

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS EN LAS SECUENCIAS TERCIARIAS EN EL ÁREA DEL ALTO MACHETE Y ARCO MONASTERIOS AL SUR DEL ESTADO GUÁRICO

Trabajo Especial de Grado
presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Rosado R. Verónica A
para optar al título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, Marzo-2007



TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS EN LAS SECUENCIAS TERCIARIAS EN EL ÁREA DEL ALTO MACHETE Y ARCO MONASTERIOS AL SUR DEL ESTADO GUÁRICO

TUTOR ACADÉMICO: Profa. Olga Rey
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Humberto Sánchez

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Rosado R. Verónica A
Para optar al título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, Marzo-2007

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, por ser “la casa que vence la sombra”, que nos ha dado luz durante nuestro recorrido dentro de su recinto. A la Facultad de Ingeniería, por forjar el carácter luchador que nos ha hecho llegar hasta el final del camino, a pesar de todas las dificultades. Por último a la escuela de Geología, Minas y Geofísica (especialmente al departamento de Geología), por su incansable esfuerzo de mantenerse en pie frente a las desavenencias.

A mi Tutor Académico Profa. Olga Rey, por ser muy paciente conmigo, por trasmitirme sus conocimientos.

A Dios por darme tantas oportunidades en la vida, una de ellas darme los dos faros que son mamá y a mi papá que han sabido llevarme por el camino correcto, estar siempre a mi lado y brindarme todo el apoyo, amor, cariño y sobretodo confianza en toda mi carrera. Por todo el sacrificio que han hecho por mí para que nunca me falte nada.

A Carlos (mi GORDITO) excelente novio y buen amigo; una persona super ESPECIAL, que siempre estuvo apoyándome incondicionalmente en toda mi carrera, nunca me dejó sola; es un ejemplo de fuerza, ternura y ánimo, que siempre me aconsejó y escuchó en los momentos más difíciles “Te doy gracias gordo por tenerme mucha paciencia”

A mi Tío José, Blanca, Viviana, Junior, Roberto, Christian y Ana, que siempre estuvo pendiente de mí y de mi carrera. También a la familia de Carlos que me han querido como una hija y han permitido entrar a su casa y apoyarme en mis decisiones, especialmente a la Sra. Gloria, Sr. Luis., abuelita Luz, María Alejandra y la Tía Negra (Sra. Luz) “Gracias por abrirme las puertas de sus casas y las de su corazón y de darme la confianza que es lo más valioso de un ser humano”.

A Milton, por ser un excelente amigo y apoyarme en los últimos años de la carrera hasta el final, y ser demasiado paciente. A Igor otro amigo que también me apoyo en mi carrera y supo orientarme en mis decisiones, también a José Leonardo, la yoyis, piolo, Orangel, Nelsito, Rodrigo y los demás amigos que estuvieron a mi lado “Les doy gracias por haberme adoptado en su grupo y hacerme”.

A la Corporación PDVSA, por abrirme sus puertas en calidad de tesista y de esta manera cumplir con un requisito para obtener el título de Ingeniero Geólogo.

A mi Tutor Industrial Sr. Humberto Sánchez por darme la oportunidad de realizar este proyecto en la Gerencia de Nuevos Negocios Faja y brindarme todo el apoyo técnico y moral. De igual forma a William Rodríguez el cual actuó como tutor industrial adoptivo y siempre me aconsejo por lo correcto y que nunca decayera antes nada. “Les doy gracias a los dos por el cariño que me tienen y darme mucha confianza”.

Aquellas personas que me dieron el apoyo incondicional, objetivo y eficaz, como Ricardo Alezones Olga Rey y Lennin González, por parte de la universidad. A los amigos del área de Boyacá como: Elimar, “me apoyo en todo momento” Juan Carlos “Excelente persona, con tremenda calidad humana, siempre estuvo apoyándome en todo momento”, Eglys “también me apoyo en todo momento a pesar de llegar a la etapa culminante de la tesis”, Héctor, Manuel, Rolmys, Natalia, Alfredina, Oswaldo, Carlos, Sr. Franklin, Sr. Rennis Quijada “por apoyarme y tratar de que todo saliera bien”, Celia Bejarano” también le doy gracias ya que en un momento de mi tesis supo guiarme y ayudarme, y me demostró muchos conocimientos”. Al Sr Jonas y Carlitos, excelentes personas que estuvieron junto a mí en todo momento”.

Rosado R. Verónica A

**IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS
EN LAS SECUENCIAS TERCIARIAS EN EL ÁREA DEL ALTO
MACHETE Y ARCO MONASTERIOS AL SUR DEL ESTADO
GUÁRICO**

**Tutor Académico: Profa. Olga Rey. Tutor Industrial: Ing. José Humberto
Sánchez. Tesis. Caracas, UCV Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
Geológica. Año 2007. 144pp**

**Palabras claves: Oligoceno-Mioceno, Faja Petrolífera del Orinoco,
Formación La Pascua, Formación Roblecito, Formación Chaguaramas.**

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo identificar y caracterizar los reservorios del Terciario en el área de Alto Machete y Arco Monasterios, utilizando los conceptos de estratigrafía secuencial, sedimentología, petrofísica y geología petrolera. La zona de estudio se encuentra ubicada dentro del área de Machete, correspondiendo a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicada en la parte sur-central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 5057 km².

A partir de la interpretación de 5 transeptos sísmicos y de la correlación de 36 pozos dentro del área de estudio, se identificaron siete límites de secuencias que delimitan seis secuencias depositacionales, dos en la sección Oligoceno y cuatro en la sección miocena. De acuerdo con los patrones de apilamientos, cada una de estas secuencias depositacionales está conformada por depósitos acumulados en sistemas encadenados transgresivos y de alto nivel.

Los ambientes sedimentarios en cada sistema encadenado fueron interpretados a partir de la identificación de electrofacies en los registros de pozos y de la descripción de dos núcleos. Se observa una variación lateral en los mismos de sur a norte, con el predominio de canales fluviales hacia el sur del área que pasan a depósitos de canales distributarios en una llanura deltáica, barras de desembocaduras del frente deltáico, islas de barreras y depósitos marinos someros hacia el norte del área. Litoestratigráficamente el intervalo Oligoceno se corresponde con las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas inferior y el intervalo del Mioceno con la Formación Chaguaramas superior.

La estructura del área de estudio, se caracteriza por tres rasgos estructurales principales: El Alto Machete, ubicado hacia el sur del área, el graben de Espino, (ubicado hacia el centro) y el Arco Monasterios, ubicado hacia el sur, todos con tendencia preferencial de NE-SO. La falla Machete al norte y la falla Altamira al sur, limitan al Graben de Espino.

Con la evaluación petrofísica se procedió a caracterizar los principales reservorios para cada secuencia y encontrar las posibles zonas de interés petrolífero. Las mejores zonas de interés petrolífero para la secuencia Oligoceno, se ubican en el límite sur de la cuña Oligocena contra la falla de Altamira y para la

secuencia Miocena, en orden de importancia está en primer lugar el área sur caracterizada por canales apilados de arena; y en segundo orden de importancia la zona central con numerosos canales fluviales y canales distributarios.

ÍNDICE

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. GENERALIDADES	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1. General	2
1.2.2. Específicos	2
1.3. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	3
1.4. METODOLOGÍA.....	5
1.5. TRABAJOS PREVIOS.....	9
CAPÍTULO II	12
MARCO TEORICO	12
2.1. INTRODUCCIÓN.....	12
2.2. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL	12
2.2.1. Estratigrafía Sísmica	12
2.2.2. Estratigrafía Secuencial	12
2.2.3. Secuencia Depositacional.....	12
2.2.4. Terminaciones de Reflectores.....	15
2.2.5. Unidades Estratigráficas.....	17
2.2.6. Superficies Estratigráficas.....	19
2.2.7. Sistemas Encadenados (Systems Tracts).....	19
2.3. AMBIENTES SEDIMENTARIOS DEPOSITACIONALES	22
2.3.1. Interpretación general para el reconocimiento de facies	22
2.3.2. Sistema fluvial.....	24
2.3.3. Sistema deltáico.....	32
2.4. PETROFÍSICA.....	42
2.4.1. Metodología.....	42
2.4.2. Estimación del Volumen de Arcilla.....	43
2.4.3. Estimación de la Densidad de la Matriz.....	44
2.4.4. Estimación de la Porosidad.....	44
2.4.5. Saturación de Agua (Sw).....	45
2.4.6. Permeabilidad (K).....	46
2.4.7. Estimación de los Parámetros de Corte (Cut-Offs).....	46
2.5. GEOLOGÍA PETROLERA.....	49
2.5.1. Migración	49
2.5.2. Roca Reservorio.....	49
2.5.3. Trampas.....	50
2.5.3.1 Trampas Estructurales.....	50
2.5.3.2. Trampas Estratigráficas:	51
2.5.3.3. Trampas Mixtas:	51
2.5.4. Sellos.....	51
CAPÍTULO III.....	52
GEOLOGÍA REGIONAL	52
3.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	52
3.1.1. Generalidades.....	52
3.1.2. Evolución Geodinámica Regional	57
3.1.3. Geología Estructural Regional	61
3.2. TECTONICA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.	63
3.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA MACHETE	65
3.3.1. Paleozoico	65
3.3.2. Jurásico	66
3.3.3. Cretácico	66

3.3.4. Oligoceno.....	68
3.3.5. Mioceno	69
3.4. EVOLUCIÓN TECTÓNICA-ESTRUCTURAL DEL ÁREA DE MACHETE	71
3.4.1. Basamento ígneo – metamórfico.....	71
3.4.2. Discordancia post – Paleozoico	71
3.4.3. Discordancia Terciaria	74
CAPÍTULO IV	76
GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL	76
4.1. INTRODUCCIÓN.....	76
4.2. RASGOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA MACHETE	76
4.2.1. Arco del Baúl.....	76
4.2.2. Graben de Espino	77
4.3. SECUENCIA OLIGOCENO.....	78
4.4. SECUENCIA MIOCENO	79
CAPÍTULO V	81
ESTRATIGRAFÍA LOCAL	81
5.1. INTRODUCCIÓN.....	81
5.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS SECUENCIAS SÍSMICAS	82
5.2.1. Definición de Secuencias Sísmicas.....	82
5.3. CARACTERIZACIÓN DE FACIES EN NÚCLEOS.....	86
5.3.1. Facies A2	88
5.3.2. Facies A1	89
5.3.3. Facies A.....	90
5.3.4. Facies H.....	90
5.3.5. Facies LM.....	91
5.3.6. Facies L	92
5.4. IDENTIFICACIÓN DE CADA SECUENCIA.....	93
5.4.1. Oligoceno.....	97
5.4.2. Mioceno	108
5.5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA	126
5.5.1. Secuencia Oligoceno	126
5.5.2. Secuencia Mioceno	130
5.6. ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERO	133
5.6.1. Sección Oligoceno	133
5.6.2. Sección Mioceno.....	134
CONCLUSIONES.....	135
RECOMENDACIONES.....	137
BIBLIOGRAFÍA.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	4
FIGURA 1.2. MAPA DE TRANSECTOS DE POZOS DEL ÁREA DE ESTUDIO PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006).....	5
FIGURA 1.3. MAPA DE TRANSEPTOS SÍSMICOS DEL ÁREA DE ESTUDIO PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006).....	6
FIGURA 2.1. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE UNA SECUENCIA. MITCHUM, ET. AL., (1977).....	13
FIGURA 2.2 (A) LIMITE DE SECUENCIA DE TIPO 1 Y (B) LIMITE DE SECUENCIA DE TIPO 2 MODIFICADO DE ALLEN (1992).....	14
FIGURA 2.3 PATRONES DE TERMINACIONES DE REFLECTORES MODIFICADO DE VAIL (1984).....	17
FIGURA 2.4. PARASECUENCIAS Y JUEGOS DE PARASECUENCIAS MODIFICADO DE VAN WAGONER ET AL. (1990).....	18
FIGURA 2.5. LOS SISTEMA ENCADENADOS QUE DIVIDEN LA SECUENCIA SON: (A) SISTEMA ENCADENADO DE NIVEL BAJO (LST); (B) SISTEMA ENCADENADO TRANSGRESIVO (TST); (C) SISTEMA ENCADENADOS DE ALTO NIVEL (HST) TOMADO DE ALLEN (1992).....	21
FIGURA 2.6: MODELO DEPOSITACIONAL GENERALIZADO DE UNA SECUENCIA VERTICAL, PRODUCIDO POR UN SISTEMA FLUVIAL DE CANALES ENTRELAZADOS POCO SINUOSOS TOMADO Y MODIFICADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).....	26
FIGURA 2.7: (A) BLOQUE DIAGRAMÁTICO DE DEPÓSITOS DE LOS CANALES ENTRELAZADOS, EN EL QUE SE PUEDE OBSERVAR QUE LAS LUTITAS QUE SE PRESERVAN SON DELGADAS E IMPERSISTENTES. (MODIFICADO DE CANT, 1982) (B) SISTEMA DE CANALES ENTRELAZADOS EN AMBIENTES MODERNOS. TOMADO Y MODIFICADO DE: OHIO WESLEYAN UNIVERSITY, DEPARTMENT OF GEOLOGY & GEOGRAPHY 2005.....	27
FIGURA 2.8: BLOQUE DIAGRAMÁTICO DE UN RÍO MEANDRIFORME HIPOTÉTICO TOMADO Y MODIFICADO DE WALKER Y JAMES (1992).....	28
FIGURA 2.9: MODELO DEPOSITACIONAL GENERALIZADO DE LOS DEPÓSITOS GENERADOS POR UN SISTEMA FLUVIAL MEANDRIFORME. TOMADO Y MODIFICADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).	29
FIGURA 2.10: SISTEMA FLUVIAL MEANDRIFORME. (A) MODELO ESQUEMÁTICO TOMADO Y MODIFICADO DE CANT (1982); (B) SISTEMA MEANDRIFORME AL SURESTE DE ALASKA TOMADO Y MODIFICADO DE: UNIVERSITY OF MONTANA, DEPARTMENT OF GEOLOGY 2005)	30
FIGURA 2.11: SISTEMA FLUVIAL ANASTOMOSADO. (A) BLOQUE DIAGRAMÁTICO, SE MUESTRA EL APILAMIENTO VERTICAL (MODIFICADO DE CANT, 1982). (B) SISTEMA ANASTOMOSADO AL SURESTE DE SASKATCHEWAN, ALASKA TOMADO Y MODIFICADO DE: UNIVERSITY OF MONTANA, DEPARTMENT OF GEOLOGY ,2005.).....	31
FIGURA 2.12: MODELO DEPOSITACIONAL GENERALIZADO PRODUCIDO POR UN SISTEMA FLUVIAL ANASTOMOSADO TOMADO Y MODIFICADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).....	32
FIGURA 2.13: DELTA DE MAHAKAM (INDONESIA) TOMADO Y MODIFICADO DE DARMAN (1999).....	34
FIGURA 2.14: PERFIL VERTICAL GENERALIZADO DE UNA BARRA ARENOSA DE DESEMBOLCADA TOMADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).	35
FIGURA 2.15: DELTA NILO (EGIPTO), DE DOMINIO POR OLEAJE TOMADO Y MODIFICADO DE: IOWA UNIVERSITY, DEPARTMENT OF CIVIL AND ENVIRONMENTAL ENGINEERING, (2005).	36
FIGURA 2.16: PERFIL VERTICAL GENERALIZADO DE UNA ISLA DE BARRERA TOMADO Y MODIFICADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).....	37
FIGURA 2.17: GEOMETRÍA DE CUERPOS ARENOSOS EN DELTAS MODERNOS DOMINADOS POR OLEAJE TOMADO DE COLEMAN Y WRIGTH (1975).....	38
FIGURA 2.18: DELTA DOMINADO POR MAREAS. TOMADO Y MODIFICADO DE UNIVERSITY TEXAS, DEPARTMENT OF GEOLOGY (2005).	39
FIGURA 2.19: DELTA BETSIBOKA (MADAGASCAR). TOMADO DE HTTP://WWW.BUDDYCOM.COM/SPACE/EARTH/ENVIRO/	40
FIGURA 2.20. PERFIL VERTICAL GENERALIZADO DE UN CUERPO DE ARENA DE RELLENO DE CANAL ESTUARINO TOMADO DE GALLOWAY Y HOBDA Y (1983).....	41
FIGURA 2.21 CROSS PLOT DE ϕ VS VSH , MODIFICADO POR GONZÁLEZ Y RIVAS (2006).....	43

FIGURA 2.22 VARIACIÓN DEL POES CON EL PORCENTAJE DE ARCILLA (Vsh)	47
FIGURA 2.23. VARIACIÓN DEL POES CON LA POROSIDAD (PHI).....	47
FIGURA 2.24. VARIACIÓN DEL POES CON LA SATURACIÓN DE AGUA (Sw).	48
FIGURA 3.1. LIMITE DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA. ABREVIATURAS: AF= FALLA DE ANACO; EPF= FALLA EL PILAR; SERR.INT= SERRANÍA DEL INTERIOR; UF= FALLA DE URICA; SFF= FALLA DE SAN FRANCISCO. TOMADO DE DI CROCE <i>ET AL.</i> , (1999)	53
FIGURA 3.2 CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL NORTE-SUR DESDE EL CINTURÓN DE DEFORMACIÓN DEL CARIBE EN CURAZAO HASTA EL RÍO ORINOCO TOMADO DE OSTOS Y YORIS, (1997)	54
FIGURA 3.3. CUADRO DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA TOMADO DE LÉXICO ESTARIGRÁFICO DE VENEZUELA (1997).....	56
FIGURA. 3.4. DESARROLLO DEL NORTE Y SUR DEL ÁREA CARIBEÑA DURANTE EL JURASICO TARDÍO Y PALEOCENO TARDÍO. TOMADO Y MODIFICADO DE STEPHAN <i>ET. AL.</i> , (1990); DI CROCE <i>ET.AL.</i> , (1999).	58
FIGURA 3.5. DESARROLLO DEL BORDE SUR DEL CARIBE DURANTE EL EOCENO MEDIO AL PRESENTE. TOMADO Y MODIFICADO DE STEPHAN <i>ET AL.</i> , (1990); DI CROCE <i>ET AL.</i> , (1999)	60
FIGURA 3.6. CORTE GEOLÓGICO DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA, QUE MUESTRA LA PROVINCIA AUTÓCTONA DESDE EL EJE DE LA CUENCA HACIA EL RÍO ORINOCO EN EL SUR Y PARTE DE LA PROVINCIA ALÓCTONA DESDE EL EJE HACIA EL NORTE. GALLANGO Y PARNAUD (1995)	62
FIGURA. 3.7. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL ESQUEMÁTICA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO TOMADO Y MODIFICADO DE FIORILLO <i>ET. AL.</i> , 1983.	64
FIGURA. 3.8. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS PDVSA-CVP (2006).....	70
FIGURA 3.9. LOS SEDIMENTOS CRETÁDICOS ACUÑÁNDOSE SOBRE EL OLIGOCENO. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006).....	72
FIGURA 3.10. POSICIÓN RELATIVA DE LAS DISCORDANCIAS EN EL ÁREA DE MACHETE TOMADO Y MODIFICADO DE FIORILLO <i>ET. AL.</i> , (1983).....	73
FIGURA 3.11. LÍNEA SÍSMICA. ESTRUCTURAL DEL ALTO DE MACHETE, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA, PDVSA-CVP (2006).....	75
FIGURA 4.1. PRINCIPALES RASGOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA DE MACHETE, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	77
FIGURA 4.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL INTERVALO OLIGOCENO. PROYECTO ORINOCO MAGNAS RESERVAS PDVSA-CVP, (2006).....	78
FIGURA 4.4. MAPA ESTRUCTURAL DEL INTERVALO MIOCENO. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA, PDVSA-CVP (2006).....	80
FIGURA 5.1. CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)	82
FIGURA 5.2. SECCIÓN SÍSMICA, MOSTRANDO LAS SECUENCIAS SÍSMICAS, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	83
FIGURA 5.3. SECUENCIA SÍSMICA DEL OLIGOCENO, DEFINIENDO LAS TERMINACIONES SÍSMICAS, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	84
FIGURA 5.4. SECUENCIA SÍSMICA DEL MIOCENO, DEFINIENDO LAS TERMINACIONES SÍSMICAS, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	85
FIGURA. 5.5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS NÚCLEOS ESTUDIADOS DEL ÁREA MACHETE, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	87
FIGURA. 5.6. FACIES A2 EN EL NÚCLEO BYC28, EN EL INTERVALO 2300'-2298'.	88
FIGURA 5.7. FACIES A1 EN EL NÚCLEO BYC28, EN EL INTERVALO ENTRE 1885'-1883'.	89
FIGURA 5.8. FACIES A EN EL NÚCLEO BYC28, EN EL INTERVALO ENTRE 1977'-1975'.	90
FIGURA 5.10. FACIES H EN EL NÚCLEO BYC28, EN EL INTERVALO ENTRE 2048'-2046'.	91
FIGURA 5.12. FACIES LM EN EL NÚCLEO BYC28, A UNA PROFUNDIDAD 2153'-2151'.	92
FIGURA 5.14. FACIES L EN EL NÚCLEO BYC28, A UNA PROFUNDIDAD 2023'-2021'.	92
FIGURA 5.19. REPRESENTA UNA SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA EN SENTIDO NORTE-SUR EN DONDE SE OBSERVA EL DATÚM UTILIZADO EN ESTE ESTUDIO. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA, PDVSA-CVP (2006).....	93
FIGURA. 5.20. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE SUR A NORTE, DENOMINADO PARA EFECTO DE ESTE TRABAJO INTRA_MIOCENO , TOMADO DE LA SÍSMICA PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	94

FIGURA.5.21. REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO BYC11. SE MUESTRA LAS 6 SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS DIVIDIDAS EN 7 LÍMITES DE SECUENCIAS Y 6 SUPERFICIES DE MÁXIMA INUNDACIÓN. QUE LAS CONFORMAN LA COLUMNA DEL TERCIARIO PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	99
FIGURA 5.22. SECUENCIA DEPOSITACIONAL I (S.I) CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN (OLIGOCENO MFS0), DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11	98
FIGURA.5.23. MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST 1, COMPRENDIDA ENTRE SB CRETÁCICO_OLIGOCENO MFS0.....	100
FIGURA.5.24. MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST 1, COMPRENDIDA ENTRE OLIGOCENO MFS0_OLIGOCENO SB1	102
FIGURA. 5.25. SECUENCIAS DEPOSITACIONAL II (S.II) CON SUS RESPECTIVOS LÍMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN (OLIGOCENO MFS1) DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11.....	103
FIGURA 5.26. MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST2, COMPRENDIDA ENTRE OLIGOCENO SB1 Y OLIGOCENO MFS1	105
FIGURA.5.27 MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST 2, COMPRENDIDA ENTRE OLIGOCENO MFS1_SB OLIGOCENO.....	107
FIGURA. 5.28. SECUENCIAS DEPOSITACIONAL S.III CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN, DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11	108
FIGURA 5.29. MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST 3 (BASE MIOCENO),COMPRENDIDA ENTRE SB OLIGOCENO_INTRA MFS 1	110
FIGURA.5.30. MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST 3 COMPRENDIDA ENTRE SB INTRA MFS1_INTRA SB2.....	112
FIGURA. 5.31. SECUENCIAS DEPOSITACIONAL S.IV CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11 6. SECUENCIAS ESTRATIGRÁFICAS S.IV CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN (MFS4).....	113
FIGURA.5.32 MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST 4 ,COMPRENDIDA ENTRE INTRA SB 2_ INTRA MFS 2	115
FIGURA.5.33. MAPAS DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST 4, COMPRENDIDA ENTRE INTRA MFS2_INTRA SB3	117
FIGURA. 5.34. SECUENCIAS DEPOSITACIONAL V S.V CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11	118
FIGURA.5.35. MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST5, COMPRENDIDA ENTRE INTRA SB3_INTRA MFS3	119
FIGURA. 5.36. MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST5 COMPRENDIDA ENTRE INTRA MFS3_INTRA SB4	121
FIGURA. 5.37. SECUENCIAS S.V CON SUS RESPECTIVOS LIMITES DE SECUENCIAS Y MÁXIMA SUPERFICIE DE INUNDACIÓN DEL REGISTRO ELÉCTRICO BYC11 DACIÓN (MFS6).....	122
FIGURA.5.38. MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO TST6COMPRENDIDA ENTRE INTRA SB4_INTRA MFS 4.....	123
FIGURA.5.39. MAPA DE ELECTROFACIES DEL SISTEMA ENCADENADO HST6 COMPRENDIDA ENTRE INTRA MFS4_INTRAMIOCENO	125
FIGURA. 5.40. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS QUE PERTENECEN A LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL I PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)	127
FIGURA. 5.41. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS LOCALIZADOS DENTRO DE LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL II PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)	129
FIGURA. 5.42. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS LOCALIZADOS DENTRO DE LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL III PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	130
FIGURA. 5.43. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS LOCALIZADOS DENTRO DE LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL IV PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006).....	132

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. IDENTIFICACIÓN DE FACIES POR PATRONES DE CURVAS DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP) Y DE RAYOS GAMMA (GR). TOMADO DE WALKER Y JAMES (1992).....	
TABLA 2.2. CARACTERÍSTICAS SEDIMENTARIAS Y GEOMORFOLÓGICAS CORRESPONDIENTES A CANALES FLUVIALES DE CARGA DE FONDO, CARGA EN SUSPENSIÓN Y DE CARGA MIXTA. TOMADO Y MODIFICADO DE GALLOWAY (1997)	25
TABLA 2.3: CARACTERÍSTICAS ESTRATIGRÁFICAS DE LOS SISTEMAS DE DEPOSITACIÓN DELTÁICOS. TOMADO DE GALLOWAY (1975); GALLOWAY Y HOBDAI (1983)	33
TABLA 5.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL I (OLIGOCENO). 126	
TABLA 5.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL II (OLIGOCENO) 128	
TABLA 5.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL III (MIOCENO).. 130	
TABLA 5.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA SECUENCIA DEPOSITACIONAL IV (MIOCENO) . 131	

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO I: Línea sísmica paralela a la sección estratigráfica de pozo A'-A

ANEXO II: Línea sísmica paralela a la sección estratigráfica de pozo 4'-4

ANEXO III: Sección Estratigráfica A'-A

ANEXO IV: Sección Estratigráfica B'-B

ANEXO V: Sección Estratigráfica D'-D

ANEXO VI: Sección Estratigráfica 4'-4

ANEXO VII: Sección Estratigráfica 6'-6

ANEXO VIII: Hoja Sedimentológica del Pozo BYC28

ANEXO IX: Hoja Sedimentológica del Pozo BYC27

ANEXO X: Mapa de distribución de electrofacies del TST1 (SB Cretácico-Oligoceno mfs0)

ANEXO XI: Mapa de distribución de electrofacies del HST1 (Oligoceno mfs0-Oligoceno SB1)

ANEXO XII: Mapa de distribución de electrofacies del TST2 (Oligoceno SB1-Oligoceno mfs1)

ANEXO XIII: Mapa de distribución de electrofacies del HST2 (Oligoceno mfs1-SB Oligoceno)

ANEXO XIV: Mapa de distribución de electrofacies del TST3 (SB Oligoceno-Intra mfs 1)

ANEXO XV: Mapa de distribución de electrofacies del HST3 (Intra mfs1- Intra SB 2)

ANEXO XVI: Mapa de distribución de electrofacies del TST4 (Intra SB2- Intra mfs2)

ANEXO XVII: Mapa de distribución de electrofacies del HST4 (Intra mfs2- Intra SB3)

ANEXO XVIII: Mapa de distribución de electrofacies del TST5 (Intra SB3- Intra mfs3)

ANEXO XIX: Mapa de distribución de electrofacies del HST5 (Intra mfs3- Intra SB4)

ANEXO XX: Mapa de distribución de electrofacies del TST6 (Intra SB4- Intra mfs4)

ANEXO XXI: Mapa de distribución de electrofacies del HST6 (Intra mfs4- Intramioceno)

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

El área Machete tiene una extensión de superficie de 55.314 km² se encuentra afectada adversamente por factores limitantes como: suelos arcillosos, cultivos y la presencia de un área de régimen especial: como el Parque Nacional Aguaro - Guariquito que ocupa el 25% del área Machete, ubicado entre los distritos Las Mercedes e Infante. Actualmente es objeto de interés por encontrarse en una zona con acumulaciones de petróleo atractivas, donde las operaciones de exploración y producción están rígidamente controladas o restringidas, por lo que pertenece a un Parque Nacional.

Esta área fue objeto de exploración por parte de los antiguos concesionarios entre 1939 y 1976, habiéndose perforado unos 30 pozos en el lapso. En la mayoría de los casos, los pozos encontraron petróleo pesado y extrapesado, aunque varios pozos perforados en la zona norte descubrieron cantidades no comerciales de crudos medianos y gas.

A partir de 1978, Corpoven.S.A inició los programas sísmicos de exploración en el área; hasta junio de 1983, se habían grabado 8662 kilómetros de líneas incluyendo 2800 km² levantados en los años 1975/1976 por C.V.P.S.A. Desde febrero de 1980 hasta junio de 1983, Corpoven S.A perforó 68 pozos exploratorios evaluando un 85% del área Machete. De estos 68 pozos perforados, 46 pozos resultaron petrolíferos, con potencial de producción y 22 pozos fueron abandonados secos o con cantidades de hidrocarburos no comerciales, dando éxito global durante el período de 68%.

1.2. OBJETIVOS

Este trabajo de investigación se realizó con el objetivo de identificar y caracterizar los reservorios presentes dentro del área de Machete, tomando en cuenta la ubicación y distribución dentro de las secuencias sísmicas, el ambiente de sedimentación y las facies existentes.

1.2.1. General

Identificar y caracterizar los reservorios de la secuencia terciaria en el área del Arco Monasterio y Alto Machete.

1.2.2. Específicos

Para lograr la identificación y características de los reservorios presentes en el área de Machete se integraron múltiples disciplinas y se plantearon los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar e interpretar secuencias sísmicas con el fin de describir la configuración y geometría interna entre las secuencias, engrosamiento y orientación de ellas.
2. Realizar una correlación estratigráfica de pozos.
3. Determinar el ambiente sedimentario a partir de la elaboración de mapas de electrofacies en cada una de las secuencias estratigráficas identificadas en las correlaciones de pozos.
4. Descripción de dos núcleos del área y definición de las facies sedimentarias, tomando en cuenta la litología, estructuras sedimentarias, contenido fósil, presencia e identificación de fracturas, y así determinar el tipo de ambiente existente.

5. Realizar un análisis petrofísico, para definir la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y arena neta petrolífera, de los posibles reservorios de cada una de las secuencias en el intervalo de estudio.
6. Identificar reservorios, basados con los resultados de la evaluación petrofísica
7. Identificación de sellos regionales importantes.
8. Determinar posibles zonas de interés petrolíferos.

1.3. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se ubica dentro del área de Machete, corresponde a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicada en la parte sur-central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 5057 km² (figura 1.1). Sus límites son: al norte el área Mayor de las Mercedes, al sur con la ribera norte del Río Orinoco, al este el área de Junín y hacia el oeste el límite arbitrario que se extiende desde Calabozo hasta San Fernando de Apure.

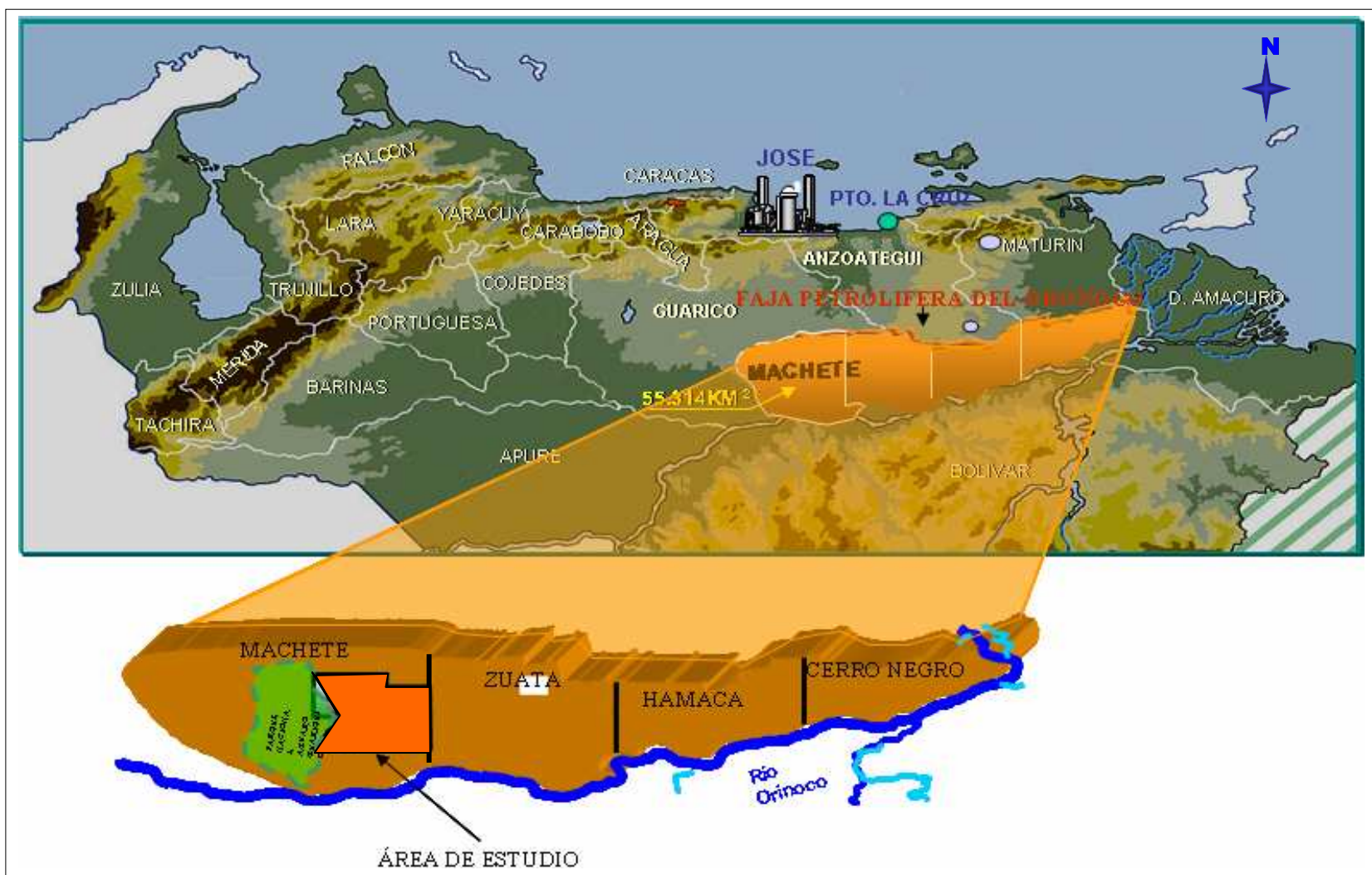


Figura 1.1. Ubicación geográfica del área de estudio. Proyecto Orinoco Magna Reservas, PDVSA-CVP (2006)

1.4. METODOLOGÍA

En el Trabajo Especial de Grado se cumplieron los siguientes pasos:

1. Recopilación de información bibliográfica y antecedentes. Se recopiló toda información antecedente, bien sea en publicaciones o informes técnicos, con el fin de obtener una clara visión de la geología en la secuencia terciaria del área Machete, de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para ello se hizo uso de la base de datos interna de Rippet de PDVSA, además de la base de datos del PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS PDVSA-CVP, (2006).
2. Análisis de la información y selección de pozos. En esta fase del trabajo se realizó un mallado con 36 pozos del área de estudio; seleccionando 6 secciones norte-sur (A-F) y 7 secciones este-oeste (1-7) (figura 1.2). El espaciamiento entre pozos varía entre 25 y 30 Km.

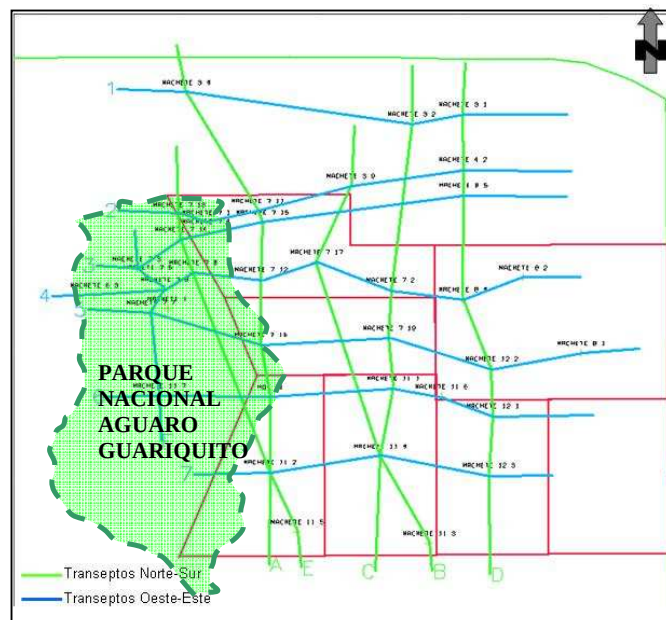


**Figura 1.2. Mapa de transectos de pozos del área de estudio
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006)**

3. Selección de transectos sísmicos. Se tomaron en total 5 transectos sísmicos; norte-sur (A-B-D) paralelos a las secciones de pozos (A-B-D) y este-oeste (4-6) paralelos a las secciones de pozos (4-6). Estos transeptos sísmicos fueron extraídos del mapa de secciones sísmicas, referido en la figura 1.3. Se procedió con la identificación e interpretación de las secuencias sísmicas.

