



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS SECUENCIAL DEL PALEOCENO-EOCENO, Y SU
POTENCIAL ECONÓMICO-PETROLERO, AL NORTE DEL CAMPO
VELERO, EN LA CUENCA DE BURGOS, NE DE MÉXICO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(EXPLORACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SUBSUELO)

P R E S E N T A :

HÉCTOR HUGO VIZCARRA MARTÍNEZ

Director de Tesis:
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

Noviembre 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.

DEDICATORIA

A Dios

Por cuidar a toda mi familia y terminar esta maestría.

A mis padres

Venancio (+) y Edith por su cariño y comprensión al guiarme por el buen camino de la vida y a seguir adelante.

A mi esposa

Lupita con todo mi amor, por su gran apoyo y comprensión, así como a mis hijos Héctor, Jesús Antonio y Miroslava.

A mis hermanos

Venancio, Astrid y Verónica, por su apoyo y comprensión.

A mi tío

Ernesto Martínez Godinez por su gran cariño a mis hijos, a mi esposa y a un presente.

A mi maestro y amigo

Armando Calderón Barrera por su valiosa asesoría en la realización de esta tesis.

A mi director de tesis

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo por dirigir esta tesis con gran entusiasmo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todas las autoridades de Petróleos Mexicanos por su apoyo en realizar esta maestría, especialmente al M. en C. Alfredo Guzmán Baldizan, Subdirector de la Región Norte, por darnos oportunidad a todos los geocientíficos a actualizarnos en los procesos exploratorios que se usan a nivel mundial.

Al Ing. Antonio Escalera Alcocer, que gracias a el, cambio mi forma de ser y ver diferente los procesos actuales que esta viviendo Petróleos Mexicanos.

A los ingenieros Norberto Monroy Ayala, Leonardo Pineda Juárez, Hermilo González de la Torre y Genaro Ziga Rodríguez por su apoyo de ir a la maestría y en la terminación de este trabajo.

A todos mis maestros de la Universidad Nacional Autónoma de México, M. en C. Francis Soler Anguiano, Ing. Miguel Juárez Casas, M. en C. Jaime Mandujano, Dr. Gustavo Murillo Muñetón, M. en I. Noel Holguín Quiñones, M. en C. Javier Arellano Gil, y en especial al M. en C. Luis A. Aguilar Pérez por sus consejos y asesorías.

A los ingenieros Rogelio Muños Cisneros, Jaime León Islas, Alfredo Treviño Rodríguez, Juan M. Aguirre Montalvo, Tomás Rodríguez Cruz, Javier Solano Maya, Rene Vera Sánchez por sus consejos y recomendaciones en la realización de esta tesis.

A la Sra. Dacia Gandara Meléndez por editar los dibujos de este trabajo.

RESUMEN

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS

I	INTRODUCCION	1
IA	Trabajos previos	1
IB	Objetivos	5
IC	Localización del área de estudio	6
ID	Metodología	7
	a) Análisis de la información	7
	b) Carga de líneas sísmicas y registros geofísicos de pozos a la estación de trabajo	8
IE	Antecedentes de producción	8
IF	Sistemas petroleros	11
II	MARCO GEOLOGICO REGIONAL	
	Estratigrafía	27
	Evolución tectónica estructural de la fosa Emu	31
III	MARCO SISMOESTRATIGRAFICO DEL CAMPO VELERO	
IIIA	Breve introducción de la estratigrafía de secuencias	35
IIIB	Marco sismoestratigráfico del área Velero	40
IV	ESTRATIGRAFIA DEL AREA DE ESTUDIO	38
	a) Eoceno Wilcox	42
	b) Paleoceno Wilcox	43
	c) Paleoceno Midway	44
	d) Columna geológica de los pozos Roleta-1, Antiguo-1 y Rosal-1	45
	e) Columna geológica compuesta del área de estudio	46

V	MARCO DE ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS DEL PALEOCENO WILCOX	
VA	Ambientes de depósito del Paleoceno Wilcox	47
VB	Secuencias en el área del campo Velero	50
VC1	Máxima superficie de inundación de 66 m. a.	54
VC2	Limite de secuencia de 63 m. a.	57
VC3	Limite de secuencia de 60 m. a.	57
VC4	Limite de secuencia de 58.5 m. a.	61
VC5	Limite de secuencia de 55 m. a.	64
	CONCLUSIONES	68
	RECOMENDACIONES	70
	Referencias	71
	Anexos	74

RESUMEN

La necesidad cada vez mayor de Petróleos Mexicanos de incorporar reservas petrolíferas, ha motivado el estudio de modelos sedimentarios que permitan explicar la migración y acumulación de hidrocarburos, con el propósito de aplicarlos en la exploración en áreas potencialmente productoras de gas.

A pesar de que el desarrollo exploratorio y que en la actualidad se tiene una evolución tecnológica mas avanzada y nuevos conceptos geológicos, aun existen varias incógnitas relacionadas con el modelo geológico y la distribución de las rocas almacenadoras terciarias presentes en el área de estudio.

El objetivo del trabajo fue identificar los límites de secuencia y las máximas superficies de inundación en el área Norte del campo Velero, para conocer la distribución de las rocas almacén y sello.

Se identificaron ocho límites de secuencias y nueve superficies de máxima inundación con ayuda de datos paleontológicos, ambientes de depósito, núcleos y registros geofísicos que se extienden del Paleoceno inferior al Eoceno medio. Siendo los límites de secuencia de 63, 60, 58.5, 55, 54.2, 48.5, 46.5 y 44 m. a. Y las máximas superficies de inundación de 66, 61, 59, 56.5, 54.8, 54.3, 53.5, 49 y 45.5 m. a.

Los límites de secuencia son los más importantes ya que dentro de ellos se encuentran los tractos de sistemas que nos ayudaron a distinguir la distribución de los cuerpos arenosos capaces de producir hidrocarburos.

El Paleoceno inferior se distingue por las areniscas turbidíticas que nos indican que estamos en un abanico de talud dentro del Lowstand systems tract, en arenas productoras que tienen una nomenclatura designada como PM-14, 24 y 25 en el límite de secuencia de 63 m. a.

En el límite de secuencias de 60 m. a., se tiene también la arena PM-10 de igual ambiente a la anterior, de abanico de talud, ubicada en el Lowstand systems tract, con gran producción de gas dentro del campo Velero.

Los límites de secuencias 58.5, 55 y 54.2 m. a., se ubican en el Paleoceno superior, que se identificaron como ciclos de cuarto orden de una serie repetitiva de transgressive systems tract a higstand systems tract, donde se tienen arenas productoras denominadas PW-3 a la PW-11.

I) INTRODUCCION

La necesidad cada vez mayor de Petróleos Mexicanos de incorporar reservas petrolíferas, ha motivado el estudio de modelos sedimentarios que permitan explicar la migración y acumulación de hidrocarburos, con el propósito de aplicarlos en la exploración en áreas potencialmente productoras de gas.

A pesar de que el desarrollo exploratorio y que en la actualidad se tiene una evolución tecnológica mas avanzada y nuevos conceptos geológicos, aun existen varias incógnitas relacionadas con el modelo geológico y la distribución de las rocas almacenadoras terciarias presentes en el área de estudio.

Para lograr dilucidar lo expuesto anteriormente, es necesario aplicar los nuevos conceptos geológicos y las nuevas herramientas con que se cuenta, como son el análisis secuencial y el apoyo de las estaciones de trabajo

Uno de los problemas principales de esta zona es la distribución de las arenas que hacia el Norte del área de estudio son erráticas dentro del Paleoceno inferior y superior. Este trabajo se realizó con ayuda de la tabla de ciclos globales del Cenozoico del Golfo de México, datos sísmicos, paleontología, núcleos y registros geofísicos, proponiéndose un modelo sedimentario para aportar una idea de la distribución de dichas arenas y poder proponer localizaciones exploratorias y de desarrollo en las secuencias estratigráficas identificadas en este estudio, así como conocer sus propiedades petrofísicas con la calidad de roca almacén.

IA) Trabajos previos Geológicos

Uno de los principales problemas de la Cuenca de Burgos es la distribución de las areniscas almacenadoras de gas, que hacia la parte Norte del área que se estudiara son muy erráticas proponiéndose realizar un estudio de estratigrafía de secuencias, que no se ha realizado en esta parte mencionada.

La exploración de la Cuenca de Burgos comenzó a fines de las décadas 1920-1930 por compañías extranjeras, las que apoyadas en estudios geológicos realizaron una etapa de perforación que culmina con el establecimiento de producción de gas en los campos: La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo, ubicados en la porción nor-noreste del estado de Tamaulipas.

Petróleos Mexicanos inició su exploración en 1939 y hasta abril de 1945 descubre en forma comercial gas y condensado en areniscas del Oligoceno, en el pozo Misión # 1, ubicado aproximadamente a 30 Km., al WNW de Ciudad Reynosa, Tamps. Debido a la presencia de hidrocarburos en el área se intensificó la actividad exploratoria y se hicieron nuevos descubrimientos, activándose simultáneamente su desarrollo y el establecimiento de nuevos campos (Echánove, 1986).

Dentro de los estudios geológicos y geofísicos regionales realizados en la cuenca se tienen los elaborados por Castillo (1969), García del Ángel (1969). Posteriormente González (1976) y Echánove (1986) elaboraron estudios regionales más actualizados de la cuenca, éste último autor interpreta los ciclos transgresivos y regresivos en la cuenca. Pérez Cruz (1992) realizó un trabajo sobre la evolución geológica de la Cuenca de Burgos, donde la estratigrafía y geología estructural se obtuvieron de líneas sísmicas regionales y registros geofísicos de pozos.

La franja del Paleoceno se localiza en la margen occidental de la provincia, con una superficie aproximada de 15,500 km², siendo la más prometedora de la cuenca. La presencia de hidrocarburos, se estableció en el área Oeste de la Presa Falcón en 1959, con la producción de 0.070 mmpcd, en areniscas del Paleoceno Midway en el pozo Peñalva-101, ubicado aproximadamente a 20 Km., al norte de General Bravo, N. L. Posteriormente, en 1962 se obtuvo producción en el Campo Arcos, en areniscas tipo deltaico de la Formación Eoceno Wilcox, con una producción inicial de 0.935 mmpcd. Asimismo, en ese mismo año se detectó la presencia de gas en las calizas arcillosas de las formaciones Taraises y Agua Nueva del Cretácico, en el pozo Cadena # 2, aproximadamente a 30 Km., al suroeste de Ciudad Miguel Alemán, Tamps (Cuevas Leree, 1989).

En 1971, PEMEX estableció una producción comercial de hidrocarburos en el Área Laredo, en el pozo Robulus-1 en areniscas de tipo barra litoral de la Formación Wilcox, con una producción inicial de 0.769 mmpcd. En el área continuaron los descubrimientos con los pozos Oasis (1972), Pandura (1982) y Corindón (1974). En 1978 se estableció la presencia de gas en desarrollos arrecifales de la Formación Cupido del Cretácico Inferior en el pozo Totonaca-1.

La producción de gas y condensado en esta franja, proviene principalmente de los desarrollos arenosos terciarios correspondientes a un sistema de barras costeras, que constituyen los yacimientos combinados presentes en las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno (Echanove, 1986).

En 1994-1995 se realizó el Estudio del Potencial Remanente del Terciario del Proyecto Integral Burgos (PEMEX, 1998). En este estudio de tipo regional, se delimitaron de manera general los plays de la Cuenca de Burgos mediante la interpretación de secciones sísmicas e información de pozos. (Fig. I-1)

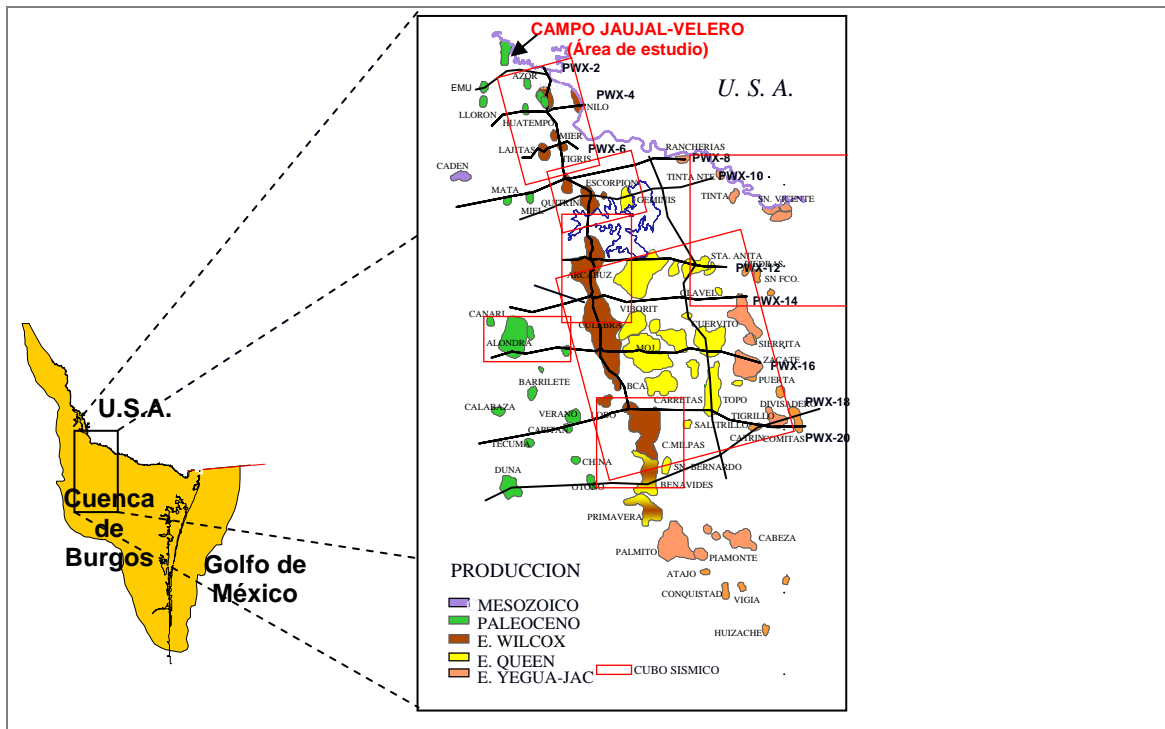


Fig. I.1 Campos productores de la Cuenca de Burgos (PEMEX 1998, Inédito).

El área de la Cuenca de Burgos se encuentra cubierta por una gran cantidad de estudios geofísicos sismológicos regionales, de semidetalle y detalle, que determinan los modelos estructurales que afectan a la secuencia sedimentaria en el área. (Saucedo Toríz, 1995).

En 1993 PEMEX y Chevron elaboraron un estudio geológico y geoquímico en el que se analizó la estratigrafía del área, y definieron tres estilos estructurales: el primero al occidente del área, compuesto por una serie de bloques afectados por fallas normales de poco desplazamiento; el segundo, un sistema de fallas normales de crecimiento en las formaciones Vicksburg y Frío principalmente, y el tercero, ubicado al oriente formado por bloques afectados por fallas normales y diapiros de lutita en el Oligoceno Superior y Mioceno. También se identificaron tres unidades de rocas generadoras, una en el Paleoceno-Eoceno, otra en el Oligoceno y la tercera en el Mioceno.

Geofísicos

En el área del campo Velero se realizaron estudios sismológicos desde los años setentas, dando como resultado la perforación del Pozo Velero-1, productor en Paleoceno Midway, posteriormente en 1998 se realizaron los estudios sísmicos 2D Magallanes y Roleta con 222 y 50 Km lineales. En 1999 debido a la complejidad del área se realizó el estudio sísmico 3D, llamado Jaujal-Velero utilizando como fuente de energía vibrosismos, dinamita y pistolas, con objetivos Eoceno-Paleoceno, cubriendo un área de operación de 487 Km² (Fig. I-2).

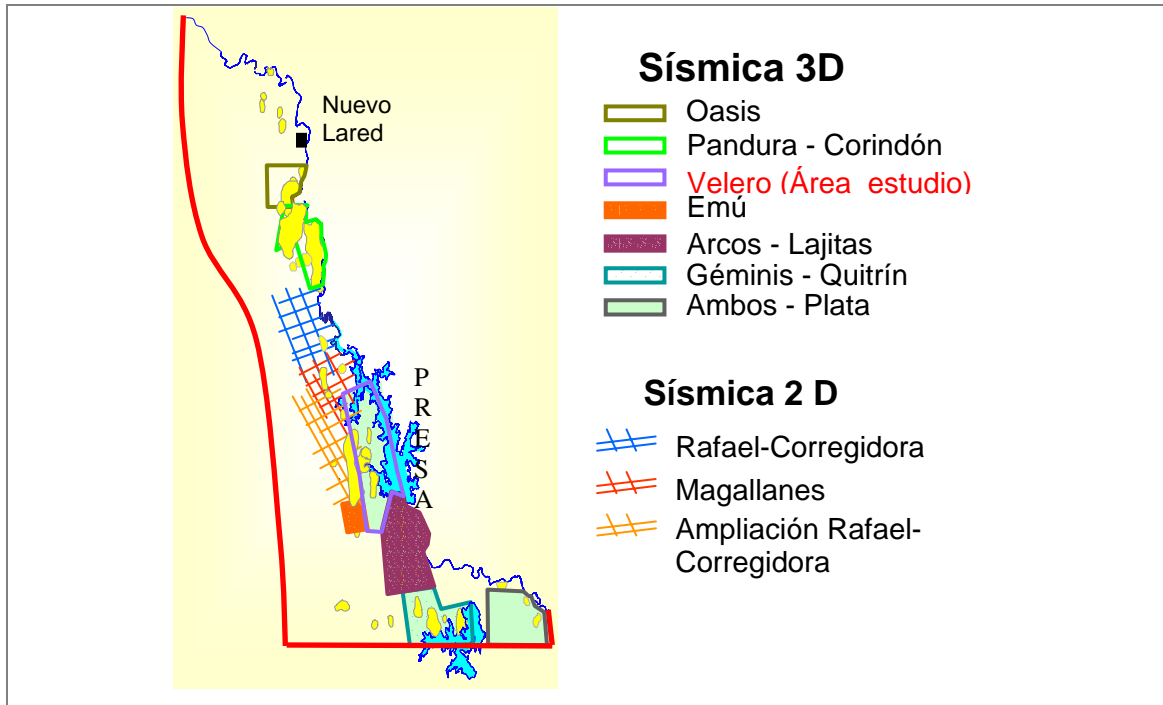


Fig. I-2 Plano de localización de estudios sísmicos.

En los trabajos previos señalados anteriormente, no se han hecho estudios de estratigrafía de secuencias, que es el objetivo de este trabajo, que nos ayudará a delimitar áreas con posibilidades de encontrar rocas almacenadoras capaces de producir gas, que es la visión primordial de Petróleos Mexicanos.

IB) Objetivos

Los objetivos de este estudio son realizar un análisis de estratigrafía de secuencias dentro del Paleoceno inferior-superior y Eoceno, para conocer la distribución de las areniscas; con ayuda de registros geofísicos de pozos, paleontología, núcleos y líneas sísmicas que nos ayuden a interpretar los límites de secuencia y máximas superficies de inundación y poder establecer los tractos de sistemas (systems tract) que conlleven a la elaboración de un modelo sedimentario y delimitar la distribución de los cuerpos arenosos para establecer áreas de interés económico-petrolero, así como conocer las propiedades petrofísicas de las arenas productoras en el área de estudio.

IC) Localización del área de estudio

El área de estudio se encuentra en el estado de Tamaulipas dentro de la provincia geológica Cuenca de Burgos, que se localiza al NE de México. Limitada al oeste por el contacto geológico superficial Cretácico- Terciario, al este por el vaso de la Presa Falcón, al Norte por los Campos Aventurero-Socavón y al sur los Campos Llorón-Enlace, teniendo una superficie aproximada de 109 km².

El área se ubica en las siguientes coordenadas (U.T.M) (Fig. I-3, ver anexo-1 para mas detalle).

A) X= 456,000

C) X= 487,000

Y= 2, 965,000

Y= 2, 936,000

B) X= 487,000

D) X= 456,000

Y= 2, 965,000

Y= 2, 936,000

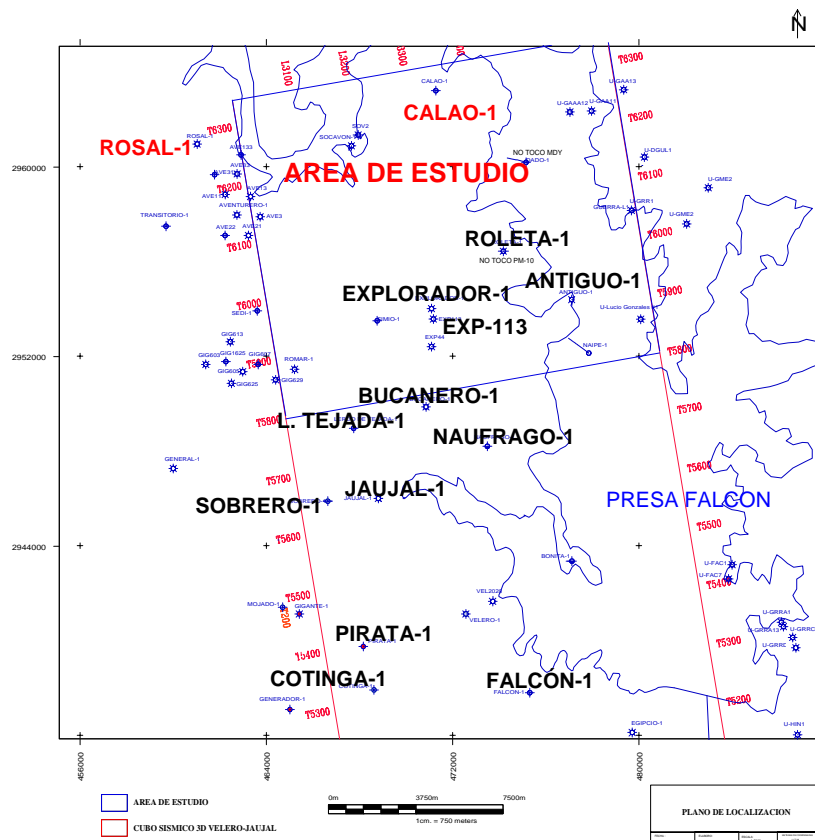


Figura I.3 Plano de Localización del Área.

ID) METODOLOGIA

El método de trabajo seleccionado, fue la interpretación de líneas sísmicas y registros de pozos, tomando en cuenta las curvas de rayos gamma (RG) o potencial espontáneo (SP), resistividad (ILD, AF90, AF60), además del análisis de núcleos cortados por algunos pozos en el área de estudio. El siguiente diagrama de flujo muestra la metodología que se siguió (Fig. I-4).

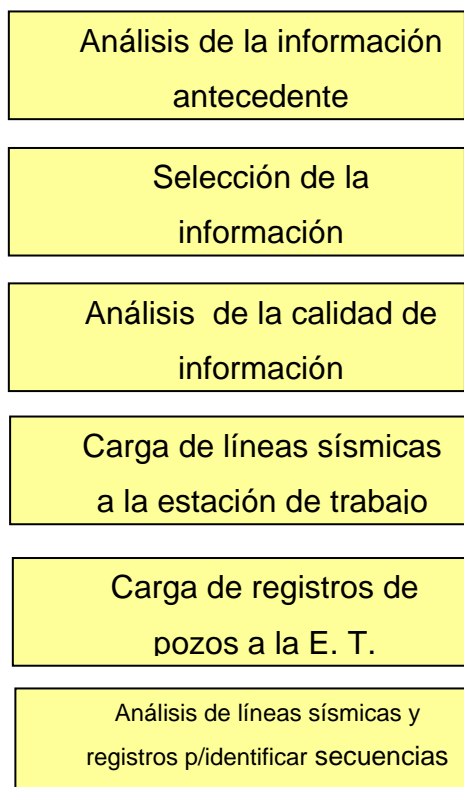


Fig. I-4 Diagrama de flujo que muestra la metodología que se siguió.

a) Análisis y selección de la información

Se compiló la información geológica, geofísica y paleontológica relacionada al área de estudio. Para la selección de las líneas sísmicas se tomó el estudio sísmológico Velero-Jaujal 3D, así como los pozos a estudiar Roleta-1, Sobrero-1, Bonita-1, Antiguo-1, Rosal-1 y Explorador-113.

De los registros de pozos se tomaron las curvas de radioactividad (RG o SP) y resistividad (ILD, AHF-90, AHF-60), tomándose en cuenta también las leyes de

velocidades (VSP y Check Shot) de los pozos exploratorios Sobrero-1, Cotinga-1, Azor-1, etc.

Para la interpretación de los registros de pozos se tomaron los datos paleontológicos, las curvas de radiactividad así como las de resistividad, para ver la máxima arenosidad y arcillosidad e identificar los límites de secuencia.

b) Carga de líneas sísmicas y pozos a la estación de trabajo.

La información de las líneas sísmicas se grabó en formato "Seg-Y", se creó un proyecto de trabajo denominado "Gigante 3D" cargándose toda la información sísmica del cubo 3D Velero-Jaujal. Solamente se tomó la parte Norte del volumen tridimensional para la realización de este trabajo, tomándose solo dos líneas para la interpretación de las secuencias, siendo estas, la línea arbitraria I que pasa por los pozos Rosal-1, Calao-1, y la II que pasa por los pozos Rosal-1, Roleta-1 y Antiguo-1.

IE) ANTECEDENTES DE PRODUCCION.

La exploración del campo Velero se realizó con la perforación del pozo exploratorio Velero-1 en el año de 1976, quedando productor en el Paleoceno Midway en la arena denominada PM-10 de ambiente turbidítico en el intervalo 1871-1909 m, con un gasto inicial de 4.2 MMPCDG, y una presión superficial y cerrado de 190 y 285 Kg/cm² respectivamente. (Tabla- I-1)

POZOS	ARENA	PROD. FINAL (mmpcd)
Velero-1	PW-7	233.3
	PM-10	13962.4
Velero-11	PM-10	5700.7
Velero-12	PW-7	6617.1
Velero-21	CPO. 1550	2577.5
	PW-7	2721.7
Velero-23	CPO. 1606	876.6

	PM-10	5631.3
Velero-31	CPO. 1394	114.0
	PW-7	274.4
Velero-32	PW-7	1214.7
Velero-43	PW-3	720.4
	PW-7	274.4
	PM-10	4270.7
Velero-54	PM-10	27.7
Velero-133	PW-7	1608.7
Velero-2004	PW-6B	3.5
	PM-10	5.2
Velero-2005	PM-10	142.3
Velero-2009	PW-7	752.2
Velero-2010	PM-10	116.4
Velero-2011	PW-7	529.0
	PW-8	338.7
Velero-2013	PW-6	845.8
Velero-2014	PM-10	622.9
Velero-2015	PM-10	318.7
Velero-2016	PW-7	682.6
Velero-2017	PW-7	391.0
Velero-2021	PW-6	486.8
Velero-2022	PW-4	79.0
	PW-7	19.7
	PM-10	615.0
Velero-2023	PW-7	116.1
Velero-2027	PM-10	196.1
Velero-2035	PM-10	28.0
Velero-2037	PW-4	684.5
Velero-2047	PW-6	193.6
	PW-7	64.3
Velero-2050	PM-10	837.0
Velero-2051	PW-6B	434.3

	PW-7	434.3
	PM-10	443.5
Velero-2053	PW-7	2155.2
Velero-2054	PW-6	982.0
Velero-2055	PW-7	1797.6
Velero-2057	PW-6	691.4
Velero-2059	PM-10	391.0
Velero-2060	PM-10	166.1
Velero-2061	PM-10	114.5
Velero-2062	PM-10	236.2
Velero-2067	PW-3	6.5
	PW-8	9.8
Velero-2071	PW-6	305.7
	PW-7	230.6
Velero-2072	PM-10	138.1
Velero-2111	PW-7	582.7
Velero-2145	PW-6	190.4
	PM-10	354.7
Velero-2147	PW-7	61.6
	PW-8	41.0
Velero-2211	PW-6	271.1
	PW-7	271.1
Prod. Total		65,955.4

Prod. Acum. Cuenca de Burgos	8493.07 bcf. (Marzo 2005)
-------------------------------------	---------------------------

TABLA I.1 Antecedentes de producción.

Los objetivos del campo Velero eran solamente el Paleoceno Midway, pero la necesidad de Petróleos Mexicano de incorporar reservas de gas, también se probaron los intervalos del Paleoceno Superior y Eoceno Inferior Wilcox, teniendo éxito exploratorio en estas formaciones dentro de las arenas PW-3, 4,

6, 7, 8 y EW-9 respectivamente. El campo Velero, tiene una producción acumulada hasta Julio del 2004 de 65.9 BCF. (Fig. I-5)

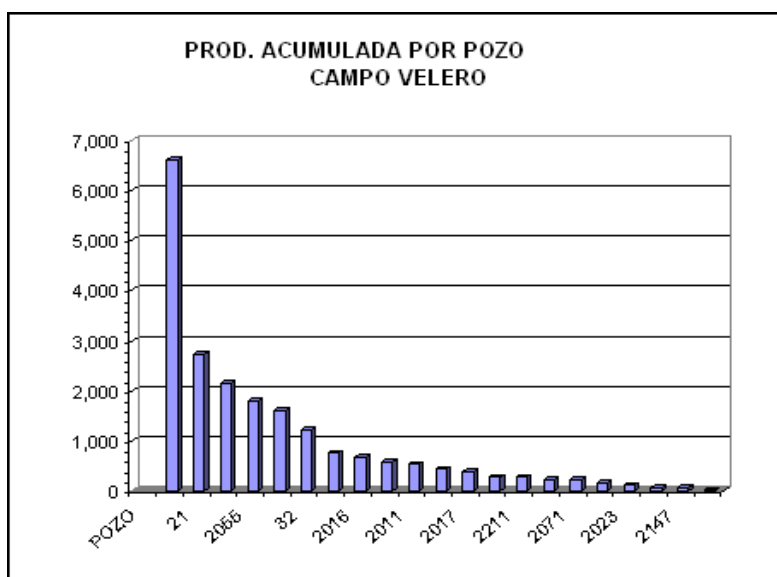


Fig. I.5 Producción Acumulada (mmpc) por pozo Campo Velero.

IF SISTEMAS PETROLEROS

Este inciso habla sobre la geoquímica de la cuenca de Burgos, trabajo realizado por Ziga (1998), tomándose en cuenta lo más sobresaliente de este estudio.

La caracterización geoquímica de las rocas generadoras, tiene vital importancia dentro de la Cuenca de Burgos, que está relacionada con el potencial generador, los procesos de madurez y migración de hidrocarburos, desde los focos de generación hasta las trampas.

Se tienen 8 subsistemas generadores evaluados en la Cuenca de Burgos, un subsistema mesozoico y 7 subsistemas terciarios; destacándose su potencial generador, madurez, focos de generación, tipo de materia orgánica, contenido de gases húmedos, contenido de gas seco, gradiente geotérmico regional, isotopía de gases, y rutas de migración.

De acuerdo a su potencial generador, las rocas más importantes son: Paleoceno Midway, Paleoceno Wilcox, Eoceno Wilcox y Oligoceno Vicksburg.

El control estructural influye sobre; la madurez de las secuencias generadoras; las rutas de migración y los yacimientos (Ziga, 1998).

La isotopía de gases indica que algunos yacimientos de gas seco de la franja del Paleoceno, son generados por rocas mesozoicas sobremaduras, identificadas en la Formación Méndez.

El contenido de gas húmedo ocurre en la parte central de la Cuenca de Burgos asociado a dos factores:

- 1.- La sobreposición de 6 focos de generación dentro de la ventana del gas húmedo.
- 2.- La asociación de los yacimientos de gas húmedo, con anomalías geotérmicas con gradientes muy elevados de 50 a 70° C/Km.

