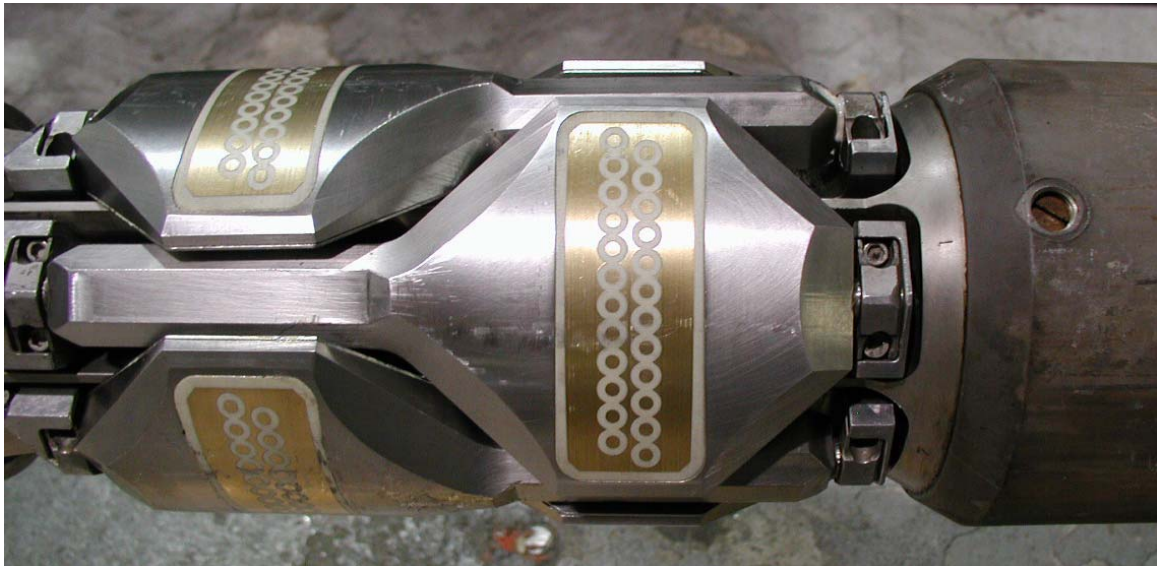


Figura 2.1 – Patines de la herramienta de imágenes usada en este trabajo. Se observan dos filas de 12 botones cada una. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.

Estos patines se colocan en contacto directo contra las paredes del hoyo y se aplica un determinado voltaje de corriente eléctrica que penetra en la formación hacia un receptor que se ubica en la sección superior de la herramienta por encima de un aislante determinado (Fig 2.2). Por lo tanto, la corriente alterna de baja frecuencia que emiten los patines viaja a través de la formación mientras que los microelectrodos miden la densidad de la corriente que viaja a través del patín con un potencial constante (Fig. 2.2).

Un número de 24 pequeños sensores, denominados botones, repartidos en 2 filas que están situados en la parte central de la cara externa de cada patín, miden la resistividad que posee la formación directamente frente al patín. Posteriormente cada señal obtenida en cada sensor o botón, debidamente corregida por los efectos ambientales durante el procesamiento de los datos, se integra con la señal obtenida de los 23 botones restantes para generar la imagen de cada patín. La unión de todas las imágenes generadas en cada uno de

los patines se representan juntas para generar una pista dentro del registro el cual permite observar los eventos de microresistividad obtenidos a esa profundidad determinada (Modificado DE BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002).

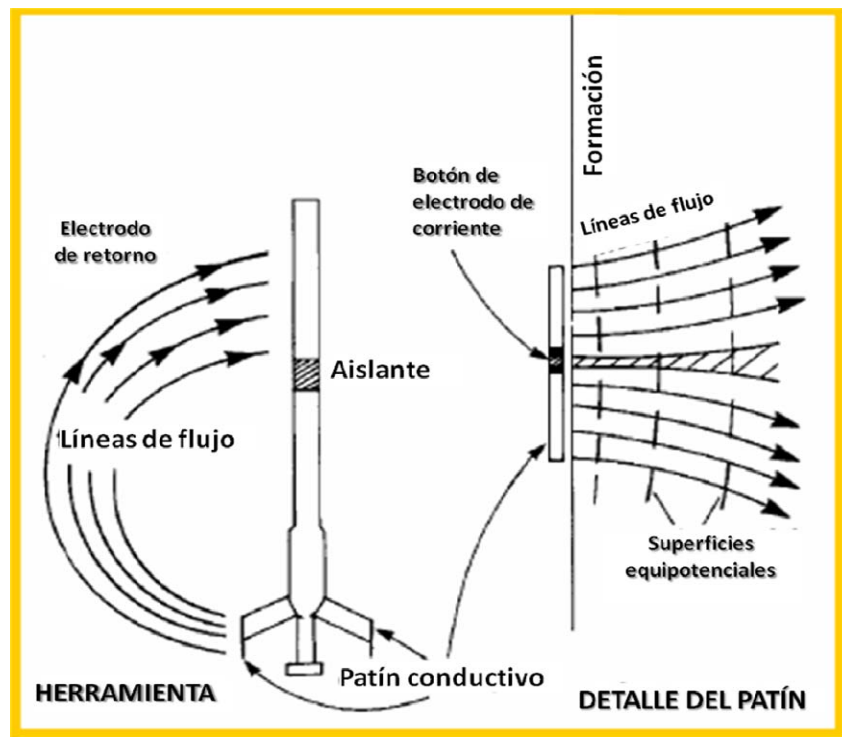


Figura 2.2 - Flujo de la corriente en una herramienta de imagen microresistiva. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.

La resolución de las herramientas microresistivas depende de la geometría y arreglo de los botones en el patín y del tamaño del electrodo; en el caso de la herramienta usada en este trabajo, la resolución vertical es de 1,25 cm (0,5 plg). Las figuras 2.3 y 2.4 exhiben la configuración y arreglo de los patines en las herramientas de imágenes microresistivas; en el caso de la herramienta usada en este trabajo, la configuración es de 6 patines distribuidos en forma simétrica.

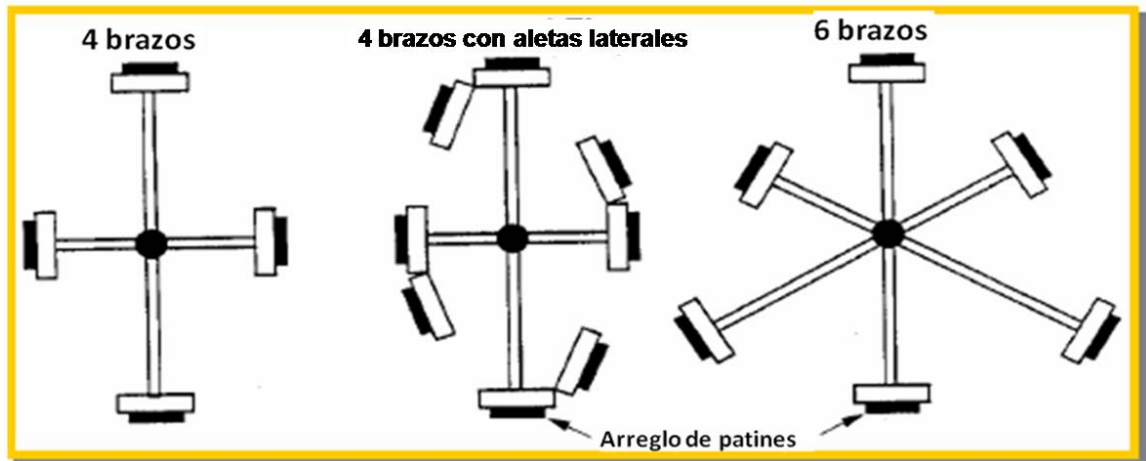


Figura 2.3 - Diferentes configuraciones de los patines en las herramientas microresistivas que se encuentran actualmente en el mercado. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.

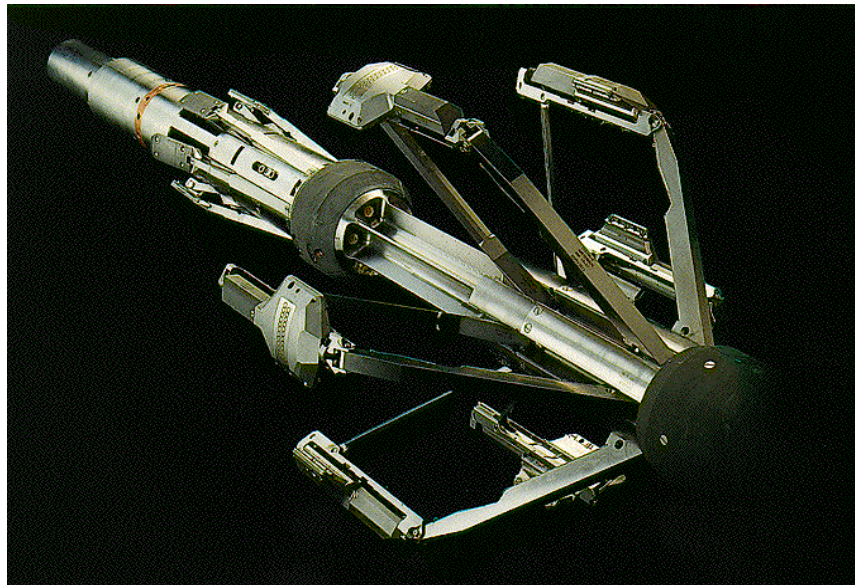


Figura 2.4 - Fotografía de la herramienta de imágenes microresistivas usada en este trabajo. Tomado de PAVLOVIC & MARKOVIC, 2003.

La cobertura del hoyo que poseen estas herramientas viene definida por el espesor individual de los patines, la geometría y arreglo de los sensores o botones dentro del patín y



el número de patines que posea la herramienta. La herramienta usada en este trabajo posee seis brazos y tiene una cobertura de hoyo cercana al 60% del área tomando como referencia un hoyo de 8,5 plg; aunque la resolución de la herramienta disminuye cuando aumenta el diámetro del hoyo. La tabla 2.1 señala la relación existente entre el porcentaje de cobertura del hoyo en función del número de patines, donde la herramienta de seis patines en hoyos de ocho pulgadas posee una cobertura cercana al 60%. Por su parte, la figura 2.5 muestra la relación existente entre el número de patines de la herramienta y la geometría de esos patines dentro del hoyo.

Diámetro de hoyo / N° de patines	2 patines	4 patines	8 patines	6 patines
Hoyos de 8,5"	20%	40%	80%	60%
Hoyos de 12,25"	14%	28%	56%	42%

Tabla 2.1 – Porcentaje de cobertura del hoyo que ofrecen las diferentes configuraciones de las herramientas microresistivas. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.

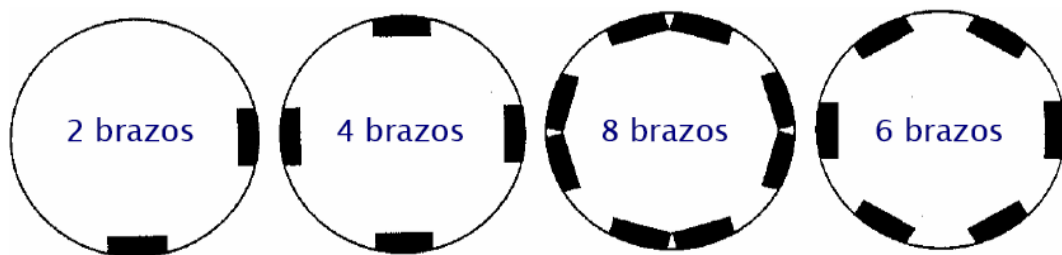


Figura 2.5 – Cobertura del hoyo por número de patines que presenta las herramientas microresistivas. Tomado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002.

La tecnología de registros de imágenes usada en este trabajo está diseñada para operar en lodos base aceite (no conductivos). En general, para lograr la adquisición de buenos datos de imágenes la relación entre el lodo y el fluido de formación debe ser menor a 1000 ohm-m (BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2002).

### ***2.3.1.2 Aplicaciones y alcances de la tecnología de PEI***

La tecnología de registros de imágenes microresistivas posee una gran variedad de aplicaciones, fundamentalmente debidas a su alta resolución, que permiten reconocer eventos en la formación de hasta 1,25 cm. Las aplicaciones pueden ser agrupadas en tres campos particulares: sedimentología-estratigrafía, estructural y petrofísica.

Dentro del campo de la sedimentología y la estratigrafía, estas herramientas brindan las siguientes soluciones:

- Ayudan a definir tamaños, forma, profundidad y espesor de capas.
- Ayudan a identificar el tipo de roca y su fábrica.
- Permiten cartografiar con alta precisión la presencia de discordancias y discontinuidades en el subsuelo.
- Ayudan a estimar direcciones de paleocorrientes.
- Análisis de facies y estratigrafía secuencial.

Dentro del campo de la geología estructural, este tipo de herramientas permite determinar:

- Buzamiento estructural de las capas dentro de una cuenca.
- Buzamiento local de secciones de capas.
- Presencia de fracturas y fallas.
- Presencia de pliegues y deformaciones.
- Correlación con información sísmica

Finalmente dentro del campo de la petrofísica, esta tecnología brinda información sobre:

- Estimación más precisa del espesor de Arena Neta.
- Reconocimiento de barras de flujo y heterogeneidades de permeabilidad.
- Brinda información de la geometría de las arenas para modelar el yacimiento.

### 2.3.2 Perfil de resonancia magnética nuclear – RMN

La introducción de las herramientas de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) ha logrado mejorar en gran medida la capacidad de caracterizar los fluidos y el espacio poroso. En las versiones anteriores de las herramientas de RMN era necesario alterar el lodo para eliminar la señal del pozo y las mediciones se basaban en el débil campo magnético terrestre. Sin embargo, las herramientas modernas son básicamente una repetición de los instrumentos de laboratorio de RMN y proporcionan un cúmulo similar de información.

#### 2.3.2.1 Principio de funcionamiento

Para conocer el principio de funcionamiento y tecnología del registro es necesario manejar varios conceptos y teorías sobre propiedades atómicas, física nuclear y mecánica cuántica. La descripción que sigue a continuación es una explicación básica del principio de funcionamiento y principales aplicaciones de este tipo de herramienta; aquellos lectores interesados en ahondar más detalladamente en los principios de funcionamiento y aplicaciones petrofísicas de esta tecnología se recomienda revisar los trabajos realizados por PATEL *et al.* (1997), COATES *et al.* (1999), MARCOS (2000), ARRO (2003) y RINCÓN (2004).

Los principales núcleos que poseen propiedades magnéticas son los del hidrógeno ( $^1\text{H}$ ), y de los siguientes isótopos: carbono ( $^{13}\text{C}$ ), flúor ( $^{19}\text{F}$ ), fósforo ( $^{31}\text{P}$ ) y sodio ( $^{23}\text{Na}$ ). El núcleo del hidrógeno, formado por un solo protón, desempeña un papel importante en la aplicación de esta técnica, ya que su momento magnético es relativamente grande y es un elemento abundante en los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas (RINCÓN 2004).

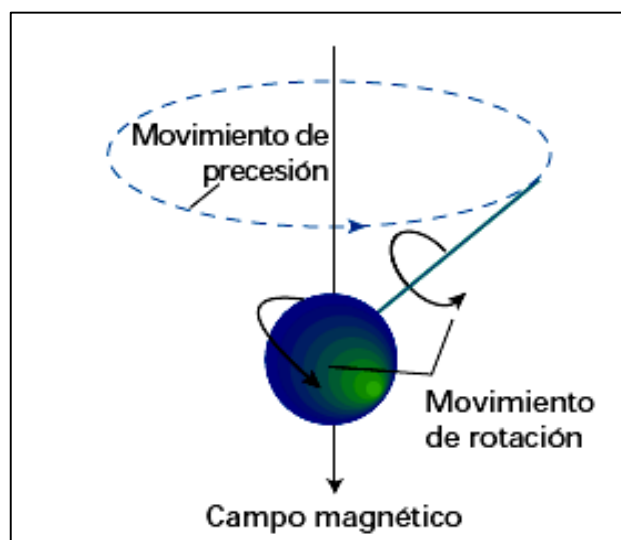


Figura 2.6 - Los protones se comportan como imanes en rotación. Una vez que se ha perturbado el equilibrio, giran en precesión (semejando al movimiento de un trompo) en el campo magnético estático. Tomado de PATEL *et al.*, 1997.

Muchos núcleos atómicos, como es el núcleo del átomo de H, poseen un momento magnético y se comportan como imanes en rotación (Fig. 2.6). Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales medibles que se pueden maximizar si los campos oscilan en la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular. Los perfiles basados en la técnica de RMN utilizan esta señal para medir la cantidad y la distribución del hidrógeno en los espacios porosos de las rocas. El hidrógeno tiene un momento magnético relativamente grande y da una indicación directa de los fluidos contenidos en los poros (PATEL *et al.*, 1997).

Las mediciones de RMN consisten en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno (protones). Una secuencia de mediciones comienza con una alineación de núcleos de hidrógeno, seguidos por perturbaciones que causan la inclinación y precesión de los ejes de rotación de los protones, seguidos con desfases y refocalización repetidos. La alineación inicial de los protones (Fig. 2.7) se obtiene aplicando un campo magnético estático grande  $B_0$  que es generado por la misma herramienta, puesto que dicho dispositivo puede considerarse un gran imán que produce ese campo magnético inicial  $B_0$ . Dicha alineación toma un tiempo finito caracterizado por la constante de tiempo  $T_1$ .

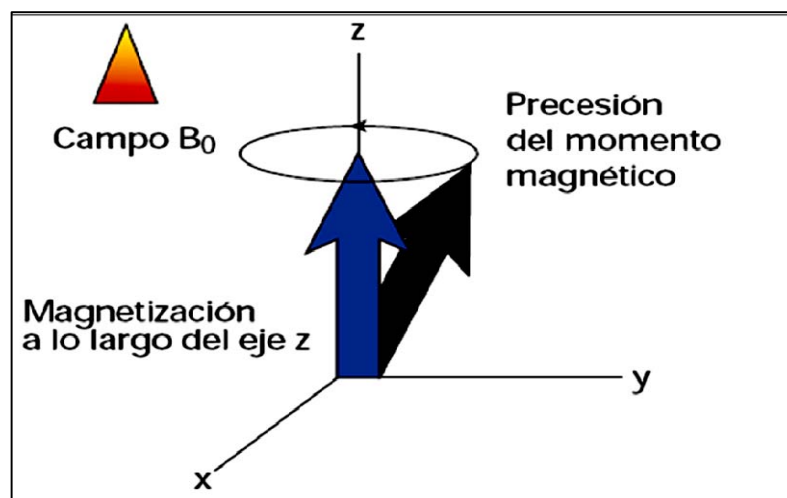


Figura 2.7 – Alineación de los protones en la dirección de  $B_0$  durante la fase inicial de una medición con la tecnología de RMN. Modificado de PATEL *et al.*, 1997.

La perturbación del eje de rotación de los protones (Fig. 2.8) se genera al encender el dispositivo y transmitir un campo magnético oscilante  $B_1$ , perpendicular a la dirección de  $B_0$ . La inclinación del eje de rotación de los protones se controla con la intensidad del campo  $B_1$  y su tiempo de activación. La frecuencia de oscilación se escoge de tal modo que coincida con la frecuencia de resonancia del hidrógeno en el campo  $B_0$  (PATEL *et al.*, 1997).

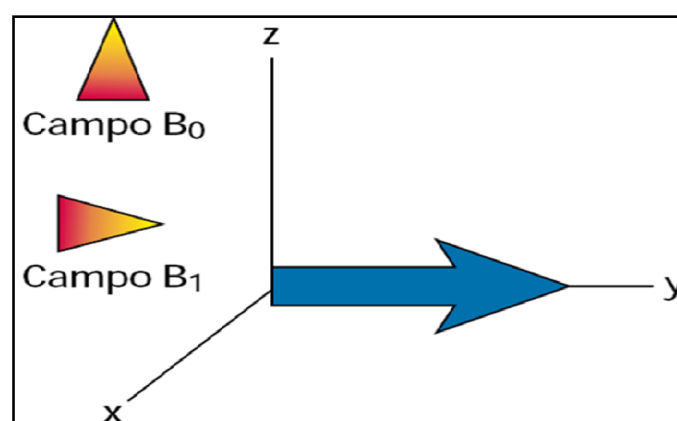


Figura 2.8 – Reorientación de los protones en la dirección de  $B_1$ . Modificado de PATEL *et al.*, 1997.

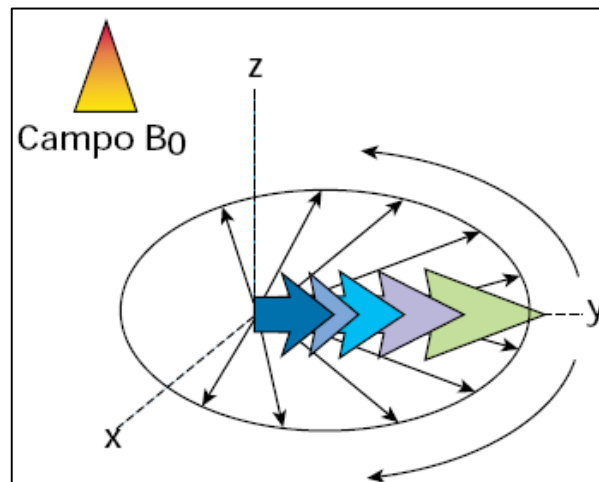


Figura 2.9 – Precesión y desincronización en el plano XY. Tomado de PATEL *et al.*, 1997.

Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, inician un movimiento de precesión en el plano perpendicular a  $B_0$  (Fig. 2.9). Esto genera un campo magnético pequeño que es detectado como una señal por la misma antena que transmite el campo  $B_1$ . Esta señal decae a medida que los protones pierden sincronización debido a variaciones locales en el campo  $B_0$  y a interacciones moleculares (Fig. 2.10).

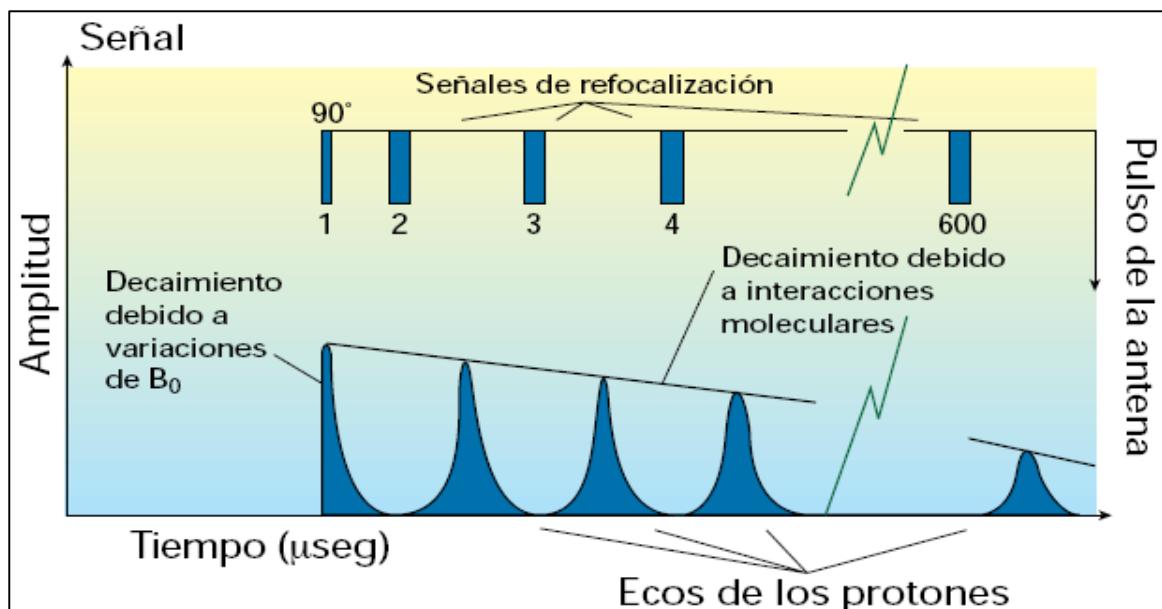


Figura 2.10 – Disminución de la amplitud de la señal en función del tiempo. Tomado de PATEL *et al.*, 1997.

La desincronización causada por las variaciones de  $B_0$  se puede restaurar temporalmente mediante manipulaciones de enfoque repetidas. Luego de cada resincronización o eco, la señal habrá perdido energía debido a interacciones moleculares de acuerdo con una constante de tiempo  $T_2$ , conocida como decaimiento (o relajación).  $T_1$  y  $T_2$  son diferentes pero se encuentran estrechamente relacionadas; la relación entre  $T_1$  y  $T_2$  varía entre 1,5 y 2,5 en la mayoría de las rocas saturadas con agua. La medición de la constante  $T_2$  constituye la medición de perfilaje que se utiliza con mayor frecuencia, pues requiere de un tiempo más breve para su registro y resulta más conveniente para el perfilaje continuo (PATEL *et al.*, 1997).

La amplitud de la señal inicial de  $T_2$  ha sido calibrada directamente en función de la población total de protones, es decir, la porosidad en las rocas. La velocidad de su decaimiento depende de la intensidad de las diferentes interacciones moleculares y es la suma de varios decaimientos, veloces y lentos, generados en diferentes puntos de la muestra. El valor de  $T_2$  se puede representar como:

$$1/T_2 = 1/T_{2S} + 1/T_{2B} + 1/T_{2D}$$

Donde:

- $T_{2S}$  se debe a las interacciones con la superficie del poro y depende del tamaño del poro (cuanto más pequeños son, mayor es el número de protones cerca de sus paredes y mayor la velocidad de decaimiento).
- $T_{2B}$  debido al decaimiento del fluido contenido en los poros.
- $T_{2D}$  debido a la difusión de los protones en un gradiente del campo magnético. La difusividad  $D$  expresa el cuadrado del desplazamiento medio de las moléculas observado durante un periodo y varía según el tipo de fluido y la temperatura. Este parámetro se mide actualmente con la tecnología de RMN y permite discriminar las señales de  $T_2$ .

El parámetro T2S es función de:  $\rho$  (decaimiento por unidad de superficie); S (superficie de los poros) y V (volumen del poro). Esta relación para T2S es estrictamente válida sólo si el decaimiento en cada poro es independiente de los otros poros, y si los protones se difunden con la suficiente velocidad para que el proceso de magnetización resulte uniforme en toda la superficie de los poros (límite de difusión rápida). Estas condiciones son normalmente válidas, con algunas excepciones, como ocurre con la microporosidad, donde es posible que los poros no sean independientes, y en los casos de poros de gran tamaño, cuando la difusión puede no ser lo suficientemente rápida (PATEL *et al.*, 1997).

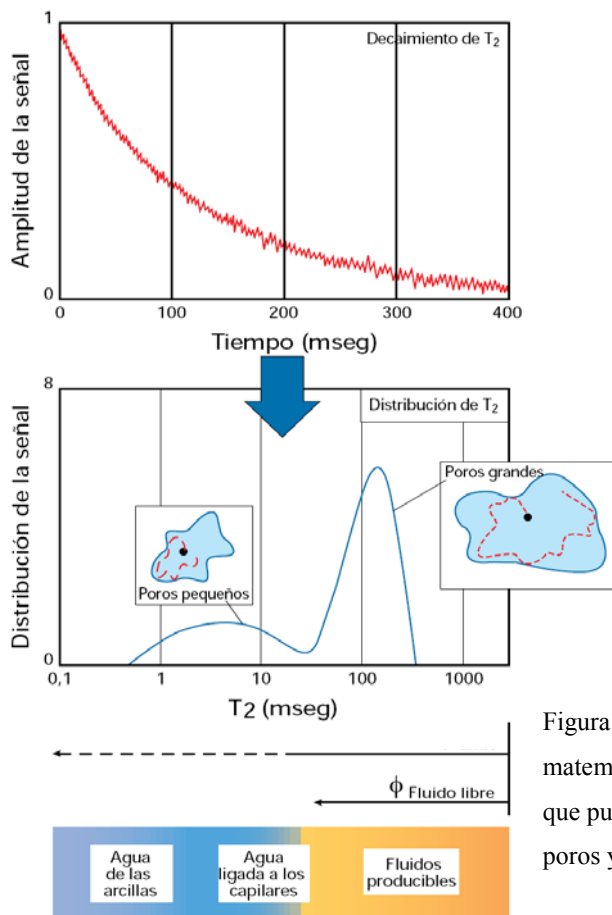


Figura 2.11 – El decaimiento T2 se invierte matemáticamente para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil.

Modificado de PATEL *et al.*, 1997.



El valor de T2D es despreciable, excepto en el caso del gas, debido a los bajos campos magnéticos existentes y, por lo tanto, los gradientes de campo utilizados también son bajos. En el caso del agua pura T2B es de varios segundos y, dado que el T2 total es una suma inversa de los componentes, ejerce una influencia mínima. Sin embargo, el valor de T2B puede ser importante cuando se encuentran poros de gran tamaño (T2S prolongado), o en filtrados de lodos en los que T2B es reducido debido a la presencia de iones paramagnéticos. En general, el decaimiento T2 en las rocas saturadas con agua es un indicador directo del tamaño del poro (PATEL *et al.*, 1997).

Durante el procesamiento, este decaimiento se transforma en una distribución acumulada de T2 mediante una inversión matemática (Fig. 2.11). Detalles sobre el proceso de inversión del espectro T2 usando métodos probabilísticos son explicados en CARMONA *et al.* (2008). Luego de esta transformación, el área total debajo de la curva representa la porosidad, y la señal a cada tiempo de decaimiento representa el volumen para dicho T2. Es posible definir un valor de T2 como punto de corte – T2<sub>corte</sub> – que divide la porosidad entre fluido libre, proveniente de los poros de mayor tamaño ubicados por encima del punto de corte, y fluido inmóvil, ya sea adherido por las fuerzas capilares o las fuerzas de atracción de las arcillas, proveniente de los poros más pequeños ubicados por debajo del punto de corte. Se ha comprobado que en muchas areniscas el T2 de corte es de aproximadamente 33 ms. Una vez determinado este punto de corte, se puede obtener un registro continuo de fluido libre e inmóvil. Adicionalmente se puede separar el agua ligada a las arcillas del agua absorbida por la acción capilar aplicando un punto de corte de 3 ms (PATEL *et al.*, 1997).

La figura 2.12 muestra esquemáticamente la relación directa que existe entre el decaimiento de T2 y el tamaño del espacio poroso asociado dentro de la roca. Aunque el registro de RMN, como se puede ver hasta ahora, es un perfil orientado para reconocer porosidades y tipos de fluidos asociados; en este trabajo se desea inferir características sedimentológicas como tamaño de grano y escogimiento. El tamaño del espacio poroso de una roca es proporcional a su granulometría; de este modo, reconociendo los diferentes

tipos de tamaños de poros se espera inferir con este registro, al menos cualitativamente, distintos tamaños de grano asociados.

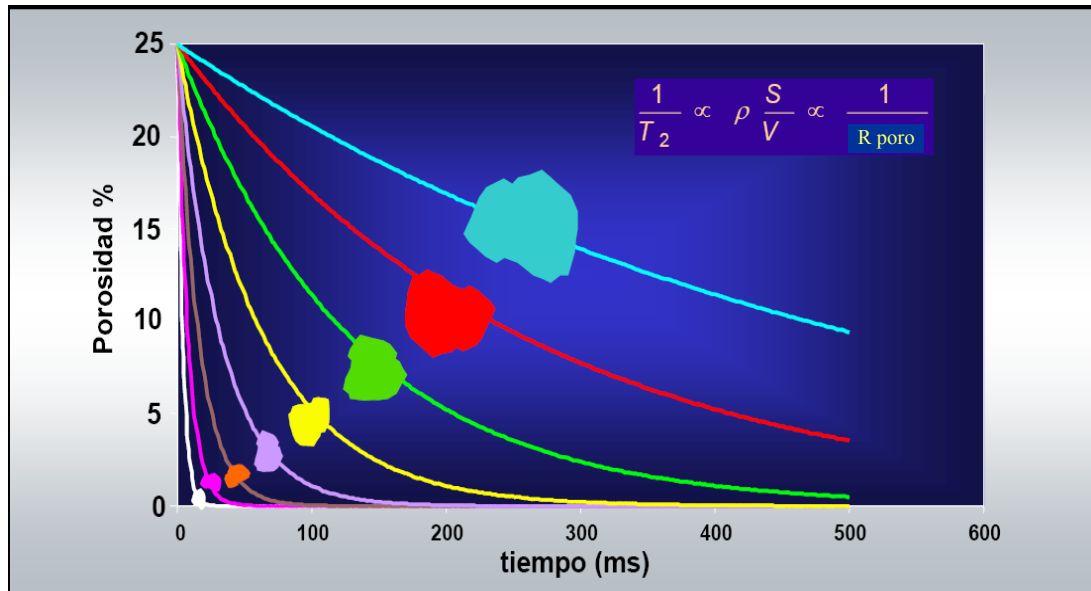
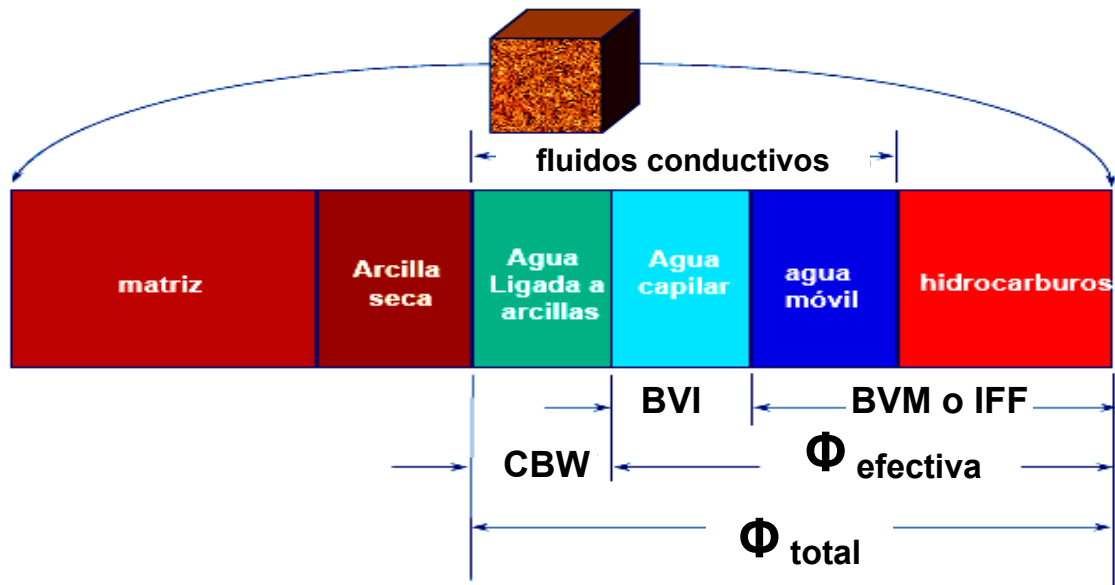


Figura 2.12 – Relación directa entre el decaimiento de T2 y el tamaño de poro asociado. Nótese que en poros más grandes el tiempo de decaimiento T2 es mayor y viceversa. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.

La figura 2.13 ilustra el modelo de distribución de porosidad convencional que es reconocido por la tecnología de RMN y adicionalmente, se señalan las características de T1, T2 y D para cada uno de los distintos tipos de espacios poros y sus fluidos. Este modelo convencional de distribución de porosidades aplica para zonas donde los fluidos presentes en la formación tienen viscosidades medias y bajas, es decir, para fluidos como agua de formación, lodo de perforación, hidrocarburos gaseosos y petróleos livianos y medianos.



	*CBWV + **BVI	***BVM ó FFI		
	Agua irreductible (arcillas + capilar)	Agua movable	Petróleo Liviano	Gas
T1	Muy corto	Medio	Largo	Largo
T2	Muy corto	Medio	Largo	Corto
D	Lento	Medio	Medio	Rápido

\***CBWV = Clay Bound Water Volume.** Corresponde con el agua inmóvil estructuralmente ligada en la superficie de minerales de arcilla. Estas superficies, al estar cargadas eléctricamente debido a sustituciones iónicas en sus estructuras, les permite mantener cantidades de agua ligada iónicamente.

\*\* **BVI = Bulk Volume Irreducible.** Corresponde con el volumen de agua irreductible o fracción del volumen de formación que está ocupado por agua inmóvil, retenida por capilaridad.

\*\*\***BVM = Bulk Volume Movable – FFI = Free Fluid Index.** Corresponde con la fracción del volumen de formación ocupada por fluidos movibles. Puede ser agua, petróleo, gas o una combinación. También se conoce como índice de fluido libre - IFF .

Figura 2.13 – Modelo convencional de distribución de porosidades de una roca junto a los tipos de fluidos asociados y sus características en los espectros T1, T2 y D. Este modelo convencional aplica para rocas saturadas por fluidos con viscosidades medias y bajas; sin embargo, en la Faja Petrolífera del Orinoco este modelo no es aplicado debido a las características de alta viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.

Sin embargo, en el caso de hidrocarburos pesados y extrapesados con viscosidades muy altas, como es el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, el modelo de distribución de porosidades reconocidas por el perfil de resonancia magnética nuclear varía significativamente del modelo tradicional debido a la respuesta típica de señales de decaimiento muy cortas de T2, características de estos fluidos.

La figura 2.14 muestra la distribución esquemática de los tiempos de decaimiento T2 para los distintos tipos de fluidos que se reconocen con el perfil de RMN; nótese que los hidrocarburos pesados (verde oscuro), a pesar de considerarse un fluido móvil, tienen un T2 muy corto, ilustrando lo descrito anteriormente.

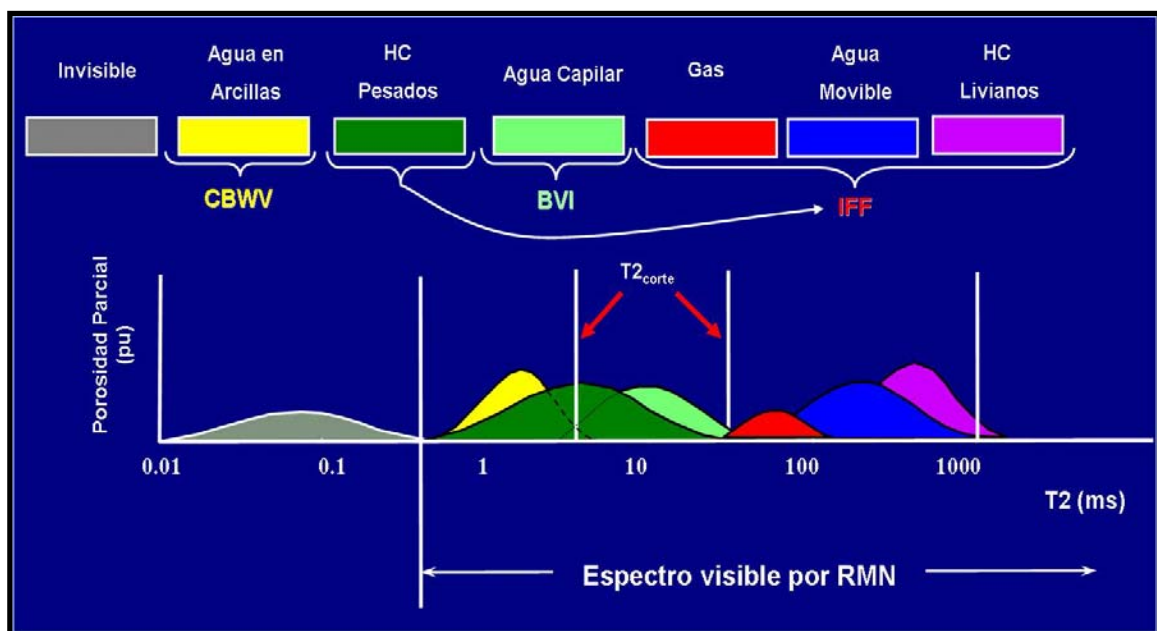


Figura 2.14 – Distribución esquemática de los tiempos de decaimiento de los distintos tipos de fluidos presentes en las rocas. Nótese cómo el tiempo de decaimiento de los hidrocarburos pesados y extrapesados se solapa con el rango de T2 del CBW y BVI. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.

MARCOS (2000) ayudó a caracterizar el patrón de respuestas de la señal de T2 en el caso específico de la Faja Petrolífera del Orinoco. Según este autor, la elevada viscosidad de los crudos que saturan las rocas en esta región, modifica las señales de tiempo T2 convencionales para los campos CBW (agua ligada a las arcillas), BVI (agua capilar) y FFI (fluidos móviles) según el esquema de la figura 2.14. Para el caso específico de la Faja Petrolífera del Orinoco, las zonas saturadas con estos petróleos presentan tiempos de decaimiento muy rápidos (0,5–1ms) ubicados antes de los tiempos asociados al CBW y BVI; adicionalmente, los tiempos de corte que separan los campos entre CBW–BVI y BVI–BVM también se modifican por esta misma causa. Tomando en cuenta estas consideraciones, la figura 2.15 ilustra el modelo de respuestas en el espectro de T2 para la Faja Petrolífera del Orinoco. Los parámetros de corte T2 señalados en esta figura corresponden con una aproximación en el modelo de respuestas obtenido para esta región.

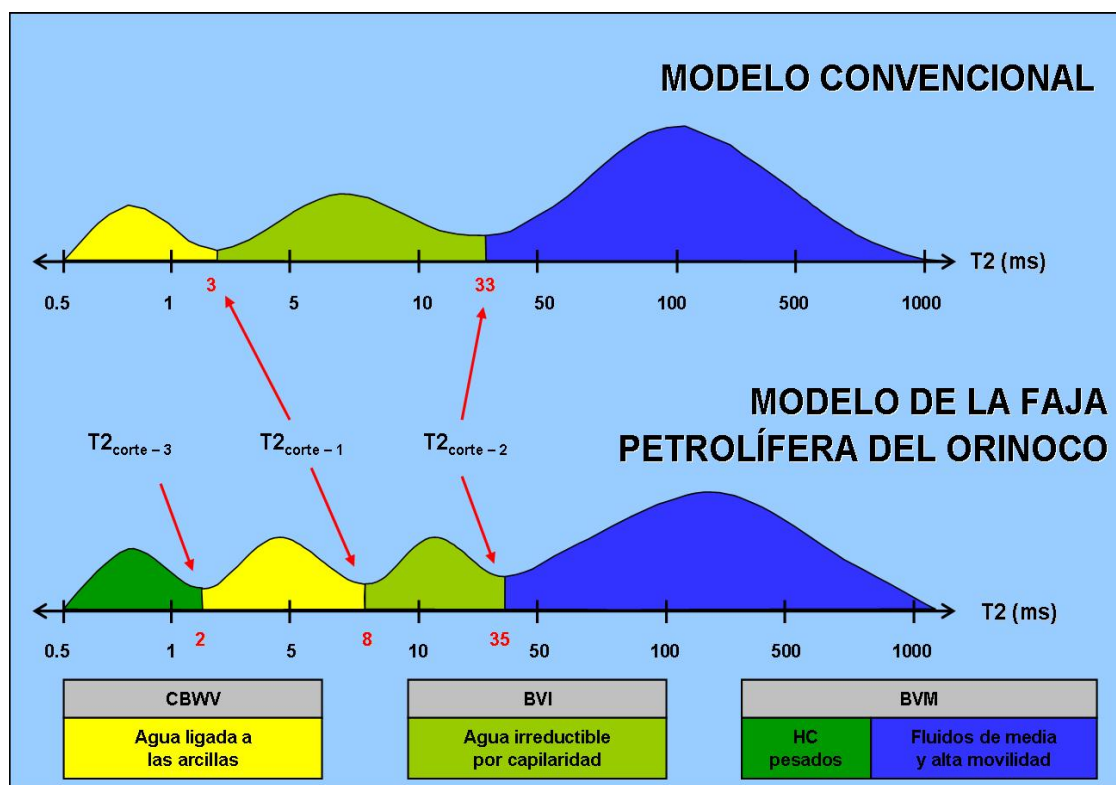


Figura 2.15 – Comparación entre el modelo de decaimiento de T2 convencional y el modelo usado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Nótese el aumento en el tiempo de los parámetros de corte T2 en el modelo de la Faja.

Por su parte la figura 2.16 sintetiza todo el proceso que se efectúa durante el procesamiento del registro de RMN desde que se registra el decaimiento de  $T_2$  y su posterior transformación a un espectro donde se pueden reconocer los distintos tipos de señales asociadas a los tamaños de poros y los tipos de fluidos que los saturan (Fig. 2.13)

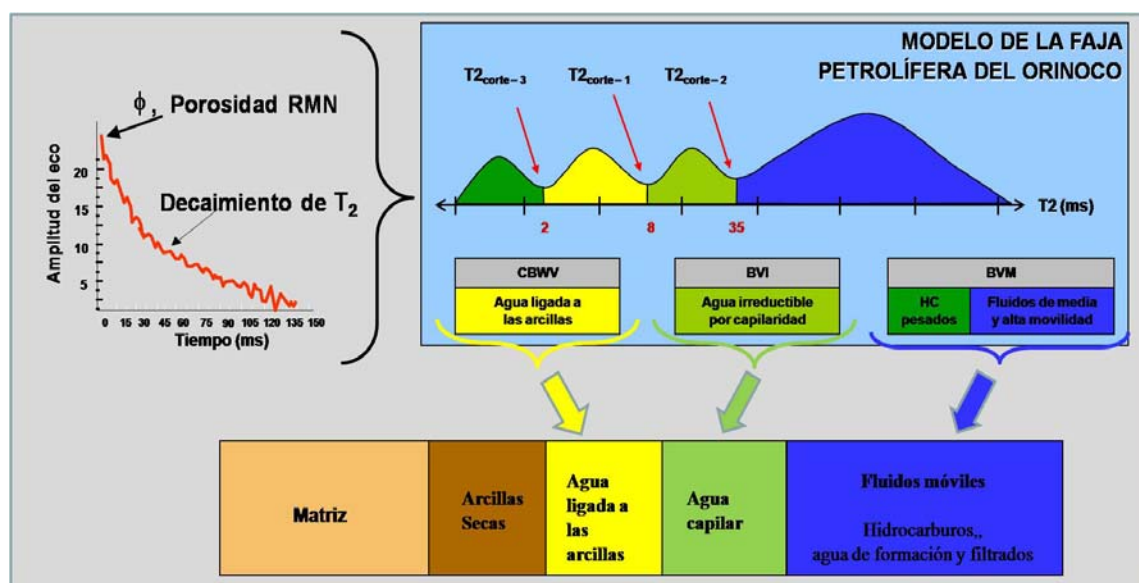


Figura 2.16 – Resumen esquemático del proceso en el cual el espectro de decaimiento de  $T_2$  es transformado en una gráfica que permite estimar tamaños de porosidad y tipos de fluidos.

### 2.3.2.1 Aplicaciones y alcances de la tecnología de RMN

En general, las herramientas de RMN suministran tres tipos de información, cada una de las cuales hacen que estas tecnologías de perfilaje sean diferentes a los demás dispositivos de perfilaje. Esta información está relacionada con:

- Cantidades de los fluidos en la roca
- Propiedades de estos fluidos
- Tamaños de los poros que contienen estos fluidos

En este trabajo la información que se utilizó de esta tecnología estuvo relacionada principalmente con las estimaciones cualitativas del tamaño de poro. La figura 2.17 señala una relación esquemática entre los diferentes tiempos de decaimiento de  $T_2$  y el tamaño de

grano de las partículas asociadas. De este modo, en el pozo donde se describió el núcleo, se pudo calibrar la función del tiempo de decaimiento de T2 con el tamaño de grano asociado. A partir de esta información, con la tecnología de RMN se puede inferir cualitativamente:

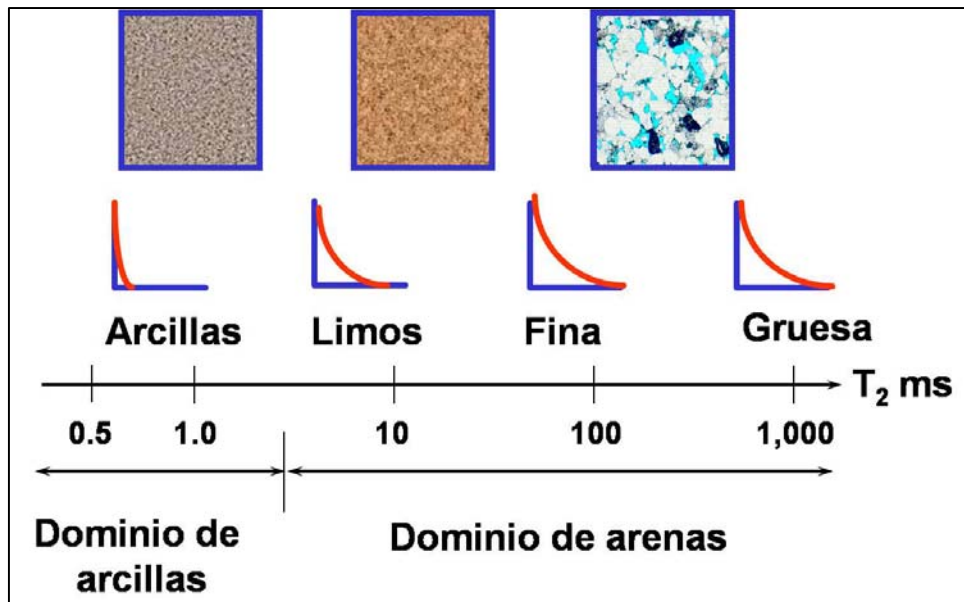


Figura 2.17 – Relación entre los valores de tiempo (T2) y el tamaño de la porosidad asociada a los distintos tamaños de grano según el tipo litológico. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2005.

- **Grado de escogimiento de una litología específica.** El reconocimiento de un sólo tipo de señal en el espectro T2 o el reconocimiento de varios tipos de señales asociadas a distintos tamaños de porosidad, permite inferir el grado de escogimiento de esa litología. Idealmente se asume que en un volumen unitario de rocas con partículas de un mismo tamaño de grano, el espacio poroso que se genera interpartícula tiene un volumen definido uniforme.

- **Estimación cualitativa del tamaño de grano.** Tal como se señala en la figura 2.12, el decaimiento de T2 es función del tamaño de grano involucrado en las litologías. De esta forma, con el registro de RMN es posible reconocer cuatro tipos de tamaño de grano: grano grueso, grano medio, grano fino y partículas tamaño arcillas.

### **2.3.3 Perfil de espectroscopía elemental - PEE**

El registro de espectroscopía elemental es una tecnología de registros que empezó a desarrollarse a comienzos de esta década y fue formalmente introducida en el mercado de perfilaje de pozos en el año 2006. Por tanto, es una de las tecnologías de perfilaje más reciente que se utiliza actualmente en la caracterización geológica de yacimientos. Este registro permite determinar las características químicas de la formación circundante al estimar la proporción en peso de los siguientes elementos: Al, C, Ca, Fe, Gd, K, Mg, Mn, S, Si, Th, Ti y U. Adicionalmente, a partir de la composición química general y utilizando clasificaciones geoquímicas como la de HERRON (1988), se puede estimar las litologías presentes en la formación y más detalladamente, es posible estimar la composición mineralógica.

La compañía que financió este Trabajo Especial de Grado posee un programa de estimación mineralógica y litológica, basado en diagramas ternarios y clasificaciones geoquímicas. Con este programa es posible determinar litologías generales, litologías específicas y estimar cuantitativamente la presencia de los minerales: cuarzo, feldespato potásico, plagioclasa, calcita, carbón, dolomita, siderita, anhidrita, pirita, esmectita/ilita, glauconita, clorita, caolinita, anhidrita y hematita. Detalles sobre este programa de clasificación litológica y mineralógica pueden encontrarse en PEMPER *et al.* (2006). Sin embargo, en este trabajo no fueron usadas ninguna de estas clasificaciones.

#### **2.3.3.1 Principio de funcionamiento**

Esta tecnología se fundamenta en el uso de una sonda fabricada de titanio de alta resistencia ensamblada dentro de la tubería de perforación y que es bajada al pozo mediante una guaya eléctrica. Posee un detector y una fuente electrónica de aceleración de partículas, en este caso de neutrones, que es capaz de producir neutrones a alta frecuencia con alta energía. El principio de medición de esta tecnología es el siguiente: la fuente electrónica de neutrones pulsantes bombardea con neutrones de alta energía de 14 MeV a la formación circundante. En los primeros 1-2  $\mu$ s estos neutrones emitidos por el reactor viajan a velocidades de hasta 115.000.000 mph e interactúan contra los núcleos de los elementos que forman minerales dentro de la formación.



En este proceso ocurren dos fenómenos de interacción distintos (Fig. 2.18): una parte de esos neutrones impacta contra los núcleos de los átomos de forma muy violenta y se producen choques inelásticos que excitan energéticamente a estos átomos; los cuales regresan a su estado natural (menor energía) emitiendo fotones que son detectados como rayos gamma en un detector con un nivel energético característico del átomo padre. La medición de esas emisiones permite obtener el espectro inelástico de energía de rayos gamma.

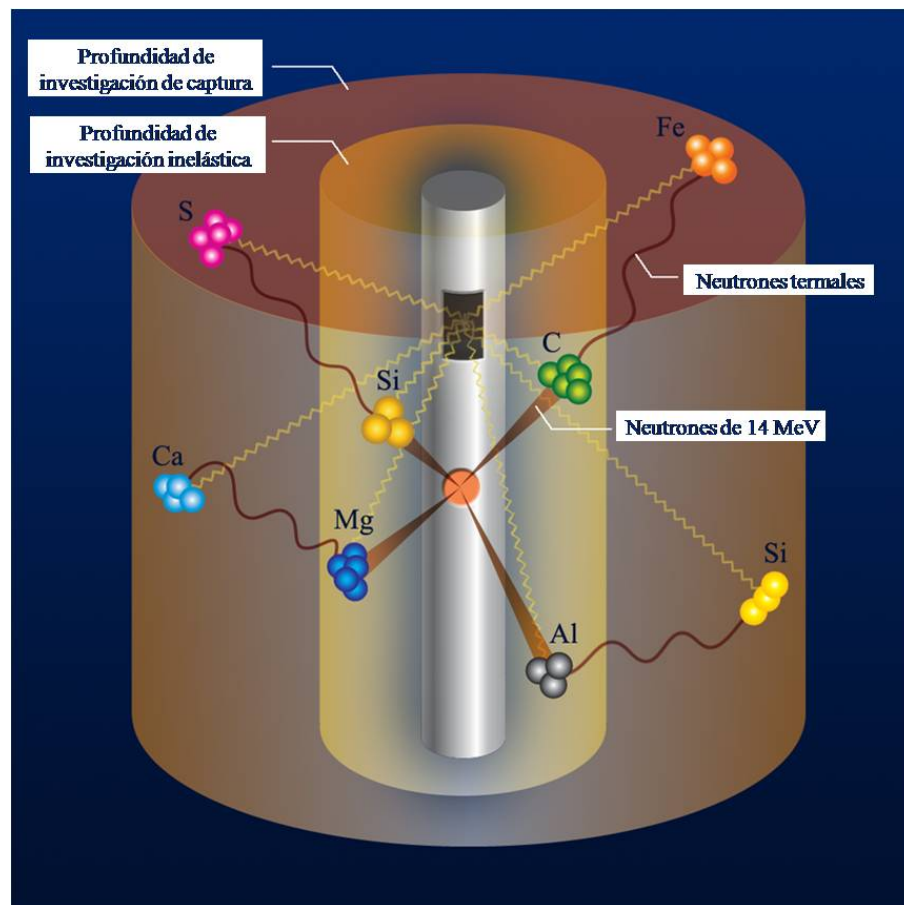


Figura 2.18 – Esquema de interacción de neutrones y los elementos de la formación. Los neutrones de 14MeV provenientes de la herramienta interactúan mediante fenómenos inelásticos y de captura con los elementos de la formación generando emisiones de rayos gamma con características diagnósticas de los átomos padres. Modificado de PEMPER *et al.*, 2006.

El segundo proceso de interacción involucra a todos aquellos neutrones emitidos por la fuente que no interactuaron de manera inelástica. Estos neutrones, al quedar “libres” en la formación, van a continuar su proceso de disminución energética con la finalidad de alcanzar el equilibrio termo-energético con el medio que los rodea (proceso de difusión). Después de 800  $\mu\text{s}$  luego de la emisión, los neutrones ya han perdido la suficiente energía como para ser absorbidos por los núcleos de otros átomos de la formación, lo cual resulta en la creación de nuevos isótopos de estos mismos elementos que poseen altos niveles energéticos. Los núcleos de estos nuevos isótopos liberan su exceso de energía a través de la emisión de uno o más rayos gamma con un nivel energético diagnóstico del elemento parental lo cual permite su posterior identificación. Este proceso de liberación de energía debida al fenómeno de absorción, permite adquirir otro espectro energético llamado espectro de captura.

Las profundidades de investigación de esta herramienta dentro de la formación es de 8½ plg para los eventos inelásticos y 21 plg para los eventos de captura; sin embargo, esta profundidad de investigación es sensible a la porosidad de la formación. Ahora bien, los rayos gamma emitidos, provenientes de ambos fenómenos, van a ser registrados por el detector y luego un fotomultiplicador va a amplificar la señal recibida en el cristal para finalmente obtener una señal fuerte de rayos gamma que sirve para los procesos de identificación y cuantificación.

El intervalo de tiempo correspondiente con un ciclo individual de registro de los eventos inelásticos y de captura es de 100 $\mu\text{s}$  desde el momento en que la fuente emite los neutrones pulsantes con una frecuencia de 10.000 Hz (Fig 2.19); donde la energía de rayos gamma registrada durante los primeros 10-40  $\mu\text{s}$  corresponden fenómenos de interacción inelástica mientras que los siguientes 50-100  $\mu\text{s}$  corresponden con fenómenos de captura.

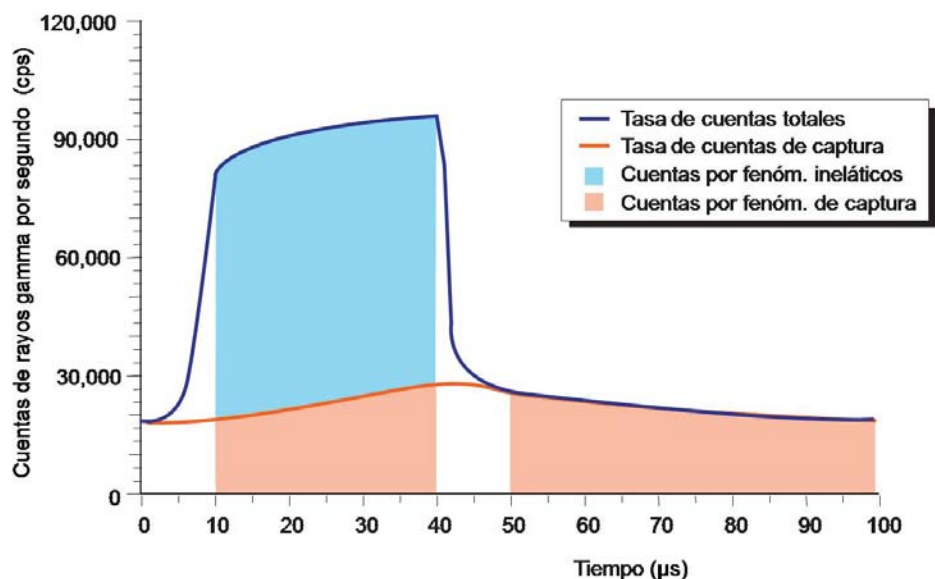


Figura 2.19 – Intervalo de tiempo de registros de los espectros inelásticos y de captura. Modificado de PEMPER *et al.*, 2006.

Adicionalmente a los espectros inelásticos y de captura, esta herramienta también es capaz de registrar un espectro de “background” que mide la radiación remanente de rayos gamma entre cada ciclo de medida, el cual se registra para efectos de control de calidad. Por su parte, el perfil de rayos gamma convencional permite registrar la desintegración natural de los elementos radioactivos U, Th y  $^{40}\text{K}$  que se desintegran naturalmente en la formación. De esta forma se obtienen un total de cuatro espectros energéticos: espectro inelástico, espectro de captura, espectro de umbral (background) y espectro de desintegración natural.

La tabla 2.2 señala los elementos primarios más abundantes en las rocas sedimentarias que pueden ser detectados por esta herramienta junto con el tipo de espectro en el cual se pueden identificar. Lo novedoso de esta tecnología de registros es que, dado el nivel energético característico de los rayos gamma emitidos por determinado átomo padre, es posible reconocer la señal de rayos gamma de cada uno de estos elementos considerados.

Elemento	Espectro de Captura	Espectro Inelástico	Espectro Natural
Aluminio	Al	<b>Al</b>	
Calcio	<b>Ca</b>	Ca	
Carbono		<b>C</b>	
Cloro	Cl		
Gadolinio	<b>Gd</b>		
Hidrógeno	H		
Hierro	<b>Fe</b>	Fe	
Magnesio	Mg	<b>Mg</b>	
Manganeso	<b>Mn</b>		
Oxígeno		O	
Potasio	K		<b>K</b>
Sílice	<b>Si</b>	<b>Si</b>	
Azufre	<b>S</b>	S	
Thorio			<b>Th</b>
Titanio	<b>Ti</b>	Ti	
Uranio			<b>U</b>

Tabla 2.2 – Espectroscopía de rayos gamma para ciertos elementos terrestres. Los símbolos químicos en negritas representa el espectro que usa esta tecnología para reconocer dicho elemento. Tomado de PEMPER *et al.*, 2006.

El espectro total obtenido durante una medición dada consiste de la sumatoria de los espectros de cada uno de los elementos involucrados (Fig. 2.20); de esta forma, este espectro total es posible fraccionarlo o descomponerlo en la suma individual de los espectros elementales de cada átomo. Este paso permite efectuar el cálculo de la fracción en peso en función de la intensidad de radiación recibida; este procedimiento de obtención de la fracción en peso de cada elemento en función de su señal recibida, implica el uso de ecuaciones matriciales y análisis matemáticos complejos. Más detalles sobre este proceso de cuantificación elemental a partir de los espectros obtenidos, y demás detalles de esta tecnología de perfilaje pueden consultarse en PEMPER *et al.* (2006).

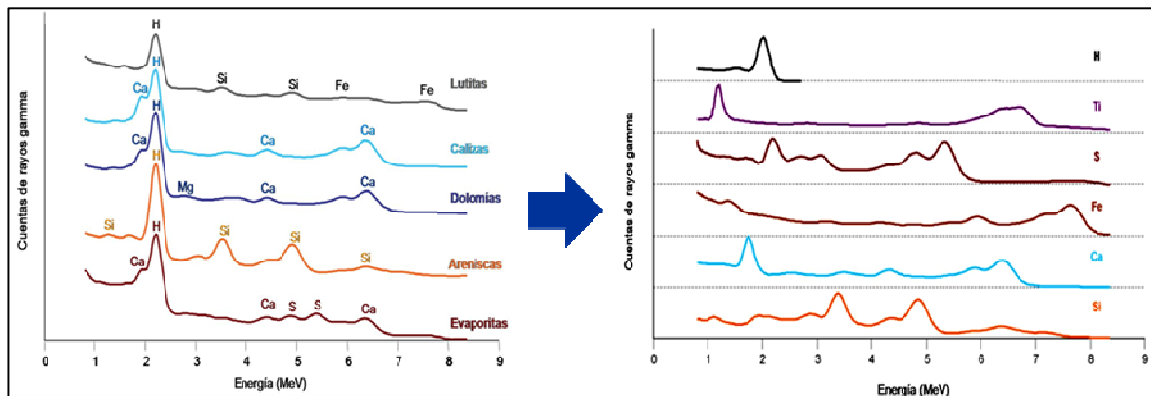


Figura 2.20 – Espectro de captura para 5 litologías básicas (izq.). Esta tecnología permite descomponer el espectro total en espectros elementales individuales (der.). Posteriormente cada espectro elemental individual es convertido en proporción en peso de ese elemento. Modificado de PEMPER *et al.*, 2006.

### 2.3.3.2 Aplicaciones y alcances de la tecnología de PEE

La principal aplicación de esta tecnología de perfilaje es la determinación de la composición química de la formación circundante al estimar la proporción en peso de los siguientes elementos: Al, C, Ca, Fe, Gd, K, Mg, Mn, S, Si, Th, Ti y U. A partir de estos resultados es posible realizar estudios quimioestratigráficos y estimaciones tanto mineralógicas como litológicas detalladas. A continuación se listan algunas de las principales aplicaciones de esta tecnología de perfilaje:

- Permite realizar caracterizaciones químicas de secuencias estratigráficas de forma completa, superando las limitaciones propias de los afloramientos o metodologías de muestreo, aplicadas en estudios de geoquímica.
- Realizar estudios quimioestratigráficos, al definir y reconocer unidades quimioestratigráficas a nivel regional mediante correlaciones entre pozos.
- Efectuar clasificaciones geoquímicas para estimar tipos litológicos, proporciones minerales y proveniencia tectónica, tales como las propuestas por HERRON (1988), PEMPER (2006) o BATHIA (1983), entre otros.
- Inferir la presencia de hidrocarburos mediante las interpretaciones de los valores provenientes del elemento C.

### **2.3.4 Perfil de resistividad vertical – RV**

La existencia de anisotropía resistiva y los diversos problemas de interpretación petrofísica causados por esta condición, han generado muchas dificultades al realizar evaluaciones petrofísicas por muchos años. Antes del desarrollo de la tecnología de resistividad vertical, los métodos de evaluación petrofísica efectuados en secuencias con anisotropía no representaban los valores reales de la formación sino valores aproximados, puesto que la resistividad medida con las tecnologías convencionales era menor que la resistividad real de la formación. El desarrollo de esta nueva tecnología ha permitido reconocer la existencia de capas o láminas delgadas dentro de paquetes litológicos; especialmente reconocer la presencia de intercalaciones delgadas y laminaciones en secuencias de arenas-arcillas, que anteriormente no era posible reconocer utilizando los registros convencionales.

#### ***2.3.4.1 Principio de funcionamiento***

La tecnología de resistividad vertical es un perfil eléctrico de inducción que utiliza bobinas transmisoras que envían corrientes alternas de alta frecuencia a la formación, para generar un campo magnético alterno que induce corrientes coaxiales con el eje del pozo, que fluyen en forma circular alrededor del hoyo. Estas corrientes generan a su vez un campo magnético en el plano perpendicular al eje del pozo que induce un voltaje, proporcional a la conductividad de la formación, que es detectado en las bobinas receptoras.

De esta forma, en una herramienta de inducción convencional donde las bobinas transmisoras y receptoras están montadas sobre el eje del pozo, primero se genera un campo magnético primario en sentido vertical y las corrientes circulares producidas fluyen en un plano ortogonal al pozo perforado; por tanto, el voltaje detectado en las bobinas receptoras es proporcional a la conductividad horizontal de la formación (Fig. 2.21). Esta configuración convencional hace que la formación se comporte como un circuito en paralelo donde la medición de la resistividad está alterada debido a la presencia de las láminas o capas delgadas de arcillas intercaladas de menor espesor que la resolución vertical de la herramienta de perfilaje; donde el flujo de corriente tiene la tendencia de

circular por las láminas de mayor conductividad (arcillas) en vez de las capas resistivas (arenas o calizas), obteniendo generalmente valores de resistividad menores a los valores reales de la formación (BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004).

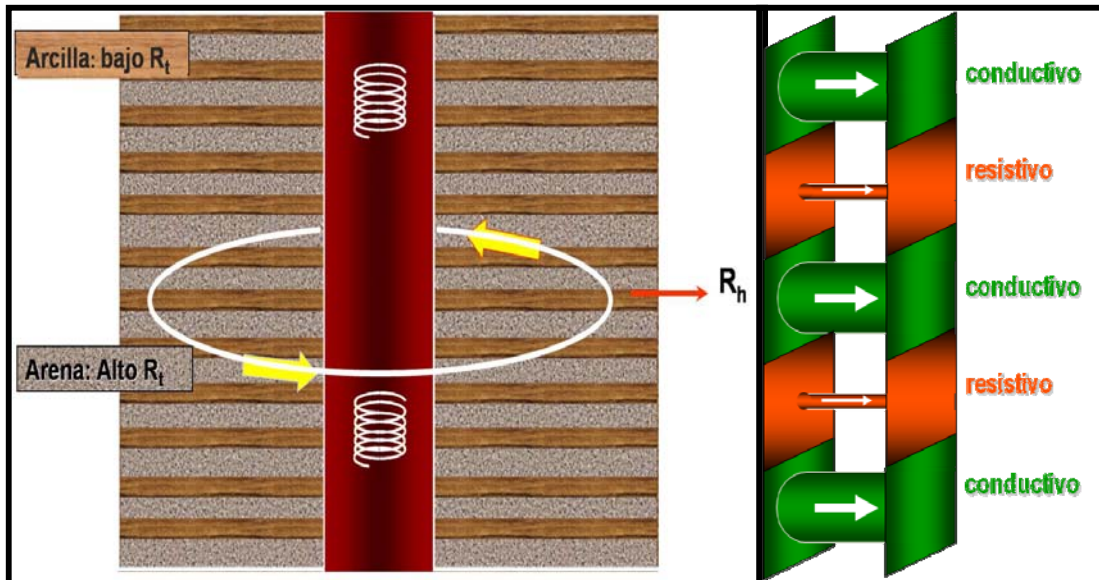


Figura 2.21 – Principio de medición de una herramienta de inducción convencional. Las bobinas transmisoras y receptoras de color blanco, al alinearse con el eje del pozo, generan corrientes circulares que inducen un voltaje proporcional a la conductividad horizontal de la formación. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.

La nueva tecnología de perfilaje de resistividad tensorial incorpora un conjunto de arreglo de bobinas en el plano horizontal ortogonales entre sí y con el arreglo de bobinas en dirección vertical. Si consideramos el mismo principio de medición explicado para el juego de bobinas alineado en el eje del pozo para los dos nuevos arreglos de bobinas en plano horizontal, entonces esta tecnología de perfilaje también logra medir la conductividad de la formación en sentido vertical con un radio de investigación de hasta 90 plg.

La figura 2.22 esquematiza el principio de medición de esta nueva tecnología de perfilaje. Las bobinas representadas de color azul ilustran el nuevo arreglo de bobinas transmisoras y receptoras colocadas con sus ejes en el plano ortogonal al eje del pozo; con la finalidad de generar flujos de corriente verticales que permiten registrar la conductividad vertical de la formación. Estos flujos de corriente verticales atraviesan toda la secuencia

litológica dentro de la formación; de esta forma, la corriente atraviesa por igual tanto las lutitas conductivas como las capas más resistivas, similar a un circuito resistivo en serie, obteniendo una medida de conductividad mucho más representativa de la formación que la obtenida por medio de una herramienta de inducción convencional.

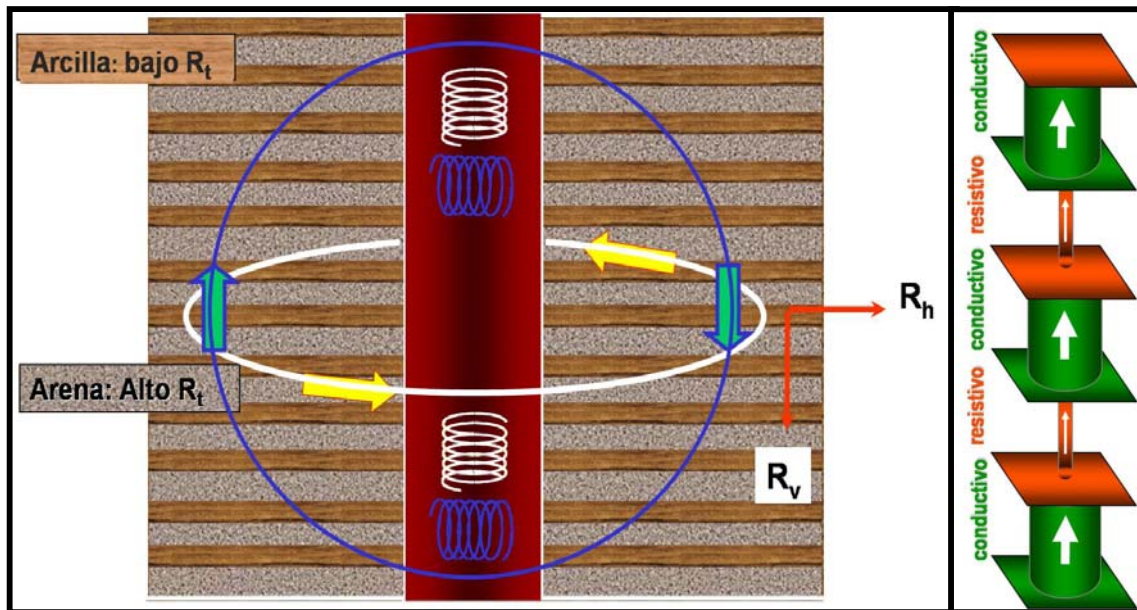


Figura 2.22 – Principio de medición de la nueva tecnología de resistividad vertical. Las bobinas transmisoras y receptoras adicionales en color azul, generan flujos de corrientes en sentido verticales que inducen un voltaje en las bobinas receptoras que es proporcional a la conductividad vertical de la formación. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.

Por lo tanto, con esta nueva herramienta es posible reconocer formaciones con anisotropía resistiva; es decir, zonas donde existe una diferencia en la resistividad vertical y horizontal debido a la presencia de finas capas o laminaciones que facilitan que la corriente fluya preferencialmente en ciertas direcciones. Esta situación se ilustra claramente en la figura 2.23 donde se señalan valores de resistividad aproximados para secuencias de arenas-arcillas; nótese como la resistividad vertical siempre es mayor que la resistividad horizontal. El gráfico inferior de esta figura ilustra como ocurre esta variación de resistividad horizontal según la proporción de arcillas dentro de la formación.