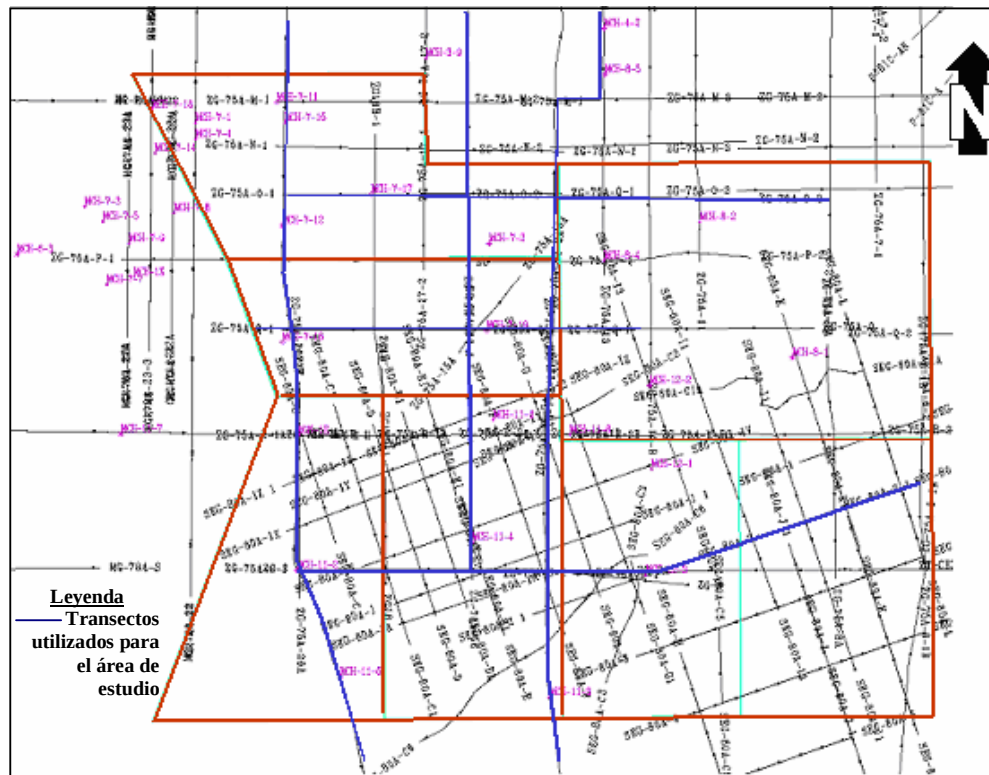


**Figura 1.3. Mapa de transeptos sísmicos del área de estudio
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006)**

4. Construcción de las secciones estratigráficas. Con los transectos de pozos ya seleccionados con anterioridad; se procedió a la realización de 13 secciones estratigráficas de pozos, de las cuales solo 5 de ellas se presentan en este trabajo. Fue seleccionado como datúm estratigráfico el reflector intra_Mioceno el cual se encuentra bien representado en la sísmica y está presente en todas las secciones de pozos del área de estudio.

5. Revisión y análisis de núcleos. Se describieron 2 núcleos pertenecientes al pozo BYC28 y BYC27, con el fin de identificar las diferentes facies. Para ello se realizó una descripción sedimentológica que permitió caracterizar cada una de las

facies encontradas (litología, estructuras sedimentarias, etc.), con el fin de identificar los posibles reservorios.

La metodología que se empleó en el análisis sedimentológico de los núcleos fue la siguiente:

- Los núcleos al ser manipulados pueden estar invertidos, para esto se verifica que estén en adecuada posición estratigráfica, raya amarilla (izq.) y roja (der.), para así identificar tope y base. También se utilizan criterios sedimentológicos como estructuras sedimentarias.
- Se limpia el núcleo antes de describirlo, haciendo uso de agua, HCl 10% y una esponja húmeda con el fin de resaltar las características litológicas de las rocas. Puede utilizarse una lupa de mano (x10).
- Calibración del registro de rayos gamma (GR) del pozo con el 'Core Gamma' del núcleo y así ajustar las profundidades de ambos registros, en donde se ubicarán los cambios bruscos de litología.
- Una vez completados las actividades anteriormente indicadas se describe el núcleo de base a tope utilizando una plantilla de descripción, que contiene la siguiente información: textura y litología, relacionada con la clasificación textural de la roca; reportar el tamaño de granos, su distribución y escogimiento; indicar minerales accesorios; presencia de fósiles, señalando el estado de preservación y abundancia; definir el contacto entre diferentes litologías; presencia de fracturas, tomando en cuenta si son abiertas o cerradas, si están rellenas se indica la composición del relleno; impregnación de hidrocarburo y algún comentario, señalando cualquier rasgo característico que pueda ser de ayuda.

6. Análisis Petrofísico determinando fluidos, porosidad, saturación de agua, etc.

7. Interpretación de ambientes sedimentarios. Partiendo de la definición de las diferentes facies y asociaciones de facies en el núcleo y de la definición de electrofacies en los registros de pozos, se identificaron los tipos de ambientes sedimentarios para el intervalo de estudio. A partir de la información de los registros se construyeron mapas de electrofacies.

8. Determinación de reservorios y sellos. Aplicando los datos obtenidos de la evaluación petrofísica, como la porosidad y permeabilidad, junto con los tipos de trampas existentes.

9. Reconocimiento de las posibles zonas de interés petrolífero.

1.5. TRABAJOS PREVIOS

COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983). “Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Machete. Volumen VI”, indica la presencia de enormes acumulaciones de crudos pesados y extrapesados en esta área en una trampa regional de tipo estratigráfico estructural. De los 68 pozos perforados, 44 fueron evaluados en 108 horizontes diferentes. Los cálculos volumétricos de POES dan una cifra de 255 MMMBLS de petróleo en el sitio. Se sometieron al MEM reservas probadas de 124 MMBLS y reservas semiprobadas de 946 MMBLS, llegando a la conclusión que estos crudos encontrados en las formaciones Roblecito y la Pascua en el Alto Machete, son de mejor calidad que en el resto del Área de Machete

GOSH *et al.*, (1983), realizan un reconocimiento de la sección paleozoica de la Faja Petrolífera del Orinoco en las áreas de Machete y Zuata, utilizando para ello secciones no continuas de núcleos de 25 pozos del área con el objetivo de establecer relaciones litológicas entre ambas formaciones, paleoambiente de sedimentación, aspectos diagenéticos, potencial de yacimientos, roca madre y relaciones de edad.

MAGUREGUI & EURIBE (1984), realizan un estudio sedimentológico, bioestratigráfico y de geología de yacimiento del núcleo del pozo MCH 6-3X del área de Machete, estado Guárico. El estudio bioestratigráfico revela asociaciones abundantes y diagnósticas de palinomorfos de edad Albiense Tardío – Cenomaniense Temprano y Oligoceno Tardío. El intervalo con núcleo (2705’-2908) abarca rocas paleozoicas de la Formación Carrizal, rocas cretácicas de la Formación Canoa y rocas terciarias de la Formación La Pascua. Interpretaron ambientes marinos abiertos para la sección paleozoica, fluvial de corrientes entrelazadas y costero restringido para la sección cretácica y de plano deltáico bajo para la sección terciaria.

AUDEMARD (1985). “Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco”. Se presenta un modelo sedimentológico-estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco, destacando que en la cuña de sedimentos terciarios es donde se encuentran las mayores acumulaciones de hidrocarburos conocidos a lo largo del flanco sur de la Cuenca Oriental. Mediante las correlaciones estratigráficas se reconocieron tres ciclos de transgresión-regresión. El ciclo inferior, o ciclo 1, se restringe a la parte occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, e incluye las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas. Los ciclos 2 y 3 incluyen las formaciones Oficina, Chaguaramas (superior) y Freitas. En la provincia oriental, se caracteriza por presentar el terciario en posición predominante transgresiva sobre el basamento Precámbrico. En la provincia occidental el Terciario suprayace discordantemente los sedimentos cretácicos y paleozoicos, los cuales se hallan en profundas depresiones estructurales.

SOLÓRZANO *et al.*, (2002), realizan estudios sedimentológicos, geoquímicos y bioestratigráficos en 5 pozos ubicados en el área de Machete, estado Guárico. En el pozo *MCH 7-8X*, la secuencia estudiada está caracterizada por intercalaciones de lutitas y limolitas muy duras, de color rojo oscuro a claro, con laminación convoluta en los intervalos limolíticos. En los análisis bioestratigráficos no fue posible determinar la edad ni el paleoambiente de sedimentación. El contenido de materia orgánica es menor de 0,40%. Para el pozo *MCH 3-2X*, la secuencia estudiada, está compuesta por areniscas y lutitas de color ladrillo. El estudio bioestratigráfico no permitió determinar edad ni paleoambiente de sedimentación. En el pozo *MCH 7-8X* la sección consiste de un conglomerado compuesto por fragmentos de lutita y arenisca. En el estudio de geoquímica realizado se obtuvo un contenido de materia orgánica menor a 0,50%. En el pozo *MCH 12-4X* la secuencia estudiada está compuesta de lutitas color rojo oscuro, muy duras, con micas, glauconita y trazas fósiles. El estudio palinológico no permitió determinar edad ni paleoambiente de sedimentación. El contenido de materia orgánica menor al 0,40%.

MACHADO (2003), realiza el estudio sedimentológico-estratigráfico de la secuencia paleozoica en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en las

áreas de Machete y Zuata, mediante la correlación de registros, análisis bioestratigráficos recopilados y análisis sedimentológicos de núcleos, concluyendo que la Formación Hato Viejo fue depositada en un ambiente próximo costero y por las características sedimentológicas observadas propone un ambiente de llanura de mareas. A medida que se profundizaba la cuenca, producto de fallas normales en una cuenca tipo “graben”, ocurrió la depositación concordante de sedimentos más finos, que conforman la Formación Carrizal en un ambiente marino transicional.

VARELA (2004), realiza un estudio detallado de núcleos, ripios, análisis petrográficos y evaluación de procesos diagenéticos en secciones finas, curvas de soterramiento y tablas paragenéticas, caracterización mineralógica por difracción de rayos x para roca total y fracción menor de dos micras para los pozos en estudio. Se define un total de 6 facies sedimentarias agrupadas en 6 asociaciones de facies a partir de las cuales interpreta ambientes que varían desde llanuras de marea hasta fluvial de energía alta a moderada.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se especifican algunos conceptos básicos utilizados en las áreas de estratigrafía secuencial, sedimentología y petrofísica, los cuales fueron empleados en este trabajo para la interpretación del área de estudio.

2.2. ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

2.2.1. Estratigrafía Sísmica

Es la interpretación y modelaje estratigráfico de las facies sedimentarias y su geología histórica, partiendo de los datos de la sísmica VERA (1994).

2.2.2. Estratigrafía Secuencial

La estratigrafía secuencial es el estudio de las relaciones entre las rocas dentro de una estructura cronoestratigráfica de repetición, estratos genéticamente relacionados limitados por superficies de erosión o de no deposición, o sus conformidades correlativas VAN WAGONER, *et al.*, (1990).

2.2.3. Secuencia Depositacional

MITCHUM, *et al.*, (1977) definieron una secuencia depositacional como una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente conforme de estratos genéticamente relacionados y limitados en su tope y base por discordancias y/o sus concordancias correlativas (figura 2.1). Posteriormente, se identificaron unidades similares y las denominaron unidades sísmico/estratigráficas y las definieron como unidades citogenéticas compuestas de uno o más sistemas depositacionales contemporáneos, correspondiendo estos últimos con los sistemas encadenados (Systems Tracts) de MITCHUM *et al.*, (1977). Posteriormente, VAIL *et al.*, (1984) redefinieron el concepto de secuencias como una sucesión relativamente conforme de estratos depositados

entre superficies discordantes o sus concordancias correlativas y producidas por un ciclo eustático del nivel del mar. Debido a que todos los estratos contenidos en una secuencia depositacional ocurrieron en un intervalo de tiempo limitado por dos discordancias, entonces se puede indicar la validez cronoestratigráfica de las secuencias. Se reconocen dos tipos de secuencias depositacionales: Secuencia depositacional de tipo 1 y Secuencia depositacional de tipo 2.

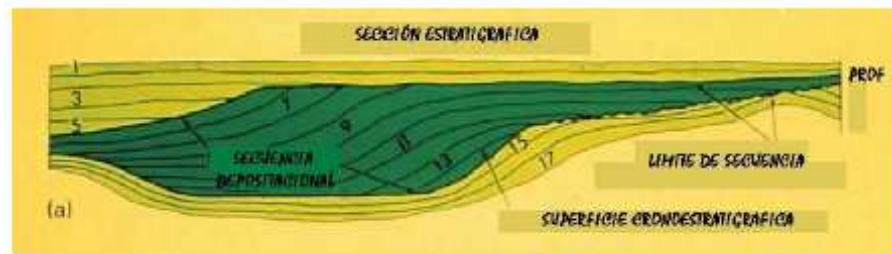


Figura 2.1. Sección estratigráfica generalizada de una secuencia. MITCHUM, et. al., (1977)

- *Secuencia Depositacional de tipo 1*

Se forma cuando la tasa de caída del nivel del mar eustático es mayor que la subsidencia sobre la línea de costa, ocurriendo así una caída del nivel del mar relativo, con excavación fluvial y exposición subaérea de parte (o toda), de la plataforma (o hasta el talud superior), ocurriendo una importante erosión y grandes volúmenes de sedimentos (figura. 2.2A) ALLEN (1992).

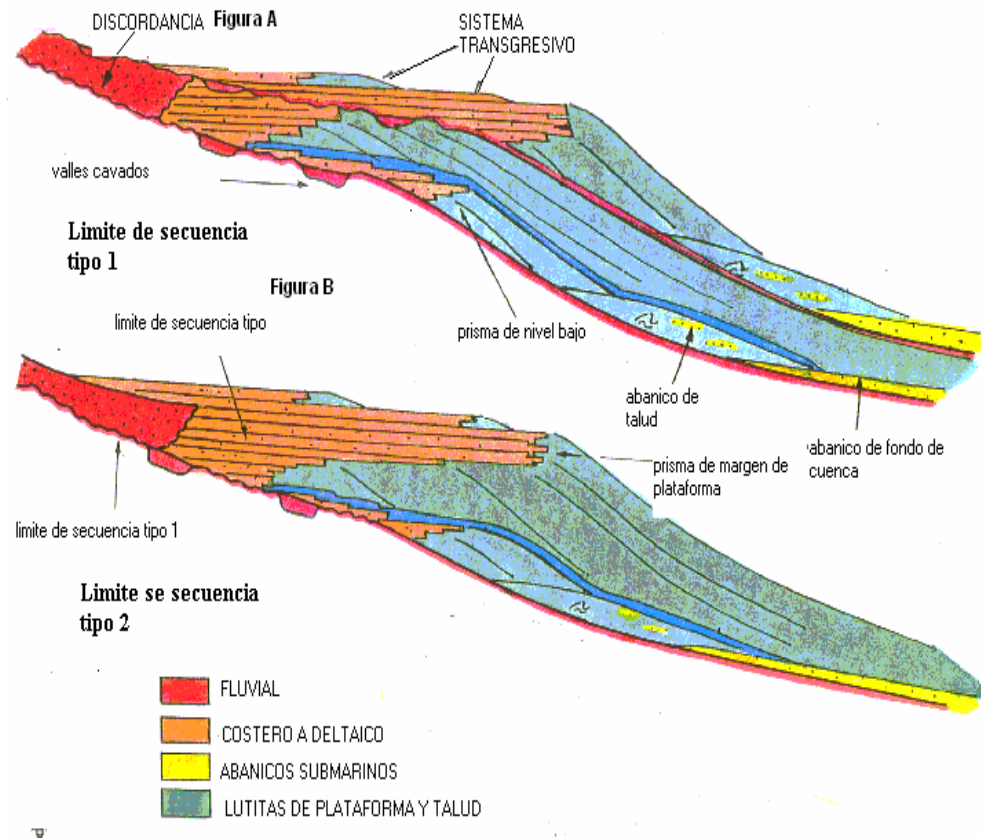


Figura. 2.2 (A) Limite de secuencia de tipo 1 y (B) Limite de secuencia de tipo 2.
Modificado de Allen (1992)

- *Secuencia Depositacional de tipo 2*

Se forma cuando la caída del nivel del mar eustático es menor que la subsidencia sobre la línea de costa. En este caso no hay caída del nivel del mar relativo, ni ocurre excavación fluvial. El límite de secuencia de una secuencia tipo 1 se expresa como una gran discordancia erosional sobre la plataforma expuesta, lo que no ocurre con las secuencias tipo 2. (figura. 2.2 B) ALLEN (1992).

2.2.4. Terminaciones de Reflectores

El reconocimiento de las terminaciones de reflectores, representan terminaciones estratigráficas, siendo clave del método secuencial. Las terminaciones de reflectores son caracterizadas, sobre una sección sísmica bidimensional, por la relación geométrica entre la reflexión y la superficie sísmica contra la cual ésta termina. Los términos presentados aquí son tomados según la traducción propuesta por el “Glosario de Términos de Estratigrafía Secuencial” CECPV (1998). En la (figura 2.3) se muestran las relaciones geométricas.

- ***Onlap*** (*Solapamiento expansivo*)

El solapamiento expansivo (*onlap*), consiste en una relación discordante de base en la que estratos inicialmente horizontales terminan progresivamente, pendiente arriba, contra una superficie inicialmente inclinada MITCHUM (1977) (figura 2.3) Se reconoce dos tipos de solapamientos, el marino y el costero.

El solapamiento marino representa el cambio de una depositación marina a no depositación o condensación marina, y resulta del relleno parcial del espacio por sedimentos marinos.

El solapamiento costero corresponde al solapamiento de estratos no-marinos, parálcos o marinos marginales y representa un cambio de una zona de depositación a una de erosión y no depositación (subaérea o plataformal) sobre el margen de cuenca.

- ***Downlap*** (*Cuña de progradación*)

La cuña de progradación (*downlap*), es un tipo de relación discordante de base en la cual un estrato inicialmente inclinado hacia la cuenca termina contra capas inicialmente horizontales o ligeramente inclinadas MITCHUM (1977) (figura 2.3), Típicamente se desarrollan sobre superficies de inundación, en instantes en que los sistemas depositacionales de margen de cuenca comienzan a progradar mar adentro MIALL (1997).

- ***Toplap (Cuña Crestal)***

La cuña crestal (*toplap*), es una relación geométrica que enfatiza la terminación de estratos inclinados contra superficies suprayacentes menos inclinadas, principalmente como resultado de la no depositación, quizás con erosión menor (figura 2.3). Cada unidad de estratos se solapa en dirección del continente hacia el tope de la unidad, pero las terminaciones sucesivas caen progresivamente hacia el mar MITCHUM (1977).

- ***Truncamiento (Truncation)***

El truncamiento erosional es la terminación de un estrato contra una superficie erosional suprayacente. La cuña crestal puede desarrollarse dentro de un truncamiento erosional, pero el truncamiento es más extremo que la cuña crestal, e implica el desarrollo ya sea de un relieve erosional, o de una discordancia angular. La superficie de erosión puede ser marina, tal como la base de un cañón, canal, o una superficie de socavamiento mayor, o una superficie de erosión no marina desarrollada en el límite de la secuencia (figura 2.3). El truncamiento aparente es la terminación de reflexiones sísmicas de ángulo relativamente bajo por debajo de una superficie sísmica inclinada, cuando ésta representa una superficie de condensación. Las terminaciones representan un límite depositacional distal (o adelgazamiento por debajo de la resolución sísmica), generalmente dentro de estratos con terminaciones de tope bien desarrolladas, pero algunas veces también dentro de abanicos submarinos. También se desarrolla por efectos de altas tasas de sedimentación que generan progradaciones en geometrías de sinuoides oblicuos.

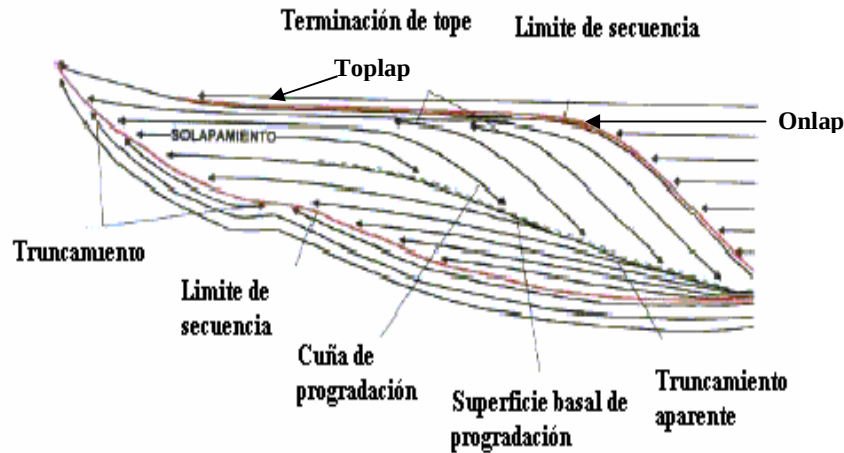


Figura 2.3 Patrones de terminaciones de reflectores.
Modificado de VAIL (1984)

2.2.5. Unidades Estratigráficas

- *Parasecuencia*

Es una sucesión de capas o grupo de capas genéticamente relacionadas, las cuales se encuentran limitadas por superficies de inundación marinas o sus concordancias correlativas (figura 2.4). En posiciones especiales dentro de la secuencia, las parasecuencias pueden estar limitadas por arriba y por debajo por límites de secuencias VAN WAGONER *et al.* (1990).

- *Conjunto de parasecuencias*

Es un grupo de parasecuencias genéticamente relacionadas, las cuales forman un patrón distintivo de apilamiento y se encuentra a su vez limitado por superficies de inundación mayores o sus superficies correlativas. En posiciones especiales dentro de la secuencia, los juegos de parasecuencias pueden estar limitados por arriba y por debajo por límites de secuencias VAN WAGONER *et al.* (1990). Los conjuntos de parasecuencias pueden ser progradacionales, agradacionales o retrogradacionales. En un conjunto de parasecuencias progradacional, parasecuencias progresivamente jóvenes son depositadas cada vez más lejos del continente, o bien, la tasa de sedimentación es mayor que la tasa de acomodo de los sedimentos, las agradacionales presentan un crecimiento vertical gradual de un cuerpo sedimentario por la superposición de estratos y las

retrogradantes presentan un crecimiento gradual de los cuerpos sedimentarios hacia el exterior de la cuenca. (figura 2.4).

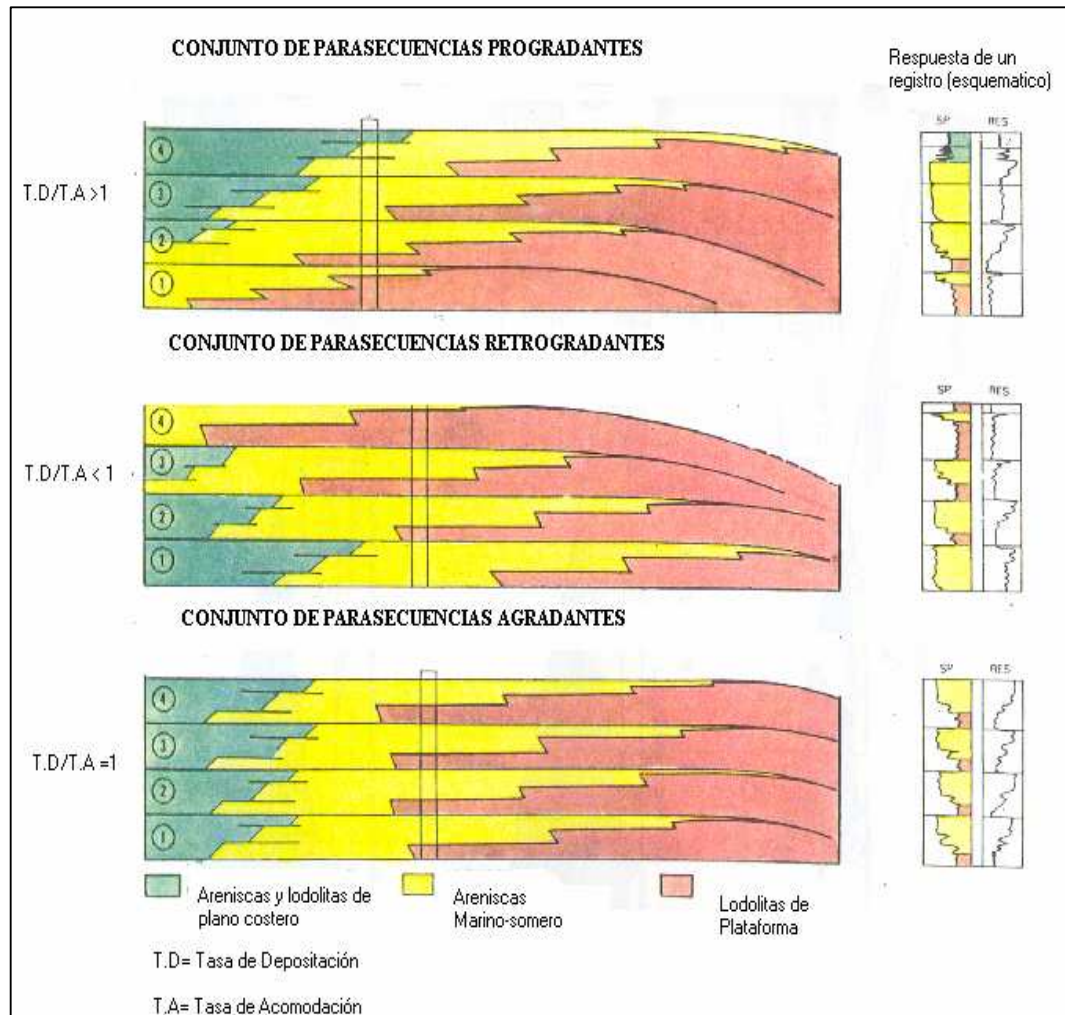


Figura 2.4. Parasecuencias y juegos de parasecuencias.
Modificado de VAN WAGONER *et al.* (1990)

2.2.6. Superficies Estratigráficas

- *Superficies de Inundación Marina*

Una superficie de inundación marina es una superficie que separa estratos más jóvenes de los más antiguos, a través de la cual existe evidencia de un incremento abrupto en la profundidad del agua. Esta profundización comúnmente está acompañada por erosión submarina menor (pero no erosión subaérea o cambio de facies hacia la cuenca) y no depositación, y puede existir un pequeño hiatus VAN WAGONER *et al.*, (1990). El límite de secuencia: son discordancias que limitan las secuencias pudiendo ser dos tipos, dependiendo de la magnitud de la caída del nivel del mar: discordancias tipo 1 (LS1) generando cuando la caída del nivel del mar baja rápidamente aún mas que el nivel del quiebre de plataforma, exponiendo la plataforma y acelerando los procesos de socavación y erosión del lecho plataformal y tipo 2 (LS2) que se generan cuando la caída del nivel marino es lenta y no sobrepasa el quiebre de plataforma forzando depositación en fases regresivas. En resumen podemos decir que las secuencias estratigráficas comienzan a depositarse posterior y contemporáneamente con una rápida o lenta caída del nivel del mar (LS1 y LS2 respectivamente) y progresivamente van rellenando el espacio disponible a medida que el nivel del mar termina el ciclo con un nuevo y pausado ascenso.

2.2.7. Sistemas Encadenados (Systems Tracts)

Los sistemas encadenados representan la sedimentación durante una fase particular de un ciclo sedimentario regresivo-transgresivo. Los sistemas encadenados en los cuales se subdivide las secuencias depositacionales son:

- *Sistema encadenado de bajo nivel (Lowstand Systems Tract)*

Este sistema encadenado se desarrolla cuando el nivel del mar relativo comienza a descender, el nivel de base fluvial baja, la plataforma es expuesta subaéreamente y es sujeta a erosión fluvial, formándose valles incisos sobre la plataforma (figura 2.5A). Estos valles incisos sirven de conductos que llevan sedimentos fluviales al margen de la plataforma y al talud durante el nivel bajo. Al

tiempo de la caída máxima del nivel del mar relativo, los ríos se extienden hasta la plataforma externa, o aún hasta la pendiente superior del talud, si el nivel del mar relativo ha caído por debajo del quiebre de la plataforma. Cuando esto ocurre, grandes volúmenes de sedimentos fluviales se acumulan directamente como depósitos costeros progradantes sobre la plataforma, y como abanicos submarinos en la cuenca. El aumento de las pendientes de los ríos debido a la bajada del nivel de base fluvial, aumenta el poder de erosión de los mismos incrementando así el volumen de aporte de sedimentos durante el nivel bajo. Los períodos de bajo nivel se caracterizan por una sedimentación rápida en la cuenca y la plataforma externa, mientras que la plataforma expuesta es un sitio de no depositación (hiato estratigráfico) o discordancia erosional, el cual constituye un límite de secuencia (límite de secuencia tipo 1) VAN WAGONER *et al.* (1990).

- *Sistema encadenado Transgresivo (Transgressive systems tracts)*

Se forma cuando el nivel del mar relativo aumenta o sube más rápido que la tasa de aporte de sedimentos. Cuando esto sucede, el sistema encadenado del nivel bajo cambia de un apilamiento regresivo a uno transgresivo. Esto sucede muy rápido, debido a que cuando el nivel del mar eustático comienza a subir, la elevación del nivel del mar relativo se acelera. La superficie que separa estos dos modos depositacionales se denomina *superficie transgresiva*. Todos los depósitos transgresivos que se acumulan sobre esta superficie forman el sistema encadenado transgresivo (figura 2.5B). Durante el tiempo del sistema encadenado transgresivo, los valles incisos fluviales de la plataforma expuesta son inundados formándose estuarios que acumulan lodos y arenas lagunares costeras. El tope del sistema transgresivo esta representado por la superficie de máxima inundación (MFS), que constituye el punto de máxima paleobatimetría dentro de la secuencia. VAN WAGONER *et al.* (1990).

- *Sistema encadenado de alto nivel (Highstand Systems Tracts).*

Se forma cuando el aumento de la tasa del nivel del mar relativo desacelera y es menor que la tasa de aporte de sedimento, formándose un sistema generalmente regresivo (figura 2.5C).

- *Sistema de margen de Plataforma (Shelf Margin Systems Tract)*

Este sistema se caracteriza por uno o más conjuntos de parasecuencias progradantes o agradacionales; los conjuntos de parasecuencias solapan sobre el límite de la secuencia en una dirección hacia tierra y forman una cuña progradante sobre el límite de la secuencia hacia el fondo de la cuenca (downlap). El tope de este sistema encadenado es la superficie transgresiva la cual también forma la base del sistema transgresivo.

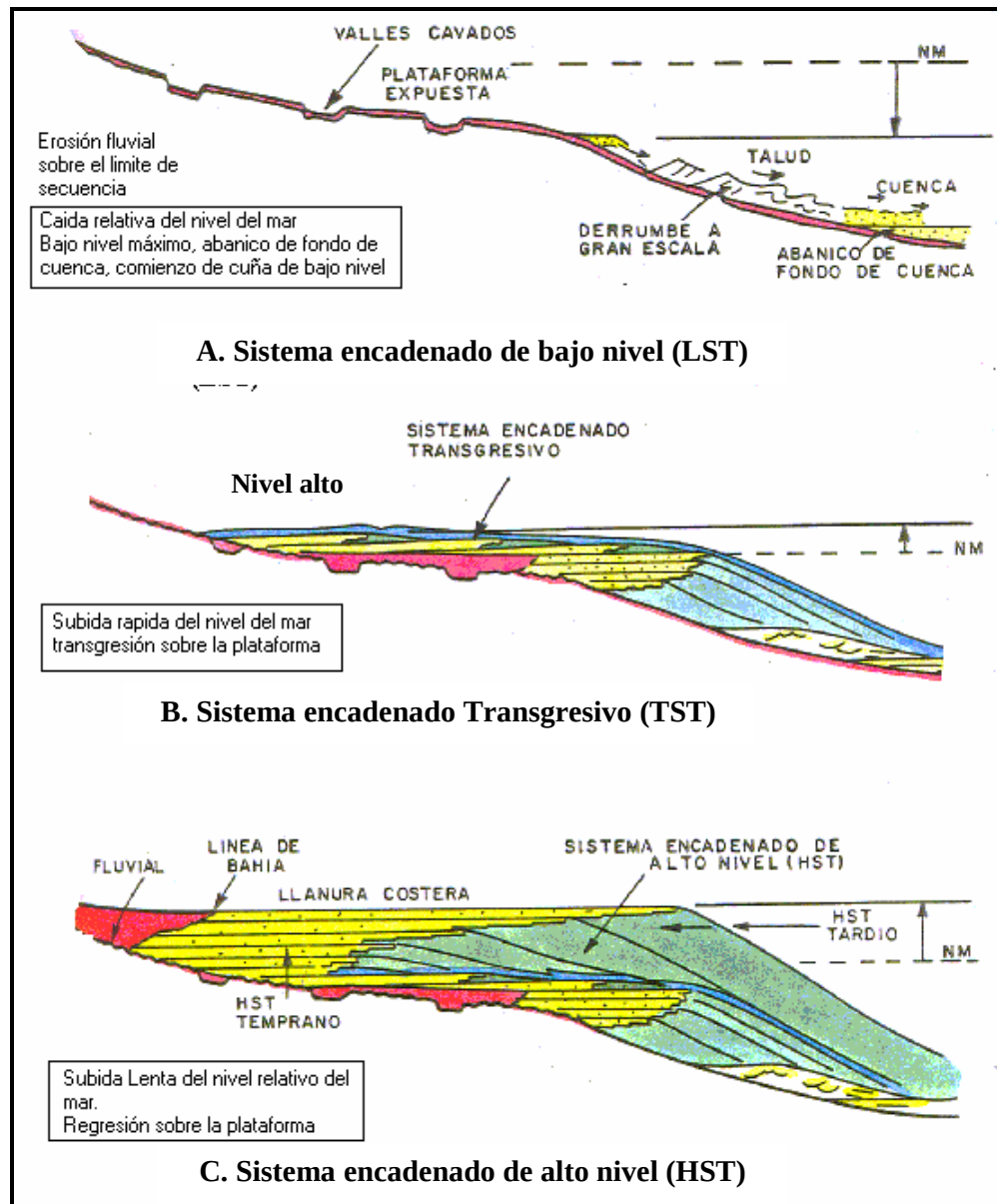


Figura 2.5. Los Sistema encadenados que dividen la secuencia son: (A) Sistema Encadenado de nivel bajo (LST); (B) Sistema encadenado transgresivo (TST); (C) Sistema encadenados de alto nivel (HST). Tomado de ALLEN (1992)

2.3. AMBIENTES SEDIMENTARIOS DEPOSITACIONALES

2.3.1. Interpretación general para el reconocimiento de facies

Según WALKER Y JAMES (1992) el concepto de facies fue introducido por Gressly en 1838, definiéndola como un cuerpo de roca con características específicas de litología, estructuras físicas y biológicas que se diferencia de los cuerpos supra e infrayacentes. Idealmente una facies podría ser un tipo característico de roca que ha sido formada bajo ciertas condiciones de sedimentación, que refleja un ambiente o proceso de deposición particular.

El comportamiento de los registros de pozos puede ser utilizado para el reconocimiento de facies en el subsuelo, por su similitud con las sucesiones en los tamaños de granos, ya que cada tipo litológico muestra un comportamiento característico en los registros, tales como potencial espontáneo, rayos gamma, resistividad, densidad, entre otros WALKER Y JAMES (1992).

En la **Tabla 2.1** se muestran ciertos patrones típicos de las curvas de potencial espontáneo y de rayos gamma, que permiten el reconocimiento de facies. Sin embargo, estos patrones no son exclusivos de un ambiente particular.

Tabla 2.1. Identificación de facies por patrones de curvas de potencial Espontáneo (SP) y de rayos gamma (GR). Tomado de WALKER Y JAMES (1992).

CILINDRICO	Embudo	En forma de Campana	Simétrico	Irregular
Limpio, sin tendencia	Tope-Abrupto Grano-creciente	Base Abrupta, Grano-decreciente	Bases y topes Transicionales	Intercalación Entre arena y lutita. Sin tendencia
				
Ambientes eólicos, Canales Fluviales Entrelazados, Plataformas Carbónicas, Arrecifes o relleno de cañones submarinos	Abanicos de rotura, Barras de Desembocadura, Islas de barreras, Plataforma clásticas, Areniscas marino Someras, secuencias Carbónicas o Abanicos submarinos	Barras de meandros, Barras de Marea, Canales submarinos Algunas arenas Transgresivas de plataforma	Barras arenosas costa afuera, algunas arenas transgresivas De plataforma o amalgamiento entre otras secuencias grano-crecientes Y grano- decrecientes	Llanura de inundación, taludes carbonáticos, Taludes clásticos O relleno de cañones

La secuencia sedimentaria correspondiente al intervalo estratigráfico objeto de este estudio, ha sido interpretado en la literatura como depositada en un sistema fluvio-deltáico, por tal razón se va ser énfasis en las características de este sistema

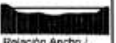
2.3.2. Sistema fluvial

- *Introducción*

Los sedimentos fluviales son altamente variables en muchos aspectos, no puedan ser caracterizados por un solo modelo de facies. Aún cuando existe un amplio espectro de tipos de ríos, pueden ser descritos como: rectilíneos, anastomosados, meandriiformes y entrelazados CANT (1982).