La distribución del campo geotérmico de la Cuenca de Burgos, se observa como una anomalía térmica elevada, situada en las franjas del Eoceno-Oligoceno, donde ocurre la generación de gas húmedo, rodeada tanto al occidente como al oriente por zonas termalmente frías (franja del Paleoceno y Mioceno), principales generadoras de gas seco. (Fig. I-6)

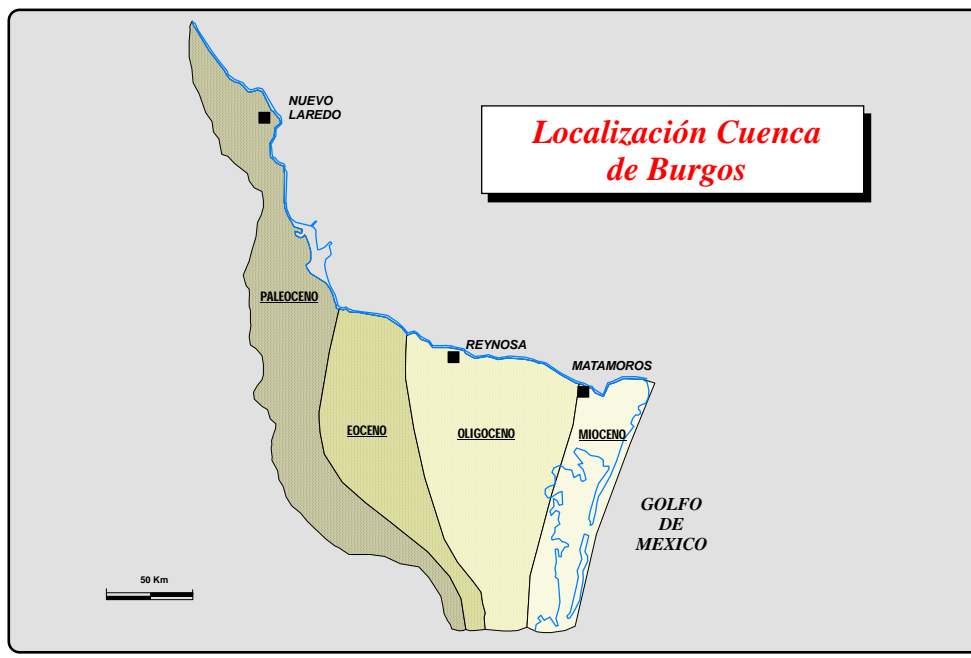


Fig. I-6 Plays Terciarios de la Cuenca de Burgos, (Ziga, 1998).

SUBSISTEMA GENERADOR MESOZOICO

Caracterizado por isotopía de gases, las rocas generadoras sobremaduras mesozoicas, identificadas por modelaje de madurez con la Formación Méndez, cargan de hidrocarburos algunos yacimientos en la Franja del Paleoceno, formando campos almacenados tanto en rocas mesozoicas (campos Cadena almacenado en Cretácico Sup.) y principalmente en rocas del Paleoceno, Fm. Midway (campos Duna, Alondra, Emu, Corindón y Pandura). La principal prueba del **origen mesozoico** de esta producción, es la madurez muy elevada, indicada por el contenido de isótopos de Carbono 13 en metano y el contenido de isótopos de Carbono 13 y Deuterio los cuales definen estos gases como **Termogénicos No Asociados (gas seco)**, generados por rocas con una madurez que varía entre 2 a 3% de Reflectancia de Vitrinita (**Ro**), con materia orgánica sapropélica (kerógeno I y II) (Fig. I-7 y I-8) (Ziga, 1998).

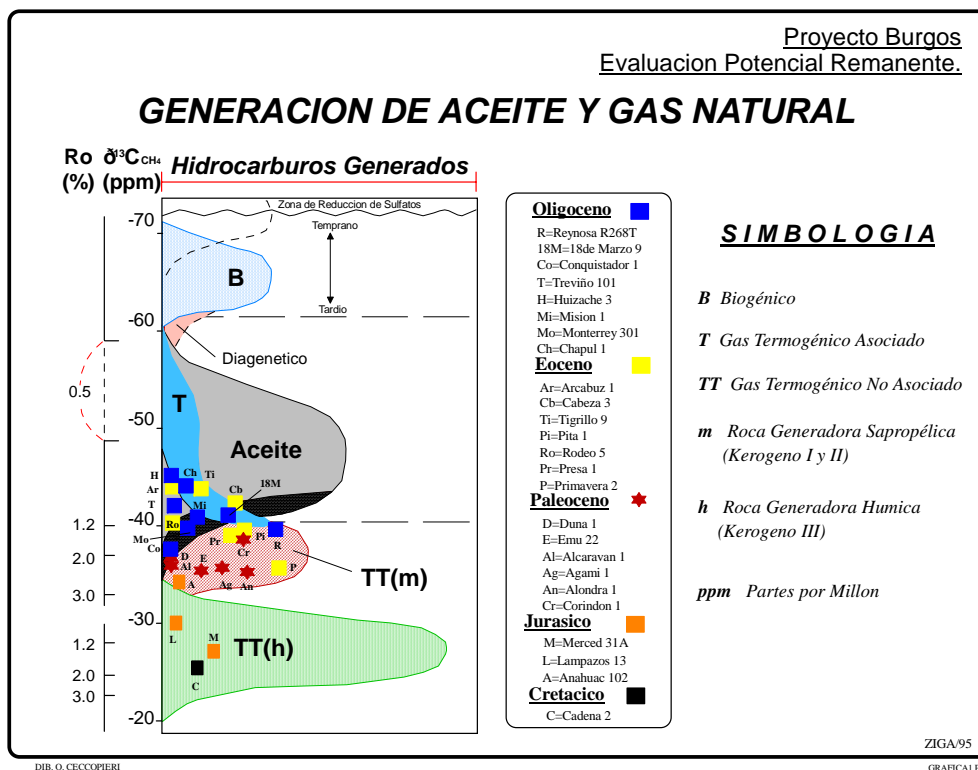


Fig. I-7 Generación de aceite y gas natural, (Ziga, 1998).

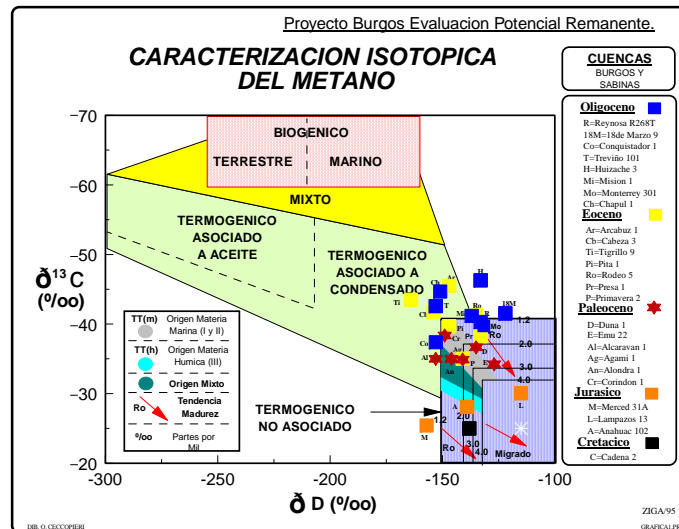


Fig. I-8 Caracterización de aceite y gas natural, (Ziga, 1998).

Es importante precisar que la producción muestreada de la franja del Paleoceno, no pudo ser generada por la Fm. Midway, ya que esta unidad tiene una madurez menor, (como se verá más adelante), la cual varía entre 0.5 hasta <1.2% de Ro, por lo que solo podría generar gas húmedo. Excepción hecha del campo Emu, donde Midway varía de madurez entrando a la ventana del gas seco $Ro > 1.2$, pero aún así, el gas analizado del Pozo Emu 22, tiene una madurez cercana a 3% de Ro, por lo que de acuerdo con el modelado de este pozo, esta madurez corresponde a la Formación Méndez.

También se observa que las rocas generadoras de la Fm. Méndez, expulsaron los gases almacenados en la Franja del Paleoceno con una madurez menor que la que generó los yacimientos de los Campos Lampazos (almacenado en J. La Gloria), Anáhuac (J. Novillo), y Cadena la cual tiene kerógenos húmicos y una madurez que varía entre 2 %, 3% y >4 % de refractancia de la vitrinita (Ro), respectivamente.

Conviene también hacer notar que la producción almacenada en los campos del Eoceno y del Oligoceno son **Gases Termogénicos Asociados a Condensados**, es decir, son gases húmedos que fueron formados, en condiciones de madurez temprana $Ro > 0.5$ a 1.2%, por cracking termal de kerógeno tipo III y no por rompimiento termal de aceite, como prueba obsérvese que no se determinaron gases termogénicos asociados a aceite en la Cuenca de Burgos (Ziga, 1998).

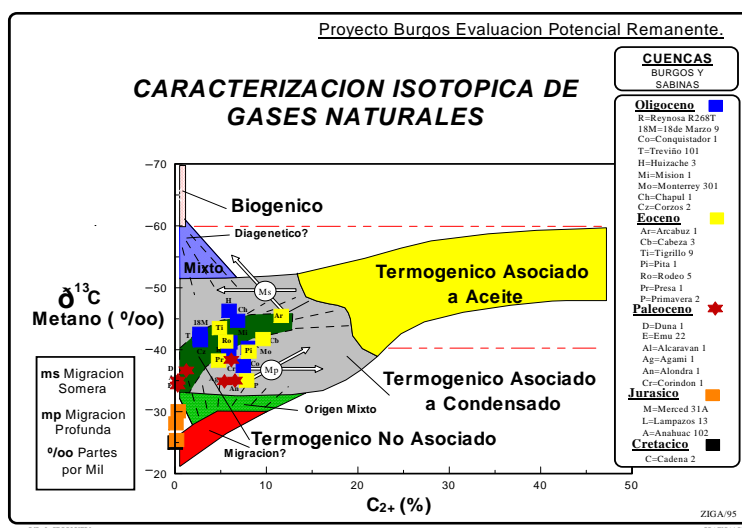


Fig. I-9 Caracterización isotópica de gases, (Ziga, 1998).

“La relación Isotópica de Carbono 13 en Metano vs. Carbono 13 en Etano (fig. I-9) nos indica que la producción almacenada en las franjas del Eoceno y Oligoceno es una mezcla de gases biogénico y termogénico, mientras que la producción almacenada en los campos de la Franja del Paleoceno, es de origen termogénico” (Ziga, 1998).

Además, en la franja del Paleoceno, existen evidencias de migración de fluidos generados en el mesozoico, como es el alto contenido de ácido sulfhídrico del Campo Totonaca (almacenado en el Arrecife Cupido), indicando condiciones de destrucción de los hidrocarburos por una madurez muy elevada y rutas de migración a través de fallas, desde estos horizontes mesozoicos evaporíticos (J. Olvido y J. Novillo) profundos hasta su posición de almacenamiento en la Fm. Cupido.

SUBSISTEMA GENERADOR PALEOCENO MIDWAY

Potencial Generador.-La Fm. Midway, tiene un Potencial Generador que varía de occidente a oriente desde pobre (COT <0.5%) hasta muy buena, asociado a una plataforma cuyo ambiente de depósito se profundiza desde nerítico medio hasta batial superior. (Fig. I-10)

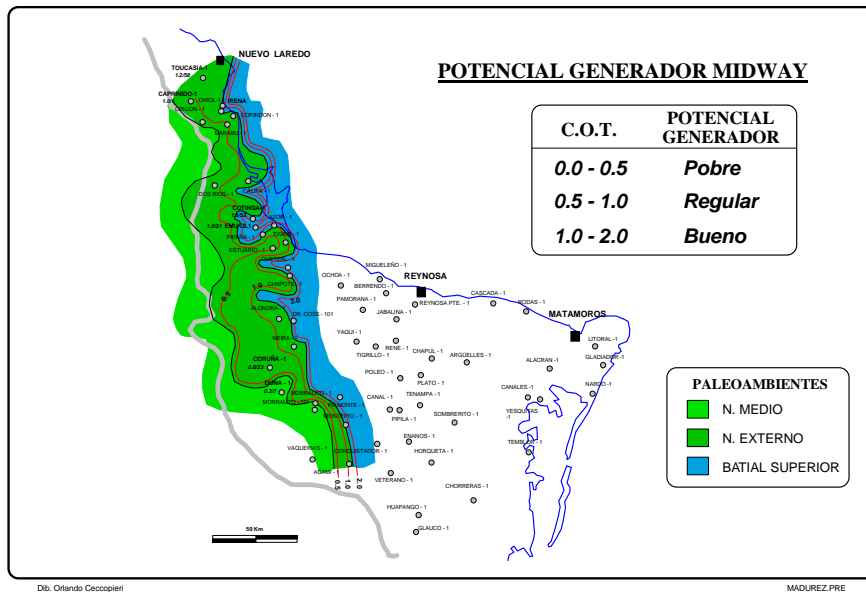


Fig. I-10 Potencial Generador Midway, (Ziga, 1998).

El área sin capacidad de generación comercial de hidrocarburos, tiene un potencial generador pobre, forma la parte occidental del área, con COT < 0.5%, asociado a una plataforma nerítica media.

El área con un potencial generador regular, con COT de 0.5% a 1.0%, esta asociado a una plataforma nerítica externa. El área con un potencial generador bueno (COT > 1.0 a 2.0%), esta asociada con un ambiente de deposito de borde de plataforma, por ultimo, el área con el potencial generador muy bueno (COT > 2%), esta asociado a un ambiente batial superior, donde las condiciones de preservación de la materia orgánica fueron excelentes debido a su bajo nivel energético y escaso contenido de oxigeno, destacando el mejor potencial generador en las áreas de Oasis-Pandura, Oriente de Alcaravan, Fosa de Emú, norte de Lomacopa y oriente de Conquistador.

Madurez.- La madurez de la cima de la Fm. Midway (Fig. I-11), varia desde inmadura en la parte occidental de la cuenca, a madura dentro de la Ventana de Gas Húmedo ($R_o > 0.5\%$ a 1.2%), hasta rocas dentro de la Ventana del Gas Seco ($R_o > 1.2$ a 4.0%). Se observa en este plano que la madurez tiende a incrementarse hacia el oriente, interpretándose este efecto como un resultado de la actuación de los Sistemas de Fallas Regionales de Expansión, que actuaron durante el Paleoceno

Temprano 66 millones de años (ma), Paleoceno Tardío (58.5 ma) hasta el Eoceno Temprano (49.5 ma).

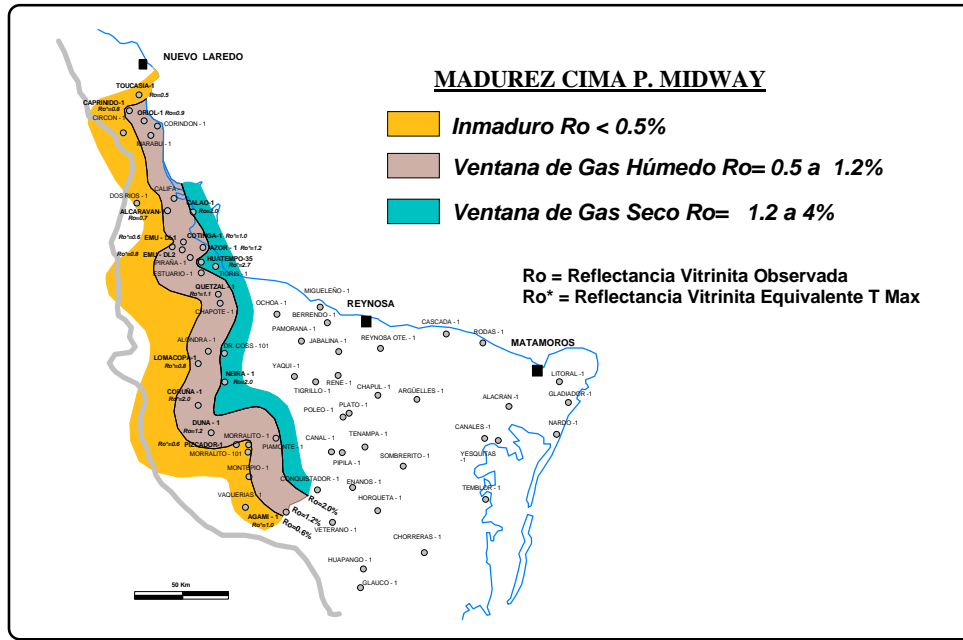


Fig. I-11 Madures de la cima del P. Midway, (Ziga, 1998).

Tipo de Materia Orgánica.-

Las lutitas de la Fm. Midway (Fig. I-12) están formadas por kerógeno Tipo III y IV, por lo que solo pueden producir comercialmente gas seco (Fig. I-13), y escaso condensado.

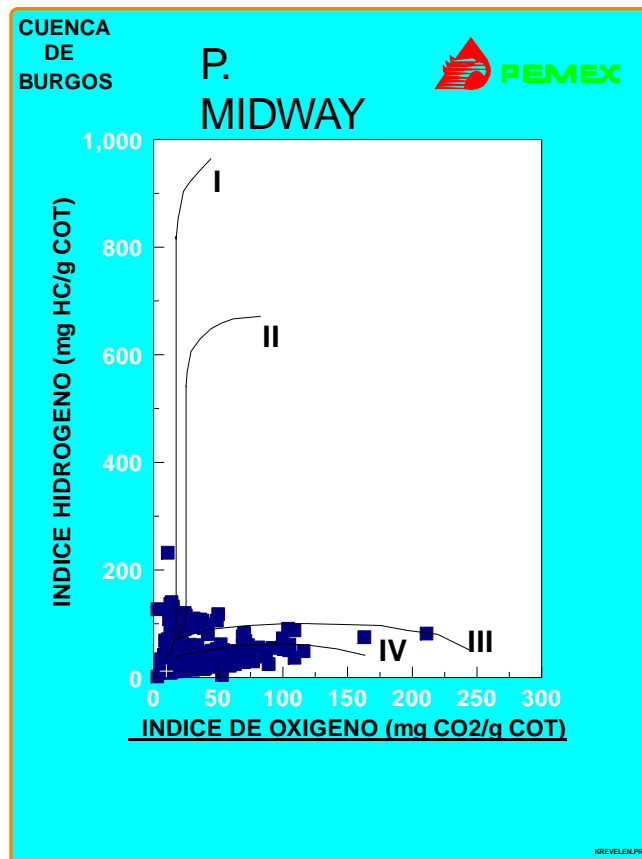


Fig. I-12 Grafica de Van Krevelen, (Ziga, 1998).

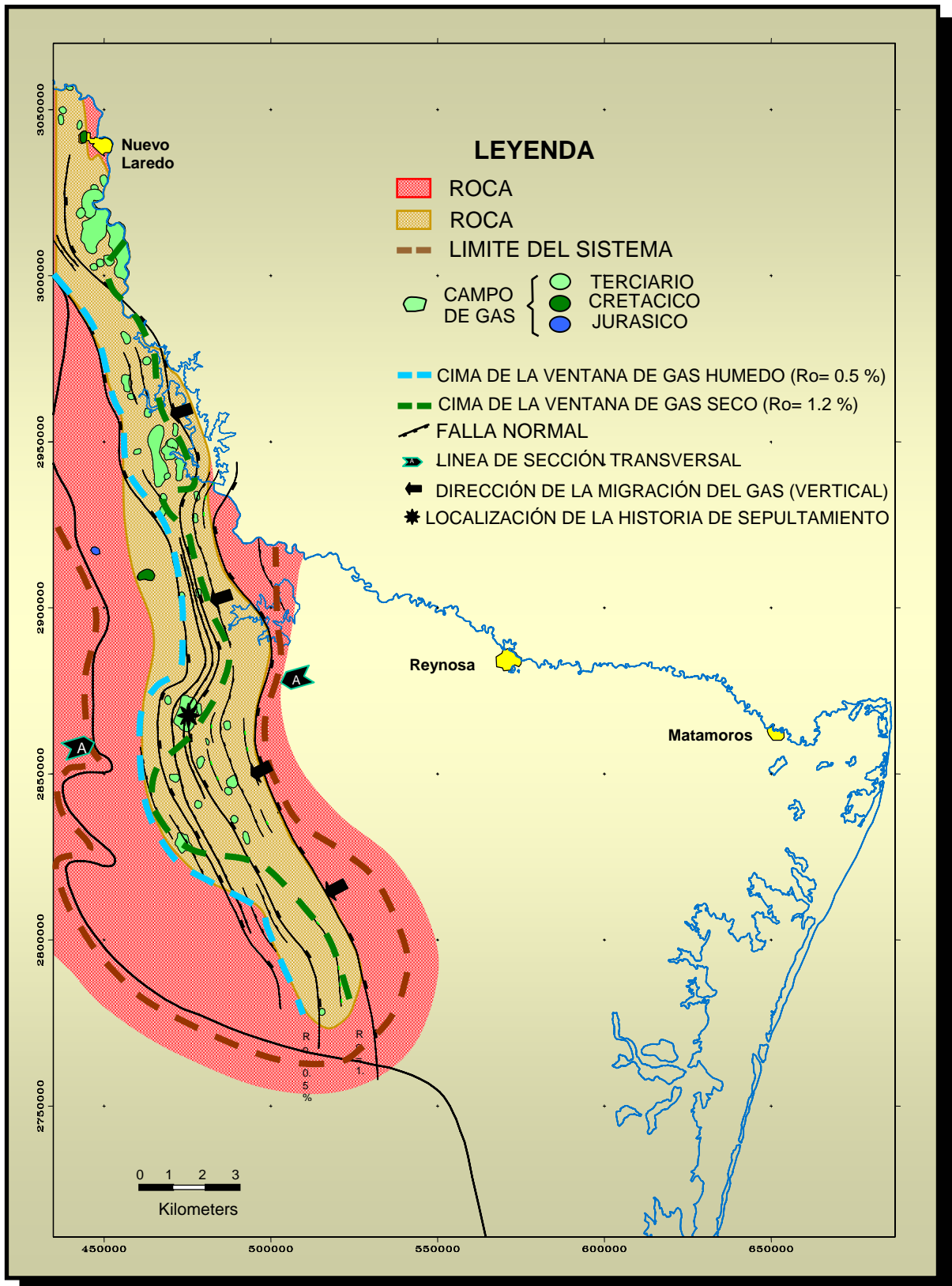


Fig. I-13 Cima de ventana de gases húmedos y secos, (Ziga, 1998).

SUBSISTEMA GENERADOR PALEOCENO WILCOX.

Potencial Generador.- La capacidad de generación de gas de la Formación Paleoceno Wilcox varía desde pobre (C. O. T. < 0.5%), asociado a un ambiente salobre y nerítico interno, a regular (C. O. T. de 0.5-1.0%), asociado a un ambiente nerítico medio; la mejor capacidad para generar, con potencial bueno y C. O. T. de 1.0 a 2.0% ocurre en la parte más profunda de la cuenca asociado de ambientes nerítico externo a batial superior. Destacando las áreas Pandura-Corindón, Emú-Jaujal-Velero, y la parte oriental de Neira-1 a Conquistador-1 (Fig. I-14).

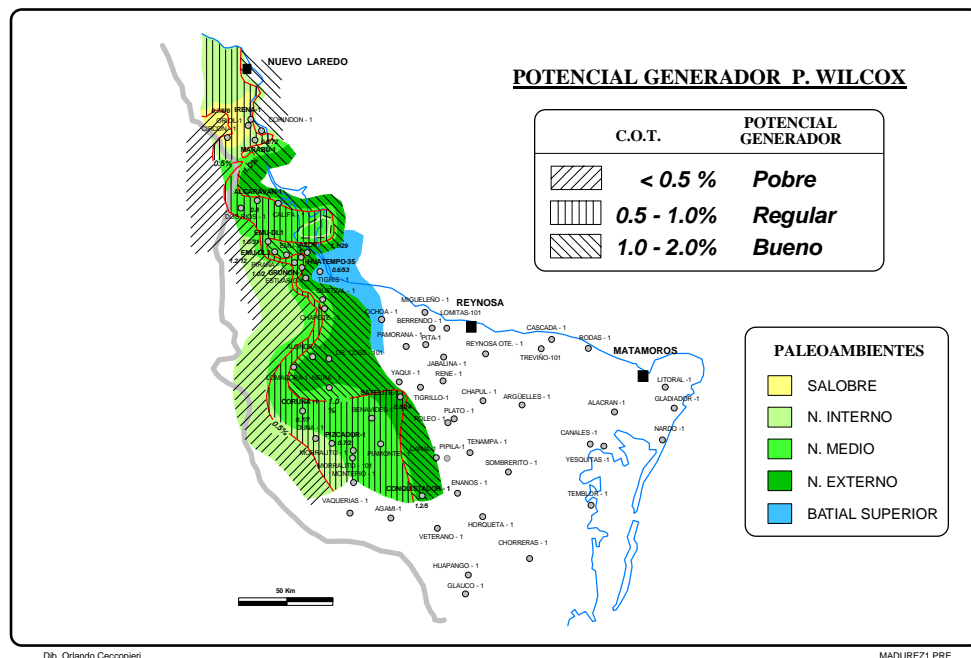


Fig. I-14 Potencial generador Paleoceno Wilcox, (Ziga, 1998).

Madurez.- La cima del Paleoceno Wilcox, varía desde inmadura ($R_o < 0.5\%$), a madura ($R_o > 0.5\%$) dentro de la ventana de gas húmedo, donde ocurre la generación de condensado, observándose que la madurez aumenta hacia el oriente, debido a la actividad de las fallas de expansión, que actuaron durante el Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano (58.5-49.5 ma) (Fig. I-14).

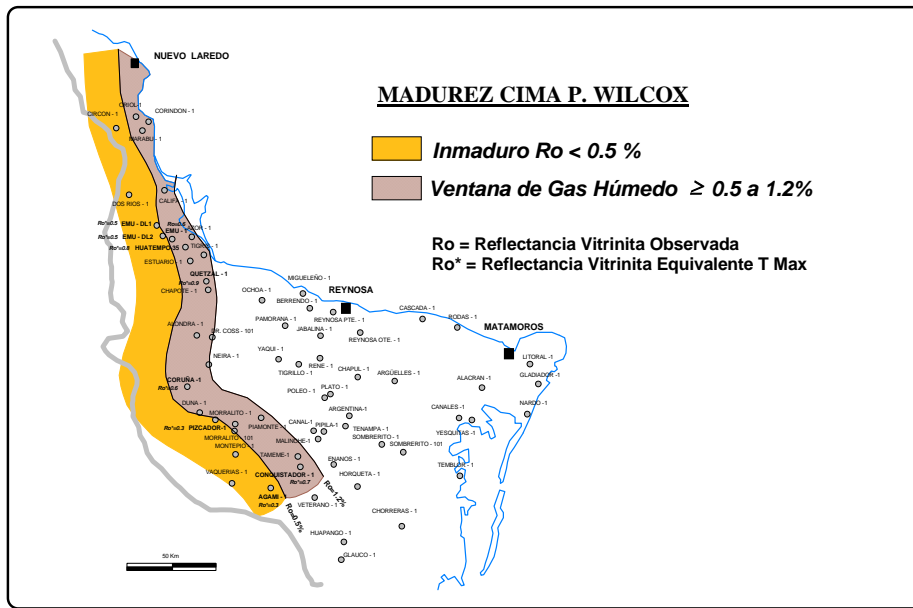


Fig. I-15 Madurez Cima Paleoceno Wilcox, (Ziga, 1998).

Tipo de materia Orgánica.- El tipo de materia orgánica para el Paleoceno Wilcox esta formada por kerógeno tipo III y IV, por lo que solo produce gas seco y escaso condensado. (Fig. I-16)

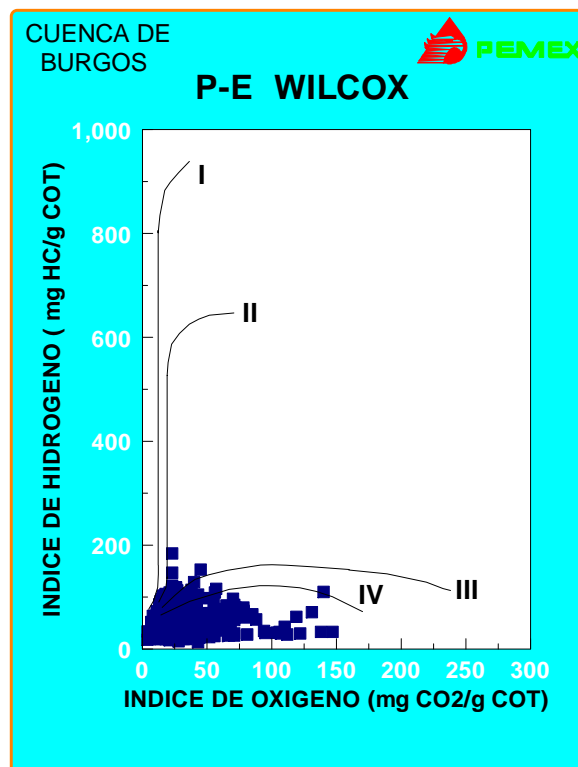


Fig. I-16 Gráfica de Van Kreevelen, (Ziga, 1998).

SUBSISTEMA GENERADOR EOCENO WILCOX

POTENCIAL GENERADOR.- El potencial generador de E. Wilcox, varía desde pobre hasta bueno asociado a una cuenca cuyos ambientes varían desde fluviales hasta batiales. (Fig. I-17)

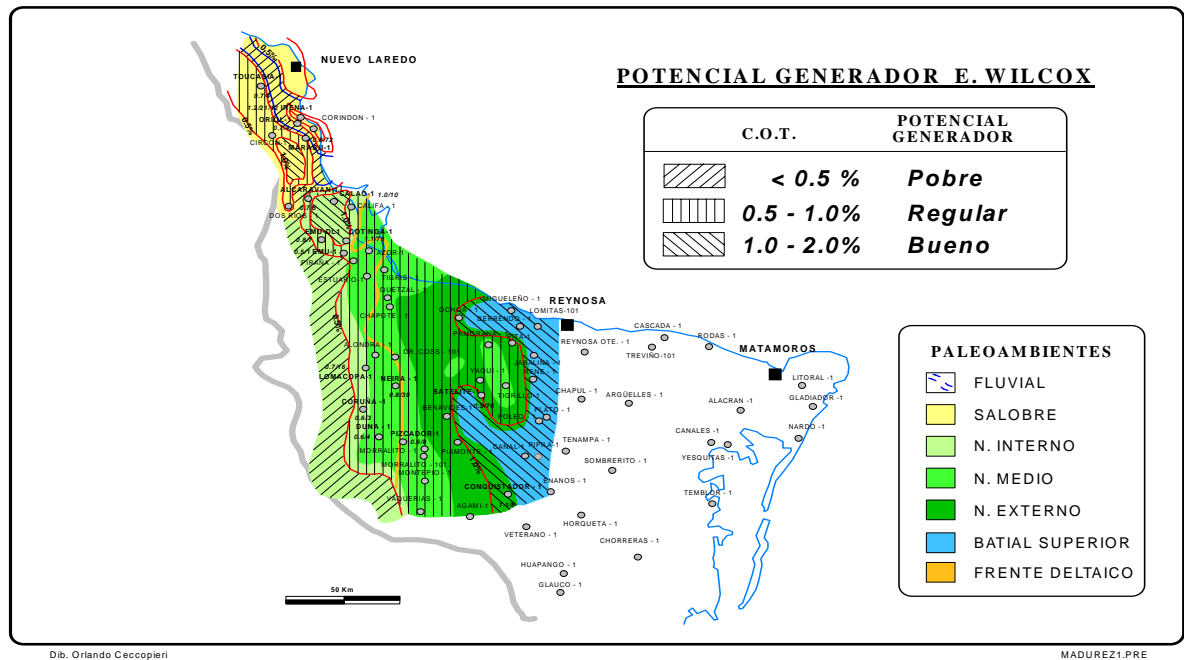


Fig. I-17 Potencial generador Eoceno Wilcox, (Ziga, 1998).

En el norte del área, se tienen ambientes salobres, con potencial generador bueno (COT de 1.0 a 2.0%), que podrían representar zonas paludales, asociados a un drenaje fluvial sin capacidad de generación comercial (COT<0.5%).

Hacia el oriente la cuenca se profundiza, aumentando también su potencial generador, desde un potencial regular asociado a un ambiente nerítico medio, hasta un potencial muy bueno (COT>2.0%), asociado a un ambiente batial.

