

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DEFINICIÓN DE UN MODELO SISMOESTRATIGRÁFICO SOBRE LAS UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS SEDIMENTADAS DURANTE EL MIOCENO TEMPRANO-MEDIO EN LA DIVISIÓN CARABOBO, UBICADA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Betancourt E Gabriel A
Para optar por el Título de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DEFINICIÓN DE UN MODELO SISMOESTRATIGRÁFICO SOBRE LAS UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS SEDIMENTADAS DURANTE EL MIOCENO TEMPRANO-MEDIO EN LA DIVISIÓN CARABOBO, UBICADA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Mauricio Hernández

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Carlos Linares

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Betancourt E Gabriel A
Para optar por el Título de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2019

Caracas, Mayo 2019

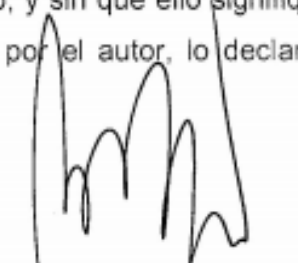
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el trabajo especial de grado presentado por el Bachiller Gabriel A, Betancourt E., Titulado:

**“DEFINICIÓN DE UN MODELO SISMOESTRATIGRÁFICO SOBRE
LAS UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS SEDIMENTADAS
DURANTE EL MIOCENO TEMPRANO-MEDIO EN LA DIVISIÓN
CARABOBO, UBICADA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”.**

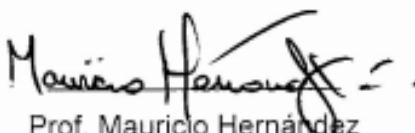
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Enrique Toribio
Jurado Miembro Principal



Prof. Ricardo Alezones
Jurado Miembro Principal



Prof. Mauricio Hernández
Jurado Miembro Principal
Tutor Académico

DEDICATORIA

El Presente trabajo está dedicado a mis padres Gustavo Betancourt y Yelitza de Betancourt, quienes con su apoyo, sacrificio y amor lograron inculcarme los valores de humildad, responsabilidad, respeto y perseverancia que hicieron posible la culminación de esta meta.

A mi novia y futura esposa Marlin Ibarra por ese apoyo incondicional, por estar a mi lado en los momentos más difíciles y ayudarme a salir adelante durante todos estos años.

AGRADECIMIENTOS

A nuestra Universidad Central de Venezuela por haberme dado todo lo necesario para lograr esta meta ya que más que una universidad fue un hogar a lo largo de todos estos años.

A todos y cada uno de los profesores de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica en especial a mi tutor académico Prof. Mauricio Hernández quienes con su paciencia y sus ganas de enseñar hicieron de mí el ingeniero que puede decir con orgullo se formó siguiendo cada uno de sus consejos.

A PDVSA INTEVEP, por permitirme hacer uso de sus instalaciones para la realización de este trabajo, y en especial a mi tutor industrial Carlos Linares y colaboradores por sus consejos y apoyo que ayudaron a que este trabajo se realizara de la mejor manera y a mi capacitación y evolución de estudiante a profesional.

A mis padres, hermanos y demás familiares que de una u otra forma aportaron su granito de arena en los momentos que más los necesitaba para no rendirme y seguir adelante ante las adversidades.

A mi novia y futura esposa Marlin Ibarra por estar ahí cuando más lo necesitaba, por sus consejos, su apoyo incondicional, y sus palabras de aliento, de verdad mil gracias Princesa.

A mis compañeros de esta gran universidad, en especial a mis hermanos de carrera: Ibrahim Antypas, Jonathan Tovar, Luis Garrido, Pedro Carrasquel, Carlos Pestana, Jeancarlos Arteaga, Richard Córdova, Elvis

Arbeláez, Gerard Gallardo Pedro Osorio, Christian Cedillo por ayudarme de una u otra forma a finalizar esta meta que comenzó como un sueño y hoy se ha hecho realidad.

Betancourt E., Gabriel A

**DEFINICIÓN DE UN MODELO SISMOESTRATIGRÁFICO
SOBRE LAS UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS
SEDIMENTADAS DURANTE EL MIOCENO TEMPRANO-MEDIO
EN LA DIVISIÓN CARABOBO, UBICADA EN LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

**Tutor Académico: Prof. Mauricio Hernández. Tutor Industrial: Ing.
Carlos Linares.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología,
Minas y Geofísica. Año 2019, 125p.**

Palabras Claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Carabobo,
Sismoestratigrafía, Cronoestratigrafía, Mioceno Temprano.

RESUMEN.

El propósito de este trabajo es realizar un modelo para una interpretación sismoestratigráfica ajustada a conceptos de estratigrafía secuencial y de esta forma predecir las condiciones de el o los yacimientos presentes en el área, (División Carabobo) mediante la integración de estudios biestratigráficos, estudios sedimentológicos de núcleos. Para ello se creó una base de datos con la finalidad de evaluar, validar y certificar la veracidad y confiabilidad de los datos de entrada para su interpretación, además de su acondicionamiento y mejora mediante el ajuste de los *misties* de cada una de la líneas sísmicas que lo requirieron, aplicación de paletas de colores y escala de amplitud para mejora la nitidez de las líneas sísmicas, para disminuir al máximo la incertidumbre de dicha interpretación. Esta se realizó

a nivel estratigráfico (correlación Litológica), a partir de registros GR_Z, RHOB_Z, DT_Z y SP_Z certificados por los geofísicos expertos, que permitió correlacionar a nivel regional las superficies , SB-1, SB-2, SB-3, MRS-1,MRS-2,MFS-1 y MFS-2 a lo largo de 24 secciones geológicas, su identificación permitió localizar cada uno de los sistemas encadenados presentes, aplicando el Modelo de Secuencia Depositacional IV (variante de la escuela Exxon) que ubica al límite de secuencia al final de la caída del Nivel Base, logrando definir: dos sistemas encadenados de bajo nivel (LST), tres sistemas encadenados transgresivos (TST) y dos sistemas encadenados de alto nivel (HST) , dicha correlación una vez realizado el amarre correspondiente (Sísmica-Perfil de pozo) a partir de la realización del sismograma sintético sobre el pozo CIS-1, permitió reducir al máximo la incertidumbre en la extensión de las superficies límites principales, SB-1,MFS-1,MRS-2 y SI-1 contenidos en los horizontes sísmicos H1,H2,H3 y H4 respectivamente, a lo largo de toda el área. Esto permitió evaluar donde la resolución sísmica (Sísmica 2D y 3D) lo permitió, las variaciones de los patrones sismoestratigráficos de la columna estudiada (Progradantes y Retrogradantes) y sus terminaciones sísmicas características por debajo y encima (*Onlap* y *Downlap*) de cada una de las superficies evaluadas, Límites de secuencias (SB), superficies de máxima regresión (MRS) y superficies de máxima inundación (MFS), que delimitarán cada uno de los sistemas encadenados presentes. Dicha correlación se realizó mediante un mallado de correlación paralelo y perpendicular a la sedimentación (Estudios Previos) a nivel de datos sísmicos, además mediante la generación del mapa estructural en profundidad en base al marcador geológico SB-1(Basamento) del área se logró determinar el estilo estructural imperante en la zona y la influencia de la tectónica sobre la sedimentación de las unidades presentes en el área a través de la identificación de los rasgos estructurales más importantes.

INDICE

DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XV
INDICE DE TABLAS.....	XXIII
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Ubicación del área de estudio	3
1.2. Objetivos	6
1.2.1. Objetivo general.....	6
1.2.2 Objetivos específicos.....	6
1.3. Alcances.....	7
CAPÍTULO II.....	8
MARCO REFERENCIAL	8
2.1. Antecedentes	8
2.1.1. Crespo (2008).....	8
2.1.2. Zamora (2009).....	8
2.1.3. González (2013)	9
2.1.4. Albertini y Cadena (2014)	9
2.1.5. Teixeira (2016).....	9
2.2. Geología Regional.....	10
2.2.1. Características generales de la cuenca oriental de Venezuela	10

2.2.2. Estratigrafía-Dominio Oriental	11
➤ Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico) .	11
➤ Formación Oficina (Terciario)	11
• Miembro Morichal	12
• Miembro Informal Yabo	13
• Miembro Informal Jobo	14
• Miembro Informal Pílon	14
➤ Formación Freites.....	14
➤ Formaciones Las Piedras y Mesa.....	15
2.3. Evolución Geodinámica de La Cuenca Oriental de Venezuela (División Carabobo).....	17
2.3.1. Megasecuencia de Etapa Pre-Rift	17
2.3.2. Megasecuencia de Etapa Rift	17
2.3.3. Megasecuencia de Margen Pasivo.....	18
2.3.4. Megasecuencia de Colisión Oblicua.....	18
2.4. Marco Teórico	20
2.4.1. Historia y Evolución del Análisis Estratigráfico	20
2.4.2. Modelos de Análisis Estratigráficos Secuenciales.....	22
2.4.3. Superficies Estratigráficas	24
➤ Discordancia Subaérea (<i>Subaerial Unconformity</i>) SU	24
➤ Concordancia Correlativa (<i>Correlative Conformity</i>) CC	26
➤ Superficie Regresiva de Erosión Marina (<i>Regressive Surface of Marine Erosion</i>) RSME	28
➤ Superficies de Maxima Regresión (<i>Maximum Regressive Surface</i>) MRS	28

➤	Superficie Transgresiva de Enravamiento (<i>Transgressive Ravinement Surfaces</i>) TRS	31
➤	Superficie de Máxima Inundación (<i>Maximum Flooding Surface</i>) MFS.....	32
➤	Superficie basal de regresión forzada (<i>Basal Surface of Forced Regression</i>) BSFR.....	35
2.5.	Sistemas Encadenados.....	36
2.5.1.	Sistemas Encadenados (<i>Systems Tracts</i>).....	36
➤	Sistema encadenado de nivel alto o <i>Highstand Systems Tracts (HST)</i>	39
➤	Sistema encadenado de decaimiento del nivel base o <i>Falling Stage Systems Tracts (FSST)</i>	40
➤	Sistema encadenado de nivel bajo o <i>Lowstand Systems Tract (LST)</i> 42	
➤	Sistema encadenado Transgresivo o <i>Transgressive Systems Tract (TST)</i> 44	
2.6.	Geometría estratál y/o de los estratos.....	46
2.6.1.	Truncamiento.....	46
2.6.2.	Toplap.....	47
2.6.3.	Onlap	47
2.6.4.	Downlap.....	48
2.6.5.	Offlap	48
2.7.	Otras Definiciones	49
2.7.1.	Eustasia.....	49
2.7.2.	Acomodación.....	49
2.7.3.	Agradación.....	49

2.7.4.	Retrogradación	50
2.7.5.	Progradación	50
2.7.6.	Secuencia.....	50
2.7.7.	Nivel Base.....	51
2.7.8.	Registros o perfiles de Pozos	52
2.7.9.	Sección Sísmica	53
2.7.10.	Sismograma Sintético.....	54
2.7.11.	Facies Sísmica	54
2.7.12.	Física de Rocas	55
2.7.13.	Ciclo Estratigráfico.....	56
CAPÍTULO III.....		57
MARCO METODOLÓGICO.....		57
3.1.	Etapa 1.....	58
3.1.1.	Documentación de información Geológica y geofísica del Área	58
3.1.2.	Evaluación, validación y certificación de los datos	58
3.1.3.	Carga de Base de Datos Sísmicos	64
3.1.4.	Mejora y Tratamiento de datos sísmicos	69
3.1.5.	Integración de los Datos	74
3.2.	Etapa 2.....	74
3.2.1.	Generación y correlación de Superficies Estratigráficas...	74
3.3.	Etapa 3.....	79
3.3.1.	Definición y ajuste de superficies estratigráficas limites en las líneas sísmicas (Sismograciones)	79

3.3.2.	Definición de horizontes y correlaciones en secciones sísmicas	81
CAPÍTULO IV		82
RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		82
4.1.	Superficies Estratigráficas Límites	82
4.1.1.	SB-1 <i>Sequence Boundary 1</i> o (Límite de secuencia 1):	82
4.1.2.	SB-2 <i>Sequence Boundary 2</i> (límite de secuencia 2):	84
4.1.3.	SB-JoboSuperior <i>Sequence Boundary</i> (Limite de secuencia Jobo Superior):	86
4.1.4.	MRS-1 <i>Maximum Regression Surface</i> (Superficie de Máxima Regresión 1):	88
4.1.5.	MFS-1 <i>Maximum Flooding Surface 1</i> (Superficie de Máxima Inundación):	91
4.1.6.	MRS-2 <i>Maximum Regressive Surface 2</i> (Superficie de Máxima Regresión):	93
4.1.7.	MFS-2 <i>Maximum Flooding Surface 2</i> (Superficie de Máxima Inundación):	95
4.1.8.	SI (n) Superficie de Inundación:	96
4.2.	Horizontes Sísmicos	98
4.2.1.	Horizonte 1	98
4.2.2.	Horizonte 2	98
4.2.3.	Horizonte 3	99
4.2.4.	Horizonte 4	100
4.3.	Análisis Sismoestratigráfico del Alto de Uverito	101
4.4.	Sismograma Sintético Pozo CIS-1	106

4.5.	Interpretación sísmica	108
4.6.	Sistemas Encadenados.....	110
4.7.	Análisis de estilos estructurales	113
4.8.	Modelo Conceptual de variaciones del Nivel Base sobre la Columna Estratigráfica del área de Estudio	116
	SUMARIO Y CONCLUSIONES	119
	RECOMENDACIONES.....	121
	BIBLIOGRAFÍA.....	122

INDICE DE FIGURAS

Figura-1: Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco tomado y modificado de Barrios, M. (2011).....	4
Figura-2: Ubicación División Carabobo tomado y modificado de: http://www.pdvsa.com	5
Figura-3: Columna estratigráfica de la Cuenca oriental de Venezuela, tomado y modificado LEV, 1997	16
Figura-4: Evolución Geodinámica de la cuenca oriental de Venezuela ..	19
Figura-5: Secuencias, Sistemas encadenados y superficies estratigráficas definidas en relación con las curvas de nivel base y transgresivo-regresivas (modificadas de Catuneanu <i>et al.</i> , 1998b)	23
Figura-6: Sección estratigráfica que muestra en pozos tipos la ubicación de los tipos de discordancias subaéreas presentes en el área de estudio (División Carabobo)	26
Figura-7: Sección sísmica tipo donde se aprecia la superficie CC por Hunt and Tucker, 1992. Tomado y modificado de <i>Debating Methods Surfaces Umts & Terminology of sequence Setratigraphy (CATUNEANU-EMBRYS)</i>	27
Figura-8: Sección estratigráfica que muestra en pozos tipos dentro del área de estudio la ubicación de la superficie de máxima regresión (MRS), en base a sus características perfiles de pozos (análogos teóricos del MRS vistos en datos de núcleos y registros)	29
Figura 9: Sección Sísmica tipo que muestra la superficie de máxima regresión MRS. Tomado y Modificado <i>Debating Methods Surfaces Umts & Terminology of sequence Setratigraphy (CATUNEANU-EMBRYS)</i>	30
Figura-10: Sección estratigráfica que muestra en pozos tipos la ubicación de la superficie de máxima inundación MFS-1, ocurrida en un período	

correlativo a la sedimentación del Miembro litoestratigráfico de Yabo (análogo teórico del MFS visto en núcleos, afloramientos y estudios bioestratigráficos).....34

Figura-11: En la imagen se identifica la expresión sísmica de una superficie de máxima inundación en un entorno costero a marino poco profundo (A: línea sísmica no interpretada; línea sísmica interpretada B; modificada de Brown et al., 1995).....35

Figura-12: Sistema transgresivo: Retrogradación y agradación, asciende el nivel de base y se genera la transgresión (tomado y modificado de Catuneanu, 2006)36

Figura-13: Sistema de nivel alto: Tasa baja de agradación y progradación, aumento a nivel de base en la costa y regresión normal (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006)39

Figura-14: En la imagen se identifica la expresión sísmica donde resalta en la parte superior el Sistema encadenado de alto nivel (HST). (A: línea sísmica no interpretada; línea sísmica interpretada B; modificada de Brown et al., 1995).....40

Figura-15: Sistema de decaimiento del nivel base: Tasa baja de progradación, cae el nivel de base generando una regresión forzada (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006)41

Figura-16: Se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones *offlap* sobre patrones progradante tipo *downlap* hacia la cuenca, representando el tope del *Falling Stage Systems Tracts* FSST ...42

Figura-17: Sistema nivel bajo: Tasa baja de agradación y progradación, asciende el nivel de base y se genera una regresión normal (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006)43

Figura 18: se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones <i>downlap</i> progradando hacia la cuenca en la base del sistemas y terminaciones <i>toplap</i> en el tope	44
Figura-19: Sistema transgresivo: Retrogradación y agradación, asciende el nivel de base y se genera la transgresión (tomado y modificado de Catuneanu <i>et al.</i> , 2006)	45
Figura 20: se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones estratales onlap en la base del sistema encadenado y la terminación <i>downlap</i> (inferida) hacia el tope del mismo	46
Figura-21: Terminaciones Sísmicas, (tomado y modificado de Catuneanu <i>et al.</i> , 2002).....	48
Figura 22: Sistema de jerarquía basado en la duración de los ciclos estratigráficos (tomado y modificado de Vail <i>et al.</i> , 1991).....	56
Figura-23: muestra la distribución de los pozos con núcleo (resaltados en negro) dentro de la división Carabobo	60
Figura-24: muestra la distribución de los pozos con <i>check shot</i> (resaltados en negro) en la división Carabobo	62
Figura-25: muestra la distribución de los pozos con estudios bioestratigráficos en el área de estudio	64
Figura-26: muestra la ubicación del total de las líneas sísmicas 2D en el área de estudio	65
Figura-27: muestra en el área de estudios los cubos sísmicos 3D interpretados a través de la aplicación <i>OpenWorks</i> (SINOVENSA y PETROMONAGAS).....	66
Figura 28: muestra sobre el pozo CIS-1 la proyección de su <i>Check Shot</i> ajustado a la línea sísmica.....	68

Figura-29: muestra el sismograma sintético sobre el pozo CIS-1 y los marcadores geológicos principales (SB-1, MRS-1, MFS-1, MRS-2, MFS-2 Y SI-1)	69
Figura 30: muestra la línea sísmica desfasada en la parte superior, y con aplicación de un <i>shifts</i> de 135 MS para su lograr el ajuste deseado	70
Figura 31: muestra la línea sísmica con la aplicación de las paletas de colores BLKWHT y BLUWHTRD	72
Figura 32: Línea sísmica mediante la aplicación WIGGLE a escalas 127 BIT (superior) y 70 BIT (inferior)	73
Figura 33: Línea sísmica con aplicación de paleta de colores BLUWHTRD con una escala de 127 BIT (superior) y 70 BIT (inferior)	74
Figura-34: Secciones geológicas en dirección Norte-Sur paralela a la sedimentación y Oeste-Este perpendicular a la sedimentación. Ubicación: División Carabobo, Faja Prolifera del Orinoco	76
Figura-35: Correlación estratigráfica de superficies principales realizado a través de la aplicación <i>StratWorks –Correlation de OpenWorks</i> sobre los pozos MPG-257 CNX-17 Y CHC-63.....	77
Figura-36: Superficies estratigráficas definidas en el pozo CNX-17 a partir de datos de núcleo y registros petrográficos, realizado a través de la aplicación <i>StratWorks - Correlation de OpenWorks</i>	78
Figura-37: Secciones sísmicas principales en sentido Norte-Sur y Oeste-Este. Realizadas con ayuda de la aplicación <i>SeisWorks de OpenWorks</i> ...	80
Figura-38: Horizontes principales asociado a los marcadores geológicos SB-1, MFS-1, MRS-2 y SI-1	81
Figura-39: la imagen muestra las superficies SB-1 y SB-2 en correlación estratigráfica en la sección tipo y su ubicación relativa el área de estudio .	83

Figura-40: sección sísmica que representa al SB-1 (color amarillo), y sus características representativas infra y suprayacente a ella.....	84
Figura-41: muestra la superficie SB-2 en la sección estratigráfica tipo representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605	85
Figura-42: muestra en el transecto la superficie discordante SB-2 acuñándose contra el basamento. Pozo MPG-234.....	86
Figura-43: muestra la superficie SB-3 en la sección estratigráfica tipo representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605	87
Figura-44: El transecto muestra al reflector representado por una Truncación infrayacente a la superficie SB-Jobo Sup en la sección que atraviesa al pozo CNX-17	88
Figura-45: muestra la superficie MRS-1 sobre un carbón prominente observado en el registro de densidad RHOB, característica representativa de somerización en el pozo CN-185.....	89
Figura-46: Muestra el reflector asociado a la superficie MRS-1 en el área cercana al pozo cnz-17 en dirección W-E hacia CIB-7	90
Figura-47: Muestra sobre la sección como hacia el Este del área de estudio (SINOVENSA), la unidad MRS- se acuña contra el Alto de Uverito	91
Figura-48: muestra la superficie MFS-1 en una sección estratigráfica tipo, representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605	92
Figura-49: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa a la superficie MFS-1 dentro del área.....	93
Figura-50: Muestra la superficie MRS-2, sobre el pozo tipo CQC-1E, por encima del carbón prominente.....	94
Figura-51: Muestra sobre el transecto el reflector sísmico representativo de la superficie MRS-2 ubicado en el área de estudio.....	94

Figura-52: Superficie MFS-2 en perfiles de pozos sobre la correlación de los pozos CQC-1E, CN-185, CG-16 y CNX-17	95
Figura-53: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa a la superficie MFS-2 dentro del área	96
Figura-54: Definición de las superficies de inundación, sobre el pozo tipo CNX-17, y la integración sedimentológica	97
Figura-55: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 1 asociado al marcador geológico SB-1	98
Figura-56: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 2 asociado al marcador geológico MFS-1	99
Figura-57: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 3 asociado al marcador geológico MRS-2	100
Figura-58: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 4 asociado al marcador geológico SI-1	101
Figura-59: Sismograma sintético del pozo CIS-1, realizado con la ayuda de la aplicación <i>Syntool</i> de <i>OpenWorks</i>	103
Figura 60: la imagen muestra el espectrograma trapezoidal (grafica roja) con el que se correlacionó la ondícula sintética (grafica azul) por partes (multi trazas)	104
Figura 61: en la imagen se observa sobre en transecto principal S-N sobre el area de SINOVENSA la doble reflexion del basamento asociado al horizonte SB-1	105
Figura 62: muestra sobre la sección esquemática hacia el área de PETROMONAGAS los sistemas encadenados presentes en área y sus superficies estratigráficas límites por debajo y por encima. HST (Sistema Encadenado de Alto nivel), TST (Sistema Encadenado Transgresivo), LST	

(Sistema Encadenado de Bajo nivel), OF (*Onlap* Fluvial), OC: (*Onlap* Costero) y D (*Downlap*)107

Figura 63: muestra sobre la sección esquemática hacia el área de SINOVENSA los sistemas encadenados presentes en área y sus superficies estratigráficas límites por debajo y por encima. HST (Sistema Encadenado de Alto nivel), TST (Sistema Encadenado Transgresivo), LST (Sistema Encadenado de Bajo nivel), OF (*Onlap* Fluvial), OC (*Onlap* Costero), D (*Downlap*)108

Figura-64: Muestra sobre la sección geológica cada uno de los sistemas encadenados presentes en la columna geológica estudiada dentro de la división Carabobo109

Figura 65: Mapa estructural en profundidad, nivel base basamento (SB-1), poligonos de fallas (NEGRO).....111

Figura 66: la imagen muestra sobre los transecto principal en sentido S-N sobre el área de PETROMONAGAS, las dos familias de fallas de alto ángulo principales dentro del área y sus buzamientos al Norte y al Sur y al Oeste área de SINOVENSA la Familia de fallas principales buzando hacia el Sur.112

Figura 67: La imagen sísmica muestra sobre los pozos CNX-1, UV-140 los marcadores geológicos MRS-1, MFS-1, MRS-2 y MFS-2 y como hacia el Este sobre el pozo UV-142 como las unidades inferiores MRS-1 y MFS-1 ya no aparecen y el mapa estructural perteneciente al área de estudio.....113

Figura 68: muestra la sección geológica en sentido W-E sobre los pozos (CNX-17, CES-2, UV-73, y UV-142), en la que se evidencia hacia el pozo UV-142 el acuñamiento de la unidad inferior correspondiente al marcador MRS-1)114

Figura 69: muestra sobre el mapa estructural, como hacia el este del área (SINOVENSA) el acuñamiento de las unidades inferiores MRS-1, contra el alto de Uverito.....116

Figura 70: Modelo Conceptual de variaciones del nivel base en la división Carabobo basado en el modelo depositacional IV.....118

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Información de Pozos con Núcleo	59
Tabla 2. Información e Pozos con <i>Check Shot</i>	61
Tabla 3. Información de pozos con Estudios Bioestratigráficos.....	63
Tabla 4. Información de levantamientos sísmicos 2D y 3D dentro del área	67

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriental de Venezuela, por su contenido de hidrocarburos, constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, sólo superada por la Cuenca Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia (Reina, 2002). Allí se ubica la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Rafael Chávez Frías y está situada específicamente en la zona centro-este de Venezuela. Esta tiene un área geográfica de más de 55 mil kilómetros cuadrados e incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Se encuentra subdividida operacionalmente en cuatro bloques de exploración ubicados de oeste a este: Boyacá (25.000 Km.²), Junín (14.200 Km.²), Ayacucho (8300 Km.²) y Carabobo (14.200 Km.²).

Durante las últimas décadas se han realizado innumerables estudios geológicos en la FPO-HC, algunos siguiendo conceptos y técnicas de litoestratigrafía y/o de tipo de “geología operacional” tanto a nivel local como regional. Otros, de forma más actualizadas y utilizando conceptos y criterios del Análisis Secuencial, pero solamente usando informaciones de los estudios sedimentológicos de núcleos, estudios bioestratigráficos en muestras de núcleos (también de pared y canal), y de los perfiles de pozos (GR/SP, RHOB, DT), y con un uso limitado de los datos sísmicos 2D por razones de calidad y resolución con respecto a la sedimentación y organización de los depósitos sedimentarios de los mismos, generando al momento de su adquisición y procesamiento problemas asociados a los débiles registros de las reflectividades de las capas de interés, como producto de los bajos contrastes de la impedancia acústica e interferencia

con las reflexiones de las capas vecinas en rocas “tipo Faja” que generan interpretaciones con mucha incertidumbre.

Actualmente toda la FPO-HC y en especial el área de estudio cuenta con los levantamientos de los cubos sísmicos 3D necesarios y con una buena densidad de pozos con datos de tiros de verificación (*check shot data*) para definir un modelo estratigráfico secuencial con análisis sismoestratigráfico (análisis de terminaciones de los patrones estratales + análisis de apilamientos de las reflexiones sísmicas + estudio de rasgos estructurales) integrado a la información previamente usada para modelar (Estudios sedimentológicos de núcleos, Estudios Bioestratigráficos y datos de perfiles de pozos).

Este trabajo busca a partir de esta integración, predecir las condiciones del o los yacimientos presentes en función tanto del ambiente tectónico como del ambiente depositacional abarcando los cambios laterales y verticales de las facies sedimentarias y de los patrones de apilamientos estratales dentro de un rango temporal. Para ello se identifican e interpretan los diferentes horizontes sísmicos contentivos de las superficies estratigráficas límites en cada uno de los sistemas encadenados presentes, su relación con los patrones de terminaciones estratales por debajo y por encima de estas superficies, la consideración de los distintos factores que afectan directamente al relleno de la cuenca sedimentaria y la interpretación de los procesos o factores controladores de la sedimentación durante la generación y acumulación de los hidrocarburos del subsuelo del área de estudio. Además con este modelo se conseguirá sentar las bases para lograr una correcta redefinición del modelo estratigráfico y estructural en el área de la División Carabobo ajustada a conceptos actualizados de estratigrafía secuencial y usando todas la herramientas posibles y necesarias para el establecimiento de las correlaciones estratigráficas de un lugar o cuenca

concatenado a los efectos e influencia que pudieran afectar tanto el ambiente tectónico como el ambiente depositacional.

1.1. Ubicación del área de estudio

La Cuenca Oriental de Venezuela está ubicada en la zona centro-este de Venezuela, formando una depresión topográfica estructural, limitada al sur por el curso del río Orinoco, al oeste por el levantamiento de El Baúl, al norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la serranía del interior Central y Oriental, mientras que al este la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, tiene una longitud aproximadamente de 800 kilómetros en sentido oeste-este, un ancho aproximadamente de 200 kilómetros de norte a sur y comprende un área total aproximada de 165.000 kilómetros cuadrados, que incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro (González de Juana *et al.*, 1980). Dentro de ella se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco, que ha sido dividida operacionalmente de oeste a este en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Ver Figura-1).

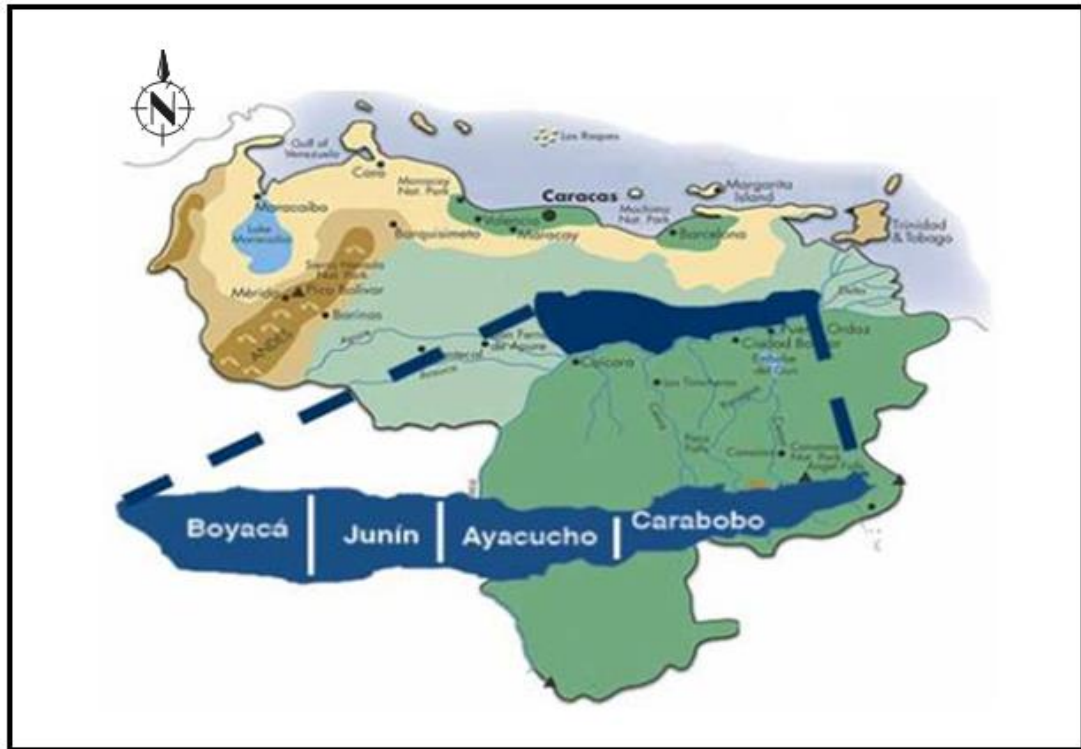


Figura-1: Divisiones de la Faja Petrolífera del Orinoco tomado y modificado de Barrios, M. (2011).

El área de Carabobo es la más oriental de las cuatro, se extiende desde el sureste del estado Anzoátegui y ocupa toda la parte sur del estado Monagas y un sector de occidente del estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2311 kilómetros cuadrados distribuidos en cuatro (4) bloques. Dentro de ella se analizarán las zonas: Carabobo-1, Carabobo-2, Carabobo 2 norte, Área de PetroMonagas, Área de PetroCarabobo, Área de Cerro Negro, Campo Morichal Norte, PetroSinovensa, PetroIndependencia y Carabobo-4 (Ver Figura-2).

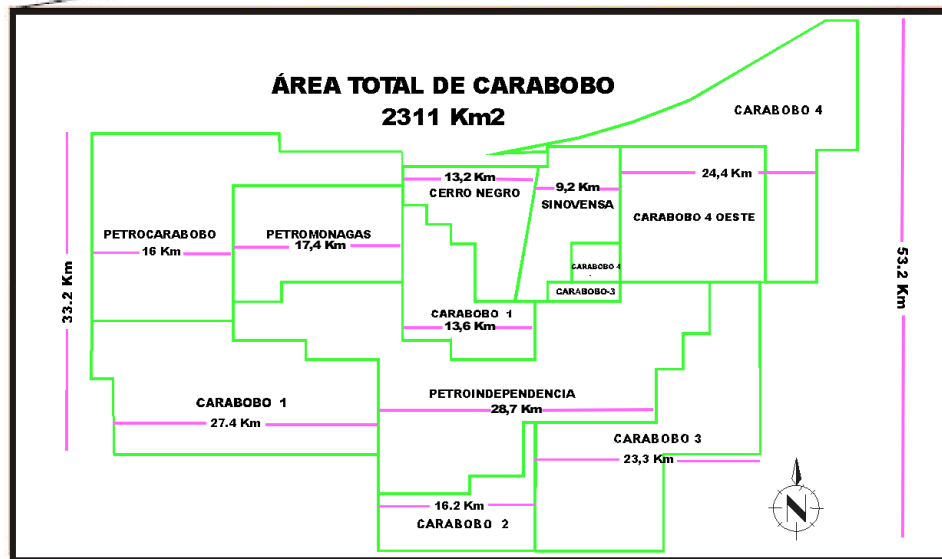
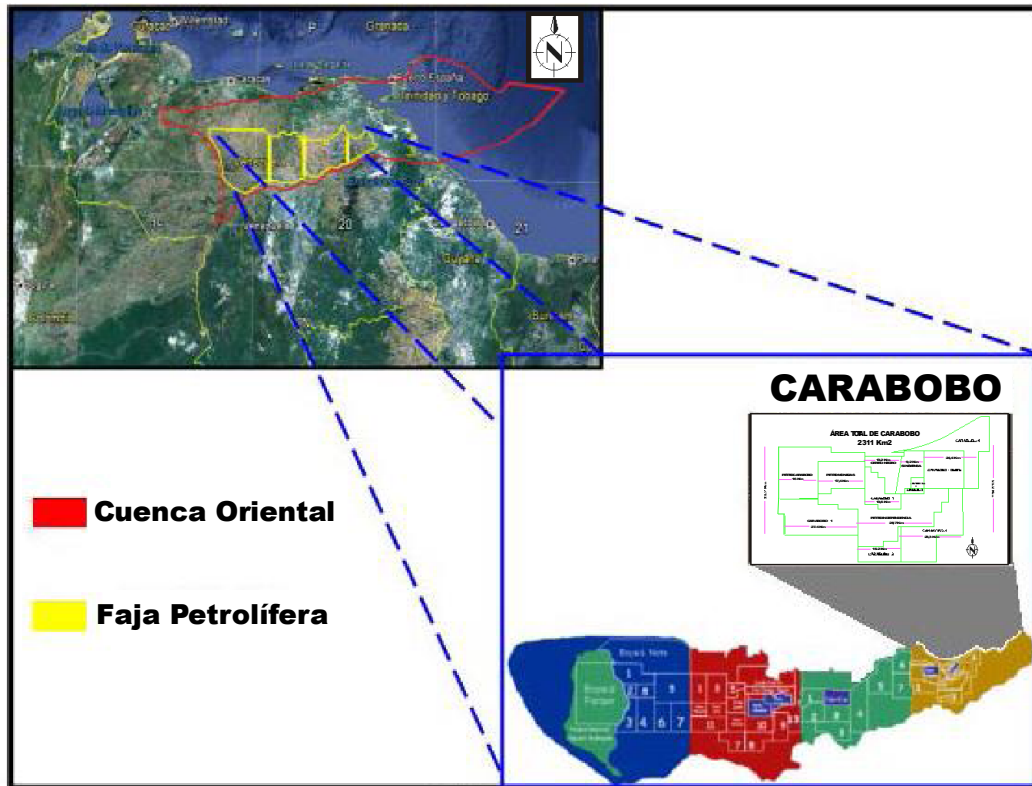


Figura-2: Ubicación División Carabobo tomado y modificado de: <http://www.pdvsa.com>

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Definir un modelo sismoestratigráfico dentro de la División Carabobo, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco ajustado a los conceptos modernos y actualizados de estratigrafía por secuencias, con la finalidad de mejorar la comprensión estratigráfica de la zona a la hora de caracterizar el o los yacimientos presentes en el área y así contribuir con el desarrollo óptimo de los esquema de explotación de hidrocarburos actuales y de la implementación de futuros proyectos tecnológicos de recuperación mejorada.

1.2.2 Objetivos específicos

- Construir una base de datos digital confiable y organizada en la división Carabobo dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante una revisión completa, validación y certificación geológica a partir de los datos disponibles para el momento.
- Redefinir la metodología estratigráfica en el área para que se ajusten a conceptos actualizados de estratigrafía secuencial en pozos tipos.
- Correlacionar estratigráficamente el área de estudio bajo criterios de estratigrafía por secuencias con la debida integración de los datos correspondientes.
- Mostrar variaciones de los patrones sismoestratigráficos de la columna evaluada e ilustrar los rasgos estructurales más importantes en la dirección de sedimentación y perpendicular a esta en el área de estudio.
- Analizar cada uno de los posibles estilos estructurales imperantes en el área de estudio e identificar en que pueden afectar o no a la sedimentación y entrapamiento de hidrocarburos en el área.

1.3. Alcances

Este trabajo define y genera un modelo sismoestratigráfico que permite proporcionar el modelo más realístico y ajustado a las condiciones actuales del o los yacimientos del área con una resolución adecuada a partir de registros de pozos (GR, DT y RHOB) en conjunto con la sísmica 2D-3D, datos de núcleos y estudios bioestratigráficos, ayudando así a mejorar la comprensión estratigráfica y estructural del área, evaluando el o los tipos de estilos estructurales imperantes y sus efectos sobre la sedimentación y entrapamiento de hidrocarburos.

Además en este modelo se extenderá en lo posible, los marcadores estratigráficos y/o superficies límites contenidos en los diferentes horizontes sísmicos previamente correlacionados, relacionándolos a los eventos estratigráficos sincrónicos y cartografiables a lo largo y ancho del área y que no crucen líneas de tiempo.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

2.1. Antecedentes

Durante esta investigación se encontraron diferentes estudios que sirvieron como orientación sobre modelos geológicos realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco los cuales siguen un patrón de metodologías similares a este trabajo. Algunos de estos trabajos son:

2.1.1. Crespo (2008)

En su trabajo titulado, Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco. Propone un modelo en el que representa los eventos estratigráficos y patrones Sedimentarios, regionales y locales, que a su vez controlaron la distribución de sus arenas yacimientos. Dicho modelo sirvió de base para visualizar la potencialidad productiva del Campo Carabobo y de esta forma integrar los resultados obtenidos con toda la información estructural, sismoestratigráfica y petrofísica existente, con la finalidad de lograr una caracterización más precisa de los yacimientos. Para ese tiempo toda la información geológica del área se encontraba muy dispersa; dicho proyecto logró recopilar toda la información y realizar una evaluación sedimentológica y estratigráfica del área con miras a contribuir en los planes de explotación futura del área.

2.1.2. Zamora (2009)

En su trabajo titulado, Interpretación Sismoestratigráfica y Estructural de la secuencia sedimentaria Cretácico-Terciario del bloque 5 y 6 del área de Boyacá y bloques 1 y 2 del área Junín, Faja petrolífera del Orinoco. Realizó

una interpretación sismoestratigráfica y estructural en partes de los bloques Junín y Boyacá, a partir de interpretaciones 2D, con el objetivo principal de generar los distintos mapas estructurales de los topes secuenciales de la zona de estudio. Esto siguiendo la metodología y los pasos recomendados por Bally *et al.*, (1987) y Liner *et al.*, (2004).

2.1.3. González (2013)

En su trabajo titulado, actualización del modelo estructural del yacimiento L3, 4 MFA-13, a partir del uso de datos sísmicos 3D en el campo Arecuna, Faja Petrolífera del Orinoco. Planteó realizar la actualización del modelo en la división Ayacucho, a través de la reinterpretación sísmica estructural 3D del área. Esto con el objeto de mejorar la interpretación existente que es considerada actualmente como limitada, y así dar su aporte en la necesidad de incrementar la capacidad de explotación de yacimientos por parte de la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA).

2.1.4. Albertini y Cadena (2014)

En su trabajo titulado, Análisis estratigráfico secuencial de la formación Oficina ubicada en la división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Generó un modelo estratigráfico secuencial a nivel regional, que se enfocó en establecer las unidades depositacionales, a partir de la integración de datos sedimentológicos, sísmicos, estructurales y bioestratigráficos, y de esa manera poder obtener una visión que sirva de base a futuros planes de exploración y posterior explotación de la zona.

2.1.5. Teixeira (2016)

En su trabajo titulado (Modelo Estructural y estratigráfico de un área al Centro-Este del Campo Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela) Propuso un modelo estructural y estratigráfico, por medio de registros petrofísicos, un núcleo litológico y sísmica 2D obtenidos de dicho campo, en

el que logró observar los acontecimientos geológicos ocurridos en el área de estudio, así como visualizar la disposición espacial de las estructuras presentes a partir de la interpretación sísmica esto con el objetivo de que sea de utilidad para futuros planes de explotación y con el que se aspiró determinar posibles entrapamientos con potencial económico a través de análisis de propiedades petrofísicas.