En la **Tabla 2.2** se pueden observar las características sedimentarias y geomorfológicas correspondientes a canales fluviales de carga de fondo, carga en suspensión y de carga mixta. El sistema fluvial es esencialmente agradacional, sin embargo, en ambientes específicos puede ocurrir progradación localizada o acreción lateral GALLOWAY Y HOBDA (1975). Según el tipo de río, puede variar la relación espacial entre las facies:

Tabla 2.2. Características sedimentarias y geomorfológicas correspondientes a canales fluviales de carga de fondo, carga en suspensión y de carga mixta. Tomado y modificado de GALLOWAY (1975)

Tipo de Canal	Composición del Relleno de Canal	Geometría del Canal			Estructura interna		Relaciones Laterales
		Sección Transversal	Aspecto en Mapas	Isolítico de Arena	Fábrica Sedimentaria	Secuencia Vertical	
CANAL DE CARGA DE LECHO	 Predominio de arena	 Relación Ancho / Profundidad alta. Relieve bajo o moderado sobre la superficie de erosión basal.	 Recto o ligeramente sinuoso	 Fajas anchas y continuas	 La acresión de estratos domina el relleno sedimentario	 Irregular, secuencia grano-decreciente mal desarrollada	 Los rellenos de canales multilaterales generalmente ocupan volumétricamente los depósitos de abanico.
CANAL DE CARGA MIXTA	 Mezcla de arena, limo y fango	 Relación Ancho / Profundidad moderada. Relieve alto sobre la superficie de erosión basal.	 Sinuoso	 Complejas fajas "en rosario"	 Tanto la acresión de bancos como de estratos se preserva en el relleno de sedimentos	 Perfiles grano-decrecientes bien desarrollados	 Los rellenos de Canales multi-históricos se subordinan generalmente a depósitos de abanico circundantes
CANAL DE CARGA EN SUSPENSIÓN	 Predominio de limo y fango	 Relación Ancho / Profundidad baja a muy baja. Erosión del relieve alto con márgenes escarpados. Algunos segmentos con talwegs múltiples	 Altamente sinuoso a anastomosado	 Filiforme o viñetas	 La acresión de bancos (simétrica o asimétrica) domina el relleno de sedimentaria	 Secuencia dominada por material fino, por lo que las tendencias pueden no ser claras	 Los rellenos de canales multi-históricos se encuentran en abundante todo y ausencia de los abanicos

- *Depósitos de ríos entrelazados*

En la figura 2.6 se muestra el modelo depositacional de un sistema de canales entrelazados poco sinuosos, donde se observan los cuerpos que se generan en estos sistemas, la columna sedimentaria, las estructuras que se forman en estos ambientes y la respuesta que arroja la curva de potencial espontáneo.

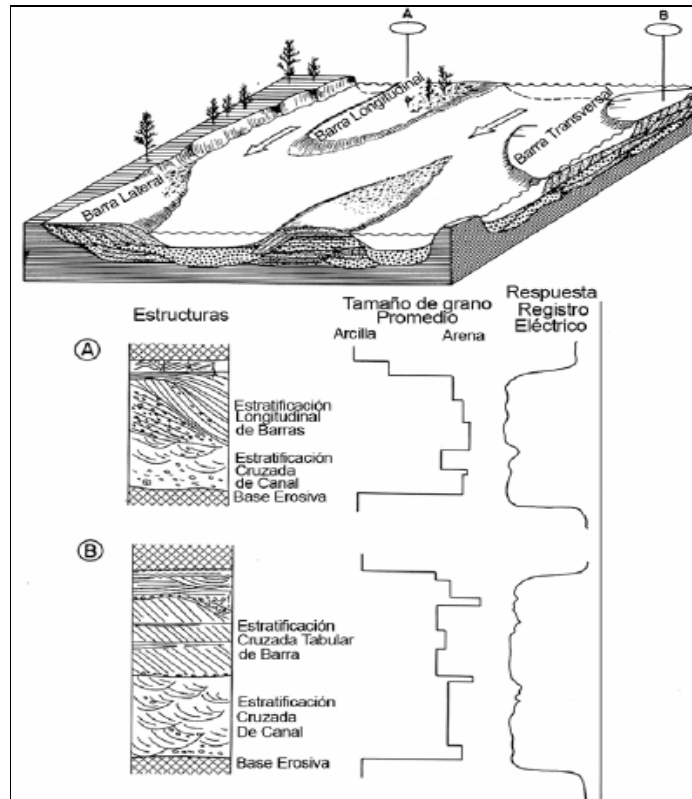


Figura 2.6: Modelo depositacional generalizado de una secuencia vertical, producido por un sistema fluvial de canales entrelazados poco sinuosos Tomado y modificado de GALLOWAY Y HOBDDAY (1983).

La migración lateral, unida a la agradación, origina un tipo de granulometría gruesa, con algunas intercalaciones de sedimentos de grano fino, delgadas y poco persistentes tal como se observa en la figura. 2.7 a. Los ríos entrelazados se caracterizan por presentar canales amplios, los cuales tienden a cambiar de posición debido al transporte rápido y continuo de los sedimentos.

En la figura 2.7 b se observa el poder erosivo de los canales, debido al transporte rápido y continuo de los sedimentos. También se puede apreciar el cambio en la posición de los canales, los cuales van siendo abandonados permitiendo la generación de barras longitudinales y una llanura de inundación.

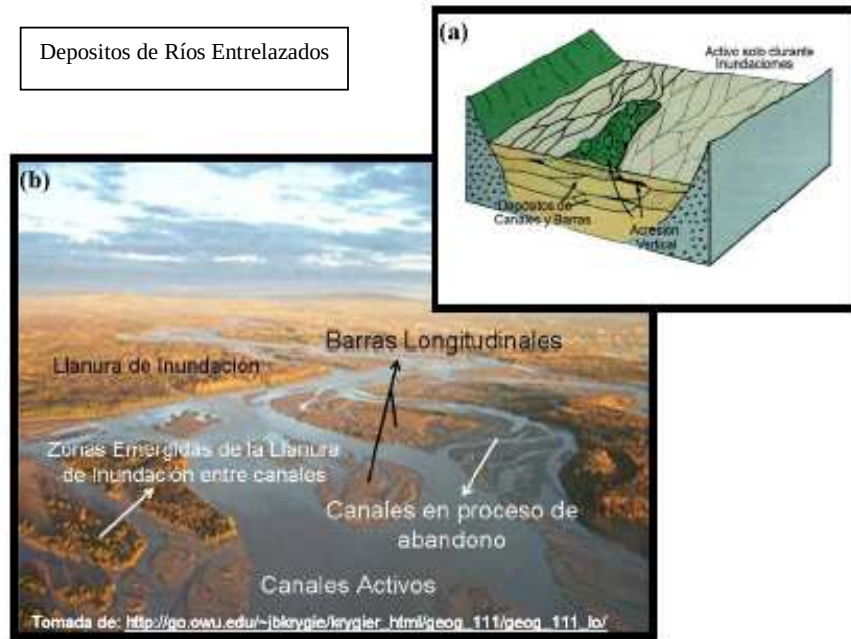


Figura 2.7: (a) Bloque diagramático de depósitos de los canales entrelazados, en el que se puede observar que las lutitas que se preservan son delgadas e impersistentes. (Modificado de CANT, 1982) (b) Sistema de canales entrelazados en ambientes modernos. Tomado y modificado de: Ohio Wesleyan University, Department of geology & geography 2005

- *Depósitos de ríos meandriiformes*

Se presentan principalmente en zonas de bajas pendientes y son favorecidos por la abundancia de sedimentos de grano fino, tanto en el dique natural como en la carga total de sedimento. La Figura 2.8 esquematiza las principales facies que se deberían encontrar en un sistema meandriforme READING (1986).

Estos ríos se encuentran confinados lateralmente por canales de meandros abandonados (denominados “oxbow lakes”), comunes en las llanuras de inundación de muchos ríos meandriiformes.

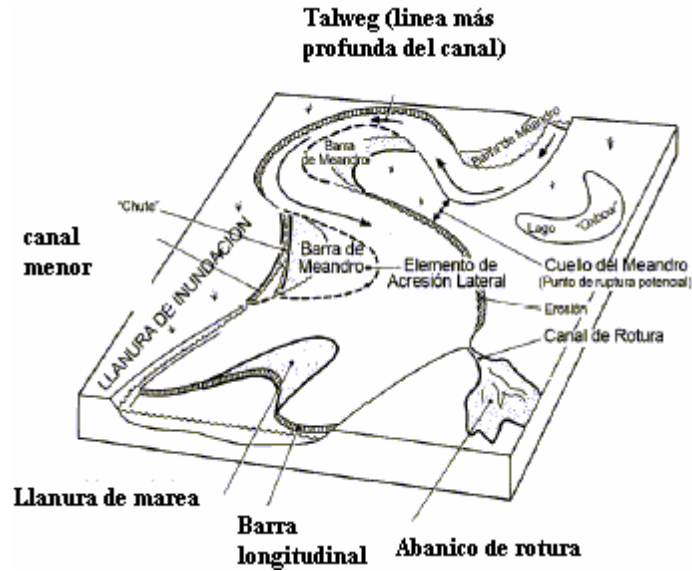


Figura 2.8: Bloque diagramático de un río meandriforme hipotético.
Tomado y modificado de WALKER Y JAMES (1992)

Los depósitos que se generan en los sistemas fluviales meandriformes pueden estar representados por secuencias típicas de canal y las variaciones que se reflejan al borde del mismo. La figura. 2.9 es un modelo depositacional generalizado, donde se puede observar la variación vertical en el tamaño de grano, estructuras sedimentarias y los registros eléctricos (potencial espontáneo), en los sistemas fluviales meandriformes. En la figura. 2.9 barra de meandros, puede observarse la secuencia típica de una barra de meandro, detallando como cambia el registro SP de un comportamiento cilíndrico (relleno de canal) hasta una tendencia irregular (dique natural). Y en la figura. 2.9 b se describe la columna del dique natural, que es parte del borde del canal; en él se detalla el comportamiento cilíndrico del lecho del canal hasta el abandono del mismo.

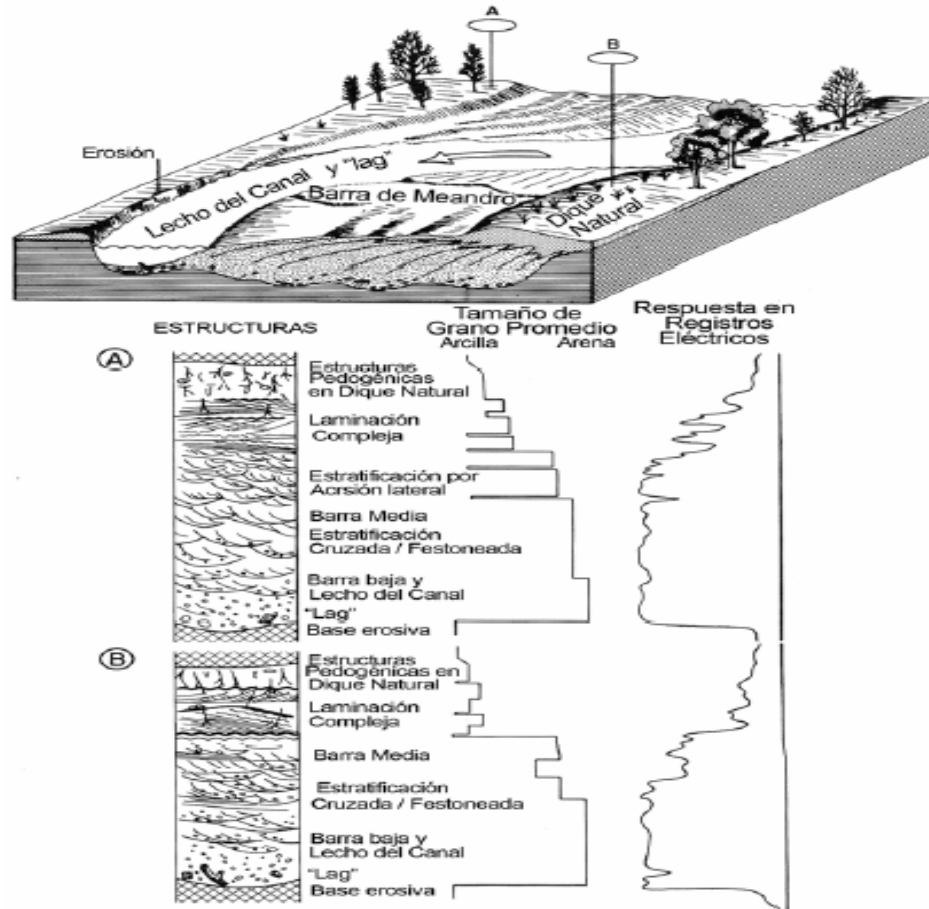


Figura 2.9: Modelo depositacional generalizado de los depósitos generados por un sistema fluvial meandriforme. Tomado y modificado de GALLOWAY Y HOBDAI (1983).

En la figura 2.10 a se muestra un bloque diagramático con el desarrollo de los depósitos de canales en este sistema, apreciándose la orientación de los cuerpos lineales en dirección del flujo. En la figura 2.10 b se observan los elementos que conforman estos sistemas (barras de meandros, dique natural, "chute" o canales secundarios, laguna semilunar "oxbow" etc.).

Depositos de Ríos Meandriformes



Figura 2.10: Sistema fluvial meandriforme. (a) Modelo esquemático Tomado y modificado de CANT (1982); (b) Sistema meandriforme al sureste de Alaska Tomado y modificado de: University of Montana, Department of Geology 2005) .

- *Depósitos de ríos anastomosados*

Estos ríos presentan islas semi-permanentes que dividen el flujo, llanuras de inundación bien desarrolladas y áreas pantanosas que se extienden lejos del río. Debido a la naturaleza cohesiva de los sedimentos y a la alta cantidad de raíces presentes, estas islas y llanuras de inundación son muy estables, cambiando lentamente de posición y tamaño, por lo que se presentan facies individuales que se apilan verticalmente en secciones muy gruesas CANT (1982); GALLOWAY Y HOBDAV (1983).

El bloque diagramático de la figura 2.11 a muestra los depósitos de canales anastomosados, en él se detalla el apilamiento vertical como consecuencia de la estabilidad de los canales. Un desarrollo del sistema fluvial anastomosado se presenta la figura 2.11 b, donde se observa un buen desarrollo de la llanura de inundación, islas semi-permanentes y zonas pantanosas, permitiendo que los canales no sean abandonados con facilidad.

La figura .2.12 muestra un modelo depositacional generalizado, en donde se observa la secuencia vertical de tamaño de grano y estructuras sedimentarias y el comportamiento de las curvas de potencial espontáneo, producido por un sistema fluvial anastomosado. Se muestra la acreción lateral (figura 2.12A) y el relleno de canal (figura 2.12 B). Es importante observar la diferencia de la lectura del SP para cada uno de los sub-ambientes descritos en los ríos anastomosados.



Figura 2.11: Sistema fluvial anastomosado. (a) Bloque diagramático, se muestra el apilamiento vertical (Modificado de CANT, 1982). (b) Sistema anastomosado al sureste de Saskatchewan, Alaska Tomado y modificado de: University of Montana, Department of Geology ,2005.)

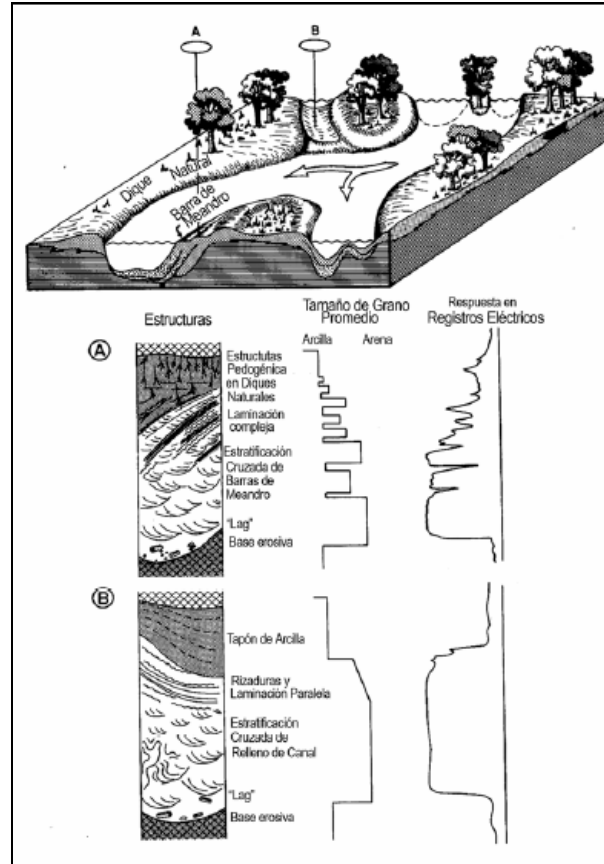


Figura 2.12: Modelo depositacional generalizado producido por un sistema fluvial anastomosado
Tomado y modificado de GALLOWAY Y HOBDA (1983).

2.3.3. Sistema deltáico

- *Introducción*

Un delta es considerado como un sistema depositacional alimentado por ríos, que produce una progradación irregular en la línea de costa hacia un cuerpo de agua. En éstos se incluye toda la masa de sedimentos asociados, ya sean subaéreos, como subacuáticos. Los deltas son el producto de la interacción de dos procesos de depositación, los constructivos, generados por los sistemas fluviales, y los destructivos, resultado de los sistemas marinos, que resultan en el retrabajo y la redistribución de estos sedimentos. GALLOWAY (1975); READING (1986) Los tipos de delta pueden ser diferenciados inicialmente por el reconocimiento del origen específico de las facies arenosas de margen deltáico. Los factores fundamentales incluyen la geometría y orientación de los cuerpos de arena

progradantes, su relación espacial con el sistema de canales distributarios y, en menor medida, con la geometría del relleno de estos canales GALLOWAY Y HOBDA (1983). Estos factores se resumen en la **Tabla 2.3**:

Tabla 2.3: Características estratigráficas de los sistemas de deposición Deltáicos. Tomado de GALLOWAY (1975); GALLOWAY Y HOBDA (1983)

Factores	Dominio Fluvial	Dominio de Oleaje	Dominio de Mareas
Geometría de los lóbulos	Elongado a lobulado	Arqueado	Estuarino a irregular
Composición Predominante	De lodoso a mixto	Principalmente arenoso	De lodoso a arenoso
Facies Arenosas	Barras de desembocadura de distributarios y arenas de frente deltáico; relleno de canales distributarios	Islas de barreras; arenas de canales distributarios	Barras de marea; relleno de canales estuarinos
Orientación de las Facies	Muy variable, pero tiende a ser paralela al buzamiento de la sedimentación	La dirección dominante es paralela al rumbo de la sedimentación. Presenta algunas tendencias subsidiarias	Paralela al buzamiento de la sedimentación, con cambios locales debidos a la geometría de la cuenca
Tipo Común de Canales	De carga en suspensión, a carga mixta, principalmente fino	De carga mixta a carga de fondo.	Variable, con geometría modificada por las mareas

- *Deltas dominados por aporte fluvial*

Según GALLOWAY Y HOBDA (1983), este tipo de delta se origina cuando la tasa y volumen de aporte de sedimentos excede el flujo de energía disponible en la cuenca para retrabajar y modificar sustancialmente el margen activo de un delta. En éste predominan los procesos constructivos, por lo que los lóbulos del delta adquieren geometrías elongadas o digitadas, a redondeadas y lobuladas (figura 2.13) READING (1986).

- *Ambientes constructivos y facies genéticas*

En los sistemas deltáicos dominados por aporte fluvial, las principales facies arenosas reconocidas son los depósitos de canales distributarios y las barras de desembocadura y, junto a ellas, algunas facies subsidiarias de arenas deltáicas retrabajadas y abanicos de rotura (figura 2.13) GALLOWAY Y HOBDAI (1983); READING (1986).



Figura 2.13: Delta de Mahakam (Indonesia) Tomado y modificado de DARMAN (1999).

Las secuencias de barras de desembocadura son granocreciente, por la superimposición de los depósitos de cresta de la barra de desembocadura, del frente de barra, de la barra distal y de la parte superior del prodelta.

En la figura 2.14, se muestra una columna sedimentaria característica de este tipo de secuencias, en donde se observa toda la variación vertical del borde del delta, desde el prodelta hasta la planicie deltáica. Las unidades arenosas de barras de desembocadura se forman como parte integral de la progradación general de la secuencia de facies GALLOWAY Y HOBDAI (1983). Los lodos del prodelta forman una de las unidades más homogéneas y continuas lateralmente de los sistemas deltáicos dominados por aporte fluvial, pudiendo servir como sellos regionales para el entrapamiento de hidrocarburos.

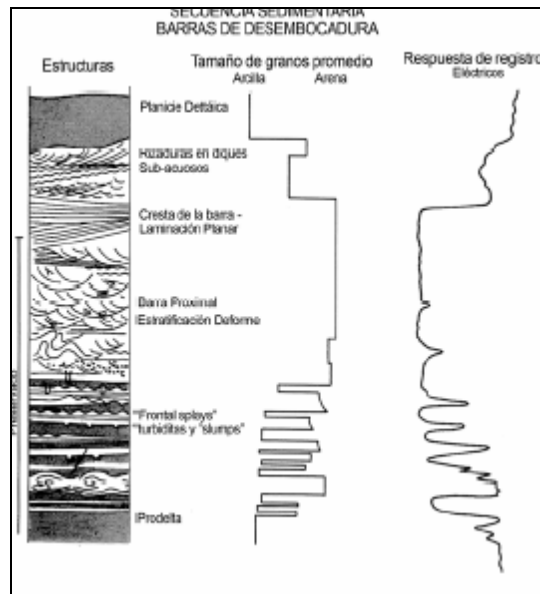


Figura 2.14: Perfil vertical generalizado de una barra arenosa de desembocadura
Tomado de GALLOWAY Y HOBDA (1983).

- *Ambientes destructivos y facies.*

Los principales procesos destructivos en los deltas dominados por aporte fluvial son el abandono de los lóbulos del delta, su hundimiento, procesos transgresivos y retrabajo marino. Estos originan facies volumétricamente menores, pero distintivas COLEMAN, Y WRIGHT (1975). Según GALLOWAY Y HOBDA (1983) la importancia estratigráfica de estas unidades radica en su continuidad espacial y lo predecible de sus relaciones laterales de facies, lo que favorece su uso en la correlación y elaboración de mapas de facies.

- *Deltas dominados por oleaje*

En este tipo de deltas, el grueso de la carga de fondo inicialmente depositada en el sistema es retrabajada por el oleaje y redistribuida a lo largo del frente deltáico por la deriva litoral, se caracterizan generalmente por la presencia de una sucesión de facies granocreciente, indicativo de costas dominadas por oleaje (figura 2.15) WALKER Y JAMES (1992).

- *Ambientes de depositación y facies*

Las principales facies arenosas encontradas en este sistema son cadenas de playas e islas de barreras, depositadas en el frente y a los márgenes de lóbulos activos del delta, el desarrollo de estas facies se ve reflejada en la figura 2.15 READING, (1986). Igualmente se pueden reconocer facies no arenosas de depósitos de prodelta, de cuencas costeras entre barreras, diques naturales, lagos y pantanos interdistributarios. El aporte clástico principal en estos sistemas proviene de un episodio fluvial cercano WALKER Y JAMES (1992).



Figura 2.15: Delta Nilo (Egipto), de dominio por oleaje Tomado y modificado de: Iowa University, Department of Civil and Environmental Engineering, (2005).

Los depósitos de islas de barrera tienen un comportamiento granocreciente, como es típico de cuerpos arenosos producidos por la progradación de la línea de costa. Adicionalmente se observa la transición de estos depósitos, hacia la cuenca y estratigráficamente hacia abajo, a depósitos de prodelta y depósitos normales de plataforma GALLOWAY Y HOBDAY (1983). La figura 2.16 muestra el perfil vertical generalizado de una isla de barrera, en el margen de un delta de influencia de oleaje. En la secuencia se observa la evolución de la isla de barrera desde el prodelta hasta la planicie deltáica. Al igual que las barras de desembocadura, el registro SP posee una tendencia granocreciente (forma de embudo), mostrando la distribución de los sedimentos dentro del cuerpo.

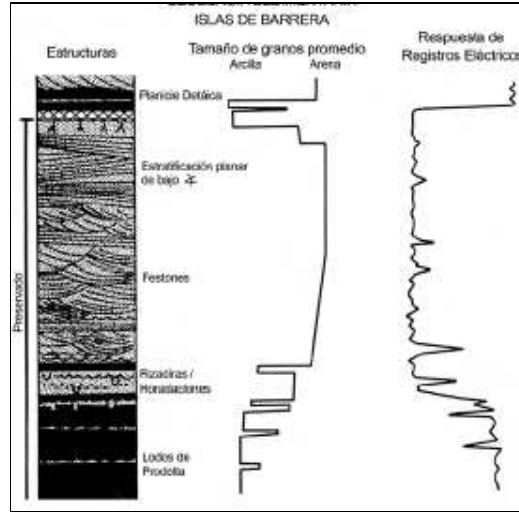


Figura 2.16: Perfil vertical generalizado de una isla de barrera
Tomado y modificado de GALLOWAY Y HOBDAI (1983)

COLEMAN Y WRIGTH (1975) indican que la geometría de este tipo de deltas es bastante distintiva. Los cordones de playas constituyen masas lineales subparalelas al margen de la línea de costa, dando lugar, idealmente, a cuerpos convexos hacia ésta; estos cuerpos desarrollan geometrías distintivas según las condiciones del medio, tal y como se observa en la figura 2.17. Las arenas fluviales asociadas se orientarán en una dirección subperpendicular al margen de la cuenca.

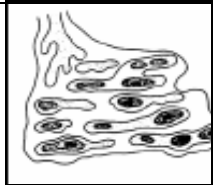
	Delta Tipo 1: Condiciones: Energía intermedia de las olas, mareas altas, baja, deriva litoral, cuenca somera estable. Características: Arenas de canales normales a la línea de costa, conectadas lateralmente por arenas de barrera-playa Ejemplos: Deltas de Burdekin, Irrawaddy y Mekong
	Delta Tipo 2: Condiciones: Energía intermedia de las olas, baja pendientes, costa afuera, bajo aporte de sedimentos. Características: Coalescencia de canales y arenas de barra de boca con un frente de islas-barrera (costa afuera) Ejemplos: Deltas de Apalachicola y brazos.
	Delta Tipo 3: Condiciones: Energía de las olas altas y persistentes, baja deriva litoral, alta pendiente costa afuera, bajo aporte de sedimentos. Características: arenas de playa-barrera en manto, las cuales pasan arenas de canal pendiente arriba. Ejemplos: Deltas de San Francisco y Grijalva.
	Delta Tipo 4: Condiciones: Energía de las olas bajas, alta deriva litoral, baja pendiente costa afuera. Características: arenas de barreras de mareas, las cuales tienen formas alargadas. Ejemplos: Deltas Rhone.

Figura 2.17: Geometría de cuerpos arenosos en deltas modernos dominados por oleaje.
Tomado de Coleman y Wrigth (1975)

- *Deltas dominados por mareas*

Este tipo de deltas se origina al aumentar el rango de las mareas, incrementándose las corrientes mareales que se encargan de modificar la geometría de las barras de desembocadura y redistribuir la carga de fondo, formando una serie de barras elongadas que se extienden desde la desembocadura, hasta la plataforma subacuosa del frente deltáico (figura 2.18). Esta zona es progradante con una tendencia general granocreciente de la secuencia sedimentaria, sin embargo, las facies reflejan la influencia de mareas WALKER Y JAMES (1992).



Figura 2.18: Delta dominado por mareas. Tomado y modificado de University Texas, Department of Geology (2005).

- *Ambientes constructivos y facies genéticas*

Las investigaciones realizadas por COLEMAN Y WRIGHT (1975) indican que la mayoría de los cuerpos de arena de deltas dominados por mareas son el producto de la depositación en canales distributarios estuarinos y en zonas de barras mareales. GALLOWAY Y HOBDAV (1983) muestran que las facies arenosas subsidiarias incluyen abanicos de roturas y canales de marea subsidiarios, los cuales no se encuentran conectados directamente al canal fluvial. Según READING (1986) los canales distributarios estuarinos que muestran este tipo de deltas se caracterizan por desembocaduras anchas en forma de embudo, y partes superiores delgadas y sinuosas (figura 2.19).

La figura 2.19 muestra el Delta Betsiboka (Madagascar), el cual está dominado por mareas, en ella se observa la formación de estuarios con una desembocadura ancha (en forma de embudo) y el desarrollo de canales estuarinos. Nótese la distribución de los cuerpos generados por los canales de mareas y la tendencia a generar zonas de pantanos salobres por el abandono constante de los canales estuarinos. En este tipo de deltas, el frente deltáico y los distributarios son definidos por la ocurrencia del aporte fluvial y su distribución por acción de las mareas, generando barras de mareas, que se extienden a considerables distancias costa afuera, frente a la plataforma deltáica READING (1986). Los depósitos de

relleno de canal se encuentran compuestos de múltiples unidades sedimentarias granodecrecientes, con distintos grados de preservación.



Figura 2.19: Delta Betsiboka (Madagascar). Tomado de <http://www.buddycom.com/space/earth/enviro/>

Estas unidades se interpretan como el producto de la migración lateral de las líneas de “talweg” y de las barras presentes en la parte baja de los distributarios. Las arenas bien escogidas constituyen el grueso del relleno de canal, pero se presentan intervalos discontinuos de mantos, láminas y clastos de lodo y limo, generando tendencias poco regulares en los registros eléctricos, como se observa en la figura 2.20. El sedimento en suspensión queda atrapado preferentemente en los márgenes del delta, originando facies lodosas de prodelta, al contrario de los deltas dominados por aporte fluvial, u oleaje. GALLOWAY Y HOBDAI (1983).

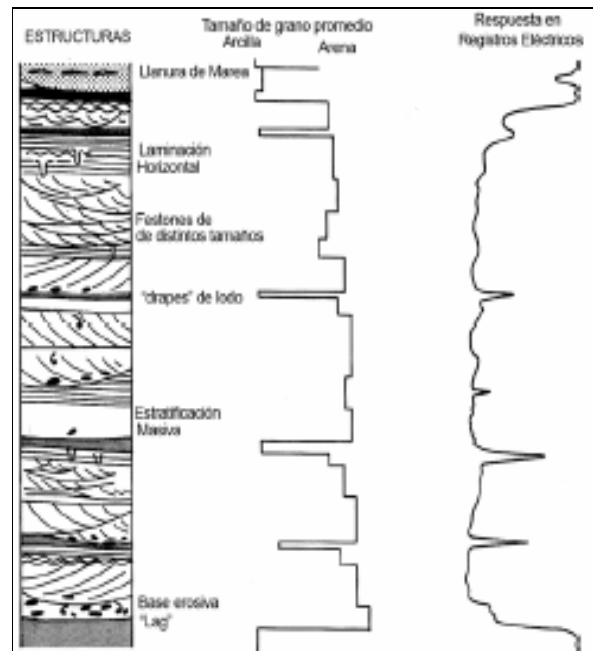


Figura 2.20. Perfil vertical generalizado de un cuerpo de arena de relleno de canal estuarino.
Tomado de GALLOWAY Y HOBDAI (1983)

2.4. PETROFÍSICA

Esta parte del estudio es fundamental para alcanzar el objetivo que persigue este proyecto, el cual consiste en cuantificar las reservas de hidrocarburos y su movilidad, para contribuir posteriormente a la orientación de la explotación en este campo con tecnología de punta que garantice el máximo recobro de las mismas. MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

2.4.1. Metodología

La metodología utilizada para la evaluación petrofísica se inició con la carga de la información .LAS, proveniente de las corridas de los perfiles eléctricos y/o radioactivos realizadas en los pozos exploratorios perforados en el área Machete, en la aplicación PetroView bajo plataforma Geoframe. Luego de tener esta información en el sistema, se realizó una evaluación preliminar de la misma, la cual fue cotejada posteriormente con los parámetros del área, según la data obtenida de los análisis de agua y pruebas de producción efectuadas para cada uno de los pozos MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

La interpretación petrofísica, se elaboró considerando la información de todos los pozos cargados en sistema, pero sólo 17 disponían del registro de densidad-neutrón (R_{hoB}) para determinar la porosidad. Se derivaron ecuaciones para el cálculo de la porosidad en función de la arcillosidad con los pozos evaluados que disponían de este registro (R_{hoB}), dichas ecuaciones fueron luego aplicadas para el resto de los pozos en cada una de las secuencias de interés. La forma como se obtuvieron estas ecuaciones fue mediante la creación de diagramas cruzados (cross plots) de porosidad en función de arcillosidad (figura 2.21), representando el ajuste por medio de la ecuación de una línea recta, obteniéndose coeficientes de ajuste entre 81 y 96%. MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

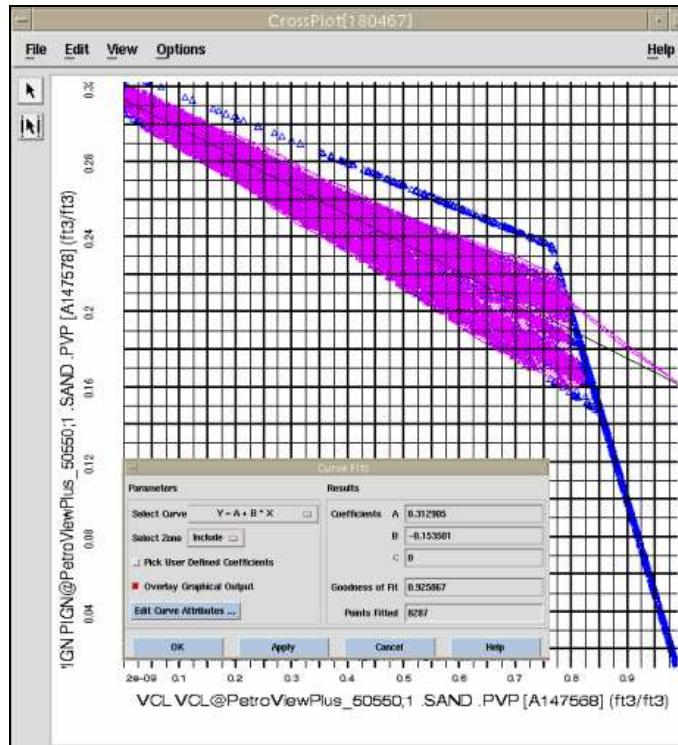


Figura 2.21 Cross Plot de ϕ vs Vsh , modificado por MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

2.4.2. Estimación del Volumen de Arcilla.

Para el cálculo de la arcillosidad se utilizó la respuesta del perfilaje obtenida del registro de Rayos Gamma, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{cl} = (GR_{log} - GR_s) / (GR_{cl} - GR_s) \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

Vcl = Índice de arcillosidad obtenido del GR

GRlog= Valor del GR en la zona e interés, unidades API

GRs = Valor promedio del GR para arenas limpias, unidades API

GRcl = Valor promedio del GR para lutitas, unidades API

2.4.3. Estimación de la Densidad de la Matriz.

El valor de la densidad de grano utilizado en la evaluación petrofísica fue tomado del análisis de núcleo del pozo MON 1E, ubicado en el área bajo estudio, con un valor que oscila entre 2.51 a 2.71 gr/cc para toda la columna. Dado que todas las formaciones de interés en esta área son fundamentalmente arenas, se tomó como densidad de matriz 2.65 gr/cc MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

2.4.4. Estimación de la Porosidad.

Esta propiedad se puede determinar por medio de los registros de densidad, neutrón y sónicos. En el caso del registro de densidad se calculó aplicando la siguiente fórmula:

$$\phi_D = \frac{\rho_{\text{matrix}} - \rho_{\text{log}}}{\rho_{\text{matrix}} - \rho_{\text{fluid}}} \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

ϕ_D = Porosidad total del perfil de densidad, %

ρ_{matrix} = Densidad de la matriz de la roca, gr/cc

ρ_{log} = Densidad de la zona a evaluar, gr/cc

ρ_{fluido} = Densidad del fluido, gr/cc

Una vez obtenida la porosidad total, se corrige por arcillosidad la porosidad efectiva a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_e = \phi_D - V_{sh} * \phi_{dsh} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva, fracción

V_{sh} = Volumen de arcilla, fracción

ϕ_{dsh} = Porosidad del density de la arcilla, fracción

La estimación de la porosidad a través del perfil sónico, se efectúa a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{matrix}}}{\Delta t_{\text{fluid}} - \Delta t_{\text{matrix}}} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde;

ϕ_s = Porosidad del perfil sónico, %

Δt = Tiempo de tránsito de la zona a evaluar, $\mu\text{seg/pie}$

Δt_{matrix} = Tiempo de tránsito de la matriz, $\mu\text{seg/pie}$

Δt_{fluid} = Tiempo de tránsito del fluido, $\mu\text{seg/pie}$

2.4.5. Saturación de Agua (S_w).

Debido a los niveles de arcillosidad presentes en la gran mayoría de las zonas de interés evaluadas en cada pozo (de arriba a bajo), se tomó el modelo de Simandoux como el mecanismo para calcular la saturación de agua (S_w) MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

A continuación, se muestra la ecuación del modelo de Simandoux:

$$S_w = \left((0.4 * R_w) / \phi^2 \right) * \left((V_{sh} / R_{sh})^2 + (5 * \phi^2) / (R_w * R_t) \right)^{1/2} - (V_{sh} / R_{sh}) \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

R_w = Resistividad del agua, ohm-m

R_t = Resistividad verdadera de formación, ohm-m

S_w = Saturación de agua, fracción

ϕ = Porosidad, fracción

V_{sh} = Arcillosidad, fracción

2.4.6. Permeabilidad (K).

Para el cálculo de la permeabilidad se utilizó la ecuación de Timur:

$$K(md) = (0.136) * \left(\frac{\phi^{4.4}}{(Swirr^2)} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

K = Permeabilidad, md

ϕ = Porosidad, fracción

Swir = Saturación de agua irreducible, fracción

Es importante resaltar que estos resultados deben ser considerados sólo como un valor cualitativo de la permeabilidad, ya que la fórmula no contempla factores importantes como: arcillosidad, tamaño del grano, viscosidad del hidrocarburo y su relación gas/petróleo (Rs). Por otra parte, esta correlación asume que toda el agua en el yacimiento es irreducible y esto no se cumple para todos los pozos MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

2.4.7. Estimación de los Parámetros de Corte (Cut-Offs)

Los parámetros de corte utilizados para la evaluación tales como volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua se obtuvieron mediante la sensibilidad del POES a la variación de cada uno de estos parámetros. Se realizaron gráficas de POES vs Vsh, POES vs ϕ y POES vs Sw (figuras. 2.22, 2.23, 2.24) y se observó el efecto que causa en el POES la variación de los parámetros, tomando como valor para el corte el punto de inflexión de la curva obtenida en los gráficos mencionados. Para Vsh, ϕ y Sw se obtuvo 30%, 20% y 50%, respectivamente. Para este cálculo se empleo la herramienta Geostress, con la cual se realizó la cartografía de los mapas de tendencias para cada una de las propiedades y posteriormente el cálculo del petróleo original en sitio mas certero para el área Machete MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2004).