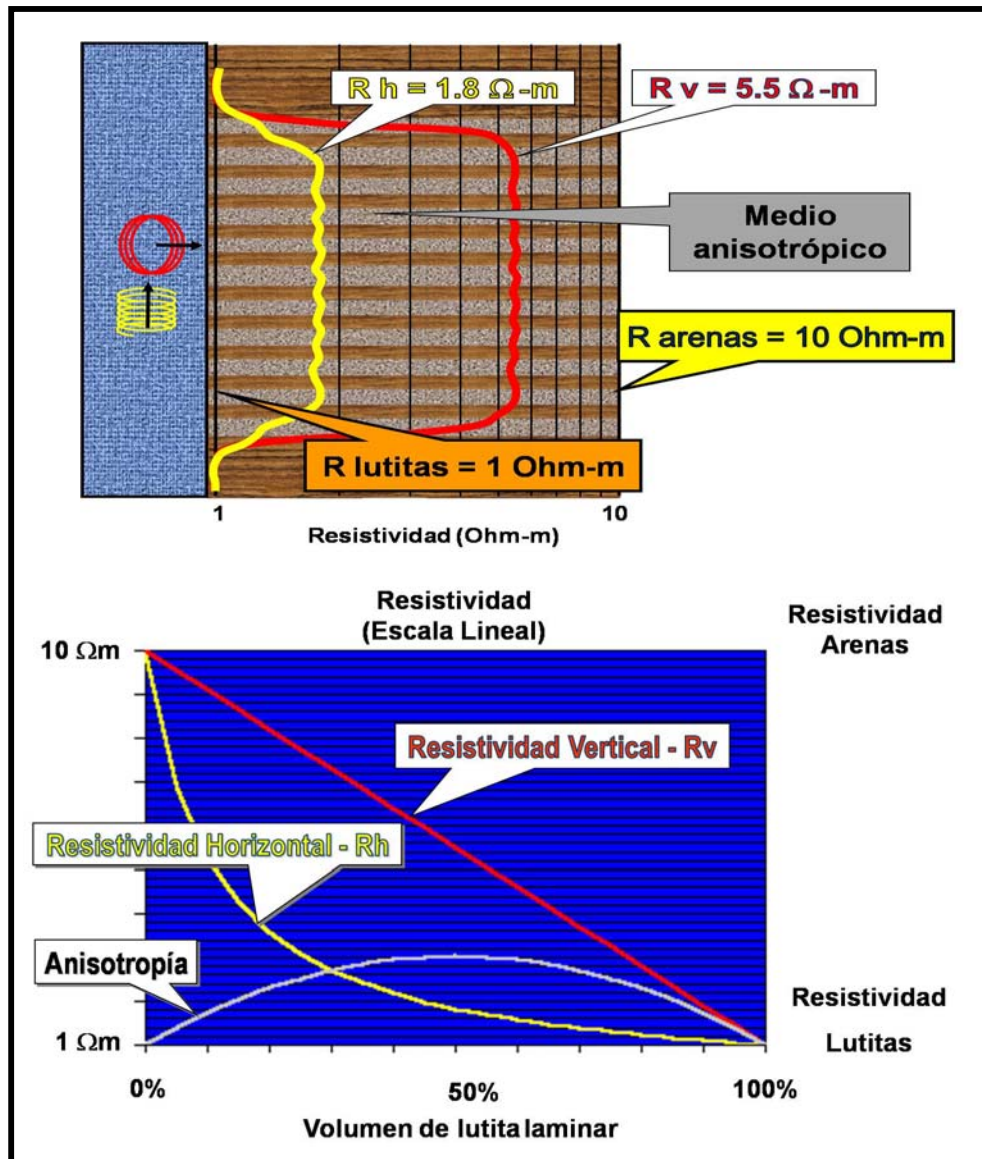


Figura 2.23 – Variaciones de  $R_h$  y  $R_v$  que ocurren en un medio conductor con anisotropía en una secuencia de arenas – arcillas. La parte inferior ilustra idealmente el comportamiento de la  $R_h$  según el volumen de arcillas presentes dentro de una secuencia litológica dada mientras que la  $R_v$  tiene un comportamiento lineal. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.

### 2.3.4.1 Aplicaciones y alcances

Esta nueva tecnología de perfilaje tiene numerosas aplicaciones y beneficios dentro del campo de la petrofísica y la evaluación de formaciones, puesto que permite obtener valores de resistividad más representativos de la formación para el cálculo de las saturaciones y demás parámetros petrofísicos. La principal aplicación de este perfil de resistividad vertical en este trabajo se refiere al cálculo del coeficiente de anisotropía eléctrica (anisotropy ratio) que relaciona las diferencias de conductividad en la formación en la dirección horizontal y vertical (Fig 2.24); en este caso, se trabajó con el inverso de la conductividad (resistividad) calculando esta relación de anisotropía como la división de los valores de resistividad vertical entre los valores de resistividad horizontal. Con este cálculo de la relación de anisotropía se pueden efectuar descripciones tanto cualitativas como cuantitativas de este parámetro petrofísico; y en el caso de este trabajo, permite efectuar comparaciones y analizar el contenido de laminaciones o capas de areniscas/lutitas dentro de la formación.



Figura 2.24 – Definición de la relación de anisotropía calculado como el cociente entre los valores de R–vertical sobre R–horizontal. Modificado de BAKER ATLAS LOGGING SERVICES, 2004.

Adicionalmente, entre otras de las aplicaciones que tiene esta tecnología están:

- Identificación y cuantificación de hidrocarburos en zonas donde existe bajos valores de resistividad y bajo contraste de resistividad.
- Identificación de zonas con intercalaciones y laminaciones de arenas y arcillas.
- Identificación de zonas heterolíticas.
- Detección de fracturas.
- Correlación de anisotropía con sísmica.

## CAPÍTULO III

### GEOLOGÍA REGIONAL

#### 3.1 GENERALIDADES

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente constituye una franja de 600 km en sentido este-oeste y 70 km en sentido norte-sur aproximadamente que corre paralela al norte del río Orinoco. La Faja Petrolífera del Orinoco está compartida entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y tiene una extensión de 55.314 km<sup>2</sup>.

Las rocas en el subsuelo de esta parte de la Cuenca Oriental poseen edades que van desde el Precámbrico al Reciente, las cuales han sido afectadas por varios periodos de tectonismo durante su historia geológica que permitieron generar la mayor acumulación de crudo pesado y extrapesado del mundo. Los intervalos de mayor interés petrolífero corresponden con secuencias fluvio-deltaicas de edad Terciario, donde las formaciones Merecure y Oficina poseen los mejores y más extensos yacimientos.

Debido a que la Faja Petrolífera pertenece a la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, es conveniente comentar de manera sintetizada las principales características de esta cuenca venezolana. La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido definida por PARNAUD *et al.* (1995) como una cuenca de antepaís flexurada desarrollada durante el Neógeno sobre una antigua secuencia de prisma de margen pasivo mesozoica que existía en el borde norte de Suramérica; esta secuencia de margen pasivo se depositó luego de su separación de Norteamérica a finales del Jurásico. Sus límites son: la falla transcurrente dextral de El Pilar en el norte, el alto de El Baúl al oeste, el océano Atlántico al este, y el río Orinoco al sur (Fig. 3.1). GONZÁLEZ DE JUANA *et al.* (1980) reconocen dos grandes provincias petroleras en la región: la Faja Petrolífera del Orinoco hacia el sur de la cuenca, y otra región en el norte, comprendida desde el flanco sur de la Serranía del Interior hasta los campos gigantes que yacen bajos los corrimientos en las subcuencas de Maturín y Guárico.

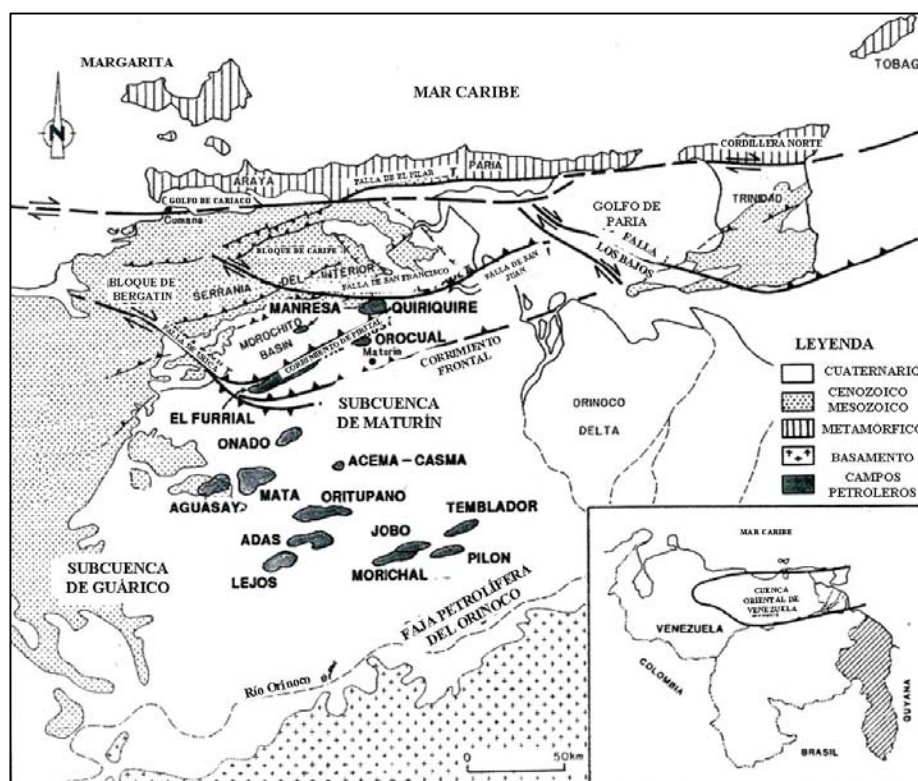


Figura 3.1 – Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Tomado de PARNAUD *et al.*, 1995.

## 3.2 EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro episodios mayores según Eva *et al.* (1989, cit PARNAUD *et al.* 1995) en los cuales se describen a continuación:

### 3.2.1 Fase de *prerift* (Paleozoico):

Esta fase ha sido asociada con las formaciones Hato Viejo y Carrizal presentes en las subcuenca de Guárico, las cuales se depositaron en ambientes costeros a marinos neríticos durante el Cámbrico Temprano. Estas formaciones, cuyo espesor se ubica entre 3000 m y 5000 m (PARNAUD *et al.* 1995), están constituidas por areniscas de grano fino a grueso, ocasionalmente ligeramente calcáreas, que están intercaladas con conglomerados y lutitas verdosas.

### **3.2.2 Fase de megasecuencia de *rift* (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano):**

Esta fase corresponde con el periodo de ruptura continental de Pangea y el inicio del proceso de Oceanización que creó el mar peritetisiano (protocaribe) y se desarrolló durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. La secuencia depositada en esta fase alcanza los 3600 m de espesor (PARNAUD *et al.* 1995) y corresponde con las areniscas arcóscas (capas rojas) de la Formación Ipire y con el Basalto de Altamira de afinidad tholeítica (MOTICKA, 1985). En el oeste de Venezuela esta fase se ha reconocido en los clásicos depósitos de capas rojas de la Formación La Quinta.

### **3.2.3 Fase de megasecuencia de margen pasivo (Cretácico Tardío – Paleógeno)**

Este episodio comprendió la depositación de una espesa secuencia de margen pasivo sobre la secuencia de *rift* previa durante el Cretácico Tardío y el Paleógeno. PARNAUD *et al.* (1995) reconocen tres ciclos transgresivos principales de sentido norte – sur que culminaron durante el Turoniense, Paleoceno y Eoceno Temprano, los cuales permitieron depositar esta secuencia cuyo espesor total aun es desconocido debido a que no ha sido reconocida la base de esta secuencia.

El evento transgresivo inicial se compone de las areniscas basales de la Formación Barranquín, además de los carbonatos plataformales de las formaciones El Cantíl, Querecual y San Antonio que hacia el sur aumentan su influencia clástica (Grupo Temblador), donde la Formación Tigre (Grupo Temblador) representa el máximo transgresivo durante el Turoniense. Este primer ciclo transgresivo se cierra con las areniscas regresivas del Maastrichtiense pertenecientes a la Formación San Juan. El segundo evento transgresivo se desarrolló durante el Paleoceno y Eoceno, y está representado por las secuencias clásticas lutíticas y arenosas de las formaciones Vidoño y Caratas; donde este segundo pulso transgresivo tuvo una magnitud menor que la fase previa de finales del Cretácico. Finalmente, el tercer y último evento transgresivo de esta fase de megasecuencia de margen pasivo se desarrolló durante el Oligoceno y corresponde con las areniscas basales de ambientes fluviales en el sur y plataforma interna hacia el norte correspondiente con la Formación Merecure (PARNAUD *et al.* 1995).

Esta fase de margen pasivo finalizó durante el Oligoceno debido a la colisión de la placa Caribe contra el margen norte de Suramérica; en la cual la configuración tectónica de margen pasivo del borde norte continental cambió con la imposición y establecimiento de una cuenca antepaís flexural.

### **3.2.4 Fase de colisión oblicua de margen activo (Oligoceno Tardío – Mioceno Tardío)**

La colisión diacrónica de la placa Caribe contra el borde norte de Suramérica que se desarrolló durante el Oligoceno y Mioceno, estableció una cuenca antepaís que diacrónicamente fue migrando hacia el este en respuesta al movimiento de ambas placas. Según PARNAUD *et al.* (1995) esta situación ha permitido reconocer tres áreas de la cuenca: (1) la zona de plataforma correspondiente con la región sur de la cuenca, desde Cerro Negro hasta Oritupano; (2) la zona de cuenca remanente (foredeep) en la región central desde Acema-Casma hasta Piritál; (3) la zona sobrecorrida que comprende toda la región al norte del corrimiento de Piritál.

En la Cuenca Oriental de Venezuela no se han reconocido evidencias de la tectónica Caribe antes del Eoceno Tardío con la depositación de la secuencia lutítica de la Formación Carapita en la parte más profunda de la cuenca antepaís; mientras que hacia el sur, sobre la plataforma continental, los depósitos clásticos fluvio-deltaicos de las formaciones Merecure, Oficina y Freites junto con sus equivalentes diacrónicos hacia el oeste en la Subcuenca de Guárico (formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramos) representan las fases iniciales de esta nueva configuración tectónica. Sin embargo, esta cuenca no está totalmente rellena sino hasta el Plioceno-Pleistoceno con los depósitos de las formaciones La Pica y las Piedras, depositadas en ambientes que van desde marino someros hasta continentales. El espesor total de esta megasecuencia de margen activo colisional oblicuo ha sido calculado en 6000 m aproximadamente (PARNAUD *et al.* 1995)

### 3.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL

Según PARNAUD *et al.* (1995) en la Cuenca Oriental de Venezuela se reconocen dos provincias tectónicas (Fig. 3.2) diferenciadas por el estilo y la intensidad de sus deformaciones asociadas. Estas provincias son:

#### 3.3.1 Provincia Autóctona

Esta provincia se sitúa entre el eje de la cuenca y el curso actual del río Orinoco, representando la porción sur de la cuenca. Las deformaciones que caracterizan esta provincia involucran una tectónica de tipo extensional caracterizada por la presencia de fallas normales con una tendencia N60° - 70°E y también se han reconocidos fallas transcurrentes de edades más jóvenes al sur que hacia el norte de la región. Adicionalmente, en el norte de esta provincia, se reconocen fallas rumbo deslizantes de orientación aproximada N70°O que cortan secuencias pre-terciarias y estructuras de colapso gravitacional con sentido norte que afectan la secuencia mio-pliocena.

#### 3.3.2 Provincia Alóctona

Esta provincia está situada entre el eje de la cuenca en el sur y la falla de El Pilar en el norte, y comprende todo sistema estructural de vergencia sur que se consigue tanto en la Serranía del Interior como en la zona al sur del frente de montañas. Las deformaciones que caracterizan esta provincia involucran una tectónica de tipo compresional y poseen las siguientes características:

- Existen napas con depósitos cretácicos y terciarios de poco espesor que poseen extensas superficies de despegues asociadas a los depósitos cretácicos y precretácicos de tipo evaporítico o carbones posiblemente ubicadas a 10 – 15 km. Igualmente se reconocen superficies de despegue de menor extensión asociadas las superficies de estratificación que separan depósitos mesozoicos y depósitos terciarios, y dentro de la secuencia neógena.
- El frente de deformación corresponde con una zona triangular que genera un acuñaamiento de la Formación Carapita por las secuencias mesozoicas y paleógenas; este hecho se observa claramente en el pliegue anticlinal asociado en la rampa de El Furrial.

Otra de estas estructuras triangulares ocurre detrás del frente de deformación a lo largo del alto de Pirital.

- Existen gran cantidad de rampas que generan pliegues cilíndricos de dimensiones muy importantes (escala kilométrica) y cabalgamientos de tendencia N60° - 70°E.

- La secuencia asociada a los cabalgamientos corresponde con una cuenca transportada “lomo de cerdo” (piggyback basin), que presenta cabalgamientos fuera de secuencia locales o fallas reactivadas en las partes internas de la cuña tectónica, como el caso de falla de Pirital.

- Existen fallas dextrales transcurrentes con una orientación N50° - 60°O, como las fallas de Urica, San Francisco y los Bajos, que separan la Serranía del Interior en áreas de evolución estructural diacrónica.

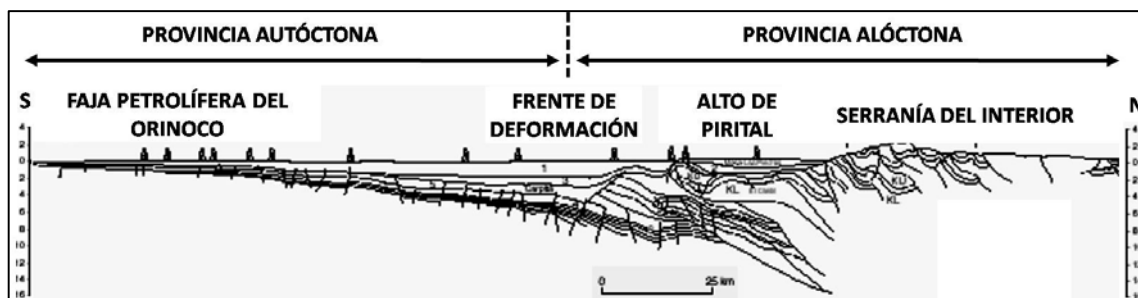


Figura 3.2 – Corte geológico idealizado en dirección sur – norte de la Cuenca Oriental de Venezuela donde se observa claramente la diferencia en el estilo estructural de deformación asociado a las provincias autóctonas y para autóctonas. Tomado de GALLANGO & PARNAUD, 1995.

La zona estudiada en este trabajo se encuentra situada al sur del área Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco; y por lo tanto, está comprendida dentro de la provincia autóctona definida por PARNAUD *et al.* (1995). Algunos autores como AUDEMARD *et al.* (1985) han revelado que la tectónica definida para esta provincia autóctona de la Cuenca Oriental de Venezuela no es uniforme en toda su extensión. Estos autores reconocen dentro de esta provincia dos grandes áreas o regiones que poseen estilos de deformación diferentes, y que se encuentran separadas entre sí por el sistema de fallas Hato Viejo. Estas dos provincias reconocidas en la Faja Petrolífera del Orinoco reciben el nombre de provincia oriental y provincia occidental (Fig. 3.3).



Según AUDEMARD *et al.* (1985) estratigráficamente la provincia oriental se caracteriza por presentar la secuencia de depósitos terciarios transgrediendo el basamento ígneo-metamórfico, excepto en una estrecha franja localizada al norte de las áreas de Ayacucho y Carabobo, donde la secuencia terciaria se encuentra sobre los sedimentos cretácicos del Grupo Temblador. Por su parte, en la provincia occidental los depósitos terciarios de las formaciones Merecure, Oficina y Freites, se encuentran discordantemente por encima de espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos, que a su vez se encuentran en bloques deprimidos del basamento. (Fig. 3.3).

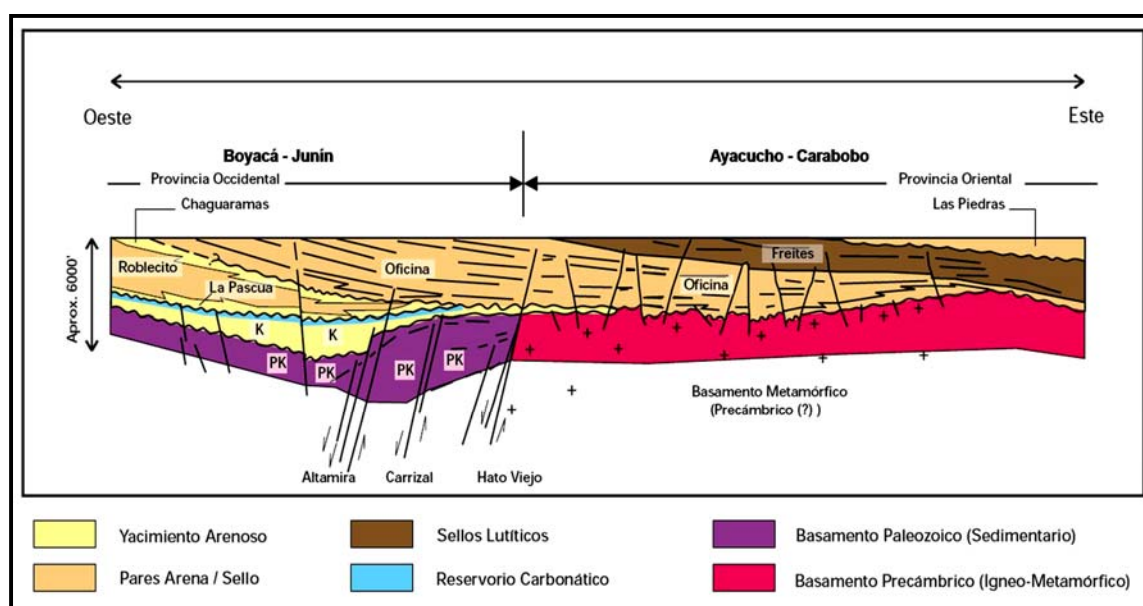


Figura 3.3 – Corte geológico idealizado en dirección oeste – este de la Faja Petrolífera del Orinoco donde se aprecia la configuración tectónica de las provincias occidental y oriental. Modificado de AUDEMARD *et al.*, 1985.

La provincia oriental, al este de la falla de Hato Viejo (Ayacucho y Carabobo), se caracteriza por presentar una tectónica de zócalo con numerosas fallas dislocando la secuencia terciaria suprayacente; adicionalmente esta tectónica de zócalo ha tenido fuerte influencia en esta provincia debido a la poca profundidad del basamento en esta zona. Por su parte, la provincia occidental, donde se ubican las áreas de Junín y Boyacá, muestra muy poca deformación asociada a la deformación de los bloques del basamento debido a la espesa secuencia terciaria, paleozoica y mesozoica que amortigua esta deformación,

ocasionando una deformación mínima y en algunos sectores hacia el norte, imperceptible. Para AUDEMARD *et al.* (1985), los saltos verticales de las fallas en la región no exceden los 200' en promedio.

AUDEMARD *et al.* (1985) describen específicamente en el área de Junín una porción sur elevada con el basamento a poca profundidad y una porción norte fuertemente deprimida (Fig. 3.4). La tectónica de esta área es típicamente tensional con fallas normales, donde se excluyen esfuerzos de carácter compresivo. La estructura principal de esta área es la falla de Hato Viejo que divide ambas provincias en la región, demarcando claramente la frontera entre una porción donde el basamento ígneo-metamórfico se halla a poca profundidad y otra con grandes depresiones pre-terciarias. Adicionalmente se reconoce en el área de Junín un sistema de fallas en “echelón” llamado sistema de fallas de Altamira, actúa como zona de bisagra fallada a nivel del basamento y de la secuencia paleozoica, la cual ocasiona un truncamiento de los depósitos cretácicos. Adicionalmente, según estos mismos autores, en el área de Junín se reconocen los límites de los acuíferos sur de la secuencia paleozoica (formaciones Hato Viejo y Carrizal) y la secuencia cretácica (Grupo Temblador), junto con la desaparición de los depósitos oligocenos.

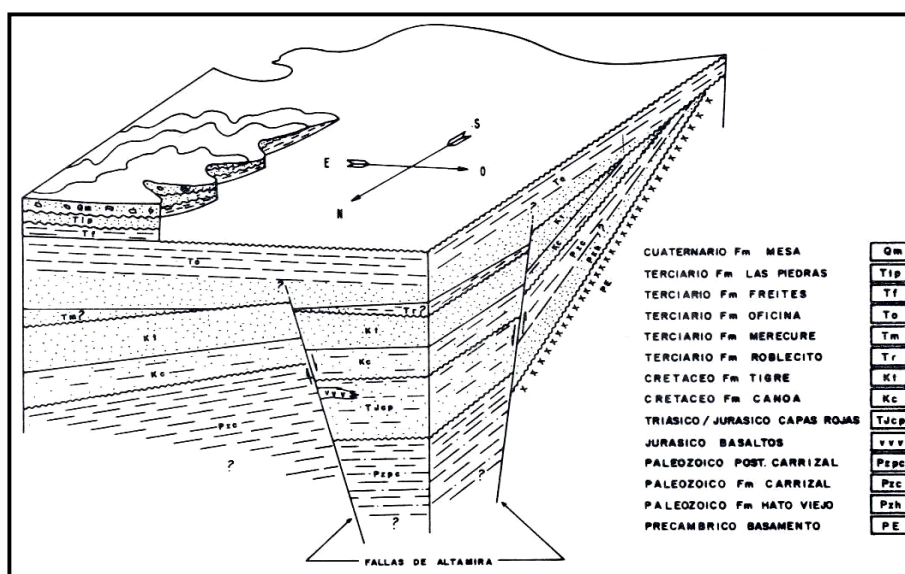


Figura 3.4 – Bloque diagramático de la distribución de los cuerpos de rocas en el subsuelo del área de Junín. Tomado de PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., 1983.

### 3.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

#### 3.4.1 Basamento arqueozoico

El basamento de la Faja Petrolífera del Orinoco está constituido por rocas ígneas y metamórficas equivalentes al Complejo de Imataca, que aflora en el escudo de Guayana. Estudios de núcleos referenciados por MENDOZA (2005) señalan que las rocas descritas como basamento se identifican como diabasas, granodioritas, granitos, pegmatitas, esquistos, cuarcitas, anfibolitas y gneises diversos. Sobre este basamento descansan discordantemente las rocas sedimentarias fanerozoicas de la Faja Petrolífera del Orinoco

#### 3.4.2 Secuencia paleozoica

– *Formación Hato Viejo*: se compone de areniscas de grano fino a grueso de colores grisáceos. Son areniscas duras, macizas y ásperas, ligeramente calcáreas y en partes muy micáceas y piriticas; los granos son redondeados y muy cementados. Su espesor máximo es de 91 m aproximadamente y sus contactos son discordante con rocas del Complejo de Imataca en la base y concordante con la Formación Carrizal. Su edad es Cámbrico Temprano y su ambiente de sedimentación asociado es de tipo continental (ESCALONA & JAM, 1997b).

– *Formación Carrizal*: es una secuencia espesa de arcillitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene capas de limolitas y areniscas. Presentan alto grado de bioturbación. Su espesor máximo es de 1827 m. Su contacto superior es erosivo con el Grupo Temblador (Cretácico) y concordante con la Formación Hato Viejo infrayacente. La edad de esta edad es Cámbrico Temprano y se sugieren ambientes de depositación bajo condiciones marinas (neríticos) (ESCALONA & JAM, 1997a).

#### 3.4.3 Secuencia cretácica

– *Formación Canoa*: Conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, algunas areniscas y litologías arcillosas, generalmente moteadas con manchas grises, amarillas, marrones y rojas. En la sección tipo el espesor es de 100 m. El contacto inferior

es discordante sobre rocas ígneas y metamórficas del basamento precámbrico o localmente sobre las formaciones Hato Viejo y Carrizal, y transicional con la Formación Tigre. Su ambiente de sedimentación es continental y su edad es Albiense-Cenomaniense (ESCALONA, 1997a).

– **Formación Tigre:** es una formación de origen mayormente clástico compuesta de una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso, areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas. Adicionalmente se han descrito calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Su espesor es de 92,7 m y estratigráficamente ha sido subdividida en tres unidades: Miembro La Cruz, Miembro Infante y Miembro Guavinita. Su contacto inferior es diacrónico y transicional con la Formación Canoa y su contacto superior es discordante erosivo con las formaciones del Terciario. Los ambientes sedimentarios propuestos para esta unidad son generalmente profundos y de tipo talud. La edad es Albiense?-Maastrichtiense (ESCALONA, 1997b).

#### 3.4.4 Secuencia terciaria

La secuencia terciaria de la Faja Petrolífera del Orinoco ha sido subdividida por AUDEMARD *et al.* (1985) en tres ciclos sedimentarios denominados: Ciclo I, Ciclo II y Ciclo III, depositados durante el Oligoceno, Mioceno Temprano-Medio y Mioceno Tardío-Plioceno, respectivamente. Dentro de estos ciclos depositados, se reconocen las siguientes unidades estratigráficas para la región:

– **Formación Mercure:** litológicamente son areniscas de grano fino a grueso y espesores en capas masivas, mal estratificadas, con estratificación cruzada y colores gris claro a gris oscuro con un espesor máximo de 520 m. El contacto inferior está marcado por una discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretácico y el contacto superior es concordante con la Formación Oficina. Sus ambientes de sedimentación fueron mayormente continentales y marinos someros, y su edad es Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano (CAMPOS, 1997).

– **Formación Oficina:** litológicamente se define como una secuencia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso; adicionalmente se reconocen algunas capas delgadas de lignitos y lutitas carbonosas. AUDEMARD *et al.* (1985) describen la Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: la Unidad I (Miembro Morichal del área de Carabobo; Formación Oficina inferior en Junín) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Carabobo; Formación Oficina media en Junín) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas; la Unidad III (miembros Jobo y Pílon del área de Carabobo; Formación Oficina superior de Junín) es una secuencia predominantemente arenosa. El espesor de la Formación Oficina varía de 2000' a 4000' según la región geográfica. Su contacto inferior en algunas zonas es discordante sobre unidades cretácicas o más antiguas, y concordante sobre la Formación Merecure; el contacto superior es concordante con la Formación Freites.

La sedimentación de la Formación Oficina en esta región de la Cuenca Oriental de Venezuela fue sedimentada en un complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Para AUDEMARD *et al.* (1985), la parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación (relleno de paleotopografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera); posteriormente, en el área de Junín se establecieron ambientes más restringidos influenciados probablemente por mareas; la formación termina con la instalación de un delta progradante. La edad de la Formación Oficina es Mioceno Temprano – Medio (ARSTEIN, 1997).

– **Formación Freites:** litológicamente son lutitas fisiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base. Las areniscas del tope son areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas; mientras que las areniscas de la base son areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, intercaladas con algunas lutitas. Sus espesores son variables entre 335 y 620 m y sus contactos son concordantes con la Formación Oficina en la base y la Formación Las Piedras en el tope. El

ambiente de depositación es marino abierto y corresponde con depósitos de edad Mioceno Medio (JAM, 1997a).

– **Formación Las Piedras:** está caracterizada por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. Su espesor, en la sección tipo, es de 1005 m. Sus contactos son concordantes con la Formación Freites en la base y Formación La Pica en el tope. El ambiente de depositación es transicional, de ambientes marinos someros a fluvio-deltaicos y la edad de estos depósitos es Mioceno Tardío-Plioceno (JAM, 1997b).

#### **3.4.5 Secuencia cuaternaria**

– **Formación Mesa:** litológicamente está caracterizada por arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso y muy duras; y conglomerados rojos casi negros; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. Su espesor es variable pero disminuye en general de norte a sur y aumenta del oeste a este. Su contacto infrayacente es concordante y transicional con la Formación Las Piedras. La Formación Mesa es de edad Pleistoceno y fue depositada en ambientes continentales (BAAMONDE, 1997).

La columna estratigráfica mostrada en la figura 3.5 resume esquemáticamente la configuración estratigráfica de los depósitos que se consiguen en la región estudiada en este trabajo.

Edad		Formaciones	Litología General	Descripción	
Cenozoico	Terciario	Pleistoceno	Mesa	Arenas de grano grueso y gravas, ferruginosas, duras con conglomerados rojos a negros.	
		Neógeno	Plioceno	Las Piedras	Areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores grises interlaminada con lutitas gris a verdoso.
			Mioceno	Freites	Lutitas fisiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base.
	Paleógeno	Oligoceno	Oficina	Merecure	Alternancia de lutitas grises intercaladas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. También tiene capas delgadas de lignitos y lutitas carbonosas y arcillitas verde y gris claro.
					Eoceno
		Paleoceno	No hay información de núcleo		
Mesozoico	Cretácico	Grupo Temblador		Tigre	Areniscas glauconíticas de grano fino a medio, grises a verdosos, gruesas, friables y espesas.
			Canoa	Conglomerados y areniscas conglomeráticas, areniscas grises, amarillas, marrones y rojas.	
	Jurásico	Inferior	No hay información de núcleo		
				Triásico	
					Pérmico
Paleozoico	Carbonífero	No hay información de núcleo			
	Devónico				
	Silúrico				
	Ordovícico				
Cámbrico	Carrizal	Arcillitas verdosas a gris, duras y masivas, con algunas capas de limolita y areniscas.			
	Hato Viejo	Areniscas de grano fino a grueso de colores grisáceos. Friables, duras, macizas y ásperas.			
Precámbrico	P <sub>e</sub> sin diferenciar	Basamento ígneo - metamórfico sin diferenciar	Rocas ígneas y metamórficas, generalmente diabasas, granodioritas, granitos, pegmatitas, esquistos, cuarcitas, anfibolitas y gneises diversos. Algunas se han correlacionado con el Complejo Imataca de edad Arqueano.		

	Basamento ígneo - metamórfico		Areniscas de grano medio
	Arenas de grano grueso		Areniscas de grano fino
	Lutitas, arcillitas y limolitas		No hay información de núcleo
	Alternancia lutitas y areniscas		Discordancias regionales

Figura 3.5 – Columna estratigráfica esquematizada de la región sur de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco.

## CAPITULO IV

### ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO

#### 4.1 GENERALIDADES

En el presente trabajo se utilizaron cuatro pozos denominados: A, B, C y D, cuya ubicación se muestra en la figura 1.2. La caracterización de facies sedimentarias a partir de la descripción visual de núcleos fue efectuada solamente para el pozo A, debido a que en ninguno de los tres pozos restantes se recuperaron núcleos para su estudio. En el caso de estos tres pozos sin núcleo, la caracterización geológica fue realizada por medio de los registros de alta tecnología y se describe en el capítulo VI de este trabajo.

En la figura 4.1 se observan los intervalos de núcleos pertenecientes al pozo A que fueron estudiados durante la etapa de descripción macroscópica de núcleos. En esta etapa se describieron detalladamente las siguientes características: tipo de roca, color, granulometría, escogimiento, redondez y esfericidad de los granos; estructuras sedimentarias, geometría de las superficies de estratificación, contenido mineralógico y paleontológico.

<b>INTERVALOS DESCRITOS EN EL NÚCLEO EN EL POZO A</b>	
Intervalo perforado	1664,1' – 2403,7'
Total del intervalo descrito	739,6'
Total neto descrito	294,4'

Figura 4.1 – Intervalos recuperados y estudiados en el pozo A.

La descripción macroscópica de los núcleos recuperados para el pozo A permitió definir un total de ocho facies en los 294,4' descritos. Estas facies corresponden con tres facies arenosas, dos facies heterolíticas, dos facies lutíticas y una facies carbonosa. Es conveniente resaltar que el alto grado de impregnación encontrando en las litologías arenosas, dificultó considerablemente la descripción de las características sedimentológicas en los núcleos; especialmente en las facies arenosas y en las facies heterolíticas arenosas.



La evaluación del grado de impregnación fue determinado cualitativamente tanto de manera visual durante de la descripción de los núcleos como utilizando fotografías bajo luz ultravioleta.

Este estudio de facies fue integrado y complementado con las descripciones de núcleos y estudio de facies elaborados en PDVSA-INTEVEP enmarcados en el “Proyecto Orinoco Magna Reservas”, así como también, con el estudio sedimentológico elaborado por BEJARANO (2006). Con la finalidad de unificar criterios en la región estudiada, cada una de las facies descritas tiene asignada una nomenclatura particular para efectos de simplificar el manejo de los datos. La codificación usada en este trabajo corresponde actualmente con la nomenclatura de facies sedimentarias que realizó BEJARANO (2006) en su trabajo para el área de la Faja Petrolífera del Orinoco y que actualmente es utilizada por PDVSA – Magna Reservas; por lo tanto, el nombre de las facies que se definieron en este trabajo cumplen con este sistema de nomenclatura.

Esta codificación consta de tres símbolos donde los dos primeros corresponden con letras escritas, la primera de ellas en mayúscula, las cuales abrevian el tipo litológico predominante de la facies:

- Sd (sandstone = arenisca) para las facies arenosas
- Sh (shale = lutita) para las facies lutíticas
- Hl (heterolithic = heterolita) para las facies heterolíticas

El tercer símbolo corresponde con un número que se asocia a características específicas en la facies. En el caso de facies arenosas corresponde con la granulometría donde Sd1 se asocia con granos gruesos a muy gruesos, Sd3 corresponde con tamaño de granos medio y Sd5 corresponde con granos finos. En el caso de las facies lutíticas, Sh1 representa facies de lutitas laminadas y Sh2 representa facies de lutitas masivas. Para las facies heterolíticas, el número asignado corresponde con el predominio de areniscas/lutitas; de esta forma, el símbolo Hl1 representa una facies de heterolitas con predominio de areniscas y Hl2 representa una facies heterolítica con predominio de lutitas. Finalmente, en el caso de carbones y litologías carbonosas el nombre de la facies es C.

## 4.2 DEFINICIÓN DE FACIES SEDIMENTARIAS EN EL POZO A

Durante la descripción visual de los núcleos pertenecientes al pozo A se definieron un total de ocho facies designadas como Sd1, Sd3, Sd5, Hl1, Hl2, Sh1, Sh2 y C. La relación porcentual de las diferentes facies identificadas en el pozo A se observa en la figura 4.2.

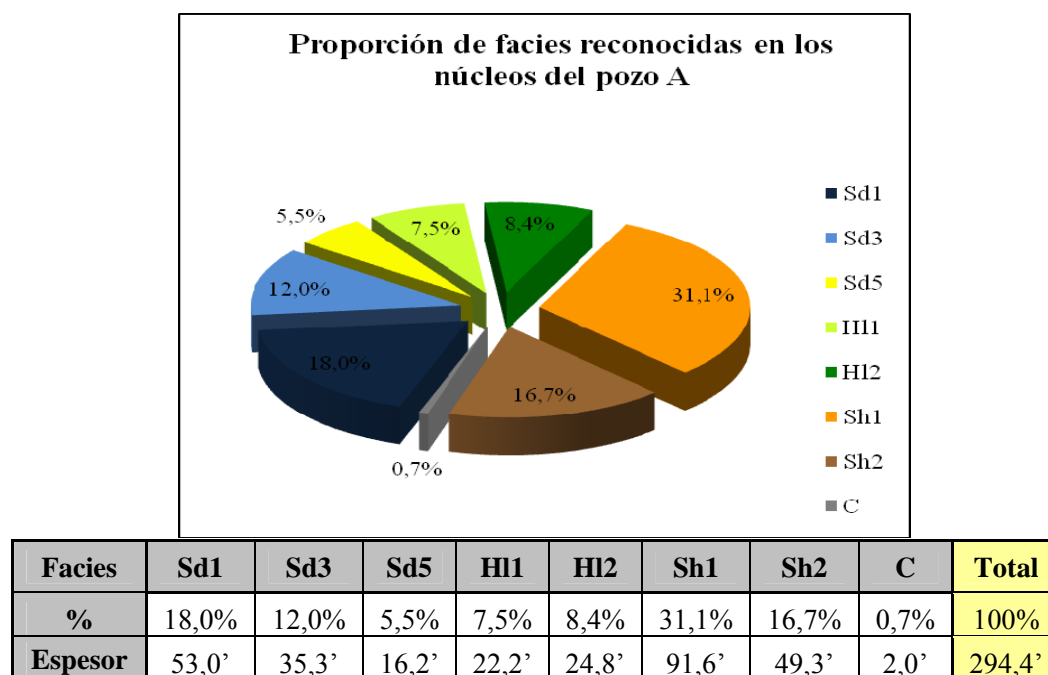


Figura 4.2 – Relación porcentual de las facies definidas en los núcleos correspondientes con el pozo A.

Es conveniente señalar que la discriminación entre las facies arenosas Sd1, Sd3 y Sd5, se realizó fundamentalmente en base a los cambios granulométricos y texturales observados macroscópicamente durante la descripción de las litologías arenosas en los núcleos. Sin embargo, de los 100,9 pies de espesor total de litologías arenosas; poco más de 40 pies, es decir, un 40% de las areniscas mostraron una impregnación por hidrocarburos de grado medio a fuerte. Este hecho dificultó considerablemente las descripciones texturales y granulométricas de estas areniscas, así como el reconocimiento de las estructuras sedimentarias presentes. Por lo tanto, es posible que existan cambios texturales y granulométricos menores, e incluso superficies de reactivación dentro de estos paquetes arenosos más gruesos (facies Sd1 y Sd3), que no fueron posibles de identificar durante la descripción visual de los núcleos debido a la fuerte impregnación por hidrocarburos, que en ocasiones generaba que las areniscas mostraran un aspecto pastoso.

#### 4.2.1 Facies Sd1: areniscas de grano grueso a muy grueso

La facies Sd1 corresponde litológicamente con areniscas de granulometría gruesa que muestran un color marrón oscuro predominante, aunque localmente pueden presentar colores más claros a grisáceos (Fig. 4.3). Texturalmente son areniscas con tamaño de grano grueso, en algunos sectores muy grueso (especialmente hacia la base de estas capas), donde la granulometría oscila entre 0,5 a 2 mm promedio. El grado de escogimiento es medio a bueno, con granos subangulares a subredondeados. Los contactos inferiores de estas facies son mayormente abruptos y en varios casos de tipo erosivo, desarrollados sobre facies lutíticas (Sh1 y Sh2), y facies arenosas (Sd3); los contactos hacia el tope son principalmente gradacionales y difusos (bioturbados?) con facies arenosas de grano medio (Sd3) y heterolitas arenosas (Hl1) (Fig. 4.4).

Las estructuras sedimentarias características de estas facies son: estratificación cruzada de alto y bajo ángulo, rizaduras y estratificación bidireccional (Fig. 4.5). También posee clastos de arcillas y delgados horizontes de lutitas con espesores entre 2 a 5 mm con disposición ondulada a irregular, interpretados como ropajes de arcilla (mud drapes)

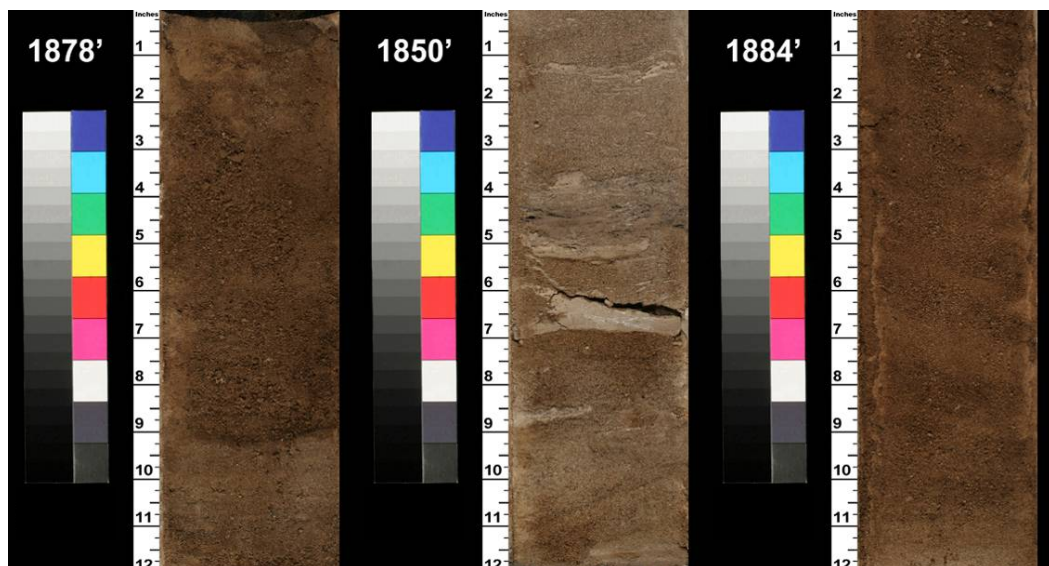


Figura 4.3 – Características texturales de la facies Sd1. En la fotografía central las capas color claro corresponden con horizontes de arcillas cuyo espesor varía entre pocos milímetros hasta 4 cm.



Figura 4.4 – Ejemplos de los tipos de contactos inferiores y superiores característicos de la facies Sd1. En la foto de la izquierda nótese el contacto erosivo basal entre lutitas masivas Sh2 y la facies Sd1 (areniscas impregnadas). En la derecha se aprecia el contacto transicional vertical con la facies Sd3.

El grado de bioturbación es bajo a nulo. Sobre los 1700 pies se reconocieron algunas madrigueras de *Ophiomorpha nodosa* e ichnofósiles variados pertenecientes a la ichnofacies *Skolithos*. También se reconocieron algunos fragmentos de madera (Figs. 4.6 y 4.7). La facies Sd1 tiene un espesor total en los núcleos de 53 pies, lo cual representa el 18,0% del total de facies reconocidas. Los espesores individuales varían entre 3,1 y 18,6 pies y su espesor promedio es de 8 pies aproximadamente; sin embargo, existen varias secciones incompletas en los núcleos donde no se pudo reconocer el espesor total verdadero de esta facies. Respecto al grado de impregnación, el 35% (20 pies aprox.) del espesor total de estas facies muestra alta impregnación y el intervalo restante muestra muy baja o ninguna impregnación.

Como se comentó anteriormente, el alto grado de impregnación en algunos sectores dificultó considerablemente la descripción sedimentológica de estas facies, especialmente para reconocer granulometría y estructuras sedimentarias.



Figura 4.5 – Fotografías de los núcleos en los intervalos 1867' – 1869' y 1858' – 1860' donde se aprecian las estratificaciones bidireccionales y estratificaciones cruzadas observadas en la facies Sd1.



Figura 4.6 – Fotografía del núcleo a 1879' donde se consiguieron fragmentos de madera *in situ* dentro de la Sd1. Igualmente nótese la granulometría gruesa a muy gruesa observada en estas facies.

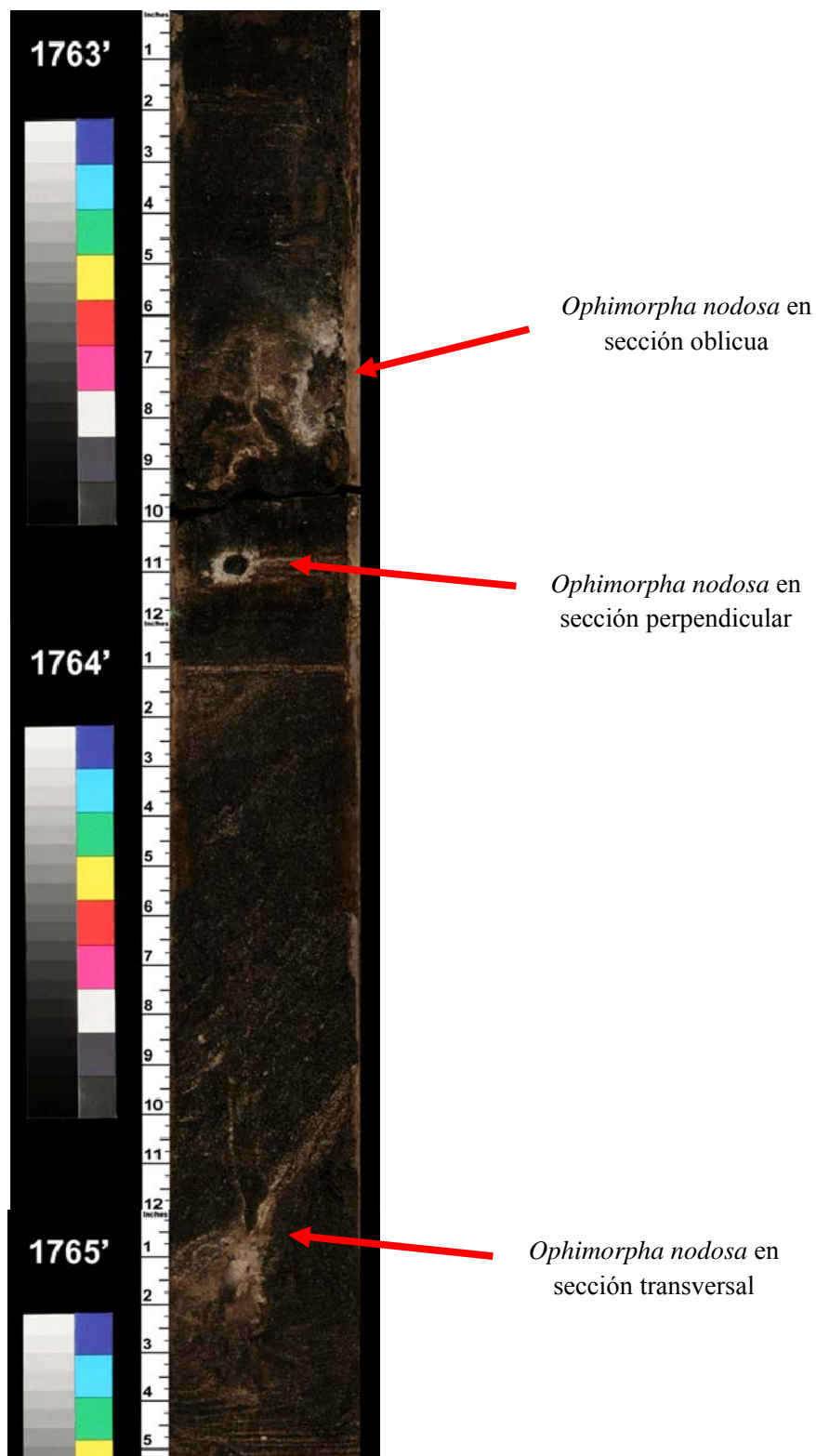


Figura 4.7 – Detalles de las madrigueras tipo *Ophiorhiza nodosa*, pertenecientes a la ichnofacies *Skolithos*, reconocidas en la facies Sd1. Sin embargo, el grado de bioturbación de la Sd1 es muy bajo.

#### 4.2.2 Facies Sd3: areniscas de grano medio

La facies Sd3 está compuesta litológicamente por areniscas de grano medio cuyos colores varían de grisáceos a marrones claros. Muestra un grado de escogimiento bueno y tamaños de grano entre 0,25 a 0,5 mm, con predominio de granos subredondeados. Se reconocieron dos tipos de contactos inferiores para estas facies: contactos transicionales con las facies Sd1 (Fig. 4.4) y contactos de tipo erosivo desarrollados sobre facies lutíticas y heterolíticas. Los contactos superiores son mayormente gradacionales y difusos (bioturbado?) con facies arenosas de grano grueso (Sd1), heterolíticas arenosas (H11) y facies lutíticas (Sh1 y Sh2). En la figura 4.8 se aprecian algunas características texturales y los principales tipos de contactos observados en la facies Sd3.

Las estructuras sedimentarias reconocidas más abundantes en estas facies son: rizaduras, estratificación cruzada de bajo y alto ángulo, estratificación paralela y estratificación bidireccional; aunque en ciertos sectores tiene aspecto masivo. También se reconocen clastos de arcillas dispersos, ropajes de arcilla (mud drapes) y horizontes de materia orgánica dispuestos tanto en estratificación paralela y cruzada de bajo ángulo, con espesores que no sobrepasan los 5 mm (Fig. 4.9). Por otra parte se observaron algunas láminas y capas de arcillitas y limolitas dispersas, poco frecuentes, dispuestas en forma paralela a la estratificación y cuyos espesores no exceden 5 cm.

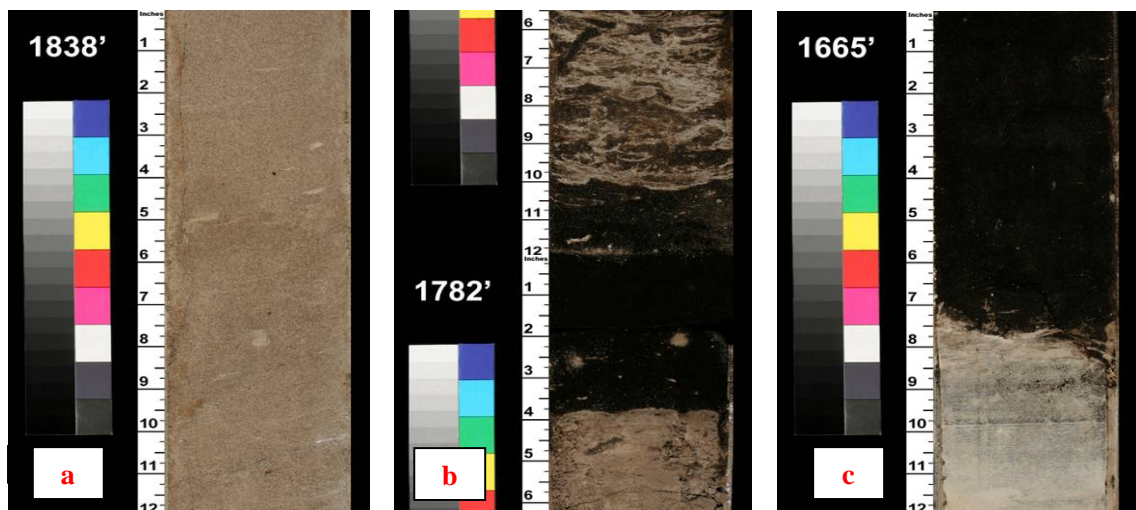


Figura 4.8 – Características texturales y contactos típicos de las facies Sd3. En **a** se observa el aspecto de las areniscas de grano medio. En **b** se observa un contacto basal erosivo y superior difuso (bioturbado?) con facies heterolíticas. En **c** se observa la Sd3 impregnada con contacto basal erosivo.

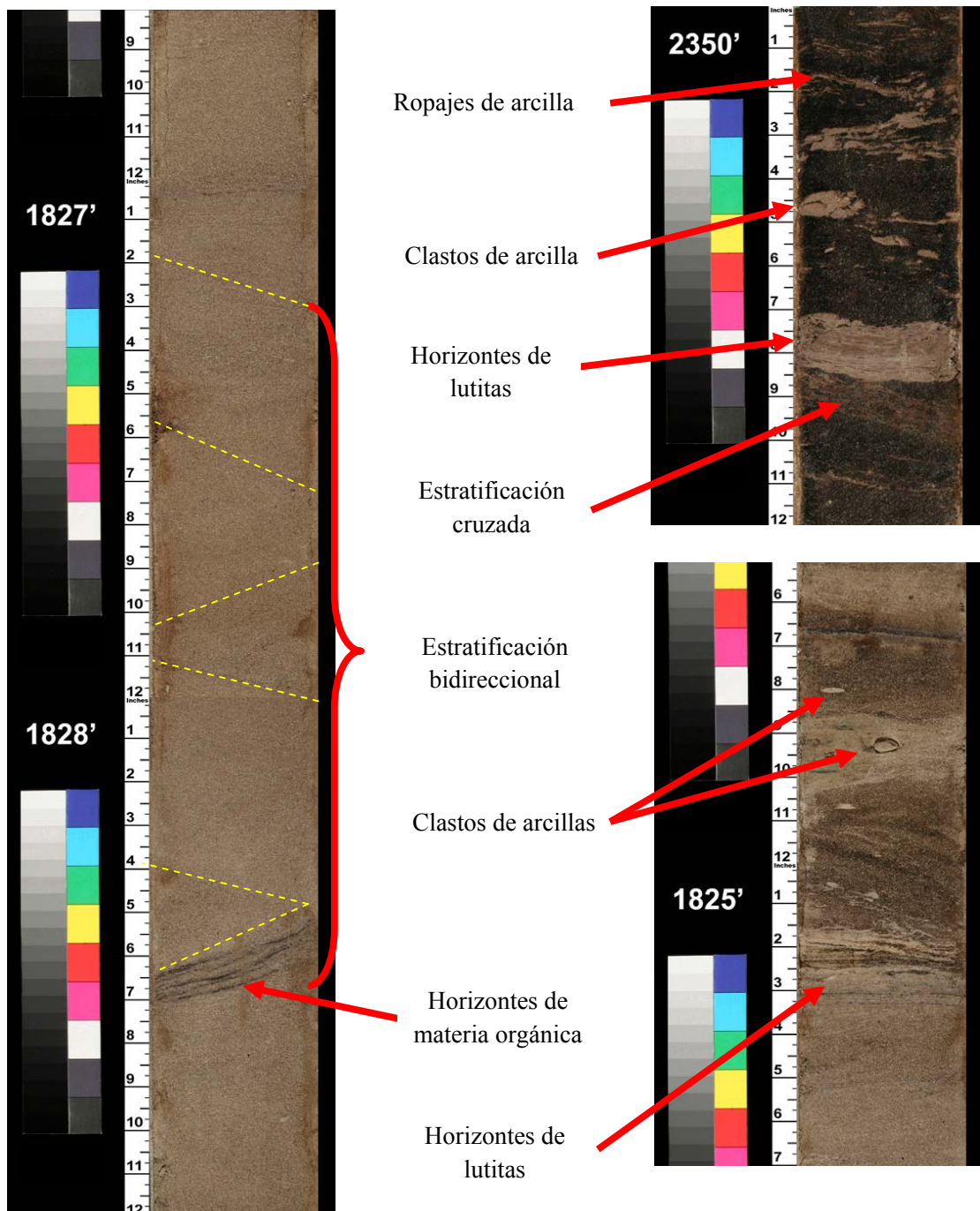


Figura 4.9 – Detalles de las estructuras sedimentarias reconocidas en la facies Sd3. Los horizontes punteados en color amarillo reflejan el sentido de la estratificación.



El grado de bioturbación de estas facies es bajo, identificándose horadaciones variadas rellenas principalmente de materiales limosos y arcillosos. Adicionalmente, sobre 1755 pies, se identificaron varios ichnofósiles del tipo *Ophiomorpha nodosa* como se aprecia en la figura 4.10. Esta facies representa un 12% del total de facies reconocidas en los núcleos con un espesor acumulado de 35,3 pies; los espesores individuales mínimo y máximo son de 0,5 y 27 pies respectivamente, y el espesor promedio es de 5 pies. El grado de impregnación de estas facies es medio a alto, donde el 35% del espesor total de las mismas se encuentra fuertemente impregnado; este hecho dificultó considerablemente la descripción sedimentológica de estos sectores, al igual que para la facies Sd1.

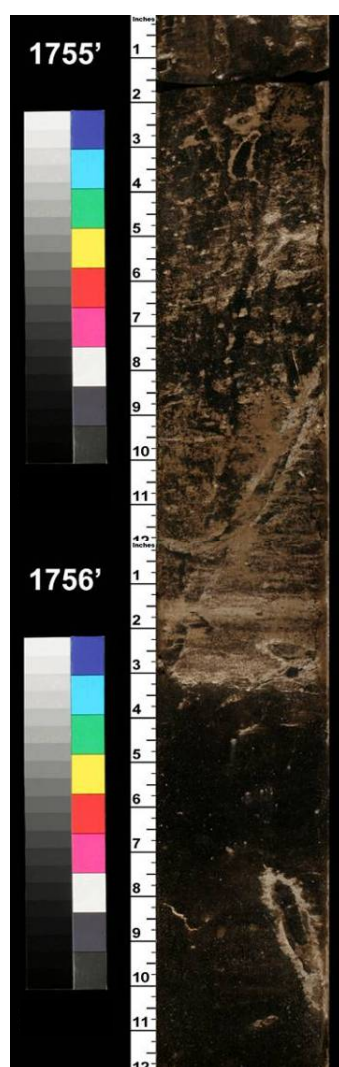


Figura 4.10 – Detalle de las horadaciones observadas en la facies Sd3. Se destaca claramente el ichnofósil tipo *Ophiomorpha nodosa* y otras horadaciones variadas asociadas a la ichnofacies *Skolithos*.

### 4.2.3 Facies Sd5: areniscas de grano fino a grano medio

La facies Sd5 corresponde con la facies arenosa de menor proporción que se describió en los núcleos, representando sólo cerca de un 16% de todas las litologías arenosas. Texturalmente muestran un escogimiento medio a pobre, con tamaños de grano menores a 0,25 mm. El fuerte grado de impregnación que presentaron estas facies impidió distinguir el color de estas areniscas. En las figuras 4.11 y 4.12 se reconocen los tipos de contactos de estas facies, donde se observa que hacia la base son principalmente erosivos con facies lutíticas y difusos (bioturbados) con facies heterolíticas, mientras que hacia el tope son difusos (bioturbados) con facies lutíticas.

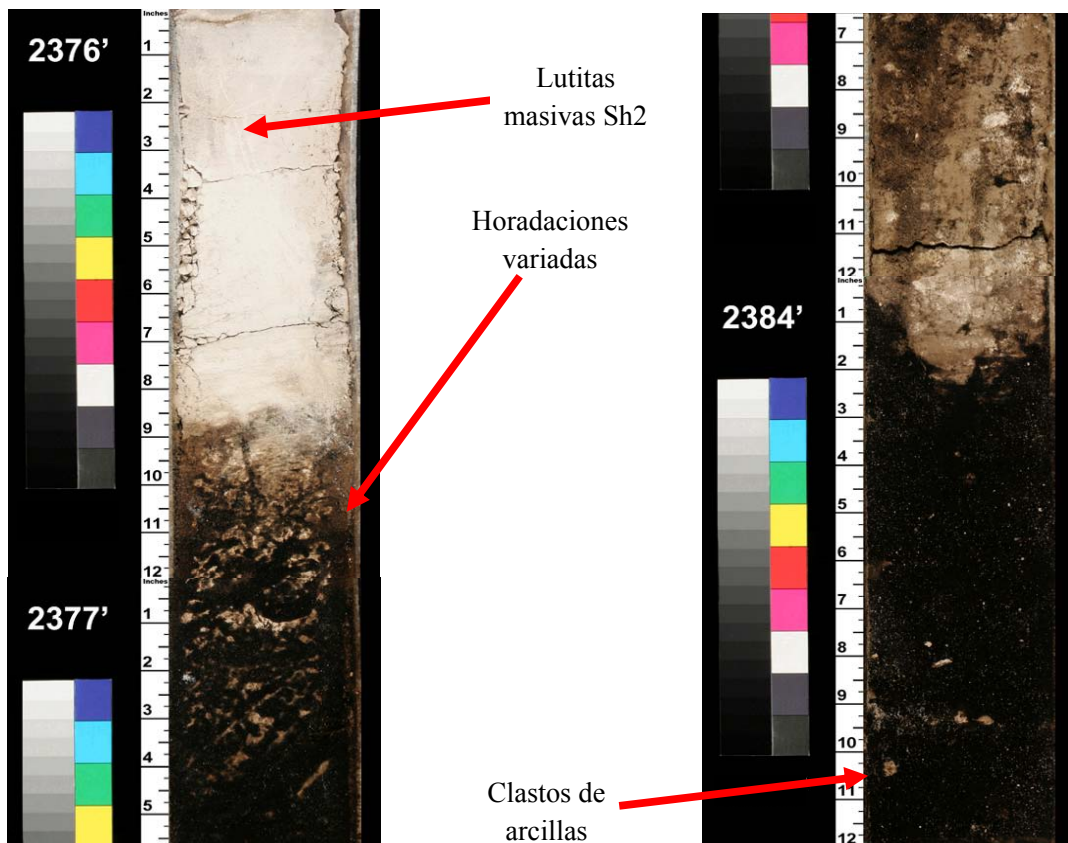


Figura 4.11 – Características texturales y tipos de contactos de las facies Sd5. Nótese el fuerte grado de impregnación lo cual dificultó su descripción sedimentológica. En las fotografías se aprecian los contactos superiores con facies arcillosas.

En estas facies se reconocieron fundamentalmente estratificación cruzada, clastos de arcillas y esporádicamente intercalaciones de delgadas láminas de lutitas cuyos espesores no exceden los 5 mm. Los espesores de estas facies oscilan entre 3,5 y 8,9 pies. El grado de bioturbación es muy bajo a nulo.

Según la descripción efectuada por PDVSA, se reconoció una horadación similar al ichnofósil tipo *Glossifungites?* sobre los 2393 pies en el contacto erosivo de la facies Sd3 sobre una capa de arcillitas masivas (facies Sh2). Sin embargo, esta interpretación posee alta incertimbre debido a la fuerte impregnación de los sedimentos que rellenan la horadación y la forma poco diagnóstica de la misma. Según PADRÓN (*com. pers*), no existen evidencias suficientemente claras para reconocer este ichnofósil (Fig. 4.12).

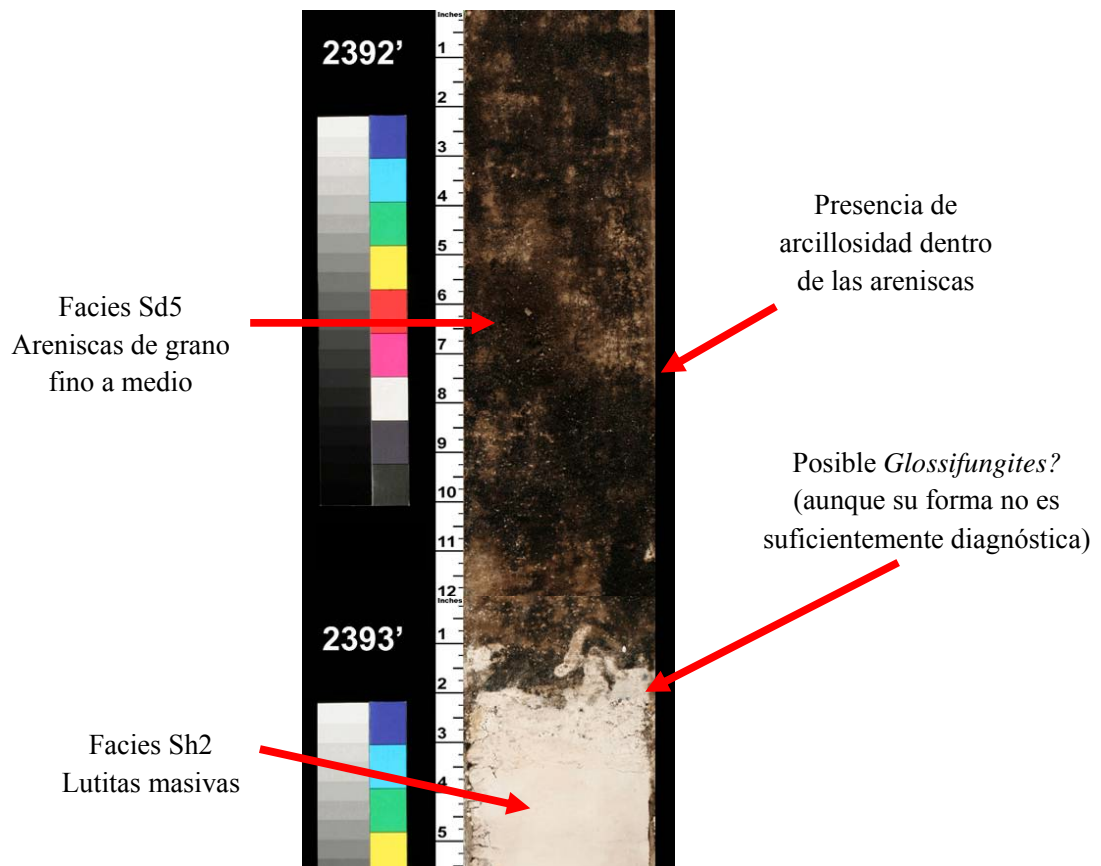


Figura 4.12 – Horadación posiblemente asociada a ichnofósiles del tipo *Glossifungites?* desarrollada sobre el tope de las facies lutíticas Sh2. Sin embargo, la forma de la horadación no es lo suficientemente clara y diagnóstica para corroborar esta hipótesis debido a la fuerte impregnación y al contacto erosivo. Por otro lado, en la fotografía se reconoce el pobre escogimiento de estas facies debido a la presencia de arcillosidad.

#### 4.2.4 Facies H11: heterolitas arenosas

La facies H11 está compuesta litológicamente por una intercalación no uniforme de capas de areniscas de grano fino a medio, bien escogidas, con delgadas láminas de arcillitas, donde las proporciones varían entre 70 - 80 % para las areniscas y 20 - 30% para las arcillitas. Las capas de areniscas tienen espesores que varían entre 0,5 y 6 cm promedio mientras que las láminas de arcillitas no sobrepasan 1 cm de espesor. Las areniscas presentan colores pardos y marrones claros, aunque una gran proporción de estas facies heterolíticas se encontraban impregnadas; por su parte las arcillitas son de color gris claro (Fig. 4.13). Los contactos que presentan estas facies son principalmente difusos (bioturbados) y transicionales con facies heterolíticas lutíticas y facies arenosas (Sd3); en ocasiones los límites entre las areniscas y arcillitas en las facies heterolíticas son poco claros debido al alto grado de bioturbación como se observa en la figura 4.14.

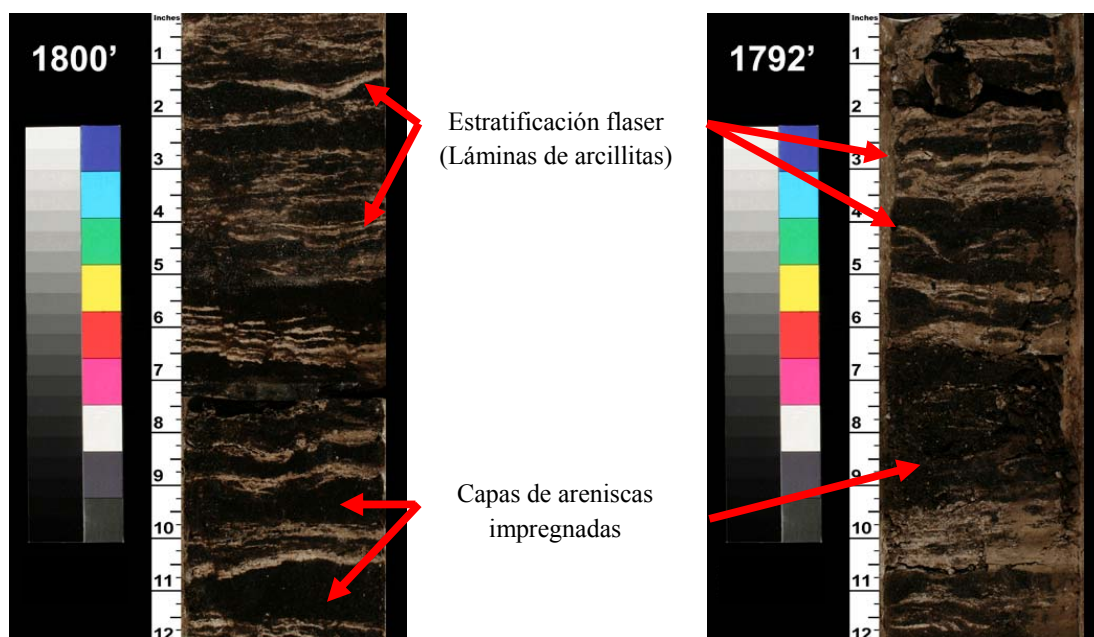


Figura 4.13 – Características texturales de las facies H11. En los horizontes de arcillitas, de colores claros, se observa estratificación flaser y ondulada (wavy) principalmente, y en menor proporción laminación plana. Las areniscas están impregnadas y presentan estratificación cruzada y rizaduras.

En las figuras 4.13 y 4.14 se observan algunas de las estructuras sedimentarias más comunes reconocidas en estas facies; destacando principalmente las estratificaciones flaser y ondulada (wavy), estratificación cruzada de bajo ángulo y algunas rizaduras. El grado de

bioturbación que se encuentra en estas facies es alto y consiste de horadaciones variadas, mayormente verticales, inclinadas y horizontales con formas tubulares e irregulares que en ocasiones se encontraban rellenas por arenas finas y materiales limosos; las cuales posiblemente están relacionadas con estructuras de escape y domicilio. Esto se aprecia claramente en la figura 4.15, donde la horadación posiblemente corresponde con un ichnofósil del tipo *Skolithos*?. De esta forma, debido a estas características observadas, la mayor parte de estas horadaciones han sido asociadas con las ichnofacies *Skolithos*.

Los espesores de estas facies oscilan entre 1 y 16,5 pies, teniendo como promedio unos 3,5 pies. El grado de impregnación es bastante alto; de hecho, el 100% de las facies heterolíticas arenosas identificadas en los núcleos mostraban señales de impregnación.

