



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES – EXPLORACIÓN

DEFINICIÓN DE FACIES ESTRATIGRÁFICAS EN EL MODELADO 3D DE
YACIMIENTOS CLÁSTICOS CON INTERPRETACIÓN SÍSMICA
CRONOESTRATIGRÁFICA, CLASIFICACIÓN DISCRETA DE ATRIBUTOS SÍSMICOS
Y DATOS DE POZO.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ALFONSO CASTAÑEDA LARA

TUTOR PRINCIPAL
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERIA

MÉXICO, D. F. MARZO 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Padilla Y Sánchez Ricardo J.
Secretario: Dr. Pérez Cruz Guillermo Alejandro
Vocal: Dr. Aguayo Camargo Joaquin Eduardo
1^{er}. Suplente: Dr. García Molina Gorgonio
2^{do}. Suplente: M. en C. Santillán Piña Noé

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

TUTOR DE TESIS:

DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO


FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mi Alma Mater la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme el espíritu de lucha por adquirir y compartir el conocimiento.

A mis guías del conocimiento, sinuoso pero satisfactorio de la Geología y Geofísica:
Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz y Dr. Gorgonio García Molina.

A mis sinodales:

DEDICATORIA

A mi esposa, Lorena.
Por brindarme su amor y apoyo en esta travesía.

A mi hijo, Yunuen.
Por ser el motor que me motiva a luchar en el ámbito emocional, espiritual y profesional.

A mis padres, Eduardo y Rosa María.
Por su apoyo y dedicación incondicional, por brindarme valores humanistas, espirituales y académicos.

A mis hermanos. Eduardo, Rosa María y David.
Por su cariño, apoyo y convivencias.

A mis Abuelos.
En especial a Ignacia † por ser una guía de vida.

A mis familiares.
En especial a mis tíos Alejandra, Ariel, Jaime, Raúl y Fermín, por su cariño, convivencia y consejos.

A mis sobrinas, cuñada, primos maternos y paternos por su amistad y confianza.

A mis amigos, amigas y todas aquellas personas que han sido importantes para mi durante todo este tiempo, en especial a Guillermo, Martín, Efraín, Ariadna, Carlos, Arellí, Javier, Erick, Luis, Maricela, Arky, Armando, amigos de Pemex y Schlumberger.

A mis compañeros de maestría, Arlen, Luz, Dante, Alejandro, Jonathan, Raúl y Porfirio.
Que juntos nos apoyamos durante el tiempo de estudio.

ÍNDICE GENERAL.

RESUMEN.

ABSTRAC.

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.

1.1.- Objetivo.	1
2.2.- Justificación.	1
2.3.- Antecedentes geológicos y geofísicos.	1

CAPITULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

2.1.- Definición Estratigrafía de Secuencias y Estratigrafía Sísmica.	2
2.2.- Estratigrafía de Secuencias.	2
2.3.- Cronoestratigrafía Sísmica.	9
2.4.- Diagramas de Wheeler.	12
2.5.- Atributos sísmicos.	12
2.6.- Clasificaciones discretas con redes neuronales.	14

CAPITULO III. METODOLOGÍA.

3.1.- Análisis y factibilidad de la base de datos.	15
3.2.- Diagrama de flujo de la secuencia de trabajo.	15
3.3.- Controles de calidad y análisis de datos obtenidos.	15

CAPITULO IV. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA A UN SET DE DATOS.

4.1.- Generalidades del área de estudio.	17
4.2.- Calidad de la información geológica e información sísmica. Análisis y factibilidad de la base de datos	18
4.3.- Flujo de trabajo definido para el set de datos.	22
4.4.- Correlación de cimas de pozos e interpretación sísmico estratigráfica.	23
4.5.- Modelado estructural tridimensional en tiempo y modelado de velocidades.	28

4.6.- Matriz de atributos sísmicos convencionales y clasificación discreta de atributos sísmicos.	34
4.7.- Clasificación discreta de facies de pozo y correlación con facies de atributos sísmicos.	40
4.8.- Integración de los datos estratigráficos y estructurales a un modelado tridimensional de facies correlacionadas.	43
4.9.- Control de calidad y análisis de datos obtenidos.	49
CAPITULO V.	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	48
ANEXO.	50
REFERENCIAS.	55

RESUMEN

En la exploración y desarrollo de los yacimientos de petróleo se pondera la calidad y efectividad de su caracterización con base en la optimización e índices de calidad y certidumbre de los resultados, con la aplicación de otros métodos alternativos diferentes a los actuales, pero que garanticen estas expectativas de éxito.

En este trabajo se propone una metodología sistemática que cumple con estos requisitos, es decir, optimizar el tiempo para caracterizar a los yacimientos petrolíferos de forma eficiente y efectiva, sin reducir la calidad y certidumbre de los resultados, con base en la definición de facies crono-estratigráficas con apoyo de la interpretación sísmica, de la clasificación discreta de los atributos sísmicos y registros geofísicos de pozos, y que de forma integral se aplican tridimensionalmente en los yacimientos de hidrocarburos.

En este trabajo se concluye que la metodología aquí propuesta, es de fácil manejo operativo y más eficiente en el tiempo, además los resultados son de mayor certidumbre y calidad, que aquellos que se obtienen con otras metodologías actualmente aplicadas para caracterizar facies estratigráficas de yacimientos petrolíferos.

Una parte fundamental en este trabajo, es el entendimiento de la distribución lateral y características de los ambientes de depósito a lo largo del yacimiento, así como los elementos estructurales, esto se logra con apoyo de interpretaciones sísmico estratigráficas-estructurales así como interpretaciones en el dominio de Wheeler incluidas en el flujo de trabajo propuesto.

Se aplicó la metodología en un set de datos de la zona denominada como Bloque F3, localizado en el sector Holandés del Mar del Norte, estudiado por sísmica 3D, en los intervalos pertenecientes al Mioceno, Plioceno y Pleistoceno, de un gran sistema fluvio deltaico que drena de la región del Mar Báltico (Sørensen et al, 1997; Overeem et al, 2001).

ABSTRACT

In the exploration and development of oil fields are pondered, quality and effectiveness of its characterization based on optimization, quality indexes and certainty of results with the application of other different current alternatives, but to guaranty those expectations of success.

This paper presents a systematic methodology that meets these requirements proposed, ie, optimize efficiently and effectively the time to characterize the oil fields without reducing the quality and certainty of results, based on the definition of chronological facies supported with seismic stratigraphic interpretation, discrete classification of seismic attributes, geophysical and wells logs, comprehensively applied in three-dimensionally hydrocarbon reservoirs applied three-dimensionally in hydrocarbon deposits.

In this work it is concluded that the methodology proposed here in is easy operating and more efficient management over time, plus the results are of greater certainty and quality to those obtained with other methodologies currently used to characterize stratigraphic facies from oilfield.

A key part in this work is the understanding of the lateral distribution and characteristics of depositional environments throughout reservoir, as well as structural elements, this is achieved with support of structural-stratigraphic seismic interpretations and interpretations in the Wheeler domain included in the proposed workflow.

The methodology was applied on a data set of the area known as Block F3, located in the Dutch sector of the North Sea, studied by 3D seismic, with intervals belonging to the Miocene, Pliocene and Pleistocene a large fluvio deltaic system which drains from the Baltic Sea (Sørensen et al, 1997; Overeem et al, 2001).

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1.- Objetivo.

Generar una metodología para definir facies estratigráficas con el uso de datos sísmicos y datos de pozos que puedan integrarse a modelos tridimensionales y que representen las características estratigráficas principales de yacimientos clásticos, reduciendo tiempos de operación.

2.2.- Justificación.

No son comunes modelos tridimensionales de caracterización estática aplicados, que correlacionan las interpretaciones sísmicas cronoestratigráficas con atributos sísmicos y datos de pozo; la mayoría de ellos solo se basan en la interpretación de capas y distribución geoestadística directa de pozo sin generación de facies; existen otras metodologías para generar modelos, donde la caracterización de facies se realiza con interpretación sísmica cuantitativa (inversión sísmica y física de rocas) pero esos métodos requieren de mucho tiempo de procesamiento para obtener resultados(años), debido a ello, se justifica buscar métodos alternos que ayuden a disminuir los tiempos e incertidumbre en la caracterización del yacimiento.

El flujo de trabajo propone generar facies estratigráficas integradas a modelos tridimensionales, con métodos alternos, utilizando estratigráfica sísmica y clasificación discreta de atributos, como condicionante de la distribución de propiedades petrofísicas; es un método alternativo para integrar esta información en la mejora de la caracterización de yacimientos clásticos convencionales.

2.3.-Antecedentes geológicos y geofísicos.

La predicción de la continuidad de los yacimientos es actualmente uno de los temas clave en las provincias petrolíferas y clasificación de facies, para el modelado tridimensional de yacimientos; de ahí la importancia de aplicar estratigrafía de secuencias, las relaciones laterales y verticales de los depósitos y los sistemas sedimentarios asociados a los cambios eustáticos del nivel del mar separados entre las discordancias correlacionables, habiéndose demostrado ser de gran utilidad para entender los diferentes "plays".

Históricamente Sloss et al. (1949), definieron el término de "secuencia" para referir la acumulación sucesiva de estratos limitados por discordancias subaéreas. Vail et al. (1977), en la Memoria 26 de la AAPG, introdujeron el concepto de estratigrafía sísmica ligada a cambios eustáticos globales, considerando que los cambios del nivel del mar son la causa que origina ciclos de depósito y genera secuencias relativamente

concordantes de estratos genéticamente relacionados entre sí, limitada en su cima y en su base por discordancias o sus relativas concordancias. Posamentier y Vail (1988) establecen la estratigrafía de secuencias como: "El estudio de las relaciones de las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico en el cual la sucesión de las rocas es cíclica y está compuesta de unidades de estratos genéticamente relacionados" (secuencias y systems tract) y, Van Wagoner et al. (1990), con el estudio de registros de pozos incluyeron a las secuencias estratigráficas dentro de la estratigrafía sísmica.

CAPITULO II FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1.- Definición Estratigrafía de Secuencias y Estratigrafía Sísmica.

La Estratigrafía de Secuencias se define como: el análisis geológico sistemático y detallado de los cuerpos rocosos identificados con base en los principios de la Estratigrafía Sísmica. Ésta se desarrolló durante la década de los 80's como una necesidad de estudiar a detalle las secuencias rocosas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos.

La Estratigrafía de Secuencias intenta explicar la ciclicidad en la sedimentación con base en los cambios eustáticos y/o tectónicos a nivel mundial y como consecuencia el espacio de acomodo "accomodation space" donde los sedimentos serán o no depositados.

La diferencia entre estratigrafía sísmica y estratigrafía de secuencias, radica principalmente en la escala de observación. La estratigrafía sísmica es un análisis de carácter regional, basado en información sismológica, y su escala de definición (principalmente vertical), depende de la calidad de la información sísmica. La estratigrafía de secuencias es un análisis detallado, el cual se puede llevar a cabo tanto en subsuelo (sismología, información de pozos, bioestratigrafía), como en superficie (medición a detalle de secciones estratigráficas, y su análisis petrológico, bioestratigráfico y sedimentológico), por lo que su escala varía de decenas de metros a centímetros o menos (Barceló- Duarte J, 2000).

En ambas metodologías se trabaja, con unidades estratigráficas limitadas por discordancias como son: bioestratigrafía, cronoestratigrafía y sedimentología; por lo que, se debe de tener un marco estratigráfico de referencia basado en este tipo de unidades.

2.2.- Estratigrafía de secuencias.

Todos los métodos de secuencias estratigráficas actuales incluyen en común, un conjunto de principios y conceptos fundamentales. Estos definen una metodología independiente del modelo, por tanto, puede ser estandarizada (Figura 1), fuera de este terreno común, las opciones de un modelo dependiente incluyen preferencias de

nomenclatura, y la selección de las superficies que deben ser elevadas al rango de límite de secuencia (Figura 1 y Figura 2). La separación entre los aspectos de la estratigrafía de secuencias del modelo independiente y del modelo dependiente, proporciona la clave para la incorporación de unidades de secuencia estratigráficas y superficies de los códigos estratigráficos y guías, para la definición de un flujo de trabajo básico para el método secuencia estratigráfica.

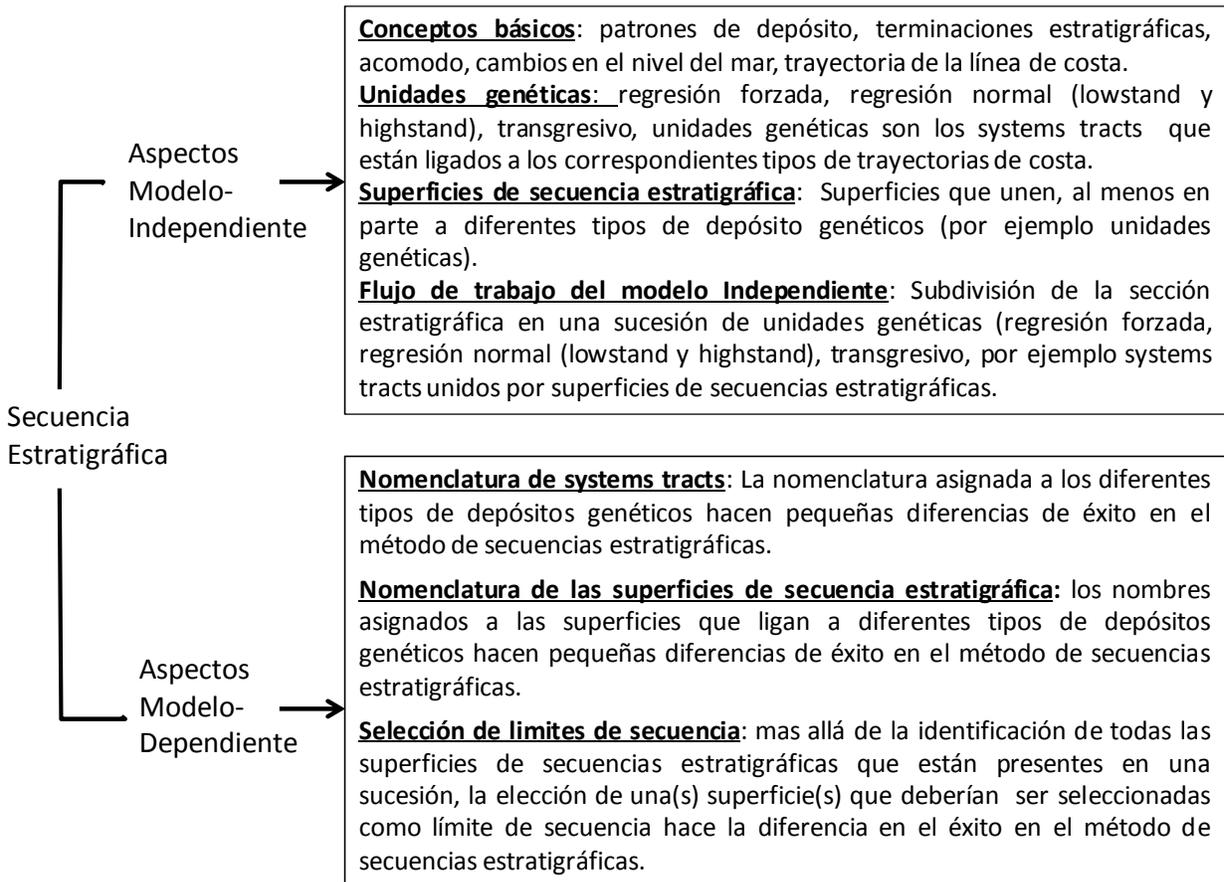


Figura 1.- Aspectos de la estratigrafía de secuencias de un Modelo independiente y un Modelo dependiente. Los aspectos independientes del modelo forman la plataforma central del método, validado por todas las "escuelas", y los aspectos del Modelo dependiente que se pueden dejar a la discreción del intérprete; esa flexibilidad permite adaptarse más fácilmente a las particularidades en cada caso de estudio. Dependiendo de la situación, cualquiera de los modelos pueden proporcionar el enfoque óptimo del análisis de Secuencia Estratigráfica.

Modelo Secuencia / Eventos	Secuencia Deposicional II	Secuencia Deposicional III	Secuencia Deposicional IV	Secuencia genética	T-R Secuencia
fin de la Transgresión	HST	early HST	HST	HST	RST
fin de la regresión	TST	TST	TST	TST	TST
	Tardío LST (Cuña)	LST	LST	Tardío LST (Cuña)	MRS
fin del descenso nivel base	CC**				
comienzo del descenso nivel base	Temprano LST (Abanico)	Tardío HST	FSST	Temprano LST (Abanico)	RST
	HST	Temprano HST	HST	HST	

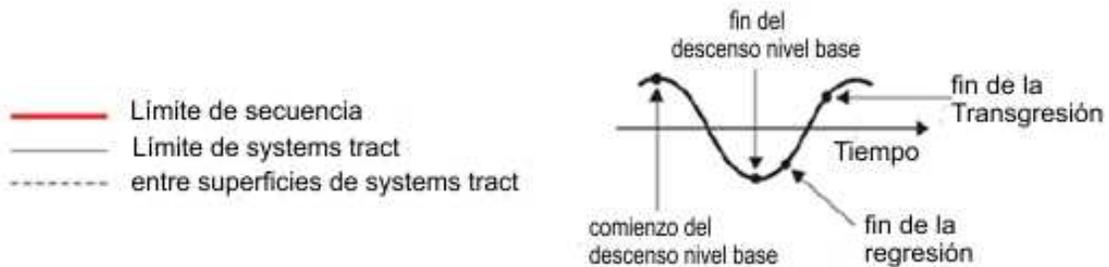


Figura 2.- Nomenclatura de systems tracts y el timing (tiempo) de los límites de secuencia para los modelos existentes de secuencias estratigráficas (Catuneanu, 2006). Abreviaturas: LST - lowstand systems tract; TST transgressive systems tract; HST - highstand systems tract; FSST- falling-stage systems tract; RST - systems tract regresivo; T-R - transgresivo-regresivo; CC * - conformidad correlativa, Posamentier y Allen (1999); CC ** - correlativa conformidad, Hunt y Tucker (1992); MFS - superficie de máxima inundación; MRS - máxima superficie regresiva.

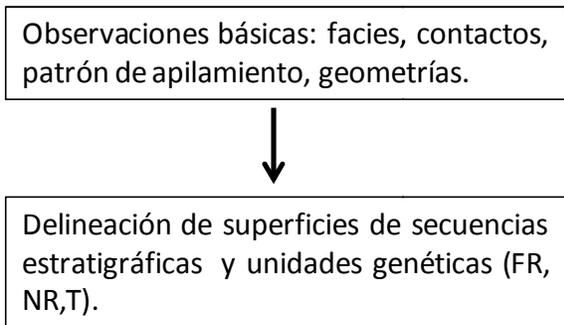
La plataforma del modelo independiente incluye :

- 1.- Los conceptos fundamentales que subyacen todos los enfoques actuales.
- 2.- La definición de los distintos tipos de depósitos genéticos sobre la base de los patrones de depositación (es decir , regresión forzada , regresión normal lowstand y highstand y transgresiva).
- 3.- La definición de las superficies de secuencia estratigráfica en el límite entre los diferentes tipos de depósitos genéticos.
- 4 .-La definición de un flujo de trabajo independiente del modelo.

La plataforma del modelo independiente de la estratigrafía de secuencias es posible estandarizarlo en códigos estratigráficos y guías. Fuera de esta plataforma común, el

intérprete puede tomar decisiones que dependen del modelo con respecto a cual superficie(s) de secuencia estratigráfica debe ser elevados en importancia y seleccionarlo como límites de secuencia (Figuras 3 y 4) . La nomenclatura de los systems tracts y las superficies de secuencias estratigráficas es también para algunos modelo-dependiente, pero un conjunto de términos estándar se recomienda para facilitar la comunicación entre todos los profesionales.

1. Flujo del Modelo-Independiente:
(Posible de estandarizarse)



2. Opciones Modelo-Dependiente:
(No es posible de estandarizarse)

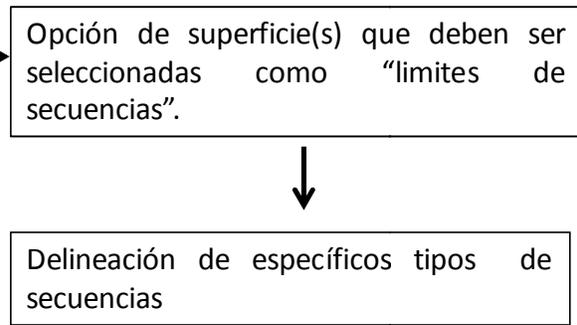


Figura 3.- Método de la estratigrafía de secuencias: flujo de trabajo estandarizado frente a opciones que dependen del modelo.

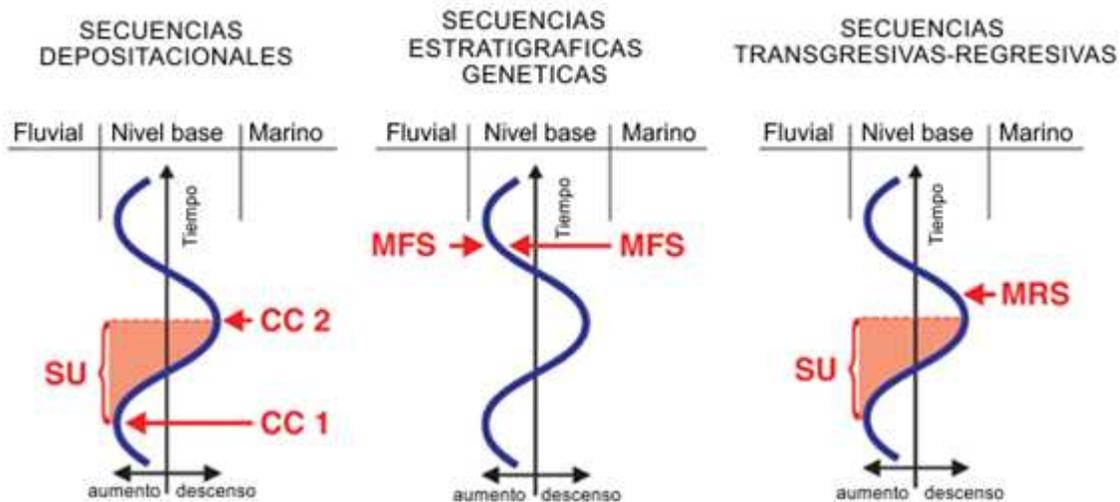


Figura 4.- Se muestra una selección de los límites de secuencia de acuerdo con la "deposición", "estratigráfica genética" y "los modelos de secuencias transgresivo-regresivo". La elección de la frontera de secuencia es menos importante que la correcta identificación de todas las superficies estratigráficas en una sucesión de secuencias Abreviaturas: SU - discordancia subaérea; CC 1 - conformidad correlativa, Posamentier y Allen (1999); CC2- conformidad correlativa, Hunt y Tucker (1992); MFS - superficie de máxima inundación; MRS - máxima superficie regresiva.

La suposición fundamental de todo enfoque de secuencia estratigráfica "convencional" es que, la génesis y la cronología del marco de la secuencia estratigráfica están intrínsecamente vinculados a los cambios en la trayectoria de la costa . En tales casos, la regresión forzada , la regresión normal (nivel de mar bajo y mar alto) y depósitos transgresivos son usados para subdividir las secuencias en convencionales systems tracts .Se trabaja mejor con las secuencias estratigráficas convencionales para los ajustes que incluyen sistemas fluviales controlados aguas abajo, sistemas costeros, y todos los sistemas marinos cuyos aportes de sedimentos depende de los cambios litorales.

Fuera de la zona controlada por cambios en el nivel de la base de la línea de costa , las superficies de erosión también pueden definir "Secuencias " en el sentido genérico de unidad discordante limitada, producidas por procesos fluviales controlados aguas arriba o por procesos extraterritoriales incluidos tectonismo de subcuenca. Sin embargo, estas secuencias carecen de un vínculo genético con la línea de costa, por lo que su arquitectura interna no se puede describir en términos de systems tracts convencionales. Tales secuencias pueden subdividirse en systems tracts no convencionales, basándose en la relación entre los diversos elementos depositacionales que se pueden formar en esos entornos.

El enfoque óptimo para la aplicación de la estratigrafía de secuencias, se basa en la integración de datos de afloramiento, núcleos, registros de pozo y los conjuntos de datos sísmicos. Cada uno ofrece diferentes ideas sobre la identificación de patrones de apilamiento estratigráfico y superficies de secuencia estratigráfica y la mutua corroboración es importante, para reducir la incertidumbre de las interpretaciones. No todos los conjuntos de datos pueden estar disponibles en cada caso de estudio, y es un factor que puede limitar la "resolución" de la interpretación de secuencia estratigráficas. Al mismo tiempo, no todos los tipos de datos son adecuados para la detección de todas las superficies de secuencias estratigráficas y systems tracts, y no todas las superficies de secuencias estratigráficas se forman en todos los ambientes de depositación (Figura 5).