MADUREZ.- En la parte occidental se tiene un área inmadura, una reflectancia de la vitrinita (Ro) <0.5%, donde no existe generación de hidrocarburos; limitadas al oriente por rocas maduras dentro de la ventana del gas húmedo, interpretándose

que fueron las fallas regionales de expansión que actuaron durante el Paleoceno tardío al Eoceno temprano (58.5- 49.5 ma), y ocasionaron que el bloque localizado al oriente del área inmadura entrara en la ventana de generación del gas húmedo. (Fig. I-18)

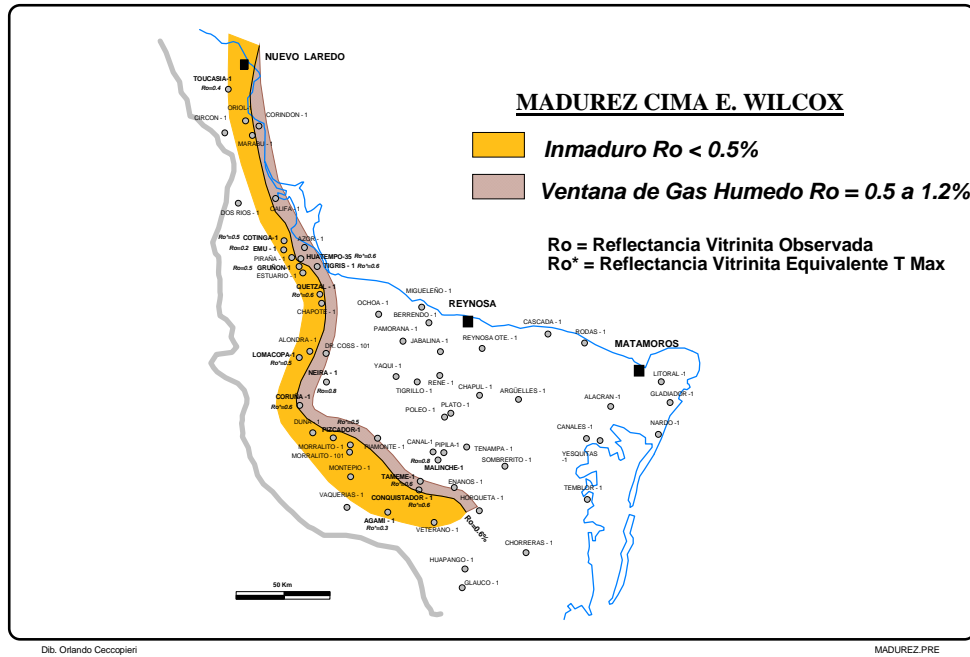


Fig. I-18 Madurez cima Eoceno Wilcox, (Ziga, 1998).

Tipo de Materia Orgánica.-El tipo de materia orgánica también es tipo III Y IV, (Fig. I-19), por lo que solo podemos esperar abundante metano y escasos gases húmedos (Etano + propano + butano + pentano).

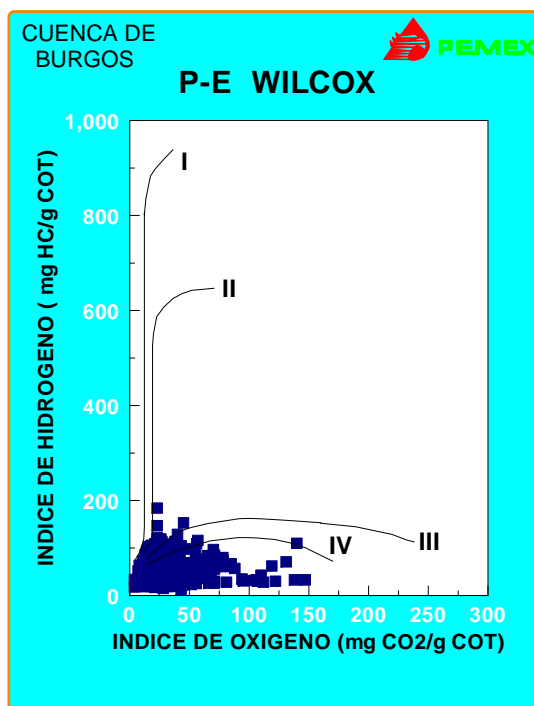


Fig. I-19 Grafica de Van Kreevelen, (Ziga, 1998).

SUBSISTEMA GENERADOR EOCENO REKLAW

Potencial Generador.-La capacidad de generación de hidrocarburos, de las lutitas del Eoceno Reklaw, (Fig. I-20) varía desde pobre hasta bueno.

En el norte del área, existen ambientes fluviales sin capacidad de generación (COT<0.5%); pero que presentan algunas áreas con ambiente salobre y potencial bueno (COT de 1.0 a 2.0%), que podrían representar zonas paludales. Hacia el oriente el área del frente deltaico y el prodelta tienen un potencial regular.

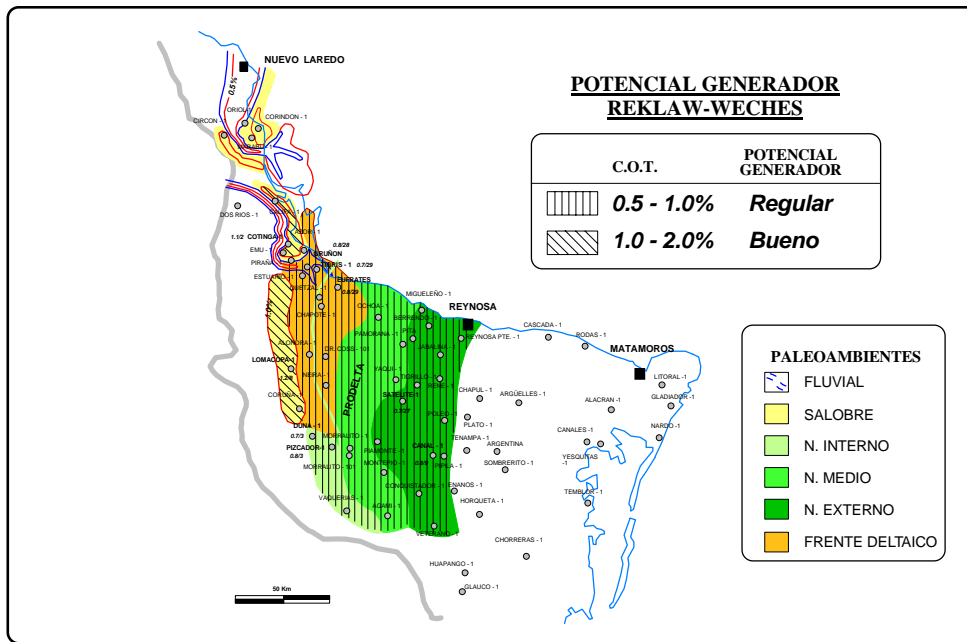


Fig. I-20 Potencial Generador Reklaw-Weches, (Ziga, 1998).

Madurez.-La madurez de la cima Eoceno Reklaw (Fig. I-21) varía desde inmadura en la parte occidental del área, hasta madura, con $R_o > 0.5\%$. La madurez está controlada por la actividad tectónica, ya que aumenta hacia oriente, debido a la actuación de fallas de expansión que funcionaron durante el Eoceno Medio (49.5 a 39.5 ma).

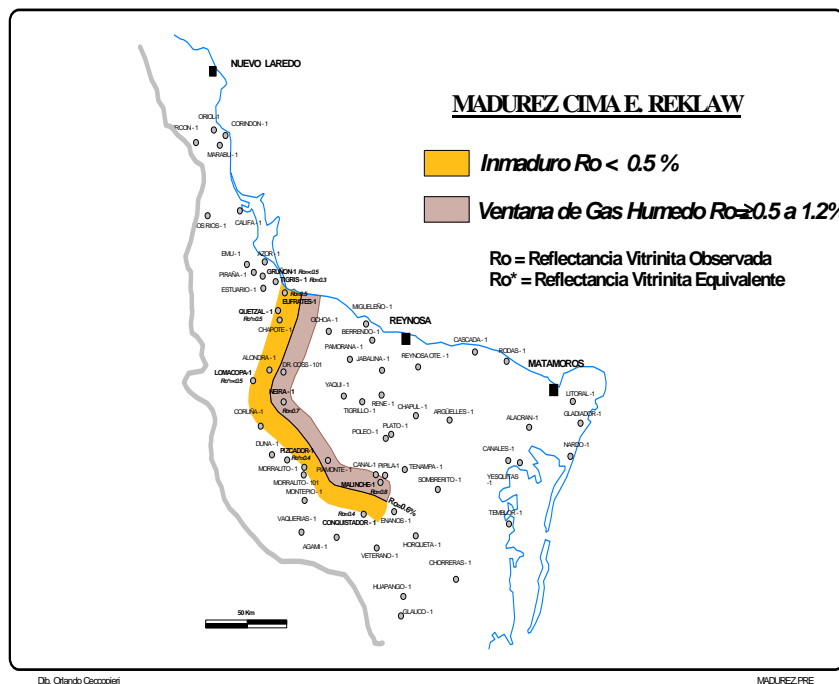


Fig. I-21 Madurez cima Eoceno Reklaw, (Ziga, 1998).

Tipo de Materia Orgánica.- En la fig. I-22, las lutitas de la Fm. Reklaw, están constituidas por Kerógeno tipo III y IV, por lo que solo pueden generar gas seco, escaso condensado (Ziga, 1998).

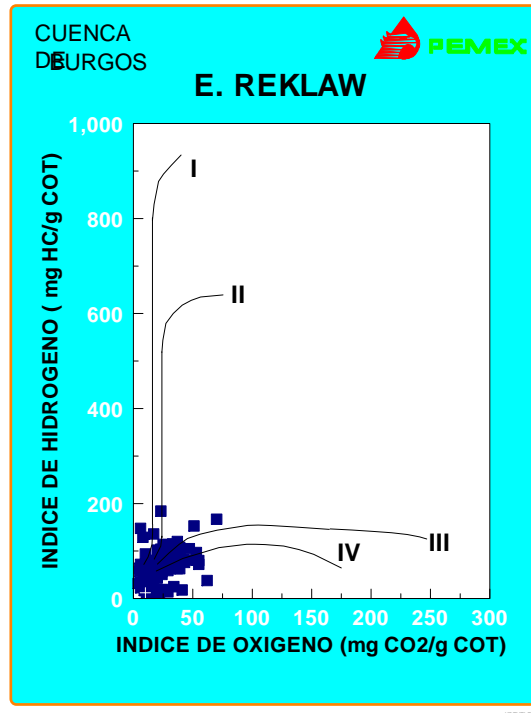


Fig. I-22 Grafica de Van Kreevelen, (Ziga, 1998).

II) MARCO GEOLOGICO REGIONAL

ESTRATIGRAFIA

La Cuenca de Burgos es una provincia geológica terciaria productora de gas seco, que se encuentra sobre parte de la Planicie Costera y de la Plataforma Continental del Golfo de México, en el noreste de México. Geológicamente, considerando los elementos estructurales de la región del Golfo de México, esta cuenca constituye la porción meridional de un rasgo paleogeográfico Cenozoico conocido como Río Grande Embayment.

La región de la cuenca se ha individualizado de las áreas circundantes por su distintiva evolución cenozoica, caracterizada por dos sucesos mayores: uno es la acumulación de una potente secuencia sedimentaria siliciclastica, relacionada con el desarrollo de sistemas deltaicos, que llega a tener un espesor de hasta mas de 10,000 m (González García, 1976); y el otro es la manifestación de una deformación extensiva definida primordialmente por numerosas fallas normales (Saucedo Toriz, 1995).

El basamento de la cuenca, de acuerdo con información de varios pozos, está formado por rocas metamórficas e ígneas intrusivas cuya distribución y relaciones geológicas entre ellas no son bien conocidas ni entendidas. La cubierta sedimentaria comprende un paquete de rocas mesozoicas (Triásico Superior-Jurasico-Cretácico Superior). La distribución de las rocas del Terciario, dependiendo de su edad, se restringe a la zona comprendida desde su área de afloramiento hacia el oriente, manifestando un echado regional y profundizando continuamente hacia el Este, además de un marcado aumento de espesor y una variación hacia facies de mayor batimetría (Pérez Cruz, 1992). El basamento y las rocas mesozoicas tienen un comportamiento similar, ya que se profundizan paulatinamente hacia el oriente, y más hacia el centro de la cuenca.

En el área de la Cuenca de Burgos sólo se encuentran aflorando rocas cenozoicas, las cuales se encuentran distribuidas en franjas orientadas en una dirección NNW-SSE que disminuyen en edad de Oeste (Paleoceno) a Este (Mioceno. Fig. I-6).

Tectónicamente, la Cuenca de Burgos forma parte de una margen divergente la cual es considerada tectónicamente estable y cuyos patrones estratigráficos se forman a partir de una subsidencia continua y de frecuencia variable que fue llevada térmicamente y alterada por cambios en el nivel del mar.

Las numerosas fallas normales presentes en la Cuenca de Burgos, tanto de carácter postdeposicional como de crecimiento, conforman una serie de bloques subparalelos de orientación general norte-sur donde el bloque de techo de la falla, generalmente al oriente, baja en dirección al centro de la cuenca. Al igual que la distribución superficial de los depósitos sedimentarios del Cenozoico, las fallas son mas jóvenes hacia el Este, indicando una estrecha relación espacial y temporal de la actividad tectónica y sedimentaria en el desarrollo del área (fig. II-1, ver anexo-2 para mas detalle).

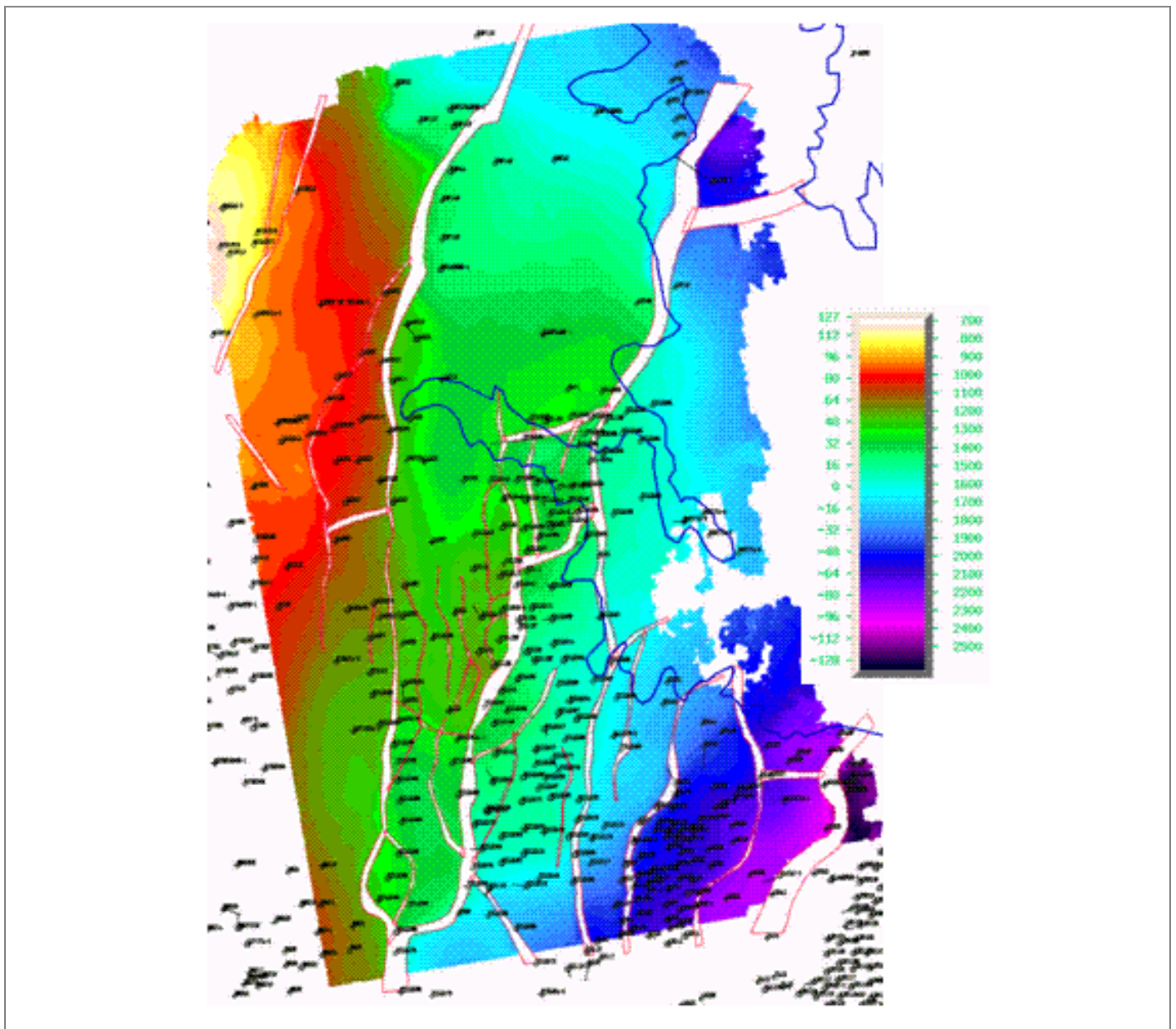


Fig. II-1 Configuración estructural de la arena Pw-7, (Tomado Gpo. Velero-Reno)

Geológicamente, la Cuenca de Burgos, forma la porción sur de una Cuenca Marginal Abierta de Margen de Cratón "Rift Basin" (Kay, 1954). Esta unidad tectónica es principalmente de formación terciaria, originada por efectos de la orogenia Laramide que se activó a fines del Cretácico, sobre una extensa plataforma mesozoica, correspondiente al borde oriental de los paleoelementos jurásicos "El Burro-Picachos y San Carlos-Cruillas"; que constituyen el Archipiélago de Tamaulipas (fig. II-2). (López Ramos, E. 1985)

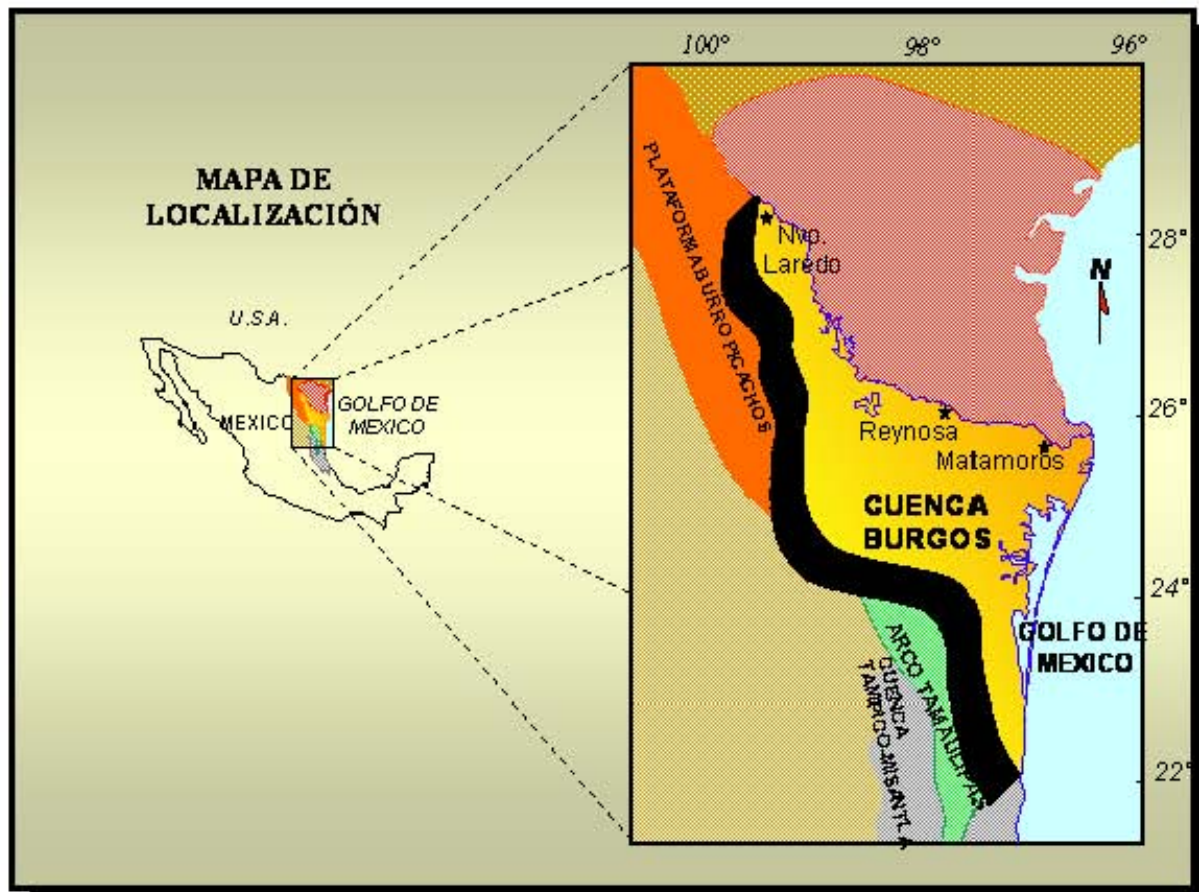


Fig. II-2 Paleoelementos de la Cuenca de Burgos

El basamento se profundiza hacia el oriente, la base de esta unidad no se presenta, mientras su cima se caracteriza por una discordancia.

Sobreyaciendo al basamento, se diferencian cuatro unidades de la cubierta sedimentaria. La primera de ellas, directamente sobre el basamento, se relaciona a un paquete de rocas de carácter clástico, areniscas, limonitas y conglomerados de edad incierta Triasico Tardío-Jurasico Medio. Sobreyace a esta unidad otra que representa un paquete evaporítico-carbonatado y terrígeno-carbonatado que incluye varias unidades litoestratigráficas del

Oxfordiano-Tithoniano del Jurásico Superior. Encima se tiene una secuencia calcáreo-arcillosa del Berriasiano-Aptiano del Cretácico Inferior. Sobre ésta se tienen sedimentos calcáreos de lodos finos del Albiano-Cenomaniano del Cretácico Medio (López Ramos, 1985).

Sobreyaciendo concordantemente a esta unidad el Cretácico Superior está representado por calizas arcillosas, lutitas calcáreas, margas y lutitas del Turoniano-Maestrichtiano.

Discordantemente, encima de estas unidades se tiene depósitos de lutitas y cuerpos arenosos de aguas profundas del Paleoceno Midway, afectados por fallas normales (Fig. II-3 y II-4).

Encontrándose encima de estos, el Paleoceno Wilcox-Eoceno (Wilcox. Reklaw y Queen City).

Algunas de las unidades estratigráficas afectadas muestran aumentos de espesor clasificándolas como fallas normales sinsedimentarias o de crecimiento.

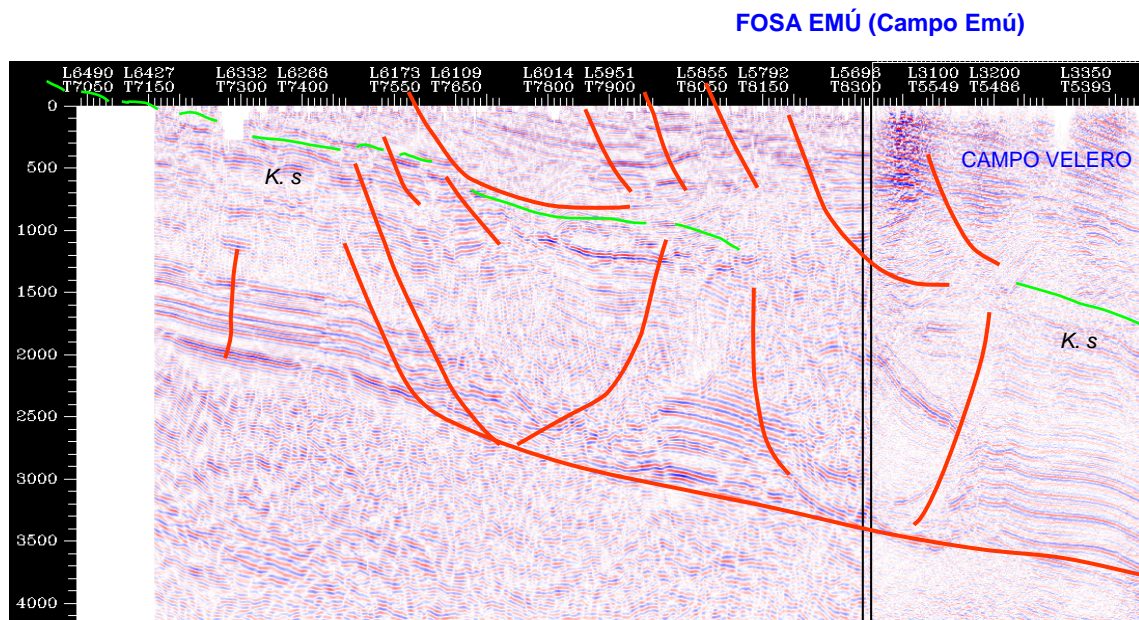
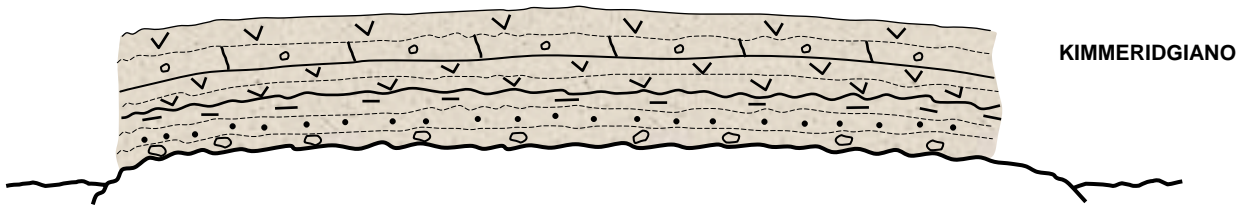
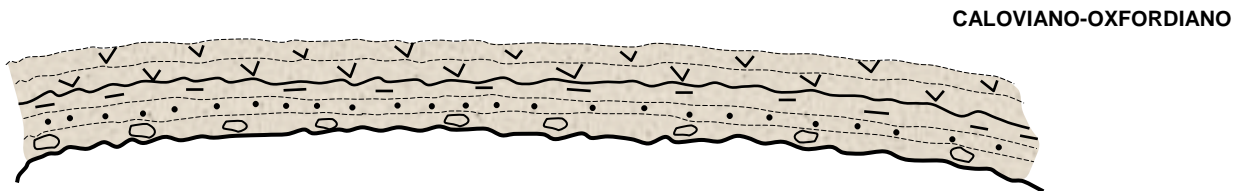


Fig. II-3 Modelo Estructural del área Emú

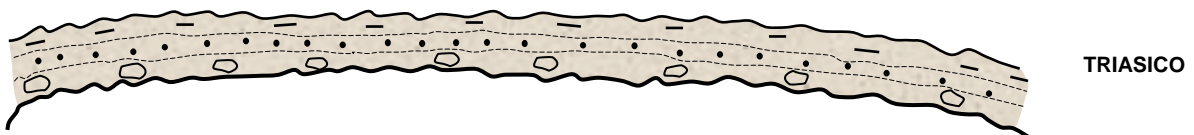
EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA FOSA EMU



4) Al final del Oxfordiano, la subsidencia se acentuó originando una mayor transgresión que provocó la invasión del mar en áreas antes emergidas, depositándose sedimentos de aguas someras como calcarenitas, oolitas y evaporitas como se han encontrado en los pozos Morralito-1, Regional-1 y Calandria-1.



3) El hundimiento de los paleo elementos Burro-Picachos y San Carlos-Cruillas originó una amplia plataforma, transgrediendo el mar sobre una superficie erosionada y de relieve moderado, favoreciendo el depósito de carbonatos y evaporitas (sal) en zonas marinas-someras. (Fm. Zuloaga).

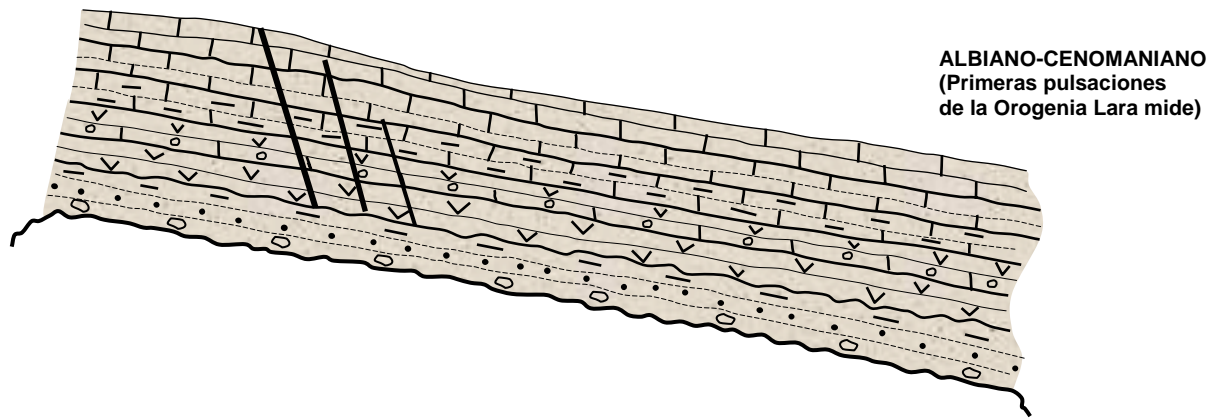


2) Sobreyace al basamento, una secuencia de areniscas, lutitas y conglomerados rojizos de origen tectónico-continental. (Fm. Huizachal).

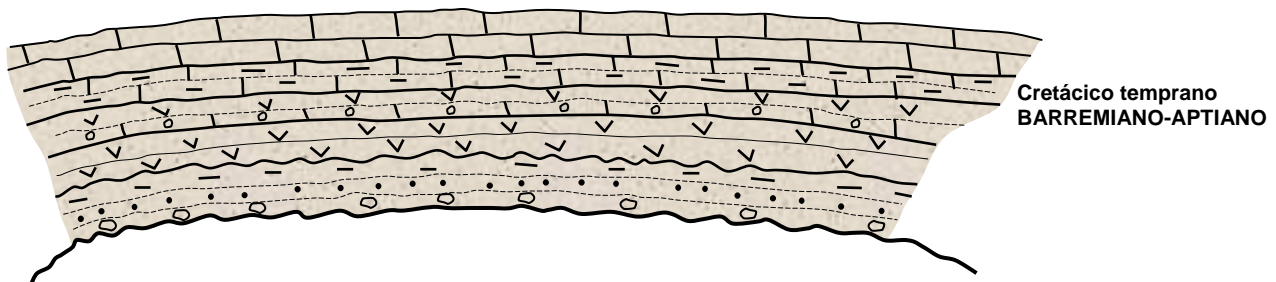


1) Basamento Paleozoico constituido por granitos, granodioritas (rocas ígneas intrusivas), pizarras y esquistos (metasedimentos). (**Vizcarra y Calderón, 2005**)

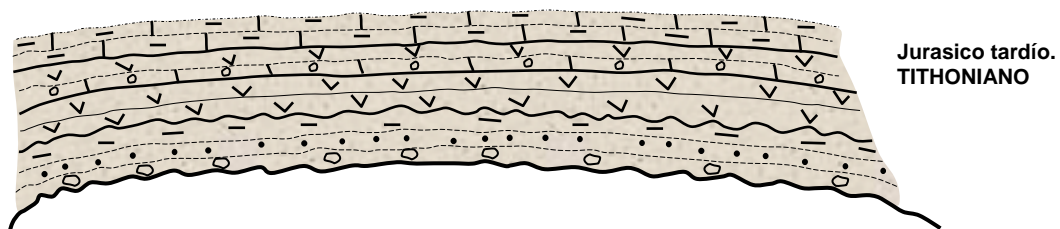
Fig. II-4 Evolución estructural de la fosa Emú



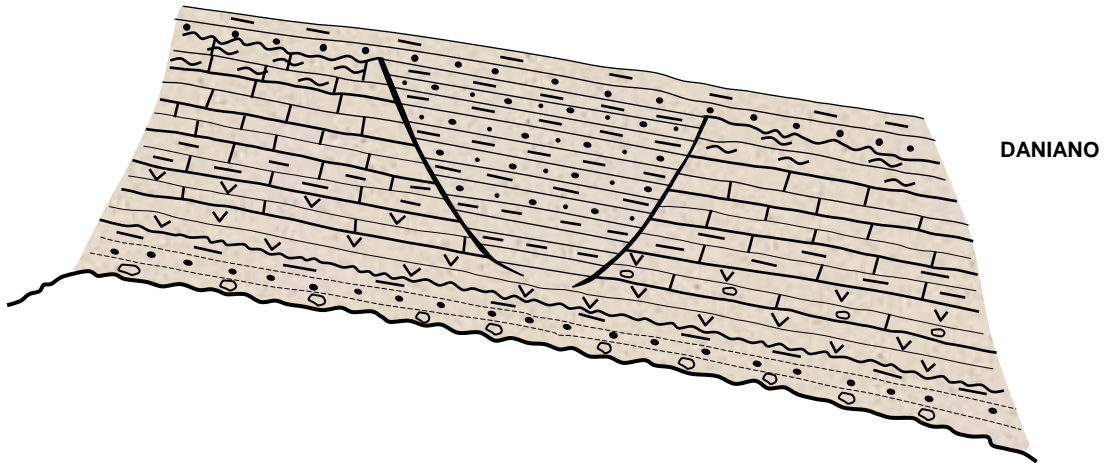
7) Durante el Albiano y principios del Cenomiano ocurre un fuerte basculamiento hacia el oriente, probablemente asociado a los movimientos iniciales del levantamiento del Continente occidental (Sierra Madre) y el del Burro, predominando ambientes de mar abierto, depositándose carbonatos finos y lodos calcáreos negros, con bandas de pedernal. En esta etapa la carpeta sedimentaria es fracturada y son los primeros inicios de la Fosa Emú.



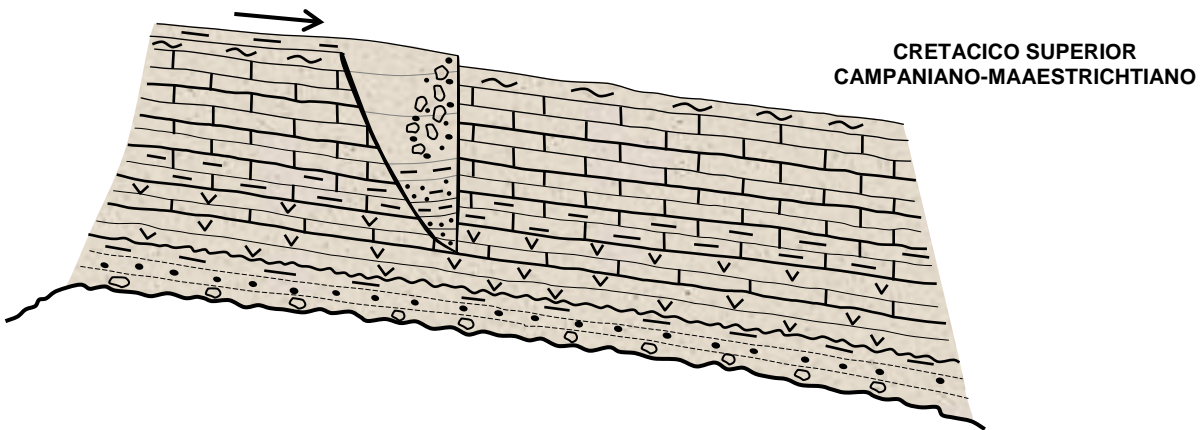
6) En el Cretácico temprano, siguió la subsidencia lenta y continua, donde predominaron ambientes de mar abierto representados por carbonatos finos (Fm. Taraises-Tamaulipas Inf.).



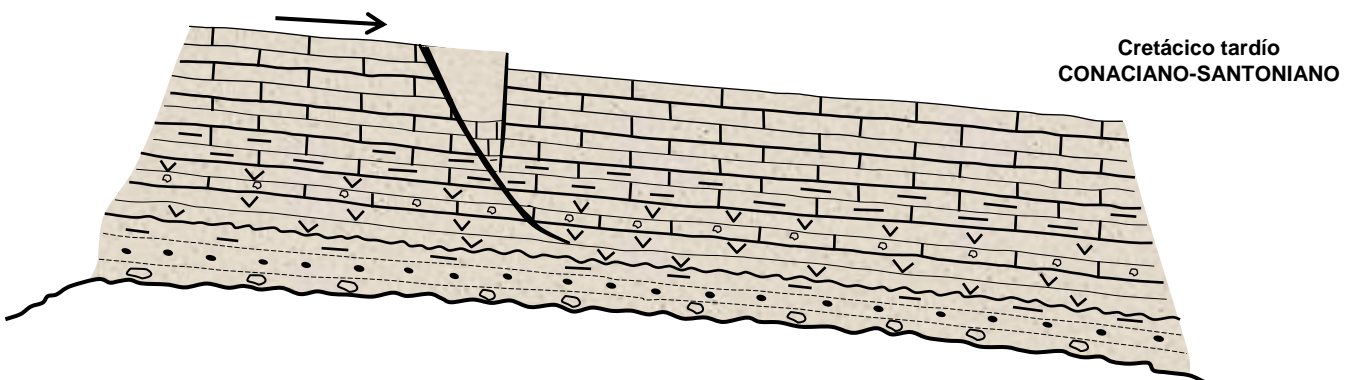
5) Durante el Tithoniano siguió la transgresión marina, depositándose arcillas de aguas profundas y carbonatos arcillosos ricos en materia orgánica, siendo estas rocas generadoras de hidrocarburos (Fm. Pimienta).



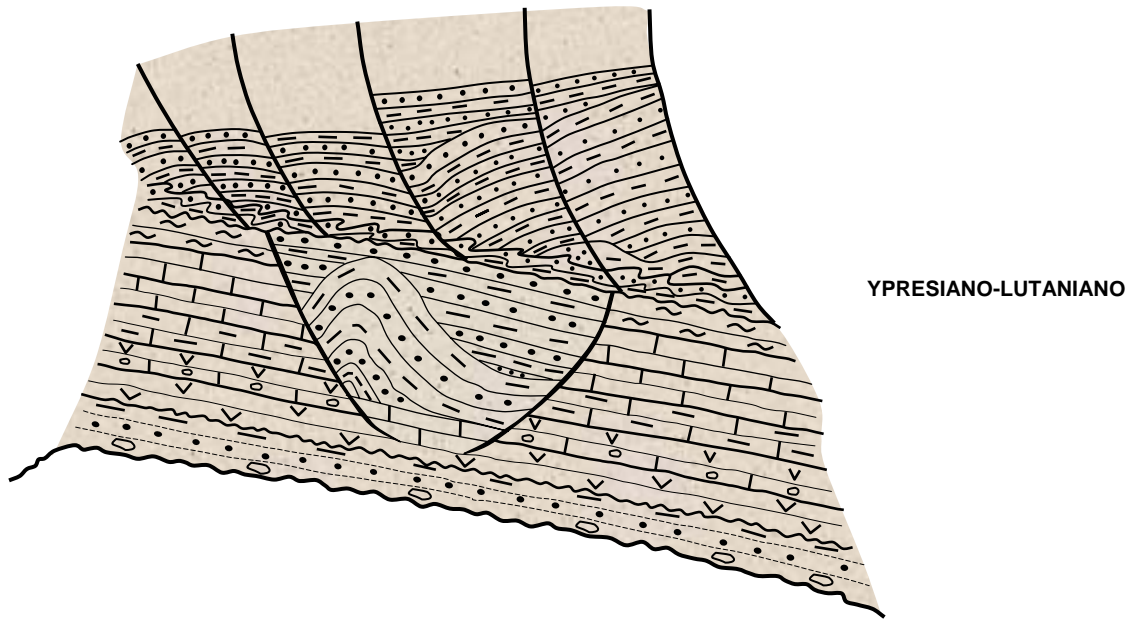
10) Al final del Cretácico tardío y Terciario temprano (Daniano) se crea la fosa Emú, cuyo relleno se conforma de sedimentos retrabajados del Cretácico y Terciario.



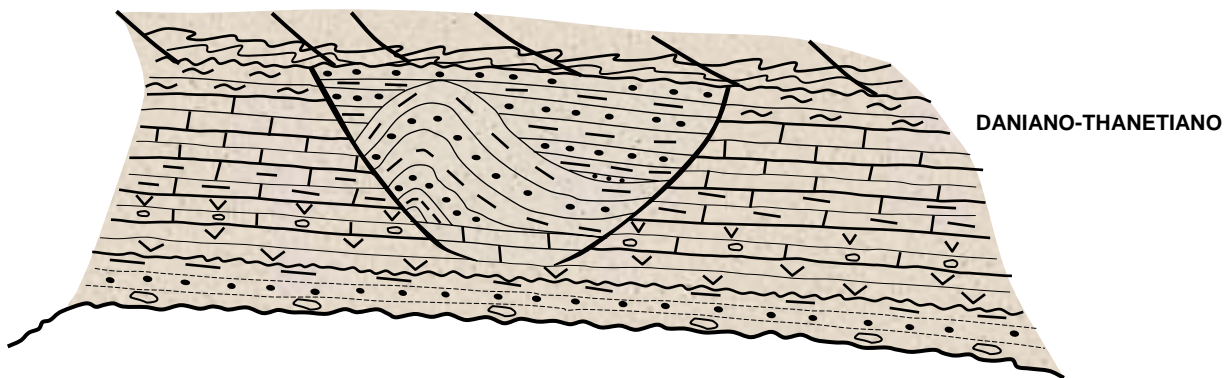
9) Durante el Campaniano-Maastrichtiano, se reactivaron las fallas y siguió el desarrollo de la fosa Emú, erosionándose los bloques y redepositándose sedimentos calcáreos.



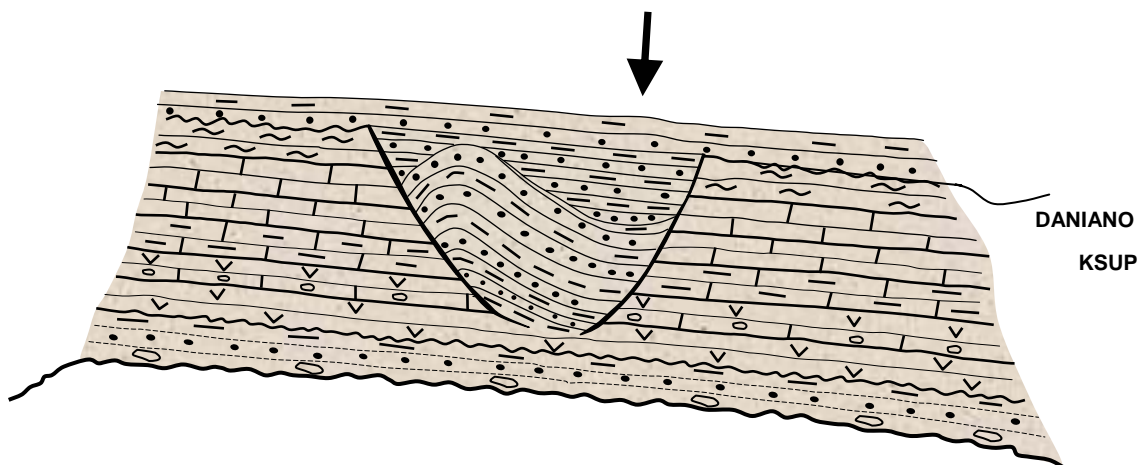
8) Para el Cretácico tardío, las fracturas llegan hasta rocas del Calloviano, caracterizadas por espesores de evaporitas (sal) capaces de servir como despegue de grandes bloques, empezándose a crear la fosa Emú.



13) Para el Eoceno medio-tardío siguió el depósito de sedimentos, reactivándose las fallas, formándose bloques con orientación NE-SW, como se observan actualmente en los planos estructurales.



12) Durante el Daniano y Thanetiano siguió el depósito y debido al basculamiento de la carpeta sedimentaria, los sedimentos se fueron resbalando sobre el Cretácico Superior para desarrollarse las fallas listricas (P. Midway).



11) Durante el Daniano continuó la sedimentación y el peso de los sedimentos aún sin consolidar crean una estructura dentro de la fosa Emú, como se observa en esta figura.

III MARCO SISMOESTRATIGRAFICO DEL PALEOCENO WILCOX

IIIA Breve introducción a estratigrafía de secuencias.

Estratigrafía de secuencias.- Son relaciones de rocas dentro de un contexto cronoestratigráfico de estratos genéticamente relacionados, repetitivos y limitados por superficies de erosión (discordancias), o no depósito (hiatus), o sus concordancias correlativas. (Van Wagoner et al., 1990).

Posamentier y Allen (1999), la definen como un análisis de patrones de sedimentación cíclica presentes en sucesiones estratigráficas, desarrollados en respuesta de variaciones en aporte de sedimentos y espacio disponible para su acumulación.

Secuencia deposicional.- Unidad estratigráfica compuesta de una sucesión continua de estratos genéticamente relacionados y limitados en su cima y base por discordancias o sus concordancias relativas (Mitchum et al., 1977).

GEOMETRIAS Y TERMINACIONES DE REFLECTORES SISMICOS

Las geometrías y terminaciones establecen un marco de sismoestratigrafía y de estratigrafía de secuencias, definido en base al paralelismo de estratos y superficies que los limitan o contra las que terminan, teniéndose cinco tipos:

a) Parte Superior

Top lap.- Son reflectores o estratos inclinados que terminan contra una superficie suprayacente de ángulo mas bajo.

Truncamiento erosivo.- Terminación lateral de estratos o reflectores sísmicos contra superficies de erosión suprayacentes.

Truncamiento estructural.- Terminación lateral de un estrato o reflector por estructuras (ejemplo, fallas, deslizamiento por gravedad, hialoquinesis o intrusiones ígneas).

Concordancia.- Estratos o reflectores paralelos limitados en su parte inferior y superior.

b) Parte Inferior

Onlap.- Terminaciones de estratos o reflectores sísmicos de bajo ángulo u horizontales contra una superficie de mayor ángulo.

Baselap.- Cuando un onlap no puede ser distinguido de downlap debido a deformación.

Downlap.- Estratos o reflectores inicialmente inclinados que terminan en dirección a la cuenca contra una superficie inclinada u horizontal.

Facies sísmicas.- Unidades sísmicas tridimensionales mapeables, compuestas de grupos de reflectores cuyas características son diferentes de aquellos de facies sísmicas adyacentes.

Patrones de Configuración de Reflexión.

Son paralelos, subparalelos, ondulados y divergentes. (Fig. III-1)

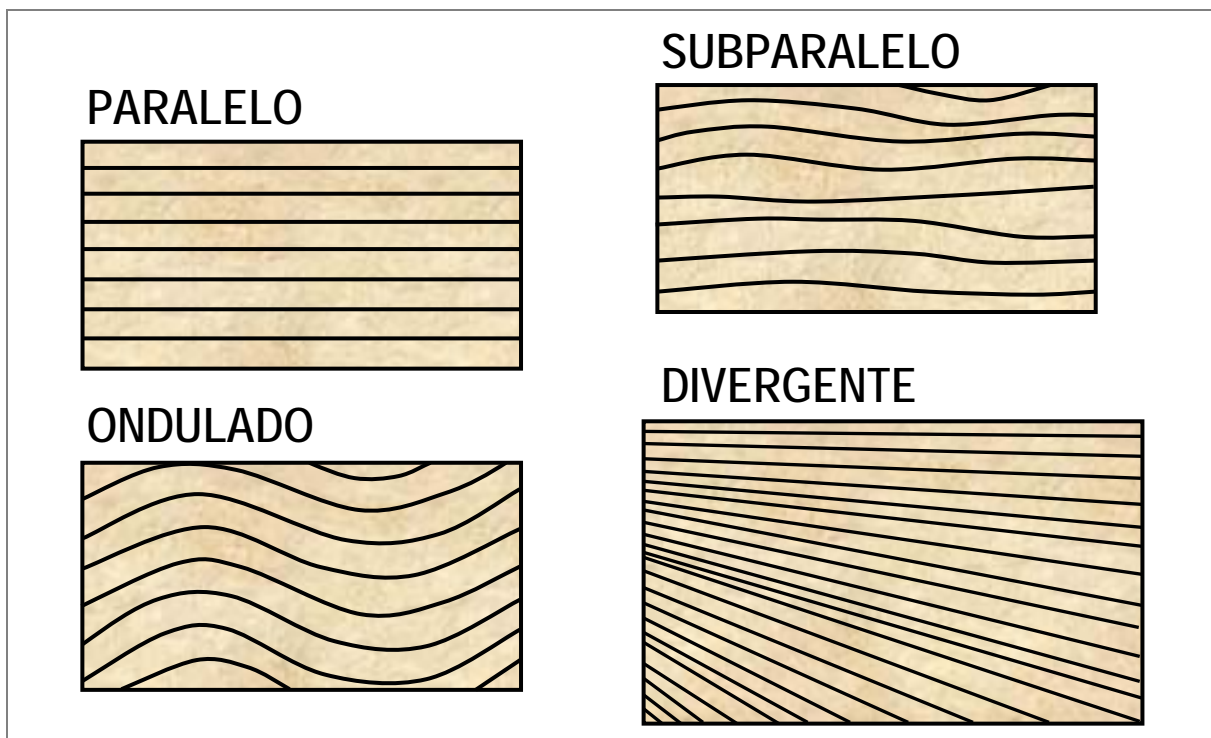


Fig. III.1 Patrones de configuraciones paralelas, subparalelas y divergentes

Secuencia sísmica.- Sucesión relativamente conformable de reflectores interpretados como estratos genéticamente relacionados.

Tractos de sistemas.- Son paquetes sedimentarios que representan un grupo de sistemas de depósito contemporáneos (Brown y Fisher, 1977).

Una secuencia está compuesta de tractos de sistemas definidos por:

- superficies limitantes
- geometría de estratos o reflectores sísmicos
- posición dentro de la secuencia
- patrones de apilamiento de parasecuencias y juegos de parasecuencias.

Parasecuencias.- Sucesión relativamente conformable de capas o juegos de capas genéticamente relacionadas limitadas por superficies de inundación marina o sus superficies correlativas (Van Wagoner, 1990).

Superficie de inundación marina.- Separa estratos antiguos de mas jóvenes con evidencia de cambio abrupto en la batimetría, que se identifican en ambientes de planicie costera, deltaico, mareas, esteros y plataforma (Van Wagoner, 1990).

Juego de parasecuencias.- Sucesión de parasecuencias genéticamente relacionadas formando un patrón distintivo de apilamiento y limitadas por superficies mayores de inundación marina o sus superficies correlativas (Van Wagoner, 1990).

SISTEMAS DE TRACTOS (SYSTEMS TRACTS):

Se tiene cuatro tipos de tractos de sistemas:

- I) Tracto de sistemas de descenso del nivel relativo del mar (lowstand systems tracts). (**Fig. III-2 y III-3**)

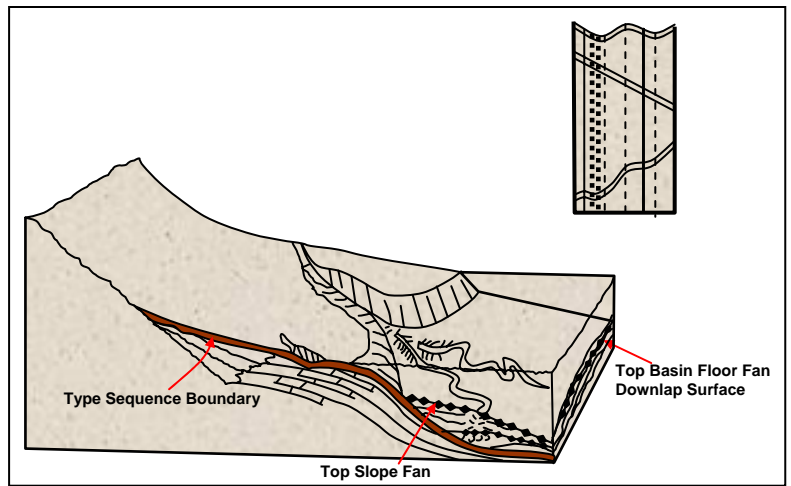
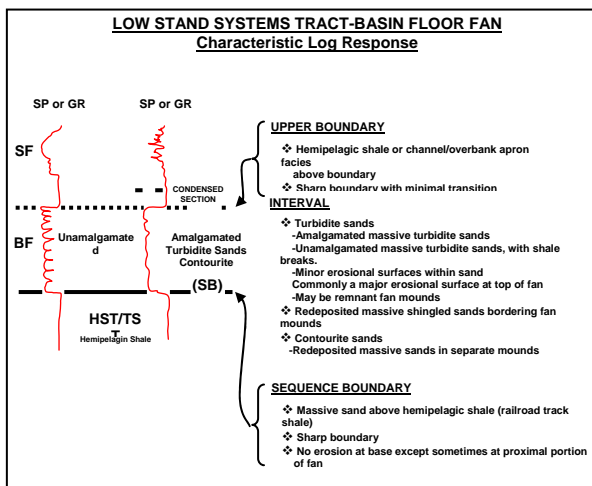


Fig. III-2 Tracto de sistema de bajo nivel (abanico de piso de cuenca)

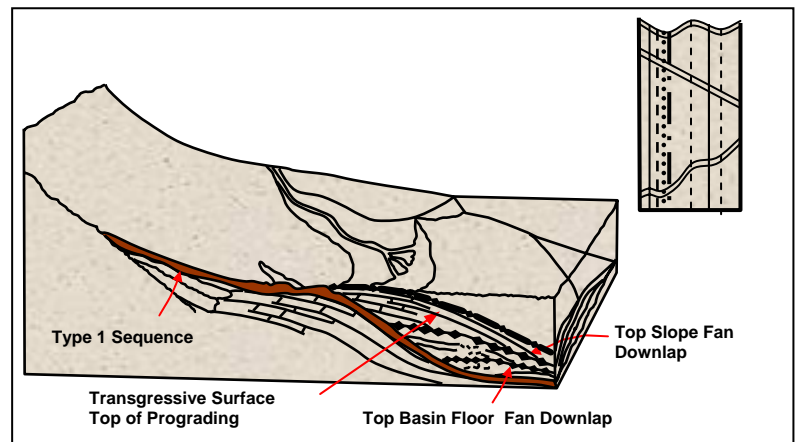
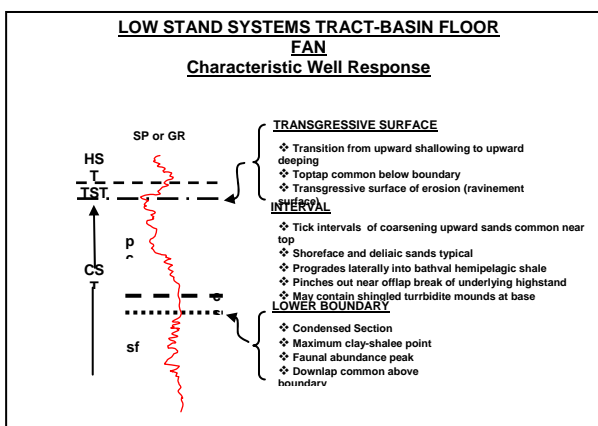


Fig. III.3 Tracto de sistema de bajo nivel (complejo progradante)

II) Tracto de sistemas transgresivos del nivel relativo del mar (transgressive systems tracts). (Fig. III-4)

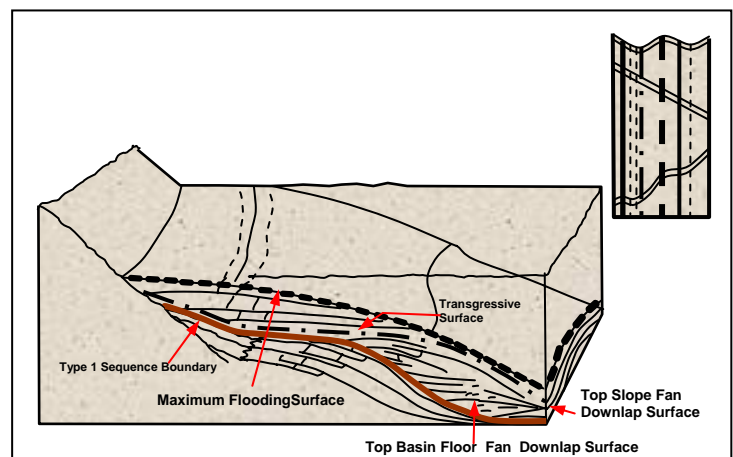
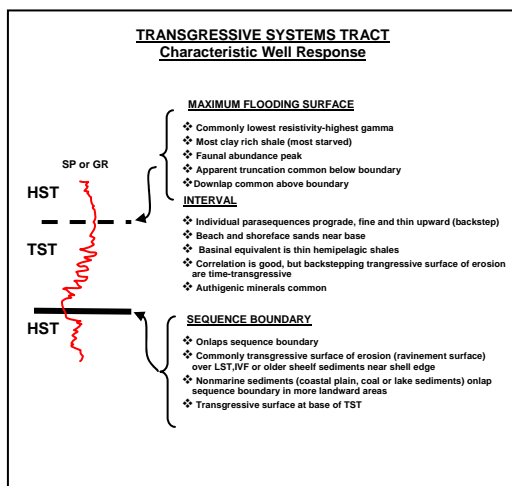


Fig. III.4 Tracto de sistema transgresivo

III) Tracto de sistemas de estadia de ascenso del nivel relativo del mar (highstand systems tracts). (Fig. III-5)

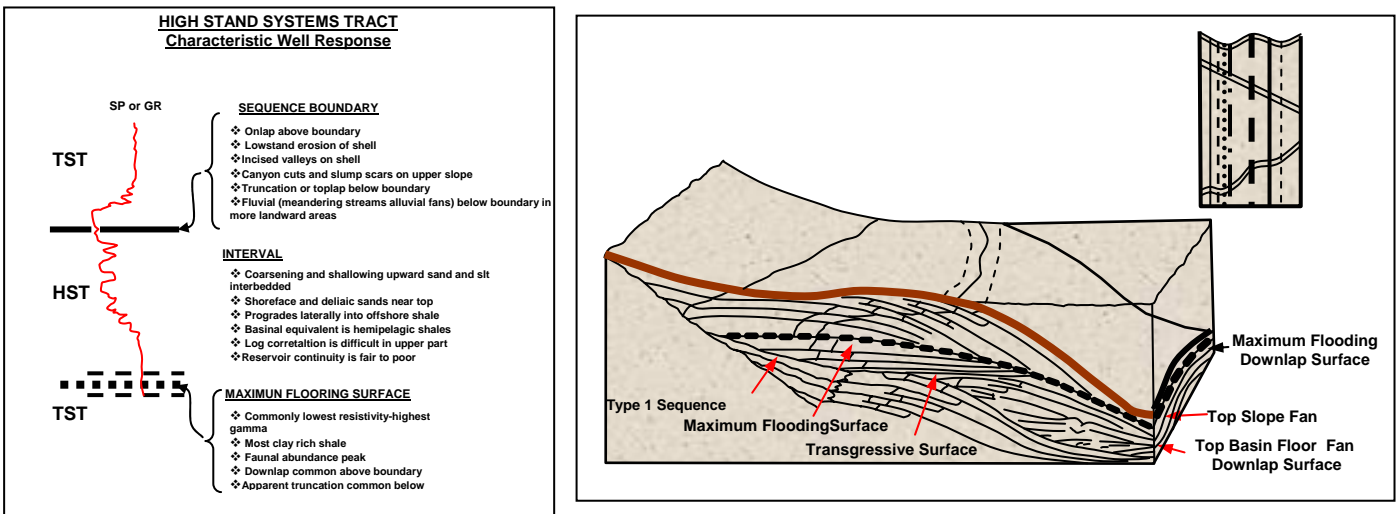


Fig. III.5 Tracto de sistemas de estadia de ascenso del nivel relativo del mar

IV) Tracto de sistemas de cuña de margen de plataforma (shelf margin wedge systems tracts). (Fig. III-6)

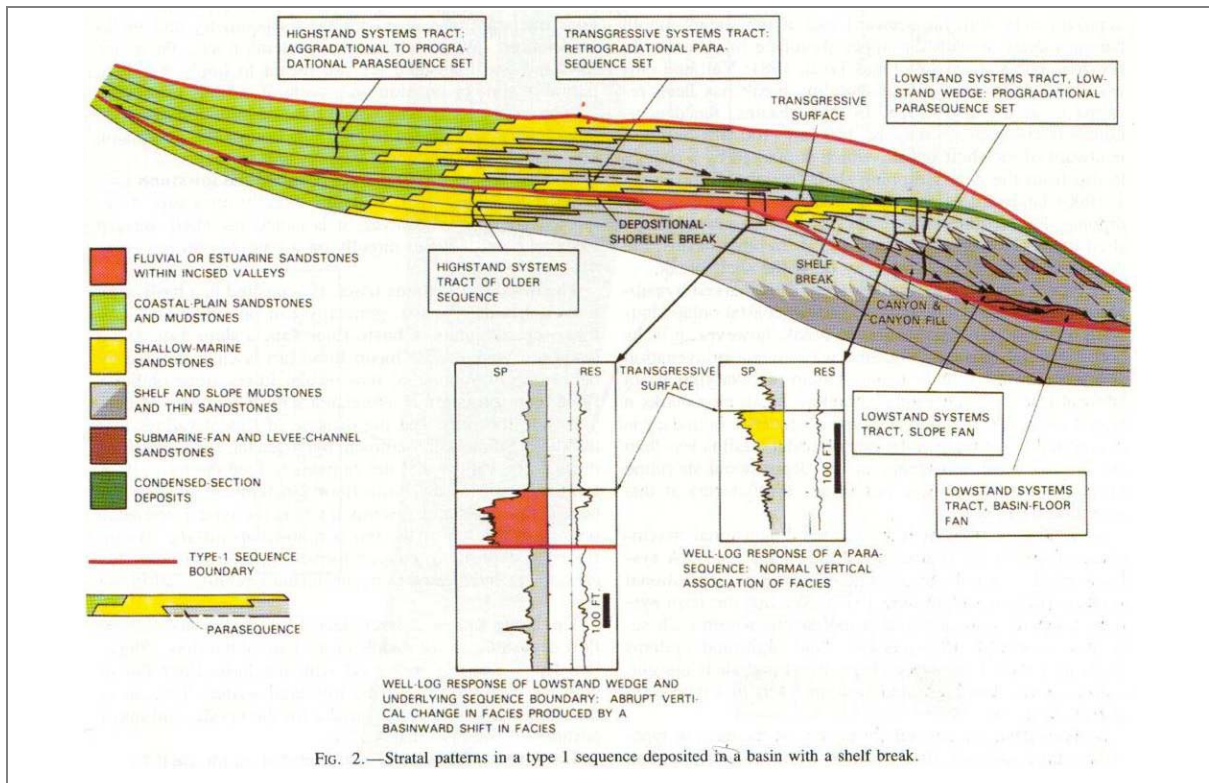


Fig. III.6 Patrones estratales de secuencias depositacionales tipo I

IIIB Marco sismoestratigráfico del área Velero.

Para la interpretación de reflectores sismoestratigráficos se utilizaron dos secciones sísmicas que fueron las líneas arbitrarias I y II.

Uno de los problemas del área del Campo Velero, es la complejidad estructural que modificó hasta cierto punto las geometrías y terminaciones de reflectores sísmicos, como se observan en las líneas mencionadas anteriormente. Solo algunos rasgos se interpretaron en dichas líneas.

En la línea arbitraria I que va de los pozos Rosal-1 a Calao-1, se puede observar que en la parte inferior en el contacto Cretácico-Terciario se tienen terminaciones toplap aproximadamente de 2000 a 2300 ms. Siguiendo hacia arriba entre el MFS-66 al SB-60 m.a., se tienen reflectores caóticos. Entre el MFS-59 al SB-58.5 se tienen reflectores con truncamiento erosivo. En el rango del SB-58.5 y el MFS-49 m. a., se observan reflectores sísmicos tipo downlap que son reflectores inclinados que terminan hacia la cuenca. Del SB-48.5 m. a., hacia superficie se tienen reflectores paralelos (**Fig. III-7, ver anexo 3 para mas detalle**).

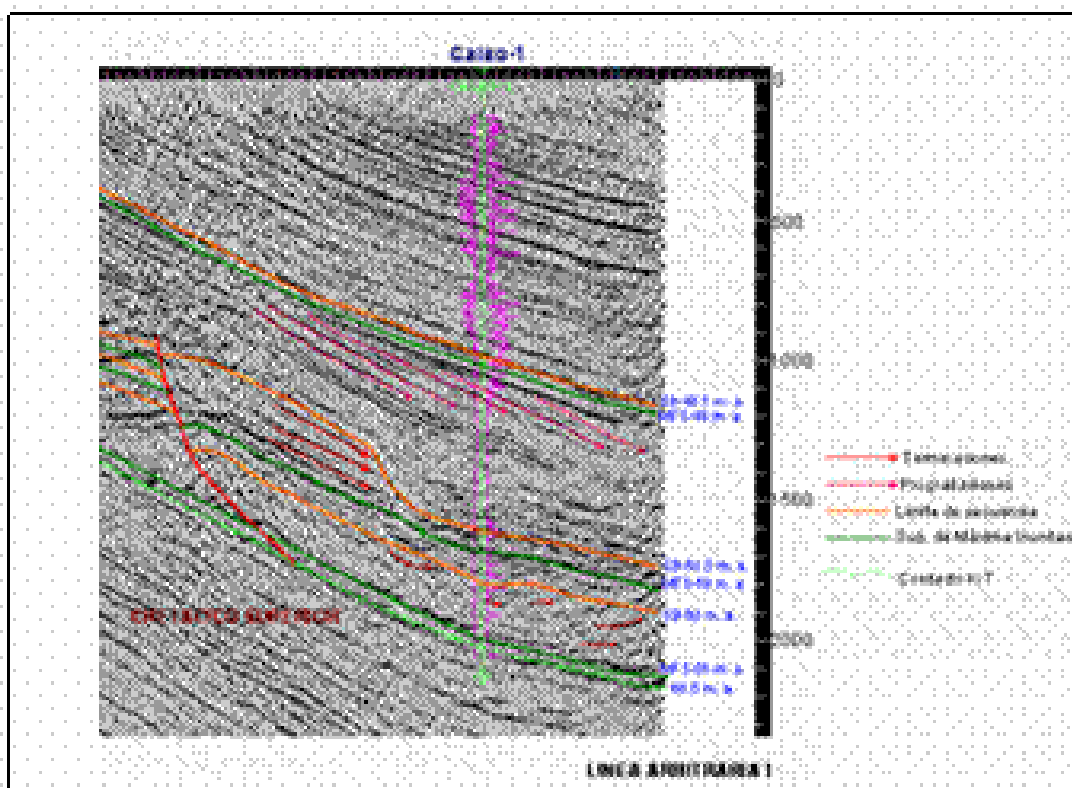


Fig. III-7 Terminaciones en la línea arbitraria I

La línea arbitraria II fue muy difícil ver las geometrías y terminaciones geométricas, donde solo debajo de los pozos Roleta-1 y Antiguo-1 se puede ver reflexiones de tipo divergente debido a que el área de esta muy compartimentalizada debido al fallamiento listrico muy característico de la Cuenca de Burgos (**Fig. III-8, ver anexo-4 para mas detalle**).

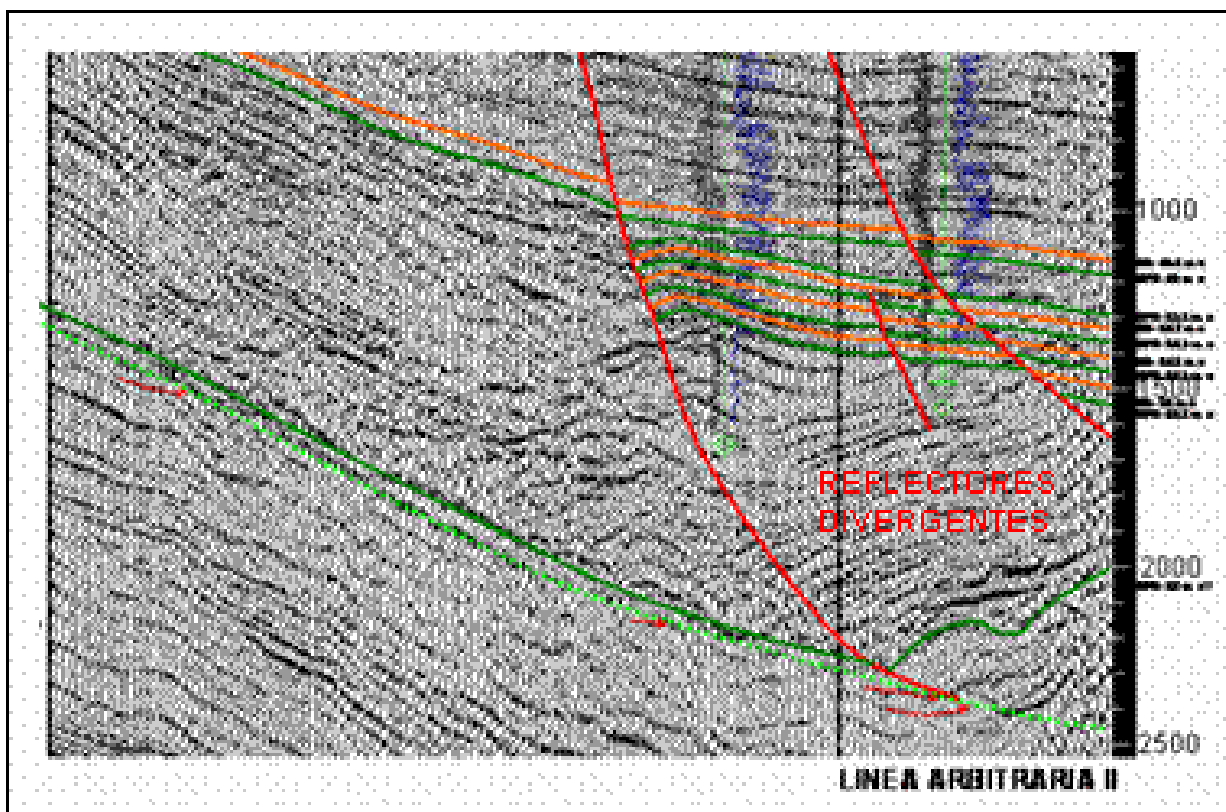


Fig. III-8 Terminaciones en la línea arbitraria II

IV ESTRATIGRAFIA DEL AREA DE ESTUDIO

Los sedimentos terciarios de la Cuenca de Burgos se extienden al Estado de Texas, donde fueron descritos primeramente, por lo cual se ha adoptado la misma nomenclatura para el noreste de México (Echanove, 1986).

La columna geológica comprende rocas terrígenas y carbonatadas que varían desde el Cretácico Superior hasta el Eoceno Superior. El presente trabajo, únicamente comprende las unidades estratigráficas del Eoceno Wilcox, Paleoceno Wilcox, Midway (Terciario) y Méndez (Cretácico superior). **(Fig. IV-1 y tabla IV-1)**

a) Formación Eoceno Wilcox.

Superficialmente, el Eoceno está distribuido en una franja paralela a la del Paleoceno; su mayor espesor superficial se registra en el área de Vaquería, donde se ha podido establecer algunas subdivisiones litológicas. (PEMEX, 1995)

En los afloramientos, el espesor de esta formación varía de 800 a 1300 m. En el campo de La Presa se cortaron 230 m. de esta formación, sin salir de ella, y en el campo Velero se tiene un espesor aproximado de 800 m cortado por varios pozos.

Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la Formación Paleoceno Wilcox. Están constituidos por capas delgadas alternantes de lutita y arenisca arcillosa.

Ocasionalmente se encuentran intercalados, bancos gruesos de arenisca micacífera, con estratificación cruzada y capas gruesas de arcilla gris y rojo. En la parte media se distinguen capas de yeso y de material lignítico (Echanove, 1986).

b) Formación Paleoceno Wilcox.

Crider en 1906 (en Fisher, 1961), utilizó originalmente el nombre de Wilcox en Alabama para designar una secuencia de sedimentos clásticos. En la Cuenca de Burgos, se utilizó el término Wilcox para designar una secuencia arenarcillosa de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, que sobreyace al Paleoceno Midway y subyace al Eoceno Wilcox.

La edad del Grupo Wilcox está definida por las biozonas ***Globorotalia angulata***, ***Globorotalia rex*** y ***Globorotalia soldadoensis*** del Paleoceno tardío al Eoceno temprano, presentando fauna bentónica como: ***Vaginulinopsis tuberculata***, ***Vaginulinopsis hatchetigbeensis*** y ***Discorbis washburni***.

La franja de sedimentos del Paleoceno tiene una orientación NW-SE, representada por una alternancia siliciclastica de areniscas verdosas, de granos medios a finos de cuarzo y líticos, bien clasificados, redondeados, subredondeados, subangulosos y dúctiles, ligeramente calcárea, en matriz arcillo-calcárea y lutitas café claro, ligeramente arenosa y calcárea con espesores de 1200 a 2000 m, en ambientes que varían de nerítico interno a nerítico externo.

Esta formación se caracteriza por su gran potencial económico-petrolero, donde la producción está controlada por el fallamiento normal que tiene una orientación NW-SE, teniendo trampas combinadas y producción a diferentes profundidades, en arenas que tienen una nomenclatura de la PW-3 a la PW-9. En los años 70's, se tenían como objetivos solo las arenas del Paleoceno Midway, que estratigráficamente se encuentran a más profundidad, de ambientes nerítico externo-batial superior, en facies turbidíticas.

Su depósito corresponde a ambientes de plataforma interna a externa, en secuencias cíclicas de transgresión y regresión, toda esta sedimentación se forma por gravedad y corrientes marinas, que distribuyeron los sedimentos deltaicos que forman barras de barrera, paralelas a la línea de costa.

Posteriormente en los años 90's, debido a la necesidad de Petróleos Mexicanos de incorporar reservas de gas se probaron las areniscas

productoras del Paleoceno Wilcox a diferentes profundidades teniendo producción en las arenas mencionadas anteriormente. (Toriz, 1995)

c) Formación Paleoceno Midway.

Fisher (1961), aplicó el nombre de sección Midway a rocas básicas terciarias que afloran en el condado de Wilcox, Alabama, basándose en estudios paleontológicos incluyó con el nombre de Midway a todas las rocas que subyacen a la Wilcox y sobreyacen al Cretácico.

En base a las biozonas de *Globorotalia trinidadensis* y *Globorotalia angulata*, a la Formación Midway se le asigna una edad, del Paleoceno temprano.

Es característico que estos sedimentos presenten fauna bentónica de *Tritaxia midwayensis* y *Vaginulina midwayana*, de ambiente nerítico medio a externo.

La franja de sedimentos de la Formación Midway se orienta burdamente de N a S, ensanchándose en el área de General Treviño. La parte inferior de la formación está representada por sedimentos de litoral, tales como, arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles retrabajados, especialmente foraminíferos del Cretácico.

Los estratos superiores de la Formación Midway consisten de sedimentos marinos de aguas profundas representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas.

En el Río Bravo está expuesta una sección que se compone de una serie de capas de caliza fosilífera de 3 a 4 m. de espesor, sobre los que yacen bancos gruesos de arenisca color gris, que por intemperismo adquiere un color amarillento. Las areniscas están cubiertas, a su vez, por lutitas marinas oscuras con abundantes fósiles, especialmente microforaminíferos y con numerosas concreciones de carbonato de hierro de color rojo.

El espesor conocido de la Formación Midway varía de 400 m. en la región de La Escalera, a más de 1000 m. en el área de General Treviño. Al Sur se

adelgaza rápidamente y desaparece en los afloramientos de Burgos y Cruillas, en donde se observa una transgresión de los sedimentos (AMGP, 1999).

d) Columnas geológicas de los pozos Roleta-1, Antiguo-1, Rosal-1

ROLETA-1 (m)		ANTIGUO-1 (m)		ROSAL-1 (m)	
E. Queen City	Aflora	E. C. Mountain	Aflora	E. Wilcox	Aflora
E. Reklaw	1125	E. Weches	430	P. Wilcox	482
E. Wilcox	1282	E. Q. City	453	E. W 9	1117
P. Wilcox	2090	E. Reklaw	1217	P. Wilcox	1273
P.T	2772	E. Wilcox	1383	P. Midway	1082
		P. Wilcox	2396	K. N-Taylor	1757
		P. T.	2492 md	P. T	2105

TABLA IV.1 Columnas Geológicas de pozos

COLUMNA GEOLÓGICA

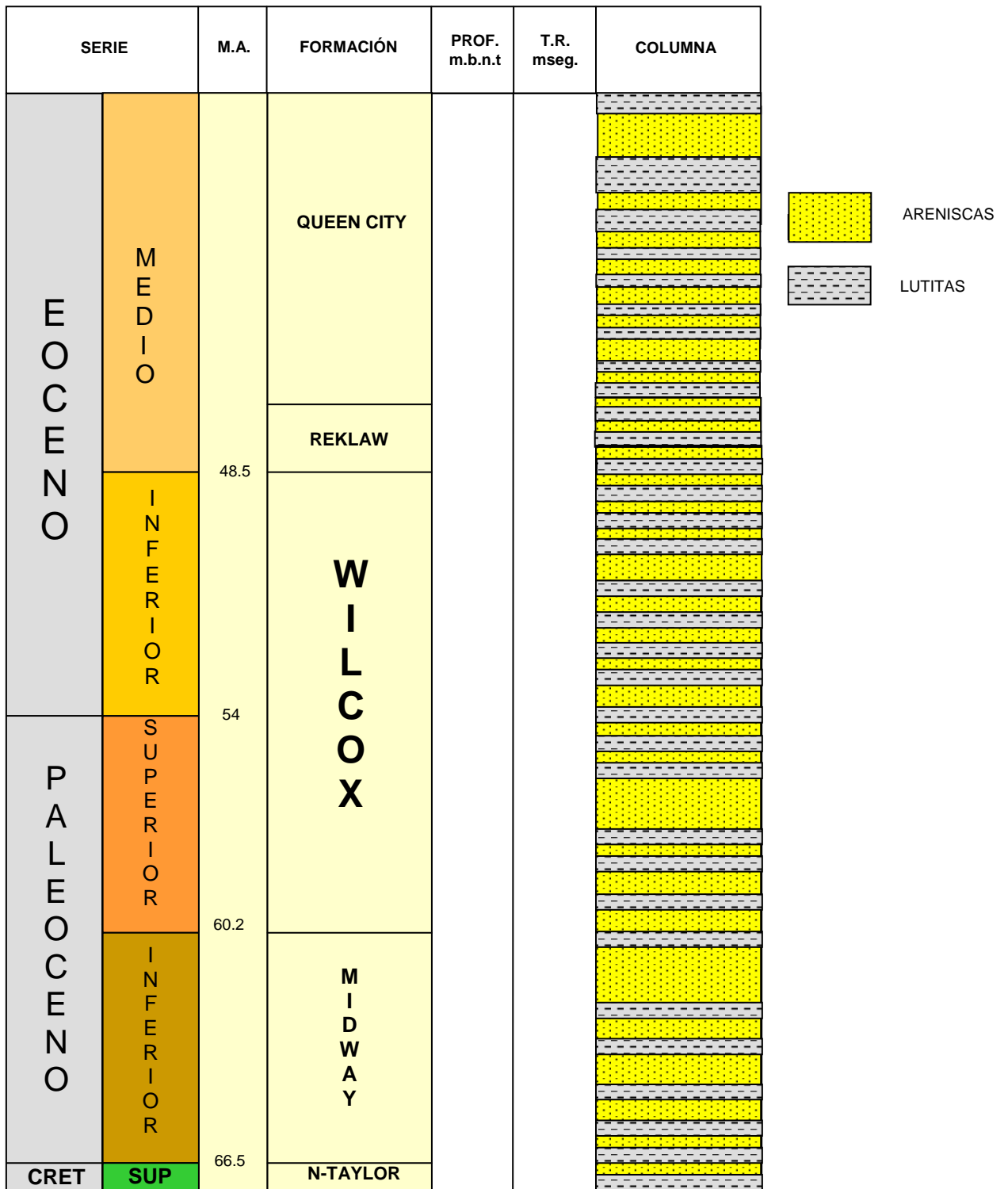


Fig. IV.1 Columna Geológica compuesta del área de estudio

V MARCO DE ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS DEL AREA DEL CAMPO VELERO

VA Ambientes de depósito del Paleoceno Wilcox

Con base en el análisis de los registros eléctricos de los pozos Calao-1, Sobrero-1, Enlace-1, Dado-1, Naipe-1, Egipcio-1, Cotinga-1, Roleta-1, Velero-1, Bonita-1, Jaujal-1, Bucanero-1, Flamenco-1, Pirata-1 y Piraña-1 que atravesaron la Formación del Paleoceno Wilcox, sus características sedimentológicas, con los estudios paleontológicos y de núcleos se interpretaron los siguientes ambientes de depósito que son: nerítico interno, nerítico medio y nerítico externo, dividiéndose el Paleoceno Wilcox en los registros geofísicos de los pozos en tres cuerpos.

Siendo la parte inferior el cuerpo 1, la parte media, cuerpo 2, y la parte superior, cuerpo 3.

En la base del Paleoceno superior (cuerpo 1), hacia la parte sur-occidental se observan ambientes que van de nerítico interno a medio, y en la parte nor-oriental se observan ambientes neríticos externos (**Fig. V-1, ver anexo-5 para mas detalle**).

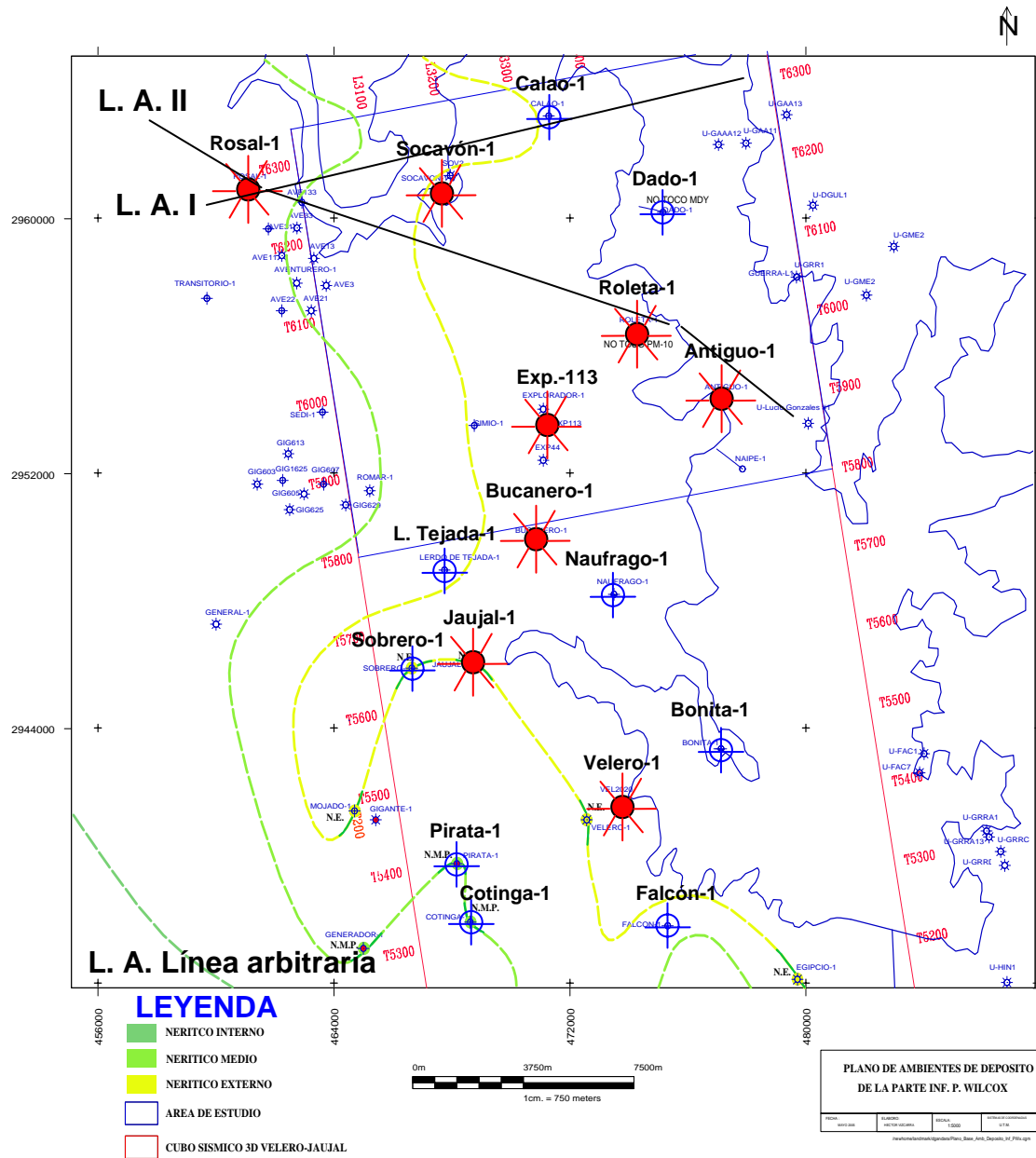


Fig. V-1 Ambientes de depósito de la base del Paleoceno Wilcox

El segundo cuerpo corresponde a la parte media de la formación donde se tienen ambientes que van de nerítico interna, nerítico medio y nerítico externo que se distribuye de Oeste a Este respectivamente (Fig- V-2, ver anexo-6 para mas detalle).

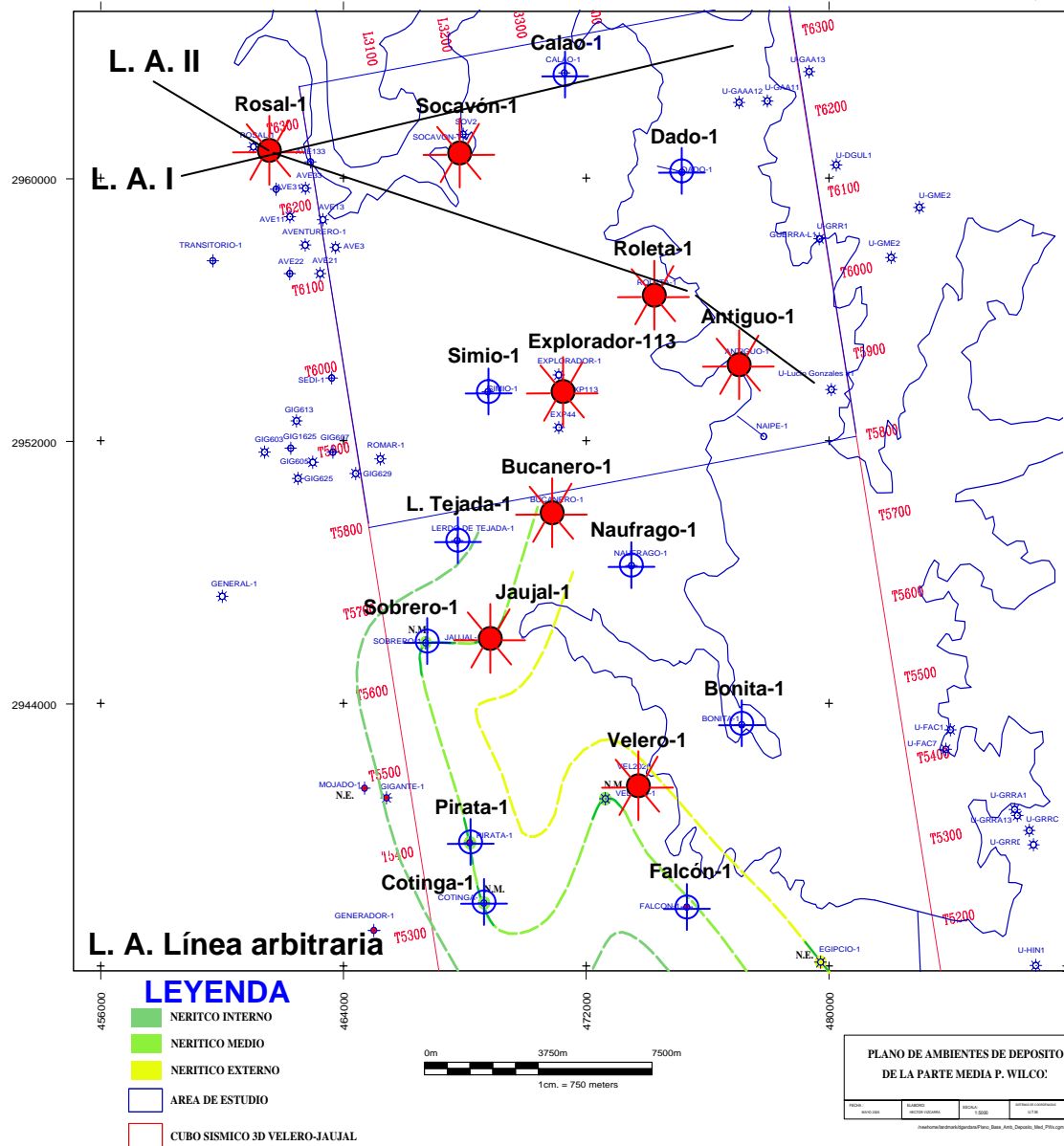


Fig. V-2 Ambientes de depósito de la parte media del Paleoceno Wilcox

El tercer cuerpo es la parte superior de la formación donde se tienen ambientes someros que son neríticos interno-medio (Fig. V-3, ver anexo-7 para más detalle).

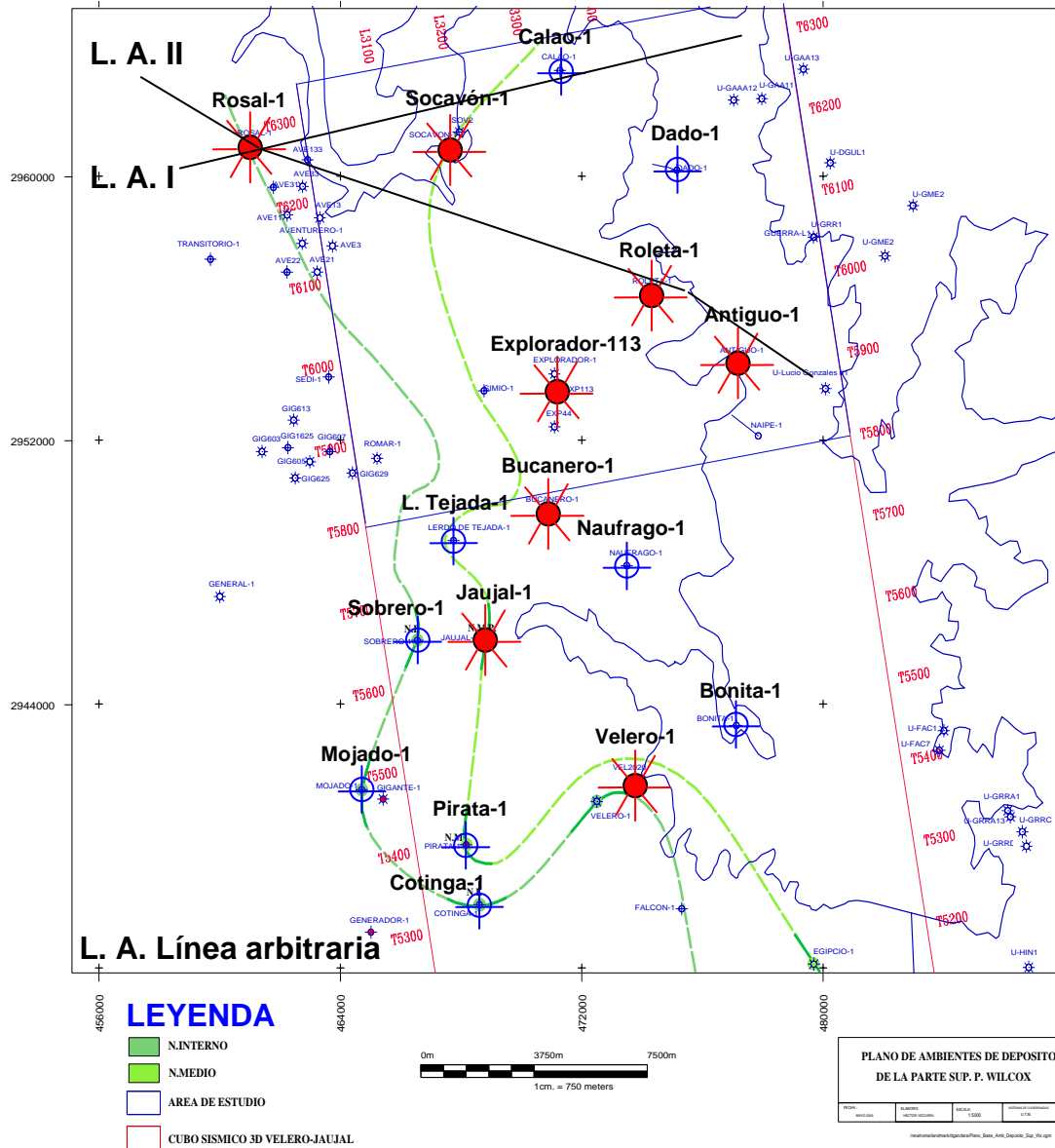


Fig. V-3 Ambientes de depósito de la parte superior del Paleoceno Wilcox

VB Secuencias en el área del Campo Velero.

Para el análisis de secuencias estratigráficas fue necesario utilizar datos de pozos con estudios paleontológicos, paleoambientales, de núcleos, registros geofísicos, sísmica, así como la carta de ciclos globales del Cenozoico (**Tabla V-1, ver anexo-8 para mas detalle**), para correlacionar los límites de secuencias (SB) y máximas superficies de inundación (MFS).

En el área hay gran cantidad de pozos exploratorios con datos paleontológicos, pero mal muestreados debido a que EN años anteriores no se tenía el cuidado de hacer bien dicha recolección. Hasta que en los años 90's se empezó hacer bien el trabajo de los recortes de las formaciones que cortaban los pozos. Se tomaron los pozos Roleta-1, Antiguo-1, Sobrero-1, Rosal-1 y Bonita-1 como base para identificar la fauna planctónica que nos dio pauta a reconocer los límites de secuencia (SB) y máximas superficies de inundación (MFS).

Mediante los métodos de interpretación de secuencias estratigráficas de Van Wagoner y otros (1990) y de Mitchum y otros (1993), se identificaron 17 superficies clave que representan superficies importantes de inundación máxima y de límites de secuencias.

Estos límites se extienden desde la base del Paleoceno Inferior al Eoceno Medio. Se identificaron también patrones de registros que se observan en los pozos Roleta-1, Bonita-1, Explorador-113 y Rosal-1 (**Ver anexos-6, 7 y 8**).

En el área de estudio se identificaron ocho límites de secuencia de 63, 60, 58.5, 55, 54.2, 48.5, 46.5 y 44 m. a. Y nueve superficies de máxima inundación que son los de 66, 61, 59, 56.5, 54.8, 54.3, 53.5, 49 y 45.5 m. a., que se describen a continuación.

V. C1.- Máxima Superficie de inundación de 66 m. a.

Debajo de esta superficie se encuentra el contacto Cretácico Superior-Terciario donde la amplitud es bastante fuerte debido al contacto entre rocas carbonatadas y terrígenas (Discordancia Terciario-Mesozoico), como se observan en las líneas arbitrarias I (**Fig. 4, ver anexo-3 para mas detalle**) y II (**Fig. 5, ver anexo-4 para mas detalle**) a un tiempo de 2200 ms a 2450 ms respectivamente.

Con respecto a la expresión de los registros en los pozos analizados a nivel del contacto Cretácico-Terciario se observo que el rayos gamma disminuye hacia la izquierda y los valores de resistividad aumentan, como se observa en el pozo

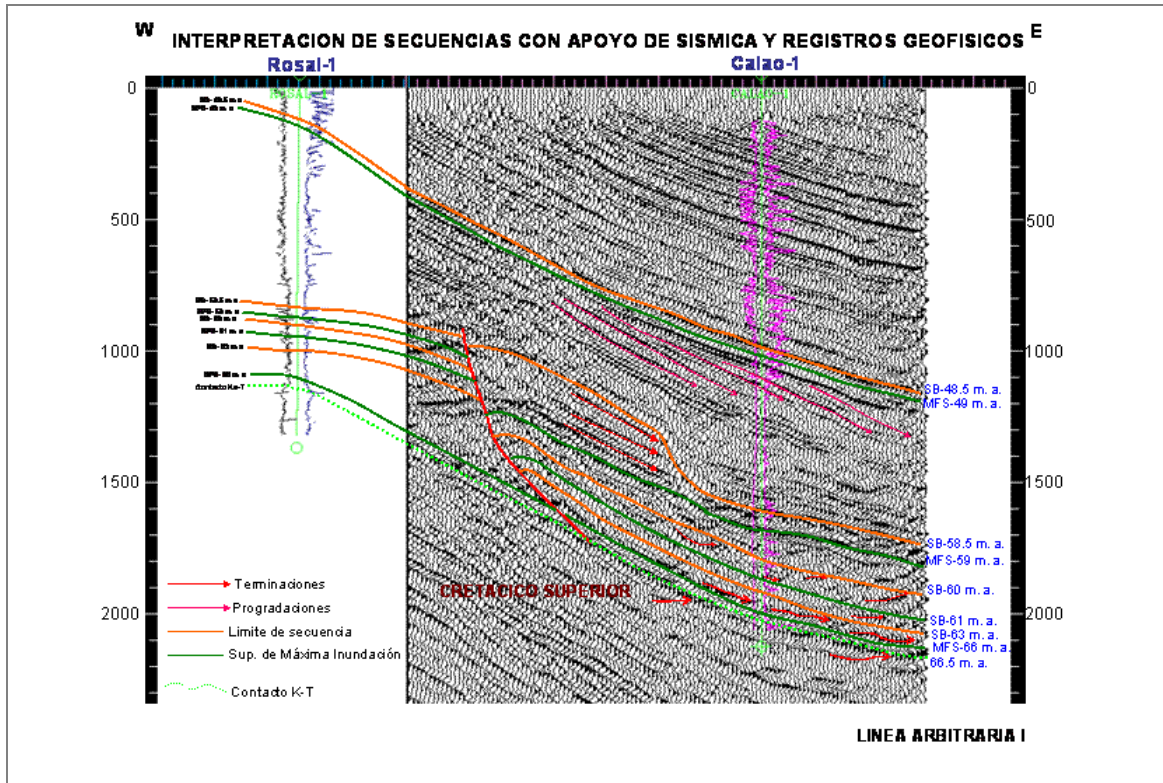


Fig. V-4 Línea arbitraria I

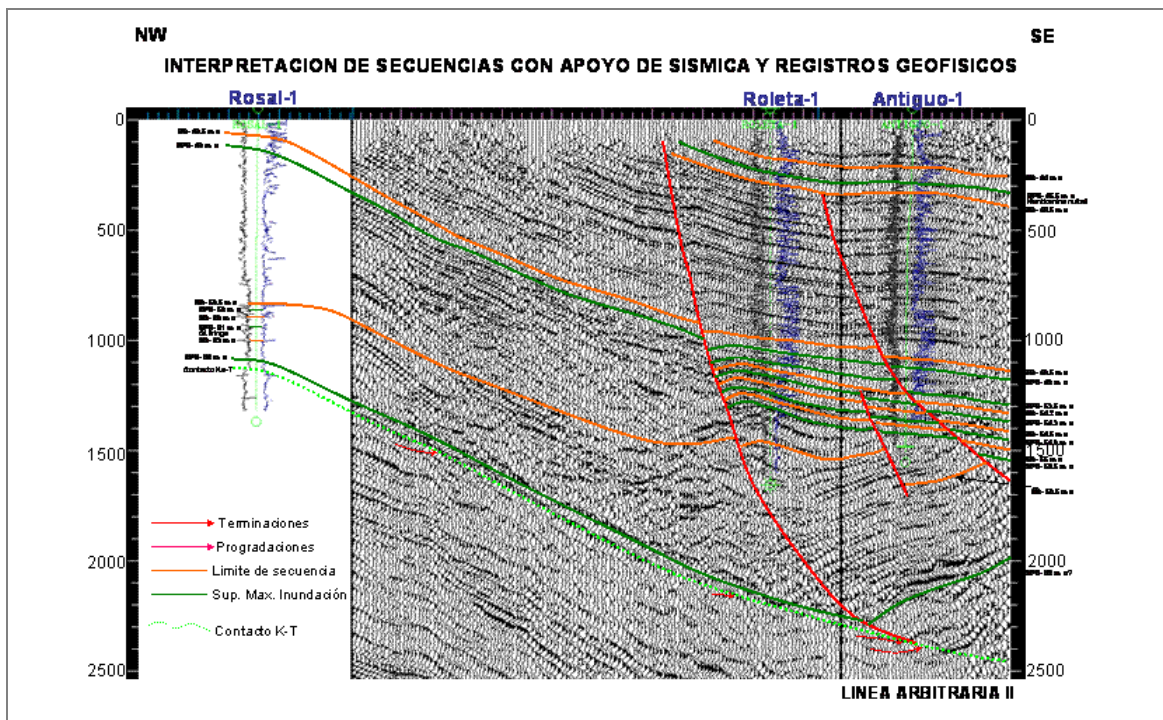


Fig. V-5 Línea arbitraria II

Rosal-1 (**Anexo-9**) donde se tiene una litología de margas, lutitas y delgadas intercalaciones de arenisca.

La máxima superficie de inundación se identifica con el color verde oscuro, tiene una edad de 66 m. a., que se dató con el fósil planctónico *Globigerina eugubina*, encontrado en los pozos Sobrero-1 (Fig. V-6, ver anexo-11 para mas detalle) y Cotinga-1 (Anexo-9), que se localizan fuera del área de estudio y sirvió para correlacionar este horizonte en los demás pozos. Esta máxima superficie esta constituida por lutitas negras, con abundante materia orgánica de ambiente nerítico medio.

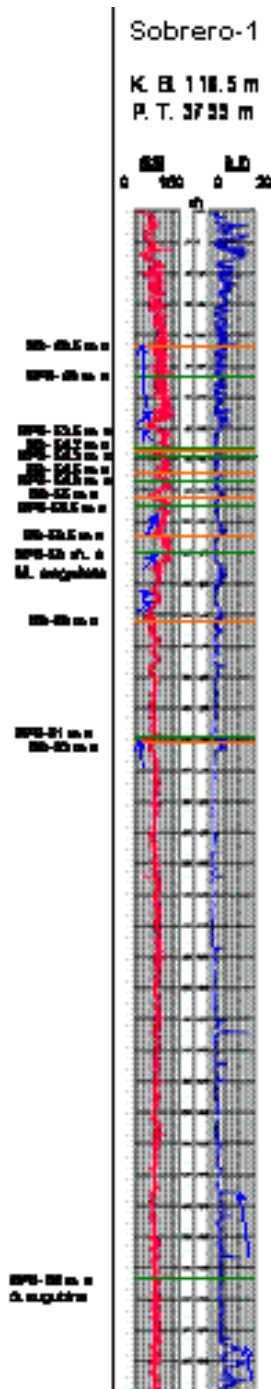


Fig. V-6 Registro pozo Sobrero-1 con secuencias y paleontología

V. C2 Limite de Secuencia de 63 m. a.

El limite de secuencia de 63 m. a., se dio con el MFS-61 m. a., con los fósiles planctónicos *Globigerina fringa* y *Morozovela pseudobulloides* (Calao-1, **anexo-9**) observándose el patrón de registros grano creciente hacia arriba y grano decreciente de tipo simétrico a la profundidad de 3000 m, característico de ambientes profundos (Mitchum, 1993), interpretándose un lowstand systems tract. Esta secuencia termina en el MFS-61 m. a. Dentro de este limite se tienen las arenas productoras denominadas PM-14, 24 y 25 (nomenclatura usada por el equipo Reno-Velero) de ambiente nerítico medio a nerítico externo, caracterizadas por ser de grano medio a fino, con porosidades de 13-24 %; saturaciones de 62 %, y permeabilidades bajas de 0.001-0.01 md, con producciones que van de 2 a 5 mmpcd., cuando es una trampa combinada las porosidades y permeabilidades aumentan debido al fracturamiento inducido con producciones de 6 a 8 mmpcd.

V. C3 Limite de Secuencia de 60 m. a.

Esta secuencia se interpretó con la ayuda de la tabla de ciclos globales de Sperrazza (1986), encontrándose arriba del MFS-61 m. a., donde el patrón de registros se interpreta como una arena grano decreciente, de ambiente nerítico medio a externo como se observa en el pozo Rosal-1 (**Fig. 7, ver anexo-9 para mas detalle**), donde se deduce un sistema de nivel bajo (Lowstand systems tract), no pudiéndose identificar patrones de reflexión sísmicos ya que son muy caóticos como en estos tipos de sistemas.

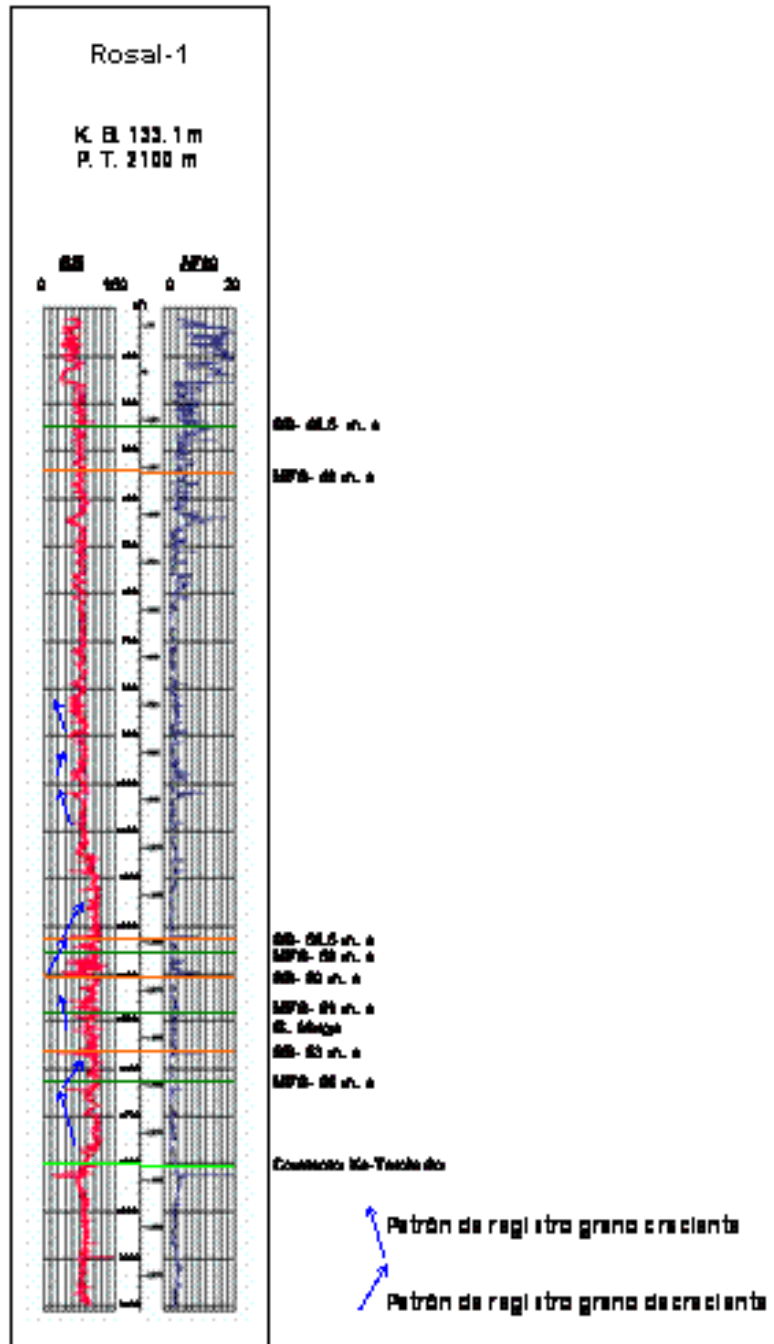


Fig. V-7 Pozo Rosal-1 mostrando el patrón de registros

Económicamente estos sistemas de nivel bajo son muy importantes ya que cuando baja el nivel del mar se pueden tener sedimentos tanto del continente como de la plataforma, ya que ella se encuentra expuesta a fenómenos erosivos, y tener un buen depósito de arenas capaces de almacenar hidrocarburos.

Los atributos sísmicos nos ayudan a dar una idea del modelo sedimentario, pero esto hay que calibrarlo con núcleos, ambientes de depósito y electrofacies (Fig. V- 8, tomado del equipo Reno-Velero).

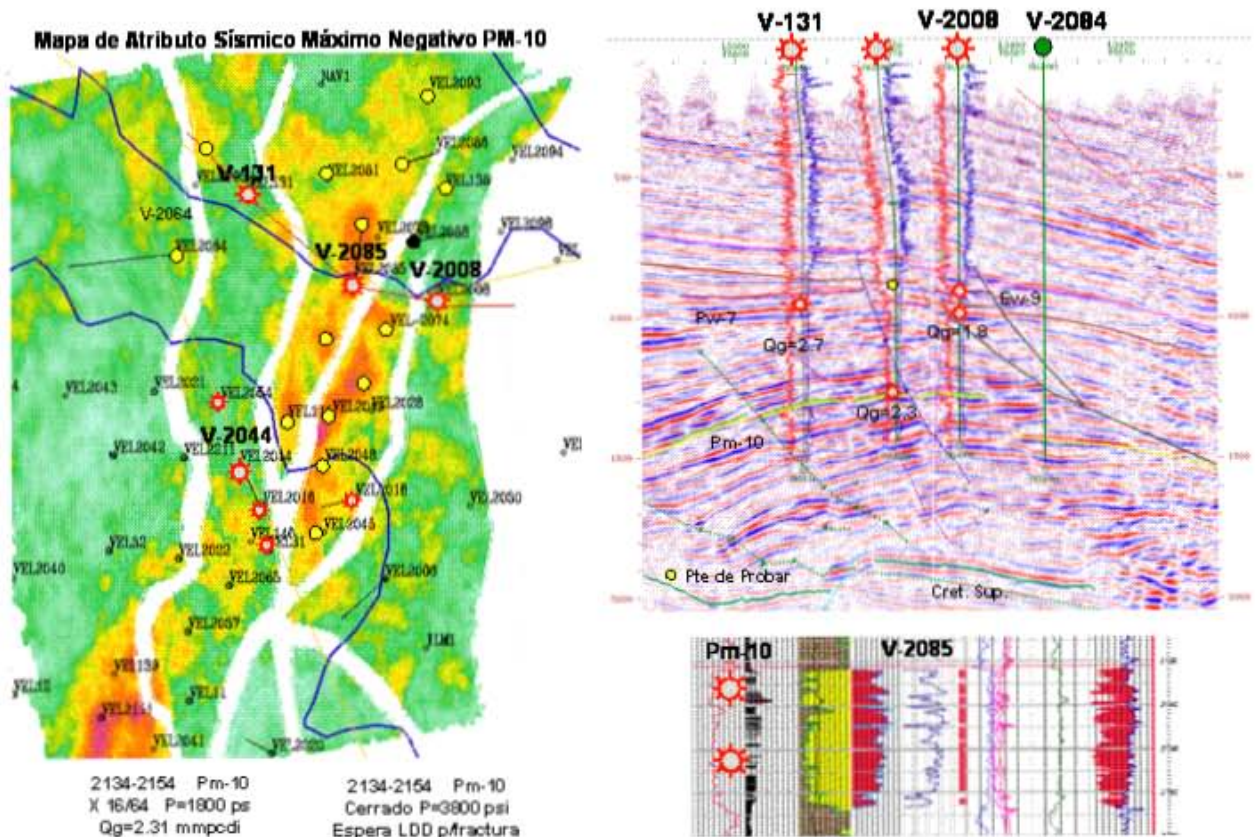
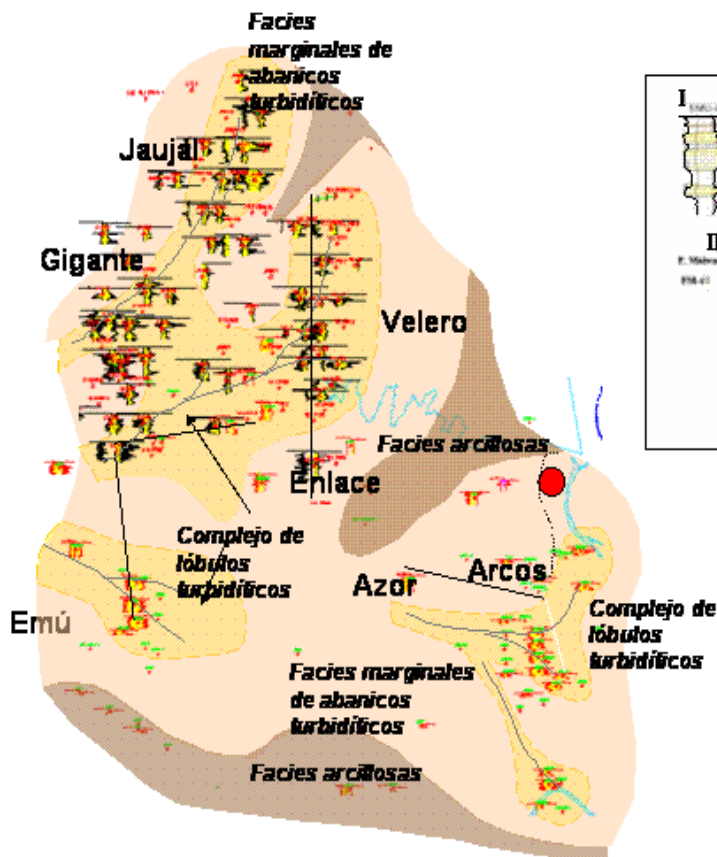
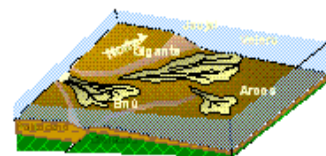
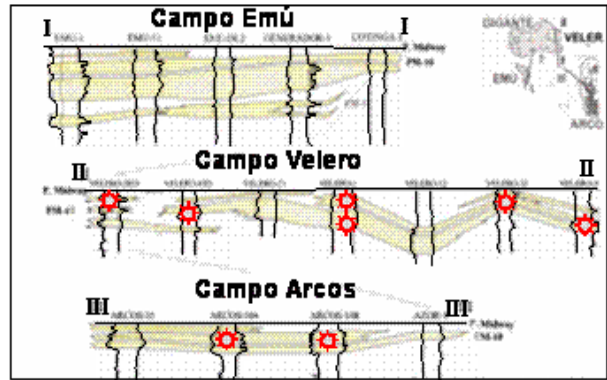


Fig. V-8 Atributo sísmico PM-10 (Tomado del equipo Reno-Velero)

El modelo geológico interpretado con electrofacies y ambientes de depósito corresponde a arenas turbídicas que se tienen en los campos Velero, Gigante, Emú, Arcos, Azor y Jaujal (Fig. V-9, ver anexo-12 para mas detalle), así como también la descripción del núcleo del pozo Arcos-104 (Fig. V-10, ver anexo-13 para mas detalle) que se encuentra alejado del área de estudio, pero se tomó ya que se tienen también ambientes similares a los de los campos mencionados.



Correlación eléctrica



Modelo Geológico

Fig. V-9 Modelo sedimentario de la arena PM-10 (Tomado del equipo Reno-Velero).

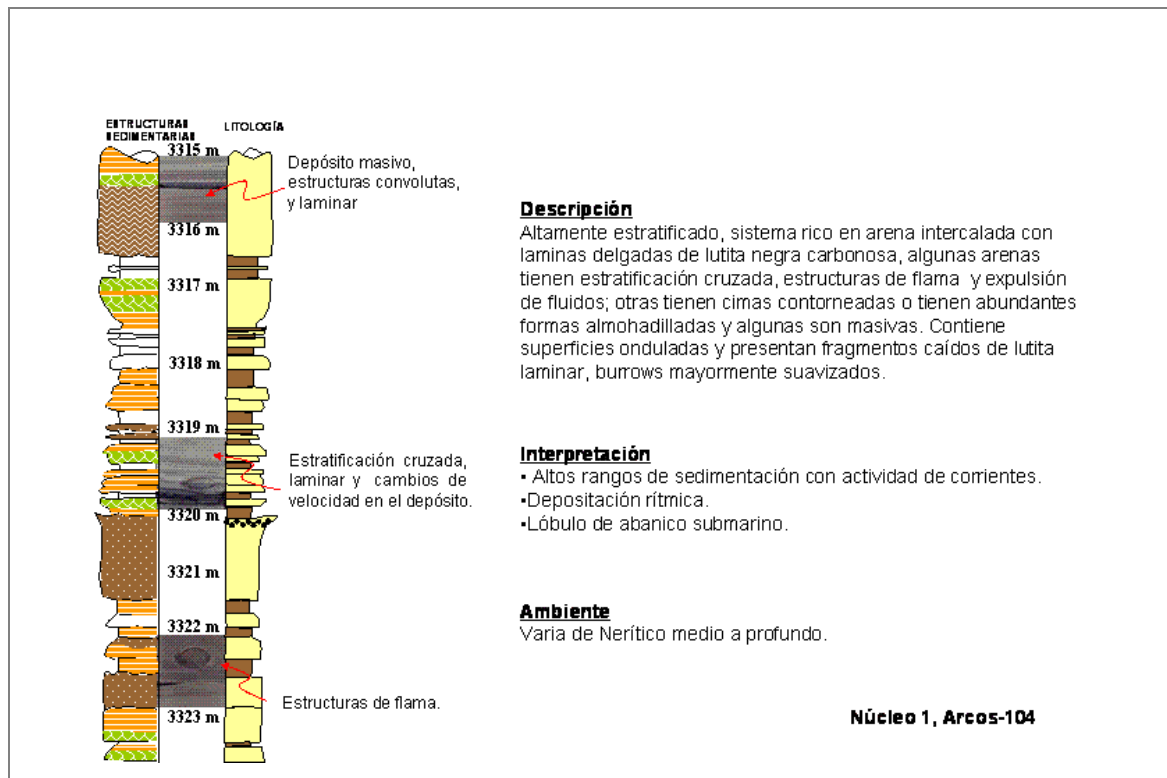


Fig. V-10 Descripción del núcleo de la arena PM-10 pozo Arcos-104

Dentro de este sistema de nivel bajo se tienen una arena denominada por el equipo Reno-Velero como PM-10 con similitudes tanto de porosidad, permeabilidad, saturaciones y gastos de producción a las arenas mencionadas en el inciso anterior.

V. C4 Limite de secuencia de 58.5 m. a.

Representada por color naranja, esta secuencia se encuentra arriba del MFS-59 m. a. que se dio con el fósil planctónico *Morozovela angulata*. Esta secuencia se dedujo por la tabla de ciclos globales del Cenozoico (Sperrazza, 1986), donde en el registro se ve un patrón de pico a aguja (Explorador-113, Rosal-1), y en los pozos Calao-1 y Roleta-1 (**Fig. V-11, ver anexo-9 para mas detalle**) se observa un patrón grano decreciente que nos indica que estamos en un transgressive systems tract debido al patrón ya mencionado, no observándose hacia su cima el higstand system tract debido probablemente a erosión o este presenta a pequeña escala y la información de pozos como de sísmica no ayuda a identificarla, volviéndose a encontrar otro transgressive systems tract.

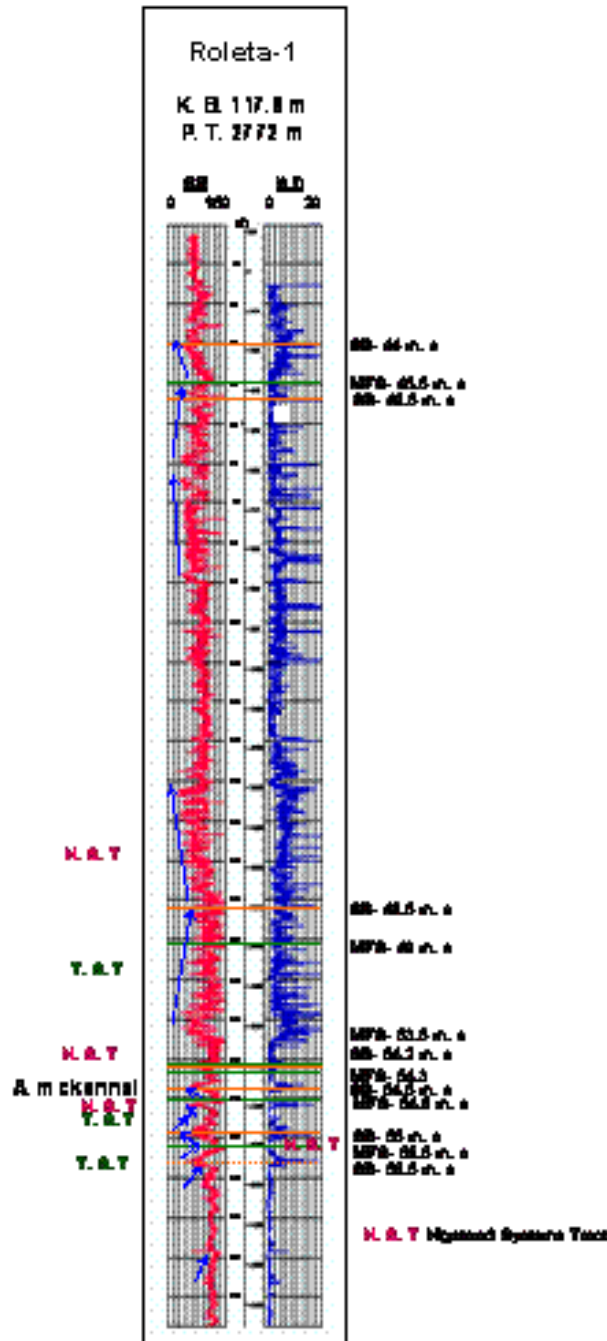


Fig. V-11 Pozo Roleta-1 mostrando patrón de registros y systems tract

En la línea arbitraria I (Fig. 4, ver anexo-3 para más detalle) se puede observar que este límite de secuencia está representado por una discordancia, donde se observan reflexiones que chocan contra una superficie erosiva, indicándonos un truncamiento erosional. Este límite es importante ya que dentro de esta secuencia se tienen arenas productoras dentro del Campo Velero, de ambiente nerítico medio, como se puede observar en la evaluación

petrofísica del pozo Roleta (Fig. V-12) que tuvo un gasto de gas de 0.618 mmpcd.

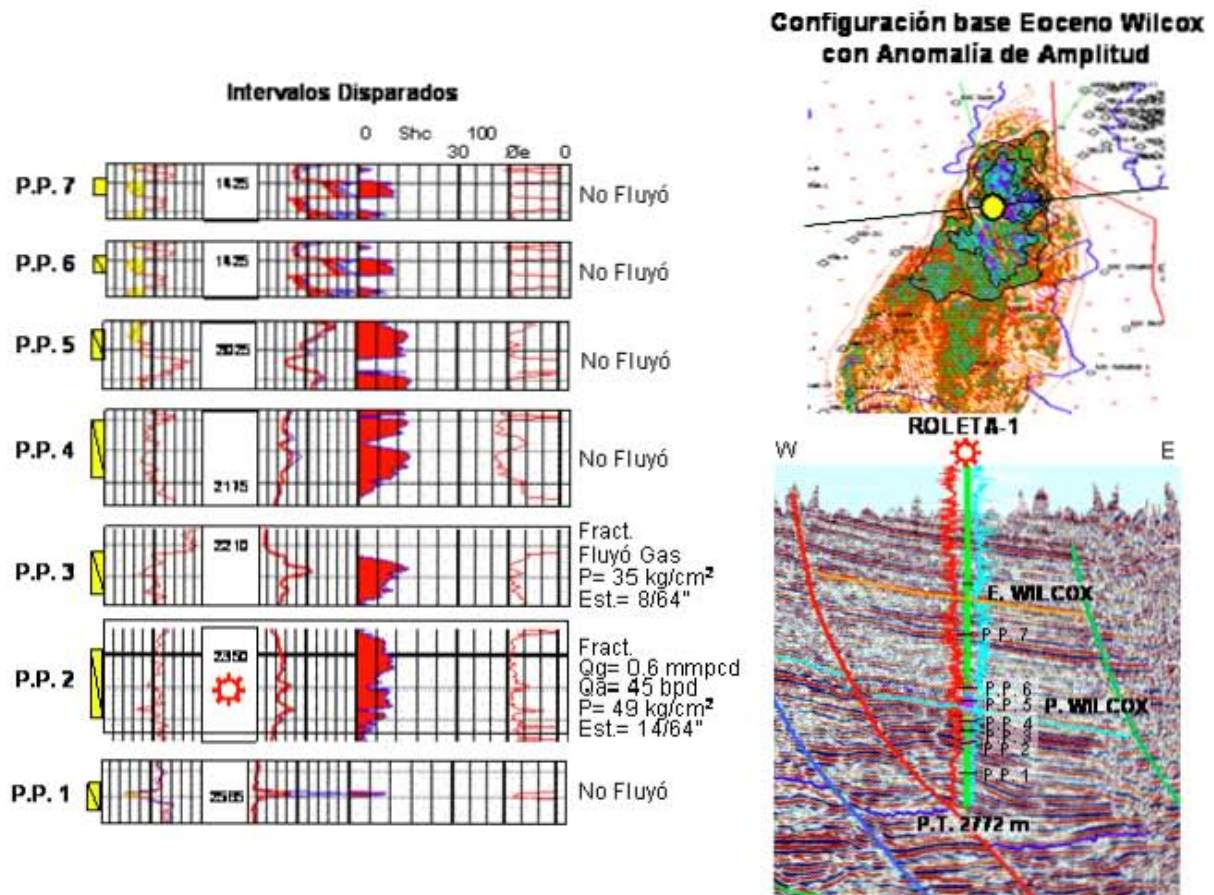


Fig. V-12 Evaluación petrofísica pozo Roleta-1

Esta secuencia se caracteriza por tener arenas productoras dentro del Campo Velero, donde los grupos de trabajo las han denominado Pw-6 a la PW-11. La Pw-7 es una arena con gran potencial de almacenar hidrocarburos, con gastos alrededor de 2 a 10 mmpcd y porosidades que tienen un rango de 13 a 22 %, que se fracturan debido a las bajas permeabilidades, siendo uno de los factores primordiales las trampas combinadas para producir gas (Fig. V-13). El ambiente de estas arenas es nerítico externo a medio. Los patrones de registros dentro de esta secuencia son de grano decreciente a grano creciente como se observa en el pozo Sobrero-1.

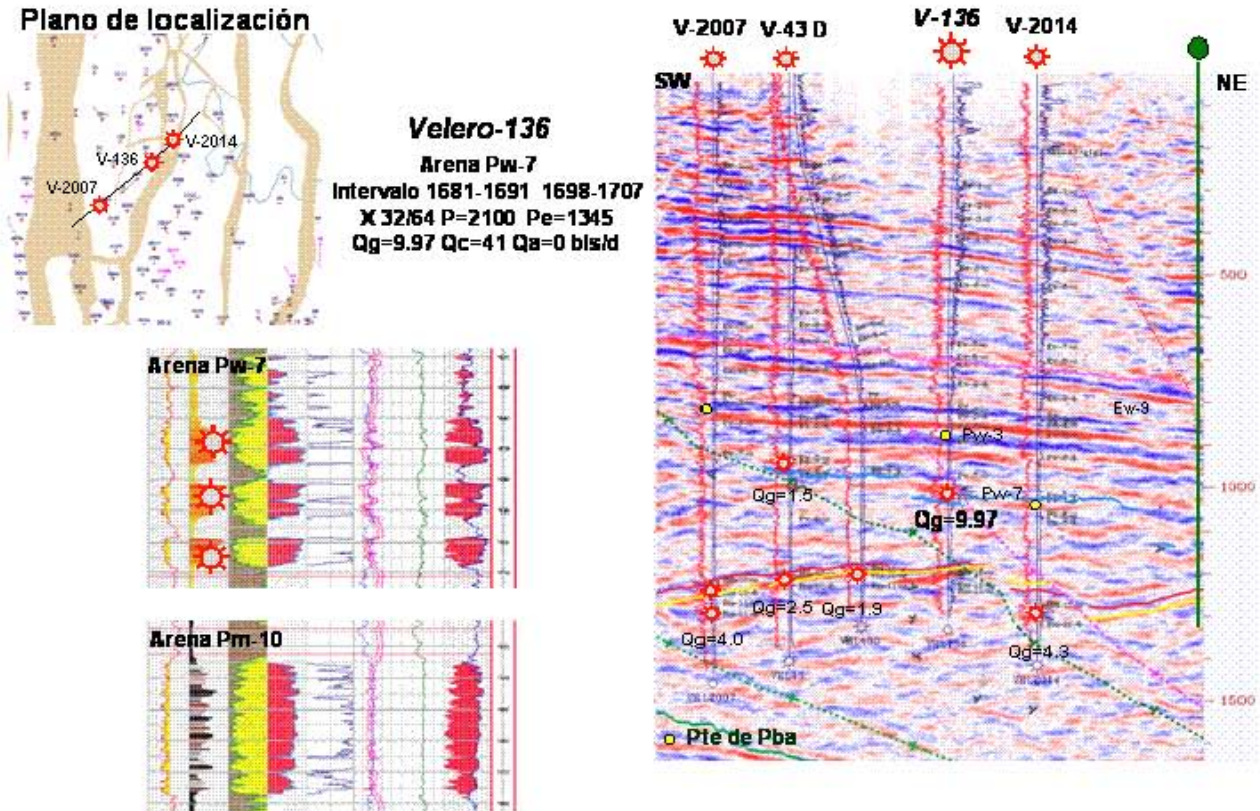


Fig. V-13 Análisis petrofísico arena PW-7

V. C5 Limite de secuencia de 55 m. a.

Este limite de secuencia se encuentra entre los MFS de 56.5 y MFS-54.8 ma, y en medio de estas superficies de inundación se ubica este limite de secuencia que se distingue con color naranja. En la línea arbitraria I fue difícil su correlación, debido que los reflectores sísmicos son difícil de seguir y en el Pozo Calao-1 se tiene un potente cuello arcilloso y la micropaleontología de este pozo no ayudó a dar máximas superficies de inundación y limites de secuencias (Gosh Santos, 2004).

Solo en la línea arbitraria II (**Fig.5, ver anexo-4 para mas detalle**), se correlacionó ya que se tiene el Pozo Roleta-1 que nos ayudó a dar el MFS-54.8, tomando como factor la carta de ciclos globales del Cenozoico (Tabla V-1), para dar este límite de secuencia, que a partir de esta se tiene una serie de ciclos repetitivos de cuarto orden; dentro de este limite secuencial se tienen patrones de registros geofísicos grano creciente que nos indican progradaciones donde se identificó el highstand system tract, como se observan en los pozos Antiguo-1 y Roleta-1. Esta secuencia termina en el

horizonte verde oscuro que representa la máxima superficie de inundación de 54.8 m. a (Fig. 5).

Esta secuencia se interpreta como un highstand systems tract ya que el patrón de registros es grano creciente (progradante) de ambientes de nerítico interno a medio como se observan en los pozos Roleta-1, Antiguo-1 y Explorador-113 (Mitchum, 1993).

A partir de esta secuencia se tiene una serie repetitiva de ciclos de cuarto orden (0.1-0.5 m. a.), que son SB-54.5, 54.2 (cima del Paleoceno Superior), 48.5, 46.5 y 44 m. a (dentro del Eoceno). Estas secuencias se dieron con ayuda de paleontología con el pozo Roleta-1 que a la profundidad de 2102 m se tiene una MFS-53.5 m. a., que se dio con el fósil planctónico ***Acarina mckannai***, donde a partir esta superficie máxima de inundación se dieron los límites de secuencia de 54.5 y 54.2 m. a., ayudado por la carta de ciclos globales del Cenozoico (Sperrazza, 1986), que nos sirvió para correlacionar hacia los demás pozos y trasladar estos datos a la sísmica.

En las líneas sísmicas fue difícil meter estos sistemas sedimentarios debido a que la resolución sísmica y el pequeño espesor no nos ayudaron a seguir estos sistemas de depósito que son una serie de transgressive y highstand.

Se tiene interpretado un modelo sedimentario esquemático que corresponde a una serie de barras costeras progradantes (Fig. V-14) /Echanove, 1986).

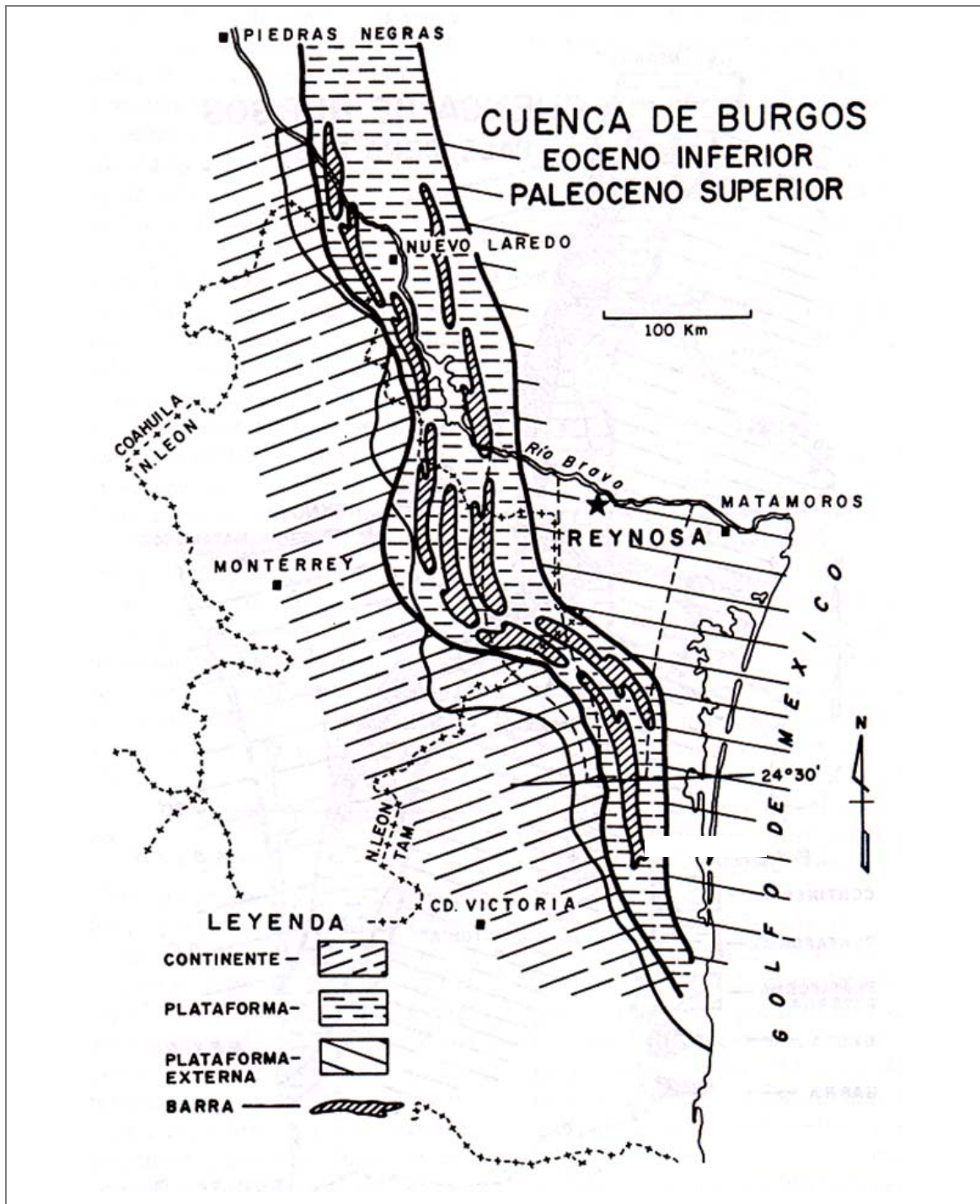


Fig. V-14 Modelo sedimentario esquemático, del Paleoceno superior-Eoceno inferior (Echanove, 1986)

También se tiene el atributo RMS (raíz cuadrática media) donde nos muestra que el modelo sedimentario semeja a barras costeras (Fig. V-15, ver anexo).

CONCLUSIONES

1.- Los ambientes de depósito nos ayudaron a dividir el Paleoceno Superior en tres cuerpos que son: el cuerpo inferior que es la base del Paleoceno Superior de ambiente nerítico externo, la parte media, nerítico medio y la parte superior que es la cima de esta serie, nerítico interno, ya que con ellos no ayudaban a saber en que parte de la plataforma estamos ubicados.

2.- Se identificaron ocho límites de secuencia (SB- 63, 60, 58.5, 55, 54.2, 48.5, 46.5 y 44 m. a.) y nueve máximas superficies de inundación (MFS- 66, 61, 59, 56.5, 54.8, 54.3, 53.5, 49 y 45.5 m. a.), tomando en cuenta la bioestratigrafía, el patrón de registros y las terminaciones de reflexión sísmica.

3.- La máxima superficie de inundación de 66 m. a., se dio con el fósil planctónico ***Globigerina eugubina***, tomado del informe paleontológico del Pozo Sobrero-1.

4.- El límite de secuencia de 63 m. a., se determino con la ayuda de la carta de ciclos globales del Cenozoico del Golfo de México. Dentro de esta secuencia se identificó un sistema de nivel bajo (Lowstand system tract) ya que el patrón de registros de Rayos Gamma (GR) disminuye considerablemente, teniendo un patrón simétrico tipo arco que consiste de una secuencia grano creciente por una secuencia grano decreciente, teniendo ambientes de nerítico medio a nerítico externo. Esta secuencia se encuentra en medio del MFS-61 m. a., y el MFS-66 m. a.

5.- La máxima superficie de inundación (MFS) de 61 m. a., se dio con el fósil planctónico ***Globigerina fringa*** tomando en cuenta las tablas de Bolli y la de ciclos globales del Golfo de México.

6.- El límite de secuencia (SB) de 60 m. a., se dió con la ayuda de la tabla de ciclos globales del Cenozoico del Golfo de México y el MFS-61 m. a., ya que arriba de esta máxima inundación se tiene esta secuencia. Dentro de esta secuencia se tiene un lowstand systems tract, que probablemente estemos en

el abanico de talud, ya que la respuesta de GR nos da un patrón grano decreciente, siendo esta arena denominada PM-10 de ambiente turbidítico, una de las más productoras dentro del campo Velero.

7.- La máxima superficie de inundación (MFS) de 59 m. a., se dio con el fósil planctónico ***Morozovela angulata***, del estudio paleontológico del pozo Sobrero-1, ayudó a correlacionar esta marca con los demás pozos.

8.- En el límite de secuencia de 58.5 m. a., se identificó el transgressive systems tract, con ayuda de los patrones de los registros geofísicos de los pozos Sobrero-1, Roleta-1, Calao-1; esta secuencia es muy importante ya que estos depósitos arenosos son de gran importancia económica-petrolera.

9.- A partir de la secuencia de 58.5 m. a., se tienen ciclos de cuarto orden repetitivos de transgressive a highstand.

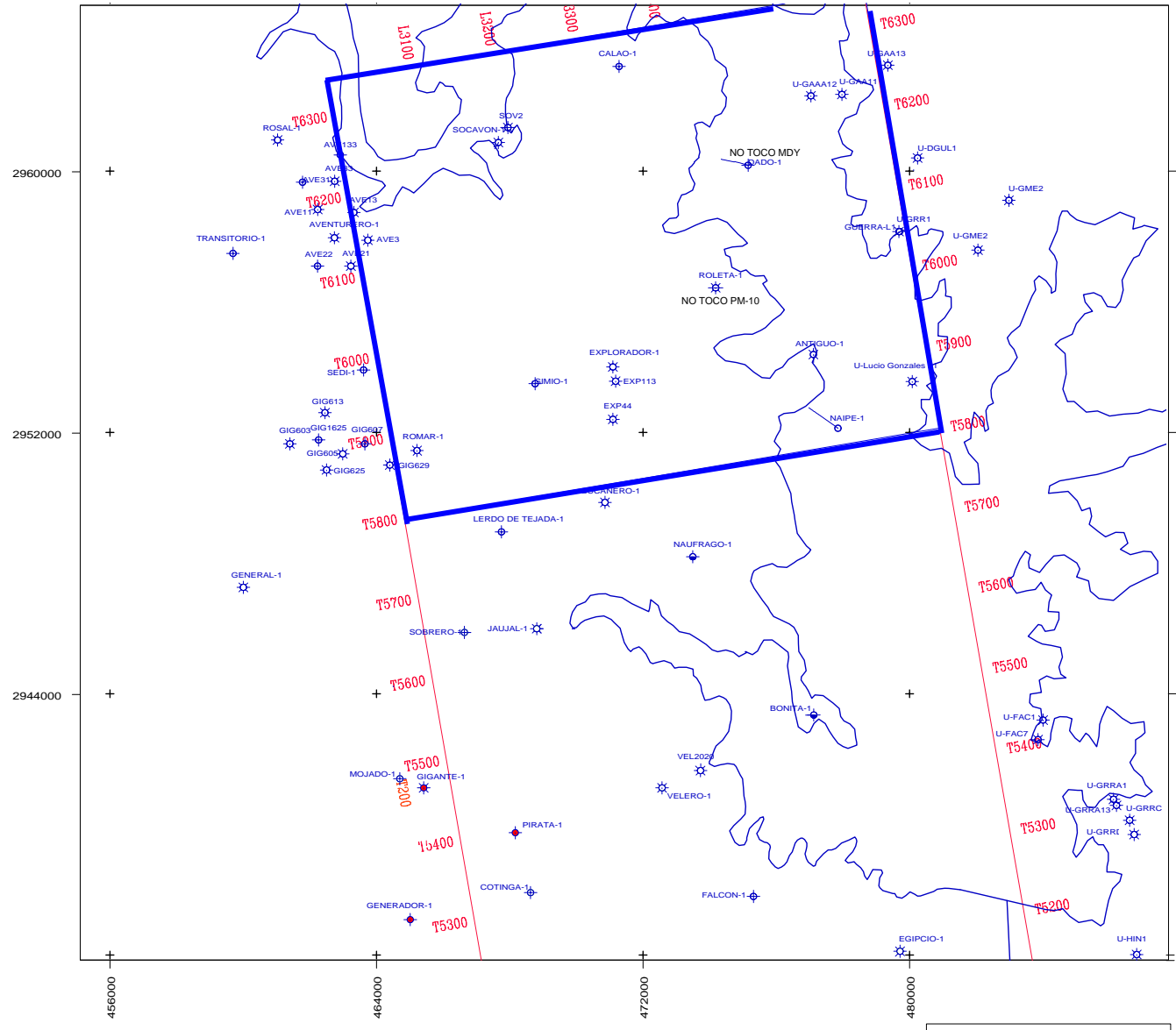
10.- En líneas sísmicas fue difícil identificar estos tractos de sistemas ya que son a pequeña escala.

11.- En el área de estudio se tiene una sedimentación que hacia el Sur se mantiene en forma de cuña (área Herreras), mientras que al Norte estos depósitos son diferentes, que se denomina play Lobo, que hacia los Estados Unidos de América, es un play con gran producción de gas a nivel Paleoceno Superior.

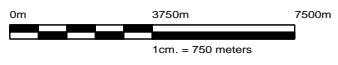
12.- En el pozo Calao-1 la arena que se encuentra en el intervalo de 2440-2525 se tenía considerada como del Paleoceno Inferior y con este estudio se determinó una edad de 58.5 m. a., dentro del Paleoceno superior.

RECOMENDACIONES

- 1.- Se recomienda recolectar muestras de canal para hacer estudios de nanoplancton para tener bien datadas las edades absolutas y poder dar con mayor precisión las máximas superficies de inundación.
- 2.- Hacer estudios secuenciales en toda la Cuenca de Burgos para cada play productor, y establecer modelos sedimentarios y dar localizaciones con bajo riesgo exploratorio.
- 3.- De este trabajo, hacer correlaciones de los MFS y SB hacia todo el campo Velero para poder identificar la distribución de las arenas en cada tracto de sistemas.
- 4.- Es necesario identificar los ambientes de depósito en los registros geofísicos de pozos para conocer, en que parte de la cuenca o plataforma estamos ubicados.
- 5.- Se recomienda interpretar los patrones de registros de pozos para identificar los tractos de sistemas, con ayuda de paleontología, con la carta de ciclos globales del Cenozoico del Golfo de México.
- 6.- Hacer modelos sedimentarios de las arenas productoras con la ayuda de este tipo de metodología, para saber la distribución de las areniscas y dar localizaciones exploratorias con bajo riesgo exploratorio.
- 7.- Es necesario que los estudios de plays utilicen esta metodología para proponer leads.

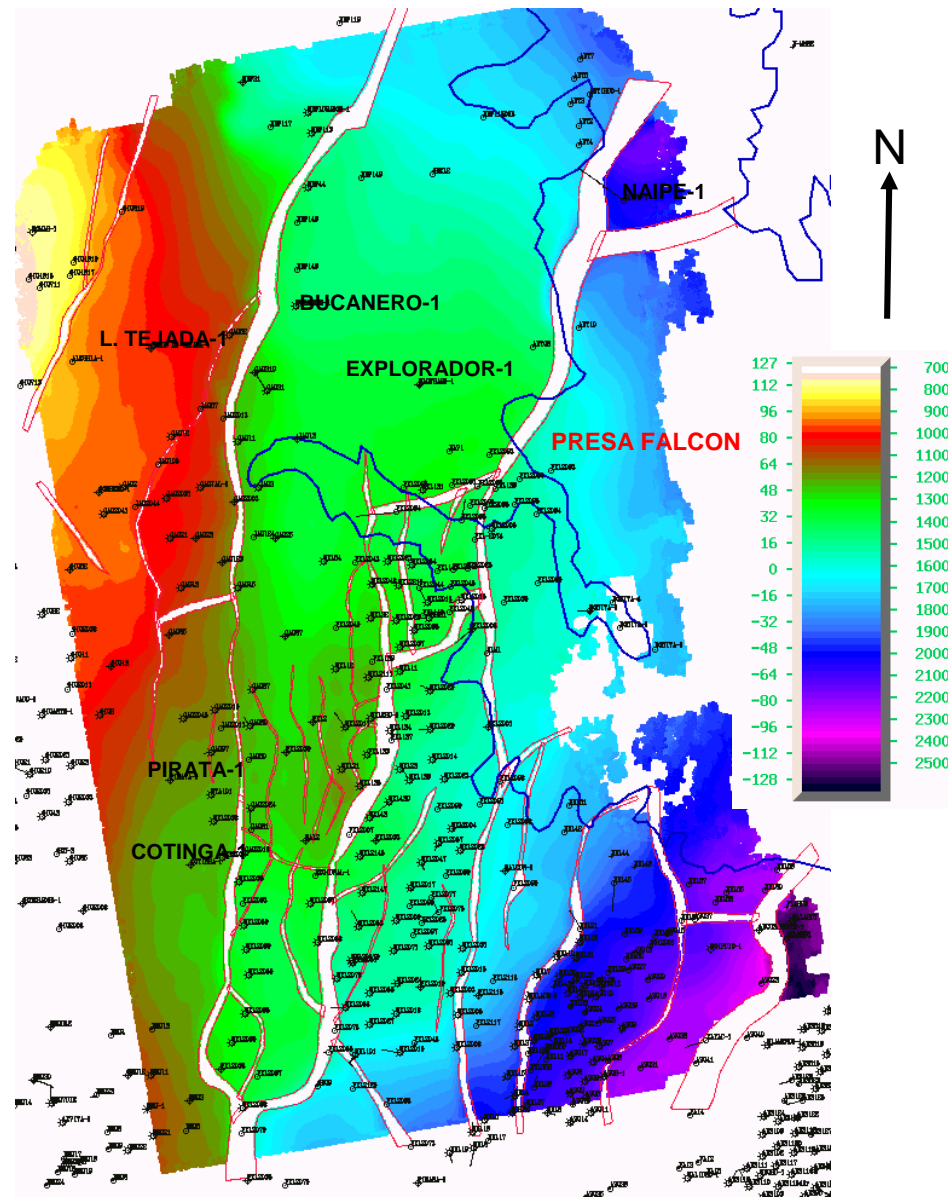


AREA DE ESTUDIO
 CUBO SISMICO 3D VELERO-JAUJAL



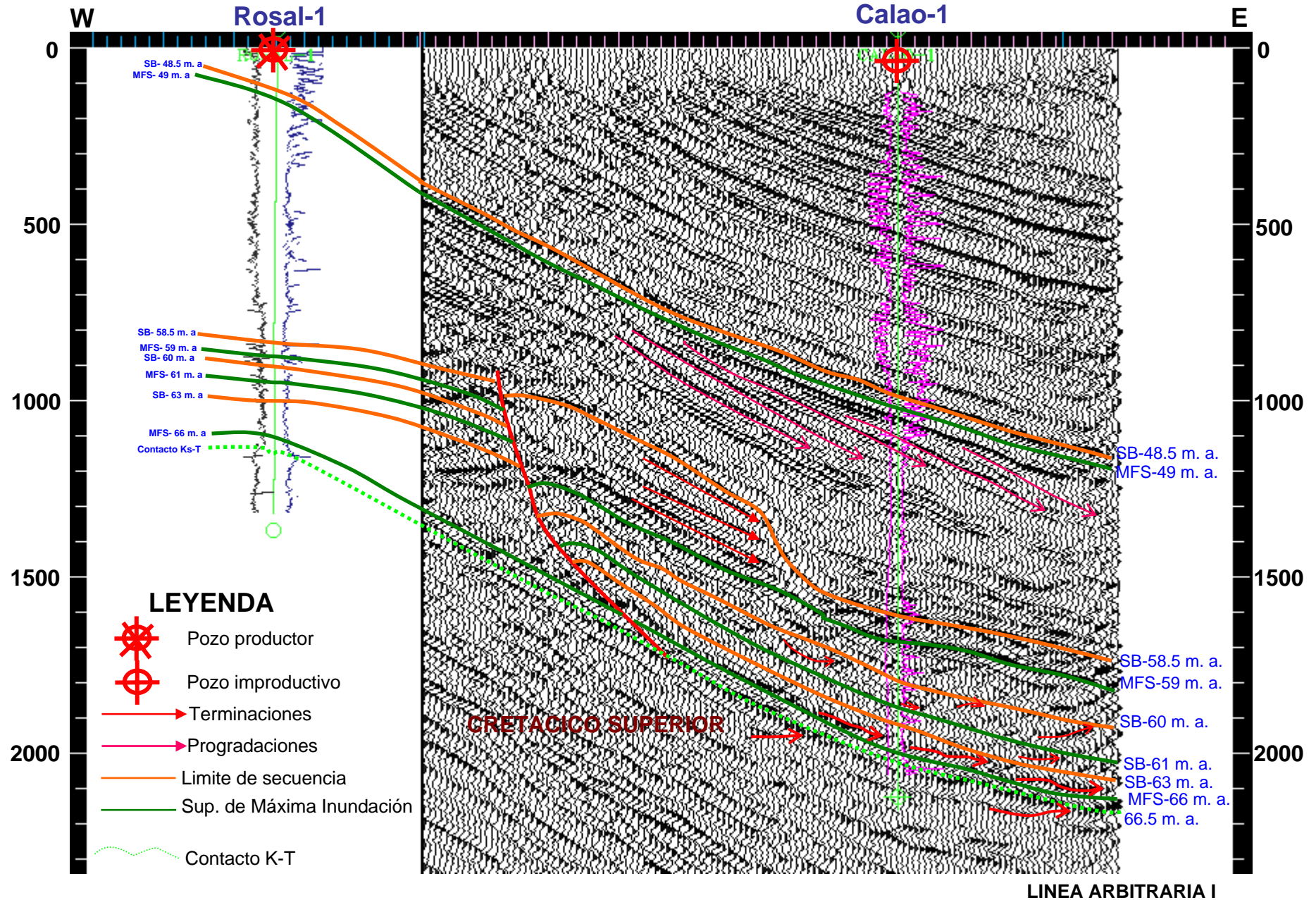
PLANO DE LOCALIZACION			
TITULO:	CLIENTE:	ESCALA:	FECHA:
MAPAS	INTEC OROQUENA	1:5000	07.16
\\hemus\redmark\pendera\Plano_Base_Localizacion.dwg			

CONFIGURACION ESTRUCTURAL DE LA ARENA PW-7 (mts)

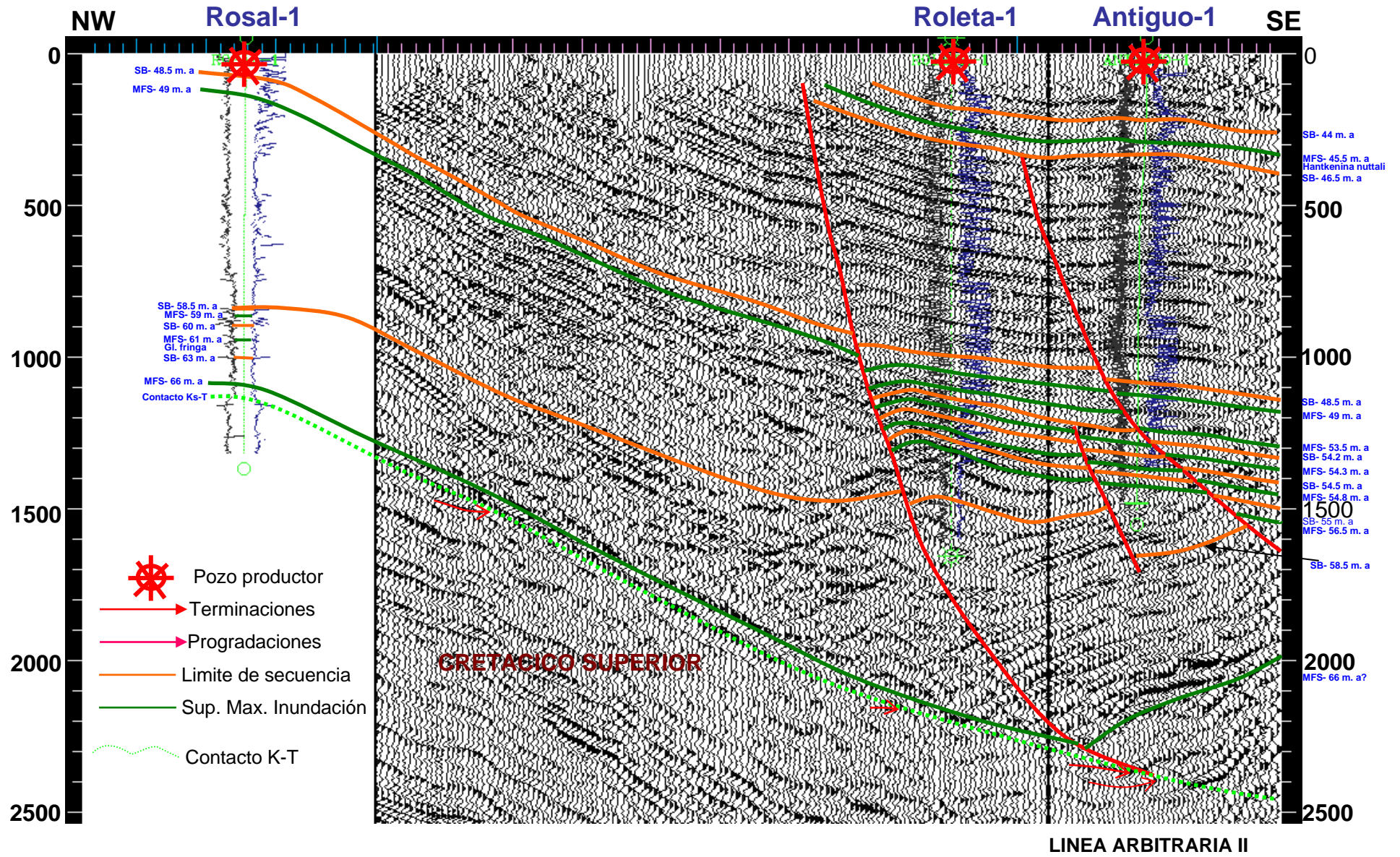


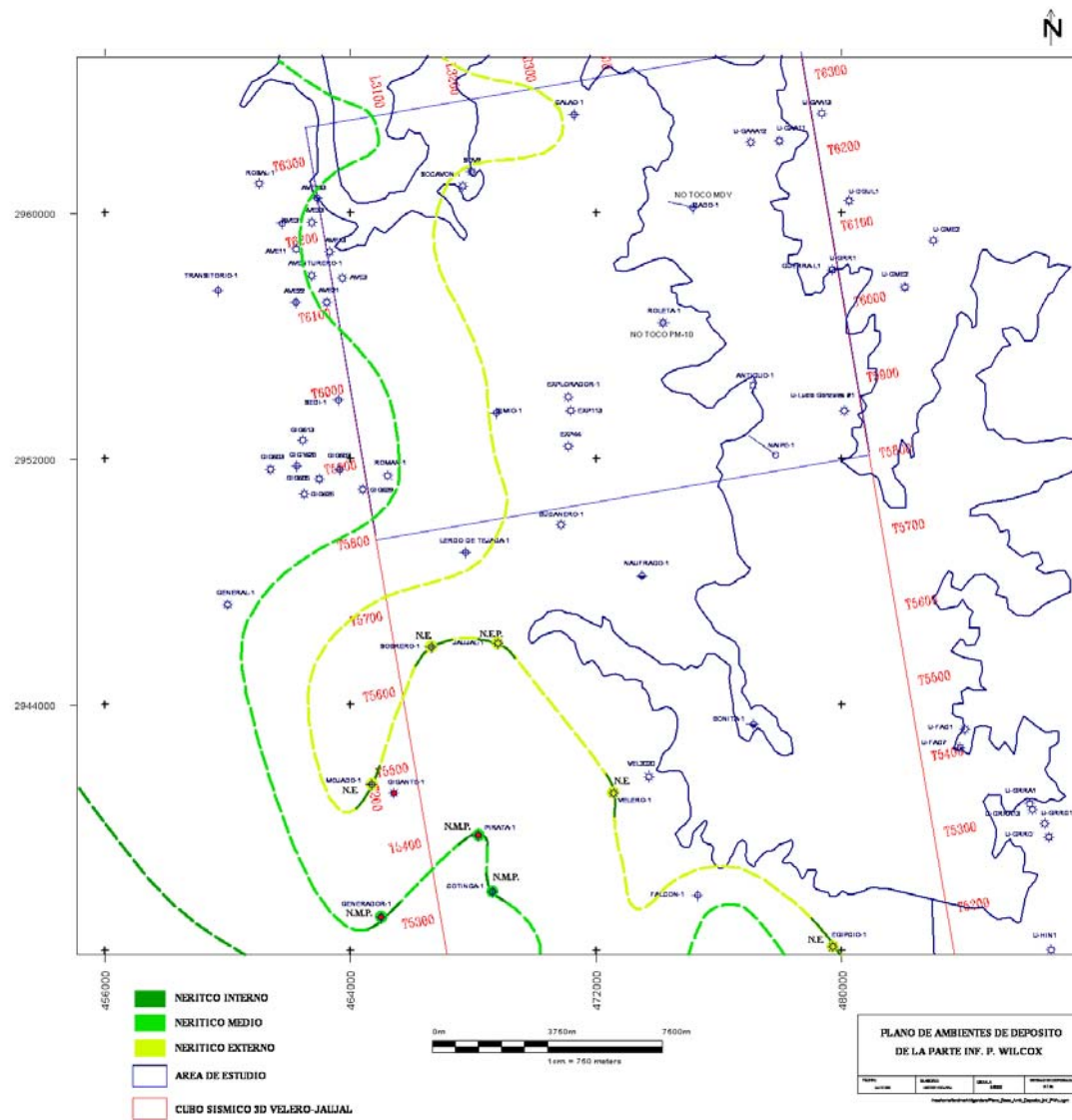
ESC. 1: 50 000

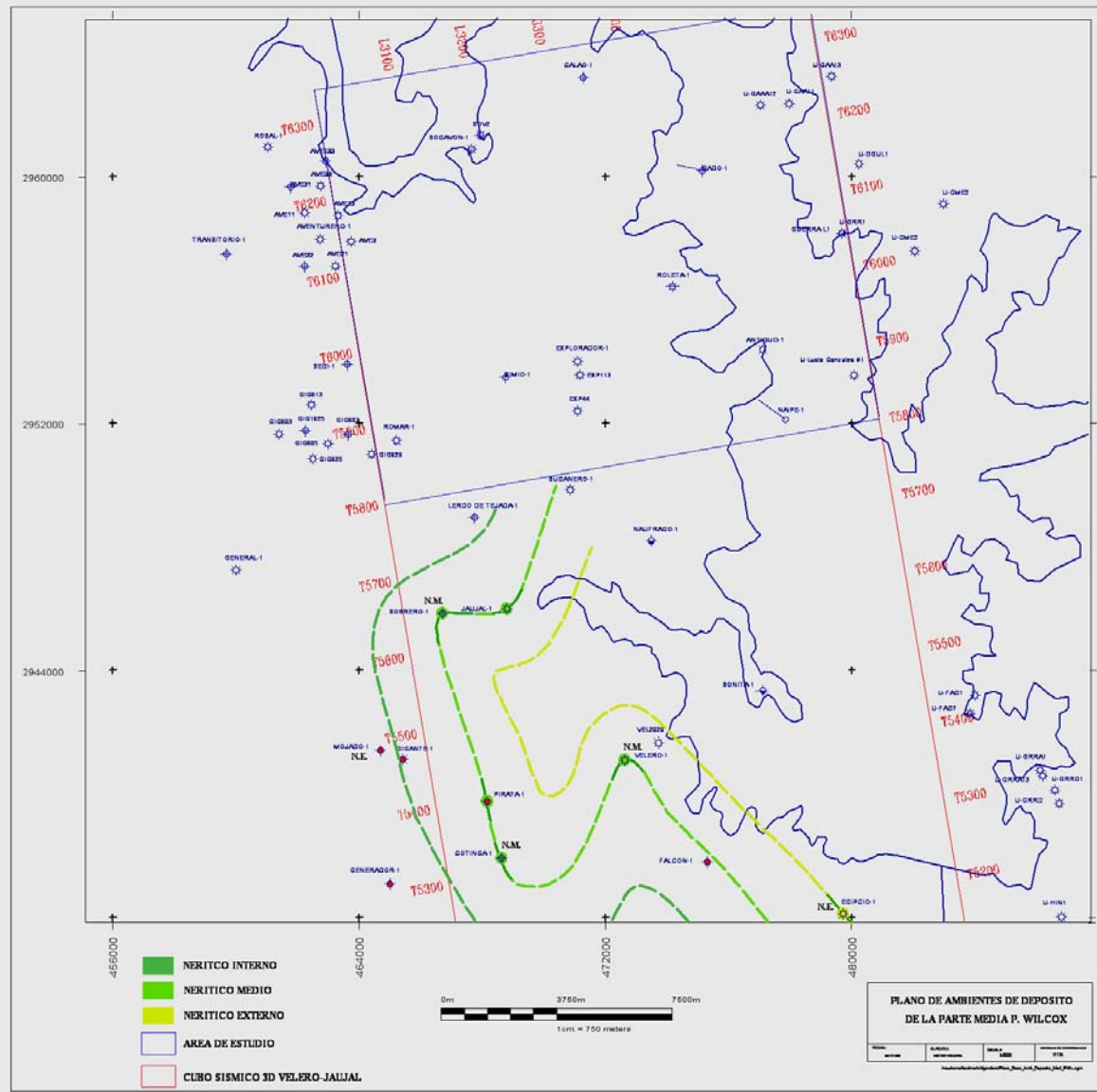
INTERPRETACION DE SECUENCIAS CON APOYO SISMICO Y REGISTROS GEOFISICOS



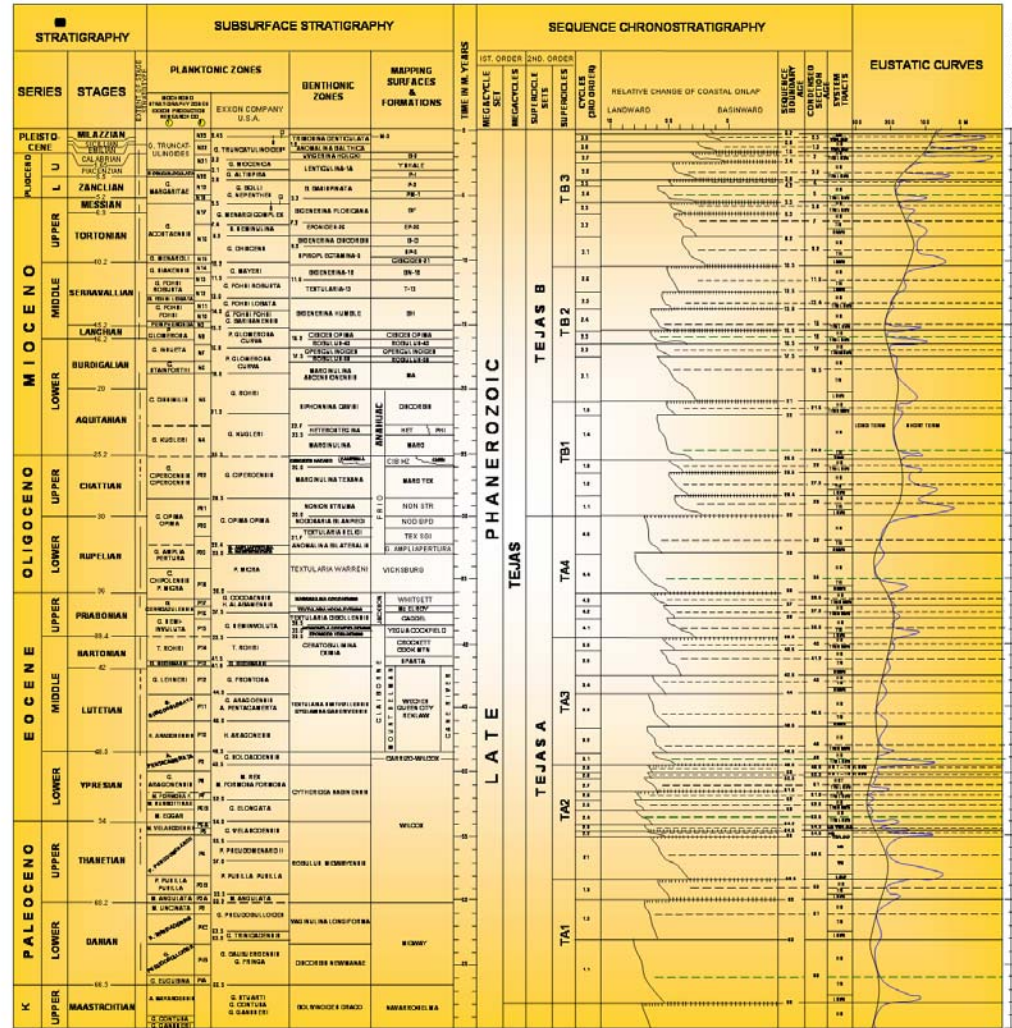
INTERPRETACION DE SECUENCIAS CON APOYO SIMSICO Y REGISTROS GEOFISICOS



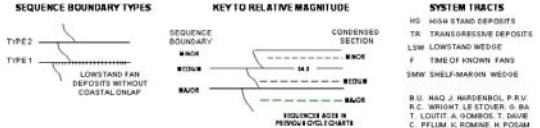




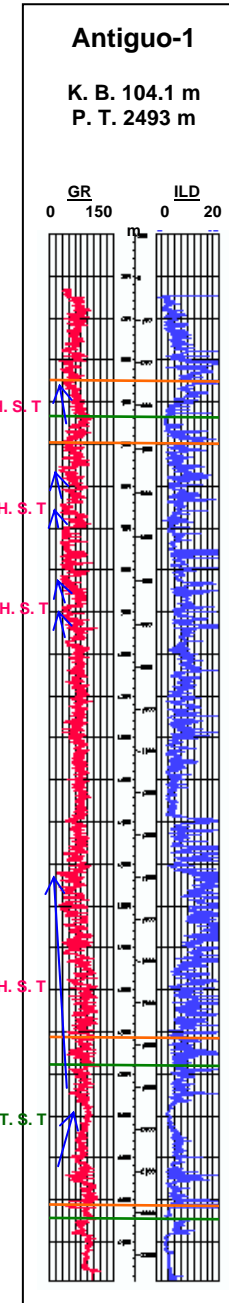
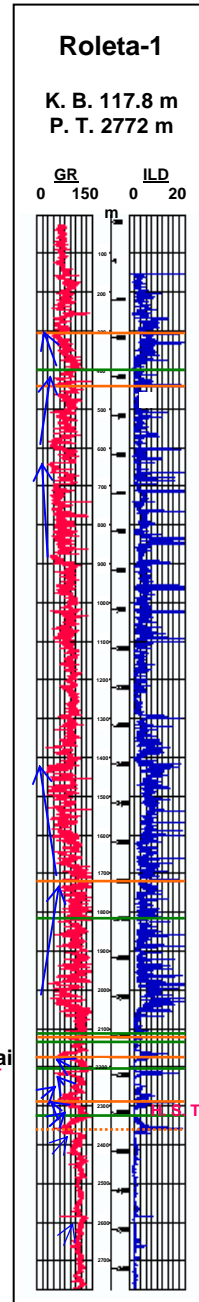
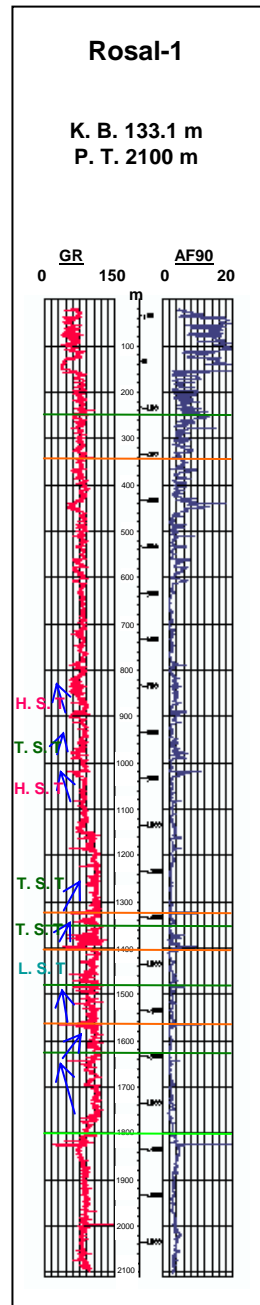
CENOZOIC GLOBAL CYCLE CHART GULF OF MEXICO



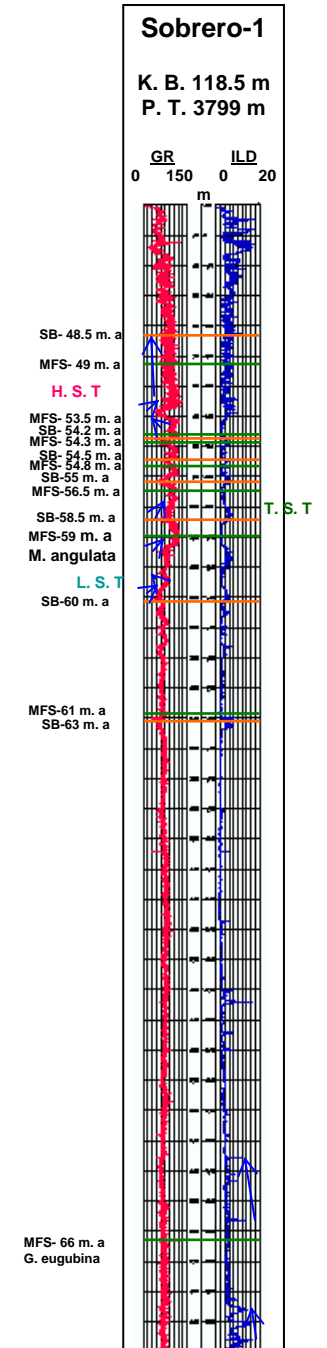
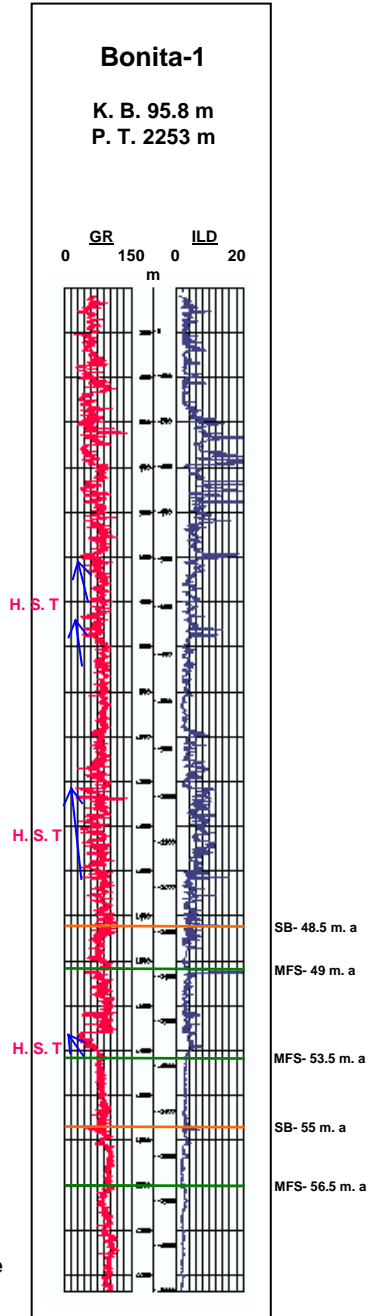
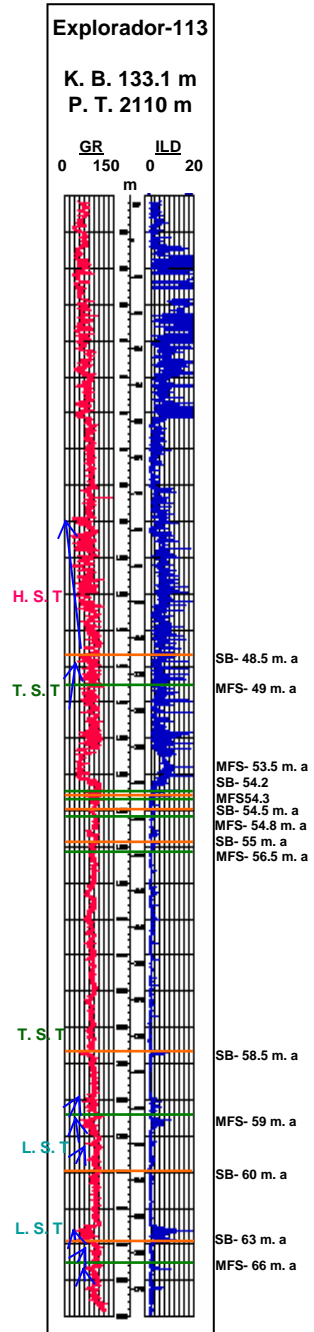
① AFTER: STAIN FORTH ET AL. (1975)
 ② AFTER: BLOW (1975) AND BERGREN (1972)



INTERPRETACION DE SECUENCIAS EN REGISTROS GEOFISICOS

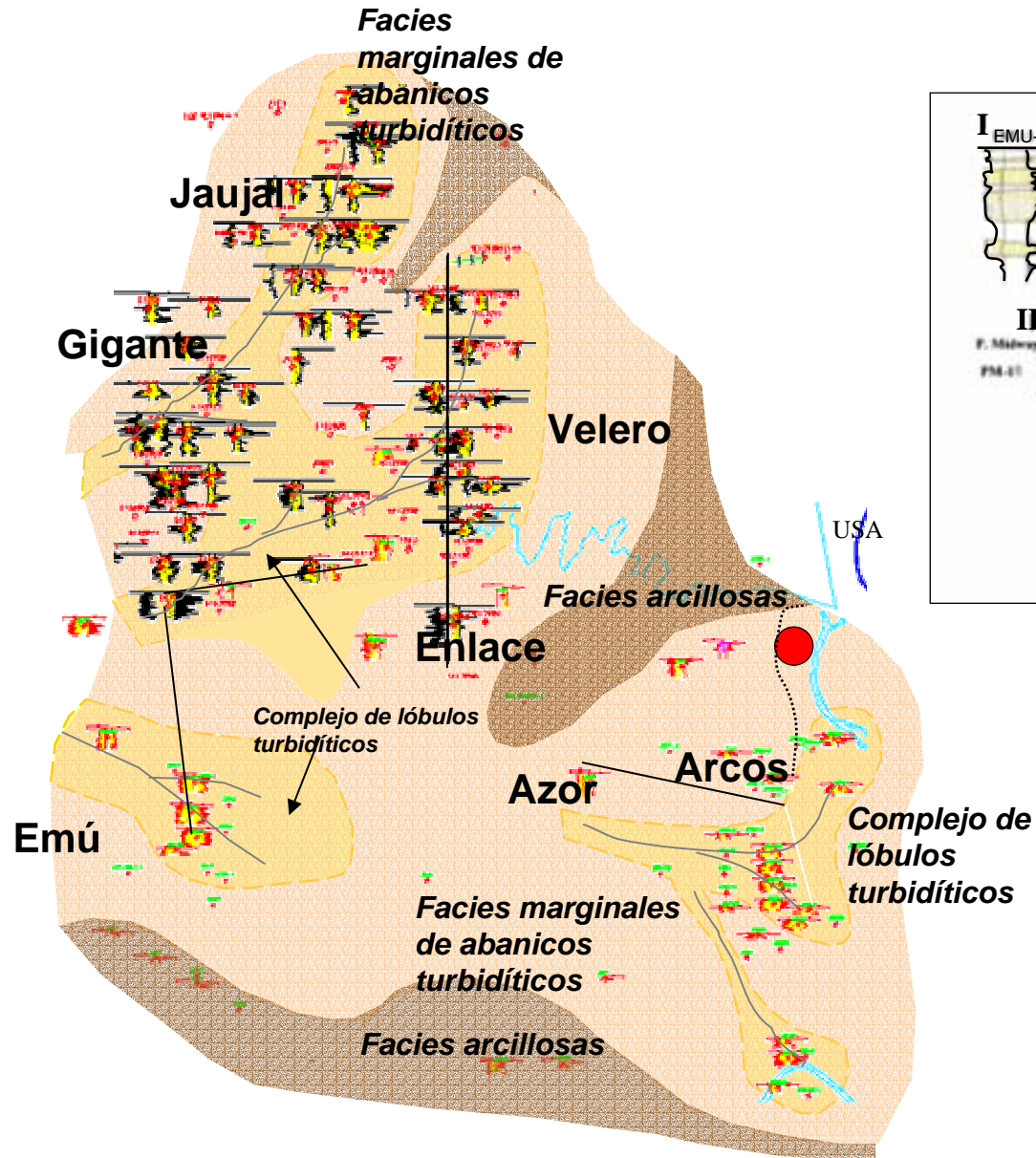


INTERPRETACION DE SECUENCIAS EN REGISTROS GEOFISICOS

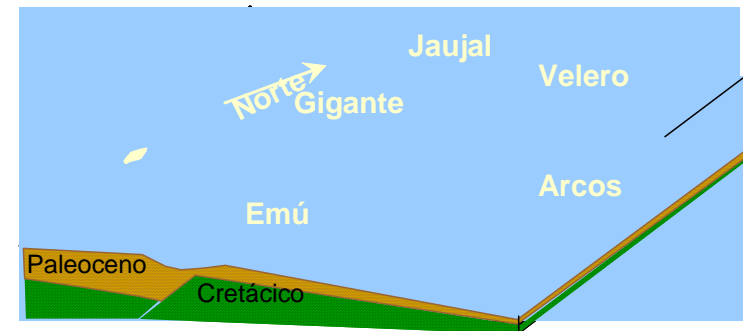
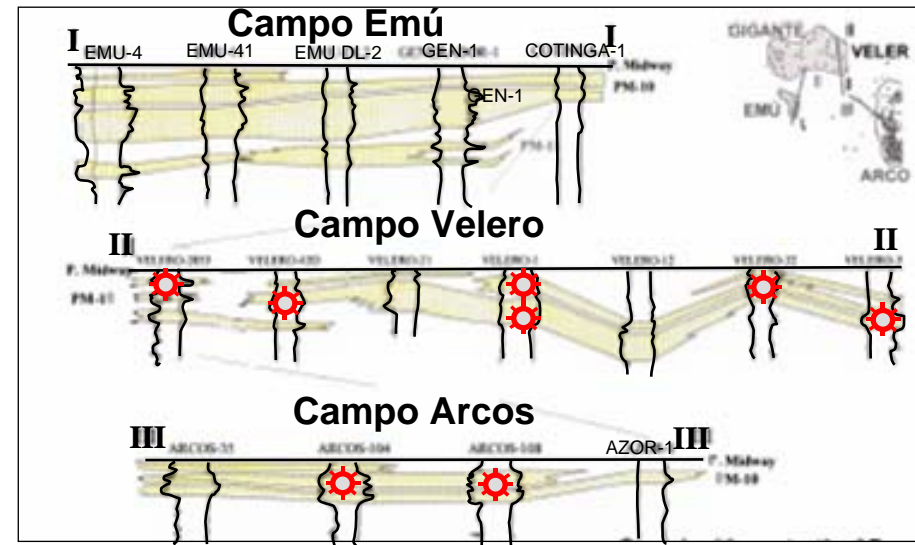


↖ Patrón de registro grano creciente
↗ Patrón de registro grano decreciente

Modelo sedimentario de la arena PM-10

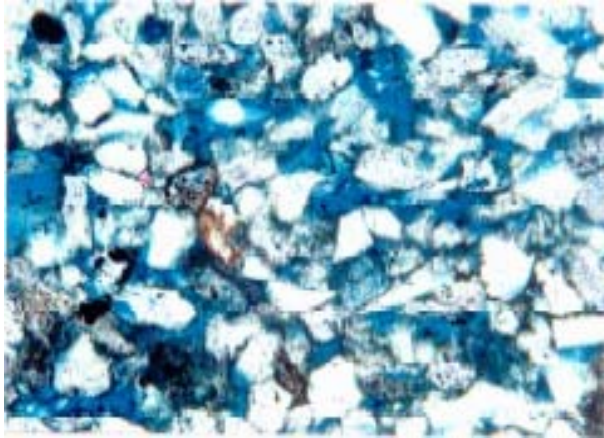


Correlación eléctrica



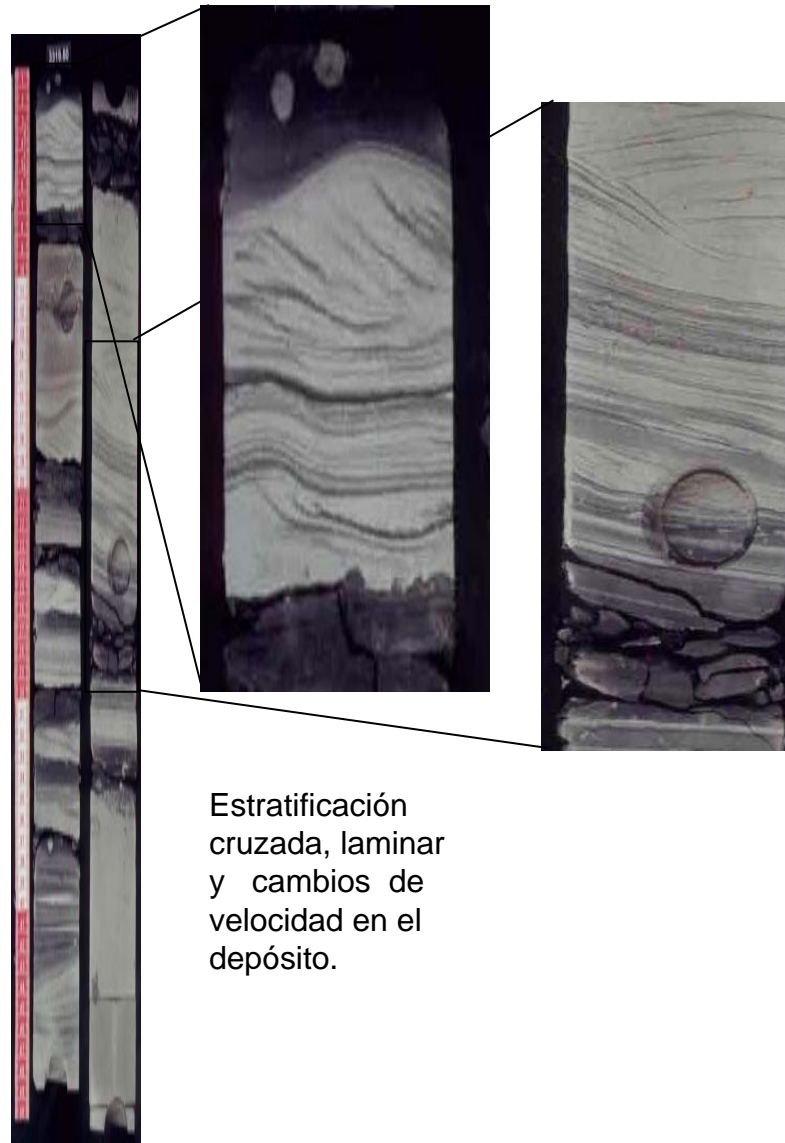
Modelo Geológico

Lámina Delgada Arcos-13



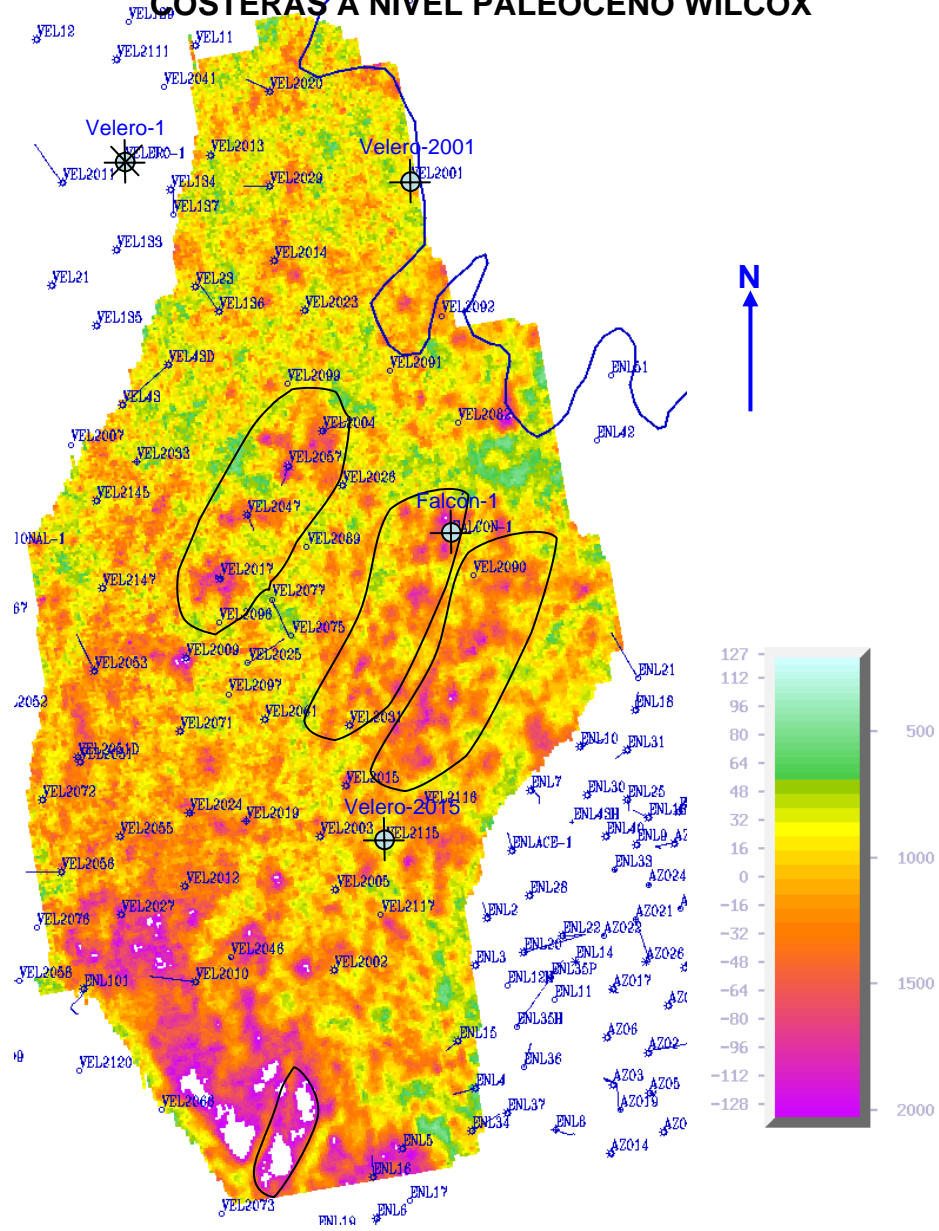
- Granos medios a finos, clasificación moderada a buena de granos subangulares a redondeados.
- Cementante principal es clorita, la calcita y dolomita es menor.
- La porosidad primaria dominante es intergranular.

Núcleo Arcos-104



Estratificación cruzada, laminar y cambios de velocidad en el depósito.

ATRIBUTO RMS QUE MUESTRA EL MODELO SEDIMENTARIO DE BARRAS COSTERAS A NIVEL PALEOCENO WILCOX



REFERENCIAS

- A. M. G. P.**, Publicación especial No. 2, 1999. La Cuenca de Burgos.
- Bolli Hans M; Saunders John B; Perch-Nielsen Katharina.** 1985. Plankton Stratigraphy.
- Brown Jr, L. F; Fisher W. L.** 1977. Seismic Stratigraphic Interpretation of Depositional Systems. Pages 213-248
- Castillo Chavira, F.** 1969. Consideraciones sismológicas sobre la información sismológica profunda, en seminario sobre exploración petrolera, Mesa Redonda No. 1, I. M. P. Informe inédito.
- Cuevas Leree, Juan Antonio.** 1989. Prospecto Presa Falcón. PEMEX. Informe inédito.
- Echánove Echánove, Oscar.,** 1986. Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I: Consideraciones Geológicas Petroleras. Parte II: Resultados de Pozos Exploratorios y Producción.
- Fisher W. L.** 1961. Strtigraphic Names in the Midway and Wilcox Groups of the Gulf Coastal Plain.
- García del Ángel, A.** 1969. Problemas de la futura exploración con pozos profundos en la Cuenca de Burgos, en Seminario sobre exploración petrolera, Mesa Redonda No. 1. I. M. P. Informe inédito.
- García Esparza, José.** 1999. Caracterización Geológica-Geofísica y Evaluación Económica del Play Frío del Oligoceno de la Cuenca de Burgos; U. N. A. M., Facultad de Ingeniería, Tesis de Maestría, inédita.
- González García, R.** 1976. Bosquejo geológico de la zona Noreste: III simposium de Geología de Subsuelo, DFNE, Reynosa, Tamps. Informe inédito. PEMEX.
- Gosh Santos, Kumar.** 2004. Análisis secuencial en Registros de Pozos, Núcleos y Afloramientos.
- Guzman Baldizan, Alfredo.** 1998. Potencial Remanente del Terciario del Proyecto Integral Burgos. Informe inédito. PEMEX.
- Kay, Marshall.** 1954. Geological Notes. Pages 916-917, Vol. 38.

- L. F. Brown Jr., W. L. Fisher.** Geology and Geometry of Depositional Systems. Pages 1-56.
- L. F. Brown Jr., W. L. Fisher.** Seismic-Stratigraphic Interpretation of Depositional Systems and its Role in Petroleum Exploration.
- PEMEX-PEP.** 1990. Informe Paleontológico Pozo Calao-1. Informe inédito.
- PEMEX-PEP.** 2001. Informe Paleontológico Pozo Naipe-1. Informe inédito.
- PEMEX-PEP.** 2001. Informe Paleontológico Pozo Roleta-1. Informe inédito.
- PEMEX-PEP.** 2001. Informe Paleontológico Pozo Sobrero-1. Informe inédito.
- PEMEX-PEP.** 2005. Informe Paleontológico Pozo Antiguo-1. Informe inédito.
- PEMEX-PEP.** 2005. Informe Paleontológico Pozo Rosal-1. Informe inédito.
- López Ramos, Ernesto. 1985.** Geología de México. Tomo II, tercera edición.
- Mitchum Jr. Robert M. & Van Wagoner John C.** 1990. High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence-stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles.
- Mitchum R. M; Vail P. R.** 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes in Sea Level in Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration. Memoir A. A. P. G., Tulsa, 26, 49-62.
- Mitchum Robert M., Sangree John B., Vail Peter R., Wornardt Walter W.** 1993. Recognizing Sequences and Systems Tracts from Well Logs, Seismic Data, and Biostratigraphy: Examples from the Late Cenozoic of the Gulf of Mexico.
- Mitchum, Jr. Robert M. & Van Wagoner John C.** 1990. High-Frequency Sequences and Eustatic Cycles in the Gulf of Mexico Basin.
- Pérez Cruz, Guillermo.** 1992. Evolución Geológica de la Cuenca de Burgos. Informe Inédito. PEMEX.
- Posamentier H. W; Allen G. P.** 1999. Siliciclastic Sequence Stratigraphy. Concepts in sedimentology and Paleontology Series, Vol. 7.
- Saucedo Toriz, Manuel.** 1995. Prospecto Jaujal-Velero. PEMEX. Informe inédito.
- Sperrazza J. T.** 1986. Carta de ciclos globales del Cenozoico del Golfo de México.
- Van Wagoner, J. C; Mitchum R. M.** 1990. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies

Ziga Rodríguez, Genaro, 1998. Sistemas Petroleros de la Cuenca de Burgos;
P. E. P., Informe Inédito.