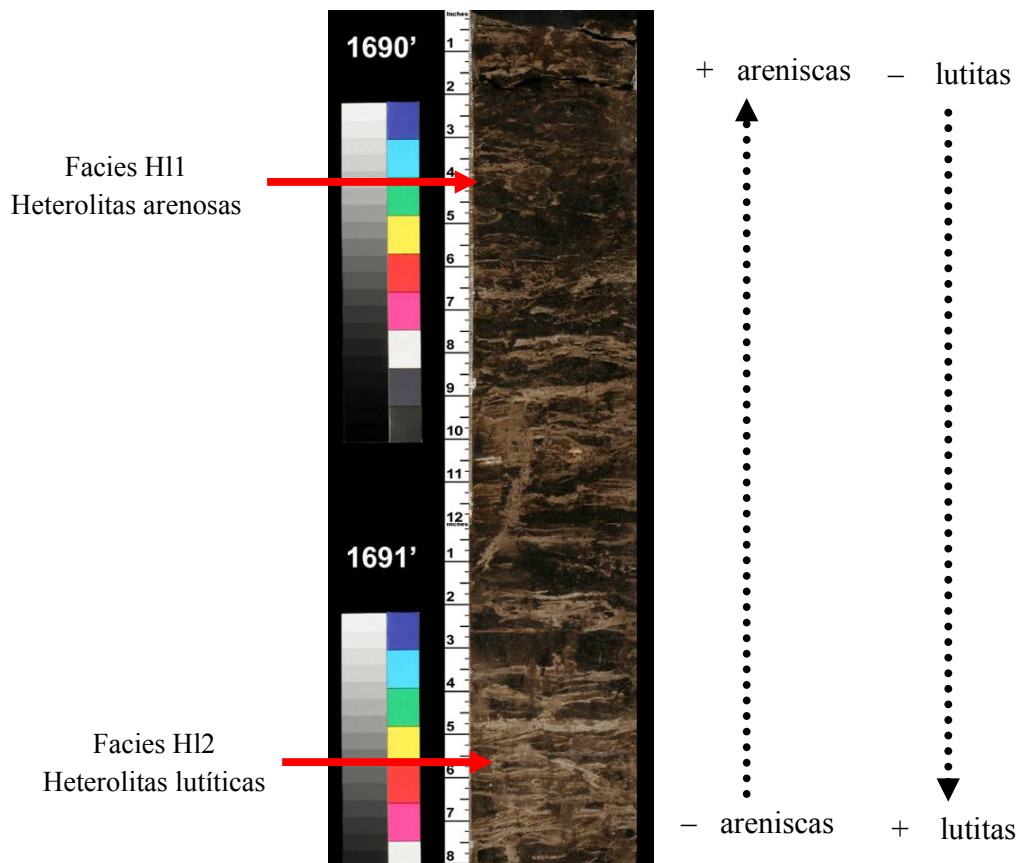


Figura 4.14 – Detalles de las estructuras sedimentarias de la facies H11. El alto grado de bioturbación y la alta impregnación de las areniscas generan un aspecto heterogéneo en estas facies. Adicionalmente, nótese como cambia verticalmente la proporción areniscas/lutitas en el contacto transicional con la facies H12.

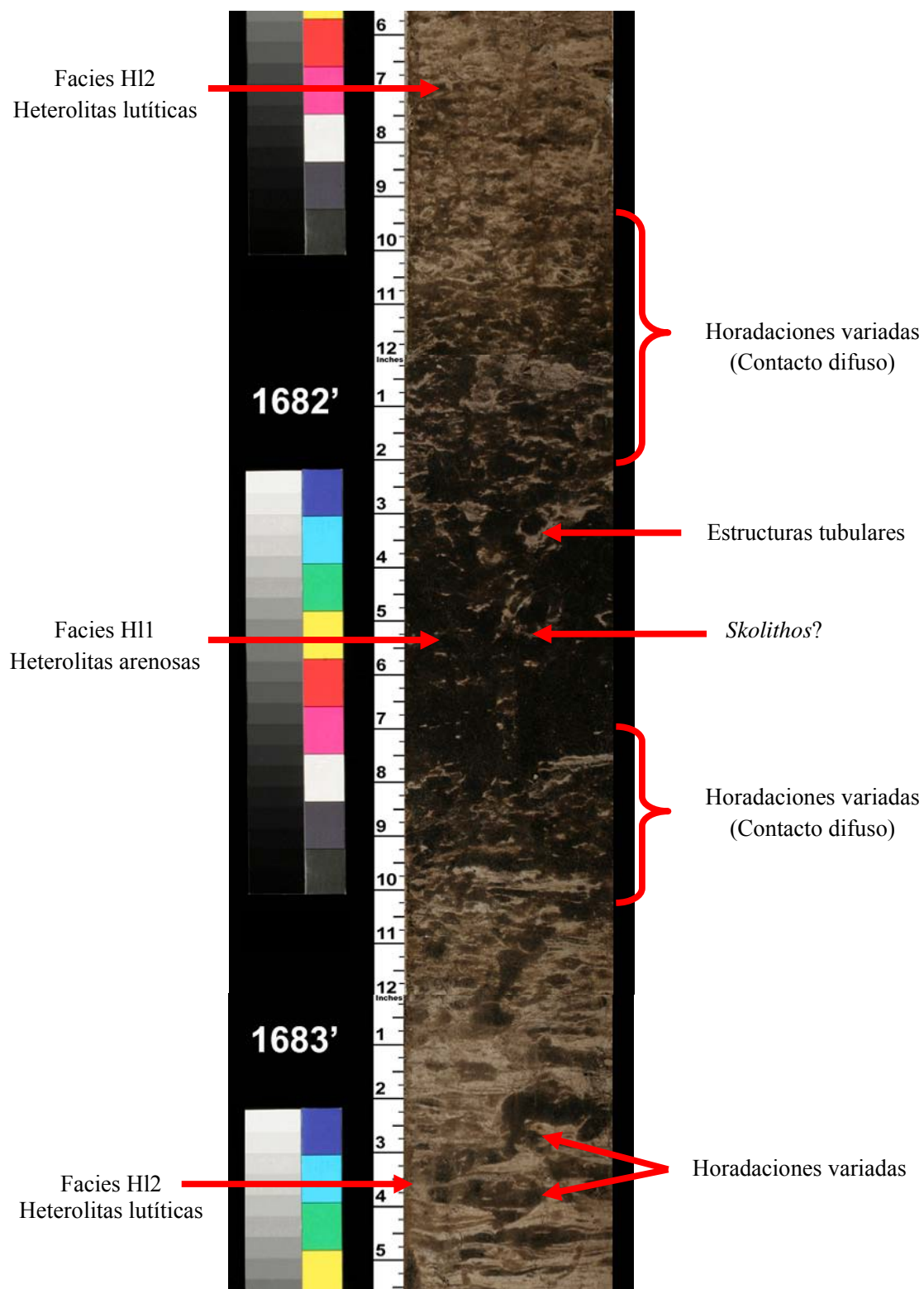


Figura 4.15 – Contactos difusos para la base y el tope de las facies H11 debido al alto grado de bioturbación. Adicionalmente se reconocen horadaciones variadas asociadas con las ichnofacies *Skolithos*.

#### 4.2.5 Facies HI2: heterolitas lutíticas

La facies HI2 corresponde con una secuencia heterolítica formada por delgadas láminas de areniscas de grano fino y muy fino con colores amarillos y grises claros, dentro de una matriz mayoritariamente lutítica arcillosa de color gris a marrón claro. La proporción de lutitas oscila entre 70-80%, distribuido en capas con espesor promedio de 5 cm; la proporción de areniscas es de 20-30% y están presentes como horizontes con 1,5 cm de espesor máximo. Los contactos de estas facies son principalmente difusos y transicionales con facies heterolíticas arenosas HI1 y facies lutíticas Sh1 y Sh2, tanto para el tope como la base (Figs. 4.14, 4.15 y 4.16).

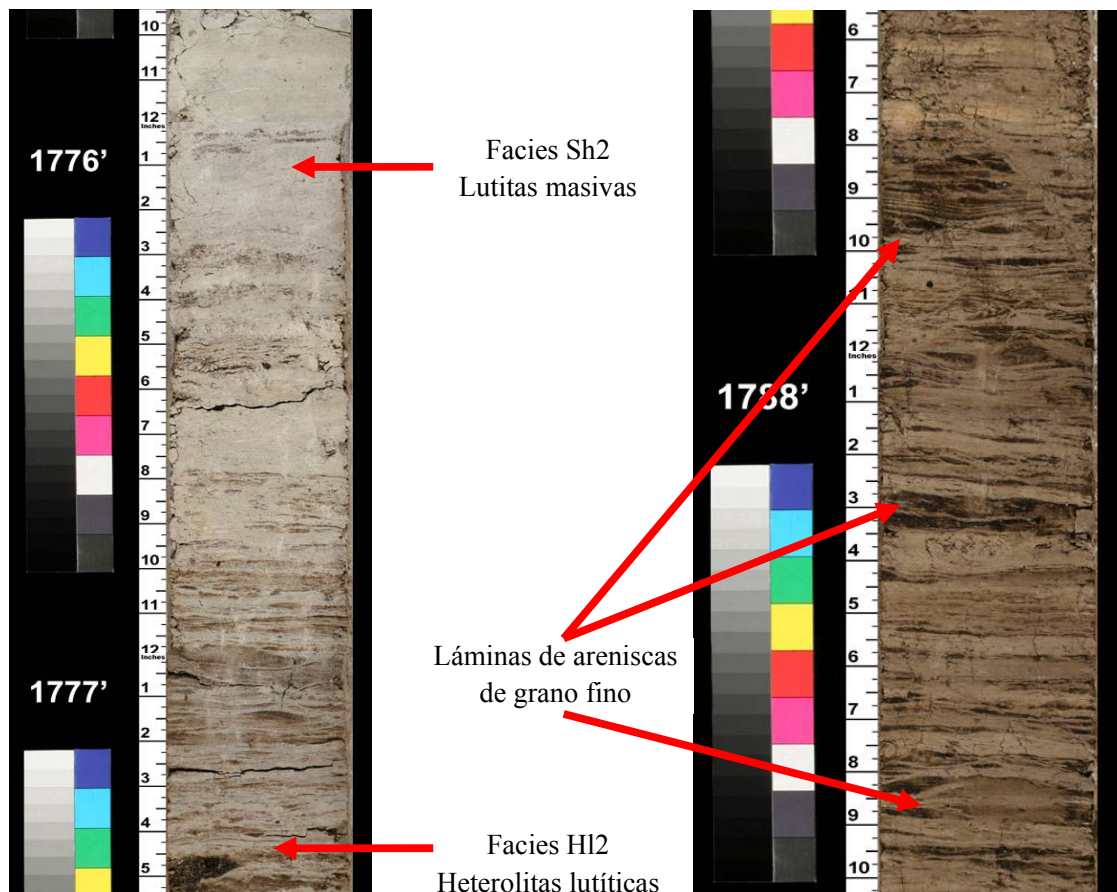


Figura 4.16 – Características texturales y contactos típicos de la facies HI2. En la izquierda se observa contacto transicional con facies lutíticas masivas Sh2; en la derecha se destacan los lentes de areniscas impregnadas formando estratificación lenticular.

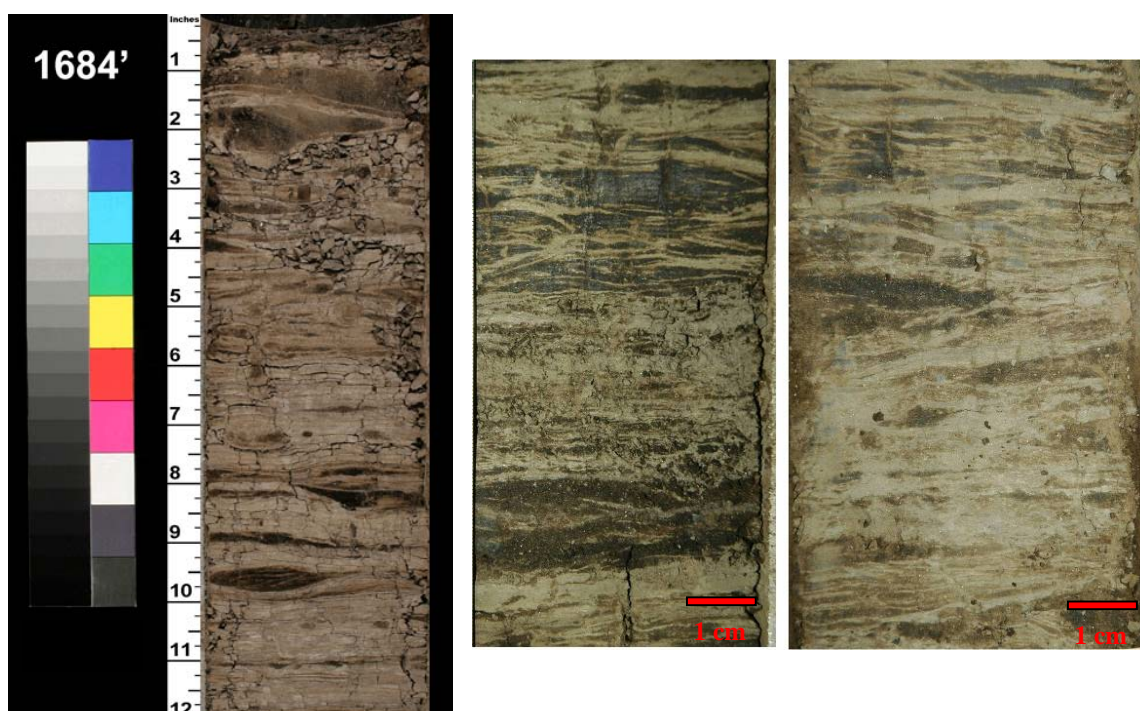


Figura 4.17 – Características sedimentarias de la facies HI2. Se observan en ambas fotos, con diferentes escalas, la presencia de estratificación lenticular, ondulada y cruzada de bajo ángulo.

Las estructuras sedimentarias características de estas facies son la estratificación lenticular y ondulada (wavy), aunque algunas láminas de areniscas se disponen en laminación cruzada de bajo ángulo y laminación paralela (Fig. 4.17). El grado de bioturbación de estas facies es alto constituido por horadaciones variadas, mayormente rellenas por sedimentos arenosos finos y limosos, similares a las conseguidas en la facies heterolíticas arenosas HI1, que pueden ser asociadas a las ichnofacies *Skolithos* y *Cruziana*.

En la figura 4.18 se aprecia una horadación vertical en forma de U abierta hacia el tope, rellena de sedimentos arenosos finos (spreiten) dispuestos en forma cóncava hacia arriba y paralela al fondo de la abertura. Este ichnofósil posiblemente representa un *Diplocaterion*?; sin embargo, su forma no es suficientemente diagnóstica para confirmar esta hipótesis puesto que también muestra ciertas características del *Teichichnus*?



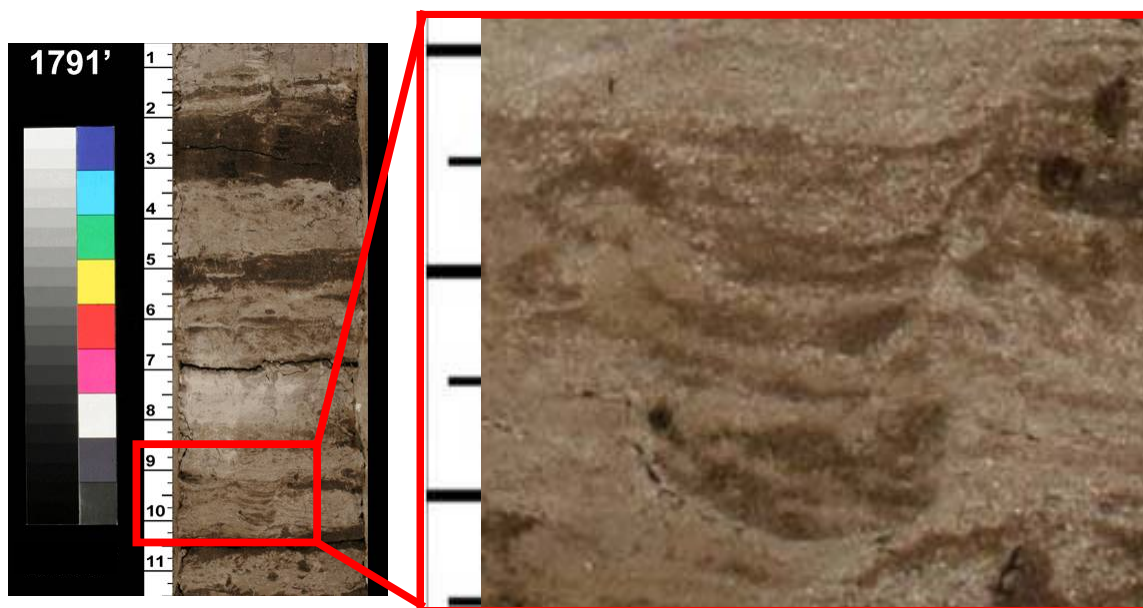


Figura 4.18 – Detalle de bioturbación posiblemente correspondiente con un *Diplocaterion?* o *Teichichnus?*

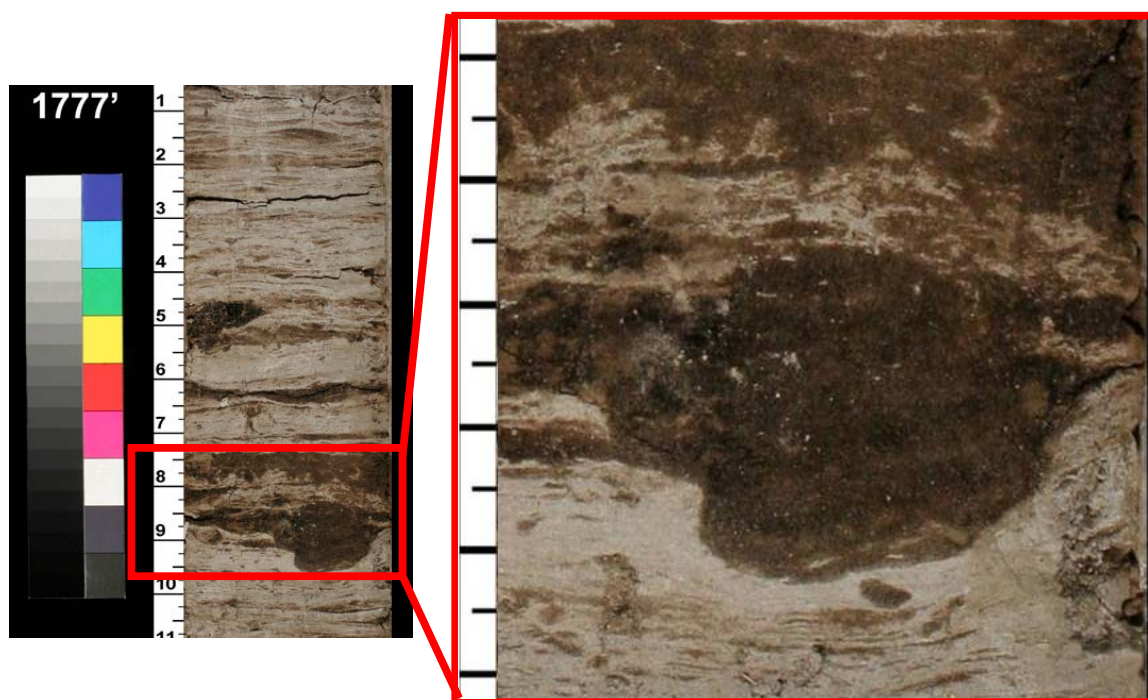


Figura 4.19 – Horadación de estructura tubular donde no es posible identificar la estructura interna debido a que el relleno (arenas finas) está fuertemente impregnado. A pesar de esto, la forma de la estructura y la apariencia externa parecieran corresponder con un *Diplocaterion?* o *Teichichnus?*.

Por su parte, la figura 4.19 muestra otra horadación vertical conseguida a 1777,9 pies que posee una morfología similar a la estructura de la figura 4.18; sin embargo, en este caso el fuerte grado de impregnación de las arenas del relleno impide reconocer el ichnofósil. A pesar de ello, por la forma que pareciera observarse en el relleno (spreiten) y su forma externa, posiblemente corresponde con un ichnofósil perteneciente al ichnogénero *Teichichnus?* o *Diplocaterion?*.

En la figura 4.20 se reconoce otra horadación, un poco menos clara que las anteriores, pero que muestra un relleno de materiales más gruesos (arenas de grano fino) ligeramente impregnados, la cual pareciera corresponder con un ichnofósil del tipo *Teichichnus?*; sin embargo, al igual que en los casos anteriores, no se puede asegurar esta interpretación debido a la forma poco diagnóstica de la horadación.

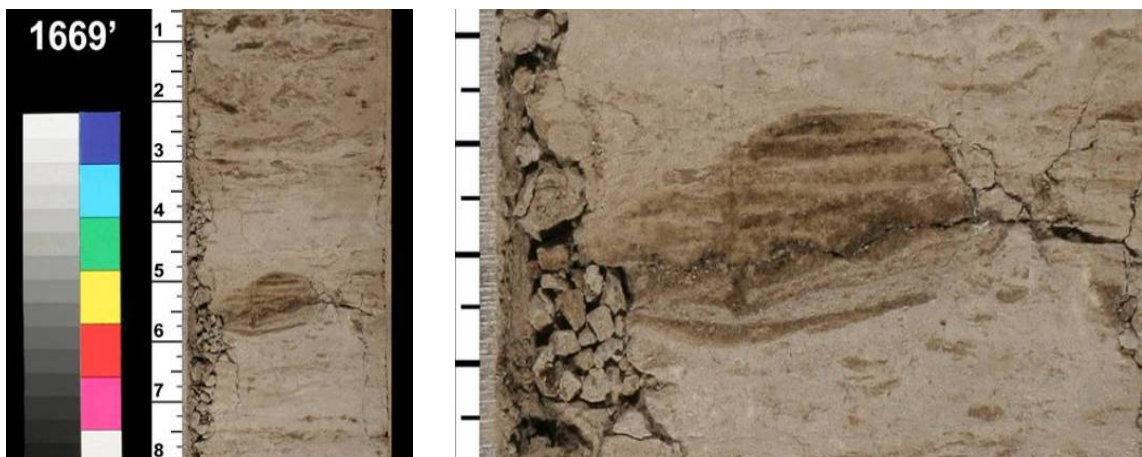


Figura 4.20 – Horadación de forma elipsoidal con estructura interna claramente laminada donde su relleno (arenas finas) está fuertemente impregnado. A pesar de esto, la forma de la estructura y la apariencia externa permiten pensar que posiblemente se trate de un ichnofósil del tipo *Teichichnus?*

Respecto a los espesores, la facies HI2 tiene un espesor total en el núcleo de 28,0 pies, lo cual representa un 8,4% del total de facies reconocidas. Sus espesores individuales van desde 0,5 hasta 5,5 pies; sin embargo, el promedio es de 2,8 pies. Es conveniente resaltar que en estas facies se reconoció un leve grado de impregnación en todas las areniscas; a pesar que las facies HI2 están compuestas mayoritariamente por lutitas.

#### 4.2.6 Facies Sh1: lutitas laminadas

La facies Sh1 está constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas finamente laminadas de colores grisáceos claros que en ocasiones también presentan colores amarillos claros (Fig. 4.21). El espesor de estas láminas oscila entre 0,2 y 1,5 cm, aunque su espesor promedio es de 0,5 cm. Una característica resaltante de estas facies es la alternancia vertical entre láminas de colores grisáceos y amarillos claros, que se repite monótonamente por varias decenas de pies de espesor de forma ininterrumpida; aunque no siempre está presente este cambio de coloración entre las láminas (Fig. 4.22). Los principales contactos que presentan estas facies son transicionales y difusos (bioturbados) tanto para el tope como la base, con facies lutíticas masivas Sh2 y heterolíticas lutíticas H12 (Fig. 4.22); sin embargo, también se consiguieron algunos contactos concordantes con las facies arenosas Sd3 y con la facies carbonosa C.

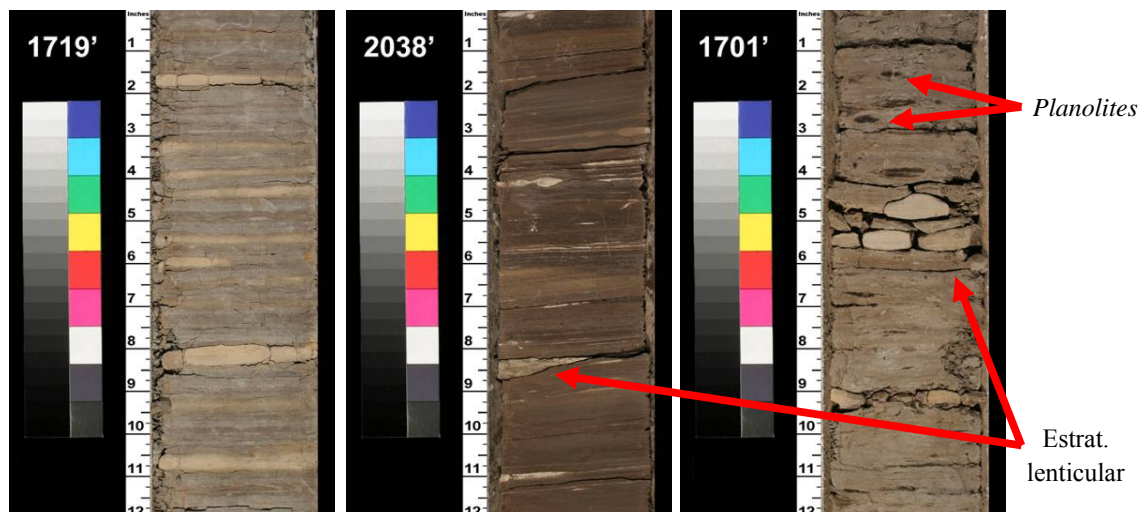


Figura 4.21 – Características texturales de la facies Sh1. Se destaca la laminación plana entre láminas claras y oscuras; en ocasiones se observó estratificación lenticular y laminación cruzada de bajo ángulo (foto central). Adicionalmente se reconocieron horadaciones con formas circulares a elipsoidales que representan posibles *Planolites*.

Dentro de las principales estructuras sedimentarias reconocidas en estas facies están la laminación plana, laminación cruzada de bajo ángulo y adicionalmente se reconoció estratificación lenticular, como se observa en las figuras 4.21 y 4.22. Adicionalmente se

reconocen esporádicas láminas de areniscas de grano muy fino, con espesores que no exceden los 5 mm. El grado de bioturbación es bajo a moderado; en algunos sectores (Figs. 4.21 y 4.22) se reconocieron algunas horadaciones de forma elíptica a circular con diámetro menor a 1 cm, sin recubrimiento externo y con un relleno limoso y de arenas de grano muy fino, que fueron identificados como *Planolites*.

La facies Sh1 representa un 31,1% de los núcleos estudiados con un espesor total de 91,6 pies. Los espesores mínimo y máximo registrados son de 1,2 a 47 pies, respectivamente; teniendo un espesor promedio aproximado de 8 pies.

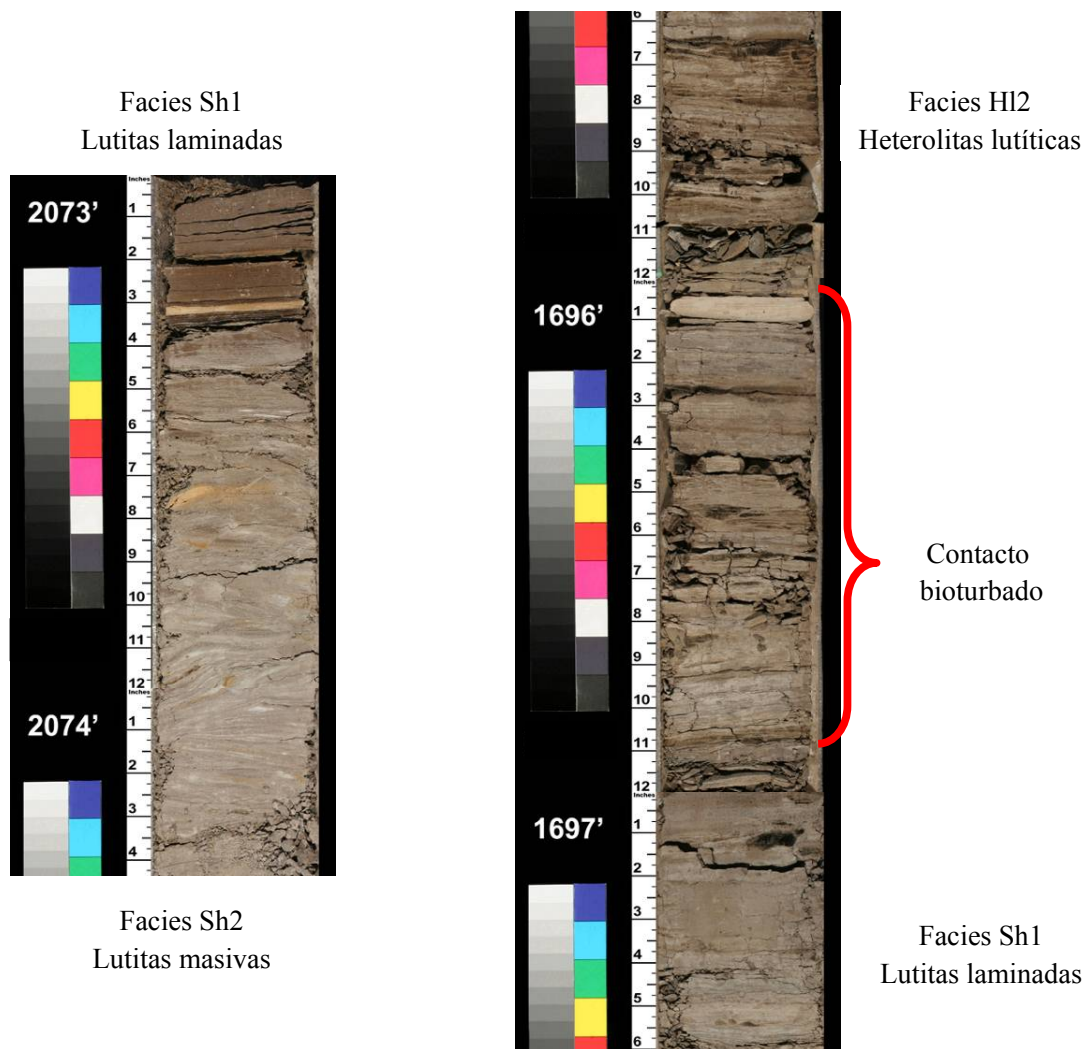


Figura 4.22 – Principales contactos de la facies Sh1.

#### 4.2.7 Facies Sh2: lutitas masivas

La facies Sh2 corresponde litológicamente con paquetes homogéneos de lutitas claramente masivas que presentan principalmente un color blanco, aunque en algunos sectores tienen un color grisáceo claro. Los contactos basales reconocidos para estas facies son principalmente difusos (bioturbados) y transicionales con facies heterolíticas lutíticas (Hl2) y facies lutíticas laminadas (Sh1); aunque también se observaron algunos contactos concordantes sobre las facies arenosas Sd3 y Sd5, y sobre la facies carbonosas (C). Hacia el tope se observaron contactos abruptos erosivos con facies arenosas Sd3 y Sd5, y contactos concordantes y transicionales con facies heterolíticas lutíticas (Hl1), facies lutíticas laminadas (Sh1) y facies carbonosas (C) (Figs. 4.11, 4.12, 4.16, 4.22 y 4.24).

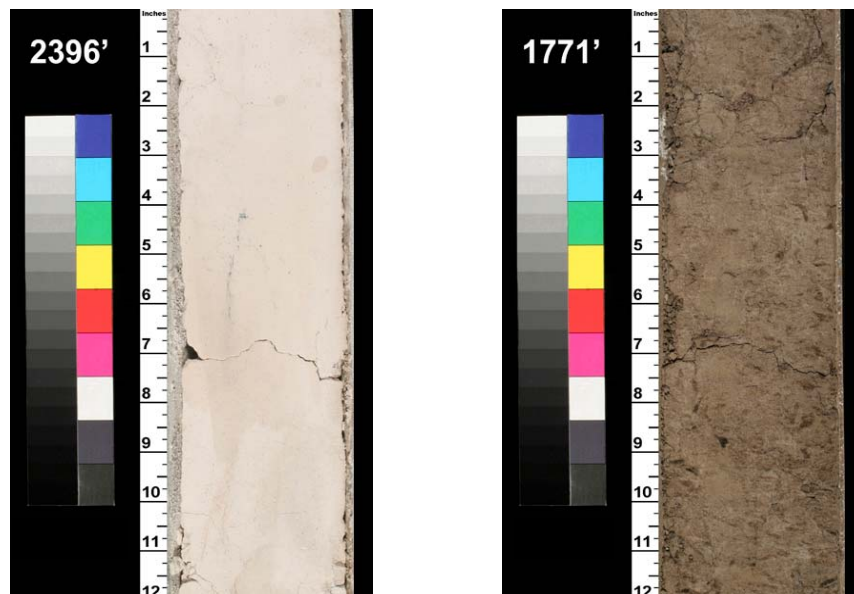


Figura 4.23 – Características de las facies lutíticas masivas Sh2. Se observan los dos colores observados en estas facies. En la foto de la derecha se observan horadaciones variadas que presentan baja frecuencia

Texturalmente, la facies Sh2 corresponden con capas de arcillitas bastante homogéneas, masivas (Fig 4.23). Raramente se observaron delgadas láminas con granulometría mayor (limos y arenas muy finas), que no exceden 3 mm de espesor, dispuestas en forma paralela. Adicionalmente también posee algunos clastos de arcillas.

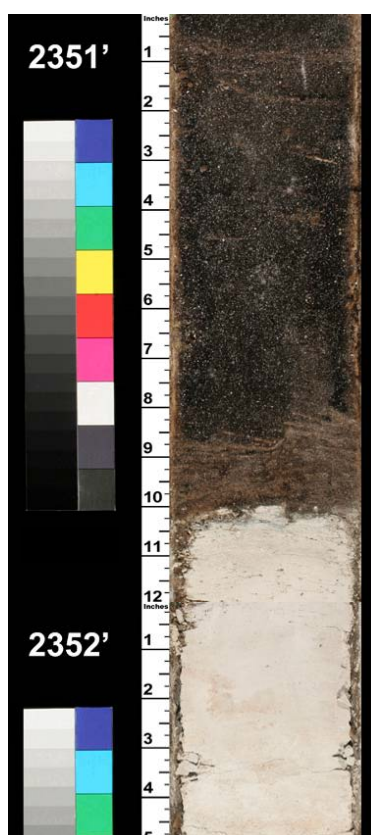


Figura 4.24 – Contacto abrupto, posiblemente erosivo, entre las facies Sh2 y Sd5.

El grado de bioturbación de estas facies es variado puesto que presentan zonas sin ninguna bioturbación pero también hay zonas con bioturbación moderada (Fig. 4.23). En la profundidad 1768,2 pies se identificó una horadación perteneciente al ichnogénero *Thalassionides* que se puede apreciar claramente en la figura 4.25. Adicionalmente también se reconocieron varias horadaciones con formas circulares y elípticas rellenas por sedimentos arenosos que posiblemente se asocian con *Planolites?*; sin embargo, su forma no es totalmente diagnóstica para afirmar esta hipótesis.

La facies Sh2 tiene 49,3 pies de espesor total, representando un 16,7% de las facies reconocidas en el núcleo. Los espesores individuales reportados para estas facies oscilan entre 0,9 y 14,2 pies, teniendo como promedio 4,8 pies.

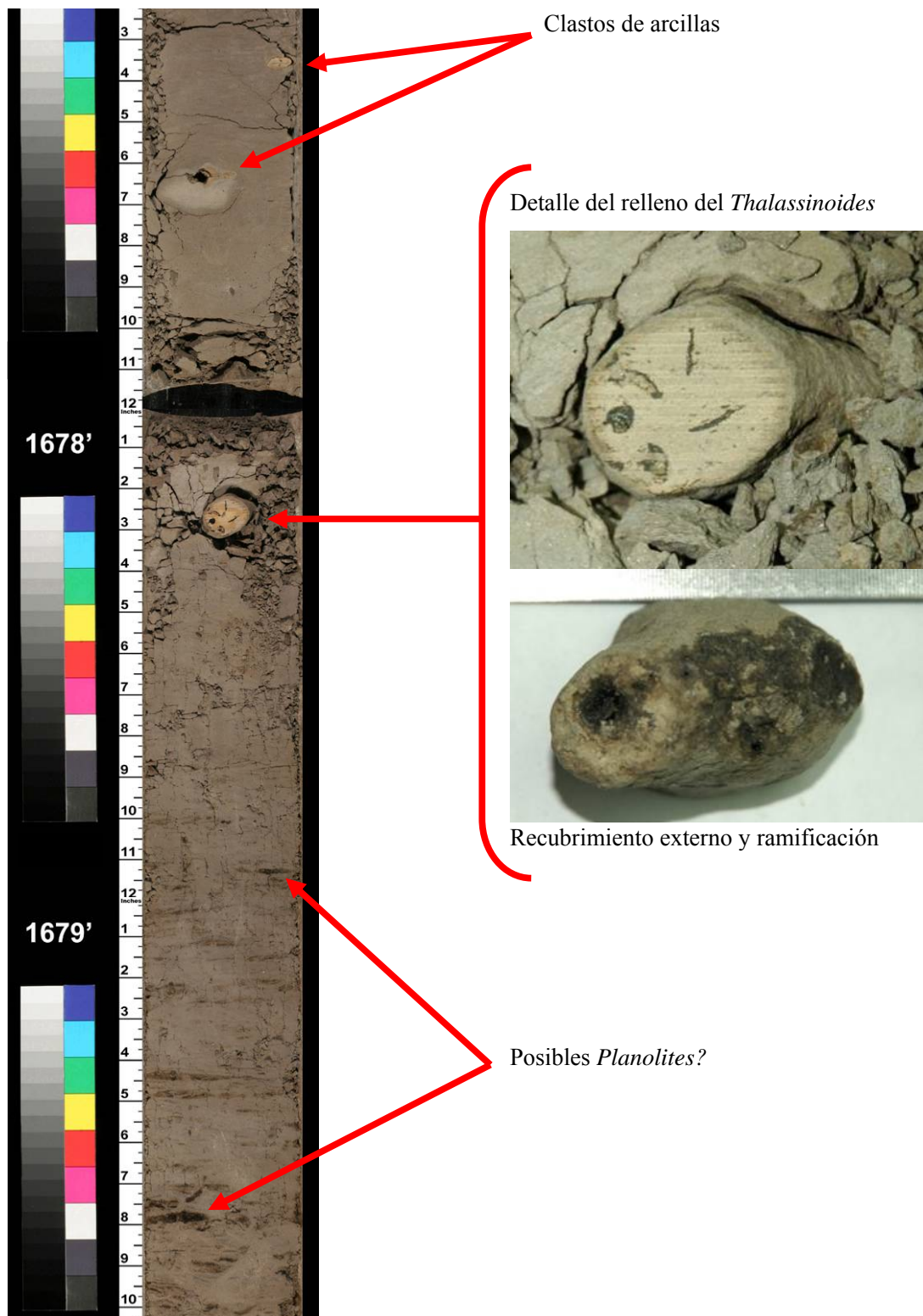


Figura 4.25 – Características sedimentarias y paleontológicas de la facies Sh2.

#### 4.2.8 Facies C: carbones y lutitas carbonosas.

Esta facies agrupa todas las capas de lutitas carbonosas y capas de carbón identificadas en los núcleos. Se reconocieron cuatro horizontes pertenecientes a estas facies, los cuales poseen un color gris oscuro a negro y sus espesores individuales van desde 0,3 a 0,6 pies; teniendo 0,5 pies como promedio.

La capa más somera es un carbón que se ubica a 1789,5 pies, tiene un espesor de 0,8 pies y sus contactos son concordantes con facies heterolíticas lutíticas H12. Se consiguió un horizonte de lutitas carbonosas en 1852 pies que tiene un espesor de 0,6 pies y sus contactos son concordantes con las facies lutíticas masivas Sh2. Las otras dos capas de estas facies se consiguieron a las profundidades de 2076 y 2344 pies pero estaban muy mal preservadas; ambas capas estaban en contacto con facies lutíticas Sh2 y Sh1 (Fig. 4.26).

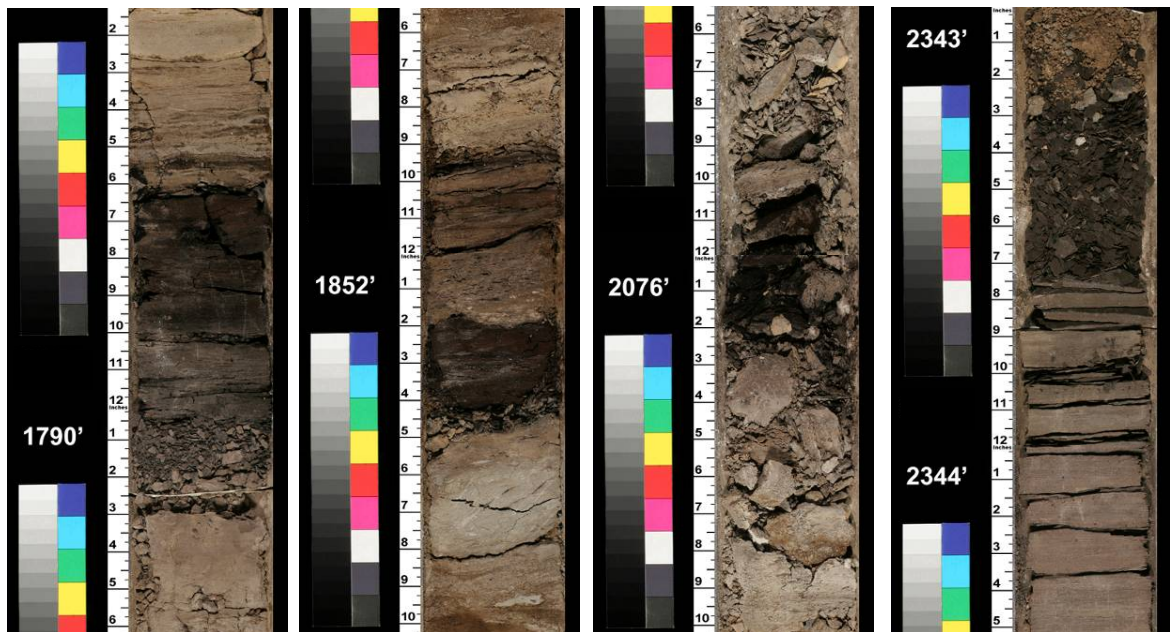


Figura 4.26 – Capas carbonosas reconocidas en los núcleos. Nótese el bajo grado de preservación de estas facies en las dos fotos de la derecha, mientras que en las fotos de la izquierda se observan las capas de carbones y lutitas carbonosas de color gris oscuro a negro.



### 4.3 DEFINICIÓN DE ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS

El estudio de la sucesión vertical de unidades sedimentarias o asociaciones de facies es uno de los objetivos fundamentales de todo estudio sedimentológico y estratigráfico. Durante la etapa de descripción macroscópica de núcleos en el pozo A se reconocieron un total de ocho facies sedimentarias que fueron descritas en la sección 4.2 de este capítulo. La disposición vertical de facies sedimentarias en una secuencia de rocas sedimentarias es una consecuencia directa de los cambios en las condiciones de depositación y ambientes de sedimentación asociados. En base al análisis e interpretación detallada de las facies sedimentarias reconocidas durante la descripción de núcleos del pozo A, se definieron un total de seis asociaciones de facies sedimentarias denominadas desde AF1 hasta AF6, que permitieron reconocer en la secuencia sedimentaria estudiada dos sistemas depositacionales mayores: una secuencia basal, entre 2403,7' y 2077', depositada en ambientes fluviales con dominio continental, donde se reconocieron los siguientes subambientes: llanuras de inundación (AF1), canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6); y una secuencia superior, entre 2077' y 1664,1', depositada en ambientes deltaicos dominados por ríos pero influenciados por mareas, donde se reconocieron los depósitos de bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6).

Según los trabajos sedimentológicos – estratigráficos realizados en el área de estudio por PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (1983), AUDEMARD *et al.* (1985), ARSTEIN *et al.* (1985), BEJARANO (2006) y DÍAZ *et al.* (2008–b), la secuencia sedimentaria depositada en ambientes fluviales de influencia continental corresponde con la Formación Merecure de edad Oligoceno, mientras que la secuencia deltaica suprayacente corresponde con la Formación Oficina de edad Mioceno. Es conveniente apuntar que para la realización de este trabajo no se contó con datos bioestratigráficos; por lo tanto, no fue posible hacer una correlación directa entre los cambios litológicos – estratigráficos de la secuencia estudiada y la edad de estos depósitos. De manera que las asociaciones de facies, las interpretaciones paleoambientales y el reconocimiento de unidades estratigráficas mayores, se realizaron exclusivamente en base a las características litológicas observadas durante la descripción de los núcleos del pozo A.

### 4.3.1 Asociación de facies AF1: depósitos de llanuras de inundación

La asociación de facies AF1 es una secuencia sedimentaria compuesta mayoritariamente por lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosas (C) y representan depósitos con marcada influencia fluvial – continental que se reconocieron solamente en la Formación Merecure. La presencia de las facies carbonosas (C) es un rasgo característico y generalmente se sitúa en el tope de esta asociación; sin embargo, en ocasiones puede llegar a estar ausente dentro de la secuencia vertical (Figs 4.27 y 4.28).

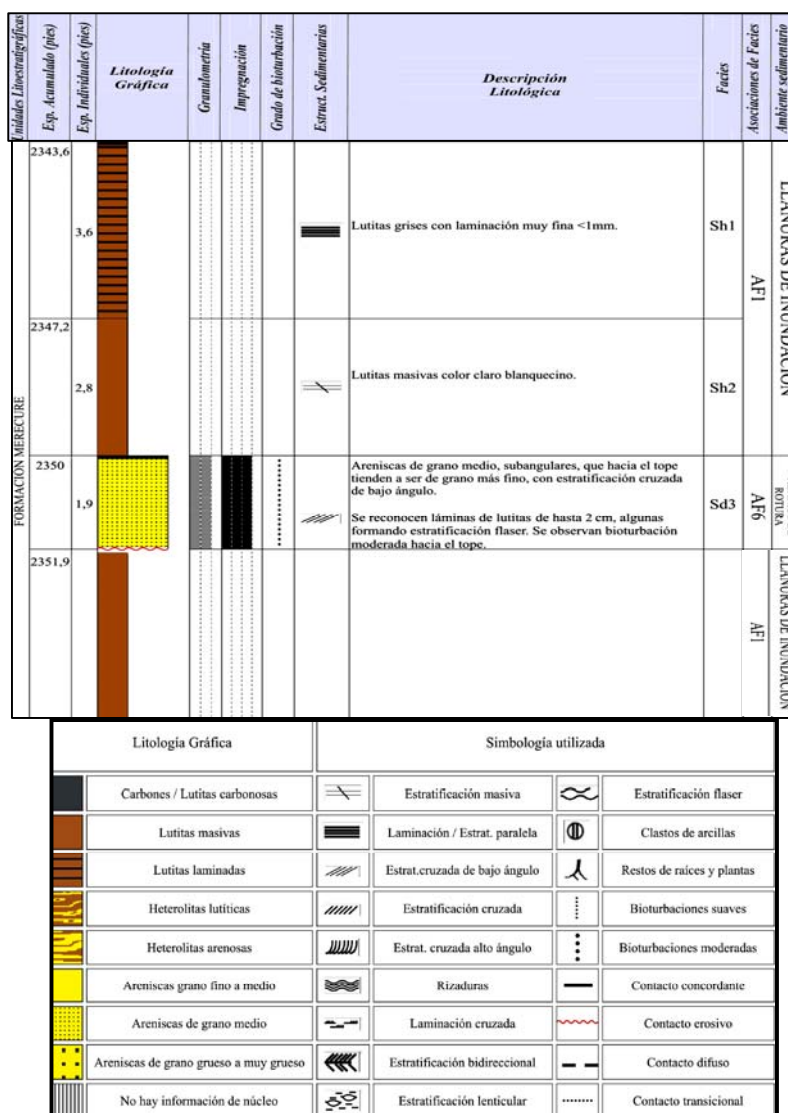


Figura 4.27 – Características de la asociación AF1 en el intervalo 2343’ – 2355’. En este caso, se destacan los tipos de contactos de esta asociación con los depósitos de abanicos de rotura (AF6) compuestos de la facies Sd3. (*Nota:* Las leyendas de esta figura aplican para todas las figuras sucesivas).

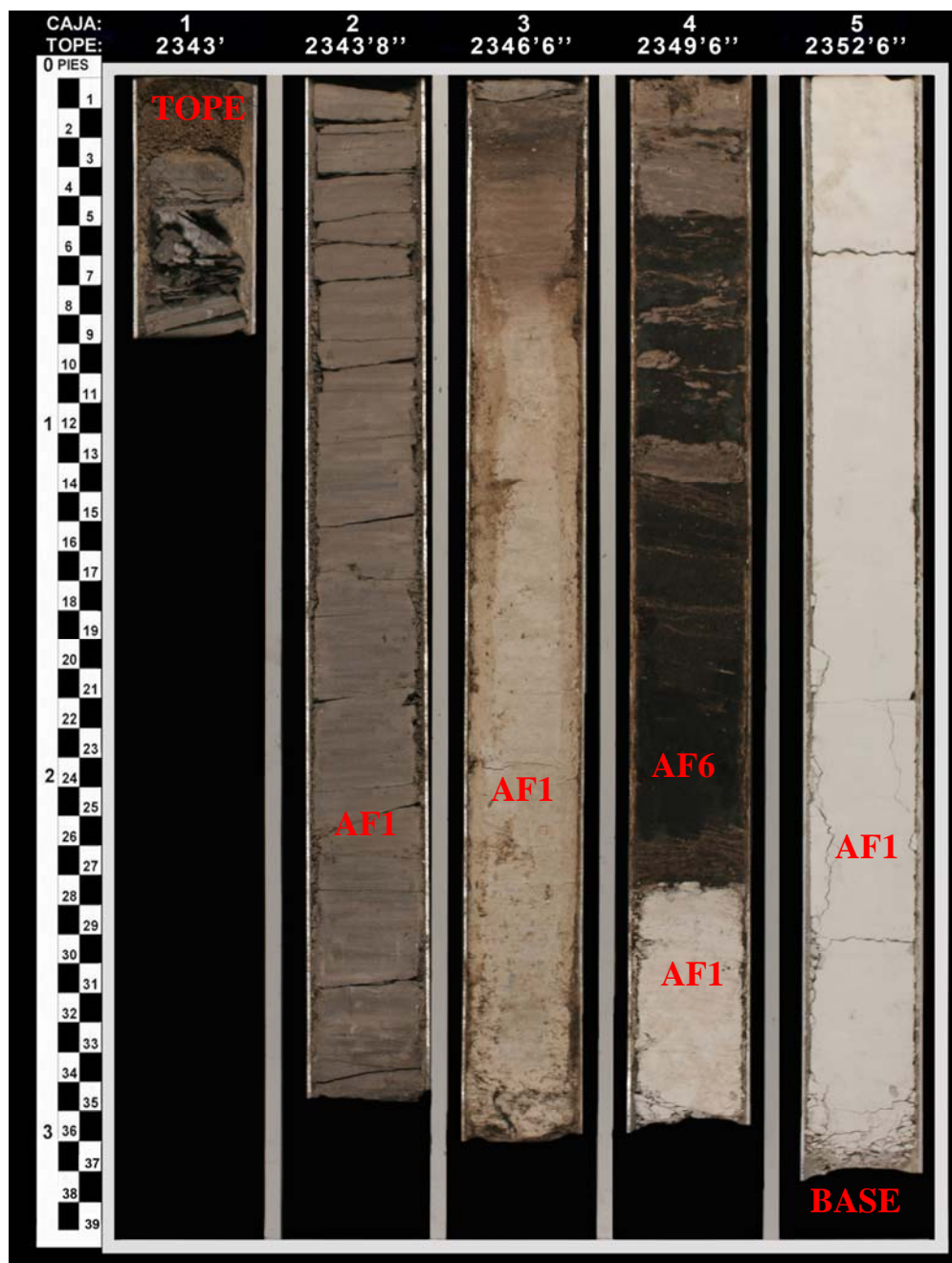


Figura 4.28 – Características de los núcleos de la asociación AF1 para el intervalo de la figura 4.27. Nótese el contacto basal erosivo y abrupto de la asociación de facies AF6 (abanicos de rotura) sobre los depósitos de llanuras de inundación y su contacto vertical nuevamente con esta misma asociación.

Los contactos basales de la AF1 son generalmente transicionales y se desarrollan sobre depósitos de canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6); por su parte, los contactos hacia el tope son abruptos, igualmente con secuencias de canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6). La asociación de facies AF1 tiene espesores que varían entre 10 y 50 pies y el grado de bioturbación es muy bajo a nulo. Las estructuras sedimentarias predominantes son laminación cruzada de bajo ángulo, laminación paralela o simplemente muestran un aspecto masivo (Figs 4.29 y 4.30).






Exp. Acumulado (pies)	Exp. Individuales (pies)	Litología Gráfica	Granularidad	Impregnación	Grado de bioturbación	Estruct. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociaciones de Facies	Ambiente sedimentario
2033	29.3					 Secuencia lutítica finamente laminada de color marrón claro   Láminas de materia orgánica   En las lutitas se reconoce laminación cruzada de bajo ángulo y paralela.	Sh1	AF1	LLANURAS DE INUNDACIÓN	
2062.3										

Figura 4.29 – Características de la asociación AF1 en el intervalo 2033’ – 2062’ (Leyenda: Figura 4.27).



Figura 4.30 – Características de los núcleos de la asociación AF1 para el intervalo de la figura 4.29.

### 4.3.2 Asociación de facies AF2: depósitos de canales entrelazados

La asociación de facies AF2 es una secuencia sedimentaria granodecreciente compuesta por facies arenosas gruesas en la base (Sd1 y/o Sd3) que verticalmente gradan a facies arenosas de granulometría fina (Sd5) (Fig 4.31). Al igual que la asociación AF1, la asociación AF2 posee un marcado dominio continental y únicamente fue reconocida dentro de la secuencia oligocena correspondiente a la Formación Merecure.

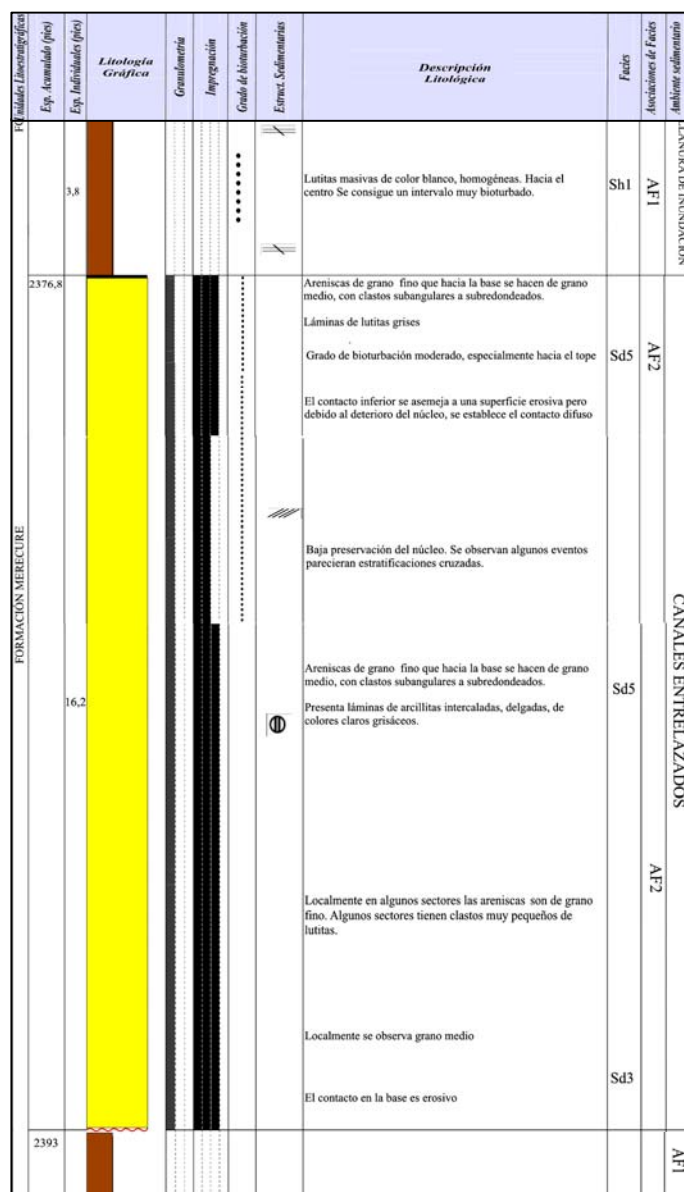


Figura 4.31 – Características de la asociación AF2 en el intervalo 2376’ – 23930’. Nótese la tendencia granodecreciente y base erosiva de esta secuencia que culmina con depósitos de AF1 (Leyenda: Figura 4.27).

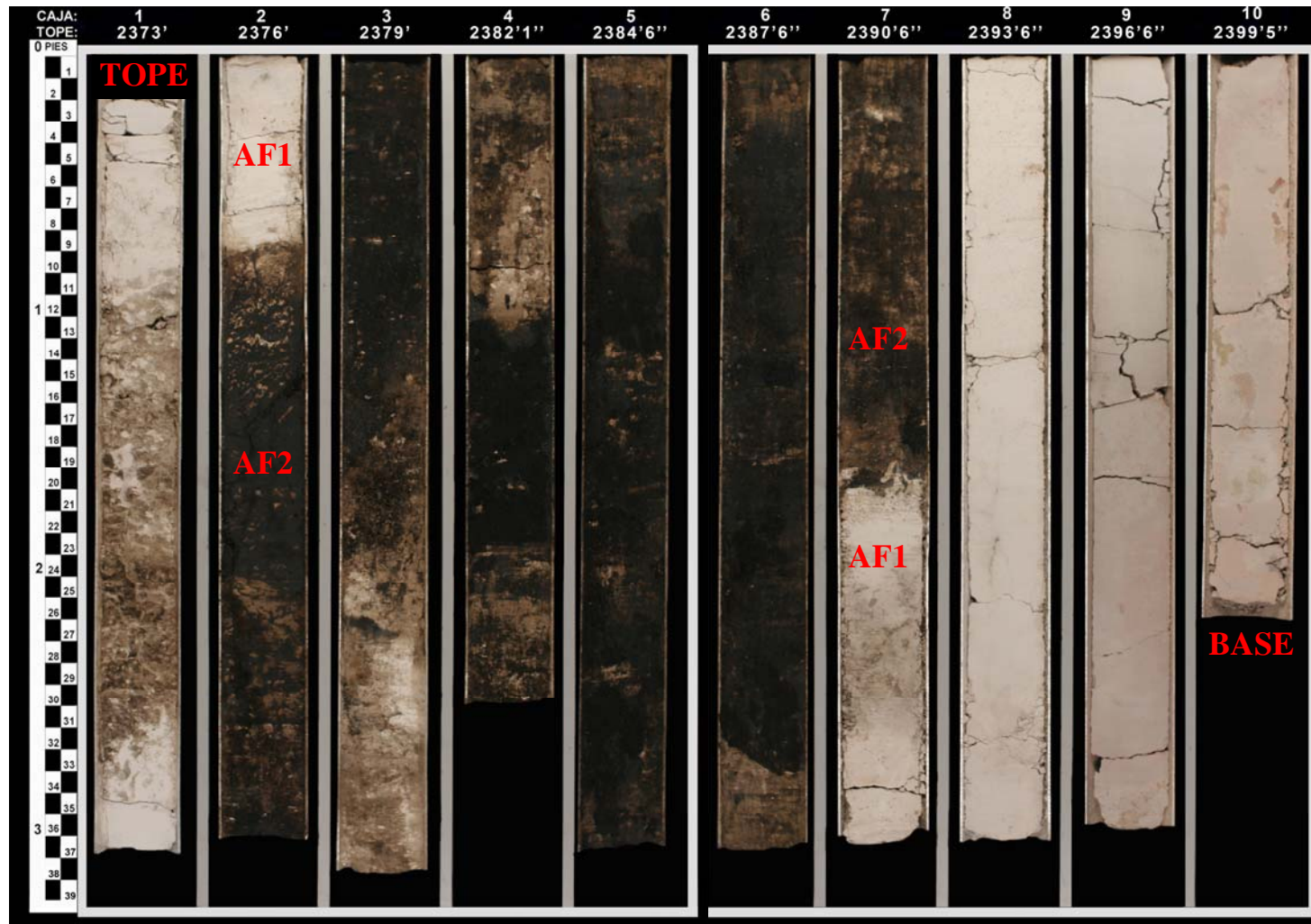


Figura 4.32 – Características de los núcleos de la asociación AF2 para el intervalo de la figura 4.31. Nótese las relaciones verticales con los depósitos de llanuras de inundación (AF1).

Esta asociación se caracteriza por tener contactos basales erosivos sobre depósitos de llanuras de inundación (AF1), adicionalmente se reconocieron superficies de reactivación dentro de las facies arenosas que superponen verticalmente esta asociación sobre sí misma. Los contactos superiores son abruptos y transicionales igualmente con secuencias de llanuras de inundación (AF1) (Figs 4.31 y 4.32). El espesor promedio para esta asociación de facies es 16 pies aproximadamente; sin embargo, puede alcanzar varias decenas de pies (aunque el espesor máximo descrito en los núcleos del pozo A fue de 16 pies, los perfiles muestran que el espesor real de esta asociación de facies puede superar los 50 pies. Mayores detalles se describen en los capítulos V y VI).

El grado de bioturbación de esta asociación es prácticamente nulo; en algunas ocasiones se reconocen algunas trazas de bioturbaciones en el tope de estos depósitos, generalmente hacia los contactos con llanuras de inundación (AF1). Las estructuras sedimentarias diagnósticas para estos depósitos son la estratificación cruzada de alto y bajo ángulo, clastos de arcillas dispersos y algunas láminas de arcillitas.

#### **4.3.3 Asociación de facies AF3: depósitos de bahías interdistributarias**

Los depósitos de bahías interdistributarias (AF3) son una asociación bastante frecuente dentro de la secuencia miocena de la Formación Oficina y litológicamente se componen de lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosas (C) (Fig 4.33); aunque en ocasiones estos depósitos pueden estar formados sólo por la facies Sh1, llegando a estar las facies Sh2 y C ausentes. A diferencia de las asociaciones AF1 y AF2 descritas anteriormente, los depósitos de bahías interdistributarias sólo se reconocieron dentro de la secuencia miocena y ambientalmente comprenden todos aquellos depósitos sedimentados en los espacios intercanales distributarios de la llanura deltaica.

A pesar que su contenido de facies es muy similar con los depósitos de llanura de inundación (AF1), la principal diferencia entre ellas es la relación con las asociaciones vecinas, el contenido de icnofósiles y los efectos de la influencia mareal registrada por las estructuras sedimentarias. La AF3 se relaciona con secuencias depositadas en subambientes de llanura deltaica: canales distributarios (AF4), abanicos de rotura (AF6) y llanuras de

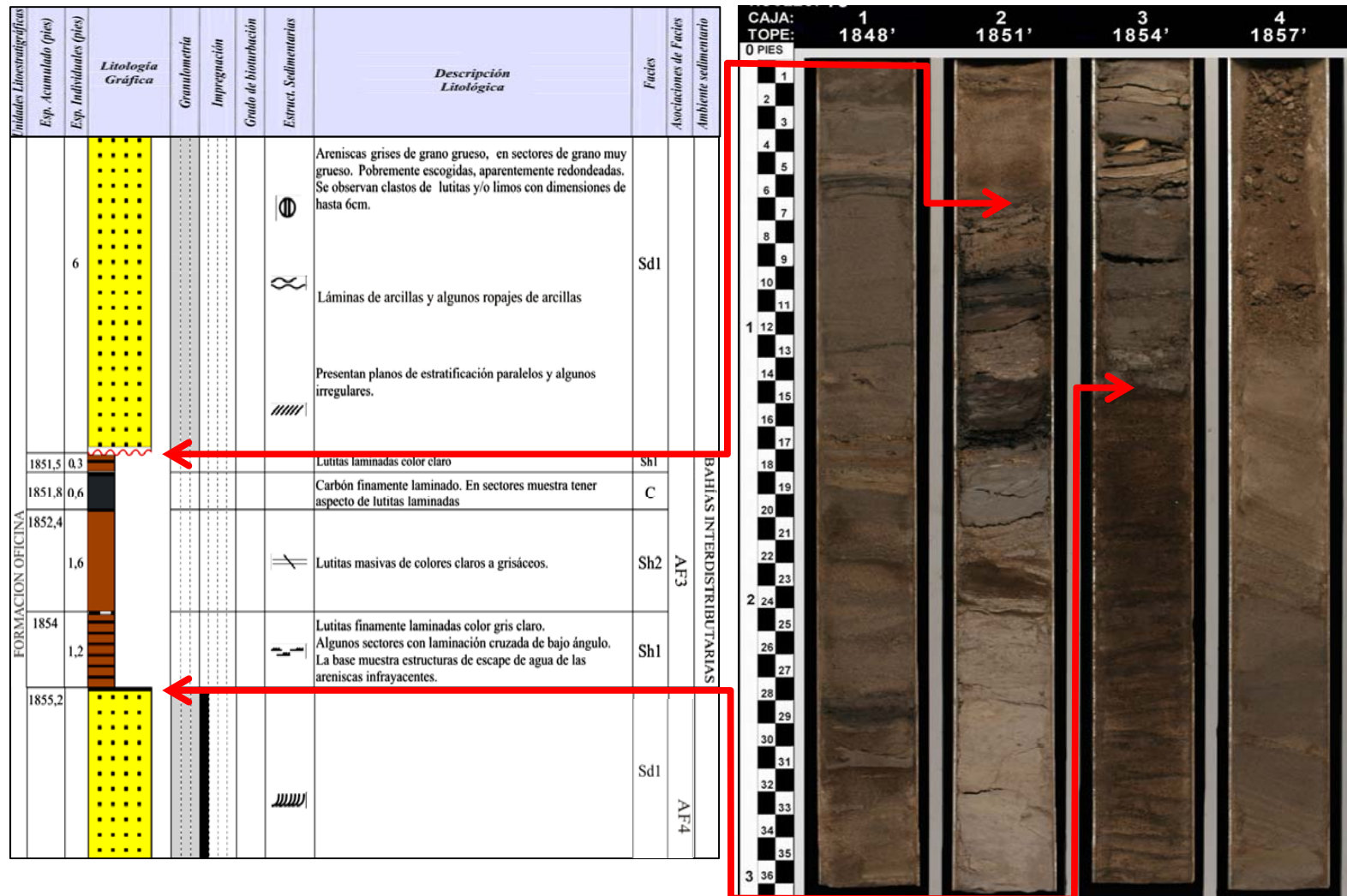


Figura 4.33 – Características de la asociación AF3 y su relación vertical con depósitos de canales distributarios (Leyenda: Figura 4.27).



marea (AF5); mientras que la asociación AF1 tiene una marcada influencia fluvial–continental y está relacionada con depósitos de canales entrelazados (AF2) y alta frecuencia de facies carbonosa C. El grado de bioturbación en la AF3 es bajo a moderado y principalmente corresponde con horadaciones tubulares horizontales similares a los *Planolites?* y horadaciones variadas asociadas a las ichnofacies *Skolithos* y *Cruziana* que evidencian condiciones costeras (Figs 4.34 y 4.35); mientras que la AF1 prácticamente no posee bioturbaciones.

En la figura 4.34 se aprecia la asociación de facies AF3 en una secuencia completa, donde se observa la presencia de las facies carbonosas (C) en el tope de esta asociación; aunque frecuentemente la facies C puede llegar a estar ausente dentro de la secuencia vertical. Los principales contactos que posee esta asociación son abruptos y transicionales sobre depósitos de canales distributarios (AF4) hacia la base, y sus contactos hacia el tope pueden ser abruptos erosivos con secuencias de canales distributarios ó contactos transicionales con depósitos de llanuras de marea (Figs 4.34, 4.35 y 4.36).

El espesor de la asociación de facies AF3 reconocido en los núcleos es altamente variable y puede ir desde 2 – 3 pies hasta 20 pies en general; aunque en algunas ocasiones puede superar los 50 pies de espesor (Figs 4.34 y 4.35).

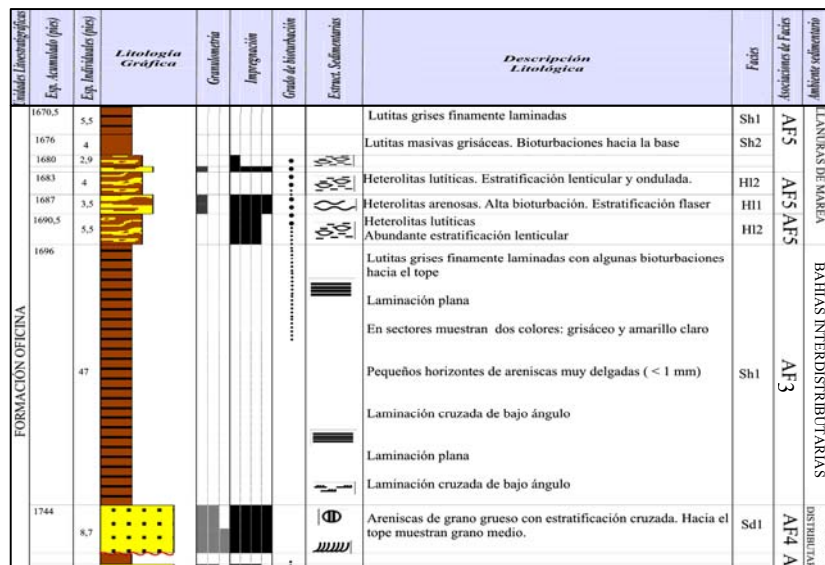


Fig 4.34– Características de la asociación AF3 para el intervalo 1696’ – 1744’. Se destaca su relación vertical con depósitos de canales distributarios (AF4) y llanuras de marea (AF5) (Leyenda: Figura 4.27).

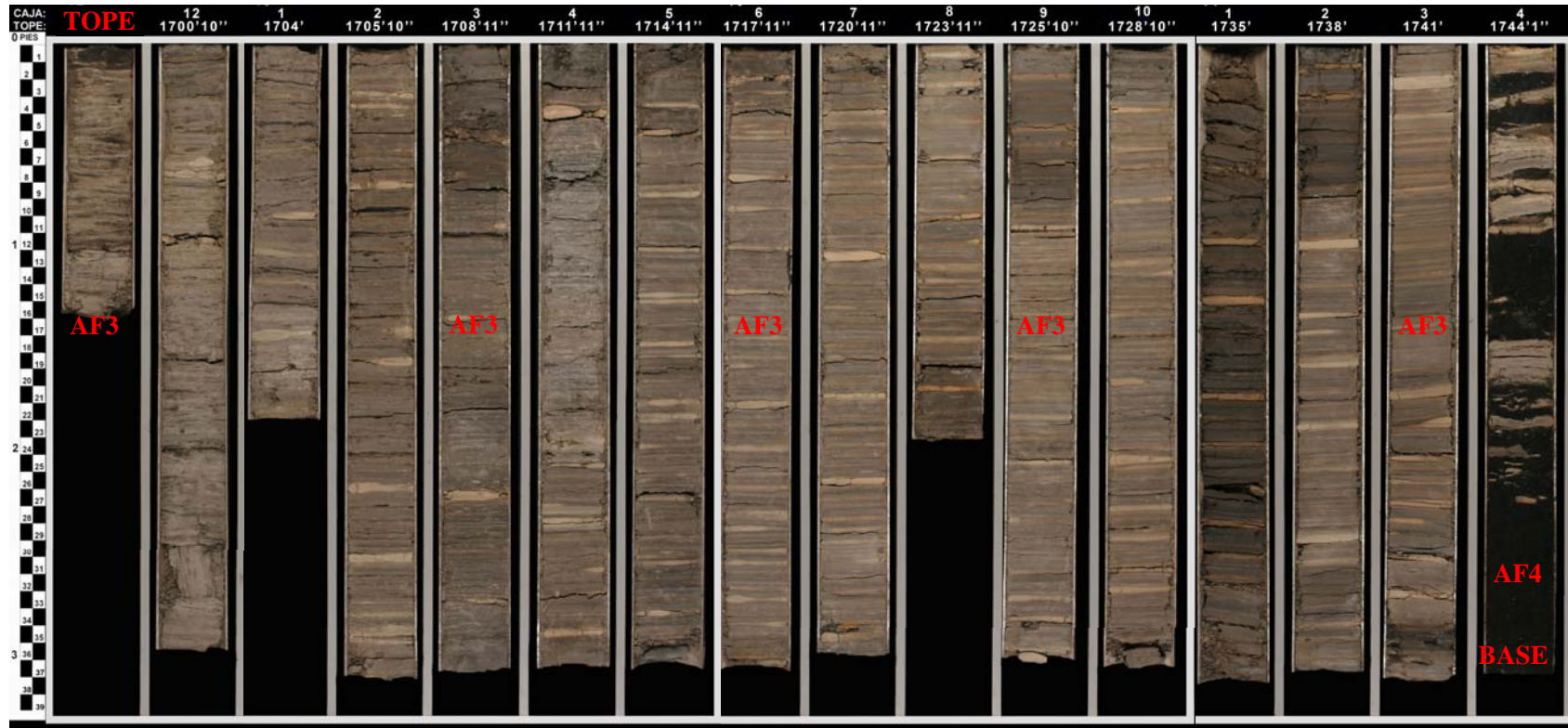


Fig 4.35 – Características de los núcleos de la asociación AF3 para el intervalo de la figura 4.34. Nótese su relación con los depósitos de canales distributarios (AF4) en la base. Además de la laminación paralela y cruzada de bajo ángulo, en ocasiones se observa una laminación ondulada posiblemente asociada a la influencia mareal en estos depósitos de bahías; adicionalmente se reconocieron horadaciones tubulares horizontales variadas, entre ellas algunos *Planolites*?. La columna estratigráfica de este intervalo es mostrada en la figura 4.34.