Eventos	Superficies de secuencias estratigráficas	Configuración deposicional		
		No Marino	De costa a aguas poco profundas	Aguas profundas ⁽¹⁾
Fin de la Transgresión	MFS	Presente	Presente	Presente
	TRS	Ausente	Presente	Ausente
Fin de la Regresión	MRS	Presente	Presente	Presente
	Fin de FR	CC **	Presente	Presente
Inicio de FR	RSME	Ausente	Presente	Ausente
	SU	Presente	Presente ⁽²⁾	Ausente
	CC *	Ausente	Presente	Presente

Figura 5.- Superficies de secuencia estratigráficas en función de ajustes de depositación. Cada superficie que existe en un entorno de depositación puede ser mapeado u ocultado, dependiendo de los tipos de datos que están disponibles para el análisis y la manera en que el acomodo y la sedimentación interactuaron en el momento de la formación. Abreviaturas: FR - regresión forzada; CC - correlative conformities: * Posamentier y Allen (1999), ** Hunt y Tucker (1992); SU - discordancia subaérea; RSME - superficie regresiva de la erosión marina; MRS - Máxima superficie regresiva; TRS - Superficie de abarrancamiento transgresiva; MFS - superficie de máxima inundación; (1) - complejo de abanicos submarinos; (2) - si está cubierta por facies no marinas.

La zona de transición entre los ajustes de aguas poco profundas y fluvial permite la formación de la más amplia gama de superficies de secuencias estratigráficas. Por el contrario, dentro de configuraciones fluvial y de aguas profundas, las condiciones no son favorables para la formación de tipos de superficies de delimitación (una cantidad menor). En los análisis que implican ajustes tanto marinos y no marinos, se requiere que las dos porciones de la "secuencia de frontera" sea de edad equivalente a la línea de costa, de manera que siempre se forman una superficie física through-going, en cualquier escala de observación. Dos tipos de secuencias cumplen con este requisito, sin excepción (Figura 4):

1.-Secuencias deposicionales, delimitadas por discontinuidades subaéreas y conformidades marinas correlativas.

2.-Secuencias estratigráficas genéticas, delimitadas por superficies de máxima inundación y sus superficies no marinas correlativas. En el caso de secuencias regresivas- transgresiva, la preservación lowstand topsets puede evitar la conexión física del límite de secuencia entre marinas y las porciones no marinas. Esta pista es particularmente evidente en el caso de los ciclos estratigráficos de mayor escala (figura 6).

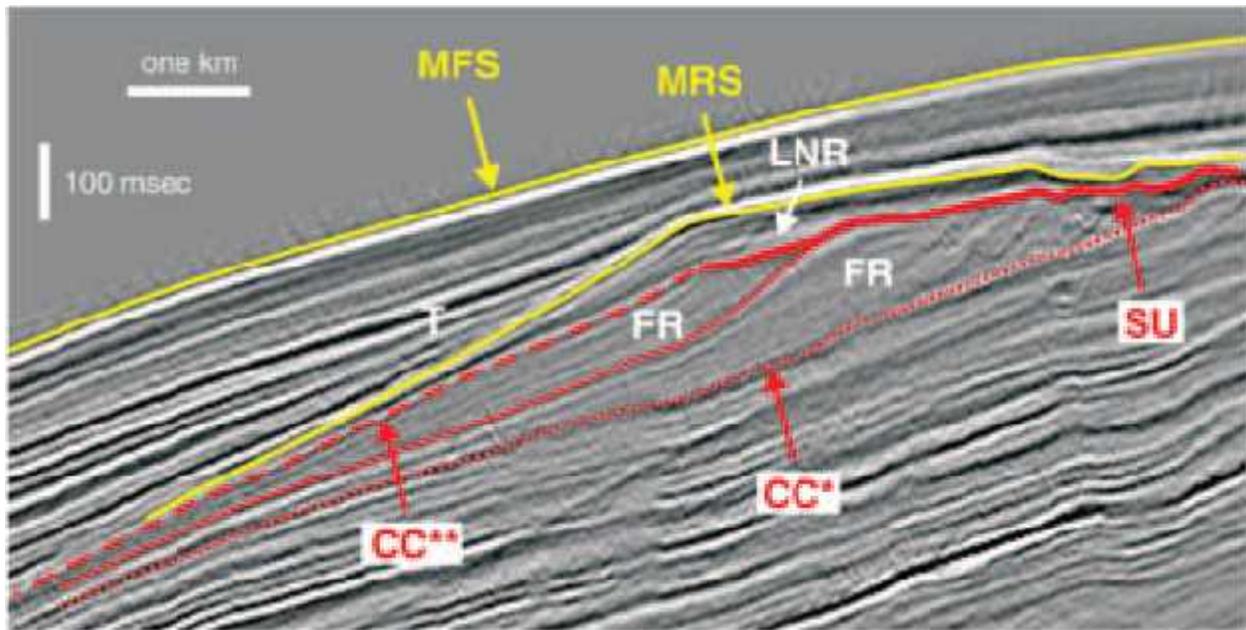


Figura 6.- Línea sísmica en el Golfo de México que muestra diferentes tipos de depósitos genéticos (regresión forzada, regresión normal, transgresiva) y superficies estratigráficas que pueden servir como límites de secuencia de acuerdo a los diferentes modelos de secuencia estratigráfica (modificado de Posamentier y Kolla, 2003). Abreviaturas: FR - forzada regresiva; LNR - lowstand normal regressive; T - transgresiva; SU - discordancia subaérea; CC* - conformidad correlativa; MRS - máxima superficie regresiva; MFS - superficie de máxima inundación. La línea muestra los patrones de apilamiento típicos y terminaciones de depositación asociados a una regresión forzada (offlap, downlap, toplap, truncamiento), regresión normal (downlap, Topset), y a una transgresión (onlap).

Un elemento en común entre todos los casos de estudio, es el hecho de que cada secuencia cuyo marco consiste de, uno o más, de los mismos tipos de depósitos genéticos, están relacionados con los cambios en la trayectoria de la línea de costa (es decir, regresión forzada, regresión normal lowstand and highstand y transgresiva). Por eso, un flujo de trabajo estandarizado de análisis de secuencias estratigráficas hace hincapié en la identificación de los tipos de depósitos genéticos y superficies de secuencia estratigráficas, que puedan ser utilizados para subdividir la sección estratigráfica a un componente de systems tracts(Figura 3) (Catuneanu, 2009).

2.3.-Cronoestratigrafía sísmica

La cronoestratigrafía sísmica es básicamente una interpretación de datos sísmicos con un enfoque geológico estratigráfico. Las propiedades únicas de reflexiones sísmicas permiten la aplicación directa de los conceptos geológicos basado en la estratigrafía física. Las reflexiones sísmicas primarias son generados por superficies físicas de las rocas, que consisten principalmente en superficies de estratos y discordancias con contrastes de velocidad-densidad. Considerando que, todas las rocas que sobreyace una depositación o superficies discordantes son más jóvenes de las que subyacen, por lo que el resultado de la sección sísmica es un registro de la cronoestratigrafía depositacional y patrones estructurales.

Las terminaciones de reflexión sísmica y configuraciones, se interpretan como patrones de estratificación, y se utilizan para el reconocimiento y la correlación de secuencias depositacionales, interpretación del ambiente de depósito, y la estimación de litofacies. El análisis de la secuencia sísmica subdivide la sección sísmica en paquetes de reflexiones concordantes, separadas por superficies de discontinuidad definido por terminaciones de reflexión sistemática. estos paquetes de reflexiones concordantes (secuencias sísmicas) se interpretan como secuencias de depósito consistiendo en estratos relacionados genéticamente y delimitados en su parte superior y en su base, por discontinuidades o conformidades. Las terminaciones de reflexión interpretadas como terminaciones de estratos incluyen: truncamiento erosivo, toplap, onlap y downlap. (Figura 7 y Figura 8).

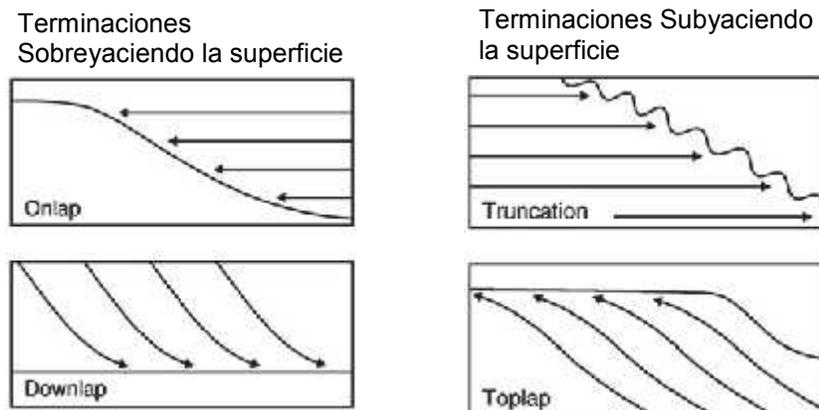


Figura 7.- Terminación de estratos donde se observa que sobreyace y subyacen superficies estratigráficas en un perfil sísmico (Mitchum and Vail, 1977).

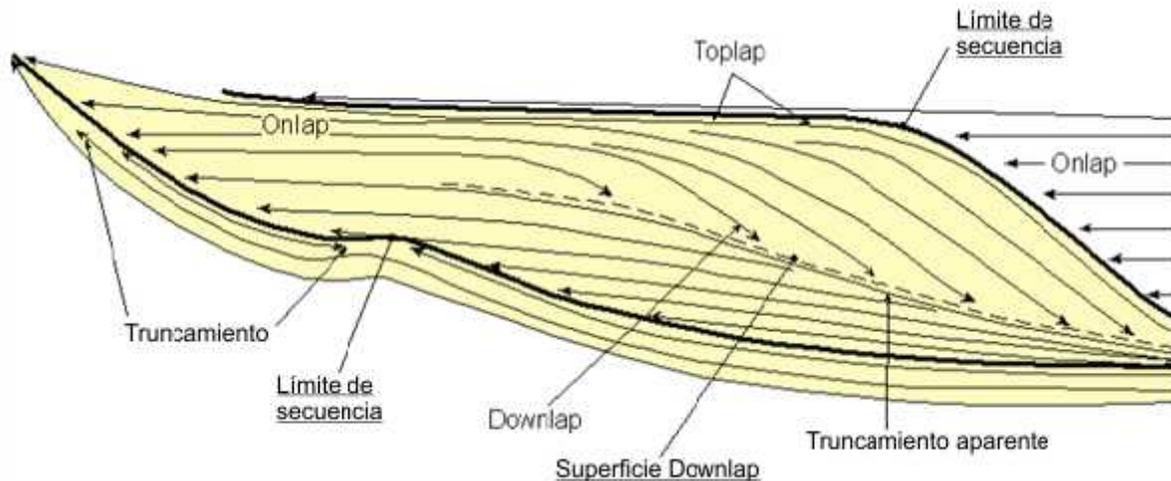


Figura 8.- Diagrama mostrando los patrones de terminaciones de reflexión sísmica y discontinuidades(adaptado por Mitchum and Vail, 1977).

Las relaciones discordantes en la cima o superiores, incluyen truncamientos erosivos y toplap. los truncamiento erosionales implican la depositación de estratos y su posterior eliminación a lo largo de una superficie de discordancia. La Interpretación de las terminaciones de reflexión, como truncamiento erosional sencillo o su interpretación puede ser muy subjetiva, dependiendo del ángulo de las reflexiones a la superficie de erosión. En algunos casos las superficies de erosión pueden producir una reflexión sísmica; hay lugares donde no hay reflexión de la superficie sólo terminaciones sistemáticas de reflexiones subyacentes pueden definir la superficie. El toplap es la terminación de las reflexiones interpretadas como estratos contra una superficie suprayacente como resultado de la no depositación (hiatos) y sólo una erosión menor. En la práctica, muchos límites depositacionales marcados como toplap son encontrados siendo por extensión local, y en muchos casos no pueden ser correlacionados regionalmente . Por esta razón, los sucesos de menor importancia de toplap se incluye comúnmente en secuencias depositacionales asignadas y en sus límites superior (Mitchum and Vail, 1977).

Las relaciones discordantes en la base, o inferiores, incluyen onlap sísmica y downlap; el onlap es una relación en la que las reflexiones sísmicas son interpretadas como estratos inicialmente horizontales terminando progresivamente contra e inicialmente con una superficie inclinada, o como estratos inicialmente inclinados terminando progresivamente hacia arriba contra una superficie de mayor inclinación. El downlap es una relación en la que las reflexiones sísmicas son interpretadas como estratos inicialmente inclinados terminando echado-abajo contra una superficie inicialmente inclinada u horizontal. Si el onlap no se puede distinguir desde el downlap debido a la deformación posterior, el término más acorde sería un baselap.

El análisis de facies sísmicas, es la descripción e interpretación geológica de parámetros de reflexión sísmica, incluyendo configuración, continuidad, amplitud, frecuencia, y velocidad de intervalo. La descripción e interpretación de configuraciones

de reflexión se comienzan con patrones simples y se siguen con los más complejos. Las variaciones dentro de configuraciones comúnmente se pueden describir con términos modificadores, tales como: configuraciones pogradantes de reflexión paralelas, subparalelas, divergentes, configuración sigmoide progradacional u oblicua de reflexión progradacional, configuraciones complejas sigmoidales oblicuas de reflexión progradacional, shingled y cliniformas hummocky (Figura 10) (Mitchum and Vail, 1977).

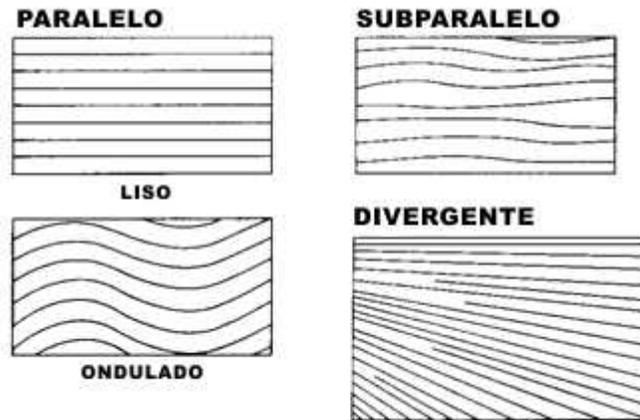


Figura 9.- Configuraciones de reflexiones sísmicas Paralelas, subparalelas y divergentes (Mitchum and Vail, 1977).

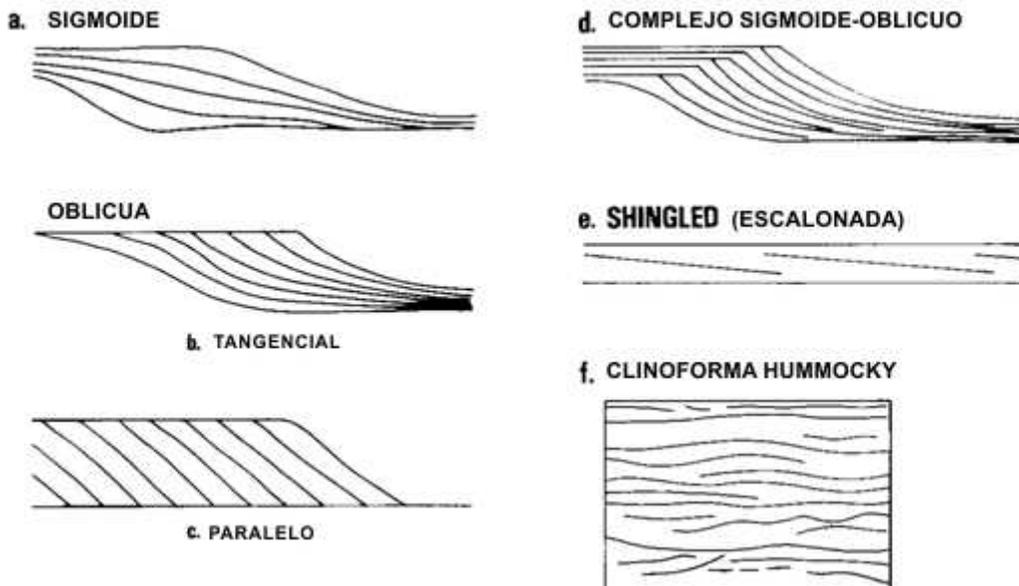


Figura 10.- Patrones de reflexión sísmica interpretadas como cliniformas pogradantes. (Mitchum and Vail, 1977).

2.5.-Diagramas de Wheeler.

El estudio de la interpretación estratigráficas en el dominio estructural y diagramas de Wheeler, amplía nuestra comprensión de los atributos sísmicos de las superficies interpretadas sin dejar de observar la correcta interpretación de los acontecimientos geológicos en el dominio de los diagramas de Wheeler.

En primer lugar, las reflexiones deben tener un sentido geológico. Múltiples y otros ruidos pueden ser detectados y descartados en la interpretación cronoestratigráfica. En segundo lugar, un horizonte aparece como un único evento en el dominio estructural, pero en el dominio de diagramas de Wheeler está presente en dos lugares: en la parte superior del paquete por debajo del evento y en la base del paquete por encima de él. Es posible asignar edades (relativas) de los depósitos geológicos justo por encima y justo por debajo del evento, pero estas edades no corresponde necesariamente con el momento del evento; esto es especialmente cierto cuando se trata de discordancias subaéreas o eventos altamente diacrónicos. Por último, con el software utilizado actualmente, solo es posible trabajar en el dominio de diagramas de Wheeler con tiempo geológico relativo, es decir; sólo es posible interpretar el tiempo relativo de un evento isócrono marcado y la duración relativa de los eventos erosivos (De Bruin, G. & Bouanga, E.C. , 2007).

2.6.-Atributos sísmicos.

Un atributo sísmico es toda aquella información obtenida a partir de la datos sísmicos, bien sea medida directamente o por razonamiento lógico o experimental (M. Turhan Taner, 1994).

Todos los parámetros manejados sísmicamente pueden ser denominados como atributos sísmicos. Ellos pueden ser velocidad, amplitud, frecuencia y la tasa de cambio de cualquiera de ellos con respecto al tiempo y al espacio. Los principales objetivos de estos atributos son proveer información detallada al intérprete de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico (M. Turhan Taner, 1994).

Los atributos son muy útiles en la medida en que ellos puedan correlacionarse con alguna propiedad física de interés. La principal aplicación de los atributos es ayudar en la definición de rasgos, relaciones y patrones (Sheriff, 1995).

Los atributos se pueden calcular a partir de los datos sísmicos pre-stack o post-stack, antes o después de la migración en tiempo. El procedimiento es el mismo en todos estos casos. Los atributos se pueden clasificar de muchas maneras diferentes. Varios autores han dado su propia clasificación, la clasificación mostrada está basada en las características de los atributos (M. Turhan Taner, 1994).

Atributos pre-apilamiento

Estos atributos se calculan antes de apilar las trazas de un registro (“gather”). Uno de los más conocidos es la técnica de AVO, la cual consiste en estudiar y caracterizar las variaciones de amplitudes sísmicas con respecto al offset o ángulo de incidencia para un “CDP gather” o “Common Mid Point gather”. Tales variaciones dependen de los parámetros elásticos de las rocas, como velocidad de onda P, velocidad de onda S y densidad.

Atributos post-apilamiento.

Los atributos post – apilamiento pueden ser extraídos a lo largo de un horizonte o resumidos sobre una ventana.

Los atributos pueden ser medidos sobre una sola traza, un volumen de ellas o en diferentes maneras. Los primeros atributos identificados, como tal, fueron los atributos de traza compleja unidimensionales (envolvente de la amplitud, fase instantánea, frecuencia instantánea y polaridad aparente). También pueden medirse a lo largo de una superficie seleccionada (atributos de horizonte), como extracción de amplitud, magnitud de buzamiento, azimut del buzamiento, iluminación artificial y coherencia. Las transformaciones de atributos reciben algunas veces nombres de propiedades físicas como, porosidad, saturación de fluido, litología, estratigrafía o discontinuidad estructural, etc. Usualmente basados en crossplots locales o correlaciones locales con el registro de pozo u otras mediciones; ellas pueden tener una aproximación razonable, pero pueden dar valores erróneos bajo ciertas circunstancias.

Los atributos pueden ser clasificados por sus características computacionales (M. Turhan Taner, 1994):

Atributos instantáneos: Representa la variación instantánea de varios parámetros y son calculados muestra por muestra.

Atributos de onda: Comprenden aquellos atributos instantáneos que son calculados en el pico de la traza envolvente y tienen una relación directa con la transformada de Fourier de la onda, en la vecindad del pico de la envolvente.

Atributos físicos: Los atributos físicos están relacionados con las cualidades y cantidades físicas. La magnitud de la traza envolvente, es proporcional al contraste de impedancia acústica; las frecuencias se relacionan con el grosor de los estratos, la dispersión y absorción de la onda, las velocidades instantáneas y promedio, están directamente relacionadas con las propiedades de las rocas. Consecuentemente, estos atributos son usados mayormente para la clasificación litológica y caracterización de los yacimientos.

Atributos geométricos: Los atributos geométricos describen las relaciones temporales y espaciales de todos los otros atributos. La continuidad lateral medida por semblanza, es un buen indicador de las similitudes y discontinuidades entre los estratos. Son importantes también en el uso de la interpretación estratigráfica, pudiéndose definir

características de un evento y sus relaciones espaciales, y también ayudan directamente a reconocer los patrones depositacionales y litológicos.

2.7.-Clasificaciones discretas con redes neuronales.

La construcción y clasificación de facies discretas con datos de pozos y estudios sísmicos a través de redes neuronales, es una importante herramienta para la caracterización de yacimientos, donde las redes neuronales son herramientas de inteligencia virtual que imita el cerebro humano para hacer análisis y producen resultados (Figura 11). Hay dos tipos de redes neuronales, las no supervisadas y supervisadas. La red no supervisada realiza la clasificación solamente, sin datos interpretados previamente y se despliega para reconocer los tipos de la roca, la red supervisada por una parte se entrena con datos interpretados y se despliega para realizar el reconocimiento y la interpretación (Iloghalu, 2003).

Al principio, una red neuronal hace un primer intento de responder al problema asignado, suponiendo relaciones aleatorias entre las entradas y las salidas. La red entonces, se modificará para encontrar la mejor relación entre las entradas y salidas.

La principal ventaja de las redes neuronales, sobre los tradicionales algoritmos computacionales y métodos estadísticos, ha sido su capacidad para suplantar a las características humanas, tales como, generalización e interpretación (Hertz et al., 1991). Las redes neuronales son capaces de reconocer los patrones, la recuperación asociativa de datos, filtrado de ruido a partir de datos experimentales, completando la información faltante, y la estimación de las funciones de muestreo cuando la forma matemática de la función es desconocida (Rogers et al., 1992). Debido a las cualidades anteriores, las redes neuronales son ideales en la predicción funcional y sistemas de modelado, donde procesos físicos son poco conocidos o demasiado complejos. Las redes neuronales, en definitiva, tienen la capacidad de detectar de forma implícita las complejas relaciones no lineales; entre las variables dependientes e independientes.

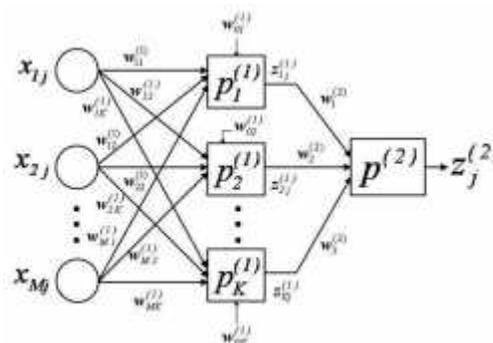


Figura 11.- Imagen donde se muestra, en forma idealizada, como las redes neuronales son capaces de reconocer los patrones, la recuperación asociativa de datos, filtrado de ruido a partir de datos experimentales (imagen de www.extremetech.com y Henderson, 2004).

CAPITULO III METODOLOGÍA

3.1.- Análisis, factibilidad de la base de datos.

Todo estudio en la caracterización de yacimientos requiere tener previamente un inventario de la información disponible y realizar un control de calidad así como definir si la información cumple con las características adecuadas para poderla usarla, es decir, un análisis de los datos. Una vez teniendo la información y validando la factibilidad de la información se determina si se continua con la siguiente etapa de carga de datos para realizar la metodología propuesta, la información requerida es mostrada en el siguiente esquema:

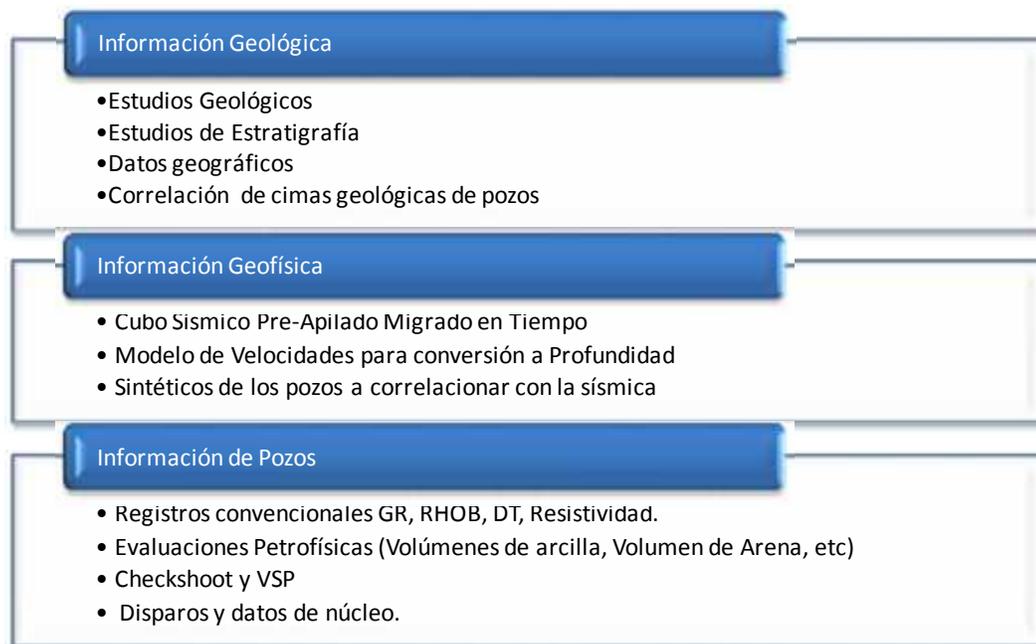


Figura 12.- Diagrama que muestra que información es necesaria para aplicar la metodología propuesta.