2.2. Geología Regional

2.2.1. Características generales de la cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela, que incluye la Faja-Dominio Oriental (División Carabobo), presenta una morfología asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte, mientras que el flanco norte presenta una tectónica más compleja y con mayores buzamientos conectados a una zona plegada y fallada que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. La misma ha sido subdividida en dos subcuencas, la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, ambas con características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas bien diferenciadas (González de Juana *et al.*, 1980).

La faja petrolífera del Orinoco representa el borde meridional extremo de la cuenca y está dividida por el sistema de fallas de Hato Viejo en dos provincias estructurales, al oeste las áreas correspondientes a Junín y Boyacá y al este se encuentran las áreas correspondientes a Ayacucho y Carabobo.

2.2.2. Estratigrafía-Dominio Oriental

➤ **Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)**

El basamento lo constituye un complejo ígneo metamórfico de edad Proterozoico. Estudios petrográficos realizados por el ministerio de energía y minas (1981) determinaron en los pozos SE-13, SE-12, CNX-1, CNX-2, CNX-19 y CNX-17 que este basamento está compuesto principalmente por metacuarzo-diorita (SE-13), esquisto feldespático biotítico y anfíbolítico (SE-12), diorita cuarcífera (CNX-1, CNX-2 y CNX-19) y filita cuarzo micácea (CNX-17). Se caracteriza por presentar un relieve accidentado y fallado, lo que ocasiona desajustes en la compactación de los sedimentos reflejándose como altos y bajos estructurales en los diferentes mapas (Fiorillo *et al.*, 1983).

➤ **Formación Oficina (Terciario)**

Definida por Hedberg *et al.*, (1947) en el subsuelo del área mayor de oficina, parte central del estado Anzoátegui. Constituye la principal roca yacimiento del área de estudio. Su edad varía de Mioceno temprano a medio de acuerdo a datos de los núcleos de pozos CQC-01, CHC-63, CTS-01 y UV-73 (Cabrera *et al.*, 2013). Se caracteriza por presentar una sección inferior y media arenosa y una sección superior arcillosa y arcilítica con abundantes capas de lignitos intercalados, y ocasionalmente muestran evidencias de bioturbación. Litoestratigráficamente, la Formación Oficina ha sido subdividida en el pozo JOC-29 del campo Jobo, perteneciente al área de estudio (Antiguo área de Cerro Negro) por Carlos Key *et al.*, 1977, en 4 miembros muy característicos y distintivos como son: Miembro Morichal, Miembro Yabo, Miembro Jobo y Miembro Pilon.

- **Miembro Morichal**
- **Miembro Morichal Inferior:** Canales de areniscas no consolidadas (que se comportan como “arenas”) apilados progradantes que de acuerdo a los datos de núcleos, perfiles de pozos e información bioestratigráfica del área, están asociados a canales entrelazados de ambiente fluvial (*Fluvial-braided channel*). Estudios de núcleos previos (Rahmanian *et al.*, 2001) indicaron ciertas evidencias de influencia marinas hacia el tope de la unidad, aunque se siguió interpretando como depósitos fluviales. Estos mismos estudios indicaron que hacia el oeste-noroeste (Ayacucho) las facies tienden a ser más arcillosas y con mayor influencia marinas. Hacia el Este el intervalo cronoestratigráfico correlativo tienden a acuñarse contra el alto de Uverito, por lo que esta unidad no se sedimenta en esta área.
- **Miembro Morichal Medio:** las características observadas en núcleos, perfiles de pozos y en estudios bioestratigráficos de las áreas de Petromonagas, Petrocarabobo de la División de Carabobo sugieren que estamos en presencia de sistemas retrogradantes (TST) de canales arenosos mayormente aislados (*isolated channel*), no multihistórico, con una mayor influencia marina que la unidad infrayacente sobre todo hacia el tope de cada depósito relacionados a canales meandriformes, canales distributarios y/o canales de tipo fluvio estuarinos. En esta unidad aparecen numerosas capas de carbón y/o lignitos y los primeros vestigios del inicio de la transgresión con presencia de icnotrazas de origen marino (asterosomas, teichichnus) vistos en datos de núcleos.

En el caso de las áreas de Petrosinovensa y Petroindependencia como la tasa de sedimentación excede a la acomodación los cuerpos equivalentes al

Miembro Morichal Medio tienden a progradar en vez de retrogradar, es decir se producen para este nivel un sistema apilado de canales (multihistóricos) con características más de canales entrelazados que de canales aislados (*isolated channel*). Este sería el caso donde la primera parte del sistema transgresivo es de características fluviales.

- **Miembro Morichal Superior:** A partir de datos de Núcleos, perfiles de pozos y datos bioestratigráficos se logró determinar que esta unidad esta muchos más influenciada por las mareas y/u oleaje sobre los depósitos arenosos de grano fino a medio con buena a moderada escogencia que las parte media y baja de este miembro, produciendo una alternancia de arenas y lutitas donde se incrementa el grado de bioturbación y comienzan a aparecer los primeros fragmentos de conchas relacionados a eventos transgresivos y retrogradantes en los que se observan canales de mareas, barras de mareas, marismas y depósitos de bahía.

- **Miembro Informal Yabo**

Las características observadas en núcleos, perfiles de pozos y en estudios bioestratigráficos nos indican que esta secuencia es la más lutítica y/o arcilítica de la Formación Oficina, sedimentada en un ambiente marino transgresivo que registró el primer pulso importante de transgresión marina regional dentro de la unidad estudiada y representa la sección que separa al Miembro Morichal infrayacente con respecto al Miembro Jobo que lo suprayace. El Miembro Informal Yabo, no se puede identificar hacia el sur del área de estudio por acuñarse contra el basamento y al este desaparece al acuñarse contra el Alto de Uverito (Fiorillo et al., 1983).

- **Miembro Informal Jobo**

Las características observadas en datos de núcleos, perfiles de pozos y estudios bioestratigráficos muestran que el Miembro Jobo presenta características de depósitos arenosos con bases erosivas, y con alta influencia de mareas (Jobo Inferior). Hacia el tope estas arenas presentan una granulometría creciente, en partes calcáreas y conchíferas relacionado a ambientes costeros y próximos costeros (Jobo Superior). Este miembro al igual que el miembro informal Yabo se acuña contra el basamento al sur y hacia el este se encuentra acuñado contra el Alto de Uverito (Fiorillo *et al.*, 1983).

- **Miembro Informal Pilón**

A partir de datos de núcleos, perfiles de pozos y estudios bioestratigráficos se logró determinar que este miembro se presentó bastante variado en lo que respecta al tipo de facies y ambiente sedimentario asociado en toda la región estudiada. Se observó que este miembro presenta hacia el este y centro del área de estudio, una sección lutítica y/o arcílica con características marinas y con alternancia de algunos depósitos arenosos relacionados a barras de tipos costeros, próximos costeros. Hacia el oeste del área de estudio (Área de Ayacucho), de acuerdo a estudios previos se presentaron como apilamientos de cuerpos arenosos relacionado a ambientes que van desde fluvial hacia la base a costeros y próximos costeros hacia el tope asociado a un posible valle inciso ocurrido para un tiempo contemporáneo (Linares *et al.*, 2013).

➤ **Formación Freites**

Definida por Hedberg *et al.*, (1947), Ubicado en el distrito Freites del estado Anzoátegui, suprayacente concordante sobre la Formación Oficina, hacia el sur del área de la División Carabobo (área de estudio), se

presentaron como paquetes lutíticos y/o arcilíticos sedimentados en un ambiente marino alternadas con paquetes de areniscas posiblemente relacionadas a turbiditas depositadas por flujo de baja densidad. (Linares *et al.*, 2017). Se le considera de edad Mioceno medio (Cabrera *et al.*, 2007). En el área de estudio el núcleo del pozo UV-73 indicó que esta unidad se caracteriza por presentar arcilitas de colores verdosos a pardo oscuro con algunas intercalaciones limolíticas y niveles calcáreos, localmente con fragmentos conchíferos.

➤ **Formaciones Las Piedras y Mesa**

Representan el tope de la columna sedimentaria presente en el dominio oriental de la faja petrolífera del Orinoco (FPO). Su edad está definida como Plioceno-Pleistoceno dicha unidad no presenta importancia desde el punto de vista económico petrolero. A continuación se presenta la columna estratigráfica de cuenca oriental de Venezuela, donde se resalta la estratigrafía presente en la división Carabobo (Área de estudio) (Ver Figura-3).

2.3. Evolución Geodinámica de La Cuenca Oriental de Venezuela (División Carabobo)

Existen cuatro (4) episodios o eventos principales que definen la evolución geodinámica de la cuenca oriental (Parnaud., 1995 y Graterol, 2008) estos son:

2.3.1. Megasecuencia de Etapa Pre-Rift

Esta etapa se desarrolla durante el Paleozoico. La secuencia sedimentaria que se depositó durante el transcurso de este periodo lo constituyen las formaciones de Hato Viejo (ambiente continental de facies fluviales) y Carrizal (ambiente marino).

2.3.2. Megasecuencia de Etapa Rift

En esta etapa se produce la separación de Norteamérica de Gondwana, creándose un sistema extensional en el margen de Norteamérica. Este sistema ocurrió durante el periodo Triásico tardío – Jurásico temprano, y separó la región de Yucatán de la placa Suramericana (Parnaud *et al.*, 1995). La evidencia de este evento y sus procesos relacionados, lo constituyen los basaltos y las capas rojas de edad Jurásico medio- temprano (Formación Ipire) que fueron depositados en el graben de espino. Se menciona que este Rift no estaba asociado a los grandes adelgazamientos de la corteza o a los grandes periodos de subsidencia, sino a los sistemas de fallas rumbos deslizantes o transformantes que fueron producto de la actividad tectónica durante esta separación (Erlich *et al.*, 1992).

El evento transgresivo se inició desde el norte hacia el sur al principio de cretácico (Barreniense – Albiense), cubriendo la penillanura pre-Cretácica. Esta tuvo características oscilantes, alcanzando una mayor cobertura hacia donde los ambientes sedimentarios se tornaron más marinos (parte Norte)

con sedimentaciones de calizas de la Formación Barranquín y con posterior sedimentación de las lutitas-calizas de la formación Borracha y Chimana (Flanco norte del área). En el flanco sur ocurrió la sedimentación de la formación el Cantil (González de Juana *et al.*, 1980).

2.3.3. Megasecuencia de Margen Pasivo

Para esta etapa ocurrió la máxima cobertura marina (Periodo Cenomaniense – Coniacense), con la sedimentación de la Formación Querecual bajo características de ambientes euxínicos al norte. Esta formación constituye la roca generadora de mayor producción de hidrocarburos al Oriente de Venezuela. Hacia el sur, los ambientes marinos-costeros pasan gradualmente a ambientes más terrígenos, sobre todo hacia el extremo Sur. Al norte–noreste se sedimentó la formación Tigre con características de areniscas de grano fino glauconíticas, mientras que hacia el Estado Guárico presento una litología de calizas fosilíferas denominada Miembro Infante (González de Juana *et al.*, 1980).

2.3.4. Megasecuencia de Colisión Oblicua

En esta etapa se generó la cuenca Antepaís como producto de la colisión de la Placa Caribe contra la Placa Suramericana. Desde el Oligoceno hasta el Mioceno tardío, la colisión migro progresivamente hacia el este, dividiendo la cuenca de Antepaís en tres áreas principales; zona de Plataforma, ubicada al sur (desde Cerro Negro hasta Oritupano), *Fordeep*, ubicada en la zona central (desde Acema–Casma a Pirital) y Corrimiento, ubicada al norte (norte de la falla Pirital). Para el periodo Plioceno-Pleistoceno los depósitos de “*Foredeep*” corresponden a las formaciones La Pica y Las Piedras, sedimentadas en ambientes marinos someros (Parnaud *et al.*, 1995).

La Figura 4 muestra cinco secciones geológicas que representan la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela e ilustran la conexión entre la

evolución tectónica de las placas, estructuras locales, subsidencias, levantamiento y sistemas hidrocarburíferos (Summa *et al.*, 2003) (Ver Figura-4).

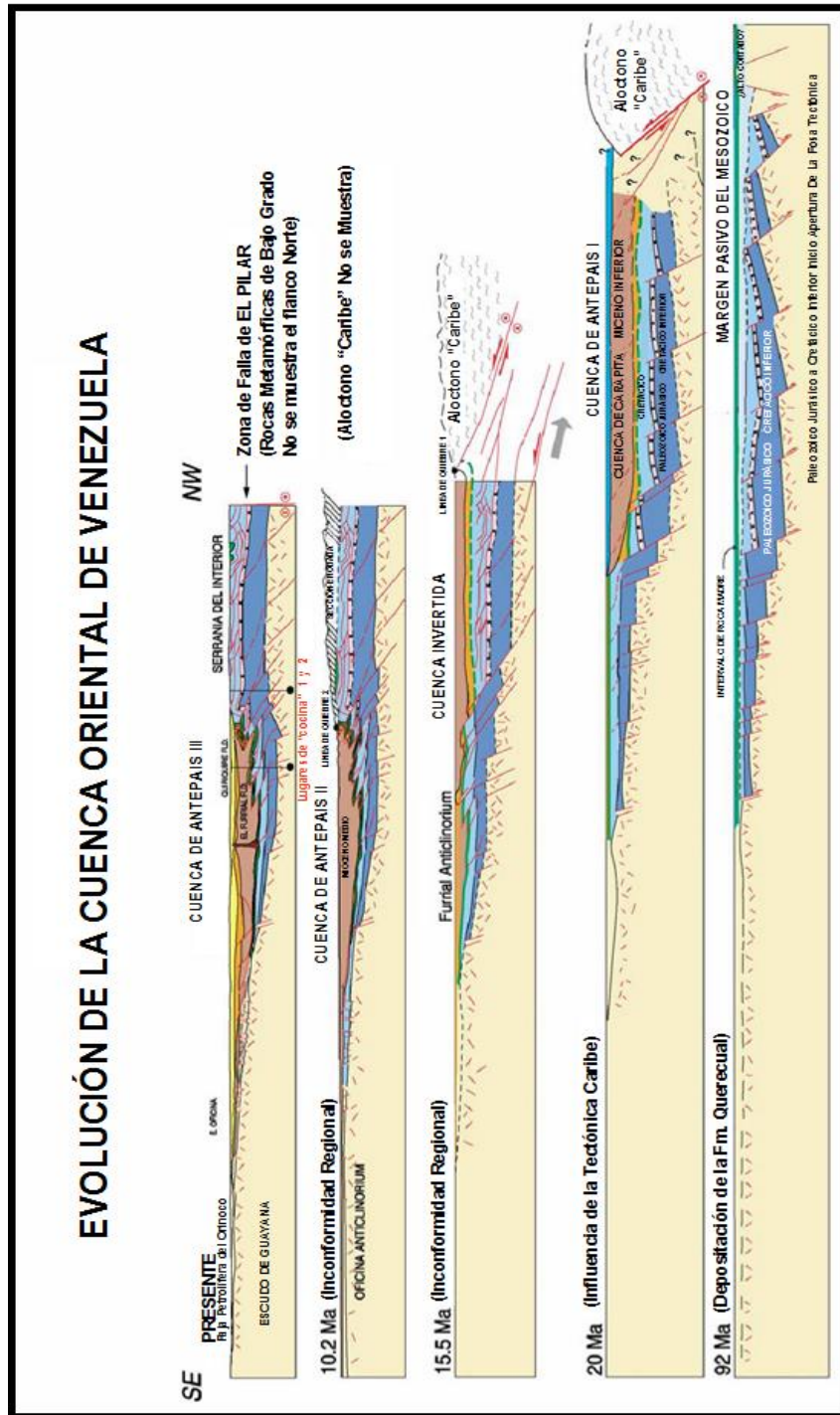


Figura 4. Evolución Geodinámica de La Cuenca Oriental de Venezuela
 Fuente: Summa *et al.* (2003, p.333)

2.4. Marco Teórico

2.4.1. Historia y Evolución del Análisis Estratigráfico

La estratigrafía secuencial como rama importante de la geología no es una ciencia nueva, esto debido a que el término fue incluido por D'Orbigny a mediados del siglo XIX y haciendo referencia a la ciencia que trata a la descripción de las rocas estratificadas. Desde el año 1952 la ISCC (*International Subcomision on Stratigraphic Cassification*), se ha enfocado en la realización de una guía que sea aceptada internacionalmente y que determine la clasificación estratigráfica, sus terminologías y forma de utilizarla, con la finalidad de poder encontrar un lenguaje común. Esta metodología de trabajo inició su desarrollo a mediados de los años 40. Sin embargo, esta aún no presenta una representación formal ni en guías y ni en códigos escritos ni digitales.

Catuneanu, a partir del año 2002 realiza una publicación en el *Journal of Africa Earth Sciences*, donde resalta sus primeras revisiones conceptuales de la estratigrafía secuencial como método estratigráfico en los sistemas clásticos en el que propone a la estratigrafía secuencial como un nuevo paradigma evolutivo y revolucionario dentro del pensamiento geológico en el que logra establecer sus diferencias con los tipos de estratigrafías previos, los cuales son definidas sobre las bases de las propiedades características a analizar tales como: Litoestratigrafía (Litologías), Bioestratigrafía (Fósiles), Magnetoestratigrafía (Polaridad Magnética); Quimioestratigrafía (propiedades químicas), Aloestratigrafía (discontinuidades), y estratigrafía sísmica (datos sísmicos). Este autor menciona que los primeros estudios de investigación y que fueron relevantes para el desarrollo y avance de la estratigrafía secuencial provienen desde 1913 con el trabajo de Grabau. Al que posteriormente se le unirían autores como Barrel 1917, Sloss 1949-1964, Frazier 1974, y finalmente el trabajo publicado por Vail-Mitchum en 1979,

siendo este el que marca el punto de inflexión en el análisis estratigráfico moderno.

El primer concepto del término de “secuencia” lo menciona Sloss en 1949, el cual lo define como una unidad limitada en su tope y base por discordancias subáreas, subdividió en seis secuencias mayores a la unidad Fanerozoica del cratón inferior de Norteamérica. Dicho autor tuvo como principal enfoque la importancia del tectonismo para la generación de las secuencias y los límites discordantes.

Peter Vail y colaboradores en 1977, realizaron una publicación en la memoria 26 de la APPG, en la que se enfocó principalmente en las reflexiones sísmicas. Esta causó una gran aceptación en el mundo de la estratigrafía, revolucionándola totalmente y causando un gran impacto en la comunidad geológica global. Dicha publicación se realizó conjuntamente con una carta de ciclos globales del nivel del mar, en el cual se asumía que la Eustasia era la herramienta principal para la formación de secuencias en todos los niveles de ciclicidad estratigráfica. Estas ideas revolucionarias fueron el inicio de la evolución y desarrollo de la estratigrafía, al que posteriormente se le realizaron ajustes y correcciones a medida en que se incorporaron nuevos datos y nuevas líneas de investigación. (Posamentier and Vail, 1988 y Van Wagoner 1990).

Catuneanu no fue a la excepción, y similar a otros geocientíficos definió la estratigrafía secuencial como una rama de la estratigrafía que se encarga del estudio de los patrones de apilamientos estratigráficos y de los cambios subsiguientes dentro de un rango temporal. Dichos Patrones resultan de la interacción entre la acomodación y la sedimentación en la que se ven reflejadas las combinaciones de tendencias depositacionales progradantes, retrogradantes, agradantes y degradantes. De igual forma hace mención que

al definir una secuencia esta metodología de trabajo enfatiza en la importancia en los cambios en el registro estratigráfico y provee la arquitectura de facies de las unidades estratigráficas con sus superficies límites concatenado a su génesis.

La arquitectura estratigráfica secuencial puede contener las secuencias propiamente dicho, al sistema encadenado y a las “parasecuencias”, en la que cada tipo de unidad está definida sobre la base de relaciones de facies específicas. De igual modo está ligado a los patrones de apilamiento y sus superficies límites, independientemente de la escala temporal y espacial, y de los mecanismos de formación presentes. Actualmente se ha establecido que las secuencias y los sistemas encadenado se deben a controles alogénicos, por su parte las “parasecuencias” o unidades estratigráficas de alta resolución y frecuencia, suelen ser formadas por la combinación de los mecanismos autigénicos y alogénicos.

2.4.2. Modelos de Análisis Estratigráficos Secuenciales

A pesar de su potencialidad y popularidad dentro de los organismos académicos y de la industria de petróleo, el método de análisis secuencial, no ha sido formalizado ni en guías, ni en códigos como método estratigráfico formal. Actualmente existen tres (3) modelos, esquemas o enfoques principales para la aplicación del análisis estratigráfico secuencial en el registro de rocas: Modelo secuencial depositacional, modelos secuencial genético y modelos de secuencias T-R (Transgresivas-Regresivas). El primer modelo incluye las secuencias relacionadas con la curva de cambios del nivel base: Secuencia Depositacional I, Secuencia Depositacional II, Secuencia Depositacional III y Secuencia Depositacional IV. El segundo modelo se relaciona con la secuencia genética, mientras que el tercer modelo trata sobre las secuencias T-R. Estas dos últimas constituyen

secuencias relacionados a los eventos transgresivos y regresivos episódicos ocurridos durante los ciclos estratigráficos. (Catuneanu, *et al.*, 2010, p 22).

En general, los modelos estratigráficos secuenciales se basan en las superficies límites generadas durante las cuatro (4) etapas de eventos geológicos distintivos: i) Inicio de la caída del nivel base. ii) Fin de la caída del nivel base. iii) Fin de la regresión. iv) Fin de la transgresión. Existen dos corrientes de pensamiento que definen teóricamente el nivel base como: a.) más o menos el nivel del mar y b) Es una superficie abstracta que define el perfil de equilibrio existente entre la erosión y la sedimentación en áreas continentales y marinas respectivamente. Esta última definición es la más aceptada por la comunidad geológica. (Catuneanu *et al.*, 2010, p23) (Ver Figura-5).

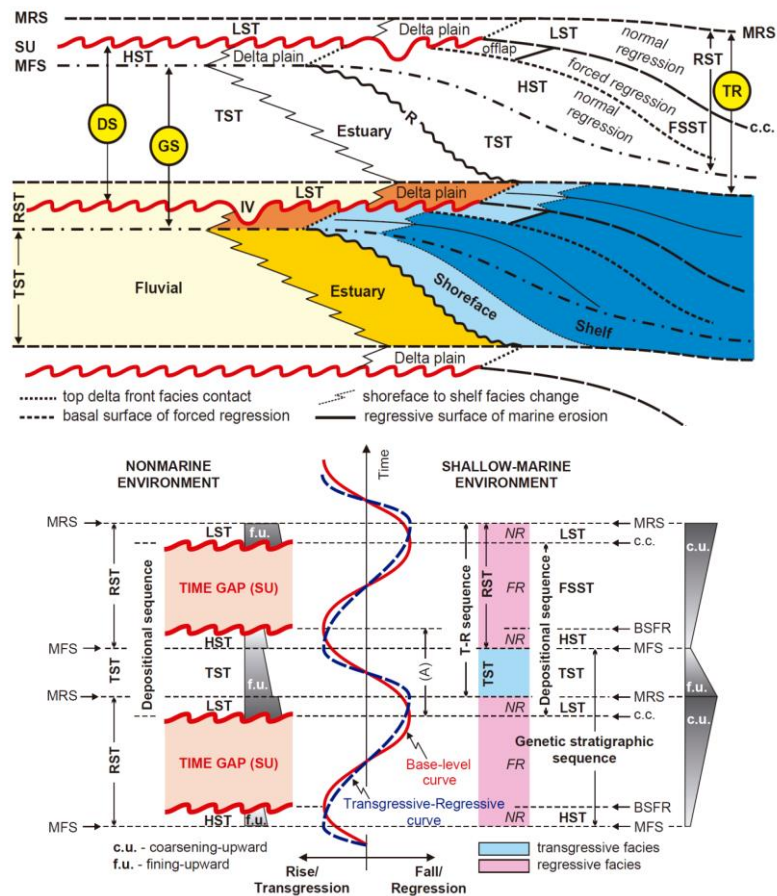


Figura-5: Secuencias, Sistemas encadenados y superficies estratigráficas definidas en relación con las curvas de nivel base y transgresivo-regresivas (modificadas de Catuneanu *et al.*, 1998b). Abreviaturas: SU -

discordancia subaérea; c.c.- conformidad correlativa (sensu Hunt y Tucker, 1992); BSFR - superficie basal de regresión forzada (= conformidad correlativa sensu Posamentier *et al.*, 1988); MRS - superficie regresiva máxima; MFS - superficie máxima de inundación; R - superficie transgresiva del barranco de la onda; IV - valle inciso; (A) - acomodación positiva (aumento del nivel base); NR - regresión normal; FR - regresión forzada; LST – Sistema encadenado de nivel bajo (sensu Hunt y Tucker, 1992); TST – Sistema encadenado transgresivo ; HST – Sistema encadenado de nivel alto ; FSST - sistemas de decaimiento del nivel base ; RST - tracto de sistemas regresivos; DS- secuencia depositacional; GS - secuencia estratigráfica genética; TR - secuencia transgresiva-regresiva. (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006).

2.4.3. Superficies Estratigráficas

Las superficies estratigráficas pueden identificarse en base a una serie de criterios: a) Naturaleza del contacto de las facies a través de las superficies, pudiendo ser concordantes o discordantes de acuerdo a la disposición geométrica de los estratos por debajo y por arriba de la superficie b) Tendencias de depositación registradas por los estratos por debajo y por encima del contacto, y relacionadas a los eventos de regresión forzada, regresión normal o transgresión como son los patrones estratales progradantes, retrogradantes, agradantes y degradantes); c) Características ichnológicas y de composición mineralógica de las unidades supra e infrayacentes a la superficie; y d) el tipo de terminaciones estratales asociadas (*onlap, downlap, toplap, offlap y truncation*) con cada superficie en particular.

Se puede observar que la mayoría de estos criterios involucran análisis de facies preliminares y una comprensión de los entornos en los que se originó el contacto estratigráfico y la facies yuxtapuestas que las separa (Catuneanu *et al.*, 2006).

➤ **Discordancia Subaérea (*Subaerial Unconformity*) SU**

La discordancia o disconformidad subaérea es una superficie de erosión o no depositación creada generalmente durante la caída de nivel base afectada por procesos subaeriales tales como incisión fluvial, degradación del viento, “*bypass*” de sedimentos y pedogénesis (Catuneanu *et al.*, 2006). Se extiende gradualmente hacia abajo durante la regresión forzada de la

costa y alcanza su máxima extensión al final de la caída del nivel base (Ver figura-12) (sensu Hunt y Tucker *et al.*, 1992).

Esta superficie tiene una concordancia correlativa marina cuyo tiempo corresponde al final de la última caída a nivel base en la línea de costa; y dicha superficie puede colocarse en la parte superior de cualquier tipo de sistema depositacional (fluvial, costero o marino), pero siempre está cubierta por depósitos no marinos (Helland-Hansen y Martinsen, 1996, en Catuneanu, 2006). La terminación hacia la cuenca de la discordancia subaérea indica la posición de la línea costera al final de la regresión forzada, lo cual es una inferencia importante para la construcción de mapas paleogeográficos (Catuneanu *et al.*, 2006).

La discordancia subaérea es posiblemente el tipo más importante de contacto estratigráfico, ya que corresponde a las rupturas más significativas en el registro de la roca y, por lo tanto, separa la sucesión sedimentaria en paquetes relativamente conformables de estratos que están genéticamente relacionados. Por esta razón se adoptan como límites de secuencia en la mayoría de los modelos estratigráficos de secuencia, con la excepción de la "secuencia estratigráfica genética", que utiliza las superficies de máxima inundación como límites (Galloway *et al.*, 1989) (Ver Figura-6).

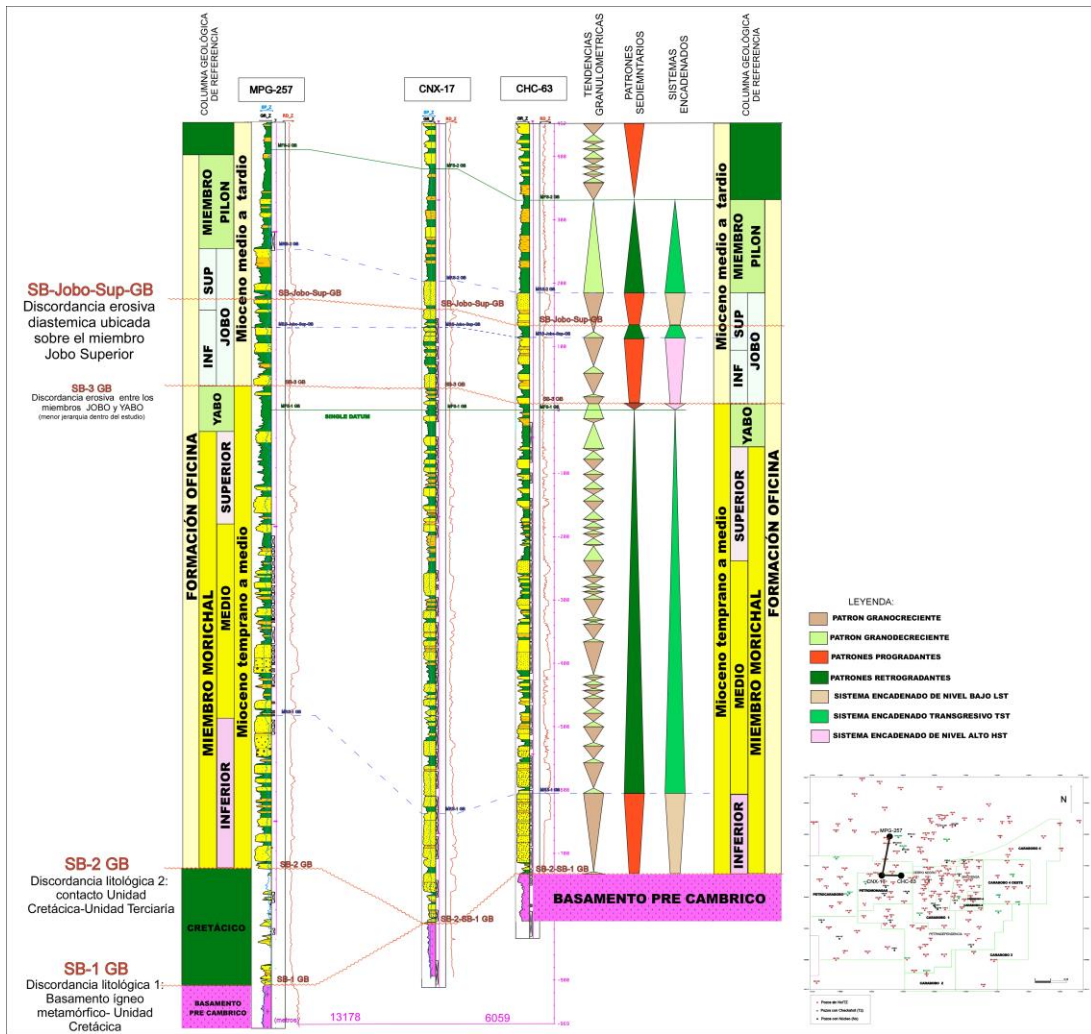


Figura-6: Sección estratigráfica que muestra en pozos tipos la ubicación de los tipos de discordancias subaéreas presentes en el área de estudio (División Carabobo).

➤ Concordancia Correlativa (*Correlative Conformity*) CC

La concordancia o conformidad correlativa es el equivalente en el medio marino de la discordancia subaérea y se genera al final de la caída del nivel base en la costa (Hunt y Tucker, 1992 en Catuneanu, 2006) (Ver figura-12). Esta superficie se aproxima al paleo-fondo marino al final de la última secuencia producida durante la regresión forzada. Esta superficie separa los depósitos regresivos forzados por debajo de los depósitos regresivos normales del sistema de bajo nivel (Catuneanu *et al.*, 2006).

La concordancia correlativa implica una línea de tiempo, es decir, "la superficie de tiempo que es correlativa con la discordancia **"collapsed"**" (Posamentier y Allen, 1999). Dicha superficie resultó ser una superficie problemática en la estratigrafía de secuencias, rodeada de controversias en lo que respecta a su tiempo y atributos físicos, debido a la dificultad de reconocerlo en la mayoría de las secciones de afloramiento, núcleos o perfiles de pozos (Ver figura-7).

El método de mapeo de la conformidad correlativa está limitado por la resolución sísmica. Si es relativamente baja genera la imposibilidad que una serie de cliniformas discretas puedan amalgamarse como un horizonte sísmico (Catuneanu *et al.*, 2006).

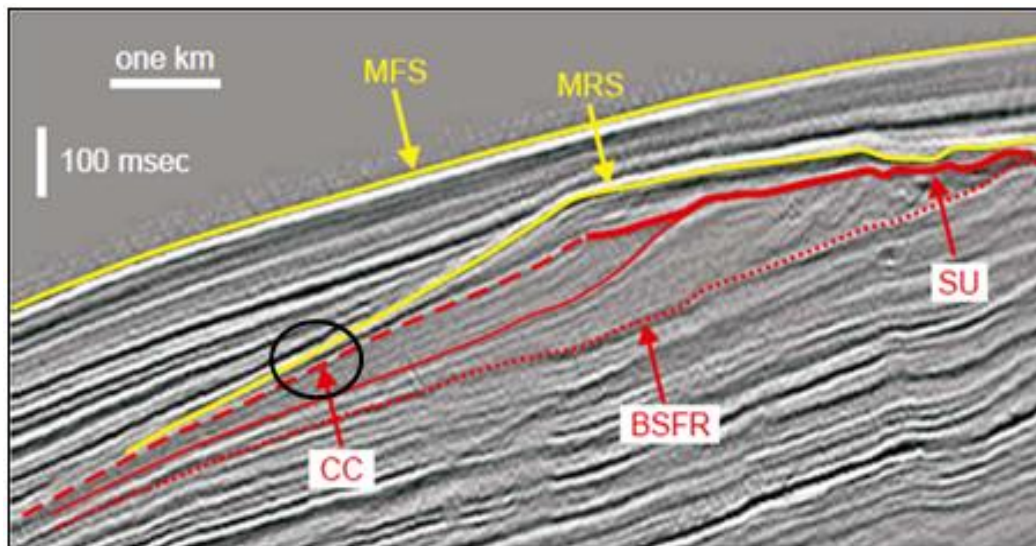


Figura-7: Sección sísmica tipo donde se aprecia la superficie CC por Hunt and Tucker, 1992. Tomado y modificado de *Debating Methods Surfaces Units & Terminology of sequence Stratigraphy* (CATUNEANU-EMBRY).

➤ **Superficie Regresiva de Erosión Marina (*Regressive Surface of Marine Erosion*) RSME**

Se forma durante la regresión forzada en entornos de plataforma dominados por las olas, donde los gradientes del fondo marino son bajos y en equilibrio con la energía de las olas (Ver Figura-12). Esta superficie se define como una erosión producida por las olas en la parte baja de la costa durante la caída de nivel de base, Por encima de esta superficie, los depósitos progradantes de la costa media-superior son estratificaciones cruzadas y de base con contacto abrupto (Catuneanu *et al.*, 2006).

Quizás la característica más importante de la superficie regresiva de erosión marina es su carácter transgresivo en el tiempo, ya que continúa formando y expandiéndose a nivel de cuenca durante toda la duración de la caída a nivel de base. En consecuencia, esta superficie es altamente diacrónica, con la tasa de regresión forzada de la costa. También hay que mencionar su carácter transgresivo en el tiempo, ya que continúa formándose y expandiéndose a nivel de cuenca durante toda la duración de la caída a nivel de base, (Catuneanu *et al.*, 2006).

➤ **Superficies de Maxima Regresión (*Maximum Regressive Surface*) MRS**

Se define con respecto a la curva regresiva-transgresiva, marcando el cambio de la regresión de la costa a la posterior transgresión (Ver Figura-12). Por lo tanto, esta superficie separa los estratos progradantes que están por debajo de los estratos retrogradantes en la parte superior. El cambio de los patrones de apilamiento progradacional a retrogradacional ocurre durante la primera elevación del nivel de base en la costa, cuando las tasas crecientes de subida de nivel de base comienzan a superar las tasas de sedimentación. (Catuneanu, 1996; Helland-Hansen y Martinsen, 1996 en Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-8).

Para definir la Superficies de Máxima Regresión (*Maximum Regressive Surface*) más ajustada se debería integrar al cambio de los patrones de apilamientos realizado por sísmica y/o perfiles de pozos al “análisis de facies” realizados con el Estudio Sedimentológico de Núcleos, ya que con ello se determina una relación estrecha entre los cambios de patrones de apilamiento con los cambios de las facies netamente fluviales a las facies con influencias marinas.

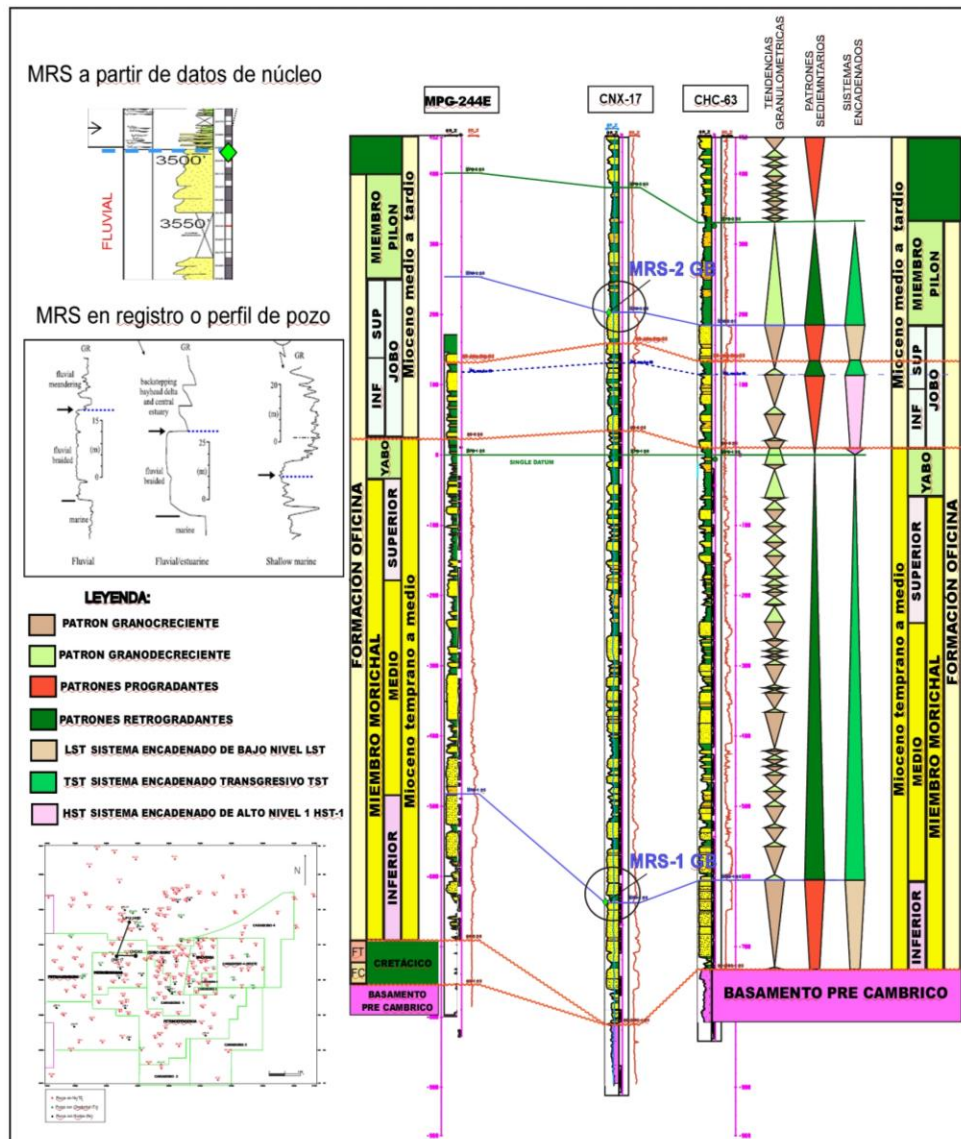


Figura-8: Sección estratigráfica que muestra en pozos tipos dentro del área de estudio la ubicación de la superficie de máxima regresión (MRS), en base a sus características perfiles de pozos (análogos teóricos del MRS vistos en datos de núcleos y registros).

En la información sísmica se identifica como una superficie que evidencia cambios de estratos retrogradando hacia el margen continental con patrones estratales tipo *Onlap* (*Coastal Onlap*) sobre estratos que progradan hacia la cuenca con patrones tipo *Downlap* (Ver Figura-9).