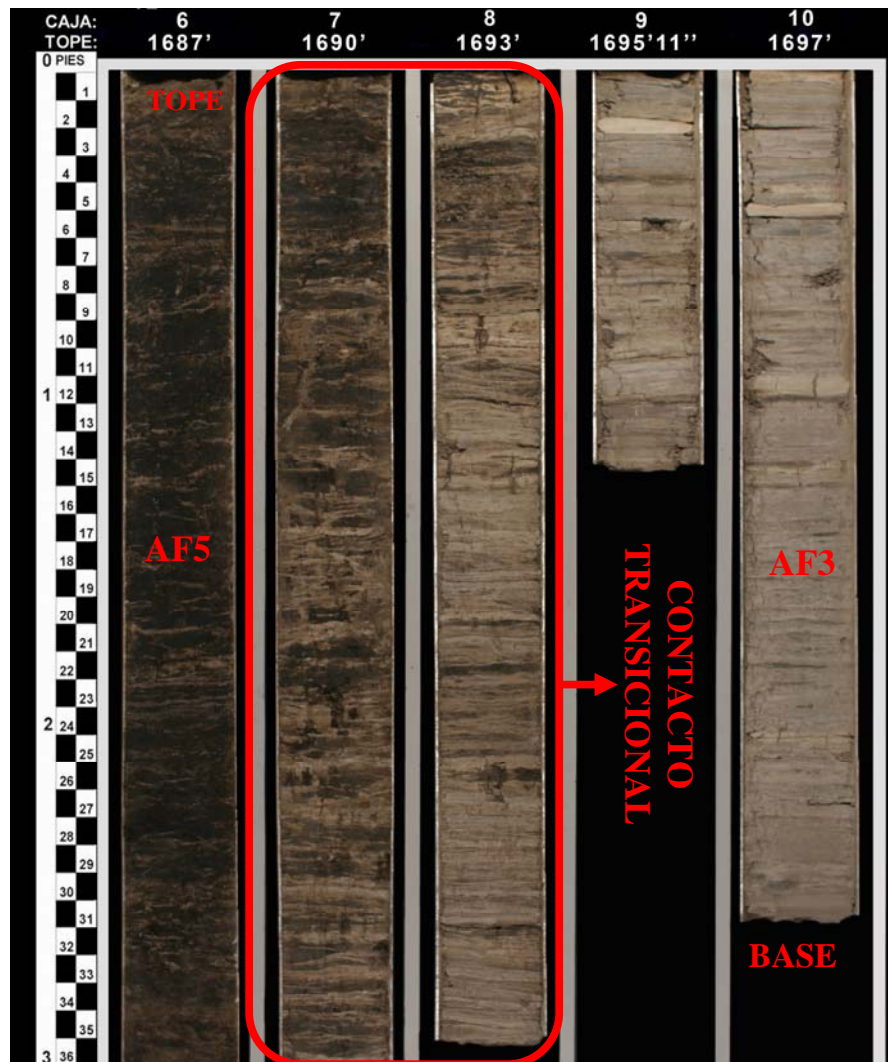


Fig 4.36 – Contacto vertical transicional entre las asociaciones facies AF3 y AF5. Nótese como en el intervalo de la asociación AF3 se observan algunas horadaciones tubulares horizontales asociadas a la ichnofacies *Skolithos*. La columna estratigráfica de este intervalo es mostrada en la figura 4.34.

Las estructuras sedimentarias diagnósticas de esta asociación de facies son: laminación paralela y laminación cruzada de bajo ángulo (facies Sh1) aunque frecuentemente se observaron laminaciones onduladas y capas lenticulares posiblemente asociadas a la influencia mareal en las bahías; también en otros sectores puede tener aspecto masivo. Por otro lado, se observaron aunque con baja frecuencia, horizontes muy delgados de materia orgánica y algunas laminaciones y capas menores a 3 cm de areniscas de grano muy fino.

### 4.3.4 Asociación de facies AF4: depósitos de canales distributarios

La asociación de facies AF4 es una secuencia sedimentaria de tendencia granodecreciente compuesta por facies arenosas gruesas en la base, generalmente Sd1 y Sd3, que verticalmente gradan a facies arenosas de grano fino Sd5. En varios intervalos descritos en los núcleos, la asociación AF4 presentó dos características sedimentarias diagnósticas que indican una influencia de mareas apreciable en estos canales: estratificación cruzada bidireccional y delgadas láminas de arcillas con espesores menores a 2 cm promedio, correspondientes con ropajes de arcilla (mud drapes). Sin embargo estas características no siempre estuvieron presentes o fueron visibles en los núcleos; por lo tanto, la influencia mareal no siempre fue posible de reconocer. En base a estas evidencias, se propone que en el sistema deltaico estudiado en esta región existen secuencias de canales distributarios, donde algunos de estos canales presentan influencia mareal.

Unidades Litestratigráficas	Esp. Acumulado (pies)	Esp. Individuales (pies)	Litología Gráfica	Granulometría	Impurección	Grado de bioturbación	Estruct. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociaciones de Facies		Ambiente sedimentario
										AF4	AF3	
FORMACIÓN OFICINA	1818	27,5						Areniscas de grano medio aunque localmente presenta grano grueso	Sd3	AF4	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL
	Estratificación cruzada y estratificación bidireccional											
								Láminas de arcilla, ropajes de arcillas y materia orgánica				
								Superficies de reactivación				
								Estratificación cruzada				
	1845,5	6						Areniscas de grano grueso. Hacia el tope grano medio. Estratificación cruzada y clastos de arcillas	Sd1	AF3		
	1855,2	18,6						Areniscas de grano grueso. Hacia el tope grano medio	Sd1	AF4	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL
								Superficies de reactivación, clastos de arcillas y ropajes de arcillas				
	1873,8	4,2						NO HAY NÚCLEO				
	1878	8,8						Areniscas de grano grueso a muy grueso, sub angulares, mal escogidas. Fragmentos de madera y estratificación cruzada	Sd1	AF4		CANALES DISTRIBUTARIOS

Figura 4.37 – Características de la asociación AF4 en el intervalo 1818’ – 1886’. Adicionalmente nótese el contacto basal erosivo de estos depósitos con la AF3 (bahías interdistributarias) (Leyenda: Figura 4.27).

La asociación de facies AF4 fue reconocida solamente dentro de los depósitos miocenos de la Formación Oficina y presentó contactos basales generalmente erosivos desarrollados sobre depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y llanuras de marea (AF5); en cambio hacia el tope se observaron contactos transicionales y gradacionales igualmente con

depósitos de llanuras de marea (AF5) y bahías interdistributarias (AF3). También se identificaron superficies de reactivación dentro de las mismas facies arenosas, lo cual permitió interpretar que en algunos sectores existen secuencias verticalmente apiladas de canales distributarios por varias decenas de pies de espesor (Figs 4.37, 4.38 y 4.39).

La asociación de facies AF4 tiene espesores que varían entre 8 y 35 pies; sin embargo, el espesor real de esta asociación de facies puede superar incluso los 50 pies de espesor. Presenta un grado de bioturbación bajo a moderado, donde destacan horadaciones verticales e inclinadas variadas, e ichnofósiles tipo *Ophiomorpha nodosa*, pertenecientes a la ichnofacies *Skolithos* (Fig 4.7). Adicionalmente se reconocieron algunos fragmentos de madera *in situ* y horizontes delgados de materia orgánica (Figs 4.6 y 4.9) dispuestos en estratificación paralela, cruzada de bajo ángulo y estratificación bidireccional.

Esp. Acumulado (pies)	Esp. Individuales (pies)	Litología Gráfica	Granulometría	Impreguación	Grado de bioturbación	Estruct. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociaciones de Facies	Ambiente sedimentario
1763	7,2						<p>Localmente se observa grano medio, bien escogidas con granos subredondeados a subangulares</p> <p>Se reconoce <i>Ophiomorpha nodosa</i>.</p> <p>Estratificación cruzada de alto ángulo y posible estratificación convulta?</p> <p>También hay escasas y delgadas láminas de lutitas, especialmente hacia el tope.</p> <p>El grado de bioturbación es bajo a nulo.</p> <p>Areniscas de grano grueso, bien escogidas con granos subredondeados a subangulares</p> <p>En la base el contacto es concordante y abrupto, posiblemente erosional.</p>	Sd1	AF4	CANALES DISTRIBUTARIOS (CON INFLUENCIA MAREAL?)
1770,2	6,3						<p>El contacto superior es claramente abrupto y posiblemente es de carácter erosional. Fue interpretado como erosivo aunque no hay suficientes evidencias para confirmarlo.</p> <p>Lutitas masivas grises con grado de bioturbación bajo</p>	Sh2	AF5	LLANURAS DE MAREA

Figura 4.38 – Características de la asociación AF4 en el intervalo 1763 ‘ 1770’. En este caso, la influencia mareal no es clara en los depósitos de este canal. Por otro lado, se observa el contacto basal de esta asociación es erosivo con depósitos de llanuras de marea (AF5) (Leyenda: Figura 4.27).

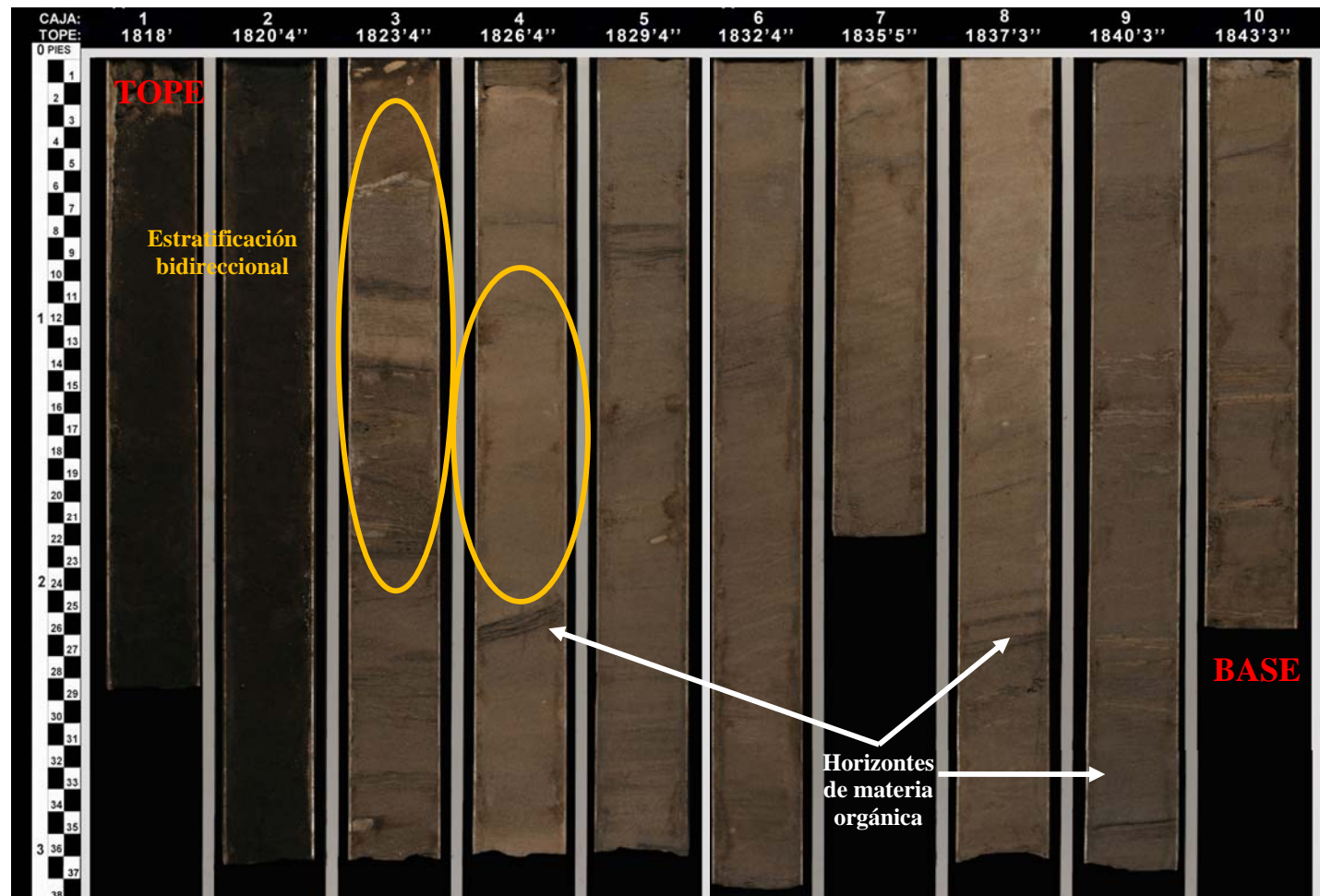


Figura 4.39 – Características de los núcleos de la asociación AF4 para el intervalo superior de la figura 4.37. Además de la estratificación cruzada de bajo y alto ángulo, nótese los horizontes de materia orgánica y la estratificación bidireccional.

La mayor parte de las facies arenosas que componen estos depósitos de canales distributarios se encuentran fuertemente impregnadas. Las estructuras sedimentarias diagnósticas de la asociación AF4 son: estratificación paralela, cruzada de bajo y alto ángulo, y estratificación bidireccional. También se consiguen rizaduras, clastos de lutitas y ropajes de arcilla (mud drapes) tanto sencillos como dobles (Figs 4.39 y 4.40).



Figura 4.40 – Contacto basal erosivo de la asociación AF4 sobre la asociación AF3 mostrado en la figura 4.38. Adicionalmente se observa estratificación cruzada de alto ángulo, ropajes de arcillas y algunas bioturbaciones tipo *Ophiomorpha nodosa* hacia el tope.

#### 4.3.5 Asociación de facies AF5: depósitos de llanuras de marea

Los depósitos de llanuras de marea corresponden con secuencias de grano fino de composición predominantemente heterolítica y constituyen una de las asociaciones más abundantes reconocida en los núcleos del pozo A, junto a los depósitos de canales distributarios y bahías interdistributarias (Figs 4.41 y 4.42). La asociación AF5 se compone de las facies heterolíticas arenosas (H11), heterolitas lutíticas (H12), lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosas (C). Sin embargo, en estos depósitos de llanuras de marea no siempre están presentes todas las facies descritas anteriormente, especialmente las facies carbonosas (C). Adicionalmente no se observó ningún orden vertical en la superposición de estas facies. Los depósitos de llanuras de marea sólo se reconocieron en la secuencia miocena de la Formación Oficina y, junto con los depósitos de canales distributarios con influencia mareal (AF4), representaron evidencias diagnósticas claves para proponer como ambientes de depositación en esta zona de estudio un sistema deltaico con una influencia mareal significativa.

Los contactos basales de esta asociación de facies son de tipo transicional con depósitos de canales distributarios (AF4), bahías interdistributarias (AF3) y secuencias de abanicos de rotura (AF6); por su parte, hacia el tope los contactos son predominante erosivos con las asociaciones AF4 y AF6. El espesor promedio de las secuencias de llanuras de marea es de 25 pies, el espesor mínimo es 11 pies y el máximo puede superar los 38 pies (Fig 4.43). El grado de bioturbación es fuerte, donde se reconocieron diversas horadaciones asociadas tanto la ichnofacies *Skolithos* como *Cruziana*, donde destacan *Thalassionides*, *Planolites*, *Skolithos?*, *Diplocaterium?* y *Teichichnus?*.

Las principales estructuras sedimentarias reconocidas en esta asociación de facies son: estratificación flaser, estratificación ondulada, estratificación lenticular, laminación plana y cruzada, clastos de lutitas y en algunos casos, rizaduras. Frecuentemente las facies heterolíticas, especialmente las arenosas (H11), se encuentran bastante impregnadas, como se aprecia en la figura 4.43.



Esp. Acumulada (pies)	Esp. Individuales (pies)	Litología Gráfica	Granularidad	Impregnación	Grado de bioturbación	Estruc. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociación de Facies	Entorno sedimentario
1667	3,5						Heterolitas lutíticas con grado de bioturbación moderadas.	HI2	AF5	LLANURAS DE MAREA
1670,5	5,5						Lutitas grises finamente laminadas	Sh1		
1676	4						Lutitas masivas grisáceas. Bioturbaciones hacia la base	Sh2	AF5 AF3	BAHIAS
1680	2,9						Heterolitas lutíticas. Estratificación lenticular y ondulada.	HI2		
1683	4						Heterolitas lutíticas. Estratificación lenticular y ondulada.	HI2	AF5 AF3	BAHIAS
1687	3,5						Heterolitas arenosas. Alta bioturbación. Estratificación flaser	HI1		
1690,5	5,5						Heterolitas lutíticas Abundante estratificación lenticular	HI2	AF3	BAHIAS
1696							Lutitas grises finamente laminadas con algunas bioturbaciones hacia el tope Laminación plana			

Fig 4.41 – Características de la asociación AF5 en el intervalo 1667’ – 1700’. Nótese el fuerte grado de bioturbación e impregnación asociado a las facies heterolíticas HI1 y HI2. En este intervalo, la AF5 está en contacto basal concordante con depósitos de bahías interdistributarias (AF3) (Leyenda: Figura 4.27).

Esp. Acumulada (pies)	Esp. Individuales (pies)	Litología Gráfica	Granularidad	Impregnación	Grado de bioturbación	Estruc. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociación de Facies	Entorno sedimentario
1763	7,2						Areniscas de grano medio con estratificación cruzada	Sd1	AF4	CANALES DISTRIBUTARIOS
1770,2	6,3						Lutitas masivas hacia la base blancas hacia el tope grisáceas. Se observó un horizonte bioturbado	Sh2	AF5	LLANURAS DE MAREA
1776,5	5,3						Heterolitas lutíticas Abundante estratificación lenticular	HI2	AF5	LLANURAS DE MAREA
1782,3	4,7						Lutitas grises finamente laminadas	Sh1		
1787	2,5						Heterolitas lutíticas	HI2	AF5	LLANURAS DE MAREA
1792	16,5						Heterolitas arenosas, donde las areniscas son 70-80% y las lutitas 20-30%. Se reconocen horizontes de arcillitas de 5 cm d espesor	HI1		
1808,5	2,5						Areniscas de grano medio con estratificación cruzada	Sd3		

Fig 4.42 – Características de la asociación AF5 en el intervalo 1770’ – 1808’. Nótese como no se observa un orden vertical en la sucesión de facies. En este caso, el contacto superior es erosivo con la asociación AF4 (canales distributarios) (Leyenda: Figura 4.27).

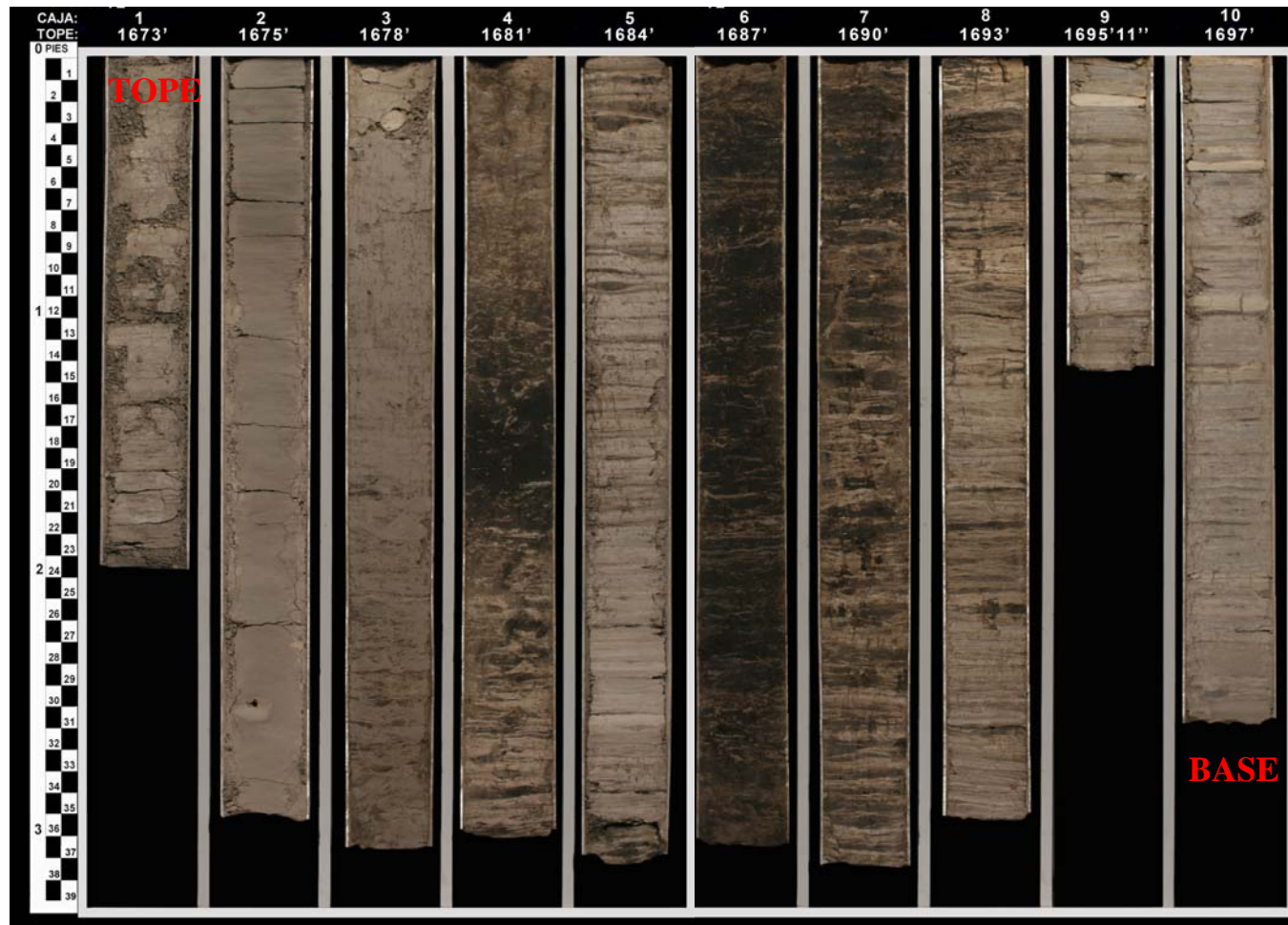


Fig 4.43 – Características de los núcleos de la asociación AF5 para el intervalo de la figura 4.41. Nótese la abundancia de facies heterolíticas dentro de esta secuencia, las cuales frecuentemente están impregnadas por hidrocarburos.

### 4.3.6 Asociación de facies AF6: depósitos de abanicos de rotura

La asociación de facies AF6 es una secuencia sedimentaria de tendencia granodecreciente que tiene poca frecuencia en comparación con las demás asociaciones definidas y se compone principalmente de una facies arenosa de grano grueso a medio (Sd1 o Sd3) que posee un contacto basal erosivo y que verticalmente grada a facies más finas (heterolitas o lutitas) pertenecientes a los depósitos de llanuras de inundación (AF1), llanuras de marea (AF5) o bahías interdistributarias (AF3).

Los depósitos de abanicos de rotura fueron encontrados en toda la secuencia oligocena, tanto en las formaciones Merecure y Oficina; sin embargo, existen diferencias en la AF6 en estas formaciones. En la secuencia oligocena, la asociación AF6 presenta base erosiva sobre depósitos de llanuras de inundación y verticalmente grada a facies lutíticas (Sh1 y Sh2) de esta misma asociación AF1. Por el contrario, en la Formación Oficina los depósitos de abanicos de rotura presentan su contacto basal erosivo sobre depósitos de llanuras de marea (AF5) y bahías interdistributarias (AF3); y hacia el tope muestran contactos transicionales con estos mismos depósitos (Figs 4.27, 4.28, 4.44 y 4.45).

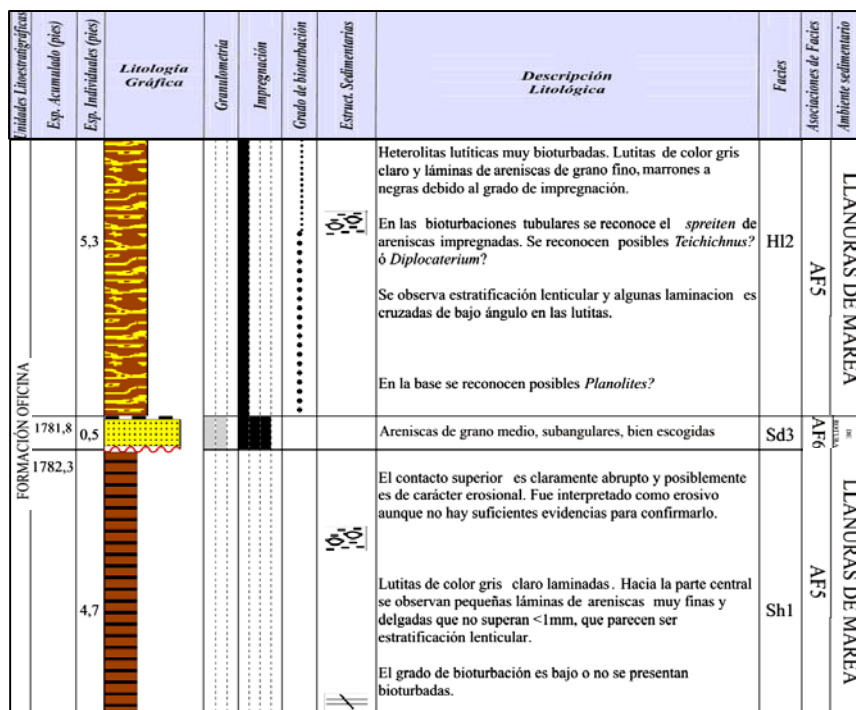


Fig 4.44 – Características de la asociación AF6 en el intervalo 1776’– 1786’. Se destaca su relación vertical con los depósitos de llanuras de marea en la secuencia miocena (Leyenda: Figura 4.27).

Los espesores reconocidos para estos depósitos fueron de 1,9 y 0,5 pies, aunque probablemente esta asociación de facies puede alcanzar hasta 5 pies de espesor. El contenido de bioturbaciones es nulo, aunque en la transición hacia los depósitos de llanuras de marea o llanuras de inundación puede aumentar la bioturbación considerablemente. Las características sedimentarias diagnósticas son: contacto basal erosivo sobre depósitos de facies lutíticas AF1, AF3 o AF5, un horizonte de facies arenosas de grano grueso a medio (Sd1 o Sd3) con estratificación cruzada de espesor menor a 5 pies, y un contacto vertical gradacional con las mismas asociaciones anteriores. En el caso del pozo A, todas las secuencias de abanicos de rotura reconocidas presentaron impregnación con hidrocarburos de grado bajo a moderado.

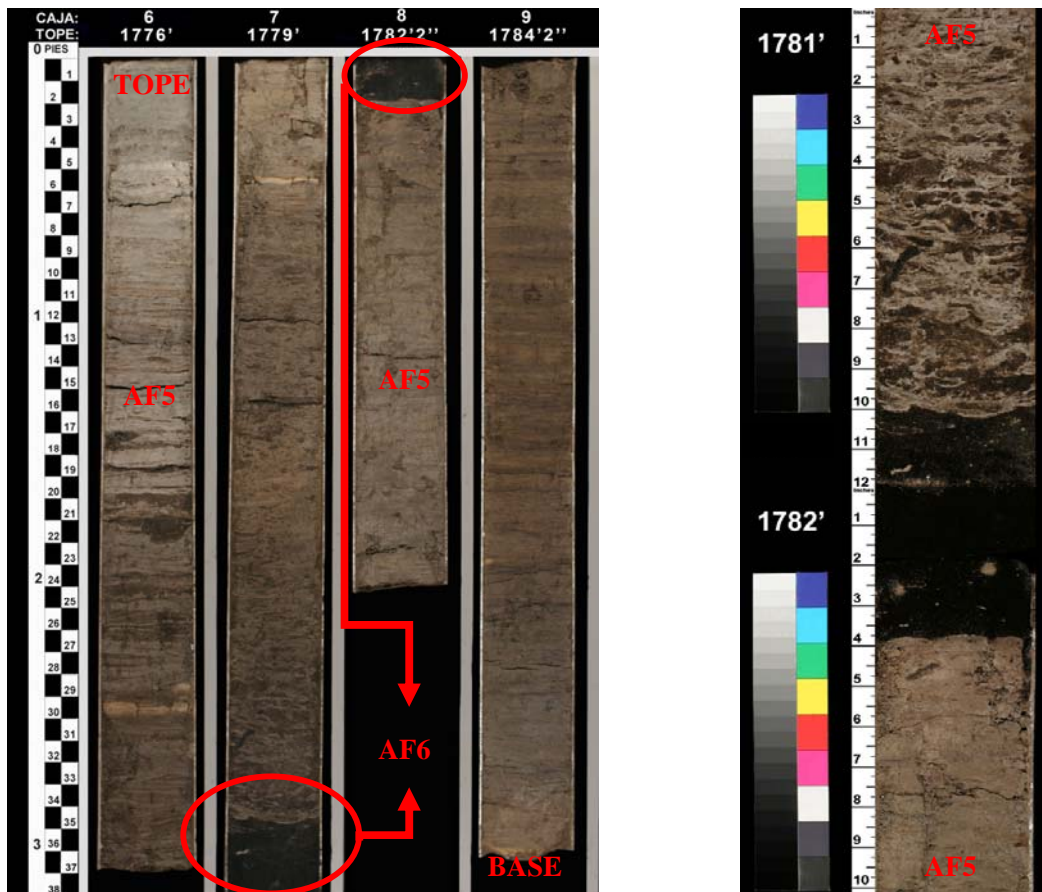


Fig 4.45 – Características de los núcleos de la asociación AF6 para el intervalo mostrado en la figura 4.44. Destaca su relación con los depósitos de llanuras de marea (AF5). A la izquierda se aprecia la ubicación de esta asociación dentro de la secuencia de llanuras de marea; a la derecha se aprecia la zona encerrada en rojo a escala detallada.

## **CAPÍTULO V**

### **CARACTERIZACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES DE FACIES CON LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

#### **5.1 GENERALIDADES**

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos de la comparación entre las diferentes facies y asociaciones de facies reconocidas en el pozo A, y sus respuestas en los distintos perfiles de pozos de alta tecnología utilizados en este trabajo con la finalidad de establecer y definir patrones en las respuestas de estos perfiles que ayuden a identificar y reconocer estas mismas facies en los pozos vecinos B, C y D. En base a ese objetivo se efectuó la caracterización núcleo–perfiles entre las columnas estratigráficas levantadas para el pozo A (tanto en su escala de detalle 1:20 y en su escala general 1:200), los perfiles eléctricos de imagen, el perfil de resonancia magnética nuclear, el perfil de resistividad vertical, el perfil de espectroscopía elemental y los registros convencionales: rayos gamma, densidad y resistividad convencional proveniente del perfil de inducción.

El primer resultado encontrado al comparar la respuesta de los perfiles y los datos de la descripción de los núcleos es que no existe una correlación directa entre la profundidad de los eventos observados en los núcleos y su profundidad en los perfiles. Existe una separación vertical (desfase) cercano a 4 pies como promedio, donde los eventos en los núcleos siempre se encontraron con valores numéricos de profundidad mayores que los registrados en los perfiles. Sin embargo, este desfase vertical no se mantiene lineal a lo largo de todo el pozo sino que varía entre 0,5 y 8 pies en diferentes sectores. Para correlacionar los eventos de los núcleos y los perfiles se utilizó el registro de rayos gamma corrido en los núcleos del pozo A (core-gamma), el perfil de rayos gamma y el perfil de imágenes microresistivas a escala 1:20.

De forma general se obtuvo una buena correspondencia entre las características descritas en los núcleos y las observadas en los distintos perfiles. El perfil de imágenes permitió

identificar eventos sedimentarios con una resolución entre 0,5 a 1 pies; con este registro se identificaron estructuras sedimentarias como: estratificación cruzada, paralela, bidireccional y masiva, laminación cruzada y laminación paralela. También se determinaron los límites y geometría de estratos de hasta 0,5 pies de espesor; en aquellos horizontes o capas con espesores menores muy pocas veces produjeron señales reconocibles en los perfiles de imágenes; adicionalmente es conveniente recordar que este registro se fundamenta en los contrastes de resistividad de las litologías; por tanto, no sólo los eventos delgados sino aquellos donde no existía un contraste de resistividad significativo, mostraron respuestas poco claras en estos perfiles.

Por su parte, el perfil de resonancia de magnética nuclear (RMN) permitió determinar cualitativamente secuencias con diferentes espacios porales mediante la captación de señales de decaimiento a diferentes tiempos en el espectro T2. A pesar que la resolución vertical de esta tecnología es de 2 pies, las respuestas claras y coherentes que permitieron caracterizar facies se obtuvieron en aquellas unidades sedimentarias con espesores iguales o mayores a 6 pies. Por debajo de este valor, la respuesta del perfil de resonancia fue poco útil. La caracterización de facies y asociaciones se realizó interpretando cualitativamente la respuesta de las componentes obtenidas en el espectro de T2; las señales correspondientes con facies arenosas se caracterizaron por presentar picos con alta intensidad en tiempos mayores a 32 ms, donde las señales características para las granulometrías fina, media y gruesa ocurrieron entre los 60 – 80 ms, 120 – 160 ms y 256 – 512 ms aproximadamente. Por su parte, en facies con alto contenido de arcillas (Sh2, Sh1 y Hl2), la señal asociada a presencia de arcillosidad (parámetro CBW) se ubicó en tiempos entre 4 y 10 ms aproximadamente. De esta forma, con estos parámetros se logró diferenciar la respuesta del perfil de resonancia magnética para facies arenosas, arcillosas y heterolíticas.

El perfil de espectroscopía elemental permitió estimar una composición química promedio de cada una de las facies empleadas en este trabajo. Las concentraciones de los elementos mayoritarios Si, Al, Fe y K, las concentraciones de los elementos traza Th y U, así como las relaciones elementales de Si/Al, Al/K, Th/K y Th/U, entre otras, permitieron caracterizar cuantitativamente cada una de las facies reconocidas en los núcleos del pozo A.

De esta forma, químicamente se lograron establecer valores diagnósticos para cada facies y algunas asociaciones de facies. Al igual que el perfil de resonancia magnética, este registro tiene una resolución vertical de 2 pies, pero la obtención de señales claras para la identificación o caracterización de facies sedimentarias ocurrió para aquellas capas con espesores mayores o iguales a 5 pies.

Finalmente con el perfil de resistividad vertical se logró comparar la variación de la resistividad de formación en dirección horizontal y vertical, mediante el cálculo del cociente de anisotropía usando la fórmula señalada en la figura 2.24 – capítulo II. Evaluando la tendencia de los resultados obtenidos, se observó una buena correlación entre la presencia de anisotropía resistiva y los tipos litológicos encontrados; en las facies arenosas Sd1, Sd3 y Sd5 los valores de anisotropía resistiva fueron bajos mientras que en secuencias heterolíticas y lutíticas laminadas fueron más elevados. En secciones donde se identificaron facies heterolíticas HI1 y HI2, el perfil de resistividad vertical reconoció la presencia de anisotropía resistiva; aunque los valores más elevados de anisotropía eléctrica fueron registrados en las facies de lutitas laminadas Sh1. La principal limitación reconocida en esta tecnología está asociada al reconocimiento de facies o capas con espesores menores a 4 pies aproximadamente, al igual que los perfiles de RMN y espectroscopía elemental.

A continuación se muestran y discuten detalladamente los resultados obtenidos durante la comparación núcleo–perfil para las ocho facies sedimentarias y las seis asociaciones de facies definidas durante la descripción de núcleos en el pozo A. Se muestran resultados tanto de la caracterización convencional con los perfiles de rayos gamma, perfil de densidad y perfil de resistividad proveniente del registro de inducción; así como de las tecnologías de imágenes microresistivas, resonancia magnética nuclear, resistividad vertical y espectroscopía elemental. Al final de este capítulo se describe de manera sintetizada la caracterización geológica del pozo A integrando los resultados del estudio de núcleos y la interpretación facies y asociaciones por medio de los perfiles en los 739 pies estudiados en el pozo A.

## 5.2 CARACTERIZACIÓN DE FACIES USANDO LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA

### 5.2.1 Caracterización de la facies Sd1

La facies Sd1 corresponde con areniscas de grano grueso a muy grueso que generalmente poseen base erosiva y verticalmente gradan hacia facies de grano medio Sd3. Sus principales atributos son la estratificación cruzada de alto y bajo ángulo, láminas y clastos de arcillas, y en algunas ocasiones, se reconoció estratificación cruzada bidireccional. Esta facies se encuentra asociada a secciones basales de los depósitos fluviales de canales entrelazados (AF2) y a los depósitos de canales distributarios (AF4).

La respuesta obtenida de la comparación de esta facies con la evaluación petrofísica tradicional es mostrada en la tabla 5.1. El promedio del perfil de rayos gamma es de 28,4 API con una desviación estándar (D.E.) de 5,8; mientras que el perfil de densidad muestra valores bastante uniformes sobre los 2,10 g/cc. La respuesta de estos perfiles convencionales para la facies arenosa Sd1, así como para las demás facies arenosas Sd3 y Sd5, es muy similar, por tanto, su discriminación utilizando sólo estos perfiles tiene alta incertidumbre.

	<b>Gr (API)</b>	<b>Den (g/cc)</b>	<b>R-Hor (ohm-m)</b>	<b>R-Vert (ohm-m)</b>	<b>Anisotropía</b>
<b>Prom</b>	<b>28,4</b>	<b>2,10</b>	<b>17,5</b>	<b>29,2</b>	<b>1,25</b>
<b>Máx</b>	<b>56,1</b>	<b>2,21</b>	<b>154,9</b>	<b>406,8</b>	<b>3,23</b>
<b>Mín</b>	<b>21,3</b>	<b>1,96</b>	<b>7,8</b>	<b>8,2</b>	<b>1,04</b>
<b>D.E.</b>	<b>5,8</b>	<b>0,04</b>	<b>25,6</b>	<b>62,9</b>	<b>0,45</b>

Tabla 5.1 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd1

Desde el punto de vista de resistividades, se observó que el valor promedio de anisotropía resistiva es 1,25. Este bajo valor de anisotropía es coherente con los valores esperados para estas facies; en efecto, este valor es diagnóstico para diferenciar las facies arenosas de las facies heterolíticas donde los valores de anisotropía superan los 2,0 como promedio. La presencia de una desviación elevada y un alto valor máximo de 3,23 posiblemente obedece a la presencia ocasional de láminas de lutitas y clastos de arcillas.



La comparación con los perfiles eléctricos de imágenes se muestra en la figura 5.1. La imagen estática muestra una coloración clara, asociada a resistividades relativas altas en comparación con todo el pozo, donde se encuentran marcados eventos asociados a estratificaciones cruzadas de alto ángulo ( $> 30^\circ$ ) en color azul y bajo ángulo ( $< 30^\circ$ ) en color naranja claro, que fácilmente se reconocen en la imagen dinámica. Aunque en la interpretación de este perfil de imagen (Fig 5.1) no fueron señalados, es bueno resaltar la existencia de algunos eventos no horizontales de tendencia opuesta al sentido general de la estratificación cruzada, los cuales pudieran representar las estratificaciones bidireccionales observadas en los núcleos; sin embargo, la expresión en la imagen no es suficientemente diagnóstica para asegurar esta afirmación.

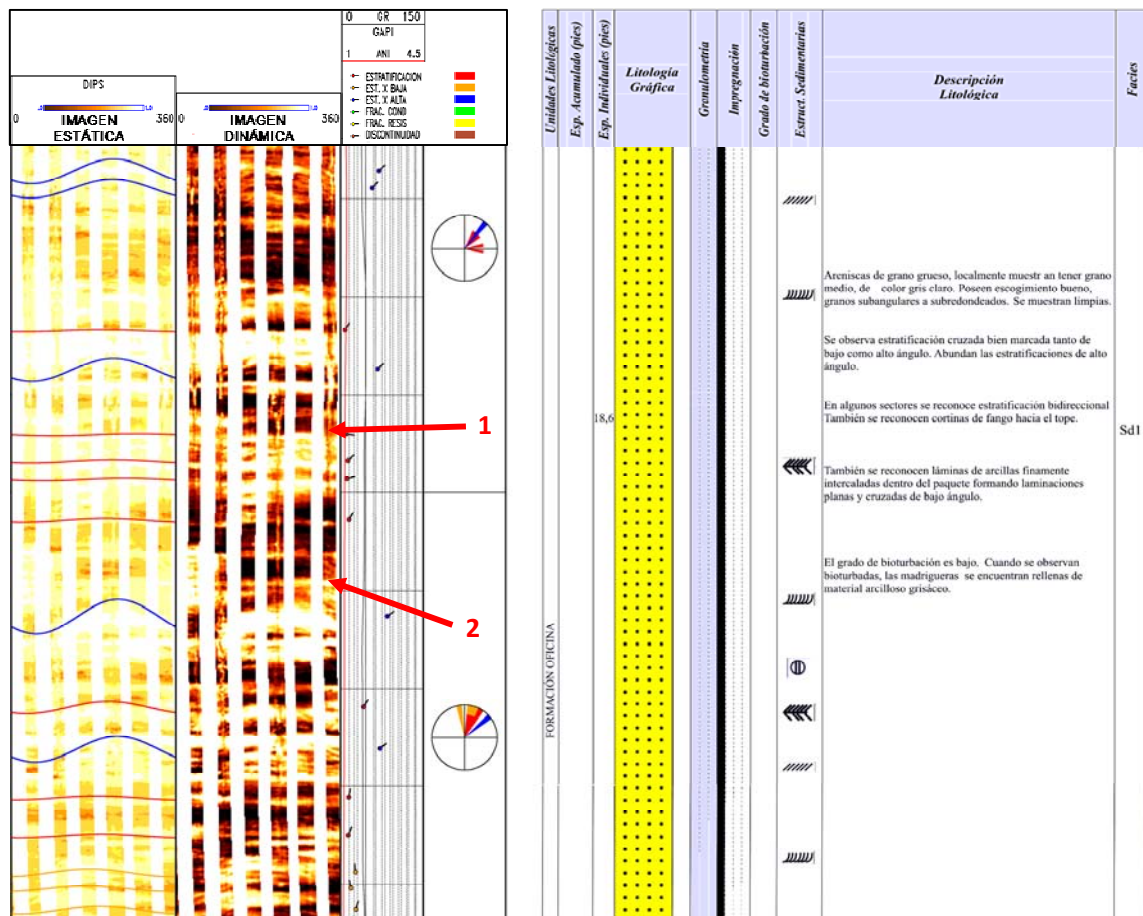


Figura 5.1 – Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd1 y el perfil eléctrico de imágenes. Algunos eventos marcados como 1 y 2 pudieran interpretarse como estratificaciones bidireccionales. Este ejemplo proviene de canales distributarios provenientes de la Formación Oficina.

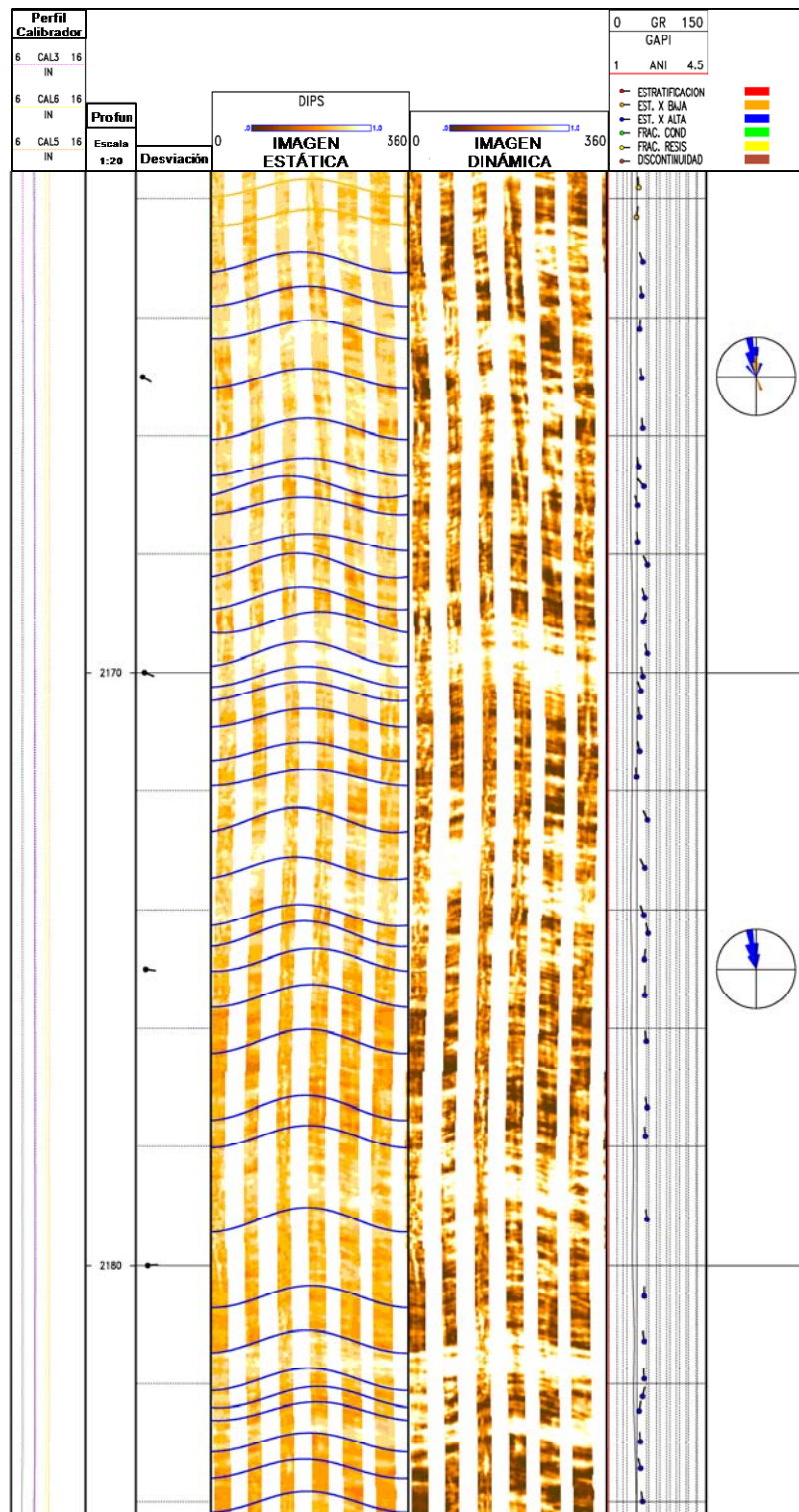


Figura 5.2 – Respuesta del perfil eléctrico de imágenes en la facies Sd1 en el intervalo 2162’ – 2184’. Nótese la estratificación cruzada unidireccional con buzamiento norte en la sección de los canales entrelazados reconocidas para la Formación Merecure.

Adicionalmente en la figura 5.1 se reconocen eventos asociados a estratificación paralela y algunos horizontes conductivos delgados correspondientes con láminas de lutitas en forma paralela y cruzada de bajo ángulo. Estos escasos horizontes de lutitas también producen los efectos de anisotropía resistiva reconocidos con la resistividad vertical. Por su parte, en la figura 5.2 se observa otra respuesta de la facies Sd1 perteneciente a la secuencia oligocena del pozo A. En esta sección, las imágenes tanto estática como dinámica muestran con alta resolución los eventos asociados a la estratificación cruzada de ángulo alto con tendencia de buzamiento norte característicos de los depósitos de AF2.

La respuesta de la facies Sd1 en los perfiles de RMN y espectroscopía elemental se observa en la figura 5.3. Para la facies Sd1, el perfil de RMN detectó señales de decaimiento en T2 ubicadas en el campo de los fluidos libres (IFF) con colores azules y morados; donde las señales más intensas y frecuentes provienen de tiempos entre 256 ms y 512 ms. Adicionalmente, algunas señales muy débiles de colores amarillos y verdes claros, asociadas a la presencia de arcillosidad (CBW), fueron registradas en forma dispersa y con baja intensidad, lo cual es coherente con lo discutido hasta ahora sobre la presencia de algunos horizontes arcillosos y clastos de lutitas dentro de la facies Sd1.

Es conveniente destacar que para todas las facies arenosas (Sd1, Sd3 y Sd5), las señales más significativas obtenidas por el perfil de RMN siempre se ubicaron dentro del campo de los fluidos libres (señales con valores de tiempo en el espectro de T2 > 35 ms aproximadamente). Dentro de este campo de fluidos libres, las señales en color azul claro corresponden con tiempos entre 60 – 80 ms, el color azul “normal” pertenece a señales entre 110 - 160 ms, el color azul oscuro para señales entre 200 - 280 ms, el morado claro para señales sobre los 400 - 512 ms y las señales en tiempos mayores a 512 ms se representan en morado oscuro. Durante la caracterización de las facies arenosas con este perfil, se encontró que para cada una de estas facies la señal de mayor intensidad posee una ubicación diferente dentro del espectro de T2 (es decir, posee valores de decaimiento diferentes). Por ejemplo, para la Sd1 las señales más intensas y constantes se registraron en tiempos con valores iguales y mayores a 256 ms, representados con los colores azul oscuro y morado claro; este hecho es coherente con la descripción granulométrica de esta facies

puesto que poros “grandes” poseen tiempos de decaimiento mayores. El caso contrario se observó para las facies Sd3 y Sd5, las cuales mostraron sus señales más intensas en el espectro de T2 en tiempos de 120–160 ms y 60–80 ms respectivamente, asociados a tamaños de poros más pequeños.

De esta forma, este patrón en la respuestas del perfil de RMN permitió discriminar los tipos de facies arenosas, donde por medio de la descripción cualitativa de la intensidad de las señales y su ubicación en el espectro de T2 se logró diferenciar las facies arenosas dependiendo de sus tamaños de poros. Una explicación más detalla sobre los fundamentos teóricos que sustentan esta afirmación se explican en las figuras 2.12 y 2.15 en el capítulo II; y adicionalmente se pueden consultar en PATEL *et al.* (1997), COATES *et al.* (1999), MARCOS (2000), ARRO (2003) y RINCÓN (2004).

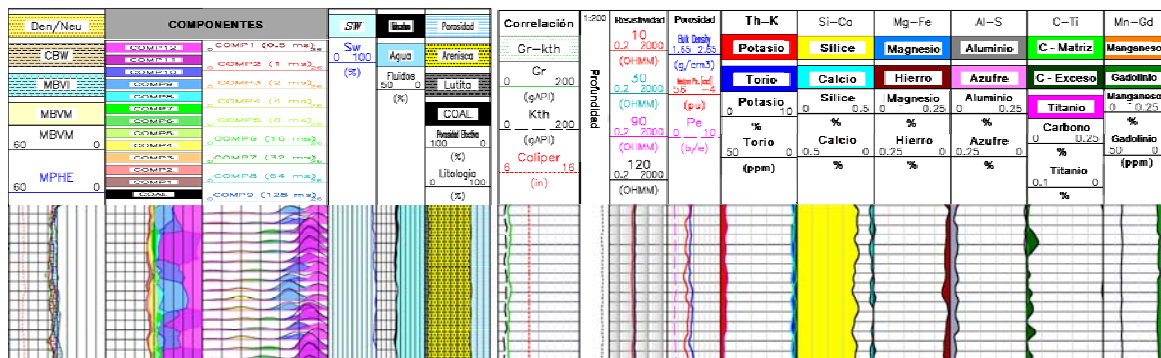


Figura 5.3 – Respuesta de los perfiles de RMN y espectroscopía elemental para la facies Sd1 en el intervalo de la figura 5.1.

Por su parte, el perfil de espectroscopía elemental detectó una proporción cercana al 40% en peso del elemento Si, mientras que las proporciones de los demás elementos presentan valores mínimos para estas facies. En la tabla 5.2 y figura 5.4 se señalan la composición química promedio para esta facies para elementos mayoritarios, minoritarios y algunos elementos trazas; adicionalmente se presentan las proporciones elementales de Si/Al, Al/K, Th/K y Th/U. La relación Si/Al se usa como un indicador de “arcillosidad” en la facies, las relaciones Al/K y Th/K ayudan cualitativamente a estimar el tipo de arcillas presente, y la relación Th/U es un indicador del grado de oxigenación durante la depositación. Comparando la composición química de la facies Sd1 con las facies Sd3 y

Sd5 se observa que las facies arenosas de grano grueso tienen dos características químicas diagnósticas:

a) La relación Si/Al es elevada para la facies Sd1 con promedio de 17,5; mientras que las facies Sd3 y Sd5 poseen valores bajos, cercanos a 12 con baja desviación.

b) La concentración del elemento aluminio es de 2,5% promedio, siendo ligeramente más baja que la obtenida en las demás facies arenosas, las cuales poseen valores sobre los 3,5% promedio.

Respecto a la concentración química de los demás elementos, se puede decir que no se encontraron otras relaciones químicas o concentraciones elementales que sean diagnósticas para caracterizar la facies Sd1. Los elementos Ti, Mn, S, Mg y Fe están presentes en proporciones menores al 1% y presentan una alta dispersión de los datos, puesto que sus valores se ubican dentro del rango de detección de la herramienta.

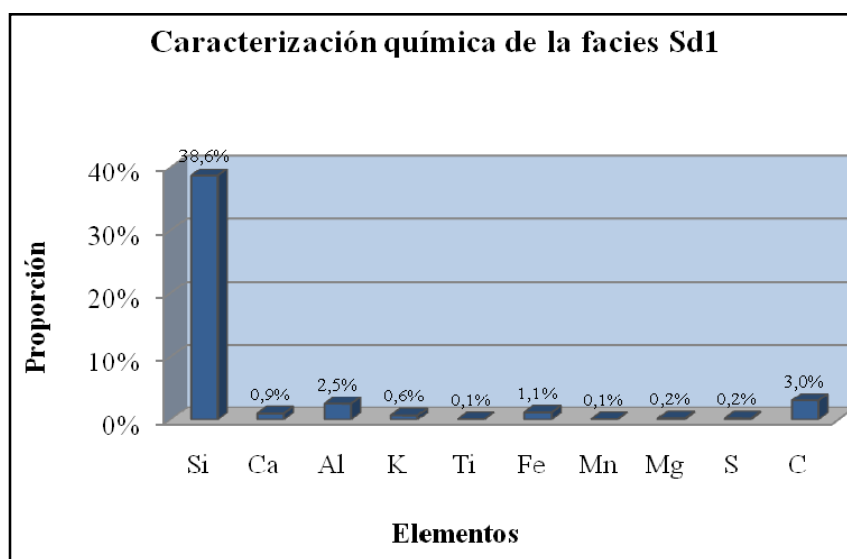


Figura 5.4 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd1.

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	38,6	0,9	2,5	0,6	0,1	1,1	0,1	0,2	0,2	3,0	4	1	4	17,5	3,9	5,9	3,9
Máx	42,5	3,3	5,8	1,4	2,0	3,8	1,5	2,6	1,7	15,4	8	3	6	44,5	7,5	18,6	43,1
Mín	31,6	<0,1	0,9	0,2	<0,1	0,1	0,1	0,1	<0,1	0,1	2	0	2	5,4	1,8	2,5	1,0
D.E.	1,7	0,7	0,9	0,2	0,2	0,8	0,1	0,3	0,2	3,1	1	1	1	6,1	1,2	2,3	3,7

Tabla 5.2 – Caracterización química de la facies Sd1

### 5.2.2 Caracterización de la facies Sd3

La facies Sd3 está constituida mayoritariamente por areniscas de grano medio con escogimiento medio, que localmente puede variar su granulometría a grano grueso. Se caracteriza por presentar estratificación cruzada de alto y bajo ángulo, bidireccional y paralela; también posee horizontes lutíticos con estratificación paralela o cruzada, clastos de arcillas, ropajes de arcillas y horizontes de materia de orgánica. Sus contactos verticales son mayormente transicionales hacia facies heterolíticas o lutíticas y hacia la base son principalmente erosivos sobre facies finas, aunque también pueden ser transicionales con la facies Sd1. Generalmente se asocia a depósitos de canales distributarios (AF4), canales entrelazados (AF2) y algunos abanicos de rotura (AF6).

Desde el punto de vista convencional, la facies Sd3 posee valores en el registro de rayos gamma sobre los 35 API pero su desviación es elevada; y en el registro de densidad tiene valores sobre 2,09 g/cc (Tabla 5.3). Se resalta que los valores en el perfil de rayos gamma para esta facies son más elevados en comparación con las demás facies arenosas; sin embargo, esta variable no es suficientemente diagnóstica para discriminar entre estas facies. Por su parte, con el registro de resistividad vertical se reconoció la existencia de baja anisotropía resistiva. Estos resultados posiblemente se deben a la presencia de horizontes lutíticos, ropajes de arcillas y clastos arcillas, característicos de estas facies. Los resultados de la evaluación convencional junto con el registro de resistividad vertical se observan en la tabla 5.3:

	<b>Gr (API)</b>	<b>Den (g/cc)</b>	<b>R-Hor (ohm-m)</b>	<b>R-Vert (ohm-m)</b>	<b>Anisotropía</b>
Prom	37,2	2,09	14,1	20,3	1,40
Máx	58,9	2,35	30,0	53,3	1,85
Mín	22,3	2,01	11,0	13,9	1,22
D.E.	8,6	0,07	4,8	10,3	0,20

Tabla 5.3 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd3

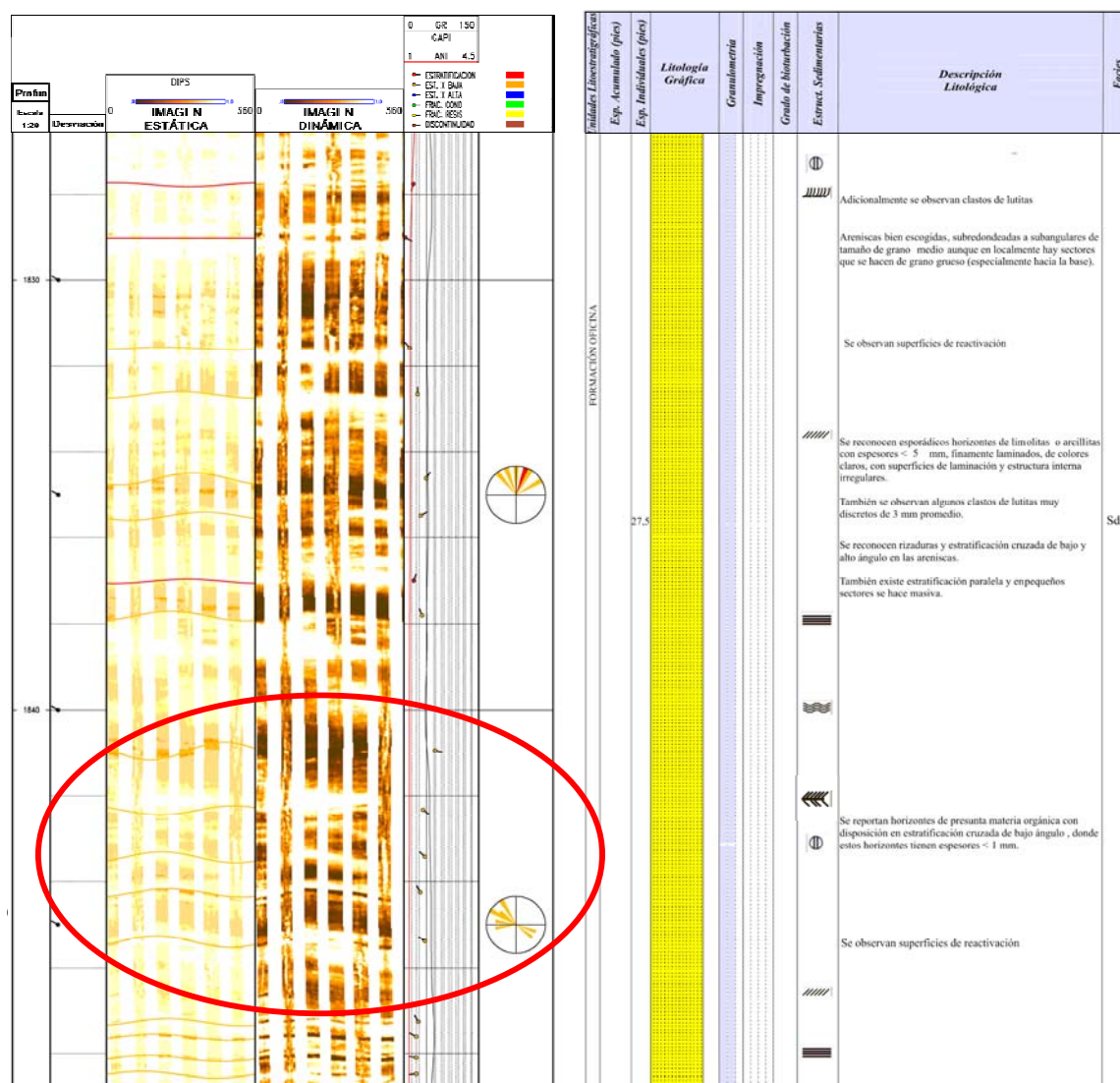


Figura 5.5 – Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd3 y el perfil eléctrico de imágenes. En la figura se observan claramente eventos de bajo ángulo, en ocasiones de direcciones opuestas, que han sido interpretados como estratificación cruzada de bajo ángulo y estratificación bidireccional.

La respuesta obtenida por el perfil eléctrico de imágenes para estas facies se muestra en la figura 5.5. Tanto en las imágenes estática y dinámica se reconocen eventos subhorizontales paralelos, horizontes con ángulo bajo ( $< 15^\circ$ ) frecuentemente con diferentes direcciones de buzamiento y eventos de ángulo alto ( $> 15^\circ$ ) con buzamiento norte; los cuales han sido asociados con la presencia de estratificación paralela, cruzada de bajo y alto ángulo, y estratificación bidireccional. El análisis estadístico de estos eventos aparece graficado en los diagramas circulares en la parte derecha del perfil, y en ellos se

destaca la alta dispersión en la dirección de estos eventos. Este comportamiento es diferente al conseguido para la facies Sd1, en la cual los eventos poseen menor dispersión (Fig 5.2). Por otro lado, se reconocen zonas de color naranja y amarillo claro en la imagen dinámica que evidencian una menor resistividad respecto al resto de la facies, las cuales pueden estar asociadas a la presencia de los horizontes lutíticos, clastos de arcillas y ropajes de arcillas reconocidos durante la descripción de los núcleos.

La respuesta del perfil de RMN para esta facies se observa en la figura 5.6 donde se reconocen claramente dos intervalos que presentan señales en diferentes tiempos en el espectro de T2: en el intervalo superior mayoritariamente se observan señales de colores azules asociadas con tiempos de decaimiento entre 100 ms y 128 ms que caracterizan a la facies Sd3, mientras que el intervalo inferior está compuesto mayoritariamente por señales asociadas a tiempos sobre los 256 ms e incluso mayores, representados en colores morados, los cuales están asociados a la facies Sd1 (Fig 5.3). Nótese como el cambio en el patrón de la respuesta del perfil de resonancia magnética para ambas facies arenosas es un indicio que confirma la relación proporcional existente entre el tamaño del espacio poral de la litología evaluada y el tiempo de decaimiento de la señal en el espectro T2; es decir, tiempos de decaimiento mayores corresponden con litologías de grano grueso (facies Sd1) mientras que las señales de tiempos más cortos corresponden con espacios de poros de litologías con una granulometría menor (facies Sd3).

En las figuras 5.7 y 5.8 se observa la respuesta del perfil de espectroscopía elemental para estas facies y su histograma de composición química. La facies Sd3 se caracteriza por presentar valores bajos del elemento Si respecto a las demás facies arenosas, con un promedio de 36,5%. Por su parte, los elementos Al, Fe y K ligeramente poseen una mayor concentración respecto a las facies Sd1 y Sd5. Estos valores se encuentran asociados mineralógicamente con la presencia de lutitas (arcillas) lo cual fue reportado en los núcleos en forma de ropajes de arcillas, láminas y capas de lutitas. Este hecho también es confirmado por el alto valor de la concentración de rayos gamma y por la presencia de una anisotropía resistiva ligeramente mayor a la observada en las otras facies arenosas. Los valores químicos de esta facies se señalan en la tabla 5.4.



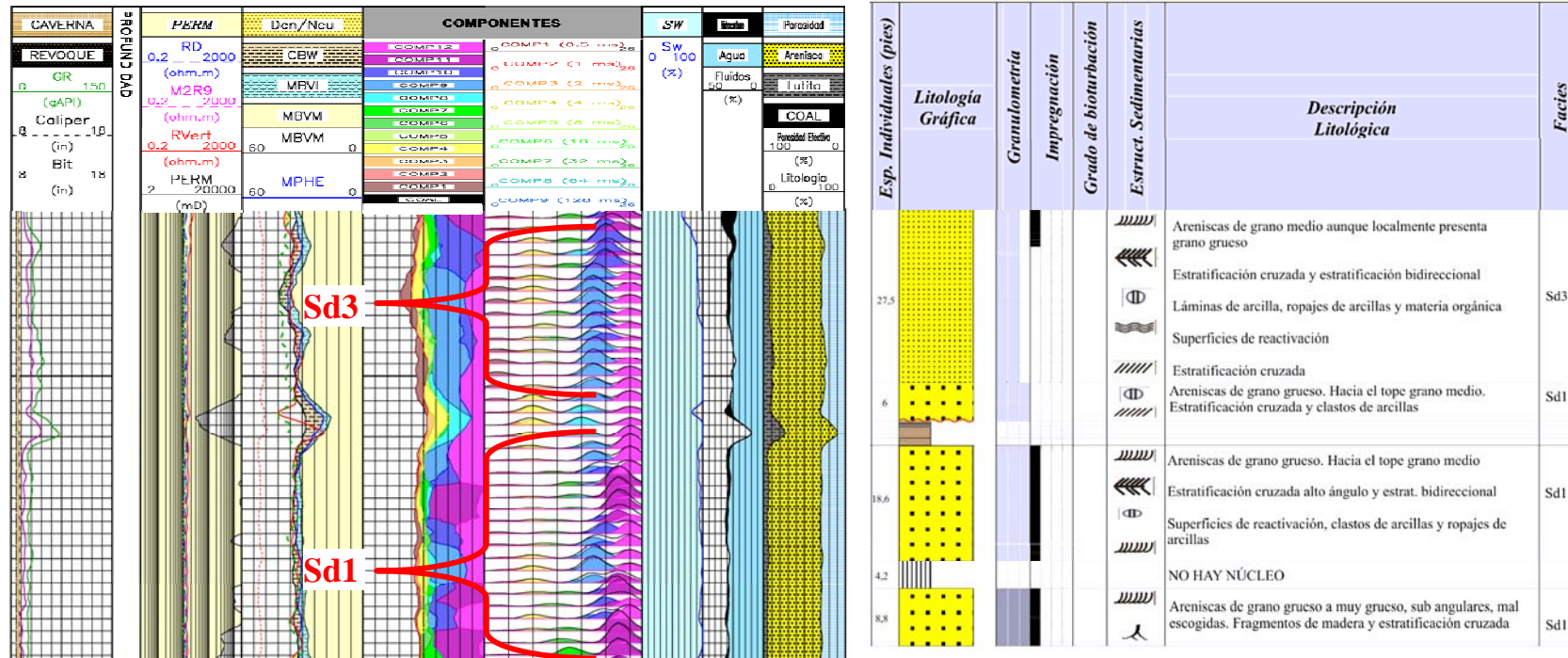


Figura 5.6 – Comparación de la respuesta del perfil de RMN para la facies Sd3 (sección superior) y para la facies Sd1 (sección inferior). Nótese que para la facies Sd1 la señal decaimiento registrada en el espectro de T2 es mayor (color morado) que el observado para la facies Sd3 (color azul).

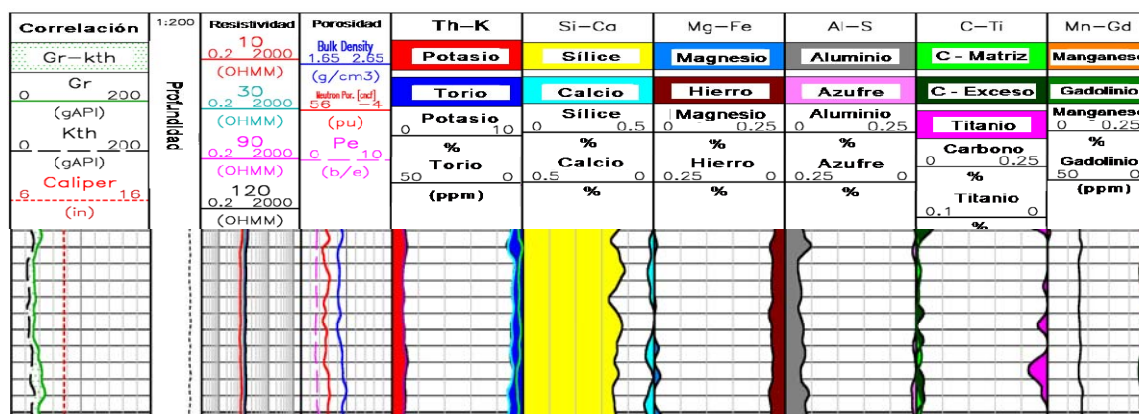


Figura 5.7 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sd3.

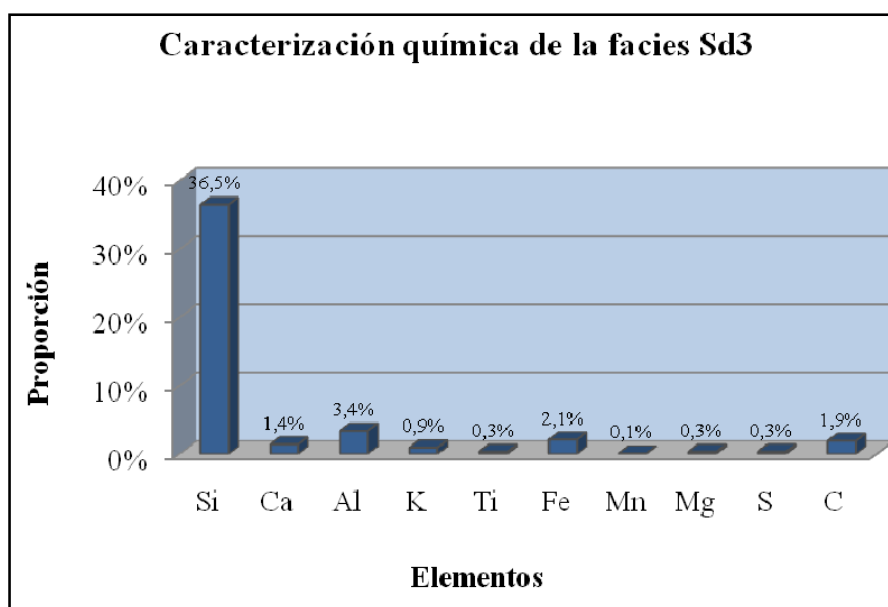


Figura 5.8 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd3

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	36,5	1,4	3,4	0,9	0,3	2,1	0,1	0,3	0,3	1,9	4	2	4	11,4	3,7	4,9	5,2
Máx	42,6	3,8	5,5	1,3	2,1	4,2	0,7	2,7	0,9	7,6	7	3	5	18,1	4,7	6,8	34,0
Mín	32,8	<0,1	2,3	0,6	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3	0	2	6,8	2,6	3,5	1,3
D.E.	2,4	1,1	0,8	0,2	0,5	1,0	0,1	0,5	0,3	2,1	1	1	1	2,8	0,5	0,8	6,3

Tabla 5.4 – Caracterización química de la facies Sd3

### 5.2.3 Caracterización de la facies Sd5

La facies Sd5 agrupa las areniscas de grano fino a medio. Presenta contactos superiores transicionales con facies lutíticas y heterolíticas, y contactos basales erosivos sobre facies lutíticas y transicionales con facies arenosas Sd3. Posee baja frecuencia de estratificaciones cruzadas de bajo ángulo y algunas láminas de arcillas. Esta facies generalmente se asocia con la parte superior de depósitos de canales entrelazados (AF2) y canales distributarios (AF4), aunque también está presente en abanicos de rotura (AF6).

Desde el punto de vista de los perfiles convencionales, al igual que las demás facies arenosas, la facies Sd5 posee valores bajos en los registros de rayos gamma y densidad. Sin embargo, este valor de densidad promedio para la Sd5 de 2,19 g/cc y su desviación (D.E.) de  $\pm 0,04$ , pueden ayudar a diferenciarla de las facies Sd1 y Sd3 cuyas densidades están por el orden de 2,10 g/cc con baja desviación. En la tabla 5.5, además de señalarse los valores de estos perfiles convencionales, también se observa los valores de resistividad asociados y el valor de anisotropía para esta facies. Al igual que la facies Sd1, la facies Sd5 posee una anisotropía baja en comparación con la facies Sd3, donde también se observa que los valores de dispersión en el cálculo de la anisotropía fueron significativamente bajos en comparación con el resto de las 7 facies estudiadas.

	<b>Gr (API)</b>	<b>Den (g/cc)</b>	<b>R-Hor (ohm-m)</b>	<b>R-Vert (ohm-m)</b>	<b>Anisotropía</b>
Prom	34,9	2,19	25,2	30,2	1,20
Máx	47,7	2,31	31,8	37,5	1,21
Mín	28,9	2,14	18,4	22,2	1,18
D.E.	4,3	0,04	4,0	4,8	0,01

Tabla 5.5 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sd5

La comparación de la facies Sd5 con el perfil eléctrico de imágenes se observa en la figura 5.9. A diferencia de las facies Sd1 y Sd3, donde el perfil de imágenes mostraba una serie de eventos claramente identificables tanto en la imagen estática como en la dinámica asociados a estratificaciones cruzadas, planas y laminaciones, la facies Sd5 tiene una tendencia de mostrar una respuesta en el registro de imágenes de carácter masivo en ambas

imágenes. Durante la descripción de núcleos se reconoció una baja proporción de estructuras sedimentarias en comparación con las facies Sd1 y Sd3; este comportamiento también se observó en las imágenes donde se reconocieron muy pocos eventos asociados a estructuras sedimentarias, exhibiendo por el contrario una respuesta de aspecto masivo. El lector puede comparar esta respuesta de la facies Sd5 en las imágenes con las figuras 5.1, 5.2 y 5.5 y observar esta diferencia para las diferentes facies arenosas.