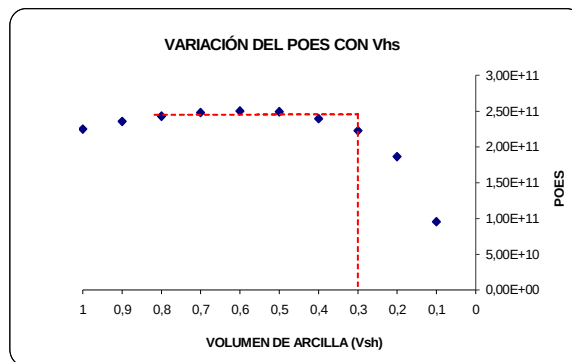


Figura 2.22 Variación del POES con el porcentaje de arcilla (Vsh)

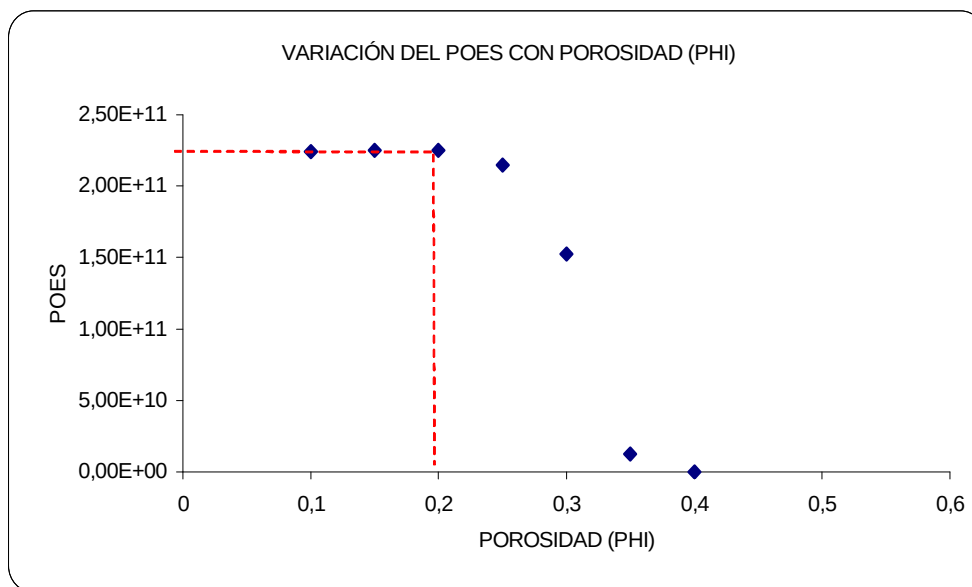


Figura 2.23. Variación del POES con la porosidad (PHI).

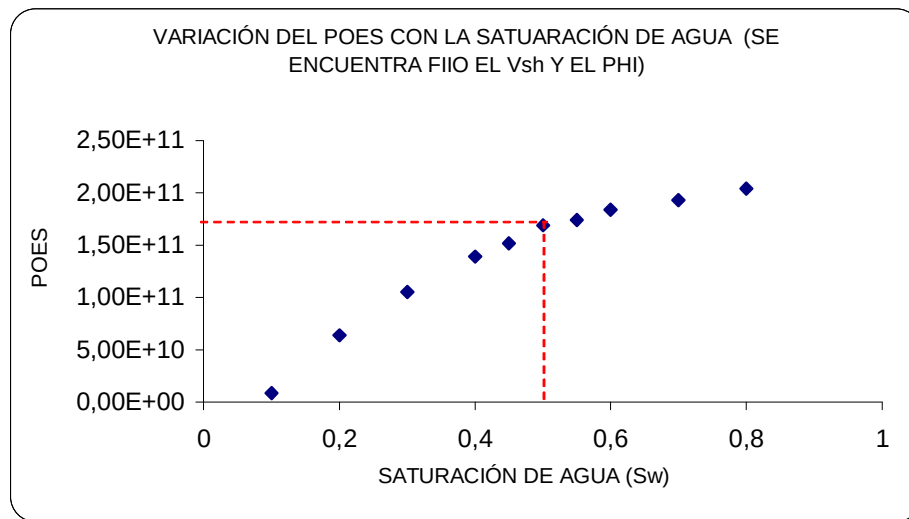


Figura 2.24. Variación del POES con la saturación de agua (S_w).

2.5. GEOLOGÍA PETROLERA

La geología petrolera permite investigar el origen, movimiento y acumulación de hidrocarburos en el yacimiento, para una futura explotación comercial, dependiendo de su rentabilidad. A continuación se especifican conceptos aplicados en el Trabajo Especial de Grado:

2.5.1. Migración

Es el proceso mediante el cual el hidrocarburo es expulsado de la roca madre (migración primaria) e inicia su recorrido hacia la trampa (migración secundaria) SCHLUMBERGER (2004).

La migración primaria aún es muy desconocida en la geología del petróleo, debido a que el tamaño de los pozos y la impermeabilidad de las lutitas dificultan la expulsión, aunque la compactación por soterramiento puede causar elevación de la presión de poro y esto puede causar microfracturas en las rocas, creando canales de expulsión de los hidrocarburos SCHLUMBERGER (2004).

La migración secundaria es cuando el petróleo se mueve por zonas porosas y permeables a través de mecanismos de flotación debido a la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, también lo hace por efecto de la presión capilar y las leyes de la hidrodinámica SCHLUMBERGER (2004).

2.5.2. Roca Reservorio

Es la roca donde se aloja el petróleo, con la característica fundamental que es porosa y permeable, tales como las areniscas, aunque también pueden ser los carbonatos, especialmente por sus fracturas y zonas de disolución. Los mayores reservorios son los de grano medio a grueso y con alto grado de escogimiento. La permeabilidad se mide en unidades llamadas Darcy, aunque en la mayoría de los yacimientos solamente tienen permeabilidades en rango de milidarcy con promedios entre 50 y 600 milidarcys. La porosidad que es el volumen de

espacios vacíos que hay en las rocas, se mide en porcentajes de volumen total de la roca y con promedios entre el 10 y 20% SCHLUMBERGER (2004).

2.5.3. Trampas

Se define como cualquier condición geológica que permita y produzca la acumulación de hidrocarburo e impida su movimiento, estas trampas se clasifican en: trampas estructurales (pliegues, fallas), trampas estratigráficas (lentes, canal de ríos, meandros, arrecifes) y trampas mixtas. MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO (2005).

2.5.3.1 Trampas Estructurales:

Estas son las más comunes y son el resultado de la tectónica y de los factores que originan la acumulación. Existen muchas variedades de trampas estructurales y combinadas de estas, pero las principales son SCHLUMBERGER (2004):

- Anticlinales: Las cuales son formadas por el efecto de compresión, usualmente asociadas a márgenes continentales. Estos plegamientos pueden ser de muchos tipos, pero frecuentemente están asociados a fallaminetos inverso. Estos tipos de trampas estructurales son muy frecuentemente bien observados en la sísmica y su extensión puede ser de metros hasta algunos kilómetros
- Fallas: Estas son estructuras muy importantes en las acumulaciones de hidrocarburos, estas tienden a sellar los yacimientos. En realidad existen varios tipos de fallas: las normales, inversas y rumbo deslizante.

2.5.3.2. Trampas Estratigráficas:

Estas se forman por cambios laterales de facies, aunque también cambios verticales en las características litológicas de la roca. Estas trampas son las más difíciles de localizar en el sismograma, debido a que los procesos que las originan son de carácter singenético ó diagenético. Existen variedades de trampas estratigráficas, entre las cuales tenemos: canales fluviales, barras de meandros, arrecifes, asociadas a discordancias, trampas diagenéticas, asociadas a diapiros, canales distributarios deltáicos, barras de desembocaduras deltáica SCHLUMBERNGER (2004).

2.5.3.3. Trampas Mixtas:

Existe una gran variedad de yacimientos que desde el punto de vista de su génesis pueden ser de tipo mixtos, o sea, estructural y también estratigráficas. SCHLUMBERNGER (2004).

2.5.4. Sellos

Para controlar la migración de los hidrocarburos hacia la superficie o de manera lateral, la trampa debe ser sellada por una roca impermeable. Las lutitas por su condición de baja permeabilidad son sellos de excelencia, otro tipo de sellos lo constituyen las evaporitas y los carbonatos cristalinos no fracturados. En caso de los anticlinales el sello es de carácter vertical, pero sin embargo en las fallas y trampas estratigráficas la roca sello debe ser tanto vertical como lateral SCHLUMBERNGER (2004).

CAPÍTULO III

GEOLOGÍA REGIONAL

3.1. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

3.1.1. Generalidades

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país, entre las coordenadas: 8° y 11° de latitud norte y 61° y 66° de longitud oeste, comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del estado Sucre y el estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la plataforma Deltana y el sur de Trinidad (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980).

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra limitada al norte por el cinturón móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al sur por el borde septentrional de las rocas precámbricas del Cratón de Guayana, al este se prolonga hasta la plataforma Deltana y al oeste la limita el levantamiento de El Baúl, (figura 3.1). La Cuenca Oriental de Venezuela tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido este-oeste, un ancho promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 km² de superficie, lo cual la hace la cuenca de mayor extensión superficial (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980).

La Cuenca Oriental es asimétrica, con el flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980).

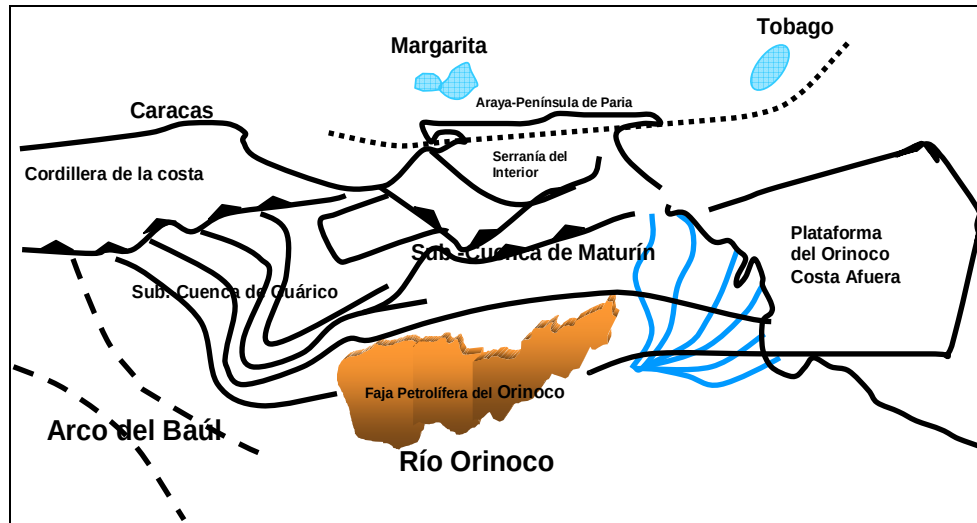


Figura 3.1. Límite de la Cuenca Oriental de Venezuela. Abreviaturas: AF= Falla de Anaco; EPF= Falla el Pilar; SERR.INT= Serranía del Interior; UF= Falla de Urica; SFF= Falla de San Francisco. Tomado de DI CROCE *et al.*, (1999)

La Cuenca Oriental de Venezuela costa-adentro está subdividida en dos subcuencas: la subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este (figura 3.2). Se observa que estas cuencas están separadas por las estructuras complejas asociadas al sistema de fallas de Anaco y sus estructuras de inversión asociadas (DI CROCE *et al.* 1999).

La Cuenca Oriental de Venezuela, es importante en cuanto a sus reservas petrolíferas, ya que en ella se encuentran muchas acumulaciones comerciales importantes (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980).

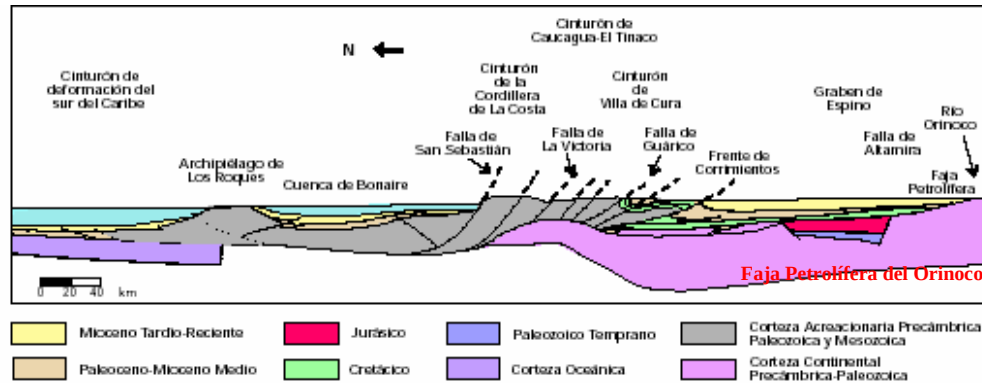


Figura 3.2 Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco Tomado de OSTOS Y YORIS, (1997)

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del *flanco norte* de la subcuenca de Maturín (figura 3.3), caracterizada por una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Temprano hasta el Pleistoceno. *El flanco sur*, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y una sección terciaria suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final por ambientes continentales, OSTOS Y YORIS (1997).

Hacia el sur de la subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas. Dentro de estas mismas unidades la Formación Freitas, suprayacente, también constituye un sello regional de gran importancia.

Los principales campos petrolíferos, de este a oeste y en el norte de Monagas son: los del Area Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuá, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia entre los depósitos cretácicos-neógenos, entre el basamento y depósitos neógenos (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, (1980).

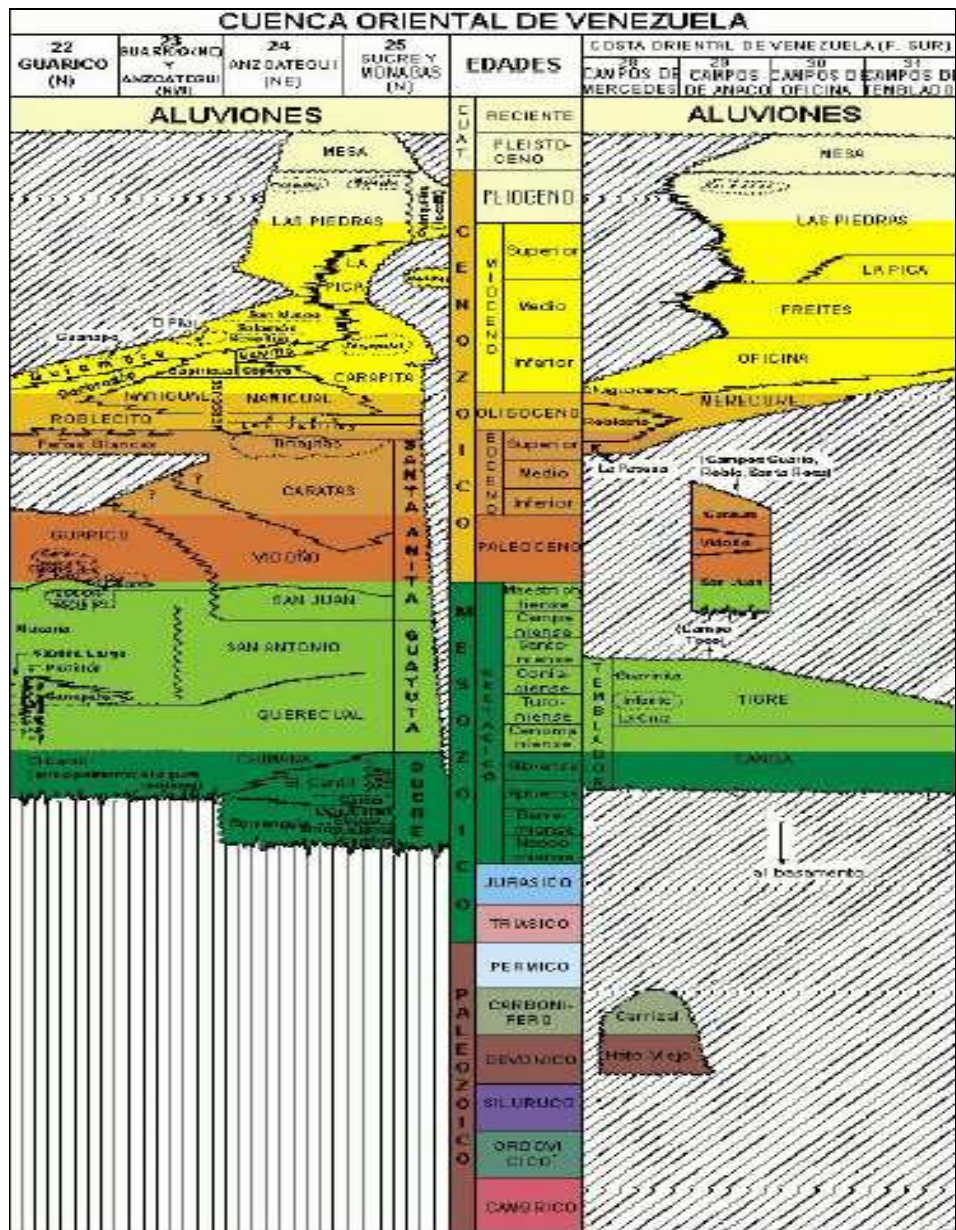


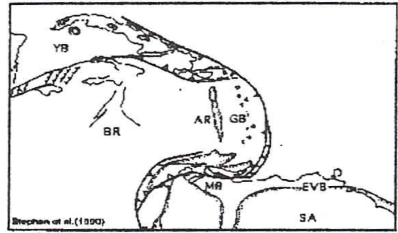
Figura 3.3. Cuadro de correlación estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela
Tomado de LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (1997)

3.1.2. Evolución Geodinámica Regional

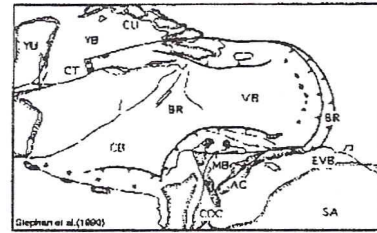
La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra controlada por cuatro episodios mayores de acuerdo a EVA *et al.*, (1989) PARNAUD *et al.*, (1995): los cuales son: 1) Episodio “Pre-Rift”, 2) Episodio “Rift”, 3) Episodio Margen Pasivo, 4) Episodio Margen Activo.

- **Episodio “Pre-Rift”:** Este episodio se desarrolla durante el Paleozoico y es identificado en algunas líneas sísmicas. Encontrándose asociados con las formaciones Carrizal y Hato viejo de la subcuenca de Guárico, las cuales fueron depositadas en un ambiente marino costero a nerítico. Esta secuencia tiene un espesor que varía entre 3000- 5000 m.
- **Episodio “Rift”:** Este episodio se desarrolla durante el Triásico al Jurásico Tardío y está relacionado con la separación de Pangea, caracterizado por el “rifting” o expansión en dirección noreste – sureste de América del Norte de Gondwana (FEO CODECIDO *et. al.*, 1984 en DI CROCE *et al.*, 1999) (figura 3.4A y 3.4B), esta secuencia ha sido descrita como Formación La Quinta por PARNAUD *et al.* (1995), sin embargo en el Léxico Eestratigráfico de Venezuela (1997) fue definida como Formación Ipire, al oeste del área de estudio en el graben de Espino. Esta formación, la cual fue depositada en un ambiente continental, está compuesta por capas rojas y mantos de basalto. Esta megasecuencia es sísmicamente reconocida en semi-grábenes con un espesor cerca de los 3600 m.
- **Episodio Margen Pasivo:** Este episodio se encuentra comprendido entre el Jurásico Tardío al Oligoceno, donde posterior a la fase de extensión se produjo una fase de subsidencia del margen pasivo, del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío en el occidente de Venezuela y del Jurásico al Oligoceno en el oriente de Venezuela. La culminación de la expansión entre el Norte y Sudamérica ocurrió en tiempos del Campaniense, para tal momento el arco de isla magmático de las proto Antillas Mayores colisionó con el margen de Norteamérica (Cuba Española) y Sudamérica (Venezuela) (figura 3.4C). Finalmente la deformación

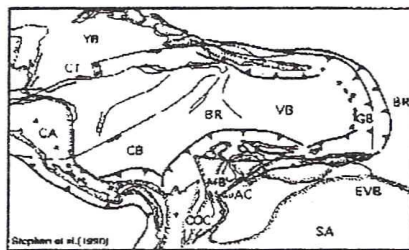
transpresional desde el Paleoceno Tardío hasta el Reciente, avanza diacrónicamente a lo largo del borde norte de Sudamérica PINDELL & BARRETT (1990); DI CROCE *et al*, (1995) (figura 3.4D).



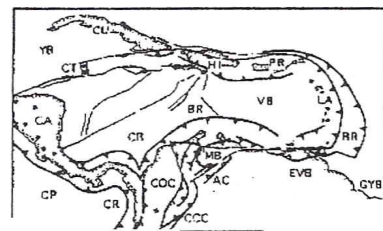
A) Oxfordiense, Kimmeridgiense (156Ma)



B) Aptiense (118Ma)



C) Santoniense- Campaniense (84Ma)



D) Paleoceno Tardío (50Ma)

Leyenda

SA: Sur América
BM: Bloque de Maracaibo
TU: Yucatán
CEV; Cuenca Este de Venezuela
AM: Antillas Menores
FL: Florida

RA: Ridge de Aves
CG: Cuenca de Grenada
CA: Cordillera Andina
AC: América Central
PN: Placa de N
PC: Placa de Coco

Figura. 3.4. Desarrollo del norte y sur del área caribeña durante el Jurásico Tardío y Paleoceno Tardío. Tomado y modificado de STEPHAN *et. al.*, (1990); DI CROCE *et.al.*, (1999).

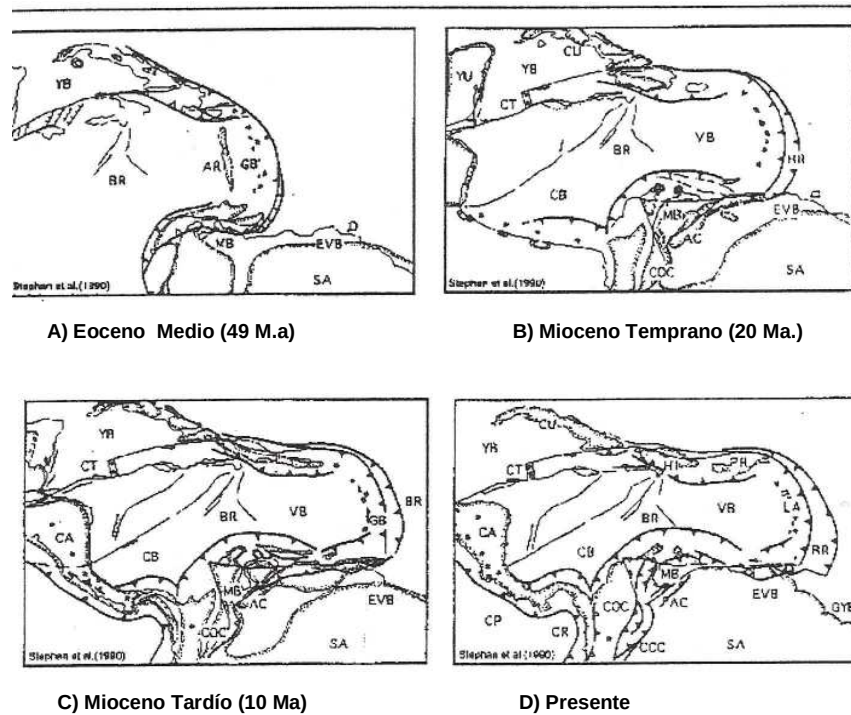
Este episodio de margen pasivo, de acuerdo a PARNAUD *et al.*, (1995), se divide a su vez en tres fases transgresivas principales, que se desarrollan de norte a sur y culminan durante el Turoniense, Paleoceno – Eoceno Temprano y Oligoceno, respectivamente.

Durante el Cenomaniense Tardío y Temprano al Turoniense temprano ocurre un evento anóxico oceánico, en el cual los estratos marinos depositados presentan características geológicas y geoquímicas que indican que una parte significativa de los océanos a nivel mundial fueron periódicamente deficientes en oxígeno. Estos estratos se caracterizan por la ausencia general de bioturbación y abundancia de foraminíferos planctónicos y restos de radiolarios, aunque la ausencia de foraminíferos bénticos, solo confirma la deficiencia de oxígeno en aguas marino profundas SCHLANGER *et.al.*, (1987); ARREAZA (2002).

El conjunto de transpresiones en el oeste de Venezuela ocurrió durante el Eoceno Temprano – Medio (figura 3.5A) y progresivamente las transpresiones afectaron el centro y oriente de Venezuela, durante el Oligoceno Tardío – Mioceno Medio (figura 3.5B). Durante el Paleoceno – Eoceno, la siguiente fase transgresiva seguida de la regresión Maastrichtiense se encuentra representada por la Formación San Juan. La transgresión final que se desarrolla durante el Oligoceno se origina con la depositación de las areniscas basales de la Formación Merecure, la cual fue depositada en un ambiente continental hacia la parte sur de la cuenca (área Cerro Negro) y en ambientes plataformales internos hacia la parte norte (afloramientos de la Serranía del Interior). SCHLANGER *et.al.*, (1987); ARREAZA (2002).

- **Episodio Margen Activo:** Este episodio se desarrolla durante el Mioceno Temprano hasta el Reciente (figura 3.5B,C,D). El margen pasivo formado durante el Cretácico es transformado en un frente de corrimientos y cuencas antepaís asociadas. La Cuenca Oriental de Venezuela es definida en respuesta al esfuerzo y a la carga antepaís, incrementando la deformación transpresional hacia el este.

Actualmente la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra localizada cerca de la conexión entre la Placa Atlántica, de Norteamérica y del Caribe.



Legenda

SA: Sur América
 BM: Bloque de Maracaibo
 TU: Yucatán
 CEV: Cuenca Este de Venezuela
 AM: Antillas Menores
 FL: Florida

RA: Ridge de Aves
 CG: Cuenca de Grenada
 CA: Cordillera Andina
 AC: América Central
 PN: Placa de N
 PC: Placa de Coco

Figura 3.5. Desarrollo del borde sur del Caribe durante el Eoceno Medio al Presente.
 Tomado y modificado de STEPHAN et al., (1990); DI CROCE et al., (1999)

3.1.3. Geología Estructural Regional

La Cuenca Oriental de Venezuela está dividida en dos provincias tectónicas, las cuales tienen características estructurales, que permiten separarlas y diferenciarlas. PARNAUD *et.al* (1995) las define como las provincias autóctona y alóctona.

- *Provincia Autóctona:* se extiende desde el eje de la cuenca al río Orinoco. Es de tipo extensional y se caracteriza por presentar fallamiento normal con dirección preferencial N60° -70°E y fallas trancurrentes que se hacen más jóvenes hacia el sur, mientras que en la parte norte de la provincia se tienen fallas de rumbo con tendencia N70°O, las cuales afectan los depósitos del Cretácico.

- *Provincia Alóctona:* Se extiende desde la falla de El Pilar hasta el eje de la cuenca correspondiente al sistema de vergencia sur. Su estilo estructural se caracteriza por:

1. Delgadas unidades tectónicas superficiales, que consisten en depósitos cretácicos-terciarios que son despegados de su sustrato a lo largo de estructuras mayores de despegue en la interfase Jurásico-Cretácico (evaporitas o carbones).

2. El frente de deformación, que localmente corresponde a una zona triangular, con progresivo acunamiento de la Formación Carapita del “foredeep” por secuencias mesozoicas y paleógenas en la rampa anticlinal de El Furrial. Otra estructura triangular ocurre detrás del frente de deformación, a lo largo del alto de Pirital.

3. Pliegues de escala kilométrica asociados a los cabalgamientos con tendencia N60° - 70°E, que son principalmente rampas anticlinales como en el área de Furrial. PARNAUD *et.al* (1995)

4. La secuencia de cabalgamientos, que es principalmente una secuencia de cuenca transportada “piggyback”, con locales cabalgamientos fuera de la secuencia, o fallas reactivadas en las partes internas de la cuña tectónica.

5. Fallas dextrales transcurrentes con una dirección N50° - 60°O (fallas de Urica, San Francisco y los Bajos), que separan las Serranía del Interior en áreas de evolución estructural diacrónica. PARNAUD *et.al* (1995) (figura 3.6).

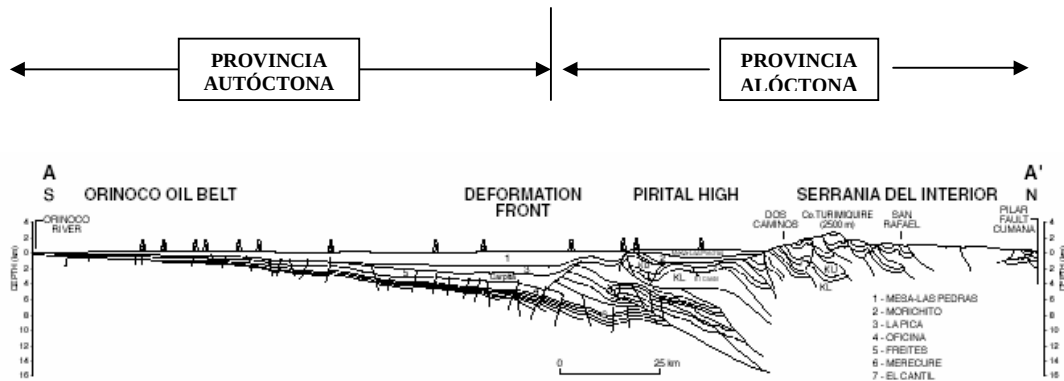


Figura 3.6. Corte Geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela, que muestra la Provincia Autóctona desde el eje de la Cuenca hacia el río Orinoco en el sur y parte de la Provincia Alóctona desde el eje hacia el norte. GALLANGO Y PARNAUD (1995)

En estudios realizados por SUMMA *et al.* (2003), se describe la provincia autóctona como de plataforma fallada, dominada por fallas normales orientadas ENE (N70°E). Estas fallas son interpretadas como fallas normales “flexurales”, formados en un escenario de cuenca antepaís, coincidente con la contracción hacia la zona más interior, en donde la flexura a escala cortical ocurre en la cuenca antepaís, con un fallamiento tensional ampliamente distribuido. Estas fallas forman importantes trampas en los campos de Oficina.

La Faja Petrolífera del Orinoco, forma parte de la provincia autóctona, en el límite sur de la cuenca mostrado en la figura 3.6.

3.2. TECTONICA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Según FIORRILLO *et. al.*, (1983), los rasgos mayores reconocidos dentro del marco regional de la faja permiten individualizar dos provincias estructurales y tectónicas, separadas entre sí por el sistema de fallas de Hato Viejo (figura 3.7).

La provincia oriental se caracteriza por presentar el Terciario transgrediendo el basamento ígneo – metamórfico, excepto en una estrecha franja localizada al norte de las áreas de Cerro Negro y Hamaca, donde el Terciario se encuentra sobre sedimentos cretácicos. En la provincia occidental, se ubica al oeste de la falla de Hato Viejo, en una gran parte de las áreas de Machete y Zuata, el Terciario descansa discordantemente por encima de espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos que se han depositado en profundas depresiones estructurales. Únicamente al sur de estas dos líneas, cerca del río Orinoco, el Terciario suprayace al basamento AUDEMARD (1985).

Regionalmente la dinámica de la faja corresponde a una tectónica de fallas caracterizadas por bloques rígidos sin evidenciar plegamientos definidos. En promedio los saltos verticales de las fallas no exceden los 200' (60,96 m), son persistentemente de tipo tensional normales, ya sean sintéticas o antitéticas. En la provincia oriental se destacan tres tendencias tectónicas preferenciales: a) una tendencia este – oeste, localizada a todo largo de la zona de bisagra en el sector norte de Hamaca y Cerro Negro. b) Una tendencia N 60° a 70° E, paralela a la dirección predominante en el cratón de Guayana, al sur del río Orinoco y c) Otra tendencia N30° a 45° O, orientación muy resaltante en el zócalo y refleja la topografía preterciaria, transversal al rumbo regional de la faja, con depresiones que se rellenaron con depósitos fluvio deltaicos al inicio de la sedimentación terciaria AUDEMARD (1985).

En la provincia occidental, la dirección predominante de las fallas mayores varía de este – oeste a noreste suroeste. Algunas del segundo tipo se reconocen sólo en el área de Machete AUDEMARD (1985).

El sistema de fallas de Altamira en el área de Machete, determina el límite estructural entre una porción sur, donde el basamento se encuentra a poca profundidad, en la cual no se reconoce el Cretácico y sólo localmente está presente el Paleozoico, y otra porción norte donde el basamento está a grandes profundidades debajo de espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos AUDEMARD (1985).

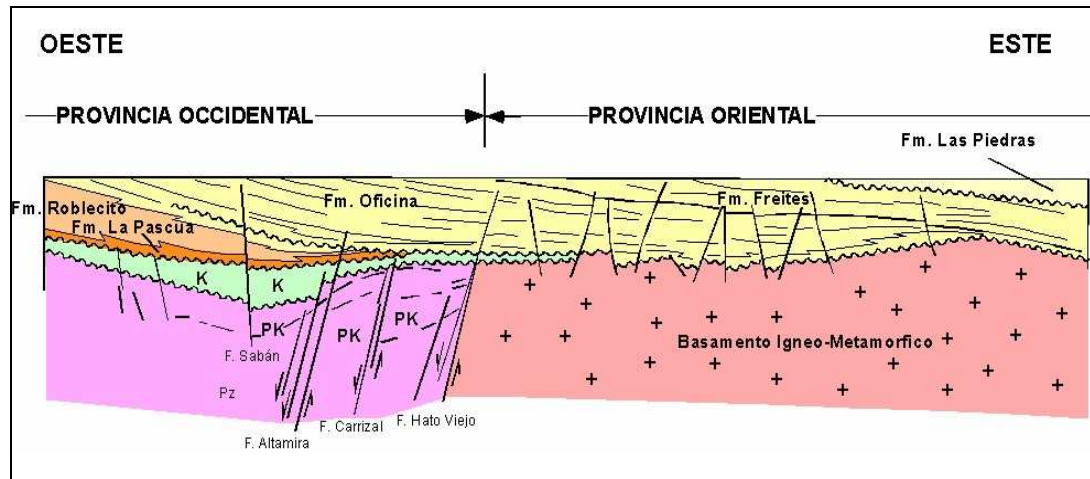


Figura. 3.7. Configuración estructural esquemática de la Faja Petrolífera del Orinoco.
Tomado y modificado de FIORILLO *et. al.*, 1983.

En la configuración estructural de la base del Terciario en el área de Machete se interpreta un alto que atraviesa el área en dirección noreste – suroeste. Esta situación también se confirma en las areniscas basales de la Formación Chaguaramas, donde se define como parte de este alto, el Arco de Monasterio. Dicho alto actúa como línea divisoria de dos depocentros mayores y se asume como límite occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco AUDEMARD (1985). Todos estos eventos sedimentarios erosivos y estructurales referidos, permiten establecer la siguiente reconstrucción de la evolución tectónica – estructural de esta área a través del tiempo geológico.

3.3. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA MACHETE

3.3.1. Paleozoico

Los depósitos paleozoicos inferiores, pertenecen a las formaciones Carrizal y Hato Viejo (figura 3.8). La Formación Carrizal de edad Cámbrico Temprano, se caracteriza por una secuencia mayor de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente son rojizas por su oxidación, ligeramente glauconíticas con menores desarrollos de arenas marrón a gris claro, cuarcíticas, micácea, de grano fino a medio. Contienen algunas capas de limolita y areniscas, fuertemente bioturbadas. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, localmente intercaladas de areniscas o conglomerados de guijarros. Ocasionalmente se presenta calcita como cemento en las capas de limolita y en diaclasas verticales. Mineralógicamente, la secuencia se caracteriza por granate, biotita, feldespatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes, y es claramente diferenciable en los registros eléctricos, en base a la respuesta de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, típico de sedimentos lutíticos LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (1977).

En el área de Machete, la Formación Carrizal está restringida, según los datos de pozos, hacia el sur-este de la falla Altamira. Cambia su litología a una argilitas rojo púrpura, limolitas en algunas partes, de color gris verde, indicando metamorfismo de muy bajo grado, incluyendo vetas rellenas de calcita. Los pozos donde se encuentran este tipo de roca se hallan ubicados hacia el centro noreste del área COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983).

3.3.2. Jurásico

En esta secuencia los depósitos pre-cretácicos pertenecen a la Formación Ipire de la era mesozoica (Jurásico Medio -Tardío), (figura 3.8) (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1977), se caracteriza por una alternancia de areniscas, arcosas, limolitas, lutitas y ocasionalmente con intercalaciones conglomeráticas, de persistente color marrón rojizo en diferentes tonalidades y gris claro a verdoso. Los estratos arenáceos y arcósicos, frecuentemente presentan un cemento carbónaticos (esencialmente dolomítico). La estratigrafía se caracteriza por su variabilidad vertical y lateral, con estratificación cruzada, rizaduras, laminaciones lenticulares, onduladas, estratificación flaser y otras perturbaciones. LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (1977).

En el área de Machete, los depósitos jurásicos se restringen al subsuelo del Graben de Espino. Típicamente es una sección gruesa de areniscas macizas, cuarzosas, de color gris claro a blancuzco, friables con tamaños y forma de los granos muy variables, cementados principalmente por caolín.

3.3.3. Cretácico

Representado por las formaciones Canoa de edad Aptiense-Albiense y Tigre de edad Turoniense-Maestrichtiense ambas del Cretácico, (figura 3.8) LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (1977).

Formación Canoa: El ciclo sedimentario del cretácico empezó con la Formación Canoa que ha sido correlacionada con el criterio que representa una sección basal de ambiente continental, fluvial, lacustre. Típicamente, se compone de areniscas macizas de color gris claro a blanco con granos de cuarzos muy variables en tamaño y en forma. El cemento es caolinítico. Entre las intercalaciones de areniscas se encuentran capas delgadas de lutita, de textura semi-astillosa y colores muy variables entre los rojos, marrones y amarillos COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983).

Formación Tigre: Esta formación representa el ciclo marino del Cretácico y se caracteriza por capas de calizas y lutitas marinas intercaladas con areniscas. La Formación Tigre se compone de tres miembros:

Miembro La Cruz: Este miembro representa la primera parte marina del Cretácico y se caracteriza por areniscas duras bien estratificadas y glauconíticas, intercaladas con capas menores de lutitas oscuras, calcáreas, piríticas y fosilíferas. En esta sección se identifican las capas delgadas de calizas arcillosas. Típicamente las areniscas son de color blanco a gris claro, los granos de cuarzo cristalino, con tamaño y forma muy variable entre muy fino a grueso, y subangulares a subredondeados. Las areniscas están mal escogidas, calcáreas, glauconíticas y ocasionalmente muestran cemento caolinitico, intercaladas con capas de lutita de color gris-negro, ocasionalmente oliva-verdoso, con una textura astillosa, ligeramente carbonácea, glauconíticas, piríticas, fosilíferas. Las calizas que se intercalan finamente en la secuencia, muestran las siguientes características: son de color blanco a marrón claro, micro-cristalinas, ocasionalmente masivas, duras, micro-fracturadas. En algunos casos la microfauna está rellena con petróleo pesado COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983).

Miembro Infante: Este miembro consiste de un desarrollo de calizas intercaladas con capas finas de lutitas negras. Las calizas son de color gris claro, marrón claro a blanco, arenosas, densas, duras, ocasionalmente glauconíticas, fosilíferas. Las intercalaciones de lutitas y arcillas son de colores oscuros marrón, gris y negro COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983).

Miembro Guavinita: Se caracteriza por una secuencia de areniscas macizas intercaladas con capas de lutita y caliza. En la parte inferior de Guavinita, las areniscas tienden a un tamaño de grano más grueso hasta llegar a un micro-conglomerado. En la mayor parte, las areniscas son calcáreas, gradando en algunos casos a muy calcáreas. Las lutitas y arcillas son de color gris claro a marrón claro, blandas a duras, calcáreas, carbonáceas. Los fósiles son muy

escasos en la sección superior, pero las lutitas basales normalmente contienen fósiles. Las calizas son de color marrón claro, blanco, crema a gris claro, blandas a duras, arcillosas microcristalinas, fosilíferas, glauconíticas, laminadas con capas finas de lutita y limolita arenosa. En el Alto Machete, el Miembro La Cruz de la Formación Tigre es petrolífero COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983).

3.3.4. Oligoceno

Esta secuencia está conformada por las formaciones La Pascua de edad Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano, Roblecito de edad Eoceno Tardío-Mioceno Temprano y Chaguaramas de edad Oligoceno Tardío - Mioceno Medio (figura 3.8). LÉXICO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (1977).

La Pascua: Constituye un clástico basal asociado con la transgresión marina sobre una amplia extensión del norte de Venezuela durante el Eoceno Tardío-Oligoceno. MENCHER *et al.*, (1951) describieron a La Pascua como areniscas y lutitas oscuras y algunos lignitos, que gradan hacia el norte y oeste a lutitas de la facies Roblecito. PATTERSON Y WILSON (1953), en el Area Mayor de Las Mercedes, dividieron la formación informalmente en ocho areniscas principales, nombradas en orden descendiente, A, B, BB, C, D, E, F y G. Describieron a las areniscas como de color gris a gris oscuro, de grano muy fino a muy grueso, de escogimiento pobre a bueno y con crecimiento secundario de cristales de cuarzo, cemento calcáreo y silicio, y la presencia común de caolín. Lentes de lignito son comunes en los intervalos A, B, BB, C y G. Los macrofósiles se restringen a algunos moluscos fragmentados. Los cuerpos arenosos tienden a orientarse en canales norte-sur, con un ancho de hasta 2.450 m. La correlación de las areniscas es relativamente buena en el área de los campos. Las lutitas son de color gris negruzco a negro, masivas a finamente laminadas, localmente calcáreas, con algunos granos de pirita y láminas de lignito. Contienen foraminíferos, moluscos e impresiones de plantas.

Roblecito: PATTERSON Y WILSON (1953) describen la formación como la continuación de la depositación iniciada por la Formación La Pascua y predominantemente como una unidad de lutita marina que es transicional con las areniscas transgresivas de La Pascua y gradacional hacia arriba con las areniscas y lutitas menos marinas de la Formación Chaguaramas. En el subsuelo, la formación consiste en lutitas gris a gris oscuro, medianamente duras, físlas, comúnmente limosas, no calcáreas, frecuentamente glauconíticas y microfósilíferas. Los 150-160 m, tanto basales como superiores, se vuelven mas limosos y finamente arenosos, carbonáceos y micáceos, gradando en muchos niveles a areniscas laminadas muy arcillosas de grano muy fino. Las lutitas contienen láminas y manchas de yeso y marcasita; la piritita y microfósiles piritizados son comunes en las lutitas limpias y puras de la parte media de la formación. Las lutitas limpias alternan con numerosas capas delgadas de arcilita siderítica marrón y densa. Las lutitas, limolitas y areniscas de la parte basal muestran bioturbaciones, laminaciones onduladas, rizaduras de corriente, estratificación cruzada de torrente ("hummocky cross-bedding") y estratificación de espina de pescado ("herringbone cross-bedding").

3.3.5. Mioceno

Esta secuencia está representada por la Formación Chaguaramas de edad Oligoceno Tardío - Mioceno Medio (figura 3.8). (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1977) PATTERSON Y WILSON (1953) describieron la formación como básicamente una secuencia de arenisca-lutita-lignito. En general, la litología de la Formación Chaguaramas, consiste de una alternancia de areniscas, lutitas y lignitos de agua salobre, con desarrollos locales de arcillas.

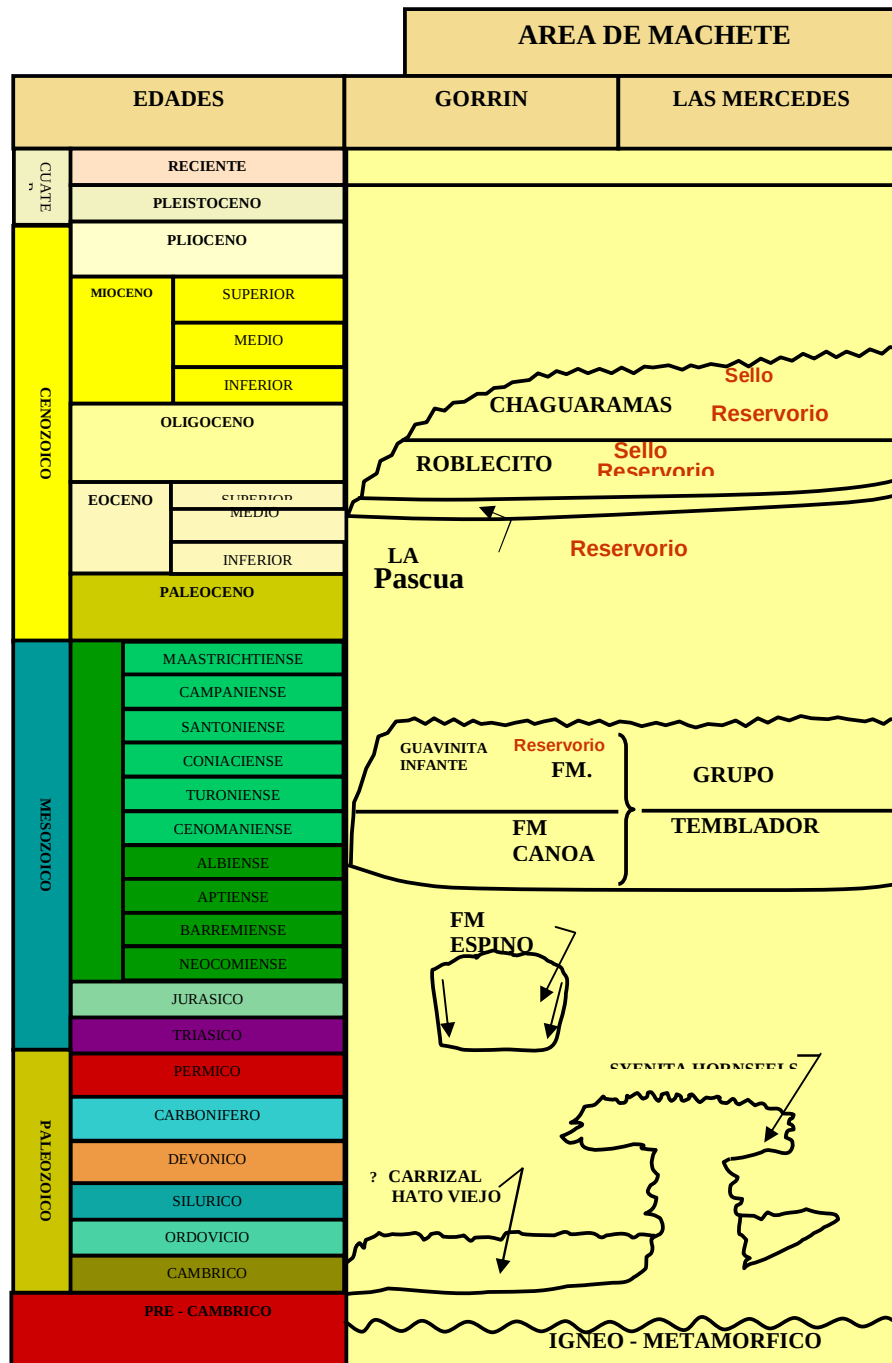


Fig. 3.8. Correlación estratigráfica del área de estudio
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS PDVSA-CVP (2006)

3.4. EVOLUCIÓN TECTÓNICA-ESTRUCTURAL DEL ÁREA DE MACHETE

3.4.1. Basamento ígneo – metamórfico

Existe una flexura fallada a nivel del horizonte basamento ígneo-metamórfico, a lo largo del sistema de fallas de Altamira, muy bien definido en dirección este-oeste, donde se evidencia un hundimiento gradual y progresivo del basamento hacia el norte, mientras que hacia el sur de la falla se halla a poca profundidad AUDERMARD (1985).

3.4.2. Discordancia post – Paleozoico

La secuencia paleozoica y probablemente infra-mesozoica fue intensamente erosionada y fallada previo a la sedimentación cretácica, la cual suprayace discordantemente sobre los sedimentos paleozoicos al norte del límite actual de los sistemas de fallas de Machete y Altamira, mientras que los sedimentos terciarios se presentan en la misma relación de discordancia hacia el sur con la sección paleozoica (figura 3.9). Durante el Paleozoico, la falla Altamira presenta un rol importante como zona de bisagra AUDERMARD (1985).

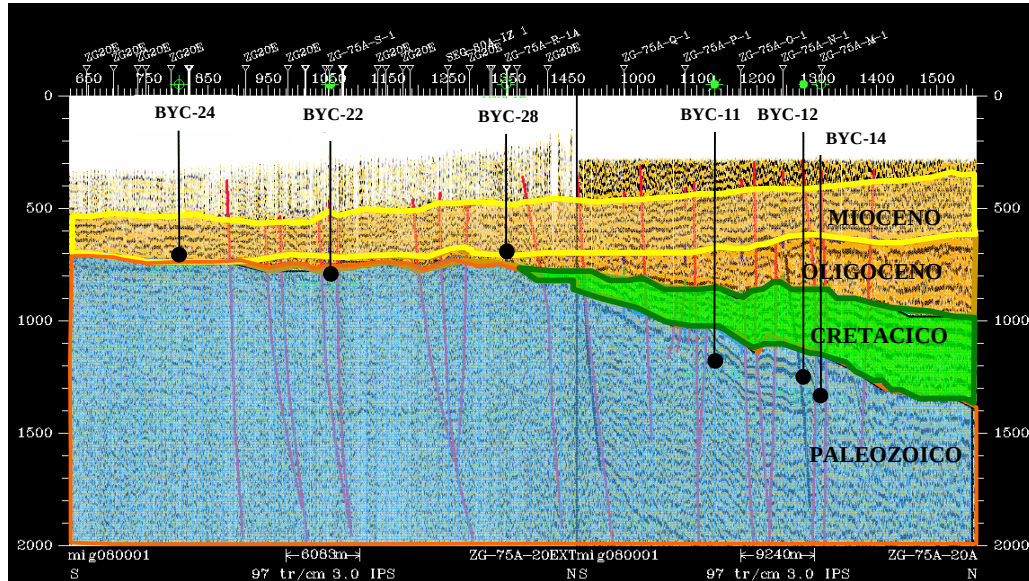


Figura 3.9. Los sedimentos Cretácicos acunándose sobre el Oligoceno.
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP, (2006)

Al norte, en la falla Altamira se observa un pronunciado declive de la base del Cretácico, que varía en la profundidad desde los 2000 pies hasta los 8000' (2438,40 m). Haciéndose el gradiente menos abrupto al atravesar la falla Machete, donde sufre un cambio de tendencia, para seguir con una orientación predominante hacia el noroeste. Esta parte del Área de Machete se encuentra perturbada por fallas orientadas en dirección este-oeste, donde los desplazamientos verticales son generalmente muy tenues. El sector sur se caracteriza por el acunamiento de sedimentos cretácicos; donde los sedimentos terciarios suprayacen discordantemente al paleozoico y al basamento ígneo-metamórfico AUDERMARD (1985).

La discordancia post-paleozoica refleja un declive regional muy tenue ligeramente ondulado y fallado. Todas las fallas son normales, algunas del tipo antitéticos, orientadas con rumbo regional N75°E. AUDERMARD (1985) (figura 3.10).

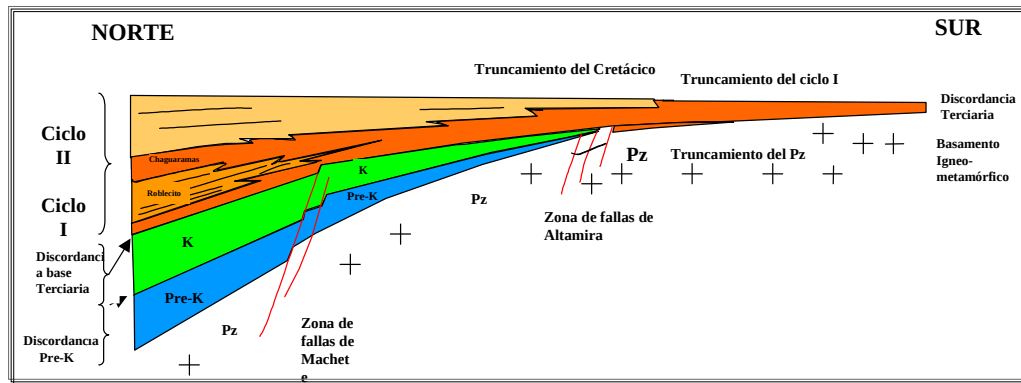
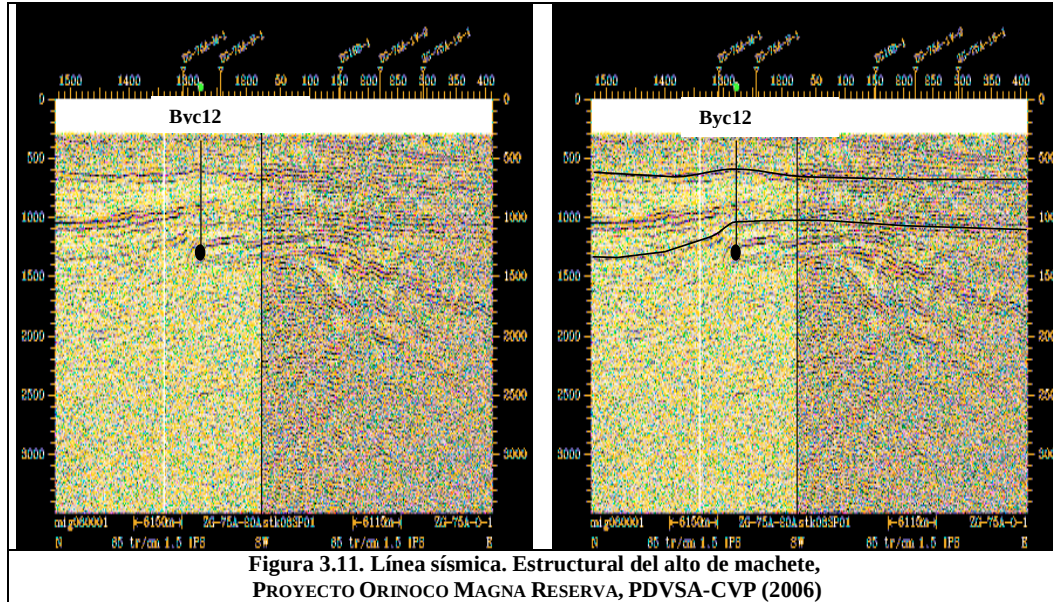


Figura 3.10. Posición relativa de las discordancias en el Área de Machete.
Tomado y modificado de FIORILLO *et. al.*, (1983)

3.4.3. Discordancia Terciaria

1. El patrón estructural regional de la discordancia de la base del Terciario en el área de Machete se caracteriza por la presencia de un alto estructural orientado en dirección noroeste – sureste AUDERMARD (1985).
2. La región central del alto estructural se halla afectada por la zona de fallas de Machete, la cual provoca un ensillamiento transversal que facilita la comunicación entre los dos flancos o partes deprimidas del alto. A esta zona, relativamente alta respecto a las depresiones, se le ha denominado previamente como el **Alto Machete** (figura 3.11). AUDERMARD (1985).
3. Persiste la tendencia del declive observado previamente para la discordancia de la base cretácica, donde se observa la parte más deprimida a profundidades por debajo de los 4500' (1371,60 m) al noroeste de la falla Sabán. Este declive corresponde al norte a noreste del alto estructural antes mencionado AUDERMARD (1985).
4. Hacia el suroeste del área de Machete, la discordancia terciaria se reconoce con un gradiente menos pronunciado en dirección suroeste, que apenas alcanza la profundidad de unos 300' (99 m). Obviamente los declives opuestos antes mencionados reflejan una estructural transversal asimétrica. AUDERMARD (1985).
5. El sistema de fallas “en echelón” de Altamira se localiza al suroeste de la zona de fallas de Machete, denotándose para este horizonte menor actividad en relación con periodos anteriores. Esta zona delimita el acúñamiento sur de los sedimentos cretácicos por debajo de la discordancia de la base del Terciario. Estos rasgos definen la sección cretácica como un prisma acúñado al sur y engrosado al norte, donde llega a alcanzar un espesor máximo de unos 1950 pies (643,5mts). AUDERMARD (1985).



6. Numerosas fallas presentes en la discordancia post – paleozoica desaparecen al alcanzar este horizonte, particularmente aquellas localizadas al norte del área, donde se observa un mayor espesor de sedimentos. En general, las fallas activas hasta la discordancia terciaria no muestran gran inclinación, tendiendo a ser casi verticales. AUDERMARD (1985).
7. Hacia el noroeste del área de Machete, se observa que los sedimentos aparecen inclinados con declive regional oeste – este, lo que contrasta grandemente con la tendencia norte – sur reportada para todo el resto de la Faja Petrolífera del Orinoco. La correlación de la sección inferior del Terciario, indica la desaparición del Oligoceno Superior (formaciones La Pascua – Roblecito y areniscas basales de la Formación Chaguaramas). Todos estos hechos permiten definir un basculamiento de la faja hacia el este – suroeste, fenómeno que aconteció paralelamente con la transgresión del Mioceno. AUDERMARD (1985).

CAPÍTULO IV

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se van a identificar los principales rasgos estructurales presentes en el área Machete para el Terciario, debido a que la subcuenca de Guárico, ha sido afectada por sucesivos movimientos tectónicos durante su evolución geológica. Estos movimientos tectónicos originaron plegamientos y fallamientos, formando dos sistemas de fallas normales: la falla de Altamira y la falla de Machete, ambos limitando el Graben de Espino.

4.2. RASGOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA MACHETE

4.2.1. Arco del Baúl

El arco del Baúl constituye el límite oeste del graben de Espino formado por un conjunto de colinas bajas que afloran en medio de los llanos. Representa un elemento estructural que separa las cuencas Oriental y Barinas-Apure (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980), involucra rocas de basamento en la superficie y controló los límites erosionales de todas las formaciones en su flanco este, influyendo en la sedimentación cretácica y terciaria, FIORRILLO *et al.*, (1983).

Según SMITH (1980), una orogénesis permo-triásica, provocó el levantamiento de este macizo y justifica la presencia de rocas volcánicas y metamórficas de edad Paleozoico, (GONZÁLEZ DE JUANA *et al.*, 1980). En el Arco del Baúl también se encuentran expuestos sedimentos paleozoicos, FEO CODECIDO *et al.*, (1984). Fue un elemento positivo a fines del cretácico, encontrándose deprimido durante el Oligoceno con un fuerte hundimiento al norte, volviendo a ser positivo a fines del Terciario; FIORRILLO *et al.*, (1983). Durante el Oligoceno se encuentra deprimido con fuerte hundimiento al norte (figura 4.1).

4.2.2. Graben de Espino

Es una estructura extensional paleozoica formada al final del Cámbrico. Orientada noreste-suroeste, presentando en el paleozoico los mayores espesores determinados por sísmica (8000' 2438,40 m) y un relleno de clásticos de la Formación Espino (Jurásico) con un espesor máximo de aproximadamente de 6000' 1828,80 m. Limitada al norte por la falla de Machete y al sur por la falla de Altamira (figura 4.1) EVALUACIÓN EXPLORATORIA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983)

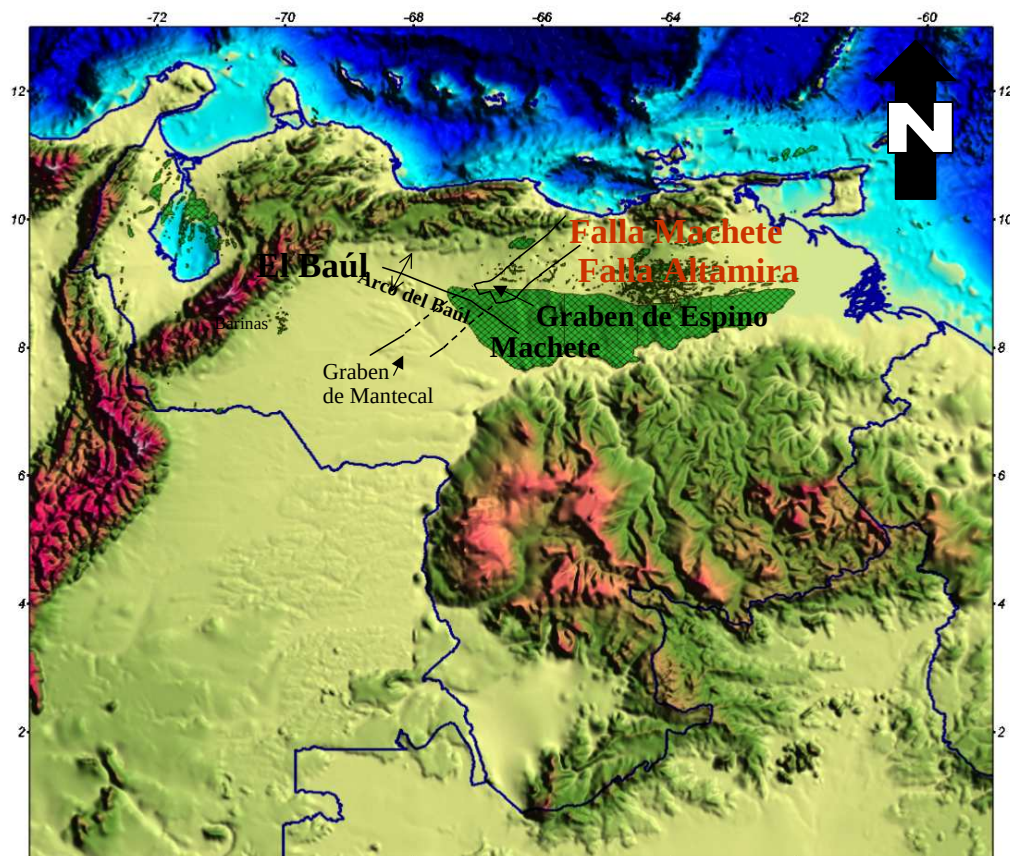


Figura 4.1. Principales rasgos estructurales del área de Machete, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

4.3. SECUENCIA OLIGOCENO

Se identificaron los siguientes elementos estructurales:

- a) Fallas normales, se reconocen al norte de la zona de estudio, tienen una orientación preferencial N85°E, con buzamiento al norte de ángulo elevado, y saltos entre 50' (15,24 m) y 80' (24,38 m), se originaron durante el Jurásico.
- b) Fallas inversas, se reconocen en la zona central y sur del área de estudio, con una orientación preferencial N85°E y buzamiento al norte de ángulo elevado. En la zona central presentan saltos entre 50' (15,24 m) y 80' (24,38 m), disminuyendo hacia el sur, entre 10' (3,05 m) y 30' (9,14 m). Originalmente eran fallas normales y fueron reactivadas como inversas durante el Oligoceno.
- c) Fallas inversas, subperpendiculares al sistema anteriormente descrito, buzando al este y el salto es de unos aproximadamente 50' (15,24 m), se observan en la zona central. Originalmente eran fallas normales y fueron reactivadas como inversas durante el Oligoceno (figura 4.3).

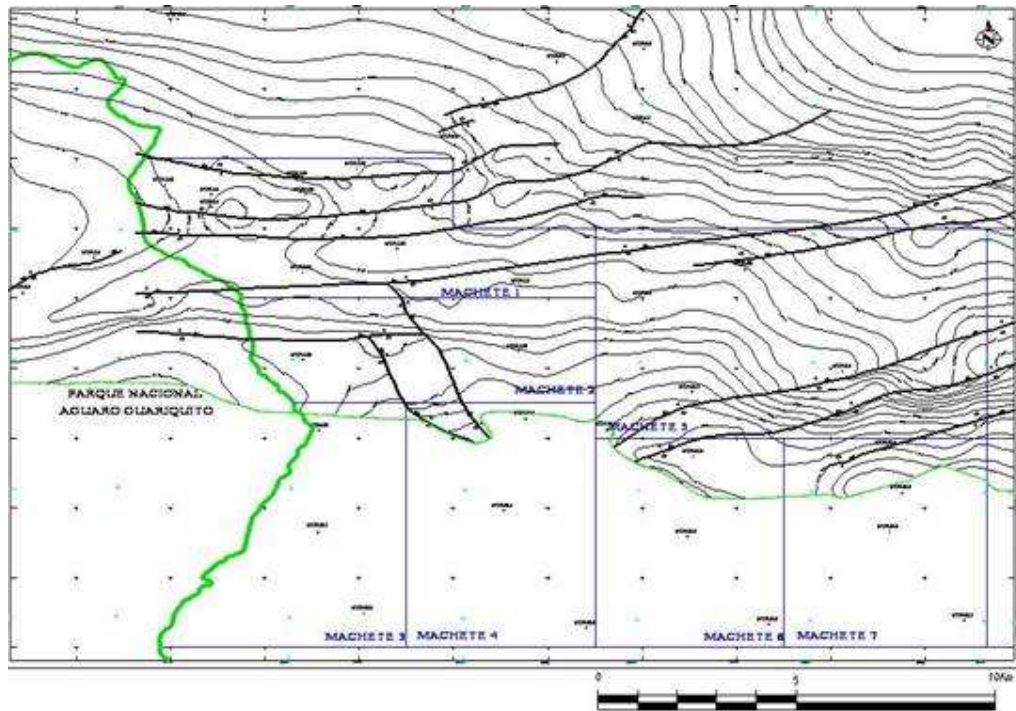


Figura 4.3 Mapa estructural del intervalo Oligoceno.
PROYECTO ORINOCO MAGNAS RESERVAS PDVSA-CVP, (2006)

4.4. SECUENCIA MIOCENO

Se identificaron los siguientes elementos estructurales:

- a) Fallas normales, se reconocen al sur de la zona de estudio, tienen una orientación preferencial N85°E, con buzamiento al norte de ángulo elevado, y saltos entre 10' (3,05 m) y 20' (6,10 m), se originaron durante el Jurásico.
- b) Fallas normales subperpendiculares al sistema anteriormente descrito. Se observan dos fallas, una de ellas con buzamiento al sur mientras que la otra buza al norte del área, ubicadas hacia la zona central, originadas en el Jurásico.
- c) Fallas inversas, con una orientación preferencial N85°E, con buzamiento al norte de ángulo elevado, se reconocen en la zona norte, presentan saltos entre 10' (3,05 m) y 20' (6,10 m). Originalmente eran fallas normales y fueron reactivadas como inversas durante el Mioceno (figura 4.4).

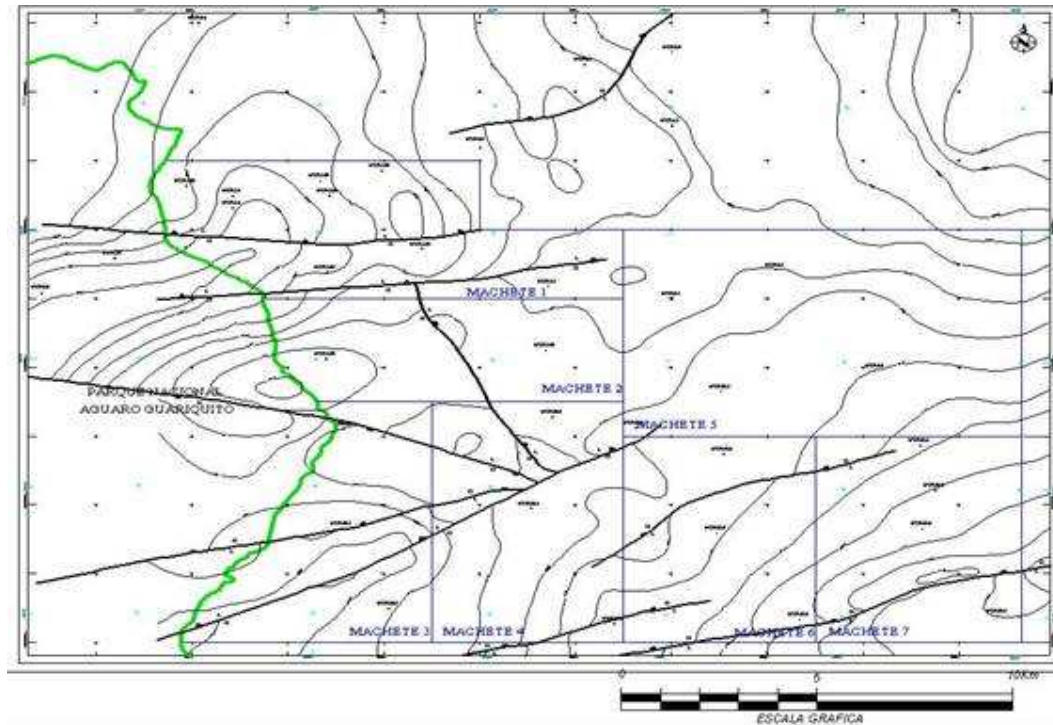


**Figura 4.4. Mapa Estructural del intervalo Mioceno.
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)**

CAPITULO V

ESTRATIGRAFÍA LOCAL

5.1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo se tomó en cuenta la sísmica 2D grabada en la década de los años 70 y 80, con una resolución de hasta 120 pies. Se identificaron claramente dos (2) secuencias sísmicos del Terciario: la secuencia del Oligoceno y la secuencia, que por efecto de estudio se denomina como intra_miocena; luego se utilizó la estratigrafía secuencial para la secciones de pozos y analizar el comportamiento de la roca dentro de una estructura cronoestratigráfica, limitados por 7 limites de secuencias y 6 superficies de máxima inundación; definiendo 6 secuencias estratigráficas y sus sistemas encadenados respectivos.

Cada secuencia estratigráfica se procede a definirlas en sistemas encadenados LST, TST, HST, y describir la edad de la secuencia, sus límites, el engrosamiento, el patrón de apilamiento, la litología, las diferentes facies representativas, y al asociar la facies, definir el tipo de ambiente existente, corroborando con los mapas de electrofacies para cada sistema encadenado.

Una vez definidos los ambientes, se identifican los diferentes reservorios en toda el área de estudio, basándose con las diferentes trampas petrolíferas y con la evaluación petrofísica.

5.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS SECUENCIAS SÍSMICAS

5.2.1. Definición de Secuencias Sísmicas

En este estudio se utilizó la sísmica 2D grabada en la década de los años 70 y 80, con una resolución de hasta 120' (35,58 m). Se realizó una correlación estratigráfica-secuencial en todos los pozos con 'Check-shot', para luego calibrar con la menor incertidumbre posible, estos pozos en la sísmica y seleccionar solo aquellos límites de secuencias coincidentes con los reflectores identificados en la sísmica. De acuerdo con la ley de velocidad obtenida de los puntos de verificación 'Check-shot', se identificaron 4 reflectores sísmicos que corresponden con límites de secuencias. En orden estratigráfico ascendente, los reflectores mayores están asociados a: a) basamento pre-cretácico (pre-k), b) tope del cretácico (SB Cretácico), c) tope del Oligoceno (SB Oligoceno) y d) un último reflector de edad Mioceno sin diferenciar que fue identificado como intra_Mioceno (figura 5.1).

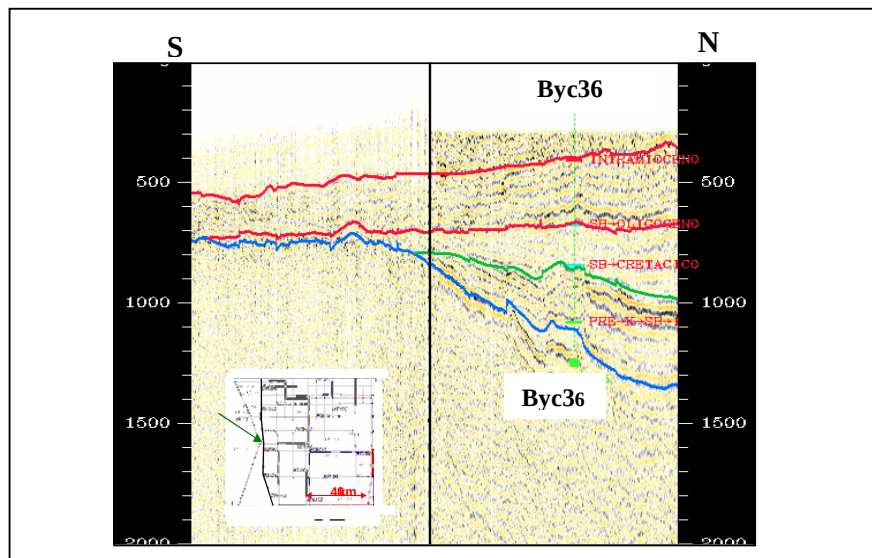


Figura 5.1. Calibración sísmica-pozo
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

Una vez obtenido el significado geológico de los reflectores sísmicos, el intervalo Terciario objeto de este estudio fue subdividido en dos secuencias: la Secuencia Oligoceno, delimitada por la Discordancia Cretácico-Terciario (SB Cretácico) y el tope del Oligoceno (SB Oligoceno) y la Secuencia Mioceno, delimitada por el tope del Oligoceno y el límite de la secuencia intra_Mioceno (figura.5.2).

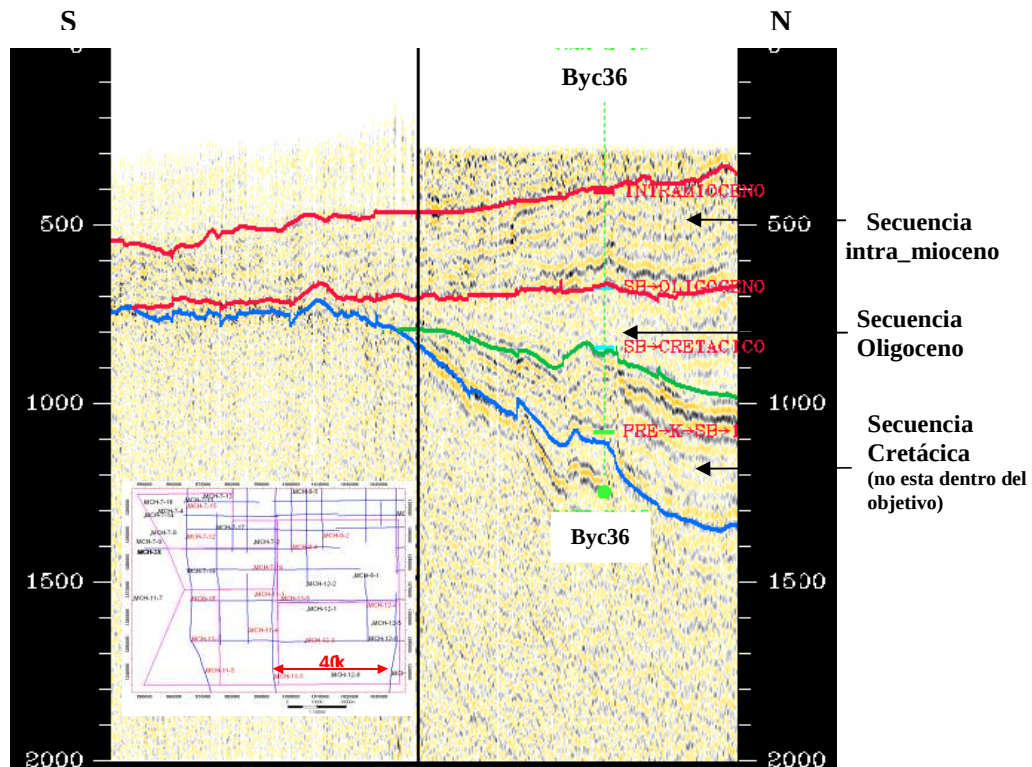


Figura 5.2. Sección sísmica, mostrando las secuencias sísmicas, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

La Secuencia Oligoceno, se acuña hacia el sur del área de estudio descansando sobre depósitos precretácicos, los reflectores se caracterizan por terminaciones del tipo ‘Solapamiento expansivo’ (onlap) (figura 5.3). Hacia el tope de esta secuencia se observa truncamiento contra el reflector SB Oligoceno definiendo un límite erosivo (figura 5.3). Presenta una configuración interna divergente hacia el norte del área, que puede interpretarse como resultado de una mayor subsidencia por el aumento progresivo de sedimentos.

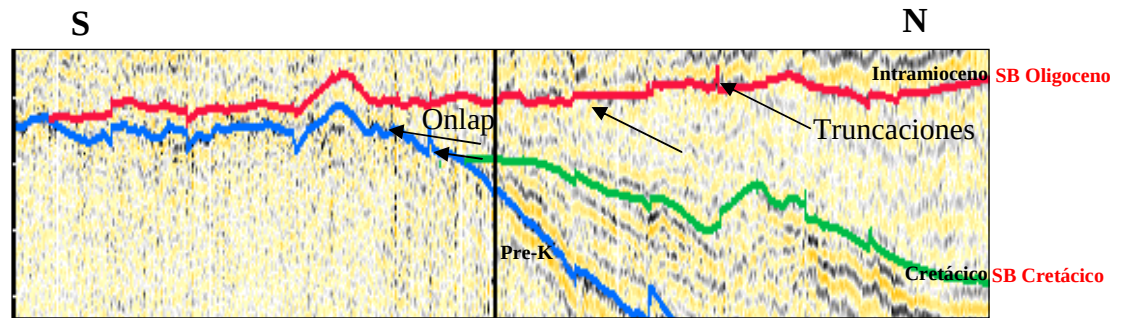


Figura 5.3. Secuencia sísmica del Oligoceno, definiendo las terminaciones sísmicas, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

La Secuencia Miocena, se caracteriza en la base por la presencia de reflectores con terminaciones tipo solapamiento expansivo (onlap) y hacia el tope se observa truncamiento de los reflectores contra la superficie intra_Mioceno, presenta una configuración interna divergente. El espesor aumenta progresivamente de sur a norte (figura 5.4).

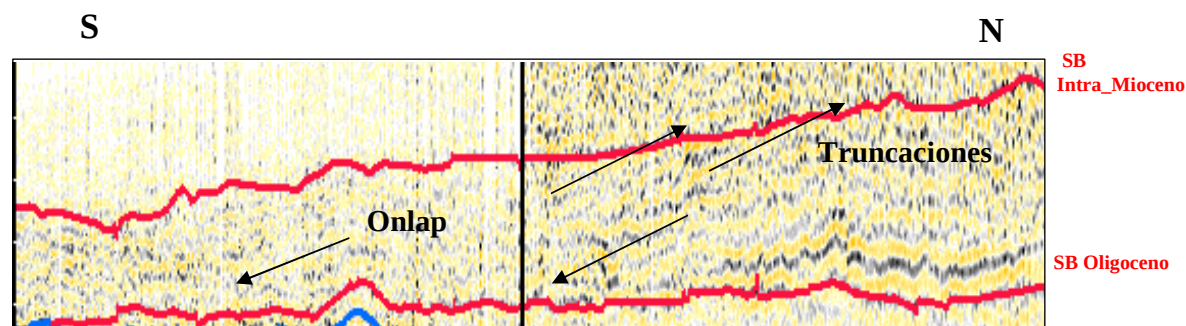


Figura 5.4. Secuencia sísmica del Mioceno, definiendo las terminaciones sísmicas, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

5.3. CARACTERIZACIÓN DE FACIES EN NÚCLEOS

El término de facies fue citado por primera vez por GRESSLY (1838), que lo definió como el conjunto total de aspectos litológicos y paleontológicos de una unidad estratigráfica. A su vez ANDERTON (1995), la define como el conjunto de parámetros físicos, químicos y biológicos que caracterizan una roca y la diferencia de otra. Estos parámetros son definidos en la composición mineralógica, color, textura, estructuras sedimentarias, contenido fósil y de icnofósiles, entre otros.

La descripción litológica para el área de Machete, se realizó en los núcleos BYC28 y BYC27.

El núcleo BYC28 abarca el intervalo 2649' y 1829' (807,42 m a 557,48 m) e incluye la Formación Carrizal (Paleozoico) y parte de la Formación Chaguaramas (Terciario). El núcleo BYC27, abarca el intervalo 2632'-1959' (802,23 m a 597,10 m) e incluye la Formación Ipire (Jurásico) y las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas (Terciario) (figura 5.5).

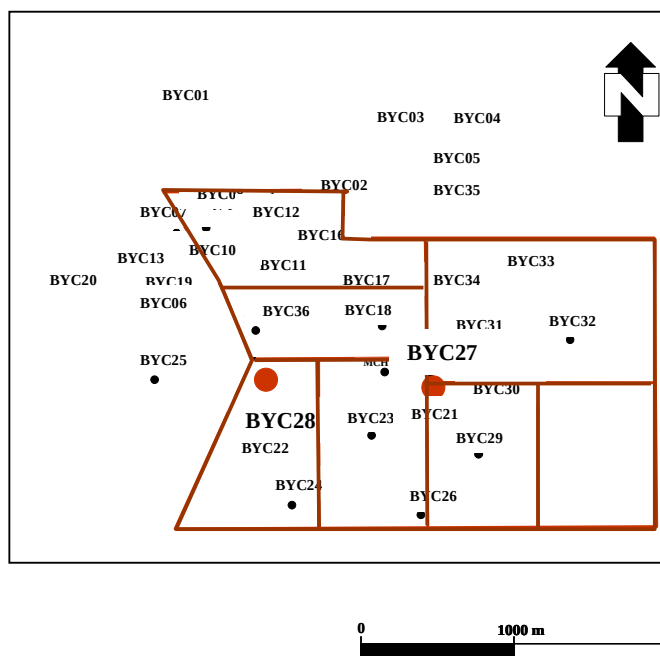


Figura. 5.5. Ubicación geográfica de los núcleos estudiados del área Machete, PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

Los núcleos BYC28 y BYC27, fueron descritos por INTEVEP, S.A en los años 1981 y 1983, y posteriormente por el grupo de geología del PROYECTO MAGNA RESERVAS PDVSA-CVP (2006).

En este estudio, se proponen para la secuencia Terciaria 6 facies clásticas, designadas como:

Facies A2: Arenisca de grano grueso

Facies A1: Arenisca de grano medio

Facies A: Arenisca de grano fino

Facies H: Heterolítica

Facies LM: Limolita

Facies L: Arcillitas

5.3.1. Facies A2

La facies A2 está constituida por areniscas de grano grueso con un rango entre 0,50 mm a 0,59 mm, subredondeados, moderadamente escogida (figura 5.6). Se registra en los núcleos a razón de un 15% en el pozo BYC28 y un 10% en el pozo BYC27 respectivamente, del total de facies en los núcleos, sin orden estratigráfico en particular.

Puede presentar clastos de arcilla y clastos muy calcáreos con un tamaño de 2 mm aproximadamente, y granos de cuarzo con un tamaño de 2 mm aproximadamente, presenta estratificación cruzada de bajo ángulo. En esta facies es común observar una mayor saturación de petróleo. Puede presentarse oxidada, exhibiendo un aspecto rojizo.

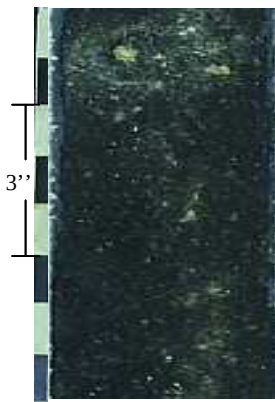


Figura. 5.6. Facies A2 en el núcleo BYC28, en el intervalo 2300'-2298'.

5.3.2. Facies A1

La facies A1 está constituida por areniscas de tamaño de grano medio, con un rango entre 1mm a 1,5mm, subredondeados, pobremente escogida (figura 5.7). Se identificó en los núcleos BYC28 y BYC27, representan un 15% para el BYC28 y un 10% para el BYC27, respectivamente del total de facies en los núcleos, sin orden estratigráfico en particular.

En ocasiones se observan clastos de arcilla, calcáreos o de óxidos de hierro, con un tamaño que varía entre 1mm a 2mm. En cuanto a las estructuras sedimentarias pueden presentarse masivas o con laminación paralela. Puede contener materia orgánica. Estas facies se encuentran mayormente saturadas de hidrocarburos.

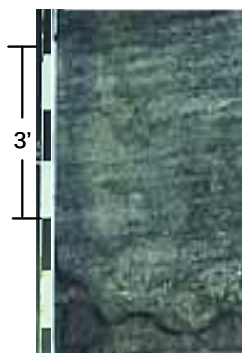


Figura 5.7. Facies A1 en el núcleo BYC28, en el intervalo entre 1885'-1883'.

5.3.3. Facies A

La facies A está constituida por areniscas grano fino con un rango entre 0,149mm a 0.177mm, subredondeados a subangulosos, bien escogidas. Esta se identifica en los núcleos BYC28 y BYC27, representan un 15% para el BYC28 y un 10% para el BYC27, respectivamente del total de facies en los núcleos sin orden estratigráfico en particular. En esta facies, se puede observar láminas de arcillita, se encuentra finamente laminada (figura 5.8) y saturada de hidrocarburos.

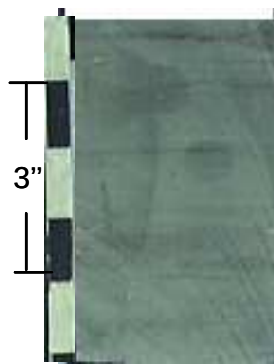


Figura 5.8. Facies A en el núcleo BYC28, en el intervalo entre 1977'-1975'.

5.3.4. Facies H

La facies H está caracterizada por la intercalación de areniscas de grano fino y arcillitas o limolitas. Se identificó en los núcleos BYC28 y BYC27, estas representan un 40% para el BYC28 y un 30% para el BYC27 respectivamente, del total facies en los núcleos, sin orden estratigráfico en particular.

Generalmente son arenas muy finas con un espesor de 1 mm, presentando un color gris oscuro, impregnadas de hidrocarburos, y las arcillitas y/o limolitas presentan color gris claro, se observan finamente laminadas, y microfallas en algunos intervalos de los núcleos, las arcillitas presentan pequeñas manchas de óxidos, en cuanto a la estructura sedimentaria es común observar estratificación lenticular, flaser, paralela y cruzada en el intervalo heterolítico (figura 5.9).

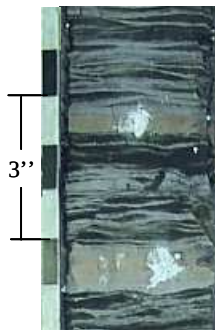


Figura 5.9. Facies H en el núcleo BYC28, en el intervalo entre 2048'-2046'.

5.3.5. Facies LM

La facies LM está constituida por limolitas, representa un 15% para el BYC28 y un 10% para el BYC27, respectivamente del total de facies en los núcleos, sin orden estratigráfico en particular.

Se presentan generalmente masivas, compactas y muy calcáreas. Los colores varían entre gris claro a gris oscuro, parcialmente impregnadas de hidrocarburos.

Esta facies, se observa muy fracturadas y con manchas de oxidación, debido a la presencia de óxidos de hierro. El contenido de materia orgánica es común en toda la facies, encontrándose mayormente saturadas. Se observan paleoraíces (figura 5.10).

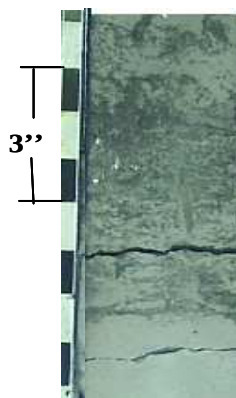


Figura 5.10. Facies LM en el núcleo BYC28, a una profundidad 2153'-2151'.

5.3.6. Facies L

La facies L esta constituida por arcillitas, presentes en el BYC28 y BYC27, representan un 20% y 25% respectivamente del total de facies en los núcleos sin orden estratigráfico en particular.

Se encuentra finamente laminada, presenta lentes de arenas saturadas de hidrocarburo y exhibe un aspecto rojizo, por la presencia de óxidos de hierro (figura 5.11)

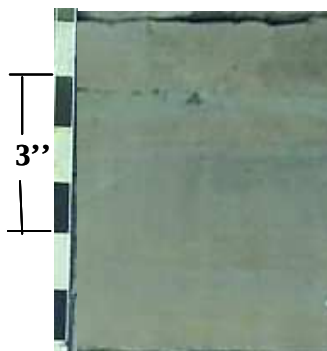


Figura 5.11. Facies L en el núcleo BYC28, a una profundidad 2023'-2021'.

5.4. IDENTIFICACIÓN DE CADA SECUENCIA

A partir de los patrones de apilamiento de las parasecuencias observadas en los registros SP y GR, se identificaron los límites de secuencias y superficies de máxima inundación que permitieron definir 6 secuencias depositacionales de tercer orden en el intervalo de estudio.

Fue seleccionado como datum estratigráfico el reflector, denominado para efecto de este trabajo Intra_Mioceno, que se encuentra bien representado en la sísmica (figura.5.12) y está presente en todos los pozos del área de estudio.

La figura 5.13 representa una sección estratigráfica en sentido norte-sur en donde se observa el datum utilizado en este estudio.

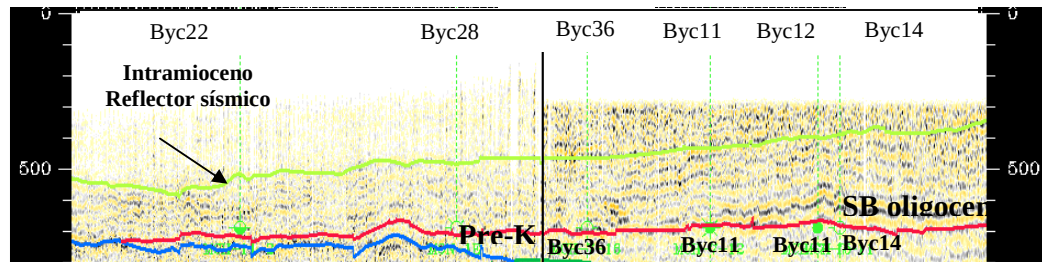


Figura 5.12. Representa una sección estratigráfica en sentido norte-sur en donde se observa el datum utilizado en este estudio. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA, PDVSA-CVP (2006)

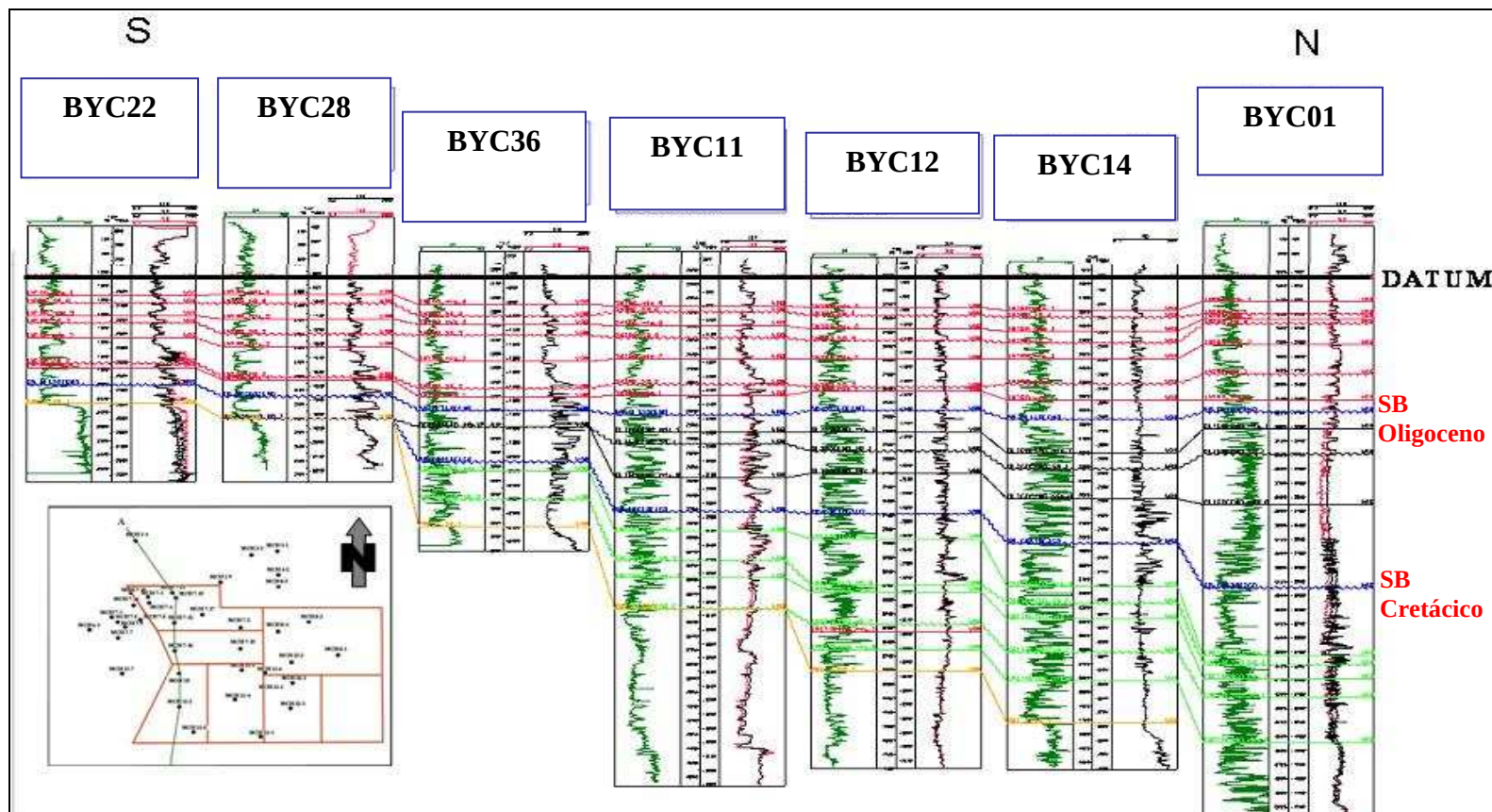


Figura. 5.13. Sección estratigráfica de sur a norte, denominado para efecto de este trabajo Intra_Mioceno, tomado de la sísmica PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

Para este trabajo se definieron 7 límites de secuencias (SB); 3 de ellos se identificaron en sísmica: tope Cretácico o base Oligoceno (SB Cretácico), tope Oligoceno o base Mioceno (SB Oligoceno) y el límite de secuencia intra_Mioceno; los otros 4 límites de secuencias fueron interpretados a partir del análisis secuencial aplicado a registros eléctricos (figura 5.14).

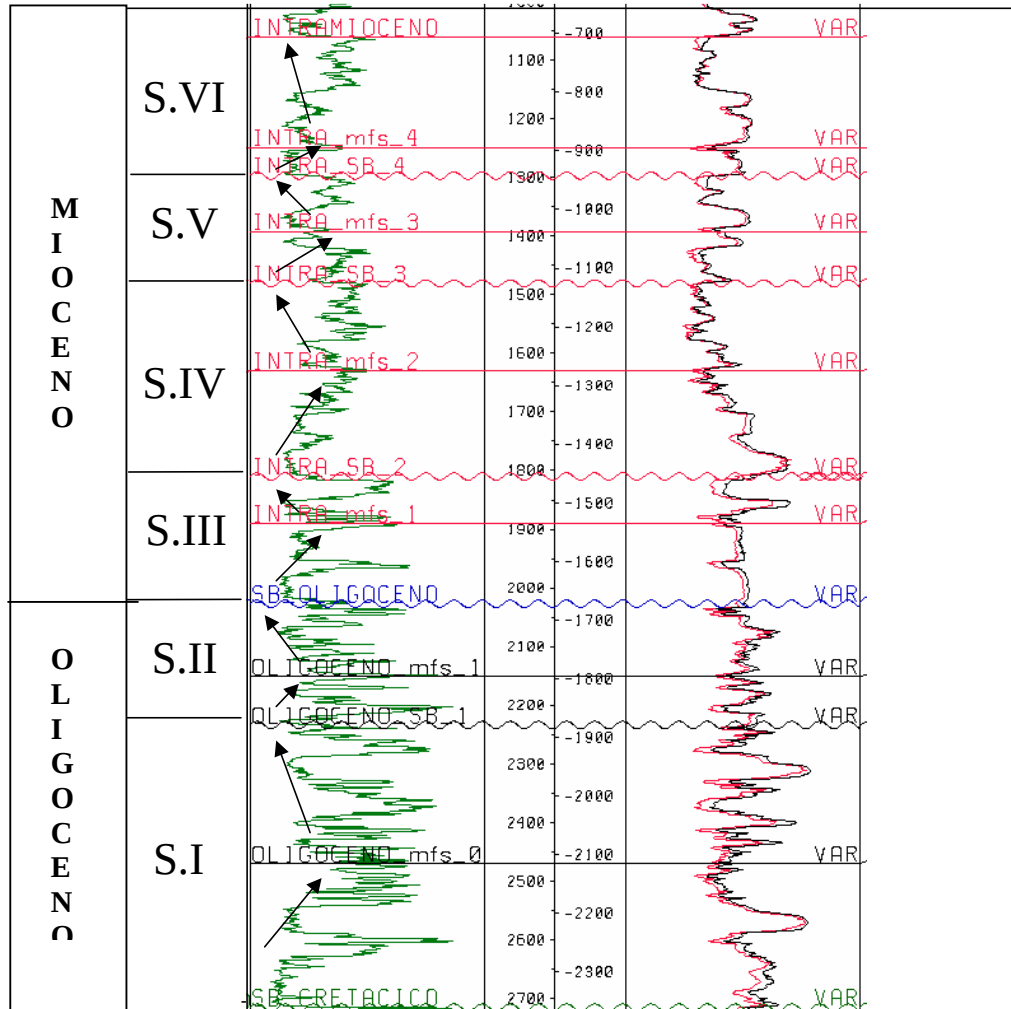


Figura.5.14. Registro eléctrico del Pozo BYC11. Se muestra las 6 secuencias estratigráficas divididas en 7 límites de secuencias y 6 superficies de máxima inundación. que las conforman la columna del Terciario Proyecto Orinoco Magna Reservas, PDVSA-CVP (2006)

Para cada una de estas secuencias depositacionales se describieron las electrofacies. En términos generales se reconocieron para todo el intervalo de estudio las siguientes electrofacies:

Electrofacies 1: El registro gamma ray exhibe una forma cilíndrica, sin tendencia alguna. Esta electrofacies se interpreta como representativa de canales fluviales.

Electrofacies 2: El registro gamma ray presenta forma de campana con tendencia granodecreciente y base abrupta. Esta electrofacies se interpreta como representativa de canales distributarios en una llanura deltáica.

Electrofacies 3: El registro gamma ray presenta una forma de embudo, con tendencia granocreciente y tope abrupto. Esta electrofacies se interpreta como representativo de barras de desembocaduras en el frente deltáico.

Electrofacies 4: El registro gamma ray presenta una forma irregular caracterizada por intercalaciones muy delgadas de arenas y lutitas. Esta electrofacies se interpreta como representativo de la llanura de inundación.

Electrofacies 5: Esta electrofacies se caracteriza por intervalos lutíticos, que se interpretan depósitos en un ambiente marino.

Electrofacies 6: El registro gamma ray exhibe una forma cilíndrica con espesores de 200' (60,96 m), sin tendencia alguna. Esta electrofacies se interpreta como representativa de isla de barreras.

5.4.1. Oligoceno

Estratigrafía por Secuencias

Secuencias Depositacionales

En el intervalo del Oligoceno se proponen, dos (2) secuencias depositacionales definidas de base a tope como: Secuencia Depositacional I y Secuencia Depositacional II.

Secuencia Depositacional I

Limitada en la base por el límite de secuencia SB Cretácico, que ha sido datado por bioestratigrafía como la base del Oligoceno y hacia el tope por el límite de secuencia Oligoceno SB1 (figura 5.15). Litoestratigráficamente esta secuencia se corresponde con las formaciones La Pascua, Roblecito y la base de Chaguaramas.

En la Secuencia Depositacional I el espesor varía de norte a sur, con un máximo de 950' (289,56 m) a 400' (191,92 m), acunándose hacia el sur sobre depósitos pre-cretácicos. De oeste a este, presenta un espesor constante de aproximadamente de 500' (152,40 m). En la secuencia Depositacional I se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo I y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 1 (figura 5.15).

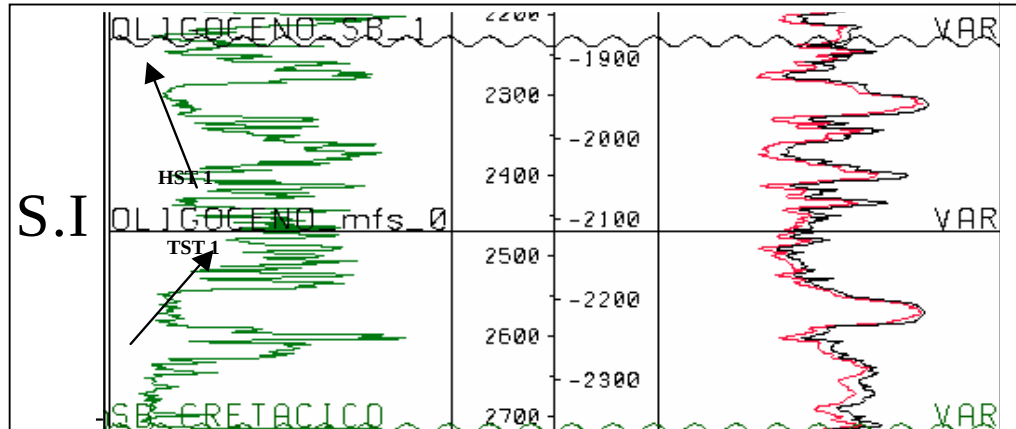


Figura 5.15. Secuencia depositacional I (S.I) con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación (Oligoceno mfs0), del registro eléctrico BYC11

El Sistema Encadenado Transgresivo1 (TST1) está limitado en la base por el límite de secuencia SB Cretácico y hacia el tope por la superficie de máxima inundación mfs0. Se subdividió en dos secciones, una sección basal arenosa que se corresponde con la Formación La Pascua y una sección superior lutítica que culmina con la superficie de máxima inundación mfs0 que representa la Formación Roblecito.

La sección basal del TST1 muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur se observa un patrón agradante caracterizado por electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), los espesores varían entre 300' (91,44 m) y 200' (60,96 m). Hacia el norte, el patrón de apilamiento es retrogradante y está caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con espesores que varían entre 200' (60,96 m) y 300' (91,44 m), cambiando a barras desembocaduras (electrofacies 3) con espesores que varían entre 100' (30,48 m) y 50' (15,24 m) y finalmente islas de barreras (electrofacies 6) con espesores que varían entre 150' (45,72 m) y 200' (60,96 m).

La sección superior del TST1 está caracterizado, hacia el norte, por un intervalo lutítico (electofacies 5), representativo de ambientes marinos que culminan con la superficie de máxima inundación mfs0, identificada por datos bioestratigráficos. Al igual que se indicó en la sección basal, se observa un cambio en las electofacies a medida que se desplaza hacia el sur. En el área central de la zona de estudio, la sección superior del TST1 está caracterizado por intercalaciones de arenas y lutitas (electofacies 4) interpretados como una llanura de inundación, mientras que en los pozos ubicados hacia el límite sur del área de estudio no se puede reconocer este intervalo.

En la figura 5.16 (ANEXO X), se presenta el mapa de electrofacies para el sistema encadenado transgresivo 1, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron tres sistemas depositacionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico-isla de barrera y c) ambiente marino.

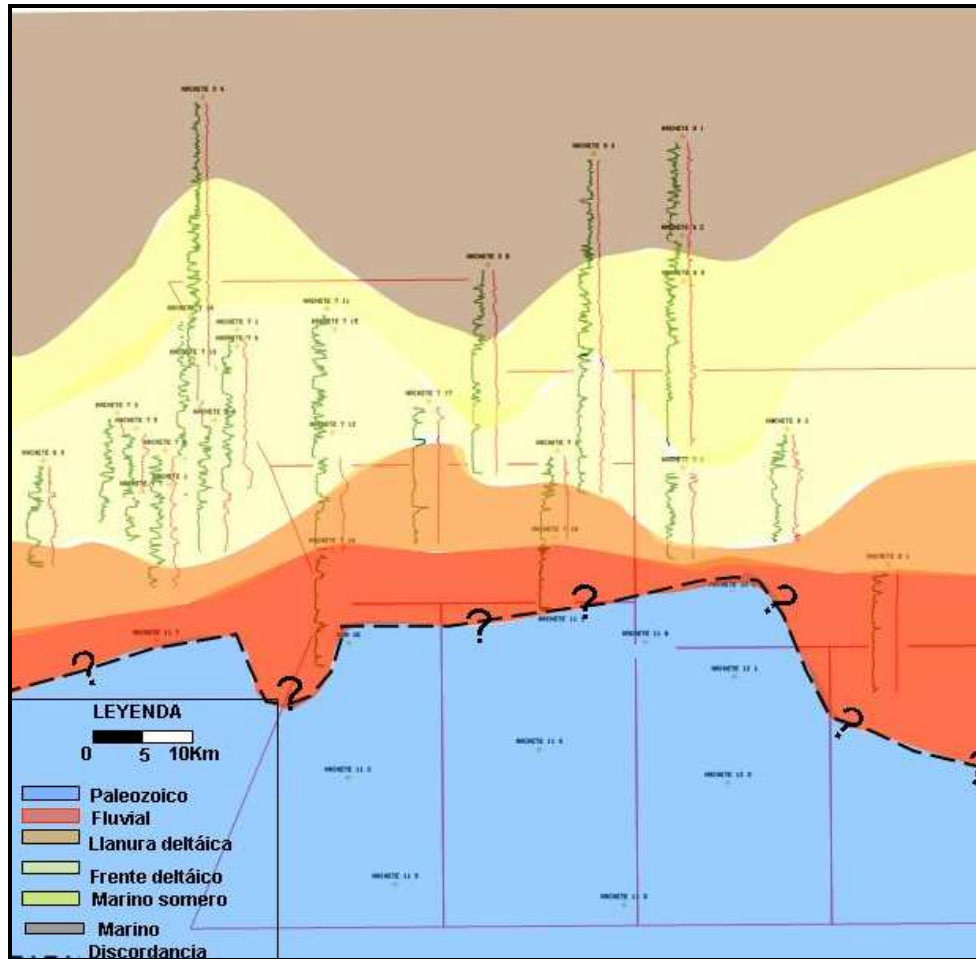


Figura.5.16. Mapas de electrofacies del Sistema Encadenado TST 1, comprendida entre SB Cretácico-Oligoceno mfs0

El Sistema de Alto Nivel 1 (HST1), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Oligoceno mfs0 y hacia el tope por el límite de secuencia Oligoceno SB1. Litoestratigráficamente representa la Formación Chaguaramas inferior del Oligoceno.

En los pozos ubicados hacia el límite sur de la zona de estudio, se adelgaza notablemente y se caracteriza por electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), en donde no fue posible diferenciar el Sistema Encadenado de Alto Nivel 1 del Sistema Encadenado Transgresivo 1, mientras que los pozos ubicados hacia el centro del área se observa un patrón de apilamiento progradante caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con espesores que varían entre 70' (21,34 m) y 80' (24,38 m), y electrofacies de barras de desembocaduras (electrofacies 3) espesores que varían entre 70' (21,34 m) y 80' (24,28 m). Hacia el norte del área este sistema está caracterizado por un intervalo lutítico (electrofacies 5) representativo de ambientes marinos de acuerdo con los datos bioestratigráficos, reportados en el Proyecto Orinoco Magna Reservas, PDVSA-CVP (2006).

En la (figura 5.17) (ANEXO XI) se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel1, en donde se pueden observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron tres sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico, c) ambiente marino.

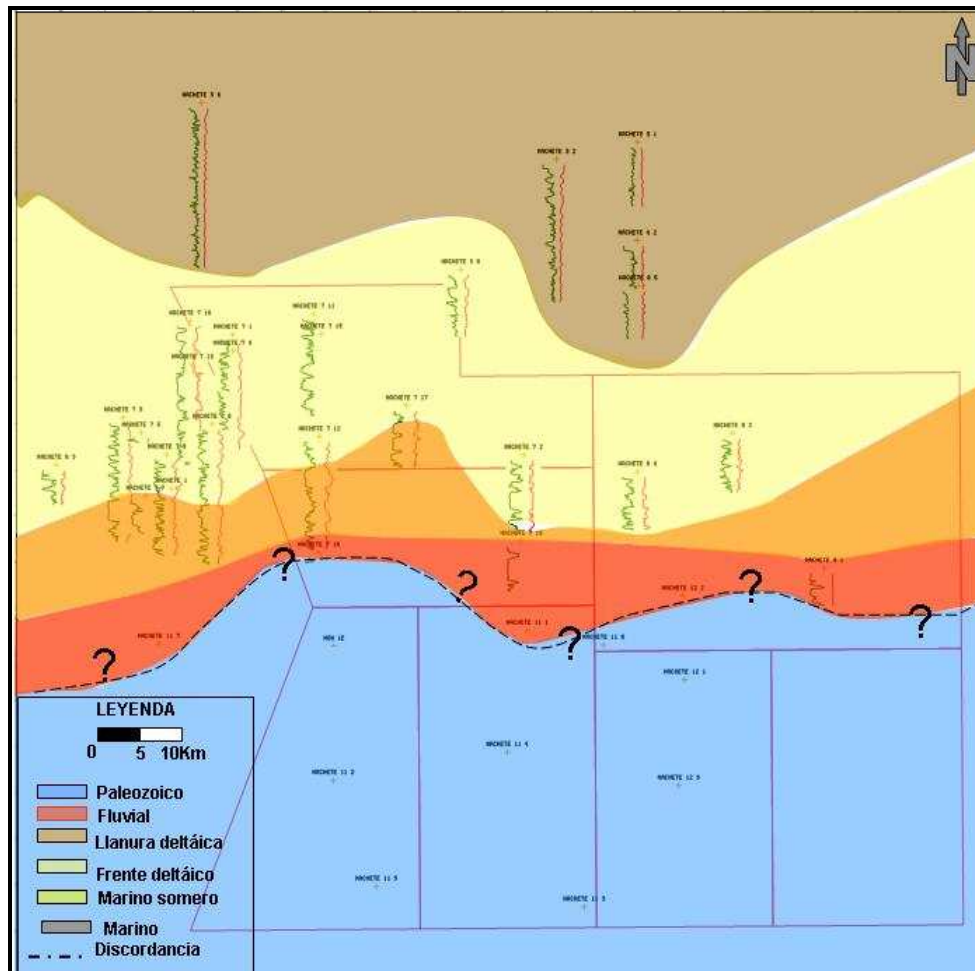


Figura.5.17. Mapas de electrofacies del Sistema Encadenado HST 1, comprendida entre Oligoceno mfs0_Oligoceno SB1

Secuencia Depositacional II

Limitada en su base por el límite de secuencia Oligoceno SB1 y hacia el tope por el límite de secuencia SB Oligoceno. Litoestratigráficamente se corresponde con la Formación Chaguaramas inferior del Oligoceno (figura 5.18).

El espesor de la Secuencia Depositacional II varía de norte a sur, con un máximo de 300' (91.44 m) a 160' (48.77 m). De este a oeste, disminuye el espesor desde 300' (91.44 m) a 250' (76.20 m). En la secuencia Depositacional II se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo 2 y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 2 (figura 5.18).

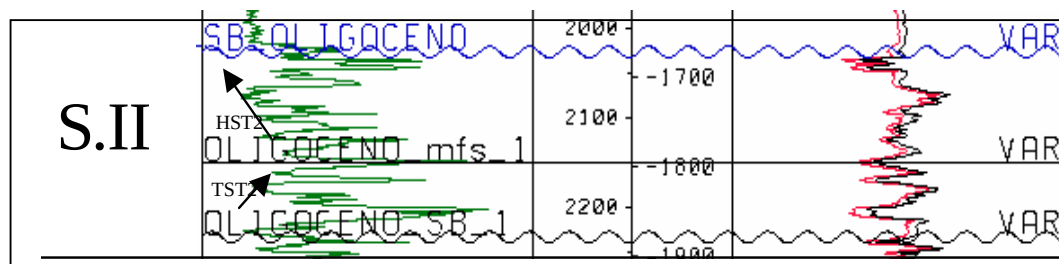


Figura. 5.18. Secuencias depositacional II (S.II) con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación (Oligoceno mfs1) del registro eléctrico BYC11

El Sistema Encadenado Transgresivo 2 (TST2) está limitado en la base por el límite de secuencia Oligoceno SB1 y hacia el tope por la superficie de máxima inundación Oligoceno mfs1. Se subdividió en dos secciones, una sección basal arenosa y una sección superior lutítica que culmina con la superficie de máxima inundación mfs1.

En los pozos ubicados hacia el límite sur de la zona de estudio, se adelgaza notablemente y se caracteriza por electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), no pudiendo diferenciarse del Sistema Encadenado de Alto Nivel 2.

En el pozo BYC27, la asociación de facies de canales fluviales está representada por depósitos granodecrecientes caracterizados por las facies A2 y A, intercaladas con las facies H y L interpretados como depósitos de la llanura de inundación. Hacia el centro del área de estudio, se observa un patrón retrogradante, caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2), con espesores que varían entre 60' (18,29m) y 40' (12,19m) y electrofacies de barras de desembocaduras (electrofacies 3) con un espesor que varía entre 50' (15,24 m) y 60' (18,29 m), que pasan a depósitos lutíticos (electrofacies 5) de ambientes marinos, en el área norte.

En la (figura 5.19) (ANEXO XII), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema Encadenado Transgresivo 2, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron tres sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico, c) ambiente marino.

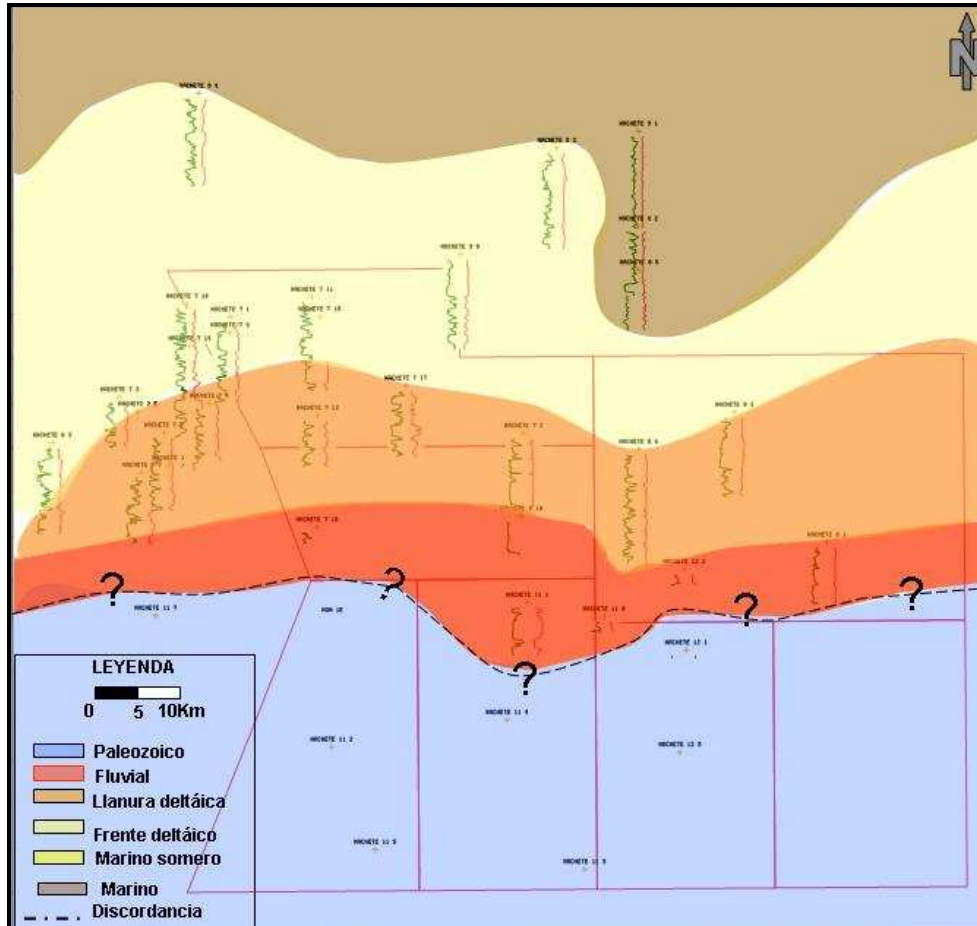


Figura 5.19. Mapas de Electrofacies del sistema encadenado TST2, comprendida entre Oligoceno SB1 y Oligoceno mfs1

El Sistema de Alto Nivel 2 (HST2), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Oligoceno mfs1 y hacia el tope por el límite de secuencia SB Oligoceno.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. En los pozos ubicados hacia el límite sur del área de estudio se observan electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), tal como se indico en páginas anteriores, no fue posible diferenciarlo del Sistema Encadenado Transgresivo 1. En los pozos ubicados en la zona central el patrón de apilamiento es progradante, caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con espesores que varían entre 30' (9,14 m) y 40' (12,19 m), cambiando a barras de desembocaduras (electrofacies 3) con espesores que varían entre 20' (6,10 m) y 30' (9,14 m).

En el pozo BYC27, la sección corresponde al sistema HST2 no fue recuperado en su totalidad, en la excepción de pequeños intervalos caracterizados por la facies L interpretados como llanura interdistributaria.

En la (figura 5.20) (ANEXO XIII), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 2, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron los siguientes sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial y ambiente deltáico. Hacia el norte de la zona de estudio se proponen ambientes someros.

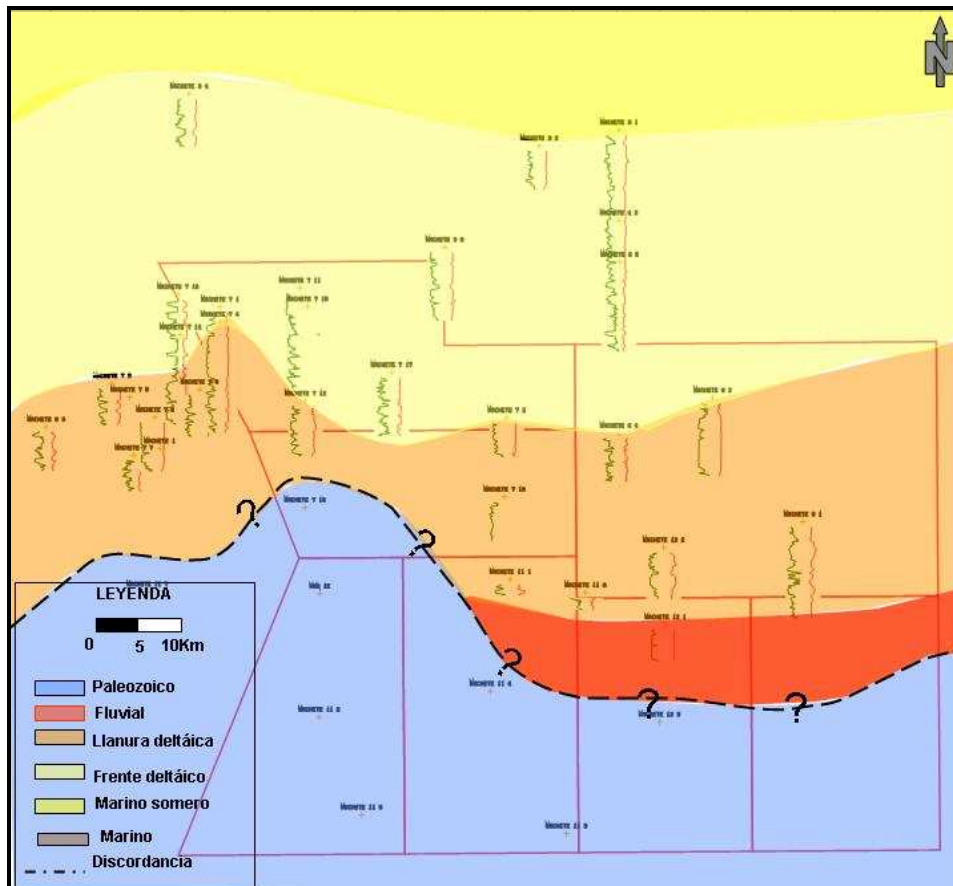


Figura.5.20 Mapas de electrofacies del Sistema Encadenado HST 2, comprendida entre Oligoceno mfs1 y SB oligoceno

5.4.2. Mioceno

Estratigrafía por Secuencia

Secuencias Depositacionales

En la sección del Mioceno, se pueden reconocer cuatro (4) secuencias depositacionales definidas de base a tope, como: Secuencia Depositacional III, Secuencia Depositacional IV, Secuencia Depositacional V y Secuencia Depositacional VI. Litoestratigráficamente se corresponden con la Formación Chaguaramas superior.

Secuencia Depositacional III

Limitada en la base por el límite de secuencia SB Oligoceno y hacia el tope por el límite de secuencia Intra SB2, ambos de edad Mioceno (figura 5.21).

En la Secuencia Depositacional III el espesor varía de norte a sur, con un máximo de 300' (91,44 m) hasta 120' (36,58 m). De oeste a este, aumenta el espesor entre los 250' (76,20 m) a los 300' (91,44 m). En la secuencia Depositacional III se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo 3 y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 3

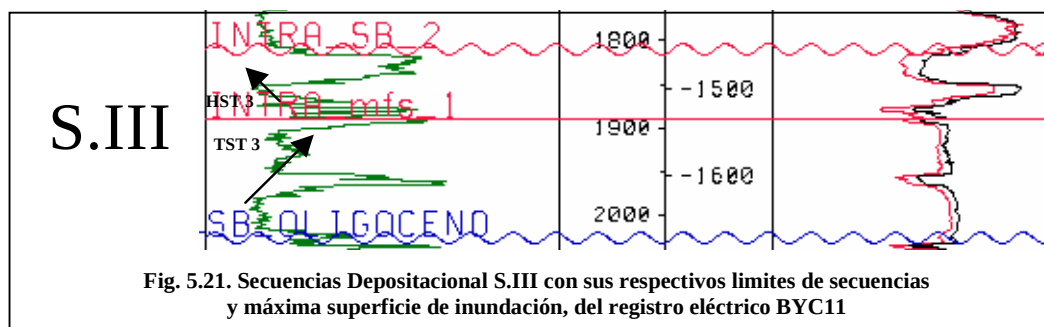


Fig. 5.21. Secuencias Depositacional S.III con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación, del registro eléctrico BYC11

El Sistema Encadenado Transgresivo 3 (TST3) está limitado en la base por el límite de secuencia SB Oligoceno y hacia el tope por la superficie de máxima inundación Intra mfs1.

Esta sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur y centro del área de estudio se observa un patrón agradante caracterizado por electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), con espesores que varían entre 100' (30,48 m) y 150' (45,72 m).

En los núcleos de los pozos BYC28 y BYC27 la asociación de facies de canales fluviales esta representada por depósitos granodecrecientes conformados por las facies A2, A1 y A intercalados con depósitos de granulometría más fina representado por las facies LM, L y H.

A medida que hay un desplazamiento hacia el norte, el patrón de apilamiento es retrogradante y está caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con un espesor aproximadamente 50' (15,24m).

En la (figura 5.22) (ANEXO XIV), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema Encadenado Transgresivo 3, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico.

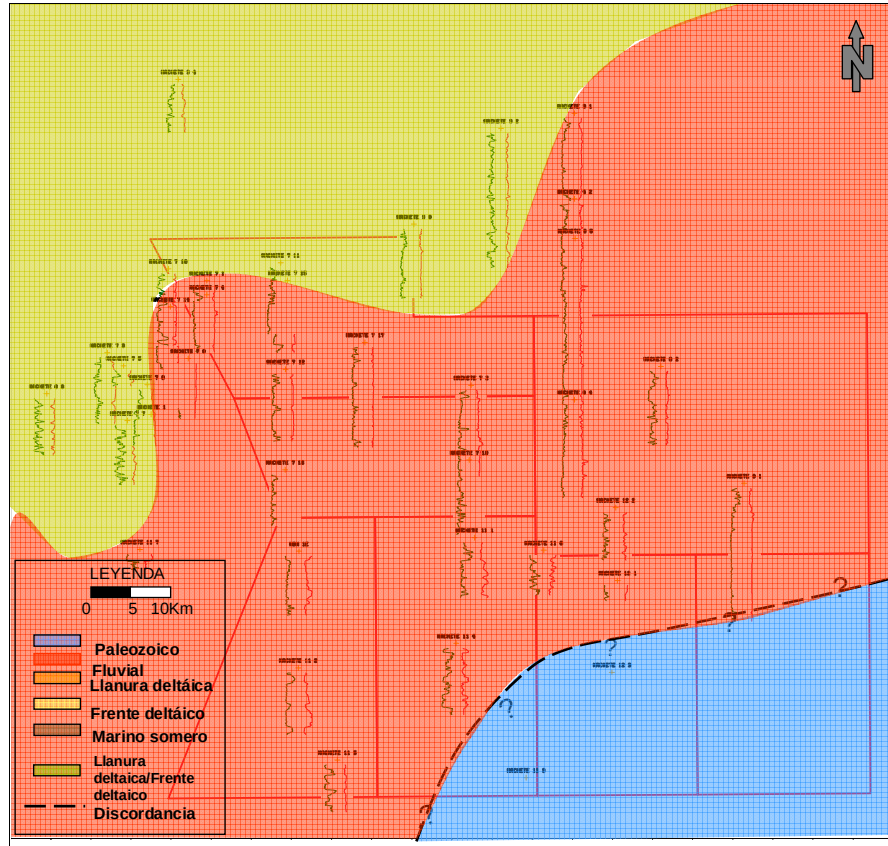


Figura 5.22. Mapas de electrofacies del Sistema Encadenado TST 3 (BaseMioceno),comprendida entre SB Oligoceno_Intra mfs 1

El Sistema de Alto Nivel 3 (HST3), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Intra mfs 1 y hacia el tope por el límite de secuencia Intra SB2.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur del área se observa un patrón agradante de canales fluviales (electrofacies 1) con un espesor que varía entre 30' (9,14 m) y 40' (12,19 m).

En el pozo BYC28 la asociación de facies de canales fluviales está caracterizado por depósitos granodecrecientes representado por las facies A2 y A, mientras que en el pozo BYC27 este intervalo está caracterizado por delgados niveles arenosos (facies A2 ó A1) intercalados con depósitos de granulometría fina (facies LM, L y H) que han sido interpretados como llanura de inundación.

Hacia el norte el patrón de apilamiento es progradante y está caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con espesores que varían entre 50' (15,24 m) y 60' (18,29 m) y electrofacies de barras de desembocaduras (electrofacies 3) con espesores aproximados de 100' (30,48 m).

En la figura 5.23 (ANEXO XV), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 3, en donde se pueden observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico.

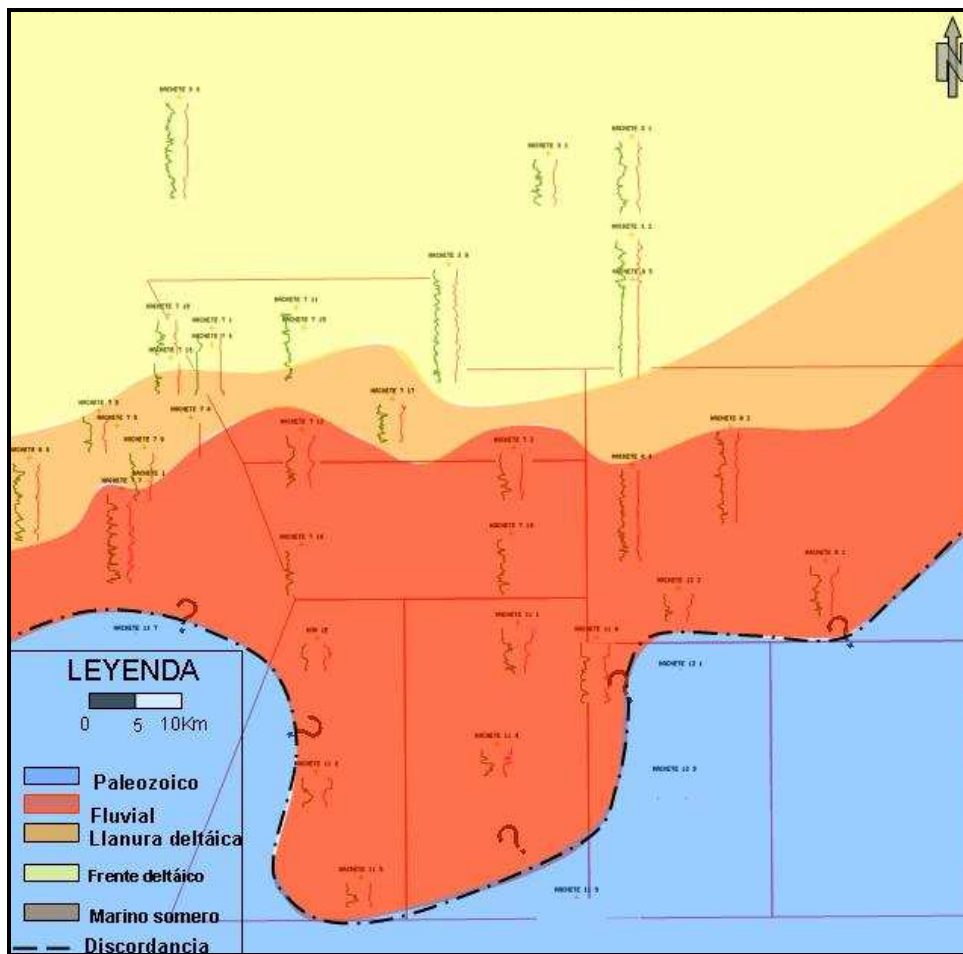


Figura.5.23. Mapa de electrofacies del Sistema Encadenado HST 3, Compreendida entre SB Intra mfs1_Intra SB2

Secuencia Estratigráfica IV

Limitada en la base por el límite de secuencia Intra SB2 y hacia el tope por el límite de secuencia Intra SB3 ambos de edad Mioceno (figura 5.24).

En la Secuencia Estratigráfica IV el espesor varía de norte a sur, con un máximo de 900' (274,32 m) hasta unos 350' (106,68 m). De este a oeste, presenta un espesor que varía aproximadamente desde los 150' (45,72 m) hasta los 400' (121,92 m). En la Secuencia Depositacional se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo 4 y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 4 (figura 5.24).

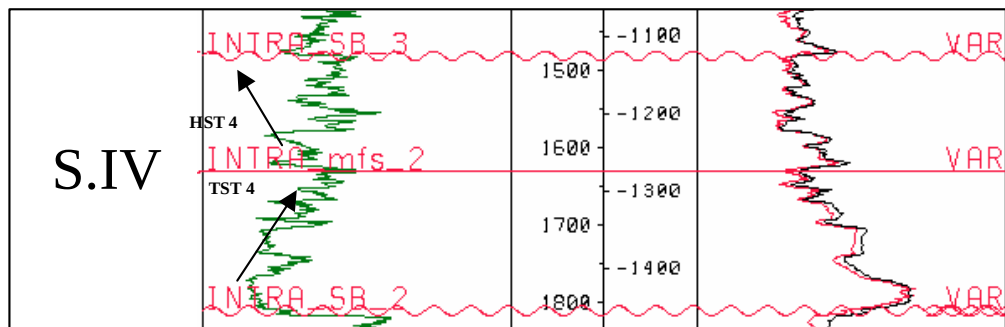


Fig. 5.24. Secuencias Depositacional S.IV con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación del registro eléctrico BYC11

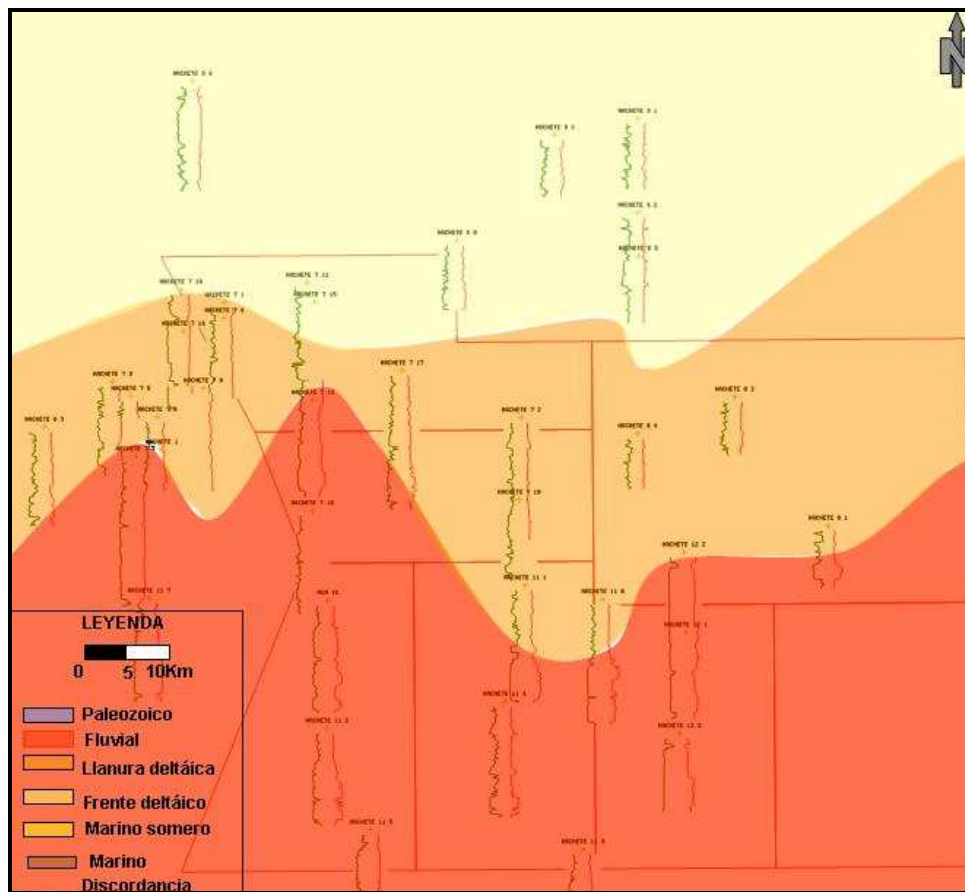
El Sistema Encadenado Transgresivo 4 (TST4) está limitado en la base por el límite de secuencia Intra SB2 y hacia el tope por la superficie de máxima inundación Intra mfs 2.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur del área de estudio se observa un patrón agradante caracterizado por electrofacies de canales fluviales (electrofacies 1), los espesores varían entre 150' (45,72m) y 200' (60,96m).

En el núcleo del pozo BYC28, este sistema se caracteriza por espesos depósitos arenosos que representa canales fluviales apilados, la asociación de facies está conformada por las facies A2 y/A ó A1/A, con intercalaciones delgadas de depósitos de la llanura de inundación representados por las facies LM y en menor proporción la facies H.

Hacia el centro del área, el patrón de apilamiento es retrogradante y está caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2) con espesores que varían entre 50' (15,24m) y 60' (18,29m), cambiando al norte a electrofacies de barras de desembocaduras (electrofacies 3) con espesores que varían entre 80' (24,38m) y 90' (27,43m).

En la (figura 5.25) (ANEXO XVI) se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema encadenado transgresivo 4, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico.



El Sistema de Alto Nivel 4 (HST4), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Intra mfs 2 y hacia el tope por el límite de secuencia Intra SB3.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. En los pozos ubicados al sur, se observa un patrón progradante caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2), los espesores varían entre 40' (12,19m) y 30' (9,14m). Hacia el centro de área, se mantiene el patrón de apilamiento progradante y está caracterizado por electrofacies de barras desembocaduras (electrofacies 3) con espesores que varían entre 40' (12,19m) y 50' (15,24m). Hacia el norte del área está representado por lutitas (electrofacies 5) interpretado como ambiente marino.

En la (figura 5.26) (ANEXO XVII), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 4, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente deltáico, b) ambiente marino somero.

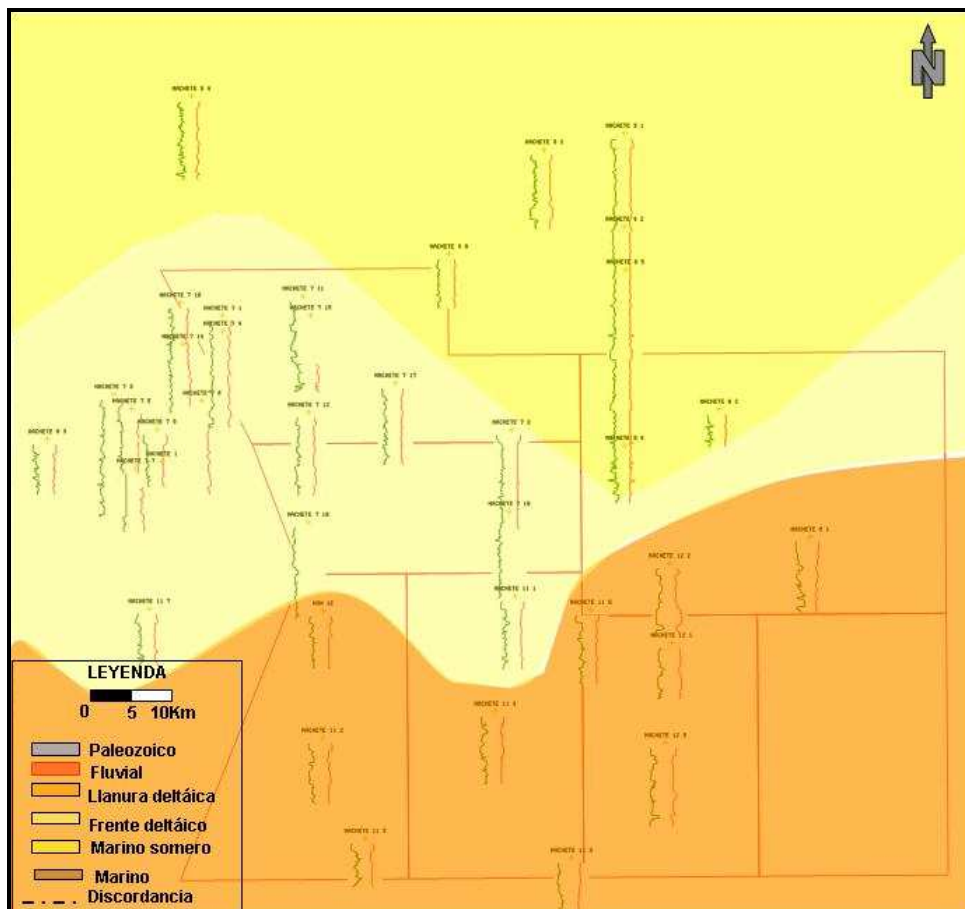


Figura.5.26. Mapas de electrofacies del Sistema Encadenado HST 4, comprendida entre Intra mfs2_Intra SB3

Secuencia Estratigráfica V

Limitada en la base por el límite de secuencia Intra SB3 y hacia el tope por el límite de secuencia Intra SB4, ambos de edad Mioceno (figura 5.27).

En la Secuencia Depositacional V el espesor varía de norte a sur, con un máximo de 400' (121,92 m) hasta 100' (30,48 m). De oeste a este, se presenta un espesor constante de aproximadamente 200' (60,96 m). En la Secuencia Depositacional V se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo 5 y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 5 (figura 5.27).

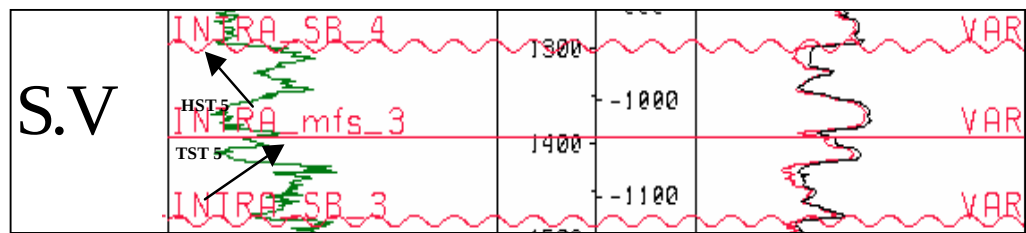


Fig. 5.27. Secuencias Depositacional V S.V con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación del registro eléctrico BYC11

El Sistema Encadenado Transgresivo 5 (TST5) está limitado en la base por el límite de secuencia Intra SB3 y hacia el tope por la superficie de máxima inundación Intra mfs 3.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur y centro del área de estudio se observa un patrón retrogradante caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2), con espesores que varían entre 50' (15,24 m) y 80' (24,38 m), cambiando a electrofacies barras de desembocaduras (electrofacies 3) con espesores que varían entre 20' (6,10 m) y 30' (9,14 m).

En la (figura 5.28) (ANEXO XVIII), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema Encadenado Transgresivo 5, en donde se pueden observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo.

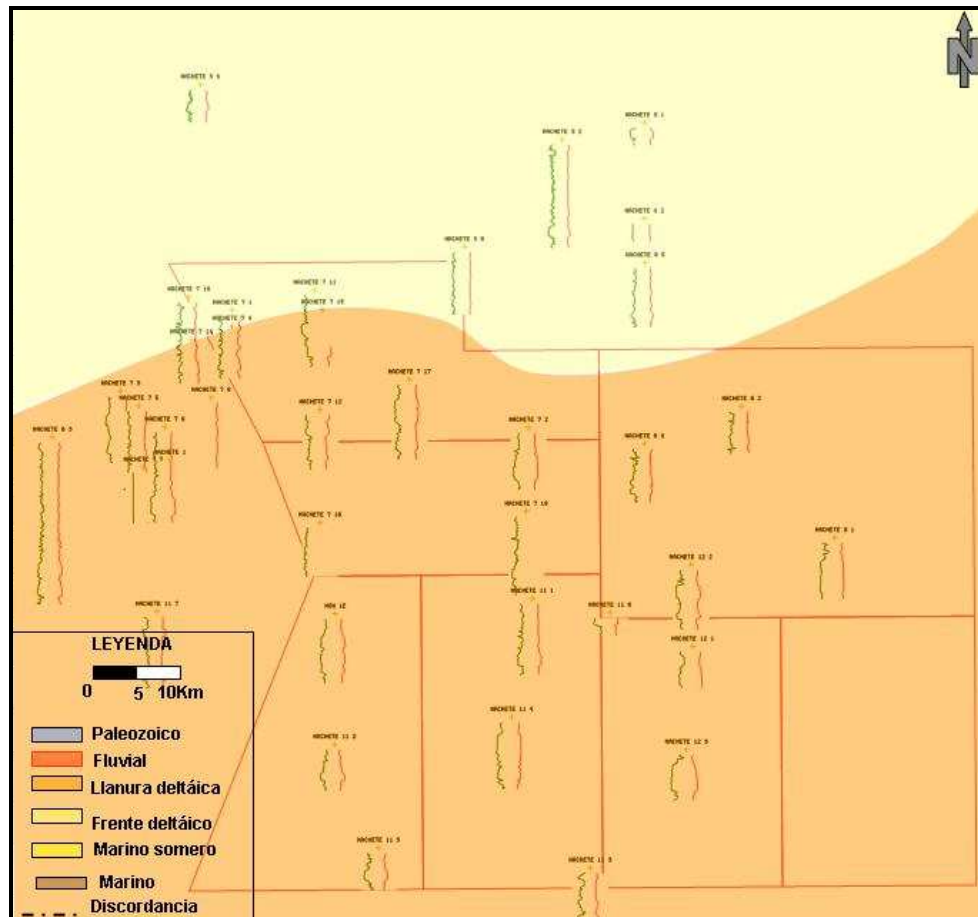


Figura.5.28. Mapa de electrofacies del Sistema Encadenado TST5, comprendida entre Intra SB3_Intra mfs3

El Sistema de Alto Nivel (HST5), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Intra mfs3 y en el tope por el límite de secuencia Intra SB4.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. En los pozos ubicados al sur, se observa un patrón progradante caracterizado por electrofacies de barras de desembocaduras (electrofacies 3), los espesores varían entre 40' (12,19 m) y 30' (9,14 m).

Hacia el norte, este sistema se caracteriza por un intervalo lutítico (electrofacies 5) interpretado como un ambiente marino.

En la (figura 5.29) (ANEXO XIX), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 5, en donde se pueden observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente deltáico b) ambiente marino.

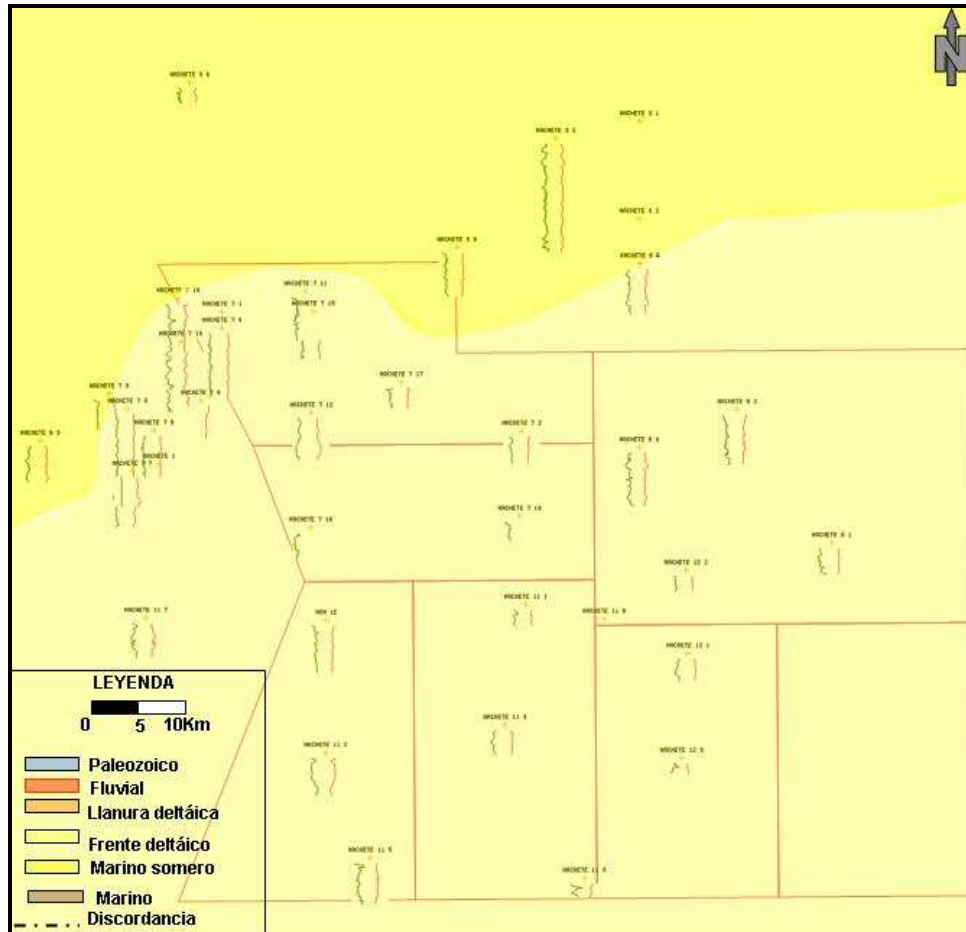


Figura. 5.29. Mapa de electrofacies del Sistema Encadenado HST5, comprendida entre Intra mfs3_Intra SB4

Secuencia Estratigráfica VI

Limitada en su base por el límite de secuencia Intra SB4 y hacia el tope por el límite de secuencia intra_Mioceno, ambas de edad Mioceno.

En la Secuencia Depositacional VI el espesor varía de norte a sur, con un máximo de 400' (121,92 m) hasta los 100' (30,48 m). De oeste a este, presenta un espesor constante de aproximadamente 300' (91,44 m). En la Secuencia Depositacional VI se reconocieron, de base a tope, el Sistema Encadenado Transgresivo 6 y el Sistema Encadenado de Alto Nivel 6 (figura 5.30).

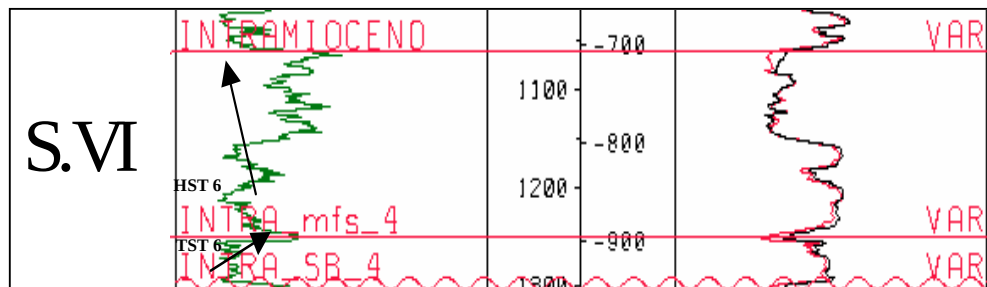


Fig. 5.30. Secuencias S.V con sus respectivos límites de secuencias y máxima superficie de inundación del registro eléctrico BYC11

El Sistema Encadenado Transgresivo 6 (TST6) está limitado en la base por el límite de secuencia Intra SB4 y hacia el tope por la superficie de máxima inundación Intra mfs 4.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. Hacia el sur y centro del área de estudio se observa un patrón retrogradante caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2), los espesores varían entre 40' (12,19 m) y 50' (15,24 m) cambiando a electrofacies de barras desembocadura (electrofacies 3) con espesores que varían entre 20' (6,10 m) y 30' (9,14 m). Hacia el norte este intervalo se caracteriza por la presencia de lutitas de la (electrofacies 5), interpretados como ambiente marino.

En la (figura 5.31) (ANEXO XX), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 5, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente deltáico, b) ambiente marino.

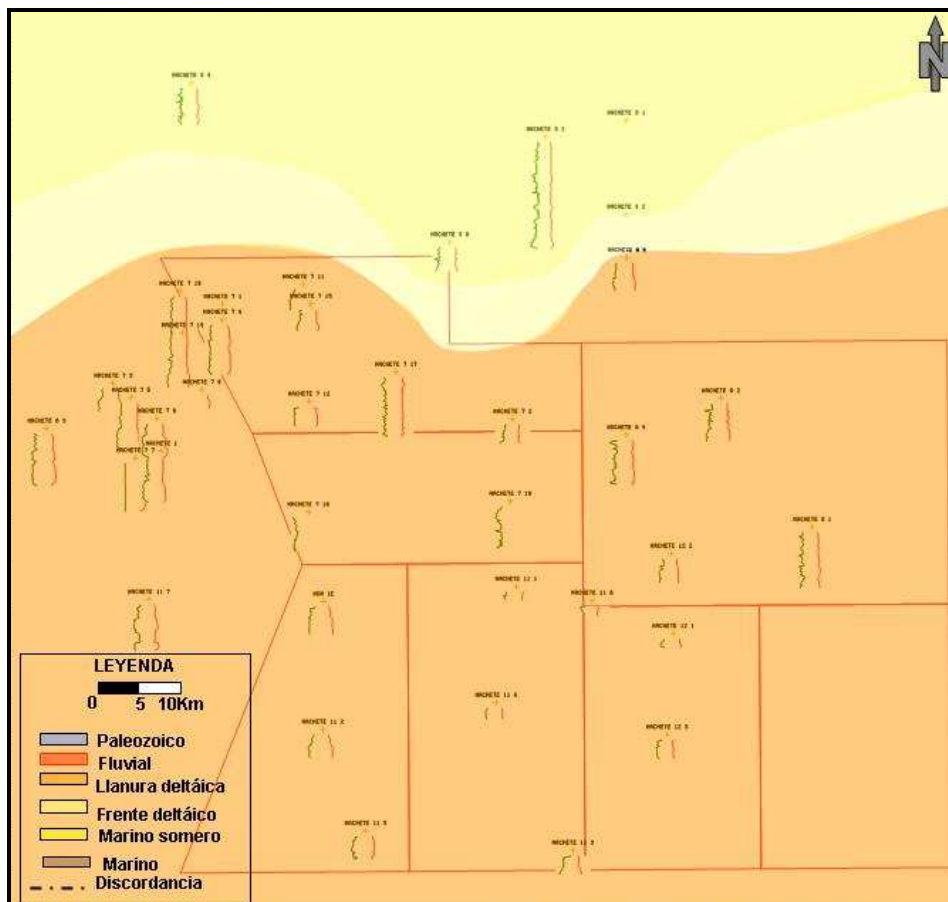


Figura.5.31. Mapa de electrofacies del Sistema Encadenado TST6, comprendida entre Intra SB4_Intra mfs 4

El Sistema de Alto Nivel 6 (HST6), está limitado en la base por la superficie de máxima inundación Intra mfs 4 y hacia el tope por el límite de secuencia intra_Mioceno.

La sección muestra variaciones de sur a norte, en las electrofacies y en el patrón de apilamiento de las parasecuencias. En los pozos ubicados al sur y centro del área, se observa un patrón progradante caracterizado por electrofacies de canales distributarios (electrofacies 2), con espesores que varían entre 20' (6,10m) y 30' (9,14m) y electrofacies de barras desembocaduras (electrofacies 3), con espesores que varían entre 50' (15,24m) y 60' (18,29m). Hacia el norte del área, este intervalo esta caracterizado por lutitas de la (electrofacies 5), interpretados como ambiente marino.

En la (figura 5.32) (ANEXO XXI), se presenta el mapa de electrofacies para el Sistema de Alto Nivel 5, en donde se puede observar los ambientes sedimentarios propuestos para este intervalo. Se reconocieron dos sistemas deposicionales de sur a norte: a) ambiente deltáico, b) ambiente marino.

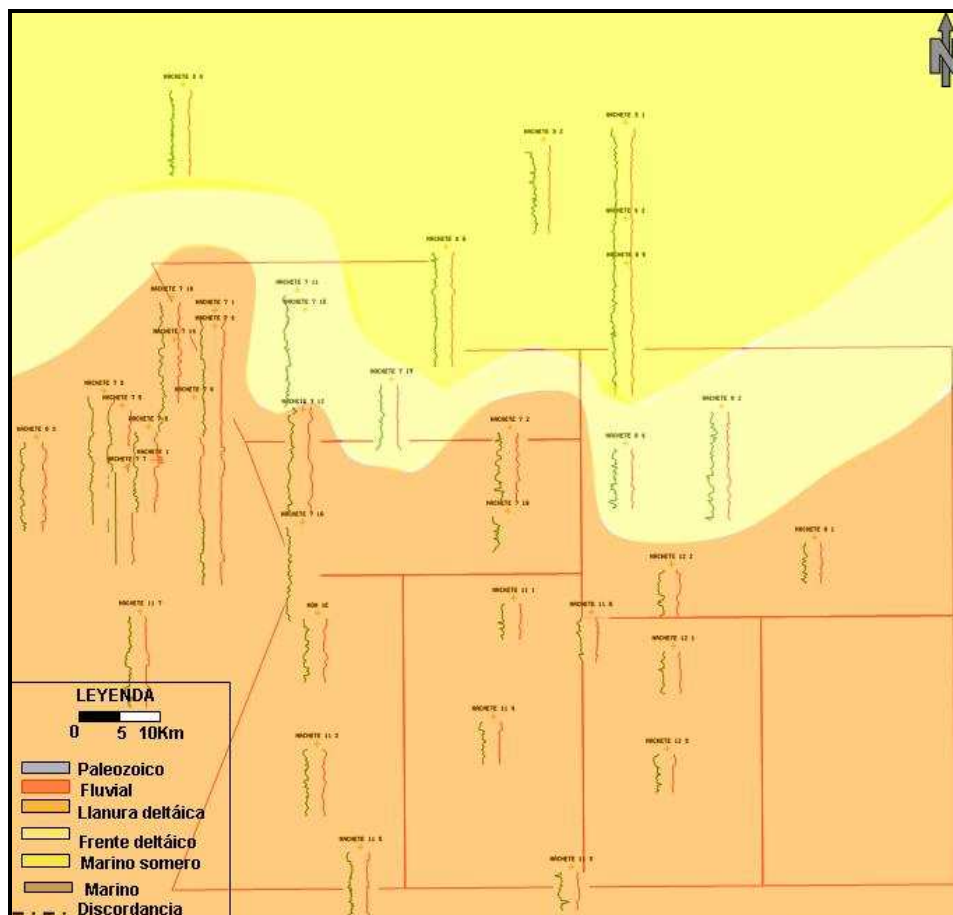


Figura.5.32. Mapa de electrofacies del Sistema Encadenado HST6, comprendida entre Intra mfs4_Intramioceno

5.5. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PETROFISICA

5.5.1. Secuencia Oligoceno

En la **Tabla 5.1**, se muestran las propiedades petrofísicas evaluados en los intervalos de interés de los pozos del área de estudio que fueron probados, para la secuencia depositacional I.

Tabla 5.1. Propiedades petrofísicas para la Secuencia Depositacional I (Oligoceno)

Pozo del Área	Intervalo	Electrofacies representativa	Facies	Formación	*API	K (Md)	Sw (%)	Vsh (%)	ANP (pies)	Φ (%)
Byc 08	2810'-2857'		Canal distributivo	Pascua	11,3	3000	25	15	47	27
Byc 13	2780'-2790'		Barra	Pascua	8,5	5000	40	8	10	34
Byc 14	2656'-2688'		Barra	Roblecito	AGUA/PET	4000	25	8	30	30
	2820'-2830'		Canal distributivo	Pascua	5,8	2500	20	14	10	27
Byc 11	2574'-2584'		Canal distributivo	Pascua	5,4	3000	20	17	30	29
Byc 36	2284'-2362'		Canal fluvial	Roblecito	4	3500	30	5	74	28
Byc 20	2740'-2772'		Barras	Pascua	5,2	5000	50	5	14	33
Byc 34	2708'-2730'		Barra	Roblecito	8	3500	40	8	14	29
Byc 33	3004'-3025'		Barras	Roblecito	AGUA TRZ PET	3000	30	8	26	30
Byc 32	2222'-2254'		Canal fluvial	Roblecito	gas	1500	35	25		25
Byc 31	2002'-2012'		Canal fluvial	Roblecito	5,4	5000	30	0	10	31

En el mapa de la figura 5.33, se puede observar la distribución de los pozos que fueron probados en el intervalo correspondiente a la secuencia depositacional 1. Las zonas de interés petrolífero que exhiben las mejores propiedades petrofísicas, se ubican al sur, en las electrofacies de canales fluviales, las cuales presentan porosidades entre 25 y 31% y permeabilidades entre 3500 Md y 5000 Md; y la norte, en las electrofacies de barras de desembocaduras, las cuales presentan porosidades entre 27 y 34% y permeabilidades entre 2500Md y 5000Md.

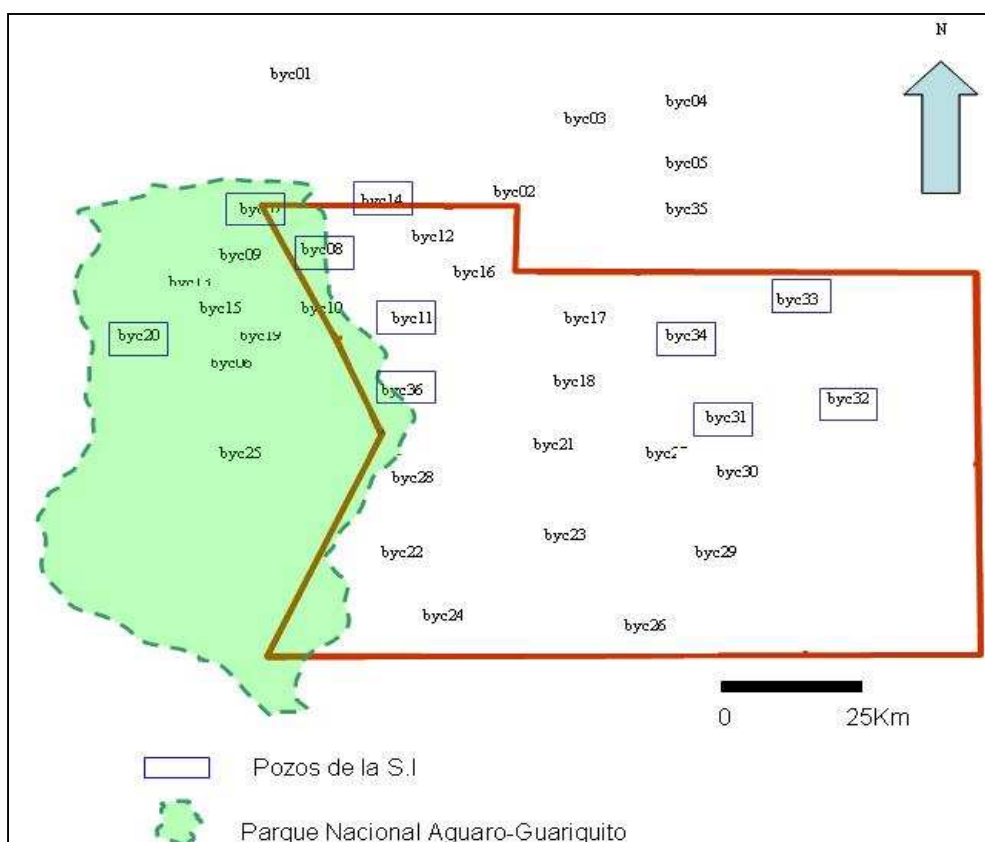


**Figura. 5.33. Ubicación geográfica de los pozos que pertenecen a la Secuencia Depositacional I
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)**

En la **Tabla 5.2**, se muestran las propiedades petrofísicas evaluadas en los intervalos de interés de los pozos del área de estudio que fueron probados, para la secuencia depositacional II.

Tabla 5.2. Propiedades petrofísicas para la Secuencia Depositacional II (Oligoceno)

Pozo del Área	Intervalo	Electrofacies representativa	Facies	Formación	°API	K (Md)	Sw (%)	Vsh (%)	ANP (pies)	Φ (%)
Byc 11	2312' - 2322'		Canal distributario	Roblecito	6	5000	22	7	24	31
Byc 36	1802' - 1826'		Canal distributario	Chaguaramas	5.3	4250	15	5	22	30
	1972' - 2002'		Canal distributario	Roblecito	6.3	3000	10	20	34	27
	1942' - 1960'		Canal distributario	Roblecito	6.3	3700	10	8	22	29
Byc 16	2370' - 2391'		Barra	Chaguaramas	N/R	2500	25	15	14	27
	2402' - 2420'		Canal distributario	Chaguaramas	N/R	3000	50	10	10	29

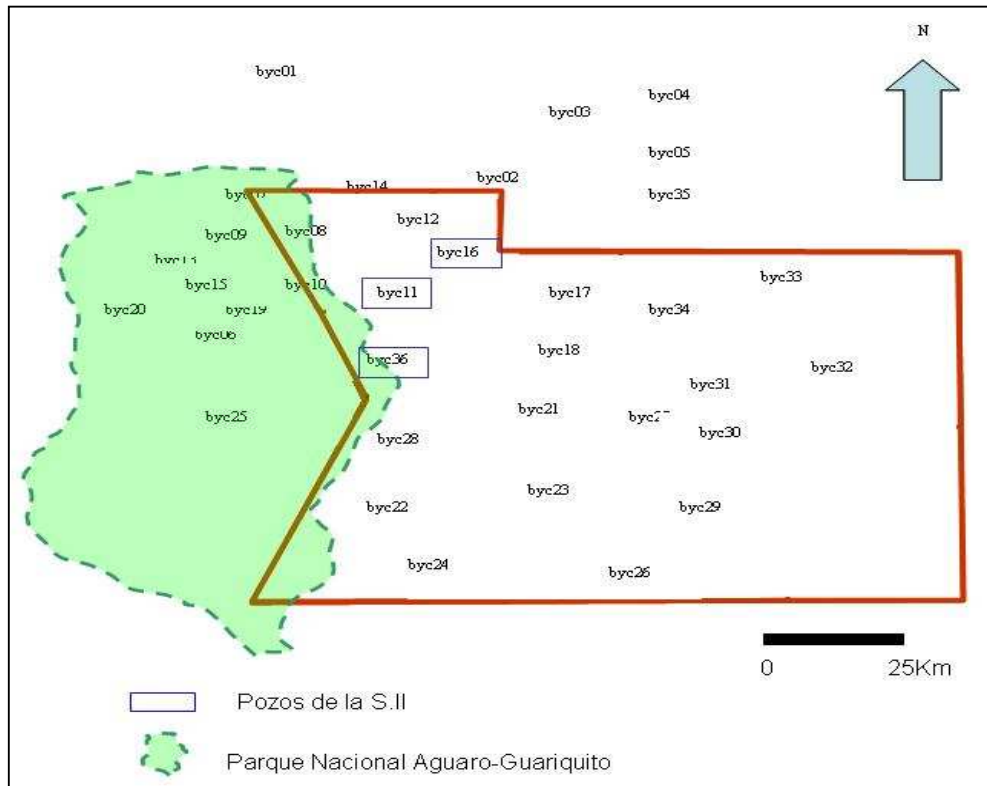


Figura. 5.34. Ubicación geográfica de los pozos localizados dentro de la secuencia depositacional II
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

En el mapa de la figura 5.34, se puede observar la distribución de los pozos que fueron probados en el intervalo correspondiente a la secuencia depositacional II. Las zonas de interés petrolífero que exhiben las mejores propiedades petrofísicas se distribuyen de la siguiente manera:

A) Zona sur: En las electrofacies de canales fluviales, las cuales presentan porosidades entre 27 y 29% y permeabilidades entre 3000 Md y 3700 Md.

B) Zona Central: En las electrofacies de canales distributarios, las cuales presentan una porosidad de 31% y permeabilidad de 5000Md.

C) Zona Norte: En las electrofacies de barras de desembocaduras, las cuales presentan porosidades de 27% y permeabilidad de 2500 Md y en las electrofacies de canales distributarios, con una porosidad de 29% y una permeabilidad de 3000 Md.

5.5.2. Secuencia Mioceno

En la **Tabla 5.3**, se muestra las propiedades petrofísicas evaluados en los intervalos de interés de pozos del área de estudio que fueron probados, para la secuencia depositacional III.

Tabla 5.3. Propiedades petrofísicas para la Secuencia Depositacional III (Mioceno)

Pozo del Area	Intervalo	Electrofacies representativa	Facies	Formación	%API	K (Md)	Sw (%)	Vsh (%)	ANP (pies)	Φ (%)
Byc 02	1994' - 2008'		Barra	Chaguaramas	14.7	2500	40	20	12	26

En el mapa de la figura 5.35, solo el pozo BYC02, probó en la secuencia depositacional III. El intervalo de interés se ubica en un electrofacies de barra desembocadura, con una porosidad de 26% y una permeabilidad de 2500Md.

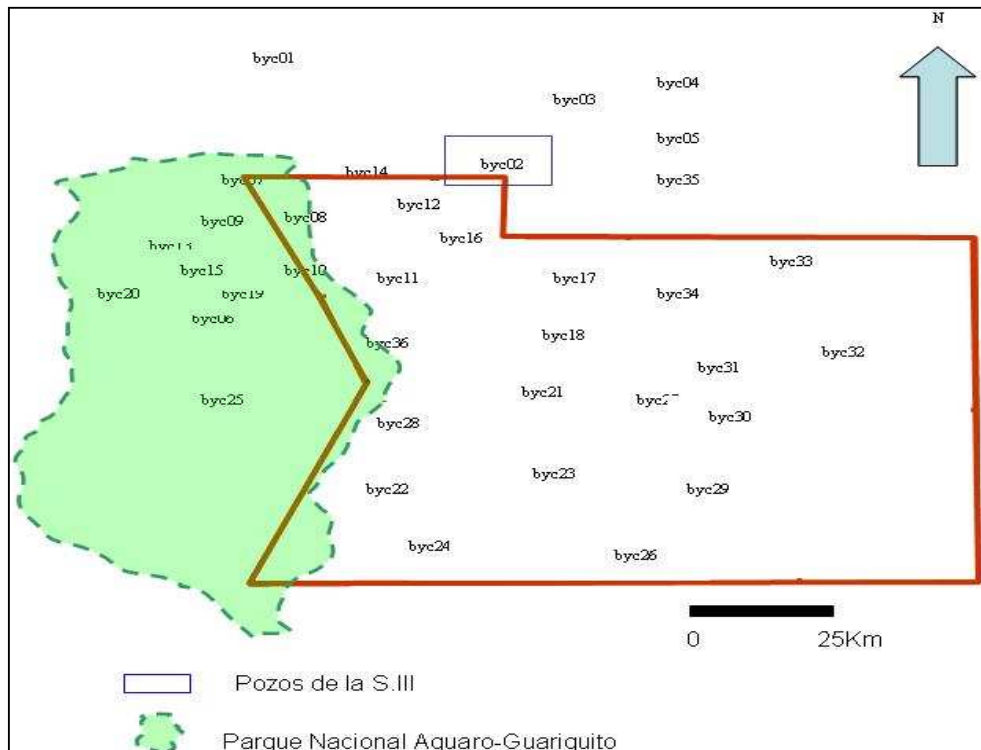


**Figura. 5.35. Ubicación geográfica de los pozos localizados dentro de la secuencia depositacional III
PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)**

En la **Tabla 5.4**, se muestran las propiedades petrofísicas evaluadas en los pozos del área de estudio que fueron probados, para la secuencia depositacional IV.

Tabla 5.4. Propiedades petrofísicas para la Secuencia Depositacional IV (Mioceno)

Pozo del Area	Intervalo	Electrofacies representativa	Facies	Formación	°API	Gas	K (Md)	Sw (%)	Vsh (%)	ANP (pies)	Φ (%)
Byc 11	1790'- 1800'		Canal fluvial	Chaguaramas	5.8		5000	37	5	10	32
Byc 16	1826'- 1860'		Canal Fluvial	Chaguaramas	7.2		3500	40	8	28	29
Byc 32	1766'-1794'		Canal Fluvial	Pascua	7.2		3000	35	8		29
Byc 31	1830'-1850'		Canal fluvial	Chaguaramas	5.1		500	15	50		17
	1585'-1614'		Canal distributario	Chaguaramas		1560	5000	35	6	29	31

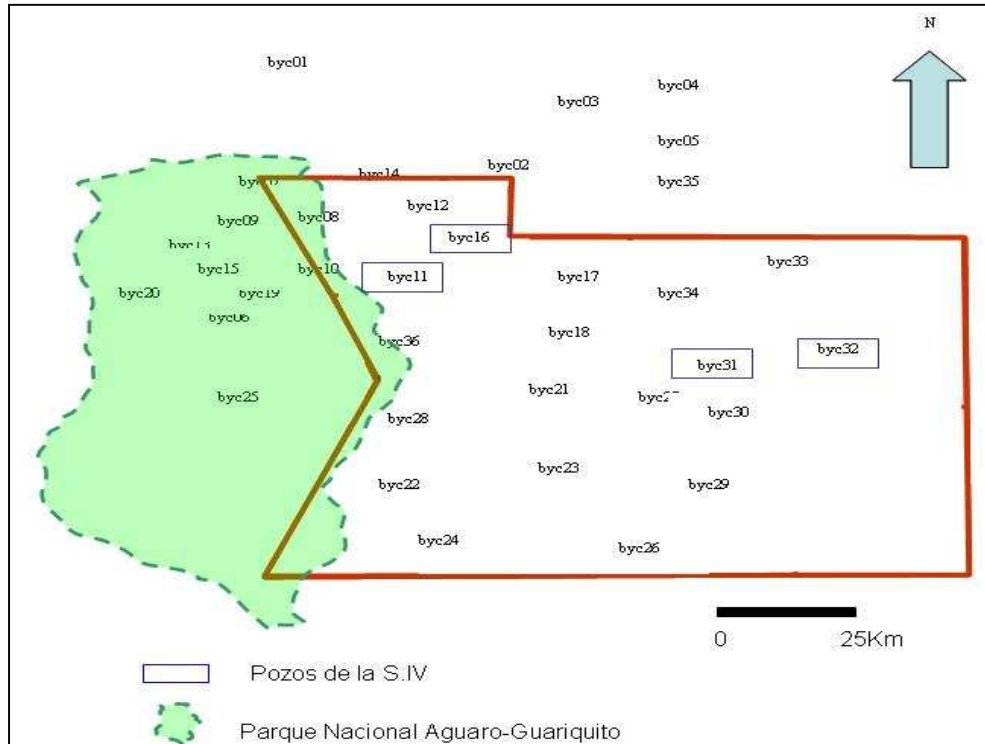


Figura. 5.36. Ubicación geográfica de los pozos localizados dentro de la secuencia depositacional IV PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP (2006)

En el mapa de la figura 5.36, se puede observar la distribución de los pozos probados en el intervalo correspondiente a la Secuencia Depositacional IV. En los pozos ubicados al sur de la zona, las electrofacies de canales fluviales presentan porosidades de 17 y 29% y permeabilidades muy variable de 500 Md y 3000 Md respectivamente. Adicionalmente, se probó en una electrofacies de canal distributivo que presenta una mejor calidad de roca, reportándose una porosidad de 31% y una permeabilidad de 5000 Md.

En los pozos probados hacia el norte del área de estudio, las zonas de interés petrolífero que exhiben las mejores propiedades petrofísicas se ubican en las electrofacies de canales fluviales, las cuales presentan una porosidad promedio de 31% y una permeabilidad promedio de 4250 Md.

5.6. ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERO

Para la selección de las áreas de interés, se tomaron en cuenta en primer lugar, la estructura a nivel del Oligoceno y Mioceno, tales como altos contra fallas, las facies sedimentológicas de los reservorios y su relación con el tipo de sellos (si es regional y/o pares sellos).

5.6.1. Sección Oligoceno

De acuerdo con el estudio estratigráfico-estructural realizado para el intervalo Oligoceno, se propone como zona de interés petrolífero, aquella ubicada entre el área central de la zona de estudio y el límite sur de la cuña Oligoceno contra la falla de Altamira, por observarse las siguientes características:

- a) Presencia de un sistema de fallas normales e inversas, subparalelas, con una dirección N85°E, subverticales, con saltos de 125' (38,10 m) a 250' (76,20 m) (fallas normales) y 50' (15,24 m) a 80' (24,38 m) (fallas inversas).
- b) Dominan las electrofacies de canales fluviales, canales ditributarios y barras de desembocadura, las cuales representan excelentes reservorios.

Las características antes señaladas, permiten proponer la existencia de buenas trampas combinadas. En la mayoría de los pozos ubicados en esta zona que fueron probados en la sección Oligoceno, se observó la presencia de hidrocarburos con gravedades entre 4 y 11° API, y arenas con buena porosidad y permeabilidad. Otra zona de interés petrolífero es el área conocida como Alto Machete, en donde se observa el levantamiento de la secuencia Oligoceno resultado de la reactivación de fallas activas durante el Oligoceno.

5.6.2. Sección Mioceno

De acuerdo con el estudio estratigráfico-estructural realizado para el intervalo Mioceno, se observa que, a diferencia del intervalo Oligoceno, las fallas no presentan grandes saltos. Sin embargo, los patrones de electrofacies observados corresponden a canales fluviales, canales distributarios y barras desembocadura que constituyen por excelencia buenas trampas estratigráficas.

Con relación a las zonas de interés petrolífero, se propone la siguiente jerarquización tomando en cuenta el interés prospectivo:

- a) Zona sur del área de estudio: se propone como la más prospectiva. El intervalo está caracterizado por un apilamiento de arenas, cuando hay presencia de lutitas las mismas se observan con espesores muy delgados.
- b) Zona central del área de estudio: Le sigue en importancia, se observa la presencia de numerosos canales fluviales y canales distributarios, el espesor de las lutitas incrementa. La mayoría de los pozos que fueron probados en esta área, mostraron la presencia de petróleo entre 5,1° y 7,2° API en intervalos correspondientes a canales fluviales.
- c) Zona norte: de manera general, los pozos que presentan potencial petrolífero se ubican hacia el extremo oeste en donde se observa la presencia de canales distributarios y barras de desembocadura.

SUMARIO Y CONCLUSIONES

- De la interpretación sísmica en el intervalo del Terciario, se identificaron dos (2) secuencias sísmicas: la Secuencia Oligoceno y la Secuencia Mioceno.
- De los 36 pozos correlacionados dentro del área de estudio, se identificaron 7 límites de secuencias que delimitan 6 secuencias depositacionales de tercer orden; 2 para la secuencia Oligoceno y 4 para la secuencia Mioceno. En cada una de estas secuencias depositacionales se identificaron depósitos acumulados en los sistemas encadenados transgresivo y de alto nivel.
- Se describieron dos núcleos y se reconocieron 6 facies clásticas: tres facies de arenas (A, A1, A2), una facies arcilítica (L), una facies limolítica (LM), y una facies heterolítica (H).
- En los registros eléctricos se identificaron 6 electrofacies: electrofacies de canales fluviales, electrofacies de canales distributarios, electrofacies de llanura deltáica, electrofacies de barras de desembocadura, electrofacies de islas de barrera y electrofacies de lutitas marinas.
- Se reconocieron los siguientes sistemas depositacionales: a) ambiente fluvial, b) ambiente deltáico, caracterizado por canales distributarios, llanura deltáica y frente deltáico y c) ambiente marino, caracterizado por islas de barrera y lutitas marinas.
- Las acumulaciones de hidrocarburos para la secuencia Oligoceno corresponde a crudos de gravedades entre 4 y 11,3° API, los cuales se identificaron en depósitos de canales fluviales, canales distributarios y barras de desembocaduras; los cuales presentan porosidades que varían entre 27% y 33% y permeabilidades entre 1500Md y 5000Md. Para la

secuencia Mioceno, las acumulaciones de hidrocarburos se corresponden con crudos de gravedades entre 5,1 y 14,7° API, los cuales se identificaron en depósitos de canales fluviales, canales distributarios y barras de desembocaduras, los cuales presentan porosidades que varían entre 17% y 32% y con una permeabilidad muy variada entre 500 Md y 5000Md.

- Las mejores zonas de interés petrolífero en la secuencia Oligoceno, se ubican en el límite sur de la cuña Oligocena contra la falla de Altamira y para la secuencia Mioceno, como primer orden importante, se ubican hacia el área sur caracterizados por canales apilados de arena; como segundo orden de importancia la zona central con numerosos canales fluviales y canales distributarios.

RECOMENDACIONES

- Adquirir una información de pozos para generar un modelo para la producción.
- Se recomienda una evaluación en las zonas con potencial no probado.

BIBLIOGRAFÍA

ALLEN G.P. (1992) **Sequence Stratigraphic Analysis in clastic sediments**. Centre Scientifique, Inédito. 35p.

ANDERTON (1995), **Clastic Facies Models and facies analysis en sedimentology recent Develoments and Apllied aspects** Edited by P-J Williams. Published for the Geological Society by Blackwell Scientific publications.

ARREAZA C. (2002). **Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela**. Informe Interno PDVSA. Inédito.

AUDEMARD, F. (1985). **Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela**. Ponencia presentada en: VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, 1985, S.V.G., 1:70-108.

BENEDETTO, J. L. y PUIG E. (1985). **La secuencia sedimentaria Precámbrico-Paleozoico Inferior pericratónica del extremo norte de Sudamérica y sus relaciones con las cuencas del norte de África**. VI Congreso Geológico Venezolano. P.140-153.

CANT, D. (1982). **Fluvial Facies Model and Their Aplication**, En: **Sandstone Depositional Environments**. American Association of Petroleum Geologist. Memoir 31. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 115-137 p.

COLEMAN, J. and WRIGHT, L. (1975). **Modern River Deltas: Variability of Processes and Sand Bodies**. In: **Deltas, Models for Exploration.**, Houston Geological Society. 99 – 149 p.

COORDINACIÓN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (1983). **Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco**. PDVSA, S.A

DARMAN, H. (1999). **Modern Mahakam Delta, East Kalimantan (Borneo), Indonesia.** Comission of IAGI (1995): Indonesian sedimentologists forum.
<http://fosi.iagi.or.id/mahakam/mah-morphology.htm>, (10/07/2005)

DI CROCE, J. (1999) **Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin.** En Mann, P. (ed) Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the world, 4. Elsevier Science B.V., Amsterdam. 419-476 p.

ESCALONA, N., (1985). **Relaciones estratigráficas con el método de minerales pesados,** Área Machete, Faja Petrolífera del Orinoco. VI Congr. Geol. Venez., Caracas, Soc. Venezolana Geol., Mem. 1: 536-587.

FEO-CODECIDO, G.; SMITH, F. D. JR.; ABOUD, N.y DI GIACOMO, E (1984).**Basement and Paleozoic rocks of the Venezuelan Llanos Basins.** Geol. Soc. Amer., Mem. 162:175-187.

FIORILLO G., MONTIEL E., ITURRALDE J., GONZÁLEZ L., FUNES, D., BOESI T y., BASS I. (1983). **Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área de Machete.** PDVSA: 347p.

GALLOWAY, W. (1975). **Process Framework for Describing the Morphologic and Stratigraphic Evolution of Deltaic Depositional Systems.** In: **Deltas, Models for Exploration.** Houston Geological Society. 87-98 p.

GALLOWAY, W. and HOBDA, D., (1983). **Terrigenous Clastic Depositional Systems. Applications to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration.** Segunda Edición. Springer, New York. 423 p.

GONZÁLEZ DE JUANA (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas Caracas.** Ediciones FONINVES, V.2, 1031p, 620 p.

GOSH S., Michel J., MONTAGGIONI P. (1983). **Reconocimiento de la Sección paleozoica de la Faja Petrolífera del Orinoco. Áreas de Machete y Zuata**". Informe técnico INTEVEP, S.A.

GRESSLY (1838), Gressly, A. (1838). Observation geologiques sur le ura Soleurois. N.Denkschr. allg. schweiz. Ges. ges. Naturw., 2, 1-112.

HEDBERG, H. D., (1947). **Oilfields of the Greater Oficina Area, central Anzoátegui**,. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 31(12): 2089-2169.

_____ (1950). **Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion)**, Geol. Soc. Am., Bull., 61(11): 1173-1216.

KISER, (1987). **Exploration Results, Machete Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela**. Journal of Petroleum Geology, 10(2): 149-162.

LEXICO ESTRATIGRAFICO DE VENEZUELA (1997). 3era edición.

MACHADO V. (2003). **Modelo sedimentológico estratigráfico de la secuencia Paleozoica en la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenca Oriental de Venezuela**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Inédito 101 p.

MAGUREGUI J., EURIBE A. (1984), **Estudio geológico del núcleo del pozo MCH 6-3X, Área de Machete, Faja Petrolífera del Orinoco**. Informe técnico Intevep, S.A.

MIALL, A. (1997). **The Geology of Stratigraphic Sequences**. Springer - Verlag, Nueva York, 443 p.

MINISTERIO ENERGÍA Y PETROLEO (2004) Definición y normas de las reservas de hidrocarburos.

MITCHUM, M.R., VAIL, P.R. and. SANGREE. (1977). **Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequence.** American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26.

MACHADO V. (2003). **Modelo sedimentológico Estratigráfico de la Secuencia Paleozoica en la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenca Oriental de Venezuela.** Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Inédito 101 p.

MORALES M. (2002). **Interpretación estratigráfica del Área de Socororo,** operado por Petroucy, Estado Anzoátegui. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, escuela de Geología, Minas y Geofísic. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Geólogo, inédito, 114p.

Ohio Wesleyan University, Department of geology & geography 2005. Ríos Entrelazados. http://go.owu.edu/~jbkrygie/krygier_html/geog_111/geog_111_lo/, (10/07/2005)

ORSINI M. (2004). **Geología de las arena P1A P3 de la Formación Oficina, Campo Dación, estado Anzoátegui.**

OSTOS, M. y YORIS, F. G. (1997). **Conferencia Evaluación de Pozos.** Schlumberger - Surency C.A. 1ra. Ed. Español ; Jolley Printing (Texas) : Cap. 1 : 1 - 17 ; 24 - 44.

PARNAUD, F.; GOU, Y.; PASCUAL, JC.; CAPELLO, M.A.; TRUSKOWSKI, Y.; PASSALACQUA, H. & ROURE, F (1995). **Petroleum Geology of the Central Part**

of the Eastern Venezuelan Basin. En: Tankard, A.; Suárez, R & Welsik, H.J. Petroleum Basins of South America. Amer.Assoc.Petrol.Geol., Mem.62: 741-756.

PATTERSON, J. M. and. WILSON, J. G (1953). **Oil fields of Mercedes region, Venezuela.** Bull., Amer. Assoc. Petr. Geol., 37(12): 1850-1878.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. (1983). **Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Machete.** Volumen VI.

PINDELL, J. L. y BARRETT, S. F. (1990) **Geological evolution of the caribbean region; a plate-tectonic perspective.** GSA Decade N. Amer. Geol. Vol. H (The Caribbean Region) p. 405-432

PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVAS, PDVSA-CVP(2006)

READING, H. (1986). **Sedimentary Environments and Facies.** Segunda Edición. Blackwell Scientific Publications. Londres, Inglaterra. 615 p.

SCHLANGER (1987); Schlanger, S. O., Arthur, M. A., Jenkyns, H. C. & Scholle, P. A. in Marine Petroleum Source Rocks (eds Brooks, J. & Fleet, A. J.) 371–399 (Geol. Soc. London, spec. Publn 26, 1987).

SHULUMBERGER. (1997). **Evaluación de Pozos.** Shulumberger. Venezuela. Vers. Digital (CD).

SCHULUMBERGER (2004). Guía de Geología Petolera. Venezuela

SMITH F. (1980). **El Basamento y las rocas Paleozóicas en la parte norte de Venezuela.** Informe Técnico Corpoven S.A. Inédito. 19 p.

SOLORZANO, E., PAREDES, I; GONZALEZ, M., GALLANGO, O. Y AGUADO, B. (2002). **Datos sedimentológicos, geoquímicas y bioestratigráficos del pozo MCH-7-8X del área Machete** estudios posibles de roca madre y yacimientos pre-cretácicos, proyecto 4020. PDVSA-INTEVEP S.A., INT-9073,2001.

STEPHAN, J. F. BLANCHET, R. y MERCIER DE L., B. (1990) **Les festons nord et sud-Caraïbe (Hispaniola-Porto Rico, Panama et Colombie-Venezuela): des pseudo-subductions induites par le raccourcissement Est-Quest du bâti continental peri-Caraïbe.** Symposium Geod. des Caraïbes, Ed. Technip, 35-52p.

SUMMA, L., E. Goodman, M. Richardson, I. Norton, A. Green. (2003). **Hydrocarbon Systems of Northeastern Venezuela: Plate Through Molecular Scale-Analysis of the Genesis and Evolution of the Eastern Venezuela Basin.** Marine and Petroleum Geology, N° 20. 323-349 p.

University of Montana, Department of geology 2005. **Sistema anastomosado al sureste de Saskatchewan, Alaska.** www.umt.edu/.../hendrix/g432/g432_L16.htm, (10/07/2005)

University of Montana, Department of geology 2005. **Sistema meandriforme al sureste de Alaska.** www.umt.edu/.../hendrix/g432/g432_L16.htm, (10/07/2005)

University Texas, Department of geology 2005. **Delta dominado por mareas.** http://www.utdallas.edu/~jbt015000/gallery/MSS-rocks/delta_floodtidaldelta, (10/07/2005).

VAIL (1984) Fatti, J., Smith, G., Vail, P., Strauss, P., and Levitt, P., 1994, **Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique**, Geophysics,59, 1362-1376.

VAN WAGONER, J. (1990) **Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High Resolution Correlation of Time and Facies**. American Association of Petroleum Geologist, Methods in Exploration Series, N° 7. 52 p.

VARELA E. (2004). “**Estudio Sedimentológico de los capas rojas en el Área de Machete, estado Guárico**”.

VERA, J.A. 1994. **Estratigrafía. Principios y Métodos**. Ed. Rueda, Madrid, 1-806.

WALKER, R. and JAMES, N. (1992). **Facies Model. Response to Sea Level Change**. Geological Association of Canada. St. John's, Newfoundland, Canada; 409 p.