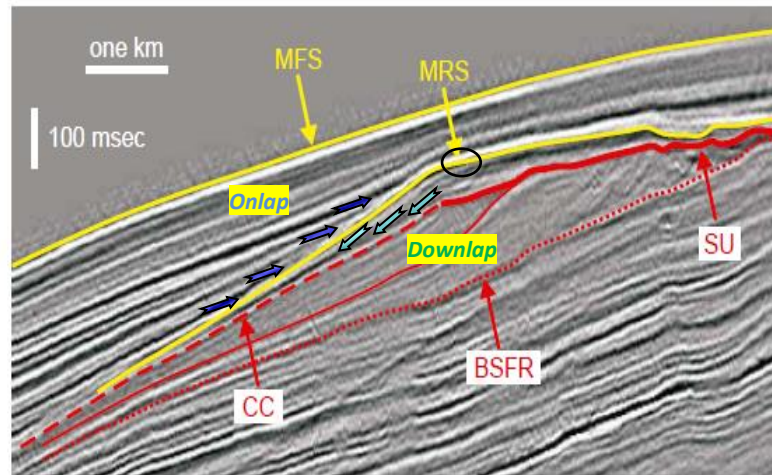


Figura 9: Sección Sísmica tipo que muestra la superficie de máxima regresión MRS. Tomado y Modificado *Debating Methods Surfaces Units & Terminology of sequence Stratigraphy (CATUNEANU-EMBRY)*.

En los depósitos marinos profundos, esta superficie es más difícil de identificar dentro de la sucesión de facies del complejo de abanicos submarinos en el piso de la cuenca, porque el evento de fin de regresión ocurre durante una etapa de disminución en la cantidad de sedimentos terrígenos que se entrega en el entorno de aguas profundas. Por esta razón, no se han desarrollado criterios físicos para el análisis de afloramiento, núcleo o registro de pozos para mapear la superficie regresiva máxima dentro de los depósitos de flujo de gravedad que se acumulan en el piso de la cuenca. Hacia el continente representa el punto del cambio entre el régimen fluvial de canales entrelazados y canales meandriiformes, hacia la costa es más fácil de observar ya que refleja el cambio entre canales fluviales y los depósitos estuarinos, Catuneanu *et al.*, 2006 (Ver Imagen-12).

➤ **Superficie Transgresiva de Enravamiento (*Transgressive Ravinement Surfaces*) TRS**

Las superficies transgresivas de enravinamiento son producidas por la erosión de las mareas y/o las olas durante el desplazamiento hacia la costa. En la mayoría de los casos, estos dos tipos de superficie se superponen y se solapan por el frente costero transgresivo (es decir, en *onlap* costero). Los depósitos transgresivos amalgamados se forman comúnmente en entornos costeros abiertos y, donde se conservan todas las facies retrogradantes (Ver Figura-12).

Estas superficies proporcionan las condiciones más favorables para la formación de icnofacies controladas por sustrato, ya que son superficies de omisión que siempre se limpian y cubren con facies marinas- costeras a marinas-superficiales (Catuneanu *et al.*, 2006). Dependiendo de la cantidad de superficie erosionada durante la transgresión, la playa y las facies transgresivas fluviales subyacentes pueden no ser preservadas, y en este caso dicha superficie puede truncar los estratos más antiguos, regresivos normales (*lowstand* o incluso *highstand*), por lo que debajo de esta superficie sus facies son variables, desde fluviales a costeras o de aguas poco profundas, mientras que las facies por encima son siempre de ambientes marino profundo.

Aunque la superficie de enravinamiento tiene un alto valor interpretativo en los estudios sedimentológicos son de poco valor para las correlaciones estratigráficas ya que constituyen superficies de alta diacronidad y de muy poca extensión geográfica. Sólo indican en núcleos y afloramientos posiciones relativas de la paleo línea de costa y procesos que ocurren cercanos con la Superficie de Máxima Inundación suprayacente. En sísmica es imposible visualizarla debido a la resolución de la misma. Por ello no se tomó en cuenta en el análisis sismoestratigráfico del estudio.

➤ **Superficie de Máxima Inundación (*Maximum Flooding Surface*) MFS**

Se define con relación a la curva regresiva-transgresiva, marcando el final de la transgresión de la línea de costa (Ver Figura-12). Por lo tanto, esta superficie separa los estratos retrogradantes que se encuentran debajo de los estratos progradantes superiores de la regresión normal del sistema de alto nivel (HST). Este cambio se produce durante la elevación del nivel de base en la costa, cuando las tasas de sedimentación empiezan a superar las tasas de elevación del nivel de base (Frazier, 1974, Posamentier et al., 1988, Van Wagoner et al., 1988, en Catuneanu *et al.*, 2006). Tal superficie es generalmente conformable o de muy baja diacronidad, excepto para las regiones de la plataforma externa y de una pendiente superior, donde la falta de suministro de sedimentos, junto con la inestabilidad causada por el rápido aumento de la profundidad del agua puede dejar el fondo marino expuesto a procesos erosivos (Galloway, 1989 en Catuneanu *et al.*, 2006).

También es conocida como la superficie transgresiva máxima (Helland-Hansen y Martinsen, 1996) o la superficie de máxima profundización de la cuenca. La superficie de máxima inundación tiene una baja diacronía a lo largo de la inmersión que refleja las tasas de transporte de sedimentos (Catuneanu *et al.*, 2002). Dichas Superficies son sin duda, los marcadores estratigráficos más fáciles de usar para la subdivisión de las sucesiones estratigráficas, especialmente en entornos marinos a planicies costeras, porque se encuentran en el centro de secciones condensadas extensas que se forman cuando la costa alcanza las posiciones más profundas hacia la cuenca. Estos intervalos marinos que pueden incluir la sección condensada son relativamente fáciles de identificar y correlacionar con cualquier tipo de datos, ya que consisten principalmente en depósitos de sedimentos pelágicos a hemipelágicos de grano fino a muy fino acumulados durante los momentos en que se depositan cantidades mínimas de sedimentos

terrígenos hacia la cuenca y en los ambientes de aguas más profundas; y que luego de una posterior diagénesis se convertirán generalmente en litofacies de lutitas de colores oscuras debido al carácter euxínico (lutitas gris oscuras a gris verdosa).

Dichas Superficies tienden a exhibir una alta respuesta de rayos gamma causada por su asociación común de elementos radiactivos autigénicos (galuconita y fosfatos). Hacia el continente su posición puede estar indicada por vetas de carbón extensivas o por depósitos de carbón prominentes o “*Coal Seam*” (Hamilton y Tadros, 1994; Tibert y Gibling, 1999) en Catuneanu *et al.*, 2006.

En los datos de los estudios Bioestratigráficos la Superficie de Máxima Inundación (*Maximum Flooding Surface*) es indicada por una zona donde se presentan los picos máximos de abundancia de foraminíferos, nanofósiles calcáreos y/o dinoflagelados (Ver Figura-10).

retrogradando y con patrones o terminaciones tipo *onlap* (*coastal onlap*) (Ver Figura-11).

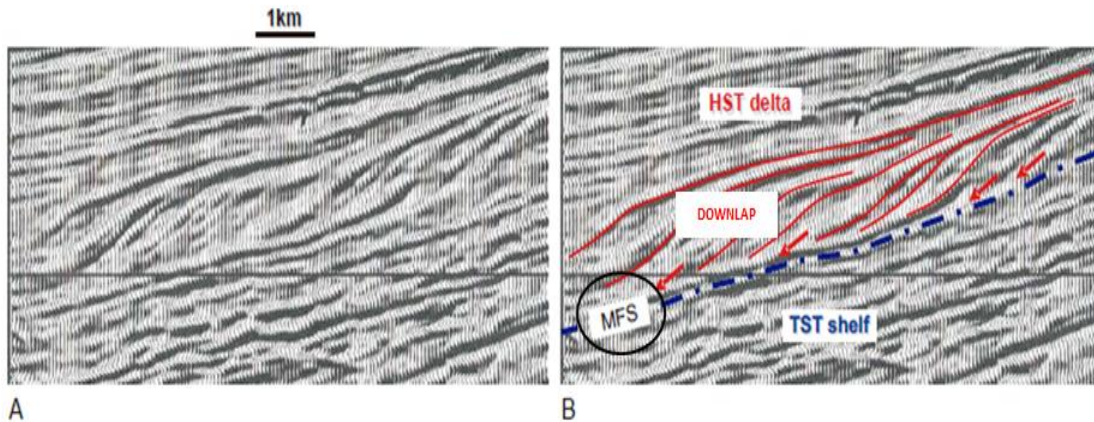


Figura-11: En la imagen se identifica la expresión sísmica de una superficie de máxima inundación en un entorno costero a marino poco profundo (A: línea sísmica no interpretada; línea sísmica interpretada B; modificada de Brown et al., 1995).

➤ Superficie basal de regresión forzada (*Basal Surface of Forced Regression*) BSFR

Fue introducido por Hunt y Tucker en 1992 para definir la base de todos los depósitos que se acumulan en el medio marino durante la regresión forzada de la costa (Ver Figura-12). Esto corresponde a la concordancia correlativa de Posamentier *et al.*, en 1988 y se aproxima al paleo-fondo marino al inicio de la caída de nivel de base en la costa. Esta se produce dentro de una sucesión totalmente marina, separando los estratos regresivos normales de la base superior de los estratos regresivos forzados anteriores. (Ver Figura-7).

En ambientes marinos poco profundos se preservan mejor donde la caída del nivel base es de magnitud baja. Como en el caso de la concordancia correlativa, la superficie basal de regresión forzada puede no ser reconocida con base en criterios icnológicos, porque no se asocian icnofacies controladas por sustrato y no se registra contraste en icnofábricas entre los estratos inferiores y posteriores. (Catuneanu *et al.*, 2006).

Dicha superficie no se observa en el área de estudio. Cabe destacar que este término de Superficie Basal de Regresión Forzada es motivo de mucha controversia entre estratígrafos y se recomienda no usar ya que son generalmente imposibles de identificar en núcleos y afloramiento. (Embry-Catuneanu *Debating Methods Surfaces Units & Terminology of sequence Stratigraphy*).

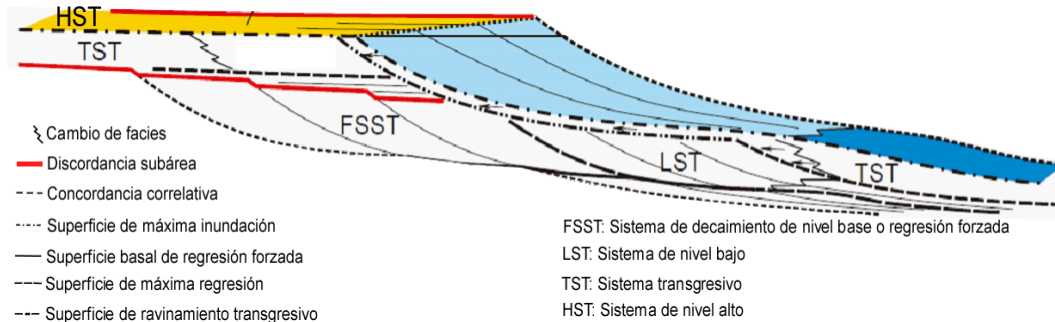


Figura-12: Sistema transgresivo: Retrogradación y agradación, asciende el nivel de base y se genera la transgresión (tomado y modificado de Catuneanu, 2006).

2.5. Sistemas Encadenados

2.5.1. Sistemas Encadenados (*Systems Tracts*)

El término Sistemas Encadenados (*Systems Tracts*) fue introducido por Brown y Fisher (1977) para subdividir una secuencia en función de los sistemas encadenados contemporáneos. Estos sistemas pueden definirse a partir de la interpretación de patrones de apilamiento de los estratos, adquiriendo una posición dentro de la secuencia y siendo delimitado por superficies estratigráficas. Así mismo, se les asignan posiciones particulares a lo largo de una curva inferida de cambios en el nivel de base en la línea de costa (Catuneanu *et al.*, 2006).

Cada sistema encadenado se define por un tipo específico de patrón de apilamiento del estrato (progradante, retrogradante y agradante) y se encuentra estrechamente asociado con un tipo de desplazamiento de la línea de costa (es decir regresión forzada, regresión normal o transgresión)

representando una respuesta sedimentaria específica a la interacción entre el flujo de sedimentos, fisiografía, energía ambiental y cambios en el arreglo de los sedimentos (Posamentier y Allen, 1999 en Catuneanu *et al.*, 2006).

La escuela de Exxon (Vail et al., 1977, Posamentier & Vail, 1988) subdividió la secuencia en cuatro componentes (para cuencas divergentes y continentales) a partir de una curva de fluctuaciones eustáticas y posteriormente por una curva de cambios relativos en el nivel del mar (incluye curva de solapamientos) en: *Lowstand, transgressive, highstand, y shelfmargin systems tracts* (Catuneanu *et al.*, 2006).

Se definió una secuencia compuesta de *lowstand, transgressive y highstand systems tracts* como una secuencia de "tipo 1", mientras que una combinación de *shelf-margin, transgressive y highstand systems tracts* forman una secuencia "tipo 2". El *lowstand* y el *shelf-margin systems tracts* son conceptos muy similares, ya que ambos están relacionados con la misma porción de la curva de referencia del nivel del mar (etapa de caída temprana), por lo que se usaron indistintamente como parte de una secuencia depositacional (Posamentier y Vail, 1988 en Catuneanu *et al.*, 2006).

Según estos autores, se forma un límite de "secuencia tipo 1" durante una etapa de caída rápida del nivel eustático del mar, cuando las tasas de caída son mayores que la tasa de subsidencia en el borde de la plataforma continental, conduciendo a un rápido retroceso (regresión forzada) y a la erosión completa de la plataforma expuesta. Por el contrario, se forma un límite de "secuencia tipo 2" durante las etapas de caída lenta del nivel eustático del mar, cuando las tasas de caída son menores que la tasa de subsidencia en el borde de la plataforma resultando sólo una poca

exposición subáerea y erosión parcial de la plataforma continental (Vail *et al.*, 1984 en Catuneanu *et al.*, 2006).

En 1988, Posamentier y Vail, hicieron los primeros intentos de eliminación de la referencia de la tasa de subsidencia en el borde de la plataforma (*shelf edge*) y propusieron quedarse sólo con la relación de la tasa de caída eustática y la tasa de subsidencia en la línea de costa (*shoreline*).

Después, Posamentier y Allen (1999) abogaron por la eliminación definitiva de los tipos 1 y 2 a favor de un solo tipo de secuencia de depositación ya que durante la etapa de subida lenta del nivel del mar en la línea de costa no se espera que resulte en la generación de una discordancia subaérea (SU) y más bien es más conductivo a la manifestación de una regresión normal, donde la agradación es favorecida (Catuneanu *et al.*, 2006 p165).

Con la eliminación de la discordancia de tipo 2, el sistema de margen de cuenca (*shelf-margin systems tracts*) fue excluido como sistema depositacional de la estratigrafía secuencial. Como resultado, el modelo de secuencia de depositación de Exxon se considera ahora como un esquema que incluye *lowstand*, *transgressive* y *highstand systems tracts* como las subdivisiones básicas de una secuencia (Catuneanu *et al.*, 2006).

Hunt y Tucker (1992) redefinieron los depósitos de abanico de *Lowstand* del grupo de investigación de Exxon como el “sistema de regresión forzada o *Falling stage systems tracts* (FSST)”. Y colocaron el límite de secuencia en el tope del FSST, al final de la caída del nivel base. En este enfoque los *highstand* y los *lowstand system tracts* están ahora restringidos a las fases tardía y temprana de la elevación del nivel base (Catuneanu *et al.*, 2006).

Existen suficientes criterios de la arquitectura del estrato para permitir el desglose de una secuencia en el conjunto completo de cuatro sistemas. Al mismo tiempo, un ciclo completo de cambios en el nivel base consiste en una sucesión de cuatro etapas distintas de los cambios en la línea de costa es decir, dos regresiones normales, una transgresión y una regresión forzada. (Catuneanu *et al.*, 2006). A continuación se definen cada uno de los sistemas depositacionales de forma generalizada. Es necesario mencionar que las características de cada sistema dependerán de la posición en la que se ubique el estudio dentro de la cuenca sedimentaria.

➤ **Sistema encadenado de nivel alto o *Highstand Systems Tracts (HST)***

Este sistema se forma durante la fase tardía de la elevación del nivel de base, cuando la tasa de sedimentación supera la tasa de ascenso del nivel de base, generando una regresión normal. Por esta razón, las tendencias de depositación y los patrones de apilamientos están dominados por una combinación de procesos agradacionales y progradantes. Este sistema está limitado en su base por una superficie de máxima inundación y en el tope por una superficie compuesta que puede incluir la discordancia subáerea (SU), la superficie basal de regresión forzada (BSRF) y la porción más antigua de la superficie regresiva de erosión marina (RSME), aunque esta característica no siempre se cumple a total cabalidad (Ver Figura-13).

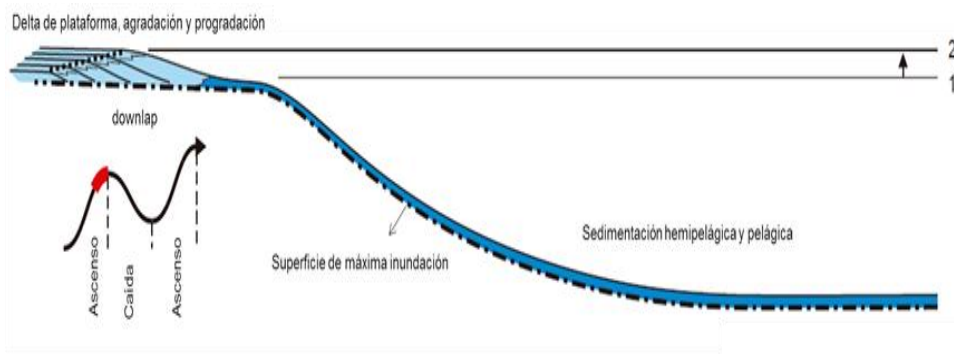


Figura-13: Sistema de nivel alto: Tasa baja de agradación y progradación, aumento a nivel de base en la costa y regresión normal (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006).

Como se dispone de espacio para la acomodación de sedimentos debido al nivel de base ascendente, se espera que el sistema *highstand* incluya todos los ambientes de depositación, pero sólo se logran preservar en el registro geológico los depósitos asociados a ambientes fluviales (sistemas agradantes) a costeros (deltas y planicies) y marino poco profundo (*Shoreface* gradacional y Facie (*Shelf*) (Catuneanu *et al.*, 2006). En secciones sísmicas esta superficie se ve representada por sistemas progradantes con patrones de biselamiento inferior o *downlap* hacia la cuenca en la base y terminaciones *toplap* hacia el tope (Ver Figura-14).

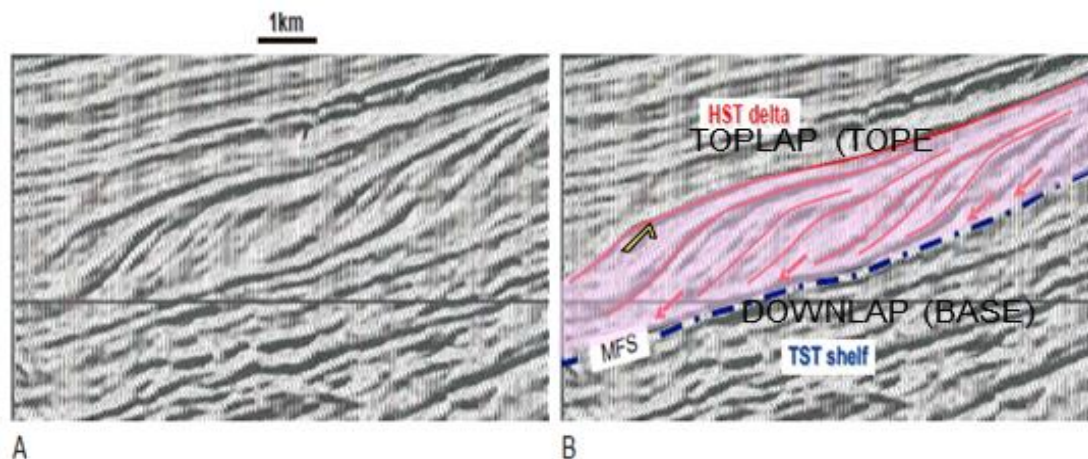


Figura-14: En la imagen se identifica la expresión sísmica donde resalta en rosado el Sistema encadenado de nivel alto (HST). (A: línea sísmica no interpretada; línea sísmica interpretada B; modificada de Brown *et al.*, 1995).

➤ **Sistema encadenado de decaimiento del nivel base o *Falling Stage Systems Tracts (FSST)***

Hace referencia a aquellos estratos que se acumulan en una cuenca sedimentaria durante la regresión forzada de la costa. Esta etapa descendente está limitado en la parte superior por una superficie compuesta que incluye la discordancia subáerea “*SU*”, su concordancia correlativa (Hunt y Tucker, 1992) y la parte más joven de la superficie regresiva de la erosión marina “*RSME*”, mientras que en su base está limitado por la superficie basal de regresión forzada “*BSFR*” (concordancia correlativa de Posamentier y

Allen, 1999) y por la porción más antigua de la superficie regresiva de erosión marina “RSME” (Ver Figura-15).

La formación de discordancias subaéreas en la parte no marina de la cuenca durante la caída de nivel base puede implicar una combinación de procesos, incluyendo incisión fluvial (valle inciso), derivación fluvial (*fluvial bypass*), pedogénesis y deflación (Catuneanu *et al.*, 2006).

La incisión causada por la caída en el nivel de base sólo ocurre cuando el nivel base desciende por debajo de las rupturas o cambios abruptos topográficos principales (por ejemplo, escarpes de depositación, borde de la plataforma, etc.), exponiendo los segmentos marinos (Schumm *et al.*, 1993, Ethridge *et al.*, 2001, Posamentier *et al.*, 2001 en Catuneanu *et al.*, 2006).

Dicho sistema tiende a estar compuesto por dos cuñas distintas separadas por un área de no depositación alrededor del borde de la plataforma; una en la plataforma continental consistente en depósitos costeros marginales a marino poco profundos y la otra en aguas profundas consistente en depósitos asociados a los flujos de alta densidad (depósitos turbidíticos de abanico de talud y de abanico de fondo de cuencas) y sedimentos pelágicos hacia la sección condensada (Ver Figura-15) (Catuneanu *et al.*, p177).



Figura-15: Sistema de decaimiento del nivel base: Tasa baja de progradación, cae el nivel de base generando una regresión forzada (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006).

En secciones sísmicas este sistema se ve representada por patrones progradantes que hacen solapamiento inferior o *downlap* hacia la cuenca con configuraciones de terminaciones estratales que evidencia sobreescalonamientos hacia el tope del cortejo depositacional u *offlap* (Ver figura-16). Cabe destacar que dicha superficie no se aprecia en el área de estudio ya que se estima que fueron “bypaseados” o derivados hacia partes más profundas de la cuenca, es decir más hacia el Norte del área de estudio.

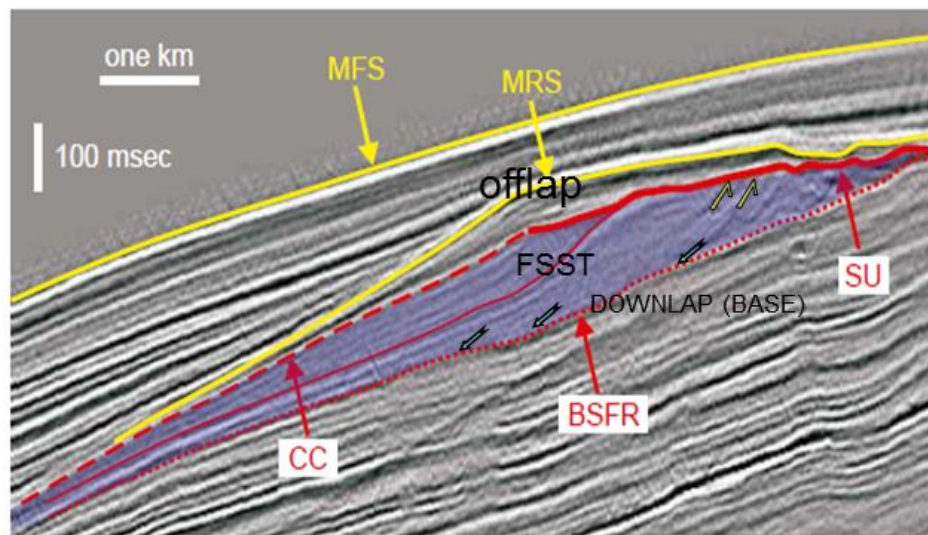


Figura-16: Se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones *offlap* sobre patrones progradante tipo *downlap* hacia la cuenca, representando el tope del *Falling Stage Systems Tracts* FSST.

➤ Sistema encadenado de nivel bajo o *Lowstand Systems Tract (LST)*

Está formado por aquellos depósitos sedimentarios que se generan durante la fase temprana de la elevación del nivel base, cuando este ascenso es superado por la tasa de sedimentación teniendo como resultado una regresión normal. Por ello, los procesos de depositación y los patrones de apilamiento están dominados por procesos agradacionales y progradacionales.

El sistema de nivel bajo está limitado en su base por una discordancia subaérea (SU) y su concordancia correlativa (CC); y en su tope por la superficie de máxima regresión o superficie de máxima progradación “MRS” (Ver Figura-17).

A medida que el nivel base se eleva, generalmente se espera que incluya toda la serie de ambientes de depositación, desde el fluvial hasta marino profundo conservándose solo en el registro geológico la parte correspondiente a ambientes fluviales que están generalmente asociados a ambientes de canales entrelazados y/o anastomosados. Pocos preservados en el registro geológico se encuentran la parte de los ríos meandriformes y los de la parte deltaica. En cambio los depósitos correspondientes a ambientes marino somero a marino profundo son generalmente retrabajados y reconvertidos en el sistema siguiente (TST en este caso) (Catuneanu p177 et al., 2006).

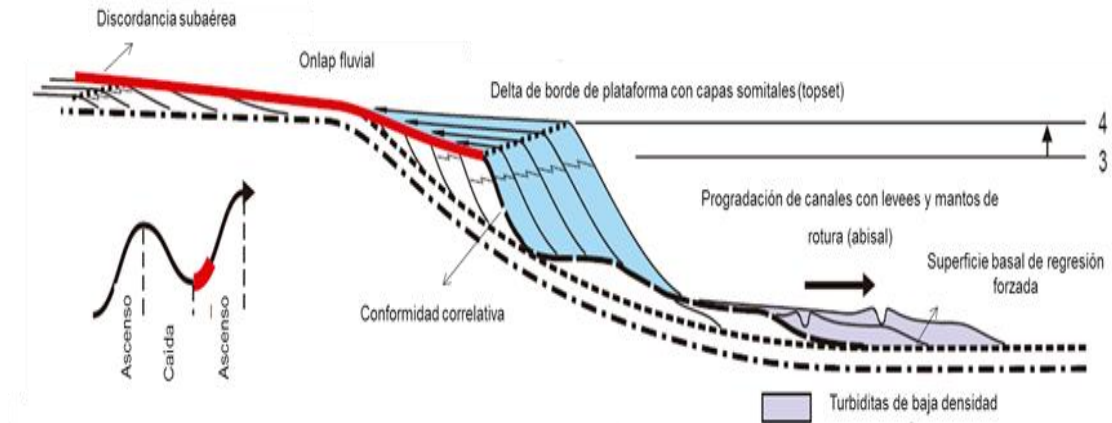


Figura-17: Sistema nivel bajo: Tasa baja de agradación y progradación, asciende el nivel de base y se genera una regresión normal (tomado y modificado de Catuneanu et al., 2006).

En secciones sísmicas este sistema se ve representado por patrones progradantes con terminación *downlap* hacia la cuenca y patrones de terminaciones estratales *toplap* hacia el tope (Ver Figura-18).

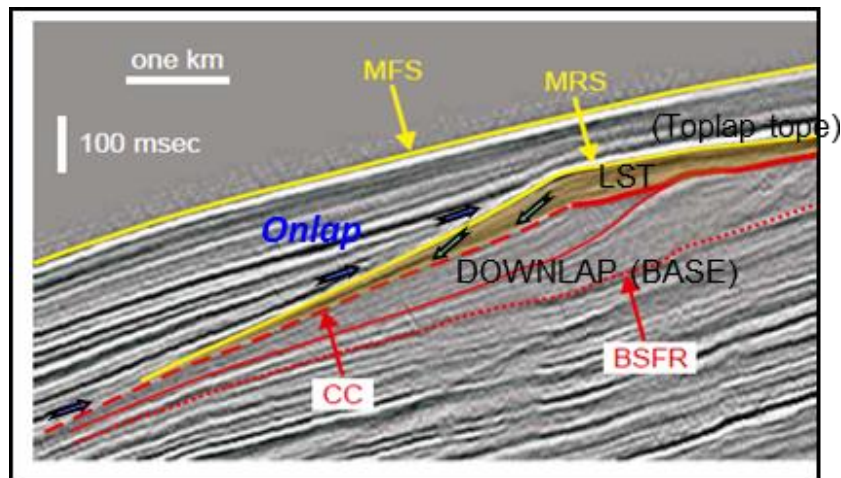


Figura 18: se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones *downlap* progradando hacia la cuenca en la base del sistemas y terminaciones *toplap* en el tope.

➤ **Sistema encadenado Transgresivo o *Transgressive Systems Tract (TST)***

Se forma durante la etapa de elevación del nivel base cuando este ascenso supera las tasas de sedimentación en la línea de costa. Puede reconocerse a partir de patrones de apilamiento retrogradacionales, que dan como resultado perfiles globales ascendentes dentro de las sucesiones marinas y no marinas. Este sistema está limitado en su base por la superficie de máxima regresión “MRS” y en su tope por una superficie de máxima inundación “MFS” (Ver Figura-19).

Como las tasas de creación de espacio de acomodo son más altas durante la transgresión de la costa, se espera que el sistema transgresivo así como los sistemas anteriores, incluyan todos los ambientes depositacionales a lo largo de la inmersión de la cuenca, desde fluvial hasta marino profundo, pero con un mayor grado de preservación que los otros sistemas o cortejos depositacionales. Generalmente en el registro geológico se les relaciona con las facies más “arcillosas” de los sistemas encadenados. Otras veces se les asocia con depósitos “arenosos” muy particulares y que presentan patrones de apilamiento retrogradantes como son los depósitos estuarinos, deltas del

tipo *bayhead*, deltas de mareas con fases muy destructivas y con facies turbidíticas transportados por flujo de baja densidad (*low density turbidites*) (Catuneanu p177 *et al.*, 2006).

El Sistema Transgresivo (*TST*) posee las mejores condiciones de los cuatros sistemas encadenados para la formación y desarrollo de capas o estratos de carbón debido a la ubicación del nivel freático en su nivel más alto (*water table*) con relación al perfil de equilibrio o nivel base (*landscape profile*) en ese estadio. (Catuneanu: p218 *et al.*, 2006) Los patrones de *onlap* o solapamientos costeros y marinos constituyen las expresiones sísmicas típicas de los sistemas transgresivos.

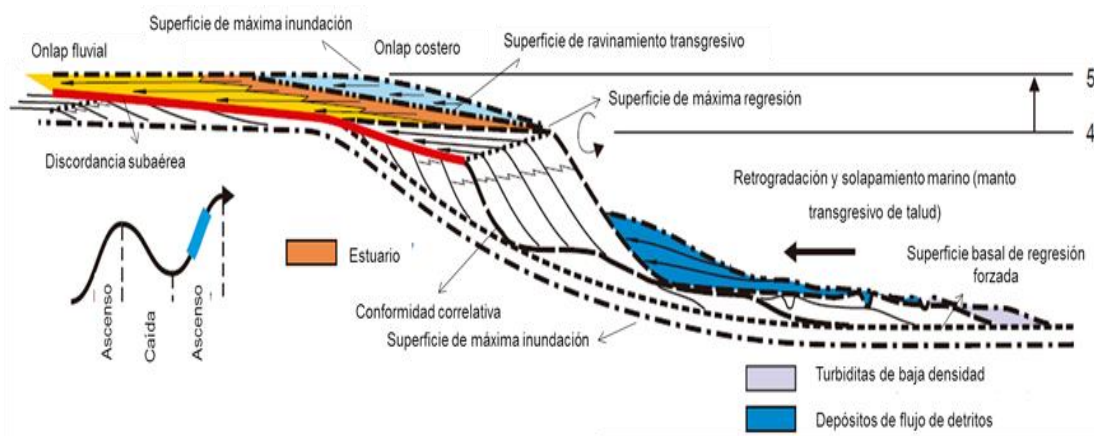


Figura-19: Sistema transgresivo: Retrogradación y agradación, asciende el nivel de base y se genera la transgresión (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2006).

En secciones sísmicas este sistema retrogradante se ve representado por patrones de apilamiento *onlap* hacia el margen continental en la base y terminaciones *downlap* progradando hacia la cuenca en el tope (Ver Figura-20).

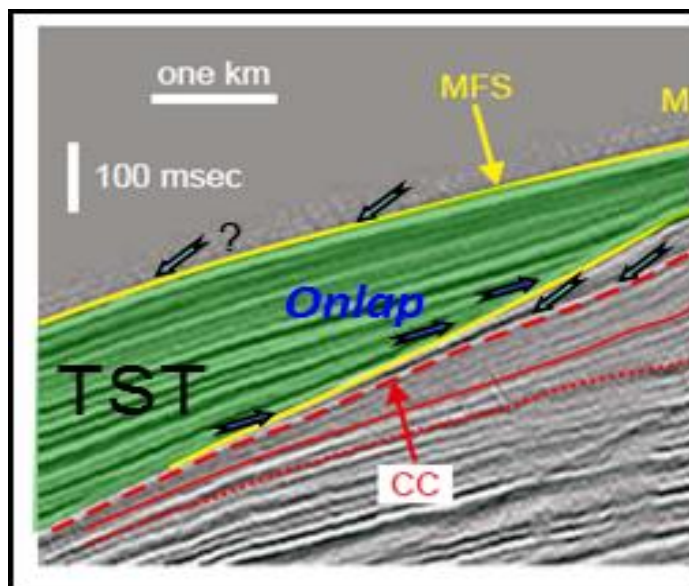


Figura 20: se identifica la expresión sísmica en la que se resalta las terminaciones estratales onlap en la base del sistema encadenado y la terminación downlap (inferida) hacia el tope del mismo.

2.6. Geometría estratál y/o de los estratos

Se definen por la relación geométrica entre los estratos y la superficie estratigráfica contra la cual terminan. (Ver Figura-21) Son observados a mayor escala en líneas sísmicas 2D y 3D, la interpretación correcta de las terminaciones estratales es de suma importancia para el éxito en la aplicación del análisis secuencial, ya que proporciona evidencias críticas para la reconstrucción de los desplazamientos de la línea de costa e implícitamente en la identificación de las terminaciones de patrones de los sistemas depositacionales (*Systems Tracts*) y de la ubicación de sus superficies estratigráficas límites como las discordancias subaereas (SU), Concordancia Correlativas (CC), superficie de máxima regresión (MRS) y Superficie de máxima inundación (MFS) (Catuneanu *et al.*, 2006). Estas terminaciones son:

2.6.1. Truncamiento

Terminación de los estratos contra una superficie erosiva superpuesta. Están relacionadas generalmente con la ubicación de las discordancias

subaéreas (Caso de discordancia angular) (Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-21).

2.6.2. Toplap

Terminación de estratos inclinados contra una superficie de menor ángulo, principalmente como resultado de la no depositación o erosión en menor grado durante eventos que generan patrones progradacionales. Son muy difíciles de observar a la escala sísmica por problemas resolutivos (Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-21).

2.6.3. Onlap

Terminación de estratos de bajo ángulo contra una superficie estratigráfica con mayor inclinación. El tipo de discontinuidad de las terminaciones o solapamientos en *Onlap* puede desarrollarse en ambientes marinos (*Marine Onlap*), costeros (*Coastal Onlap*) y no marinos (*Baselap o Fluvial Onlap*) (Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-21).

- *Onlap* marino: se desarrolla en las pendientes continentales durante las transgresiones (delantales de taludes, Galloway, 1989, depósitos de fase de “*healing*”, Posamentier y Allen, 1993), cuando los estratos transgresivos de aguas profundas se traslapan sobre la superficie de máxima regresión.
- *Onlap* costero: se refiere a los estratos transgresivos de la costa a las aguas poco profundas que se superponen a las superficies de enravinamiento transgresivos (mareas, olas).
- *Onlap* fluvial: se refiere al desplazamiento hacia tierra del extremo aguas arriba del área de agradación dentro de un sistema fluvial durante el aumento del nivel de base (regresiones normales y transgresión), cuando los estratos fluviales se traslapan sobre la discordancia subaérea (Catuneanu *et al.*, 2006).

2.6.4. Downlap

Terminación de estratos inclinados contra una superficie de ángulo inferior. El *Downlap* o biselamiento inferior es comúnmente visto en la base de los clinofomas progradantes en sentido hacia la cuenca, ya sea en ambientes continentales (cuña fluvial de los sistemas de bajo nivel durante la regresión normal), transicionales (cuñas progradantes de ambientes costeros y deltaicos en los sistemas de alto nivel también durante la regresión normal) y marinos (como depósitos tipos de los sistemas de decaimiento del nivel base durante la regresión forzada) (Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-21).

2.6.5. Offlap

Se observan durante el desplazamiento progresivo o en forma escalonadas de las terminaciones de las unidades sedimentarias dentro de una secuencia conformable de rocas en la cual cada unidad sucesivamente más joven deja expuesta una porción de la unidad más antigua en la que se encuentra. Es el producto de una fuerte caída de nivel base, por lo que es el patrón sísmico de diagnóstico para la interpretación de regresiones forzadas ya que identifica el tope del sistema encadenado asociado FSST (*Falling stage system tracts*) (Catuneanu *et al.*, 2006) (Ver Figura-21)

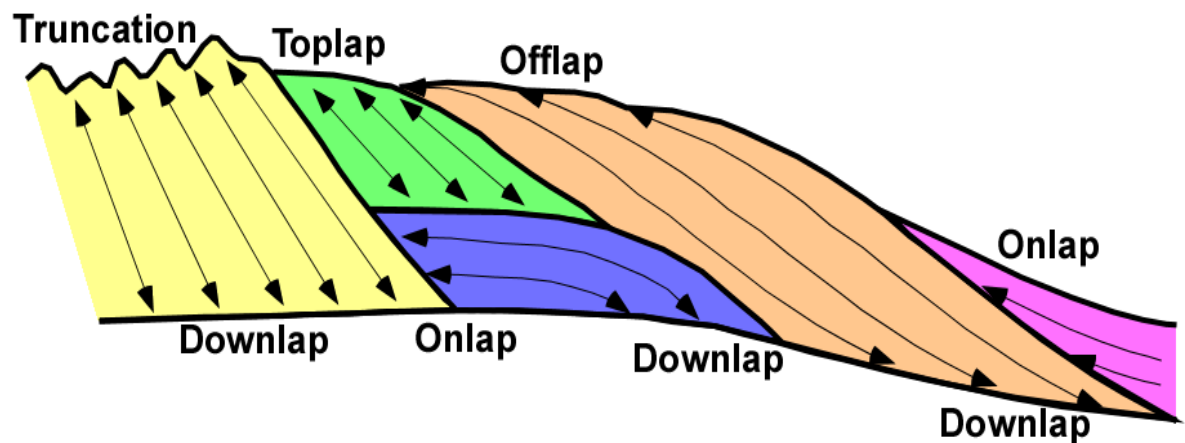


Figura-21: Terminaciones Sísmicas, (tomado y modificado de Catuneanu *et al.*, 2002)

2.7. Otras Definiciones

2.7.1. Eustasia

Consiste en las variaciones del nivel del mar, que pueden deberse a diversas causas como; movimientos de las placas tectónicas que afectan el volumen de las cuencas oceánicas o cuando los cambios en el clima afectan el volumen de agua almacenada en glaciares y en los casquetes polares. (*oilfield glossary, schlumberger*).

2.7.2. Acomodación

Es la cantidad de espacio disponible para la acumulación de sedimentos. Las influencias dominantes en la acomodación o espacio disponible son la subsidencia y eustasia. (*oilfield glossary, schlumberger*). A través del tiempo la acomodación puede incrementarse (acomodación positiva) o disminuir (acomodación negativa) en respuesta a la interrelación de la sedimentación con respecto a la evolución de la cuenca y a sus controles alogénicos (tectonismo, eustatismo y clima).

La acomodación positiva resulta en agradación y es potencialmente acompañada por la progradación y retrogradación de los sedimentos, mientras que la acomodación negativa es el producto de la degradación y formación de superficies erosivas. (Miall, 1997; Posamentier and Allen, 1999; Catuneanu *et al.*, 2006).

2.7.3. Agradación

Ocurre en áreas en el que el suministro de sedimentos es superior a la cantidad de material que el sistema es capaz de transportar. (*oilfield glossary, schlumberger*).

2.7.4. Retrogradación

Es la acumulación de secuencias por la sedimentación en la que las capas o estratos se depositan sucesivamente hacia el margen continental, porque el aporte de sedimentos es limitado y no puede llenar el espacio disponible para la acumulación. Por lo tanto la posición de la línea costera migra hacia el margen continental en un proceso conocido como transgresión. (*oilfield glossary, schlumberger*).

2.7.5. Progradación

Es la acumulación de secuencias por sedimentación en la que las capas o estratos se depositan sucesivamente hacia la cuenca, porque el aporte de sedimentos excede a la capacidad de acomodación. Por lo tanto la posición de la línea costera migra hacia la cuenca (*oilfield glossary, schlumberger*). Este proceso se encuentra generalmente vinculado a la regresión tanto normal (LST y HST) como forzada (FSST). Sin embargo, también es posible su ocurrencia en áreas particulares de sistemas transgresivos globales como es el caso de los *Proper Deltas* (Catuneanu p 208 et al., 2006).