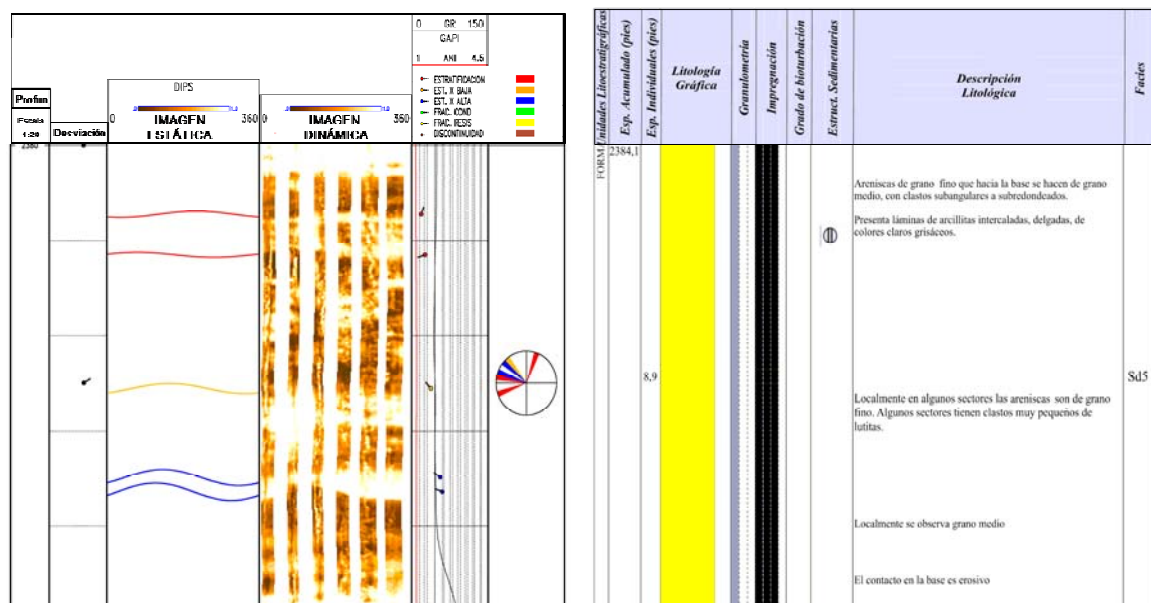


Figura 5.9 – Comparación núcleo–perfil entre la facies arenosas Sd5 y el perfil eléctrico de imágenes.

Por otro lado, durante la comparación entre la facies Sd5 y el perfil de resonancia magnética nuclear (Fig. 5.10) se observó que la señal más significativa en el espectro de T2 tiene un tiempo asociado a los 64 ms aproximadamente, coloreado con el tono azul claro. Este hecho contrasta claramente con la respuestas de las facies Sd1 y Sd3, las cuales poseen una respuesta en el perfil de RMN en tiempos de 256 ms y 218 ms respectivamente. Adicionalmente, las señales de colores marrón y rojizo ubicadas en los primeros tiempos (< 2 ms aprox), confirman la presencia de hidrocarburos pesados saturando los espacios porosos en esta facies; esta saturación de hidrocarburos fue igualmente reconocida durante la descripción de los núcleos para la totalidad de intervalos donde se encontró la facies Sd5.

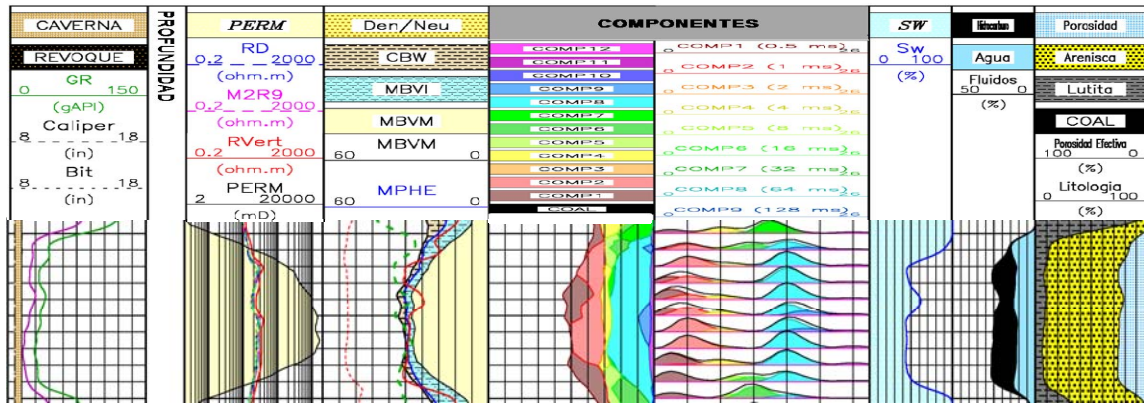


Figura 5.10 – Respuesta del perfil de RMN para la facies Sd5. Nótese como aparece una señal clara en los primeros tiempos (color marrón) asociadas a hidrocarburos pesados, y otra señal sobre los 60 ms (color azul claro) asociada a areniscas de grano fino.

Desde el punto de vista químico, la facies Sd5 se caracteriza por presentar valores de Th de 6 ppm, los cuales son altos en comparación con las facies Sd1 y Sd3; mientras que el elemento K presenta valores mínimos en comparación con las demás facies arenosas. Por otro lado, las relaciones Al/K y Th/K son de 10,3 y 17,5, representando valores significativamente altos en comparación con los obtenidos para las facies arenosas Sd1 y Sd3. Este resultado adicionalmente permite inferir que en el contenido de minerales de arcillas presentes en la matriz de la Sd5, la proporción de caolinita debe ser significativamente mayor que la ilita y esmectita, comparado con las demás facies arenosas Sd1 y Sd3.

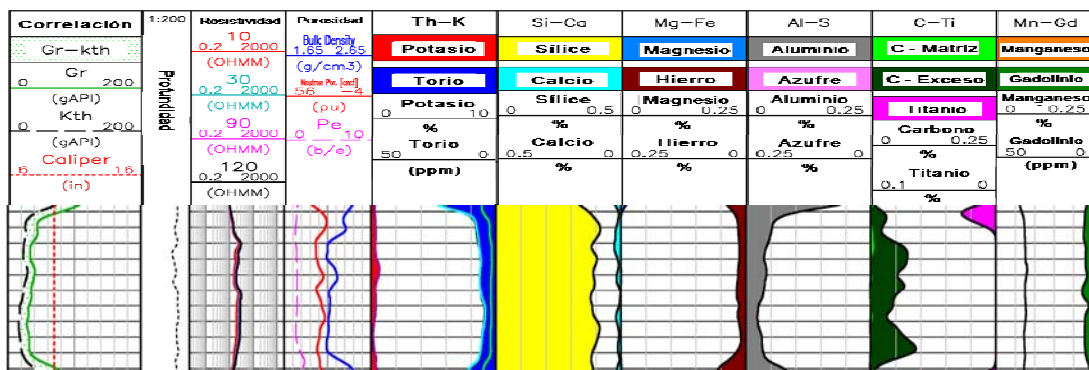


Figura 5.11 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sd5.

Por otro lado, es conveniente aclarar que el alto valor mostrado por el elemento C en esta facies está directamente relacionado con la presencia de hidrocarburos. Así como se reportó en la descripción de núcleos y se identificó por el registro de resonancia magnética, esta facies posee una alta impregnación por hidrocarburos la cual se ve reflejada desde el punto de vista químico por la presencia de casi 6% en peso de carbono. El histograma de la composición química de esta facies se observa en la figura 5.12, y los valores usados para la construcción de este histograma se encuentran en la tabla 5.6.

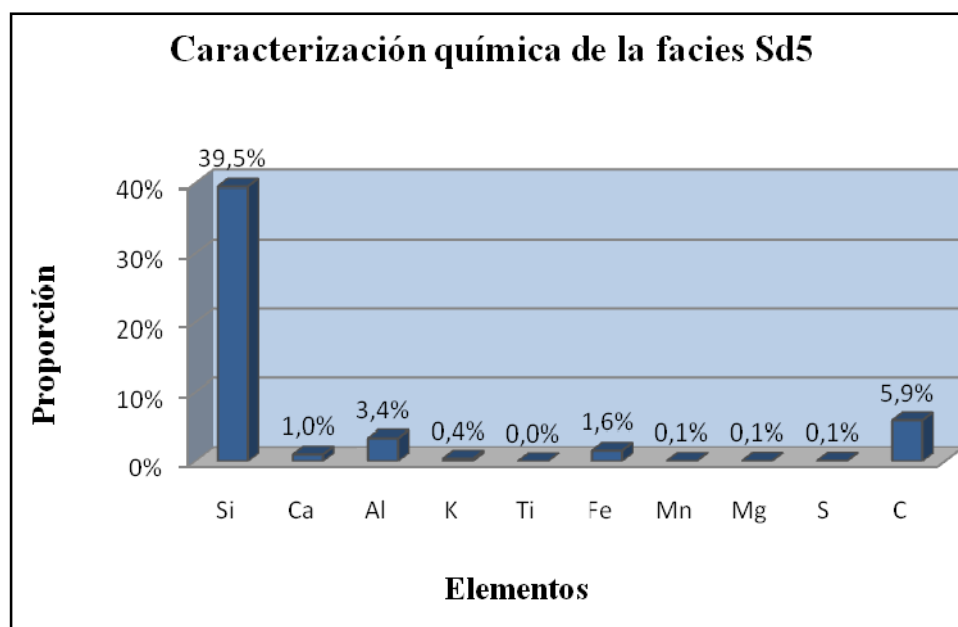


Figura 5.12 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sd5.

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	39,5	1,0	3,4	0,4	<0,1	1,6	0,1	0,1	0,1	5,9	6	2	4	12,2	10,3	17,5	2,9
Máx	41,7	1,9	4,6	0,7	<0,1	3,5	0,1	0,1	0,1	9,1	7	3	6	17,3	23,3	40,6	3,7
Mín	38,0	0,1	2,3	0,1	<0,1	0,9	0,1	<0,1	<0,1	3,2	4	2	2	8,4	5,9	8,4	2,1
D.E.	1,1	0,5	0,6	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	1,6	1	0	1	2,6	5,0	8,9	0,4

Tabla 5.6 – Caracterización química de la facies Sd5

### 5.2.4 Caracterización de la facies H11

La facies H11 está constituida por una secuencia heterolítica dominada en un 70 – 80% por areniscas de grano fino y el resto corresponde con arcillitas de colores claros. Se caracteriza por presentar estratificación flaser, ondulada e irregular, y moderado grado de bioturbación. Generalmente sus contactos son transicionales con facies heterolíticas lutíticas y lutitas, y mayormente están asociadas con depósitos de llanuras de mareas (AF5) y algunos canales distributarios con influencia mareal (AF4).

La respuesta obtenida con la evaluación petrofísica tradicional para esta facies es mostrada en la tabla 5.7. En comparación con las facies arenosas, el perfil de rayos gamma arrojó valores sobre los 50 API los cuales son significativamente altos en comparación con las Sd1, Sd3 y Sd5; sin embargo, la densidad posee valores de sobre 2,10 g/cc similares a los encontrados para las facies arenosas. Igualmente estos valores del registro de rayos gamma son considerablemente menores a los conseguidos para las facies lutíticas.

	<b>Gr (API)</b>	<b>Den (g/cc)</b>	<b>R-Hor (ohm-m)</b>	<b>R-Vert (ohm-m)</b>	<b>Anisotropía</b>
Prom	47,1	2,11	30,5	62,3	2,05
Máx	66,7	2,17	44,8	86,4	2,44
Mín	36,3	2,07	17,0	23,1	1,36
D.E.	7,3	0,02	7,1	15,9	0,34

Tabla 5.7 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies H11

Por otra parte, se observa en esta facies una diferencia considerable entre los valores de resistividad horizontal y vertical donde los promedios son de 30,5 y 62,3 ohm–m respectivamente. Este diferencial arrojó valores en el factor de anisotropía superiores a 2 indicando la existencia de anisotropía resistiva en estas facies. Este hecho es coherente con las características descritas en los núcleos; el carácter heterolítico de esta facies supone un medio anisotrópo para la circulación de las corrientes inducidas del perfil de inducción, y este comportamiento es observado claramente con los valores de anisotropía arrojados por el perfil de resistividad vertical en esta facies.

La comparación de la respuesta de esta facies con el perfil eléctrico de imágenes es mostrada en la figura 5.13. En general, esta facies se caracteriza por mostrar una alta frecuencia de eventos de bajo ángulo que se aprecian claramente en la imagen dinámica. Este comportamiento también es observado para la imagen estática, aunque en el caso particular de la figura 5.13, la imagen estática brinda poca información debido a que el alto grado de impregnación por hidrocarburos aumenta la alta resistividad mostrada por esta facies. A pesar de esa alta resistividad observada en la imagen estática, se obtuvo que la respuesta de la facies H11 se caracteriza por eventos sub-horizontales y de bajo ángulo que muestran patrones de orientación espacial con alta dispersión, como se observa en el diagrama circular de la figura 5.13. Este comportamiento es coherente con la presencia de estratificación flaser, ondulada e irregular reportada para esta facies.

Es conveniente resaltar que el contenido de arcillitas en la facies H11 es variable; esto da como resultado que las respuestas de los perfiles de imágenes, RMN y espectroscopía elemental pueden ser modificadas. En el registro de imágenes por ejemplo, la imagen estática muestra un mayor contraste de resistividades mientras más arcillitas tenga esta facies; por lo tanto, los colores pueden variar entre blancos saturados hasta coloraciones amarillas claras.

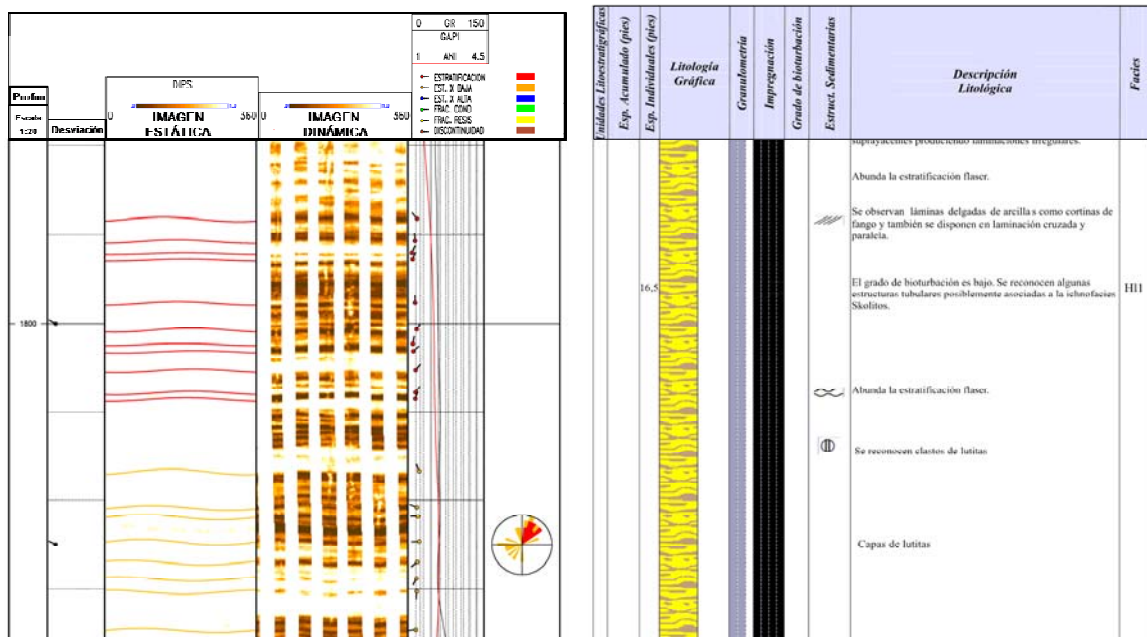


Figura 5.13 – Comparación núcleo–perfil entre la facies heterolítica H11 y el perfil eléctrico de imágenes.



Por su parte, el perfil de RMN (Fig 5.14) no presenta una respuesta única y uniforme asociada a un tiempo específico dentro del espectro T2 para esta facies, como ocurre con las facies arenosas o lutíticas, sino que detecta señales de decaimiento asociadas a diferentes tiempos: desde 4, 8, 16, 32 y 64 ms; inclusive se obtuvieron respuestas sobre los 130ms, las cuales se ubican dentro de los campos del CBW (agua ligada a las arcillas), BVI (agua irreducible) y BMV (campo de los fluidos móviles). Esto indica que este perfil detecta la presencia de arcillas (CBW) y poros más grandes ubicados dentro del campo irreductible y movable, asociados a areniscas finas. Sin embargo, desde el punto de vista cualitativo, las señales más intensas se ubicaron hacia los tiempos mayores a 30 ms aproximadamente representados en color azul (BMV); lo cual indica una abundancia relativa de areniscas sobre el contenido arcilloso en colores amarillos y verdes (CBW). Como se discute en la próxima sección, la facies H11 muestra un comportamiento inverso, donde la señal asociada al CBW es más intensa que el resto de señales en el espectro de T2.

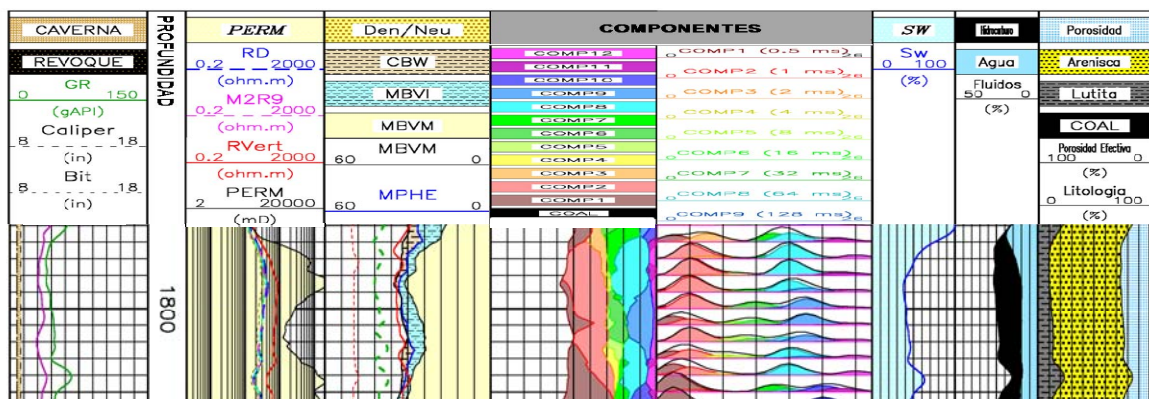


Figura 5.14 – Respuesta del perfil de RMN para la facies H11. Destaca la presencia de señales representadas en varios colores asociadas a diferentes tiempos de decaimiento. La señales de color azul (60 – 80 ms) son más abundantes (componente arenoso), mientras que las señales de color verde y amarillo ( 5 – 20 ms) son menos intensas, las cuales se asocian al CBW y BVI (componente arcilloso).

La respuesta en el perfil de espectroscopía elemental para esta facies se observa en la figura 5.15; mientras que en la figura 5.16 y la tabla 5.8, se resume su caracterización química de esta facies. Desde el punto de vista químico, la facies posee valores de Si sobre 35,8%, los cuales son ligeramente menores a las facies arenosas; también se diferencia de éstas por presentar valores altos de Al y Fe. De hecho, al comparar los valores del factor

Si/Al, se observa como la facies H11 tiene 8,0; mientras que las facies arenosas presentan valores mayores o iguales que 12. De esta forma, la facies H11 se caracteriza por el %Si menor a 36%, el %Al de 4,6%, el %Fe de 2,8% y valores de Si/Al sobre 8. Los valores elevados del elemento C evidencian la presencia de hidrocarburos saturando los poros en esta facies.

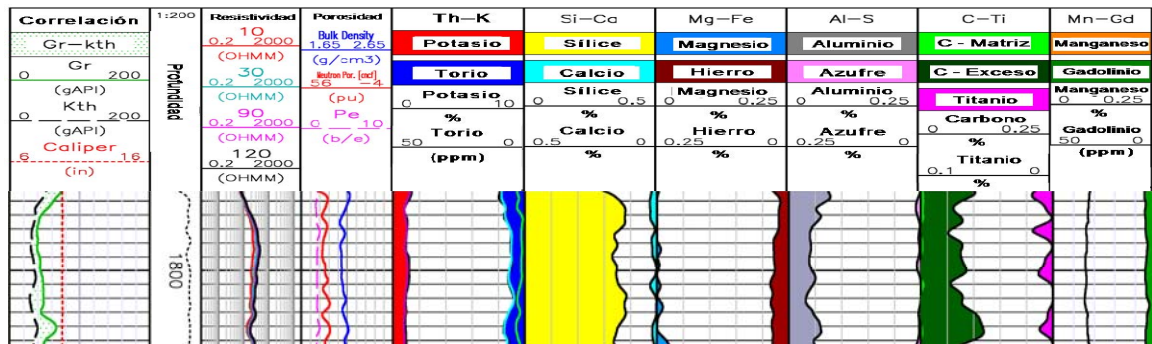


Figura 5.15 – Respuesta del perfil de espectroscopia elemental para la facies H11. Nótese los valores de Si oscilan sobre 30-35% mientras que el Al y Fe presentan valores promedio de 5% y 3% respectivamente.

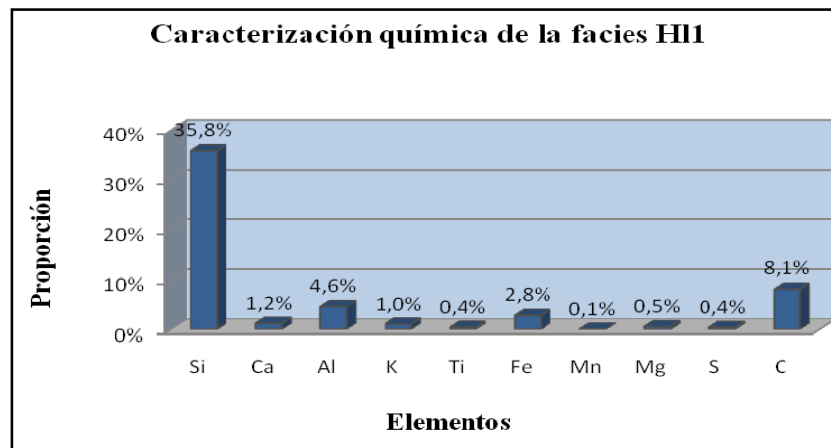


Figura 5.16 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies H11

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	35,8	1,2	4,6	1,0	0,4	2,8	0,1	0,5	0,4	8,1	6	2	5	8,0	4,5	5,8	3,9
Máx	38,4	2,6	6,1	1,2	1,5	3,5	0,1	2,4	1,0	11,9	8	3	5	11,8	6,3	8,3	10,0
Mín	33,1	0,1	3,2	0,8	<0,1	1,9	0,1	<0,1	0,1	5,2	4	1	3	5,7	3,1	3,9	1,5
D.E.	1,7	0,8	0,8	0,1	0,4	0,5	0,0	0,6	0,3	1,8	1	1	1	1,5	1,0	1,4	1,7

Tabla 5.8 – Caracterización química de la facies H11

### 5.2.5 Caracterización de la facies HI2

La facies HI2 está compuesta litológicamente por heterolitas lutíticas donde la proporción de arcillitas de colores claros es de 60–70% y la de areniscas finas es de 30–40%. Se caracterizan por presentar estratificación lenticular y ondulada, y alto grado de bioturbación, en su mayor parte representado por icnofósiles de las ichnofacies *Skolithos* y *Cruziana*. Sus contactos mayoritariamente son transicionales con facies heterolíticas arenosas y lutitas, y principalmente se consiguió en la asociación AF5 correspondiente a los depósitos de llanuras de mareas.

La respuesta petrofísica convencional se observa en la tabla 5.9, donde se destaca que el valor promedio del perfil de rayos gamma es 63,1 API y la densidad es 2,25 g/cc. Este valor en el perfil de rayos gamma es mayor que el mostrado para la facies heterolítica HI1 y considerablemente menor que los obtenidos para las facies lutíticas Sh1 y Sh2; sin embargo, el valor de densidad de esta facies es similar al obtenido para la facies lutíticas.

	Gr (API)	Den (g/cc)	R-Hor (ohm-m)	R-Vert (ohm-m)	Anisotropía
Prom	63,1	2,25	10,7	22,2	2,05
Máx	87,1	2,42	15,9	41,8	3,83
Mín	49,0	2,08	6,3	9,3	1,37
D.E.	8,6	0,07	2,2	9,3	0,74

Tabla 5.9 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies HI2

Evaluando la respuesta del perfil de resistivades para esta facies se obtuvo que existe una diferencia apreciable entre los valores de resistividad horizontal y vertical, lo cual se traduce en valores de anisotropía sobre 2,05. Esta respuesta es similar a la observada en la otra facies heterolítica; lo cual permite señalar que la presencia de anisotropía es una propiedad característica de las facies heterolíticas (HI1), no así de las facies arenosas ni de la facies de lutitas masivas.

La comparación entre la facies HI2 y su respuesta en el perfil de imágenes se muestra en la figura 5.17 donde se observa que, al igual que en la facies HI1, las imágenes presentan un

conjunto de eventos de bajo ángulo y subhorizontales, con alta dispersión y aspecto heterogéneo debido al carácter heterolítico de esta facies. En esta figura la zona central corresponde con la facies HI1 mientras que la base y el tope con la facies HI2; nótese como en la facies HI2 existen colores más oscuros en la imagen estática asociados a menores resistividades (mayor contenido de arcillitas) mientras que la facies HI2 presenta mayor resistividad. Adicionalmente nótese como en el contacto a 1687 pies, al no existir impregnación por hidrocarburos, la resistividad es mucho menor y la imagen posee colores más oscuros pero se mantienen las características descritas para estas facies.

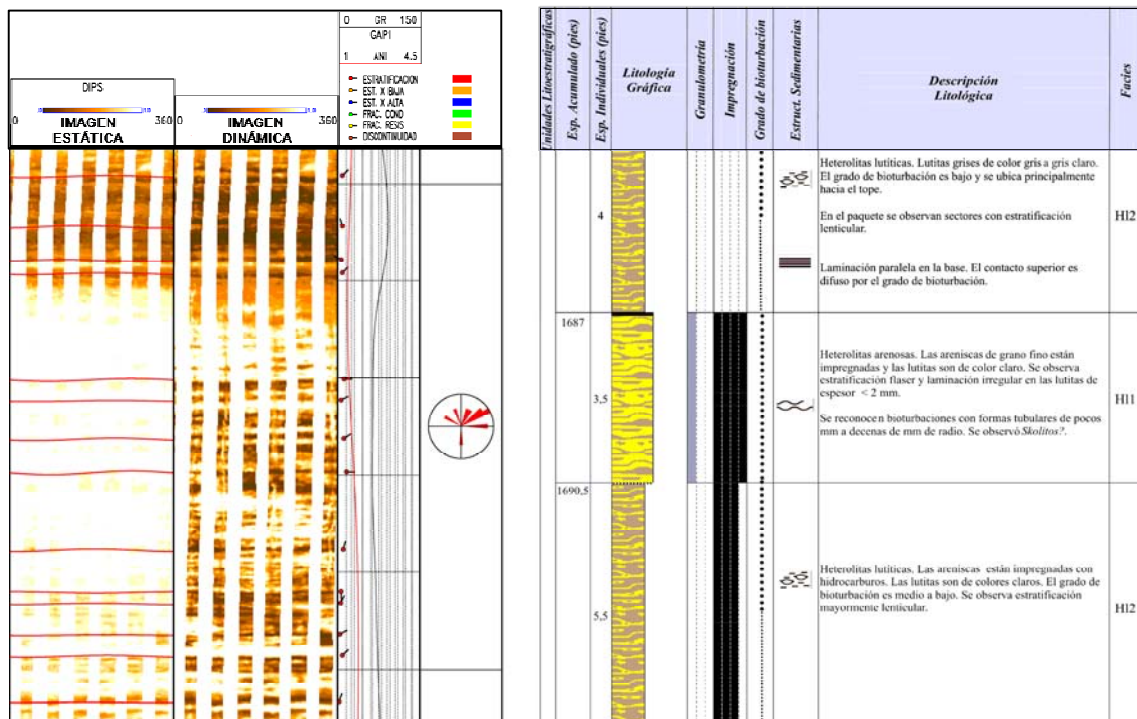


Figura 5.17 – Comparación núcleo–perfil entre la facies heterolíticas HI1, HI2 y el perfil eléctrico de imágenes. El intervalo central, fuertemente impregnado, corresponde con la facies HI1 mientras que la base y el tope con la facies HI2. Este cambio se observa en los colores mostrados en la imagen estática.

La figura 5.18 corresponde con la respuesta de las imágenes en otra sección heterolítica. En esta figura se observa claramente el aspecto moteado, con horizontes irregulares, que caracteriza las facies heterolíticas. En la profundidad 1678’ se observa una pequeña capa de 1,5’ de espesor muy resistiva, asociada con heterolitas arenosas HI1 que están fuertemente impregnadas, mientras que el resto de la imagen corresponde con la facies HI2.

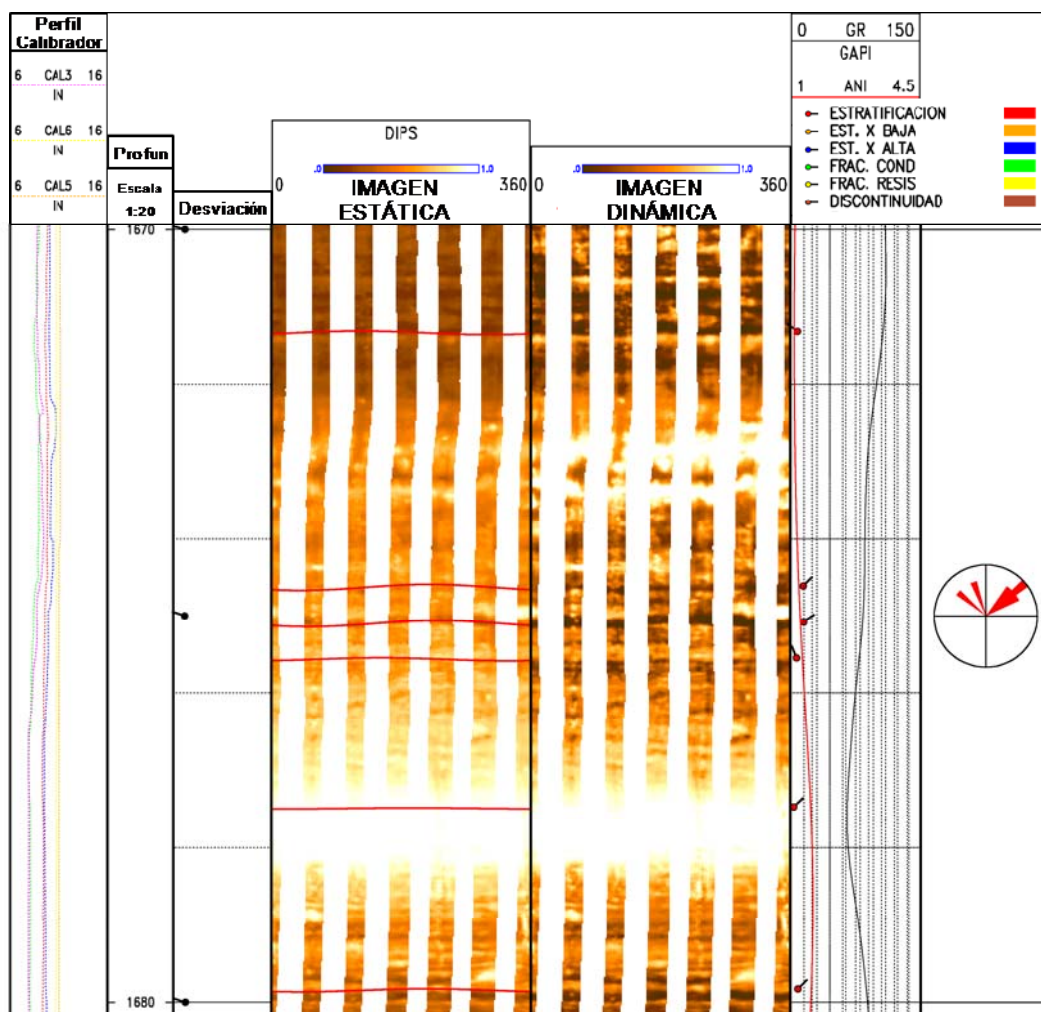


Figura 5.18 – Contraste en la respuesta del perfil de imágenes entre las facies heterolíticas HI2 y HI1. Nótese como existe diferencia en la coloración en las imágenes, las cuales se asocian a variaciones en la proporción de areniscas / arcillitas en estas facies. De esta forma, en las zonas oscuras predominan las arcillitas (HI2) mientras que en las zonas claras el componente arenoso es mayor (HI1).

Por su parte, la respuesta del perfil de resonancia magnética nuclear para esta facies se observa en la figura 5.19. En esta facies, al igual que para la HI1, el perfil de RMN detectó señales de decaimiento en diferentes lapsos de tiempo en el espectro de T2, aunque las señales más intensas se ubicaron dentro del campo del CBW (agua ligada a las arcillas). El comportamiento con alta dispersión en las señales en el tiempo T2 es característico para las heterolitas, como se observó para la facies HI1; pero en el caso de las facies HI2, las señales

detectadas entre 5 – 20 ms son más intensas que las señales detectadas en tiempos mayores, lo cual indica desde el punto de vista cualitativo, que existe una proporción mayor de arcillitas sobre el componente arenoso.

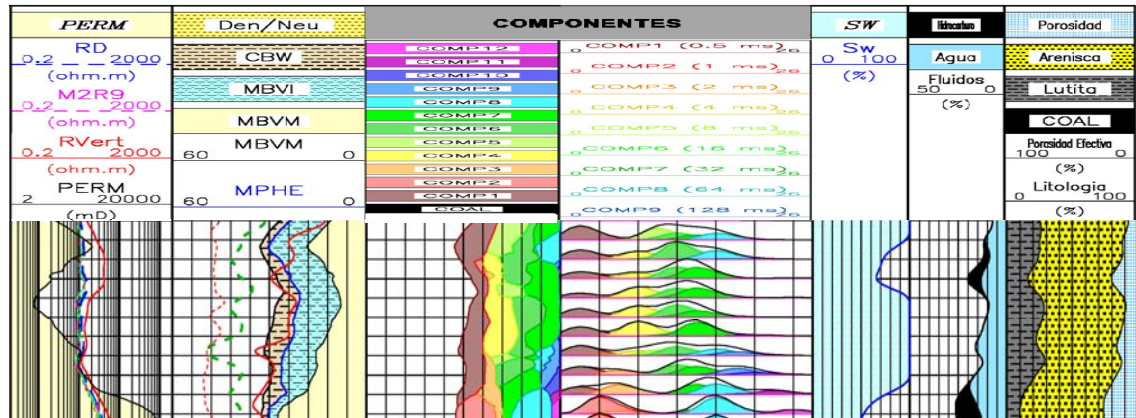


Figura 5.19 – Respuesta del perfil de RMN para la facies HI2. Nótese la señal asociada a hidrocarburos junto con varias señales intensas y dispersas dentro del campo de CBW y BVI; sin embargo, la señales más claras se observan de colores amarillos y verdes asociadas a tiempos entre 5 y 20 ms aprox.

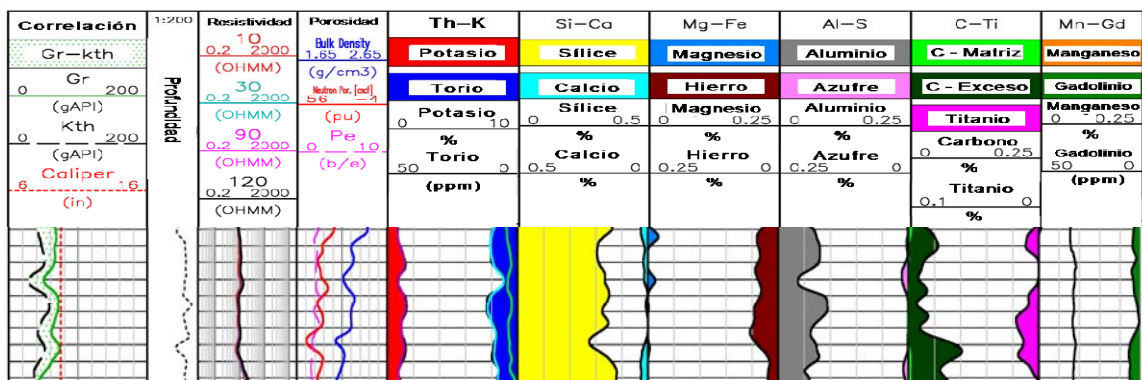


Figura 5.20 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies HI2.

Esta respuesta del perfil de resonancia magnética se puede complementar con los resultados de la caracterización química obtenidos del perfil de espectroscopía elemental (Fig 5.20). La facies HI2 se caracteriza por presentar valores de Si de 31,2%, el Al promedia 6,3% y el Fe de 4,1%; estos valores son claramente diferentes a los obtenidos para las facies HI1 caracterizada por altos valores de Si y valores de Al y Fe menores. De

igual forma, la relación Si/Al para la facies HI2 es de 5,2 contra el 8,0 de la facies HI1. Los elevados valores de C se encuentran asociados a la presencia de hidrocarburos saturando las areniscas finas. Por tanto, se puede resumir que las características diagnósticas de las facies HI2 desde el punto de vista químico son su valores de Si, Al, Fe y Si/Al; los resultados asociados a los demás elementos son poco diagnósticos o no poseen diferencias con las demás facies estudiadas. El resumen de los resultados de la caracterización química de esta facies se observan en la figura 5.21 y en la tabla 5.10.

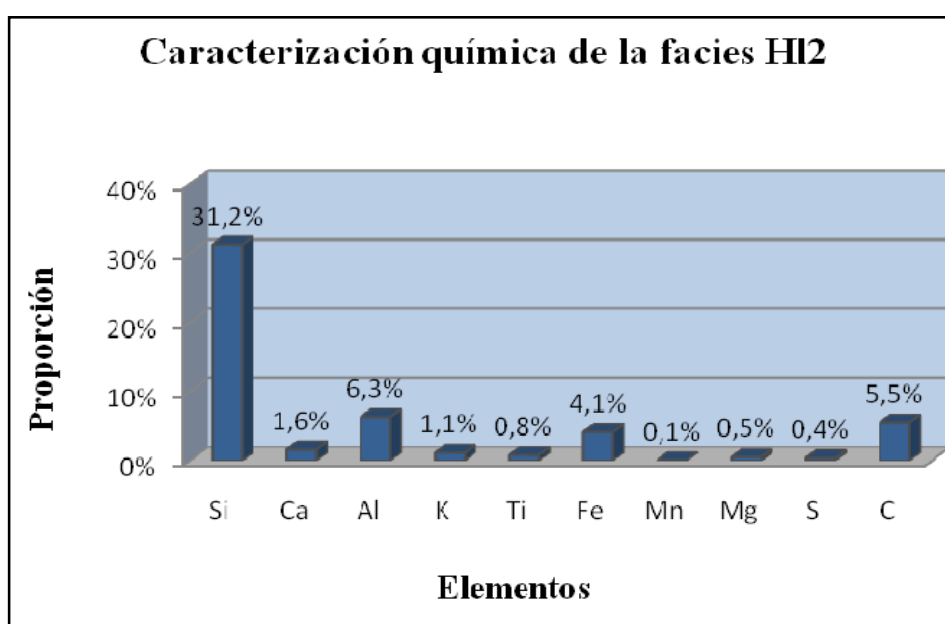


Figura 5.21 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies HI2

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	31,2	1,6	6,3	1,1	0,8	4,1	0,1	0,5	0,4	5,5	8	3	4	5,2	5,6	7,2	2,7
Máx	36,1	3,1	8,3	1,4	1,7	5,4	0,2	3,4	1,3	9,9	11	6	6	7,8	9,0	12,2	4,8
Mín	27,6	<0,1	3,8	0,8	<0,1	1,6	0,1	0,1	0,1	1,5	5	1	1	3,5	3,4	4,3	1,4
D.E.	2,1	0,9	1,4	0,1	0,6	0,9	0,0	0,8	0,3	2,5	2	1	1	1,2	1,7	2,3	0,9

Tabla 5.10 – Caracterización química de la facies HI2

### 5.2.6 Caracterización de la facies Sh1

La facies Sh1 está constituida por lutitas finamente laminadas de colores claros, donde abunda la laminación paralela y en menor proporción, laminación cruzada de bajo ángulo. Esta laminación es uniforme en toda la facies, ocasionalmente presenta algunas láminas de areniscas delgadas de espesor menor a 5 cm. El grado de bioturbación es bajo a nulo. Esta facies generalmente se asocia con depósitos de llanuras de inundación (AF1) y bahías interdistributarias (AF3), con contactos transicionales con facies de lutitas masivas (Sh2) y carbonosas (C).

La respuesta de los perfiles convencionales para esta facies están señalados en la tabla 5.11. Se destaca los altos valores en el perfil de rayos gamma, lo cual es coherente con las facies lutíticas; por su parte, el perfil de densidad muestra valores elevados, sobre los 2,25 g/cc,- igualmente típicos de este tipo de facies. Comparando esta respuesta con las demás facies se encontró que la otra facies lutítica definida en este trabajo (Sh2 – lutitas masivas) presenta una respuesta muy similar con altos valores en los perfiles de rayos gamma y densidad.

	Gr (API)	Den (g/cc)	R-Hor (ohm-m)	R-Vert (ohm-m)	Anisotropía
Prom	111,1	2,25	3,5	9,1	2,63
Máx	143,0	2,35	7,4	17,6	4,44
Mín	65,9	2,14	2,5	3,0	1,05
D.E.	24,7	0,05	0,8	3,5	0,89

Tabla 5.11 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sh1

Los resultados obtenidos de los perfiles de resistividad también se muestran en la tabla 5.11. Se encontró para la facies Sh1 una diferencia importante en los valores de resistividad vertical y horizontal, lo cual produjo un factor de anisotropía sobre 2,5. Este valor es claramente indicativo de la presencia de anisotropía en la conductividad del medio; lo cual está asociado a la abundante laminación presente en estas facies. Es conveniente comentar que este valor de anisotropía es mayor a los valores obtenidos para las facies heterolíticas lo cual corresponde con un punto de discusión importante, puesto que originalmente se



esperaba que en la facies Sh1 existiera anisotropía por su naturaleza laminada pero con valores menores a los reportados para las facies heterolíticas. Sin embargo, los resultados encontrados en la caracterización son inversos; por lo cual, la causa probable de esta mayor anisotropía para la facies Sh1 radica en que la laminación de esta facies posiblemente obedece a variaciones mínimas en la granulometría de las lutitas; es decir, la laminación corresponde con una alternancia entre horizontes de arcillitas y limolitas, lo cual se traduce en una elevada anisotropía para el medio. De cualquier forma, la respuesta del perfil de resistividad vertical demostró que la facies Sh1 presenta marcados valores de anisotropía, incluso superiores a las facies heterolíticas.

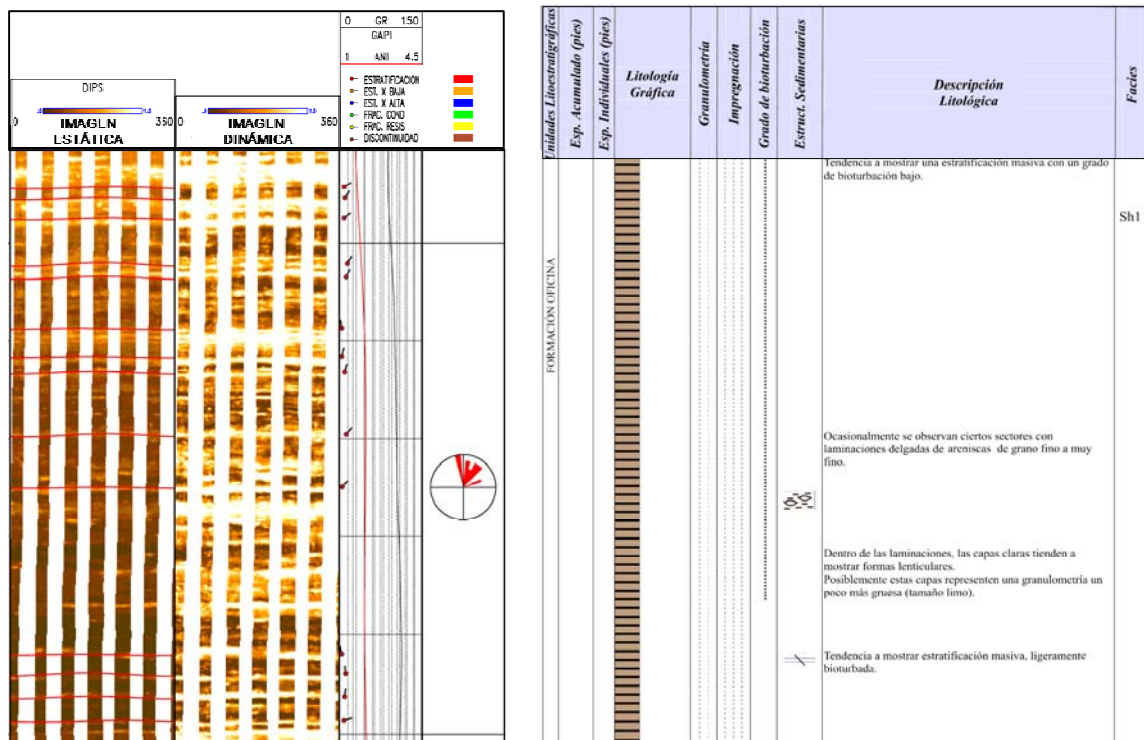


Figura 5.22 – Comparación núcleo–perfil entre la facies lutítica Sh1 y el perfil eléctrico de imágenes. Nótese claramente la laminación presente en la imagen dinámica para esta facies.

La respuesta de la facies Sh1 en el perfil eléctrico de imágenes se observa en las figuras 5.22 y 5.23, donde en la primera figura se muestra la comparación con la columna estratigráfica del pozo A, mientras que la figura 5.23 ofrece una respuesta detallada del perfil de imágenes. Como se aprecia en ambas figuras, la respuesta de la facies Sh1 en la imagen estática se caracteriza por coloraciones oscuras asociadas a baja resistividad, en

ocasiones con algunos eventos subhorizontales; mientras que en la imagen dinámica claramente se observa el carácter finamente laminado de estas facies, donde abundan horizontes de muy bajo ángulo asociados a laminación plana y cruzada de bajo ángulo.

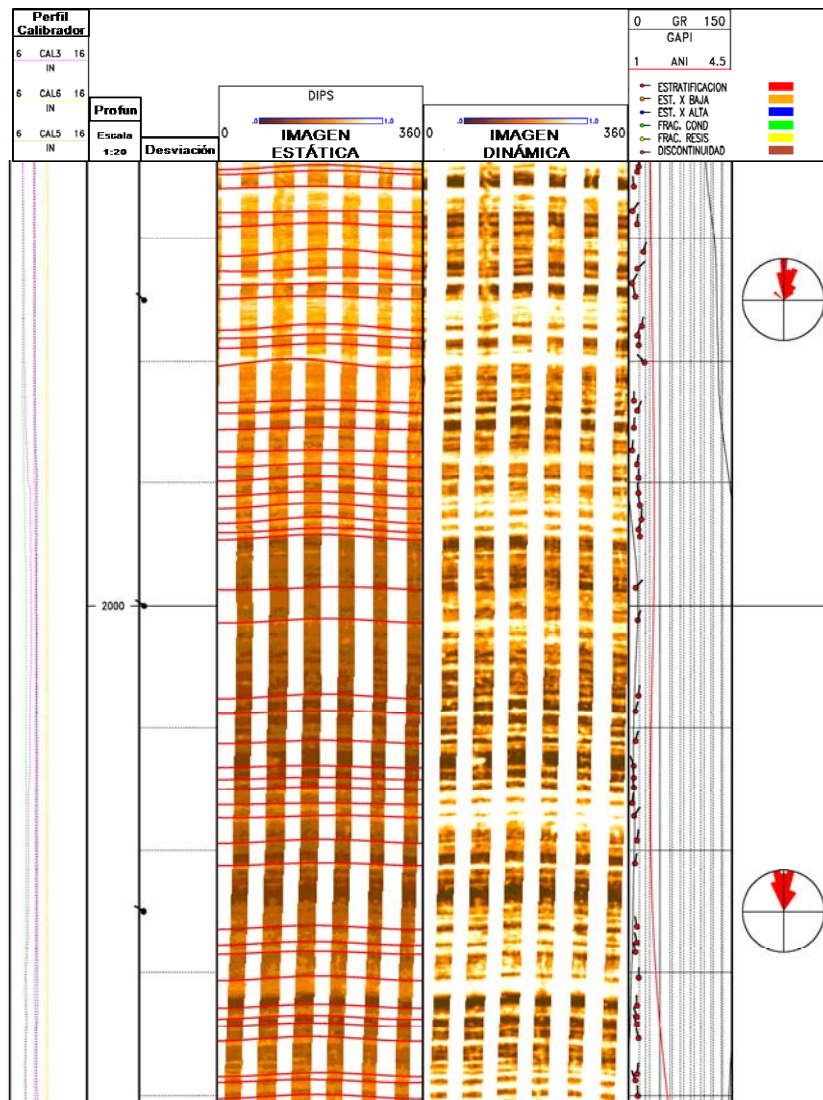


Figura 5.23 – Respuesta del perfil eléctrico de imágenes para la facies Sh1 en el intervalo 1995' – 2008'. Al igual que la figura 5.22, se observa el carácter laminado de esta facies en las imágenes dinámica y estática.

Por su parte la respuesta del perfil de RMN para esta facies se observa en la figura 5.24. En contraste con la dispersión observada para las facies heterolíticas, e inclusive en algunas facies arenosas, el perfil de RMN para esta facies mostró una señal única con fuerte

intensidad que siempre se ubicó dentro del campo del agua ligada a las arcillas (CBW) entre los tiempos 4 y 8 ms aproximadamente. Para el caso de la figura 5.24, la señal de color amarillo corresponde con un tiempo de 4 ms, y no existen señales en ningún otro tiempo dentro del espectro de T2.

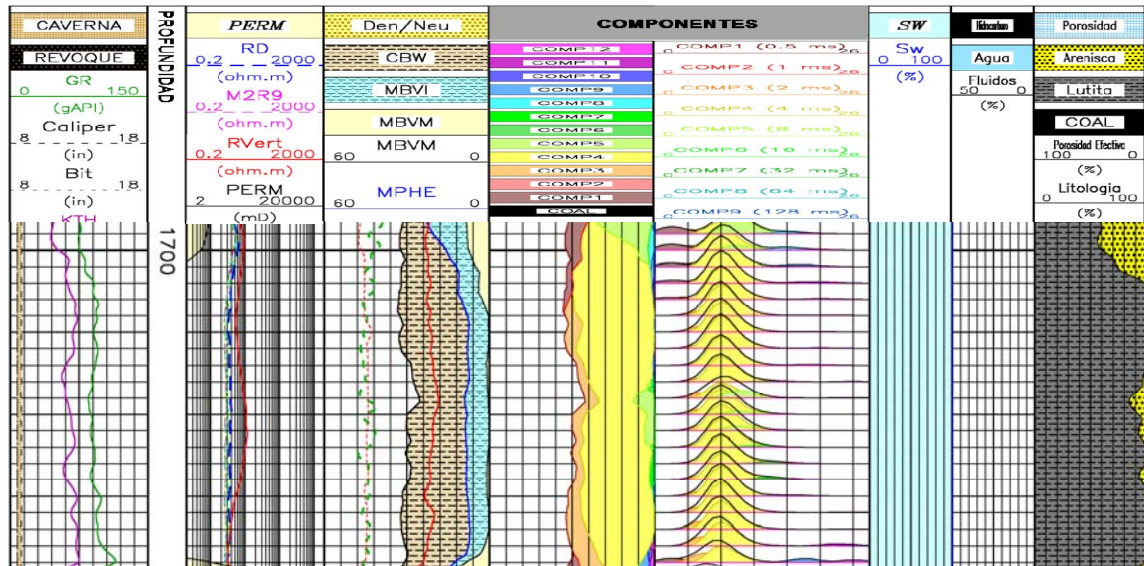


Figura 5.24 – Respuesta del perfil de RMN para la facies Sh1. Con este perfil se obtuvo una señal fuerte y uniforme en el tiempo de 4 ms (color amarillo), la cual se ubica dentro del campo del CBW.

Finalmente la respuesta en el perfil de espectroscopía elemental de la facies Sh1 se muestra en la figura 5.25, y los valores resultantes de su caracterización química se observan en la figura 5.26 y tabla 5.12. La facies lutítica Sh1 se caracteriza por presentar valores de Si por debajo de 26% mientras que los elementos Al, Fe, K y la relación Si/Al presentan valores de 12,8%, 5,3%, 1,5% y 2,2 respectivamente. Esta respuesta es claramente diferente de las obtenidas para las distintas facies descritas en este trabajo; de hecho, este bajo valor de Si y los altos valores de Fe y K representan características diagnósticas para diferenciar esta facies. El resto de los elementos considerados en el perfil químico no ofrecieron resultados diagnósticos para discriminar químicamente la facies Sh1.

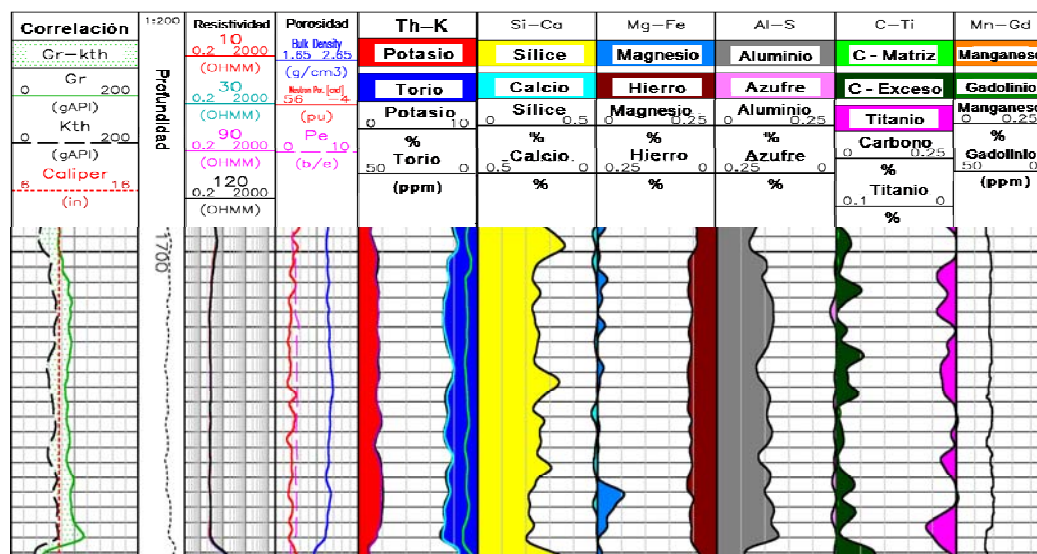


Figura 5.25 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sh1. Nótese que la proporción de Si es sensiblemente baja mientras que el Al, K y Fe presentan valores altos.

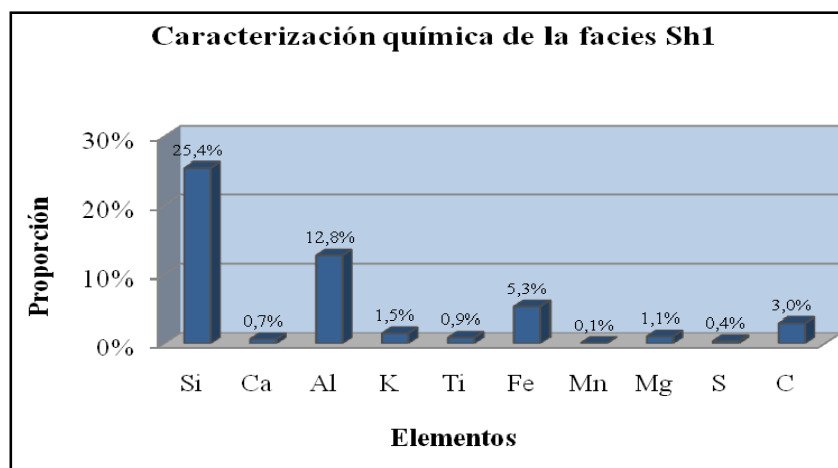


Figura 5.26 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sh1

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	25,4	0,7	12,8	1,5	0,9	5,3	0,1	1,1	0,4	3,0	16	6	3	2,2	8,8	10,8	2,6
Máx	36,3	2,6	20,5	2,1	2,5	6,3	0,8	5,6	1,4	7,7	25	10	6	5,3	16,7	20,6	4,5
Mín	17,7	<0,1	6,5	0,9	<0,1	3,8	0,1	0,1	0,1	0,1	9	3	0	1,0	4,8	5,8	1,7
D.E.	3,8	0,7	3,3	0,3	0,6	0,5	0,1	1,3	0,3	1,8	4	2	1	0,8	3,2	4,0	0,6

Tabla 5.12 – Caracterización química de la facies Sh1

### 5.2.7 Caracterización de la facies Sh2

La facies Sh2 corresponde litológicamente con secuencias lutíticas masivas, homogéneas, de colores grises claros a blanquecinos. Su principal característica es la ausencia de estructuras sedimentarias y además que su grado de bioturbación es prácticamente inexistente. Esta facies generalmente se consiguió dentro de depósitos de llanuras de inundación (AF1) y bahías interdistributarias (AF3), principalmente asociada con las facies lutíticas Sh1 y facies carbonosa C.

En la tabla 5.13 se muestra la respuesta de los perfiles convencionales para esta facies donde se destaca elevados valores tanto en los rayos gamma como en el perfil de densidad. Estos resultados son coherentes con las características de las facies lutíticas, siendo muy similares a la facies lutítica Sh1 pero contrastando claramente con el resto de facies definidas en este trabajo. Por su parte, desde el punto de vista de resistividad, los perfiles de resistividad vertical y convencional poseen valores bajos para esta facies lutítica; y adicionalmente, no existe la presencia de anisotropía resistiva. Este hecho es claramente contrastante al definido para la facies Sh1, la cual posee altos valores de anisotropía resistiva debido a su alta laminación; en este caso, la facies Sh2 posee una anisotropía muy baja, similar a la conseguida en las facies arenosas, lo cual es coherente con la descripción de los núcleos para esta facies.

	<b>Gr (API)</b>	<b>Den (g/cc)</b>	<b>R-Hor (ohm-m)</b>	<b>R-Vert (ohm-m)</b>	<b>Anisotropía</b>
Prom	104,1	2,41	9,9	12,89	1,29
Máx	162,4	2,47	14,6	19,68	1,63
Mín	70,6	2,20	5,9	8,18	1,14
D.E.	22,6	0,07	2,0	3,18	0,17

Tabla 5.13 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies Sh2

La comparación de estas facies con su respuesta en los perfiles eléctricos de imágenes se presenta en las figuras 5.27 y 5.28. En la primera figura se observa el carácter masivo y homogéneo de la facies Sh2 en las imágenes estática y dinámica; nótese en la imagen dinámica la frecuencia de eventos es claramente menor que la identificada para la facies Sh1. Por su parte en la figura 5.28 se muestra el contraste en la respuesta de ambas facies lutíticas

en el perfil de imágenes. En este caso, se destaca como la facies Sh2 mantiene su característica masiva tanto en la imagen estática como en la dinámica; mientras que la facies Sh1, además de poseer una resistividad menor (color más oscuro) en la imagen estática, presenta una serie de horizontes de muy bajo ángulo y subhorizontales en la imagen dinámica correspondientes con la laminación de la facies Sh1.

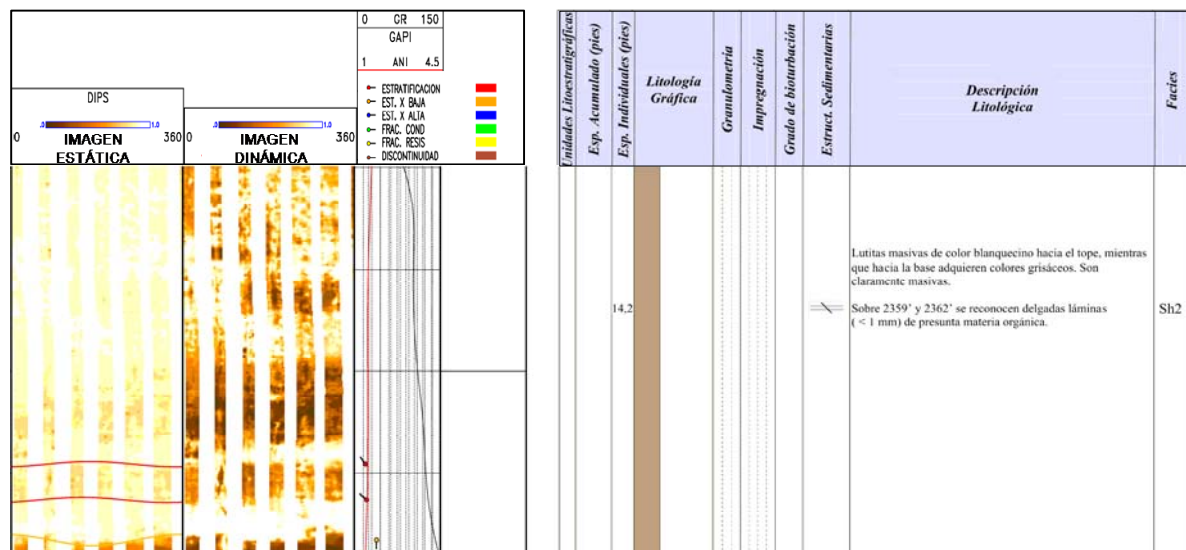


Figura 5.27 – Comparación núcleo–perfil entre la facies lutítica Sh2 y el perfil eléctrico de imágenes. Nótese el aspecto masivo que exhibe esta facies tanto en la imagen estática como en la dinámica.

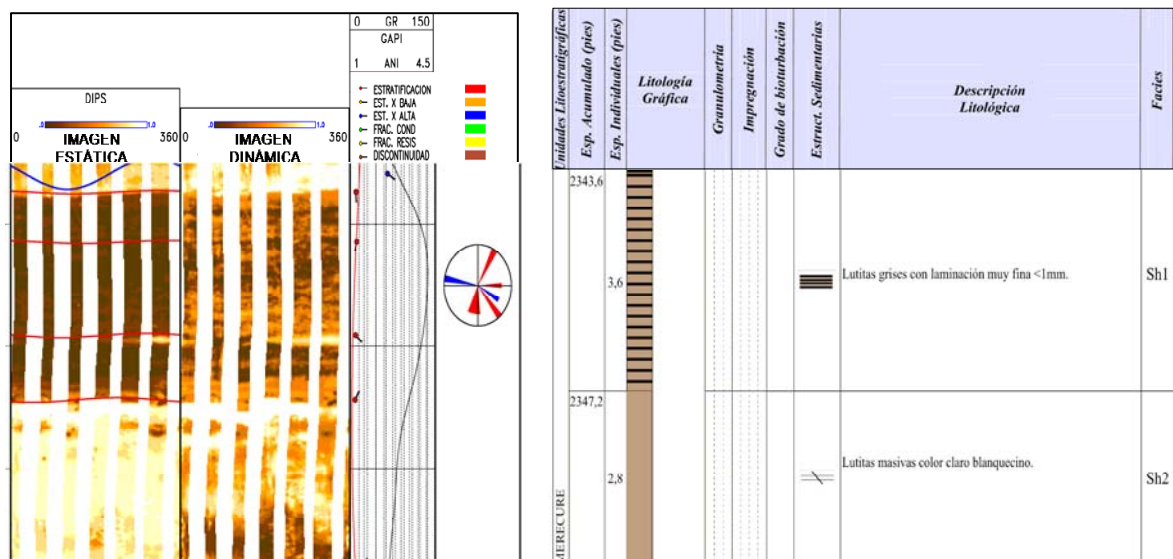


Figura 5.28 – Contraste en la respuesta del perfil de imágenes entre las facies lutíticas Sh1 y Sh2.

Por otra parte, la respuesta del perfil de RMN para la facies Sh2 se muestra en la figura 5.29. Al igual que para la facies Sh1, en este perfil se obtuvo una señal uniforme, intensa y con muy poca o ninguna dispersión, ubicada mayormente en tiempos entre 4 y 7 ms, es decir, dentro del campo del agua ligada a las arcillas o CBW. En este caso se observa como el perfil detectó una señal uniforme en un tiempo de 4 ms que se representa en color amarillo y las dispersiones encontradas hacia el tope y base de este intervalo corresponden a la transición vertical de la facies Sh2 hacia otras facies. Como se puede ver en el comportamiento de la señal, el espesor total de esta facies es de 6 a 8 pies; pero cuando se compara este perfil con capas con espesores menores, este registro no brinda señales lo suficientemente claras como para identificar cada facies.

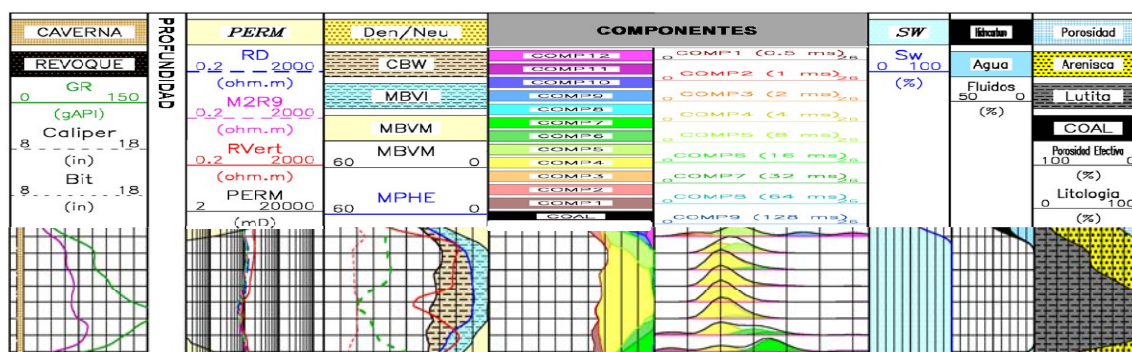


Figura 5.29 – Respuesta del perfil de RMN para la facies Sh2. La evaluación convencional (hacia la derecha) muestra la presencia de un intervalo lutítico y la respuesta del perfil de RMN muestra una señal única en un tiempo de 4 ms ubicada dentro del campo del CBW.

Desde el punto de vista químico (Figs 5.30 y 5.31), la facies Sh2 se caracteriza por presentar valores elevados de Al que promedian 15% y valores de Si sobre 30%, mientras que los elementos Fe y K presentan valores que no superan 3,5% y 1,0% respectivamente. Este comportamiento es claramente diferente al conseguido para la facies Sh1, la cual presentaba bajo Si (25,9%), alto Fe (5,4%) y alto K (1,6%); de hecho, las relaciones Al/K y Th/K igualmente lo confirman. Para la facies Sh2, las relaciones Al/K y Th/K son entre 4 a 5 veces mayores que las facies Sh1, lo cual permite estimar al menos de forma cualitativa, que mineralógicamente las facies Sh2 presentan un contenido mayor de caolinita que la facies Sh1; y contrariamente, la presencia de illita y esmectita es más abundante en la facies Sh1 que en la facies Sh2. De este análisis previo, se recomienda la realización de estudios de difracción de

rayos X (DRX) a las fracción arcillosa de ambas facies Sh1 y Sh2, de manera que se pueda comprobar esta hipótesis; y en el caso de ser afirmativa, intentar establecer una relación que permita al menos “semi-cuatinficar” la proporción de estas arcillas. De esta forma se podría utilizar las relaciones Al/K, Th/K e inclusive relaciones Al/Fe o Fe/K, como una forma alternativa de estimar la composición de las arcillas en estas facies y la proporción en que están presentes. La tabla 5.14 resume las características químicas de la facies Sh2.

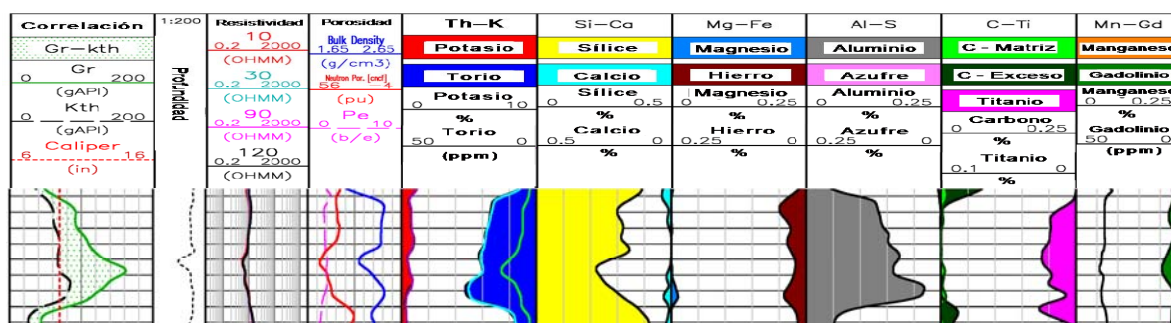


Figura 5.30 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies Sh2.

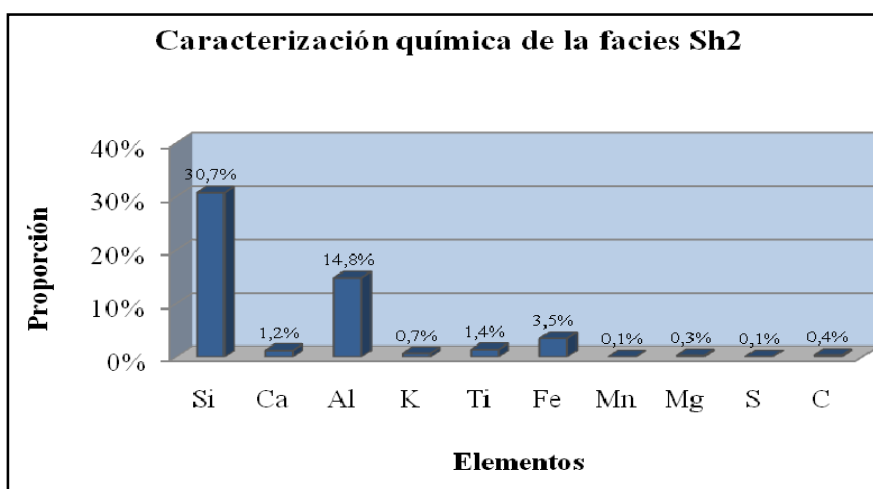


Figura 5.31 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies Sh2. Nótese los elevados valores de Al en comparación con las demás facies caracterizadas por este perfil.

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	30,7	1,2	14,8	0,7	1,4	3,5	0,1	0,3	0,1	0,4	18	6	5	2,2	24,3	30,2	3,2
Máx	35,4	3,1	21,9	1,0	2,5	5,6	0,1	1,3	0,4	1,6	26	13	9	3,5	64,4	77,9	4,4
Mín	22,4	<0,1	8,3	0,3	0,5	2,0	0,1	0,1	0,1	0,1	11	4	2	1,2	13,4	16,8	1,5
D.E.	3,5	1,0	3,0	0,2	0,6	0,8	0,0	0,3	0,1	0,4	3	2	2	0,5	11,4	13,6	0,7

Tabla 5.14 – Caracterización química de la facies Sh2.



### 5.2.8 Caracterización de la facies C

La facies C es una facies muy discreta y poco común dentro de las facies definidas para el pozo A, con una presencia menor al 1% del total de facies reconocidas en este trabajo, pero con alta importancia desde el punto de vista de interpretación paleoambiental. Está constituida por carbones y lutitas carbonosas cuyos espesores individuales generalmente son menores a 2 pies, y se encuentra asociada con depósitos de llanuras de inundación (AF1) y bahías interdistributarias (AF3) en contactos mayormente transicionales con facies lutíticas Sh1 y Sh2.

Desde el punto de vista convencional (Tabla 5.15), la principal característica de esta facies es el bajo valor en el perfil de densidad (1,60 g/cc), el cual distingue fácilmente esta facies de las demás facies sedimentarias; mientras que los valores del perfil de rayos gamma promedian 81,4 API, siendo ligeramente menores a las facies lutíticas Sh1 y Sh2. Otra característica diagnóstica para esta facies es la presencia de anisotropía resistiva con valores que promedian 2,77. Estos valores de anisotropía son coherentes por la naturaleza de los carbones al paso de la corriente eléctrica.

	Gr (API)	Den (g/cc)	R-Hor (ohm-m)	R-Vert (ohm-m)	Anisotropía
Prom	81,4	1,60	7,1	20,1	2,77
Máx	113,0	1,97	9,8	32,5	3,32
Mín	58,0	1,36	4,0	10,5	2,20
D.E.	18,4	0,19	1,8	6,8	0,35

Tabla 5.15 – Caracterización petrofísica de registros convencionales y resistividad vertical de la facies C.

El comportamiento de las imágenes microresistivas para la facies C se muestra en las figuras 5.32 y 5.33. En ambos casos se observa que la facies C corresponde con un intervalo fuertemente resistivo de contactos definidos y poco espesor que se ubica dentro de intervalos lutíticos que pueden ser Sh1 o Sh2. Este comportamiento se observa de forma más clara en la figura 5.33, donde resaltan dos capas de carbones de espesor cercano a 2 pies cada una, que presentan una coloración clara asociada con alta resistividad, localizadas dentro de un intervalo lutítico de la facies Sh2.

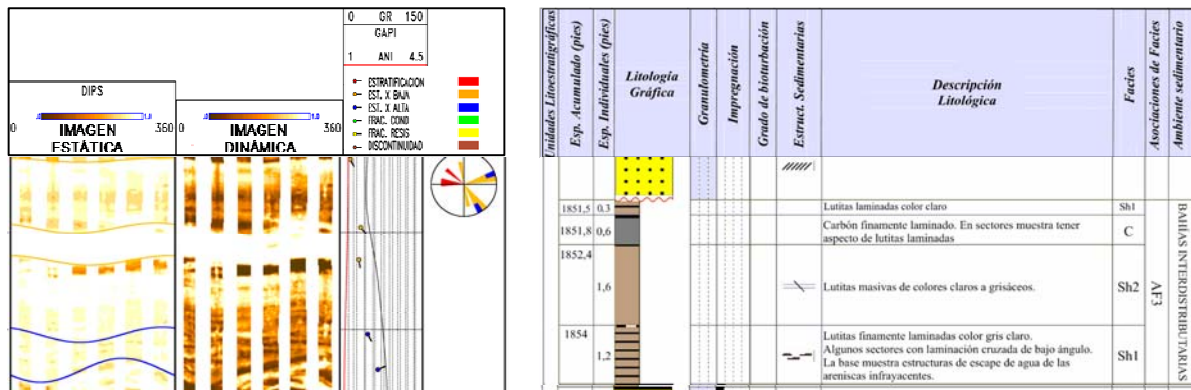


Figura 5.32 – Comparación núcleo–perfil entre la facies carbonosa C y el perfil eléctrico de imágenes. Igualmente en esta figura se aprecia la respuesta de la AF3 en el perfil de imágenes (véase sección 5.3.3).

