

2005

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

DE LA BIBLIOTECA
CENTRAL DE LA UNAM
MAYO 2005

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TRABAJO TERMINAL

**"MODELO GEOLÓGICO DEL PLIOCENO INFERIOR Y
MEDIO DEL ÁREA DE COSTERO"**

QUE PARA OBTENER LA ESPECIALIZACIÓN EN:

ESTRATIGRAFÍA

PRESENTA:

HUGO PEÑA RAMÍREZ

PENA RAMIREZ, HUGO



MAYO DE 2005



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.

DEDICATORIAS

A MIS PADRES

PABLO Y DOLORES

POR QUE NUNCA NADA SERÁ SUFICIENTE PARA AGRADECERLES TODO EL AMOR Y APOYO QUE ME HAN BRINDADO

A MIS HERMANOS

MARIA DE LA LUZ
ANDRES
CIRO
HERACLIO
PATRICIA YESMIN
JUAN JOSE
YENDERINA

SIEMPRE LOS RECUERDO

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo reoepcional.

NOMBRE: Hugo René Romero

FECHA: 2 diciembre - 2009

FIRMA: P.A.

Mg. Dolores Lucía Romero

A MI ESPOSA

MARIA LETICIA

A MIS HIJOS

**VICTOR HUGO
MIGUEL ANGEL
JOSUÉ**

**PORQUE SON LO MÀS IMPORTANTE DE MI VIDA
LOS AMO**

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a las autoridades de PEMEX Exploración y producción(PEP) la oportunidad brindada para efectuar los estudio de la Especialidad en Estratigrafía.

M. en C. Alfredo Guzmán Baldizán
Ing. Quintín Cardenas Jammct
Ing. Alvar A. Sosa Patrón
Ing. Juan M. Hang Wong

A la Subdirección de Tecnología Desarrollo Profesional

Ing. Téodulo Gutiérrez Acosta
Ing. B. Patricia Ocegüera Serrano

Al asesor del trabajo terminal

Dr. Gorgonio García Molina

Miembro del Jurado

Dr. Juaquin Eduardo Aguayo Camargo
Ing. Samuel Eguiluz de Antuñano

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México

M. C. Víctor M. Dávila Alcocer
Coordinador de la Especialidad de Estratigrafía
Dr. Jaime Barceló Duarte

Al In g. José R. Martínez Landín por el apoyo del manejo Software SeisWork de Landmark

Al Ing. Víctor Durán Rodríguez y al Lic. José de la Rosa por el apoyo en sistema de informática y archivos técnicos.

Un especial agradecimiento a mis compañeros de la Especialidad en Estratigrafía.

INDICE	1
RESUMEN	3
INTRODUCCIÓN	3
CAPITULO I	
I. 1.- OBJETIVO	4
I. 2. - JUSTIFICACIÓN	4
I. 3.- ANTECEDENTES DEL ÁREA	5
I.3.1.- LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	5
I.3.2.- UBICACIÓN GEOLÓGICA	7
I.3.3.- ESTUDIOS GEOFÍSICOS PREVIOS EN EL AREA	7
I.3.4.- INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA-GEOFISICA	7
I.3.5.- ECONÓMICOS	9
I.3.6.- ESTRATIGRAFÍA	10
CAPITULO II	
II.- DESARROLLO DE TRABAJO	12
II. 1.- RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	13
II.1.1.- POZOS	13
II.1.2.- BIOESTRATIGRAFÍA	13
II.1.3.- SÍSMICA	13
II. 2.- IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS A LÍMITE DE SECUENCIAS Y SYSTEMS TRACTS	14
II.2.1.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO DEL MAR "LOWSTAND SYSTEMS TRACTS"(LST)	14
II.2.2.- SISTEMAS TRANSGRESIVOS "TRANSGRESSIVE SYSTEMS TRACTS" (TST)	16
II.2.3.- SUPERFICIE DE MÁXIMA INUNDACIÓN (MAXIMUM FLOODING SURFACE)(MFS)	16
II.2.4.- SISTEMAS DEL NIVEL ALTO "HIGHSTAND SYSTEMS TRACTS"(HST)	16
II. 3. CALIBRACIÓN DEL REGISTRO CON LA CURVA TZ Y LA SÍSMICA	17
II. 4.- IDENTIFICACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERÉS	17

II. 5.- MAPEO DE LOS INTERVALOS DE INTERÉS	20
II.-6.- INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	21
II.6.1.- SISTEMAS TRANSGRESIVOS(TST)	21
II.6.2.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO TARDIO (LST)	22
II.6.3.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO TEMPRANO (LST)	22
II. 7.- ESTABLECIMIENTO DEL MODELO GEOLÓGICO	36
CAPITULO III	
II. 8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
BIBLIOGRAFÍA	42

RESUMEN

El área de estudio se localiza al Norte de la cuenca de Macuspana aproximadamente 3km de la Cd. de Frontera, Tabasco sus coordenadas UTM son: A(X=546,140, Y= 2,063,400), B(X=558,000, Y= 2,057,300), C(X=548,260, Y= 2,054,900), D(X= 560,200, Y= 2,057,300).

La columna estratigráfica estudiada comprende del Plioceno Inferior al Plioceno Medio y corresponde a dos cuerpos uno arenoso y otro arcilloso.

Se identificaron 2 candidatos a límites de secuencias, el SB 3.95ma y la 3.21ma, correspondiendo a una secuencia del 3er orden. Se identifican 3 sistemas de depósito: Un sistema de nivel bajo(LTS), un sistema transgresivo(TST) y un sistema de nivel alto(HST) y una superficie de máxima inundación(MFS), apoyados por bioestratigrafía, patrones de registros y sísmica.

El sistema transgresivo(TST) y el sistema de nivel bajo(LST) son los que presentan mayor interés petrolero.

En el sistema de nivel bajo(LST), se identifica un complejo progradante un complejo de abanico de talud mientras que en el sistema transgresivo(TST) se identifican barras proximales.

INTRODUCCION

La exploración petrolera en esta área se inició de año de 1905 y en los 70's se ve suspendida por los grandes descubrimientos de aceite en las cuencas mesozoicas de Chiapas - Tabasco. Hoy Petróleos Mexicanos trata de retomar con estudios la exploración a partir de nuevas tecnologías más eficientes que puedan reducir tiempos y costos de inversión.

Actualmente Petróleos Mexicanos realiza proyectos en cuencas gasíferas del país como es la de Macuspana, Veracruz, Salina del Istmo y Burgos, con el propósito de incrementar su producción de gas para poder satisfacer la demanda nacional, en este sentido la cuenca de Macuspana pretende incorporar reservas de 2250 MMPCD de gas en un periodo de 6 años e incrementar su producción de 153MMPCD a 767 MMPCD.

Para concretar los compromisos y poder incorporar reservas petroleras es necesario tener el conocimiento de nuevas metodologías que auxilien para predecir modelos geológicos más precisos y por ende se den mejores localizaciones exploratorias con el menor riesgo geológico.

La estratigrafía de secuencias, es una disciplina de síntesis en que se analiza toda la información de una cuenca, en donde se usa principalmente información sísmica de una cuenca, registros de pozos, datos bioestratigráficos y afloramientos para concebir un modelo de depósito más preciso, el cual puede ajustarse con el diagrama de ciclos eustáticos de una cuenca o provincia geológica.

En este trabajo, se presenta un ejercicio de la metodología de estratigrafía de secuencias, en el nivel Plioceno Inferior Medio el área del Campo Costero, ubicado en la cercanía de la Ciudad de Frontera Tab.

I. 1.- OBJETIVO.

Establecer el modelo geológico del Plioceno Inferior - Medio del área del Campo Costero(Cubo Sísmico 3D) en la porción noroeste de la cuenca de Macuspana.

I.2.- JUSTIFICACIÓN.

En sus inicios Petróleos Mexicanos(1938) realizaba sus exploraciones en un marco netamente estructural de tal forma que de un total 178 el 89% de estos pozos exploratorios perforados no dieron el éxito esperado solo el 21% fue exitoso, en gran parte porque no se tomó en cuenta el aspecto estratigráfico. Es bien sabido que algunos pozos productores no se pudieron desarrollar debido al desconocimiento de ambiente de depósito de las arenas productoras. Por lo que hoy sabemos las arenas tienen orígenes diferentes como son las turbiditas, barras arenosas costeras, canales fluviales, etc.

Por estas razones es necesario e imprescindible conocer el modelo geológico que ayude a proponer mejores localizaciones con el menor riesgo geológico así como orientar nuevos estudios de exploración en el área.

Para concretar los compromisos y poder incorporar reservas petroleras es necesario tener el conocimiento de nuevas metodologías que auxilien para predecir modelos geológicos más precisos y por ende se den mejores localizaciones exploratorias con el menor riesgo geológico.

La estratigrafía de secuencias, es una disciplina de síntesis en que se analiza toda la información de una cuenca, en donde se usa principalmente información sísmica de una cuenca, registros de pozos, datos bioestratigráficos y afloramientos para concebir un modelo de depósito más preciso, el cual puede ajustarse con el diagrama de ciclos eustáticos de una cuenca o provincia geológica.

En este trabajo, se presenta un ejercicio de la metodología de estratigrafía de secuencias, en el nivel Plioceno Inferior Medio el área del Campo Costero, ubicado en la cercanía de la Ciudad de Frontera Tab.

I. 1.- OBJETIVO.

Establecer el modelo geológico del Plioceno Inferior - Medio del área del Campo Costero(Cubo Sísmico 3D) en la porción noroeste de la cuenca de Macuspana.

I.2.- JUSTIFICACIÓN.

En sus inicios Petróleos Mexicanos(1938) realizaba sus exploraciones en un marco netamente estructural de tal forma que de un total 178 el 89% de estos pozos exploratorios perforados no dieron el éxito esperado solo el 21% fue exitoso, en gran parte porque no se tomó en cuenta el aspecto estratigráfico. Es bien sabido que algunos pozos productores no se pudieron desarrollar debido al desconocimiento de ambiente de depósito de las arenas productoras. Por lo que hoy sabemos las arenas tienen orígenes diferentes como son las turbiditas, barras arenosas costeras, canales fluviales, etc.

Por estas razones es necesario e imprescindible conocer el modelo geológico que ayude a proponer mejores localizaciones con el menor riesgo geológico así como orientar nuevos estudios de exploración en el área.

I.3.- ANTECEDENTES DEL ÁREA.

La Cuenca de Macuspana está ubicada en el sureste de México en la porción este de Estado de Tabasco, forma parte de la provincia geológica conocida como Cuencas Terciarias del Sureste, tiene una extensión aproximada de 7,300 km².

Se considera una cuenca madura ya que se han contabilizados 627 pozos perforados, de los cuáles 178 fueron exploratorios, de estos 167 tuvieron objetivos terciarios y 11 con objetivos mesozoicos, se tiene un éxito exploratorio del 21% dado por 36 pozos productores.

La exploración de la cuenca se inició desde 1905 con el descubrimiento de campo Sarlat y el último descubrimiento fue el campo Acachu en 1973, la actividad exploratoria se vio suspendida en los 70's debido a los grandes descubrimientos de aceite en las cuencas mesozoicas de Chiapas-Tabasco en plays del Cretácico y Jurásico.

La producción de la cuenca proviene de cinco principales campos que son el José Colomo, Chilapilla, Hormiguero, Usumacinta, Cobos y otros campos pequeños, el tipo de hidrocarburos que se obtiene es principalmente gas seco, gas húmedo y aceite, dicha producción proviene de sedimentos del Mioceno Superior- Plioceno.

I.3.1- LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La cuenca de Macuspana se localiza al sureste de República Mexicana en el Estado de Tabasco, las principales ciudades al Oeste la ciudad de Villahermosa, hacia al suroeste ciudad PEMEX y Macuspana mientras que al norte la ciudad de Frontera y el Golfo de México; tiene una extensión de 7,300km² (ver Fig. 1)

Las coordenadas UTM del cubo sísmico denominado Costero 3D son:

VÉRTICES	X	Y
A	548140	2063400
B	558000	2066340
C	546260	2054900
D	560200	2057300

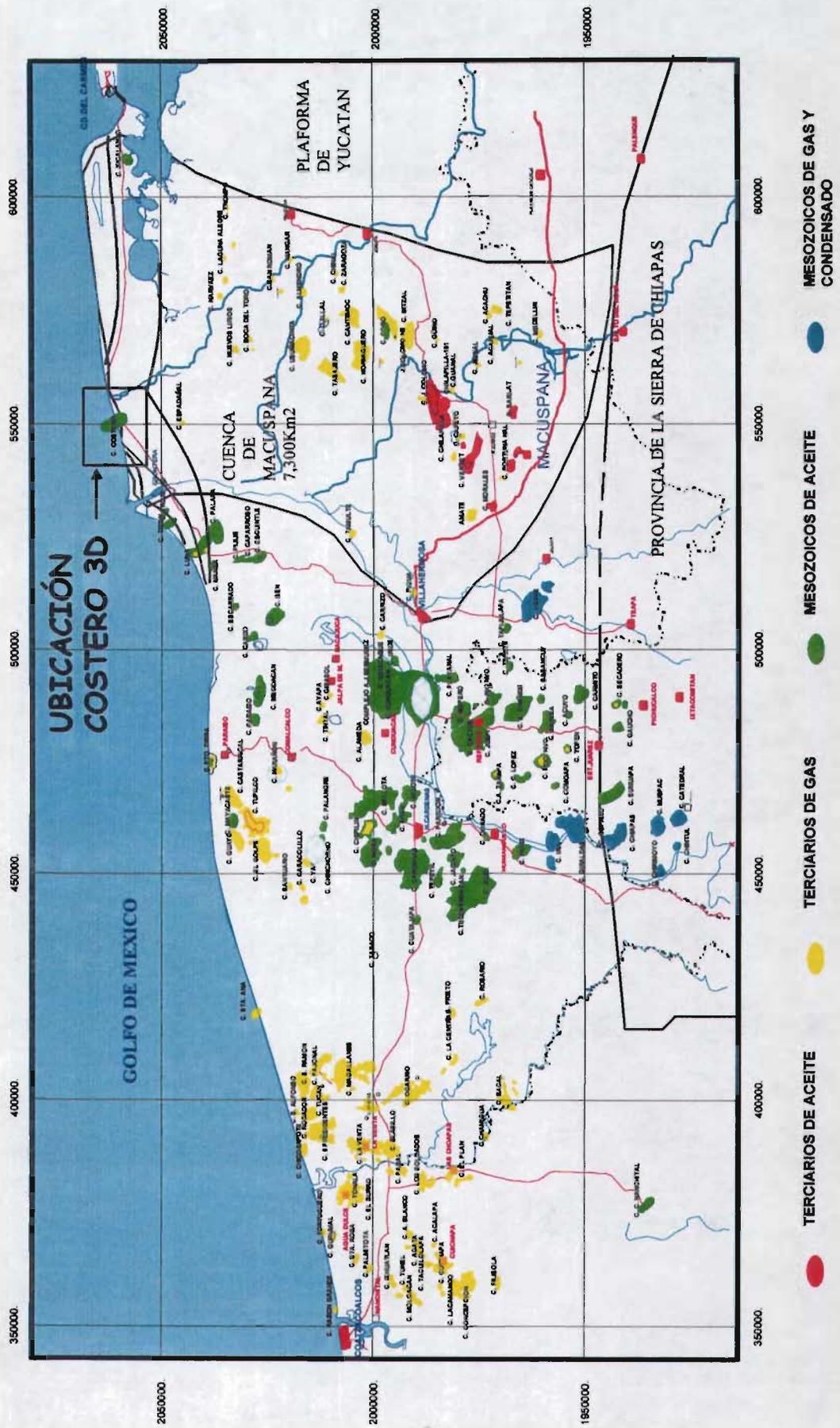


Fig. 1.- Localización del área del cubo sísmico Costero 3D, y los principales campos productores de hidrocarburo de la región sur

Los ríos que lo atraviesan son los ríos Grijalva, Usumacinta y el San Pedro, que desembocan al Golfo de México; estos sistemas de drenaje hidrológico han formados grandes deltas (Fig. 1).