2.7.6. Secuencia

El concepto de “Secuencia” está definido y/o aceptado de acuerdo al límite que lo define. Este concepto ha variado y evolucionado a través del tiempo. Originalmente la primera definición de secuencia la realizó Lawrence Sloss en 1949 y lo describe como una “unidad estratigráfica limitadas por discordancias subaereas”.

Peter Vail y Robert Mitchum (Memoria 26 de la AAPG, 1977) modificaron el concepto original debido a la introducción de la concordancia o conformidad correlativas (CC) y la definieron como “una sucesión relativamente conformables de estratos genéticamente relacionados limitados en su tope y base por discordancias subaéreas (SU) en el margen

continental y su concordancia correlativas (CC) sobre la parte más profunda de la cuenca. Esta unidad fue definida como “Secuencia depositacional”.

Al poco tiempo Galloway en 1989 basado en el trabajo de Frazier en 1974 propuso que la superficie MFS debería ser usado como el límite de secuencia (SB=MFS) en detrimento de la discordancia subaérea (SU). Esta unidad fue definida como “Secuencia Estratigráfica Genética”. Luego Embry y Johannessen en 1992 propusieron un tercer concepto de Secuencia conocida como como “Secuencia Regresiva-Transgresiva”, definiéndola como “una unidad de estratos limitadas en su tope y base por superficies de máxima regresión (MRS), correspondiente al ciclo completo en el desplazamiento de la línea de costa.

Las discordancias (SU) implica erosión y/o no sedimentación dentro de una secuencia, por lo que puede generar que la sucesión de estratos que no estén siempre conformables y genéticamente relacionados. Por ello Octavian Catuneanu en 2009 realizó la última modificación conocida del concepto de Secuencias y la define como “una sucesión de estratos depositados en un ciclo completo de cambios en la acomodación o aportes de sedimentos”. Esta definición es la más universalmente aceptada ya que es la más genérica y aplicable a todo concepto de secuencia cualquiera sea su límite y escala. Además independiente del enfoque o modelo usado.

2.7.7. Nivel Base

Existen dos corrientes de pensamiento que definen teóricamente el nivel base como: a.) más o menos el nivel del mar y b) Es una superficie abstracta que representa el perfil de equilibrio existente entre la erosión en la porción continental y la sedimentación en áreas marinas. En la porción marina el nivel base es generalmente muy cercana al nivel del mar e intercepta al fondo marino sólo donde las corrientes de efecto por el oleaje resultan en

completo remoción de los sedimentos. Esta última definición es la más aceptada por la comunidad geológica (Catuneanu *et al.*, 2010, p23).

2.7.8. Registros o perfiles de Pozos

Los registros o perfiles de pozos, son métodos geofísicos aplicados a las paredes de una perforación, generalmente antes de su entubación. Los más utilizados miden la radiactividad natural de las formaciones (Gamma Ray-GR), la conductividad eléctrica para determinaciones de resistividades de los fluidos contenido en las formaciones (CILD); el índice de hidrógeno (NPHI), la densidad de electrones con relación al volumen total de la roca y a su matriz (RHOB) y el tiempo de tránsito de una onda de sonido para atravesar las formaciones (DT), con la finalidad de determinar valores de porosidad de la formación. Algunos de ellos sirven para medir indirectamente facies litológicas (GR) y complementan de manera muy importante las muestras extraídas del núcleo o testigo del subsuelo. En la prospección petrolera, en pozos cercanos a veces se prescinde de la toma de núcleos, muestras de canal y/o pared, ya que se confía totalmente en poder resolutivo de los registros o perfiles de pozo. Entre dos pozos cercanos los registros o perfiles de pozos constituyen normalmente la técnica de correlación estratigráfica con mayor precisión y fiabilidad. Por otra parte mediante la integración con otras herramientas (tiros de verificación o *check shot*) se logra la calibración y ajuste de la correlación con los horizontes extraídos de los datos sísmicos (sismograma sintético).

Según Galloway y Hobday (1983), los patrones de registros (“electrofacies o electrosecuencias”) pueden ser usados a tres niveles de interpretación:

1. Determinación de una secuencia vertical y arquitectura de las capas o estratos.
2. Reconocimiento y cartografía de facies sedimentarias.
3. Interpretación de ambientes depositacionales.

Orlando Serra (s.f.e) menciona que la interpretación de los datos geofísicos de superficie con la interpretación geológica se verá considerablemente simplificada y será más confiable, si se apoya en los datos de perfiles de pozos. Por lo tanto los datos de perfiles proveen el vínculo entre la geofísica de superficie y la geología del subsuelo: además constituyen el único medio para lograr una conversión precisa de los datos de tiempo a los datos de profundidad y permiten transferir los la datos de frecuencia y amplitud de señal a datos sedimentológicos o económicos (facies, porosidad, contenido de fluidos, etc.) (*oilfield glossary, schlumberger*).

2.7.9. Sección Sísmica

Consiste en una representación acústica de las capas o estratos de rocas del subsuelo la cual guarda cierta semejanza con una sección geológica y representada a lo largo de una línea o transecto a partir de datos sísmico 2D o de un volumen de datos sísmicos 3D. Esta representación puede ser tanto vertical y/o horizontal. Los elementos que la conforman son: a) la traza que es el resultado de la interacción entre los coeficientes de reflexión de la roca en el subsuelo y la señal emitida a través de estas por una fuente de energía ;y b) el horizonte sísmico que son el resultado del contraste acústico entre dos o más capas de rocas superpuestas.

El propósito de la interpretación sísmica es extraer toda la información geológica disponible a partir de datos sísmicos, estos datos ofrecen una imagen del subsuelo que permite reconstruir estructuras, la estratigrafía, algunos aspectos sedimentológicos y adicionalmente estos aportan información acerca de las propiedades de las rocas y cambios en los fluidos en el espacio y en el tiempo a través de reflectores sísmicos con estas características.

Los datos sísmicos pueden ser considerados como la convolución de la señal fuente con la respuesta sísmica, donde la convolución es un proceso matemático que puede ser interpretado como el cambio que resulta sobre una onda después de haber pasado por un filtro lineal que en este caso es representado por la tierra. (Pineda y Espeso *et al.*, Curso de Interpretación Sísmica, 2003).

2.7.10. Sismograma Sintético

Es un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la Tierra. El sismograma sintético es generado mediante la convolución de la serie de reflectividad derivada de los registros acústicos y de densidad digitalizados, derivándose la ondícula fuente de los datos sísmicos. Mediante la comparación de los marcadores geológicos o capas guía, superficies estratigráficas límites u otros puntos de correlación definidos en los registros de pozos con las reflexiones principales de la sección sísmica (horizontes sísmicos), es posible mejorar las interpretaciones de los datos. (*oilfield glossary, schlumberger*).

2.7.11. Facies Sísmica

El concepto de Facies fue introducido por Amantz Gressly en 1838, refiriéndose a los “aspectos distintivos de cada unidad de roca o estrato”. Estos caracteres distintivos pueden ser de tipo físico, químico y biológico lo que permite diferenciar una unidad de roca de otras vertical y lateralmente adyacentes, reflejando condiciones o procesos de sedimentación en un ambiente particular (Facies sedimentaria). El concepto de facies puede variar de acuerdo a los parámetros o asociación de atributos que mide e identifica (Ejemplo: Biofacies, Petrofacies, microfacies, etc). Si la propiedad medida se encuentra relacionada con las diferentes características de la traza sísmica en una ventana de tiempo o profundidad a partir de los datos sísmicos (Frédérique Fournier *et al.*, 2008) se le definirá como Facies Sísmicas.

Mitchum *et al.*, 1977, definió Facies Sísmicas como un conjunto de reflectores tridimensionalmente cartografiados cuyas características de la reflexión difiere de las adyacentes. De acuerdo al tipo de configuración interna de los reflectores las facies sísmicas pueden ser: Paralelas, Divergentes, Paralelas Onduladas, Subparalelas, Caóticas, Monticular, Sigmoidal, Oblicua y Transparente (Mitchum, *et. al*, 1977).

2.7.12. Física de Rocas

La Física de Rocas es la rama de la geofísica que estudia la relación entre las propiedades elásticas y propiedades petrofísicas del medio poroso (Reverón *et al*, 2010). El modelo de Física de Rocas es una técnica o metodología que permite el establecimiento de atributos o propiedades elásticas del medio poroso para tener una mejor discriminación de litologías clásticas (arena y lutita). Estas propiedades elásticas usualmente son densidad, impedancias de la onda P y de la onda S y la relación V_p/V_s .

La física de rocas permite establecer las relaciones entre dos (2) tipos de propiedades y estimar uno a partir del otro. Generan de forma cualitativa y cuantitativa una relación entre las facies sedimentarias, propiedades elásticas y petrofísicas del medio poroso; y permite deducir algunas características de estas a partir del análisis de la respuesta de las variables involucradas.

Mediante el análisis de Física de roca se puede determinar que la velocidad de propagación de Onda (V_p , V_s) y la porosidad tienen una relación inversamente proporcional, es decir, a menor porosidad mayor velocidad y a mayor porosidad menor velocidad poroso (Reverón *et al.*, 2010). Rocas con bajos valores de porosidad generalmente es una roca consolidada, con espacios porosos reducidos por donde una onda se propaga a mayor velocidad, ya que está viajando preferiblemente por la matriz

de la roca que es más rígida; mientras que rocas con alta porosidad puede ser no consolidada, lo cual conduce a bajos valores de velocidad de propagación de ondas por la poca cohesión de los granos que no permite la propagación de la onda fácilmente (Caso de la Faja). En resumen la constitución interna de la roca (tamaño, forma de granos y de poros) afectan las propiedades elásticas.

2.7.13. Ciclo Estratigráfico

Se refieren a la repetición ordenada en el tiempo de los procesos geológicos que controlan la génesis de los eventos sedimentarios (Gil *et al.*, 2002). Por otra parte los ciclos eustáticos son intervalos de tiempo geológico durante los cuales se produce a escala global, un ascenso y descenso del nivel medio del mar se han reconocido cinco (5) órdenes de ciclos eustáticos, de primero a sexto orden o megaciclos, superciclos, ciclos y paraciclos eustáticos de cuarto a sexto orden. (Ver Imagen-22) Curso de ESTRATIGRAFÍA SÍSMICA by Rafael Falcón, 2010.

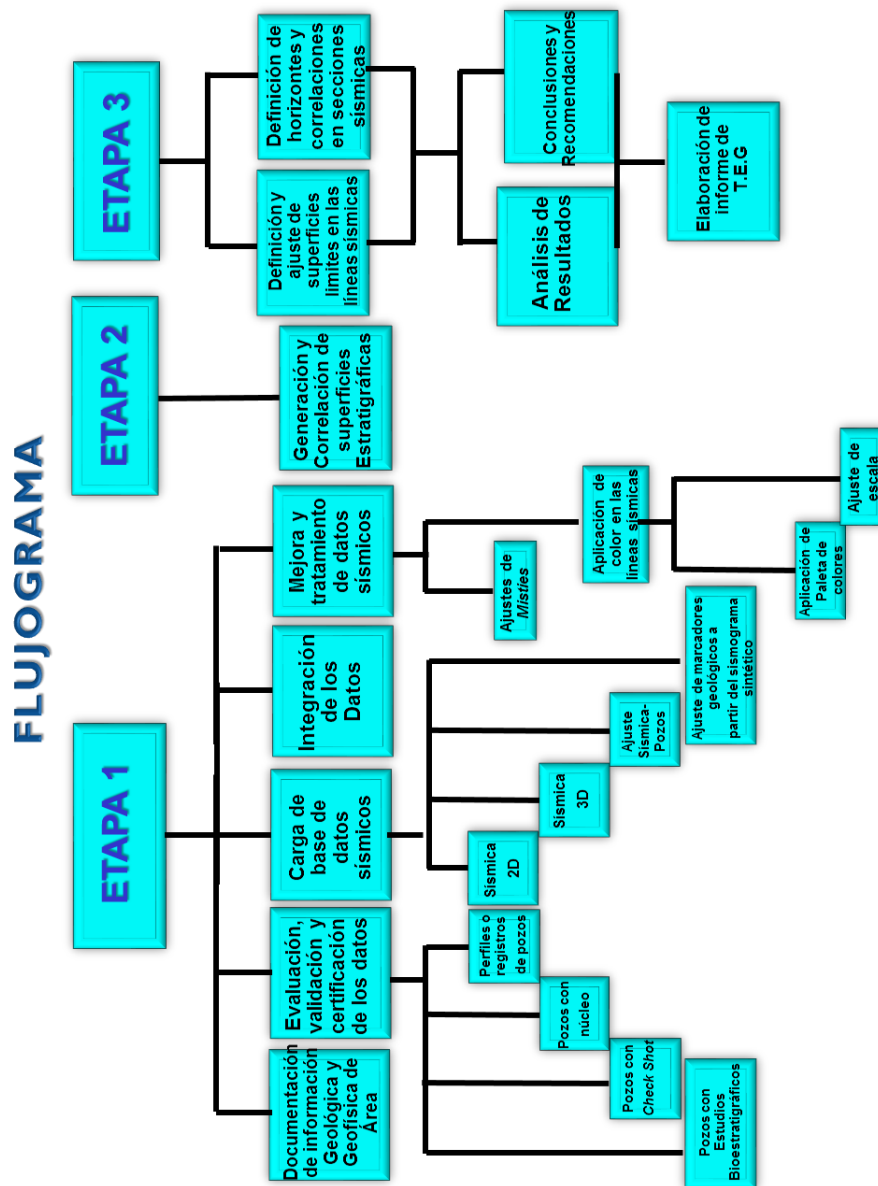
Hierarchical order	Duration (My)
First order	50 +
Second order	3–50
Third order	0.5–3
Fourth order	0.08–0.5
Fifth order	0.03–0.08
Sixth order	0.01–0.03

Figura 22: Sistema de jerarquía basado en la duración de los ciclos estratigráficos (tomado y modificado de Vail *et al.*, 1991).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describirá de manera secuencial los métodos y pasos para la realización de este trabajo en las siguientes etapas.



3.1. Etapa 1

3.1.1. Documentación de información Geológica y geofísica del Área

Esta etapa consistió principalmente en la búsqueda y documentación de toda la información geológica y geofísica perteneciente al área. Estos aportaron información sobre las características generales de los levantamientos sísmicos, de los pozos del área, de los estudios sedimentológicos de núcleos y sobre las informaciones bioestratigráficas existentes, con el objeto de validarlos y certificarlos para tener una mejor confiabilidad de estos y así contribuir con una mejor interpretación final.

3.1.2. Evaluación, validación y certificación de los datos

- Perfiles o registros de pozos: para la realización de este trabajo se analizaron y correlacionaron alrededor de 185 pozos con información de las curvas GR, RHOB, y DT que mostraron en sus patrones las primeras características relacionados con los eventos y procesos geológicos asociados a las unidades o cuerpos sedimentarios presentes en el área.

Del total de 185, el 82,7% tienen información validada y certificada de la curva GR_Z, 13.5% presentan información de la curva RHOB_Z y un 3,8% contienen información de curvas DT_Z. Sólo para el pozo CNX-1, las curvas validadas quedaron “cortas” con respecto a las curvas originales cuya profundidad total es de 2657m por lo que se tuvo que cargar de nuevo las originales (GR, RHOB) y realizar otra vez la validación.

- Pozos con núcleo: Para este trabajo se contó con 29 pozos con información de núcleos un 15,6% del total de 185 pozos, distribuidos operacionalmente a lo largo de toda la zona. A continuación se ilustra en una tabla y su distribución en el mapa los pozos con núcleos y sus curvas asociadas (Ver Figura-23).



Tabla 1. Información de Pozos con Núcleo

Pozos con Núcleo	Bloque	PT (m)	DT(m)	GR (m)	RHOB (m)	CA (m)
CES-2	SINOVENSA	3428	X	√	X	X
CGO-1	PETROCARABOBO	3724	X	√	X	X
CJS-2	CARABOBO 4	X	X	X	X	X
CMI-55E	PETROINDEPENDENCIA	X	X	X	X	X
CGC-9	PETROMONAGAS	3299	X	√	X	X
CHC-38	PETROMONAGAS	3337	√	√	√	X
CHC-44	PETROMONAGAS	3726	X	√	X	X
CHC-63	PETROMONAGAS	3791	X	√	X	X
CI-74	CERRONEGRO	2735	X	√	X	X
CIB-6	CERRONEGRO	3347,5	X	√	X	X
CIB-7	CERRONEGRO	3237	X	√	X	X
CIS-2	SINOVENSA	3372	√	√	√	√
CNX-1	PETROINDEPENDENCIA	2657	X	√	X	X
CNX-17	PETROMONAGAS	3743	X	√	X	X
CNX-19	CARABOBO 1	3110	X	√	X	X
CNX-2	SINOVENSA	2644	X	√	X	X
CNX-5	CARABOBO 4	3545	X	√	X	X
COB-8E	CERRO NEGRO	2667	X	√	X	X
CQC-1E	CARABOBO 1	2386	√	√	√	X
CRM-1	CARABOBO 1	2000	X	√	X	X
CTS-1E	PETROINDEPENDENCIA	1714	X	√	X	X
JOC-465	JOBO	4117	X	√	X	X
JOC-605	JOBO	4140	X	√	X	X
MPG-241	MORICHAL	4500	X	√	√	√
MPG-244E	MORICHAL	4339	X	√	X	X
MPG-252	MORICHAL	4314,5	X	√	X	X
MPG-257	MORICHAL	4851,5	X	√	X	X
PCN-11	CARABOBO 1	2767	X	√	X	X
PCN-7	CARABOBO 1	2767	X	√	X	X

PT: Profundidad del Pozo

DT: Registro de Perfil Sonico:

GR: Registros Ganma Ray

RHOB: Registros de densidad

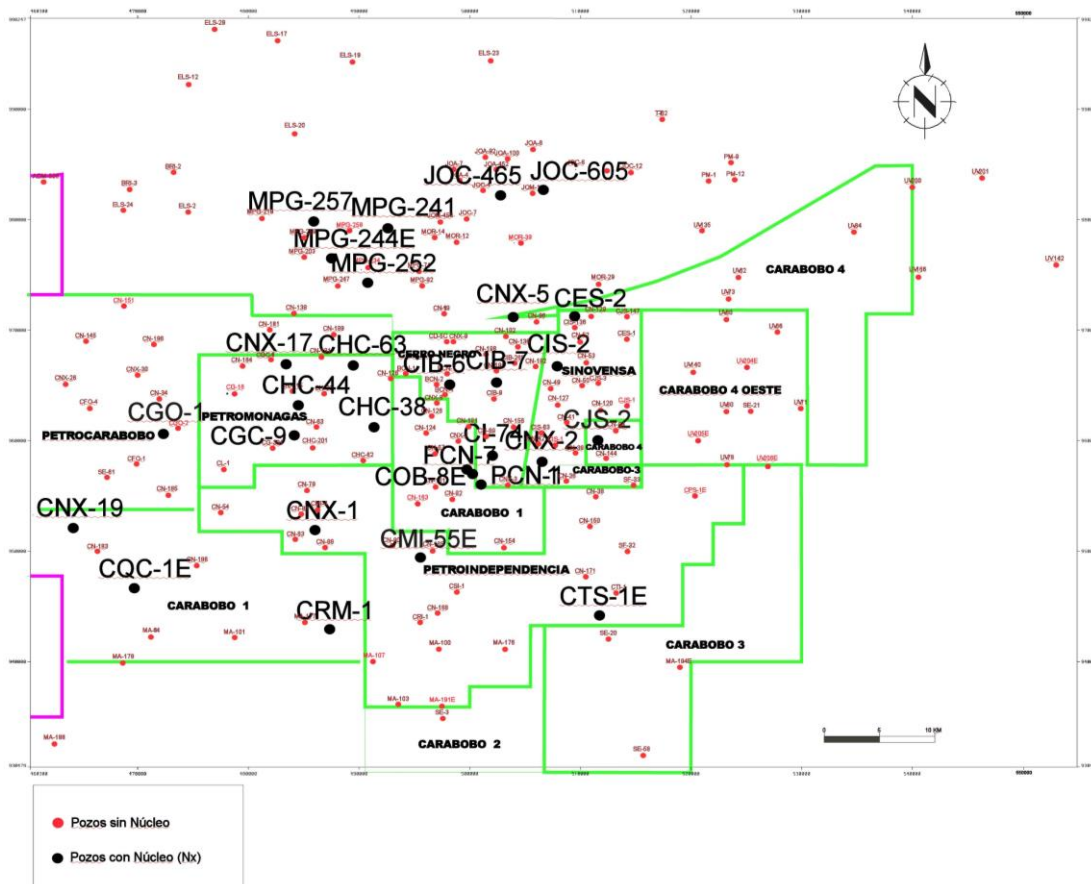


Figura-23: muestra la distribución de los pozos con núcleo (resaltados en negro) dentro de la división Carabobo.

- Pozos con *check shot* o tiros de verificación: para este trabajo se contó con 23 pozos con información *check shot*, un 12,5% del total, distribuidos operacionalmente alrededor del área de estudio. A continuación se ilustra en una tabla y su distribución en el mapa los pozos con *Check Shot* y sus curvas asociadas (Ver Figura-24).

Tabla 2. Información e Pozos con *Check Shot*

Pozos con Check Shot	Bloque	PT (m)	DT (m)	GR (m)	RHOB (m)	CA (m)	Check Shot Asociado
CFO-1	PETROCARABOBO	3527	X	√(3430)	√(3430)	X	Syn_CN0151_EA
CG-16	PETROMONAGAS	3932	X	√	X	X	Synt_CNX17_TRAP
CGO-1	PETROCARABOBO	3811	X	√	X	X	(Mal Cargado)
CGO-2	PETROCARABOBO	3889	X	√	X	X	Syn_CN0151_EA
CIS-1	SINOVENSA	√	√	√	√	√	SINOVENSA
CIS-2	SINOVENSA	√(3200)	√(3200)	√(3200)	√(3200)	√(3200)	SINOVENSA
CJS-1	SINOVENSA	2858	√(2810)	√	√	√	SINOVENSA
CN-151	PETROCARABOBO	4494	√	√	√	X	CN-151
CN-163	CARABOBO 1	2704	√(2650)	√	√(2650)	X	Checkshot_Orig_CPC01E
CN-165	PETROINDEPENDENCIA	2346	√(2320)	√	√(2320)	X	Checkshot_Orig_CPC01E
CN-183	CARABOBO 1	2996	X	√	√	X	Checkshot_Orig_CN_186
CNX-5	CARABOBO 4	3545	X	√	X	X	(No Cargado)
CPS-1E	PETROINDEPENDENCIA	2135	√(1900)	√	√(1900)	X	Checkshot_Orig_CPS_01E
CQC-1E	CARABOBO 1	2386	√	√	√	X	Checkshot_Orig_CQC01E
MA-107	PETROINDEPENDENCIA	1606	√	√	X	X	Checkshot_Orig_MA_107
MA-191E	PETROINDEPENDENCIA	1205	√	√	√	X	Checkshot_Orig_MA_191E
MOR-39	MORICHAL	4340	X	√	X	X	(Mal Cargado)
MPG-234	MORICHAL	4538	X	√	X	X	MPG-234
MPG-241	MORICHAL	4500	X	√	√(4400)	√(4400)	MORICHAL_AREA_TRAD
MPG-258	MORICHAL	4555	X	√	X	√	MORICHAL_AREA_TRAD
UV-204E	CARABOBO 4 OESTE	2744	√	√	√	X	Checkshot_Orig_UV-204E
UV-205E	CARABOBO 4 OESTE	2384	√	√	√	X	Checkshot_Orig_UvV-205E
UV-206E	CARABOBO 4 OESTE	1946	√(1660)	√	√(1660)	X	Syn_UV_205E

PT: Profundidad del Pozo
DT: Registro de Perfil Sonico
GR: Registros Ganma Ray
RHOB: Registros de densidad
CA: Registros del Caliper

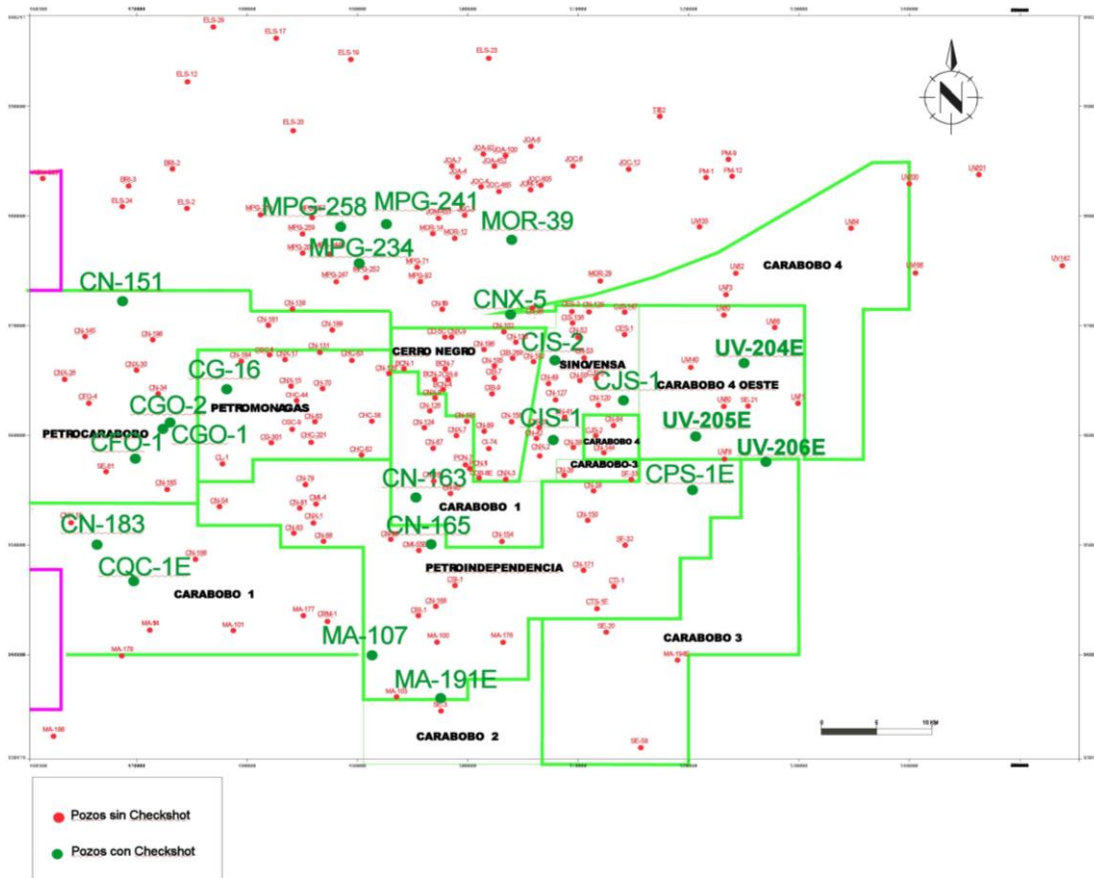


Figura-24: muestra la distribución de los pozos con *check shot* (resaltados en negro) en la división Carabobo.

- Pozos con estudios Bioestratigráficos: para este trabajo se obtuvo información de 17 pozos con estudios bioestratigráficos, un 9,24% del total, la información de los mismos proviene del trabajo previo de investigación realizado por PDSA Intevep el cual tiene como título Estudio Integrado Bioestratigráfico de alta resolución en pozos del Dominio Oriental de la Faja Petrolífera de Orinoco 2013 (área Carabobo) (Ver Figura-25).

Tabla 3. Información de pozos con Estudios Bioestratigráficos

Pozos con datos Bioestratigráficos	Bloque	Intervalo Estudiado	Año de Adquisición	Rangos de Superficies Candidatas a MFS	Rangos de Superficies Candidatas a SB
CHC-63	PETROMONAGAS	2979'9"- 3683'6"	2013	1:3070'5"-3009'	1:3504'8", 2:3393', 3: 3250'6
CIB-6E	CERRO NEGRO	2696'-3280'	2006	1: 2696'-2749', 2: 2824'-2859'	X
CIB-7E	CERRO NEGRO	2663'-3155'	2006	1: 2696'-2749', 2: 2781'2"-2798	X
CNX-1	PETROINDEPENDENCIA	1804'-2043'	2001	X	X
CNX-2	SINOVENSA	800'-2504'	1995	X	X
CNX-17	PETROMONAGAS	2688'4"-3737'	2001	X	X
COB-8E	CERRO NEGRO	1682'-2639'	2008	1:1682', 2:1978', 3: 2190'5"	X
CQC-1E	CARABOBO 1	1861'5"-2271'3"	2013	1:1970', 2: 2024'2"-2053', 3: 2237'7"-2263'	X
CRM-1E	CARABOBO 1	1492'2"-1845'8"	2009	X	X
CTS-1	PETROINDEPENDENCIA	1194'2"-1684'4"	2013	1:1598', 2:1372'5"	1:1194'2"
JOC-465	JOBO	3477'-4049'10"	S/I	1:3477'-3578', 2:3680'	1: 3880'
JOC-605	JOBO	2851'-4012'2"	2004	1: 3254', 2: 3491'8", 3: 3569'5"	X
MPG-241E	MORICHAL	3206'8"-4048'7"	2008	1:3206'8", 2: 3592'	X
MPG-244E	MORICHAL	3573'-4189'6"	2008	X	X
MPG-252E	MORICHAL	3459'-4214'	2008	X	X
PCN-11	CERRO NEGRO	1812'-2723'	2001	X	X
UV-206	CARABOBO 1	1068'6"-1890'	2007	1:1673'	X

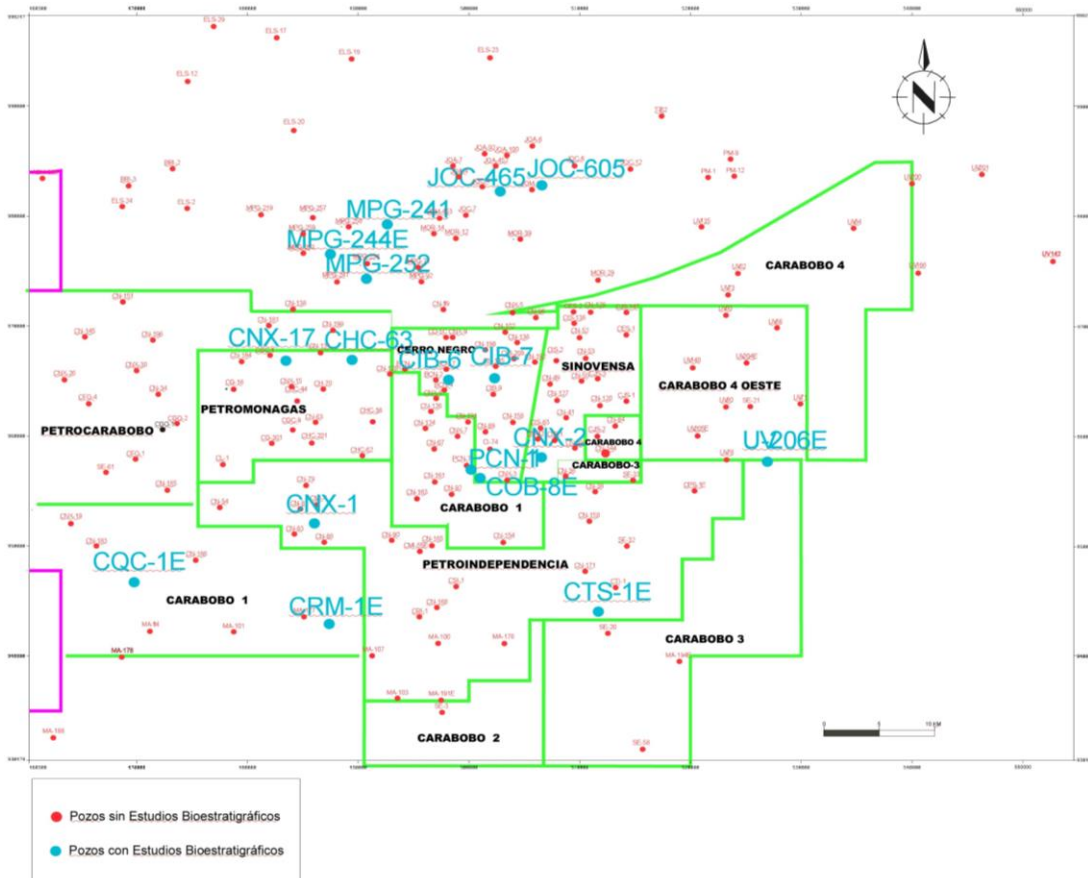


Figura-25: muestra la distribución de los pozos con estudios bioestratigráficos en el área de estudio.

3.1.3. Carga de Base de Datos Sísmicos

Esta se realiza mediante la herramienta *OpenWorks*, utilizando el sistema geodésico de referencia asignado para Venezuela SIRGAS-REGVEN elipsoide GRS80, bajo el *datum* La Canoa (OPS AD-56), cabe destacar que las líneas sísmicas del área fueron cargadas, certificadas y validadas por geofísicos expertos y modificada a DATUM 0, observado en las líneas a partir de 0 ms (*“Mean Sea Level”*) como Datum de Referencia Sísmica o SRD ayudando a mejorar la interpretación.

- Sísmica 2D: para este trabajo se utilizaron 108 líneas sísmicas 2D, de las cuales se clasificaron por su ubicación e importancia las 55 más representativas, a las que se le realizó su interpretación a través de 17 secciones, creando un mallado en dirección paralela y perpendicular a

la dirección de sedimentación estimada en estudios previos (Ver Figura-26).

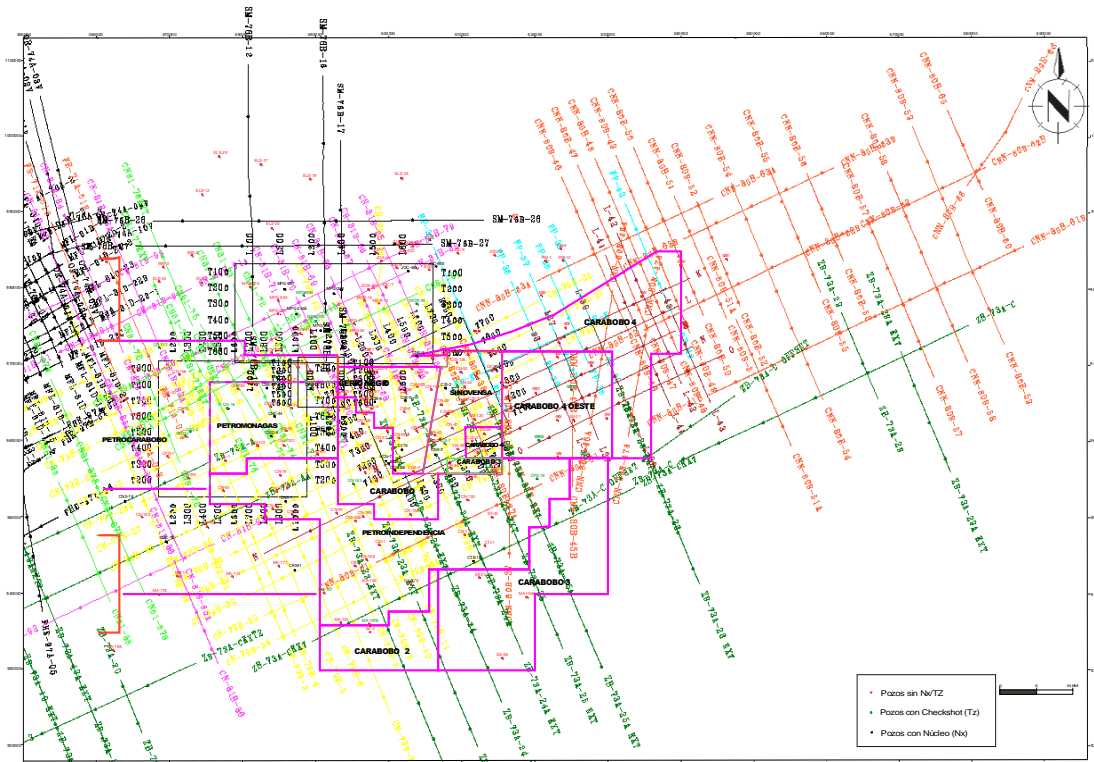


Figura-26: muestra la ubicación del total de las líneas sísmicas 2D en el área de estudio

- Sísmica 3D: El área de estudio cuenta con levantamiento 3D ubicados operacionalmente en cinco (5) Cubos Sísmicos: BITOR (Bit96h3D), CERRONEGRO (j2006g3D), MORICHAL (Mor06g3D), PETROMONAGAS (Cn96b3D) y SINOVENSA,(Mp-3D), de los cuales se cargaron mediante la herramienta *SeisWorks de OpenWorks* para la realización de la interpretación sísmica 3D los dos (2) cubos más importantes de este estudio cuyos transectos incluyen la posición de los “pozos tipos” con núcleos CES-2 en el caso del cubo de SINOVENSA, y el CNX-17 en el caso del cubo de PETROMONAGAS (Ver Figura-27).

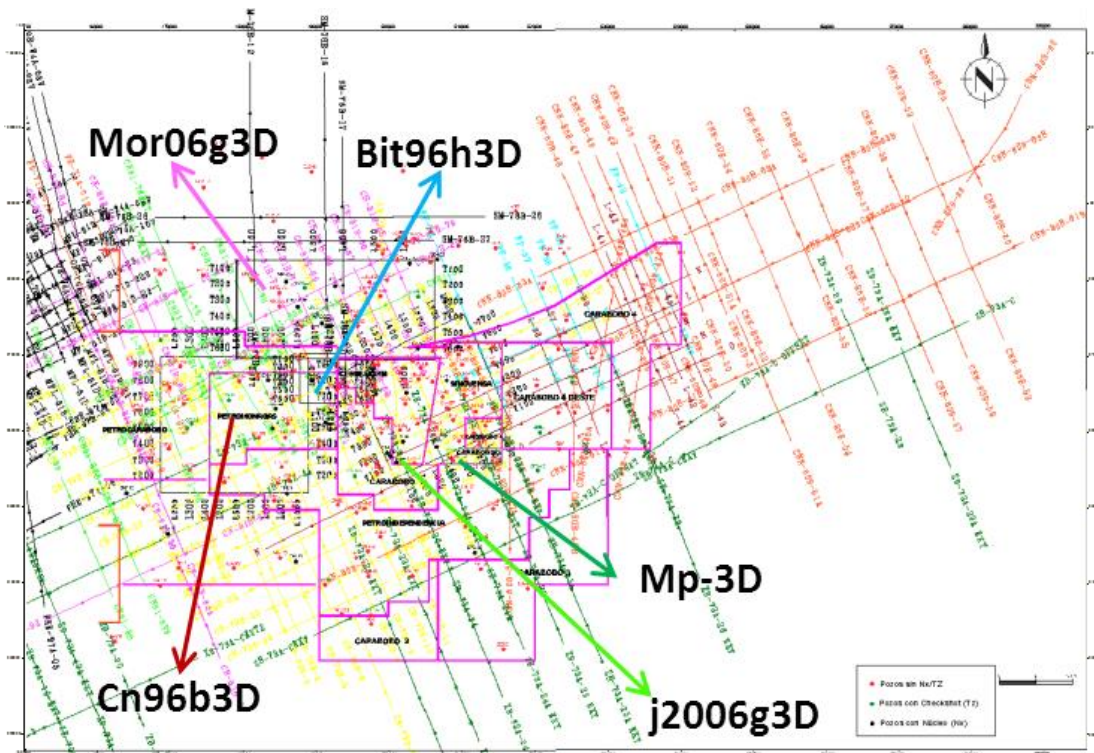


Figura-27: muestra en el área de estudios los cubos sísmicos 3D interpretados a través de la aplicación *OpenWorks* (SINOVENSA y PETROMONAGAS).

Tabla 4. Información de levantamientos sísmicos 2D y 3D dentro del área

NOMBRE DEL LEVANTAMIENTO	TIPO DE SÍSMICA	CODIGO DEL LEVANTAMIENTO	CODIGO DE COLOR	AÑO DEL LEVANTAMIENTO	NRO DE LINEAS	BLOQUE
Cerro Negro 79B	2D	CN-79B	Amarillo	1979	27 Lineas	PETROMANAGAS-SINOVENSA -PETROINDEPENDENCIA
Cerro Negro 81B	2D	CN-81B	Fucsia	1981	14 Lineas	CERRO NEGRO
Cerro Negro 81	2D	CN-81	Verde Claro	1981	15 Lineas	PETROMONAGAS
Cerro Negro Nuevo 80B	2D	CNN-80B	Naranja	1980	28 líneas	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	FP	Azul	1974	7 Lineas	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	K	Rojo	1974	1 línea	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	L	Rojo	1974	1 línea	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	M	Rojo	1974	1 Línea	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	N	Rojo	1974	1 Línea	CARABOBO 4
Temblador Sur 74A	2D	O	Rojo	1974	1 línea	CARABOBO 4
Zuata Barracas 73_75A	2D	ZB-73A	Verde Oscuro	1973	12 Lineas	PETROINDEPENDENCIA -CARABOBO 3
SINOVENSA	3D	Mp-3D	Negro		1 Cubo	SINOVENSA
PETROMANAGAS	3D	Cn96b3D	Negro		1 Cubo	PETROMANAGAS
CERRO NEGRO	3D	J2006g3D	Negro		1 Cubo	CERRO NEGRO
BITOR	3D	Bit96h3D	Negro		1 Cubo	CERRO NEGRO
MORICHAL	3D	Mor06g3D	Negro		1 Cubo	MORICHAL
				TOTAL DE LINEAS 2D:	108 Lineas	
				TOTAL DE CUBOS 3D:	5 Cubos	

➤ Ajuste Sísmica-Pozos con *check shot*

Una vez cargada la información referente a datos de pozos y las líneas sísmica se realizó el ajuste principal entre pozos con *check shot* y línea sísmica, para ello se verificó que los registros principales GR_Z, DT_Z y RHOB_Z registraran información del basamento debido a que esta superficie se ve representada en las líneas sísmicas como el reflector más relevante y de mayor cambio de impedancia acústica a lo largo de la columna en toda el área, por tal razón se escogió una línea sísmica que intercepta el pozo con *check shot* CIS-1, en el que sus registros están debidamente asociados al límite inferior de dicho reflector, el cual constituye un horizonte sísmico definido en este estudio como SB-1 y relacionado a la discordancia litológica entre el basamento y las rocas terciarias o cretácicas. Esto permite un mejor ajuste sísmica-pozo con disminución de incertidumbre, generando mejores

resultados sobre la interpretación sismoestratigráfica del estudio (Ver figura-28).