3.2.- Diagrama de flujo de la secuencia de trabajo.

El flujo de trabajo propuesto está supeditado a la calidad de la información sísmica y al resultado de los atributos sísmicos e interpretación sísmica; debido a éstos, la metodología puede ajustarse con algunos cambios en la gama de atributos sísmicos para alcanzar las metas del modelado de facies. Se muestra a continuación, el flujo de trabajo general para la generación de facies estratigráficas en el modelado 3D de yacimientos clásticos con interpretación sísmica cronoestratigráfica, clasificación discreta de atributos sísmicos y datos de pozo:

Flujo de trabajo para facies estratigráficas en el modelado 3D de yacimientos clásicos

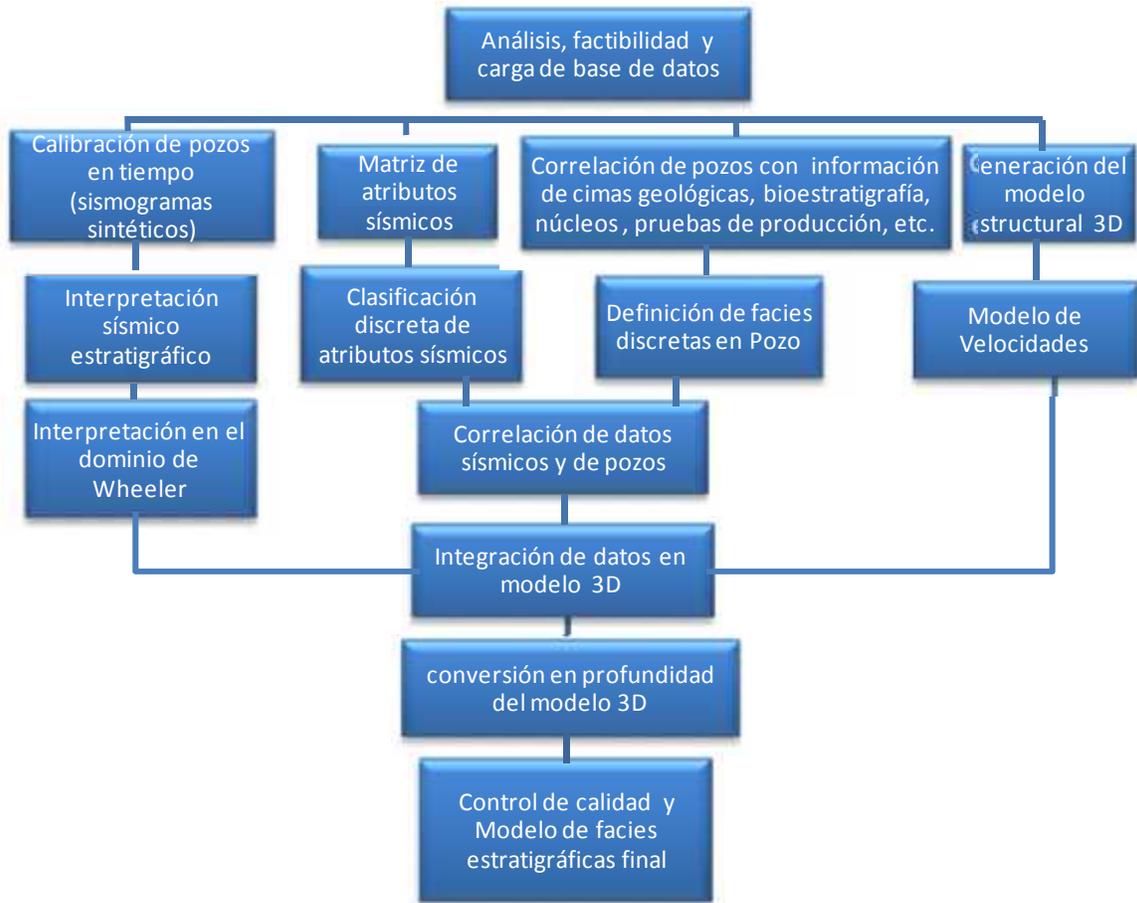


Figura 13.- Diagrama que muestra es flujo de trabajo general de la metodología propuesta.

3.3.- Controles de calidad y análisis de datos obtenidos.

Un paso muy importante para validar nuestro modelo, son los controles de calidad y análisis de datos, obtenidos por medio de cros-correlaciones con datos de pozo y datos sísmicos; el procedimiento para derivar la relación deseada entre los datos del pozo y atributos sísmicos es el crossplot; hay que tener cuidado en la relación entre los datos de pozo y sísmicos, tratando la escala del registro de pozo a la misma resolución que el dato sísmico, que suele ser significativamente más gruesa que la propiedad de registro; cada punto de la gráfica de correlación consta de un par de números que corresponde a una muestra particular de tiempo. Suponiendo una relación lineal entre el dato de pozo y el atributo, puede hacerse una correlación por regresión (A).

$$y = a + bx. \dots\dots\dots(A)$$

Los coeficientes a y b en esta ecuación, pueden derivarse mediante la minimización del promedio cuadrado error de predicción.

CAPITULO IV.

APLICACIÓN DE METODOLOGÍA A UN SET DE DATOS.

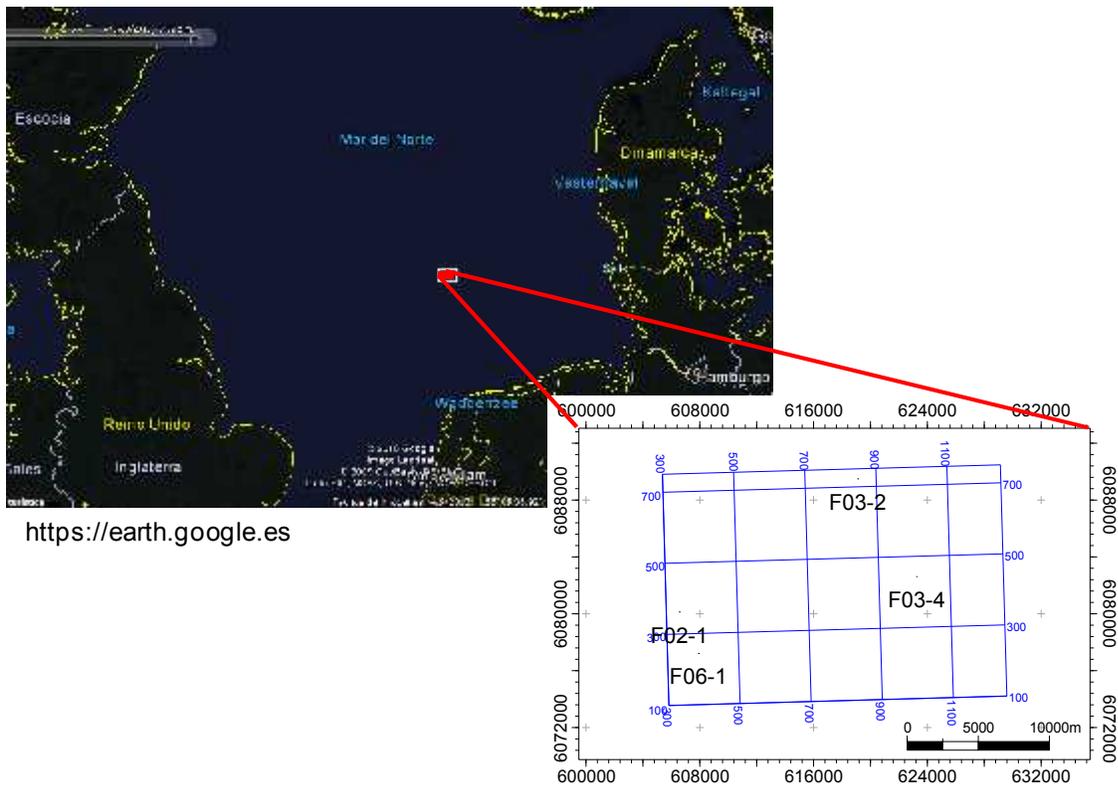
4.1.- Generalidades del área de estudio.

El área de estudio pertenece a la zona denominada como Bloque F3, localizado en el sector Holandés del Mar del Norte, con coordenadas geográficas: N 54° 52' 0.86" / E 4° 48' 47.07 (Figura 14). El bloque está cubierto por sísmica 3D que fue adquirida (año 1987) para la objetivos de exploración de petróleo y gas en el intervalo Jurásico Superior - Cretácico Inferior, que se encuentran por debajo del intervalo seleccionado para la aplicación de la metodología. Los intervalos utilizados para la metodología propuesta consisten en reflectores pertenecientes al Mioceno, Plioceno y Pleistoceno. Los estratos estudiados están compuestos por depósitos de un gran sistema fluviodeltaico que drena gran parte de la región del Mar Báltico (Sørensen et al, 1997; Overeem et al, 2001). El paquete deltaico se compone de arena y arcilla, con una alta porosidad total (20-33%). Algunas vetas de carbonato cementado están presentes. La característica más distintiva, es la gran escala de estratos sigmoidales, con terminaciones de reflectores bien marcados (downlap, toplap y onlap), y estructuras de truncamiento.

Diferentes facies sísmicas pueden ser distinguidas: facies caóticas, facies continuas y facies truncadas. Los registros de pozos muestran las facies con litología bastante definida de arena y arcilla. Las facies caóticas probablemente representan depósitos de slump. Dentro del survey se localizan cuatro pozos verticales. Todos los pozos tienen registros de rayos gamma y registros sónicos. Sólo dos pozos (F2-1 y F3-2) tienen registros de densidad. Estos registros se utilizaron para entrenar una red neuronal que luego se aplicó a los otros dos pozos (F3-4 y F6-1) para predecir la densidad de sónico y registros de rayos gamma. La porosidad en todos los casos, se calculó a partir de densidad utilizando la fórmula:

$$\text{Porosidad} = (2,65 - \text{Densidad}) / (2,65 - 1,05).$$

Los datos utilizados fueron tomados de la web perteneciente al grupo desarrollador del software "Opendtect" (Copyright (c) dGB Earth Sciences - All rights reserved); que de acuerdo a sus políticas de privacidad de datos pueden ser utilizados sin permisos escritos, siempre y cuando, sean utilizados por organizaciones y/o empresas para beneficio académico y cultural (<https://opendtect.org/osr/pmwiki.php/Main/UsagePolicy>).



<https://earth.google.es>

Figura 14.- Mapa que muestra el área de estudio Bloque F3 localizado en el sector Holandés del Mar del Norte. Se observa el survey sísmico y los cuatro pozos dentro del área de estudio (F02-1, F03-2, F03-4 y F06-1).

4.2.- Calidad de la información geológica e información sísmica. Análisis y factibilidad de la base de datos.

Se contó con la siguiente información para la aplicación de la metodología al set de datos del área de estudio que pertenece a la zona denominada como Bloque F3,:

Pozos

La información de datos de pozos fue revisada y cargada con los sistemas geográficos correspondientes y verificación de su correcto posicionamiento, así como los datos de registros geofísicos y su correcta asignación de parámetros físicos (Tabla1).

Nombre del Pozo	Coordenadas de Pozos UTM 84-31N		Latitud	Longitud	TD (TVDSS)	TD (MD)	Elevación MR	Registros Geofísicos de Pozo.	Tiempo-Profundidad	Desviación del Pozo
	X	Y								
F02-1	606554.0	6080126.0	54°51'24.7153"N	4°39'35.6399"E	1520.0	1550.0	30.0	Densidad, Gamma Ray, P-Wave, Porosidad	Checkshoot	Vertical
F06-1	607903.0	6077213.0	54°49'49.4743"N	4°40'47.3419"E	1672.4	1701.0	28.6	Densidad, Gamma Ray, P-Wave, Porosidad	Checkshoot	Vertical
F03-4	623256.0	6082586.9	54°52'30.4835"N	4°55'15.5384"E	3115.7	3150.0	34.0	Densidad, Gamma Ray, P-Wave, Porosidad	Checkshoot	Desviado
F03-2	619101.0	6089491.0	54°56'17.3492"N	4°51'32.8352"E	2110.0	2140.0	30.0	Densidad, Gamma Ray, P-Wave, Porosidad	Checkshoot	Vertical

Tabla 1.- La tabla muestra los parámetros y registros de los cuatro pozos, dentro del área de estudio (F02-1, F03-2, F03-4 y F06-1).

En el control de calidad del registro de la relación, tiempo- profundidad, los marcadores de pozo coinciden de forma adecuada al reflector sísmico definido; por lo que, no hubo necesidad de realizar un sismograma sintético y ajuste de esta relación en tiempo.

Cubo sísmico 3D:

El conjunto de datos originales del bloque F3 (Tabla 2) es bastante ruidoso, para eliminar el ruido a los datos sísmicos le fue aplicado un filtro de echado-dirigido con un radio de dos trazas; esta versión se utilizó para la interpretación estructural, aunque también se trabajó con la sísmica original con toda su gama de amplitudes utilizada para la generación de atributos sísmicos convencionales. Cabe señalar, que en el cubo sísmico existen zonas de trazas muertas y zonas de no adquisición, por lo que, se redujo de manera poco notoria el área del cubo sísmico original para la aplicación de la metodología (Figura 15).

Original CRS:		UTM84-31N:WGS 1984 UTM, Zone 31 Norte	
Rango Inline	100	750	step 1
Rango Crossline	300	1250	step 1
Tamaño del Bin s (m) [inl/xl]	25	25	
Z Rango (ms)	0	1848	step 4
Tamaño (km)	24 x 16		
Area (KM ²)	384		
Ejes	Min	Max	Delta
X	605368.67	629589.36	24220.7
Y	6073543.56	6090476.04	16932.49
Tiempo (ms)	-1850	2	1852
Lat	54°47'32.3339"N	54°57'0.3216"N	0°09'27.9877"
Long	4°38'20.5652"E	5°01'23.4318"E	0°23'2.8666"
Inline rotacion del norte:	88.4		

Tabla 2.- La tabla muestra los parámetros geométricos y geográficos del survey sísmico dentro del área de estudio.

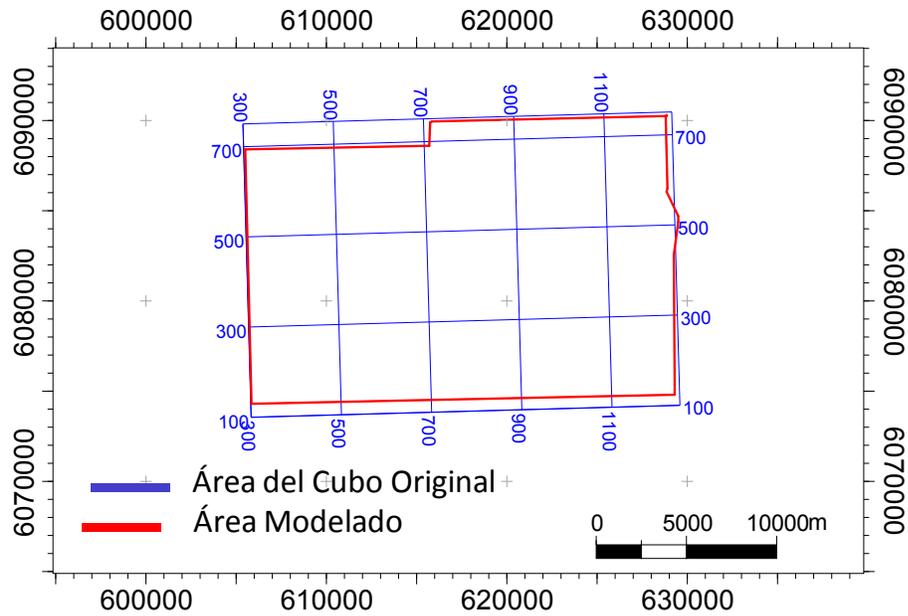


Figura 15.- La figura muestra el área utilizada para aplicar la metodología, donde se redujo el área del cubo original, eliminando principalmente zonas de no adquisición sísmica.

Horizontes

A partir de base de datos original se utilizaron 7 horizontes existentes interpretados (Tabla 3), como base para la metodología, aunque en el proceso de revisión del control de calidad de la interpretación en un barrido de cada Inline y Xline del cubo sísmico, se observó, que no se tomó en cuenta la interpretación estructural de dichos horizontes (no se interpretaron fallas y saltos de falla), y algunas inconsistencias en la interpretación en la continuidad de los reflectores sísmicos, por lo tanto, solo se utilizaron como guía para una reinterpretación.

Nombre de Horizontes Iniciales	Dominio	Unidad
Shallow	Tiempo	ms
FS8	Tiempo	ms
FS7	Tiempo	ms
Truncation	Tiempo	ms
Top_Foresets	Tiempo	ms
FS6	Tiempo	ms
Trim_DO_FS4	Tiempo	ms

Tabla 3.- La tabla muestra los horizontes interpretados originales de la base de datos en el dominio del tiempo.

Cima de Pozos

Se cargaron 32 cimas de marcadores de pozo de la base de datos original (Tabla 4), dados en profundidad desarrollada (MD); estos marcadores no están reflejados a una edad geológica absoluta que pudiera ser dada por bioestratigrafía o datación, por lo que para la metodología solo se trabajó en edades relativas sabiendo que son pertenecientes a edades del Mioceno, Plioceno y Pleistoceno. En el proceso de revisión del control de calidad se observó que existen algunas inconsistencias en la correlación de pozos, en donde, por un lado, en unos pozos algunas cimas sobreyacen a un marcador establecido y en otros pozos, subyacen al mismo marcador establecido; también se observó que no se correlacionan a la misma expresión de registro geofísico, por lo que, se tomó la decisión de realizar una nueva correlación de pozos utilizando algunos marcadores establecidos como pivote para correlacionarlo con los otros pozos con criterios sísmico estratigráficos y de expresión de registro de pozo, para su nueva correlación.

Cima de Marcador	Nombre del Pozo	Profundidad MD						
Seasurface	F02-1	30	F03-2	30				
MFS11	F02-1	554	F03-2	486	F03-4	480		
FS11	F02-1	576	F03-2	522				
1			F03-2	564	F03-4	512	F06-1	595
MFS10	F02-1	683						
MFS9	F02-1	717	F03-2	564	F03-4	548	F06-1	697
MFS8	F02-1	748	F03-2	564	F03-4	548	F06-1	725
FS8	F02-1	795	F03-2	590				
FS7	F02-1	942	F03-2	628				
31					F03-4	571	F06-1	771
mi3					F03-4	616	F06-1	862
12					F03-4	616		
15					F03-4	641	F06-1	958
Truncation	F02-1	1051	F03-2	684	F03-4	663	F06-1	1027
Top Foresets	F02-1	1095	F03-2	715				
FS6	F02-1	1107	F03-2	836				
MFS4	F02-1	1109	F03-2	903				
FS4	F02-1	1150	F03-2	952				
FS3	F02-1	1165	F03-2	1037				
FS2	F02-1	1175	F03-2	1073				
mi1					F03-4	698	F06-1	1050
30					F03-4	765		
10					F03-4	862	F06-1	1083
8					F03-4	922	F06-1	1077
Name					F03-4	960	F06-1	1083
30							F06-1	1087
4					F03-4	1048	F06-1	1155
MFS2	F02-1	1197	F03-2	1112	F03-4	1111	F06-1	1170
FS1	F02-1	1252						
MMU	F02-1	1285	F03-2	1250	F03-4	1246	F06-1	1261
6					F03-4	1285		
20					F03-4	1329	F06-1	1388

Tabla 4.- La tabla muestra las cimas de los marcadores y sus respectivas profundidades en metros desarrollados, cargados en la base de datos para su análisis y control de calidad.

De acuerdo al análisis de la base de datos original, forma parte de la primera etapa del flujo de trabajo y se concluye que se requiere hacer ajustes en interpretación de correlación de cimas, y en interpretación de horizontes sísmicos no se requiere de realizar sismogramas sintéticos y se determina que sí puede aplicarse la metodología con la base de datos original pero haciendo ajustes al flujo de trabajo original, debido a que no se cuenta con información más detallada de estratigrafía de pozos

4.3.- Flujo de trabajo definido para el set de datos.

El siguiente flujo de trabajo fue definido para el set de datos existentes (Figura 16), con variaciones mínimas por la falta de datos estratigráficos (bioestratigrafía) que se pudieran integrar al modelo de facies.



Figura 16.- La figura muestra el flujo de trabajo definido para el área de estudio Bloque F3 localizado en el sector Holandés del Mar del Norte.

4.4.- Correlación de cimbras de pozos e interpretación sísmico estratigráfica.

Una parte importante en el análisis de secuencias, es la deducción de los controles depositacionales, sobre cada una de las sucesiones sedimentarias; este análisis puede efectuarse con herramientas de registro geofísicos, existe una variedad de registros de pozos adecuados utilizados en la industria para esta interpretación litológica y estratigráfica. Los principales registros convencionales de pozos utilizados se muestran en la figura 17, también existen registros más sofisticados como son, los registros de imágenes de pozo y resonancia magnética nuclear (NMR, por sus siglas en inglés).

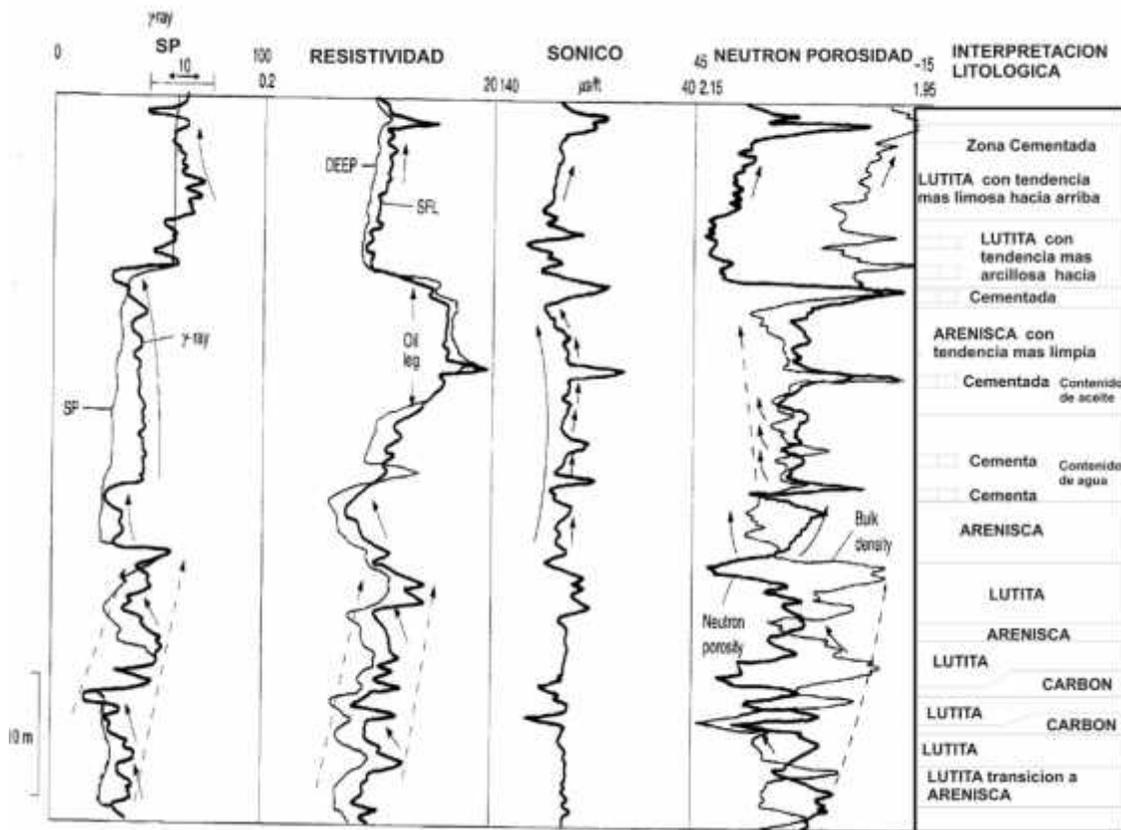


Figura 17.- Se muestra el conjunto de registros de pozos convencionales para la interpretación litológica y estratigráfica. Este conjunto está basado en datos reales del Grupo de Brent, Mar del Norte, Jurásico Medio. Se trata de un conjunto de secuencias siliciclásticas con carbón y calizas de menor importancia (Emery, Dominic, Myers, Keith. J., 1996).

Para el set de datos, se trazó una sección general de pozos de los cuatro pozos existentes en el área de estudio, para la correlación de sucesiones sedimentarias utilizando el registro gamma-ray, los patrones de apilamiento y secciones sísmicas en tiempo.

El objetivo principal de la Interpretación sísmica es entender la distribución lateral de ambiente de depósito y los elementos de depositación a lo largo del yacimiento; así

como, para proporcionar una idea clara de los elementos estructurales del área de estudio. Al inicio del proceso, se tiene que asegurar de tener una buena correlación (amarre) entre los datos de pozo y los datos sísmicos, seguido de la interpretación de horizontes.

Para el amarre de los horizontes sísmicos e interpretación inicial con las cimas de los pozos, se llevó a cabo con el trazo de dos líneas sísmicas, la primera sección con los pozos F03-4 y F02-1 y la segunda sección con los pozos F03-2 y F06-1. Las secciones sísmicas interpretadas muestran los patrones de terminaciones sísmicas y paleo-línea de costa y muestran en resumen las estructuras existentes en el área de estudio.

Se realizó el trazado en el cubo sísmico de los eventos, estructuras y paquetes de interés retomados de la interpretación sísmica existente de la base de datos original, pero se reinterpretó (mencionado en el punto Análisis, factibilidad de la base de datos). Se utilizaron diferentes colores para marcar y diferenciar los reflectores a través de líneas sólidas; se definieron patrones de reflexión sísmica, así como, las líneas de costa para su análisis e interpretación sísmico-estratigráfica posterior. El resultado de estas secciones de pozo e interpretación sísmica forma parte de la segunda etapa del flujo de trabajo y se muestra en las figuras 18, 19 y 20.

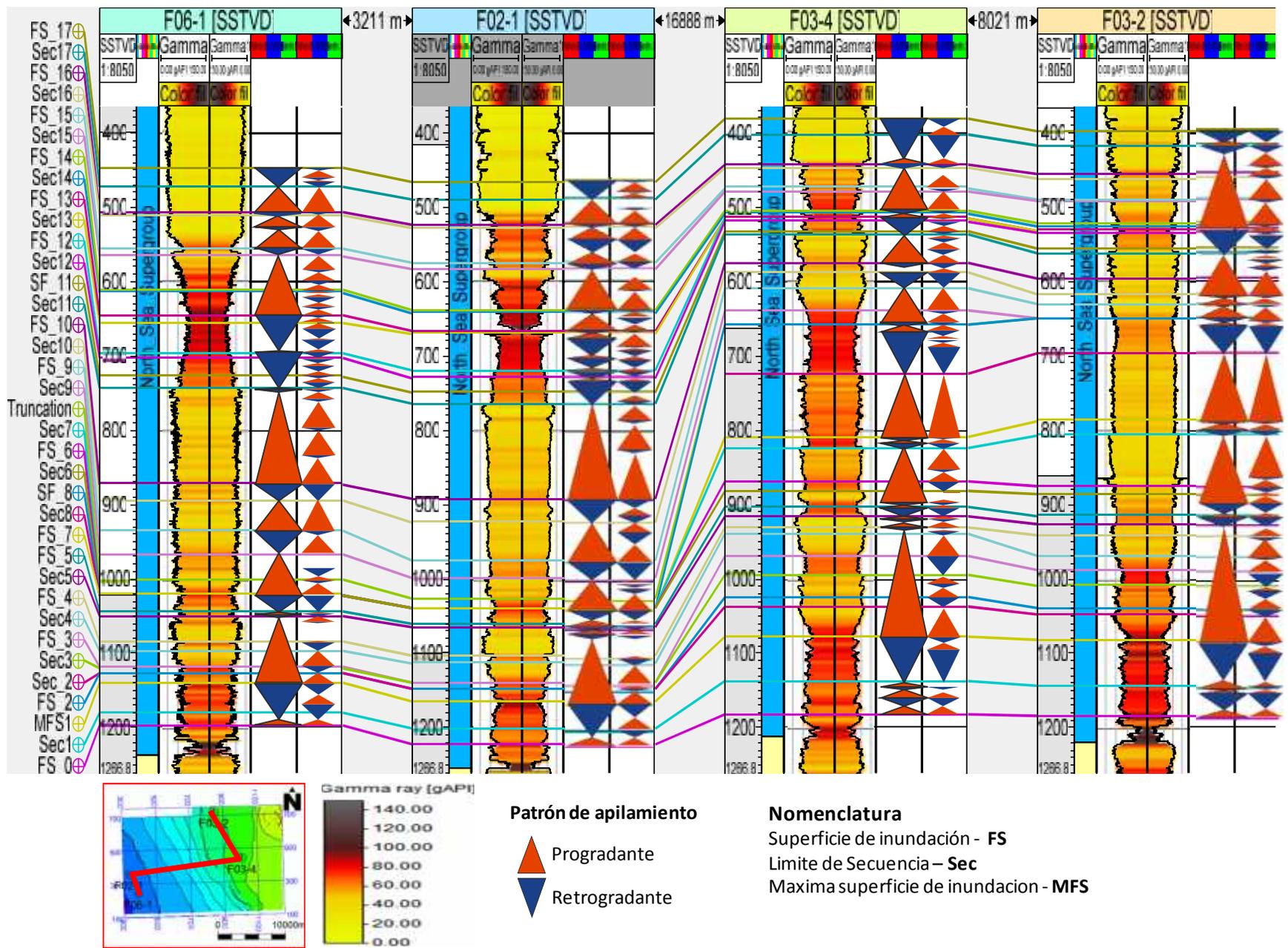


Figura 18.- Se muestra una sección general de los cuatro pozos existentes en el área de estudio para la correlación de sucesiones sedimentarias, utilizando el registro gamma-ray y la interpretación de los patrones de apilamiento

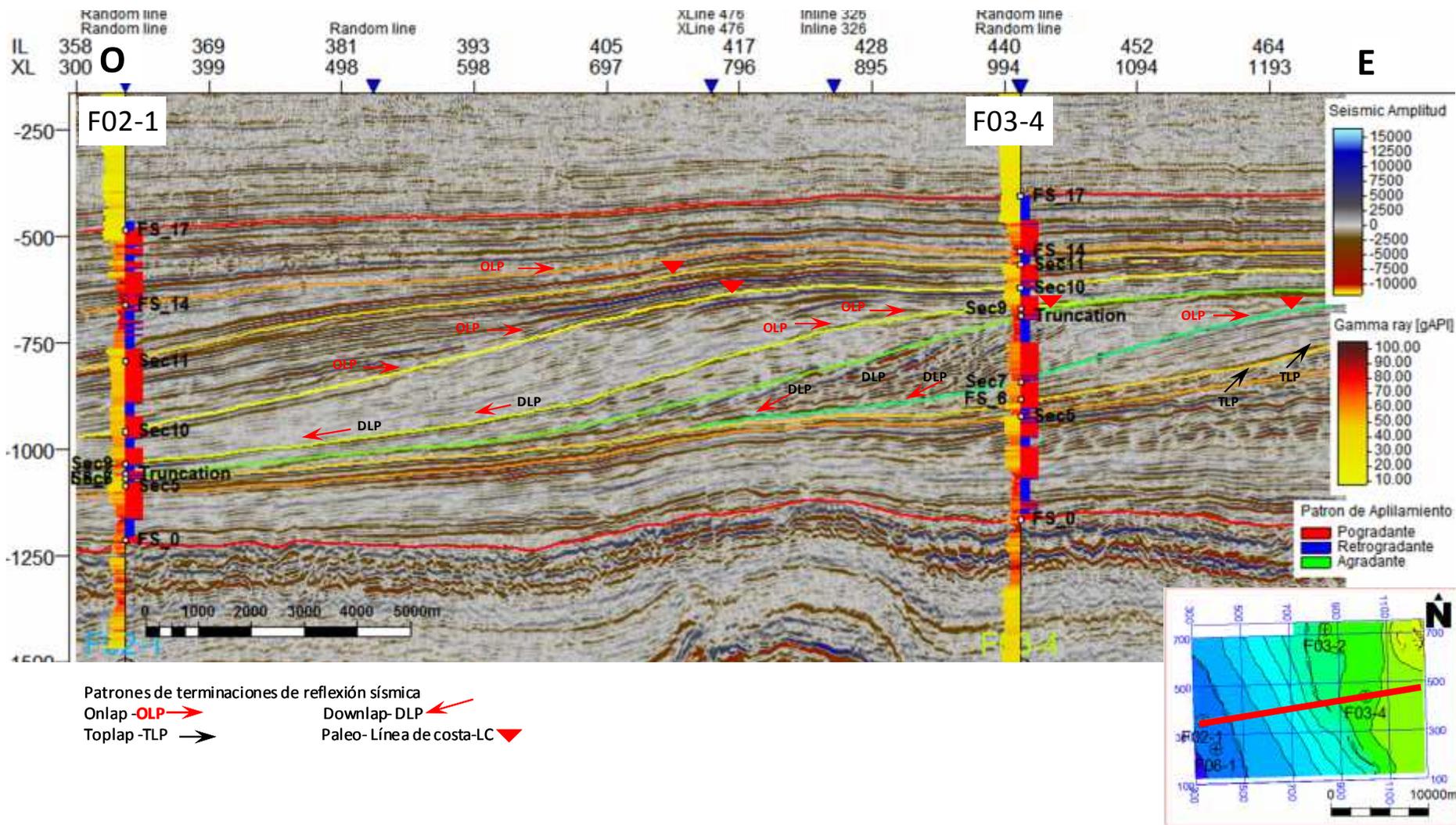


Figura 19.- Línea sísmica con los pozos F03-4 y F02-1, donde se muestran los patrones de terminaciones sísmicas y paleo-línea de costa; también se muestran algunas de las estructuras existentes en el área de estudio y la interpretación sísmica con horizontes indicadores de principales características de depósito.

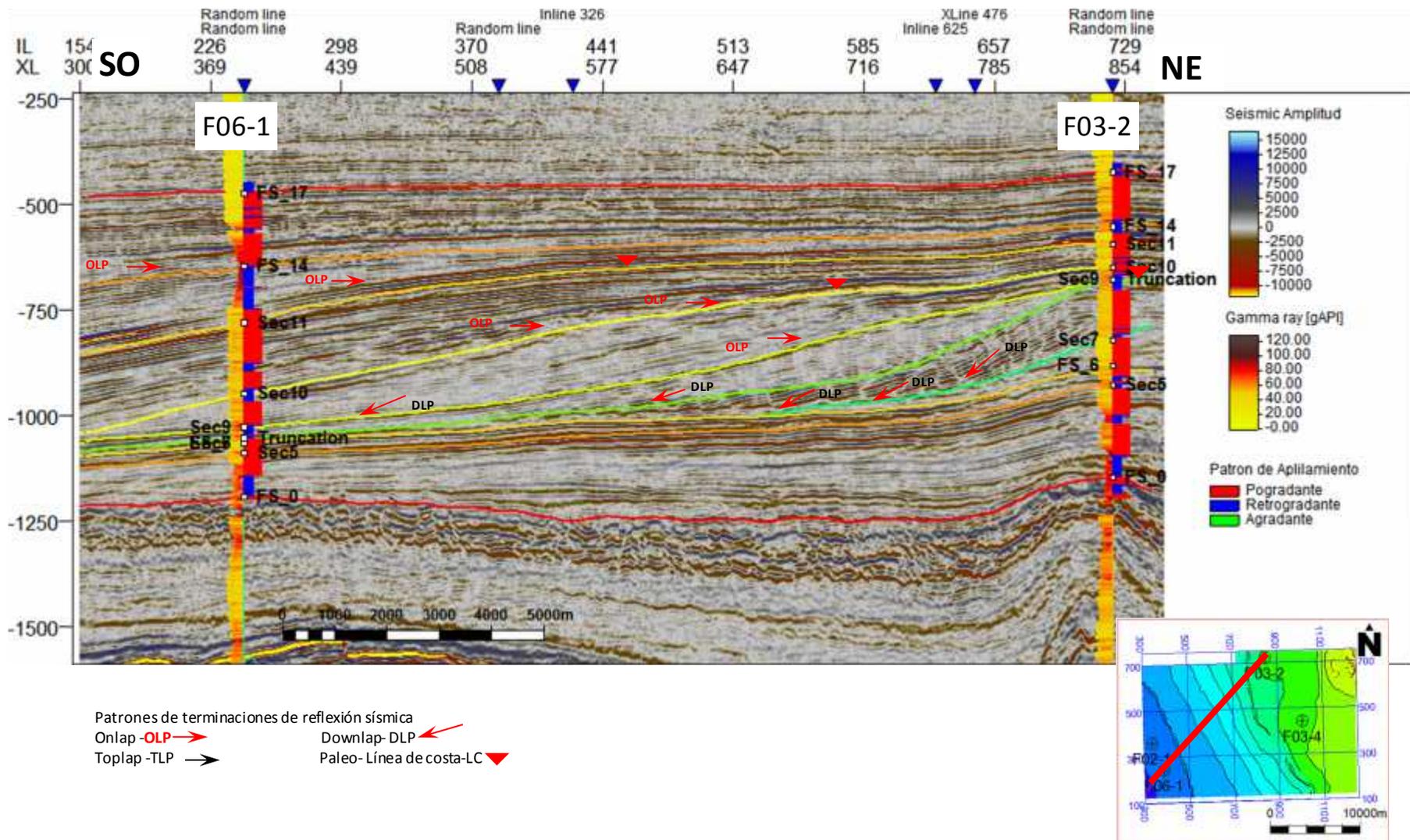


Figura 20.- Línea sísmica con los pozos F06-1 y F03-2, donde se muestran los patrones de terminaciones sísmicas y paleo-línea de costa; también se muestran algunas de las estructuras existentes en el área de estudio y la interpretación sísmica con horizontes indicadores de principales características de depósito.

4.5.- Modelado estructural tridimensional en tiempo y modelado de velocidades.

La importancia de un modelo estructural, es el entendimiento de la estructura geológica (trampa), fallas, y límites que presenta el yacimiento; un modelo estructural puede presentar cierto grado de incertidumbre, mayor o menor, relacionado a ciertas limitaciones de información relacionado a datos de núcleo de pozo, información sísmica, información de registros de pozo, pruebas de producción de pozo, etc.

Para el flujo de trabajo definido y correspondiente a la segunda etapa, la configuración estructural del yacimiento estuvo definida con base en la interpretación de datos sísmicos y generando un modelo regional de fallas (figura 21, figura 22 y figura 23). Las fallas interpretadas fueron normales en su mayoría, principalmente debido al empuje de intrusiones salinas.

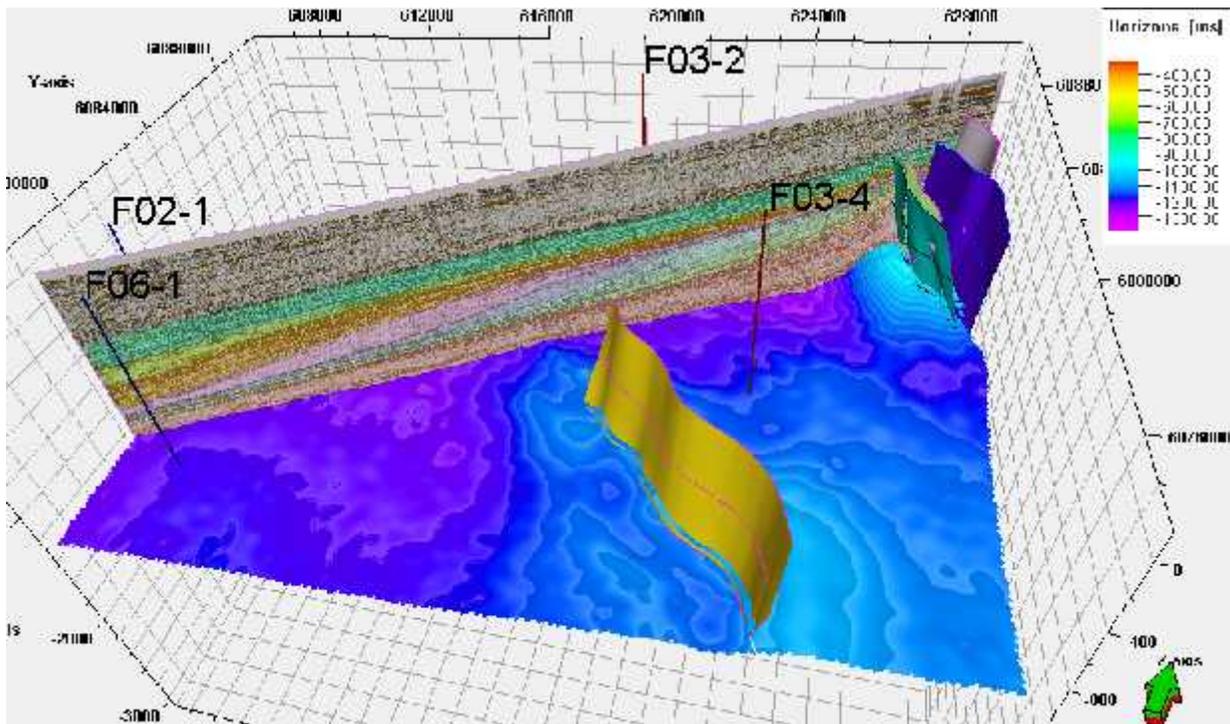


Figura 21.- Se muestra la interpretación de las fallas regionales dentro del cubo sísmico. Las fallas interpretadas fueron normales en su mayoría, principalmente debido al empuje de intrusiones salinas.

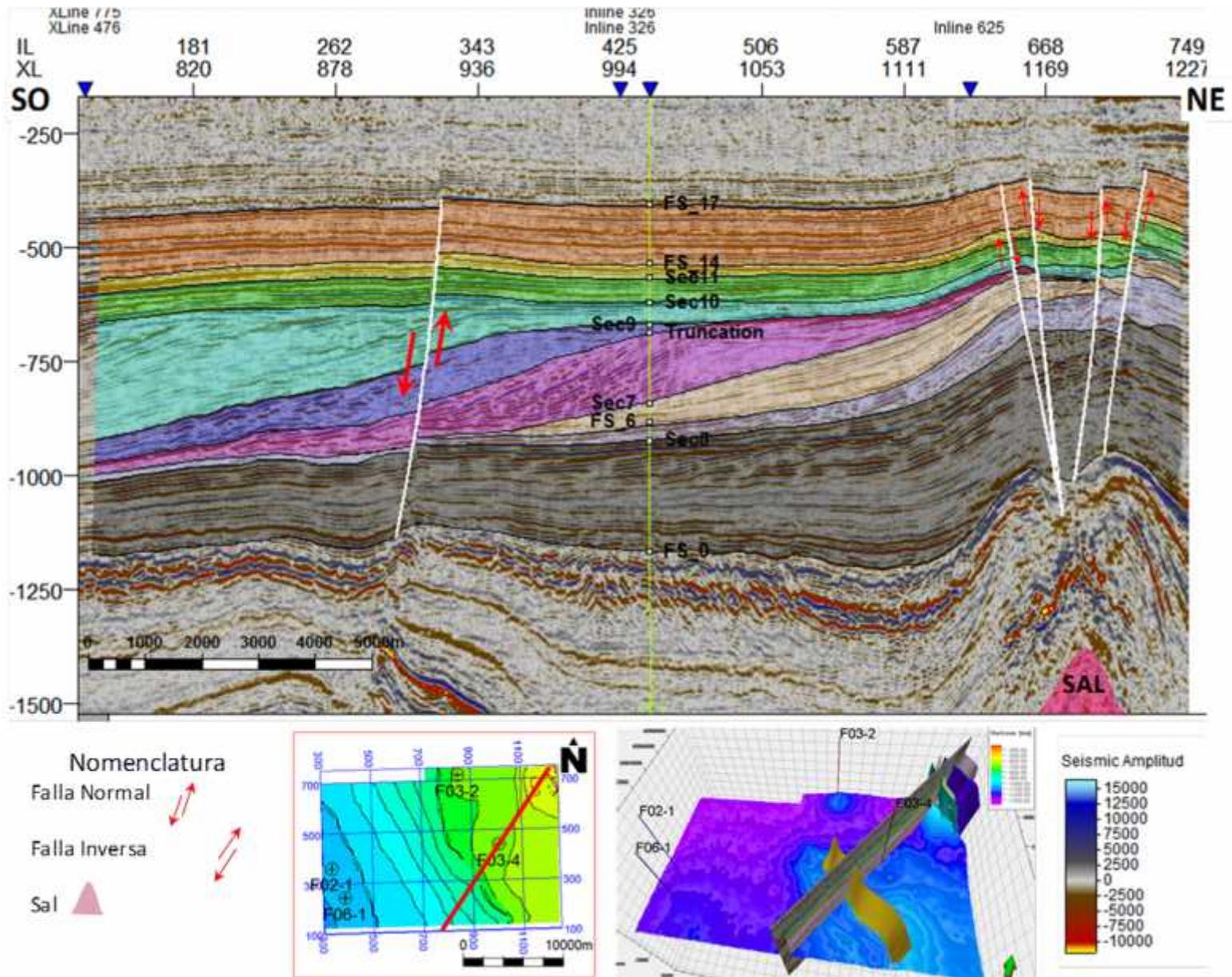


Figura 22.- Se muestra las interpretación de los reflectores sísmicos y de fallas regionales integradas en un modelo tridimensional de mallas.

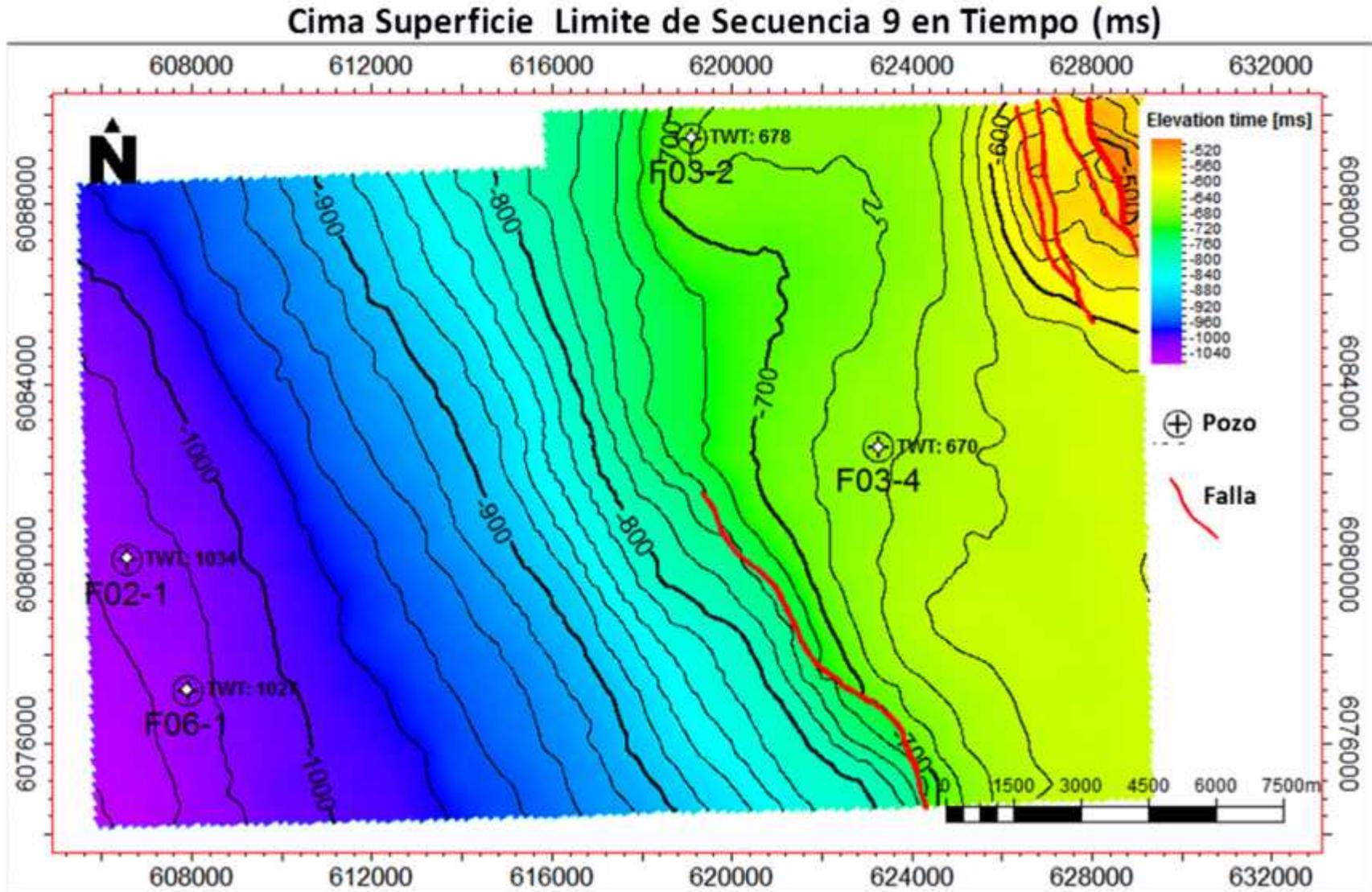


Figura 23.- Se muestra el mapa de la configuración de la superficie del límite de secuencia 9 en tiempo (ms); esta superficie fue extraída del modelo estructural en tiempo.

Para la realización de un modelo de velocidades 3D utilizado en la conversión a profundidad, debe apoyarse en una interpretación sísmica/geológica detallada; existen diversas metodologías para realizar este proceso, en este caso, por los tipos de datos considerados, el resultado final fue un modelo de velocidad 3D, utilizando la función tiempo- profundidad dada por los checkshots, con la velocidad de intervalo interpolada con geostatística (moving average), orientados por la tendencia de la geometría de los horizontes previamente interpretados e integrando la complejidad del marco estructural, que considera cierta heterogeneidad de velocidad vertical y lateral de la columna geológica. Se muestra en la figuras 24 y 25 el resultado del modelo de velocidades.

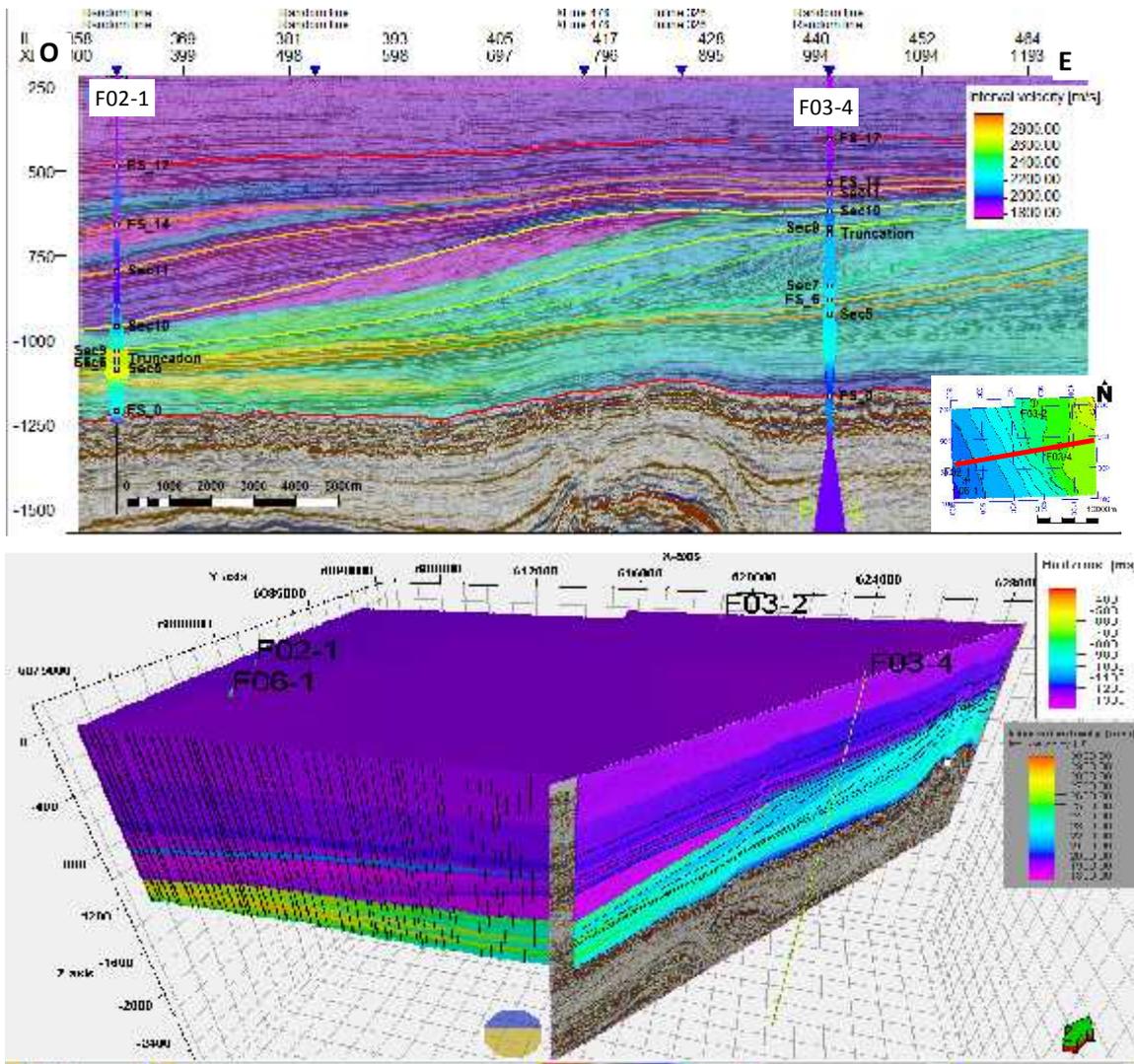


Figura 24.- Se muestra el cubo de velocidades de intervalo interpolada con el método geostatístico "Moving average", a partir de las velocidades de intervalo de pozo. Esta interpolación esta orientada por la tendencia de la geometría de los horizontes y el marco estructural.

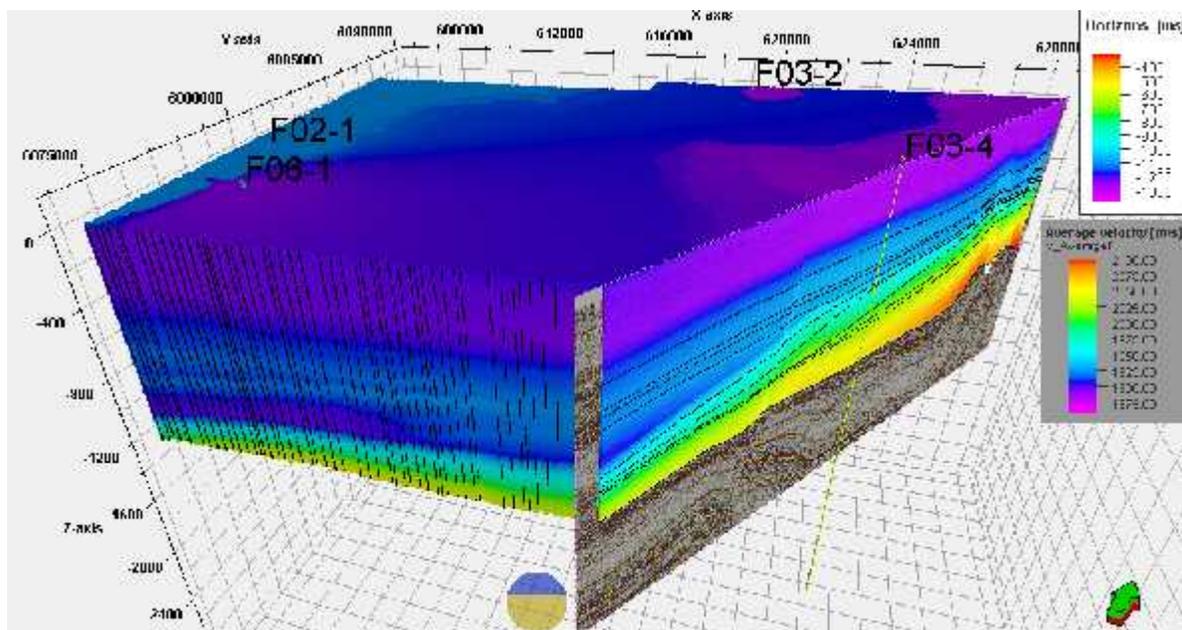
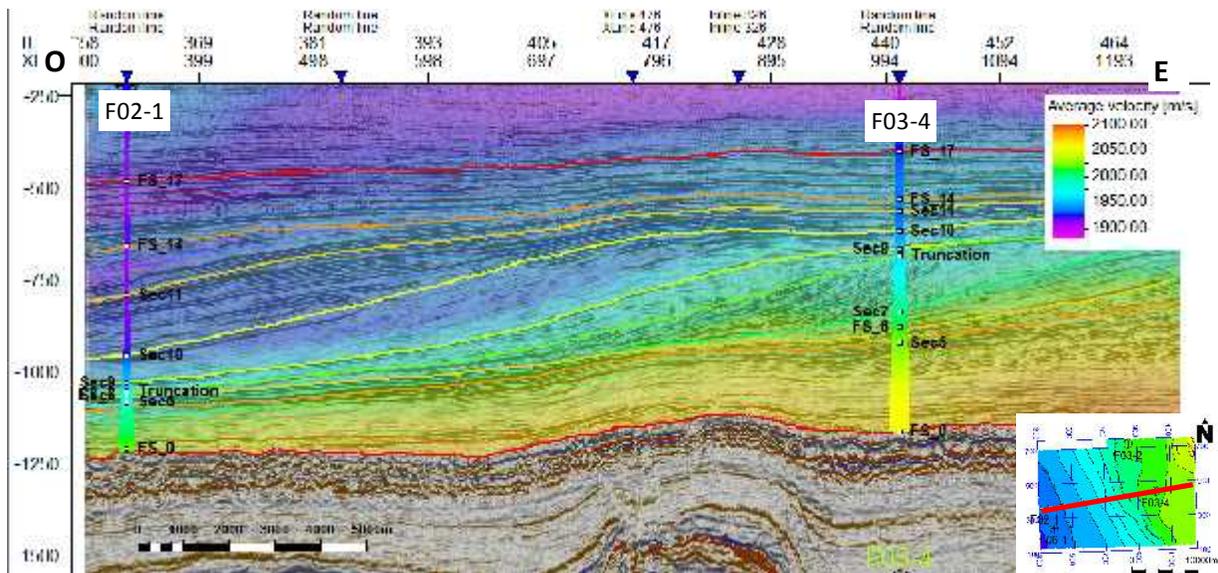


Figura 25.- Se muestra el cubo de velocidades promedio, utilizado para la conversión a profundidad del modelo tridimensional completo.

Una vez obtenido el modelo de velocidad final, se llevó a cabo la conversión de la interpretación de los horizontes y fallas en tiempo (dominio en el cual son grabados los datos sísmicos) a profundidad. En la figura 26 se muestra en ejemplo de esta conversión a profundidad con el modelo de velocidades generado. Este procedimiento se lleva a cabo, multiplicando el tiempo por la velocidad promedio obtenida, expresada con la fórmula:

$$z = z_0 + v_{avg} (t - t_0)$$

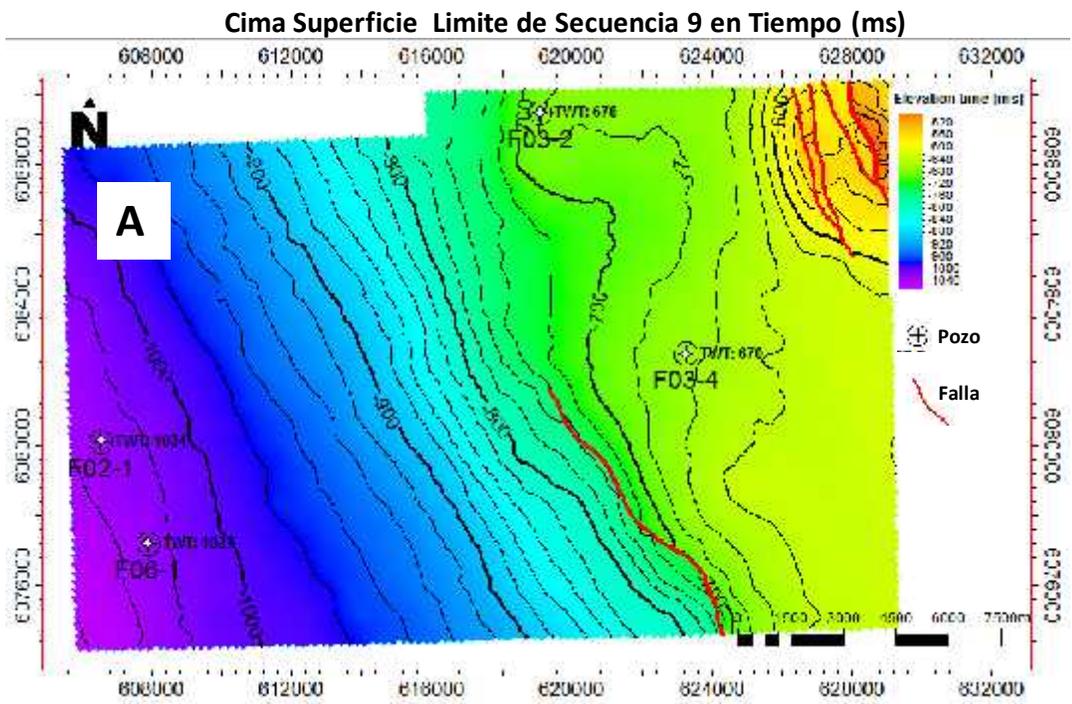


Figura 26.- Se muestra en A, un ejemplo de las configuraciones de la superficies interpretadas en tiempo, y en B la misma interpretación, pero con conversión a profundidad, utilizando el modelo de velocidades generado. Se observa que la superficie en forma general, guarda la tendencia de la geometría de la interpretación original, teniendo un amarre con las cimas en el dominio de la profundidad (m).

4.6.- Matriz de atributos sísmicos convencionales y clasificación discreta de atributos sísmicos.

El uso acertado de atributos sísmicos requiere una comprensión de la calidad de los datos sísmicos y de procesos sedimentarios y tectónicos. En donde los principales objetivos de estos atributos son, proveer información detallada al intérprete de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico (Turhan Taner, 2001).

La interpretación geológica de datos sísmicos se hace comúnmente mediante el análisis de los patrones de la amplitud sísmica, fase y frecuencia, Estos atributos pueden ser calculados en una amplia diversidad de software especializado.

Para la metodología se calcularon los atributos sísmicos post-apilamiento convencionales (mostrados en las figuras 27 y 28) para su futura cross-correlación de información de pozos se realizaron facies discretas no supervisados por medio de redes neuronales. Se buscó que los atributos utilizados no fueran linealmente dependiente entre ellos, buscando una mayor concentración de covarianza; el resultado fue un cubo de facies discretas que permitió ver las diferentes características de las secuencias depositacionales, así como, los límites de secuencia, zonas de adelgazamiento, engrosamiento y acuñamientos (figura 30). El flujo de trabajo se muestra en la figura 29. A continuación se mencionan los atributos sísmicos utilizados y sus características definidas (Schlumberger 2012).

También se utilizaron atributos sísmicos para la interpretación cronoestratigráfica y estructural, como lo fueron los atributos: Coseno de la fase.

Sweetness: es la combinación de dos atributos sísmicos: Envelope y la Frecuencia instantánea, utilizado en cuencas terciarias siliciclásticas en donde, lo que se pretende es delinear depósitos de arenas que presenten altas amplitudes y bajas frecuencias, y está definido por la formula:

$$\text{Sweetness} = \text{Envelope} / \overline{\text{Frecuencia Instantánea}}$$

A su vez el atributo Envelope

Envelope: Es la energía total instantánea de la señal analítica (traza compleja), independiente de la fase. También conocido como "Amplitud instantánea" o "fuerza de Reflexión" y está definida con la formula:

$$\text{Env} = \sqrt{f^2 + g^2}$$

Donde f y g son componentes de la traza sísmica "real" e "imaginarios". Así que, si f es la parte real de las muestras de la traza sísmica original, g será las muestras de la traza sísmica de la transformada de Hilbert.

Algunas de las aplicaciones del atributo Envelope es, detectar puntos brillantes causadas por la acumulación de gases en la detección de importantes cambios litológicos causadas por los límites de secuencia y fuertes reflexiones de energía; este atributo puede mostrar claramente cambios sutiles de litológica que no puede ser evidente en los datos sísmicos.

Y el atributo Frecuencia instantánea

Frecuencia instantánea: es la derivada en el tiempo de la fase y está definida como:

$$w = d(\text{fase}) / dt. \quad \omega = \frac{\delta\theta}{\delta t}$$

Se calcula a partir de la tasa temporal de cambio de la fase instantánea y es independiente de la amplitud y de la fase. La Frecuencia instantánea no es lo mismo que la frecuencia de la ondícula y no debe confundirse.

Se utiliza para estimar la atenuación sísmica y ayuda a medir la ciclicidad de los intervalos geológicos en cambios laterales y espesor de la litología y puede ser útil para la correlación cruzada a través de fallas; también puede identificar contactos entre agua- gas y aceite- gas. la Frecuencia instantánea tienden a ser inestables en presencia de ruido y puede confundir en la interpretación final.

Impedancia Acústica Relativa (RAI por sus siglas en ingles). Es una suma continua de los valores de amplitud regularmente muestreados. Este atributo es calculado por la Integración de la traza sísmica, pasando el resultado a través de un filtro High-pass Butterworth, con corte modificable (10 * muestreo) Hz.

Este atributo muestra aparentes contrastes acústicos, indica los límites de secuencia, superficies discordantes y discontinuidades. Puede ser indicador de porosidad o contenido de fluidos en el yacimiento.

Cambio de fase. Este atributo realiza un cambio de fase seleccionable de rotación de la señal de entrada; en general, es aplicada para mejorar la correspondencia entre las diferentes versiones de los datos sísmicos. Una rotación de fase de 180 grados producirá una polaridad inversa de la traza de entrada, mientras que una rotación de 90 o -90 grados alterará las trazas sísmicas en tal forma que un pico o valle de las trazas de entrada se convertirá en un cruce por cero de la traza de salida, y viceversa.

El atributo cambio de fase puede ser utilizado para ajustar la polaridad sísmica de la litología y para mejorar la correlación amplitud- porosidad.

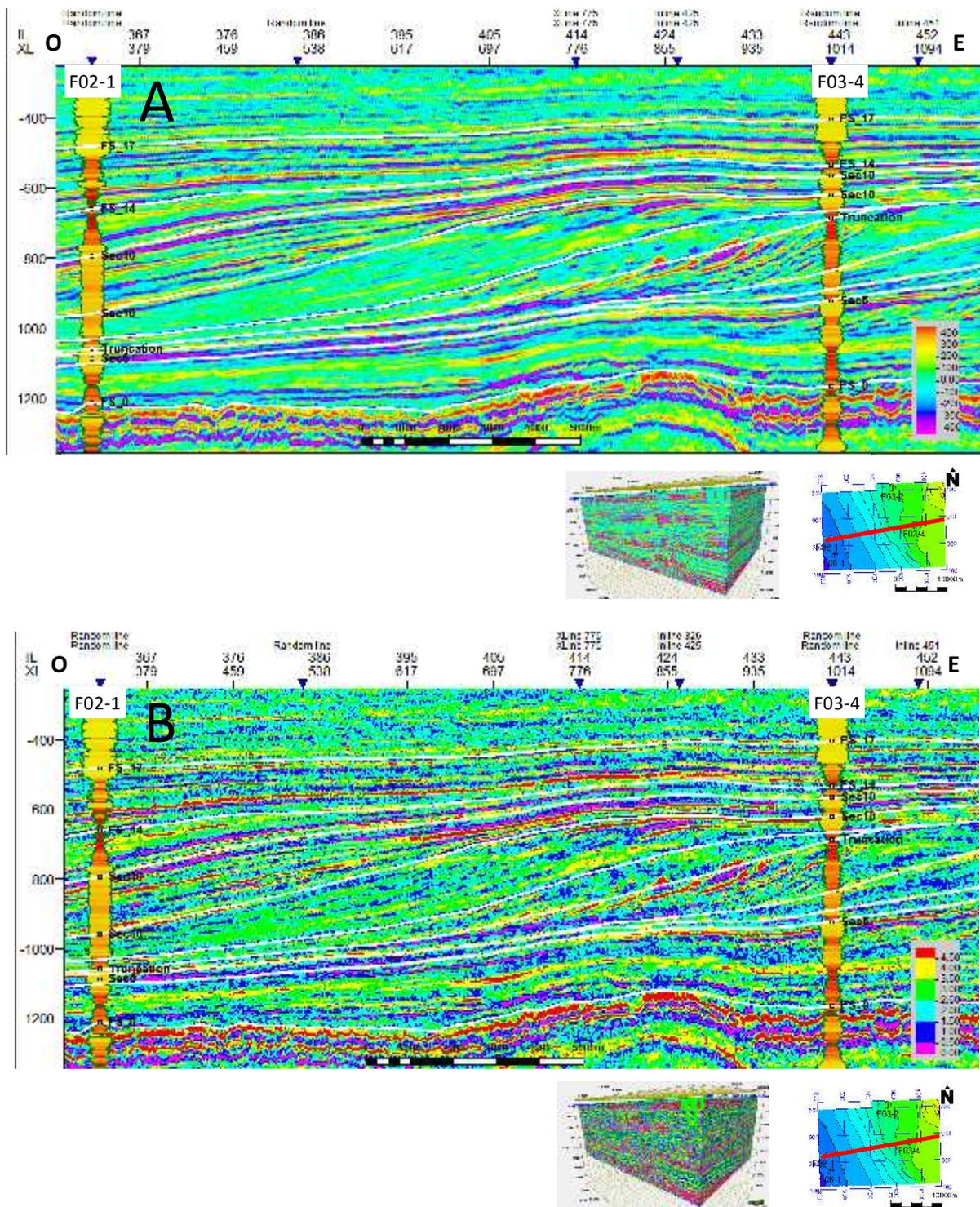


Figura 27.- Se muestra en A el resultado del atributo sísmico de Impedancia Acústica Relativa (RAI) ajustado con el atributo cambio de fase, donde muestran aparentes contrastes acústicos; en este caso indica los límites de secuencia, superficies discordantes y discontinuidades aunque también puede ser indicador de porosidad en el yacimiento. En B se muestra el resultado del volumen discreto de este atributo en 6 facies no supervisadas, por medio de redes neuronales.

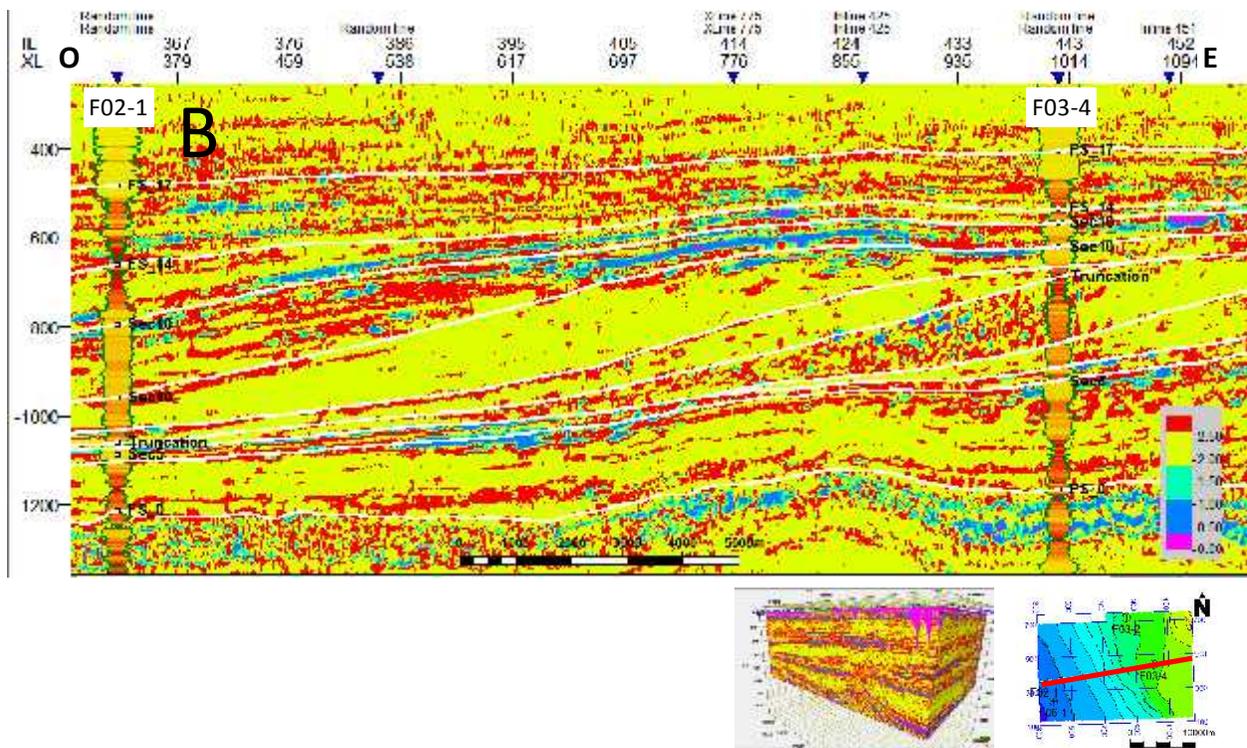
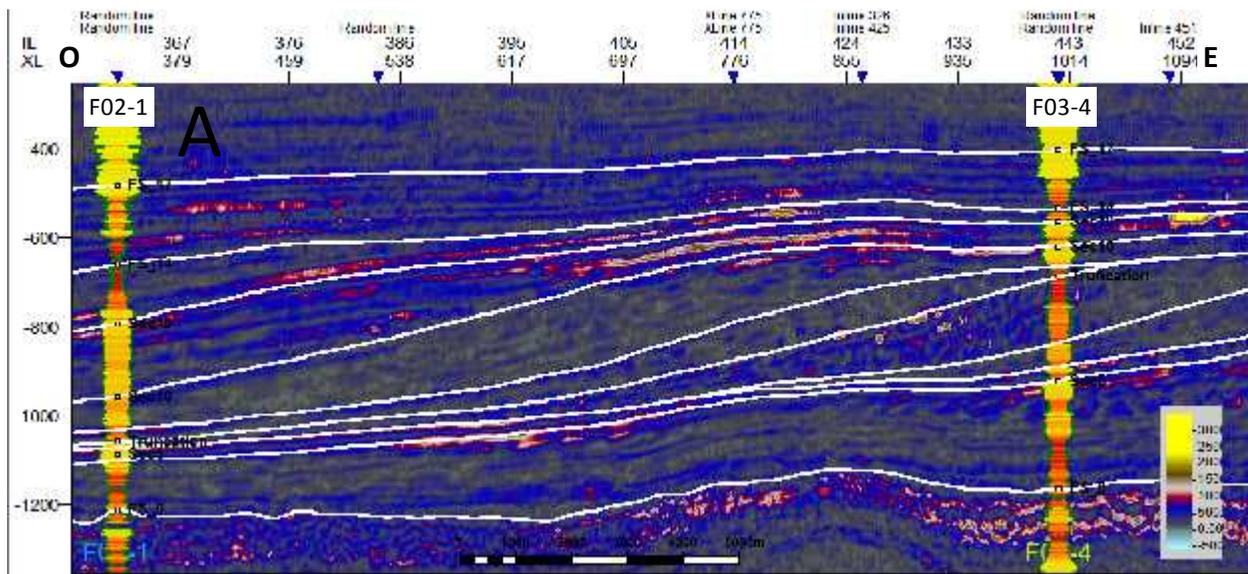


Figura 28.- Se muestra en A el resultado del atributo sísmico Sweetness y se utilizó para delinear depósitos de arenas que presentaron altas amplitudes y bajas frecuencias en la detección de importantes cambios litológicos, causadas por los límites de secuencia con importantes cambios laterales y espesor de la litología. En B se muestra el resultado del volumen discreto de este atributo en 4 facies no supervisadas, por medio de redes neuronales.

Flujo de Matriz de atributos sísmicos convencionales y clasificación discreta.

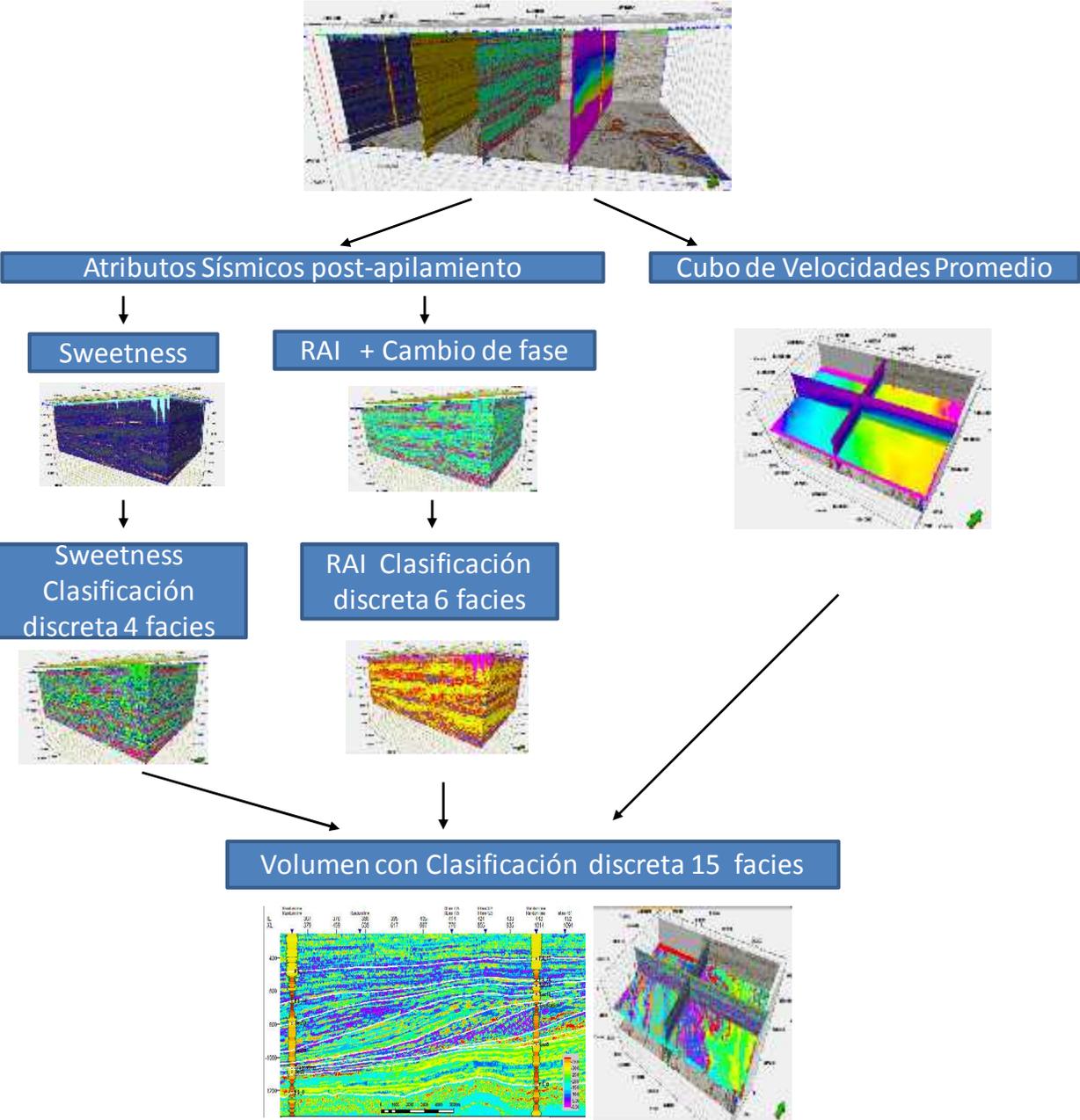


Figura 29.- Se muestra el flujo de trabajo para la obtención de los atributos sísmicos post-apilamiento y facies discretas no supervisados por medio de redes neuronales.

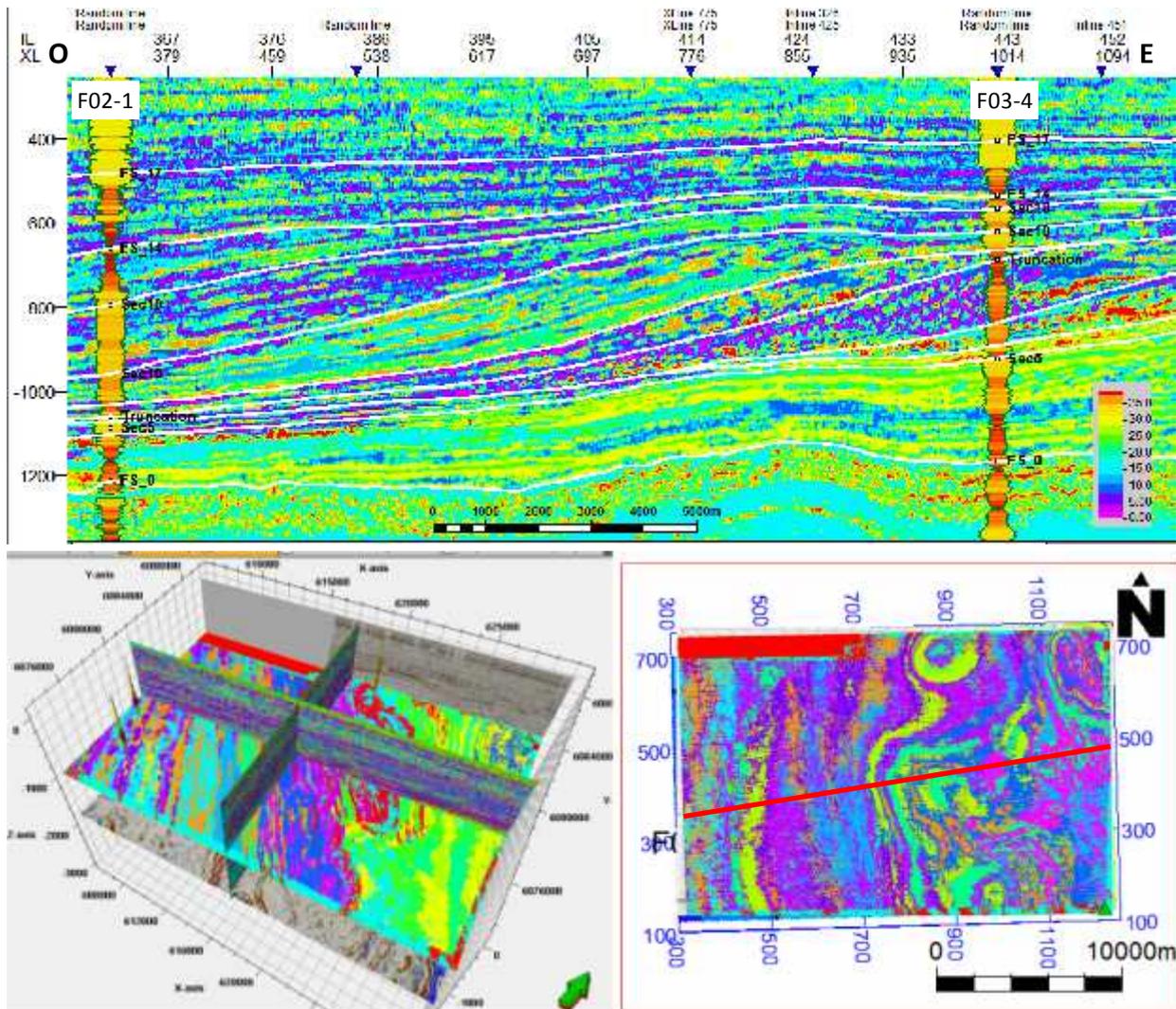


Figura 30.- Se muestra el resultado del volumen sísmico con 15 facies discretas no supervisados, que permite ver las diferentes características de las secuencias depositacionales, así como, los límites de secuencia, zonas de adelgazamiento, engrosamiento y acuñamientos.

4.7.- Clasificación discreta de facies de pozo y correlación con facies de atributos sísmicos.

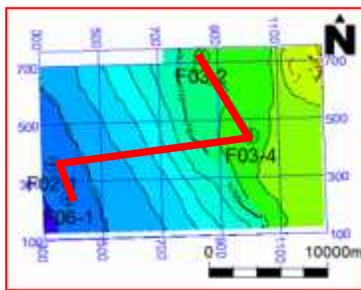
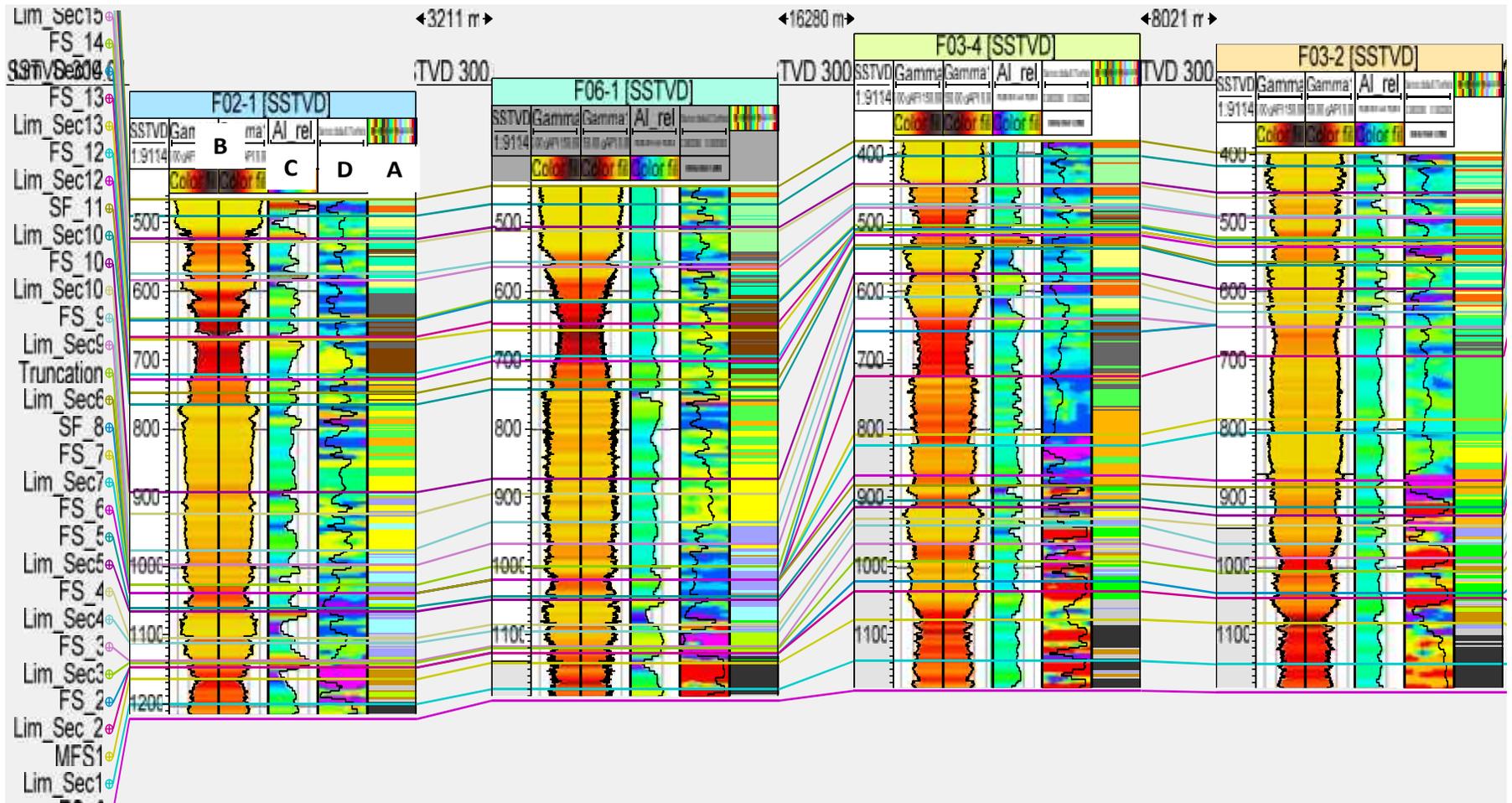
Una facies depositacional es cualquier parte arealmente restringida de una unidad estratigráfica, la cual exhibe características significativamente diferentes, de otras partes de la misma unidad estratigráfica; este tipo de facies se asocia a las características del depósito sedimentario donde representan un origen genético común (Moore,1949). Para este flujo de trabajo se utilizó redes neuronales dentro del proceso de la clasificación de facies eléctricas no supervisadas y sísmicas supervisadas.

Para las facies eléctricas el criterio de clasificación discreta, fue por medio de redes neuronales no supervisadas, buscando las variaciones del registro gamma ray, impedancia acústica y registro de facies sísmicas, con el fin el establecer un parámetro geométrico, que permitiera definir los cambios o inflexiones de los registros ,intentando una clasificación en función de sus patrones de depósito (sistemas siliciclásticos); para esta clasificación no se utilizó ninguna influencia externa para ajustar los pesos. El resultado fue una clasificación de 16 facies discretas, mostrada en la figura 31.

Para las facies sísmicas correlacionadas con registro de facies de pozo, el criterio de clasificación discreta, fue por medio de redes neuronales supervisadas, buscando la correspondencia obtenida del registro discreto de pozo hacia el volumen sísmico discreto de atributos sísmicos

Para este caso, el aprendizaje supervisado, el agente externo que controló el entrenamiento fue el registro de facies de pozo (16 facies), y determinó la respuesta que generó la red a partir de la entrada del cubo de facies sísmicas por atributos, donde finalmente, el resultado fue un modelo cubo de facies discreta de Atributos Sísmicos y datos de Pozo (11 facies), mostrada en la figura 32.

En el anexo se muestran las diferentes características en código discreto de facies en cada cima de las superficies principales interpretadas.



Código de Facies
Red Neuronal

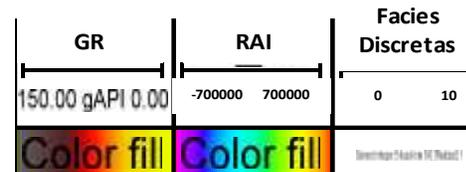
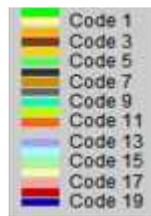


Figura 31.- Se muestra el registro de 15 facies discretas no supervisados (A). En donde se buscaron las variaciones del registro gamma ray (D), impedancia acústica(C) y registro de facies sísmicas (D). Consiguiendo una clasificación en función de sus patrones de depósito

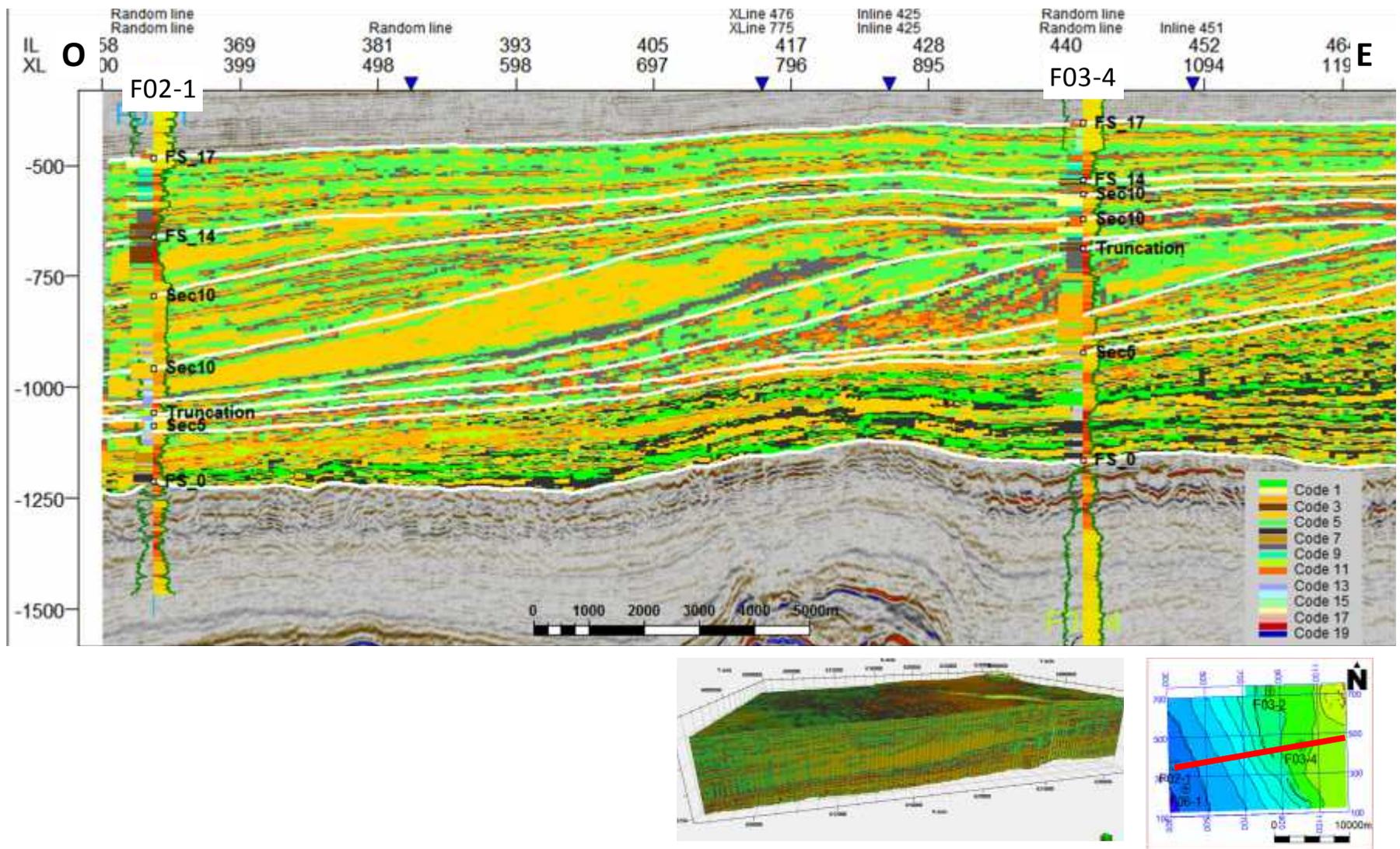


Figura 32.- Se muestra una sección de pozos del resultado final del cubo de 11 facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, y el registro de facies de pozo (16 facies), como agente externo que controló el entrenamiento de la red neuronal.

4.8.- Integración de los datos estratigráficos y estructurales a un modelado tridimensional de facies correlacionadas.

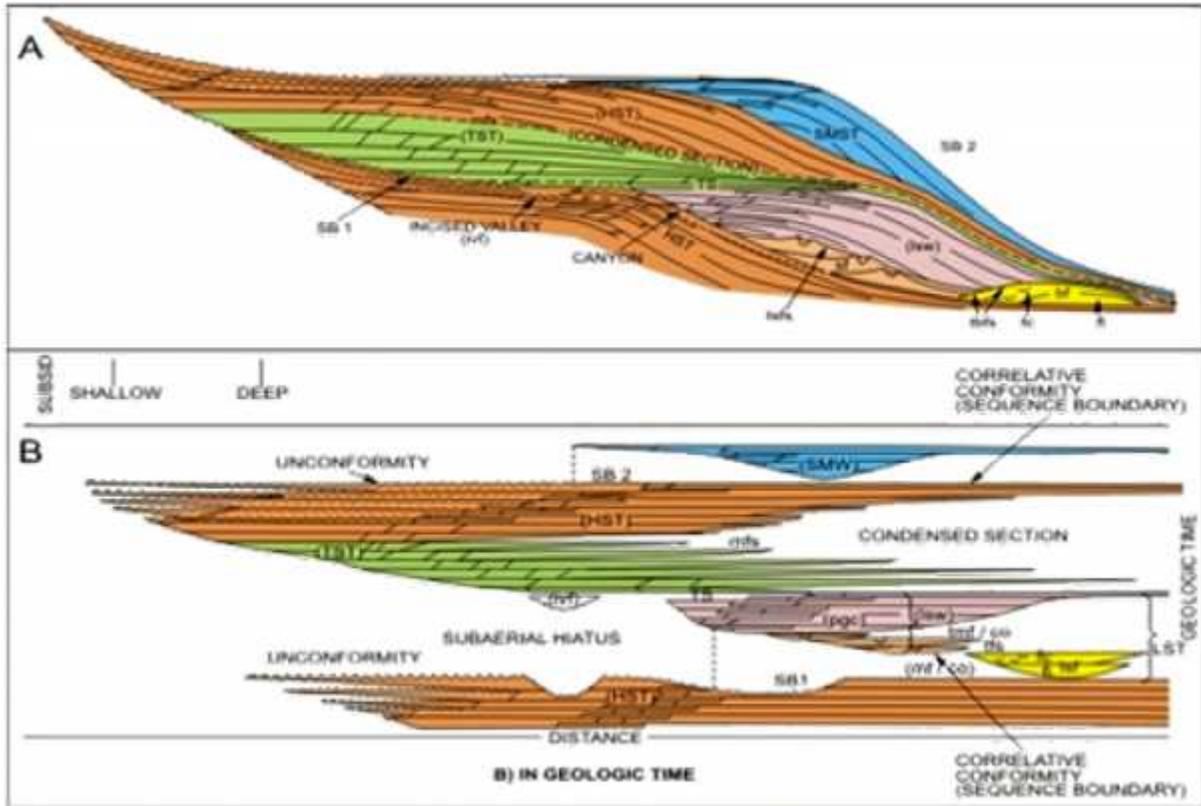
Para la integración de los datos estratigráficos a un modelado tridimensional previamente se requiere del entendimiento de las variaciones temporales de los sistemas depositacionales; los diagramas de Wheeler proporcionan una forma útil para este propósito, estos diagramas se realizan generalmente a mano en secciones 2D, que lo hace un trabajo sumamente laborioso; en este flujo de trabajo propuesto, se realiza la construcción de un cubo 3D en el dominio de Wheeler, aplanando los datos sísmicos a lo largo de las líneas de tiempo geológico.

La metodología para realizarlo, es una interpretación del volumen sísmico de los reflectores siguiendo las principales discordancias, acuñamientos y posibles cambios de secuencia con criterios sísmico estratigráficos y con ayuda de terminaciones sísmicas previamente mencionadas; posteriormente, se realiza una auto-interpretación entre cimas y bases de las superficies de los reflectores interpretados, así se consigue una gran cantidad de reflectores convertidos a profundidad, que se utilizan para generar el cubo en el dominio de Wheeler (Figura 34).

Al realizar este cubo en el dominio de Wheeler, se puede realizar el análisis de atributos en tiempo de superficies sísmico-estratigráficas dentro de un marco cronoestratigráfico en un dominio de transformación Wheeler, ayudando a mejorar nuestra comprensión de las superficies en el dominio estructural.

Los datos sísmicos y los volúmenes de atributos sísmicos son aplanados en 3D mediante el cual se destacan eventos erosivos, hiatos y límites (Bruin et al., 2006). De esta forma las secuencias pueden ser analizadas y divididas en systems tract; En la figura 33, se muestra ejemplo de cómo podría ser interpretado una sección en el dominio de Wheeler.

El objetivo final del flujo de trabajo, es encontrar, con la ayuda de un análisis de los paquetes de reflexiones sísmicas, tanto en el dominio estructural como en el dominio de Wheeler, los diferentes sistemas de depósito (Figura 35).



Modificado por Haq et al. (1987) and Vail(1987).

mfs - Superficie de máxima inundación

TS - Superficie Transgresiva

SB - Límite de Secuencia

SB1 - Límite Tipo 1

SB2 - Límite Tipo 2

clc - Complejo de canales y niveles naturales

SMW - sistema de margen de plataforma

LST - LOWSTAND SYSTEMS TRACT

TST - TRANSGRESSIVE SYSTEMS TRACT

HST - HIGHSTAND SYSTEM TRACT

Figura 33.- En la figura se muestra un ejemplo de interpretación del Diagrama de Wheeler, mostrando, tanto la distribución horizontal de las capas sedimentarias de una secuencia contemporánea, así como, importantes hiatos en la sedimentación.

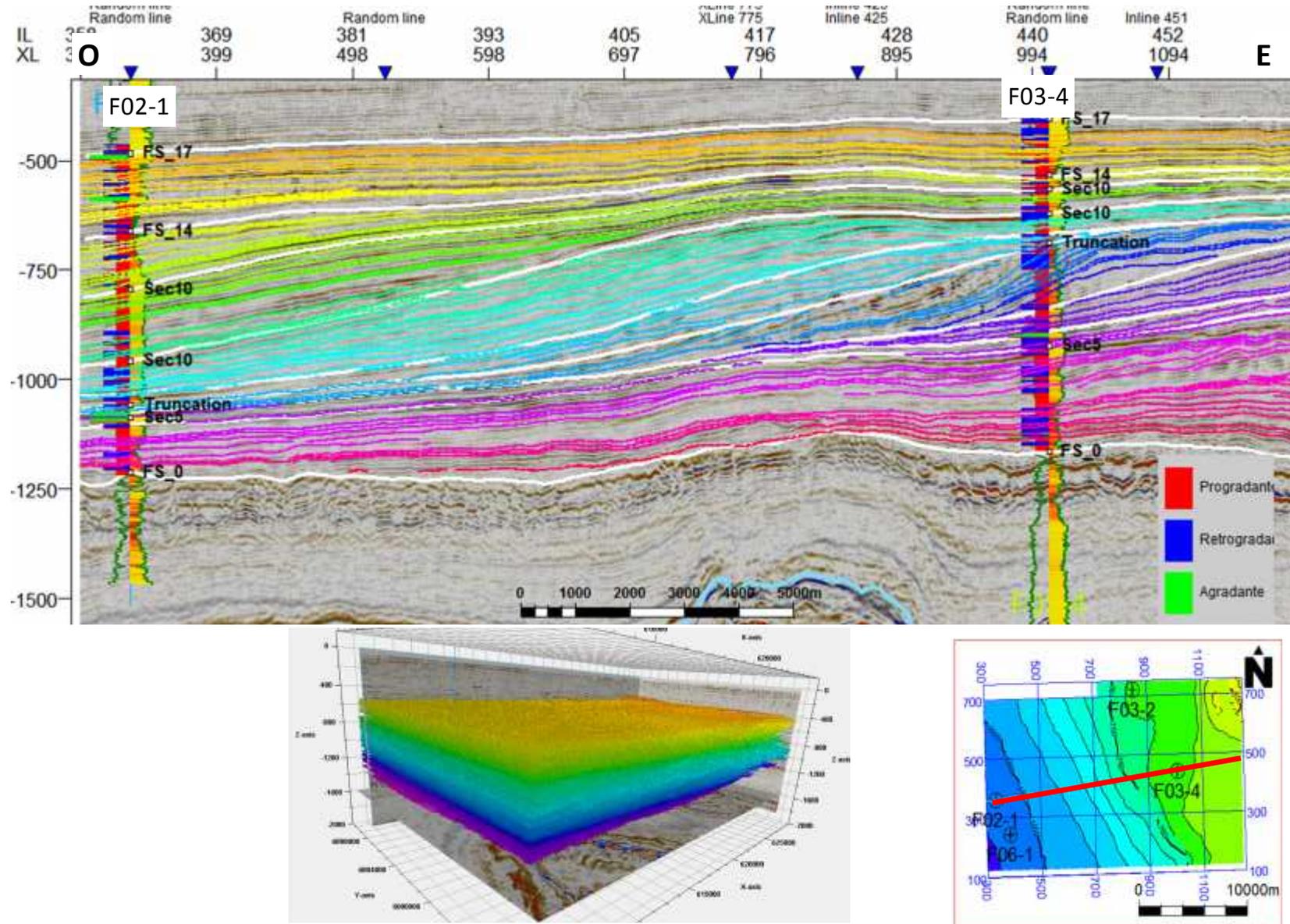
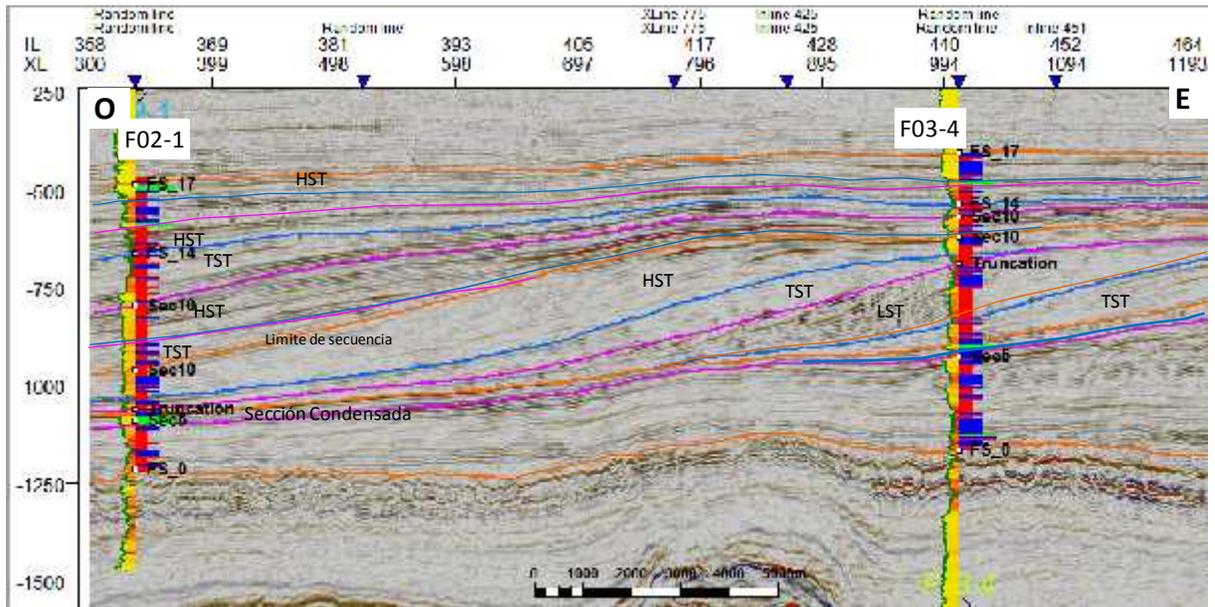


Figura 34- Se muestra la interpretación de superficies sísmicas del volumen sísmico con ayuda de terminaciones sísmicas en color blanco, y en color, la interpretación semi-automatizada entre las cimas y bases de las superficies, utilizados para generar el cubo en el dominio de Wheeler.



- Limite de secuencia
- Superficie Transgresiva
- Superficie de Máxima Inundación

Abreviaturas:
 LST - lowstand systems tract
 TST transgressive systems tract
 HST - highstand systems tract;
 FSST - falling-stage systems tract
 (Catuneanu, 2006)

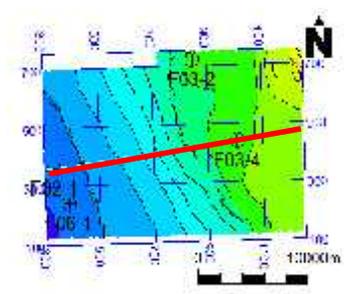
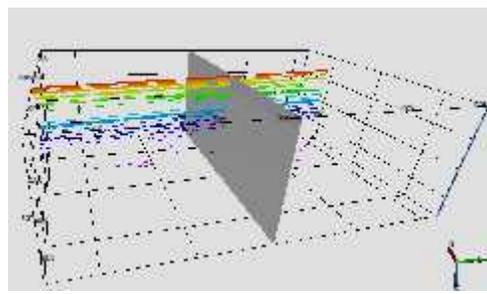
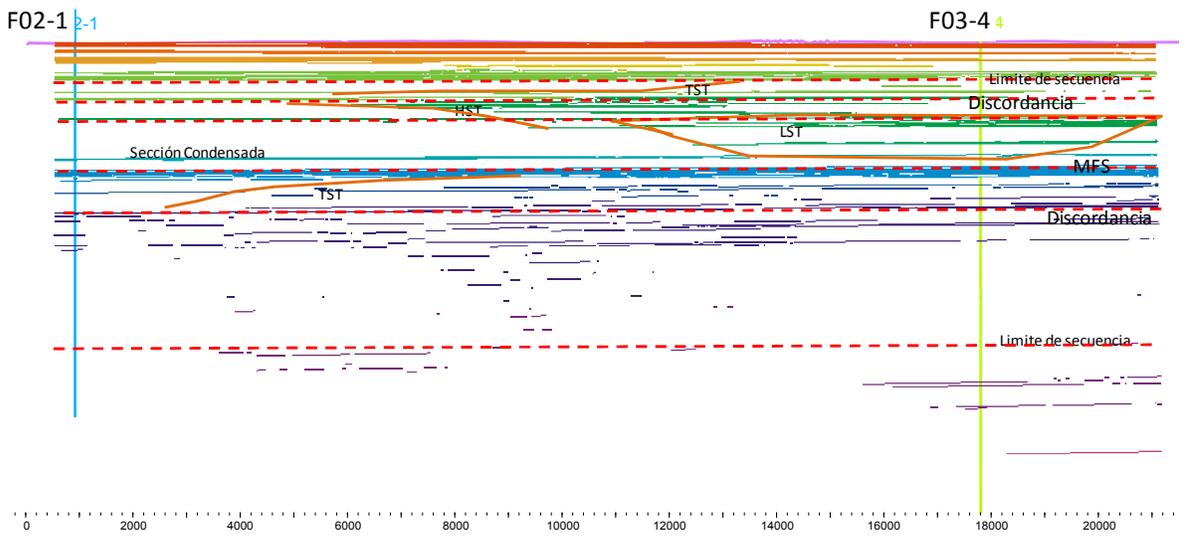
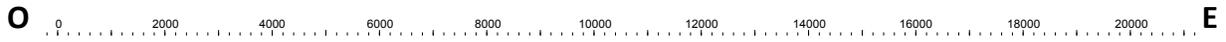


Figura 35.- En la Sección se muestra la interpretación de los diferentes sistemas de depósito: LST - lowstand systems tract, TST transgressive systems tract, HST - highstand systems tract definidas con ayuda de diagramas de Wheeler.

4.9.- Control de calidad y análisis de datos obtenidos.

El control de calidad para seleccionar las redes neuronales idóneas en la predicción de relaciones no lineales entre los atributos sísmicos utilizados (variables), fue buscar este tipo de correlación menor y no dependientes, entre ellas, para definir las diferentes características de los sistemas de depósito.

Tipo de correlación: Lineal

	Cubo Clasificación RAI	Cubo Clasificación Vel Interválicas	Cubo Clasificación Sweetness
Cubo Clasificación RAI	1	0.0439	0.0148
Cubo Clasificación Vel Interválicas	0.0439	1	0.1583
Cubo Clasificación Sweetness	0.0148	0.1583	1
Total	0.0446	0.1637	0.1585

Figura 36.- Tabla en la que se muestra la correlación lineal entre los atributos sísmicos.

Existen diferentes características que están definidas en el área de estudio, donde se encuentran tres diferentes zonas muy marcadas en tres diferentes zonas:

Una primera zona existen conjuntos de reflectores paralelos que están en retrogradación; estos paquetes se interpretan como series de systems tracts transgresivos, delimitadas en la parte superior por superficies de máxima inundación y terminaciones de reflectores en onlap.

Una segunda zona, donde se encuentran paquetes con clinofomas con inclinación pronunciada, patrones de reflexión sigmoide y con terminaciones de downlap sobre la superficie de máxima inundación; estos conjuntos de paquetes son; interpretados como el inicio de depósitos Highstand systems tract, y están limitados en el parte superior por una discordancia subaérea, implicando que una parte de los depósitos Highstand fueron erosionados.

Una tercera zona, donde existen paquetes con estructura caótica interna, que puede ser explicado por presencia de slumps; estos paquetes tienen presencia de progradación y ninguna agradación; en este paquete se interpretan zonas de Lowstand systems tract. También los hiatos que están presentes en el dominio Wheeler que se pueden explicar por adelgazamiento estratigráfico.

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El flujo de trabajo propuesto en la búsqueda de la optimización de una metodología con índices de calidad y certidumbre de los resultados, cumple con una forma alterna que fortalece el análisis del estudio de secuencias sísmo-estratigráficas.

La aplicación de este flujo de trabajo, para la definición de facies estratigráficas en el modelado 3D de yacimientos clásticos, con interpretación sísmica cronoestratigráfica, en clasificación discreta de atributos sísmicos y datos de pozo, se logró con una base de datos definida; dando como resultado final, un cubo de 16 facies discretas que muestran las diferentes características de los sistemas de depósito, en base a una interpretación sólida sísmico-estratigráfica en el dominio no solamente estructural sino en el dominio de Wheeler. Este cubo de facies puede ser utilizado para posibles distribuciones de propiedades petrofísicas, siempre y cuando, se cumplan con coeficientes de correlación correctos.

La propuesta cumple con un fácil manejo operativo y eficiente, en el tiempo de generación de resultados, sin perder certidumbre y calidad en la caracterización de yacimientos petrolíferos.

A pesar de no contar con datos bioestratigráficos y no poder definir edades geológicas, las secuencias sedimentarias se pudieron caracterizar crono-estratigráficamente con edades relativas.

Es de vital importancia, integrar a los modelos finales de caracterización de yacimientos, los análisis de superficies estratigráficas, tanto en el dominio estructural, como en el dominio de Wheeler, ya que realza nuestra comprensión del sentido geológico de los yacimiento.

El flujo de trabajo propuesto, puede tener ajustes con algunos cambios, en la gama de atributos sísmicos y registros geofísicos de pozo que muestren las diferentes características de las secuencias depositacionales, así como, límites de secuencia, zonas de adelgazamiento, engrosamiento y acñamientos.

Otro elemento fundamental en el flujo de trabajo, es el modelado de velocidades, Un buen modelo da buena certidumbre en la conversión a profundidad de la interpretación sísmica-geológica detallada. Existen diversas metodologías para realizar este proceso y pueden ser integradas en el flujo de trabajo propuesto.

Dentro del flujo de trabajo, la interpretación de los modelos estructurales juega un papel importante para el entendimiento de la estructura geológica (trampa), fallas, y límites que presenta el yacimiento; las diferentes metodologías para realizar este propósito pueden ser integradas dentro del flujo, sin alterar la estructura básica del flujo de trabajo.

El uso de herramientas computacionales es de vital importancia para este flujo y fueron utilizados en combinación los software: Petrel (Schlumberger - Copyright); y Opendtect (dGB Earth Sciences - Copyright); aunque existen diversos software en el mercado, éstos pueden ser usados para los fines de aplicación de la metodología propuesta, siempre y cuando, generen los resultados propuestos.

ANEXO

Facies Discretas - Cima de la Superficie FS17 (ms)

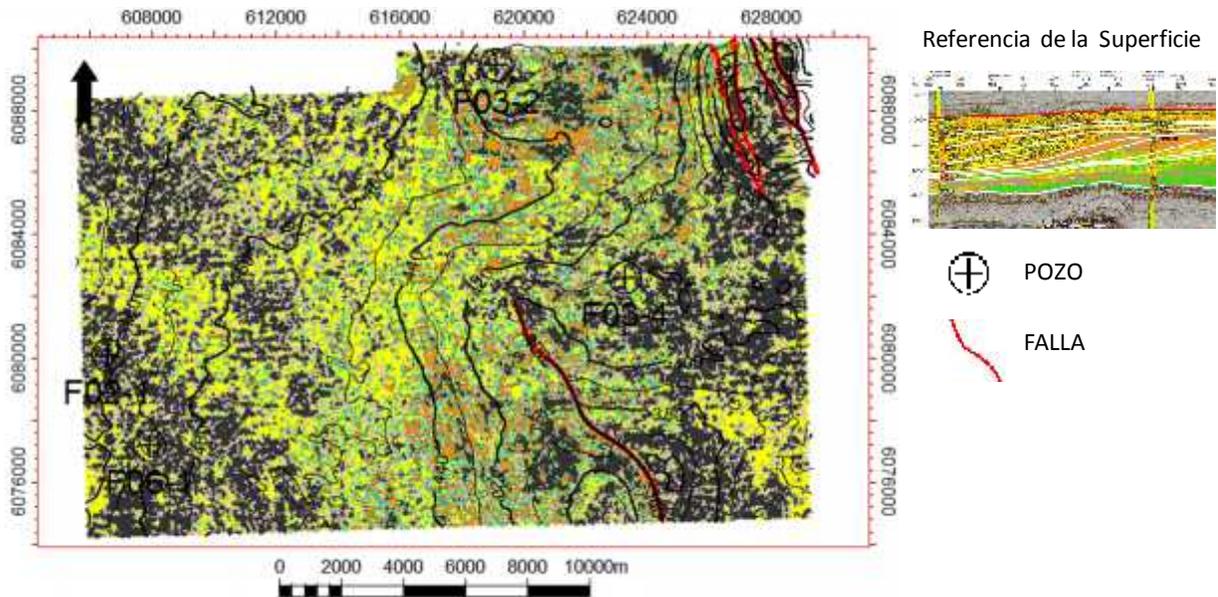


Figura 37.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie FS17.

Facies Discretas - Cima de la Superficie FS14(ms)

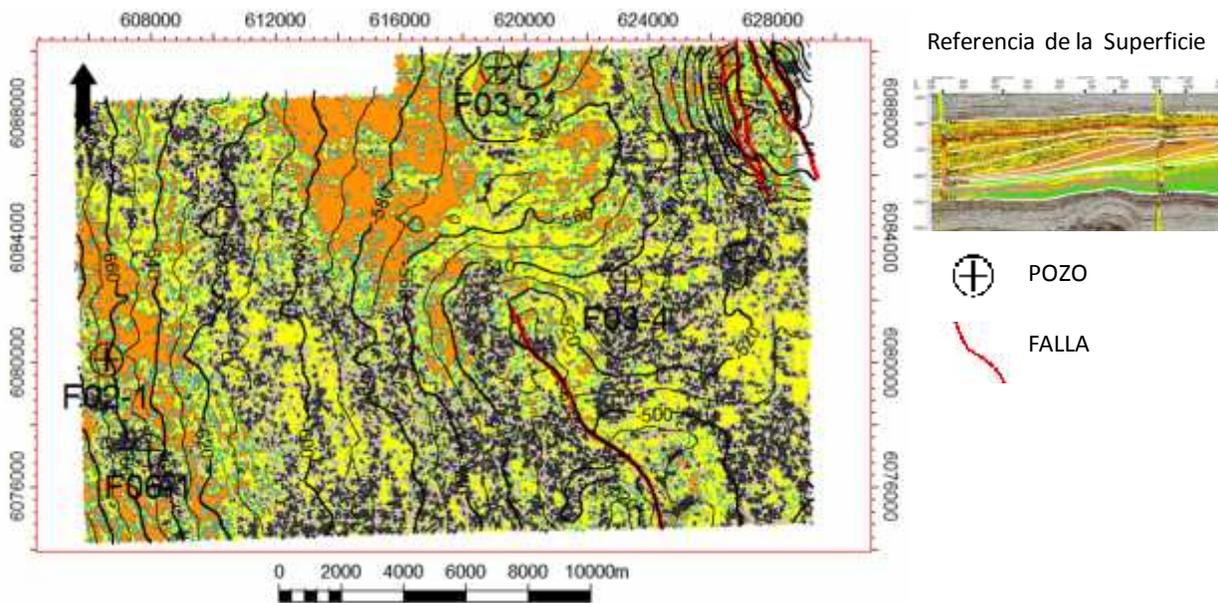


Figura 38.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie FS14.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Sec 11 (ms)

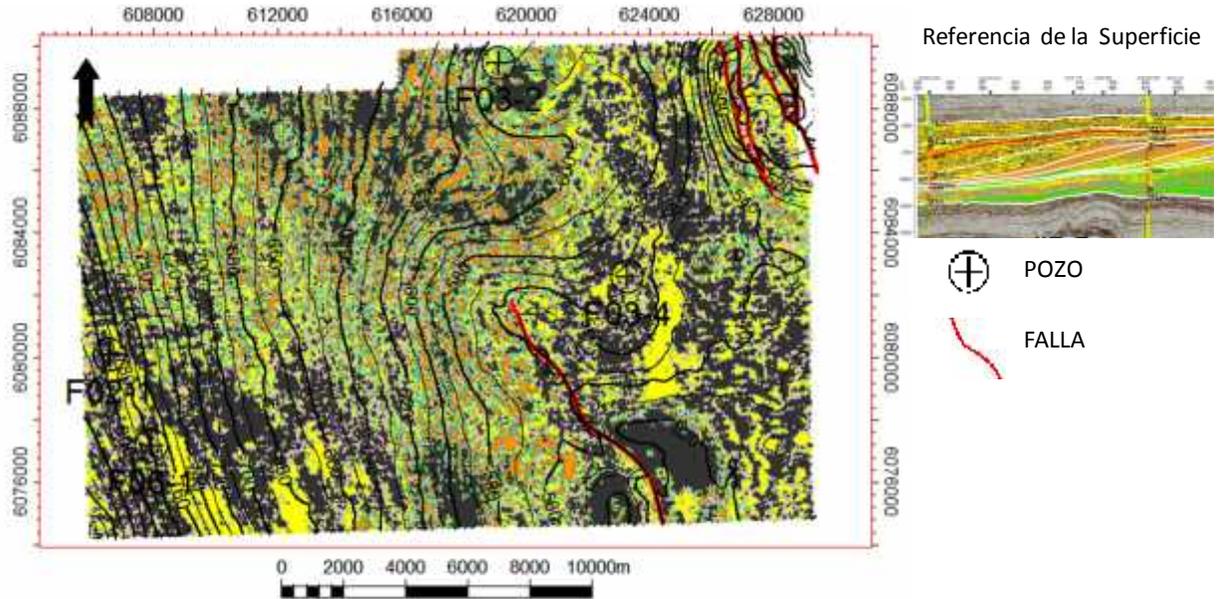


Figura 39.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec11.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Sec 10 (ms)

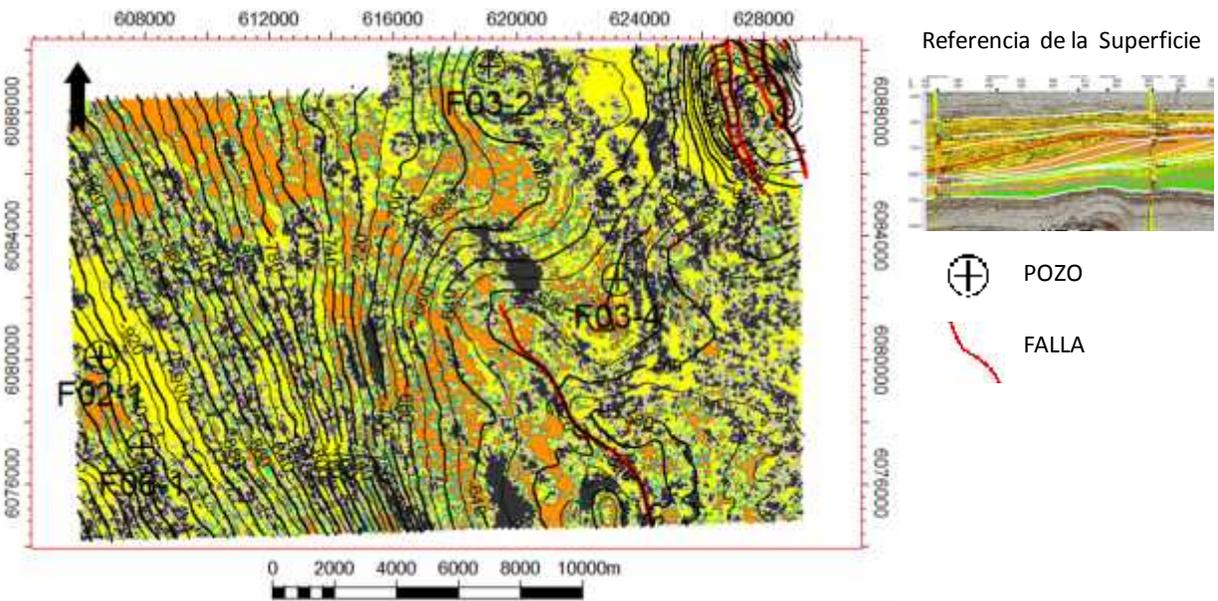


Figura 40.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec10.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Sec 9(ms)

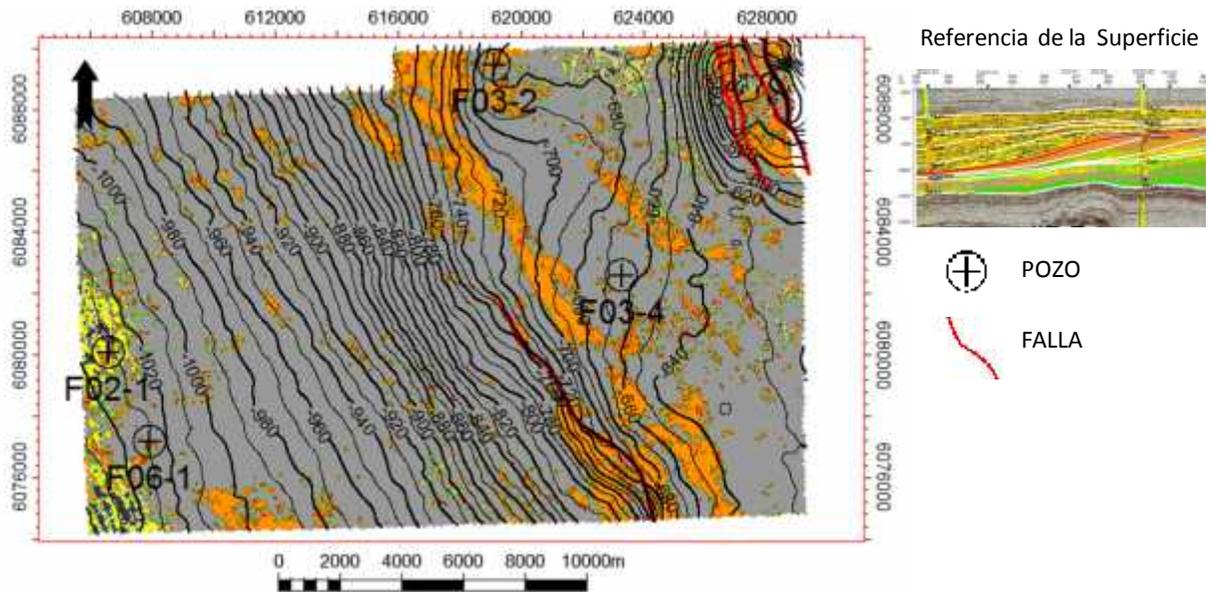


Figura 41.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec9.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Truncation (ms)

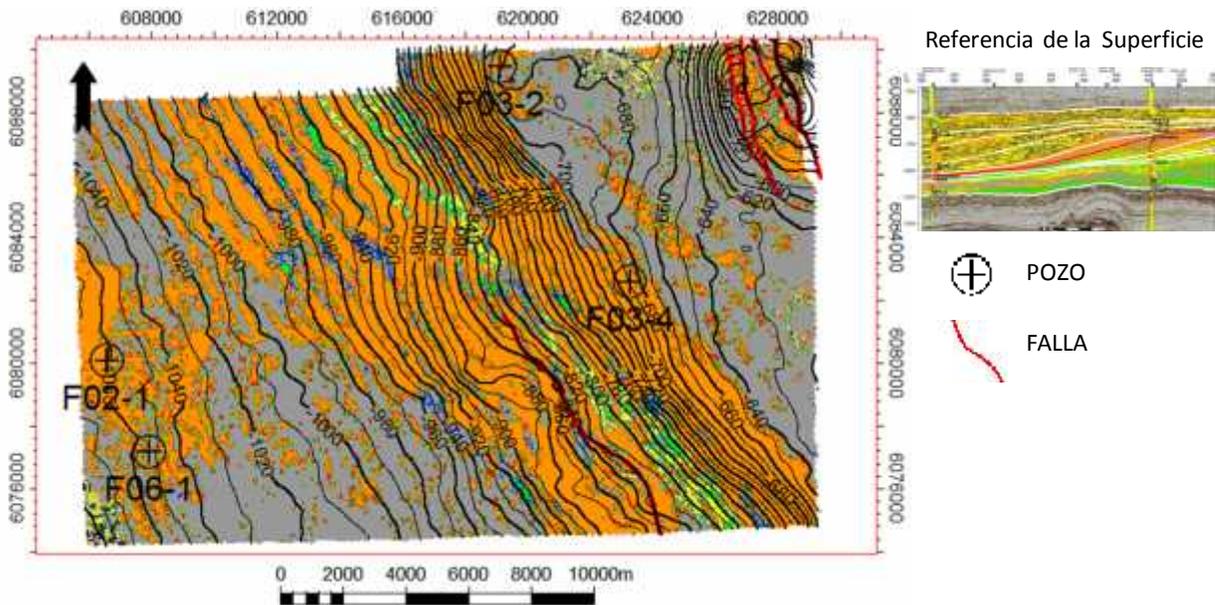


Figura 42.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Truncation.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Sec 7 (ms)

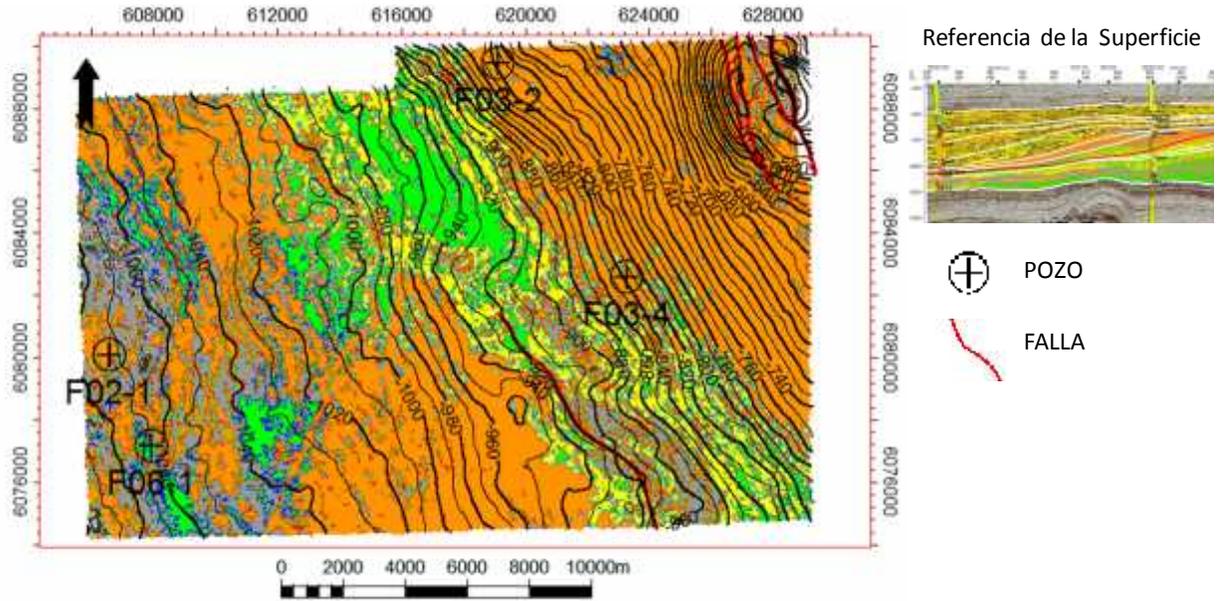


Figura 43.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec 7.

Facies Discretas - Cima de la Superficie Sec 6 (ms)

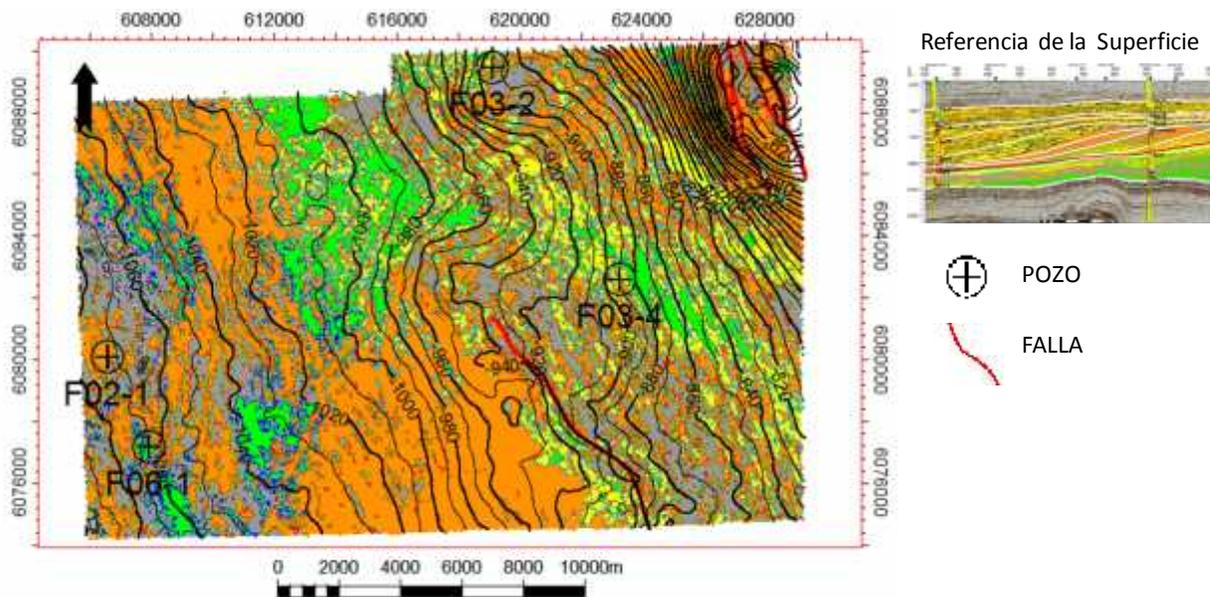


Figura 44.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec 6.

Facies Discretas - Cima de la Superficie FS5 (ms)

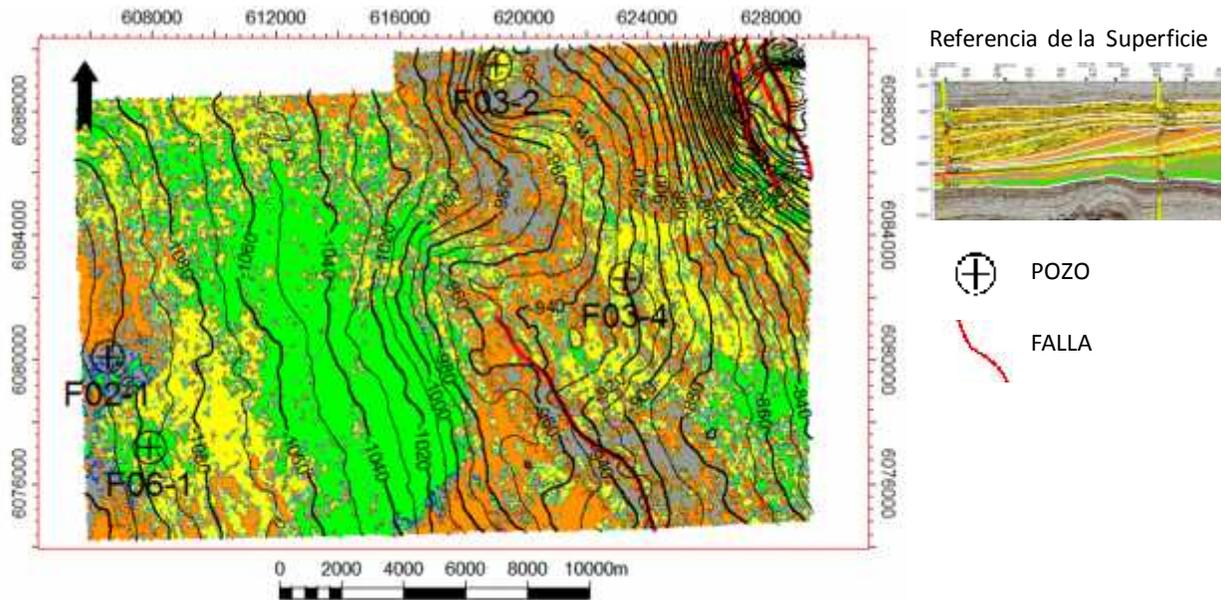


Figura 45.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie Sec 5.

Facies Discretas - Cima de la Superficie FS0 (ms)

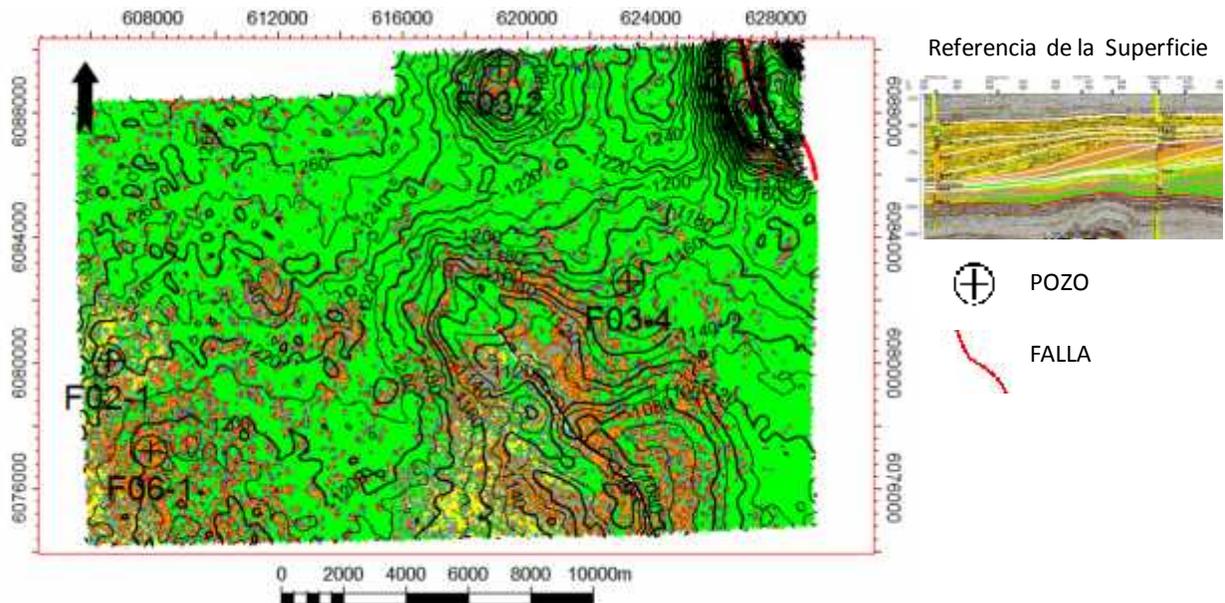


Figura 46.- Mapa de contornos y facies discretas de Atributos Sísmicos y datos de Pozo, Cima de Superficie FS0.

REFERENCIAS

- Aitken John F. and John A. Howell, 1996, High resolution sequence stratigraphy: innovations, applications and future prospects, Geological Society, London, Special Publications 1996, v.104.
- Barnes Arthur E., Landmark Graphics Corporation. 2000. Attributes For Automating Seismic Facies Analysis, SEG Annual Meeting, August 6 - 11, 2000 , Calgary, Alberta.
- Barceló Duarte J., 2000, Apuntes de Estratigrafía Sísmica, UNAM.
- Bhattacharya, J. 2009. Wheeler's confusion and the seismic revolution: How geophysicists saved stratigraphy. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2009: pp. 3510-3514.
- Bouma A. H., C. G. Stone, 2000, Fine-Grained Turbidite Systems , AAPG Memoir No. 72.
- Catuneanu O., 2006, Principles of sequence stratigraphy, Elsevier, Amsterdam, 375p Emery,
- Catuneanu O., V. Abreu, et al, 2009, Towards the Standardization of Sequence Stratigraphy, Earth-Science Reviews 92:1–2 (January 2009), pp. 1–33.
- Dominic, Myers, Keith. J., 1996, Sequence Stratigraphy, Blackwell, Oxford, UK.
- Data & Consulting Services Schlumberger Oilfield Services, Petrel* 2012.5 User Manual. Sep-2013.
- De Bruin, G. & Bouanga, E.C. , 2007, Time Attributes of Stratigraphic Surfaces, Analyzed in the Structural and Wheeler Transformed Domain, 69th EAGE Conference & Exhibition, June 2007, London.
- Galloway William E., 1989, Genetic stratigraphic sequences in basin analysis; I, Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units AAPG Bulletin, v. 73, p. 125-142.
- Groot Paul de, Geert de Bruin, Nanne Hemstra, 2006. How to Create And Use 3D Wheeler Transformed Seismic Volumes, SEG Annual Meeting, October 1 - 6, 2006 , New Orleans, Louisiana.
- Haq B.U., Hardenbol J. and Vail P.R., 1987, Chronology of Suctuating sea levels since the Triassic (250 million years ago to present). Science 235: 1156-1167.
- Henderson Russell B., 2004, The application of multivariate statistics and neural networks to the prediction of reservoir parameters using seismic attributes, Ph. Thesis University of Calgary, Alberta.
- Hertz, J., Krogh, A., and Palmer, R. G., 1991, Introduction to the Theory of Neural Computation. Addison- Wesley, Redwood City CA.
- Hunt D. and Tucker M. E., 1992, Stranded parasequences an the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall: Sedimentary Geology, 81, pp. 1–9.

Iloghalu E. M., 2003, Application of neural networks technique in lithofacies classifications used for 3D reservoir geological modeling and exploration studies. A novel computer based methodology for depositional environments interpretation, AAPG Annual Convention May 11-14, Salt Lake City, Utha.

M. Turhan Taner, James S. Schuelke, Ronen O'Doherty, and Edip Baysal ,1994. Seismic attributes revisited. SEG Technical Program Expanded Abstracts 1994: pp. 1104-1106.

Murguia S., David H. Zamora G., Fernando Rodriguez. 2003. Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicotepec Basin, Gulf of Mexico, SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 5–8 October 2003.

Mayall Mike, Ciaran O'Byrne, 2002. Reservoir Prediction and Development Challenges in Turbidite Slope Channels. Offshore Technology Conference held in Houston, Texas U.S.A., 6–9 May 2002.

Miall Andrew D. , 1986, Eustatic sea level changes interpreted from seismic stratigraphy a critique of the methodology with particular reference to the North Sea Jurassic record. AAPG Bulletin, v. 70 V, P. 131-137.

Miall Andrew D. , 2010, The Geology of Stratigraphic Sequences, Second Edition, Springer Heidelberg Dordrecht London New York.

Mitchum M. Jr., P. R. Vail , J. B. Sangree, 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 6. Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation, Memoir AAPG Special Volumes, pp. 117- 133. A165 (1977).

Moore R.C., 1949, Meaning of facies, Geological Society of America Memoir 39, p. 1–34

Mutti Emiliano, , Roberto Tinterri, Giovanni Benevelli, Davide di Biase, Giorgio Cavanna, 2003, Deltaic, mixed and turbidite sedimentation of ancient foreland basins, Elsevier, Volume 20, Issues 6–8, Pages 733–755.

Overeem I, Welteje G. Bishop Kay C. Kroonenberg S.B., 2001, The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply, Basin Research 13, 293-312.

Posamentier, H. W., and Vail, P. R., 1988, Eustatic controls on clastic deposition II—sequence and systems tract models, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 42, pp. 125–154.

Posamentier H. W. and Allen G. P., 1999, Siliciclastic sequence stratigraphy—concepts and applications: Society for Sedimentary Geology (SEPM), Concepts in sedimentology and paleontology 7, 210p.

Posamentier H.W. and Kolla Venkatarathnan, 2003, Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Elements in Deep-Water Settings, Journal of Sedimentary Research, vol. 73 no.3 367-388.

Prather B. E., J. R. Booth, G. S. Steffens, and P. A. Craig, 1998, Classification, Lithologic Calibration, and Stratigraphic Succession of Seismic Facies of Intraslope Basins, Deep-Water Gulf of Mexico, AAPG Bulletin, V. 82 , No. 5A, P. 701-728.

Randen, T., Monsen, E., Signer, C., Abrahamsen, A., Hansen, J., Sæter, T., and Schlaf, J. (2000) Three dimensional texture attributes for seismic data analysis. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2000: pp. 668-671.

Rogers, S.J., Fang, J.H., Karr, C.L. et al. 1992. Determination of Lithology from Well Logs Using a Neural Network. AAPG Bull. 76 (5): 731-739.

Royhan Gani M., 2004, From Turbid to Lucid: A Straightforward Approach to Sediment Flows and Their Deposits,SEPM Society for Sedimentary Geology Volume 2, No. 3.

Selley Richard C. ,2000, Applied Sedimentology, imprint : Academic Press, Published: May 2000.

Shanmugam G,R. J. Moiola, 1982, Eustatic control of turbidites and winnowed turbidites, The Geological Society of America, v. 10, p. 231-235.

Shanmugam G. , R.J. Moiola,1984, Eustatic control of calciclastic turbidites, Elsevier, Volume 56, Issues 1–4, Pages 273–278.

Sheriff. Robert E., et al, 1995, Exploration Seismology, Second Edition, Cambridge University Press, New York, USA

Slatt Roger M., 2007. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists and engineers,Elsevier, Volume 6, 2007.

Sloss, L. L., Krumbein W. C. and Dapples E. C., 1949, Integrated facies analysis; in Longwell, C. R., ed., Sedimentary facies in geologic history: Geological Society of America Memoir 39, pp. 91–124.

Schlumberger. 2012. Petrel User Guide

Sønneland, L., O. Barkved, M. Olsen, and G. Snyder.Application of seismic wavefield attributes in reservoir characterization. GECO Internal Report. 1983.

Sørensen, Jan C, Gregersen Ulrik, Breiner Morten, Michelsen Olaf.,1997, High-frequency sequence stratigraphy of Upper Cenozoic deposits in the central and southeastern North Sea areas, Elsevier, Volume 14, Pages 99–123.

Thorne Julian A, 1992. An Analysis of the Implicit Assumptions of the Methodology of Seismic Sequence Stratigraphy: Chapter 21: Sea-Level and Seismic Stratigraphic Studies, AAPG Memoir, M 53, Pag 373-394.

Trygve Randen, Benoit Reymond, Hans Ivar Sjulstad, and Lars Sønneland, 1998, New Seismic Attributes for Automated Stratigraphic Facies Boundary Detection, 1998 SEG Annual Meeting, September 13 - 18, 1998 , New Orleans, Louisiana.

Turhan Taner M., 2001, Seismic Attributes, Rock Solid Images, CSEG Recorder, Vol 26, No 07.

Vail Peter R Mitchum RM, Jr, Thompson III S, 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 3. Relative Changes of Sea Level from Coastal Onlap: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation, AAPG Special Volumes 165, 63-81.

Van Wagoner J. C., R. M. Mitchum, K. M. Campion, V. D. Rahmanian, 1990, Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies, AAPG Special Volumes.

Van Wagoner, J.C., H.W. Posamentier, R.M. Mitchum, P.R. Vail, J.F. Sarg, T.S. Loutit, and J. Hardenbol, 1987, Seismic Stratigraphy Interpretation Using Sequence Stratigraphy: Part 2: Key Definitions of Sequence Stratigraphy, AAPG Studies in Geology #27.

Weimer Paul, Henry W. Posamentier, 1993, Recent Developments and Applications in Siliciclastic Sequence Stratigraphy, Chapter 1 Overview, AAPG Memoir M 58.

Weimer; P. and H.W. Posamentier eds, 1993. Siliciclastic sequence stratigraphy: recent developments and applications. AAPG Memoir 58, Tulsa, OK: AAPG.

Wheeler, H.E., 1958. Time-stratigraphy. AAPG Bulletin, v. 42, p. 1047-1063.

Williams, G.D. and A. Dobb. eds., 1993. Tectonics and seismic sequence stratigraphy, 1993. The Geological Society. (Also available from AAPG).

Wornardt W. , 1993. Application Of Sequence Stratigraphy To Hydrocarbon Exploration, Offshore Technology Conference, 3 May-6 May 1993, Houston, Texas.

Yilmaz Özdoğan, 1987, Seismic Data Processing :Investigations in Geophysics , Hardcover, Oct. 1987.

Web Año 2015

<https://earth.google.es/>.

<https://opendtect.org/osr/>

<https://opendtect.org/osr/pmwiki.php/Main/UsagePolicy>

www.extremetech.com