I.3.2.- UBICACIÓN GEOLÓGICA

La cuenca de Macuspana forma parte de la provincia geológica de cuencas terciarias del Sureste, está limitada por los siguientes elementos geológicos: al este la Plataforma de Yucatán, al oeste por el pilar Estructural-Akal, al Norte esta abierto al Golfo de México y al sur por la Provincia Geológica de la Sierra de Chiapas; (ver Fig. 2.)

I.3.3.- ESTUDIOS GEOFÍSICOS PREVIOS EN EL ÁREA

Métodos Gravimétricos.- La campaña de Petróleos "El águila" inicia la exploración gravimétricas en el año de 1923, abarcando gran parte de Tabasco posteriormente Petróleos Mexicanos inició trabajos de gravimetría logrando identificar un máximo de gran extensión con rumbo S-SW a N-NE, dentro de los anticlinales el Pon y Xicalango en su extremo Noroeste y al sureste los pliegues de Belem, Sarlat, Vernet, José Colomo, Chilapilla, etc.

Métodos Sismológicos. Los primeros estudios fueron realizados por La Compañía Latino Americana, al servicio de Petróleos Mexicanos en 1950, por el método de sismología de reflexión (2D), bajo este método se logró proponer y perforar las primeras estructuras con éxito en los descubrimientos de gas y condensados. Un sin números de trabajo se han realizados bajo este método, actualmente los estudios sísmicos son más sofisticados se obtiene información sísmica en 3D.

I.3.4.- INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA-GEOFISICA

El análisis sísmico geológico permitió separar dos sistemas de deformación: el compresivo y el extensional. El sistema compresivo afecta a la secuencia mesozoica, paleógena y miocénica en todas las cuencas y está caracterizado por presentar anticlinales asimétricos cuyos ejes principales tiene una dirección NW-SE afectado en su flanco norte por fallas inversas ocasionados por esfuerzos provenientes del sureste.

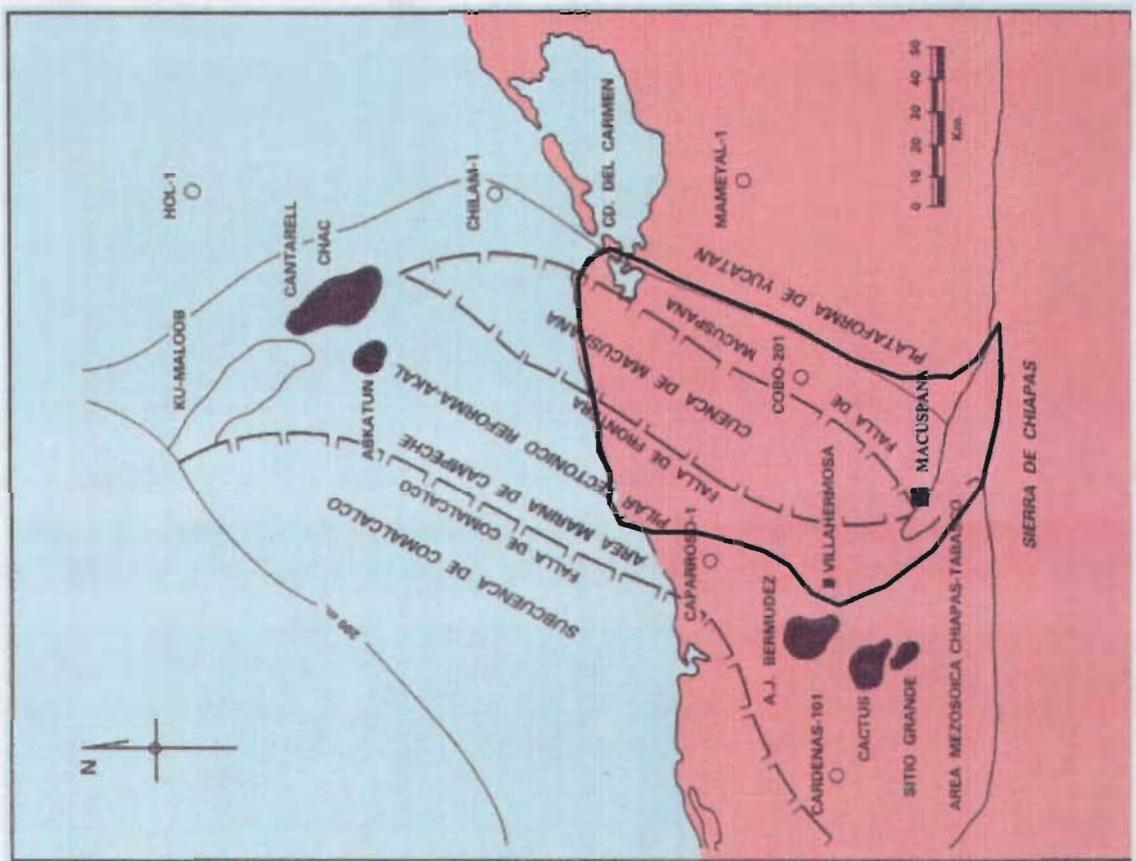


Fig. 2.- Marco tectónico de la cuenca de Macuspana

La Cuenca de Macuspana, esta afectada por el sistema extensional que se caracteriza por presentar fallas de crecimientos asociados a diapíros arcillosos que afectan a sedimentos del Mioceno, Plioceno y Pleistoceno.

I.3.6.- ECONOMICOS

Se muestra la siguiente tabla con el propósito de mostrar que la Cuenca de Macuspana tiene un gran potencial gasífero, se cuenta con 36 campos productores cuya producción principal proviene de cinco campos que son: José Colomo, Chilapilla, Hormiguero, Usumacinta y Cobos, los de menor importancia se enlistan en la tabla siguiente:

CAMPOS	AÑO DE DESCUBRIMIENTO	FORMACIÓN PRODUCTORA	INTERV. PROD.	PORO-SIDAD	PROD. INICIAL	TIPO DE HIDROCARBURO
FORTUNA NACIONAL	1947	AMATE INFERIOR	1740-2400M	22 %	178 BPD 1.842 MMPCD	ACEITE GAS SECO
XICALANGO	1950	AMATE INFERIOR	1367-1396M	28%	2.153 MMPCD	GAS
J. COLOMO	1951	AMATE SUPERIOR	1470-1472M	27%	255BPD 0.6MMPCD	ACEITE GAS
BITZAL	1953	ZARGAZAL, ENCAJONADO AMATE SUPERIOR	791-793M 1385-1390	28%	2.83 MMPCD	GAS SECO
CANTEMOC	1953	AMATE SUPERIOR	1400-	24%	10.2 MMPCD	GAS SECO
VERNET	1954	ENCAJONADO	S/D	22-28	118 BPC 1.018MMPCD	ACEITE GAS
CHILAPILLA	1956	AMATE SUPERIOR	2453-2483M	20%	255 BPD 0.6 MMPCD	ACEITE GAS
COBO	1959	AMATE SUPERIOR	1518-1525M	28.5%	0.028 MMPCD	GAS SECO
HORMIGUERO	1959	AMATE SUPERIOR	1346-1468m	25%	25MMPCD	GAS SECO
TAMULTE	1960	ENCAJONADO	S/D			
ACACHU	1973	CLZ. MACUSPANA	1697-2500M	10%	2.90 MMPC	GAS SECO
ACAUAL	1969	AMATE INFERIOR	1040-1043M	32%	2 MMPCD	GAS SECO
ALMENDRO	1962	AMATE SUPERIOR	1273-1281M	27%	5.6 MMCD	GAS SECO
BOCA DEL TORO	1966	AMATE SUPERIOR	1710-1719M 2293-3003M	25%	7.4MMPCD	GAS SECO
CAFETO	1968	AMATE SUPERIOR	1574-	22%		ACEITE Y GAS NO COMERCIAL
USUMACINTA	1962	AMATE SUPERIOR	2180-2182	26%	7.58MMPCD	GAS SECO
SAN ROMAN	1962	AMATE SUPERIOR	S/D	18-22%	1.227 MMPCD	GAS SECO
TASAJERO	1963	AMAE SUPERIOR	S/D			
MANGAR	1965	AMATE SUPERIOR	1330-1332.5M	26.2%	1.370MMPCD	GAS SECO
ZARAGOZA	1965	AMATE SUPERIOR	1320-1323	26%	2.7 MMPCD	GAS
TROMPO	1966	ENCAJONADO	626-820	30%	2.3 MMPCD	GAS SECO
SARLAT	1968	AMATE INFERIOR	S/D	23%	18 BPD	ACEITE
MEDELLIN	1968	AMATE SUPERIOR	353-360M	28 %	0.7 MMPCD	GAS SECO
GUIRO	1968	AMATE SUPERIOR	1180-1200M	25%	1.8 MMPCD	GAS SECO
GUANAL	1969	AMATE SUPERIOR	1487-1496M	23%	0.31 MMPCD	GAS SECO
MORALES	1969	AMATE INFERIOR	S/D	19%	1.2 MMPCD	GAS SECO
NVO. LIRIOS	1969	AMATE SUPERIOR	1735-1805M	20%	4.4 MMPCD	GAS SECO

PIGUA	1969	CONSEPCION SUP	1188-1193M	29.5%	266 BPD 0.239 MMPCD	ACEITE Y GAS
CHINAL	1970	AMATE SUPERIOR	958-960M	27%	0.5 MMPCD	GAS SECO
JIMBAL	1970	AMATE INFERIOR	1860-1863M	16%	2.8 MMPCD	GAS SECO
TEPETITAN	1971	CLZ. MACUSPANA	1567-1608M	12%	2.2MMPCD	GAS SECO
ESPANAÑAL	1971	ZARGAZAL	324-327M	20%	0.775 MMPCD	GAS SECO
LAGUNA ALEGRE	1971	AMATE SUPERIOR	1902-1908M	30%	4.19 MMPCD	GAS SECO
NARVAEZ	1971	AMATE SUPERIOR	1878-1890M	29%	7.7 MMPCD	GAS SECO
OJILLAL	1972	AMATE SUPERIOR	1431-1444M	30%	4.5 MMPCD	GAS SECO
NAZARETH	1986	CRET. INFERIOR		7.1%	403 BPD 4.148 MMPCD	GAS Y CONDENSADO
LACANTUM	1990	CRET. MEDIO	3235-3545M	2%	459 BPD 0.22 MMPCD	GAS Y CONDENSADO
COSTERO	1992	CRET. MEDIO	5745-5767M	3.5%	1759 BPD 8.3 MMPCD	ACEITE GAS
RIBEREÑO	1997	CRET. MEDIO		5%	291 BPD 11.4 MMPCD	GAS Y CONDENSADO

I.3.7.- ESTRATIGRAFIA

Los primeros estudios geológicos preliminares datan desde 1906 - 1930 por técnicos extranjeros, al sur de la Cuenca de Macuspana, posteriormente Petróleos Mexicanos en los años 40's a los 80's realizó estudios en las primeras estratificaciones de la Sierra de Chiapas y al sur de la Cuenca de Macuspana.

La columna estratigráfica esta constituida por las formaciones.

COLUMA ESTRATIGRAFICA DEL SUR DE LA CUENCA DE MACUSPANA

CUAT.	SERIE	FORMACION	LITOLOGIA	FAUNA	AMBIENTE SEDIMENTARIO
T E R C I A R O	P L I O C E N O	BELEM		OSTREA	FLUVIAL PALUDAL
		ZARGAZAL			LAGUNAR MARGINAL
		ENCAJONADO		PELECIPODOS GASTEROPODOS OSTREAS	DELTAICO
I A R O	M I O P E C I O	AMATE SUPERIOR		GLOBIGERINOIDES GLOBIGERINAS AMPHISTEGINAS RECTUVIGERINAS	NERITICO MEDIO- EXTERNO
	M I O D E C I O	AMATE INFERIOR		GLOBIGERINAS GLOBIGEROIDES GLOBORTALIA NODOSARIAS	NERITICO ?

CAPITULO II

II.- DESARROLLO DE TRABAJO.

En el presente trabajo se llevó a cabo un ejercicio de estratigrafía de secuencias, basado en el análisis de registros geofísicos, paleontología y sísmica, aplicado en el cubo sísmico Costero 3D al noroeste de la cuenca de Macuspana.

El método que se utilizó para identificar horizontes de mayor importancia geológica petrolera consistió en calibrar los registros geofísicos y los horizontes de interés con la sísmica, esto es colocar las curvas en profundidad a tiempo con la finalidad de correlacionarlos y mapearlos a través del cubo sísmico.

A los mapas resultantes se les aplicó el análisis de extracción de amplitud RMS a la superficie interpretada, así como cuerpo entre la superficie superior e inferior, esto con el objeto de poder visualizar el comportamiento de amplitudes que marcan rasgos geológicos que junto con el análisis de los registros y la paleontología hace posible determinar el modelo geológico del área en estudio.

A continuación se describen los diferentes pasos que se siguieron durante el presente trabajo terminal.

- II. 1.- Recopilación de la información
- II. 2.- Identificación de candidatos a limite de secuencia y systems tracts
- II. 3.- Calibración de los registros geofísicos con la curva TZ y la sísmica
- II. 4.- Identificación de los intervalos de interés
- II. 5.- Mapeo de los intervalos de interés
- II. 6.- Interpretación de los resultados
- II. 7.- Establecimiento del modelo geológico

II.1.- RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

II.1.1.- POZOS

El pozo Costero 1 es considerado en el estudio, ya que contiene la mayor información de registros se utilizaron las curvas de correlación SP, RG y el de resistividad ILD, además se manejó la curva TZ, para hacer la transformación de los registros de pozo a la información sísmica. También se encuentran los pozos Frontera 1, Victoria 1, 2 y 101 muy cerca del área sin embargo, no se tomó debido a la mala información de registro geofísicos.

De todos los pozos mencionados en ninguno se realizaron pruebas de producción en la columna terciaria, ya que los objetivos de estos pozos eran mesozoicos, así lo muestra el Pozo Costero 1 que es productor de gas y condensado en el Cretácico Medio.

II.1.2.- BIOESTRATIGRAFÍA

El control estratigráfico está basado en datos de microfósiles planctónicos y bentónicos y unidades litológicas, los cuales definen las siguientes formaciones en los pozos Victorias: Reciente, Belem, Zargazal, Encajonado y Amate Inferior, en los Costero 1 y Frontera 1 fue: Paraje Solo, Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto, se establecieron edades del Mioceno Superior al reciente.

En 1997, se realizó un reestudio en el pozo Costero 1 en el que se determinó escasa fauna, en esta porción de la columna del Plioceno Inferior - Medio, pero que ayudo modestamente en la interpretación geológica del presente estudio.

II.1.3.- SÍSMICA.

La información sísmica utilizada corresponde al cubo sísmico denominado Costero 3D en la versión migrada "C", la calidad de la información es de regular a buena en el intervalo comprendido de 1 a 3.5 segundos. La carga sísmica se realizó en la plataforma de Landmark y la interpretación se hizo en el módulo de interpretación seiswork.

II.2.- IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS A LÍMITE DE SECUENCIA Y SYSTEMS TRACTS.

Con base en el patrón vertical de la secuencia de los registros geofísicos (P. R. Vail and Walter W. Wornardt, 1993), datos paleontológicos y la correlación de gráficas cronoestratigráficas de secuencia para el Mioceno y Pleistoceno del Golfo de México (after Wornardt et al, 2000), fue posible identificar dos límites de secuencia, un sistema de Lowstand, uno Transgresivo, una MFS y un Highstand (Fig.3).

En el registro compuesto se marca la aparición de la microfauna *Globigerina nepenthes* a 2605m y la *Globorotalia juanai* a 2640m, la primera da una edad 3.90 ma, muy cerca del límite de secuencia de 3.95 ma y la segunda a 5.75ma este pequeño intervalo es probable que corresponda a una sección condensada. La batimetría que se reporta es batial superior, estos dos límites no se toman en cuenta en el estudio.

II.2.1.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO DEL MAR"LOWSTAND SYSTEMS TRACTS"(LST)

La aparición de la *Globigerina nepenthes* a la profundidad de 2605m se toma como base para identificar un límite de secuencia 3.95ma y establecer la base del Lowstand. La micro fauna bentónica *Melonis affinis* es la única reportada a esta profundidad y nos da una batimetría batial superior. En esta unidad se identifica un complejo de abanico de talud (sfc) y un complejo progradante (pc).

COMPLEJO DE ABANICO DE TALUD(sfc)

Tiene una cima a 2400m, en la parte inferior está constituida por zona arcillosa, así lo muestra el registro SP y culmina con un cuerpo de arenisca de 15m de espesor, es probable que corresponda a un banco de derrame. La micro fauna bentónica *Astacolus sp.*, se reporta a una profundidad de 2400m cuya paleobatimetría corresponde a un nerítico externo.

POZO COSTERO 1

KB 12M

PT 6500M

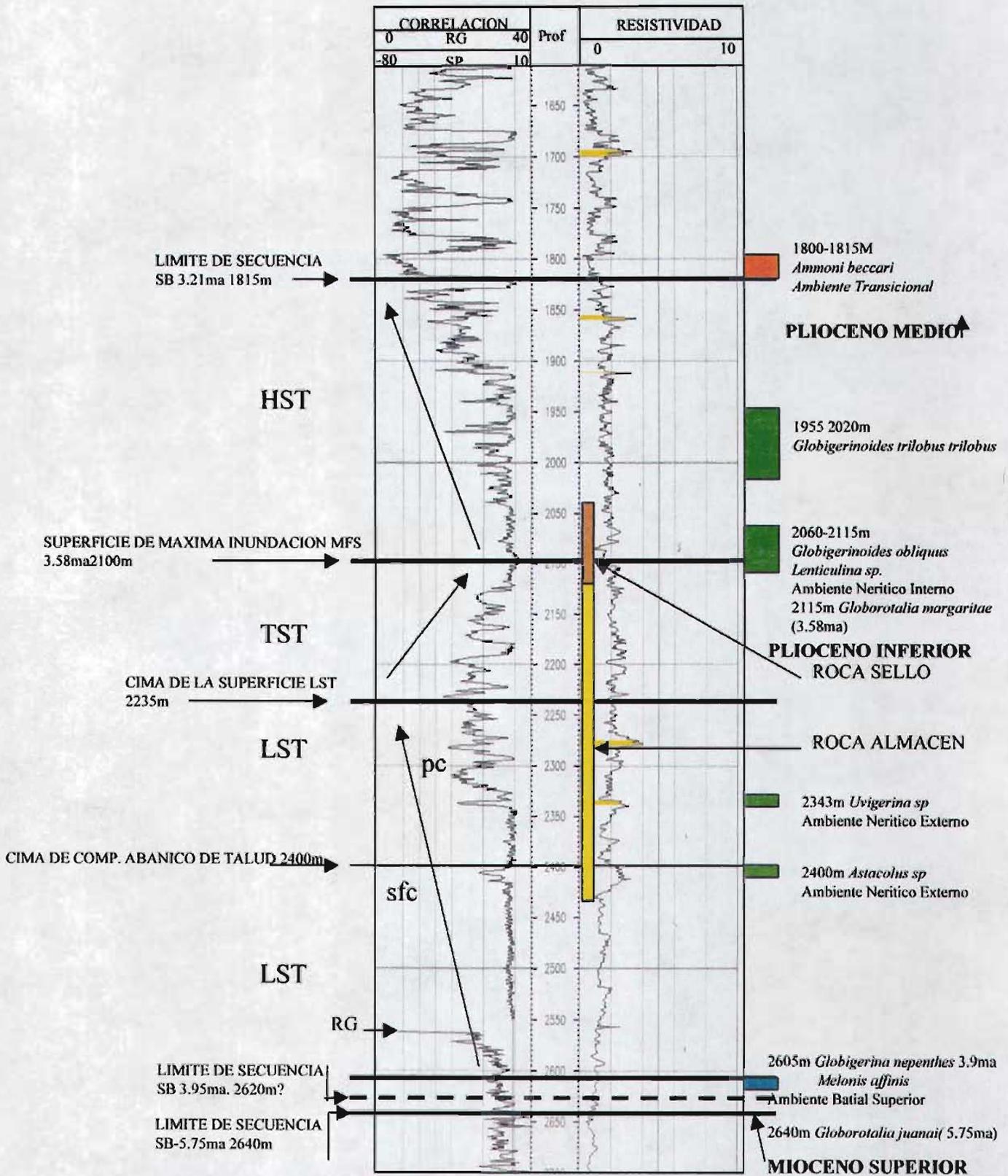


Fig 3 . Registro compuesto mostrando los limites de secuencia y los systems tracts del pozo Costero 1 Al norte-oeste de la cuenca de Macuspana.

COMPLEJO PROGRADANTE

Se identifica su cima a 2235m, está caracterizado por presentar unos cuerpos de arenas con espesor de 150m, tienen un carácter grano, creciente en el registro SP, finos en la base y gruesos en la cima, a la profundidad de 2343m se reporta la micro fauna bentónica *Uvigerina sp.*, cuya batimetría es nerítico externo.

II.2.2.- SISTEMAS TRANSGRESIVOS "TRANSGRESSIVE SYSTEMS TRACTS"(TST)

Este sistema se inicia a 2235m con una superficie transgresiva en la base (sobre el LST), le sobreyace un cuerpo de arenisca de 100m de espesor caracterizado en el registro SP por un patrón de una granulometría grano decreciente, en su cima esta presente una superficie de máxima inundación (MFS) que limita a este sistema. No se reporta microfauna.

II.2.3.- SUPERFICIE DE MÁXIMA INUNDACIÓN (MAXIMUM FLOODING SURFACE)(MFS).

Se reconoció a la profundidad de 2100m, marcado en el registro SP como una zona de máxima arcillosidad y la presencia de micro fauna *Globorotalia margaritae* que en referencia de trabajos realizados en el Norte del Golfo de México marca una sección condensada(3.58ma), en esta zona se identifico la fauna bentónica *Lenticulina sp.*, que nos indica un ambiente nerítico interno.

Esta superficie separa las unidades transgresivas infrayacentes del TST y de las unidades regresivas suprayacentes del HST

II.2.4.- SISTEMAS DEL NIVEL ALTO "HIGHSTAND SYSTEMS TRACTS"(HST)

Es el último sistema de la secuencia identificada cuya cima esta dada a 1815m, esta unidad corresponde a cuerpos de arenas de aproximadamente 200m de espesor, se caracteriza en el registro SP, por una granulometría grano creciente, fino en la base gruesa en la cima. No se tiene control paleontológico que nos ayude a identificar su paleo batimetría pero se infiere que pueda corresponder a un nerítico interno.

El límite de secuencia 3.21ma esta dado por el quiebre de la sedimentación y el patrón del SP que nos muestra un arreglo de probables parasecuencias transgresivas.

II.3.- CALIBRACIÓN DEL REGISTRO CON LA CURVA TZ Y LA SÍSMICA

La curva TZ (Fig. 4) fue utilizada para hacer la transformación de las curvas de los registros de los pozos a la información sísmica ver Fig. 5, en ella se muestra la transformación profundidad a tiempo y sirvió de base para la interpretación geológica - geofísica.

II.4.- IDENTIFICACIÓN DE LOS INTERVALOS DE INTERES

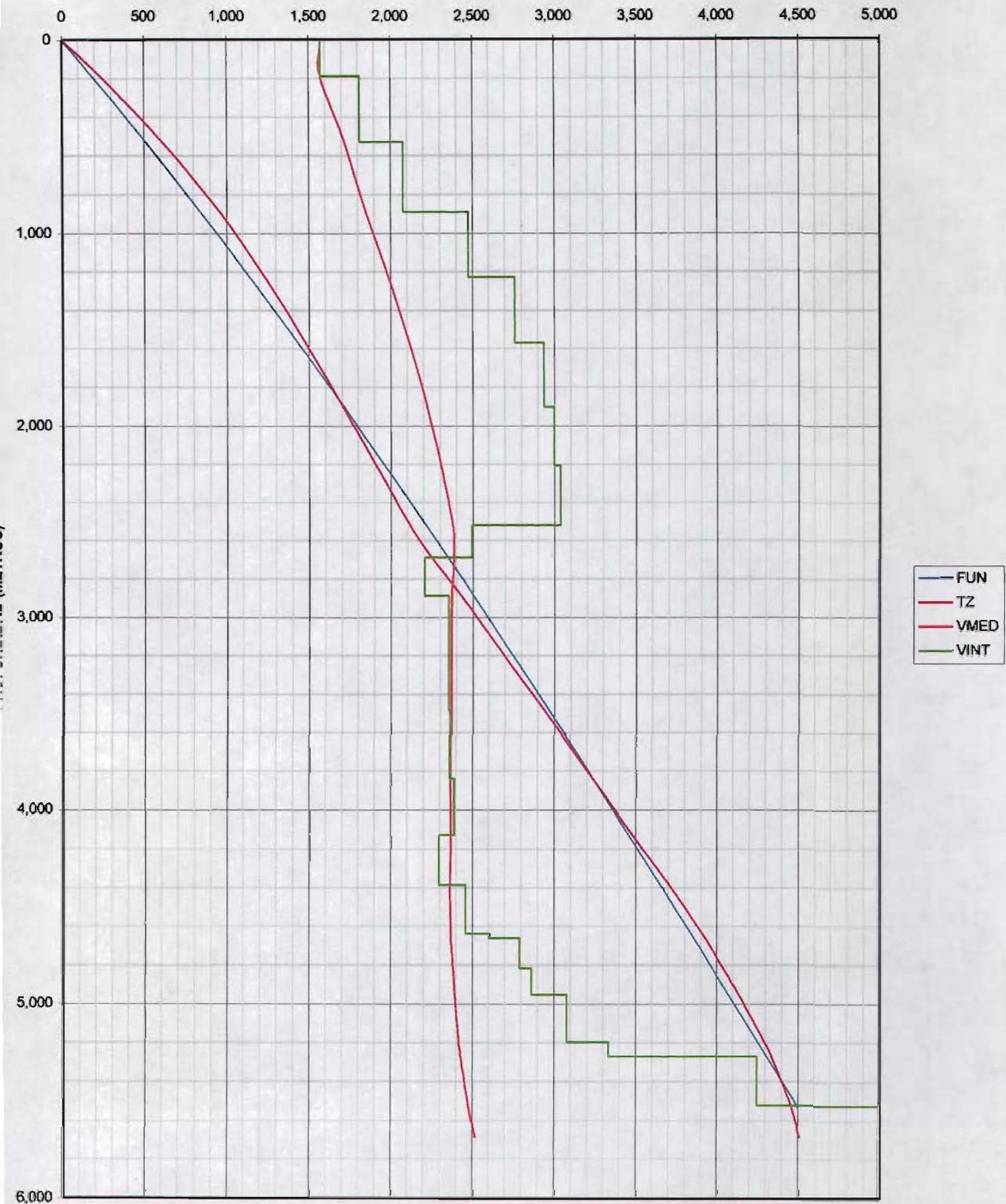
Se realizo un análisis cualitativo utilizando la curva SP del Pozo Costero 1, con la finalidad de identificar zonas de interés petrolero como cuerpos arcillosos que funcionen como roca sello y cuerpos arenosos que actúen como roca almacén.

Se seleccionaron dos zonas principales con estas características, la primera se localiza en el intervalo de 2045-2120m que podría funcionar como roca sello y la segunda se ubicó a la profundidad de 2120-2440m como roca almacén(ver Fig.3).

El cuerpo arenoso con características de roca almacenadora se caracteriza sísmicamente por altas amplitudes y buena continuidad correlacionable en todo el cubo sísmico, de este cuerpo se seleccionaron tres reflectores sísmicos que

POZO COSTERO-1

TIEMPO DE REFLEJO
(SEG)
FIG. 4 CURVA TZ



POZO COSTERO 1

KB 12M

PT 6500M

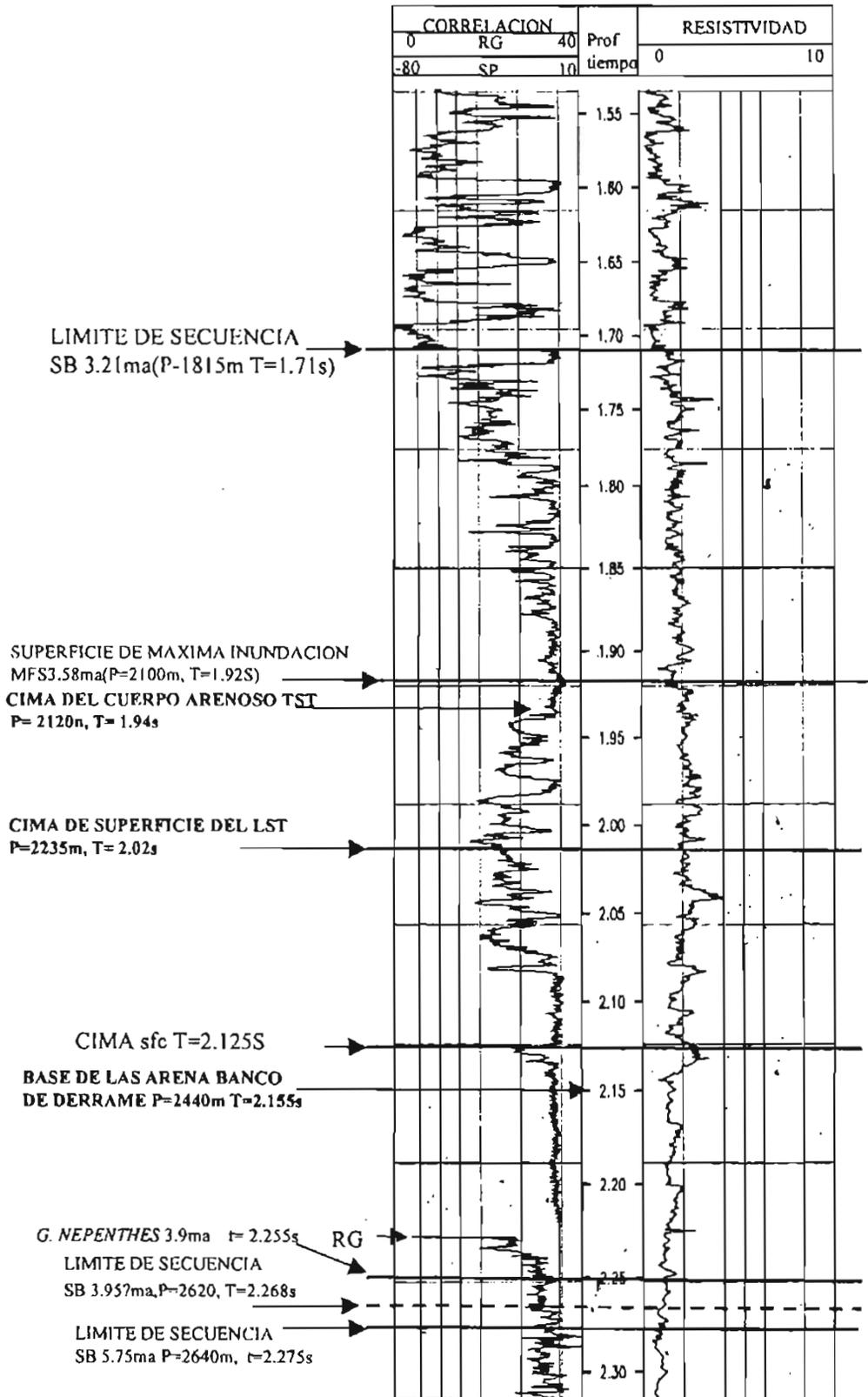


Fig. 5.- Registro compuesto mostrando los systems tracts y los intervalos de interés convertidos a tiempo.

coinciden con la cima de la arena transgresiva a un tiempo de 1.94s (Prof.= 2120m), el segundo con la cima del Lowstand a un tiempo de 2.01s (Prof.= 2235m) el tercero esta dada en la base de la arena de banco derrame del Lowstand a un tiempo de 2.15s (Prof.= 2440m).

II.5.- MAPEO DE LOS INTERVALOS DE INTERÉS

El mapeo se apoyó con los datos de los intervalos de interés del pozo Costero 1 (Fig. 5) y las líneas sísmica 180(Fig. 6) y 1130(Fig. 7), que sirvieron de referencia para la interpretación sísmo-estratigráfica del cubo sísmico, así como las siguientes líneas:

LÍNEAS	TRAZAS
50	950
100	1000
150	1050
180	1100
200	1130
250	1200
350	1250
400	

Con base a lo anterior se interpretaron 3 horizontes considerados de interés petrolero. Los horizontes interpretados son: La cima del cuerpo arenoso del sistema transgresivo, la cima del cuerpo arenoso de Lowstand Tardío la base de la arena de banco de derrame del Lowstand Temprano.

A estos horizontes se les aplicaron algunos atributos sísmicos tales como la extracción de la amplitud RMS entre dos horizontes con la finalidad de poder obtener mayor información para apoyo al modelado geológico.

II.6.- INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

II.6.1.- SISTEMAS TRANSGRESIVOS "TRANSGRESSIVE SYSTEMS TRACTS"(TST)

CIMA DEL CUERPO ARENOSO DEL SISTEMA TRANSGRESIVO A 1.94s

Esta cima coincide con reflectores de una alta amplitud y presenta una geometría interna paralela (Fig. 6 y 7), se siguieron a través del cubo sísmico, generándose 4 mapas que a continuación se describen:

El primer mapa (Fig. 8) representa el comportamiento estructural en tiempo, con base a este mapa se generó el mapa (Fig. 9) que muestra los contornos en tiempo, observándose en la porción central un bajo estructural, que corresponde a un sinclinal, en la porción oriental un alto estructural afectado por fallas de tipo normal y una zona de intrusiones arcillosas, ver las líneas sísmicas L-180(Fig. 6) y T-1130(Fig. 7), en esta área del cubo sísmico se tuvo dificultad en su interpretación e interpolación esto debido a la mala calidad sísmica.

El tercer mapa (Fig. 10) consiste en una extracción de amplitud RMS, que se aplicó a la superficie interpretada en una ventana de -30 a 30ms, se observan alineamientos de amplitudes altas(en color verde-rojo-azul) que en el presente trabajo se interpretan como barras proximales, depositadas en un ambiente de plataforma interna(por posición estratigráfica). En el horizonte configurado se tiene control bioestratigráfico muy pobre, la presencia de *Lenticulina sp.*, marca este ambiente.

El cuarto mapa(Fig. 11) representa una extracción de amplitud RMS entre los horizontes de la cima de las arenas del sistema transgresivo y la cima del Lowstand observándose los mismos alineamientos geológicos, mencionados en el párrafo anterior.

II.6.2.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO DEL MAR TARDIO "LOWSTAND SYSTEMS TRACTS"(LST)

CIMA DEL CUERPO ARENOSO DEL NIVEL BAJO TARDIO A 2.02s

Esta cima coincide con reflectores de una alta amplitud y presenta una geometría interna paralela, con base en estas características se siguió a través del cubo(Fig. 6 y 7), se generaron 4 mapas que a continuación se describen:

El primer mapa (Fig. 12) representa el comportamiento estructural en tiempo, con base en este mapa se generó el mapa (Fig. 13) que muestra los contornos en tiempo, se observa en la porción central un bajo estructural que corresponde a un sinclinal, en la porción oriental a un alto estructural que esta afectado por fallas de tipo normal y una zona de intrusiones arcillosas (ver las líneas sísmicas L-180 Fig. 6 y T- 1130 Fig. 7), la información sísmica en esta parte es de pobre calidad.

El mapa (Fig. 14) consiste en una extracción de amplitud RMS que se aplicó a la superficie interpretada en una ventana de -30 a 30ms, en el cual se observan alineamientos de amplitudes altas que se interpretan en el presente trabajo como alineamientos de barras distales en ambiente de plataforma externa, éstos se apoyan por la presencia de fauna bentónica como *la Uvigerina sp.*, y el *Astacolus sp.*, que sugieren este ambiente.

El mapa de la (Fig. 15) representa una extracción de atributo de amplitud RMS, aplicado entre los horizontes de la cima de las arenas del sistema de nivel bajo y la base de arenas de banco de derrame, en el que se muestran los mismos alineamientos de las barras distales.

II.6.3.- SISTEMAS DE NIVEL BAJO DEL MAR TEMPRANO "LOWSTAND SYSTEMS TRACTS"(LST)

BASE DE LA ARENA DE BANCO DE DERRAME A 2.15s

Esta cima coincide con reflectores de alta amplitud y presenta una geometría interna paralela, con base en estas característica se siguió.

POZO COSTERO 1

KB 12M
PT 6500M

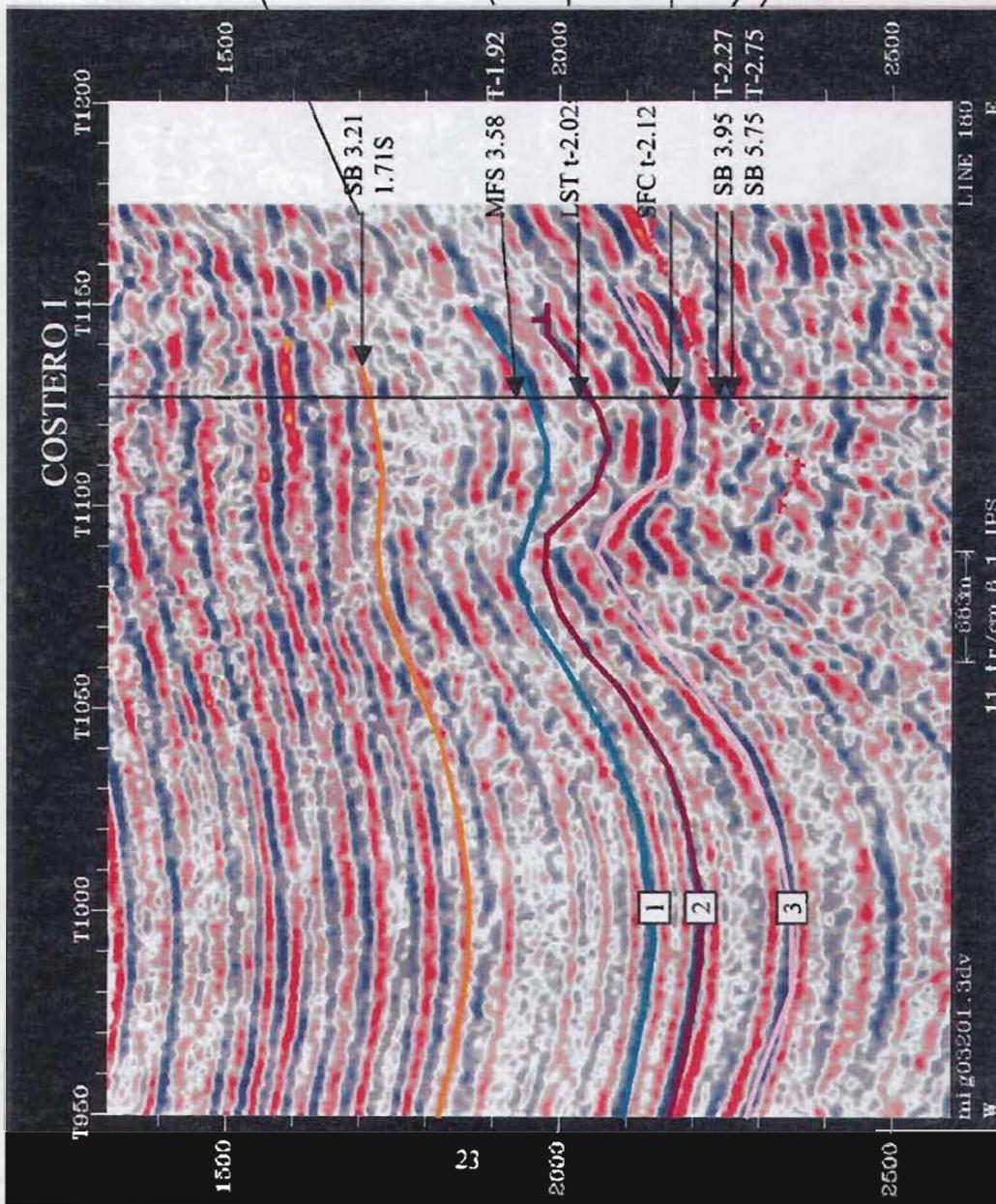
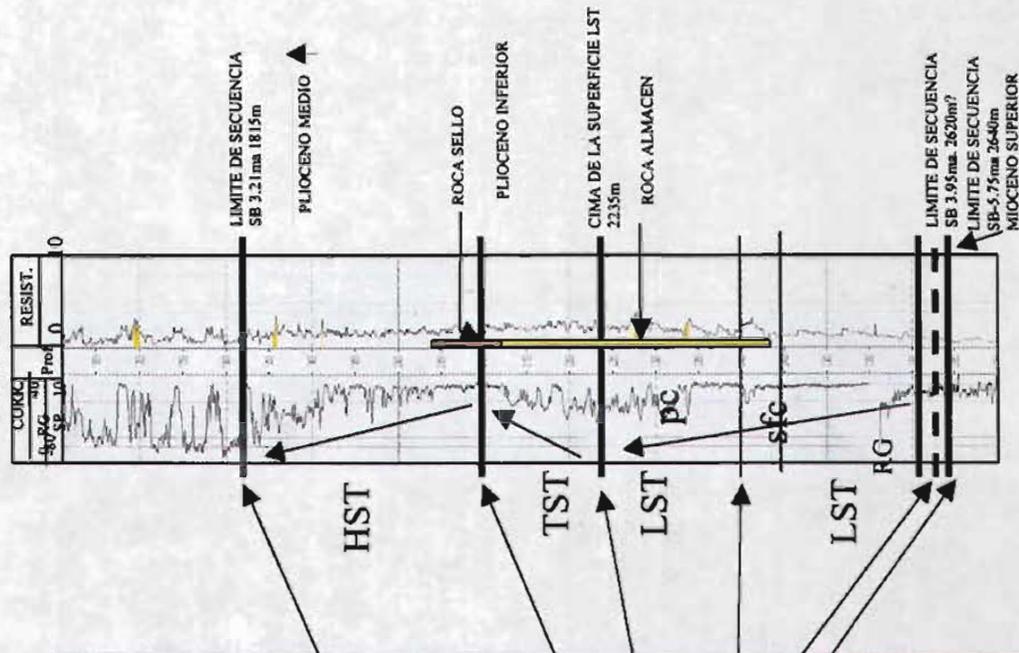


Fig. 6 Línea sísmica base 180 mostrando los horizontes interpretados la arena 1 como la cima del sistema transgresivo (t-1.94s), la arena 2 por la cima de Complejo progradante (t-2.1s) y la arena 3 base de la arena del banco de derrame del lowstand (t-2.15s).

POZO COSTERO 1

KB 12M
PT 6500M

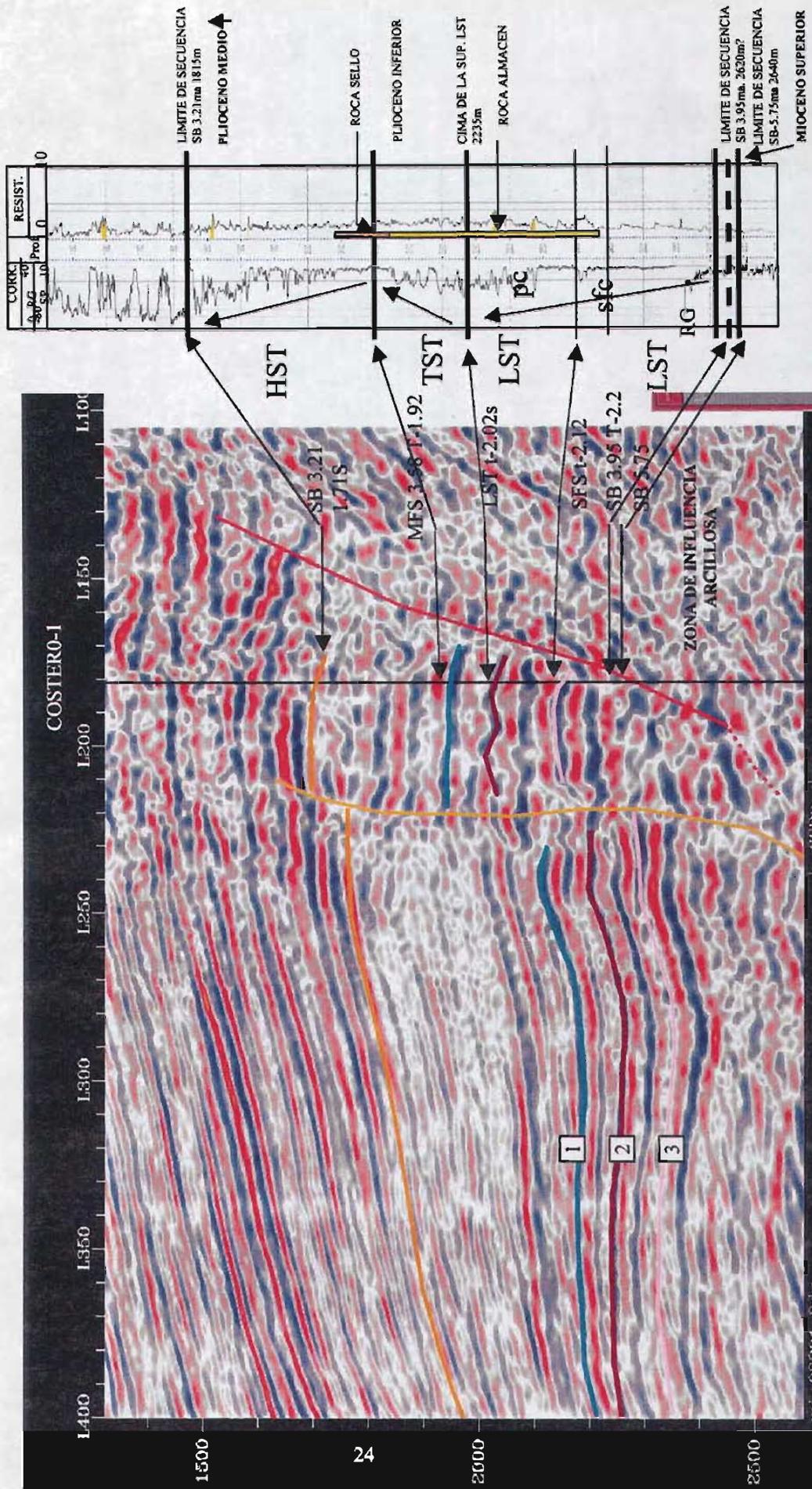


Fig. 7.- Línea sísmica base T-1130 mostrando los horizontes interpretados la arena 1 como la cima del sistema transgresivo(t-1.94s), la arena 2 por la cima de Complejo progradante(t-2.1s) y la arena 3 base de la arena del banco de derrame del lowstand(t-2.15s).

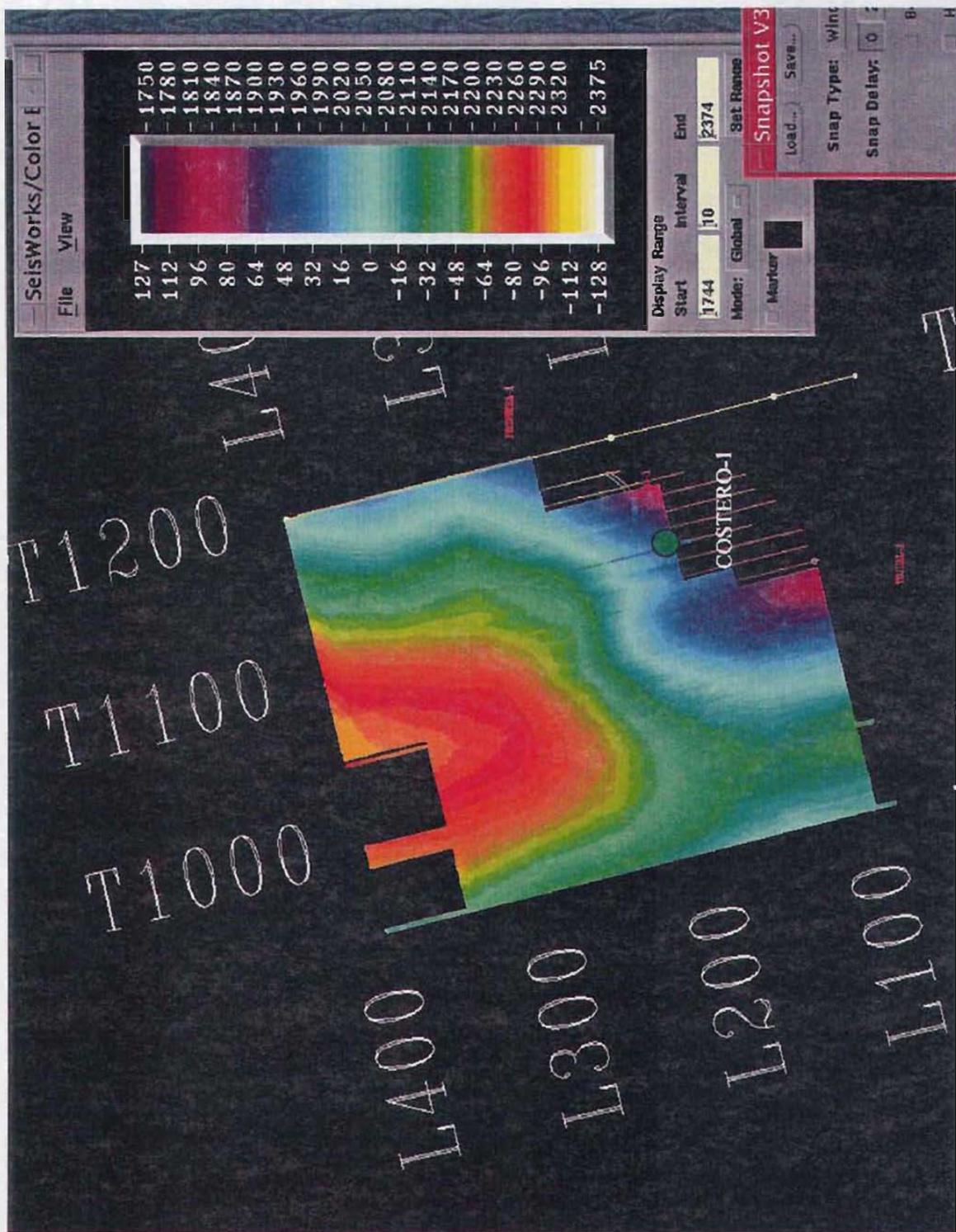


Fig. 8.- Mapa de configuración estructural en tiempo de la cima del cuerpo arenoso del sistema transgresivo($T=1.94s$).

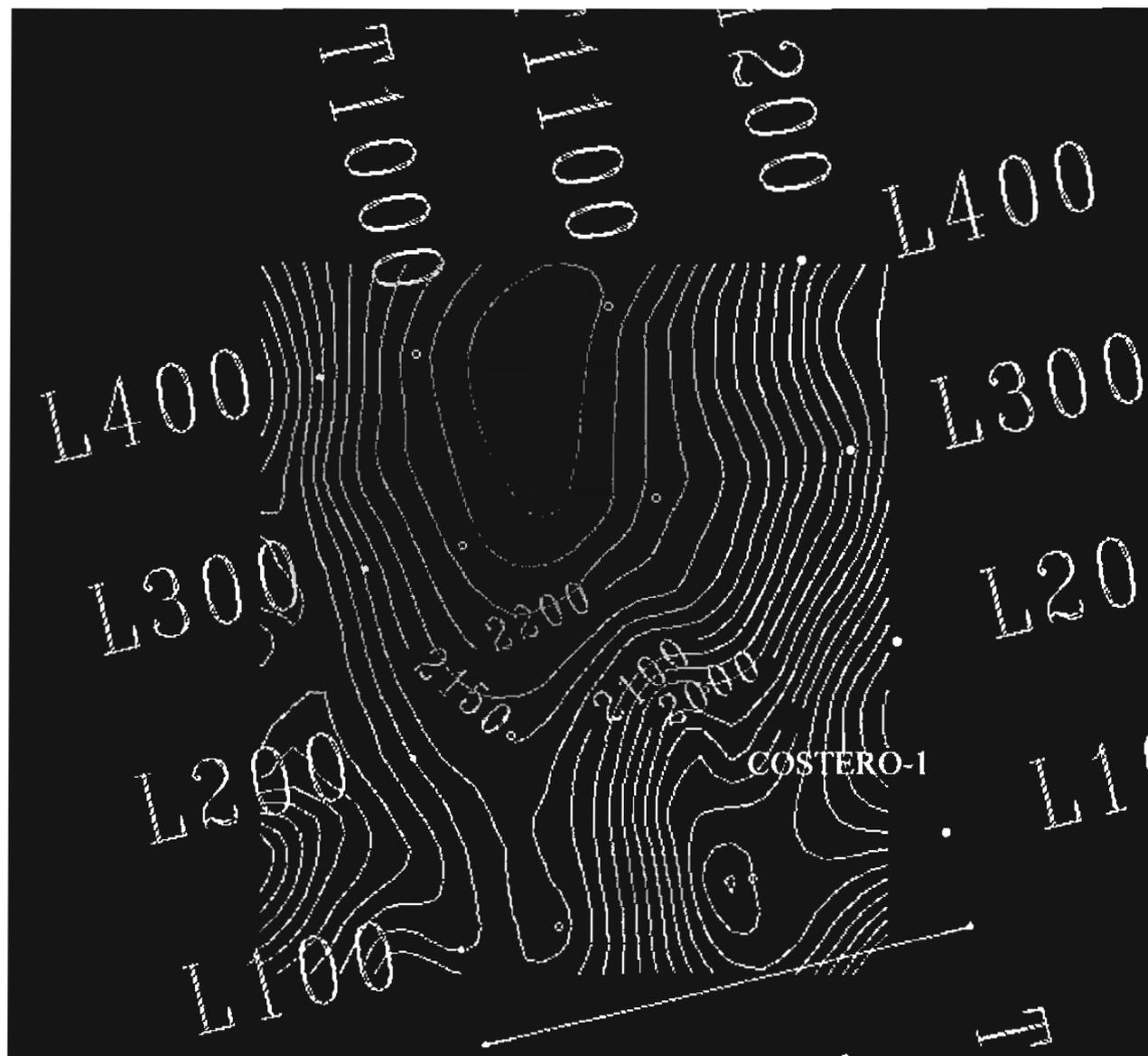


Fig. 9.- Mapa de contorno estructural en tiempo de la cima del cuerpo arenoso del sistema transgresivo

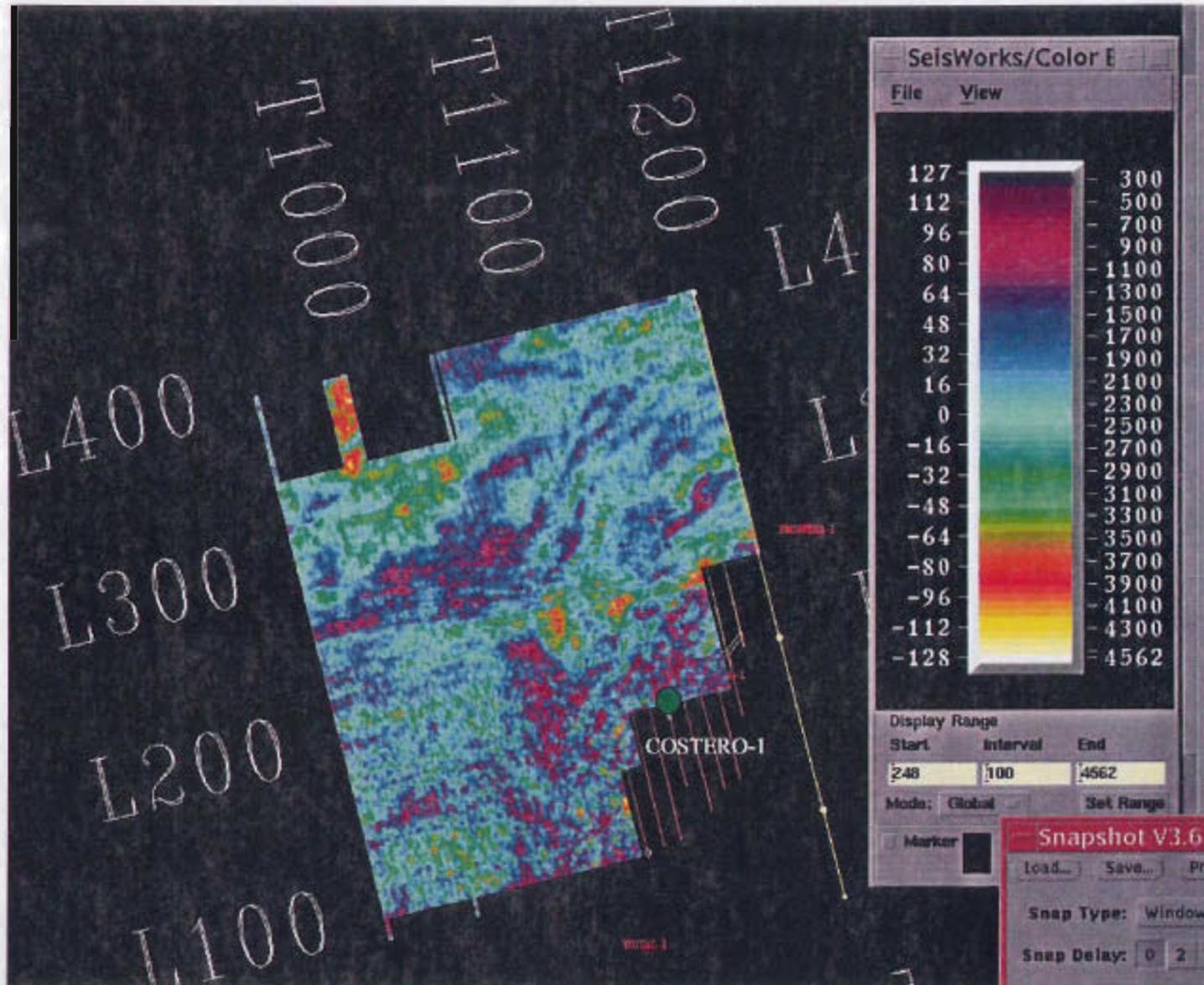


Fig. 10.- Mapa de extracción de amplitud RMS obtenido de la cima del arena del sistema transgresivo ($T=1.94s$) en una ventana de -30 a 30ms

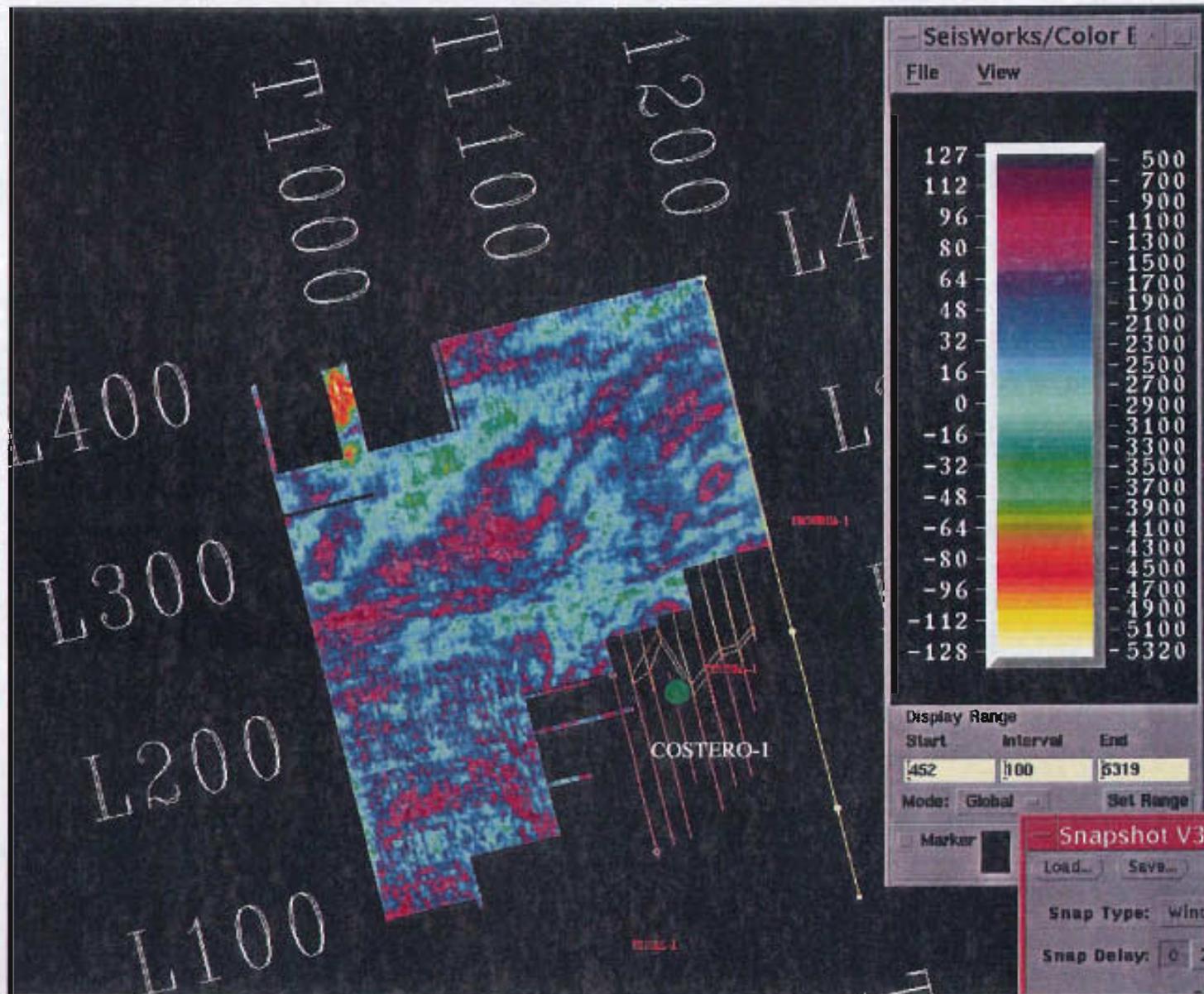


Fig.11.- Mapa de extracción de amplitud RMS entre las arenas TST($T=1.94s$) y cima del superficie del complejo progradante LST($T=2.02s$)

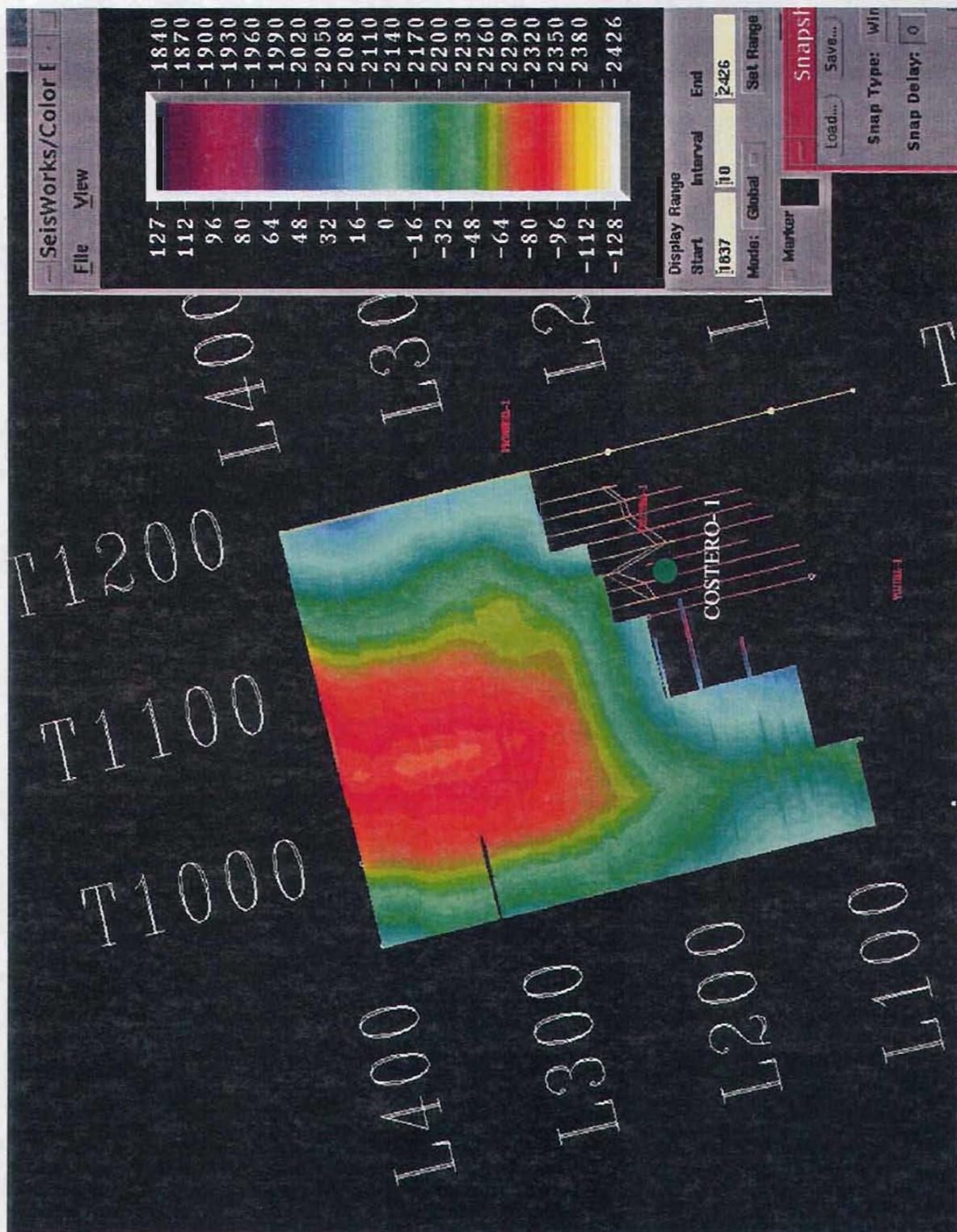


Fig. 12.- Mapa de configuración estructural en tiempo cima del horizonte del complejo progradante Lowstand Tardio($T=2.02s$)

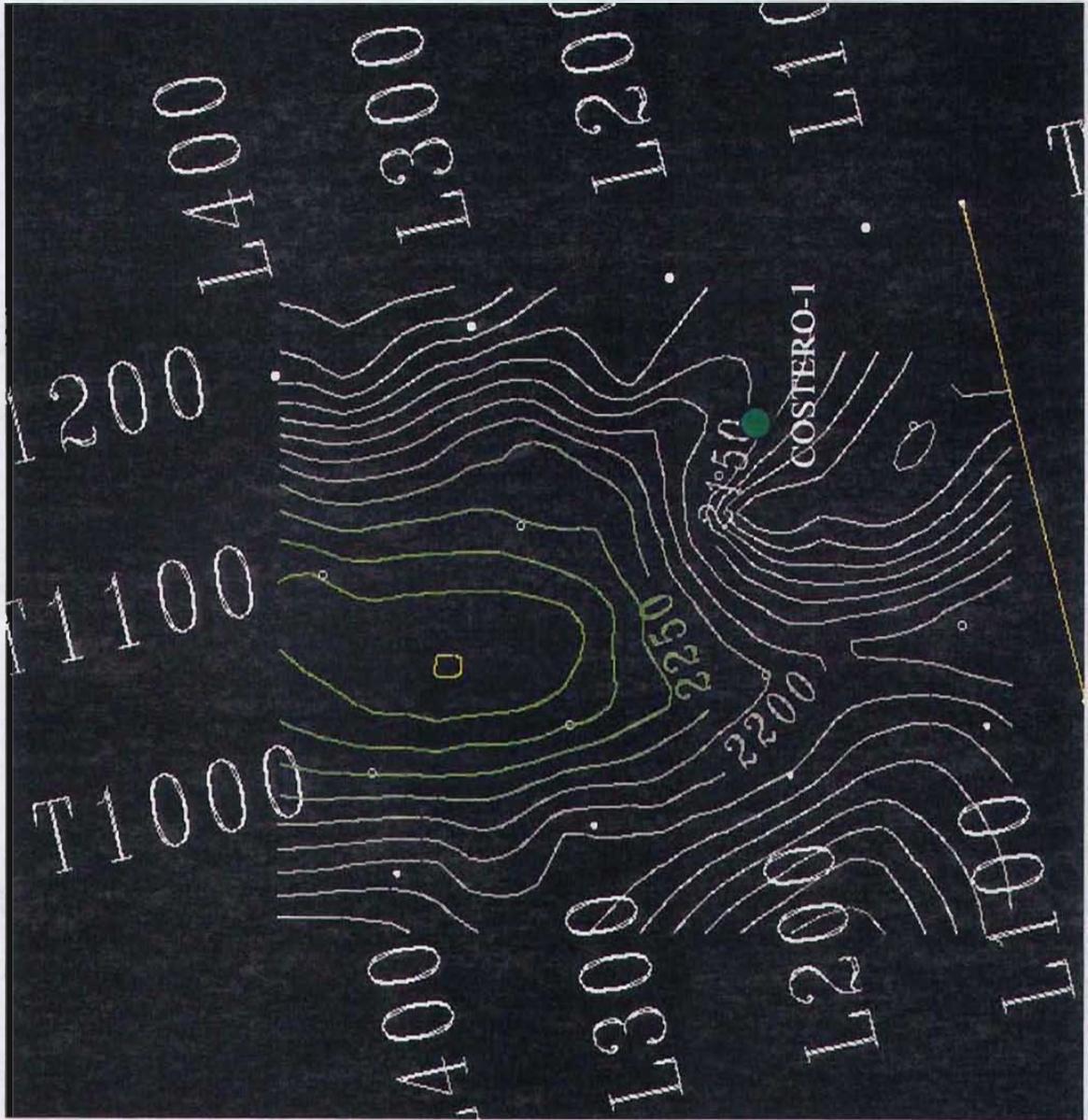


Fig. 13.- Mapa de contorno estructural en tiempo de la cima del cuerpo arenoso del sistema Lowstand

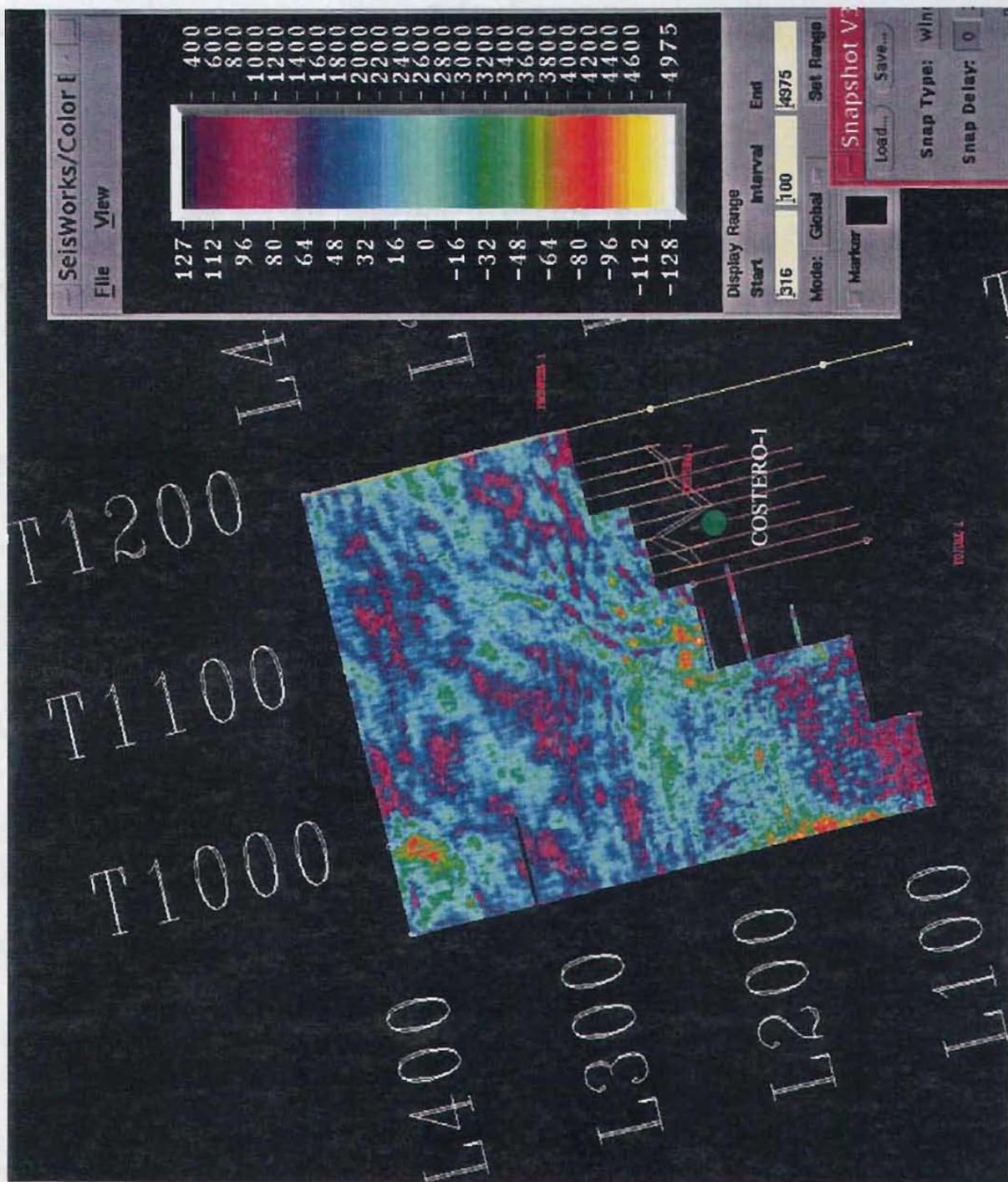


Fig. 14.- Mapa de extracción de amplitud RMS de la cima del complejo pragradante del Lowstand ($T=2.02s$) obtenido en una ventana de -30 a 30 ms.

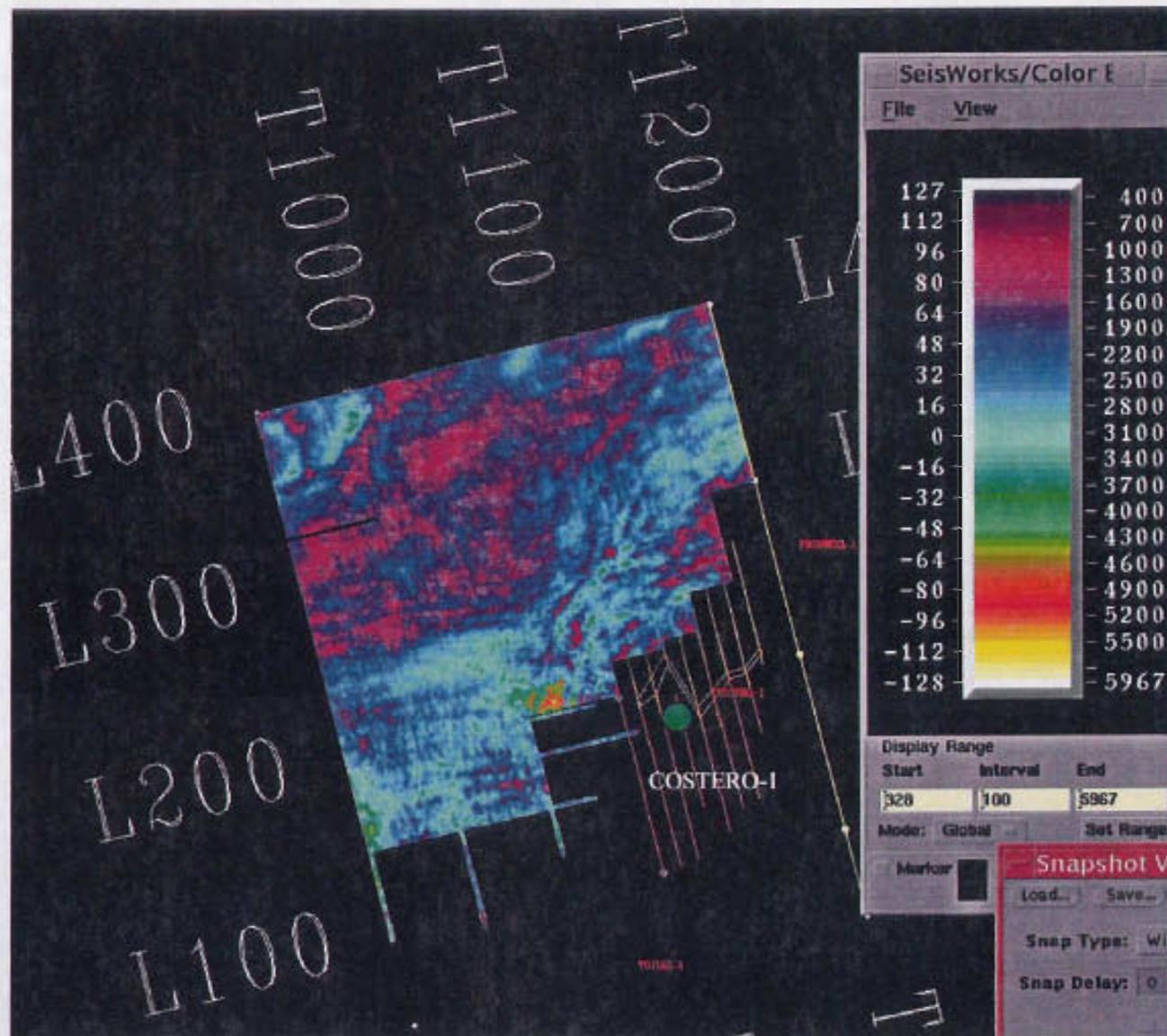


Fig. 15. Mapa de extracción de Amplitud del Complejo Progradante del Lowstand($T=2.02s$) y base de las arenas banco de derrame del Lowstand($T=2.15s$)

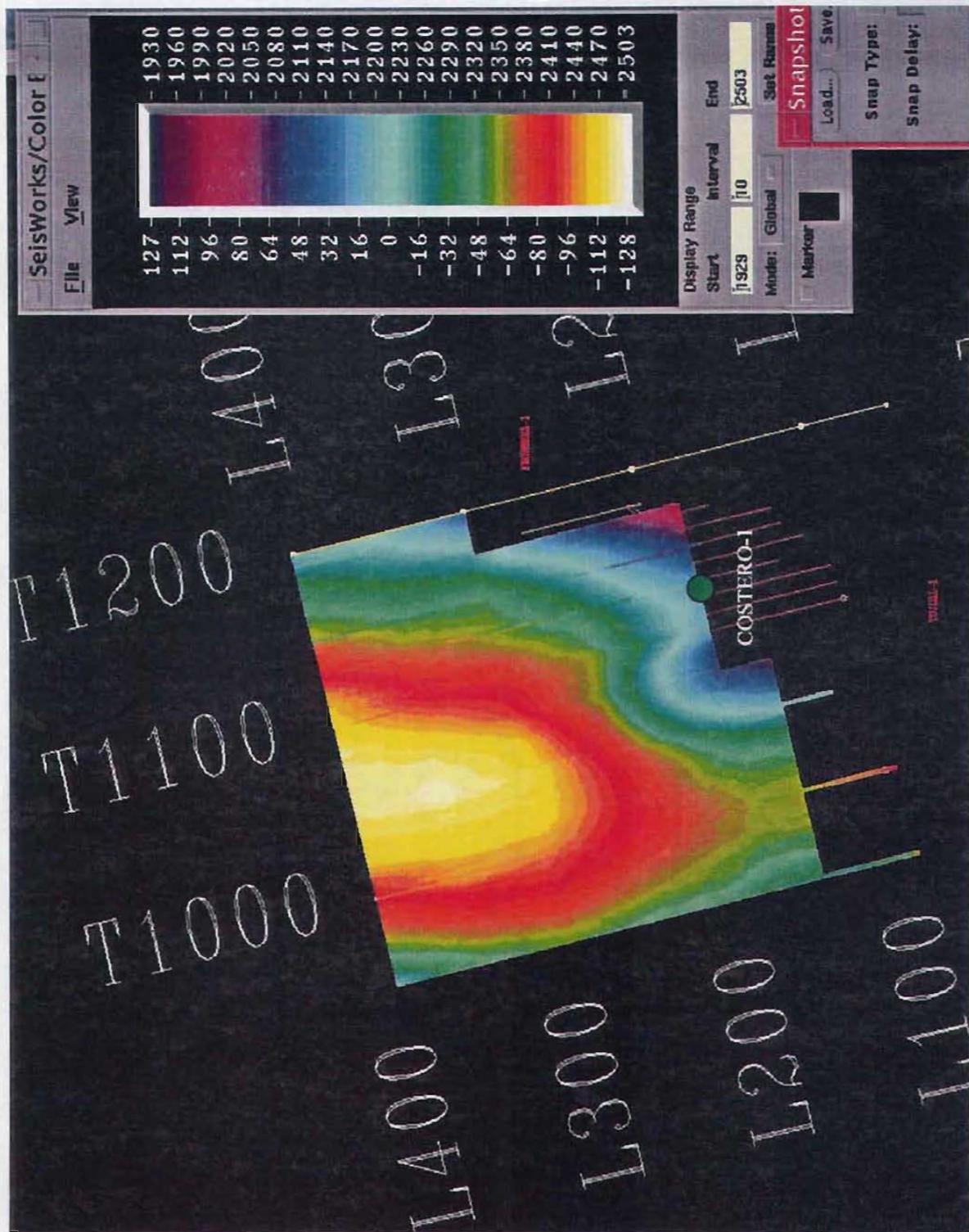


Fig. 16.- Mapa de configuración estructural en tiempo del horizonte de la base de arenas de banco de derrame del sistema de Lowstand.(T=2.15s)

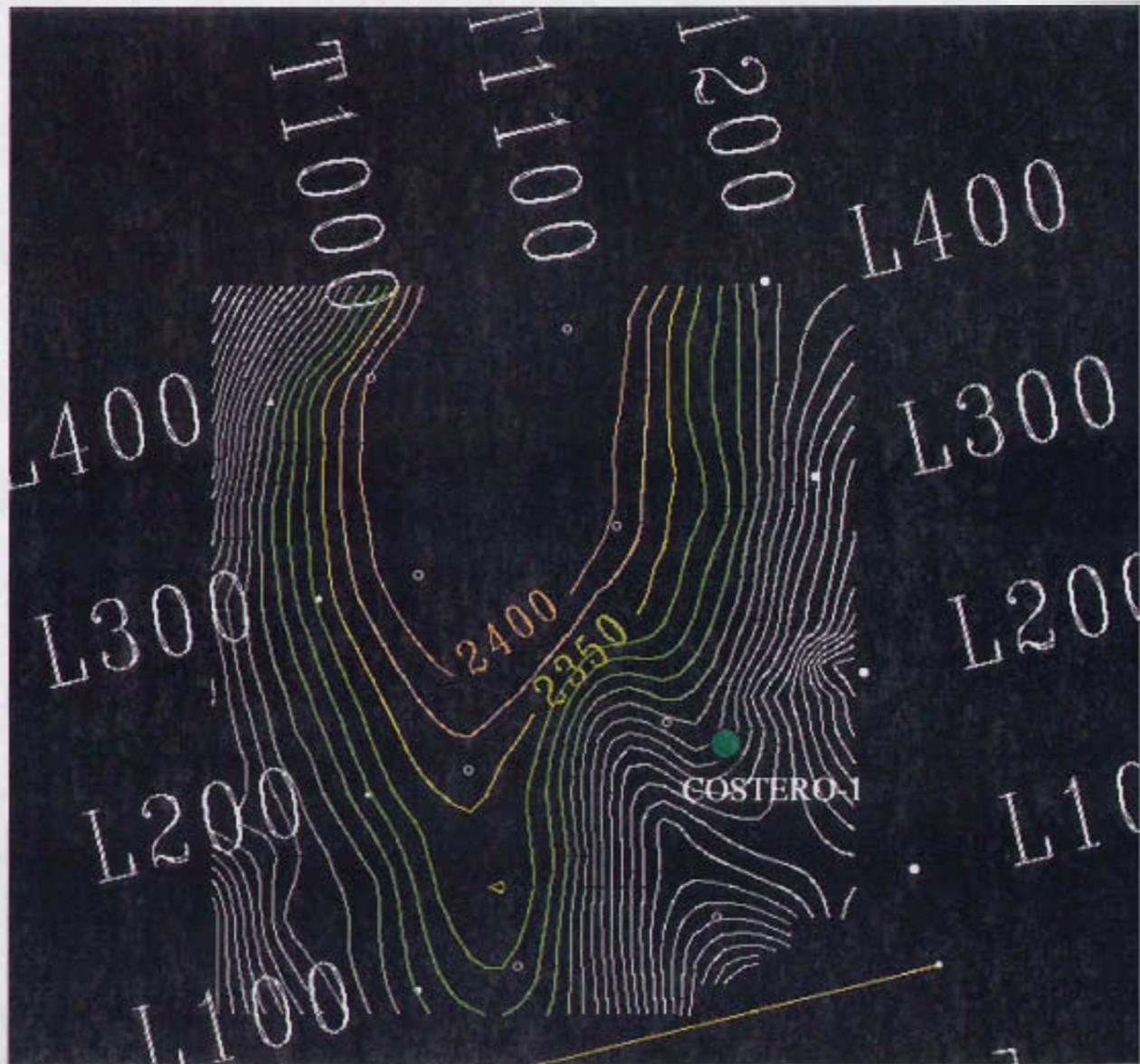


Fig. 17.- Mapa de contorno en tiempo de la base del cuerpo arenoso del banco de derrame del sistema Lowstand.

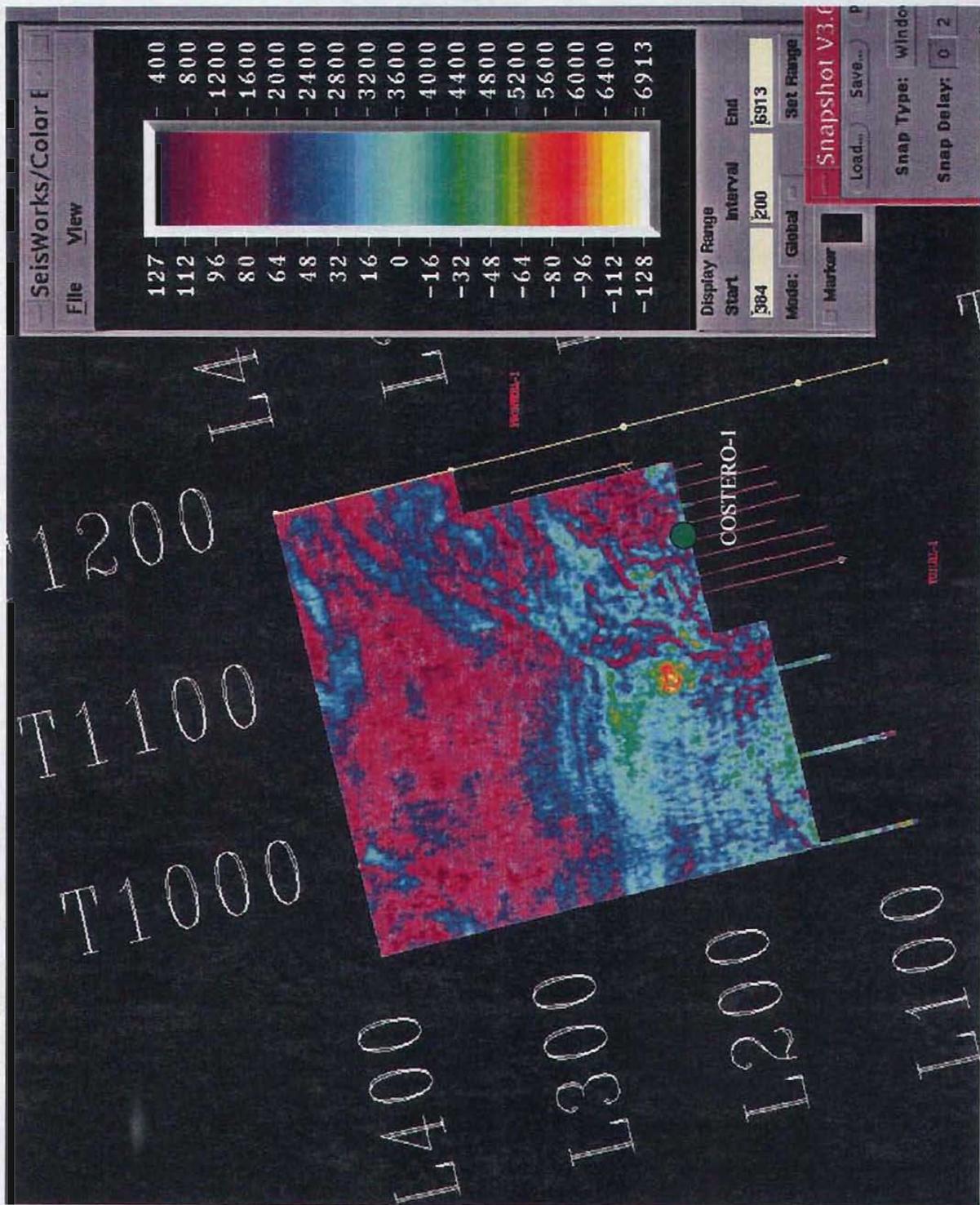


Fig. 18.- Mapa de extracción de amplitud RMS de la base banco de derrame dentro del Lowstand($T=2.15s$)

En el cubo(Fig. 6 y 7). Se generaron 3 mapas que a continuación se describen:

El mapa de la (Fig. 16) representa el comportamiento estructural en tiempo, con base a este mapa se genero el mapa de la (Fig. 17) que muestra los contornos en tiempo, observándose en la porción central un bajo estructural correspondiente a un sinclinal, en la porción Este un alto estructural que está afectado por fallas de tipo normal y una zona de intrusiones arcillosas (ver las líneas sísmicas L-180 Fig. 6 y T-1130 Fig. 7), en esta parte del cubo sísmico se tuvo dificultad en su interpretación e interpolación esto es debido a la mala calidad sísmica en esta zona.

El mapa de la (Fig. 18) consiste en el atributo sísmico de amplitud RMS, que se aplicó en la superficie interpretada en una ventana de -30 a 30ms, se observan alineamientos de amplitudes altas, que en el presente trabajo se interpretan como formas de lóbulos de banco de derrame en un ambiente de talud.

II.7.- ESTABLECIMIENTO DEL MODELO GEOLÓGICO

El modelo geológico propuesto se basó principalmente en la interpretación de los patrones verticales de secuencia de los registros geofísicos de pozo, apoyado con la escasa bioestratigrafía y en la interpretación generada por las amplitudes RMS aplicadas a los horizontes de interés petrolero.

Se postulan 3 modelos sedimentarios(Fig. 19) interpretados en los cuerpos de interés petrolero que esta comprendido en el sistema transgresivo y en el sistema del nivel bajo.

SISTEMAS DE NIVEL BAJO TEMPRANO(LST) COMPLEJO DE ABANICO DE TALUD (sfc)

La porción inferior de esta unidad esta compuesta por cuerpos arcillosos, así lo muestra la curva SP, el control paleontológico esta dado por la fauna *Melonis affinis* reportada a 2605m, que nos indica una paleo batimetría de batial superior y se podría interpretar como ambiente de talud, sobreyaciendo a este cuerpo se tiene el cuerpo arenoso de banco de derrame que a continuación se describe:

1°.- Base del cuerpo arenoso de banco de derrame(Fig.19a) del sistema del nivel bajo tardío (LST) su identificación del modelo geológico se basa en el apoyo en mapas de extracción de amplitud RMS aplicada en la superficie interpretada(Fig. 18) con la finalidad de conocer su forma a través del cubo sísmico, también de acuerdo al patrón del registro del SP que marca lóbulos de bancos de derrame, así como fauna *Astacolus sp.*, reportados a 2400m que nos apoya para indicar que esta unidad corresponde a un ambiente nerítico externo, por estas razones se interpreta que esta unidad corresponde a bancos de derrame depositado en una plataforma externa.

SISTEMA DE NIVEL BAJO TARDIO(TST) COMPLEJO PROGRADANTE (pc)

2°.- Cima de sistema del nivel bajo tardío(LST)(Fig. 19b).
Esta arena es la más importante ya que presenta las mejores amplitudes y continuidad en el área de estudio. El modelo geológico se apoyó con los mapas de extracción de amplitud RMS aplicado en la superficie interpretada(Fig. 14) y entre los horizontes del sistema de nivel bajo tardío y el sistema de nivel bajo temprano(Fig. 15). En ambos mapas se muestra alineamientos de amplitudes que se interpretan como barras distales, y al comportamiento del patrón de la curva SP que expone una granulometría de grano creciente producto de que los ambientes sedimentarios son más someros, y el control paleontológico es también escaso solo en la base de este cuerpo se reporta a la profundidad de 2343m la fauna *Uvigerina sp.*, que nos marca una paleobatimetría de nerítico externo. Por estas razones se interpretan en este trabajo como barra distales depositados en una plataforma externa-media.

SISTEMAS TRANGRESIVOS(TST)

3°.- Cima del cuerpo arenoso del sistema transgresivo(Fig. 19 c)
Este cuerpo también es importante, para identificar el modelo geológico, fue necesario apoyarse con los mapas de amplitudes RMS aplicados a la superficie interpretada(Fig. 10) y el mapa(11) que corresponde a dos horizontes uno a la cima de cuerpo arenoso del sistema transgresivo y el otro a la cima de cuerpo arenoso de sistema del nivel bajo tardío con la finalidad de visualizar su comportamiento geológico, y también al patrón del registro de la curva SP que presenta un sistema retrogradante, producto de la inundación de la plataforma, en este intervalo no hay control paleontológico que nos ayude a definir el

ambiente de depósito. La interpretación basada en los mapas de amplitud RMS que muestran una clara tendencia de barras y al patrón del registro que sugiere un ahogamiento de la plataforma. Por lo anterior expuesto se infiere que el ambiente sedimentario corresponde a una plataforma interna. Esto se apoya que en la cima de este intervalo en la zona de la sección condensada, se reporta a la profundidad de 2060-2115m la fauna *Lenticulina sp.*, que nos indica una paleobatimetría de nerítico interno.

Fig. 19 c.- SISTEMA TRANSGRESIVO(TST)

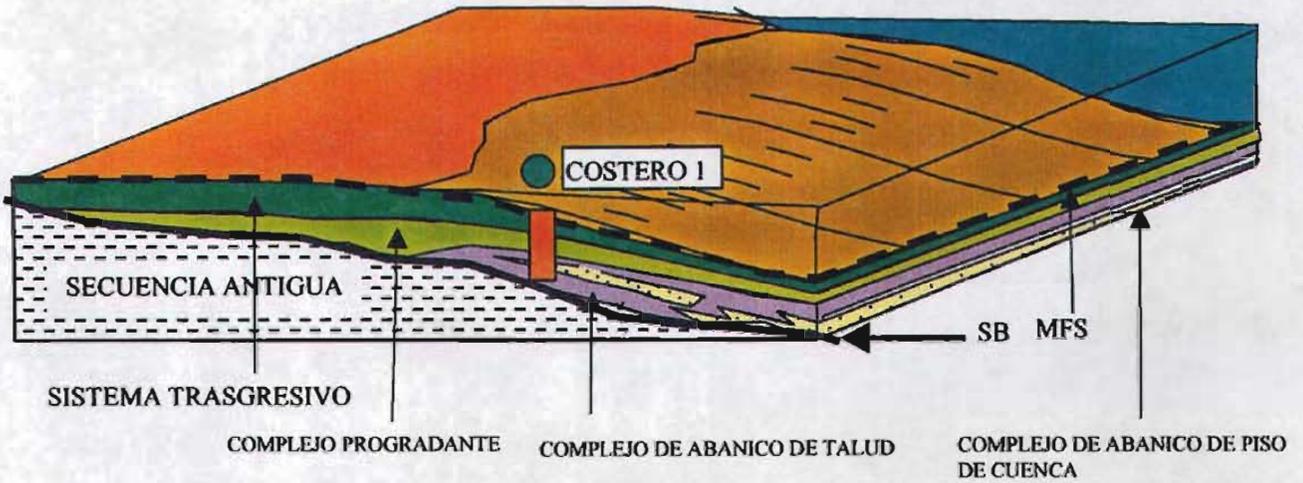


Fig. 19 b.- SISTEMA DE NIVEL BAJO(LST)
COMPLEJO PROGRADANTE

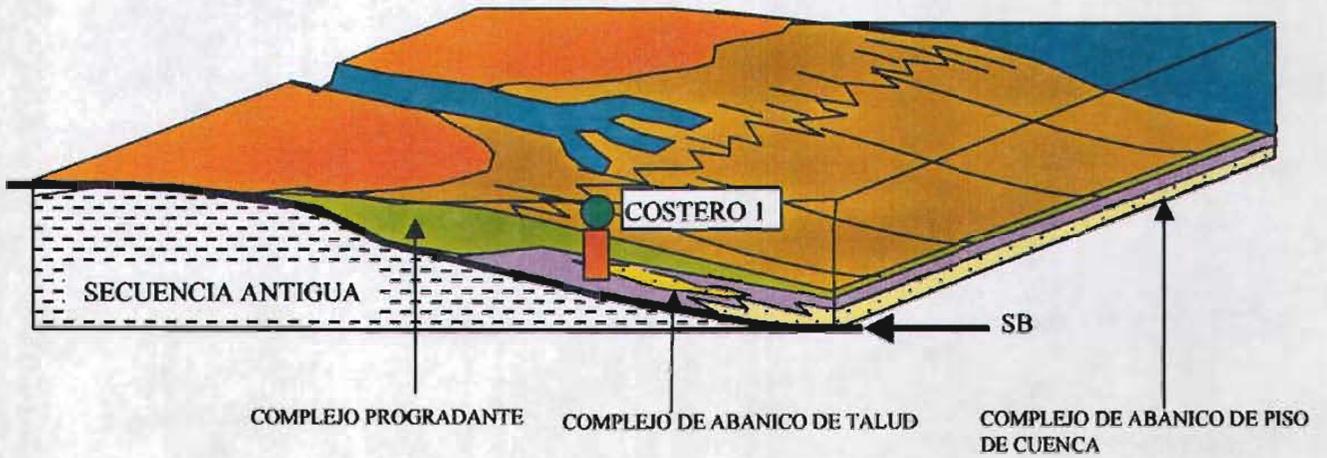


Fig. 19 a.- SISTEMA DE NIVEL BAJO(LST)
COMPLEJO ABANICO DE TALUD

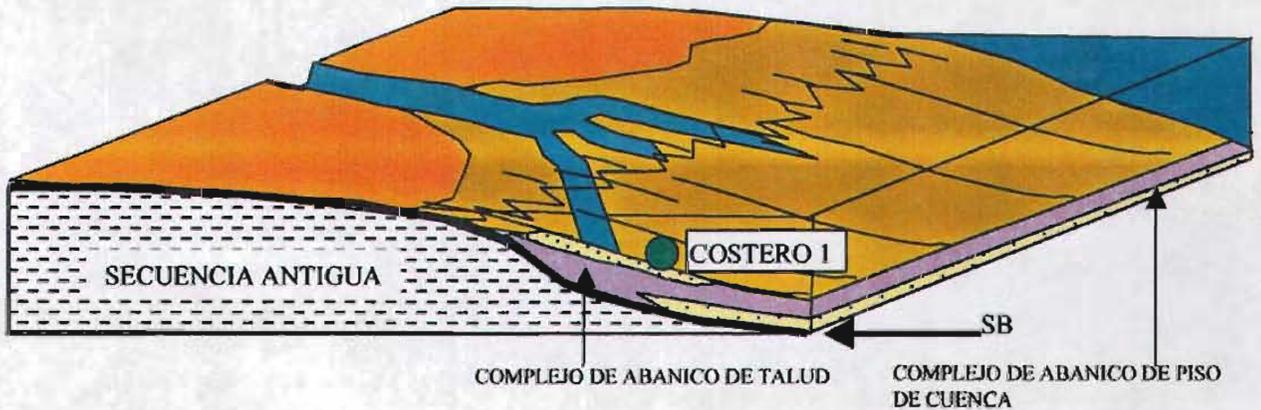


Fig. 19.- Modelos sedimentarios del Plioceno Inferior - Medio del área Costero de los intervalos de interés

CAPITULO III

II.8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

1.- El límite de secuencia 3.95ma es inferido por el apoyo de *la Globigerina nepenthes* que marca una edad de 3.90ma y otro marcador que es *la Globorotalia juanai* que nos marca una edad de 5.75ma, este intervalo tiene 35m de espesor es probable que corresponda a una sección condensada.

2.- Se identifica una secuencia del 3er. Orden, comprendida en él límite de secuencia 3.95ma y la 3.21ma, apoyada por patrones verticales de registros de la cuéva SP, paleontología y sísmica.

3.- Dentro de esta secuencia, se identifica un sistema de nivel bajo(LST), un sistema transgresivo(TST) y un sistema de nivel alto(HST) y una superficie de máxima inundación(MFS).

4.- Los modelos geológicos propuestos para los intervalos de interés son: El Sistema de Nivel Bajo Temprano que corresponde a un Ambiente de Talud, el Sistema de Nivel Bajo Tardío se considera un ambiente de Plataforma Externa y el Sistema de Nivel Bajo Temprano interpretado como de Plataforma Interna.

RECOMENDACIONES.

1.- Realizar estudios de paleontología de alta resolución como el nannoplancton calcáreo, ya que en sedimentos considerados como estériles fauna dan buenos resultados, esto es con la finalidad de contar con una buena columna bioestratigráfica, graficas de abundancia y diversidad, para tener control en la superficie de máxima inundación(mfs).

2.- Se recomienda que en futuras perforaciones se realicen muestreos continuos y cortes de núcleos que ayuden a esclarecer modelos sedimentarios presentes.

BIBLIOGRAFÍA.

Guillermo P. Salas y E. López Ramos, 1951, *Geología y Tectónica de la región de Macuspana, Tabasco, y parte norte de Chiapas*. Bol. AMGP, Vol. III, p. 41-93

Heinz Lesse-Jones, 1951, *Geología del área de Vernet y Amate-Morales en el Estado de Tabasco*. Bol. AMGP. Vol. III. P. 109-123.

Macurda D. B. JR. 1995. *Seismic facies ad Sequence Analysis of Terrestrial and Shallow Water Siliciclastics*.

Mitchum, R. M., Jr., 1977, *Seismic stratigraphy and global changes in sea level, Part II: Glossary of terms used in seismic stratigraphy, in Seismic stratigraphy Applications to hydrocarbon exploration, CTE. Payton, ed.: p. 205-212. AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p.*

--, and P. R. Vail, *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, par: 7: cedure, Seismic stratigraphic interpretation pro-in Seismic stratigraphy-- Applications to hydrocarbon exploratiön, C. E. Payton, ed.: 516 p., 1977, p. 135-143. AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma,*

--,P. R. Vail, and J. B. Sangree, 1977, *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences, stratigraphy--Applications to hydrocarbon exploration in Seismic C. E. Payton, ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p.'117-133.*

--, P. R. Vail, and S. Thompson, III, 1977, *Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for seismic stratigraphic analyses, in Seismic stratigraphy--Applications to hydrocarbon exploratiön; C. E. Payton,ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 53-62.*

Vail, P. M., and Walter W. Wornardt, 1993. *Typcal log Patterns Associated with Gulf of Mexico Depositional Secuence and System Tracts.*

Vail, R. M., and R. M. Mitchum, Jr., 1977, *Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 1: Overview, in seismic stratigraphy—Aplication to hydrocarbon*

exploration, C. E. Payton, ed: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 51-52

--, R. M. Mitchum, Jr., and S. Thompson, III, 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: Relative changes of sea level from coast onlap, in Seismic stratigraphy Applications to hydrocarbon exploration, C. E. Payton, ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 63-81.

--, R. M. Mitchum, Jr., and S. Thompson, III, 1977, Seismic stratigraphy and changes of relative of sea level, in Seismic stratigraphy—Applications to hydrocarbon exploration, C. E. Payton, Ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 83-97

_Wornardt et al, 2000. Late Miocene - Pleistocene Secuence Chronostratigraphy Chart for Gulf of Mexico.