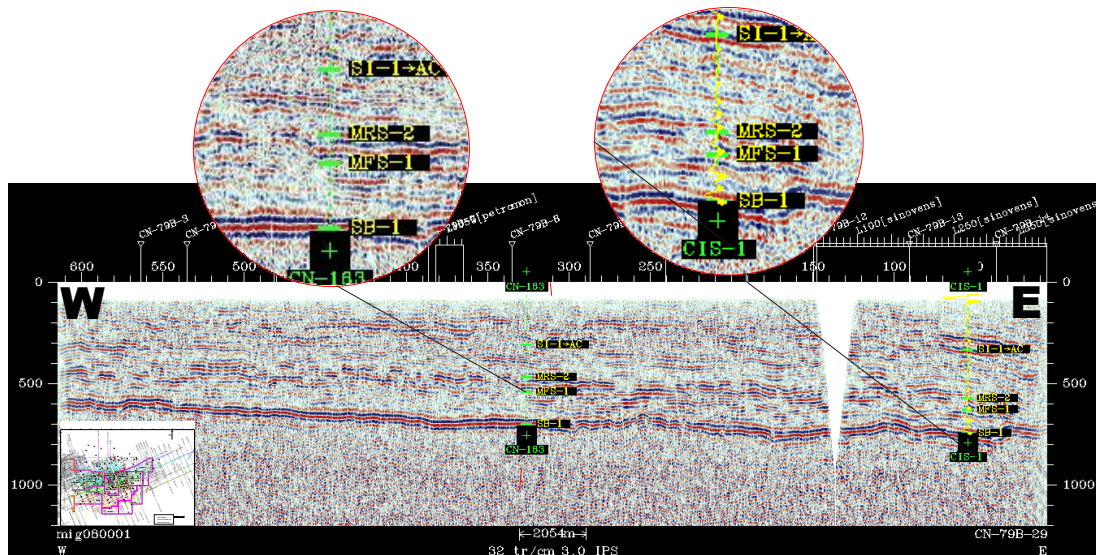


Figura 28: muestra sobre el pozo CIS-1 la proyección de su *Check Shot* ajustado a la línea sísmica

➤ Ajuste de marcadores geológicos a partir del sismograma sintético

Una vez ajustada las líneas sísmicas se realizó el ajuste de cada uno de los marcadores geológicos asociados a los reflectores sísmicos, para ello se realizó un sismograma sintético sobre el pozo CIS-1, se escogió este pozo por tener los registros o perfiles necesarios para esta realización como son: GR_Z, RHOB_Z y DT_Z, y por estar ubicado sobre la línea sísmica 2D (CN-79B), y sobre el cubo sísmico 3D (SINOVENSA “Mp-3D”), ayudando además a ajustarlos adecuadamente, este permitió una mejor interpretación de cada uno de los horizontes sísmicos asociados a los marcadores geológicos principales (SB-1, MFS-1, MRS-2 Y SI-1) y su continuidad lateral sobre las líneas sísmicas a lo largo de toda el área de estudio con la menor incertidumbre posible (Ver Figura-29).

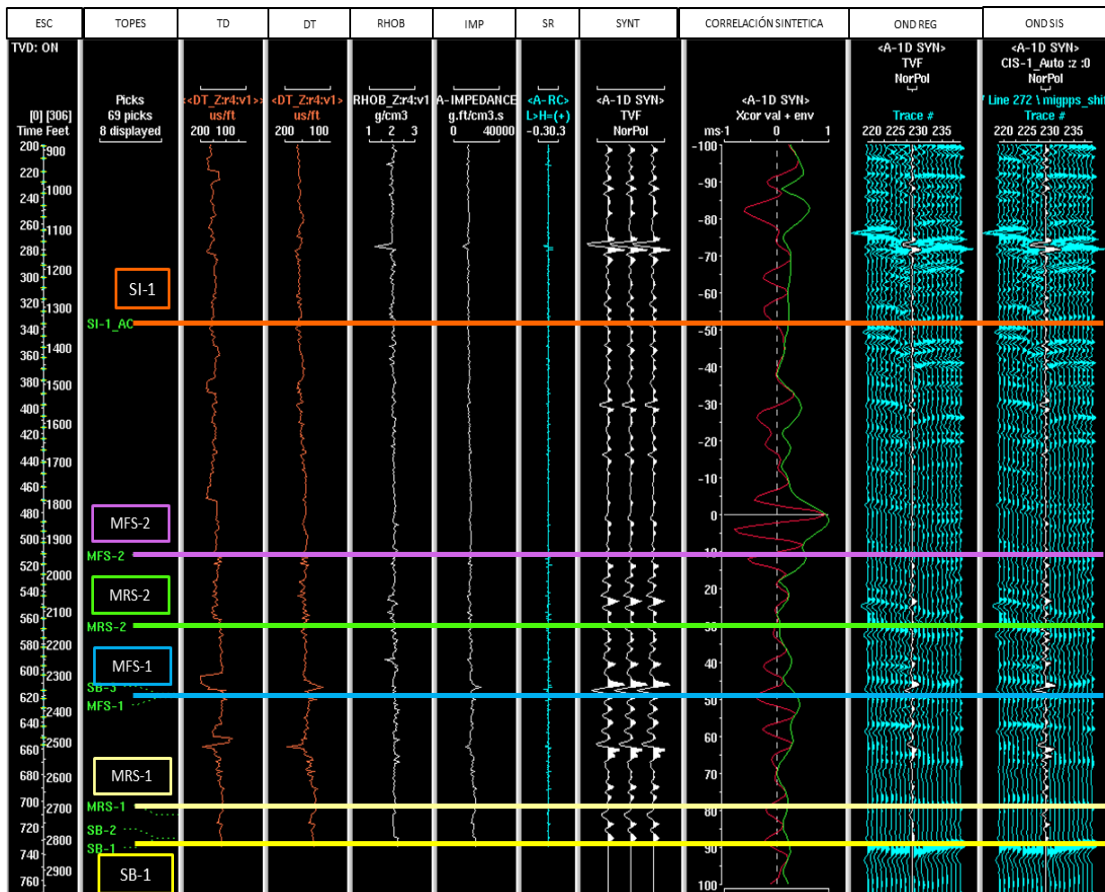


Figura-29: muestra el sismograma sintético sobre el pozo CIS-1 y los marcadores geológicos principales (SB-1, MRS-1, MFS-1, MRS-2, MFS-2 Y SI-1).

3.1.4. Mejora y Tratamiento de datos sísmicos

➤ Calibración de líneas sísmicas 2D:

Ajustes de *Misties*: después de haber calibrado la sección sísmica al pozo con *check shot* CIS-1 y su sismograma sintético se propagó dicha información a lo largo del área, dando como resultado algunos desfases con respecto a las líneas vecinas, esto ameritó un ajustes de *misties* donde no existía la continuidad de los reflectores sísmicos. La Figura 30a muestra sobre la línea sísmica un desfase de 135 MS en la continuidad de los reflectores sísmicos más representativos de la línea sísmica (B) a la derecha con respecto a la línea sísmica (A) a la izquierda. La Figura 30b muestra las líneas sísmicas una vez realizado el ajuste de *misties* donde se

observa claramente una continuidad de los reflectores importantes y con mayor cambio de impedancia acústica. Dicho ajuste se realiza a través de la opción *Horizons-Shifts-Misties* de la herramienta “SeisWorks de Openworks” al que se le aplicó un *shifts* de 135 MS (Ver Figura-30).

LINEA SÍSMICA SIN AJUSTE DE *MISTIES*

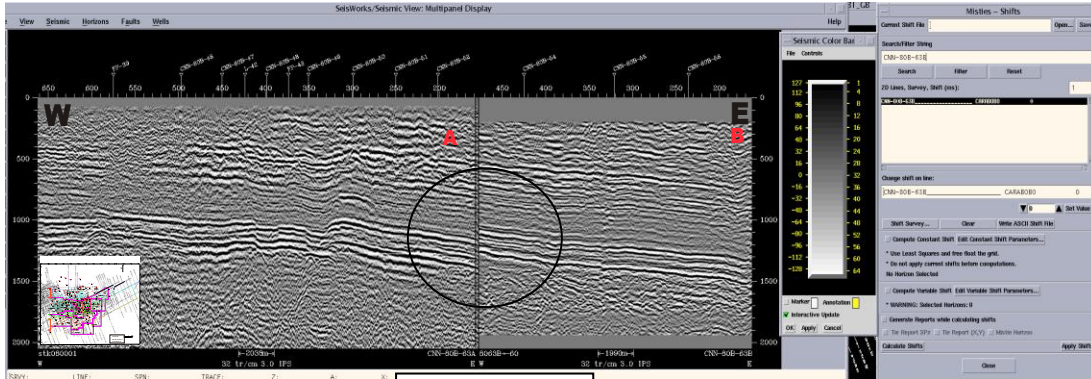


Figura: 30a

LINEA SÍSMICA CON AJUSTE DE *MISTIES*

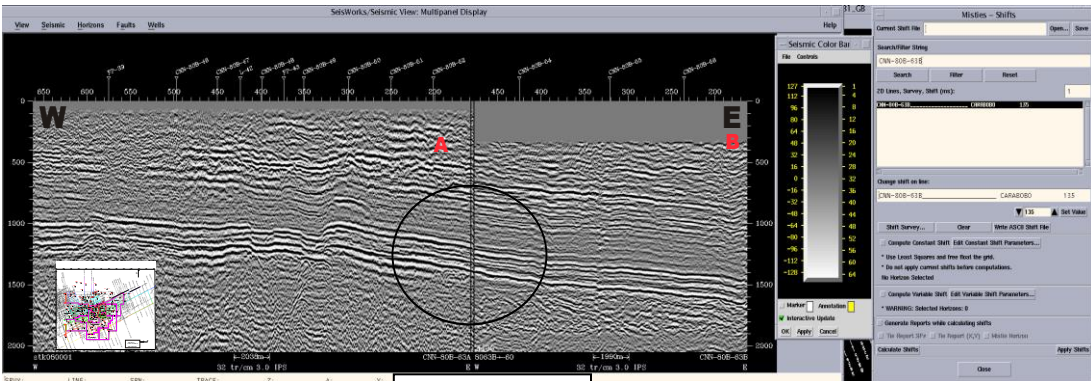


Figura: 30b

Figura 30: muestra la línea sísmica desfasada en la parte superior, y con aplicación de un *shifts* de 135 MS para su lograr el ajuste deseado.

➤ Aplicación de Color en las líneas sísmicas

- Aplicación de paletas de colores:

Para una mejor observación de las líneas sísmicas y sus reflectores se despliega la paleta de colores, en la imagen superior (Figura-31a) se observa la línea sísmica con aplicación de la paleta de colores BLKWHT, donde se visualizan cada uno de los reflectores sísmicos en blanco y negro. De esta imagen superior los reflectores en color negro representan los “picos” o polaridad positivas y los blancos los “valles” o polaridad negativa dentro del área.

La imagen inferior (Figura-31b) muestra la línea sísmica con la paleta de colores BLUWHTRD, donde se visualizan cada uno de los reflectores sísmicos en azul y rojo. Donde los reflectores en color azul representan los picos o polaridad positiva y en rojo valles o polaridad negativa dentro del área (Ver Figura 31).

LINEA SÍSMICA SIN PALETA DE COLORES

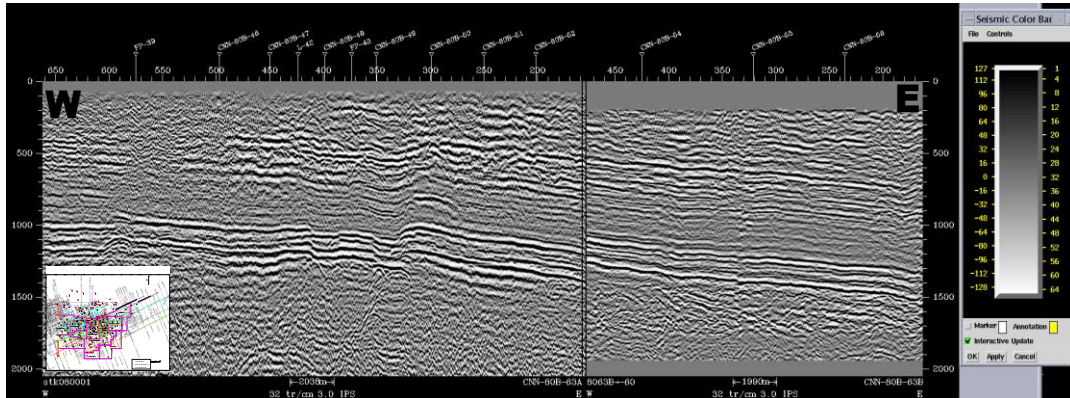


Figura: 31a

LINEA SÍSMICA CON PALETA DE COLORES

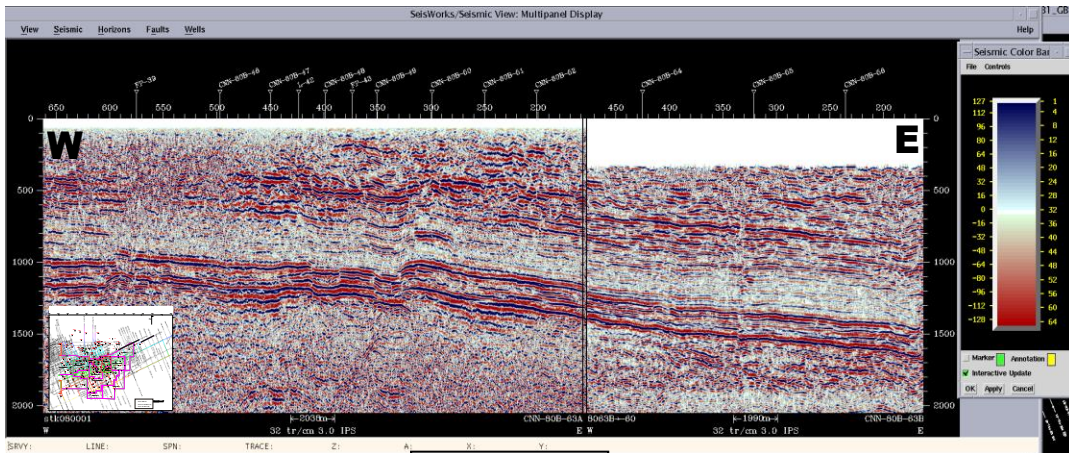


Figura: 31b

Figura 31: muestra la línea sísmica con la aplicación de las paletas de colores BLKWHT y BLUWTRD.

- Ajuste de escala de amplitud:

Para lograr una escala de colores más nítida debe hacerse en el módulo ajuste en la escala de amplitud, la cual sigue un rango promedio de 127 HERTZ, la misma al modificar su rango aumenta o disminuye dicha nitidez lo que ayuda a una mejor interpretación. La imagen superior (Figura-32a) muestra la línea sísmica con una visualización WIGGLES, la cual permite observar cada una de las espectrogramas de la traza sísmica representativas de la amplitudes de los reflectores sísmicos con relación al tiempo. Este método permite definir mejor la continuidad del horizonte sísmico a interpretar, ya que da una imagen más clara del lóbulo de dicho

espectrograma (*seismic wiggle*) por el que desplazará dicho horizonte, se aplica en fase 0, por lo que dicha interpretación se marcará por el centro de dicho lóbulo. El espectrograma de la traza sísmica (*seismic wiggle*) se muestra con una amplitud de 127 HERTZ donde se aprecian cada uno de los lóbulos continuos sin ningún tipo de truncación. La figura inferior (Figura 32b) por su parte muestra la línea sísmica similar pero con una amplitud de 70 HERTZ, donde se aprecia una ligera truncación del lóbulo del espectrograma de la traza sísmica (Ver Figura-32). Esta disminución de la amplitud genera colores más intensos sobre los reflectores sísmicos dando una mejor visual a la hora de interpretar los horizontes y las fallas (Ver Figura 33).

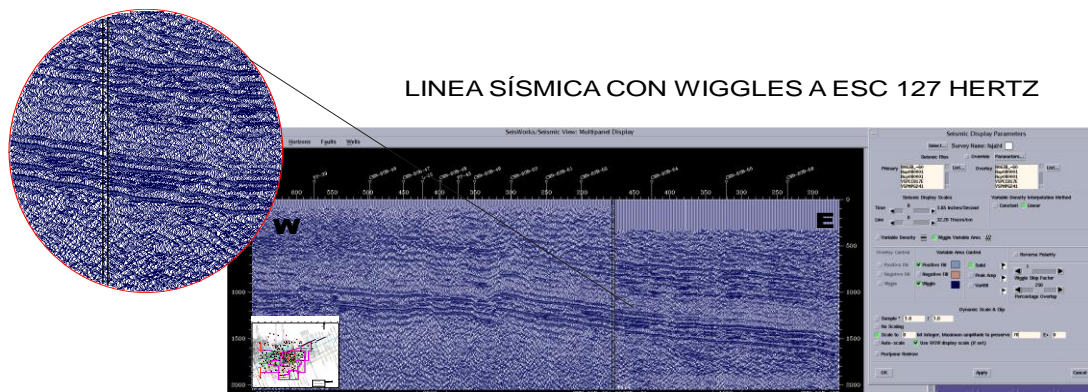


Figura: 32a

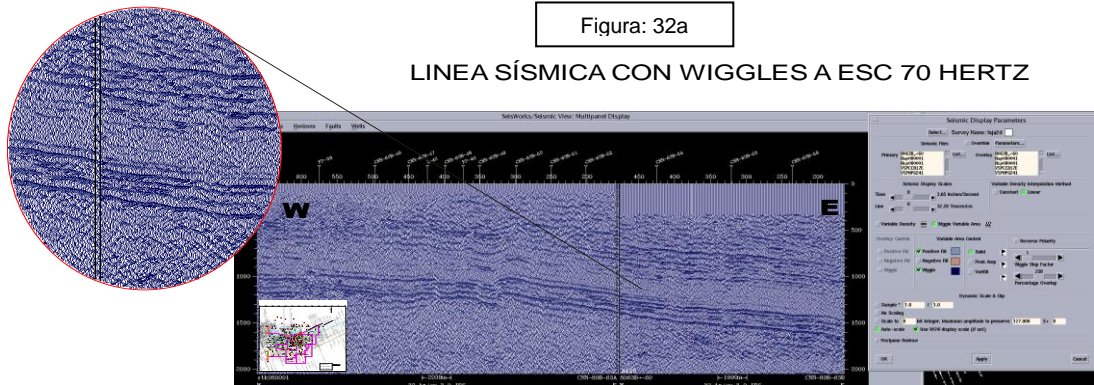


Figura: 32b

Figura 32: Línea sísmica mediante la aplicación WIGGLE a escalas 127 BIT (superior) y 70 BIT (inferior).

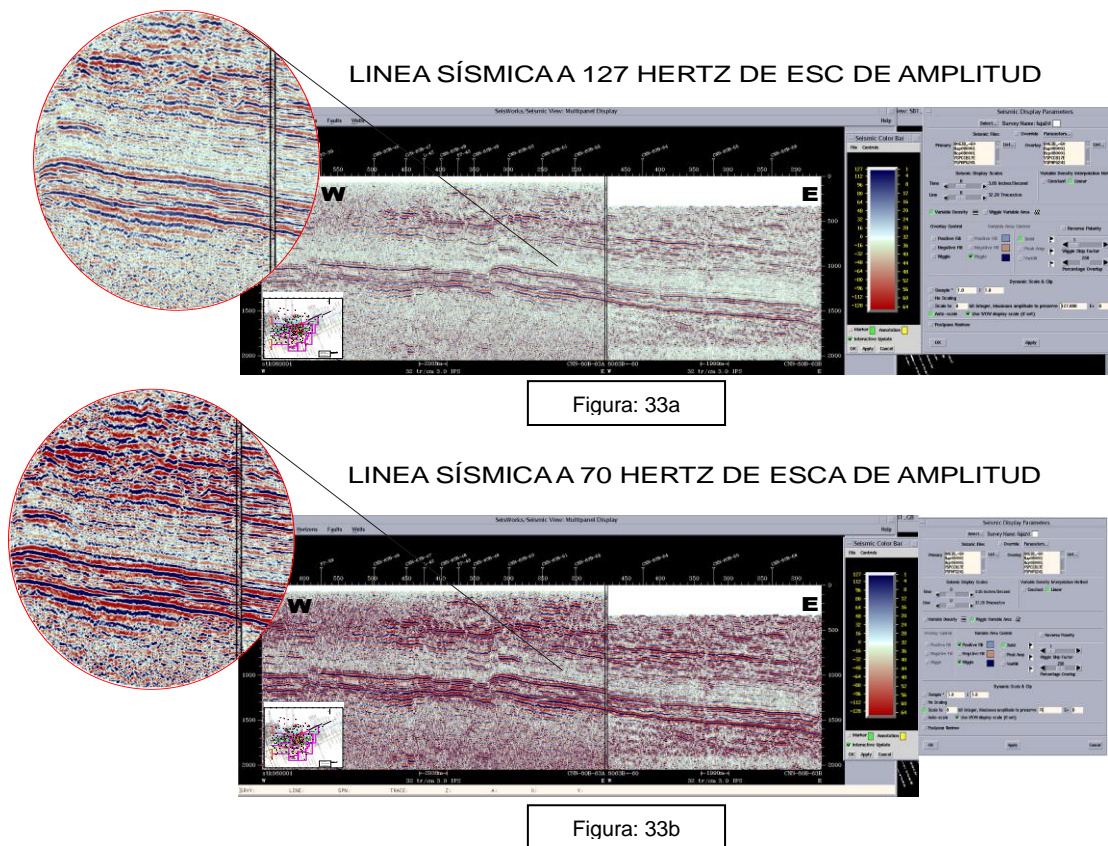


Figura 33: Línea sísmica con aplicación de paleta de colores BLUWHTRD con una escala de 127 BIT (superior) y 70 BIT (inferior).

3.1.5. Integración de los Datos

Una vez calibrado, analizado y certificado cada uno de los datos disponibles de núcleo, perfiles de pozos y sísmicos, además de todos los estudios bioestratigráficos y sedimentológicos disponibles se realizó la integración de los mismos utilizando la plataforma computarizada *OpenWorks* y sus aplicaciones *SeisWorks* y *StratWorks*. A continuación se describe cada una de las etapas en las que se realizó el estudio.

3.2. Etapa 2

3.2.1. Generación y correlación de Superficies Estratigráficas

Esta etapa inicia con la correlación a nivel regional de las superficies estratigráficas límites de 2do y 3er orden (jerarquía estratigráfica) definidas

en los pozos tipos (con núcleos y con el set completo de curvas), y propagada hacia los pozos que sólo cuentan con registros GR, RD, RHOB y DT, estableciendo con ello, una relación estratigráfica cerrada pozo a pozo. (Ver Figura-35)

Se realizaron 24 secciones geológicas por medio de la herramienta *StratWorks -Correlation de OpenWorks* con información de 185 pozos ubicados en la zona.

Dichas secciones fueron realizadas siguiendo un mallado de correlación paralelas y perpendiculares a las posibles direcciones de sedimentación (con base a investigaciones geológicas y estudios previos), teniendo en cuenta los cambios laterales de las facies, acrecionalidad de los cuerpos en la direcciones perpendiculares y paralelas a la sedimentación; y los posibles acuñaientos de los mismos contra los altos o paleoaltos del basamento. También en ella se identifican los patrones sedimentarios característicos (agradantes, degradantes, progradantes y retrogradantes relacionados con la tasa de sedimentación versus el espacio de acomodo).

Por otra parte se ilustran los rasgos estructurales significativos y relevantes como fallas, paleo relieves y altos estructurales de acuerdo a su posición geográfica dentro de la cuenca. A continuación se muestra en la figura el mallado de correlación establecido en el área (Ver Figura-34).

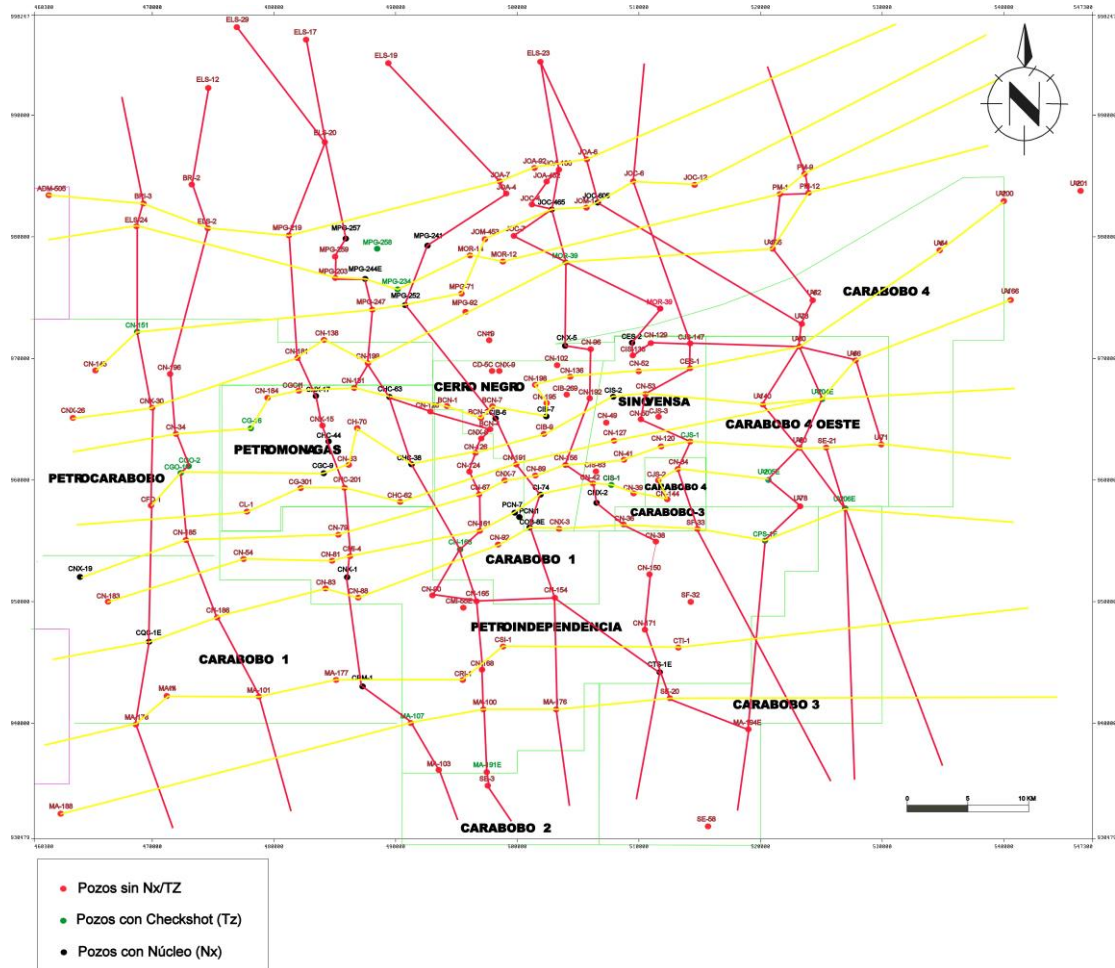


Figura-34: Secciones geológicas en dirección Norte-Sur paralela a la sedimentación y Oeste-Este perpendicular a la sedimentación. Ubicación: División Carabobo, Faja Prolifera del Orinoco.

En dichas secciones se determinaron teniendo en cuenta todos los factores influyentes durante la sedimentación, cada una de las superficies límites probables y posibles dentro de la columna geológica estudiada y se ilustraron las más importantes y de mayores jerarquías estratigráficas como son: Superficies límites relacionadas a discordancias subáreas SB (*sequence boundary*), de igual manera las relacionadas con máximas inundaciones MFS (*maximum flooding surface*), también las relacionadas a máximas regresiones MRS (*maximum regression surface*), y las relacionadas a los eventos de inundaciones y altas de frecuencias como lo son las superficies de inundación SI (*Flooding surface*).

Dicha definición se hizo colocando las correlaciones independiente de cualquier metodología o enfoque estratigráfico y sólo basado en las características físicas y genéticas observadas en los perfiles de pozos, datos bioestratigráficos y de núcleos, más la información sísmica. Esta información fue ilustrada en los pozos tipos, que son los representativos de la estratigrafía de cada área donde se resaltan las superficies principales SB-1, SB-2, SB-JoboSuperior, MRS-1, MRS-2, MFS-1 y MFS-2 (Ver Figura-35).

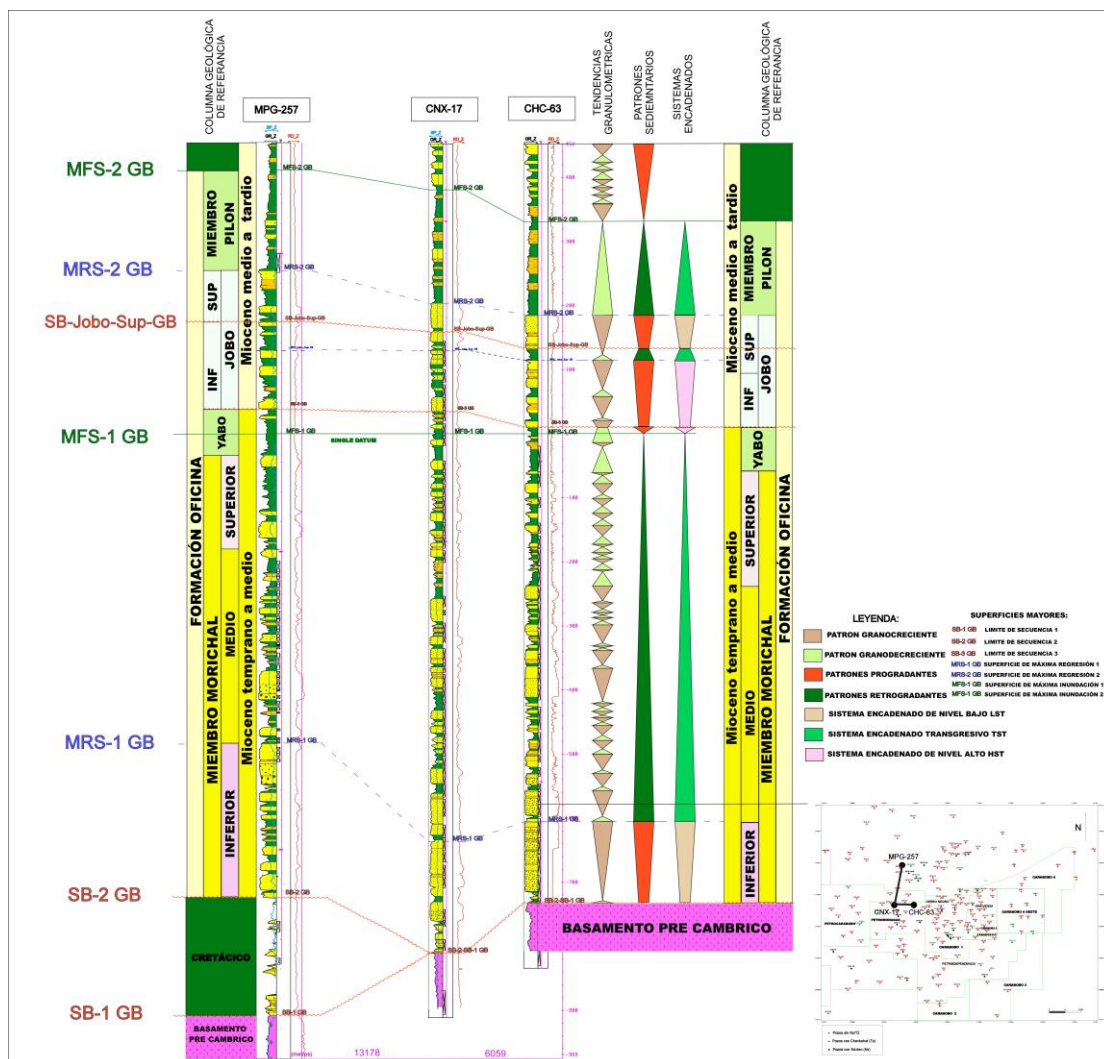


Figura-35: Correlación estratigráfica de superficies principales realizado a través de la aplicación StratWorks –Correlation de OpenWorks sobre los pozos MPG-257 CNX-17 Y CHC-63.

Al haberse establecido y correlacionado las superficies de 2do y 3er orden a nivel regional se procede a correlacionar las superficies de mayor resolución y mayor frecuencia (4to y 5to orden) definidas previamente en los núcleos y registros de los pozos tipos (Ver Figura 36).

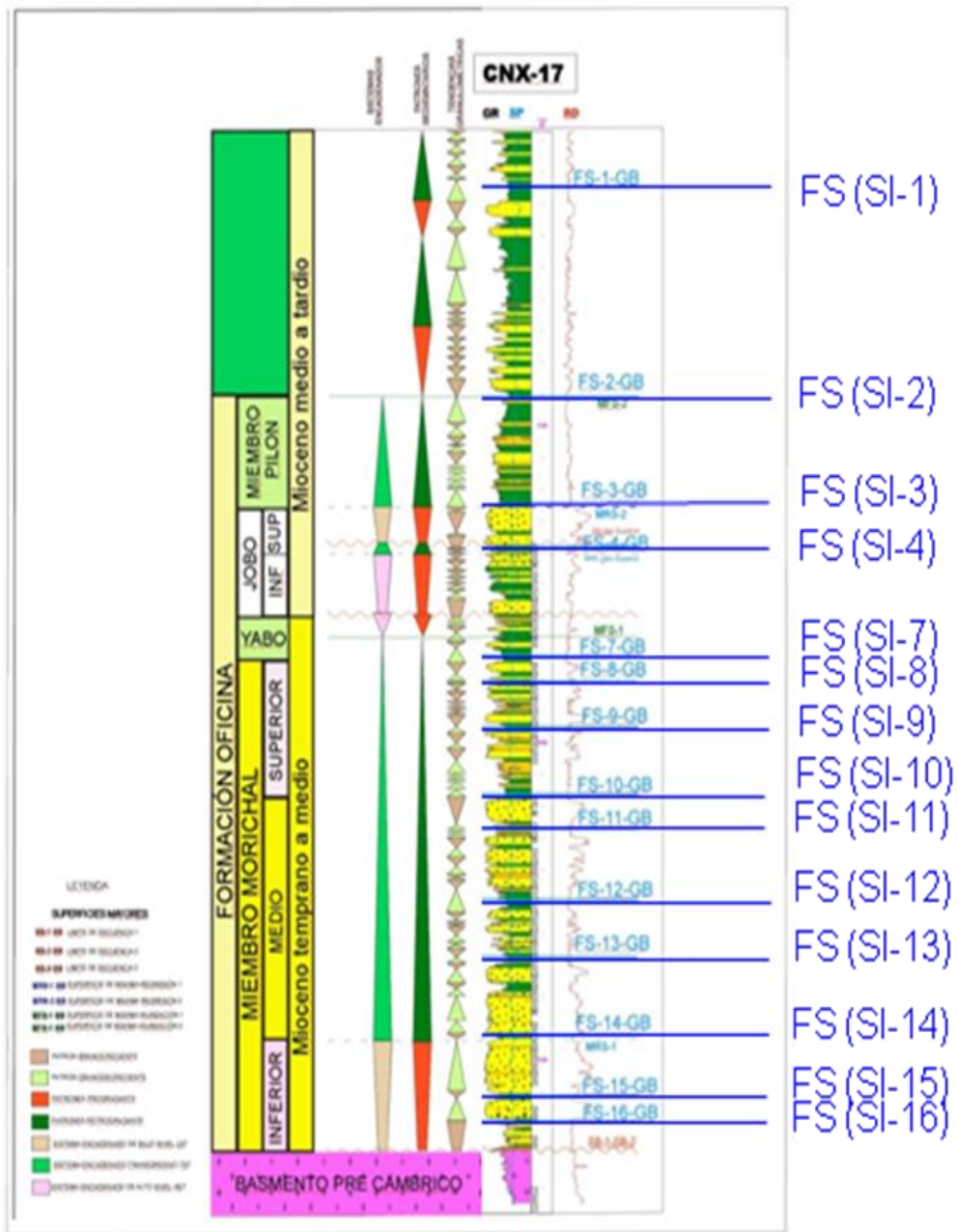


Figura-36: Superficies estratigráficas definidas en el pozo CNX-17 a partir de datos de núcleo y registros petrográficos, realizado a través de la aplicación StratWorks - Correlation de OpenWorks.

Una vez propagada la correlación se integra con la información de los horizontes sísmicos más importantes (amarre sísmica-perfil) definido de la data sísmica y se procede hacer el análisis sismoestratigráfico interno en las secciones o transectos establecidos en el área, en conjunto con los rasgos estructurales como fallas y paleoaltos. El análisis sismoestratigráfico aplicando estratigrafía secuencial (en donde la resolución lo permita) definirá el comportamiento y la tendencia depositacional de los estratos, es decir determinará las posibles “sismofacies” que permitirá evaluar los patrones de apilamientos resultantes (agradantes, degradantes, progradantes y retrogradantes) de las unidades en la columna estudiada. Integrando esto al análisis de facies a partir de los estudios de núcleos y bioestratigráficos permitirá obtener el modelo estratigráfico y sedimentario más ajustado y realísticos a las condiciones del o los yacimientos presentes en el área.

3.3. Etapa 3

3.3.1. Definición y ajuste de superficies estratigráficas limites en las líneas sísmicas (Sismograciones)

Para esta definición se utilizó el programa *OpenWorks* específicamente mediante la aplicación *SeisWorks*, es la que se definieron e interpretaron siguiendo los mismos parámetros descritos anteriormente, 17 secciones sísmicas, diez (10) de ellas en dirección norte-sur con el mayor paralelismo posible a la sedimentación (por estudios previos) y las otras siete (7) oeste-este de manera perpendicular a la sedimentación, siguiendo las líneas sísmicas más representativas dentro de la zona de estudio (Ver Figura-37). Dentro de ellas se logró definir cuatro (4) Horizontes sísmicos principales en toda la columna geológica.

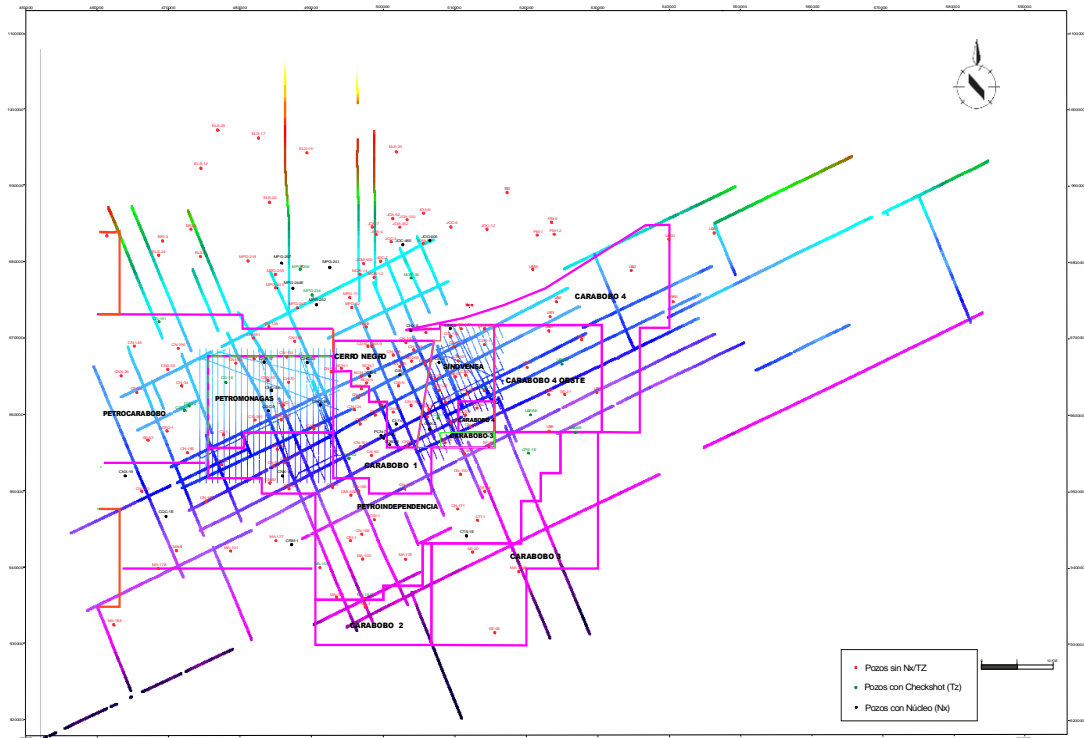


Figura-37: Secciones sísmicas principales en sentido Norte-Sur y Oeste-Este. Realizadas con ayuda de la aplicación *SeisWorks* de *OpenWorks*.