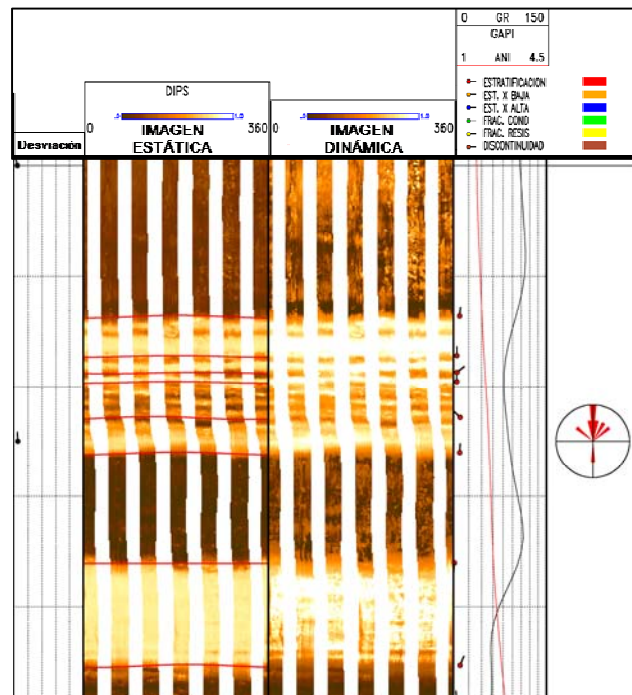


Figura 5.33 – Respuesta del perfil eléctrico de imágenes para otro intervalo de facies carbonosa C.

Con relación a la respuesta del perfil de RMN para la facies C, tal y como se puede apreciar en la figura 5.34, no se reconoció un patrón de repuesta en este perfil que permita caracterizar esta facies. La causa probablemente radica en que los espesores de estas facies generalmente no superan 2 pies de espesor; en el caso de los núcleos del pozo A, estos espesores no superan

los 0,6 pies. Por tanto, estos horizontes se encuentran por debajo del umbral de resolución vertical de la herramienta y no generan una respuesta característica en este registro.

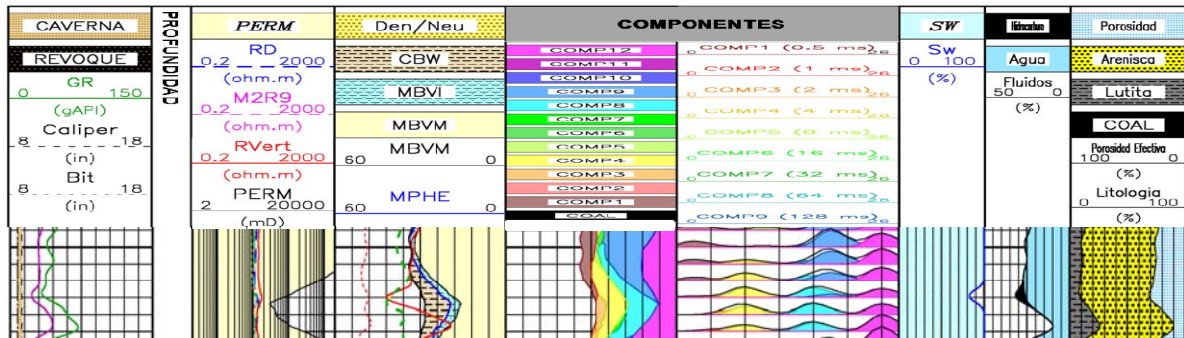


Figura 5.34 – Respuesta del perfil de RMN en el intervalo mostrado en la figura 5.32. Nótese que no existe ningún patrón específico en la respuesta de este perfil para la facies carbonosas C.

Sin embargo, desde el punto de vista químico, el perfil de espectroscopía elemental generalmente si logra detectar estos horizontes de carbones y lutitas carbonosas, el cual se caracteriza por un aumento significativo en la proporción del elemento C. En la figura 5.35, este aumento puede alcanzar hasta 10%; aunque evaluando el promedio de todos los intervalos donde se reconoció esta facies se obtuvo que el elemento C supera el 20% y el elemento Si disminuye considerablemente por debajo del 20% (Fig. 5.36 y Tabla 5.16).

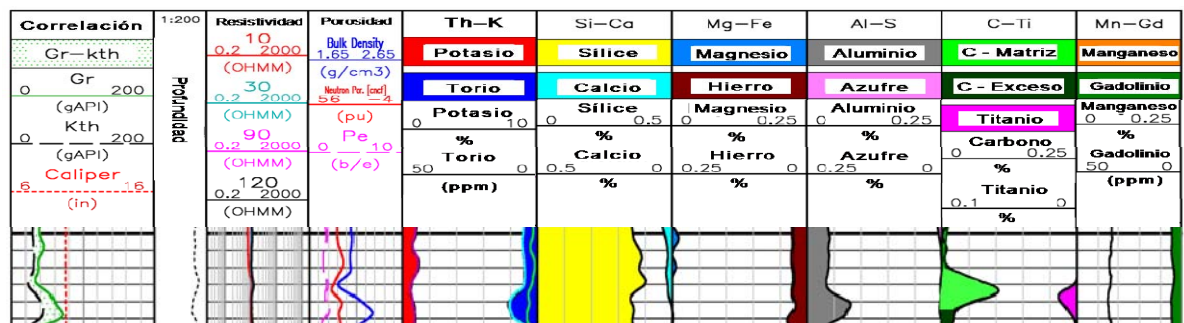


Figura 5.35 – Respuesta del perfil de espectroscopía elemental para la facies C. Nótese como existe un aumento importante en la proporción del elemento C (color verde claro) asociado al horizonte de la facies C.

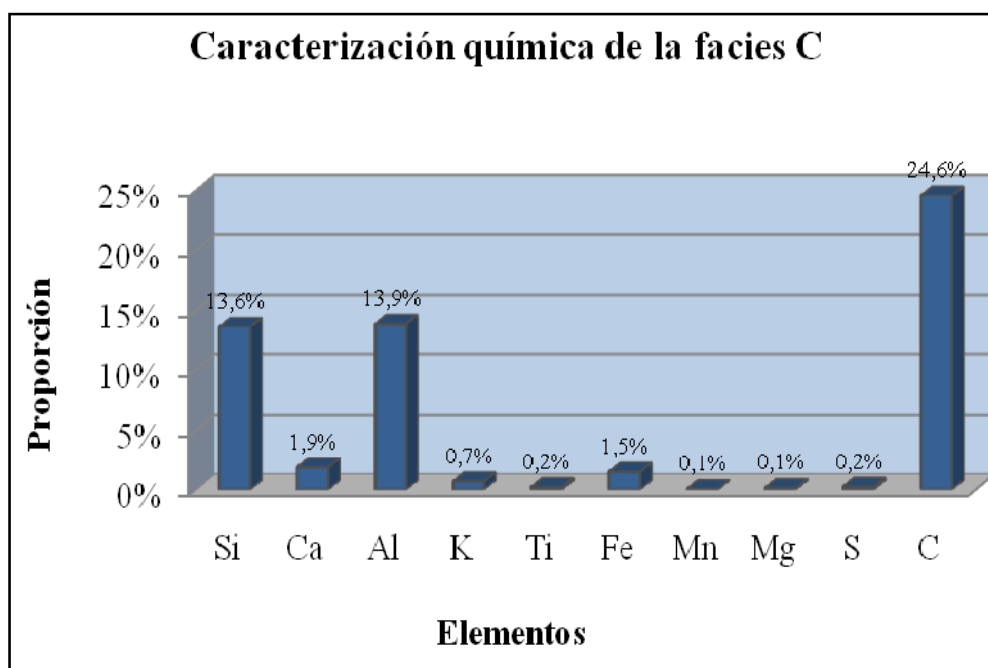


Figura 5.36 – Composición química de elementos mayoritarios de la facies C.

	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
Prom	13,6	1,9	13,9	0,7	0,2	1,5	0,1	0,1	0,2	24,6	12	4	3	1,1	21,2	18,8	2,9
Máx	23,8	3,8	19,4	1,0	0,5	2,0	0,1	0,9	0,5	38,6	17	5	4	2,7	30,1	26,8	3,7
Mín	7,6	0,1	8,2	0,4	<0,1	1,0	0,1	0,1	0,1	11,7	7	3	2	0,7	10,2	9,1	1,7
D.E.	3,9	1,1	3,9	0,2	0,2	0,3	0,0	0,2	0,2	8,9	3	1	1	0,6	4,9	4,4	0,6

Tabla 5.16 – Caracterización química de la facies carbonosa C.

Hasta este momento se han discutido individualmente las características observadas en cada uno de los perfiles utilizados en este trabajo y las ocho facies sedimentarias identificadas durante la descripción de núcleos del pozo A. En la tabla 5.17 se encuentran resumidas todas las características químicas obtenidas por el perfil de espectroscopía elemental, así como los valores de resistividad vertical, factor de anisotropía y evaluación de los perfiles convencionales.

FACIES	Gr (API)	Den (g/cc)	RH (ohm-m)	RV (ohm-m)	Ani	Si (%)	Ca (%)	Al (%)	K (%)	Ti (%)	Fe (%)	Mn (%)	Mg (%)	S (%)	C (%)	Th (ppm)	U (ppm)	Gd (ppm)	Si/Al	Al/K	Th/K	Th/U
<b>Sd1</b>	28,4	2,10	17,5	29,2	1,25	38,6	0,9	2,5	0,6	0,1	1,1	0,1	0,2	0,2	3,0	4	1	4	17,5	3,9	5,9	3,9
<b>Sd3</b>	37,2	2,09	14,1	20,3	1,40	36,5	1,4	3,4	0,9	0,3	2,1	0,1	0,3	0,3	1,9	4	2	4	11,4	3,7	4,9	5,2
<b>Sd5</b>	34,9	2,19	25,2	30,2	1,20	39,5	1,0	3,4	0,4	<0,1	1,6	0,1	0,1	0,1	5,9	6	2	4	12,2	10,3	17,5	2,9
<b>H11</b>	47,1	2,11	30,5	62,3	2,05	35,8	1,2	4,6	1,0	0,4	2,8	0,1	0,5	0,4	8,1	6	2	5	8,0	4,5	5,8	3,9
<b>H12</b>	63,1	2,25	10,7	22,2	2,05	31,2	1,6	6,3	1,1	0,8	4,1	0,1	0,5	0,4	5,5	8	3	4	5,2	5,6	7,2	2,7
<b>Sh1</b>	111,1	2,25	3,5	9,1	2,63	25,4	0,7	12,8	1,5	0,9	5,3	0,1	1,1	0,4	3,0	16	6	3	2,2	8,8	10,8	2,6
<b>Sh2</b>	104,1	2,41	9,95	12,89	1,29	30,7	1,2	14,8	0,7	1,4	3,5	0,1	0,3	0,1	0,4	18	6	5	2,2	24,3	30,2	3,2
<b>C</b>	81,4	1,60	7,1	20,1	2,77	13,6	1,9	13,9	0,7	0,2	1,5	0,1	0,1	0,2	24,6	12	4	3	1,1	21,2	18,8	2,9

Tabla 5.17 – Comparación de la composición química y parámetros petrofísicos de las ocho facies reconocidas durante este estudio. Las casillas enmarcadas en color azul representan valores diagnósticos que identifican cada una de estas facies.

Haciendo un análisis generalizado por grupos de facies (arenosas, heterolíticas, lutíticas y carbonosas) se observa como el perfil de rayos gamma ayuda a separar a grandes rasgos estos grupos pero no es el caso de los perfiles de densidad ni resistividad. Por su parte, desde el punto de vista químico, el contenido de Si es un valor muy útil para discriminar estos grupos de facies puesto que indica cualitativamente el contenido de lutitas presentes. De forma generalizada se puede establecer que valores de Si mayores a 36% representan facies arenosas, entre 36% y 31% representan facies heterolíticas y menores a 31% facies lutíticas. La relación Si/Al también constituye otra variable muy importante que ayuda discriminar los tipos de facies, e inclusive ayuda a discriminar entre ellas; evaluando la tabla 5.17 se observa que las facies arenosas se caracterizan por presentar valores de Si/Al  $> 10$ , la facies heterolítica arenosa (H11) valores de  $8 \pm 1,5$ , la facies heterolítica lutítica (H12) valores de  $5,2 \pm 1,2$ , y las facies lutíticas con valores menores a 3,5 aproximadamente.

Adicionalmente los elementos Al, Fe, U y Th ayudan a caracterizar estas facies entre sí puesto que existe una tendencia de aumento en la proporción de estos elementos en la medida que aumenta el contenido de arcillas en las facies. Por ejemplo, valores menores a 4,0% de Al generalmente se asocian a facies arenosas, entre 4,0% y 5,5% se asocian a facies H11, entre 5,5% y 8,0% se asocian a facies H12, y finalmente valores mayores a 10% se asocian a facies lutíticas.

Los otros elementos detectados por este perfil: Ca, Ti, Mn, Mg, S y Gd, presentan valores poco diagnósticos para establecer tendencias por facies o que ayuden a identificar o discriminar grupos de facies con otros. En el caso de los elementos Ti, Mn y Mg, la proporción presente de estos elementos es muy baja y entra dentro del campo de resolución de esta tecnología; por tanto, estos elementos presentaron alta dispersión de sus valores. Por otra parte, los elementos Ca y S también fueron poco diagnósticos. Es conveniente recordar que los lodos de perforación generalmente llevan disueltos compuestos con Ca, S, Mg, Fe, entre otros, y probablemente esto sea una fuente de error o dispersión, especialmente en litologías con alta porosidad y permeabilidad como es el caso de las facies arenosas.

Adicionalmente, durante la caracterización química de cada una de las facies sedimentarias definidas no se observaron variaciones verticales apreciables en la composición química dentro de la secuencia estudiada. Afortunadamente la secuencia oligo-miocena estudiada en esta región no presentó cambios importantes respecto a condiciones de oxido – reducción, fuente de aporte o grado diagenético, lo cual permitió que se efectuara exitosamente la caracterización química para cada facies. No obstante, en aquellas secuencias donde si ocurran algunos de estas situaciones particulares, probablemente el perfil registraría los cambios químicos verticales asociados y por lo tanto, una misma facies pudiera presentar composiciones químicas diferentes lo cual imposibilitaría la capacidad de reconocer facies sedimentarias evaluando sólo las respuestas químicas.

Finalmente, evaluando los resultados del perfil de resistividad vertical, se puede establecer que las facies que presentan anisotropía resistiva son las facies H11, H12, Sh1 y C; el resto de facies no presentan valores elevados de anisotropía significativos, y por lo tanto, este otro parámetro también es útil para discriminar entre facies sedimentarias.

### **5.3 INTERPRETACIÓN DE LAS ASOCIACIONES DE FACIES**

#### **5.3.1 Interpretación de la asociación AF1: llanuras de inundación**

La asociación de facies AF1 corresponde con depósitos de llanuras de inundación y está compuesta por una sucesión vertical de facies de lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosa (C). Una vista integrada de la respuesta de estos perfiles para la asociación AF1 junto a otras asociaciones se observa en la figura 5.37; en el caso de la AF1 el perfil de imágenes microresistivas muestra un horizonte lutítico con laminación paralela con elevados valores de anisotropía resistiva correspondiente con la facies Sh1, mientras que en el perfil de RMN se observa una señal clara asociada al componente del CBW.

Desde el punto de vista químico se observan valores elevados de Al, Fe y K junto con valores de Si que no exceden 28% promedio. Estas características están claramente asociadas con la facies de lutitas laminadas Sh1; y debido a su relación vertical con depósitos de canales entrelazados (AF2) se puede confirmar que esta asociación de facies corresponde con los depósitos de llanuras de inundación (AF1). Estas relaciones verticales de facies primero fueron determinadas en las descripciones de los núcleos del pozo A antes de ser extrapoladas a las características de los perfiles.

Los espesores de esta asociación de facies varían entre unos pocos a pies hasta decenas de pies. En la figura 5.37 se observa que la asociación de facies AF1 está ubicada hacia la base del pozo A dentro de la secuencia oligocena y está en contacto con depósitos de abanicos de rotura (AF6) y canales entrelazados (AF2). Es conveniente comentar que todas estas figuras mostradas para caracterizar las asociaciones de facies están representadas en escalas mayores a 1:200; sin embargo, previamente se efectuó un trabajo detallado con el perfil de imágenes y la columna estratigráfica a escala 1:20. El hecho de mostrar las asociaciones de facies a esa escala y no en una escala detallada, se debe a razones de representación en este trabajo y también a la resolución vertical de los perfiles de resonancia magnética nuclear, espectroscopía elemental y resistividad vertical.



### 5.3.2 Interpretación de la asociación AF2: canales entrelazados

La respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para la asociación de facies AF2 correspondiente con depósitos de canales entrelazados se muestra en la figura 5.38. La asociación AF2 es una secuencia granodecreciente formada por la facies Sd1 en la base que verticalmente grada hacia las facies arenosas de grano más fino (Sd3 y Sd5). El perfil de imágenes para esta asociación muestra zonas con estratificaciones cruzadas de alto ángulo (Sd1 principalmente) que verticalmente tienen la tendencia de disminuir el ángulo y culminan en eventos subhorizontales, y en algunos casos, tienen aspecto masivo (facies Sd3 y Sd5). Desde el punto de vista químico, la asociación AF2 presenta elevados valores de Si que muestran un comportamiento uniforme con muy pocas variaciones; de forma inversa, los elementos asociados a las arcillas (Al, Fe, Mg, K, Th y U) presentan valores mínimos en esta asociación.

El perfil de resonancia magnética permite reconocer secuencias donde existe una tendencia de disminución de los tiempos de decaimiento verticalmente hacia el tope. Estas secuencias pueden ser interpretadas como secuencias “porodecrecientes” o secuencias con tendencia granodecreciente que poseen tiempos de decaimiento en su base entre 250 – 300 ms (facies Sd1) que verticalmente disminuyen a 150 – 200 ms (facies Sd3) y culminan en tiempos menores a 100 ms (facies Sd5) en el tope, mostrando cambios en la coloración desde tonos morados pasando por los colores azules terminando incluso en colores verdosos y verdosos (generalmente asociados al CBW). En la figura 5.38 estas tendencias “porodecrecientes” están indicadas como flechas en color azul, mientras que las superficies en el tope y base de estas secuencias, que se marcan como líneas punteadas de color rojo, posiblemente corresponden con superficies de reactivación de estos canales que permiten generar estas espesas secuencias de canales apilados. La interpretación del perfil eléctrico de imágenes en escala detallada confirma la hipótesis de la existencia de estas superficies de reactivación dentro de estas secuencias arenosas e igualmente, durante la descripción de los núcleos del pozo A, se reconocieron superficies de reactivación dentro de estos depósitos de canales.

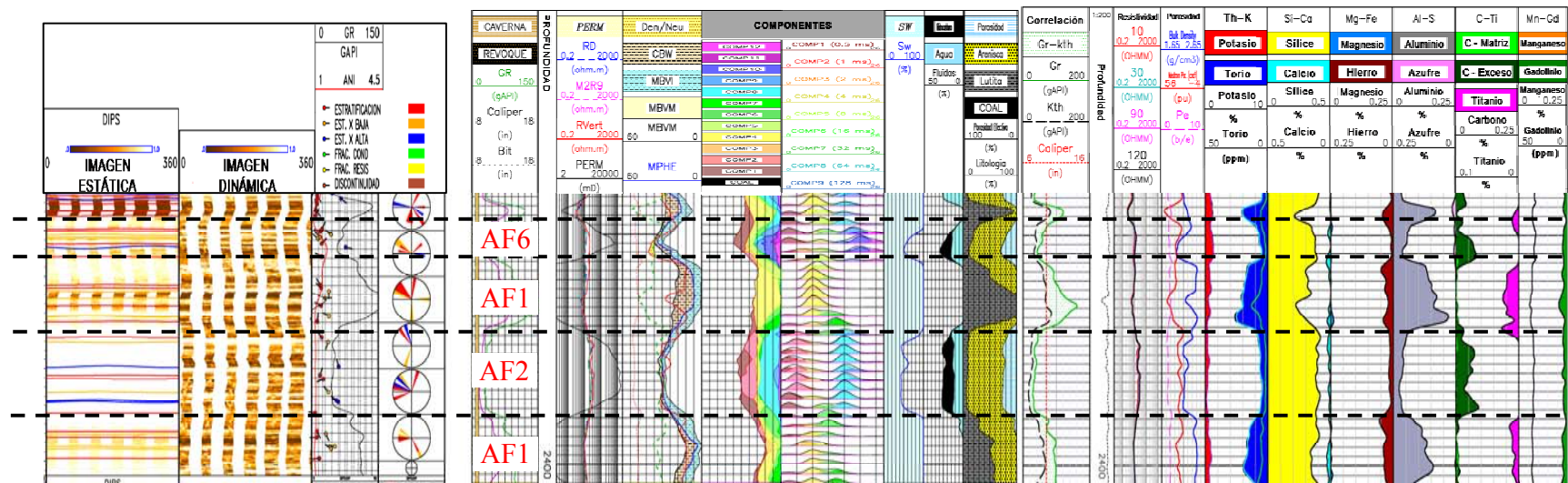


Figura 5.37 – Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de llanuras de inundación (AF1), canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6). Nótese como en las secuencias de llanuras de inundación el perfil de RMN obtiene una señal clara asociada al parámetro CBW mientras que desde el punto de vista químico, esta asociación presentó valores bajos de Si y valores altos de Al y Fe, en comparación con las asociaciones AF2 y AF6.

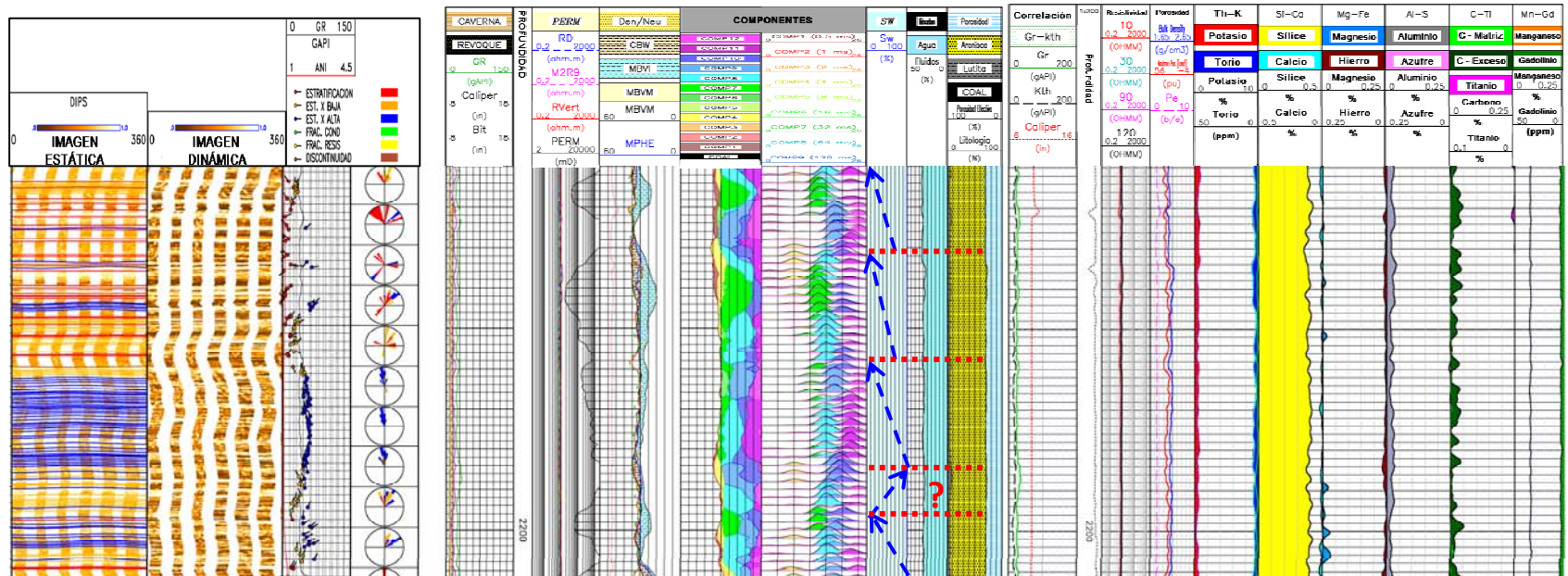


Figura 5.38 – Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de canales entrelazados (AF2). Nótese como en el perfil de imágenes se identifican eventos asociados a estratificaciones cruzadas de alto ángulo características de la facies Sd1 y Sd3. En el perfil de RMN se observan tendencias (flechas de color azul) producto de cambios en el tiempo de decaimiento que se asocian con secuencias porodecrecientes (por lo tanto, granodecrecientes), características de las facies Sd1 y Sd3; sin embargo, se consiguió una zona marcada con el signo interrogado (?) que pareciera mostrar una tendencia porocreciente. El perfil de resistividad vertical no detectó la presencia de anisotropía resistiva y el perfil de espectroscopia elemental señala altos valores de Si y bajo contenido de Al, Fe, K, Th y U. Las líneas punteadas de color rojo posiblemente representan superficies donde se superponen las secuencias granodecrecientes (AF2).

### 5.3.3 Interpretación de la asociación AF3: bahías interdistributarias.

Los depósitos de bahías interdistributarias representan intervalos lutíticos de espesor variable que van desde 6 pies hasta los 50 pies y se conforman por facies de lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosa (C). Frecuentemente estos depósitos presentan laminación paralela, laminación cruzada de bajo ángulo y un grado de bioturbación bajo que en ocasiones puede ser moderado.

La respuesta de esta asociación de facies en los perfiles permite caracterizarla con una señal clara y uniforme dentro del campo del agua ligada a las arcillas (CBW) en el registro de RMN, mientras que el perfil eléctrico de imágenes ofrece una respuesta de bajas resistividades (colores oscuros en la imagen estática y una frecuencia alta de eventos con tendencia subhorizontal y de muy bajo ángulo asociados a la laminación de la facies Sh1, aunque también presenta zonas masivas asociadas a las facies Sh2 y C. La integración de las imágenes con el registro de RMN se observa en la figura 5.39 mientras que la evaluación de la respuesta detallada del perfil de imágenes se aprecia en la figura 5.40.

Finalmente, la respuesta del perfil de espectroscopía elemental para esta asociación se observa en la figura 5.41, donde la composición química de estos depósitos evidencia claramente que son facies lutíticas con valores altos de Al, Fe, Th y K mientras que el Si apenas alcanza el 27% en promedio.

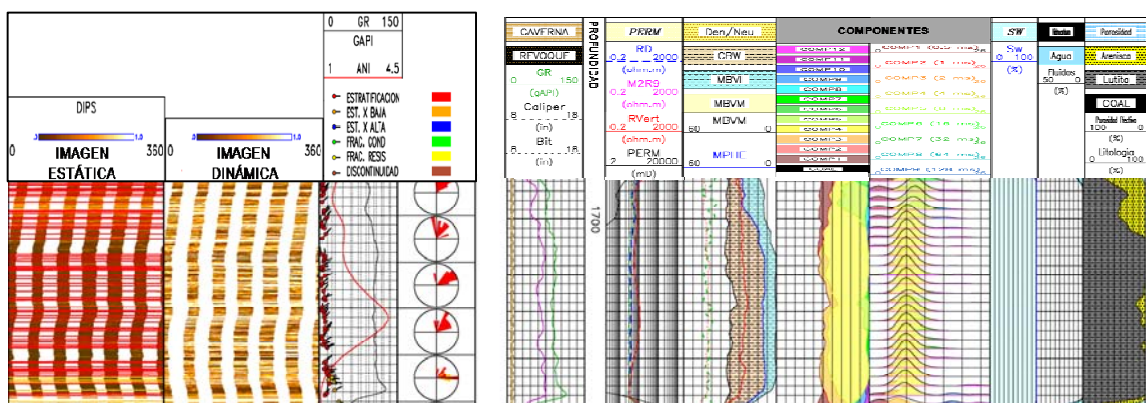


Figura 5.39 – Caracterización con los perfiles de imágenes y RMN de los depósitos de llanuras de inundación (AF1). La señal del perfil de RMN entre 4 ms y 8 ms (campo del CBW) es uniforme en todo el intervalo correspondiendo con facies lutíticas y las imágenes muestran la facies Sh1.

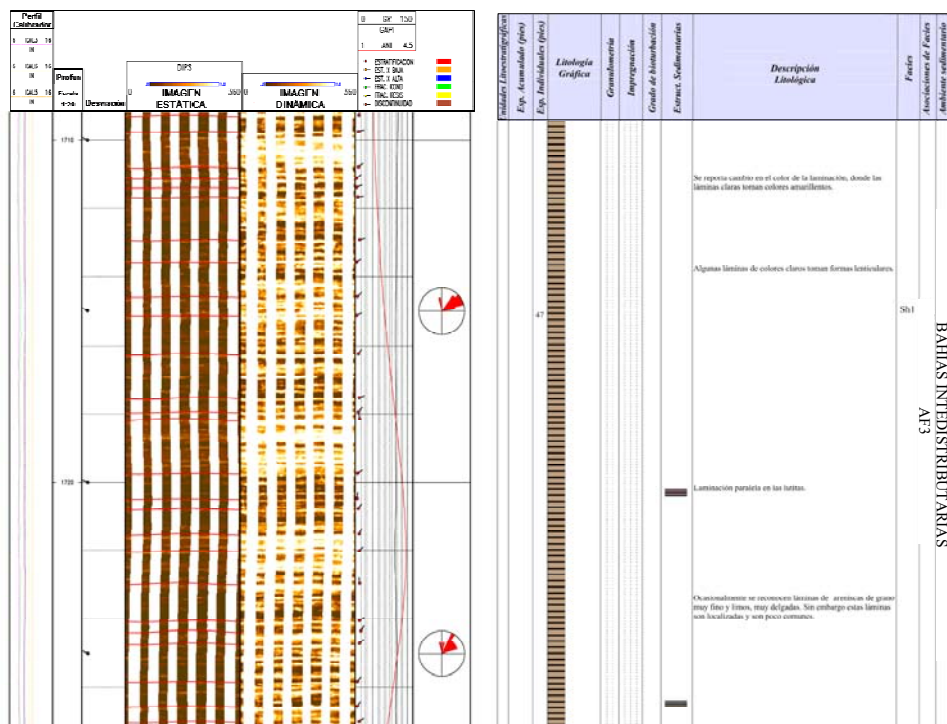


Figura 5.40 – Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF3 (depósitos de bahías interdistributarias). Nótese como la respuesta claramente corresponde con la facies Sh1.

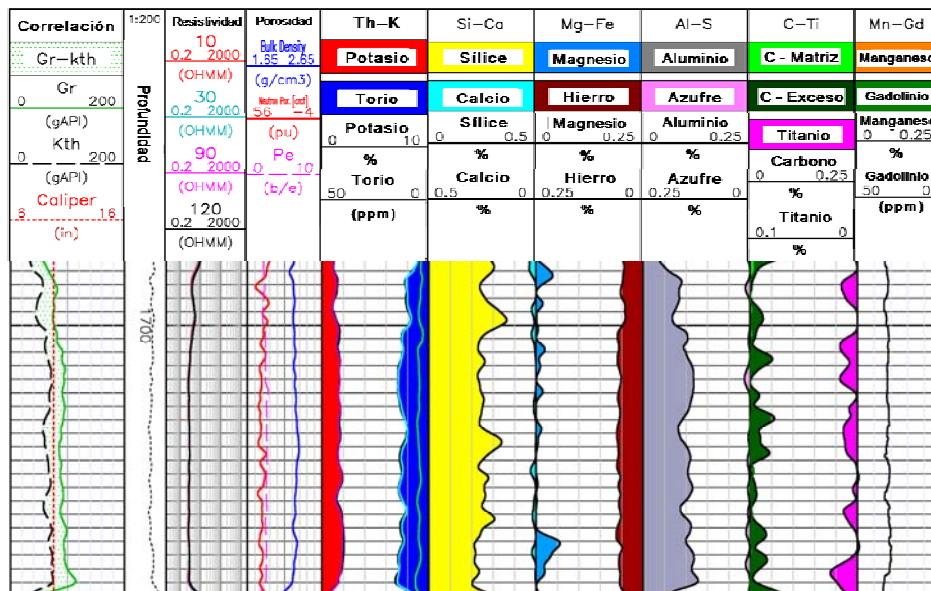


Figura 5.41 – Respuesta del perfil de espectroscopia elemental para la asociación AF1. Nótese los valores bajos de Si y altos de Al, Fe, Th y K.

### **5.3.4 Interpretación de la asociación AF4: Canales distributarios.**

La asociación de facies AF4 corresponde con una secuencia granodecreciente de base erosiva conformada verticalmente por las facies Sd1, Sd3 y Sd5 la cual, al igual que la AF3, se relacionada con los depósitos deltaicos de la secuencia miocena (Formación Oficina). La visión integrada de los perfiles de alta tecnología para esta asociación se observa en la figura 5.42 donde, al igual que la respuesta de la asociación AF2, la asociación AF4 muestra un comportamiento “porodecreciente” en el perfil de RMN (flechas en color azul) que se repite verticalmente separada por posibles superficies de reactivación.

Por su parte, el perfil de imágenes microresistivas muestra secuencias granodecrecientes (Sd1 → Sd3 → Sd5) donde se reconocen contactos basales abruptos, algunos de carácter erosivo, y eventos de alto ángulo asociados a estratificaciones cruzadas que verticalmente tienden a horizontalizarse. Adicionalmente, algunos de estos eventos en las imágenes están asociados a estratificaciones cruzadas con direcciones opuestas, lo cual evidencia la presencia de estratificaciones cruzadas bidireccionales. También se observa en el perfil de imágenes la presencia de delgados horizontes conductivos posiblemente asociados a ropajes de arcilla (mud drapes). El espesor individual de esta asociación promedia 10 pies aproximadamente; sin embargo, esta asociación se puede apilar verticalmente alcanzando varias decenas de pies de espesor (Fig 5.42). Desde el punto de vista químico, el perfil de espectroscopía elemental arroja valores elevados de Si mientras que los elementos Al, K, Fe, Th y U presentan valores mínimos. Es conveniente señalar que desde el punto de vista químico no existe una diferenciación entre los depósitos de canales entrelazados (AF2) y los depósitos de canales distributarios (AF4).

### **5.3.5 Interpretación de la asociación AF5: Llanuras de mareas**

Los depósitos de llanuras de marea (AF5) se componen mayoritariamente de las facies heterolíticas arenosas (H11) y lutíticas (H12), y en menor proporción, de facies lutíticas Sh1, Sh2, y facies carbonosa C. La figura 5.43 permite obtener una visión integrada de los cuatro perfiles de alta tecnología junto con los registros convencionales para esta asociación. En esta figura se destaca claramente en el perfil de RMN la existencia de varios

picos de decaimiento en el espectro de T2 que señalan la presencia de facies heterolíticas. En el perfil de imágenes (Fig 5.44) se observa una alta frecuencia de eventos asociados a estratificación paralela, cruzada de bajo ángulo y lenticulares/onduladas/flaser, los cuales poseen una alta dispersión en su orientación espacial. Por otra parte, el perfil de resistividad vertical detecta la presencia de fuerte anisotropía resistiva en toda la secuencia y el perfil de espectroscopía elemental determina proporciones de Si, Al, Fe, Si/Al características de las facies heterolíticas H11 y H12. De esta forma, la asociación de facies AF5 puede ser fácilmente reconocida haciendo un análisis integrado de los resultados de estos registros.

La línea segmentada en color rojo en la figura 5.43 señala un cambio dentro de esta secuencia de llanuras mareales, donde la sección superior está dominada por facies heterolíticas lutíticas H12 y facies lutíticas Sh1 y Sh2; mientras que la sección inferior tiene mayor proporción de heterolitas arenosas H11. Posiblemente la sección basal de esta secuencia corresponde con la parte baja de la llanura de mareas mientras que la sección superior representa la llanura de mareas alta. Es conveniente resaltar la utilidad de estos perfiles que logran detectar estos pequeños cambios dentro de una misma secuencia de llanuras de marea y que permite realizar este tipo de inferencias paleoambientales.

Otro elemento que vale resaltar es la respuesta detallada del perfil de imágenes para esta asociación de facies que se muestra en la figura 5.44. Nótese como el perfil de imágenes responde coherentemente con los diferentes cambios de facies en la columna sedimentaria, permitiendo identificar las facies de lutitas masivas (Sh2), lutitas laminadas (Sh1), heterolitas lutíticas (H12) y heterolitas arenosas (H11). Se puede observar como los horizontes en las imágenes reflejan las estratificaciones lenticulares, onduladas e irregulares de las facies heterolíticas lutíticas (H12) en las imágenes estática y dinámica.

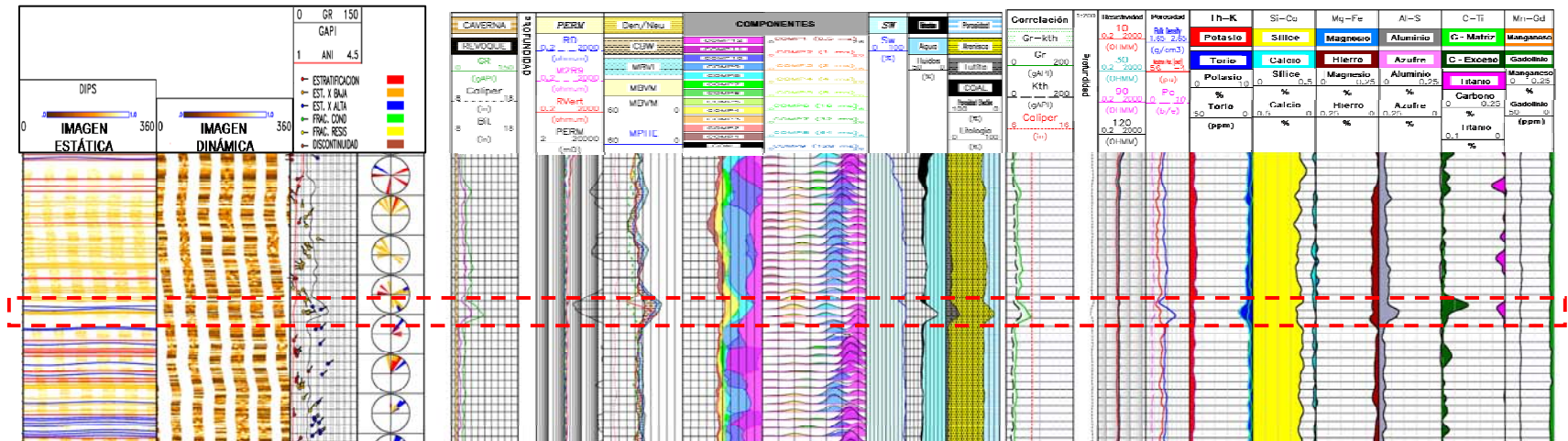


Figura 5.42 – Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de bahías interdistributivas (AF3) y canales distributivos (AF4). El recuadro rojo encierra la asociación AF3 y el área fuera representa la asociación AF4. El análisis estadístico de los eventos en la imagen muestra una alta dispersión posiblemente producto de estratificaciones bidireccionales ocasionadas por la influencia mareal en algunos sectores de estos canales distributivos.

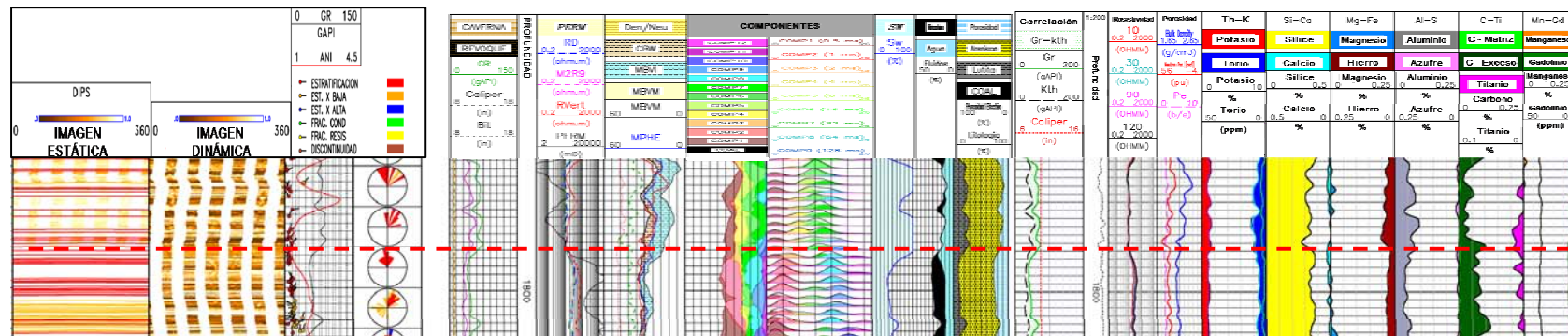


Figura 5.43 – Caracterización de la respuesta de los perfiles de alta tecnología para los depósitos de llanuras de mareas (AF5). Nótese la dispersión de los eventos reportados en las imágenes; de igual forma el registro de RMN reporta varias señales con diferentes tiempos de decaimiento que provienen del CBW, BVI y BVM, donde se reconocen señales típicas de facies H11 y H12 separadas en 1790 pies (línea roja segmentada). Químicamente, la AF5 reporta alta proporción de Al y Fe, y valores de Si entre 31% y 36% promedio.



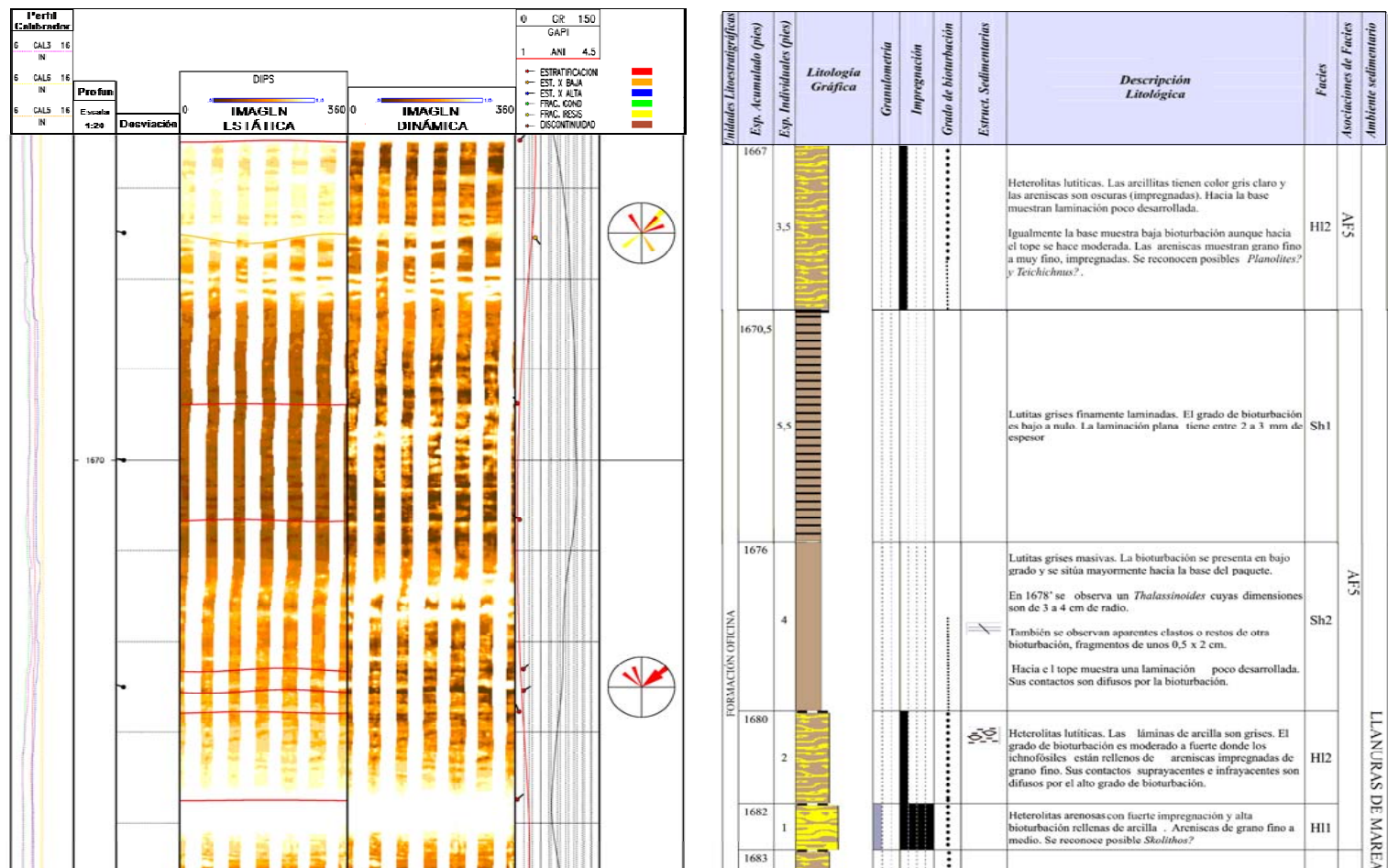


Figura 5.44 – Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF5 (depósitos de llanuras de marea). Nótese como en la imagen dinámica se observan las características texturales de las facies, permitiendo discriminar entre las facies lutíticas y heterolíticas. De esta forma, cuando se observa este comportamiento en las imágenes, en el perfil de RMN se detecta señales de decaimiento en diferentes tiempos y en el perfil de espectroscopía elemental se registran valores asociados a facies heterolíticas, se logra identificar estos depósitos asociados a llanuras mareales (AF5).

### **5.3.6 Interpretación de la asociación AF6: abanicos de rotura**

Los depósitos de abanicos de rotura son secuencias de poco espesor (< 2 pies) con tendencia granodecreciente y base erosiva sobre asociaciones AF1, AF3 y AF5, que se componen de facies arenosas de grano medio en la base (Sd3) que verticalmente gradan a facies más finas con contactos transicionales con las mismas asociaciones anteriores. Como se observa en la figura 5.37 mostrada anteriormente, los depósitos de abanicos de rotura son delgados horizontes de composición fundamentalmente arenosa (Sd3) y esta respuesta es observada tanto el perfil de RMN con señales asociadas a BVM sobre 128 ms, como en el perfil de espectroscopía elemental con proporciones elevadas de Si y valores bajos de Fe y Al. En el perfil eléctrico de imágenes no se reconoció una respuesta diagnóstica para este intervalo en particular que permitiera caracterizar esta asociación; en la figura 5.37 sólo se reconoció un contraste en la coloración de las imágenes estática y dinámica (contraste de resistividad) pero exhibiendo el mismo carácter masivo de la facies Sh2 infrayacente. Sin embargo, este fue sólo un caso puntual puesto que en otras secuencias de abanicos de rotura si se logró identificar esta asociación con el perfil de imágenes.

De hecho, en la figura 5.45 se muestra un intervalo donde se reconoció la asociación AF6 y en este caso, sí se observó una respuesta más diagnóstica del perfil de imágenes para esta asociación que incluye: un cambio en la coloración de las imágenes, base claramente abrupta, espesor delgado y contacto superior transicional. Sin embargo, el espesor de este intervalo no superó 0,5 pies en los núcleos, y por lo tanto, no fue posible reconocerlo en los demás perfiles utilizados en este trabajo.

Un elemento clave para identificación de esta asociación de facies es su relación vertical con los depósitos adyacentes. La asociación AF6 se observa desarrollada únicamente sobre depósitos de llanuras de inundación, bahías interdistributarias y llanuras de marea. De esta forma, pueden interpretarse como pequeños “pulsos” arenosos con base erosiva, tendencia granodecreciente y contactos superiores transicionales que se ubican dentro de estos depósitos mayoritariamente lutíticos.

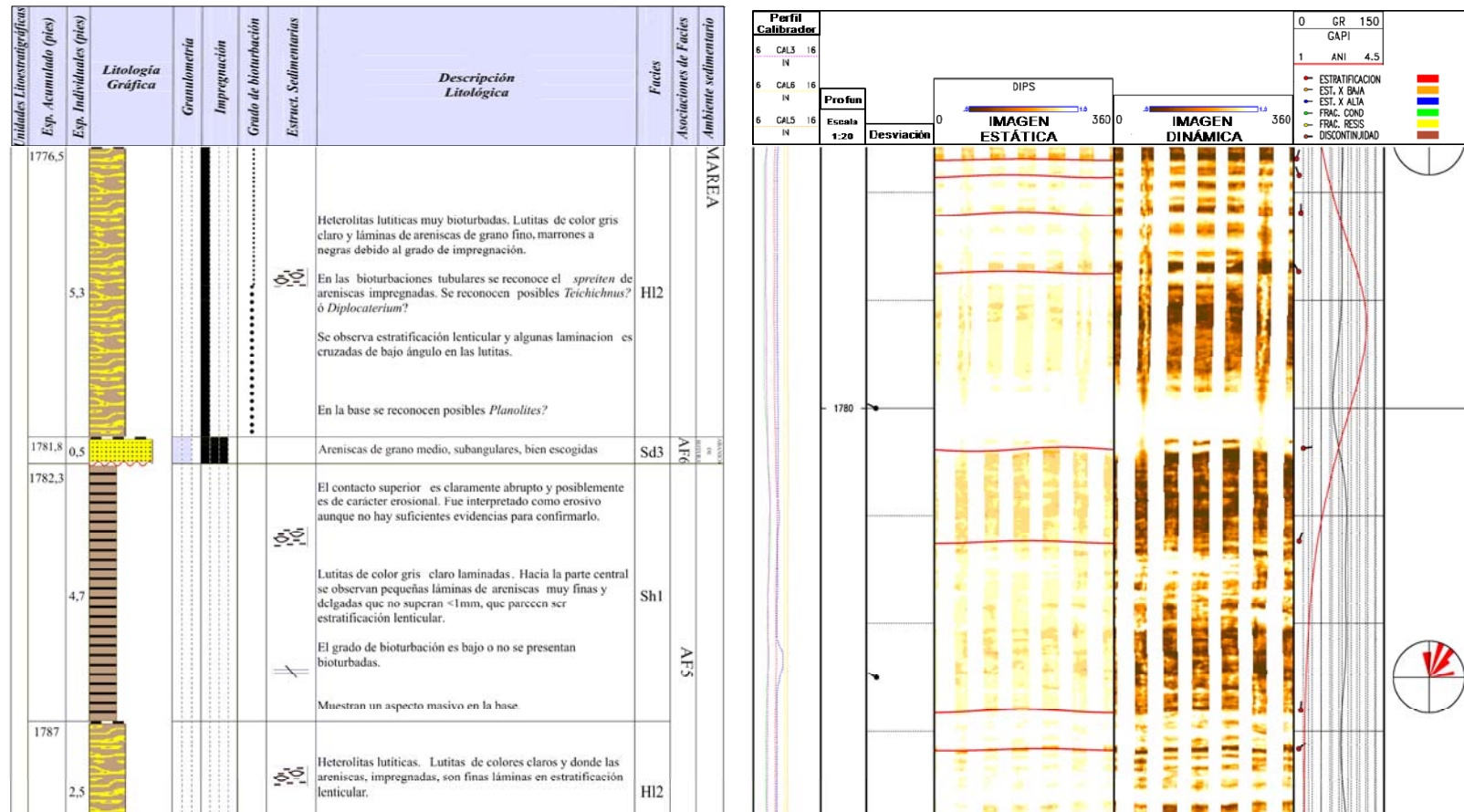


Figura 5.45 – Respuesta del perfil de imágenes en escala detallada para la asociación AF6 (depósitos de abanicos de rotura). Nótese que las imágenes registran las facies heterolíticas y lutíticas de los depósitos de llanuras de marea y en el intervalo sobre 1780,5 pies, se observa un horizonte arenoso de poco espesor, base abrupta y contacto superior transicional, que evidencia posiblemente la presencia de abanico de rotura (AF6). El delgado espesor de esta asociación no permitió reconocer este mismo evento en los demás perfiles de alta tecnología.

#### **5.4 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL POZO A**

En esta sección se describe la caracterización geológica de los aproximadamente 740 pies estudiados para el pozo A producto de la integración de los resultados obtenidos de la descripción de los núcleos junto a las interpretaciones de los perfiles. Para ello se tomaron en cuenta los resultados de la descripción de los 294,4 pies de núcleos comentados en el capítulo IV; adicionalmente, en los 445,2 pies restantes la interpretación se realizó analizando la respuesta de los perfiles y tomando en consideración las caracterizaciones de todas las facies y asociaciones de facies comentadas en las secciones previas de este capítulo. Los resultados finales se presentan en la sección de anexos.

En base a las diferentes asociaciones de facies identificadas y los ambientes de sedimentación asociados, la secuencia estudiada en el pozo A puede ser dividida en dos secuencias mayores. Una sección inferior, definida entre 2403,7 y 2066 pies, que está caracterizada por depósitos de canales entrelazados (AF2), llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6) la cual corresponde con la Formación Merecure; y una sección superior comprendida entre 2066 y 1664,1 pies, donde se reconocen depósitos de canales distributarios (AF4), bahías interdistributarias (AF3), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6), asociados a la Formación Oficina.

A continuación se describe brevemente toda la secuencia estudiada en el pozo A, la cual ha sido dividida en cinco intervalos agrupados por características litológicas y paleoambientales similares. Los valores numéricos de profundidad usados para delimitar estos cinco intervalos provienen de los perfiles de pozos puesto que éstos, al tener un registro continuo de toda la sección del pozo A, poseen un mayor control de la profundidad que los núcleos.

**5.4.1 Intervalo A1: 2403’ (base) – 2340’**

Este intervalo de 63 pies de espesor corresponde con la secuencia basal de la Formación Merecure y se compone en casi un 70% por depósitos de llanuras de inundación (AF1) de espesores que superan los 15 pies, los cuales están intercalados con una secuencia de canales entrelazados (AF2) entre 2393 y 2376,8 pies, y por un delgado horizonte arenoso correspondiente a un abanico de rotura (AF6) sobre los 2352 pies (Fig 5.46). La respuesta de los perfiles de alta tecnología para este intervalo se observa en la figura 5.47 donde se aprecia la coherencia existente en los eventos reportados en los núcleos y el comportamiento en los perfiles.

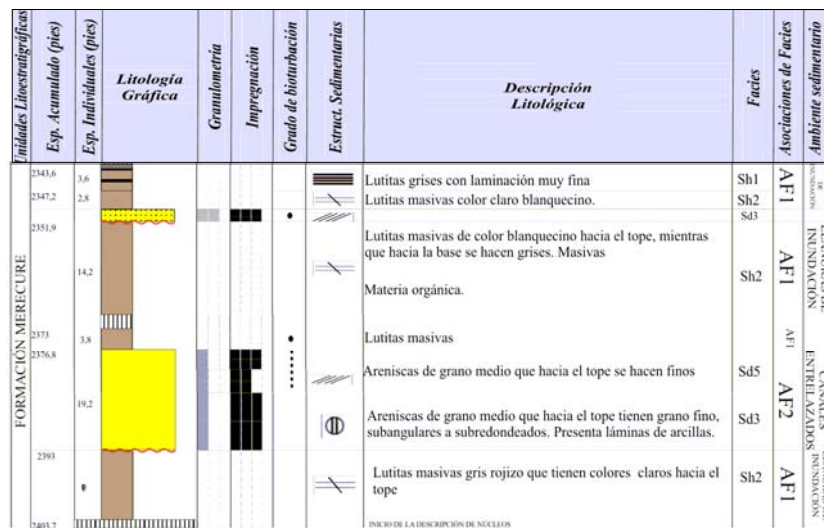


Figura 5.46 – Características sedimentológicas y estratigráficas para el intervalo A1: 2403’ – 2340’. Este intervalo está representado en un 70% aprox. de secuencias de llanuras de inundación (AF1) mientras que el restante 30% lo conforman secuencias de canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6).

**5.4.2 Intervalo A2: 2340’ – 2064’**

El intervalo A2 posee un espesor de 276 pies y está constituido en más del 95% por depósitos de canales entrelazados (AF2) que verticalmente se encuentran superpuestos, pertenecientes a la Formación Merecure (Fig 5.48). En la columna ubicada a la derecha de esta figura se observan las facies y asociaciones reconocidas en los registros de pozos donde las flechas en color azul indican la tendencia “porodecreciente” obtenida en la respuesta del perfil de resonancia magnética y las líneas rojas segmentadas representan posibles superficies de reactivación dentro de estas secuencias de canales.

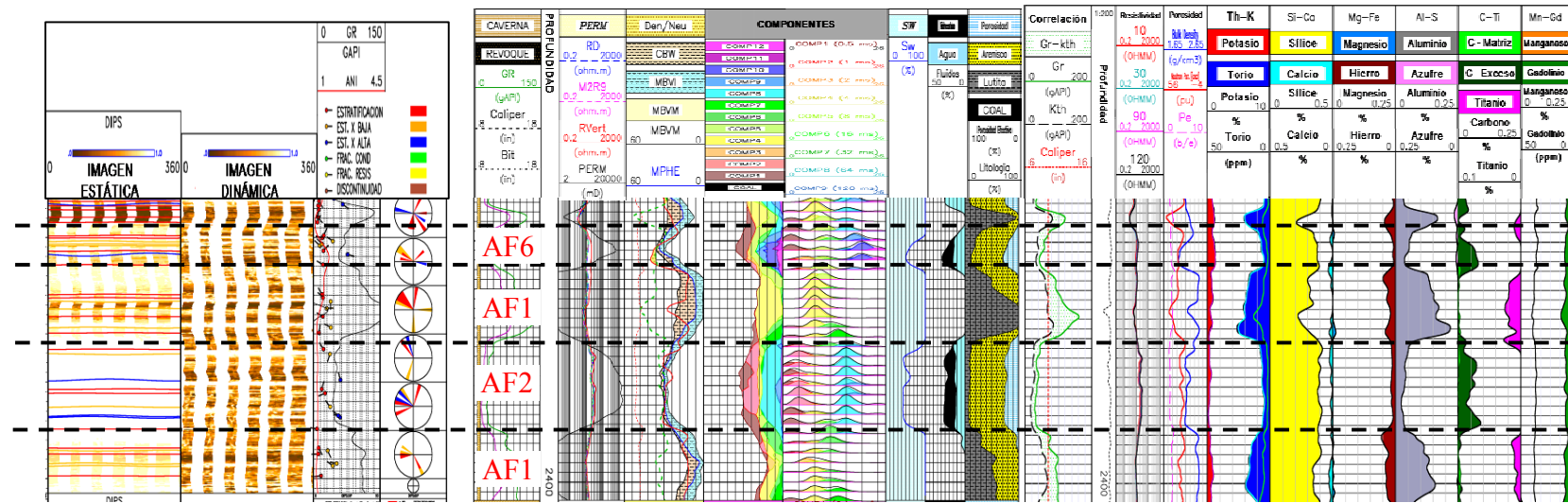


Figura 5.47 – Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A1: 2403’ – 2340’. Nótese la coherencia en las respuestas de los perfiles para las secuencias de llanuras de inundación (AF1) las cuales están intercaladas por depósitos de canales entrelazados (AF2) y abanicos de rotura (AF6).

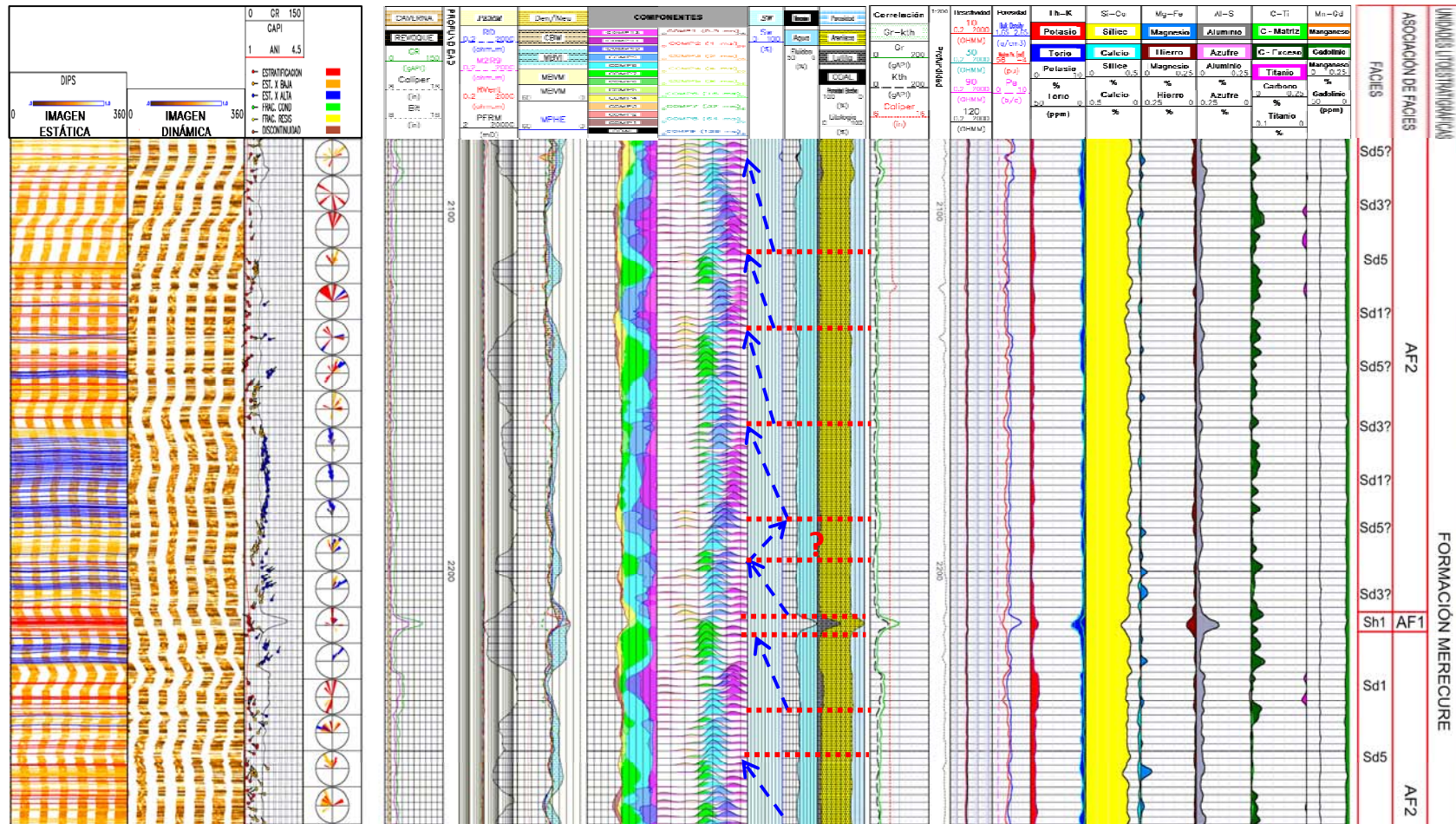


Figura 5.48 – Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo 2270’ – 2080’ perteneciente al intervalo A2. La interpretación obtenida a partir de los perfiles de alta tecnología permitió reconocer una secuencia de canales entrelazados apilados verticalmente donde las flechas azules muestran tendencias “porodecrecientes” en el perfil de RMN y las líneas rojas segmentadas posibles superficies de reactivación en los canales.

**5.4.3 Intervalo A3: 2064' – 1956'**

El intervalo A3 tiene un espesor total de 108 pies y está conformado por una secuencia de bahías interdistributarias (AF3) de 64 pies en la base y depósitos de llanuras de marea (AF5) de 44 pies de espesor hacia el tope. En la base del intervalo A3 se estableció el límite entre las formaciones Merecure y Oficina, puesto que la base de este intervalo marca el final de la secuencia de canales entrelazados y llanuras de inundación correspondiente a la secuencia oligocena. Las características de la secuencia de bahías interdistributarias reconocida en la base de este intervalo A3 se aprecian en la figura 5.49; por su parte, la figura 5.50 muestra la respuesta integrada de todos los perfiles para este intervalo. En la columna derecha de esta figura aparece la interpretación realizada con los perfiles, la zona marcada con color gris representa el intervalo donde se recuperaron núcleos del pozo y por tanto, no hubo interpretación de los perfiles (Fig 5.49).

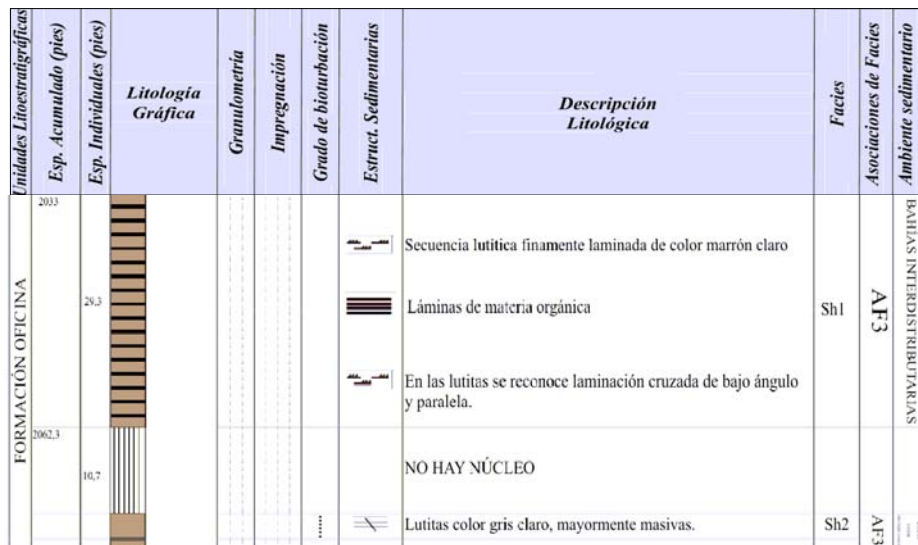


Figura 5.49 – Características sedimentológicas y estratigráficas para la secuencia de bahías interdistributarias (AF3). en la base del intervalo A3.



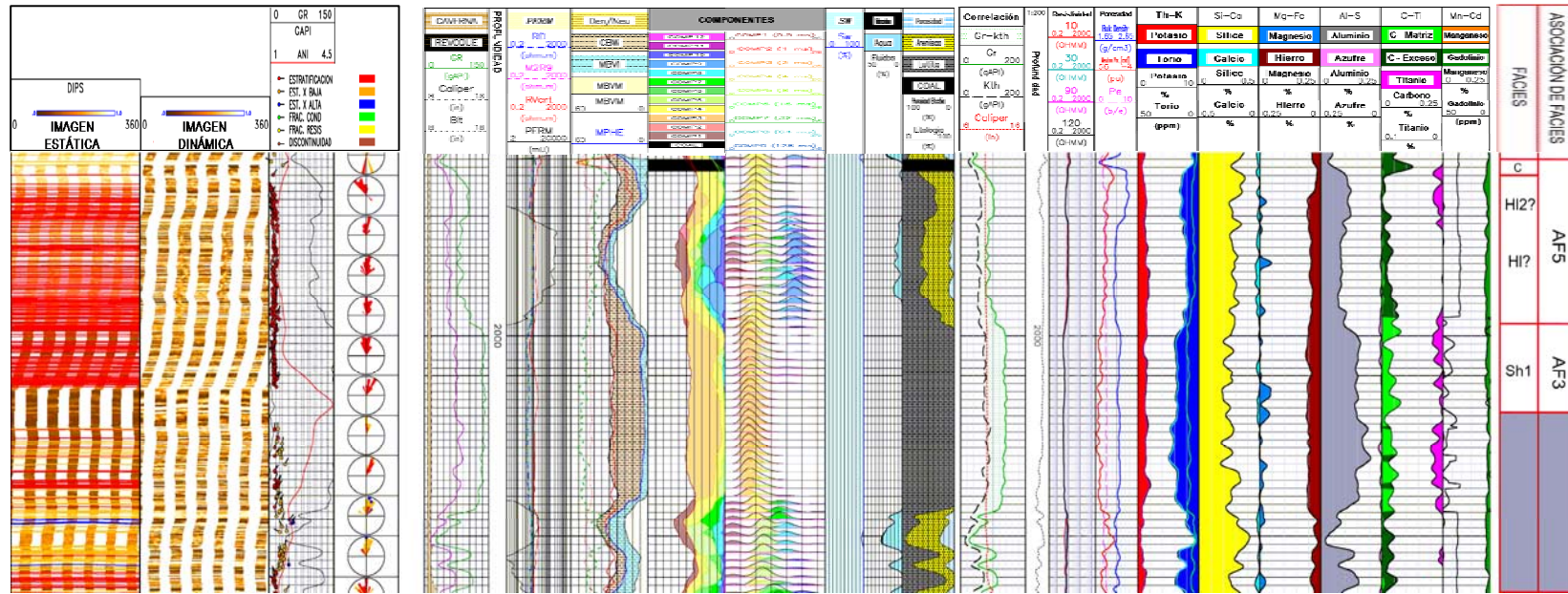


Figura 5.50 – Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A3: 2064’ – 1956’. Sobre la base de este intervalo se estableció el límite entre las formaciones Mercure y Oficina en el pozo A. En la interpretación de los perfiles mostrada en las columnas a la derecha de esta figura, la zona de color gris claro representa el intervalo donde se recuperaron núcleos cuya descripción se observa en la figura 5.49, y por tanto, no se interpretaron los perfiles.

**5.4.4 Intervalo A4: 1956’ – 1810’**

El intervalo A4 corresponde con una secuencia de 146 pies de espesor dentro de la Formación Oficina la cual está conformada mayoritariamente por depósitos de canales distributarios (AF4). La figura 5.51 muestra la descripción de los núcleos para la sección superior de este intervalo A4; nótese que las características de estos canales distributarios son claramente contrastantes con las descritas para las secuencias de canales entrelazados (AF2) definidos en los intervalos A1 y A2 (Formación Merecure), puesto que en estos canales distributarios se consiguieron estratificaciones bidireccionales y ropajes de arcillas que permitieron inferir influencia mareal durante su sedimentación.

La figura 5.52 muestra la respuesta integrada de todos los perfiles de pozos para este intervalo A4. La respuesta obtenida por los perfiles hacia la base de este intervalo es muy similar a la observada en la sección donde se recuperaron los núcleos (Fig 5.51); por tanto, utilizando estos perfiles fue posible extrapolar la presencia de este tipo de depósitos de canales distributarios hasta la profundidad de 1956 pies, la cual representa el límite con el intervalo A3.

Unidades Litoestratigráficas		Litología Gráfica	Granulometría	Impregnación	Grado de bioturbación	Estruct. Sedimentarias	Descripción Litológica	Facies	Asociaciones de Facies	Ambiente sedimentario
Esp. Acumulado (pies)	Esp. Individuales (pies)									
FORMACIÓN OFICINA	1818	[Litología Gráfica: Patrón de puntos amarillos]	[Granulometría: Línea vertical con puntos]	[Impregnación: Línea vertical con puntos]	[Grado de bioturbación: Línea vertical con puntos]	[Estruct. Sedimentarias: Símbolos de estratificación]	Areniscas de grano medio aunque localmente presenta grano grueso	Sd3	AF4	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL
	27,5						Estratificación cruzada y estratificación bidireccional			
	1845,5						Láminas de arcilla, ropajes de arcillas y materia orgánica			
	6						Superficies de reactivación			
1855,2	18,6	[Litología Gráfica: Patrón de puntos amarillos]	[Granulometría: Línea vertical con puntos]	[Impregnación: Línea vertical con puntos]	[Grado de bioturbación: Línea vertical con puntos]	[Estruct. Sedimentarias: Símbolos de estratificación]	Areniscas de grano grueso. Hacia el tope grano medio. Estratificación cruzada y clastos de arcillas	Sd1	AF3	CANALES DISTRIBUTARIOS CON INFLUENCIA MAREAL
		[Litología Gráfica: Patrón de puntos amarillos]	[Granulometría: Línea vertical con puntos]	[Impregnación: Línea vertical con puntos]	[Grado de bioturbación: Línea vertical con puntos]	[Estruct. Sedimentarias: Símbolos de estratificación]	Areniscas de grano grueso. Hacia el tope grano medio	Sd1	AF4	
		[Litología Gráfica: Patrón de puntos amarillos]	[Granulometría: Línea vertical con puntos]	[Impregnación: Línea vertical con puntos]	[Grado de bioturbación: Línea vertical con puntos]	[Estruct. Sedimentarias: Símbolos de estratificación]	Estratificación cruzada alto ángulo y estrat. bidireccional			
		[Litología Gráfica: Patrón de puntos amarillos]	[Granulometría: Línea vertical con puntos]	[Impregnación: Línea vertical con puntos]	[Grado de bioturbación: Línea vertical con puntos]	[Estruct. Sedimentarias: Símbolos de estratificación]	Superficies de reactivación, clastos de arcillas y ropajes de arcillas			

Figura 5.51 – Características sedimentológicas y estratigráficas para la secuencia de canales distributarios (AF4) en el tope del intervalo A4.

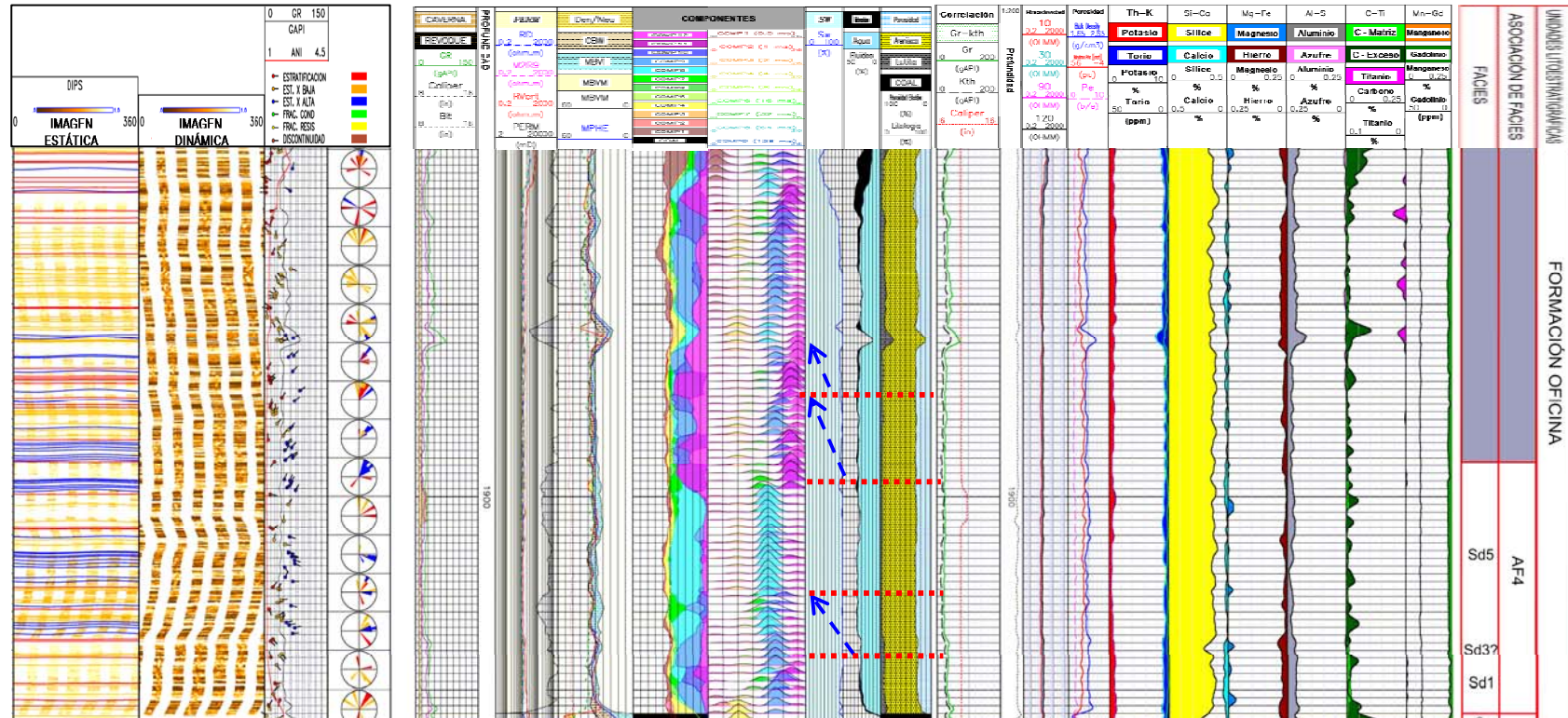


Figura 5.52 – Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A4: 1956’ – 1810’. La interpretación obtenida de estos perfiles permitió reconocer una secuencia de canales entrelazados apilados verticalmente donde las flechas azules muestran tendencias “porodecrecientes” en el perfil de RMN y las líneas rojas segmentadas posibles superficies de reactivación en los canales. La zona de color gris claro representa la sección de este intervalo donde se recuperaron núcleos (Fig 5.51).

**5.4.5 Intervalo A5: 1810' – 1604' (tope)**

El intervalo A5 corresponde la sección más somera de la Formación Oficina que se estudió en el pozo A y comprende unos 200 pies aproximadamente de depósitos de bahías interdistributarias (AF3), llanuras de marea (AF5), canales distributarios (AF4) y abanicos de rotura (AF6). Las características observadas en los núcleos del pozo A para este intervalo se aprecian en la figura 5.53 donde se destaca que casi el 80% de toda la sección se compone de depósitos de bahías interdistributarias y llanuras de marea; lo cual es claramente contrastante con las características conseguidas para el intervalo previo A4. Por su parte, la figura 5.54 muestra la respuesta integrada de todos los perfiles para este intervalo.

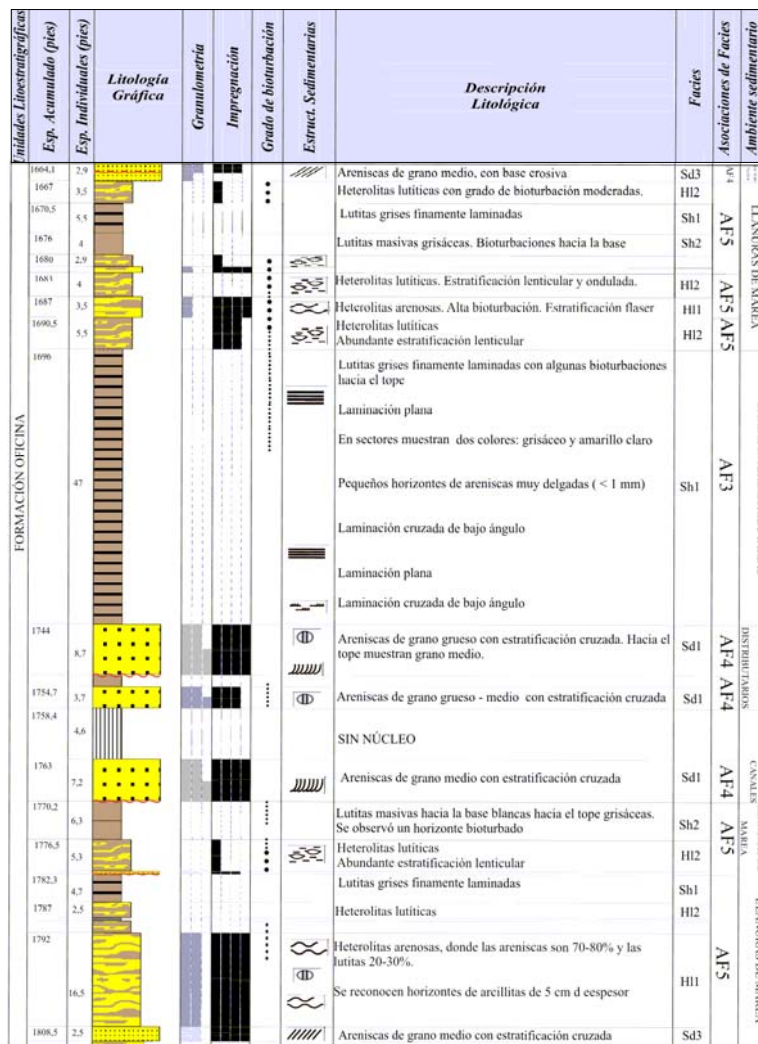


Figura 5.53 – Características sedimentológicas y estratigráficas para el intervalo A5: 1810' – 1604'. Nótese la alta proporción de depósitos de llanuras de marea y bahías interdistributarias en este intervalo.

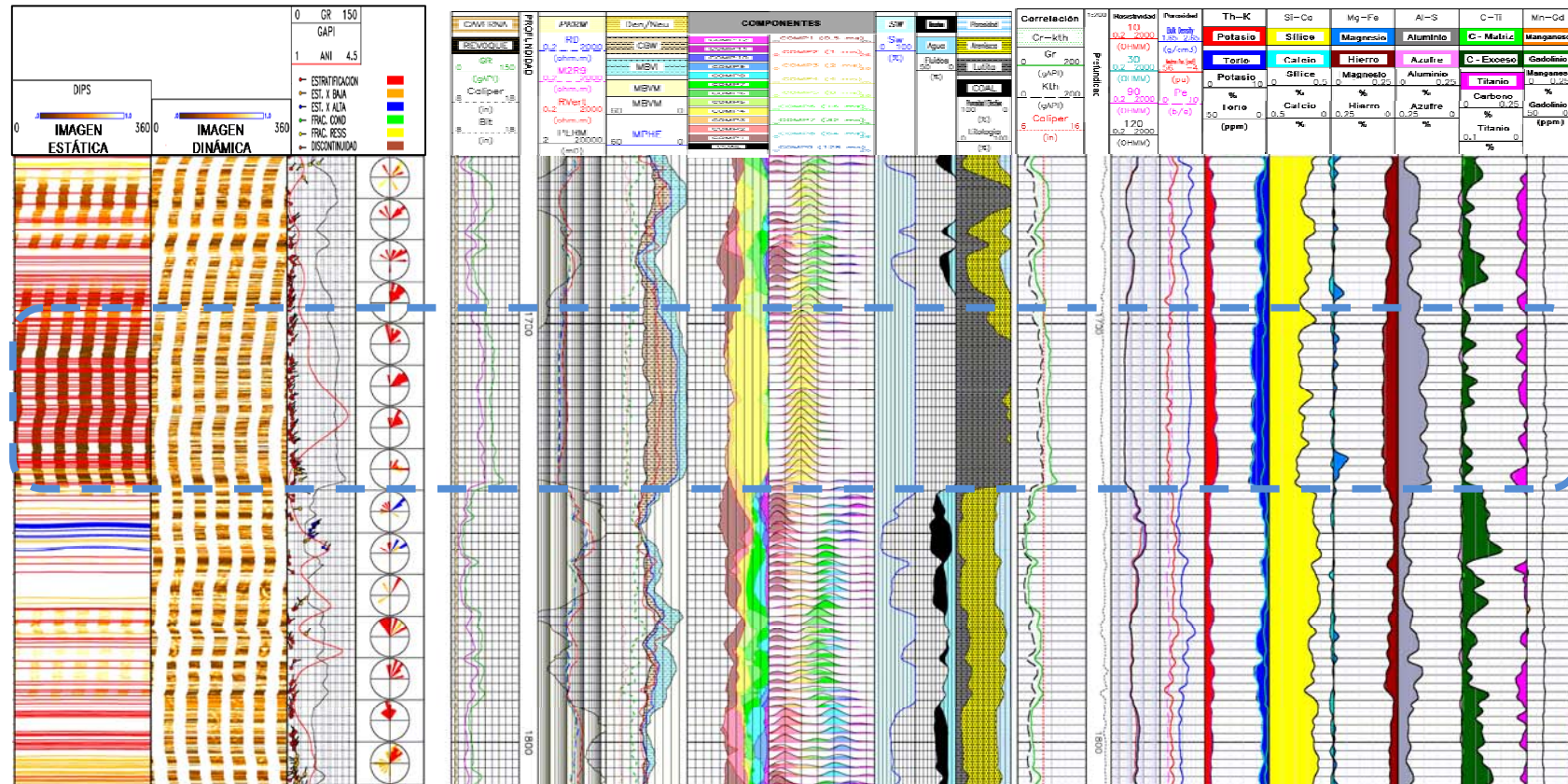


Figura 5.54 – Respuesta integrada de los perfiles de alta tecnología para el intervalo A5: 1810’ – 1604’. El recuadro segmentado de color azul representa la espesa secuencia de bahías interdistributarias que se reconoce en el centro de la figura 5.53.

## **CAPÍTULO VI**

### **INTERPRETACIÓN DE ASOCIACIONES DE FACIES EN LOS POZOS B, C & D. MODELO SEDIMENTARIO PROPUESTO**

#### **6.1 GENERALIDADES**

En este capítulo se describe la caracterización geológica de los pozos B, C y D, mediante la interpretación de los perfiles de alta tecnología usando como referencia los resultados discutidos en los capítulos IV y V; y finalmente se propone un modelo sedimentario para la región estudiada basado en el análisis de las asociaciones de facies y ambientes sedimentarios reconocidos en los cuatro pozos interpretados.

Esta etapa del trabajo consistió en la interpretación integrada de los resultados obtenidos en los perfiles usando los patrones de respuesta reconocidos durante la caracterización de facies; de esta forma se logró reconocer facies y asociaciones en los pozos B, C y D y se pudo identificar depósitos de canales entrelazados (AF2), llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6) para la secuencia oligocena (Formación Merecure), y depósitos de canales distributarios (AF4), bahías interdistributarias (AF3), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6) para la secuencia miocena (Formación Oficina).

Para identificar estos depósitos se procedió a interpretar la respuesta obtenida en cada uno de los perfiles para estos tres pozos considerando las relaciones verticales entre facies y asociaciones definidas en el capítulo IV y los patrones de respuesta de los perfiles para estas facies y asociaciones descritas en el capítulo V. De esta forma, inicialmente se identificaron facies sedimentarias y posteriormente éstas se agruparon en asociaciones de facies con la finalidad de reconocer sus relaciones verticales y establecer los ambientes sedimentarios asociados. Los resultados de las interpretaciones para los cuatro pozos analizados se consiguen en la sección de anexos.

La tabla 6.1 muestra los intervalos estudiados para cada uno de los pozos interpretados en este trabajo. El espesor de estos intervalos y sus límites fueron escogidos en función de la disponibilidad de los datos completos en los perfiles involucrados. Adicionalmente, también se consideró conveniente escoger un intervalo similar al descrito en los núcleos del pozo A de tal forma que los resultados obtenidos en estos pozos B, C y D pudieran ser comparados y correlacionados con la descripción geológica de los núcleos del pozo A.

	<b>POZO A</b>	<b>POZO B</b>	<b>POZO C</b>	<b>POZO D</b>
<b>INTERVALO</b>	1664,1' – 2403,7'	1590' – 2374'	1470' – 2146'	1346' – 2100'
<b>TOTAL</b>	739,6'	784'	676'	754'

Tabla 6.1 – Límites y espesores de los intervalos estudiados en los pozos A, B, C y D.

Respecto al reconocimiento e identificación de facies y asociaciones de facies y el comportamiento mostrado por los perfiles utilizados, se tienen los siguientes comentarios: durante la interpretación de facies arenosas en secuencias de canales distributarios (AF4) y secuencias de canales apilados (AF2), la tecnología de RMN brindó una respuesta muy útil al momento de establecer secuencias “porodecrecientes”; y su análisis junto con el perfil de imágenes a escala detallada, ayudó a determinar base y tope de estas asociaciones. Igualmente, en el caso de facies lutíticas y facies heterolíticas en secuencias de llanuras de inundación (AF1), bahías interdistributarias (AF3) y llanuras de mareas (AF5), las respuestas del perfil de RMN se ubicaron mayoritariamente dentro del campo del CBW (evidenciando el contenido de arcillas), las cuales se complementaron con las obtenidas por los registros de espectroscopía elemental e imágenes microresistivas para estos depósitos.

No obstante, existieron algunos sectores particulares donde el perfil de RMN detectó varias señales de decaimiento en diferentes tiempos en el espectro de T2 las cuales representaron problemas al momento de la interpretación. En mucho de estos casos, las respuestas del perfil de imágenes a escala detallada y espectroscopía elemental permitieron identificar que estos intervalos corresponden con intercalaciones de horizontes lutíticos (facies Sh1 y Sh2) y facies arenosas cuyos espesores individuales son menores a 2 – 3 pies promedio; los cuales, al encontrarse bajo el umbral de la resolución vertical del perfil de

RMN, produce el solapamiento de señales a diferentes tiempos. De esta forma, muchas veces la dispersión observada en el espectro de T2 originalmente proviene de la intercalación de horizontes de facies de poco espesor que la tecnología de RMN detecta en conjunto, generando la dispersión antes mencionada. Un ejemplo que ilustra esta situación se consigue en los intervalos sobre 2296 – 2306 pies y 2102 – 2110 pies en el pozo B.

De igual forma, en aquellos intervalos donde existen varias facies intercaladas de poco espesor, los perfiles de resistividad vertical y espectroscopía elemental también presentaron respuestas con alta incertidumbre debido a la resolución vertical de estas tecnologías. En el caso del perfil de espectroscopía elemental por ejemplo, al igual que el perfil de RMN, su principio de medición es un “volumen” de formación alrededor del pozo que no distingue horizontes individuales; por lo tanto, la composición química obtenida en estas secciones constituye un promedio de la composición química de todos los horizontes medidos dentro de ese volumen. Evaluando estas consideraciones, se determinó que el límite de resolución vertical para obtener respuestas diagnósticas con estos perfiles está entre 4 – 6 pies aprox.

Por otra parte, durante la caracterización de facies lutíticas Sh2 y Sh1 en los pozos B, C y D, se observó que el perfil de espectroscopía elemental mostró una leve variación en los valores de Al, Th y Si con respecto a los medidos para estas facies en el pozo A. Por ejemplo, la base de la secuencia estudiada en el pozo B se compone por depósitos de llanuras de inundación (AF1) con intercalaciones de facies C y facies Sh2; al comparar los valores de Al y Si encontrados para estos intervalos se observó que el Al promedia 20% mientras que el Si tiene valores entre 20% - 22%. Estos valores varían ligeramente con los definidos en la sección 5.2.7 – capítulo V donde se caracterizó a la facies Sh2; esto implica que existe una leve variación en la concentración medida de los elementos Si, Al, Th y Fe entre los pozos estudiados para las mismas facies lo cual posiblemente se debe a errores propios en la incertidumbre o error de medición del perfil, ya que en la región de la Faja Petrolífera del Orinoco no ocurrieron cambios significativos en la fuente de aporte ni en las condiciones físico – químicas durante la sedimentación para esta secuencia. Por lo tanto, al momento de interpretar facies y asociaciones, la evaluación de las relaciones Si/Al, Al/K y Th/K tuvieron mayor peso en algunas ocasiones que los valores elementales absolutos.



Considerando todos los comentarios anteriormente expuestos, se pudo determinar que la principal limitación reconocida en esta etapa del trabajo fue la identificación de facies y asociaciones con espesores menores a 6 pies; en especial, los depósitos de abanicos de rotura (AF6). Generalmente, estos depósitos tienen espesores menores a 6 pies y pocas veces generaron respuestas diagnósticas en los perfiles de RMN, espectroscopía elemental y resistividad vertical. Sólo el perfil eléctrico de imágenes microresistivas ayudó a identificar estos depósitos, generalmente desarrollados sobre asociaciones AF1, AF3 y AF5; reafirmando el valor de esta tecnología en este tipo de estudios estratigráficos por su capacidad de reconocer facies y asociaciones con alta resolución vertical.

En aquellos casos donde se obtuvo una respuesta poco diagnóstica en los perfiles que generó alta incertidumbre para el reconocimiento de facies y asociaciones, se agregó el símbolo interrogado (?) al final de la nomenclatura de las facies en las interpretaciones de los perfiles (sección de anexos). Adicionalmente, en intervalos de secuencias de heterolitas y lutitas asociadas a depósitos de llanuras de mareas (AF5), bahías interdistributarias (AF3) y llanuras de inundación (AF1), así como las facies arenosas Sd1, Sd3 y Sd5 reconocidas en canales entrelazados (AF2) y canales distributarios (AF4), fue difícil demarcar límites puntuales entre facies y asociaciones; ya que en su mayoría, las variaciones verticales y contactos entre ellas eran graduales o transicionales. En estos casos se decidió no colocar límites entre facies con la finalidad de indicar ese contacto transicional en las interpretaciones de los perfiles mostrados en la sección de anexos.

A continuación se describen los resultados obtenidos durante la caracterización geológica de los pozos B, C y D utilizando los perfiles de alta tecnología usados en este trabajo. Para efectos de describir ordenadamente los resultados obtenidos, cada secuencia estudiada en estos pozos fue dividida en intervalos menores asociando secciones con características estratigráficas y paleoambientales similares; la nomenclatura de estos intervalos se compone de una letra y un número que indican el nombre del pozo y número de intervalo. Al final de este capítulo se plantea un modelo sedimentológico para la región integrando e interpretando los resultados obtenidos en los cuatro pozos estudiados.

## 6.2 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO B

El intervalo estudiado en el pozo B está comprendido entre 2374 y 1590 pies de profundidad, representando una secuencia continua de 784 pies de espesor. Al igual que el pozo A y los demás pozos estudiados en este trabajo, esta secuencia puede dividirse en dos secciones claramente diferenciables a la profundidad de 1942 pies donde se propone el límite entre las formaciones Merecure y Oficina.

La sección inferior (Formación Merecure) se ubica entre 2374 y 1942 pies y corresponde con una secuencia depositada en ambientes fluviales que está constituida mayoritariamente por depósitos de canales entrelazados (AF2) y algunas llanuras de inundación (AF1), ocasionalmente interrumpidas por delgados horizontes arenosos asociados a abanicos de rotura (AF6). La sección superior (Formación Oficina) se sitúa entre 1942 y 1590 pies de profundidad y corresponde con una secuencia deltaica de marcada influencia mareal compuesta en un 60% por llanuras de mareas (AF5) y el restante por depósitos de canales distributarios (AF4) y bahías interdistributarias (AF3).

Entre las dificultades encontradas para la caracterización geológica de este pozo se tuvo que la respuesta del perfil de imágenes fue poco diagnóstica mostrando un aspecto de “parches”, especialmente en las facies arenosas, debido al uso de lodos de perforación con alta proporción de aceite. Esta situación fue un caso aislado puesto que el registro de imágenes fue muy útil para identificar facies y asociaciones de facies en los pozos A, C y D. A pesar de esto, el perfil de imágenes permitió obtener información básica sobre límite de capas, estructuras sedimentarias y algunos tipos de facies y asociaciones. Por su parte los perfiles de RMN, espectroscopía elemental y resistividad vertical, mostraron respuestas coherentes entre sí y permitieron definir las asociaciones que se muestran en la sección de anexos.

Dentro de la secuencia estudiada en el pozo B se reconocieron tres intervalos mayores denominados B1, B2 y B3, los cuales se describen a continuación:

### 6.2.1 Intervalo B1: 2374' (base) – 2296'

El intervalo B1 corresponde con la base de la secuencia del pozo B y está compuesto por una secuencia de llanuras de inundación (AF1) caracterizada por una fina intercalación de facies de lutitas masivas (Sh2) y facies carbonosas (C), cuyos espesores individuales no exceden los 10 pies (Figs. 6.1 y 6.2). En la base de esta secuencia, entre 2269 y 2261 pies se reconocieron depósitos de abanicos de rotura (AF6) aunque no fue posible definir el tipo de facies arenosas que la compone debido al delgado espesor de estos depósitos. La figura 6.1 muestra la respuesta del perfil eléctrico de imágenes en una zona de este intervalo B1.

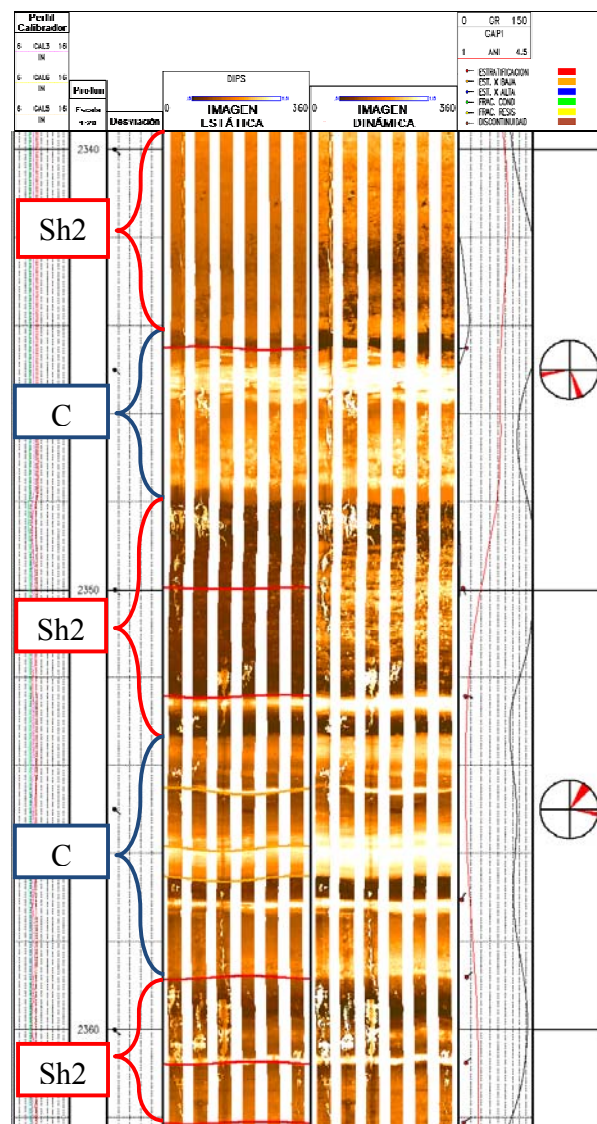


Figura 6.1 – Interpretación del perfil de imágenes para el intervalo B1: 2362' – 2340' perteneciente a la asociación AF1. Nótese los contrastes de resistividad observados entre las facies Sh2 y C.

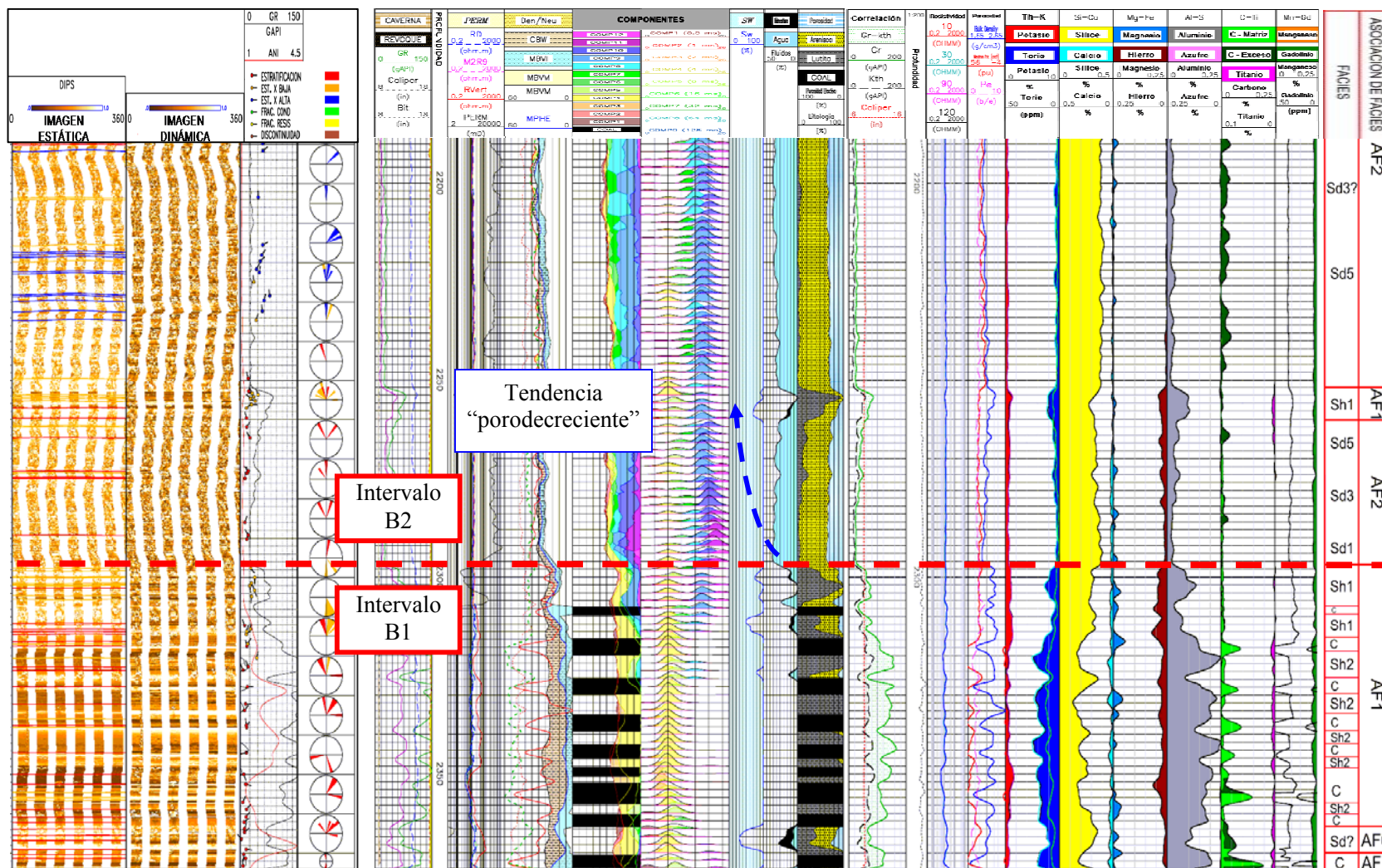


Figura 6.2 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2374’ – 2190’ del pozo B perteneciente a la Formación Merecure. La flecha en color azul indica la tendencia “porodecreciente” observada en el perfil de RMN asociada a las secuencias de canales (AF2).

### 6.2.2 Intervalo B2: 2296' – 1942'

El intervalo B2 corresponde con la sección superior de la Formación Merecure y se compone mayoritariamente por depósitos de canales entrelazados pertenecientes a la asociación AF2 que se suceden verticalmente por varios cientos de pies espesor, suprayacentes a los depósitos de llanuras de inundación (AF1) del intervalo B1. La respuesta típica de estos depósitos AF2 se puede observar en la figura 6.2, donde el perfil de RMN muestra claramente la tendencia “porodecreciente” asociada a una disminución en la granulometría de las areniscas, pasando desde Sd1 en la base hasta Sd5 en el tope de estas secuencias de canales. Este comportamiento “porodecreciente” en una secuencia completa no siempre fue observado en el perfil de RMN; sin embargo, con los datos del perfil de imágenes se corroboró la presencia de estos canales (AF2) debido a la distribución vertical de los eventos sedimentarios (alto ángulo hacia la base y bajo ángulo hacia el tope) reconocidos en estos depósitos. Adicionalmente, se consiguieron dos horizontes lutíticos asociados a depósitos de llanuras de inundación (AF1) ubicados entre 2252 – 2260 pies (Fig 6.3) y 2110 – 2132 pies.

En el tope del intervalo B2 se observó un contacto abrupto entre estos depósitos de canales entrelazados de la Formación Merecure con secuencias de bahías interdistributarias y llanuras de mareas pertenecientes a la Formación Oficina, los cuales se ubican paleoambientalmente en la llanura deltaica (Fig. 6.4).

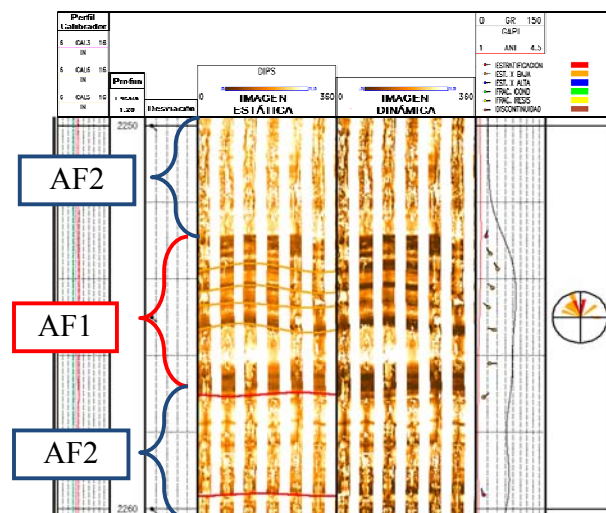


Figura 6.3 – Interpretación del perfil de imágenes para el intervalo 2250' – 2260' del pozo B donde se reconoció la facies Sh2 representando depósitos de llanuras de inundación (AF1).

### **6.2.3 Intervalo B3: 1942' – 1590' (tope)**

Este intervalo está caracterizado por depósitos de llanuras de marea (AF5), bahías interdistributarias (AF3) y canales distributarios (AF4) pertenecientes a la Formación Oficina. En la figura 6.4 se observa que la base de la Formación Oficina está conformada por una secuencia alternada de bahías interdistributarias (AF3), compuesta de facies lutíticas Sh1 y Sh2 y ocasionalmente algunos horizontes de carbones (facies C), y depósitos de llanuras de mareas (AF5), constituidos mayoritariamente por facies heterolitas H11 y H12. Adicionalmente se reconocieron algunos intervalos de tendencia “porodecreciente”, base abrupta (posiblemente erosiva) y estratificaciones cruzadas, que fueron interpretados como depósitos de canales distributarios (AF4). Es probable que algunos de estos canales distributarios tengan alguna influencia mareal como ropajes de arcillas o estratificaciones bidireccionales; sin embargo, tal y como se comentó anteriormente, el perfil de imágenes en este pozo no permitió reconocer características detalladas en las facies arenosas.

Por su parte, la figura 6.5 muestra la interpretación de los perfiles en la sección superior de este intervalo. En esta sección destaca la presencia de espesas secuencias heterolíticas asociadas a depósitos de llanuras de mareas (AF5) que frecuentemente sobrepasan los 70 pies de espesor; estas secuencias se intercalan en su mayoría con depósitos de bahías interdistributarias (AF3). La asociación de llanuras de marea se identificó tanto en el perfil de espectroscopía elemental con valores de Si/Al que oscilaban entre 3 y 10, el Si con valores entre 30% – 35%, el Al entre 4% – 10% y el Fe entre 2% – 4%; y también con la detección de señales a diferentes tiempos en el espectro de T2 que caracteriza las facies heterolíticas en el perfil de RMN. Igualmente el perfil de resistividad vertical confirmó la presencia de intervalos heterolíticos debido a los valores de anisotropía resistiva.

Aquellos intervalos en las secuencias de llanuras de marea (AF5) donde abunda la proporción de facies heterolíticas arenosas (H11) probablemente representan la zona baja de la llanura de mareas; mientras que los sectores donde abundan las heterolitas lutíticas posiblemente corresponden con las zonas de llanura de marea alta, las cuales frecuentemente gradan transicionalmente hacia depósitos de bahías interdistributarias (AF3).

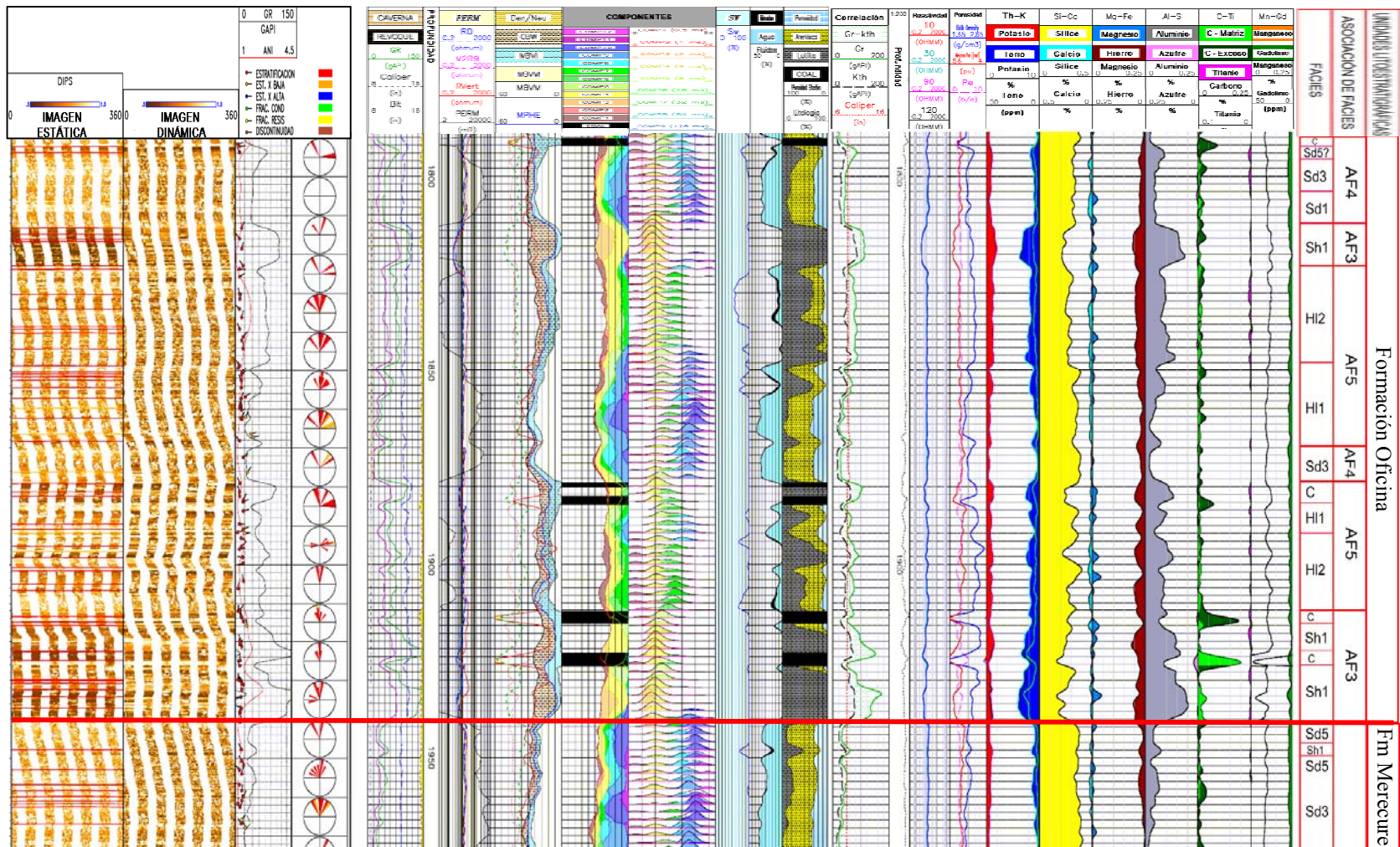


Figura 6.4 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1774' – 1790' del pozo B. En 1774' está el cambio de formaciones Mercure y Oficina.

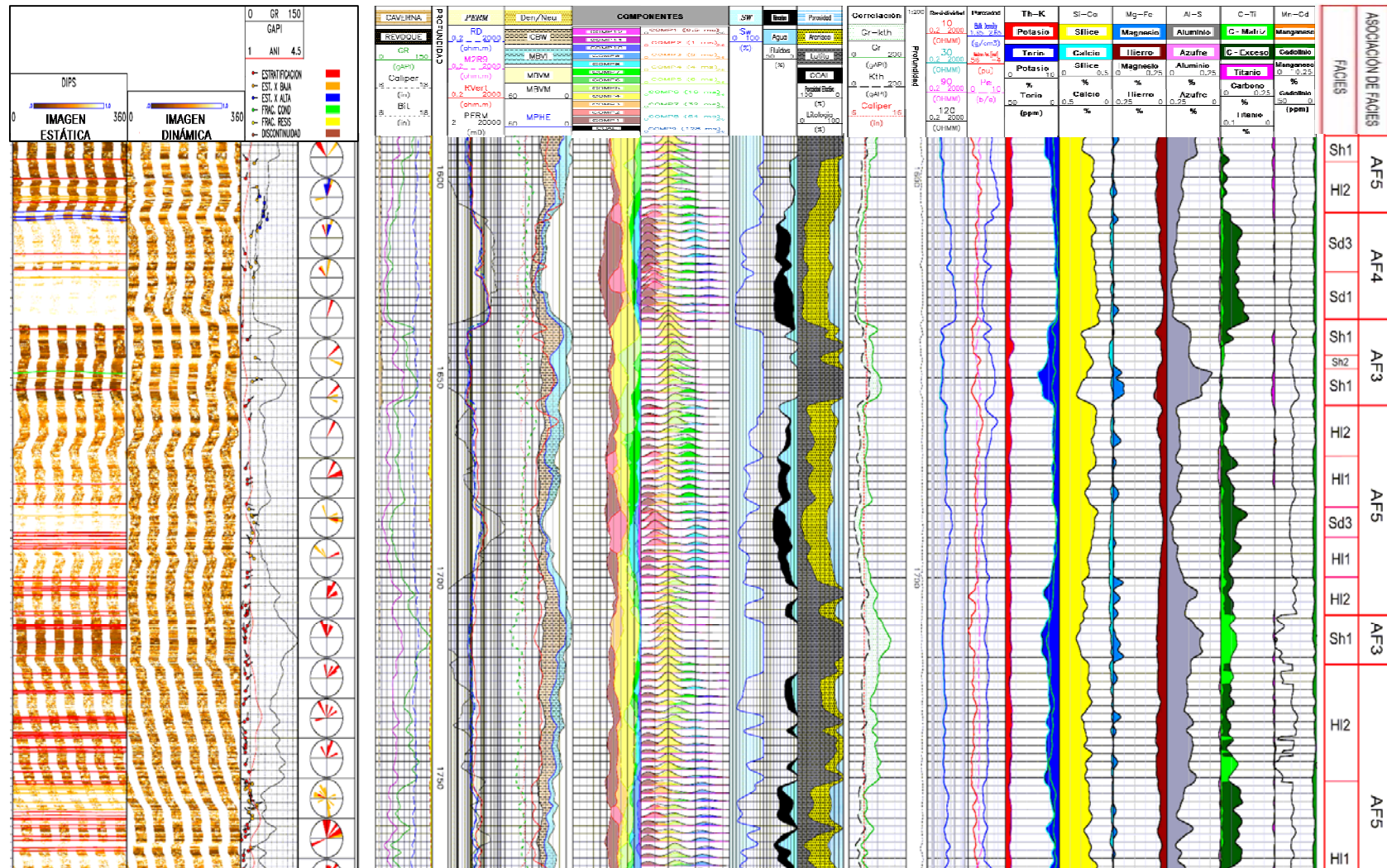


Figura 6.5 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1774’ – 1590’ del pozo B perteneciente a la Formación Oficina, donde se aprecian los depósitos asociados a llanuras de marea (AF5), bahías interdistributarias (AF3) y canales distributarios (AF4) dentro del intervalo B2.



### 6.3 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO C

La interpretación geológica de los perfiles para el pozo C se efectuó en el intervalo comprendido entre 2146 y 1470 pies de profundidad, representando un espesor total de 676 pies. Los resultados obtenidos de este análisis permitieron reconocer una secuencia basal entre 2146 y 1822 pies de profundidad constituida en más del 95% por depósitos de canales entrelazados (AF2) con facies de areniscas de grano grueso (Sd1) y grano medio (Sd3) principalmente que poseen alta frecuencia de eventos de ángulo elevado asociados a estratificaciones cruzadas, correspondiente con los depósitos de la Formación Merecure. El contacto entre las formaciones Merecure y Oficina se propone sobre 1822 pies, en la base de una secuencia lutítica de 54 pies de espesor asociada con depósitos de bahías interdistributarias (AF3) que representa la sección basal de la Formación Oficina. Suprayacente a esta secuencia de bahías (AF3) y hasta el tope del intervalo estudiado, se identificó una secuencia caracterizada por la intercalación de depósitos de llanuras de mareas (AF5), bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4) y algunos abanicos de rotura (AF6).

Las respuestas de los perfiles en este pozo fueron coherentes entre sí, permitiendo reconocer facies y asociaciones de facies en los 676 pies estudiados. De toda esta secuencia, se reconocieron al igual que en el pozo B, tres intervalos mayores denominados C1, C2 y C3, los cuales se describen a continuación:

#### 6.3.1 Intervalo C1: 2146' (base) – 1824'

El intervalo C1 agrupa todos los depósitos de canales entrelazados (AF2) y secuencias de llanuras de inundación (AF1) reconocidos en la Formación Merecure. Desde el punto de vista litológico, es un intervalo muy homogéneo que se compone en un 95% de facies arenosas, mayoritariamente facies Sd1 y Sd3, y una proporción menor de facies Sd5 (Figs 6.6 y 6.7). Frecuentemente se observaron secuencias “porodecrecientes” en el perfil de RMN mientras que en el perfil de imágenes microresistivas se identifican, en una frecuencia elevada, eventos asociados a estratificaciones cruzadas de alto ángulo ( $\beta > 20^\circ$ ) y algunas superficies de reactivación, características éstas típicas de la asociación de

canales entrelazados (Fig 6.6). El perfil de espectroscopía elemental arrojó valores de Si por encima del 35% mientras que los elementos asociados a las arcillas (Al, Fe, Mg, K, Th y U) están presentes en proporciones mínimas en todo el pozo.

Adicionalmente se reconocieron dos horizontes lutíticos caracterizados por la facies Sh2 en el intervalo entre 2146 y 2136 pies (base del intervalo C1) y por la facies Sh1 entre 1975 y 1968 pies, los cuales fueron asociados a depósitos de llanuras de inundación AF1. En comparación con los resultados obtenidos en el pozo B, no se observaron depósitos de facies carbonosas C asociados a la llanura de inundación; en contraste, la proporción de depósitos de canales entrelazados es considerablemente superior en este pozo con relación a los demás pozos evaluados en este estudio.

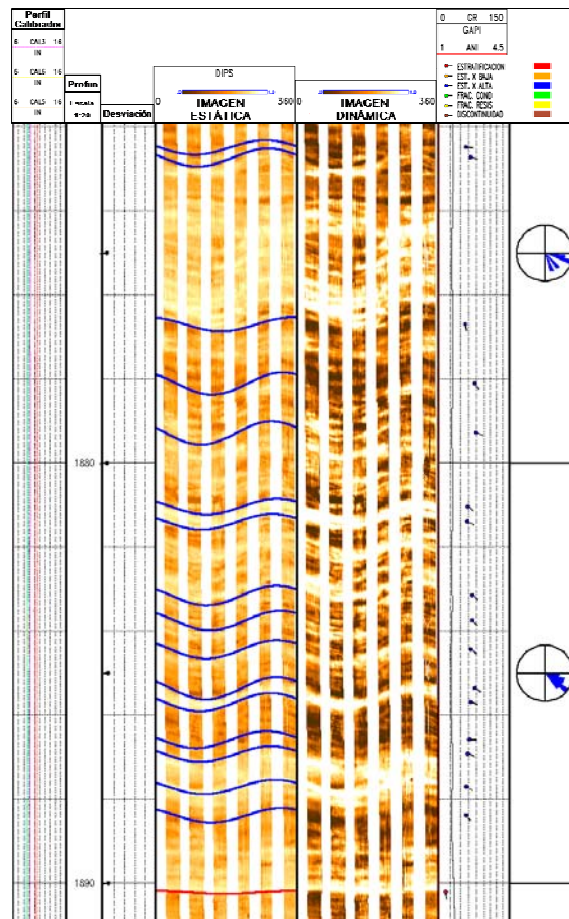


Figura 6.6 – Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1892' – 1872' del pozo C donde se identificaron secuencias de canales entrelazados (AF2). Nótese la alta frecuencia de eventos asociados a estratificaciones cruzadas de alto ángulo típico de estos depósitos de canales en la Formación Merecure.

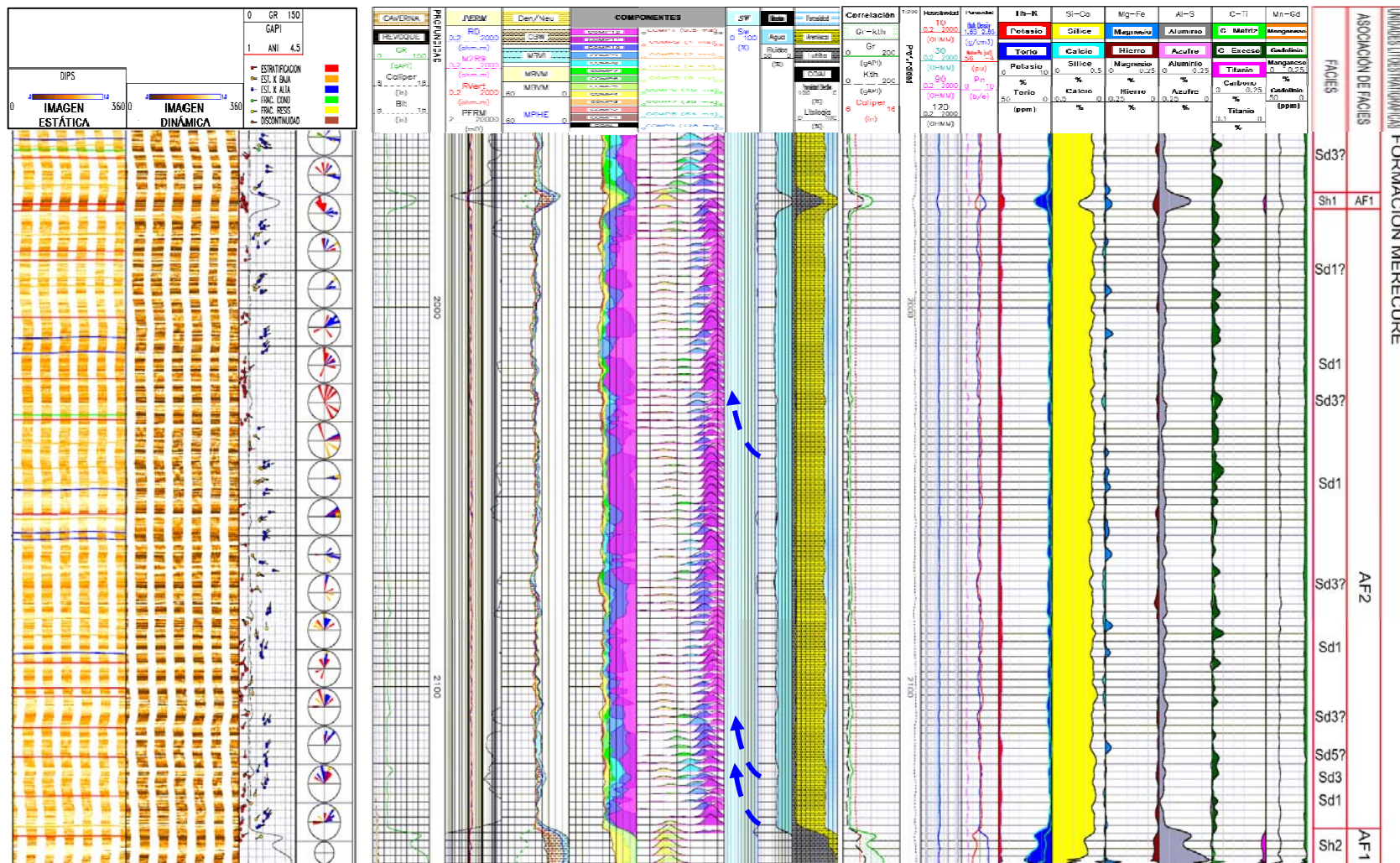


Figura 6.7 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2146’ – 1952’ del pozo C perteneciente a la Formación Merecure. Las flechas en color azul indican la tendencia “porodecreciente” en el perfil de RMN asociada a las secuencias de canales entrelazados AF2.

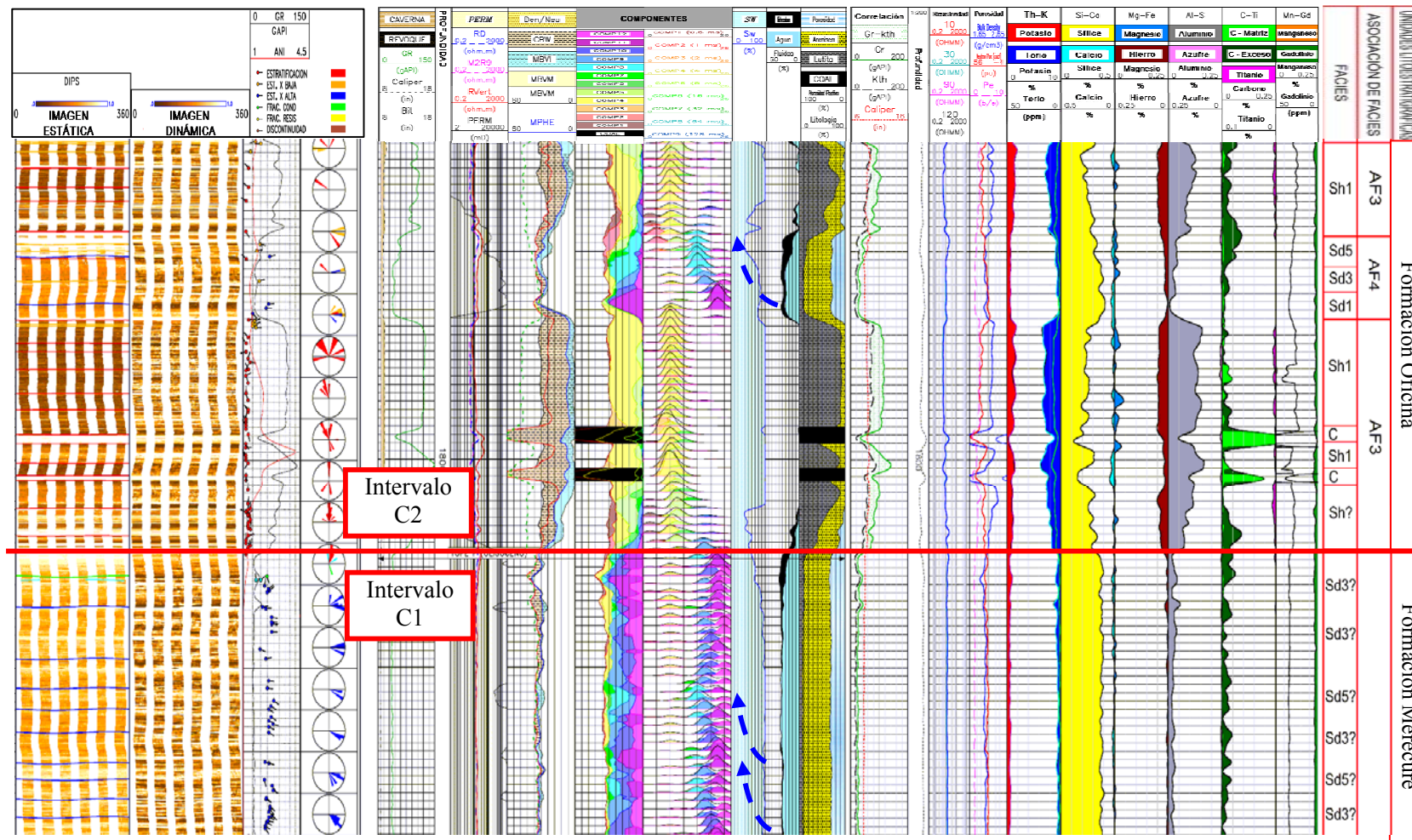


Figura 6.8 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1890’ – 1724’ del pozo C. En 1822’ se situó el contacto entre las formaciones Mercuré y Oficina. Las flechas en color azul indican la tendencia “porodecreciente” en el perfil de RMN asociada a las secuencias de canal AF2 y AF4.

### **6.3.2 Intervalo C2: 1824' – 1724'**

Este intervalo corresponde con la sección basal de la Formación Oficina y a diferencia con las características observadas en el intervalo B3 del pozo B, la influencia mareal es prácticamente nula para la base de esta formación puesto que los 100 pies de este intervalo C2 se componen en un 80% por depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y el restante 20% lo constituye una secuencia de canales distributarios (AF4) claramente reconocida por los perfiles de resonancia magnética nuclear e imágenes microresistivas. Por su parte, estos depósitos de bahías interdistributarias (AF3) están compuestos mayoritariamente por facies lutíticas Sh1 y adicionalmente por facies carbonosas C claramente reconocidas por todos los registros utilizados.

En la figura 6.8 se aprecia las respuestas de todos los perfiles para este intervalo entre 1824 y 1724 pies. Las flechas en color azul señalan las tendencias en la respuesta del perfil de resonancia magnética nuclear que se obtuvieron para este intervalo donde se identificaron secuencias “porodecrecientes” asociadas a depósitos de canales distributarios (AF4).

En el intervalo comprendido entre 1766 y 1746 pies se reconoció una secuencia de canales distributarios (AF4) que muestra una clara tendencia “porodecreciente” en el perfil de resonancia magnética donde se reconocieron las facies Sd1, Sd3 y Sd5. En la figura 6.9 se aprecia la respuesta del perfil de imágenes para esta secuencia de canales distributarios y los contactos con depósitos de bahías interdistributarias (AF3); se destaca en esta figura la base claramente erosiva de estos depósitos de canal sobre la facies lutíticas Sh1 de la asociación AF3 (bahías interdistributarias), y verticalmente como esta secuencia arenosa grada a facies más finas culminando nuevamente en depósitos de bahías interdistributarias.

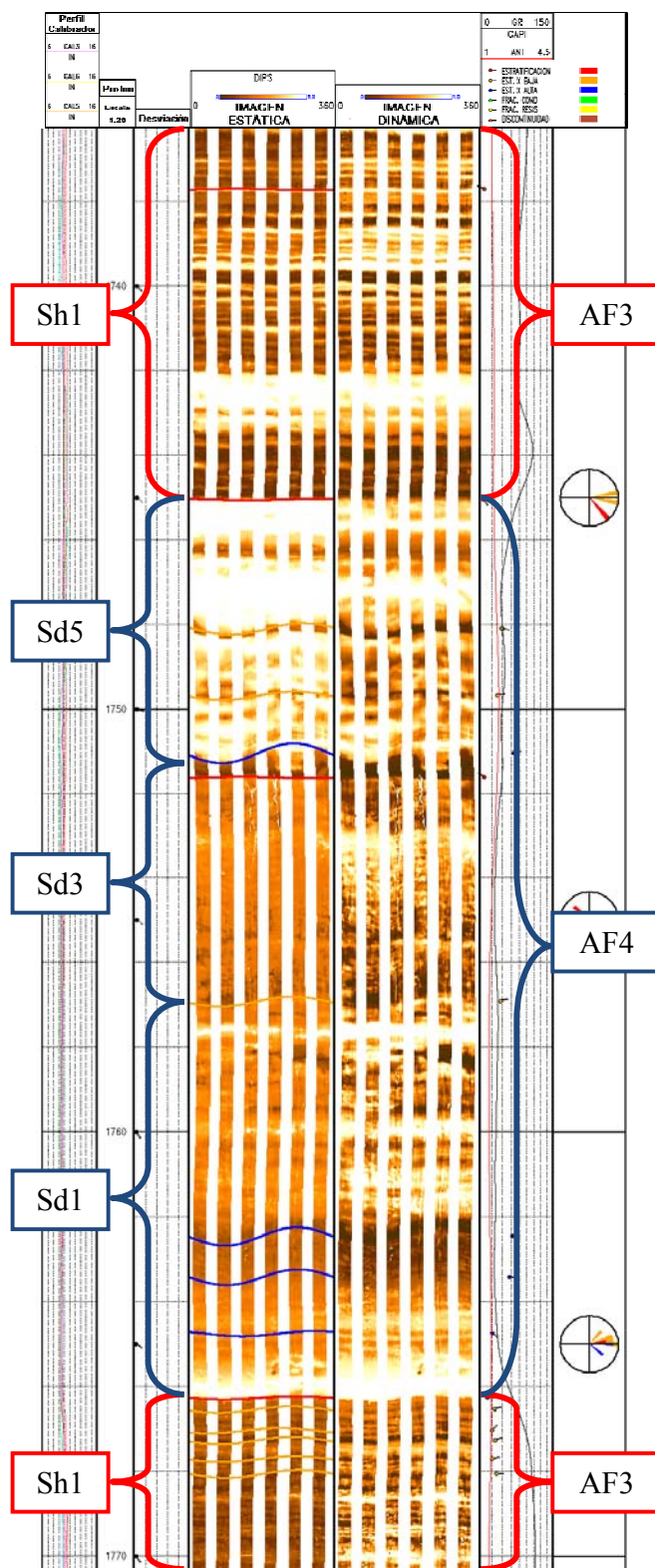


Figura 6.9 – Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1770’ – 1736’ del pozo C. Se observan depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y canales distributarios (AF4) en la sección basal de la Formación Oficina.

### 6.3.3 Intervalo C3: 1724' – 1470' (tope)

El intervalo C3 tiene 254 pies de espesor y es una secuencia que se diferencia del intervalo anterior (C2) por presentar una marcada influencia mareal. Cerca de las 2/3 partes de este intervalo se componen de facies heterolíticas y lutíticas que caracterizan a los depósitos de llanuras de mareas (AF5); mientras que los restantes 80 pies corresponden con secuencias de bahías interdistributarias (AF3) y abanicos de rotura (AF6).

La figura 6.10 permite observar en el perfil eléctrico de imágenes las facies presentes y el contacto existente entre los depósitos de bahías interdistributarios (AF3) y la llanura de mareas (AF3) para la sección entre 1620 y 1590 pies. Nótese que en la respuesta de la AF5 existe alta dispersión en los eventos mientras que en la AF3 los eventos tienden a ser subparalelos. Esta sección igualmente puede ser evaluada con el resto de los perfiles en la figura 6.11, donde se observa el resultado de la interpretación de todos los perfiles para el intervalo superior de la Formación Oficina en este pozo.

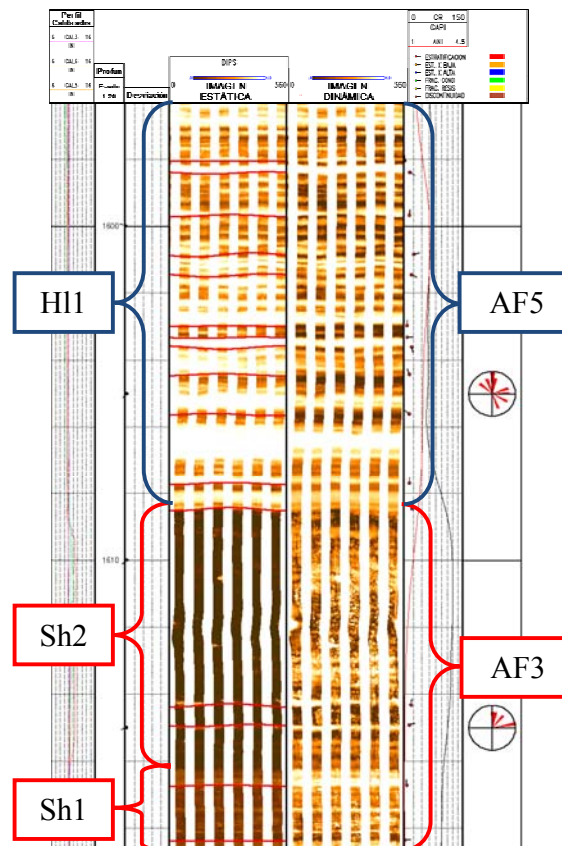


Figura 6.10 – Interpretación del perfil de imágenes en el contacto entre depósitos de llanuras de marea (AF5) y bahías interdistributarias (AF3) en la secuencia superior de la Formación Oficina del pozo C.

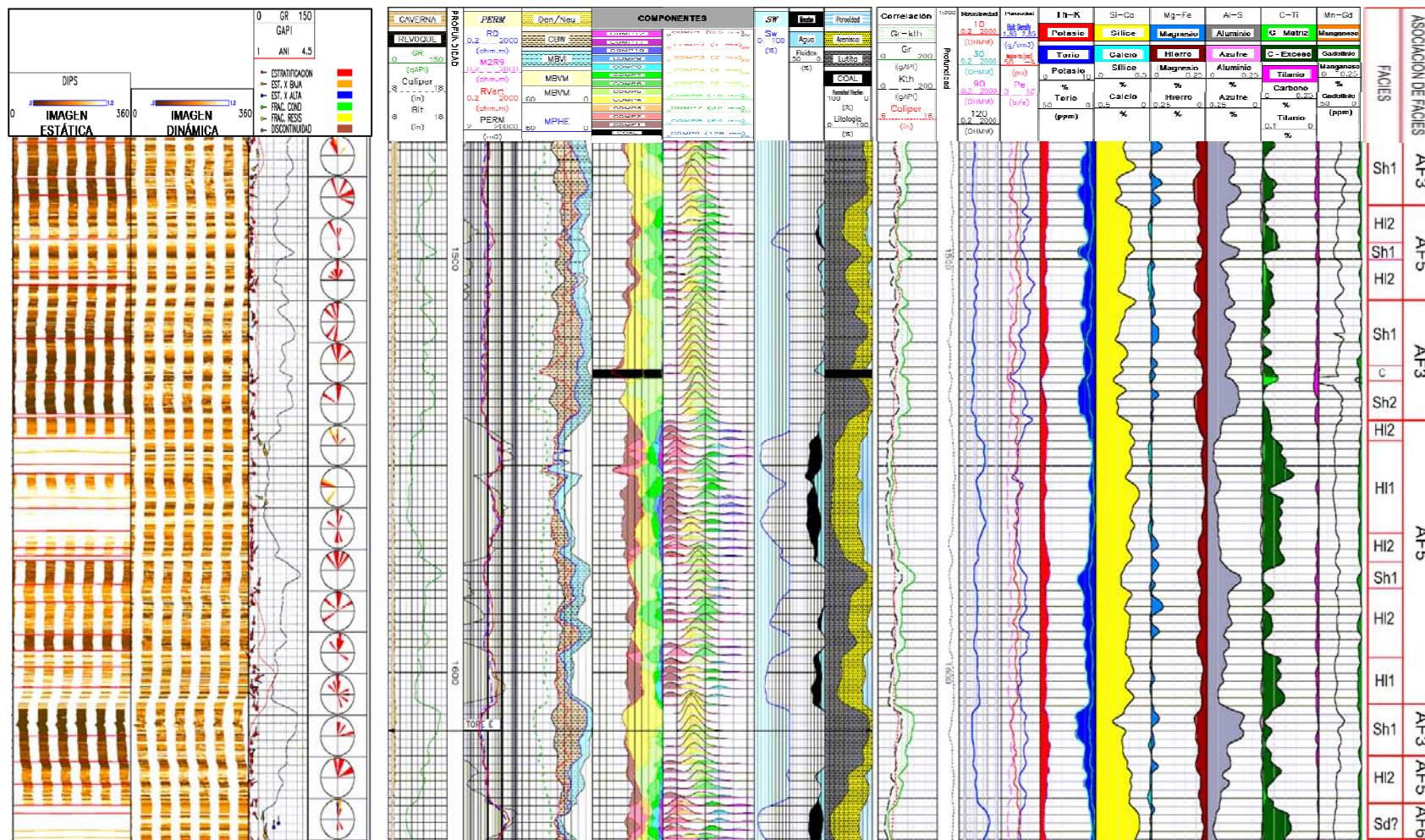


Figura 6.11 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica para la secuencia 1640’ – 1470’ del pozo C perteneciente a la Formación Oficina. La intercalación de los depósitos de llanuras de marea y bahías interdistributarias es la principal característica del intervalo C3.



#### **6.4 INTERPRETACIÓN DE FACIES Y ASOCIACIONES EN EL POZO D**

La caracterización geológica del pozo D fue efectuada entre las profundidades de 2100 y 1346 pies, representando una secuencia interpretada de 754 pies en total donde se reconocieron depósitos de canales entrelazados (AF2), llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6) en la Formación Merecure, y depósitos de canales distributarios (AF4), bahías interdistributarias (AF3), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6) para la Formación Oficina. El límite propuesto entre estas dos formaciones se ubica en 1738 pies, en la base de una secuencia de bahías interdistributarias (AF3) conformada por facies lutíticas Sh1 y Sh2, y facies carbonosas C.

Con relación a las respuestas de los perfiles utilizados para caracterizar la secuencia del pozo D, se puede comentar que las mismas fueron coherentes y complementarias entre sí para el reconocimiento de las facies y asociaciones de facies en este pozo. No obstante, se observó que el perfil de resistividad vertical mostró valores considerablemente bajos de anisotropía resistiva en los intervalos heterolíticos (H11 y H12) y lutíticos laminados (Sh1), en comparación con los obtenidos en la caracterización discutida en el capítulo V lo cual en ocasiones generó dificultades en la interpretación. El perfil de resistividad vertical en esos casos, brindó respuestas poco coherentes con las obtenidas en los perfiles de imágenes, espectroscopía elemental y resonancia magnética nuclear para estas facies heterolíticas y lutíticas generalmente asociadas a llanuras de marea (AF5).

La secuencia estudiada en este pozo fue dividida en cinco intervalos basados en sus características litológicas y las asociaciones de facies presentes, los cuales se describen a continuación:

#### 6.4.1 Intervalo D1: 2100' (base) – 2066'

Esta secuencia de 44 pies de espesor representa la base del intervalo estudiado para el pozo D y corresponde con una secuencia de llanuras de inundación (AF1) que posee algunos depósitos de abanicos de rotura (AF6) intercalados, ambos pertenecientes a la Formación Merecure. La figura 6.12 muestra la respuesta del perfil de imágenes a escala detallada para el intervalo 2081 y 2068 pies, donde se observan las características de las asociaciones AF1 y AF6 y adicionalmente el contacto abrupto de los depósitos de abanicos de rotura sobre la llanura de inundación. Por su parte, en la figura 6.13 se presentan las respuestas obtenidas para este intervalo en los demás perfiles.

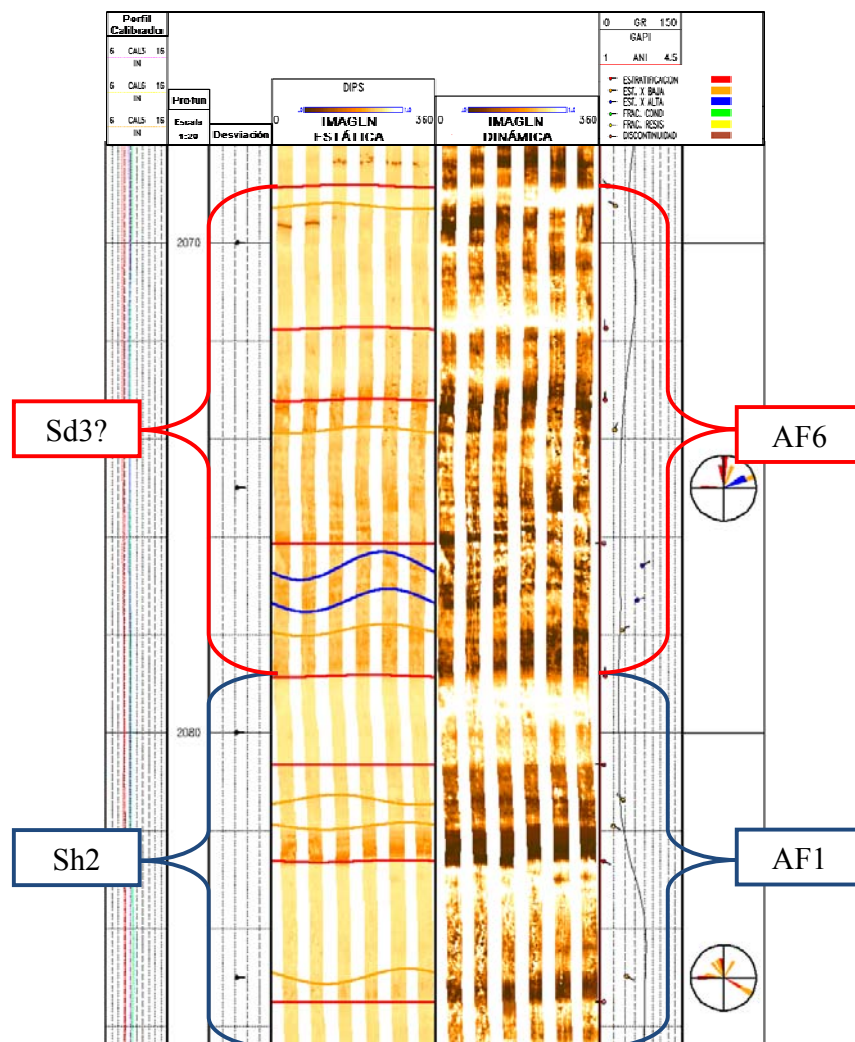


Figura 6.12 – Interpretación del perfil de imágenes para los depósitos de llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6) en la parte basal de la Formación Merecure en el pozo D.

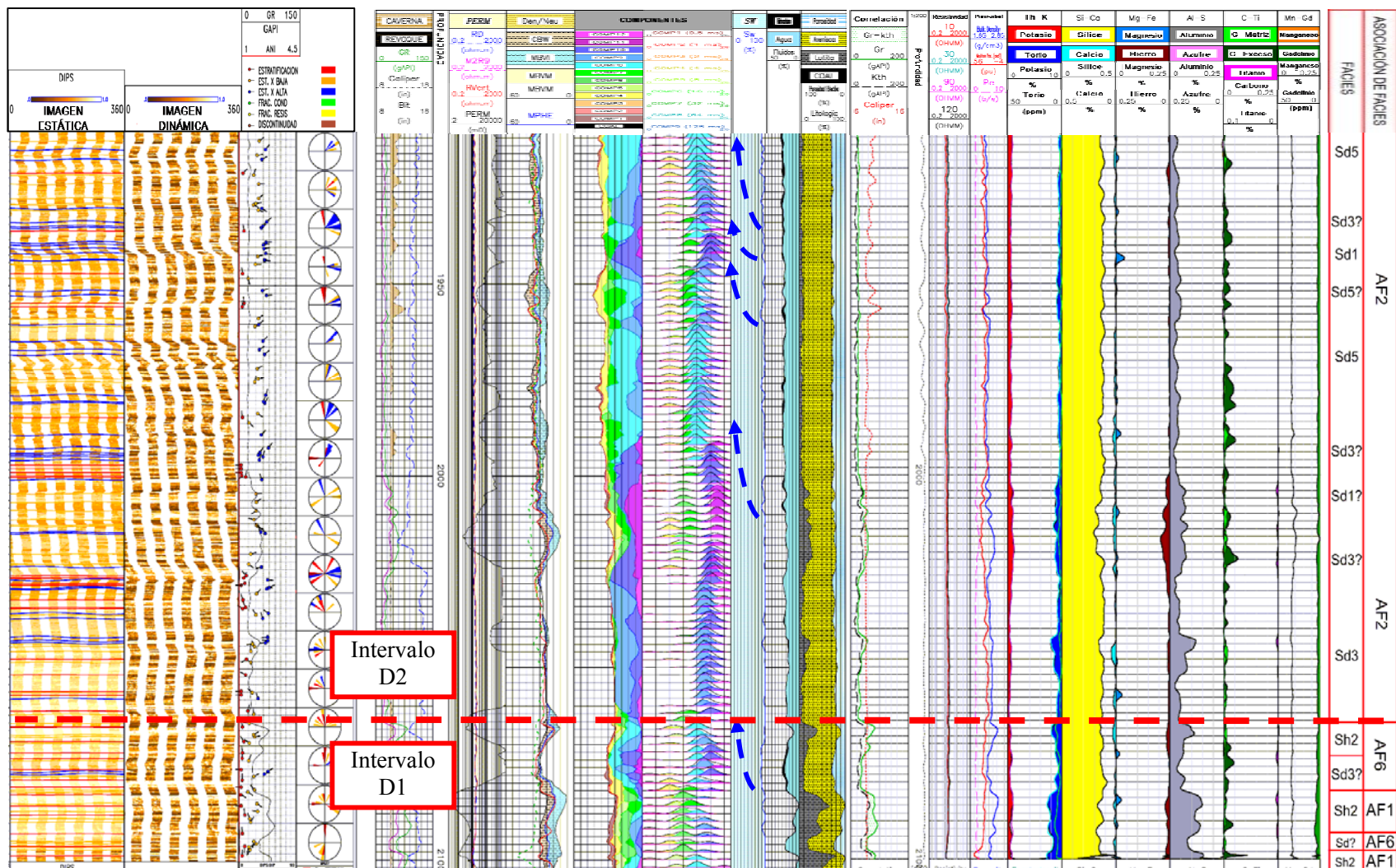


Figura 6.13 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 2100’ – 1910’ del pozo D perteneciente a la Formación Merecure. Las flechas en color azul indican la tendencia “porodecreciente” observada en el perfil RMN para los depósitos de canales entrelazados AF2.

#### 6.4.2 Intervalo D2: 2066' – 1738'

El intervalo D2 tiene 328 pies de espesor y se caracteriza exclusivamente por una secuencia de canales entrelazados (AF2) verticalmente apilados típicos de la Formación Merecure en la región. La figura 6.13 muestra la sección basal de este intervalo donde se observa la respuesta de todos los perfiles indicando la existencia de un espeso intervalo arenoso con claras tendencias “porodecrecientes” asociadas a estas secuencias de canales.

La respuesta típica de estos depósitos de canales entrelazados (AF2) en el perfil de imágenes se observa en la figura 6.14. Esta figura abarca una sección entre 1946 y 1922 pies donde se reconoció una clara secuencia “porodecreciente” en el perfil de RMN; nótese como la frecuencia de los eventos de alto ángulo es alta en la base del intervalo mientras que hacia el tope disminuye tanto la frecuencia como el ángulo asociado a estos eventos.

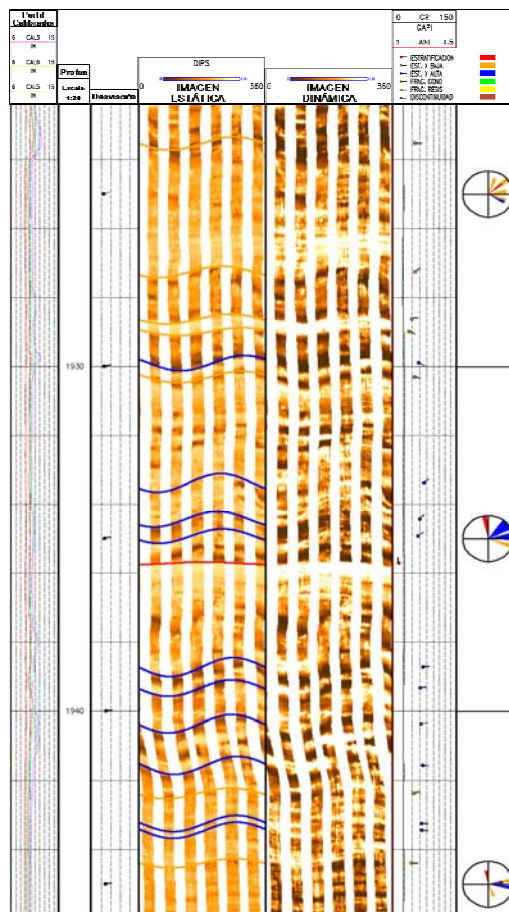


Figura 6.14 – Interpretación del perfil de imágenes para una secuencia de canales entrelazados (AF2) entre 1946' – 1922' en el pozo D que también fue reconocida con tendencia “porodecreciente” en el perfil de RMN.

### 6.4.3 Intervalo D3: 1738' – 1580'

Este intervalo de 158 pies de espesor corresponde con una secuencia conformada por depósitos de bahías interdistributarias (AF3), depósitos de llanuras de marea (AF5) y depósitos de canales distributarios (AF4) de poco espesor (Figs 6.15 y 6.16). De esta forma, esta sección que representa el intervalo basal de la Formación Oficina posee características similares a las observadas en los pozos A, B y C; sin embargo, verticalmente esta secuencia posee una espesa secuencia de canales entrelazados (AF4) de más de 100 pies (intervalo D4) que lo diferencian de los pozos B y C, pero que a su vez lo asemejan al intervalo A3 reconocido en el pozo A.

En este intervalo D3 se reconoció una asociación de canales distributarios (AF4) de 45 pies de espesor ubicada en la parte superior de este intervalo, la cual mostró un comportamiento claramente “porodecreciente” en el perfil de RMN así como características asociadas a estratificaciones de ángulo elevado en el perfil de imágenes. La figura 6.15 muestra las respuestas obtenidas en el perfil eléctrico de imágenes para esta secuencia de canales (AF4).

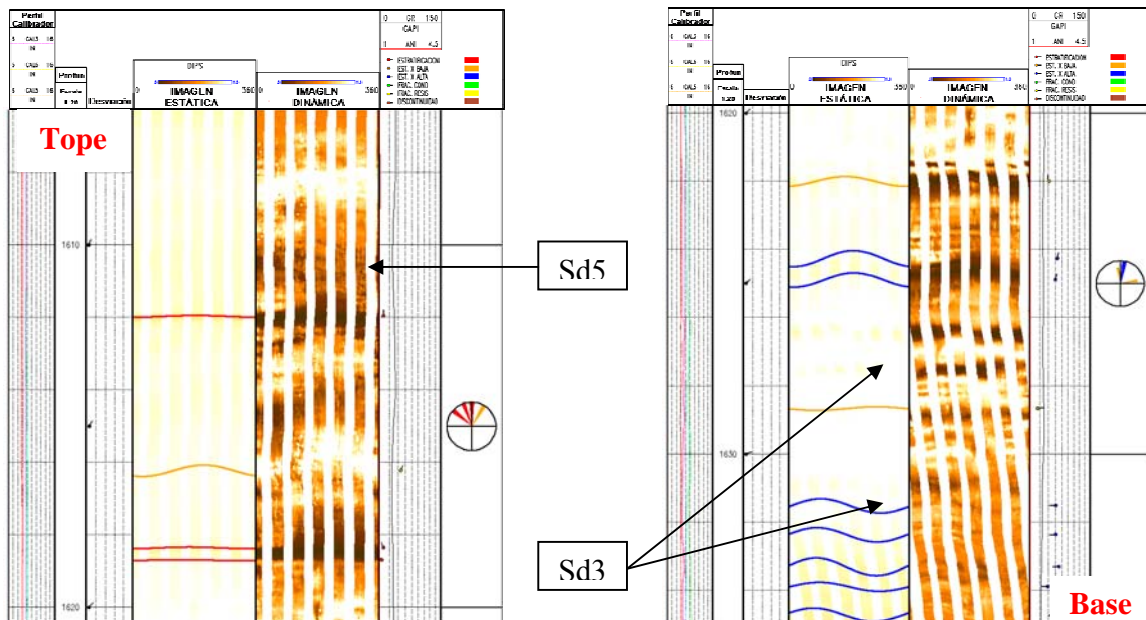


Figura 6.15 – Interpretación del perfil de imágenes en una secuencia de canales distributarios (AF4) entre 1636' – 1606' para el intervalo D3. En las imágenes se reconoce igualmente el carácter granodecreciente de esta asociación de facies.

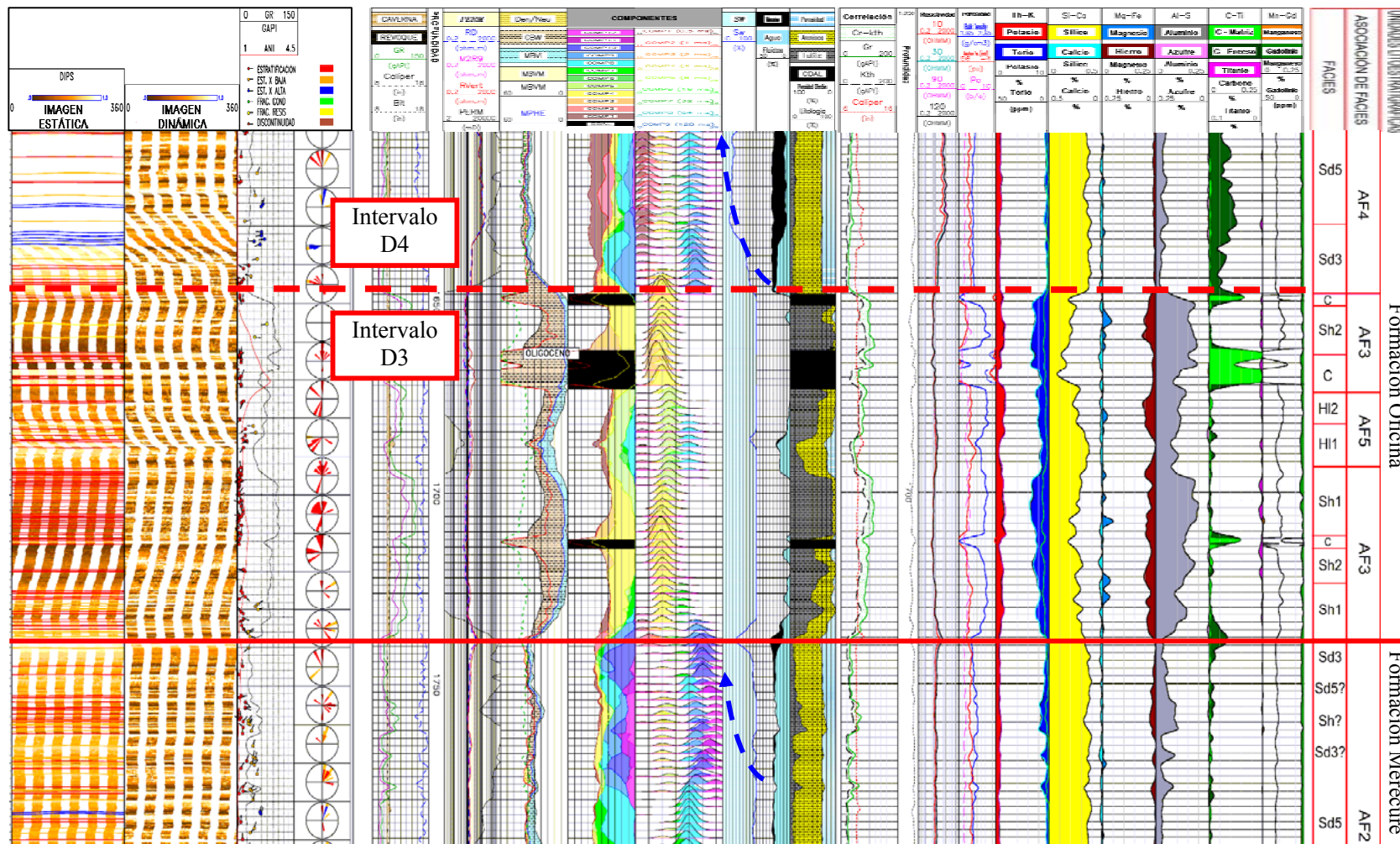


Figura 6.16 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1792’ – 1606’ del pozo D. En 1738’ se propuso el límite entre las formaciones Mercuré y Oficina. Las flechas en color azul señalan la tendencia “porodecreciente” observada en el perfil de RMN en las secuencias de canales AF2 y AF4.

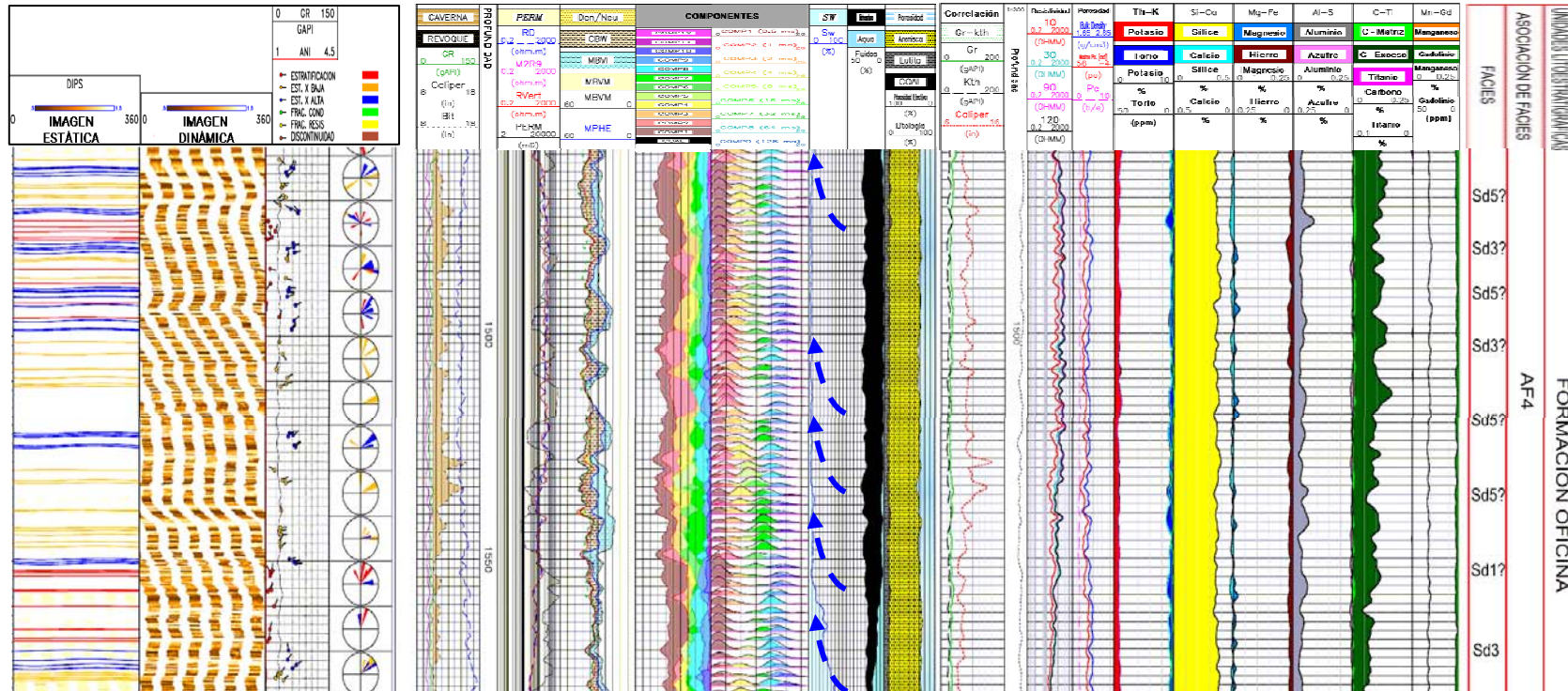


Figura 6.17 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1580’ – 1458’ del pozo D perteneciente a la Formación Oficina. Las fechas en azul señalan la tendencia “prodecreciente” de los canales distributarios (AF4); adicionalmente nótese la dispersión de eventos de alto ángulo reconocidos en las imágenes que posiblemente se asocian a estratificaciones bidireccionales dentro de estos canales que evidencian la influencia mareal en la región

#### **6.4.4 Intervalo D4: 1580' – 1458'**

El intervalo D4 posee 122 pies de espesor y se compone únicamente por una sucesión vertical de depósitos de canales distributarios (AF4) caracterizadas por las facies arenosas Sd1, Sd3 y Sd5, fuertemente impregnadas, que presentaron estratificaciones cruzadas de alto y bajo ángulo reconocidos por el perfil eléctrico de imágenes. Adicionalmente en el perfil de imágenes se pueden observar varios eventos asociados a estratificaciones bidireccionales y en menor proporción, se reconocieron algunos horizontes que posiblemente corresponden con ropajes de arcilla; lo cual evidencia una influencia mareal significativa en estos depósitos de canales (AF4) (Fig 6.17).

Las características descritas para los canales distributarios en el pozo A igualmente mostraron esta influencia mareal sobre el edificio deltaico en la región. Adicionalmente se observó que estos dos pozos (A y D) poseen una configuración estratigráfica similar caracterizada principalmente por esta espesa secuencia de canales distributarios con influencia mareal (AF4) dentro de la Formación Oficina (intervalos A4 y D4) mientras que en los pozos B y C, ambos ubicados en el este del bloque estudiado, no se reconocieron estas espesas secuencias de canales distributarios sino que por el contrario, presentaron importantes espesores asociadas a llanuras de marea (intervalos B3 y C3).

La figura 6.18 muestra la respuesta general de todos los perfiles para este intervalo de canales distributarios con influencia mareal (AF4). Nótese como, a pesar del fuerte grado de impregnación, el perfil de resonancia magnética señala la presencia de facies fundamentalmente arenosas y con una ligera tendencia “porodecreciente”, aunque la intensidad de las señales es muy débil debido al fuerte grado de impregnación.



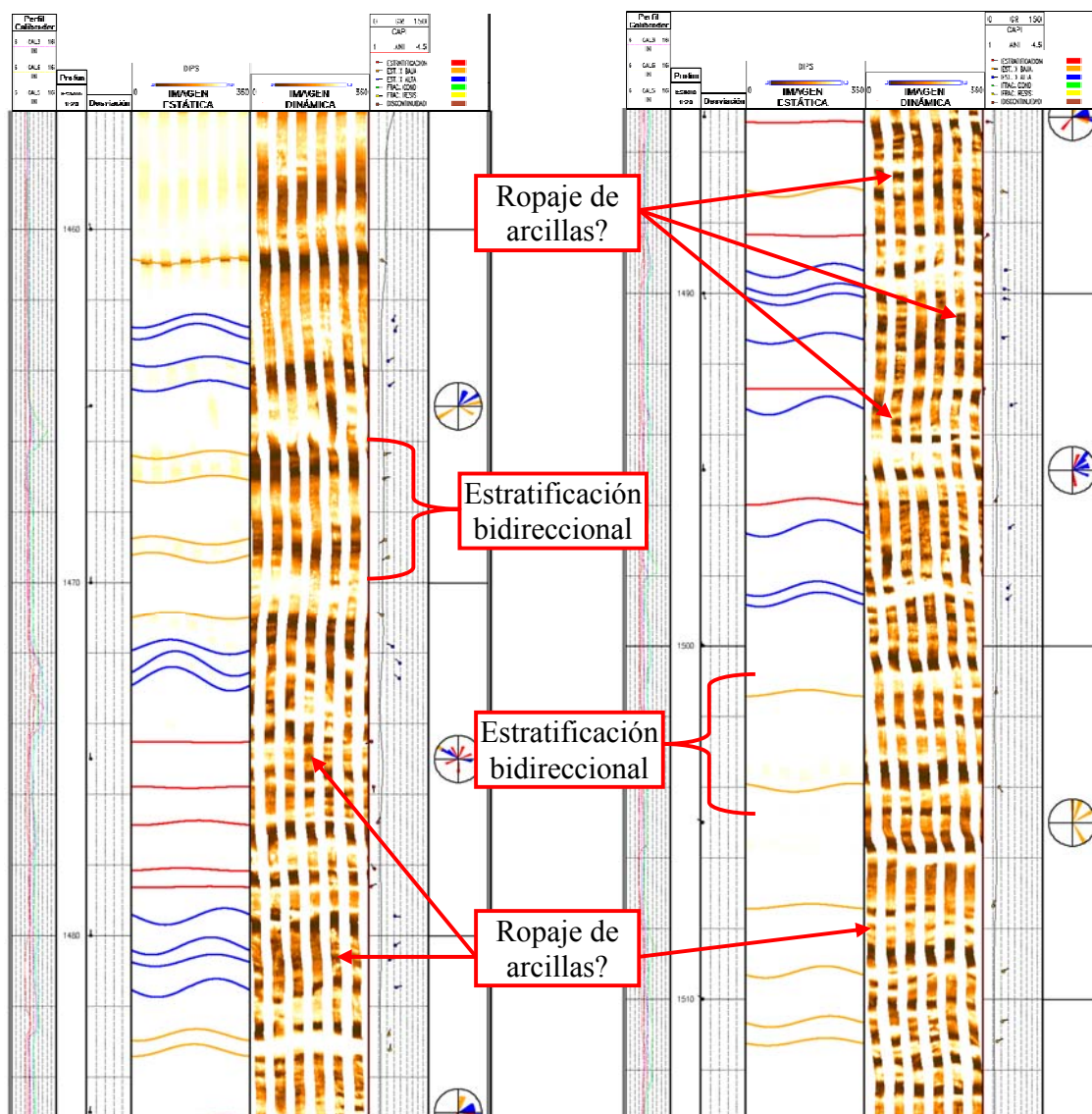


Figura 6.18 – Interpretación del perfil de imágenes para una secuencia de canales distributarios (AF4) entre 1514’ – 1456’ en el intervalo D4. Es probable que canales posean una influencia mareal importante reflejada por la dispersión de los eventos asociados a estratificaciones bidireccionales y algunos horizontes menos claros que posiblemente representan ropajes de arcilla.

### 6.4.5 Intervalo D5: 1458' – 1348' (tope)

Este intervalo de 110 pies de espesor corresponde a la sección de la Formación Oficina más somera que se estudió en el pozo D. Este intervalo, tal y como se observa en las figuras 6.19 y 6.20, se encuentra constituido por una sucesión de depósitos de bahías interdistributarias (AF3) intercaladas con depósitos de llanuras de marea (AF5) y ocasionalmente algunos depósitos de abanicos de rotura (AF6), con características muy similares a las descritas en los pozos A, B y C para los intervalos más someros de la Formación Oficina (intervalos A5, B3 y C3). En la figura 6.20 se observa que este intervalo se compone en un 50% de secuencias heterolíticas (HI1 y HI2) asociadas a depósitos de llanuras de mareas. Entre 1340 y 1410 pies, la influencia mareal es mínima y en su lugar, se acumularon depósitos asociados a bahías interdistributarias. Finalmente, entre las profundidades 1438 y 1454 pies se reconoció una secuencia arenosa sobre los depósitos de las bahías interdistributarias (AF3) que fue interpretada como abanicos de rotura (AF6).

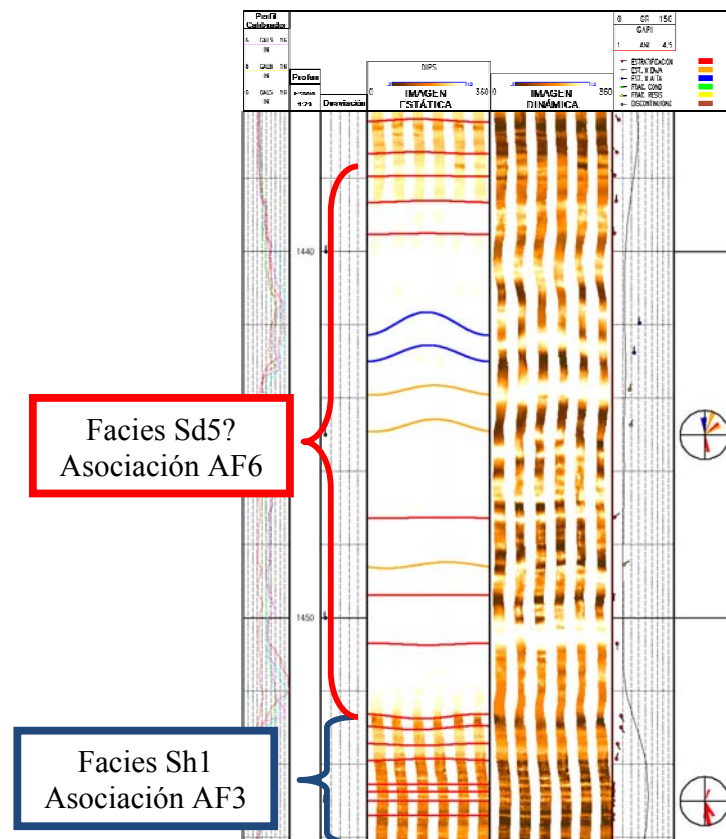


Figura 6.19 – Interpretación del perfil de imágenes en el intervalo 1456' – 1436' del pozo D asociado a depósitos de bahías interdistributarias (AF3) y abanicos de rotura (AF6) en la Formación Oficina-

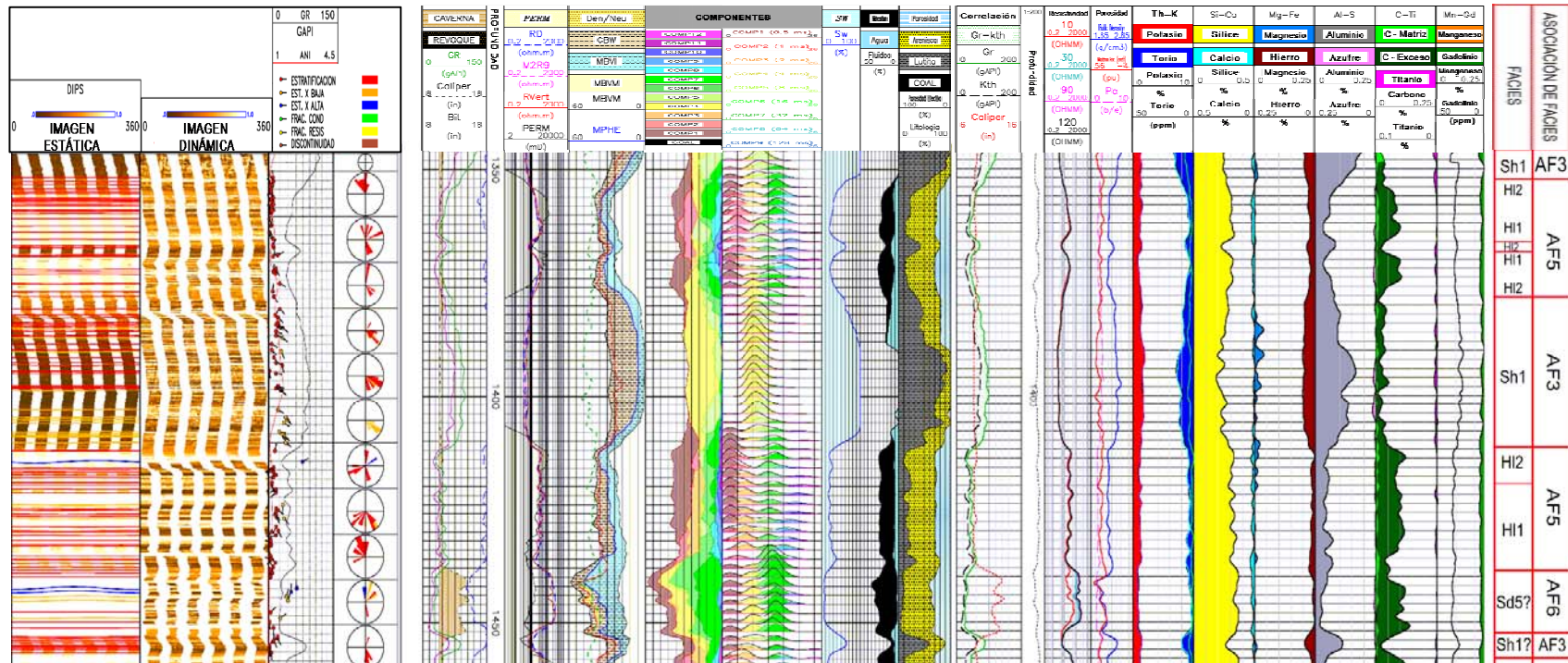


Figura 6.20 – Interpretación de perfiles y caracterización geológica del intervalo 1458’ – 1348’ del pozo D correspondiente a la Formación Oficina.

## 6.5 MODELO SEDIMENTARIO PROPUESTO

Los estudios sedimentológicos y estratigráficos regionales realizados por PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. (1983), AUDEMARD *et al.* (1985), ARSTEIN *et al.* (1985) y BEJARANO (2006), señalan que la secuencia terciaria de la Faja Petrolífera del Orinoco fue depositada bajo un contexto geológico transgresivo desarrollado desde el Oligoceno y que continuó durante una buena parte del Mioceno. Este marco geológico permitió el desarrollo en la región de un complejo fluvio – deltaico de gran extensión areal con dirección de aporte fluvial en sentido sur – norte, que permitió la depositación de las formaciones Merecure y Oficina.

El análisis sedimentológico y estratigráfico realizado a partir de la descripción de núcleos en el pozo A, así como de la interpretación de los perfiles para los pozos B, C y D, permitieron reconocer en los 46 km<sup>2</sup> estudiados al sur del Bloque Junín, una secuencia sedimentaria de origen fluvio – deltaica con una significativa influencia mareal. La secuencia fluvial está constituida por depósitos de canales entrelazados y llanuras de inundación pertenecientes a la Formación Merecure mientras que la secuencia deltaica de influencia mixta (fluvial – mareal) está constituida por depósitos de canales distributarios, bahías interdistributarias y llanuras de marea, representando subambientes de llanura deltaica dentro del complejo deltaico.

El límite propuesto entre la Formación Merecure y la Formación Oficina en el área de estudio se ubica en la base de una sección lutítica de 10 y 40 pies de espesor promedio que corresponde con depósitos de bahías interdistributarias (AF3) de influencia mixta (fluvial – deltaica) que desde el punto de vista paleoambiental se sitúan en la llanura deltaica. De esta manera, la base de este intervalo lutítico marca el cambio de una sección basal fundamentalmente de carácter fluvial – continental constituida por depósitos de canales entrelazados verticalmente apilados (AF2) junto a algunas llanuras de inundación (AF1) correspondientes con la sección superior Formación Merecure; y una secuencia deltaica de dominio fluvial influenciada considerablemente por efecto de las mareas, caracterizada por

depósitos de bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), y llanuras de marea (AF5), correspondientes a la sección basal de la Formación Oficina.

Estos depósitos de bahías interdistributarias reconocidos en los cuatro pozos estudiados que marcan el límite entre las formaciones Merecure y Oficina posiblemente son el producto de un cambio eustático o tectónico asociado a una subsidencia regional, o al menos a nivel del bloque estudiado, por lo cual posiblemente representan una superficie de máxima inundación (mfs). Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, para la realización de este trabajo no contó con datos bioestratigráficos ni otros estudios geológicos específicos elaborados para el Bloque Junín, y por tanto, no fue posible verificar esta hipótesis ni realizar interpretaciones paleoambientales más detalladas.

Adicionalmente, la carencia de estos datos paleontológicos aunado a que los cuatro pozos estudiados se encuentran separados entre sí por distancias entre 5 y 13 km, impidió que se efectuaran correlaciones de horizontes estratigráficos basándose únicamente en las características litológicas. La alta variabilidad lateral y vertical de los ambientes deltaicos frecuentemente ocasiona que las características litológicas de una secuencia particular cambien lateralmente de forma significativa en sólo pocas centenas de metros; por lo tanto, no fue posible establecer una correlación de intervalos entre pozos y con esto, definir un modelo sedimentológico – estratigráfico más detallado.

Sin embargo, analizando la composición litológica y estratigráfica en cada una de las secuencias estudiadas en los pozos A, B, C y D, se encontró que existe un esquema de relleno sedimentario “similar” que aplica en forma general para los cuatro pozos estudiados. Este esquema está constituido por una secuencia basal de depósitos de llanuras de inundación (AF1) con algunos abanicos de roturas (AF6), cuyo espesor oscila entre 10 y 50 pies; la cual es seguida por una espesa secuencia de canales entrelazados apilados verticalmente (AF2) con espesores que oscilan entre 270 y 350 pies. Suprayacente a los depósitos de canales entrelazados se consigue una secuencia estratigráfica de unos 400 pies promedio compuesta por una intercalación de depósitos de bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de mareas (AF5) y abanicos de rotura (AF6) que

evidencian la existencia de sistema deltaico mixto de influencia tanto fluvial como mareal perteneciente a la Formación Oficina.

El esquema estratigráfico expuesto anteriormente describe de manera general el modelo de relleno sedimentario para toda el área estudiada. Sin embargo, evaluando con mayor detalle la distribución vertical y relaciones laterales de las asociaciones de facies reconocidas en los cuatro pozos, se encontraron algunas características particulares dentro de la secuencia deltaica correspondiente a la Formación Oficina. Por ejemplo, los pozos A y D ubicados al oeste de la zona de estudio, presentan una composición estratigráfica similar para estos depósitos deltaicos: un intervalo basal formado por depósitos de bahías interdistributarias y llanuras de mareas (intervalos A3 y D3) de unos 110 – 150 pies de espesor sobre el cual se depositó una secuencia de canales distributarios con influencia mareal (intervalos A4 y D4) cuyo espesor oscila entre 120 – 150 pies y finalmente culmina con una secuencia de bahías interdistributarias, llanuras de marea y abanicos de rotura (intervalos A5 y D5) que supera los 100 pies de espesor. Esta espesa secuencia de canales distributarios evidencia que la ubicación de estos pozos estuvo sobre, o al menos cercano, al curso de los canales distributarios principales del sistema deltaico.

Por otro lado, en los pozos B y C, ambos ubicados al este del área estudiada, también se reconoció un esquema de relleno sedimentario “similar” para la secuencia deltaica de la Formación Oficina. En estos pozos la secuencia miocena no presentó grandes espesores de canales distributarios, como se observó en los intervalos A4 y D4 para los pozos A y D; sino que los 350 pies aproximadamente de la Formación Oficina en esta zona están caracterizados en más de un 80% por depósitos de bahías interdistributarias y llanuras de mareas, y en una proporción menor al 15% por secuencias de canales distributarios y abanicos de rotura. Esto permite señalar que, desde el punto de vista paleoambiental, los pozos B y C se sitúan en zonas de bahías interdistributarias y llanuras de marea dentro de la llanura deltaica, mientras que los pozos A y D se encuentran en zonas centrales de esta llanura bajo una alta influencia de canales distributarios.

Otro hecho significativo encontrado en los pozos B y C es que la influencia mareal se incrementa verticalmente hacia el tope en las secciones estudiadas y la intensidad de esta influencia mareal se incrementa de norte a sur. Por ejemplo, en el pozo C (sureste), el intervalo C2 corresponde con un intervalo de 100 pies de espesor aproximadamente donde la influencia mareal es mínima y sólo se constituye por depósitos de bahías interdistributarias y canales distributarios, pero el intervalo C3 suprayacente está caracterizado por llanuras de marea y bahías interdistributarias evidenciando la presencia de la acción mareal sólo en la sección superior del pozo C; mientras que en el pozo B (noreste) toda la secuencia miocena de la Formación Oficina (intervalo B3) presentó influencia mareal. De esta forma, se puede concluir que en el caso de los pozos B y C, la secuencia miocena en estos pozos estuvo más expuesta a la influencia mareal hacia el norte (pozo B) que hacia el sur (pozo C).

La figura 6.21 esquematiza el modelo sedimentario propuesto para el área estudiada. En esta figura se representa idealmente la ubicación de los pozos interpretados durante la depositación de la Formación Merecure y la Formación Oficina. Se destaca en el caso la secuencia miocena, como los pozos A y B ubicados hacia el norte, poseen mayor influencia mareal; adicionalmente los pozos B y C posiblemente se situaron en zonas alejadas al canal distributivo principal, correspondiendo con áreas periféricas de la llanura deltaica bajo una significativa influencia de las mareas.

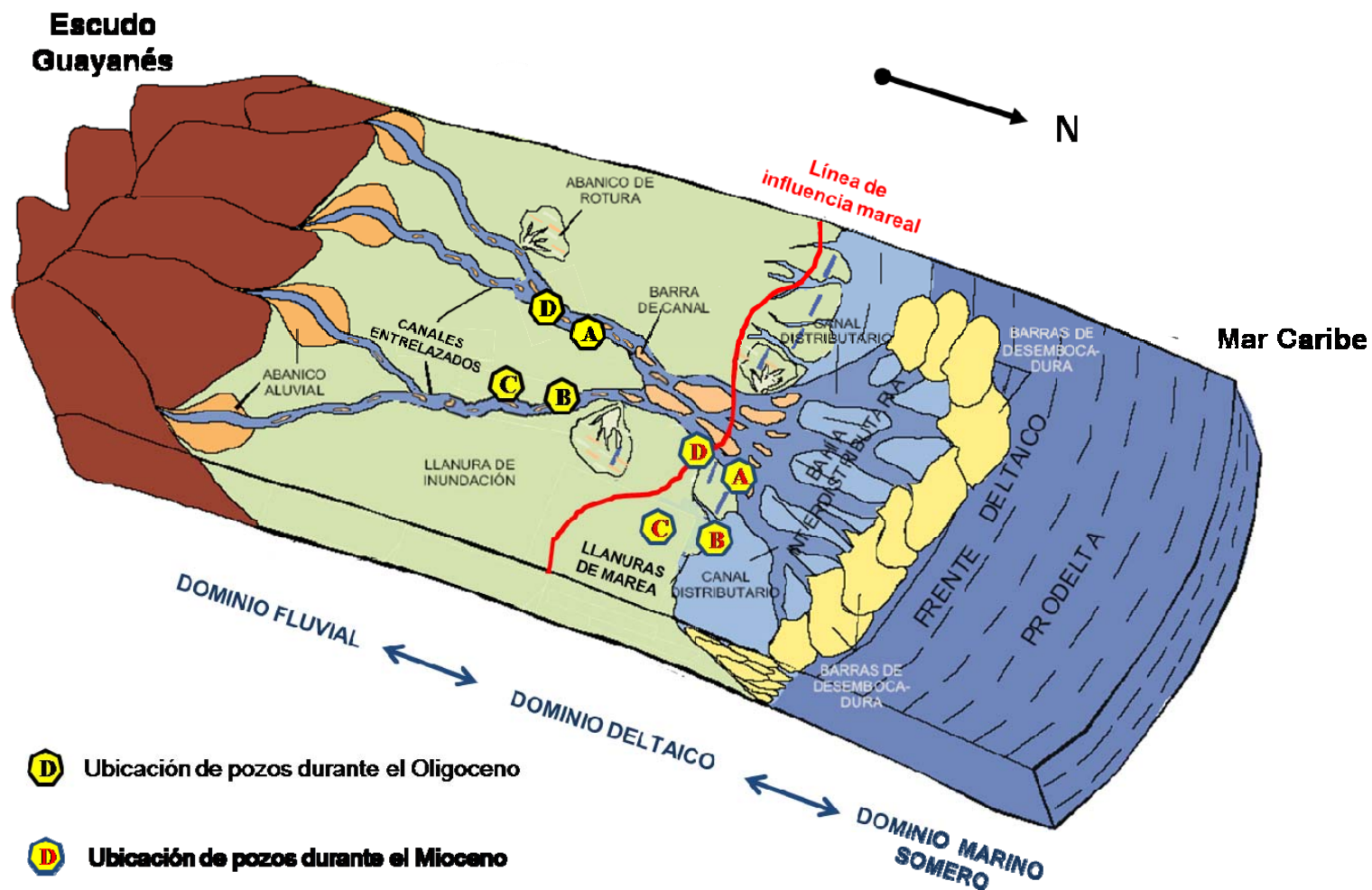


Figura 6.21 – Modelo sedimentológico propuesto para la región de estudio. La Formación Merecure fue depositada en ambientes fluviales mientras que la Formación Oficina se depositó en ambientes de llanura deltaica. Nótese como los pozos C y D posiblemente se ubicaron más alejados del canal distributivo principal y corresponden con secuencias de bahías interdistributarias y llanuras de marea, mientras que los pozos A y D están más cerca de los canales distributarios. Modificado de COLEMAN & PRIOR (1981) en CALDERÓN, 2002.



## **CAPÍTULO VII**

### **ALCANCES Y LIMITACIONES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

#### **7.1 GENERALIDADES**

Los capítulos V y VI describen los resultados obtenidos durante la interpretación de los perfiles de alta tecnología para el reconocimiento y caracterización de facies sedimentarias y asociaciones de facies en las secuencias perfiladas en los pozos A, B, C y D. El análisis de la secuencia oligo-miocena en estos pozos fue llevado a cabo satisfactoriamente, lo cual demostró la utilidad de las nuevas tecnologías de registros de pozos al momento de hacer caracterizaciones geológicas de pozos; especialmente en aquellos donde no se recuperaron núcleos para su estudio.

Durante el desarrollo de este trabajo se verificó que cada tecnología individualmente ofreció respuestas a diferentes parámetros tanto sedimentológicos, estratigráficos y químicos de la secuencia estudiada. Por ejemplo, el perfil eléctrico de imágenes brindó información sobre geometría y espesor de facies, identificación de estructuras sedimentarias, tipos de contactos, etc; el perfil de resonancia magnética nuclear permitió estimar cualitativamente la granulometría de las facies arenosas, identificar secuencias lutíticas y reconocer facies heterolíticas; el perfil de espectroscopía elemental caracterizó químicamente las facies sedimentarias y ayudó a discriminar entre ellas; y el perfil de resistividad vertical ayudó a identificar secuencias eléctricamente anisótropas (facies heterolíticas y lutíticas laminadas).

La experiencia obtenida al trabajar con estos perfiles junto con los demás registros convencionales permitió reconocer que el principal beneficio de estas nuevas tecnologías no reside solamente en el hecho de la respuesta individual de cada perfil para identificar un determinado parámetro sedimentológico, químico o petrofísico en particular. La mayor fortaleza de todas estas tecnologías en conjunto es que sus respuestas individuales son

complementarias entre sí; es decir, el análisis y la interpretación integrada de estas respuestas disminuye considerablemente las incertidumbres propias de cada perfil (especialmente mejora la resolución vertical de las tecnologías de RMN y espectroscopía elemental al integrar sus respuestas con el perfil eléctrico de imágenes), y por lo tanto, permite definir facies y asociaciones de facies con baja incertidumbre lo cual se traduce en estudios sedimentológicos y estratigráficos de pozos mucho más efectivos y detallados.

Evidentemente, durante el proceso de interpretación de las respuestas obtenidas por cada uno de estos registros individualmente y del análisis de sus resultados se reconocieron una serie de fortalezas y debilidades particulares para cada perfil, las cuales representan los alcances y limitaciones de estas tecnologías al momento de realizar este tipo de trabajos. En este capítulo se comentan brevemente los principales beneficios y limitaciones que se encontraron durante la implementación de los perfiles de resonancia magnética nuclear, espectroscopía elemental, imágenes microresistivas y resistividad vertical, para el reconocimiento y caracterización de facies sedimentarias y asociaciones de facies en los cuatros pozos estudiados en este trabajo. Estos alcances y limitaciones, a juicio del autor, deben ser tomadas en cuenta al momento de planificar futuros trabajos de integración núcleo – perfiles y/o estudios sedimentológicos – estratigráficos usando alguna de estas tecnologías de perfilaje.

## **7.2 ALCANCES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

### **7.2.1 Alcances del perfil eléctrico de imágenes**

- La definición de la geometría y espesor de las facies sedimentarias y asociaciones de facies con alta resolución al utilizar el perfil a una escala detallada 1:20.
- Estimación del tipo litológico según la coloración mostrada en la imagen estática, la cual es resultado de los valores de resistividad medidos para esa determinada facies. La escala de colores oscila entre blanco y marrón oscuro, donde estos colores extremos reflejan la máxima y mínima resistividad registrada en el pozo. De esta manera, litologías

de baja resistividad (facies lutíticas y heterolíticas) presentan coloraciones oscuras mientras que litologías con alta resistividad (facies arenosas) generalmente presentan colores claros.

- Reconocimiento de los diferentes tipos de contactos entre facies sedimentarias y asociaciones de facies. En este trabajo el perfil de imágenes permitió identificar contactos concordantes, contactos transicionales y contactos abruptos posiblemente erosionales.

- Estimación del buzamiento estratigráfico general de la secuencia estudiada y reconocimiento de estructuras sedimentarias como: estratificación paralela, cruzada de bajo ángulo, cruzada de alto ángulo, bidireccional, laminación paralela y cruzada.

- Reconocimiento de otras características sedimentológicas y estratigráficas de las facies: aspecto masivo, ropajes de arcilla, bioturbaciones y laminaciones de materia orgánica.

### **7.2.2 Alcances del perfil de resonancia magnética nuclear**

- Mediante el análisis cualitativo de las señales de decaimiento detectadas en el espectro de T2 ubicadas dentro del campo de los fluidos móviles (BVM) es posible discriminar los tipos de facies arenosas presentes relacionando el tamaño de grano en las areniscas y los tamaños de poro asociados.

- Se pueden identificar tendencias en la respuesta en el espectro T2 de carácter “porodecreciente” lo cual permite inferir la presencia de depósitos de canales.

- Permite reconocer la presencia de secuencias heterolíticas en la secuencias perfiladas; e inclusive, en algunas ocasiones, es posible discriminar entre facies heterolíticas arenosas o heterolíticas lutíticas según la relación en las intensidades registradas en los campos de CBW, BVI y BVM.

- Adicionalmente el perfil de resonancia magnética tiene muchos alcances dentro del campo de la petrofísica: reconocimiento del tipo de fluidos, tamaños de poros asociados, identificación de gas, detección de hidrocarburos pesados, etc.

### **7.2.3 Alcances del perfil de espectroscopía elemental**

- Permite estimar la composición química de elementos mayoritarios, minoritarios y algunos elementos traza en las secuencias perfiladas y con ello, caracterizar facies sedimentarias desde el punto de vista químico. De esta forma, con la medición de valores de Si, Al, K, Fe, Th y U, se pudo discriminar grupos de facies mayores (areniscas, heterolitas y lutitas) y ocasionalmente, discriminar entre facies heterolíticas según su contenido de Si/Al y entre facies lutíticas según la proporción de Si, Al, K, Fe y relaciones Al/K y Th/K.

- El empleo de relaciones químicas como: Si/Al, Th/K, Al/K; además de ser útiles para ayudar a identificar facies sedimentarias, también pueden ayudar a estimar la composición mineralógica de cada facies. Por ejemplo, una de las variables más útiles que se usó para discriminar entre facies lutíticas Sh1 y Sh2, fue la relación Al/K y Th/K. De esta forma, cualitativamente se reconoció que mineralógicamente estas dos facies lutíticas tienen composición mineralógica distinta donde la facies Sh1 (con alto Al/K y Th/K) posee mayor contenido de caolinita que la facies Sh2.

- La detección del elemento carbono permite reconocer facies carbonosas de forma independiente a la forma tradicional usando los perfiles convencionales de densidad y porosidad – neutrón.

- También, mediante la detección del elemento carbono, se logra reconocer acumulaciones de hidrocarburos de forma independiente a las tecnologías convencionales (registro de resistividad, potencial espontáneo, etc.). Esto representa un valor adicional significativo de esta tecnología puesto que, basado en un principio de medición diferente, se logra identificar la presencia de hidrocarburos.

- Aunque en este trabajo no se trabajó en estas aplicaciones, con los resultados de este perfil existe la posibilidad de aplicar clasificaciones geoquímicas en rocas sedimentarias para estimar fuentes de aporte, tipos litológicos y clasificaciones mineralógicas como BATHIA (1983), HERRON (1988) ó PEMPER *et al.* (2006).

- Adicionalmente este perfil, al determinar la composición química de más de 13 elementos, permite la posibilidad de efectuar trabajos sobre quimioestratigrafía y caracterizaciones geoquímicas de unidades en secuencias sedimentarias.

#### **7.2.4 Alcances del perfil de resistividad vertical**

- Permite reconocer secuencias anisótropas al paso de la corriente eléctrica. De esta forma se pudo identificar la presencia de facies heterolíticas (H11 y H12) y facies lutíticas laminadas (Sh1).

- Representa un buen indicador de la presencia de hidrocarburos en facies heterolíticas arenosas (H11).

### **7.3 LIMITACIONES DE LOS REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**

#### **7.3.1 Limitaciones del perfil eléctrico de imágenes**

- No se puede discriminar entre facies arenosas (Sd1, Sd3 y Sd5) de manera confiable sólo con el perfil de imágenes; aunque sí se pueden identificar y diferenciar facies lutíticas masivas (Sh2) de facies lutíticas laminadas (Sh1), así como las facies heterolíticas lutíticas (H11) y arenosas (H12).

- Las facies carbonosas C frecuentemente muestran coloraciones claras asociadas a altas resistividades. Sin embargo, en ocasiones algunas de estas facies C presentaron coloraciones oscuras asociadas a bajas resistividades.

- Frecuentemente es posible reconocer en las imágenes estática y dinámica eventos asociados a bioturbaciones, especialmente en facies lutíticas y heterolíticas. Sin embargo, es imposible determinar cual tipo de bioturbación está presente, lo cual representa una limitación al momento de realizar análisis de facies e interpretaciones paleoambientales.

- La calidad de los perfiles de imágenes depende en buena parte de las condiciones de hoyo y el tipo de lodo utilizado al momento del perfilaje. Como se observó en el pozo B, el perfil de imágenes brindó poca información para el análisis estratigráfico motivado a que las condiciones del pozo al momento del perfilaje de este pozo B no fueron óptimas para correr esta tecnología.

- Ocasionalmente se reconocieron eventos sedimentarios cuyos planos de ajuste presentan direcciones de buzamiento opuestas se secuencias de canales distributarios (AF2) en los pozos A, B y D, lo cual sugiere la existencia de estratificaciones bidireccionales. Sin embargo, al no poseer una visión espacial de estos eventos reconocidos en las imágenes, frecuentemente es difícil asegurar la existencia de estas estructuras en estas facies arenosas. Igualmente ocurre con las estratificaciones flaser, ondulada y lenticular, presentes en facies heterolíticas las cuales no ofrecen una respuesta suficientemente diagnóstica en las imágenes para afirmar su presencia.

- La coloración ofrecida en la imagen estática, como se dijo anteriormente, es una medida relativa de la resistividad en ese pozo y por tanto, la misma facies siempre tiende a exhibir un mismo tono. Sin embargo, cuando se evalúan varios pozos, la coloración mostrada en la imagen estática para una misma facies puede variar ligeramente en cada pozo cuando los valores máximos absolutos de resistividad son muy diferentes (por ejemplo, en el pozo B el máximo de resistividad registrado fue de 170 ohm-m mientras que en el pozo D el máximo valor registrado fue de 250 ohm-m; en estos casos, asumiendo que las facies tuvieron valores de resistividad similares, las facies identificadas en el pozo B tendieron a mostrar colores más claros en la imagen estática que las encontradas en el pozo D.

- La presencia de hidrocarburos tanto en facies heterolíticas y facies arenosas generalmente ocasionó alta incertidumbre para reconocerlas con este perfil, puesto que la alta resistividad que tienen los hidrocarburos ocasiona coloraciones blancas en la imagen estática que brindan muy poca información al momento de la interpretación, especialmente en el caso de las facies arenosas.

### **7.3.2 Limitaciones del perfil de resonancia magnética nuclear**

- La resolución vertical de esta tecnología de perfilaje es de 2 pies; sin embargo, durante la caracterización y reconocimiento de facies, no se obtuvieron señales suficientemente diagnósticas para secuencias menores a 5 – 6 pies. Por tanto, al realizar análisis sedimentológicos y estratigráficos de alta resolución, este perfil presenta alta incertidumbre para reconocer horizontes delgados. Ocasionalmente algunas señales dispersas en el espectro de T2 obedecen a la intercalación horizontes delgados con litologías diferentes, como por ejemplo los depósitos de abanicos de rotura dentro llanuras de inundación.

- Debido a que la estimación del tamaño de grano asociado a las facies arenosas se efectúa indirectamente mediante la estimación del tamaño de poro asociado; es necesario efectuar previamente calibraciones núcleo – perfil para las facies arenosas con la finalidad de establecer los tiempos de corte ( $T_{\text{cut-off}}$ ) que discriminen los tipos de facies.

- Dentro de algunos depósitos de canales entrelazados y canales distributarios fue difícil discriminar los tipos de facies arenosas presentes. Si bien este perfil puede obtener una buena estimación del tipo de facies arenosas analizando cualitativamente el tiempo de decaimiento asociado, son frecuentes los intervalos arenosos donde se aprecia alta dispersión de las señales obtenidas dentro del campo de BVM lo que imposibilita el reconocimiento del tipo de facies. Este es el motivo por el cual no se marcaron los límites entre facies arenosas en varias de estas secuencias de canales durante la interpretación de los perfiles.

- Es posible que parámetros sedimentológicos como el escogimiento influyan significativamente en la respuesta de las señales detectadas por este perfil. En el caso de este trabajo, las facies arenosas mayormente presentaron escogimiento bueno a medio y por lo tanto, se obtuvo una buena caracterización del tiempo de decaimiento para cada facies arenosa. Sin embargo, es posible que las dispersiones reconocidas en algunos depósitos arenosos posiblemente estén influenciados por cambios en el escogimiento.

- La detección de señales dentro del campo del agua ligada a las arcillas (CBW) fue un parámetro muy útil que identificaba la presencia de facies lutíticas. Sin embargo, este perfil no logra discriminar el tipo de facies lutíticas presente (Sh1 o Sh2).

- Cuando existe un fuerte grado de impregnación en las facies arenosas, la señal asociada a hidrocarburos pesados tiene alta intensidad, lo cual frecuentemente ocasiona que esta respuesta tienda a enmascarar o disminuir la intensidad del resto de señales detectadas en los demás tiempos; y por lo tanto, dificulta el reconocimiento de las facies.

- En algunas ocasiones se detectaron señales de decaimiento entre los 50 – 60 ms (campo de BVM) en secciones sedimentarias donde el resto de tecnologías nuevas y convencionales utilizadas en este trabajo (especialmente las imágenes y la espectroscopía elemental) brindaban una respuesta clara asociada a facies lutíticas (facies Sh2). Este comportamiento fue difícil de interpretar puesto que estas señales entre 50 – 60 ms generalmente se consiguieron en espacios porales grandes tamaño “arena”. Afortunadamente este comportamiento fue reconocido en muy pocas ocasiones.

### **7.3.3 Limitaciones del perfil de espectroscopía elemental**

- La resolución vertical de esta tecnología es de 2 pies; sin embargo, al igual que el perfil de resonancia magnética nuclear, no se obtuvieron respuestas suficientemente diagnósticas para identificar facies en horizontes con espesores menores a 4 – 5 pies. Debido a su principio de medición, este perfil estima la composición química de un “volumen” dado de formación que no distingue horizontes individuales; por tanto, la



composición química para una profundidad dada corresponde con el promedio obtenido en ese “volumen” de roca y no con una determinada facies en particular.

- Los elementos S, Ti, Mg, Mn, y Ca, fueron poco diagnósticos para caracterizar y discriminar facies sedimentarias y asociaciones de facies. La concentración encontrada para estos elementos generalmente no superó el 0,5% en peso y en ocasiones registraba valores debajo del límite de detección de la herramienta. Es conveniente recordar que la secuencia estudiada es completamente siliciclástica; sin embargo, elementos como Ca y Mg pueden ser de mucha utilidad en el caso de estudiar secuencias carbonáticas.

- Las condiciones del hoyo de perforación pueden afectar apreciablemente la tecnología. Durante el proceso de perforación, frecuentemente se agregan al lodo de perforación compuestos ricos en Ca, S, Mg, Fe, entre otros elementos; en el caso de zonas con alta invasión o secuencias porosas, las mediciones relacionadas con alguno de estos elementos pueden verse comprometidas. Sin embargo, durante el procesamiento de los resultados de este perfil, al efectuar las correcciones por condiciones de hoyo, siempre se toman en cuenta estas consideraciones.

- En este trabajo se logró caracterizar químicamente las diferentes facies y asociaciones debido a que no se dieron cambios verticales significativos en las condiciones físico – químicas durante la sedimentación, fuente de aporte de sedimentos o composición mineralógica debido a efectos diagenéticos. Sin embargo, se debe considerar que si alguna de estas situaciones ocurre en una determinada área, una misma facies puede presentar cambios apreciables en su composición química verticalmente a lo largo de la secuencia estratigráfica.

- Ocasionalmente se encontraron variaciones menores en las concentraciones de los elementos Si, Al, Th y Fe para las mismas facies en los cuatro pozos estudiados; sin embargo, la mayor parte de estas variaciones se ubicaron dentro del rango de incertidumbre o error de medición de la herramienta. Por lo tanto, para superar estas limitaciones frecuentemente se interpretaron las tendencias de la concentración de estos elementos y las

relaciones Si/Al, Th/K y Al/K; aunque adicionalmente también pueden usarse otras relaciones como: Al/Fe o Si/(Al+Fe+K).

### **7.3.4 Limitaciones del perfil de resistividad vertical**

- La principal limitación de esta tecnología es su resolución vertical. Este perfil ayudó a identificar facies heterolíticas y lutíticas laminadas sólo cuando sus espesores superaron los 5 – 6 pies. En el caso de análisis de facies con alta resolución vertical esta herramienta brinda poca información.
- En ciertas ocasiones se observaron algunas inconsistencias en la respuesta de este perfil para reflejar anisotropía eléctrica en aquellas secuencias donde se habían reconocido facies anisótropas mediante las otras tecnologías. Es probable que no todas las facies heterolíticas o lutitas laminadas muestran una anisotropía significativa que pueda ser detectada por este perfil.

## **CAPÍTULO VIII**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **8.1 CONCLUSIONES**

- En los pozos A, B, C y D, ubicados en un área de 46 km<sup>2</sup> situada al sur del Bloque de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco, se estudió una secuencia siliciclástica de 700 – 720 pies de espesor promedio que está constituida por depósitos fluviales – continentales de edad Oligoceno pertenecientes a la Formación Merecure y depósitos de llanura deltaica con influencia de mareas de edad Mioceno pertenecientes a la Formación Oficina.
  
- Durante el estudio de núcleos realizado para el pozo A se describieron un total de 294 pies donde se lograron definir un total de ocho facies sedimentarias en función de su litología general, geometría, granulometría, forma de contactos, estructuras sedimentarias y contenido de bioturbaciones. Estas ocho facies sedimentarias reconocidas fueron: areniscas de grano grueso a muy grueso (Sd1), areniscas de grano medio (Sd3), areniscas de grano fino a medio (Sd5), heterolitas arenosas (H11), heterolitas lutíticas (H12), lutitas laminadas (Sh1), lutitas masivas (Sh2), y facies carbonosas (C).
  
- El fuerte grado de impregnación encontrado en las facies arenosas y heterolíticas arenosas dificultó considerablemente la descripción sedimentológica de núcleos. En el caso de las facies arenosas, la fuerte impregnación dificultó el reconocimiento de características texturales de las facies y variaciones verticales en la granulometría.
  
- El análisis de la sucesión vertical de las facies sedimentarias reconocidas en el pozo A permitieron agruparlas en seis asociaciones de facies sedimentarias: llanuras de inundación (AF1), canales entrelazados (AF2), bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6).

- La secuencia oligocena, perteneciente a la Formación Merecure, tiene un espesor entre 300 y 350 pies promedio y está formada por una secuencia fundamentalmente arenosa caracterizada por sucesiones verticales de depósitos de canales entrelazados (AF2) de espesores variables que pueden superar los 100 pies promedio, ocasionalmente intercaladas por depósitos de llanuras de inundación (AF1) y abanicos de rotura (AF6), con espesores individuales menores a 30 pies.

- La secuencia miocena, perteneciente a la Formación Oficina, tiene un espesor variable entre 350 y 400 pies y está constituida por depósitos de bahías interdistributarias (AF3), canales distributarios (AF4), llanuras de marea (AF5) y abanicos de rotura (AF6). Hacia el oeste del área estudiada, sobre los pozos A y D, se reconoció una importante influencia fluvial de los canales distributarios en el registro sedimentario; mientras que hacia la zona este, sobre los pozos B y C, se reconoció una mayor presencia de depósitos de llanuras de mareas y bahías interdistributarias que evidencian una influencia mareal mayor para esta zona del área estudiada.

- Los perfiles de imágenes microresistivas, resonancia magnética nuclear, espectroscopía elemental y resistividad vertical ayudan a reconocer facies sedimentarias y asociaciones de facies, y por lo tanto, permiten realizar caracterizaciones geológicas de pozos con mayor detalle y menor incertidumbre que las realizadas con los registros de pozos convencionales.

- El perfil eléctrico de imágenes permitió identificar tipos de facies lutíticas, heterolíticas y carbonosas; y también ayudó a identificar los tipos de facies arenosas. Mediante la interpretación de las imágenes estática y dinámica se logró describir orientación, espesor, forma y tipos de contactos de facies y asociaciones de facies, así como identificar las siguientes estructuras sedimentarias: estratificación cruzada (alto y bajo ángulo), paralela y masiva, y laminación paralela y cruzada de bajo ángulo. En algunas ocasiones se pudo reconocer estratificaciones bidireccionales y ropajes de arcilla.

- El perfil de resonancia magnética nuclear permitió discriminar los tipos de facies arenosas interpretando cualitativamente la señal de decaimiento en el espectro de T2 de los poros asociados a estas facies. También permitió reconocer la presencia de facies heterolíticas e incluso, ayudó a discriminar entre ellas en función de la intensidad de las señales obtenidas para el campo del agua ligada a las arcillas (CBW) y campo de fluidos móviles (BVM). Para las facies lutíticas, este perfil permitió reconocer la presencia de facies lutíticas pero no se encontró una respuesta que permitiera discriminar el tipo de facies presente.

- El perfil de espectroscopía elemental permitió diferenciar facies arenosas, heterolíticas y lutíticas según su contenido de Si, Al, Fe, Th, K y usando las relaciones Si/Al, Al/K y Th/K. Con este perfil se logró identificar facies heterolíticas arenosas (H11), heterolíticas lutíticas (H12), lutíticas laminadas (Sh1), lutíticas masivas (Sh2) y carbonosas (C), en función de la composición química de cada facies. Respecto a las facies arenosas, este perfil logró separar químicamente el grupo de facies arenosas pero no se encontraron relaciones químicas que permitieran discriminar entre ellas.

- El perfil de resistividad vertical ayudó a identificar facies heterolíticas arenosas (H11), heterolíticas lutíticas (H12) y lutíticas laminadas (Sh1) debido a su comportamiento anisótropo al paso de la corriente eléctrica. Las demás facies sedimentarias evaluadas no presentaron valores significativos de anisotropía.

- La principal limitación reconocida en estos perfiles, exceptuando el perfil de imágenes, fue su baja resolución vertical, al generar alta incertidumbre para reconocer facies y asociaciones de facies con espesores individuales menores a 4 pies; lo cual representa un impedimento para efectuar análisis de facies y estudios estratigráficos de alta resolución.

- Las respuestas que brindan estas tecnologías de perfilaje son complementarias entre sí, y por tanto, la interpretación integrada de sus respuestas, además de disminuir las incertidumbres propias de cada perfil, permiten caracterizar e identificar de facies

sedimentarias y asociaciones de facies con alto detalle, lo cual permite hacer estudios estratigráficos robustos en secuencias donde no se hayan recuperado núcleos para su estudio.

## 8.2 RECOMENDACIONES

- Algunas asociaciones de facies parecieran tener una extensión regional en toda el área estudiada. La secuencia de llanuras de inundación (AF1) en la base de la Formación Merecure y la secuencia suprayacente asociada a canales entrelazados apilados (AF2), así como los depósitos de bahías interdistributarias (AF3) en la base de la Formación Oficina, presentaron características similares en los cuatro pozos estudiados y parecieran tener extensión regional, al menos en el área de estudio. Sin embargo, debido a que no se contó con datos bioestratigráficos, no fue posible verificar que alguno de estos intervalos correspondan con superficies de máxima inundación (mfs) o eventos estratigráficos regionales. Por lo tanto, se recomienda estudiar estos intervalos con datos bioestratigráficos y otros datos adicionales para verificar si alguna de estas secuencias presenta extensión regional y pueda correlacionar los resultados de este trabajo con los modelos geológicos regionales.

- La evaluación de la respuesta del perfil de resonancia magnética nuclear se efectuó analizando el tiempo de decaimiento dentro del espectro de T2 para familias de espacios porales de tamaño similar y se encontró una relación entre los tiempos de decaimiento y la granulometría asociada. Sin embargo, esta relación encontrada es producto de un análisis cualitativo. Se recomienda efectuar una calibración núcleo – perfil con el registro de resonancia magnética donde se tenga una descripción granulométrica detallada de las facies arenosas con la finalidad de calibrar los tiempos de decaimiento asociados y los tamaños de granos de las facies arenosas.

- Evaluar el parámetro escogimiento dentro de las facies arenosas en la respuesta del perfil de resonancia magnética para reconocer si este parámetro modifica la respuesta en el

espectro de T2 y en caso afirmativo, verificar como afecta en esa respuesta obtenida, con la finalidad de disminuir la incertidumbre durante la caracterización de facies arenosas.

- Efectuar análisis de fluorescencia de rayos X a muestras de núcleos que permitan controlar la composición química obtenida por la herramienta de espectroscopía elemental y adicionalmente, análisis de difracción de rayos X que permitan estimar la composición mineralógica. Con estos datos sería posible generar sistemas de clasificación litológica y mineralógica como la propuesta por HERRON (1988) que permitan mejorar las caracterizaciones de facies y asociaciones de facies usando esta tecnología.

- Realizar estudios de quimioestratigrafía y caracterizaciones geoquímicas con la tecnología de espectroscopía elemental que mejoren las caracterizaciones geológicas de unidades litológicas en la Faja Petrolífera del Orinoco y permitan efectuar correlaciones entre secuencias a escala regional, representando otra herramienta alternativa para estudios de estratigrafía regional, especialmente en aquellos casos donde no se dispongan de datos bioestratigráficos.

## BIBLIOGRAFÍA

Abreviatura: UCV-EG = Trabajo Especial de Grado,  
Departamento de Geología, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.  
Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela. Inédito.

- AUDEMARD F., I. AZPIRITXAGA., P. BAUMANN, A. ISEA & M. LATREILLE. 1985. Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. *Memorias VI Congreso Geológico Venezolano*, Caracas, 1985, 1:70-108.
- ARRO J. 2003. *Resonancia Magnética Nuclear. Principios y Aplicaciones en la Cuenca del Golfo San Jorge*. Baker Hughes Inc., inédito, 59p.
- ARSTEIN R., E.CABRERA, F. RUSSOMANNO & H. SÁNCHEZ 1985. Revisión Estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental. *Memorias VI Congreso Geológico Venezolano*, Caracas, 1985, 41–68p.
- ARSTEIN R. 1997. Formación Oficina. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/o2w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- BAAMONDE J. M. 1997. Formación Mesa. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/m40w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- BATHIA M. 1983. Plate tectonics and geochemical composition of sandstone. *Journal of Geology*. (91): 611-627.
- BAKER ATLAS LOGGING SERVICES. 2002. *Product Knowledge Imaging Training guide*. Houston. Baker Hughes Inc. Inédito. 73p.
- BAKER ATLAS LOGGING SERVICES. 2004. *Product Knowledge 3DEX<sup>sm</sup> Training guide*. Houston. Baker Hughes Inc. Inédito. 46p.
- BAKER ATLAS LOGGING SERVICES. 2005. *Introduction to Wireline Log Analysis*. Houston. Baker Hughes Inc. Inédito. 312 p.
- BEJARANO C. 2006. Tertiary Stratigraphy and Sedimentary Environments of the Oil Bearing Sands of the Orinoco Oil Belt, Venezuela, South America. Ponencia presentada en: *1<sup>st</sup> Heavy Oil Conference*. 7p.
- CAMPOS V. 1997. Formación Merecure. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/m38w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- CALDERÓN E. 2002. *Construcción de modelos geoestadísticos a escala centimétrica de facies heterolíticas, en las secciones informales c1 y c2 de la Formación Oficina, Campo San Diego, Zuata (Edo. Anzoátegui)*. UCV-EG. 141 p.
- CARMONA R, J. HERNANDEZ, J. MARCOS, C. MINETTO & R. ARRO. 2008. Aplicaciones del RMN usando el método probabilístico en la inversión de Ecos. Presentado en:



- International Congress Of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources*. Cartagena, Colombia. 11p.
- CIEN – COMITÉ INTERFILIALES DE ESTRATIGRAFÍA Y NOMENCLATURA. 1999. *Código geológico de Venezuela*. <http://pdvsa.com/lexico>.
- COATES G., L. XIAO. & M. PRAMMER. 1999. *Registros Eléctricos RMN. Principios y Aplicaciones*. Halliburton Energy Services. Houston, TX. USA. 251p.
- COLEMAN J. M., & D. B. PRIOR. 1981. Deltaic environments of deposition. En P. A. SCHOLLE & D. SPEARING, Eds., *Sandstone Depositional Environments*. American Association of Petroleum Geologist. Memoir 31, Tulsa, Oklahoma. USA, p. 138-178.
- DAVIS, R. & P. BASAN. 1985. *Coastal sedimentary environments*. New York: Springer. 716p.
- DÍAZ E., J. PADILLA, J. DUGARTE & R. CARMONA. 2008a. Integración de nuevas tecnologías de registros y procesamiento para mejorar la caracterización geológica y petrofísica en reservorios de litologías complejas. Presentado en: *International Congress Of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources*. Cartagena, Colombia. 8p.
- DÍAZ E., C. BEJARANO, J. DUGARTE & J. PADILLA. 2008b. Integrating Images and Rock Data: Cases from the Orinoco Oil Belt, Venezuela. Presentado en: *Mediterranean Offshore Conference & Exhibition*. Alejandría, Egipto. 12 p.
- ESCALONA N. & P. JAM. 1997a. Formación Carrizal. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/c55w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- ESCALONA N. & P. JAM. 1997b. Formación Hato Viejo. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/h2w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- ESCALONA N. 1997a. Formación Canoa. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/c18w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- ESCALONA N. 1997b. Formación Tigre. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/t27w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- GALLANGO O. & F. PARNAUD. 1995. 2-D Computer modelling of oil generation and migration in a transect of the eastern Venezuela Basin. En: A. TANKARD, R. SUÁREZ & H. WELSINK, Eds., *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologist, Memoir 62. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 741-756 p.
- GARCÍA M. 2004. *Evaluación estructural y estratigráfica en el Miembro Punta Gorda de la Formación Misoa con base en registros de imágenes, Campo La Concepción. Estado Zulia*. UCV-EG. 177 p.
- KEYHOLE INC. & GOOGLE. 2008. *GOOGLE EARTH*. Versión 4.3 (8 de Julio de 2008). Programa en línea. Sitio web: [earth.google.com](http://earth.google.com). Consulta: Agosto – Septiembre 2008.
- GONZÁLEZ DE JUANA, J., J. ITURRALDE, & X. PICARD. 1980. *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas. Ediciones Foninves, V.2, 1031p, 620 p.
- HERRON M. 1988. Geochemical Classification of Terrigenous Sands and Shales from core or Log Data. *Journal of Sedimentary Petrology* 58(5): 820-829.
- JAM P. 1997a. Formación Freites. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/f4w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.

- JAM P. 1997b. Formación Las Piedras. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/180w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- LEÓN M. & J. VIELMA. 2006. *Modelo estratigráfico-estructural de la Formación Oficina en el Campo Socororo Este, Pariaguán, estado Anzoátegui*. UCV-EG. 110 p.
- LOFTS J. & T. BURKE. 1999. The recognition of artifacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices. En LOVELL, M.A., WILLIAMSON, G., AND HARVEY, P.K., eds., *Borehole Imaging: applications and case histories*: Geological Society, London, Special Publications, v. 159, p. 59-76.
- MARCOS, J. 2000. *Nuclear Magnetic Resonance application in SINCOR, status in July 2000, recommendations*. SINCOR, inédito. 5p.
- MÉNDEZ O. 1985. Historia Geológica Graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela. *Memorias VI Congreso Geológico Venezolano*; p 1–26.
- MENDOZA V. 2005. *Geología de Venezuela, Tomo II, Rocas Sedimentarias*. Ciudad Bolívar, Universidad de Oriente. Inédito. 364p.
- MOTICKA P. 1997. Basalto de Altamira. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/a24w.htm>. Consulta 20 Junio 2008.
- PARNAUD F., GOU I., PASCAL J.C., TRUSKOWSKI I., GALLANGO O. PASSALACQUA H. & F. ROURE. 1995. Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. En: A. TANKARD, R. SUÁREZ & H. WELSINK, Eds., *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologist, Memoir 62. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 741-756 p.
- PAVLOVIC M. & M. MARKOVIC. 2003. A New Approach for Interpreting Lithofacies and Sequence Stratigraphy using Borehole Image Data in Wells Drilled with Non-Conductive Mud Systems 2003 AAPG Annual Meeting. AAPG. Salt Lake City, UT. USA. 7p.
- PEMPER R., SOMMER, A., GUO, P., JACOBI, D., LONGO, J., BLIVEN, S., RODRIGUEZ, E., MENDEZ, F. & X. HAN. 2006. A New Pulsed Neutron Sonde for Derivation of Formation Lithology and Mineralogy. *2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE. San Antonio, TX. USA. 13p.
- PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. 1983. *Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Zuata. Volumen VI*.
- PATEL V., E. DECOSTER, A. DOUGLAS, R. CHAMBERS, O. MULLINS, X. WU, M. KANE, P. RABBITO, T. TERABAYASHI, N. ITAGAKI & J. SINGER. 1997. Evaluación de Pozos Nuevos. En SCHLUMBERGER SURENCO C.A. *Venezuela WEC 1997 Well Evaluation Conference*. Jolley Printing Inc, Houston, Cap V. p. 1-55.
- PROSSER J. 1999. Methodologies for multi-well sequence analysis using borehole image and dipmeter data. Geological Society. Publicación especial, Londres, Inglaterra. 91-121p.
- REINECK H. E. & I. B. SINGH. 1980. *Depositional sedimentary environments*. Germany. Springer-Verlag, pp. 549.

- RINCÓN M. 2004. *Identificación de petrofacies y fluidos de formación a partir de resonancia magnética en tapones de núcleos de pozos del Miembro Naricual Inferior, Campo Santa Bárbara, norte de Monagas*. UCV-EG. 194 p.
- ROSADO V. 2007. *Identificación y caracterización de los reservorios en las secuencias terciarias en el área del Alto Machete y Arco Monasterios al sur del estado Guárico*. UCV-EG. 158 p.
- SCHLUMBERGER. 1986. *Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educational Services, Buenos Aires, Argentina. 198 p.
- SCHOLLE & D. SPEARING. 1982. *Sandstone Depositional Environments*. AAPG Memoir 31, Tulsa, Oklahoma. USA, 410p.
- VELÁSQUEZ, D. 2002. *Estudio de facies de las de las unidades estratigráficas informales B-C-D-E en la Formación Oficina y su relación con perfiles eléctricos de imagen, campo Sincor, Zuata, Edo. Anzoátegui*. UCV-EG. 183 p.
- YORIS F., M. OSTOS & L. ZAMORA. 1997. Petroleum Geology of Venezuela. En SCHLUMBERGER SURENCO C.A. *Venezuela WEC 1997 Well Evaluation Conference*. Jolley Printing Inc, Houston, Cap I. p. 1-44.
- WALKER R. & N. JAMES. 1992. *Facies Model. Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada. St. John's, Newfoundland, Canada; 409 p.

# ANEXOS