Una vez realizada la calibración y ajuste de las líneas sísmicas 2D y 3D (en tiempo) ubicadas dentro del área de estudio con las superficies estratigráficas límites definidas por núcleos y pozos en profundidad; y mediante la ayuda de pozos con datos de tiros de verificación (*Check shot*) y el set de perfiles necesarios (GR, RHOB y DT) se interpretaron y se propagaron los cuatros (4) horizontes principales (H1,H2,H3, y H4) asociado a los marcadores estratigraficos (SB-1, MRS-2, MFS-1 y SI-1). Cada horizonte se estableció siguiendo un mismo patrón de reflector, considerando la continuidad lateral de la respuesta sísmica, el paralelismo entre los mismos y las características sismoestratigráficas más relevantes (terminaciones por debajo y por arriba) que definen a cada superficie. Con el debido ajuste y calibración de dicha información, con la finalidad de establecer un amarre adecuado sísmico-perfil, en la que se muestran los ajustes con la más alta precisión posible de los horizontes sísmicos antes descritos con respecto a las superficies estratigráficas limites definidas con

los registros de pozos y núcleos descritos en la primera parte, mediante el “sismograma sintético” más representativo, el del pozo CIS-1 en el área de mayor interés a través de la aplicación *Syntool*.

3.3.2. Definición de horizontes y correlaciones en secciones sísmicas

Dicha Interpretación se realizó con la herramienta “*SeisWorks de Openworks*” donde fueron desplegadas las líneas sísmicas en el mapa base y luego trabajadas en la aplicación *Seismic* de la misma herramienta, dicha interpretación se propagó a nivel regional mediante la herramienta *Horizont-Correlation* de la misma herramienta mediante la técnica *autodip* siguiendo una serie de reflectores continuos y con características distintivas para cada uno, las cuales serán descritos en el próximo capítulo según el grado de cambios de impedancia acústica y siguiendo el orden de sedimentación (Ver Figura-38).

A continuación se ilustra sobre la línea sísmica al pozo tipo CNX-17 en el que se propaga a lo largo de la misma los 4 horizontes principales (SB-1, MFS-1, MRS-2 y SI-1), así como también cada uno de los marcadores geológicos correlacionados a nivel de pozo previamente (SB-2, SB-3, MRS-1 y MfS-2) (Ver Figura- 38).

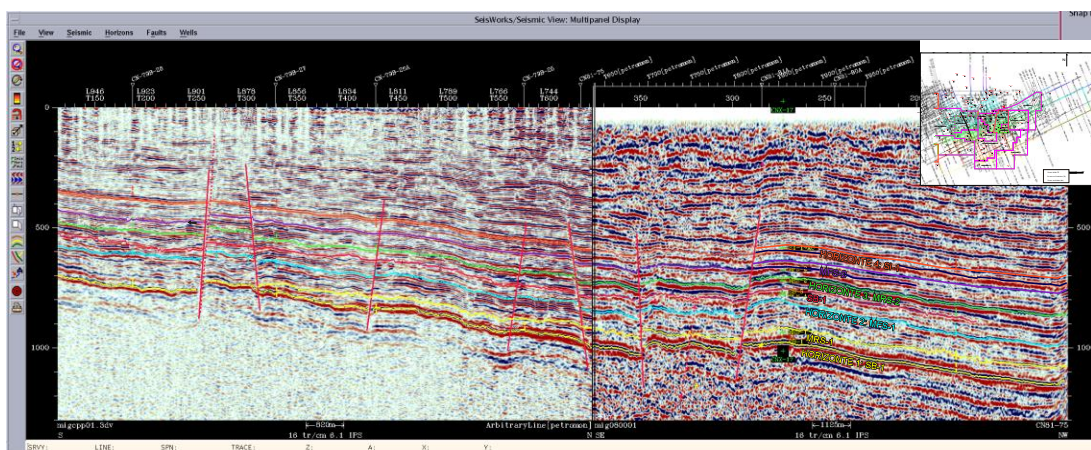


Figura-38: Horizontes principales asociado a los marcadores geológicos SB-1, MFS-1, MRS-2 y SI-1.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Superficies Estratigráficas Límites

Las superficies definidas en el estudio a partir de la información integrada (sísmica, núcleo y perfil de pozo) siguiendo la ley de superposición de los estratos (desde la más antigua a la más joven) y manteniendo el orden jerárquico en estratigráfica secuencial son:

4.1.1. SB-1 *Sequence Boundary 1* o (Límite de secuencia 1):

Constituye una discordancia subaérea (SU) de tipo litológico (*nonconformity*), la cual separa el basamento ígneo metamórfico de las unidades sedimentarias superiores de edad Terciaria sedimentada específicamente durante periodo Mioceno temprano a medio. En algunos casos dicha discordancia se encuentra en contacto con los remanentes erosivos del basamento o sobre remantes de unidades más antiguas (*fluvial lag*) que pasan a pertenecer a la nueva unidad (Mioceno temprano en este caso) y en otra en contacto directo con de unidades de edad Cretácico principalmente hacia el norte del área (MPG-244E y MPG-257) (Ver Figura-39). Las características de esta superficie fueron muy variables a lo largo de toda la División Carabobo por representar una superficie diacrónica que implica un “*composite*” de múltiples superficies erosivas a diferentes edades. Esta superficie representa la base del sistema encadenado de nivel bajo (LST) en el centro y sur del área de la División Carabobo. Tiene un orden jerárquico de 2do Orden (Escala jerárquica de ciclos duración de Vail, 1989).

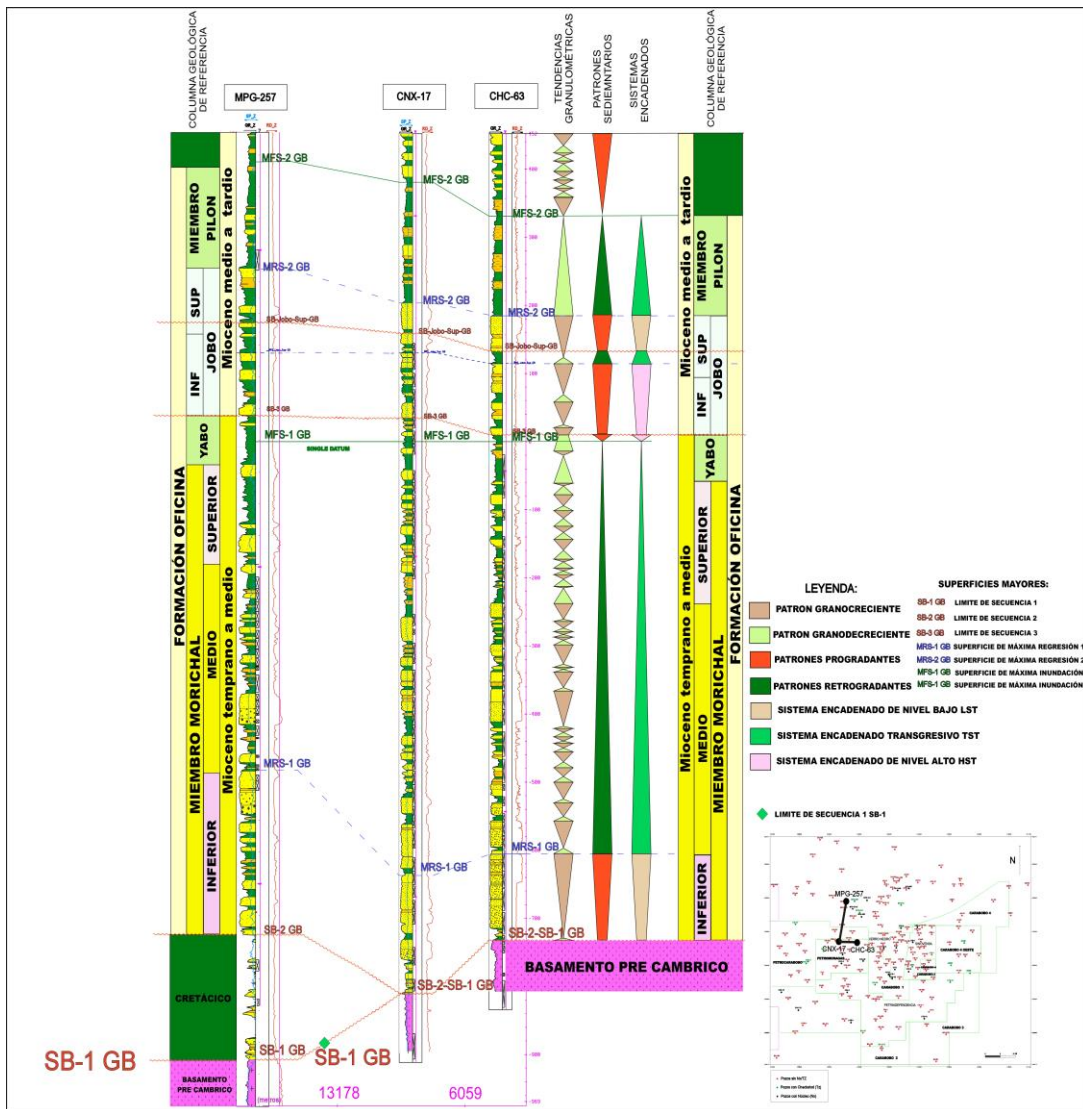


Figura-39: la imagen muestra las superficies SB-1 y SB-2 en correlación estratigráfica en la sección tipo y su ubicación relativa el área de estudio.

Sísmicamente dicho reflector asociado a esta superficie representa el mayor cambio de impedancia acústica de la columna en el área, con facies sísmica de tipo caótico por debajo de ella característico de las facies relacionada con el basamento, por encima generalmente presentan reflexiones de amplitudes que varían de baja a media con geometrías generalmente continuos a semicontinuos y paralelos a semiparalelos (Ver Figura-40).

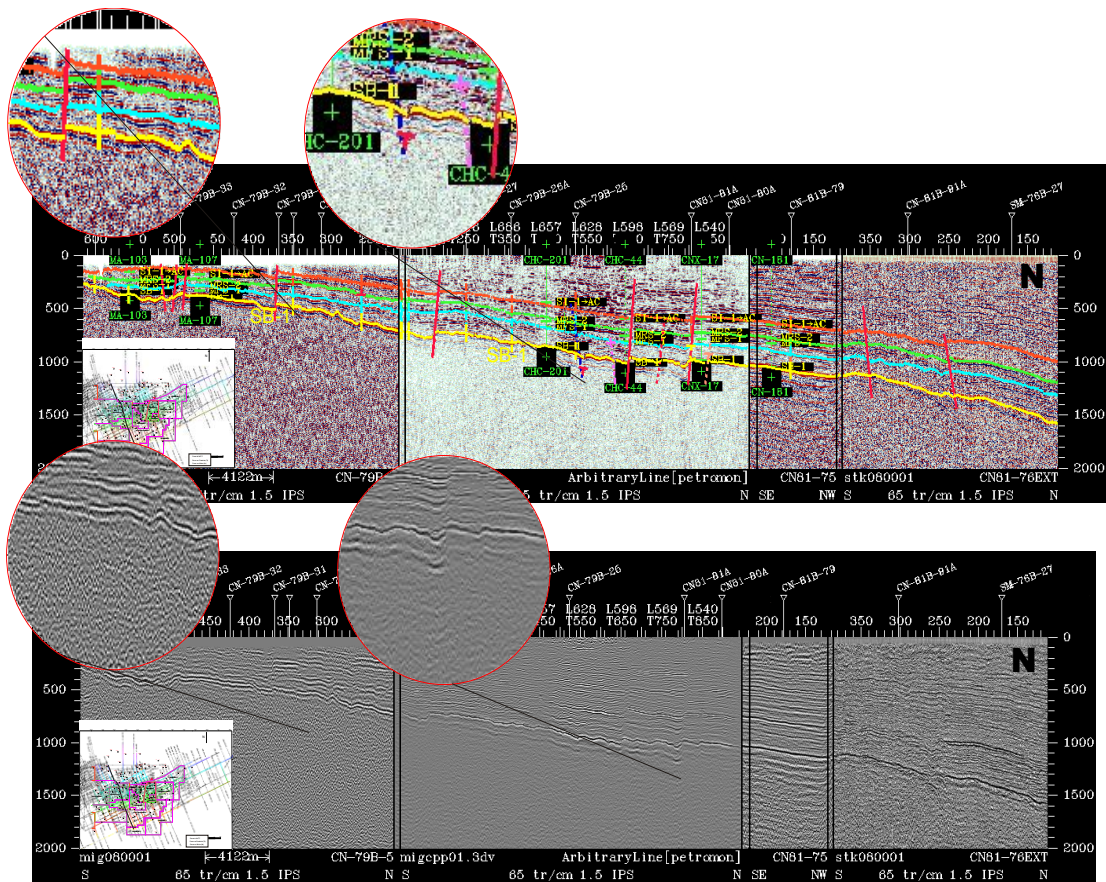


Figura-40: sección sísmica que representa al SB-1 (color amarillo), y sus características representativas infra y suprayacente a ella.

4.1.2. SB-2 Sequence Boundary 2 (límite de secuencia 2):

Constituye también otra discordancia subaérea de tipo litológico (*nonconformity*), definida entre las unidades sedimentarias-estratigráficas del Cretácico con respecto al Terciario de acuerdo a datos Bioestratigráficos al norte del área de estudio (pozo MPG-257). En el Noreste del área (Campo Jobo) se estableció como una superficie discordante que separó dos unidades claramente distintivas como litofacies (Pozos con núcleos JOC-465 y JOC-605) (Ver Figura-41).

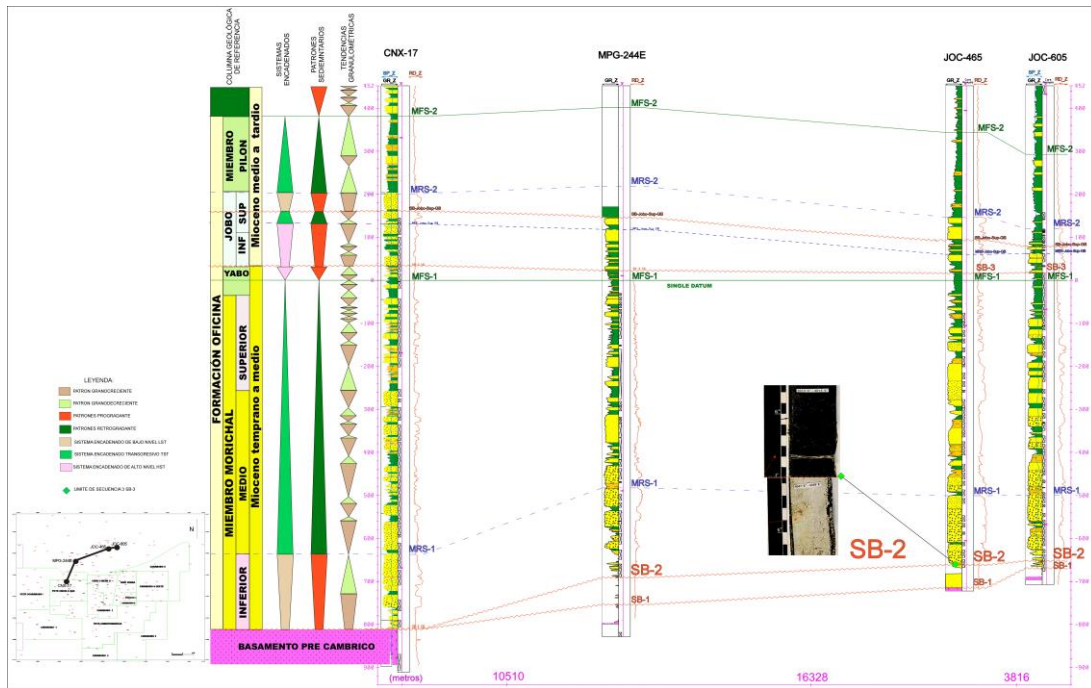


Figura-41: muestra la superficie SB-2 en la sección estratigráfica tipo representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605.

Sísmicamente corresponde a una superficie de extensión localizada la cual de acuña de norte hacia el sur del área contra el horizonte representativo del basamento (Ver Figura-42). Dicho reflector representa al marcador geológico asociado a los sedimentos del cretácico depositados en el espacio deposicional producido hacia el norte. Estas reflexiones sísmicas se presentan con una resolución de media a baja amplitud y con una geometría que varía de paralelos a subparalelos por debajo y encima de la misma.

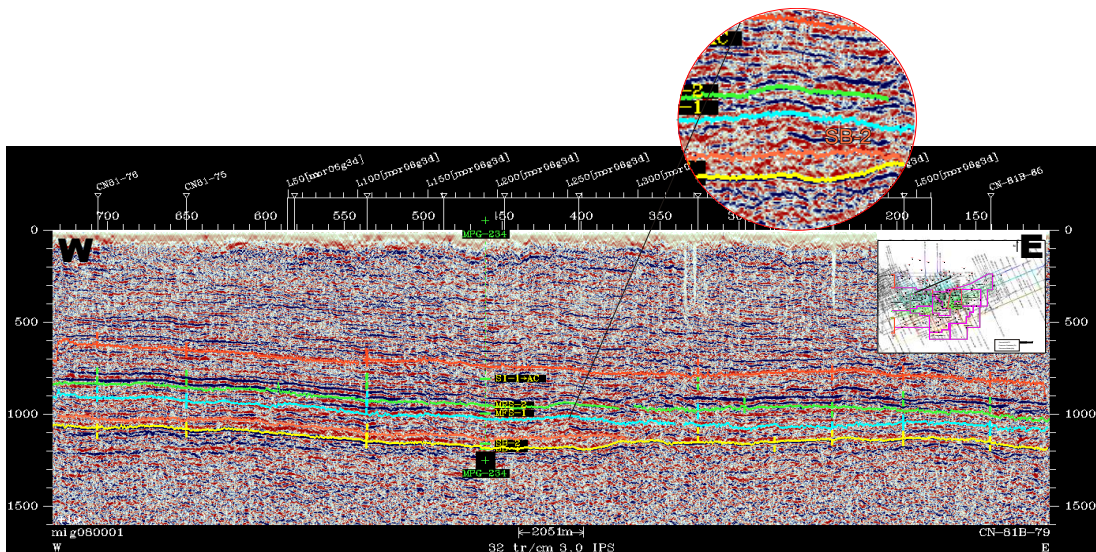


Figura-42: muestra en el transecto la superficie discordante SB-2 acuñándose contra el basamento.
Pozo MPG-234.

4.1.3. SB-Jobo Superior Sequence Boundary (Limite de secuencia Jobo Superior):

Superficie límite relacionada con una discordancia erosiva de tipo diastémica con un hiatus relativamente pequeño ocurrida después del primer evento de máxima transgresión o máxima inundación (MFS-1), sedimentada dentro de la unidad conocida litoestratigráficamente como Miembro Jobo en su miembro superior perteneciente a la Formación Oficina (Ver Figura-43).

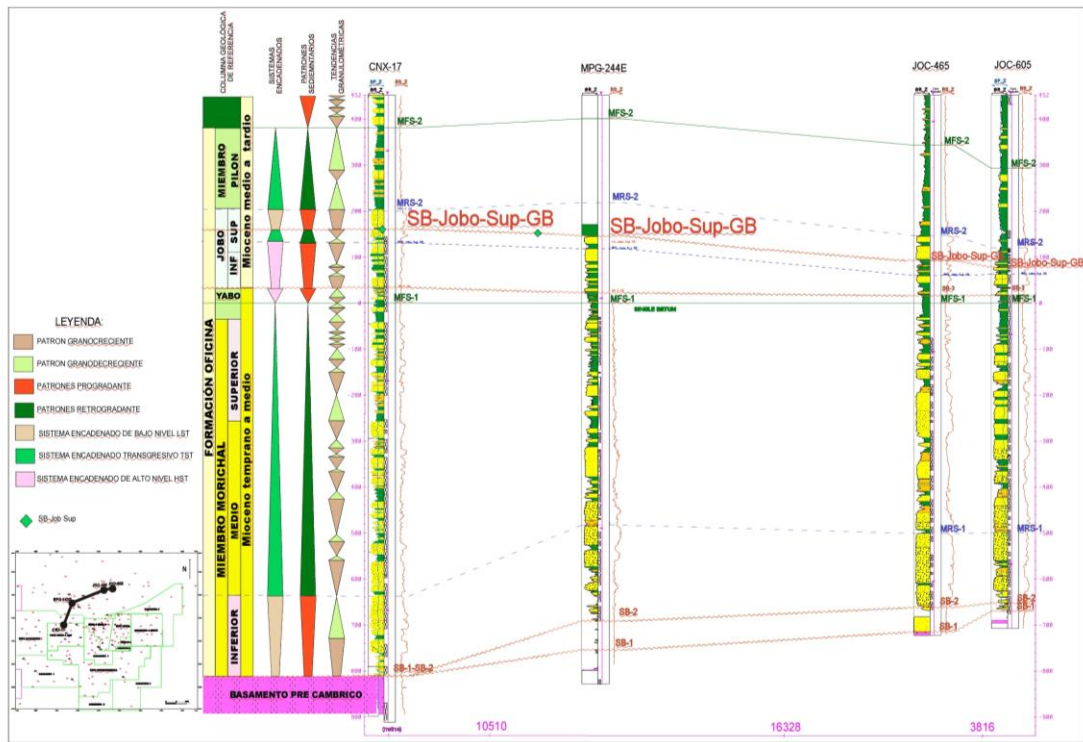


Figura-43: muestra la superficie SB-3 en la sección estratigráfica tipo representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605.

Sísmicamente donde la resolución lo permitió se observó como un “*composite*” de superficies de varios eventos erosivos representando el límite suprayacente contra el cual los reflectores colisionan generando terminaciones sísmicas de truncación características de esta superficie. La figura muestra sobre el pozo CNX-17 y sus alrededores estas terminaciones tanto en sísmica 2D (a la derecha) como sísmica 3D (a la izquierda), donde sus reflectores se presentan con una resolución que varía de media a alta amplitud, continuos y con una geometría de semiparalelo a paralelo por debajo y por encima de misma (Ver Figura-44).

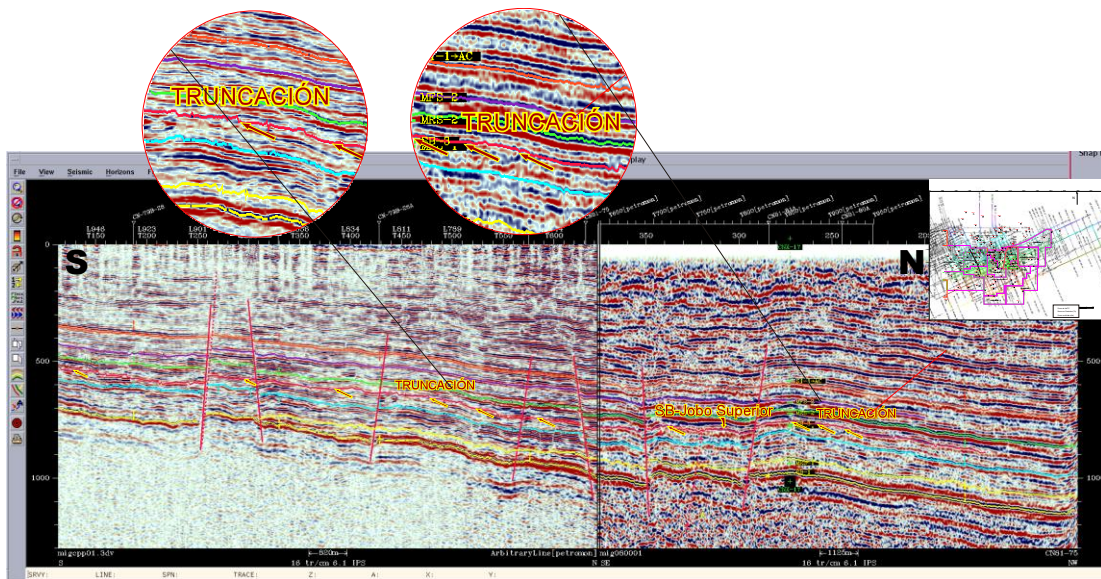


Figura-44: El transecto muestra al reflector representado por una Truncación infrayacente a la superficie SB-Jobo Sup en la sección que atraviesa al pozo CNX-17.

4.1.4. MRS-1 *Maximum Regression Surface* (Superficie de Máxima Regresión 1):

Define la superficie de máxima regresión o máxima progradación *MRS* que se produjo al final de la sedimentación de las primeras “unidades fluviales” de la Formación Oficina. También constituye la base de las primeras unidades transgresivas donde se evidencia los primeros vestigios de la influencia marina, la cual es vista en la información de núcleos del área (CNX-17, CHC-63). En algunos casos esta superficie coincide con el punto de mayor somerización de la secuencia (incremento abrupto de la mesa de agua o *water depth*) por lo que en el análisis estratigráfico del estudio se colocó por encima de los paleo suelos y/o carbones que están sedimentados sobre las “unidades arenosas fluviales” (interpretación ayudada mediante el uso de núcleos o registros GR/RHOB) (Ver Figura-45). Otras veces se les asoció con los cambios en el régimen sedimentario evidenciado por los cambios granulométricos de la secuencia y/o por los cambios de ambiente. En el primer caso la superficie *MRS* se colocó en el punto donde cambia de unidades granocrecientes (*coarsening upward*) a secuencias

granodcrecientes (*finning upward*) coincidiendo con el cambio abrupto de la mesa de agua (*water depth*). En el segundo; ocurrió en ambiente continentales en el cual se interpretó el MRS justo donde cambia de facies de canales entrelazadas-anastomosados a facies de canales meandriformes, esta superficie representa el tope del primer sistema encadenado de bajo nivel (LST-1) y base del primer sistema transgresivo (TST-1) ocurrido en el área de estudio dentro de la columna evaluada.

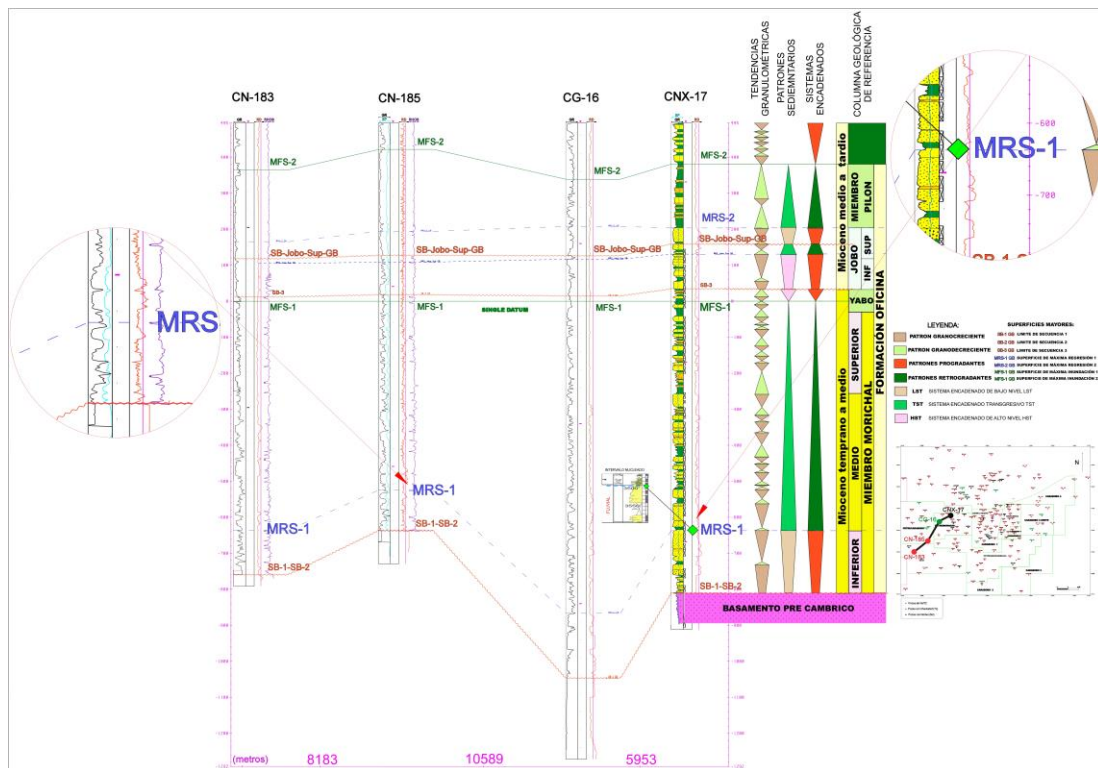


Figura-45: muestra la superficie MRS-1 sobre un carbón prominente observado en el registro de densidad RHOB, característica representativa de somerización en el pozo CN-185.

Sísmicamente en el área donde lo permitió la resolución sísmica se observaron que los patrones de apilamientos comunes de las unidades por debajo de esta superficie MRS son agradantes-progradantes, asociados a solapamientos tipo “*Downlap*” hacia la cuenca (*dip direction*), cuya dirección en este caso y de acuerdo a estudios previos, es desde el sur-sureste hacia el norte-noreste (SE_NW); mientras que por encima de ella se caracterizan mayormente por presentar unidades retrogradando y con solapamientos tipo

“Onlap” costero hacia su margen continental en dirección (NW-SE) . Sus reflectores se presentan con una resolución que permite observar que las reflexiones tienen amplitudes de media a alta y con una geometría continua paralelo a subparalelo (Ver Figura-46).

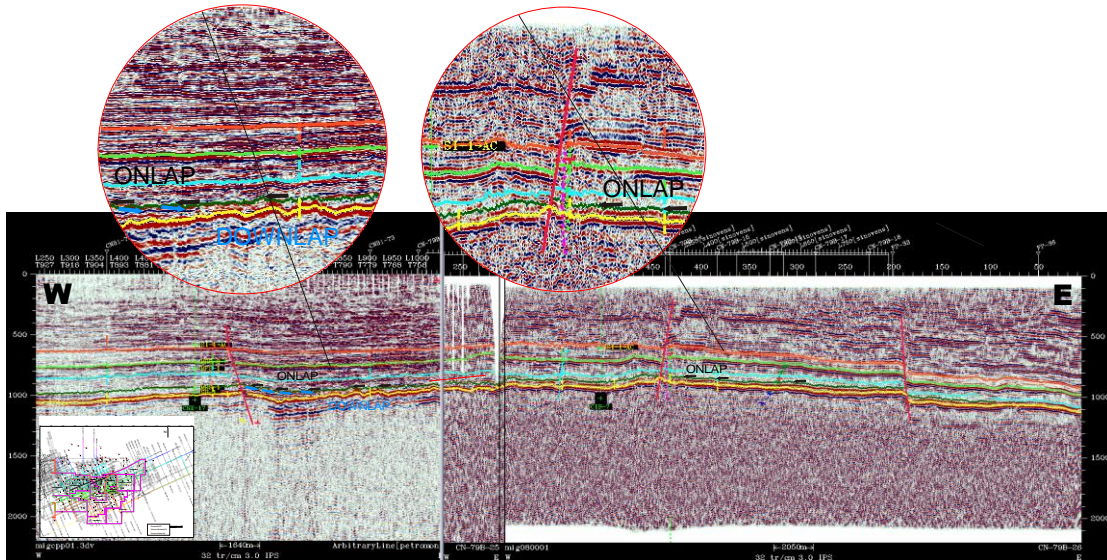


Figura-46: Muestra el reflector asociado a la superficie MRS-1 en el área cercana al pozo cnz-17 en dirección W-E hacia CIB-7.

Hacia el oeste, en dirección del área de PetroSinovensa las primeras unidades del transgresivo por encima del MRS tienen características netamente fluviales, donde la tasa de sedimentación es mayor a la de acomodación, por los que los patrones de apilamientos resultantes son progradantes en vez de retrogradantes, pero dentro de un sistema global transgresivo (como caso de los “*proper*” deltas). El MRS-1 hacia esta área se establece como un correlativo dentro de esas unidades fluviales. Hacia el este, esta superficie (MRS-1) se acuña contra el alto de Uverito (Ver Figura-47).

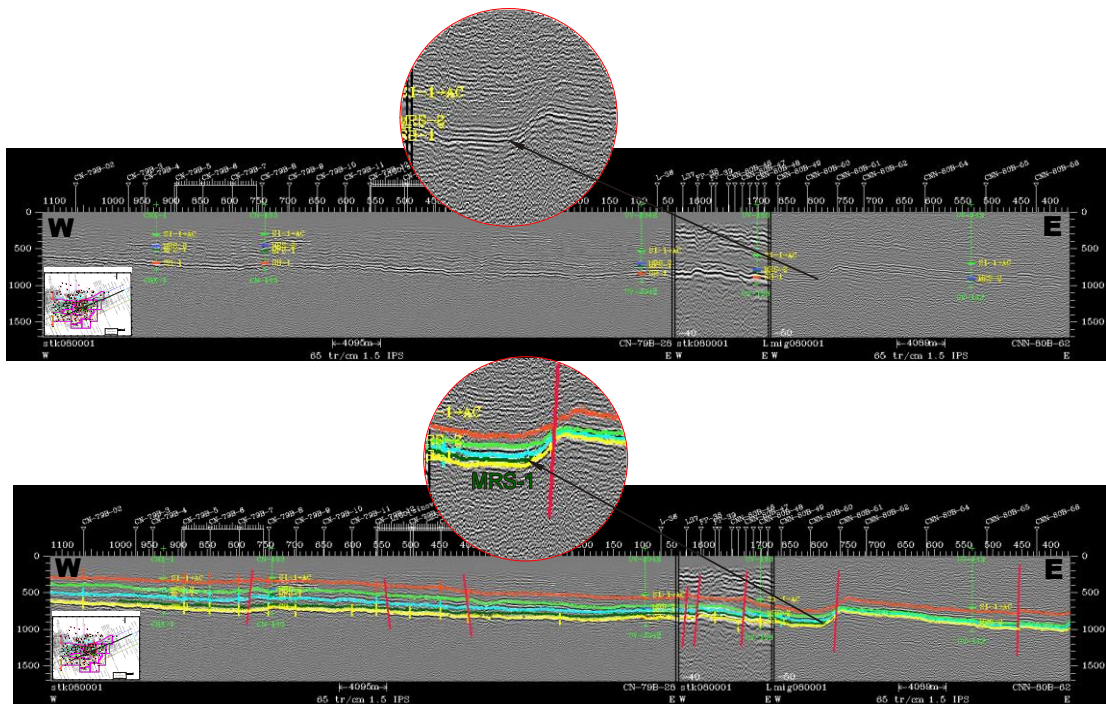


Figura-47: Muestra sobre la sección como hacia el Este del área der estudio (SINOVENSA), la unidad MRS- se acuña contra el Alto de Uverito.

4.1.5. MFS-1 *Maximum Flooding Surface 1* (Superficie de Máxima Inundación):

Superficie relacionada con el primer evento de máxima inundación o de máxima transgresión ocurrida durante la sedimentación de las primeras unidades arcillosas de la Formación Oficina. Esta superficie se caracteriza por presentar litofacies asociadas a lutitas marinas comúnmente fosilíferas (por datos con núcleos) perteneciente a la unidad que litoestratigráficamente se conoce como Miembro Yabo.

Para la definición de esta superficie se realizó una completa integración de todos los datos disponibles. A los datos de núcleos y perfiles de pozos se le agregaron los datos de los estudios bioestratigráficos donde fue claramente identificables al representar “picos de abundancia o *biopicks*.” de foraminíferos/nanofósiles calcáreos o en su defecto dinoflagelados que indicaron profundidades que refleja la máxima cobertura de la inundación

marina hacia el continente durante esta etapa, constituye el tope del primer sistema transgresivo TST-1 y el inicio o base del primer sistema encadenado de alto nivel (HST) ocurrido dentro de la columna evaluada (Ver Figura-48).

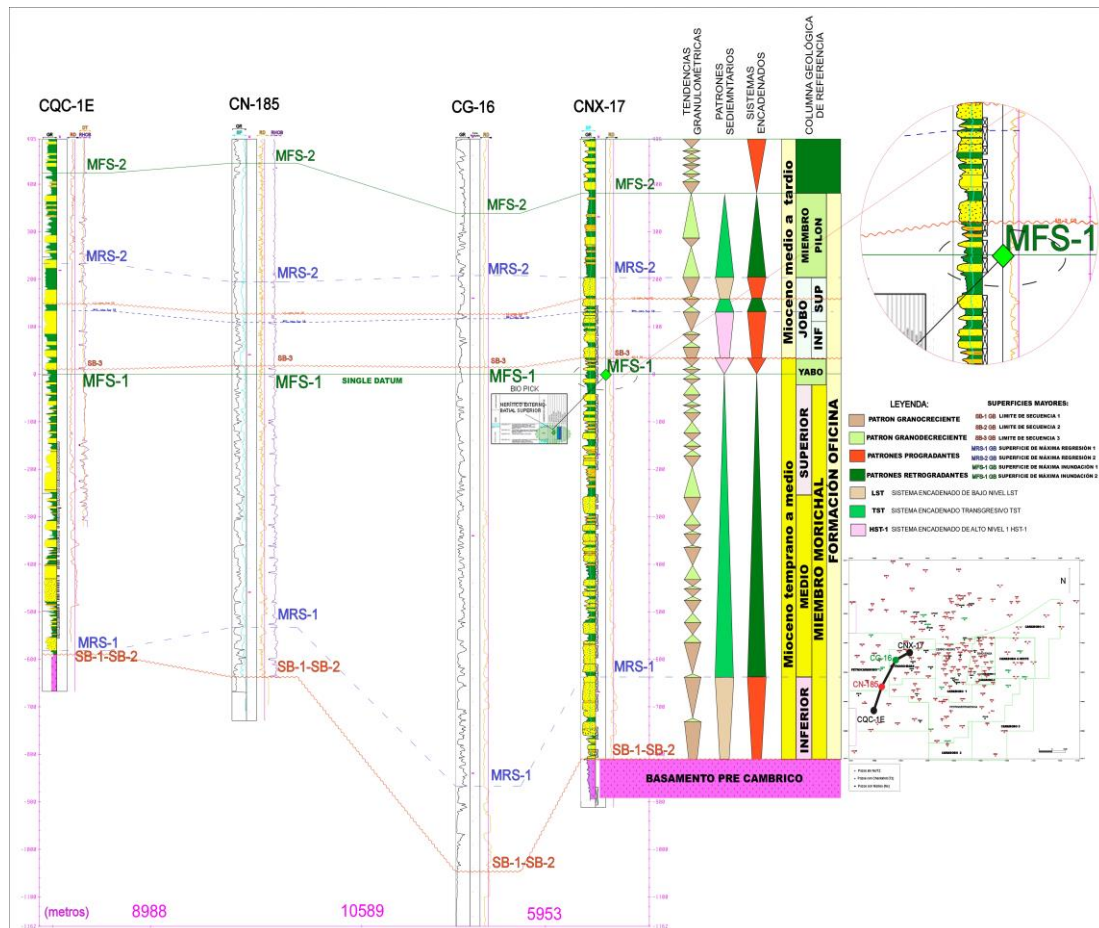


Figura-48: muestra la superficie MFS-1 en una sección estratigráfica tipo, representada por los pozos CNX-17, MPG-244E, JOC-465 Y JOC-605.

Sísmicamente se mostró (donde lo permitió la resolución sísmica) como patrones de apilamientos retrogradantes por debajo de ella, en el cual sus reflectores tienden a terminar como *Onlap* costero hacia el margen continental (dirección NW_SE).

En su parte superior presenta patrones de apilamientos progradante (dirección SE_NW) donde la geometría de sus reflexiones se presentan haciendo *Downlap* hacia la cuenca. (Ver Figura-49).

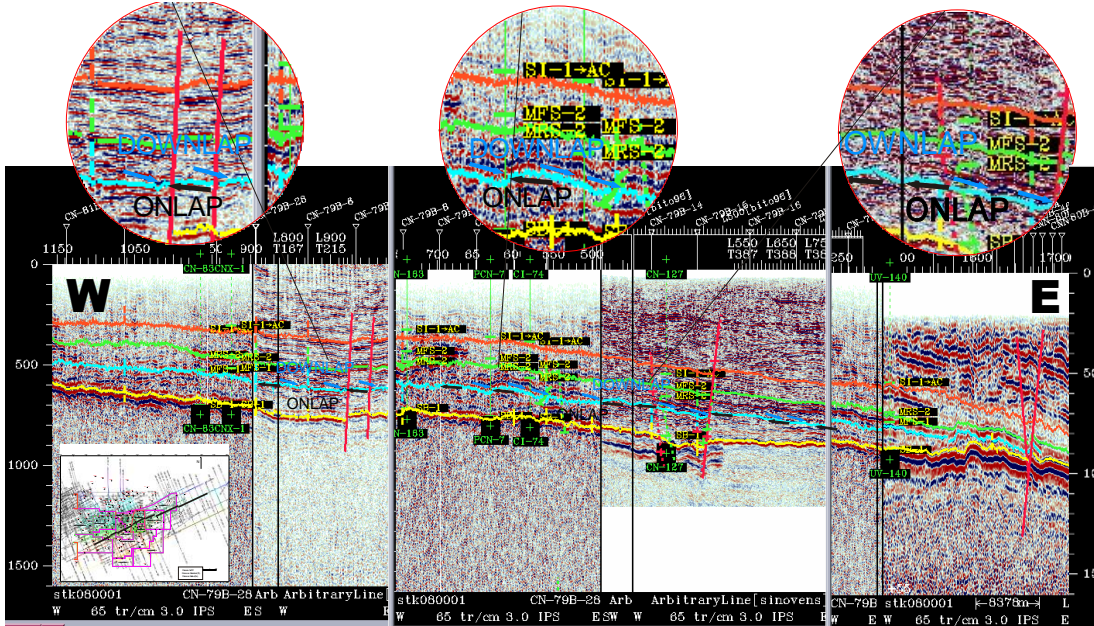


Figura-49: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa a la superficie MFS-1 dentro del área

4.1.6. MRS-2 *Maximum Regressive Surface 2* (Superficie de Máxima Regresión):

Define la segunda superficie de máxima regresión del área, sedimentada luego del proceso de sedimentación de la unidad “arenosa y regresiva” del Miembro Jobo Superior. Esta superficie se caracteriza por constituir un cambio de facies entre la unidad “arenosa y regresiva” del Miembro Jobo Superior y la unidad arcillosa y transgresiva del Miembro Pilón. Este cambio se observa muy marcado en los perfiles de pozos del área y define el tope del sistema de bajo nivel LST-2 e inicio del nuevo sistema transgresivo TST-3 que capitaliza la sedimentación total de la Formación Oficina en el área (Ver Figura-50).

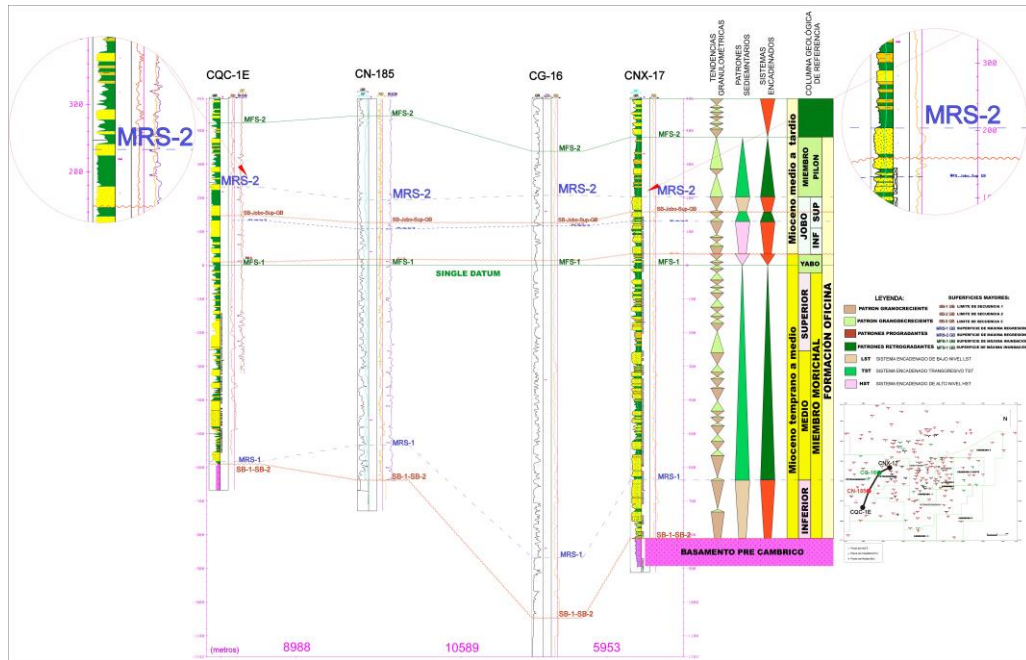


Figura-50: muestra la superficie MRS-2, sobre el pozo tipo CQC-1E, por encima del carbón prominente.

Sísmicamente en el área donde la resolución lo permite se aprecia como los patrones de apilamientos o reflectores por debajo de esta superficie MRS-2 son agradantes-progradantes, asociados a solapamientos tipo “Downlap” hacia la cuenca en dirección (SE_NW); mientras que por encima de ella se caracterizan principalmente por presentar unidades retrogradando y con solapamientos tipo “Onlap” hacia el margen continental (NW-SE). (Ver Figura-51).

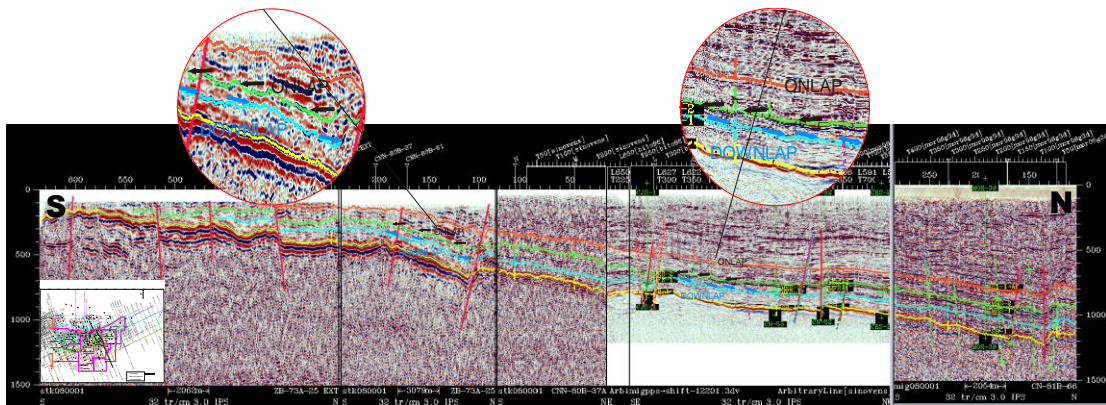


Figura-51: Muestra sobre el transecto el reflector sísmico representativo de la superficie MRS-2 ubicado en el área de estudio.

4.1.7. MFS-2 Maximum Flooding Surface 2 (Superficie de Máxima Inundación):

Superficie estratigráfica relacionada al principal evento de máxima inundación o de máxima transgresión MFS-2 ocurrida una vez depositada por completo la unidad relacionada con la Formación Oficina. Esta superficie además de constituir el marcador tope del segundo sistema transgresivo ocurrido después de la sedimentación completa de esta formación representa el tope de todo el intervalo estudiado. Sus características como litofacies la podemos estudiar en el pozo UV-73 correspondiendo a lutitas grises oscuras, laminares, marinas y fosilíferas hacia la base. En perfiles de pozos representa una superficie perteneciente al miembro Pilon con valores muy altos del GR y de bajos a muy bajos en el registro de resistividad (RD) (Ver Figura-52).

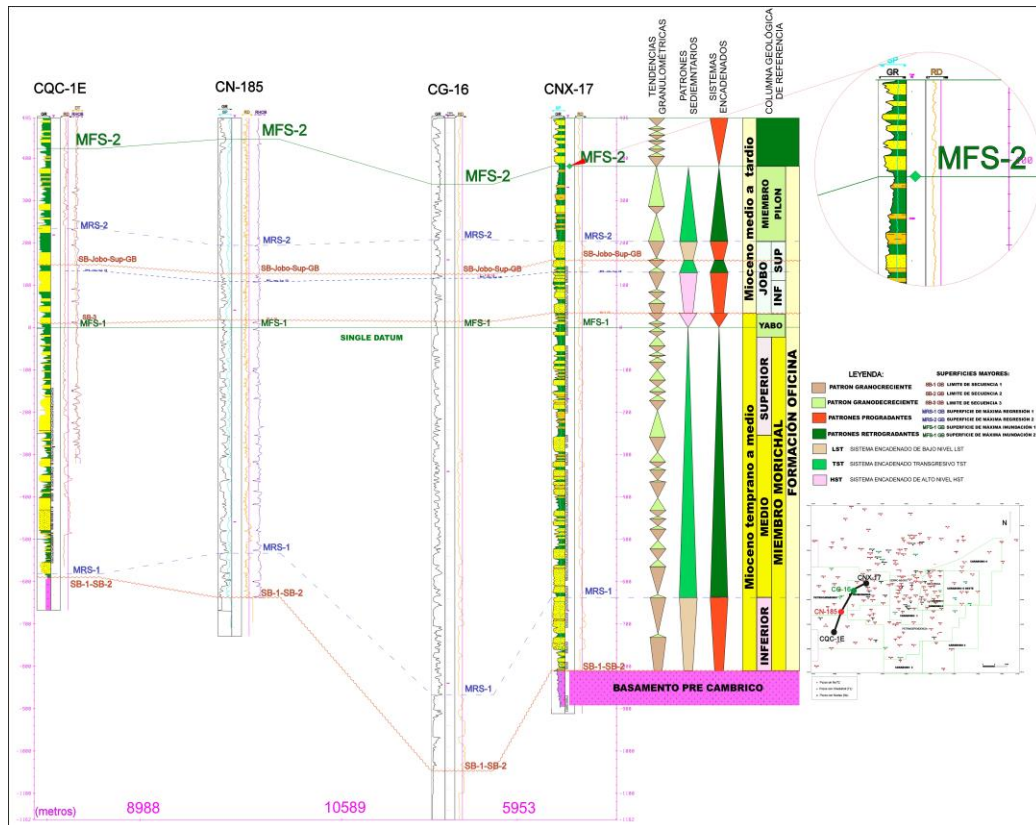


Figura-52: Superficie MFS-2 en perfiles de pozos sobre la correlación de los pozos CQC-1E, CN-185, CG-16 y CNX-17.

Sísmicamente donde lo permitió la resolución sísmica se mostró en el área definida por patrones de apilamientos retrogradantes por debajo de ella, haciendo *Onlap* hacia el margen continental (dirección NW_SE) y en su parte superior de observan patrones de apilamientos progradante (dirección SE_NW) haciendo *Downlap* hacia la cuenca, sus reflectores se presentan con una resolución que indican reflexiones de amplitudes de media a alta y con una geometría continua paralelo a subparalelo (Ver Figura-53).

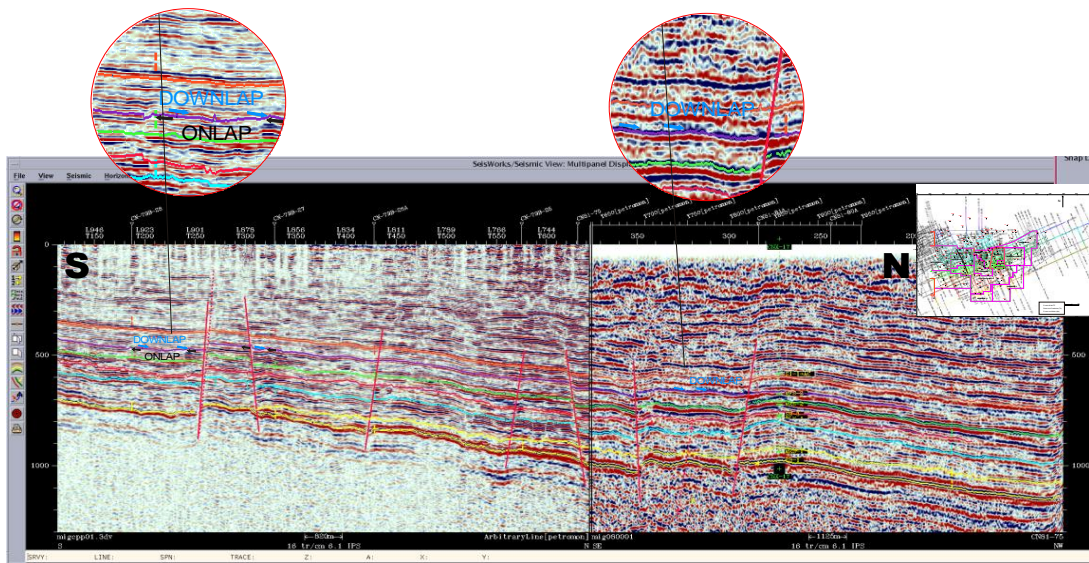


Figura-53: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa a la superficie MFS-2 dentro del área.

4.1.8. SI (n) Superficie de Inundación:

Superficies estratigráficas relacionadas a los eventos de inundación de alta resolución y alta frecuencia (ciclicidad de Milankovitch entre 10.000-100.000 años) ocurridos durante la sedimentación de las unidades del Terciario. Estas superficies difieren, en sus características, a las FS (*flooding surface*) definidas por Van Wagoner en 1989 para delimitar sus parasecuencias, y se encuentran asociadas a los periodos episódicos de inundación ocurridos durante las transgresiones marinas importantes y durante periodos de crecidas de ríos que dejaron como registro una lutita y/o

arcilita posterior al proceso diagenético que actuó sobre los sedimentos más finos y lodosos en etapas de baja energía (Linares *et al.*, 2013).

Estas lutitas y/o arcilitas constituyeron superficies estratigráficas de gran expresividad y cartografiabilidad, en núcleos y perfiles de pozos, relacionadas a los eventos de inundaciones regionales y semiregionales que definieron los ciclos sedimentarios de mayor frecuencia dentro de la secuencia evaluada. Se logró identificar 14 superficies de inundación dentro de las unidades del Terciario que permitieron delimitar a las unidades estratigráficas de alta resolución y alta frecuencia (4to y 5to orden de la jerarquía estratigráfica). Observadas en el pozo tipo CNX-17 (Ver Figura-54).

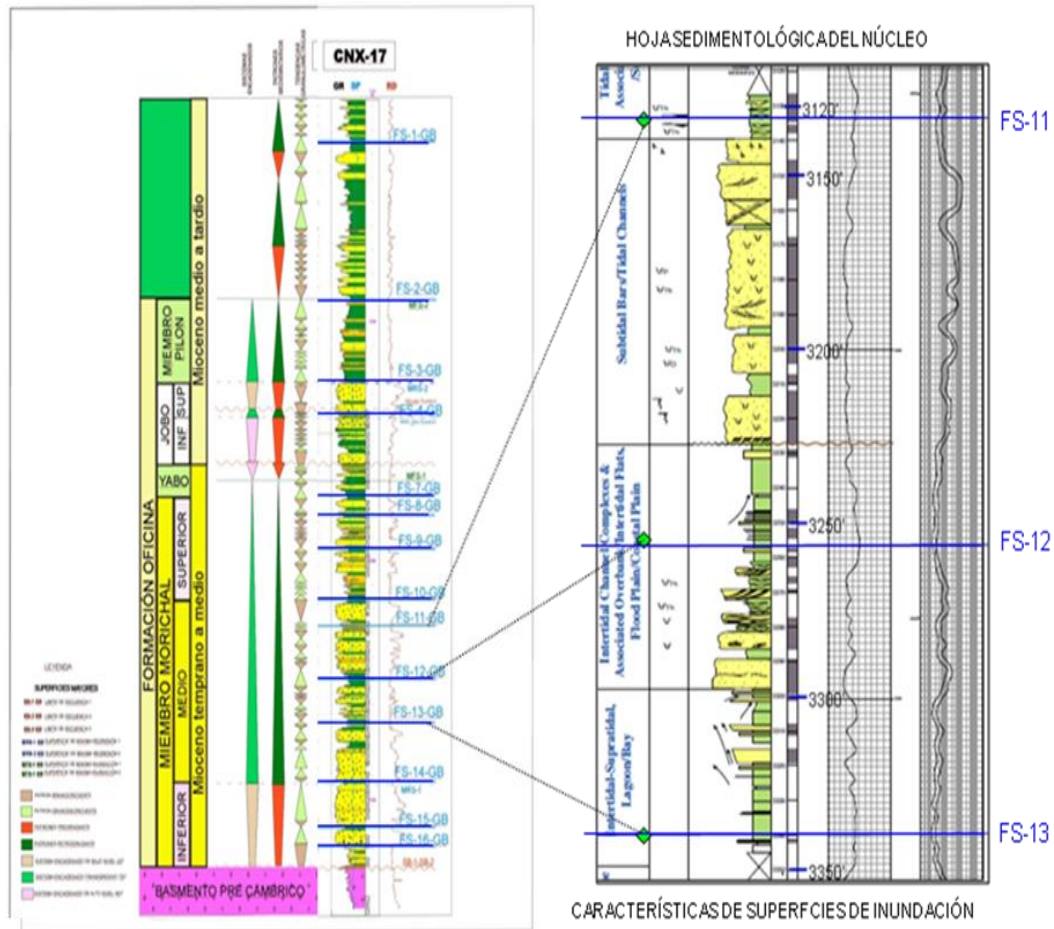


Figura-54: Definición de las superficies de inundación, sobre el pozo tipo CNX-17, y la integración sedimentológica.

4.2. Horizontes Sísmicos

4.2.1. Horizonte 1

Relacionado con la superficie SB-1: este horizonte representa el reflector con mayor cambio de impedancia acústica dentro de la sísmica continuo a lo largo de toda sección, las curvas RHOB (Registro de densidad) reflejaron valores de densidades muy altos, mientras que la de conductividad de este intervalo registró valores muy bajos, ocasionado una alta resistividad de la unidad, RD. La curva del perfil sónico (DT) mostró cambios importantes donde se evidenció los valores más bajo de la columna ($\mu\text{s}/\text{pies}$) debido al aumento de la velocidad de tránsito de la onda sísmica P a través del medio muy denso que atraviesa (basamento) (Ver Figura-55).

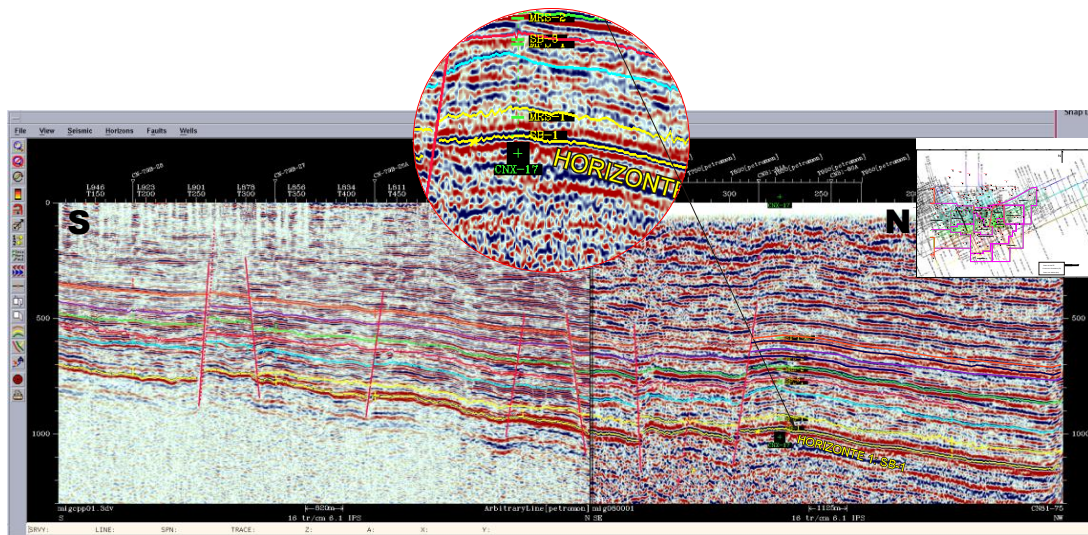


Figura-55: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 1 asociado al marcador geológico SB-1.

4.2.2. Horizonte 2

Relacionado con la superficie MFS-1: entre reflector se logra apreciar a lo largo de todas las secciones a pesar de presentas menor impedancias acústicas que el anterior. Desde el punto de vista sísmico, donde la resolución presento reflexiones Por debajo y por encima con amplitudes

continuas que variaron de baja a media y con una geometría semicontinua paralelo a subparalelo (Ver Figura-56).

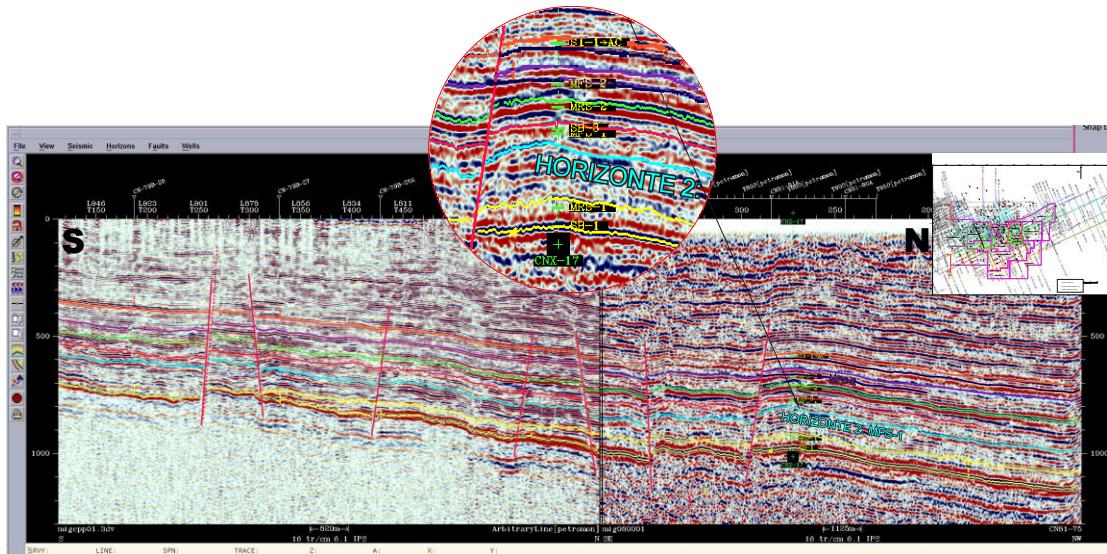


Figura-56: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 2 asociado al marcador geológico MFS-1.

4.2.3. Horizonte 3

Relacionado con la superficie MRS-2: representa un reflector con una impedancia acústica de baja a moderada, dicho horizonte desde el punto de vista sísmico, se presentan con una resolución que ilustran reflexiones de amplitudes de baja a media y con una geometría semicontinua de paralelo a subparalelo a lo largo del área. (Ver Figura-57).

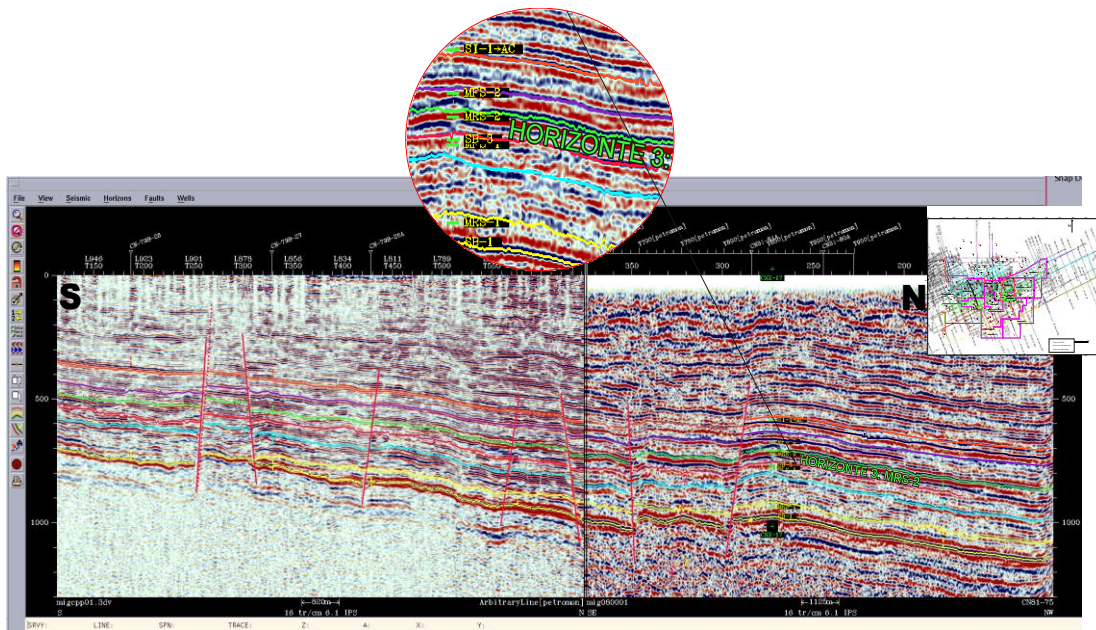


Figura-57: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 3 asociado al marcador geológico MRS-2.

4.2.4. Horizonte 4

Relacionado con la superficie SI-1: Es la superficie estratigráfica que representa el horizonte límite hacia el tope de la columna geológica del área de estudio, desde el punto de vista sísmico presenta amplitudes medias continuas en el reflector sísmico y es el de mayor continuidad a nivel regional en todo el área de estudio (Ver Figura-58).

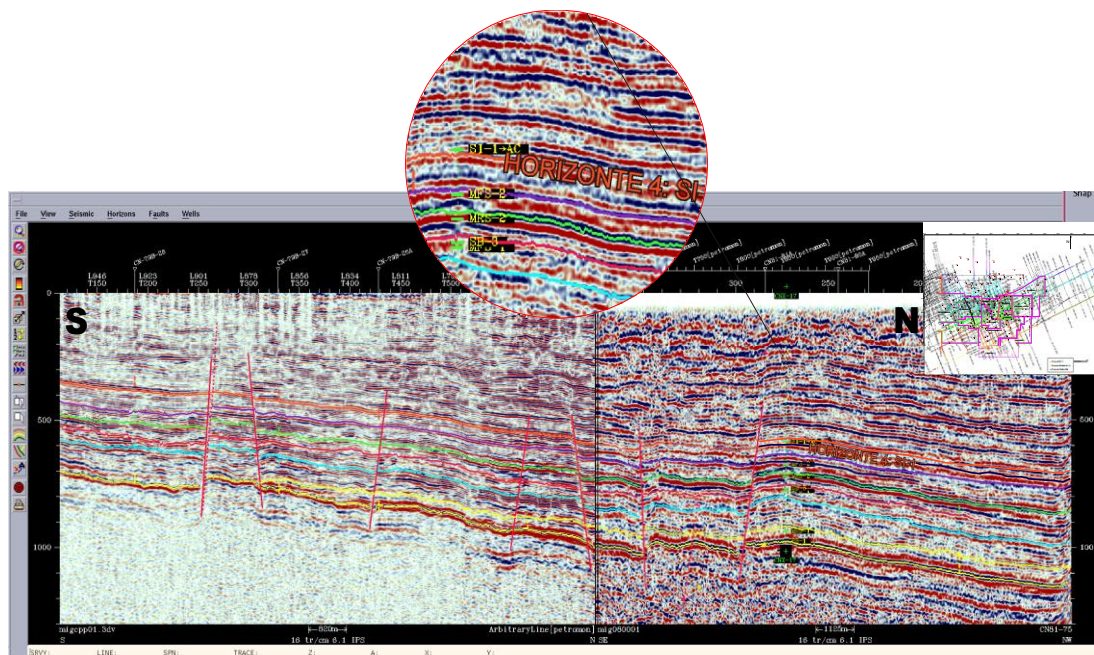


Figura-58: La imagen muestra sobre el transecto el reflector que representa al HORIZONTE 4 asociado al marcador geológico SI-1.

4.3. Análisis Sismoestratigráfico del Alto de Uverito

La imagen sísmica mostrada en la Figura 59 ilustró sobre el transecto de dirección oeste-este los ajustes de la correlación sísmica-perfil, es decir ajustes de la correlación de las superficies o marcadores geológicos MRS-1, MFS-1, MRS-2 y SI-1 con los Horizontes Sísmicos asociados en los pozos CNX-1, CN-163, UV-204E, UV-166 y UV-142. En este último pozo, las unidades inferiores de la columna evaluada (por debajo de la superficie MFS-1) se acuñaron contra el Alto de Uverito, lo que evidenció un control de la tectónica sobre la sedimentación de las primeras unidades. Dicho Alto de Uverito fue generado, probablemente, como una deformación estructural a nivel de basamento debido al basculamiento que afectó las áreas de las Divisiones de Ayacucho-Carabobo durante el Oligoceno medio a tardío que creó el espacio necesario para la sedimentación de la mega secuencia Miocénica. En la misma se evidencian deformaciones en las unidades superiores de la secuencia evaluada debido a la continuación de los efectos de la tectónica flexural durante la convergencia oblicua entre la placa

Suramericana y la Placa caribe a partir del Mioceno temprano (Ver Figura-59).

La correlación estratigráfica en los pozos CNX-17, CES-2, UV-73 y UV-142 corrobora lo mostrado por la sísmica (Ver Figura-60), ayudando a disipar la incertidumbre sobre dicho alto en el que se puede determinar que este ya existía al momento de sedimentarse en el área la unidades inferiores a las superficies MRS-1 y MFS-1 correspondientes a las unidades geológicas equivalentes (MORICHAL inferior a medio), y sobre éstas se depositaron las unidades superiores (MORICHAL superior, YABO, JOBO y PILON).

Por otra parte la Figura 61 ayuda a determinar que este alto no representa una estructura dómica muy pronunciada, sino una deformación estructural en “forma de meseta” que buza al este y cortado por fallas que buzan en su totalidad hacia el Sur (Ver Figura-61).

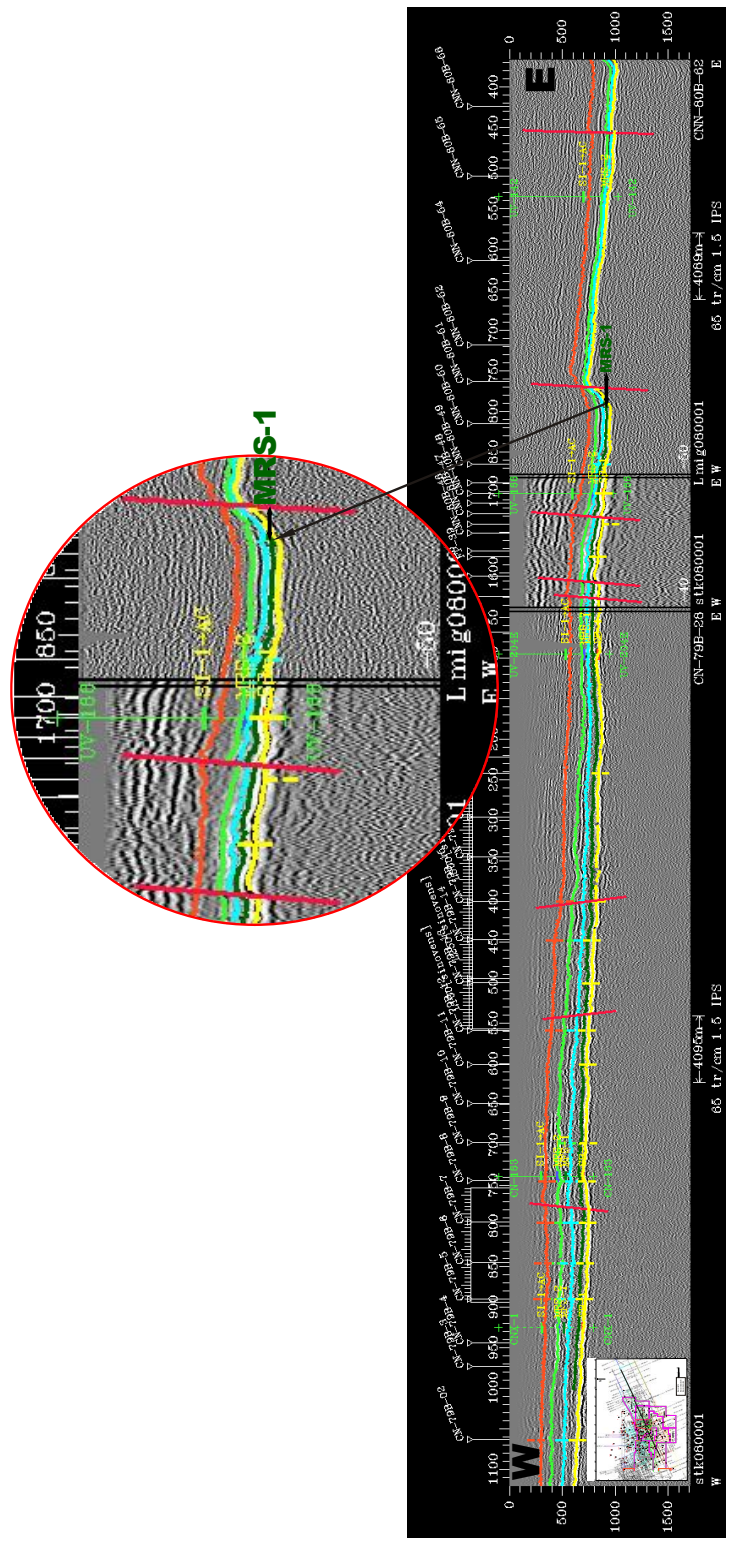


Figura 59: La imagen sísmica muestra sobre los pozos CNX-1, UV-140 los marcadores geológicos MRS-1, MFS-1, MRS-2 y MFS-2 y como hacia el Este sobre el pozo UV-142 como las unidades inferiores MRS-1 y MFS-1 ya no aparecen y el mapa estructural perteneciente al área de estudio.

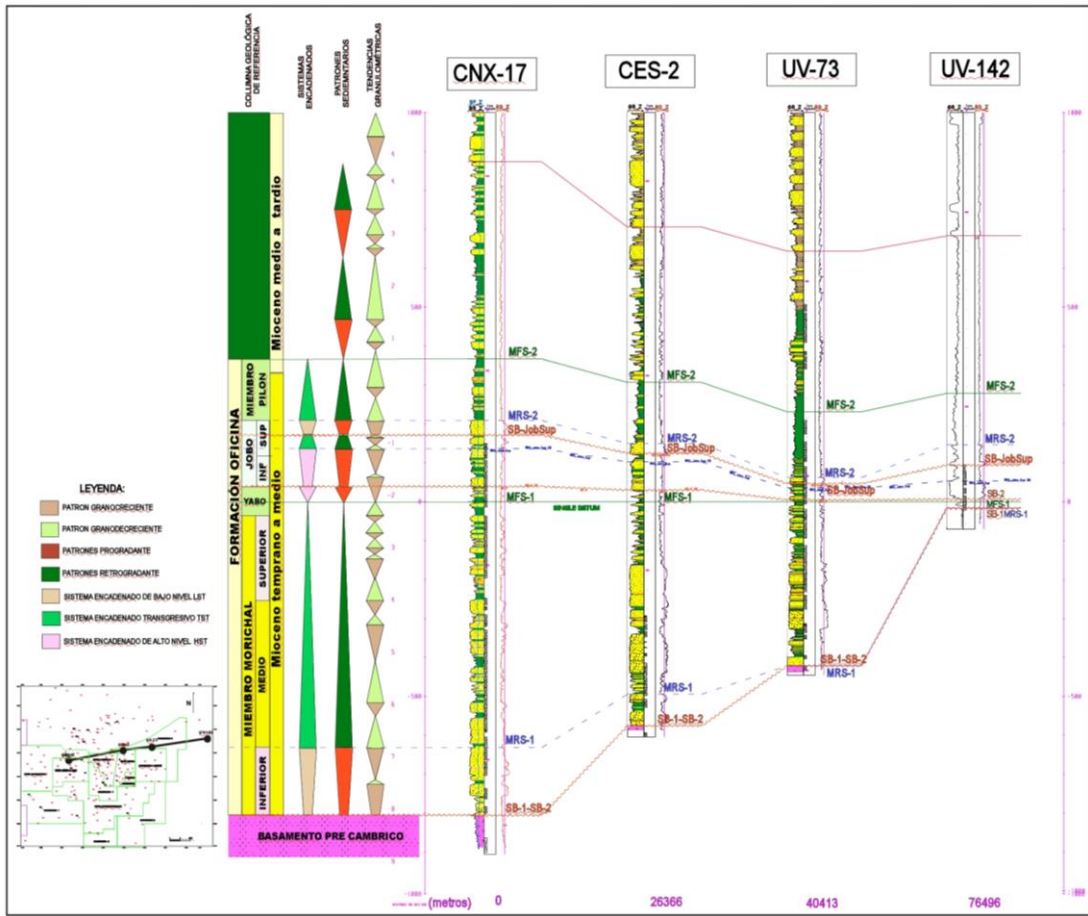


Figura 60: muestra la sección geológica en sentido W-E sobre los pozos (CNX-17, CES-2, UV-73, y UV-142), en la que se evidencia hacia el pozo UV-142 el acuñamiento de la unidad inferior correspondiente al marcador MRS-1)

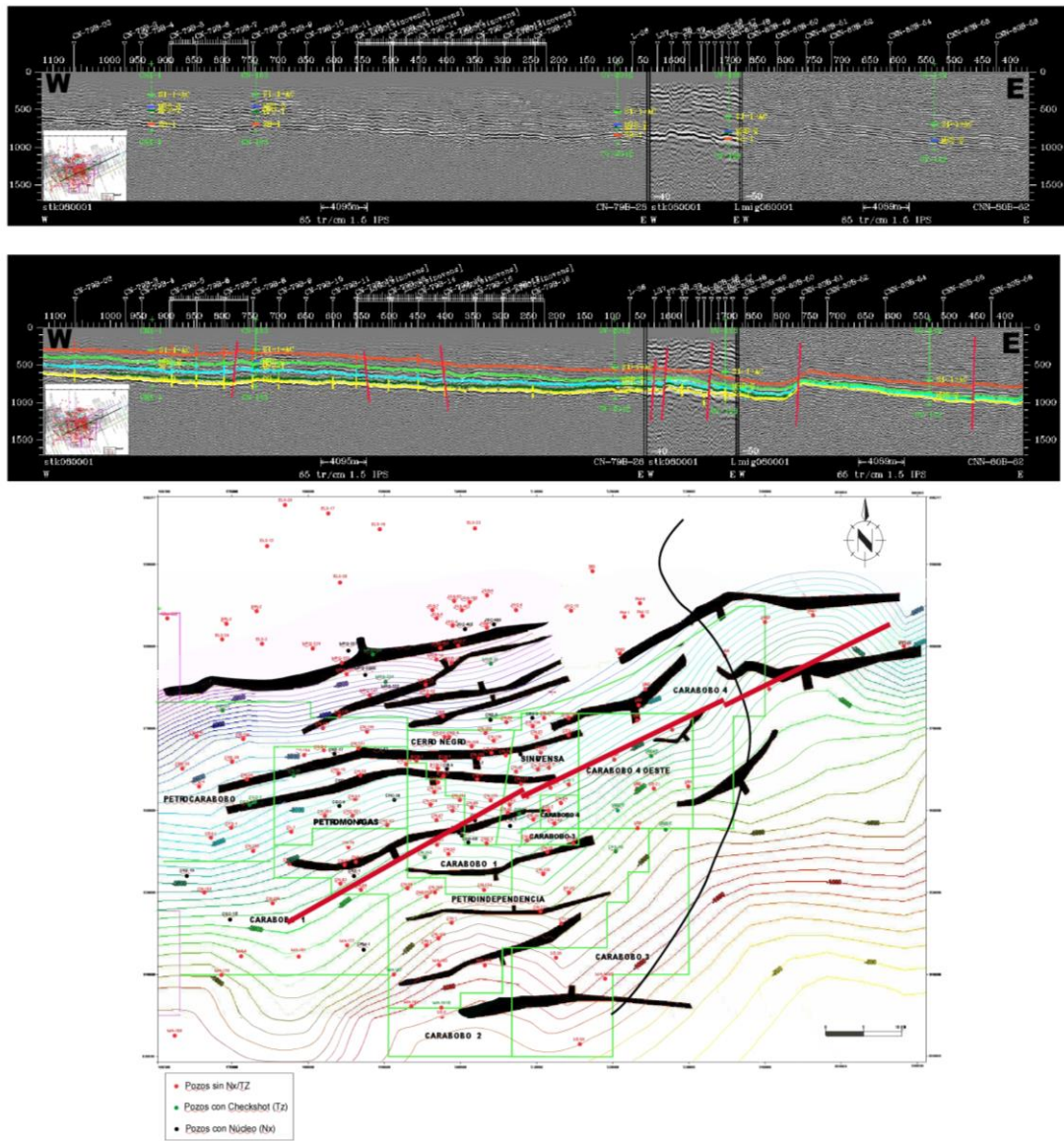


Figura 61: muestra sobre el mapa estructural, como hacia el este del área (SINOVENSA) el acuñamiento de las unidades inferiores MRS-1, contra el alto de Uverito.

4.4. Sismograma Sintético Pozo CIS-1

Sismograma sintético realizado sobre el pozo CIS-1, donde se ilustra el amarre sísmico perfil de pozo ajustando los horizontes con las superficies estratigráficas límites perteneciente al área de estudio. En esta se aprecia como resaltan dichas superficies en la ondícula fuente (a la derecha), Se escogió este pozo por tener “*check-shot*” y por tener completo el grupo de perfiles necesarios para su construcción como los son los perfiles de pozos GR, RHOB y DT. Dichos perfiles se asocian para formar la serie de reflectividad, esta al convolucionar con la ondícula fuente da como resultado la ondícula sintética, sobre la cual se asocian y se definen las máximas amplitudes con polaridades positivas (“picos”) y negativas (“valles”) dentro del área con una mejor resolución y de esta manera realizar el ajuste necesario en la interpretación de los horizontes en las secciones sísmicas dando como resultado la menor incertidumbre posible.

A continuación el resultado final del amarre sísmico-perfil a partir del Sismograma sintético creado con base a datos de pozo CIS-1 del área (Ver Figura-62).

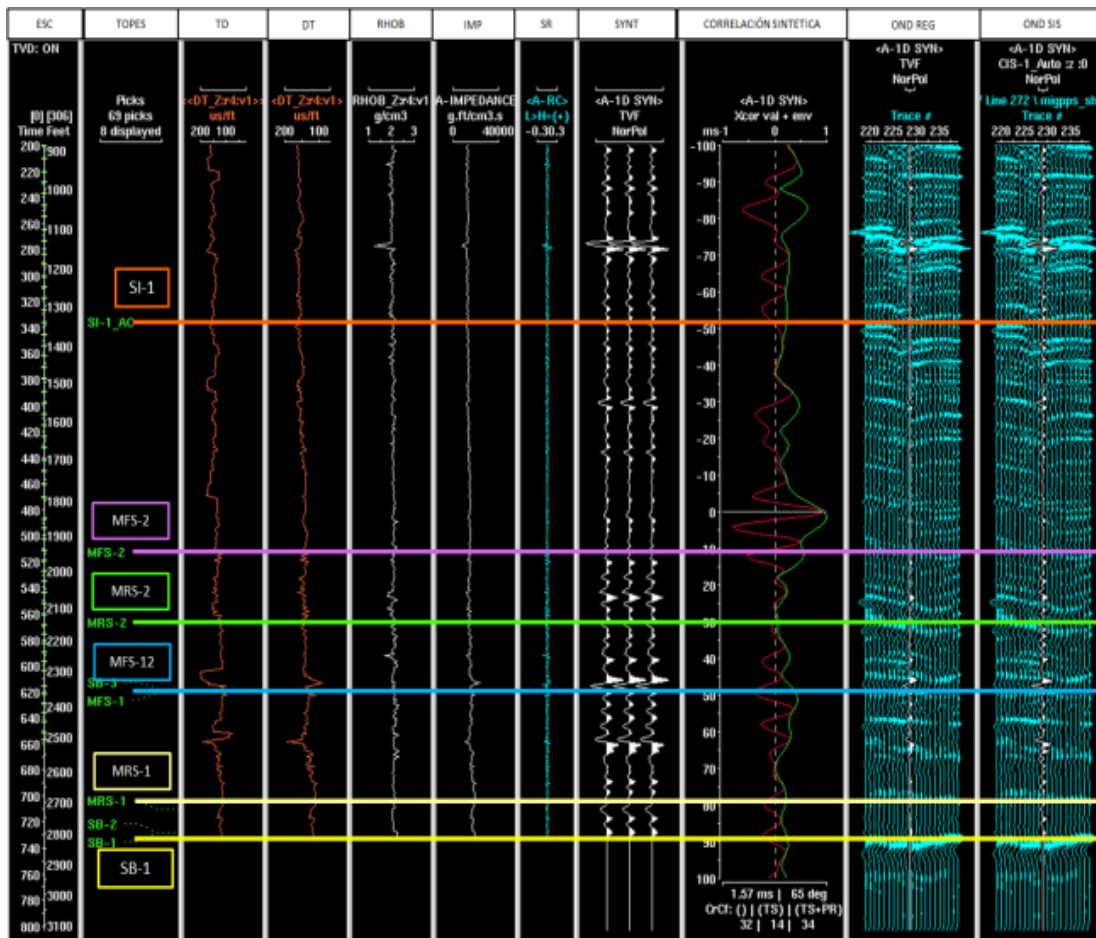


Figura-62: Sismograma sintético del pozo CIS-1, realizado con la ayuda de la aplicación Syntool de OpenWorks.

Para este trabajo por motivos objetivos-tiempo no se pudo realizar sismogramas sintéticos para cada uno de los pozos representativos de un área geológicamente particular que presentan todas sus curvas para su realización por lo que se escogió para este trabajo al **(CIS-1)** dentro del área SINOVENSA, se escogió para su convolución la ondícula trapezoidal ajustándose por partes mediante el método de multi trazas, donde se logró la adecuada correlación de los marcadores geológicos y su ajuste a las reflexiones asociada a los horizontes sísmicos más importantes del área de estudio (Ver Figura-63).

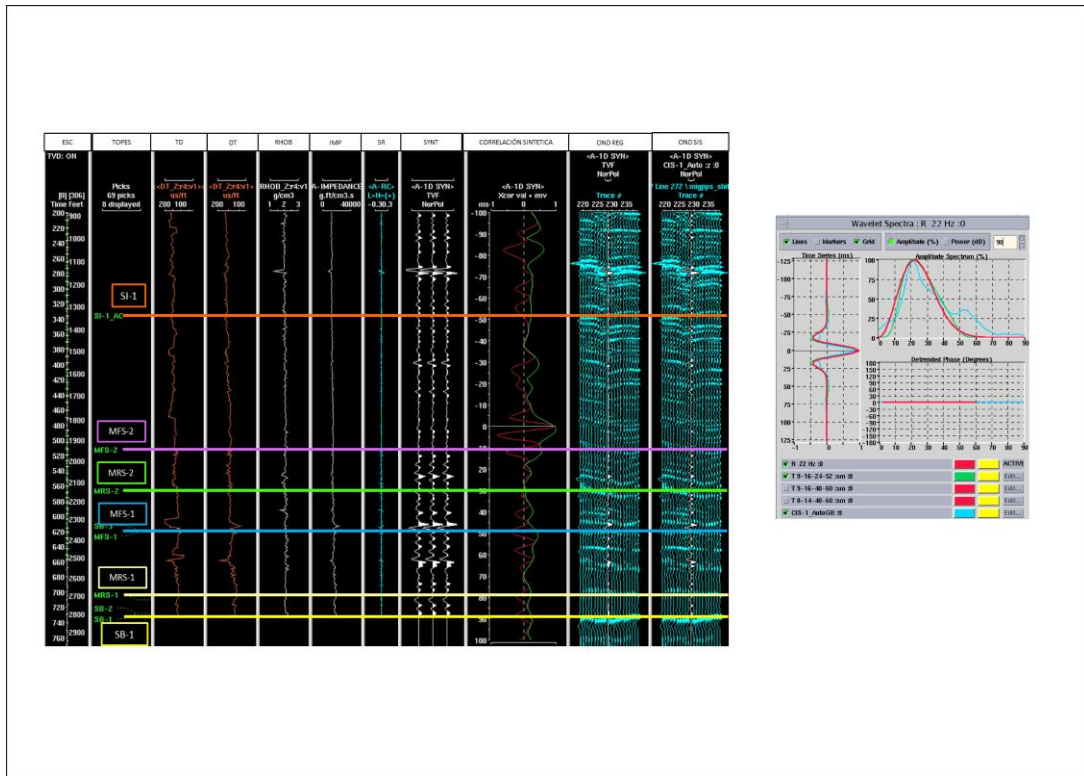


Figura 63: la imagen muestra el espectrograma trapezoidal (grafica roja) con el que se correlacionó la ondícula sintética (grafica azul) por partes (multi trazas).

4.5. Interpretación sísmica

A partir de un buen amarre sísmica perfil de pozo a partir del sismograma sintético realizado en el pozo (CIS-1), se logró la correlación a lo largo de toda el área de los reflectores sísmicos principales asociados a los marcadores geológicos SB-1, MFS-1, MRS-2 y SI-1 de interés en este trabajo, en los que además se observaron sus características sísmicas asociadas a sus reflexiones por debajo y por encima de ellos. Esta respuesta sísmica se observó mejor donde la resolución sísmica lo permitió y en donde se hizo más complicado se siguió por técnicas de interpretación.

En el caso del horizonte sísmico 1 asociado al marcador geológico SB-1, fue muy fácil de correlacionar a lo largo de toda el área, ya que su cambio de impedancia acústica es muy marcado lo que facilita dicha correlación, hacia

el área de SINOVENSA, existió algo de confusión debido a una doble reflexión en dicha área asociado a dos cosas: primero a la posible falla en el procesamiento de la sísmica generando este múltiple y segundo debido a un remanente o “lag sedimentario” de tipo erosional con influencia sobre la señal sísmica al presentar características litológicas del basamento. En ambos casos se interpretó en este estudio el reflector con mayor continuidad lateral en toda el área, coincidiendo con el límite superior de la doble reflexión (Ver Figura-64).

Los horizontes 2,3 y 4 asociados a los marcadores geológicos MFS-1, MRS-2 y SI-1 respectivamente presentaron un cambio de impedancia menor al anterior pero diferenciable y correlacionable a lo largo del área, en algunos casos por falta de resolución se complicó su continuidad pero esto no fue un impedimento para su propagación (Ver Figura-64).

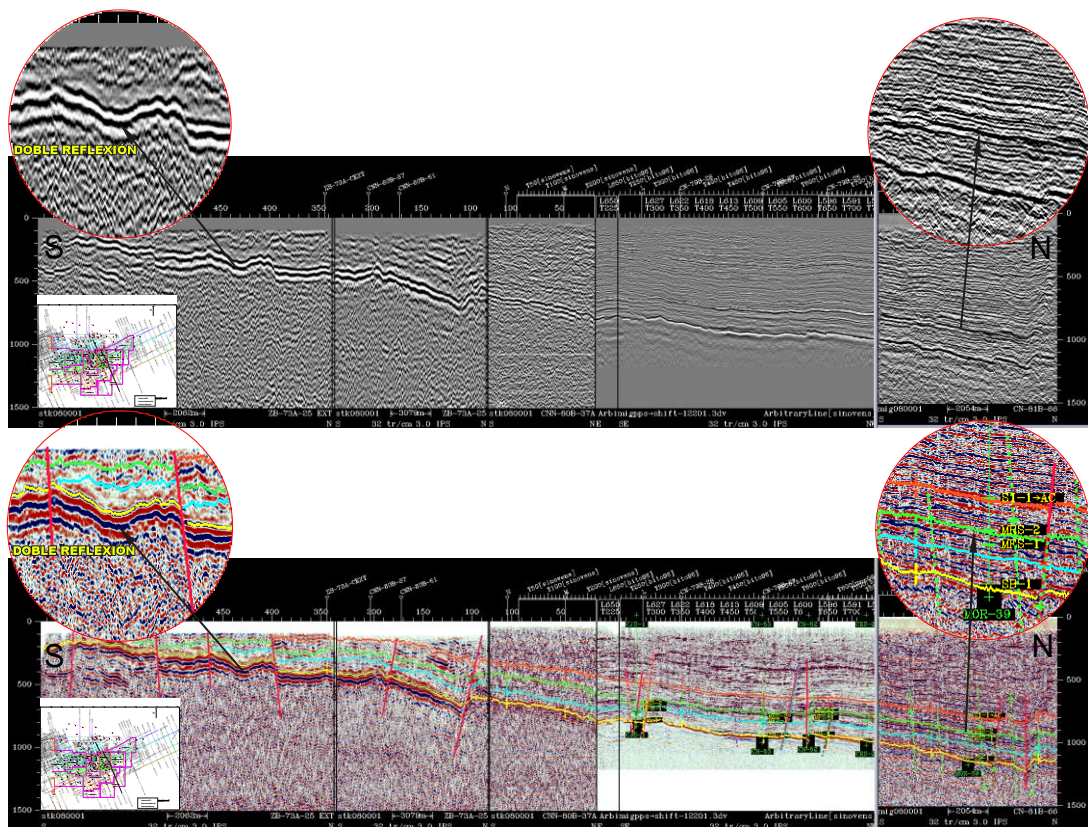


Figura 64: en la imagen se observa sobre en transecto principal S-N sobre el area de SINOVENSA la doble reflexion del basamento asociado al horizonte SB-1.

4.6. Sistemas Encadenados

Comúnmente las primeras unidades del sistema transgresivo de todo sistema depositacional tiende a registrar la influencia marina de acuerdo a los núcleos y estudios bioestratigráficos y presentan patrones mayormente retrogradantes (por facies análisis) (Ver-Figura 65). Sin embargo, hacia los márgenes continentales la primera etapa del sistema transgresivo puede mostrarse con características netamente fluviales y con patrones de sedimentación progradante en vez de retrogradante.

Este es el caso de la sedimentación que tiene lugar hacia el área de PetroSinovensa (este de la División Carabobo) y en dirección preferentemente desde el sureste hacia el noroeste (SE-NW) donde los cuerpos de arenas constituyen facies fluviales progradantes ya que la tasa de sedimentación excede a la de acomodación dentro de un sistema global transgresivo (División Carabobo) parecido al caso de los “*proper deltas*” (Ver-Figura 66).

Se identificaron dentro del área dos (2) Sistemas encadenados de bajo nivel, tres (3) Sistemas transgresivos y un (1) Sistema encadenados de alto de nivel dentro de una secuencia estratigráfica una de 2do orden de jerarquía estratigráfica, determinado por estudios previos del área (Ver Figura 67).

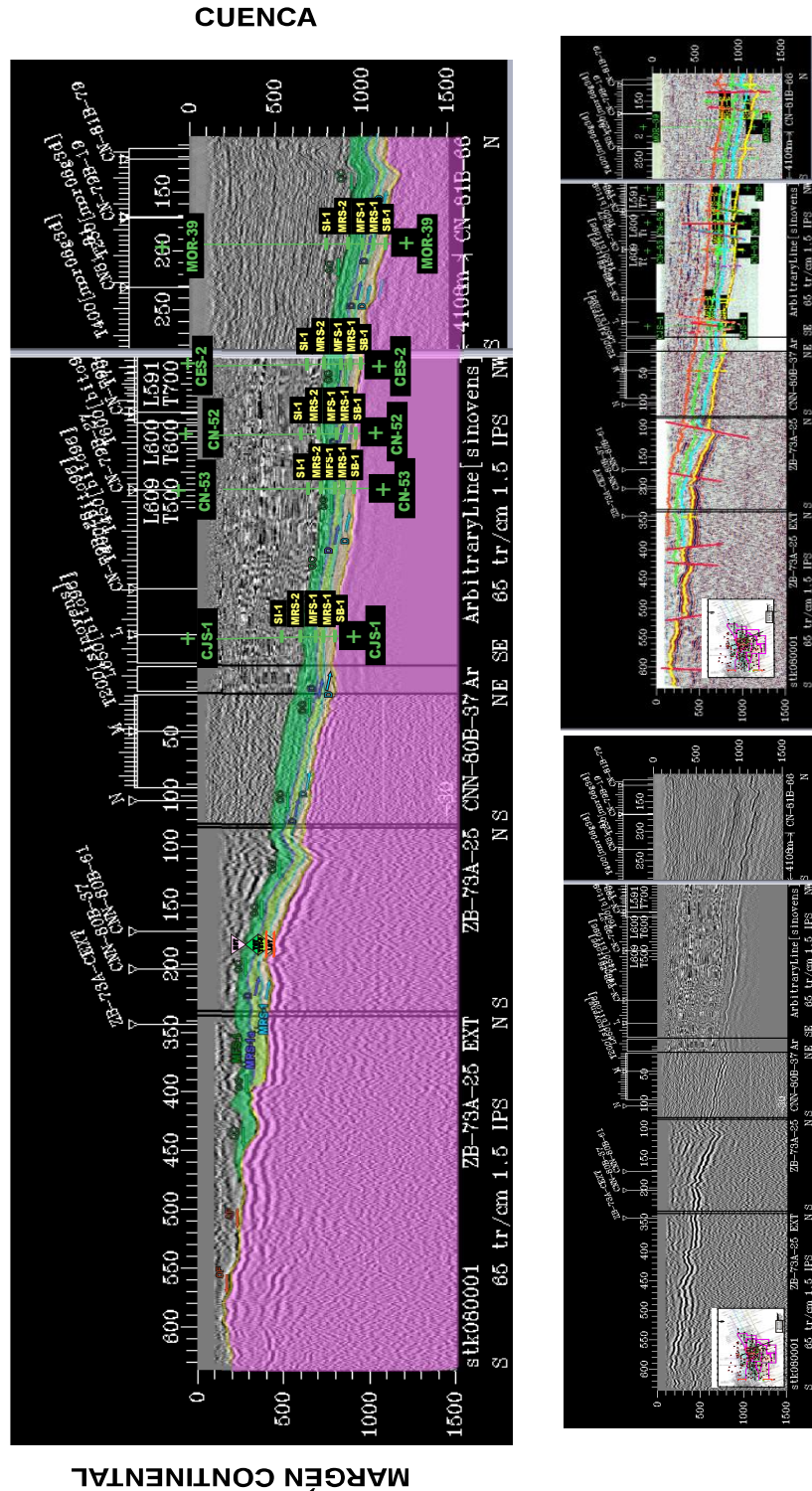


Figura 66: muestra sobre la sección esquemática hacia el área de SINOVENSA los sistemas encadenados presentes en área y sus superficies estratigráficas límites por debajo y por encima. HST (Sistema Encadenado de Alto nivel), TST (Sistema Encadenado Transgresivo), LST (Sistema Encadenado de Bajo nivel), OF (*Onlap* Fluvial), OC (*Onlap* Costero), D (*Downlap*)

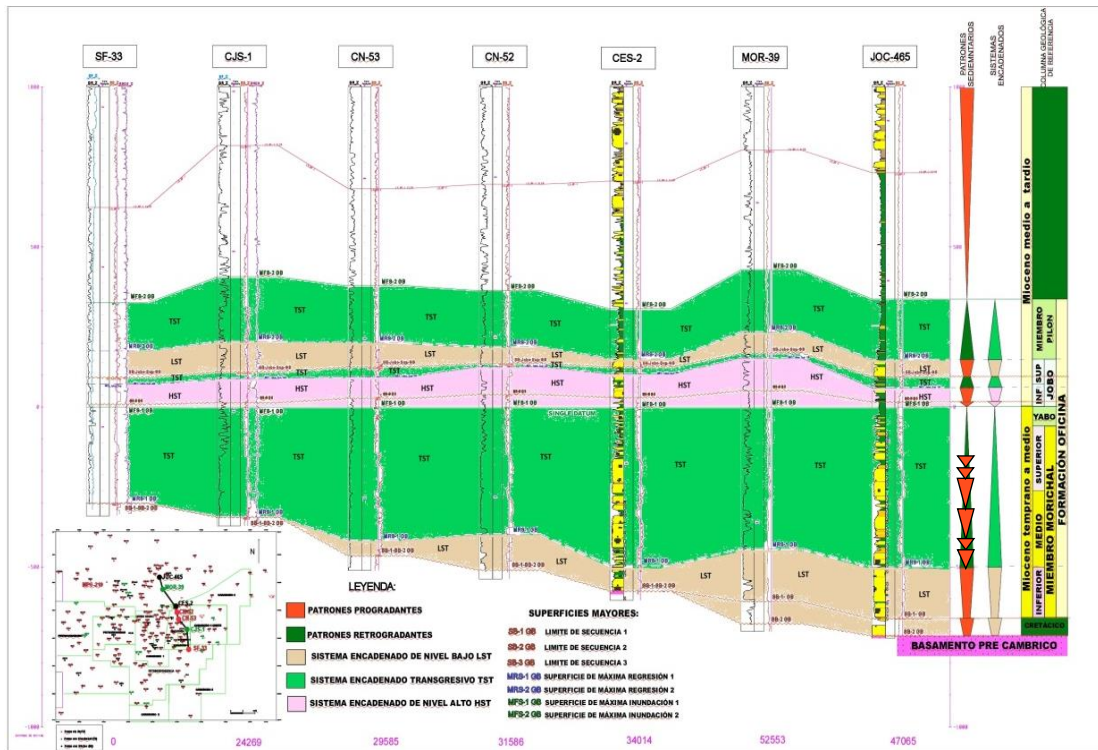


Figura-67: Muestra sobre la sección geológica cada uno de los sistemas encadenados presentes en la columna geológica estudiada dentro de la división Carabobo.

4.7. Análisis de estilos estructurales

El Mapa estructural en profundidad del área de estudio relacionado con el reflector asociado al marcador estratigráfico SB-1 (nivel base) permitió identificar la estructura general de dos maneras: Una zona oeste-centro como un homoclinal fallado cuyo buzamiento promedio es bajo entre 2 y 5 grados, y otra hacia el este como un zona deformada relacionada a altos estructurales. En el área se presentaron dos (2) grupos de fallas de buzamiento distintos. Un grupo de fallas que buza hacia el norte-noroeste y otro que buza hacia el sur-sureste. Todas las fallas presentaron buzamientos de alto ángulo (entre 80 y 85 grados aproximadamente), y con rumbo aproximado SW-NE y saltos variables de 100 a 200 pies aproximadamente. El mapa estructural al tope de basamento (SB-1) muestra una pendiente mayormente suave en la parte central y sur, hacia el NE, dicha pendiente se

vuelve más abrupta debido a la influencia generada por el Alto de Uverito hacia esa zona (Ver Figura-68).

De acuerdo al análisis estructural se deduce que el área de estudio presenta un estilo estructural de margen extensional, este presenta una serie de fallas normales de alto ángulo registrado en el área.

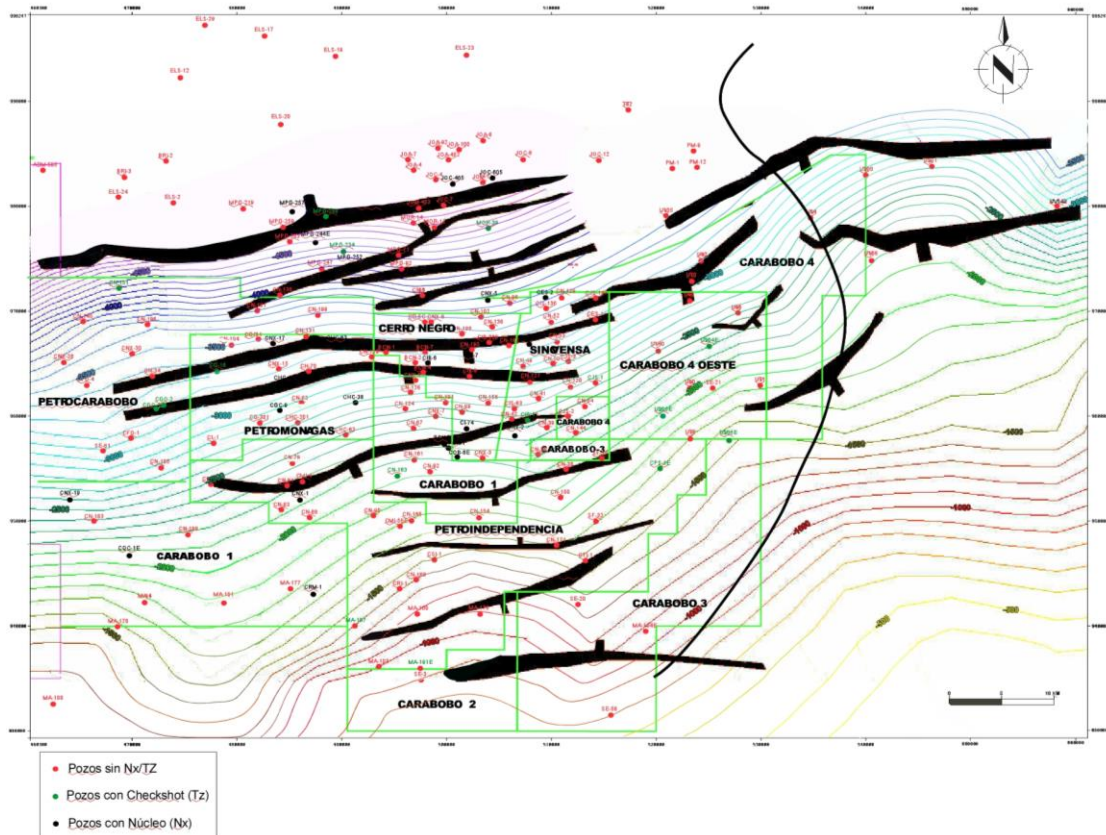


Figura 68: Mapa estructural en profundidad, nivel base basamento (SB-1), polígonos de fallas (NEGRO)

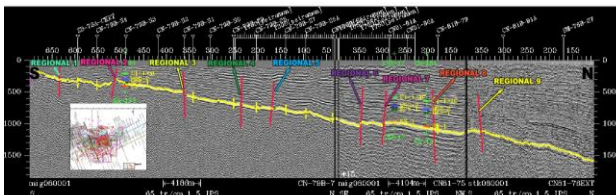
La Figura-69 ilustra en la SECCIÓN-1 que pasa por las áreas de PETROMONAGAS y Carabobo 2 fallas de rumbo SW-NE que buzcan tanto al norte como hacia el sur. Mientras que hacia el este la SECCIÓN-2 ilustra fallas también de rumbo SW-NE que buzcan todas hacia el Sur.

Hacia el área de lo que anteriormente se consideraba Faja (PetroSinovensa, PetroMonagas, PetroCarabobo, PetroVictoria,

PetroIndependencia y Carabobo 1, 2,3 y 4) la fallas normales son de alto ángulo sin que los pozos muestren sección omitida (*Missing section*). En el norte del área, específicamente el hacia el Campo Jobo y de acuerdo a estudios previos los pozos presentaron secciones omitidas (150 -250´ de salto vertical) debido a que las fallas no son de alto ángulo.

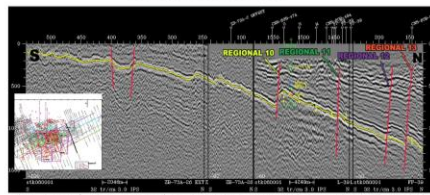
Además se evidencia hacia el este una deformación estructural denominada “Alto de Uverito”. Al oeste sobre la SECCIÓN 1 existen cambios de pendientes suaves con una topografía uniforme, mientras que al este sobre la SECCIÓN 2 presenta un comportamiento muy abrupto y accidentado producto del tectonismo que generó dicho Alto. Además en la imagen se resalta sobre la SECCIÓN 1, las nueve trazas de fallas con rumbo SW-NE interpretados hacia el oeste de área de estudio (PETROMONAGAS-Carabobo 2), correlacionándose a lo largo de las líneas sísmicas. Al este sobre la SECCIÓN 2, se logró interpretar cuatro trazas de fallas principales con buzamiento al Sur-sureste. Este cambio en los buzamientos se interpretó como producto del tectonismo regional que generó el Alto de Uverito (Ver Figura-69).

SECCIÓN 1



La imagen sísmica muestra el comportamiento suave de la pendiente (Basamento) hacia el área PETROMONAGAS

SECCIÓN 2



La imagen sísmica muestra el comportamiento abrupto de la pendiente (Basamento) hacia el área de SINOVENSA

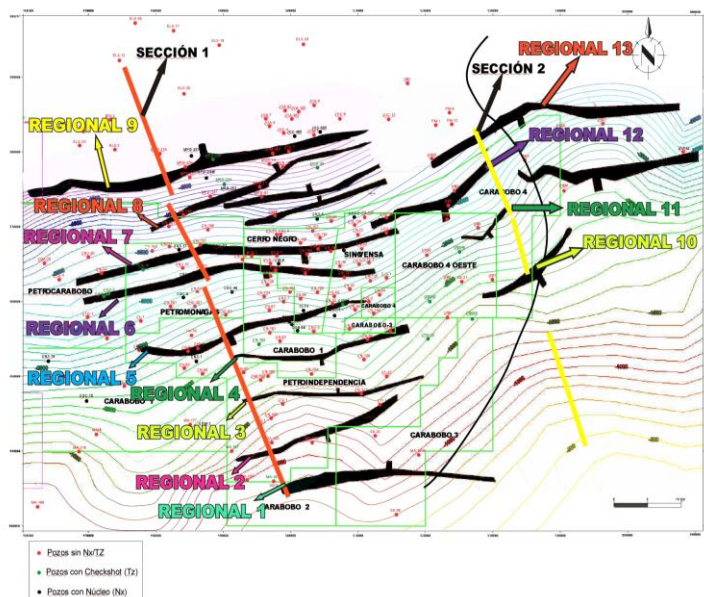


Figura 69: la imagen muestra sobre los transecto principal en sentido S-N sobre el área de PETROMONAGAS, las dos familias de fallas de alto ángulo principales dentro del área y sus buzamientos al Norte y al Sur y al Oeste área de SINOVENSA la Familia de fallas principales buzando hacia el Sur.

4.8. Modelo Conceptual de variaciones del Nivel Base sobre la Columna Estratigráfica del área de Estudio

Para este trabajo se definieron los diferentes sistemas encadenados o cortejos depositacionales (*system tracts*) posibles dentro de la columna estudiada aplicando el Modelo de Secuencia Depositacional IV (variante de la escuela Exxon) que ubica al límite de secuencia al final de la caída del Nivel Base, es decir una vez terminada la regresión forzada de la línea de costa.

En la imagen 70 está representada en las líneas segmentadas las zonas donde no se preservó sedimentos en cada etapa.

Al inicio de cada curva, se observa la zona de no preservación de los sedimentos depositados durante la formación del sistema de decaimiento del nivel base (FSST) en las tres etapas, los mismo o no fueron sedimentados, o fueron erosionados o fueron baypaseados y sedimentados al norte del área de estudio.

Por otra parte durante la segunda etapa de sedimentación de los sistemas encadenados estas líneas segmentadas representan la no preservación de los sedimentos debido a la no sedimentación o al sometimiento a la erosión de los mismos (Caso SB-JobSup).

Este modelo contempla la eliminación por erosión del tope del Sistema Encadenado Transgresivo (TST-2) incluyendo el intervalo que incluye su MFS. El SB-JobSup constituye uno de los dos (además del SB-1) límites de secuencias principales de la columna evaluada. Sobre este último se preservaron los depósitos correspondientes al sistema encadenado de nivel bajo (LST-2) y el correspondiente al sistema encadenado transgresivo (TST-3) quien constituye el tope de la columna estudiada.

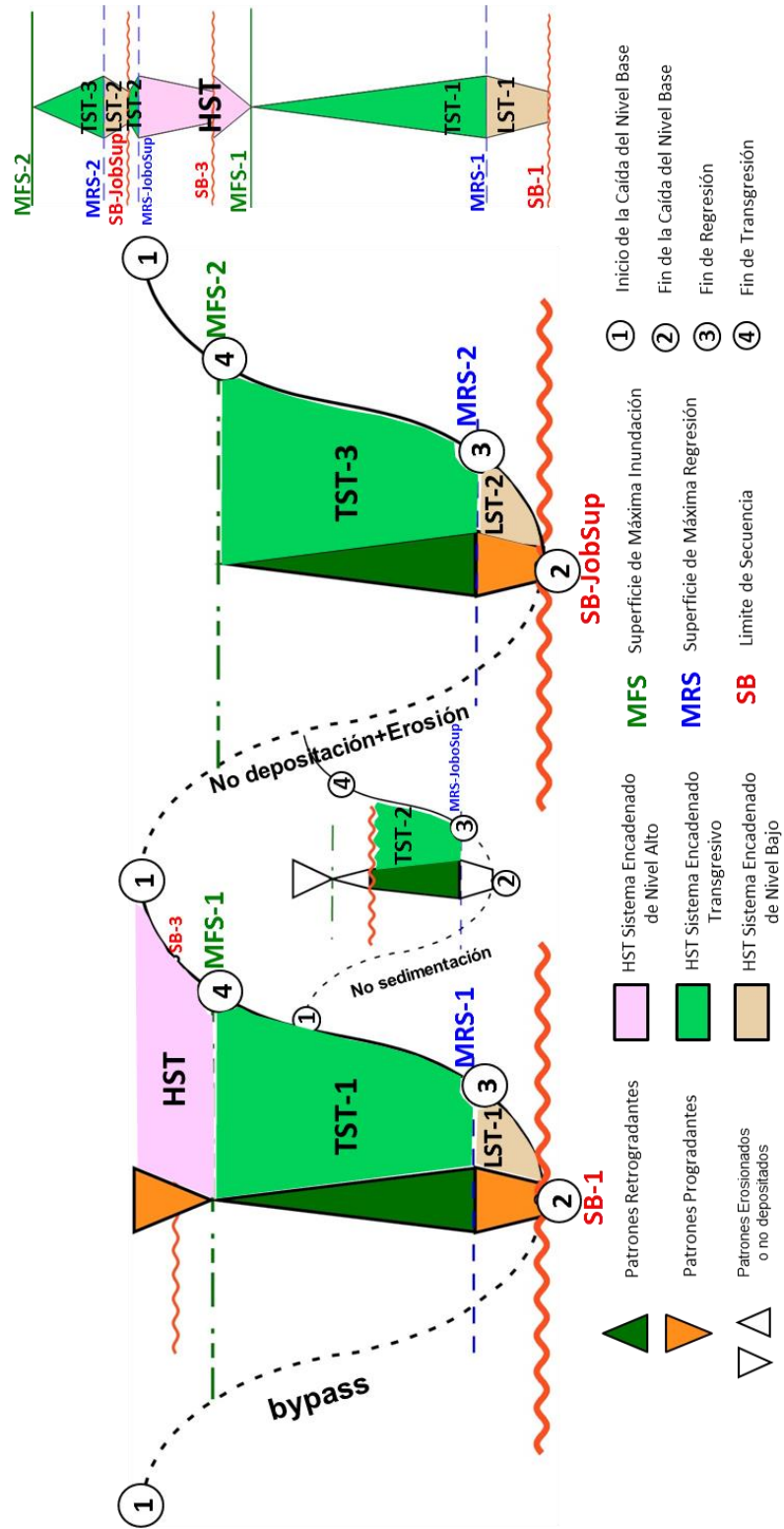


Figura 70: Modelo Conceptual de variaciones del nivel base en la división Carabobo basado en el modelo deposicional IV.

SUMARIO Y CONCLUSIONES

- Se propone este Modelo Sismoestratigráfico Integrado en la División Carabobo, a pesar de los problemas resolutivos de la sísmica 2D, ya que integró toda la información posible e incluyó todas las líneas de investigación disponibles, manejando las complejidades estructurales, stratigráficas y sedimentarias presentes a lo largo de la misma y promoviendo los cambios paradigmáticos alternativos y necesarios del Análisis Estratigráfico Secuencial.
- La verificación, validación, certificación e integración de los datos permitió la construcción de una base de datos digital confiable y organizada que permitió la generación e implementación de un modelo ajustado en el área de la División Carabobo.
- Las fallas poseen un salto vertical variable de 100 a 200 pies.
- El Alto de Uverito solo es cortado por fallas normales que buzanan hacia el sur.
- El área de estudio corresponde a dos (2) zonas estructuralmente definidas: Una zona oeste-centro que representa un homoclinal fallado cuyo buzamiento promedio es bajo entre 2 y 5 grados, y otra hacia el este; deformada y relacionada al paleo alto estructural conocido como Alto de Uverito.
- Fue posible la correlación de marcadores estratigráficos a nivel de “Horizontes Sísmicos” en toda el área de estudio a partir de su integración con las superficies estratigráficas realizada a partir de datos de perfiles de pozos y núcleos a pesar de estar en presencia de litologías con “diagénesis parcial” en el cual las areniscas se comportan mayormente como “arenas” y las lutitas como “arcillitas”

debido a la no consolidación y no compactación de las mismas que influyeron en la respuesta sísmica (análisis de física de roca).

- A pesar de las características de no consolidación y no compactación de la mayor parte de las rocas de la Faja, se pudo distinguir en la columna evaluada algunos paquetes de clinoformes característicos y distintivos o “facies sísmicas”; y algunos patrones de terminaciones estratales relacionados con estas y con los horizontes sísmicos que sirvieron de límites estratigráficos como son: patrones de *downlap*, *onlap* y *truncation*.
- Las fallas del área son de tipo normales (régimen extensivos) agrupados en dos (2) familias principales con rumbo preferencial SW-NE. Una familia buza al norte-noroeste y la otra que buza al sur-sureste.
- Hacia el este del área se encuentra una deformación estructural a nivel de basamento denominado “Alto de Uverito” que se generó presumiblemente durante el basculamiento que permitió la creación del espacio de acomodo para la acumulación de la Megasecuencia miocénica (Mioceno temprano a medio) en el área Ayacucho-Carabobo ocurrido durante el Oligoceno tardío y relacionado a la orogénesis andina.
- El análisis sismoestratigráfico indicó clinoformes basales acuñados contra el alto de Uverito reflejándose controles de la sedimentación por la tectónica, con ligeras deformaciones de los mismos en la medida que se desplaza hacia el tope de la unidad evidenciando los posibles efectos de tectónica flexural como resultado de la convergencia oblicua entre la placa suramericana y la placa caribe a partir del Mioceno.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda con este estudio realizar los mapas paleoambientales, en los que se resalten cada uno de los sistemas encadenados existentes para verificar trayectorias de paleolínea de costa, distribución espacial de las “roca yacimiento” y de la “roca sello” de la columna evaluada.
- Aplicar esta misma metodología de trabajo sismo-estratigráfico desarrollado en este estudio para las demás áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco_HCH.
- Realizar una mayor cantidad de Sismogramas Sintéticos que represente cada una de las superficies de las geologías locales en toda el área de estudio, siempre que posean el conjunto de registros completos GR, RHOB y DT certificados por los petrofísicos, para lograr un mejor amarre de información sísmica-perfil.
- Realizar un mallado de correlación más extenso a lo largo de toda el área con toda la sísmica 2D y 3D disponible.
- Realizar inversiones de los datos sísmicos 2D y 3D disponibles en el área de Carabobo que permita mejorar de la calidad y resolución de las mismas.
- Incorporar interpretación de sísmica 2D y 3D hacia la parte norte de área de estudio para fortalecer y corroborar la interpretación realizada en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

Cabrera D; Contreras C; Ramirez K y Aparicio A (2013) Estudio Integrado Bioestratigráfico de alta resolución en pozos del Dominio Oriental de la Faja Petrolífera de Orinoco HC (área Carabobo).

Catuneanu O., Willis A., y Miall A. (1998). *Temporal significance of sequence boundaries*.

Catuneanu O. (2002). *Sequence Stratigraphy of Clastic Systems: concepts, merits, and pitfalls*. *Journal of African Earth Sciences* 35 (2002) 1–43).

Catuneanu O. (2006). *Principles of Sequence Stratigraphy*. Primera edición.

Catuneanu O., Bhattacharya, J., 1.1. Blum M., Dalrymple R., Eriksson P., Fielding C., Fisher W., Galloway W., Gianolla P., Gibling M., Giles J., Holbrook J., Jordan R., Kendall C., Macurda B., Martinsen O., Miall A., Nummedal D., Posamentier H., Pratt B., Shanley R., Strasser A., y Tucker M. (2010). *Sequence stratigraphy: common ground after three decades of development*.

Catuneanu O., Galloway W., Kendall C., Miall A., Posamentier H., Strasser A., y Tucker M. (2011). *Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. IWGSS report*.

Embry, A.F., 2002, *Transgressive – Regressive (T-R) Sequence Stratigraphy*. *22nd Annual Gulf Coast section of SEPM*.

Embry, A.F., Johannessen E. y Owen D. (2007), *Sequence Stratigraphy as a "Concrete" Stratigraphic Discipline. Report of the ISSC Task Group on Sequence Stratigraphy.*

Embry, A.F, (2009). *Practical Sequence Stratigraphy. Canadian Society of Petroleum Geologists.*

Galloway, W, (1989). *Genetic stratigraphic sequences in basic analysis: I Architecture and genesis of flooding surface bounded depositional units;*, *AAPG Bulletin, February 1989, v.73, p 125-143.*

Gonzalez de Juana C., Iturralde J y Picard x. (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas.Tomo II.*

Hedberg, H., L. C. Sass and H. J. Funkhouser, 1947. *Oil fields of Greater Oficina area, Central Anzoátegui, Venezuela, Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull., 31(12):2089-2169.*

ISSC-International Subcommission on Stratigraphic Classification (1999).
Salvador A y Murphy M.

Key C. E (1977). *La formación Oficina en el campo Jobo, Venezuela. V Congreso Geológico Venezolano.*

Ministerio de Energía y Minas (1981): *Informe petrográfico de 6 muestras de núcleos (SE-13, SE-12, CNX-2, CNX-1, CNX-19 y CNX-17) realizadas en el basamento igneo metamorfoico de la Faja petrolífera del Orinoco.*

Léxico Estratigráfico de Venezuela [www.pdv.com/lexico]. Los Teques:PDVSA Intevp. Copyright © [2008].

Linares C.; Herrera R; y Rodriguez I. (2013) Definición del nuevo marco geológico –estratigráfico y sedimentario para la Faja Petrolífera del Orinoco HC, Dominio Oriental.

Schlumberger Oil Field Glossary (en español) [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>]. [2007].

Vail, P., Mitchum, R., Todd, R. and Sangree, J (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level in C.*, Payton,ed., *Seismic stratigraphy- Application to hydrocarbon exploration: AAPG, 1977 Methods in Exploration Series 7*, p 55-57.

Di Croce (1995) Eastern Venezuela Basin: Sequence Stratigraphi and Structural y Evolution.

Crespo (2008) Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco.

Zamora (2009) Interpretación Sismoestratigráfica y Estructural de la secuencia sedimentaria Cretácico-Terciario del bloque 5 y 6 del área de Boyacá y bloques 1 y 2 del área Junín, Faja petrolífera del Orinoco.

González (2013) actualización del modelo estructural del yacimiento L3, 4 MFA-13, a partir del uso de datos sísmicos 3D en el campo Arecuna, Faja Petrolífera del Orinoco.

Albertini y Cadena (2014) Análisis estratigráfico secuencial de la formación Oficina ubicada en la división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Texeira (2016) Modelo Estructural y estratigráfico de un área al Centro-Este del Campo Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela.