



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO-
CALIDAD DE YACIMIENTO EN LA FORMACIÓN FRÍO,
CAMPO FRANCISCO CANO, CUENCA DE
BURGOS.**

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 :

MARÍA GUADALUPE BERNABÉ MARTÍNEZ

Director de Tesis:

DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO



**Ciudad
Universitaria**

México, D.F; 2006

En la vida de todo ser humano, el amor y su realización como ente activo de una sociedad son esenciales...

A mis hijos ***Jesús Eduardo y Mauricio Alejandro***, quienes me enseñaron el maravilloso don de dar vida.

Muy especialmente a ***Lázaro I. Rodríguez Arvizu*** por su amor y respeto al desarrollo y crecimiento de mi profesión.

A mis padres ***Ignacio y Teresa*** a quienes les agradezco lo que soy.

A mis hermanos ***Mary, Ignacio, José, Rosy, Rubén y Gaby*** de cuyas experiencias he nutrido mi existencia.

A un invaluable amigo y compañero:

Juan Rogelio Román R., quien a lo largo de mi desarrollo profesional ha sido un gran apoyo y aliciente, gracias por tu positiva insistencia.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Baldomero Carrasco Velázquez por la oportunidad de realizar los estudios de maestría durante mi estancia laboral en el Instituto Mexicano del Petróleo, al M. en C. Juan Antonio Cuevas Leree por las facilidades otorgadas para la realización de esta tesis.

Con profundo agradecimiento y de manera especial a los Ingenieros José Antonio Escalera Alcocer y Domingo Saavedra Torres por su apoyo e insistencia en la culminación de este trabajo , así como la enseñanza de un trabajo arduo y digno dentro de la empresa en que laboramos.

Agradezco al Dr. J. Eduardo Aguayo Camargo, quien amable y desinteresadamente aceptó la dirección de este trabajo, así como, a todos los sinodales por las sugerencias realizadas: M. en C. Noé Holguín Quiñones, Ing. Miguel Juárez Casas, Dr. Martín Cárdenas Soto y Dr. Luis Aguilar.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a todo el personal docente que de una u otra manera influyó en mi formación profesional, teniendo el compromiso de ser una egresada con valores éticos y morales que pongan en alto su nombre.

A Petróleos Mexicanos, una gran empresa .

CONTENIDO

RESUMEN

I. INTRODUCCIÓN	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
OBJETIVO	2
ÁREA DE ESTUDIO	3
ANTECEDENTES	5
II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	7
ESTRATIGRAFÍA	7
MARCO ESTRUCTURAL	12
METODOLOGÍA	15
III. CAMPO FRANCISCO CANO	17
ANTECEDENTES	17
SISTEMA PETROLERO	17
ESTRATIGRAFÍA	21
PALETOLOGÍA	22
IV. MODELO GEOLÓGICO	24
MARCO ESTRUCTURAL	24
MARCO ESTRATIGRÁFICO	27
ESPEORES Y ANÁLISIS DE FACIES	28
ANÁLISIS DE NÚCLEOS (POZO FRANCISCO CANO-501)	38
V. CALIDAD DE LA ROCA ALMACÉN	46
PETROGRAFÍA	46
POROSIDAD	54
PETROFÍSICA	56
VI. PRODUCCIÓN	63
REGISTRO COMPUESTO	63
VII. RESULTADOS Y CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA	

RESUMEN.

La Cuenca de Burgos caracterizada por una sedimentación clástica terciaria, se encuentra ubicada entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León y cubre una superficie aproximada de 49,800 Km². En México constituye una zona económicamente de interés, dado su importante volumen de producción de gas natural no asociado.

La Formación Frío definida en el sur de Texas (Dumble, 1894) se encuentra ampliamente distribuida en la parte oriental de la cuenca con un período de depósito que abarcó de los 32 a 25.5 m.a. En México dicha unidad formacional fue dividida con base en sus ambientes de depósito y conjuntos faunísticos, en Frío Marino y Frío No Marino (Echánove, 1986).

El Campo Francisco Cano ubicado al nor-oriental de la cuenca, presenta producción de gas y condensado en 26 cuerpos arenosos de las formaciones Frío Marino y No Marino, con una producción acumulada de 211.55 BCF. Hasta el momento se han perforado un total de 58 pozos, de los cuales 38 han sido productores de gas, y gas y condensado. Éstas acumulaciones son el resultado de trampas estratigráficas y combinadas.

Las unidades estratigráficas antes mencionadas se encuentran representadas por intercalaciones de areniscas y lutitas de ambientes fluviales, salobres, costeros de la Fm. Frío No Marino y fluvio-deltaicos y deltaicos para la Fm. Frío Marino. Estructuralmente se asocia con un sistema de fallas de crecimiento con caída al Este y orientación regional sensiblemente Norte-Sur.

La calidad de la roca almacén es considerada de moderada a buena con rangos de porosidad de 7 a 14 % y de permeabilidad de 1 a 35 md. Clasificada petrográficamente como arenita lítica feldespática, es referida con sus mejores valores de almacén a facies de canales y barras de desembocadura. Las porosidades, determinadas a partir de los análisis petrográficos, son del tipo intergranular, intragranular y móldica.

Como resultado de este trabajo y con la finalidad de reactivar la vida productiva de este campo se propuso la perforación de una oportunidad en las inmediaciones del mismo, con objetivos más profundos a los tradicionalmente productores, en donde se estableció para la Fm. Frío Marino un modelo sedimentario de desarrollos deltaicos dominados por oleaje en ambientes de plataforma media.

I. INTRODUCCIÓN.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Debido a la demanda a nivel nacional de producción de gas en la Cuenca de Burgos se han retomado áreas maduras con la finalidad de reactivar e incorporar reservas en los yacimientos tradicionalmente productores, así como, el de lograr establecer nuevos yacimientos dentro de algunos campos a partir del establecimiento del marco geológico regional y la aplicación adecuada de la metodología de plays.

En este trabajo se considera la definición de play como a un grupo de prospectos o campos similares en cuanto a roca generadora, almacenadora, sello y preservación de hidrocarburos (Chevron, 1992).

En la actualidad la detección de nuevas áreas de oportunidad que cumplan con menor riesgo los elementos del sistema petrolero (trampa, roca almacén, generación, sincronía y migración) es una necesidad prioritaria de los trabajos exploratorios. El análisis de dichos elementos a partir de estudios regionales, permite entender mejor los modelos geológicos para cada play de un área determinada y con ello reducir la incertidumbre. Por otra parte la aplicación de nuevas metodologías y la integración de grupos multidisciplinarios han podido coadyuvar al mejor entendimiento de nuestros campos productores para poder establecer un adecuado proceso de terminación y explotación que den sustento económico al desarrollo de la cuenca.

OBJETIVOS.

- Caracterizar desde el punto de vista estratigráfico y sedimentológico, el Play Frío en el Campo Francisco Cano, a fin de conocer la calidad de la roca almacén y su asociación con el modelo geológico.
- Identificar el yacimiento más importante del campo, controlando su distribución y el modelo geológico de depósito.
- Proponer nuevas áreas de oportunidad a niveles más profundos de Frío Marino con la finalidad de reactivar áreas maduras de explotación.

ÁREA DE ESTUDIO.

El área de estudio corresponde al Campo Francisco Cano que se encuentra ubicado en la parte Noreste de la Cuenca de Burgos, limitado al norte por el Río Bravo, frontera entre México y los E.U.A. (Fig.1). La Cuenca Terciaria de Burgos, cubre parcialmente a los estados de Tamaulipas y Nuevo León con una superficie aproximada de 49 800 Km². Geográficamente sus límites son: al Norte el Río Bravo, al Oriente el Golfo de México, al Sur el paralelo 23° de latitud norte y al poniente el contacto geológico superficial Cretácico-Terciario, representado por una línea imaginaria que parte del Noreste de Nuevo Laredo y que se extiende hacia el sureste hasta el litoral del Golfo de México.

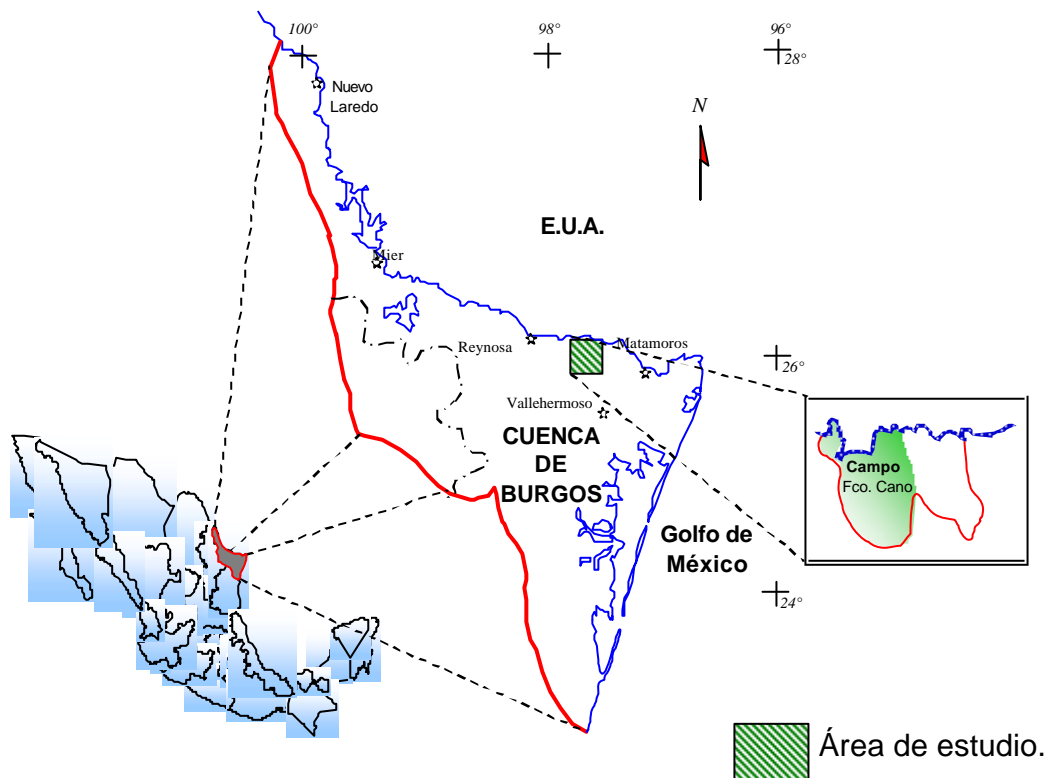


Fig.1. Plano de localización del Campo Francisco Cano.

Geológicamente, la Cuenca de Burgos forma parte del depocentro del Río Grande que se extiende hacia el estado de Texas, E.U.A. Abarca una porción de la Planicie Costera del Golfo de México y se encuentra limitada al occidente por la Sierra Madre Oriental y al Sur por la cuenca Tampico-Misantla (Fig.2). Fisiográficamente forma parte de la Planicie Costera del Golfo de México con un relieve suave sensiblemente inclinado hacia el Oriente (Echánove, 1986). Dentro de un marco tectónico regional, corresponde a una cuenca marginal abierta cuyo origen es asociado a la parte terminal de la Orogenia Laramide, desarrollada a partir del Cretácico Tardío sobre una extensa plataforma mesozoica.

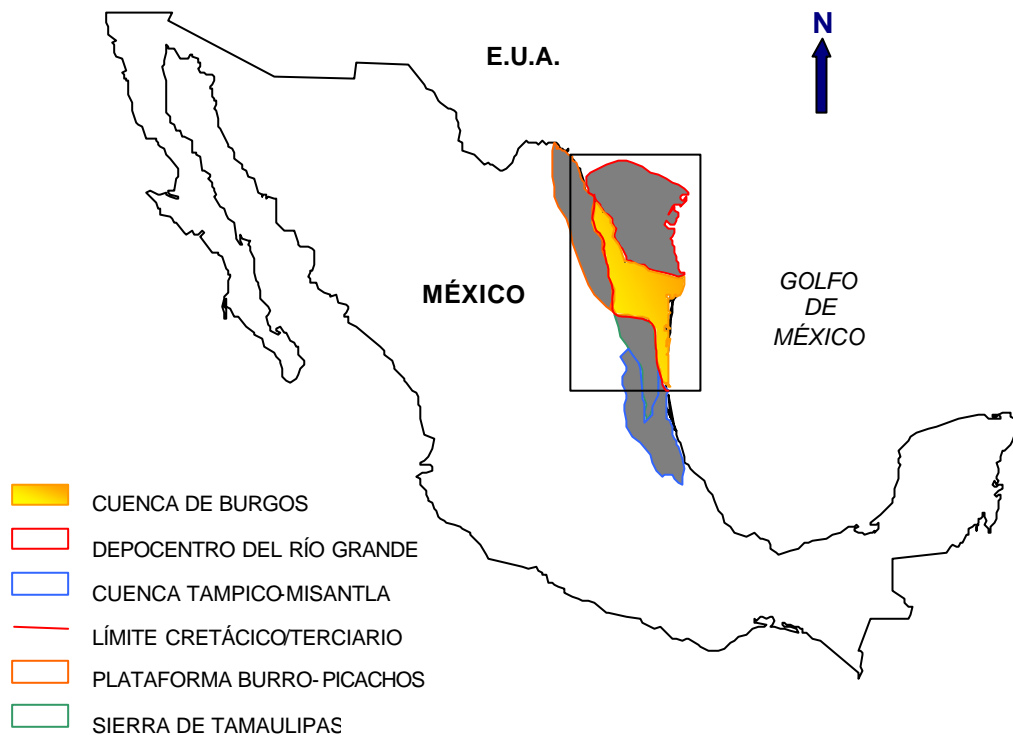


Fig .2. Provincias Geológicas

ANTECEDENTES.

La exploración petrolera en la Cuenca de Burgos inicia entre 1920 y 1930 por compañías extranjeras con el descubrimiento de los campos La Presa, Rancherías, Lajitas y Nuevo Laredo. En 1939 Petróleos Mexicanos (PEMEX) inicia actividades, estableciendo producción comercial en el pozo Misión en 1945 (Echánove, 1986).

En 1945, con la aplicación de métodos indirectos (gravimetría y sismología), se tuvo el primer éxito de perforación con el pozo Misión-1 a 1841 m. como productor de gas y condensado en areniscas de la Formación Vicksburg (Oligoceno Inferior). A éste suceden una serie de descubrimientos de campos importantes como Reynosa y Brasil en 1948, Francisco Cano y Monterrey en 1949, todos ellos con producción en las formaciones Frío Marino y Frío No Marino (Echánove, op. cit.). En el caso de Reynosa y Monterrey la Formación Vicksburg también es productora (Fig. 3).

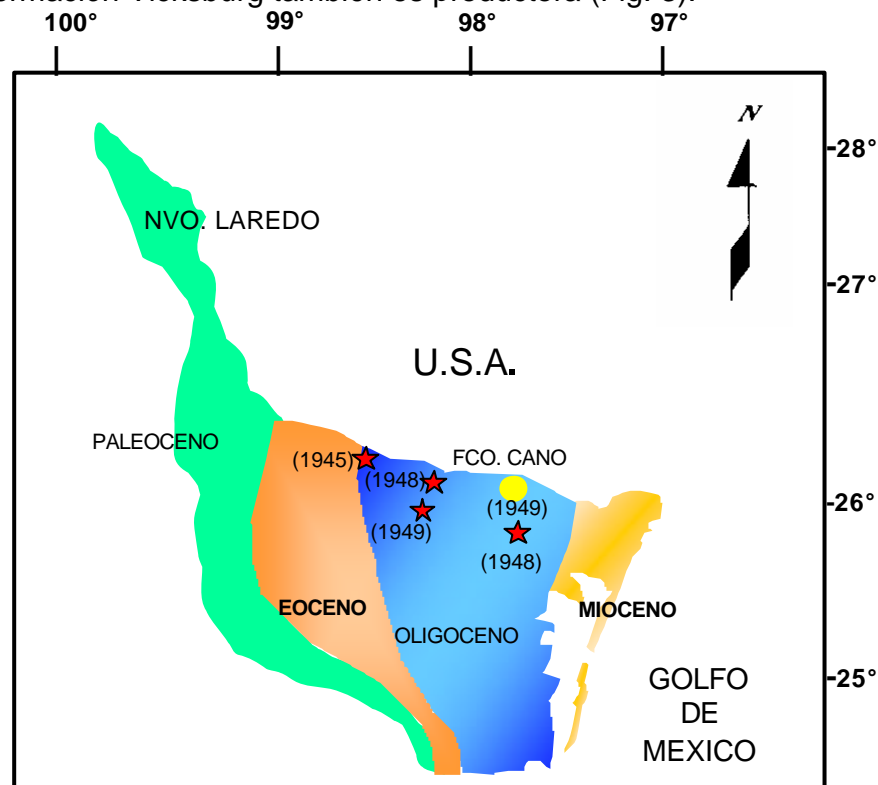


Fig. 3. Franjas productoras de hidrocarburos en la Cuenca de Burgos y año de descubrimiento de los principales campos en la franja Oligoceno (Echánove, 1986).

Diversos tipos de estudios se han desarrollado en la cuenca. Dentro de los trabajos a nivel regional se tiene el “Seminario Sobre Exploración Petrolera: Problemas de Exploración en la Cuenca de Burgos” (IMP, 1969), en el se presenta una de las primeras interpretaciones sedimentológicas del Oligoceno y su integración con determinaciones paleontológicas del área. En 1970, Busch y Sandoval definieron las características estructurales-estratigráficas y de distribución de los sedimentos del Oligoceno en áreas piloto, entre las que destaca el campo Francisco Cano.

La interpretación de registros eléctricos, datos paleontológicos, perfiles sísmicos y análisis económicos fueron integrados por Echánove (1976-1988), a partir de trabajos realizados por personal de Petróleos Mexicanos, en donde establece los ciclos transgresivos y regresivos de la cuenca y su relación económica-petrolera.

Pérez, C. (1992) llevó a cabo una interpretación geológica con la aplicación de estratigrafía de secuencias y que junto con el “Estudio del Potencial Remanente en la Cuenca de Burgos” así como recientes trabajos de plays entre los que destaca el “Estudio de Plays Vicksburg-Frío (PEMEX-SCOTIA GROUP, 2000)”, han actualizado el conocimiento regional de la cuenca.

Durante los últimos cinco años se ha intensificado la búsqueda de yacimientos de gas a nivel nacional debido a la demanda en el país de este recurso. En Burgos, la adquisición de información sísmica 3D y la aplicación de modernas metodologías de trabajo, han dado pauta a tener un mejor entendimiento de la cuenca en cuanto a un contexto regional estructural, estratigráfico y de distribución de facies sedimentarias con posibilidades económicas de contener hidrocarburos.

II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

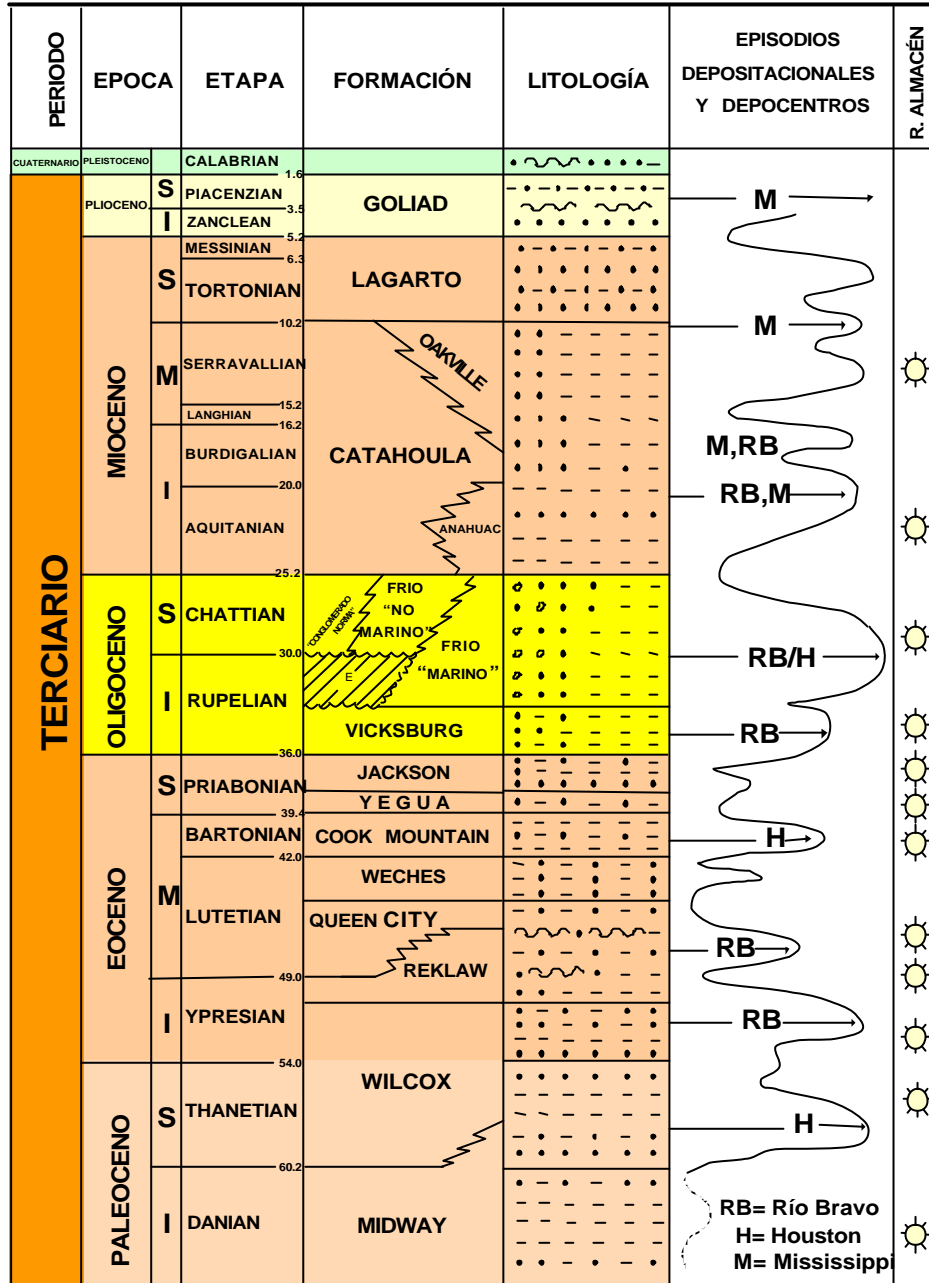
Las unidades estratigráficas Vicksburg, Frío Marino y No Marino se encuentran presentes en una superficie aproximada de 12,000 Km², con una orientación general en su distribución norte-sur, dentro de la franja productora del Oligoceno definidas por Echánove (1986). La diferencia entre cada una de éstas, se basa en sus características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales así como en su importancia económico-petrolera.

ESTRATIGRAFÍA.

El marco estratigráfico regional para el Oligoceno en la parte oriental de la cuenca, abarca a las formaciones Vicksburg del Oligoceno Inferior, que subyace a los sedimentos de las formaciones Frío Marino, Frío No Marino y Conglomerado Norma, del Oligoceno Superior y que a su vez, éstas son sobreyacidas por un ciclo completo retrogradacional-progradacional de las formaciones Anáhuac y Catahoula del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior (Tabla 1).

En general, los rangos de sedimentación y su distribución areal fueron controlados por los cambios relativos en el nivel del mar y estuvieron en función de la distribución y posición de los sistemas depositacionales, en este caso, asociados con la migración de los depocentros de los ríos Bravo, Houston y Mississipi (Galloway *et al*; 1989; Amos, 1991) .

Los sistemas depositacionales predominantes para el área de estudio, corresponden a dos ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos importantes, el delta del Noria (Río Bravo) y el Río Houston, ambos ubicados al sur de Texas. Los máximos espesores de depósito para este tiempo se encuentran presentes en la parte sur del estado de Texas, U.S.A. y la parte noreste de México (Galloway, *op. cit.*), (Fig. 4).



Escalera, A. et. al; 1991

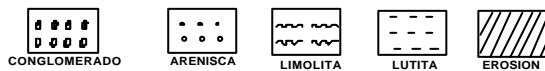
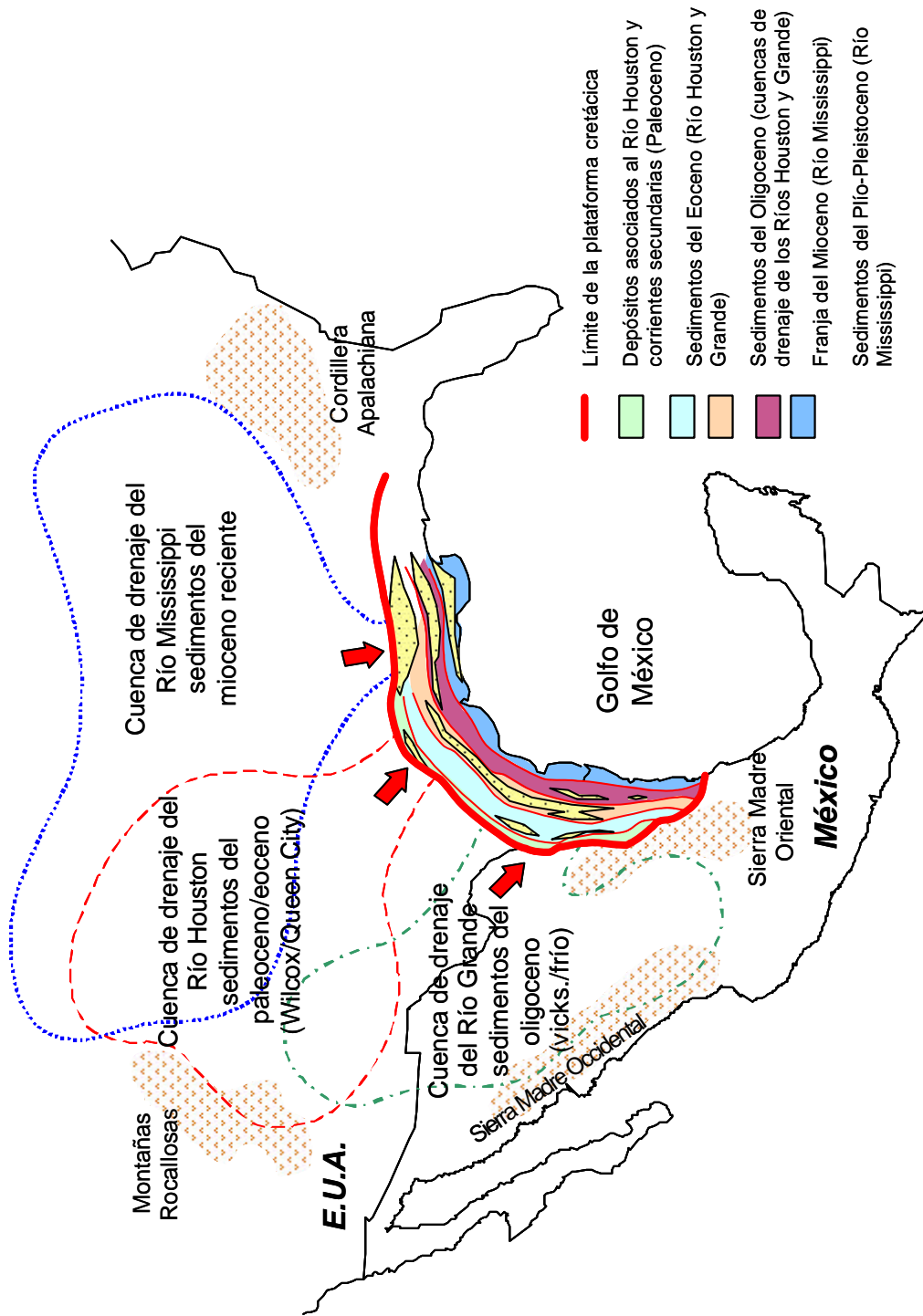


Tabla 1. Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos y su asociación con los principales afluentes de depósito.



Compilado de: Galloway (1989) y Amos (1991).

Fig. 4. Fuentes de aporte de sedimentos para la Cuenca de Burgos.

Para el Oligoceno Temprano (Formación Vicksburg), se considera que se tuvo la presencia de un fuerte evento retrogradacional hacia el occidente de la cuenca que cubrió casi en su totalidad a la secuencia del Eoceno y en donde se desarrollaron ambientes batiales hasta litorales, que definieron alternancias de areniscas y lutitas cuya relación varió en función del ambiente de depósito y del sistema estructural de crecimiento presente en el área, afectando gran parte de la columna del Oligoceno.

Este evento retrogradante culminó para la parte media del Oligoceno y se inició una extensa progradación, originada por un levantamiento y rejuvenecimiento de elementos positivos hacia el poniente del área, lo que provocó la retirada de los mares al oriente y dió lugar a una gran afluencia de terrígenos hacia la cuenca, principalmente transportados por corrientes fluviales que favorecieron el desarrollo de sistemas fluviales, sistemas fluvio-deltaicos y de barras de barrera (Echánove, 1986).

Durante el Oligoceno Tardío se tuvo la generación de nuevos rasgos estructurales sinsedimentarios y el desarrollo de un ciclo retrogradante/progradante, representado hacia el occidente de la franja por depósitos de carácter areno-arcilloso de ambientes continentales, mixtos y salobres, y al oriente por secuencias marinas deltaicas. Para este periodo, se tiene la sedimentación de la hoy llamada Formación Frío en sus tres cambios de facies definidos en México: Frío Marino, Frío No Marino y Conglomerado Norma (Echánove, op. cit.; Pérez C., 1992), (Tabla 2).

La afluencia de sedimentos hacia la cuenca continuó en el Mioceno Inferior con el depósito de secuencias progradantes hacia el oriente, así como, el desarrollo de nuevos rasgos tectono-sedimentarios muy similares a los del Oligoceno. Para la parte media de este período se formó una amplia y extensa plataforma, en la cual se depositó una secuencia areno-arcillosa de carácter mixto, con ambientes asociados a complejos litorales y a sistemas de barras costeras. Para el Mioceno Tardío se tuvieron ambientes sedimentarios, muy similares a los anteriormente descritos.

En la parte temprana del Plioceno se tuvo una etapa retrogradante-progradante hacia el oriente, la cual persiste en la actualidad.

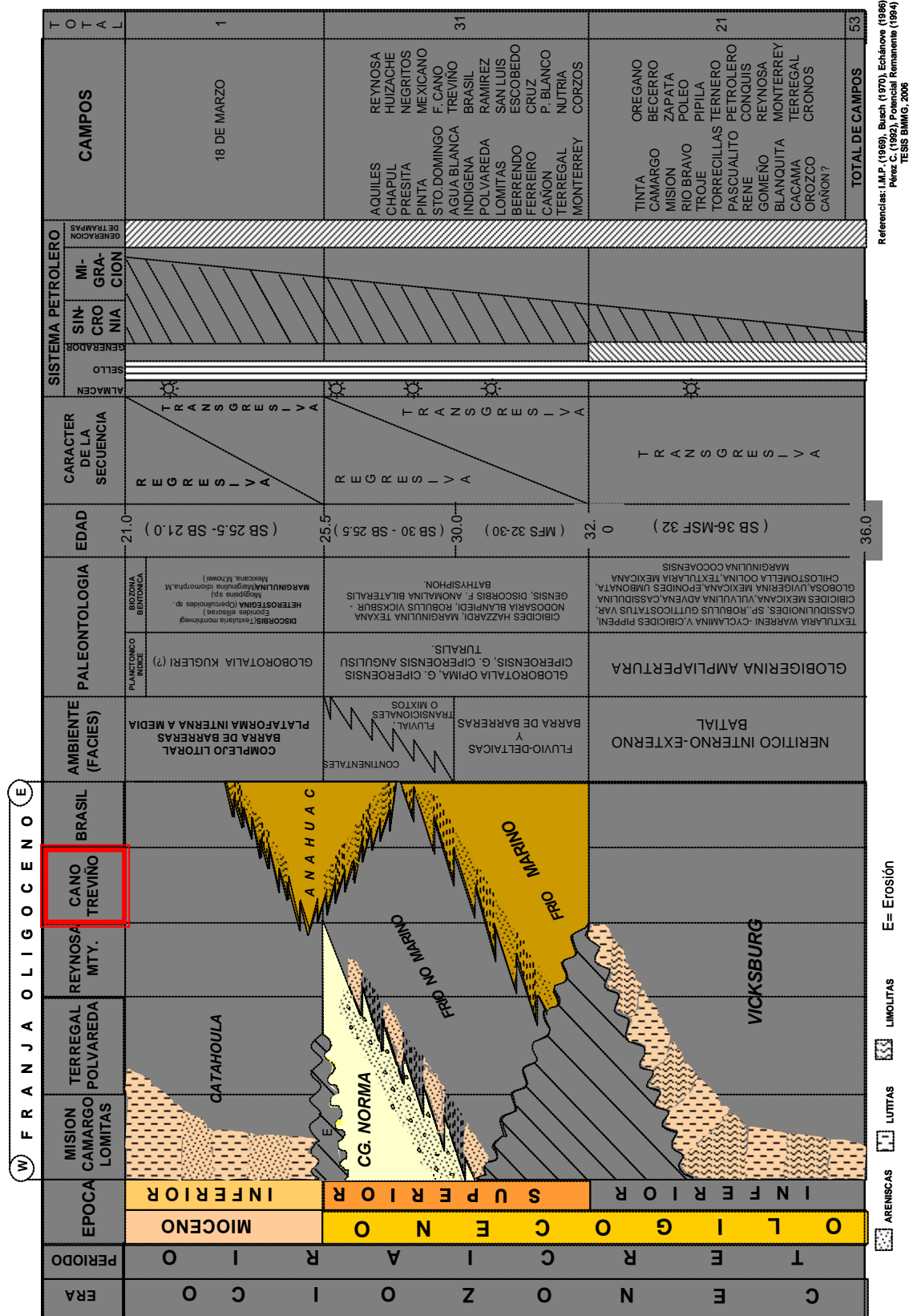


Tabla 2. Resumen estratigráfico de la franja Oligoceno, Cuenca de Burgos México.

MARCO ESTRUCTURAL.

La actividad tectónica en la región dió inicio a fines del Cretácico con la Orogenia Laramide, plegando y afallando las rocas mesozoicas que conforman la Sierra de Tamaulipas y la Sierra Madre Oriental, situadas en las márgenes nor-occidental y sur-occidental de la Cuenca de Burgos, respectivamente, (Echánove, 1986).

El estilo estructural característico de la franja Oligoceno es principalmente de fallas de crecimiento, desarrollo de estructuras “roll-over” y presencia de fallas antitéticas. La mayoría de éstas se originaron por mecanismos de inyección de arcillas y en su generalidad resbalan sobre planos principales de despegue.

La orientación regional de estos sistemas en su parte media y norte de la cuenca es con una tendencia NNW-SSE, cuya edad de formación va siendo más joven hacia el Este.

Grandes sistemas de fallas regionales para el Oligoceno están representados por las fallas de crecimiento Reynosa-McAllen, Altamirano-Donna, Treviño-Brasil y 18 de Marzo, entre otras (Tabla 3 y Fig. 5).

El fallamiento post-depósito generalmente de tipo normal, originó bloques alargados y angostos donde se formaron estructuras secundarias de poca magnitud y cierres contra falla, que jugaron un papel importante en la distribución y desarrollo de los sistemas depositacionales y acumulación de hidrocarburos dentro de la Formación Frío.

Una visión detallada del marco estructural regional propuesta en el estudio de Plays de Vicksburg-Frío (PEMEX-SCOTIA GROUP, 2000) se presenta en la Fig. 5 .

COLUMNA GEOLÓGICA	T E R C I A R I O	
	O L I G O C E N O	
	SUPERIOR	INFERIOR
POTENCIAL REMANENTE (1994)	39.5	FALLA BECERRO
	30.0	FALLA McALLEN
	25.5 m. a.	FALLA ALTAMIRANO
	25.5 m. a.	FALLA BRASIL FALLA 18 DE MARZO FALLA ROSITA
PÉREZ CRUZ (1992)	COMPLEJO REYNOSA-LA PURISIMA COMPLEJO RIO CONCHOS COMPLEJO TEMAZCAL-HUAPANGO	
	SISTEMA DE FALLAS POR GRAVEDAD FALLAS DE CRECIMIENTO GENERACIÓN DE ESTRUCTURAS ROLL-OVER ASOCIADAS CON INYECCIONES DE ARCILLA	
PROYECTO SAN FERNANDO (1998)	- PENDIENTE DE LA CUENCA - INYECCION DE ARCILLAS	
	ELEMENTOS CINEMÁTICOS	

Tabla 3. Fallas principales en el Oligoceno de la Cuenca de Burgos.

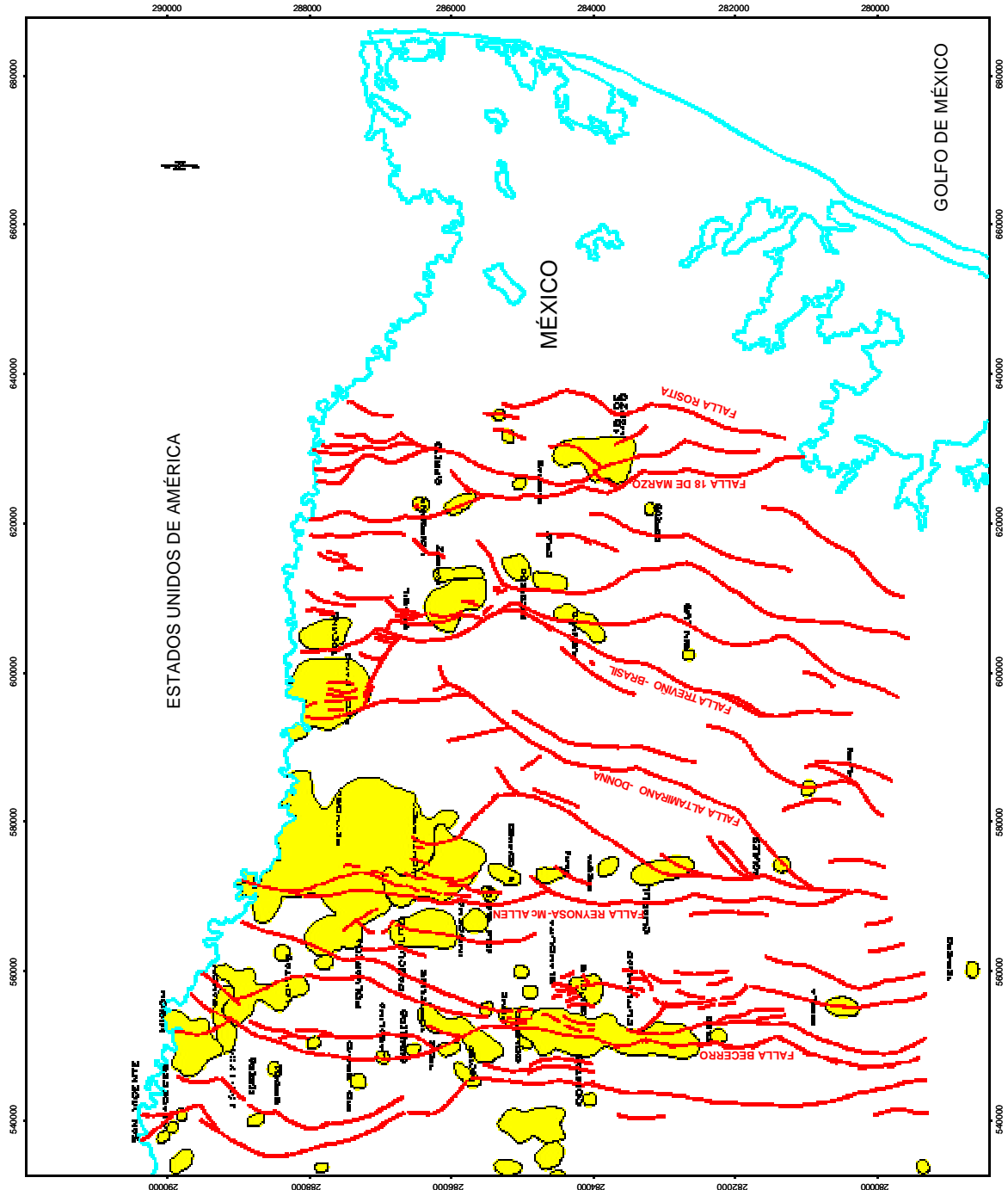


Fig.5 Marco estructural regional del Oligoceno (PEMEX-SCOTIA GROUP, 2000).

METODOLOGÍA.

La metodología consistió básicamente en el análisis e interpretación de la información geológica-geofísica y paleontológica de subsuelo del campo Francisco Cano, la cual posteriormente se integró dentro de dos modelos geológicos, uno referido al yacimiento FM-12 considerado dentro del Frío Marino y otro en donde se generó un planteamiento de modelo hipotético para las facies profundas del Frío Marino (Fig. 6).

De una manera resumida, las etapas de trabajo y los productos obtenidos se enumeran enseguida:

1. Generación del mapa base de pozos.
2. Interpretación y establecimiento del marco estructural a partir de la interpretación de la información sísmica existente.
3. Vaciado de información paleontológica, paleoambiental, descripción de núcleos y datos de producción en los registros de pozos.
4. Correlación de registros y determinación de cuellos arcillosos con amplia distribución en el campo.
5. Elaboración de secciones geológicas-estructurales representativas del área.
6. Identificación de las mejores arenas productoras a partir del análisis de datos de producción (Registro compuesto).
7. Descripción de núcleos y análisis petrográficos.
8. Análisis de electrofacies y desarrollo de modelos de depósito
9. Integración de datos de petrofísica y geología para determinar la calidad de la roca almacén.

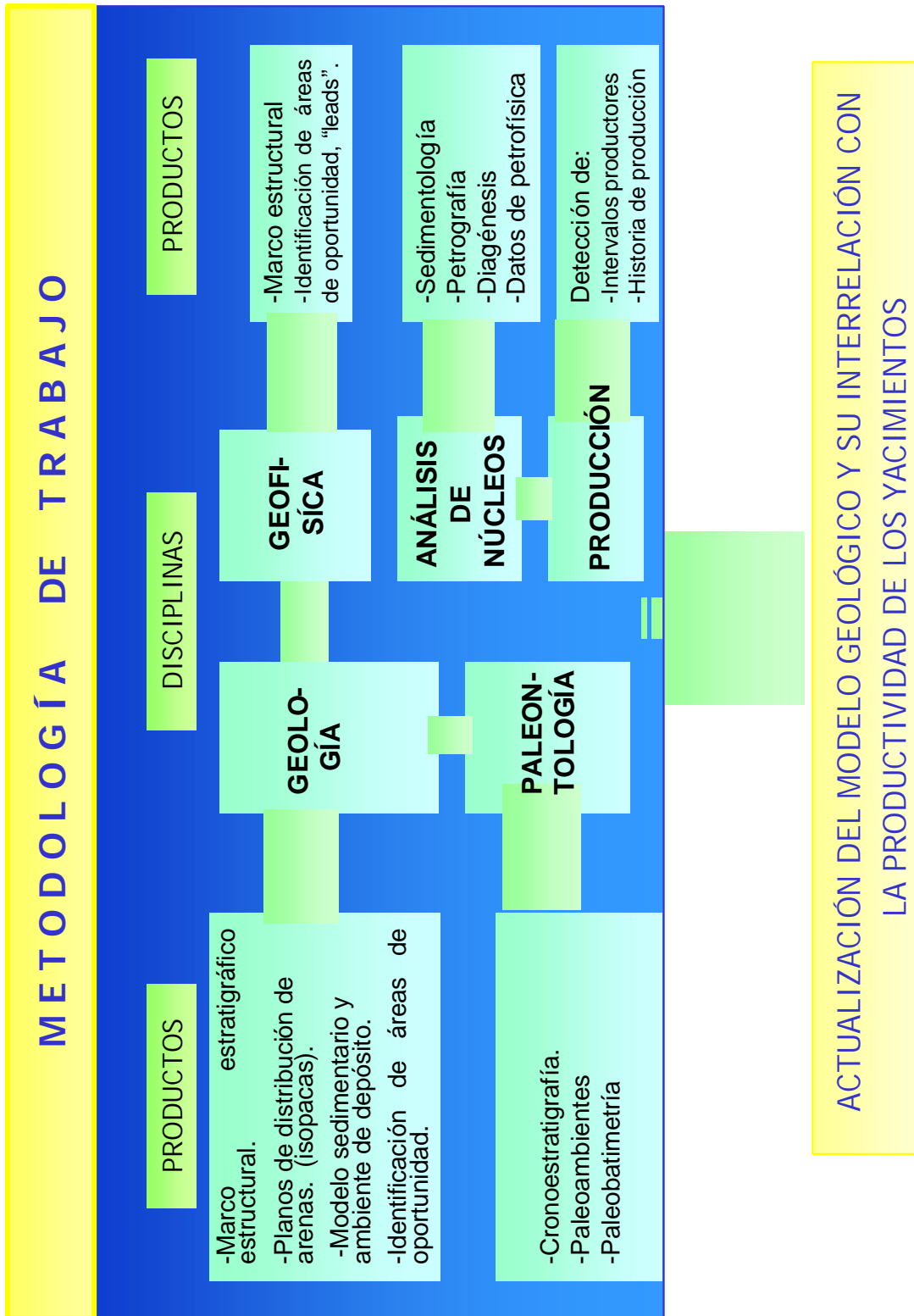


Fig. 6. Metodología de trabajo.

III. CAMPO FRANCISCO CANO.

ANTECEDENTES.

El Campo Francisco Cano, descubierto en 1949, presenta producción de gas y condensado en 26 cuerpos arenosos de las formaciones Frío Marino y Frío No Marino, con una producción acumulada de 211.43 BCF. Éstas acumulaciones son el resultado de trampas estratigráficas o de una combinación de trampas estratigráfico-estructurales. Hasta el momento se han perforado un total de 58 pozos, de los cuales 38 han sido productores de gas y condensado.

La profundidad promedio de perforación hasta antes de enero de 1999 oscilaba entre los 2000 y 2500 m; solo el pozo Francisco Cano 62, ubicado hacia la parte occidental del campo presenta 4000 m de profundidad.

La Formación Frío, depositada en la parte tardía del Oligoceno, presenta intercalaciones de areniscas y lutitas asociadas a ambientes fluviales, salobres, de línea de costa y deltaicos. Se ubicada dentro de un ciclo completo retrogradacional-progradacional que abarca en tiempo de 32 a 25.5 m.a. y que estructuralmente esta afectado por sistemas de fallas de crecimiento y por un fallamiento normal post-sedimentario, ambos con una orientación NW-SE.

SISTEMA PETROLERO.

En la Cuenca de Burgos los principales sistemas petroleros son: Pimienta Midway (.), Wilcox (!) y Vicksburg-Frío (!). La evidencia para considerarlos como tal es la existencia en común de rocas generadoras que presentan buenas características de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos (Ziga, *et al*; 1999).

En este trabajo en particular, se considera para el área la posibilidad de tener influencia del tercer sistema petrolero de los mencionados anteriormente y a continuación se dará una breve reseña de sus características como generadoras.

El sistema petrolero Vicksburg-Frío (!) se ubica hacia la parte oriental de la Cuenca de Burgos. Presenta un subsistema generador de lutitas de ambientes de plataforma a cuenca de la Fm. Vicksburg; se tiene un potencial generador bueno con valores de $COT < 0.5$ a 1.0%, producto de una mezcla de kerógenos del tipo II y III y madurez que varía de 0.5 a 1.2% de R_o . La generación de hidrocarburos es principalmente una mezcla de metano termogénico con humedad de 1 al 15%, (Ziga, *et al.*, 1999), (Fig.7).

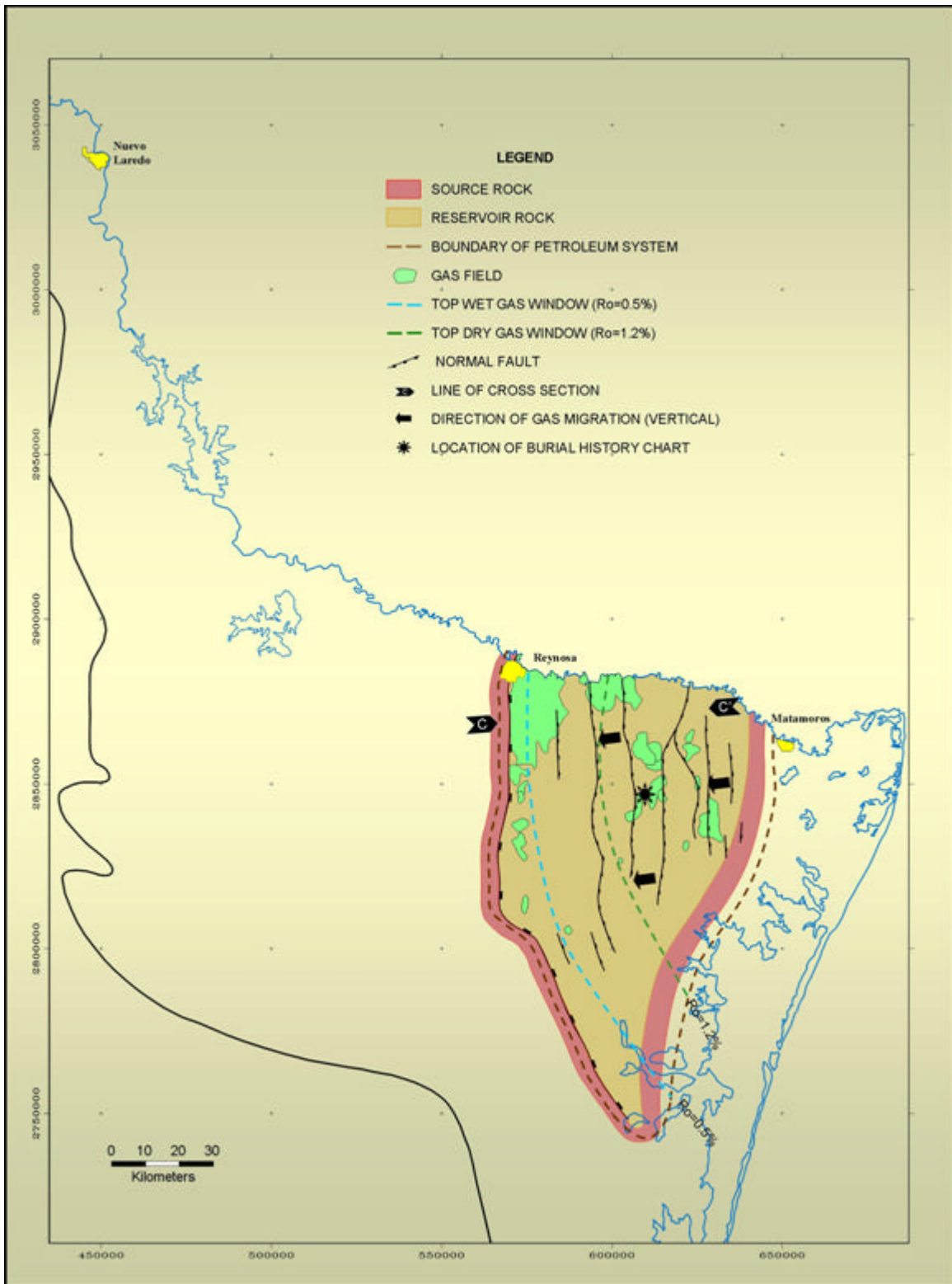
Otros elementos del sistema petrolero para la Fm. Frío son:

-Como roca almacenadora, se tienen cuerpos arenosos con porosidades promedio de 9 a 32 % y espesores netos de arena de 7 a 50 m; clasificados petrográficamente como areniscas líticas y feldespáticas con porosidades visuales de moderadas a buenas.

-El tipo de entrapamiento es combinado, teniendo también la presencia de trampas estratigráficas asociadas a cambios laterales de facies (acuñamientos).

-Los elementos que actúan como sello dentro de los yacimientos del Frío son las lutitas de las planicies costeras y deltaicas depositadas dentro de la misma unidad estratigráfica, considerando además el aspecto estructural del área en donde tenemos entrapamientos de hidrocarburos por cierres contra falla, en donde la falla actúa como un sello lateral.

La sincronía y migración para este play se encuentra mejor definido para el subsistema generador Vicksburg que para las formaciones arcillosas del Wilcox, siendo los conductos de migración el sistema de fallas de crecimiento (Ziga *et al.*, 1999), (Tabla.4).



(Tomado de Ziga, et. al; 1999)

Fig. 7. Distribución de los elementos del Sistema Petrolero Vicksburg-Frío (!),

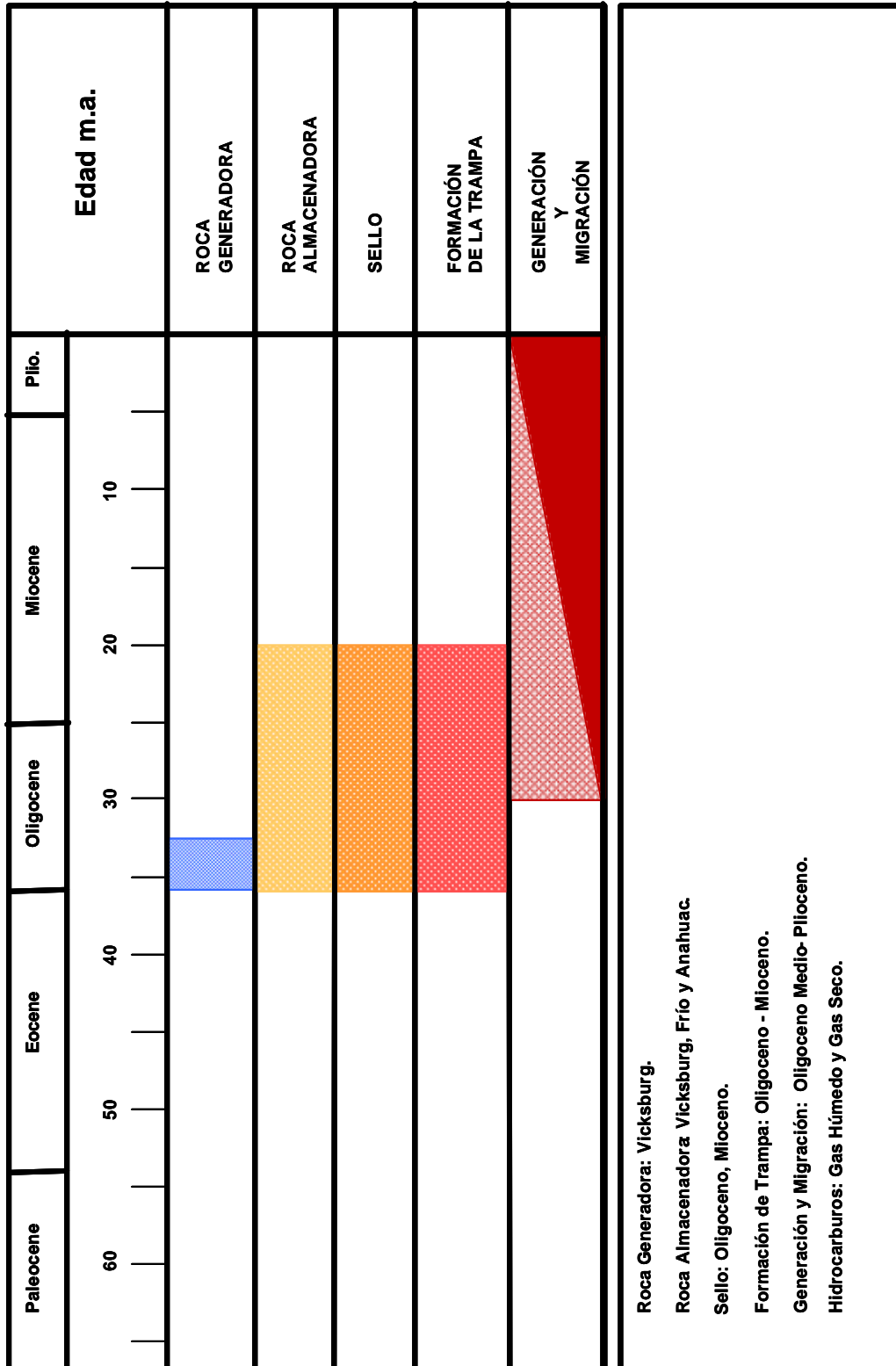


Tabla 4. Diagrama de sincronía para el Oligoceno (Ziga et al., 1999).

ESTRATIGRAFÍA.

La Formación Frío constituye una serie de cuñas clásticas progradacionales desarrolladas en la parte occidental de la Cuenca del Golfo de México; ésta unidad se caracteriza por tener una amplia distribución lateral y buenos espesores.

El delta del sistema Norias constituye el principal depocentro del Frío en la planicie costera del sur de Texas y México. Miles de metros de arenas fueron acumuladas en lóbulos en trenes de rompimientos elongados, que indican que los depósitos fueron modificados por el oleaje (Kosters, et al., 1989).

En la Cuenca de Burgos la Formación Frío es dividida en dos unidades: Frío Marino y Frío No Marino, por diversos autores. Echánove, (1986) a sugerido esta división con base a las características sedimentológicas y ambientales para cada una de ellas.

Así el Frío No Marino es referido a depósitos de ambientes fluviales y transicionales con un tiempo de depósito de 25.5 a 30 m.a. y el Frío Marino representado por ambientes fluvio-deltaicos y deltaicos en sus diferentes facies, comprende un período de 30 a 32 m.a.

Las relaciones estratigráficas que se tienen son del tipo concordante para la Fm. Frío Marino con respecto a la Fm. Vicksburg, la cual es inferida en este trabajo debido a que hasta el momento ningún pozo a llegado a perforar tal unidad estratigráfica en el campo debido a que el campo Fco. Cano se encuentra en la zona de máxima expansión para el Frío a partir de la falla Altamirano-Donna, al oriente de la cuenca, y en segunda instancia se considera una relación también concordante entre la Fm. Frío No Marino con la Formación Anáhuac del Mioceno Inferior.

La producción del Frío No Marino en las facies progradantes se encuentra sobreyacida por rocas arcillosas retrogradantes de la Formación Anáhuac. El retrabajo de las arenas del Frío No Marino durante el retroceso de la línea de costa dió lugar al

desarrollo de buenas porosidades y permeabilidades, dando pauta al desarrollo de buenos yacimientos.

Las estructuras anticlinales “roll-over” constituyen la mayor parte de las trampas de hidrocarburos. Se encuentran generalmente separadas a lo largo de planos de fallas con orientación NW-SE que se bifurcan fuera de las fallas mayores de crecimiento.

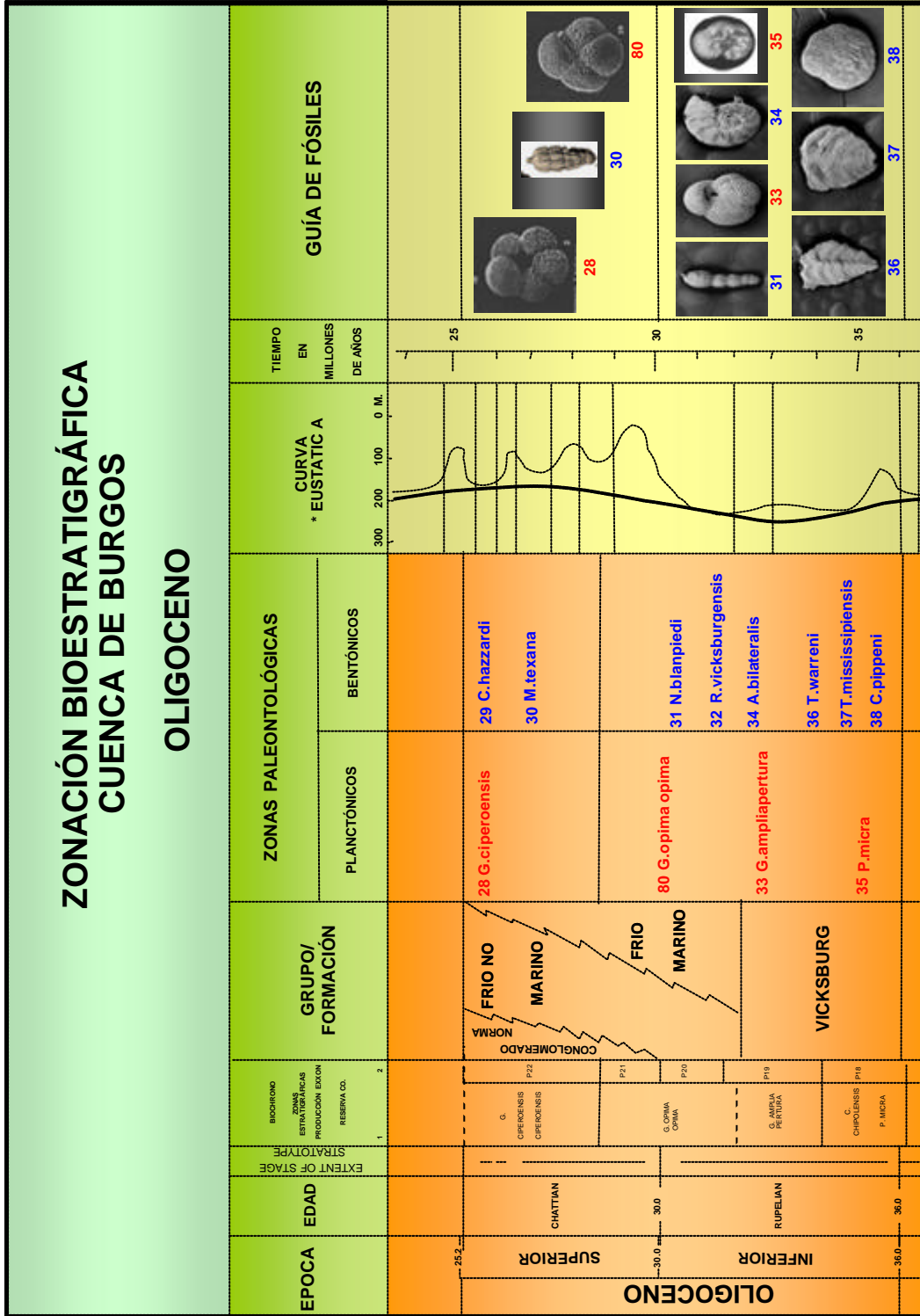
La complejidad estructural se incrementa con la profundidad, yacimientos someros presentan un simple anticlinal cerrado, mientras que en áreas donde los yacimientos son profundos, éstos se encuentran segmentados por espacios cerrados de fallas secundarias.

PALEONTOLOGÍA.

En general, la división Bioestratigráfica de la Cuenca de Burgos se encuentra basada en asociaciones faunísticas bentónicas. Algunos estudios que aportaron un mayor conocimiento en cuanto a información paleontológica fueron los realizados por el IMP en 1968, dentro de la “Mesa Redonda sobre el Noreste de México” y en 1994 el estudio de “Potencial Remanente”, con la formación de grupos interdisciplinarios en Exploración. Actualmente se realizan análisis de alta resolución en estudios paleontológicos en el Laboratorio de Paleontología y Petrografía del Activo Integral Burgos, Reynosa.

Paleontológicamente la cima del Frío No Marino se encuentra representado por la zona planctónica de la *Globigerina ciperoensis* y por la asociación bentónica de los fósiles: *Cibicides hazardi*, *Marginulina texana* y *Nonion struma*. Para el Frío Marino, tenemos a la *Globorotalia opima opima* y a los fósiles bentónicos *Nodosaria blampiedi* y *Textularia seligi*. (Tabla 5).

Éstas asociaciones faunísticas abarcan un tiempo de depósito para las unidades del Frío de 25 a 32 m.a.



PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
EQUIPO PALEONTOLOGIA
ACTIVO EXPLORACION REYNOSA
COMPILADO POR ALBERTO SEGURA T.
FEBRERO, 2000

* DE SPERRAZZA
(JUNIO 1986)

(FP) FORMAMINIFEROS
PLANCTÓNICOS

(FB) FORMAMINIFEROS
BENTÓNICOS

Tabla 5. Bioestratigrafía del Oligoceno.

IV. MODELO GEOLÓGICO.

MARCO ESTRUCTURAL.

El análisis e interpretación de la información sísmica 2D y 3D del Cubo Cano-Treviño-Brasil) realizada en este trabajo, reinterpreta y detalla el estilo estructural establecido en trabajos anteriores en el área (Echánove,1986; Busch y Sandoval, 1970 entre otros).

El campo es una amplia y suave nariz estructural que se pronuncia a profundidad. El estilo estructural se encuentra definido por fallas normales de crecimiento con caída al Oriente que presentan el desarrollo de fallas antitéticas, con entrampamientos de hidrocarburos en estructuras del tipo “roll-over” (Fig. 8).

Las fallas regionales que delimitan al campo Francisco Cano son: al Occidente la falla Altamirano-Donna y al Este la falla Treviño-Brasil; (Busch y Sandoval; 1970, Echánove; 1986, entre otros.). Ésta última, es el límite entre los campos Fco. Cano y Treviño productores en la Formación Frío, (Fig. 8). La orientación estructural regional es sensiblemente NE-SW y el desarrollo sindeposicional de éstas originaron un incremento en el espesor de la columna sedimentaria.

Se determinaron dos eventos estructurales; el primero asociado a una serie de esfuerzos de tipo extensivo e íntimamente relacionado con un basculamiento al Oriente de la cuenca y a la considerada carga de sedimentos provenientes del nor-occidente, principalmente provenientes del drenaje del Río Bravo (Grande), en donde tenemos un mecanismo de fallamiento por diapirismo arcilloso a partir del cual se originan las fallas de crecimiento y antitéticas, que dan lugar a la formación de estructuras “roll-over”. El segundo se genera por una reactivación durante el Mioceno originado por movimientos tectónicos posteriores en donde se tiene una modificación del marco estructural dando lugar a la generación de fallamiento lítrico normal, (Fig. 9)

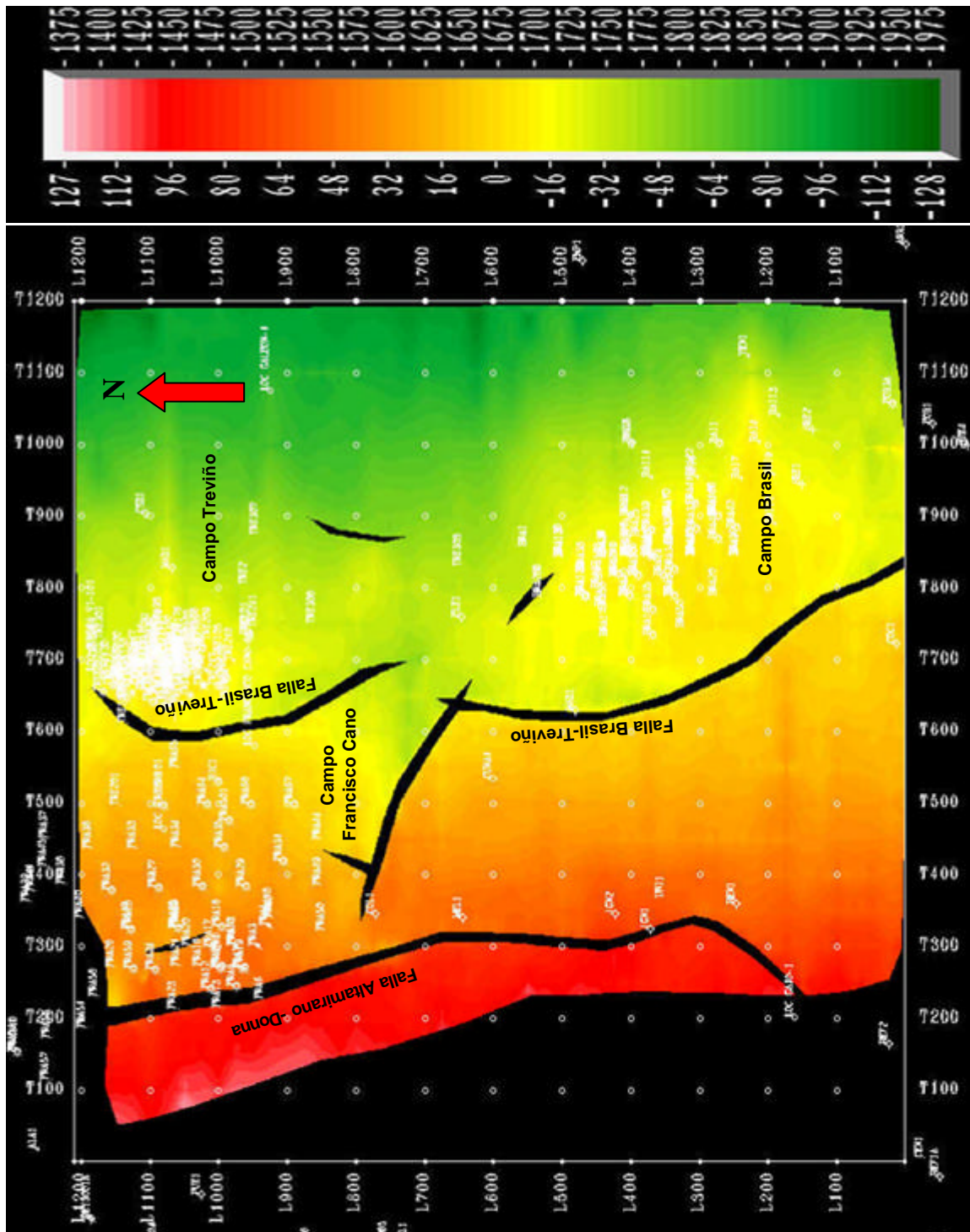


Fig. 8. Fallas principales a nivel Frío No Marino; estructura en profundidad (m).

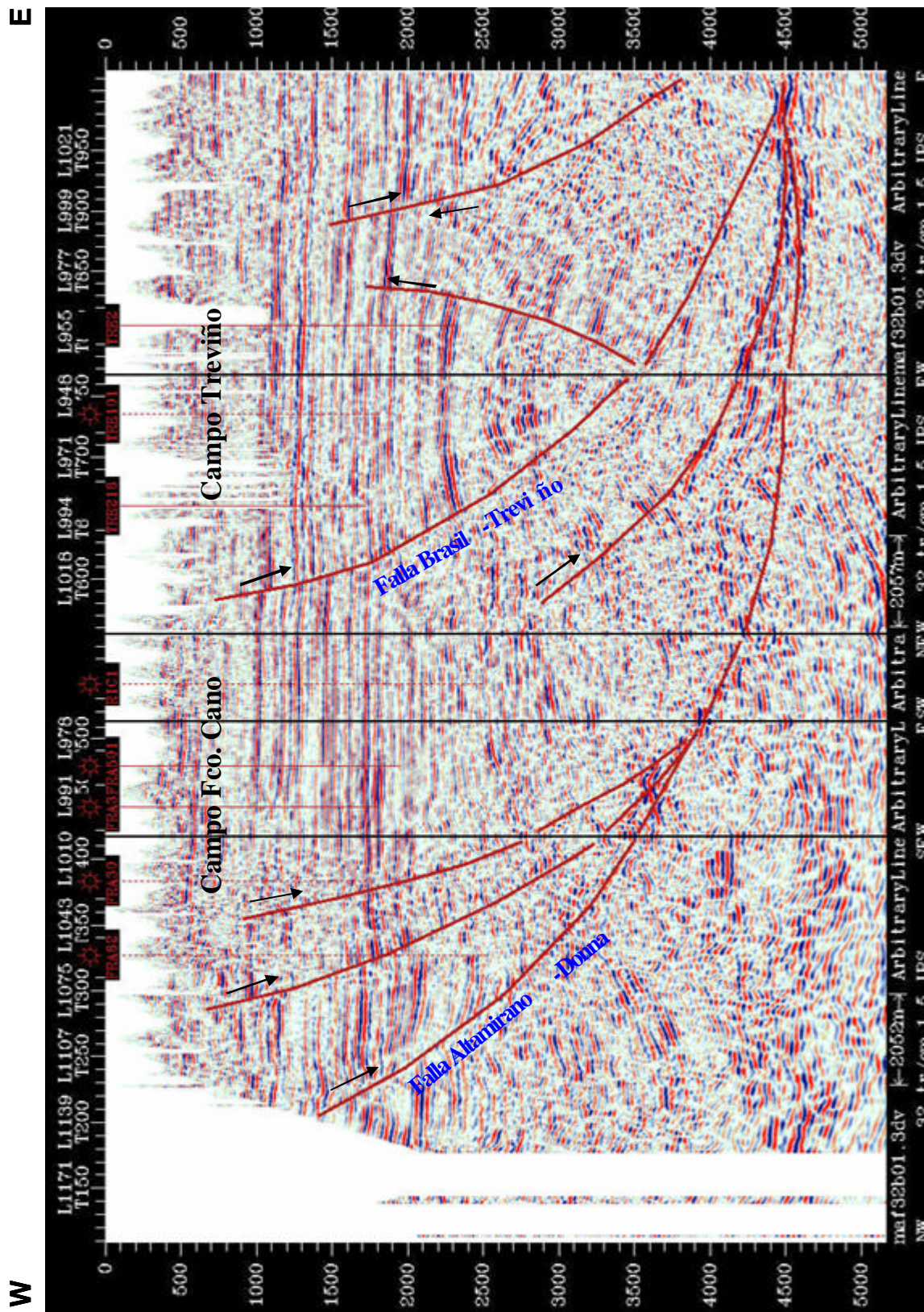


Fig. 9. Sección random del cubo 3D Cano-Treviño-Brasil con orientación general W-E; observe el marco estructural del campo Francisco Cano

MARCO ESTRATIGRÁFICO.

De un total de 50 pozos correlacionados se definió el marco estratigráfico del campo. La profundidad promedio de perforación de los mismos abarca un rango de 2000 a 2500 m de espesor; sólo el pozo Francisco Cano 62 presenta 4000 m de profundidad. Actualmente con la perforación de los pozos Ricos-1 y Ricos 101, se han alcanzado profundidades mayores con el objetivo de establecer producción en yacimientos más profundos a los tradicionalmente productores.

La etapa de correlación se llevó a cabo con la compilación de información de registros eléctricos de los pozos (SP-Resistividad) y análisis de núcleos.

Para este estudio, el criterio considerado fue la aplicación de secuencias genéticas, (Galloway *et al*; 1989), definidas por cuellos arcillosos con una amplia distribución en el área dentro de las unidades del Frío, observables tanto en registros como en la sísmica.

Inicialmente se vació en los registros la información paleontológica, paleobatimétrica, petrofísica y pruebas de producción en cada uno de ellos.

Los datos paleontológicos y batimétricos fueron la base para determinar a nivel campo la predominancia de batimetrías continentales, salobres y nerítico interno para los sedimentos del Frío No Marino, que en conjunto con la presencia del fósil bentónico *Marginulina texana* reportado en varios pozos tales como el Francisco Cano-1, F.C.-62, entre otros, ubican el depósito de estos sedimentos en un rango de edad de 25.5 a 30.0 m.a. dentro del Oligoceno Superior.

Para el Frío Marino se determinaron batimetrías de Nerítico interno y medio que con la presencia del fósil bentónico *Nodosaria blanpiedi* asignan a esta unidad formacional un tiempo de 30 a 32 m.a., en donde se reporta la cima del Oligoceno Vicksburg con el reporte del fósil plactónico *Globigerina ampliapertura*.

La integración de toda esta información con la correlación de secuencias genéticas, dió lugar a un marco estratigráfico a nivel yacimiento que ayudó a visualizar los cambios tanto laterales como verticales de los mismos dentro del campo, así como el poder visualizar a partir de un análisis de electrofacies sus

posibles facies geológicas que permitan discernir cuáles son las más prospectivas y prolíficas del mismo.

ESPEORES Y ANÁLISIS DE ELECTROFACIES.

Se llevó a cabo la realización de tres secciones estratigráfico-estructurales del campo, dos en dirección W-E y una en dirección N-S, de las cuales se muestra la más representativa que pasa por los pozos Fco. Cano 36, Ricos-101, Fco. Cano 64, Ricos-1 y Treviño 308. Esta sección se prolongó hacia el campo Treviño con la finalidad de observar el engrosamiento de las formaciones Frío No Marino y Marino hacia el Oriente de la cuenca, (Fig. 10).

La construcción y análisis de esta sección estratigráfica E-W se llevó a cabo a partir de los diferentes niveles arcillosos correlacionados que determinaron cuatro superficies de inundación (FS₁, FS₂, FS₃ y FS₄) y una superficie de máxima inundación (MFS₁) asociada al evento retrogradacional de la Formación Anáhuac (base del Mioceno) y que representa a la unidad sobreyacente de la Formación Frío. Tres de las cuatro superficies de inundación representadas en la sección quedan incluidas dentro del Frío No Marino, asociadas a respuestas aserradas, de bloque (probables barras y canales), así como delgadas acumulaciones de arenas. Todas éstas desarrolladas en ambientes transicionales o mixtos, las cuales presentan buenas características de roca almacén. La FS₄ con la integración de nuevos datos paleontológicos se ubica dentro del Frío Marino, representada en los registros por respuestas aserradas, de caja y granocrecientes de desarrollos deltaicos de plataforma intermedia; es importante mencionar que a profundidad se observa una disminución en el aporte de arenas, predominando una sedimentación más arcillosa.

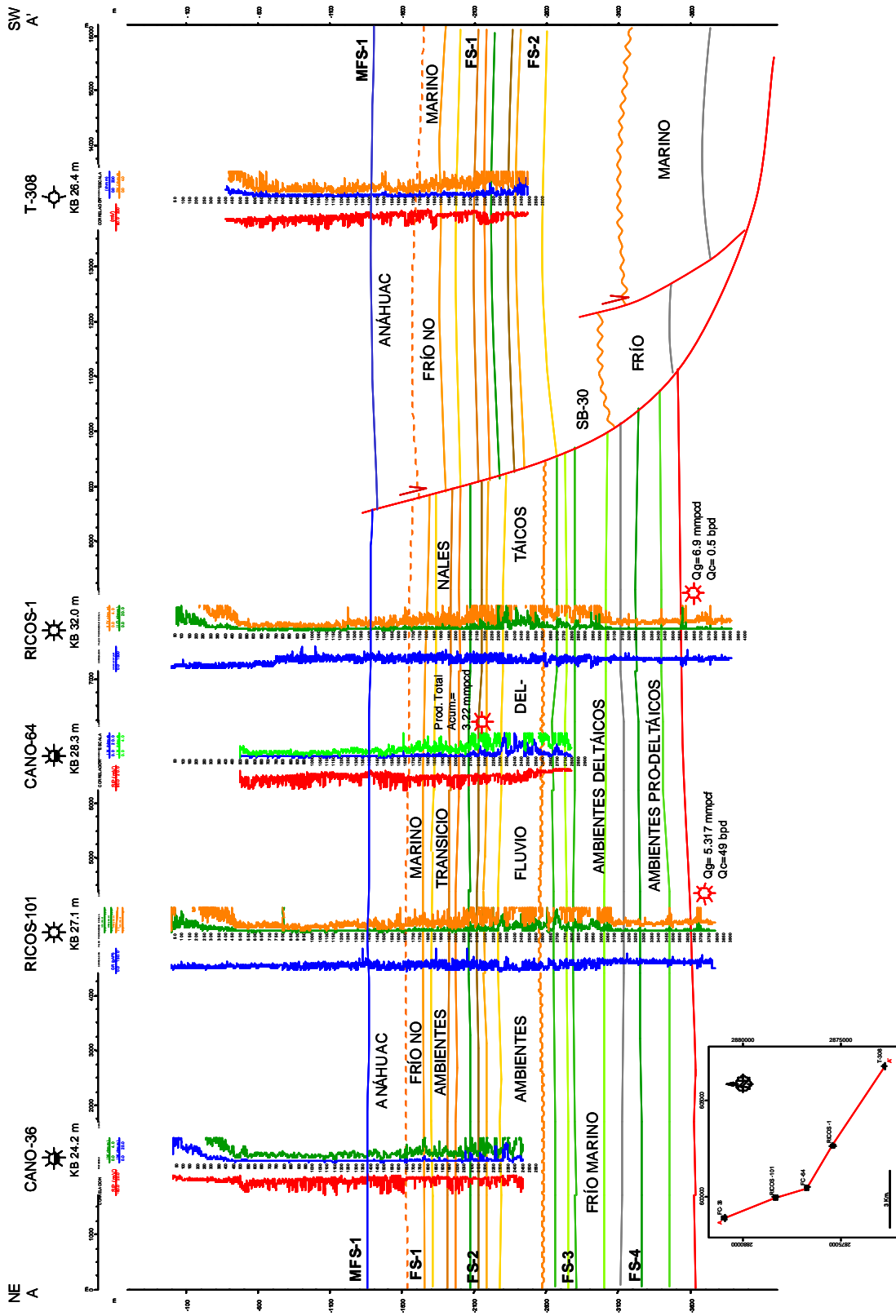


Fig. 10. Sección Estratigráfico-Estructural Campos Fco. Canco - Treviño

Una vez terminada la correlación de pozos a partir de superficies de inundación, se procedió al conteo de espesores de arena. La tabla 6 muestra los valores netos de arena contabilizados para el yacimiento.

POZO	P.T. (m)	ESPESOR (m)
FC-2	2150.0	0
FC-3	3602.0	3
FC-11-D	2850.0	0
FC-13	2800.0	2
FC-21	2850.0	1
FC-27	2220.0	1
FC-31	2300.0	0
FC-32	2250.0	2
FC-33	2370.0	3
FC-34	2400.0	1
FC-35	2490.8	1
FC-36	2465.0	2
FC-37	2341.0	7
FC-38	2347.2	4
FC-39	2320.0	2
FC-40	2311.0	2
FC-41	2226.0	3
FC-44	2300.0	3
FC-45	2250.0	6
FC-47	2300.0	1
FC-50	2299.0	1
FC-54	2600.0	2
FC-55	2600.0	1
FC-56	2800.0	0
FC-57	2600.0	1
FC-62	4000.0	1
FC-64	2800.0	4
FC-65	2250.0	10
FC-66	2254.0	5
FC-67	2252.0	7

Tabla 6. Espesores de la arena FM-12A.

Como se observa, los valores oscilan de 0 a 10 m como mínimo y máximo del yacimiento a configurar (Fig. 11).

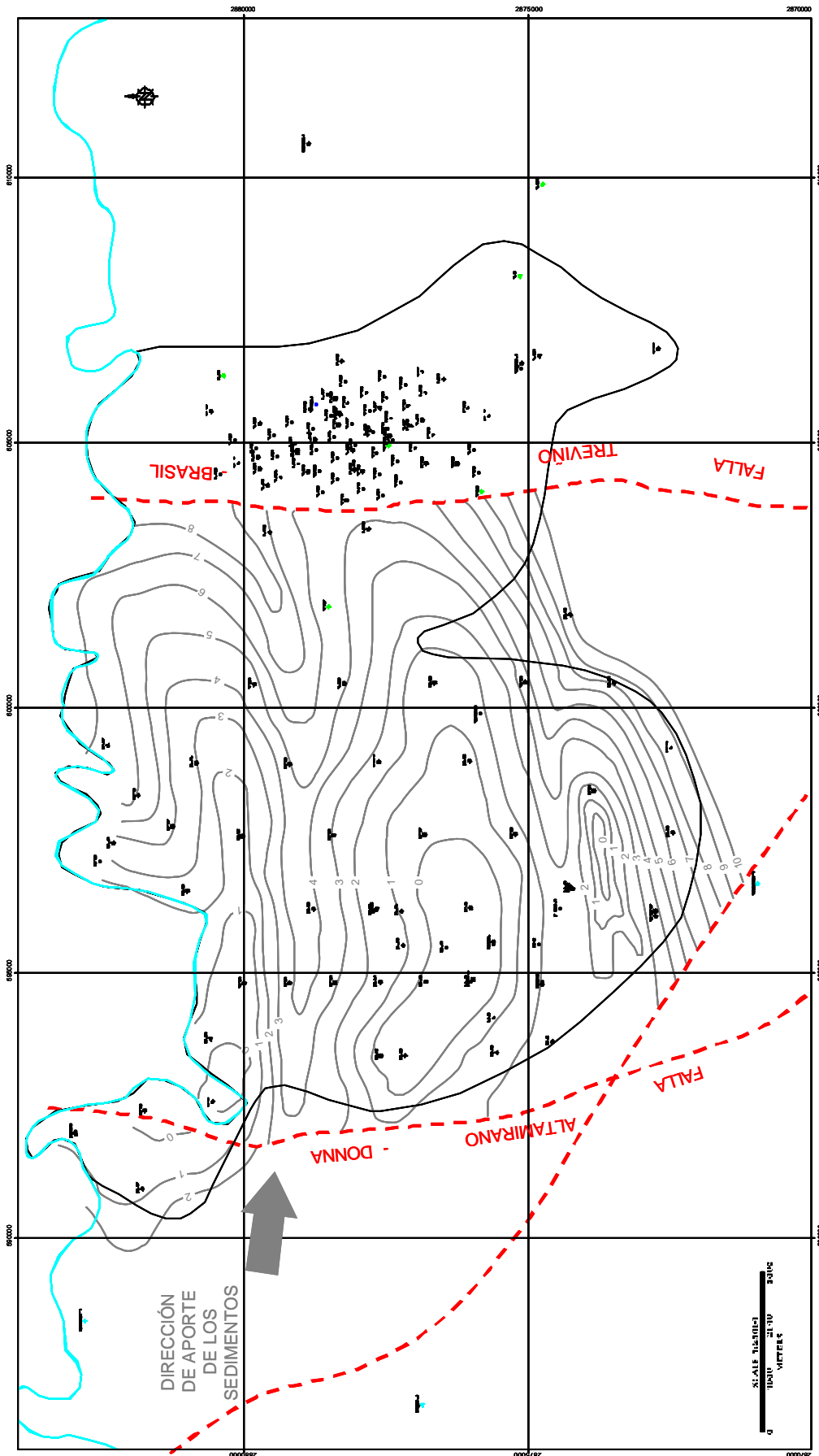


Fig. 11 Campo Francisco Cano, isopacas de la arena FM-12A.

El análisis de electrofacies desarrollado a partir de la correlación de registros nos permite caracterizar los principales tipos de respuestas que se encuentran asociadas a la Formación Frío en sus diferentes unidades.

Formas de caja, ciclos granocrecientes y granodecrescentes, están principalmente asociados a facies de canales y barras; estos tipos de respuestas obedecen a eventos progradacionales y retrogradacionales en una plataforma siliciclástica de tipo rampa marcados por una serie de fluctuaciones del nivel del mar y subsidencia de la cuenca que propician la variación litológica en nuestra área (Fig.12).

Las facies representativas del Frío No marino son ambientes mixtos, transicionales (línea de costa) y plataforma interna, caracterizados en los registros por respuestas tipo "spike" o "pinch out". Dentro de estas características eléctricas, se definieron las electrofacies para el yacimiento FM-12A considerada como una arena de poco espesor (Fig. 13).

Por otra parte, se tienen ciclos arenosos progradantes granocrecientes y granodecrescentes asociados a la base de esta unidad, asociados a una serie de canales y barras de desembocadura de desarrollos deltaicos con un mecanismo de distribución de sedimentos por oleaje.

En algunos casos, hacia la base de la unidad analizada, observamos secuencias agradacionales en las que se tiene una serie de apilamientos de respuestas eléctricas en forma de caja, las cuales se interpretan como un episodio de relativa estabilidad tectónica y del nivel del mar así como un continuo aporte de sedimentos para el área analizada, esta secuencia se asocia al desarrollo de abanicos deltaicos en una plataforma interna y media.

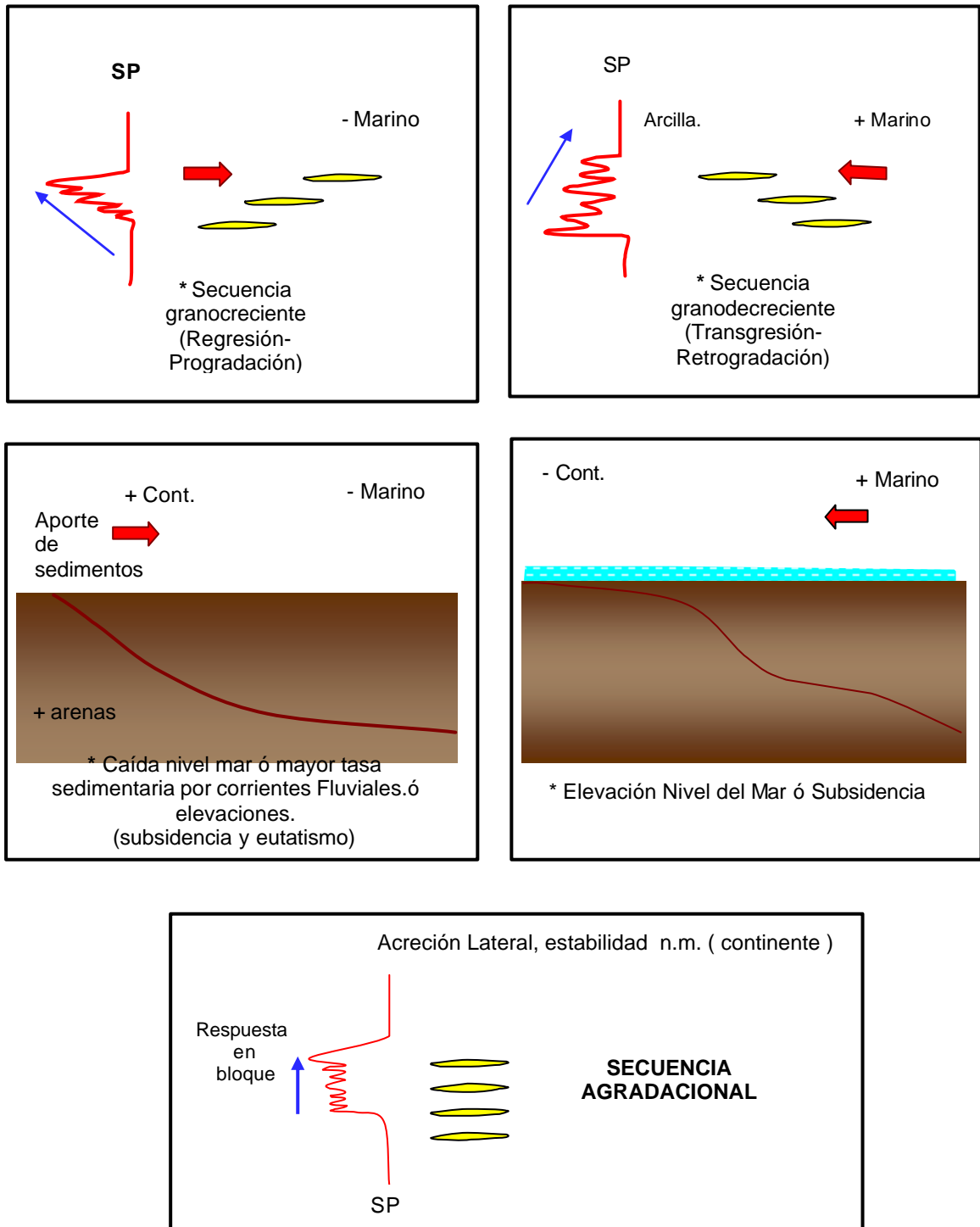


Fig.12. Esquema representativo de eventos progradacionales y retrogradacionales asociados a su respuesta típica en registros de pozos.

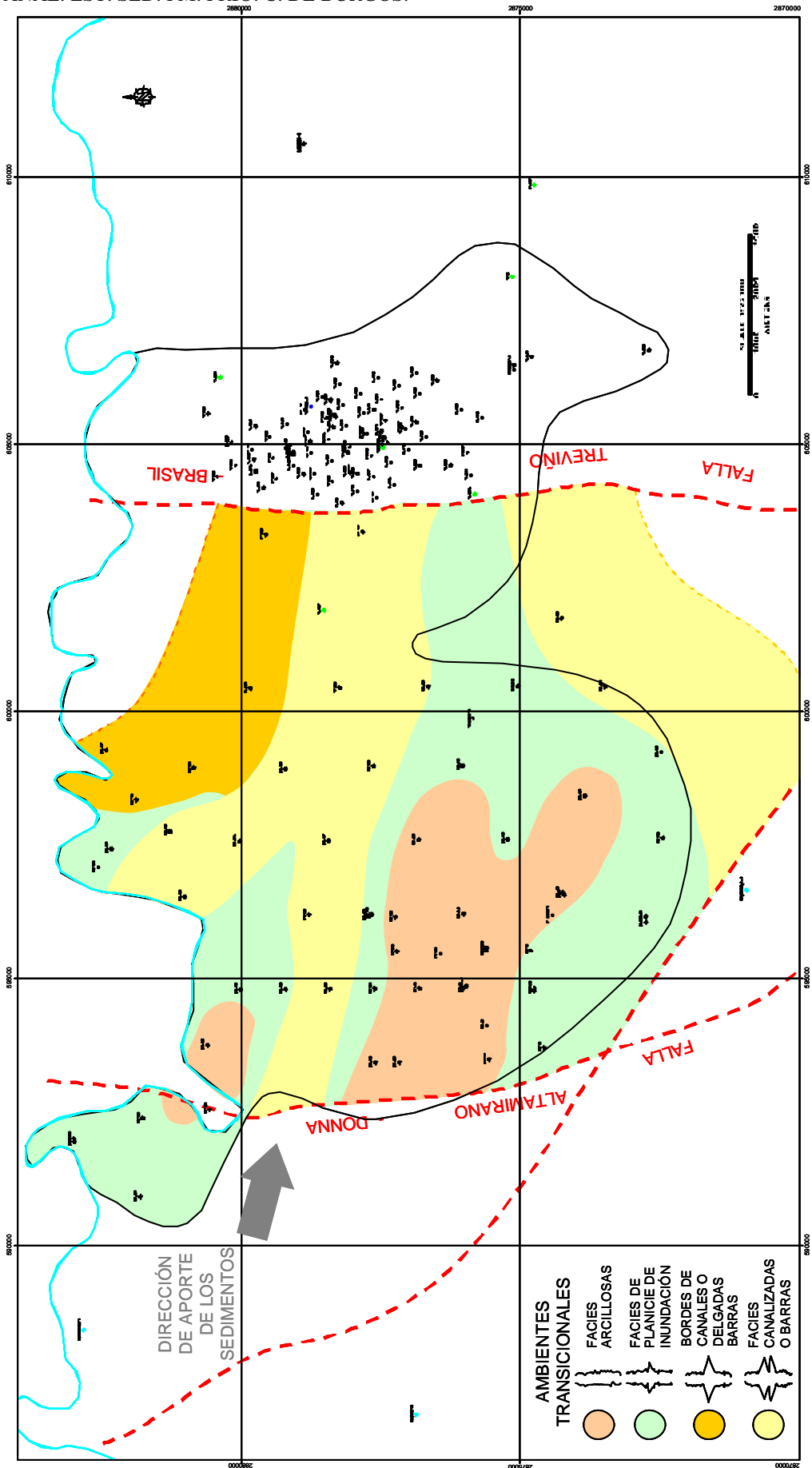


Fig. 13 Electrofacies de la arena FM-12A, Frío No Marino, Campo Francisco Cano.

Para la parte del Frío Marino, tenemos una serie de respuestas en caja y granocrecientes, con superficies de inundación bien definidas asociadas a desarrollos de canales y barras de desembocadura de facies medias y distales del delta, (Fig. 14).

Paleobatimétricamente se encuentran referenciadas a una plataforma media. Es importante mencionar aquí la idea errónea de asociar, en la mayoría de los casos, a los depósitos de prodelta a plataformas externas o de borde de plataforma. La interpretación de los desarrollos deltaicos debe basarse en diferentes aspectos,: primero en la capacidad de carga y cantidad de sedimentos provistos por nuestra fuente de sedimentos, la velocidad con que son depositados, los tipos de salinidades y densidades presentes tanto en el agua del sistema fluvial como en el marino y el factor predominante que controle la distribución de los sedimentos, regido por la acción del oleaje o de las mareas.

Esto relacionado a los mecanismos de desarrollo del mismo ya sea por mayor influencia fluvial, cuyo producto sería un delta con mayor desarrollo hacia la cuenca. Por mareas, que son deltas de poco desarrollo y asociado a palobatimetrías principalmente someras y por oleaje como lo viene siendo este ejemplo, en donde el mecanismo de distribución llega a desarrollar “stratid plain” o barras de barrera a lo largo de la línea de costa o bien se pueden desarrollar deltas con desarrollo elongado según la dirección del oleaje.

Como se mencionó anteriormente para el Frío Marino, se tiene una serie de depósitos deltáicos referidos a paleoambientes de plataforma media, (Fig.15). Actualmente pozos de reciente perforación como lo es el Francisco Cano –501, nos deja visualizar parte de este modelo a partir de la información obtenida.

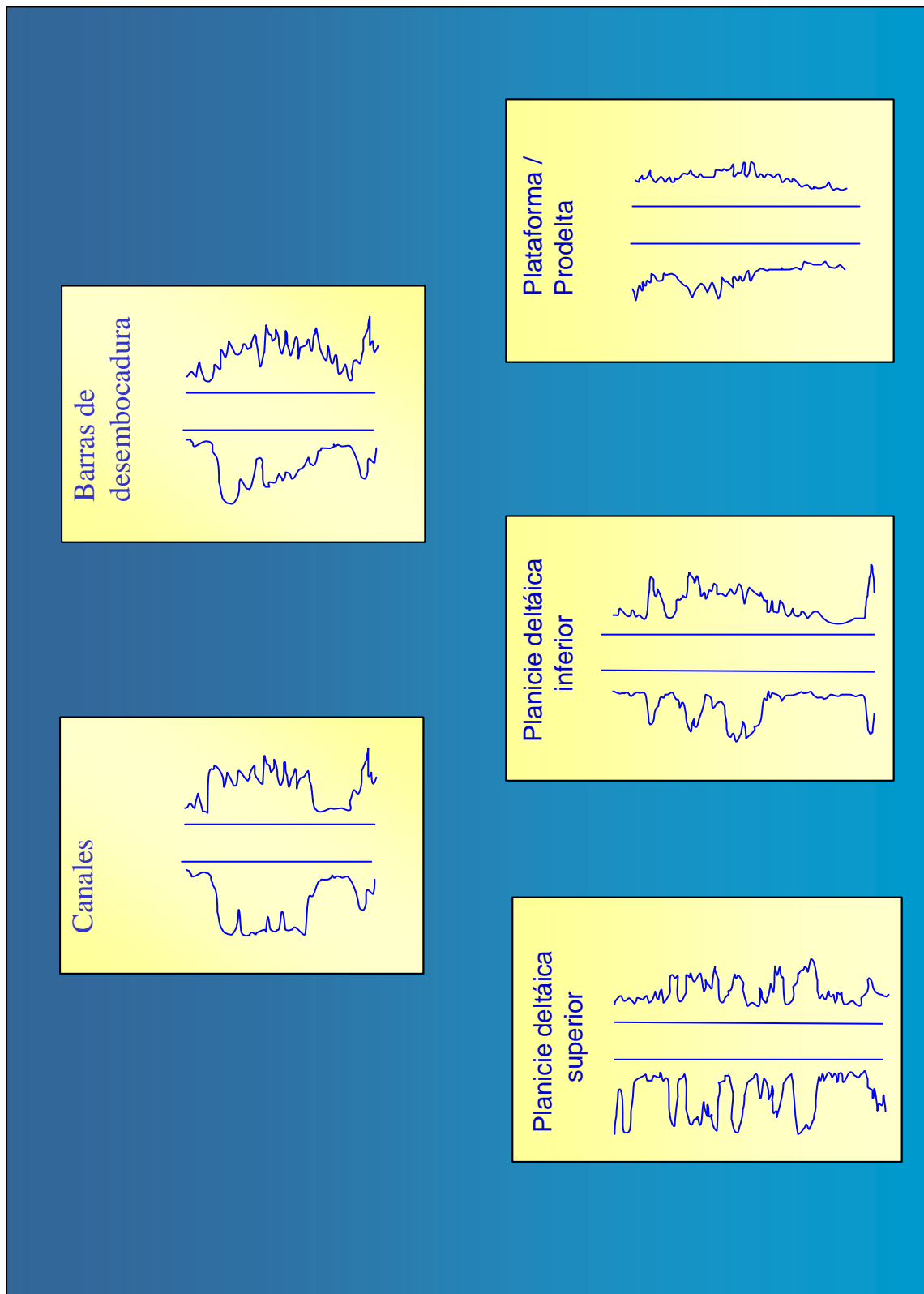


Fig. 14 Respuestas típicas en registros de pozos de ambientes deltáicos, campo Fco. Cano, (SP/Resistividad).

El modelo propuesto parte de la información obtenida en el pozo Fco. Cano-501 hasta su P.T (2748.5 m. y del análisis de las facies sísmicas, debido a que no se cuenta con pozos que se hayan perforado a 4000 m en un bloque estructuralmente más abajo que el pozo Fco. Cano 62, que como se mencionó anteriormente, se perforó a esta profundidad. El modelo propone el lugar y el tipo de ambiente esperado para la próxima perforación del pozo Ricos-1, con objetivos profundos en el Frío Marino.

EVENTO RETROGRADANTE PARA EL FRÍO MARINO

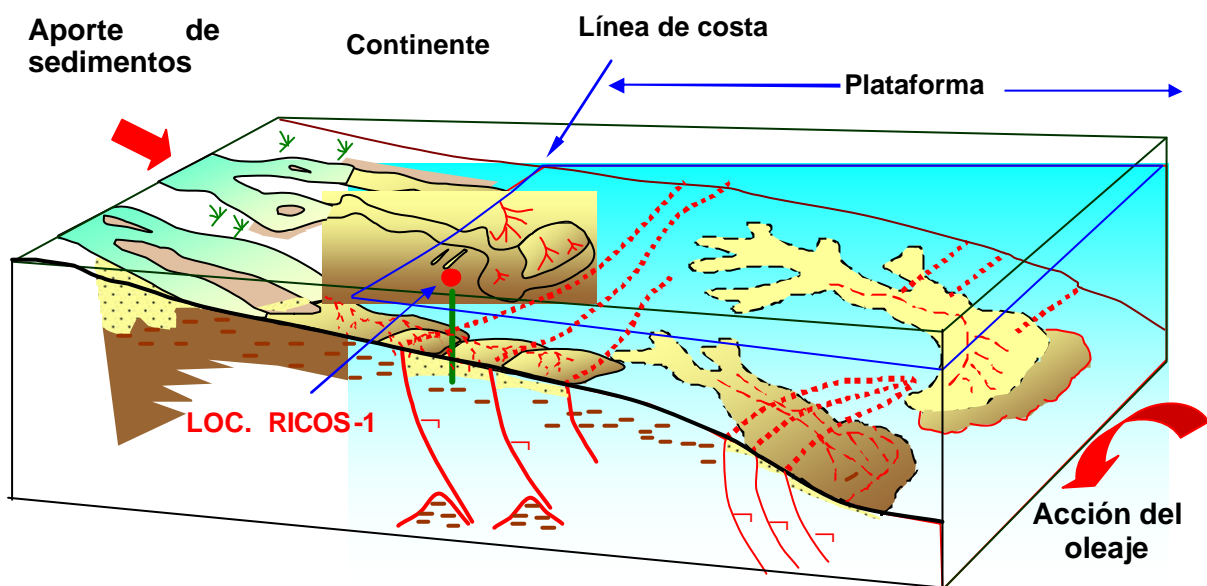


Fig. 15. Modelo Geológico propuesto para el pozo Ricos-1 en las inmediaciones del Campo Francisco Cano. Observe la distribución de los sedimentos a lo largo del plano de falla, deltas dominados por oleaje durante el Oligoceno Superior.

ANÁLISIS DE NÚCLEOS (POZO FRANCISCO CANO-501).

La perforación del pozo Francisco Cano–501 (PEMEX, 2000), dió lugar a la adquisición de nuevos datos en el campo del mismo nombre que tradicionalmente ha producido en las facies continentales y marinas del Frío.

Se cortaron cinco núcleos, de los cuales solo tres se mandaron a estudios especiales en las instalaciones de CORELAB en Houston, Txs.

Descripción de núcleos y determinación de ambientes de depósito.

Núcleo-2 (1950-1958). Areniscas con areniscas argiláceas, limolitas argiláceas y arcillas. Se reportaron estructuras sedimentarias como: laminación planar y laminación planar de bajo ángulo. Algunas estructuras de estratificación contorsionada se observaron a una profundidad de 1956 m. Se identificaron bioturbaciones de Ophiomorpha en algunos horizontes a 1957 m. La mayor parte de este núcleo presenta una impregnación de hidrocarburos de pobre a buena. Por lo regular, los sedimentos de grano grueso en este intervalo sugieren altos rangos de sedimentación rápida y de fluctuación de niveles de energía. En general, las marcas de Ophiomorphas están asociadas a un ajuste en el substrato dentro de ambientes marinos someros. Los datos del rayos gamma del pozo, indican que estos núcleos se encuentran dentro de un ciclo granocreciente de la base a la cima y que representan un depósito en un ambiente de barra de desembocadura. (Fig. 16)

Núcleo-3 (2182-2190.8). Litología de arcillas, con areniscas argiláceas, limolitas argiláceas, limolitas y areniscas. La estratificación no se encuentra destruída por bioturbación, se tienen estructuras como laminación ondulada (rizaduras), sobre todo en las areniscas argiláceas, en menor cantidad se presenta laminación planar sobre todo en los cuerpos arcillosos. Menor porcentaje de bioturbación fue definido por la presencia de Ophiomorfas, Paleophycus, Thalassinoides,

Teichichnus y Chondritas. Dos tercios del intervalo analizado presenta una coloración rojiza, producto de una oxidación; esto se observó tanto en areniscas argiláceas como en arcillas y areniscas.

Así mismo se notó la presencia de una concreción de pirita a 2189.88 m y algo de cementante de pirita es observado a una profundidad de 2186.38 m.

El intervalo nucleado en su mayoría está constituido por areniscas de grano grueso y de limolitas depositadas en un rango alto de energía alternado con ciclos de baja energía y lentos rangos de sedimentación. La estructura laminar ondulada y lenticular refleja estos cambios de variación de energía.

Las bioturbaciones de Ophiomorpha estan típicamente asociadas con areniscas marinas de alta energía y las marcas de Planolites y Chondrites están usualmente asociadas a un ambiente tranquilo con bajos rangos de sedimentación. La presencia de capas rojas indica que estos sedimentos fueron periódicamente expuestos por encima del nivel de agua por un largo período que dió lugar a un proceso de oxidación. Todas las características en conjunto sugieren que originalmente el depósito ocurrió en ambientes de bahía interdistributaria, probablemente con cortos períodos anóxicos. Los espesores de los sedimentos pueden ser de "crevasse splay" o depósitos de sobrebanco ("overbank").

En la parte de 2184-2185 del mismo núcleo se tienen areniscas y limolitas argiláceas. Estos sedimentos se encuentran registrados en un solo ciclo de sedimentación y cuyo evento inicial fué el depósito de un cuerpo arenoso de alta energía. Se observan huellas de Ophiomorphas en la parte superior de la mezcla de arcillas dentro de las arenas. La interestratificación de areniscas con delgadas unidades de arcillas, registran cortos períodos de alternancias de alto y bajo rango de transporte de sedimentos. Las arcillas y arcillas limolíticas fueron formadas más tarde después de que cesó la sedimentación. Un canal

distributivo, probablemente depositó a estos sedimentos para este intervalo, con la parte superior retrabajada por bioturbación y corrientes, (probablemente, corrientes de marea); los sedimentos arcillosos fueron depositados después de que el canal fue abandonado.

El último intervalo analizado para este núcleo fue a la profundidad de 2182-2184.22 m, el cual presenta una extensa bioturbación y sobre todo por la naturaleza de sedimentos de grano fino, esto sugiere que los niveles de energía y de rangos de sedimentación fueron generalmente bajos. Los tipos de bioturbaciones que se reconocieron son principalmente de ambientes marinos. Las marcas o huellas de Chondritas están generalmente asociadas con condiciones significativamente anóxicas y de bajos rangos de sedimentación, (Fig. 17).

Núcleo – 4: Se le realizó el análisis sedimentológico a dos intervalos del núcleo a 2205.23-2207.6 y 2207.41-2207.68 m. Los sedimentos para el primero consisten de arcilla interestratificada con delgadas capas de limolitas argilíceas y areniscas argilíceas, las cuales se encuentran generalmente asociadas a estratificación lenticular. Las capas de arenisca exponen una laminación ondulada de asimétrica a simétrica. Los rangos de bioturbación son de moderados a abundantes con formas reconocibles que incluyen a Planolites, Teichichnus, Terebellina, Paleophycus, Chondrites y Ophiomorphas (en las partes arenosas). Cementantes de Clorita son observados en el intervalo 2207.05-2207.17 m.; por último, los sedimentos oxidados están a una profundidad de 2207.41-2207.68 m.

En general la naturaleza de los sedimentos finos y la abundante bioturbación dentro de éstos intervalos sugieren rangos que son típicamente lentos. Las areniscas con rizaduras o con intercalaciones de delgadas capas de arcillas asociadas a estratificación lenticular indican que un corto pero alto rango de depósito de arenas fueron relativamente rápidos, seguidos por bajos rangos de depósitos de arcillas. Este proceso se repite en la mayor parte del núcleo

analizado. Los tipos de bioturbación indican que la sedimentación fue dada principalmente en ambientes marinos; así mismo, los cementantes de clorita indican que esta fue en una zona cerrada para la zona de mezcla entre el agua dulce y las aguas marinas. La presencia de capas rojas indica que los sedimentos fueron expuestos periódicamente al aire, lo suficiente para oxidar a los sedimentos. Todas las características anteriormente descritas sugieren que el depósito original ocurrió en un ambiente de bahía interdistributaria marina con delgadas intercalaciones de arcillas y areniscas que indican probablemente la influencia de mareas.

La segunda parte analizada del núcleo, muestra que los espesores de arenas son más masivos, con algunas laminaciones de bajo ángulo de grano fino. Como estructuras sedimentarias se observó laminación convoluta. Los rangos de bioturbación son de moderados a considerables en la parte superior de las capas de ciclos granodecrecientes. La *Ophiomorpha* es observada en unidades arenosas, con la presencia común de *Planolites*. Una gran parte de las bioturbaciones fueron principalmente dañadas por la presencia de arcillas expandibles en el núcleo. La base de la mayoría de las arenas granodecrecientes están fuertemente cementadas por calcita, y la arcilla remanente libre muestra en algunas áreas impregnación de hidrocarburos.

Los espesores de areniscas en la base de estos intervalos sugieren un evento de alta energía y de rápida sedimentación y los cuerpos granodecrecientes sugieren que el nivel de la energía decreció con el tiempo. Después que las areniscas fueron depositadas, los sedimentos fueron retrabajados en un ambiente marino; los delgados cuerpos de areniscas granodecrecientes representan períodos de depósito de menor magnitud. Las marcas de *Ophiomorpha* en todo este intervalo indican que los sedimentos nunca dejaron el ambiente marino. Los sedimentos de grano fino generalmente presentan bioturbación que sugiere que entre los grandes períodos de sedimentación los ambientes se encontraban relativamente quietos. Reuniendo todas las

características antes mencionadas, éstas son consistentes con una interpretación de canales distributarios de pequeñas a medianas dimensiones dentro de una bahía interdistributaria marina, (Fig.18)

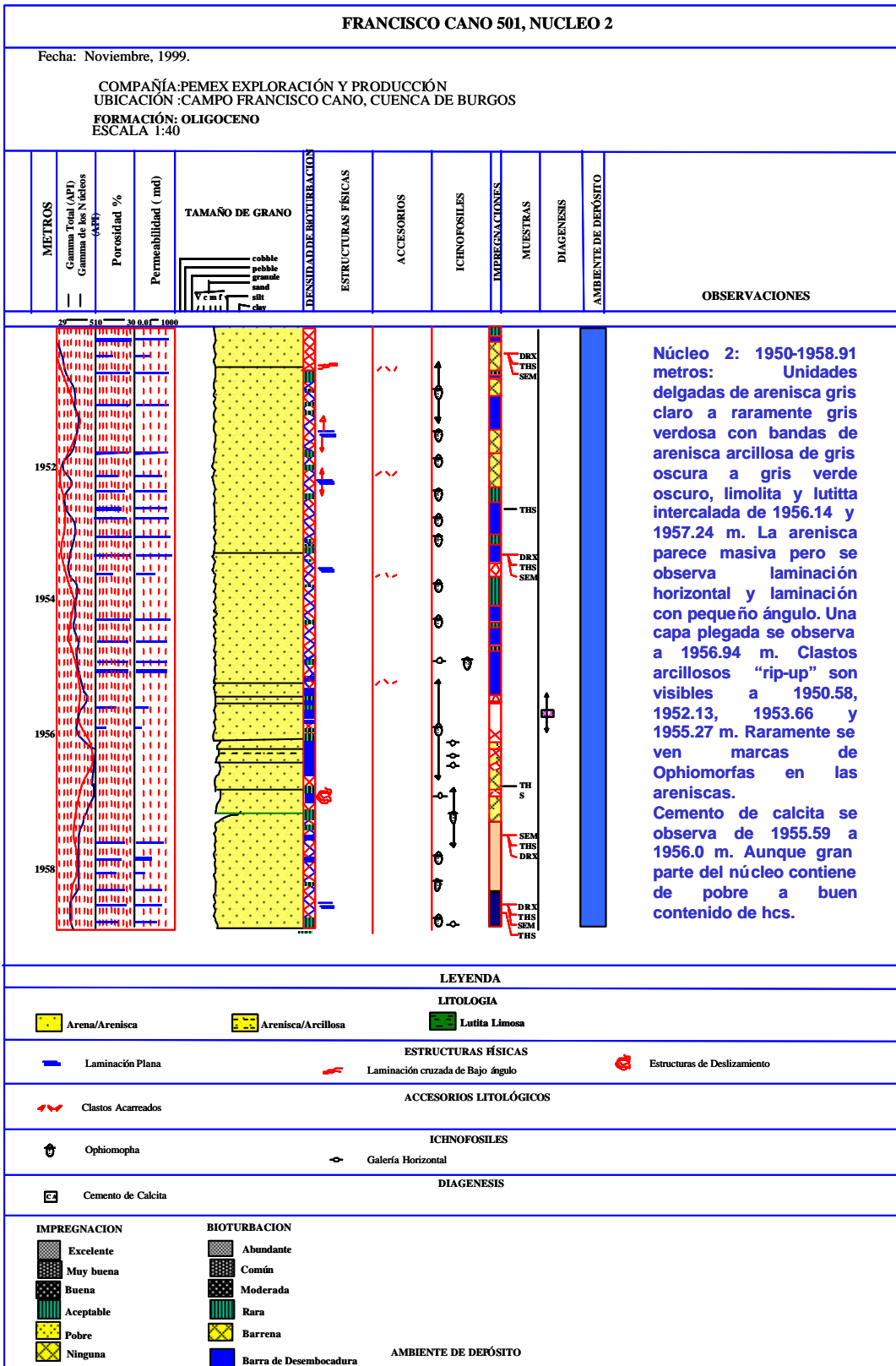


Fig. 16. Descripción Núcleo-2, Pozo Fco. Cano-501

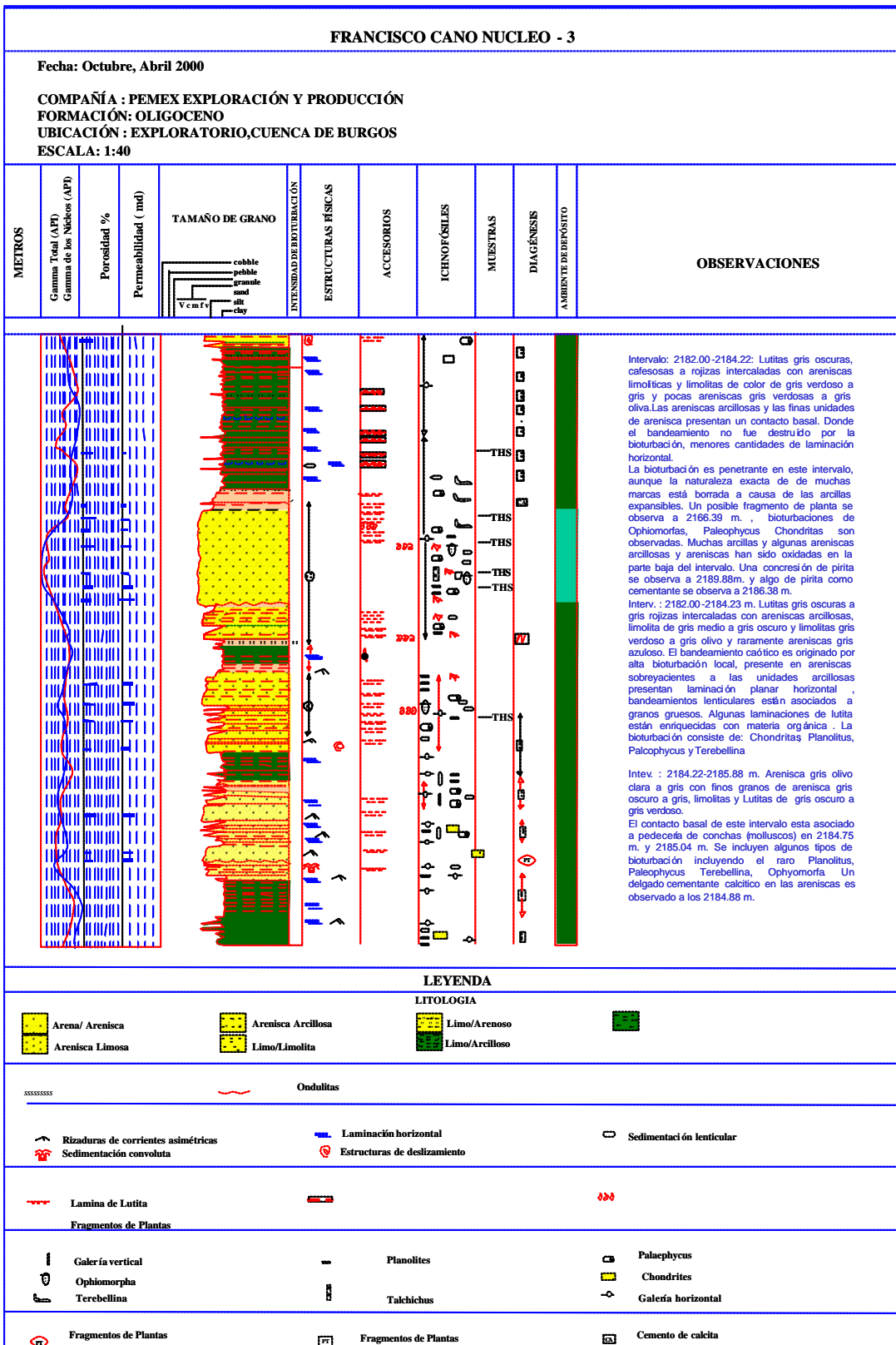


Fig. 17. Descripción Núcleo-3, Pozo Fco. Cano-501

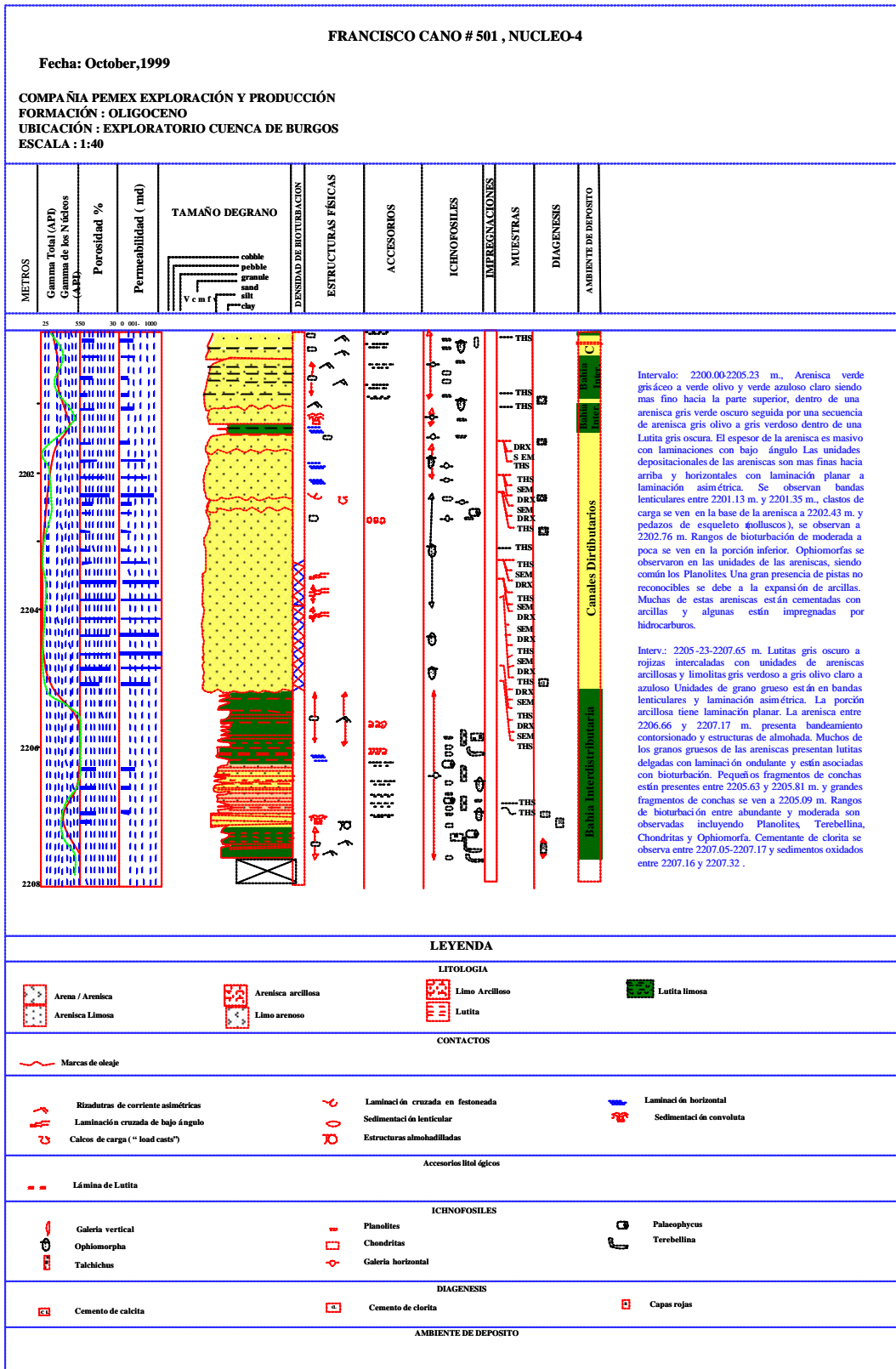


Fig. 18. Descripción Núcleo-4, Pozo Fco. Cano-501

V. CALIDAD DE ROCA ALMACÉN.

Los parámetros de importancia que cuantifican la calidad de la roca almacén se basan en los valores de porosidad y permeabilidad. Éstos a su vez son controlados por la composición de la roca, madurez textural, madurez mineralógica y al ambiente de depósito. Este último controla el desarrollo de los procesos diagénéticos que afectan a la roca. Otros elementos de importancia son: el tipo de fluido contenido en los poros, rangos de subsidencia, presión litostática de la columna y el gradiente geotérmico, (Bernabé, 2002).

PETROGRAFÍA.

El análisis petrográfico que a continuación se presenta, es parte de un proyecto desarrollado por PEMEX-PEP junto con la compañía CORELAB en 1999, en el cual se participó. Los resultados que se presentan son parte de este análisis, y que se encuentra referido a los núcleos anteriormente descritos del pozo Fco. Cano-501.

a) Formación Frío, características texturales y composicionales.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, la Formación Frío tiende a estar subdividida en ambientes someros continentales y marinos profundos.

El análisis composicional de la roca presenta un rango de valores QFL (Q= cuarzo, F= feldespato y L=líticos) de $Q_{85-42}F_{19-22}L_{46-36}$. Éstos elementos varían en función de la fuente de aporte de sedimentos y de la facies de depósito a la cual se encuentra asociada. En general la clasificación petrográfica viene siendo de una litarenita feldespática (Folk, 1974) para la unidad del Frío.

Los granos detríticos son típicamente subangulares a subredondeados y esporádicamente angulares. Los contactos presentes en su mayoría son

alargados, cóncavo-convexos y puntuales. Los contactos alargados reflejan la predominancia de granos elongados por los efectos del reacomodo de la fábrica de los granos y la compactación mecánica.

Integrando la descripción de los núcleos con el análisis petrográfico, se tiene que los ejemplares clasificados como areniscas de canal, típicamente consisten de litarenitas feldespáticas de grano fino de moderadamente a bien clasificada; los valores de QFL son $Q_{35}F_{19}L_{46}$ para estas facies. Las texturas observadas dentro de éstas incluyen areniscas masivas y bioturbadas. Clastos arrancados (“Rip-up”) que se observan en las partes basales de las facies de canal, (Núcleo 2).

Los cambios texturales observados dentro de las facies de canal incluyen un relleno de grano fino en respuesta con un régimen suave de energía. El tamaño de grano observado va de fino (0.02 a 0.29 mm) a medio (0.16 a 4.50 mm).

Este amplio rango es un reflejo de valores de clasificación de pobre a buena asignado a estas facies.

Las facies de barras de desembocadura presentan en promedio una composición de $Q_{42}F_{22}L_{36}$. Las areniscas descritas para éstas facies se encuentran generalmente bien clasificadas siendo clasificadas como arenitas feldespáticas de grano fino a muy fino. La forma de los granos va de angular a redondeado con algunos granos de subangulares a subredondeados; por otra parte se determinaron contactos puntuales y alargados. El tamaño de grano es de 0.13 mm considerada como una arenisca de grano fino. El alto contenido de cuarzo representa para estas facies un intervalo con mayor estabilidad mineralógica.

Muestras estudiadas en lámina delgada y que han sido definidas como pertenecientes a facies de barra, incluyen una clasificación de buena a pobremente clasificada. Petrográficamente, se le ha designado el nombre de

litarenitas feldespáticas. Estos ejemplares presentan laminación masiva, laminación y bioturbación. Un promedio en los porcentajes composicionales es de $Q_{28}F_{19}L_{53}$, con un relativo incremento en fragmentos líticos que corresponden a un decremento en cuarzo observado en ejemplares de barras distales.

Las facies de bahía interdistributaria, generalmente presentan una laminación masiva y bioturbación; su composición mineralógica determinada es $Q_{33}F_{23}L_{44}$.

b) Granos Detríticos.

Los granos detríticos predominantes son cuarzos monocristalinos, granos de plagioclasas, fragmentos de roca ígneos y de caliza.

Los cristales de plagioclasas parecen más cálcicos que sódicos en composición; la mayor parte de éstos tienden a estar alteradas a minerales secundarios o presentan un grado de disolución. Los fragmentos volcánicos varían en composición de ácidos a básicos. Muchos de éstos fragmentos son interpretados como una probable fuente de aporte ígnea de composición intermedia a básica.

Las texturas observadas dentro de los fragmentos volcánicos son indicativos de erupciones volcánicas que se realizaron cerca de la superficie. Por otra parte, los fragmentos de calizas generalmente presentan una textura de mudstone a wackestone y ocasionalmente de grainstones.

Se determinó una cantidad menor al 5 % de cuarzo policristalino, granos de feldespato potásico, fragmentos de rocas metamórficas, fragmentos de pedernal, fragmentos de arcillas (clastos "rip up") y minerales accesorios. Los granos de feldespatos potásicos se encuentran principalmente representados por microclinas y ortoclasas. Los fragmentos de rocas metamórficas incluyen fragmentos ricos en mica y cuarzo, probablemente de fragmentos de filitas.

Los minerales accesorios comprenden variables cantidades de glauconita, clastos de arcilla indiferenciada, biotita, muscovita, turmalina, zircón y minerales opacos indiferenciados, los cuales en su mayoría consisten de ilmenita o ilmenita/magnetita.

Las facies de barras de desembocadura de distributarios presentan grandes cantidades de cuarzo seguidos por areniscas de canal.

c) Matriz.

La mayoría de los ejemplares analizados presentan material de matriz detrítico. Este material está localizado dentro de los intersticios y es un componente mayor de la roca. La matriz generalmente presenta bioturbaciones que son un reflejo del ambiente de depósito. Las muestras que reportan altas cantidades de bioturbación son areniscas y arcillas limolíticas, las cuales son ubicadas en ambientes de bahía interdistributaria, barras distales y partes de canales de baja energía.

La matriz mineral principalmente se encuentra constituida por esmectita y clorita o capas mezcladas de illita-esmectita.

d) Minerales Autigénicos.

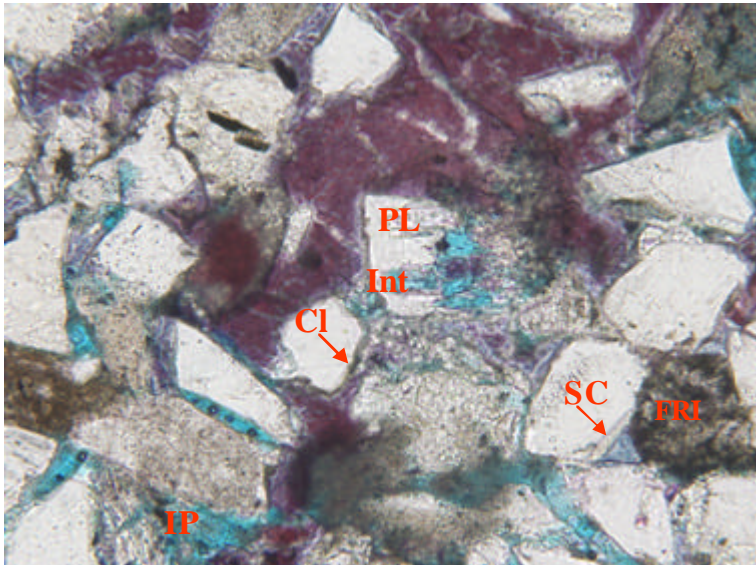
Dentro del grupo de minerales autigénicos observados en la Formación Frío, el más abundante es la calcita-Fe que ocurre desde trazas hasta el 40 % (Núcleo 3, prof. 2189.56 m), en donde el cementante es abundante y se encuentra envolviendo a los granos mostrando un patrón de distribución de tipo mozaico.

Otros minerales autigénicos fueron: cuarzo, albita, calcita, Pirita, Clorita, Esmectita y capas de arcillas de illita-esmectita.

La pirita se observó como pirita framboidal asociada a la degradación bacteriana de materia orgánica. El segundo tipo fue observada relleno de los poros, como cemento nodular de pirita.

La Illita autógena se encuentra presente en menores cantidades; ésta es producto de la alteración de fragmentos de roca y de minerales ricos en potasio. Trazas de ésta fueron observadas en algunas areniscas de canal.

Las facies descritas petrográficamente se ejemplifican en las microfotografías de las láminas 1, 2, y 3.

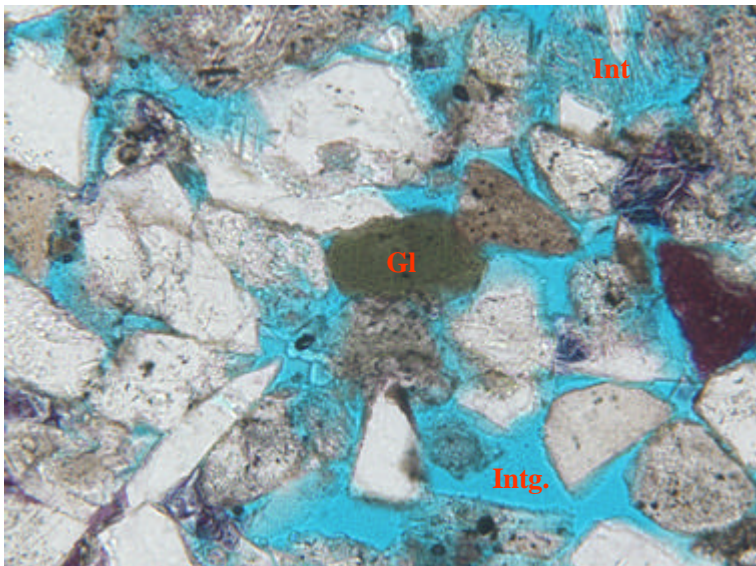


Pozo: Fco. Cano-501.
Prof. 1950.36 (m)
Núcleo-2.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 13.0
K (md): 0.588
r_{mat} (gm/cm³): 2.67

Foto 1. 1950.36 m (200x, luz transmitida) Barra de desembocadura, ejemplar con abundante presencia de cementante de Ca-Fe. Los granos detríticos predominantes son cuarzo (C), plagioclasa (PL) y fragmentos de rocas ígneas (FRI). Observe la parcial disolución de granos de plagioclasas (porosidad intragranular, Int.), Adicionalmente la clorita autigénica (Cl) reviste algunos granos de cuarzo; vea la presencia de sobrecrecimientos de cuarzo (SC)



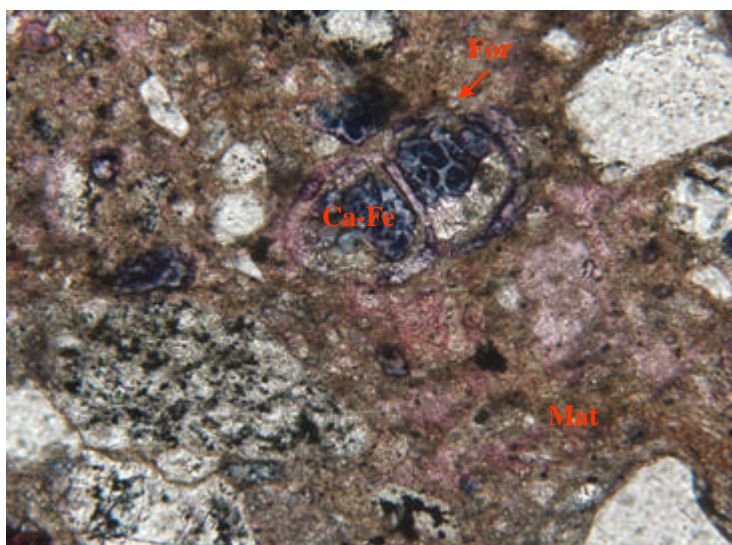
Pozo: Fco. Cano-501.
Prof. 1952.65 (m)
Núcleo-2.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 20.3
K (md): 106
r_{mat} (gm/cm³): 2.65

Foto 2. 1952.65m (200x, luz transmitida). Detalle del N-2 a diferente profundidad, en facies de barra de desembocadura. Se tiene la presencia de glauconita (GI), algunos minerales inestables muestran una disolución parcial (Int.) Menores cantidades de Ca-Fe rellenan los poros. Las áreas con coloración azul es la porosidad intergranular primaria (Intg.).

Lám. 1. Fotomicrografías del núcleo 2.

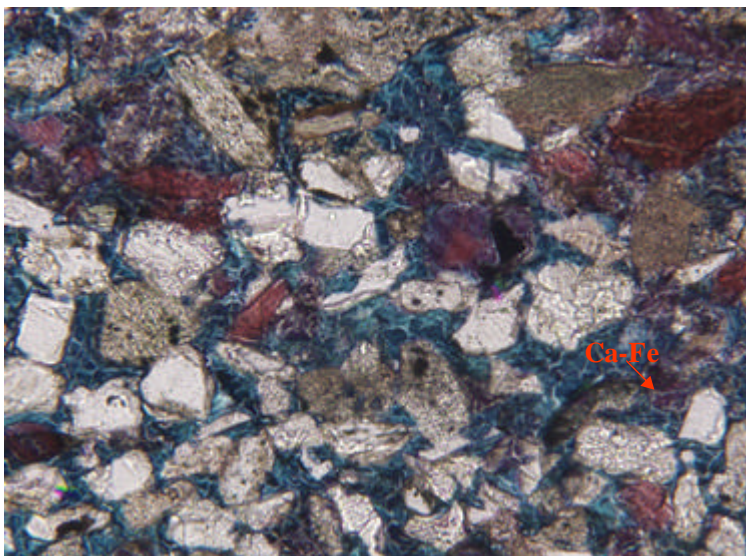


Pozo: Fco. Cano-501.
 Prof. 2185.0 (m)
 Núcleo-3.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica y feldespática
 (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 8.6
K (md): 0.023
 r_{mat} (**gm/cm³**): 2.84

Foto 3. 2185m. (200x, luz polarizada). Presencia de conchas de foraminíferos (For), así como presencia de cementante de Ca-Fe que rellena las cámaras del fósil, sobre todo observe la cantidad de matriz (Mat) que rellena los intersticios en las facies de canal distributivo marino; en esta lámina no se observa una porosidad visible, pero las mediciones y cálculos a partir de núcleos indican un 8.6 % de microporosidad.



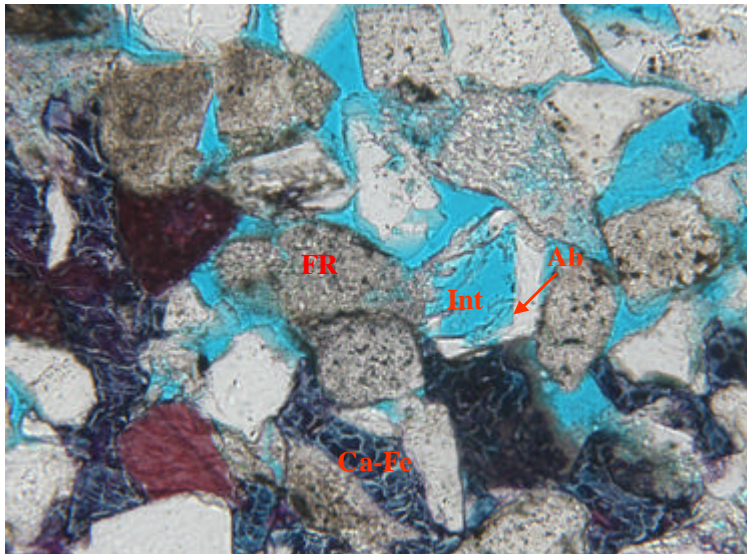
Pozo: Fco. Cano-501.
 Prof. 2189.56 (m)
 Núcleo-3.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica y feldespática
 (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 6.2
K (md): 0.018
 r_{mat} (**gm/cm³**):

Foto 4. 2189.56 m. (200x, luz transmitida) El empaque irregular de los granos indica que una significativa cantidad de porosidad se pierde debido a la compactación mecánica. Así mismo, la precipitación de Ca-Fe ocurre después de que la compactación tuvo su máximo desarrollo.

Lám.2. Fotomicrografía núcleo 3.

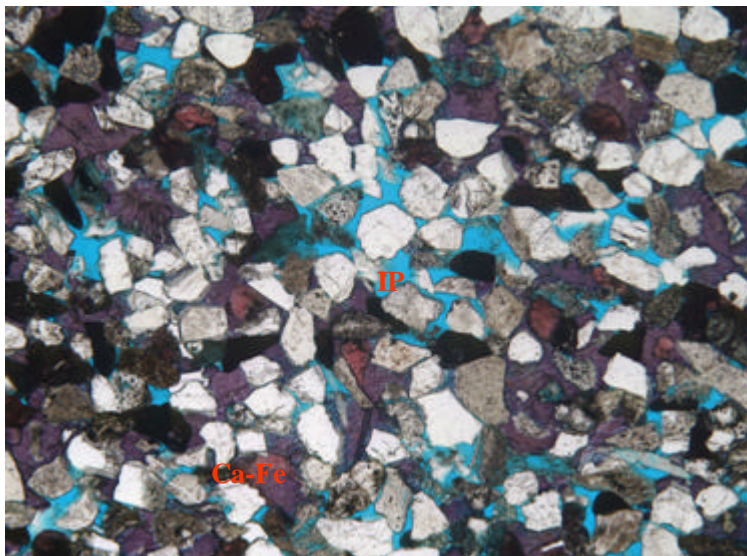


Pozo: Fco. Cano-501.
 Prof. 2201.58 (m)
 Núcleo-4.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica y feldespática
 (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 18.0
K (md): 100.0
r_{mat} (gm/cm³): 2.67

Foto 5. 2201.58m. (200x, luz transmitida). Amplificación que revela los detalles concernientes al desarrollo de porosidad secundaria (Int). La porosidad secundaria fue desarrollada por una fuerte disolución (observe la plagioclasa, Ab), así como lixiviación (clasto Lítico, FR).



Pozo: Fco. Cano-501.
 Prof. 2205.10 (m)
 Núcleo-4.

Clasificación petrográfica:
Arenita lítica y feldespática
 (Folk, 1974)

Análisis de núcleos:
Phi -helio (%): 9.7
K (md): 12.29
r_{mat} (gm/cm³): 2.68

Foto 6. (40x, luz transmitida) Un incremento en la abundancia de Ca-Fe como cementante se presenta en las facies de canal distributivo; el resultado es un decremento en los valores de porosidad y permeabilidad. Se observan zonas localmente, con una porosidad interconectada bien desarrollada (IP).

Lám. 3. Fotomicrografías núcleo 4.

POROSIDAD.

Las porosidades determinadas a partir de los análisis petrofísicos son: primaria intergranular/intraclástica, intragranular, móldica, intercrystalina y microporosidad.

La porosidad primaria intergranular consiste de intersticios que fueron formados sindepositacionalmente. La porosidad intraclástica se desarrolló principalmente de poros aislados en fragmentos de pumicitas. La porosidad intragranular se originó por la parcial disolución de granos inestables, como es el caso de cristales de plagioclasas y fragmentos de roca.

La principal porosidad es del tipo intraclástica/intergranular con el 24%, le siguen en menores cantidades las porosidades intercrystalina (2%) y móldica de granos (1%). La microporosidad ocurre en cantidades variables pero no tiene un porcentaje de medición definida. La porosidad efectiva se incrementa por la contribución de porosidad intragranular. La porosidad móldica de granos es relativamente rara y no tiene un papel tan relevante. En promedio, los valores de permeabilidad abarcan un rango de 69 md a 0.07 md.

En la tabla 7 se presenta a manera de resumen, los principales tipos de porosidad y el ambiente de depósito al cual se encuentran asociadas las muestras analizadas; éste es resultado de una serie de pozos ubicados dentro del Play Frío, entre los que se encuentra el Francisco Cano -501.

AMBIENTES DE DEPÓSITO	ϕ (%)	K (md)	INTERPARTI CULA (prom., %)	INTERGRA NULAR (prom.,%)	MÓLDICA (prom%)	INTERCRIS TALINA (prom.,%)
Valores promedio de todas las facies.	11.4 med. 10.2	28.13 med. 0.13	73	24	1	2
Canales	10.9 med. 9.3	69.0 med. 0.07	74	23	Tr.	3
Barras de desembocadura	15.4 med. 16.6	23.1 med. 4.77	86	13	Tr	1
Bahía interdistributaria	6.85 med. 7.9	0.0034 med. .002	8	--	--	-1
Barras distales	9.53 med. 9.25	.01 med. .01	1	99	--	--

Tabla. 7. Integración de facies de depósito con la caracterización del sistema poral y datos de permeabilidad a nivel del Play Frío en las inmediaciones del campo Francisco Cano.

PETROFÍSICA.

En este trabajo se realizó la compilación de análisis rutinarios de petrofísica básica. Éstos estudios fueron realizados en su mayoría por la compañía CORELAB, en Texas y se elaboraron en la década de los 50's, con las primeras perforaciones en el campo.

La información de 25 pozos con datos de porosidades y permeabilidades en la Formación Frío Marino y No Marino, marcan la tendencia de valores para los parámetros antes mencionados.

La mayor densidad de datos corresponde a la unidad estratigráfica del Frío No Marino, debido a que ésta es la principal productora del campo. La unidad del Frío Marino no ha sido lo suficientemente muestreada, sin embargo, la información obtenida de los pozos Francisco Cano-501 y Ricos-1 deja abierta una buena perspectiva, aunque de mayor riesgo, para la perforación de pozos con objetivos profundos mayores a 4000 m de profundidad.

Con la información compilada de los análisis petrofísicos de núcleos, se generaron a nivel campo gráficos cruzados de porosidad (Phi) vs. permeabilidad (K), porosidad vs. profundidad y permeabilidad vs. profundidad. (Figs. 19, 20 y 21).

En éstos, se puede observar un amplio rango de valores para cada uno de los parámetros analizados. La gráfica PHI vs. K, marca una tendencia de datos que van de 4 a 33% de porosidad con .01 a 7000 md de permeabilidad, lo cual da una buena idea de la excelente calidad de roca almacén que se tuvo para este nivel.

En lo que respecta a la variación de la calidad de la roca almacén conforme incrementa la profundidad, (Figs. 20 y 22), se observa claramente que esto no

fue un factor de impacto; debido a que la porosidad primaria se preservó en la mayoría de los casos y la afectación de los procesos diagenéticos fueron favorables a la preservación de la roca, como almacén. Así lo indican procesos diagenéticos, como disolución intraparticular, pobre a moderada compactación y una escasa presencia de matriz autógena en la roca. Esto se observa principalmente en un rango de profundidad de 1,000 a 2,500 m. que abarcarían secuencias arenosas presentes en la Fm. Frío, tanto en sus facies no marinas como marinas.

Nuevos estudios exploratorios y de producción han sido enfocados para la visualización de nuevas oportunidades en campos maduros, tal es el caso de este trabajo. Los datos obtenidos de las últimas perforaciones nos dan indicadores de porosidad y permeabilidad para la unidad del Frío Marino; éstos varían de 7 a 14 % de porosidad y de 1 a 35 md de permeabilidad, que en comparación con las primeras gráficas, nos hablan de una disminución de la calidad de la roca almacén conforme se incrementa la profundidad.

Integrando la información de facies ambientales, análisis petrográficos y petrofísicos, se considera para el área de estudio una buena calidad de roca almacén, principalmente asociada a barras de desembocadura y canales, como lo muestran las siguientes gráficas en donde se integran, además de los datos de petrofísica, las electrofacies determinadas al nivel de la arena FM-12A (Figs. 22 y 23)

La mejor calidad de roca almacén se encuentra ubicada en las facies de barras y canales de la Fm. Frío No Marino, mientras que para el Frío Marino su calidad disminuye a profundidad, presentando también la mejor calidad de roca almacén en las facies de barras de desembocadura y canales de desarrollos deltaicos.

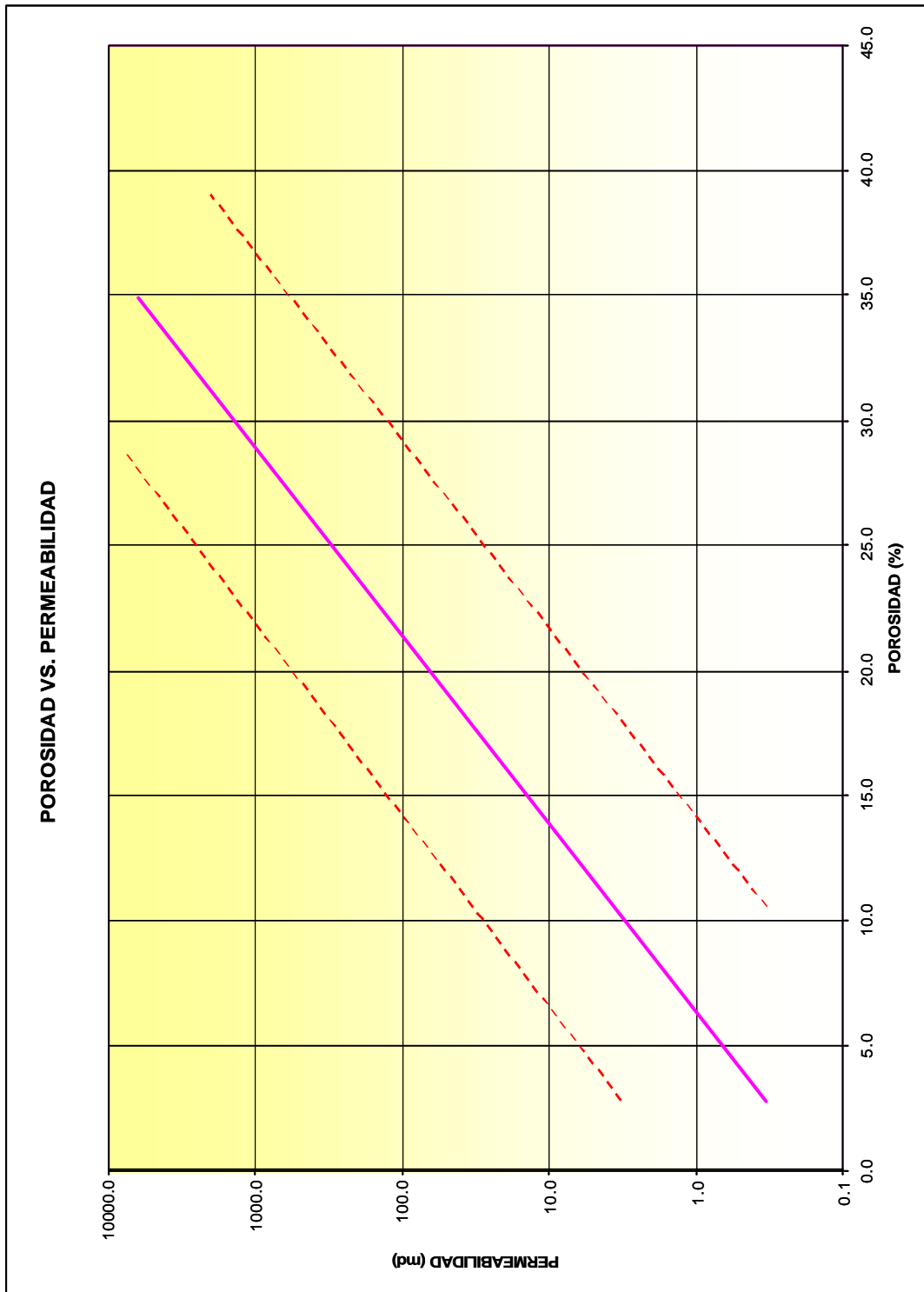


Fig. 19 Gráfica cruzada de porosidad vs. permeabilidad, en la Formación Frío, Campo Francisco Cano. (datos de núcleos convencionales, análisis de petrofísica básica, realizados en laboratorios de CORELAB).

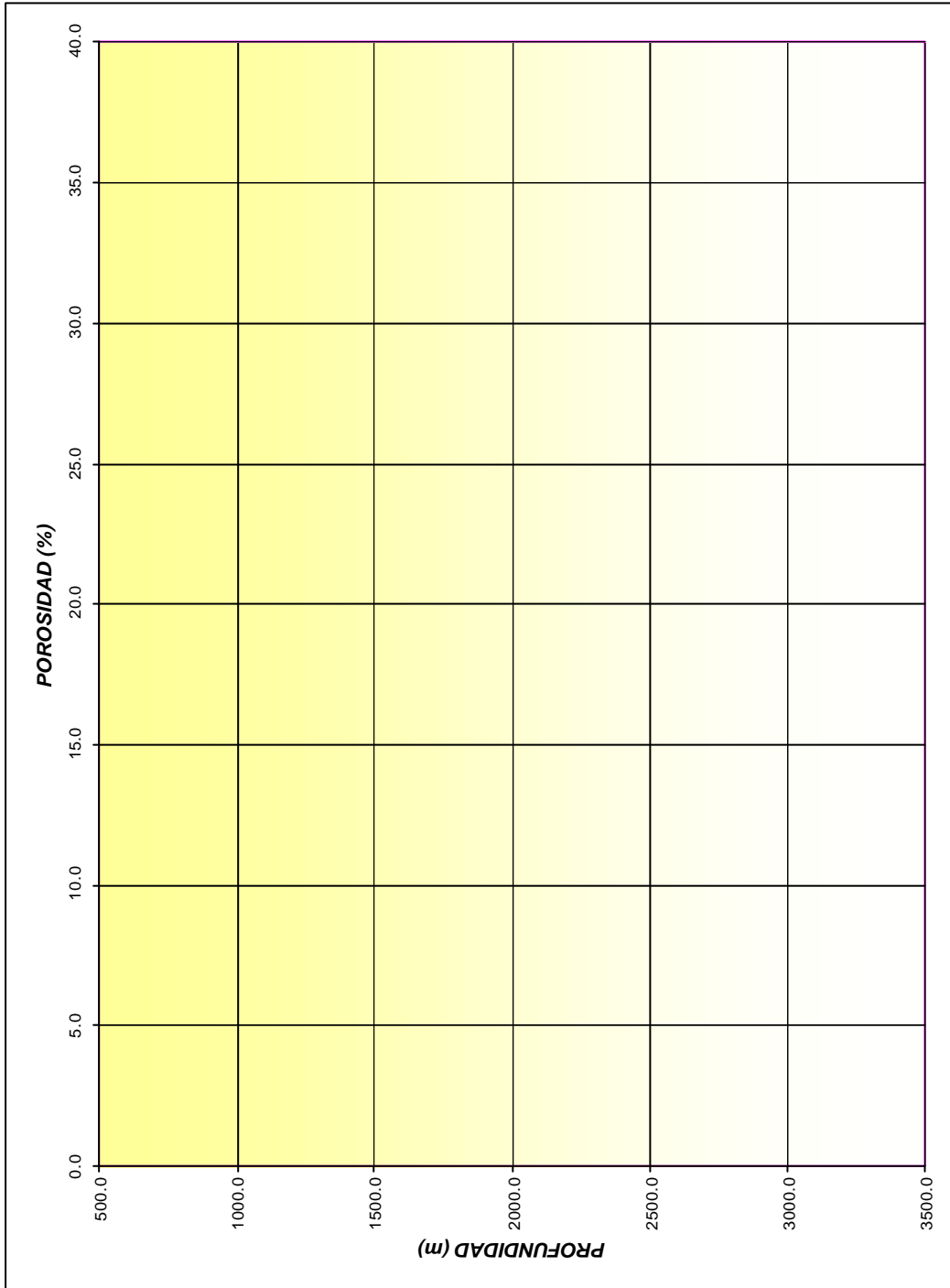


Fig. 20 Gráfica cruzada de porosidad vs. profundidad en la Formación Frío. (datos de núcleos convencionales, análisis de petrofísica básica, realizados en laboratorios de CORELAB).

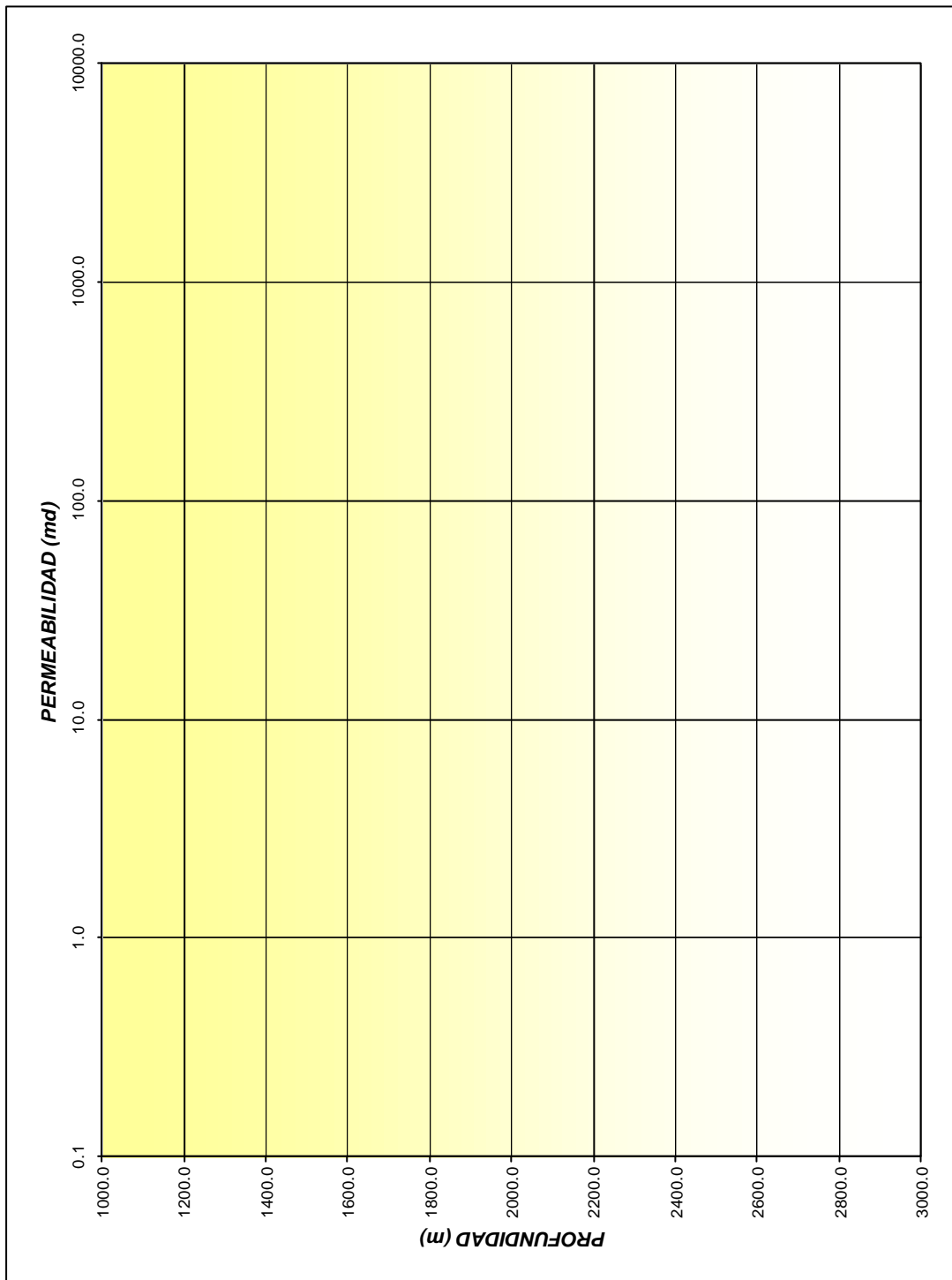


Fig. 21 Gráfica cruzada de permeabilidad vs. profundidad en la Formación Frío, Campo Francisco Cano. (datos de núcleos convencionales, análisis de petrofísica básica, realizados en laboratorios de CORELAB).

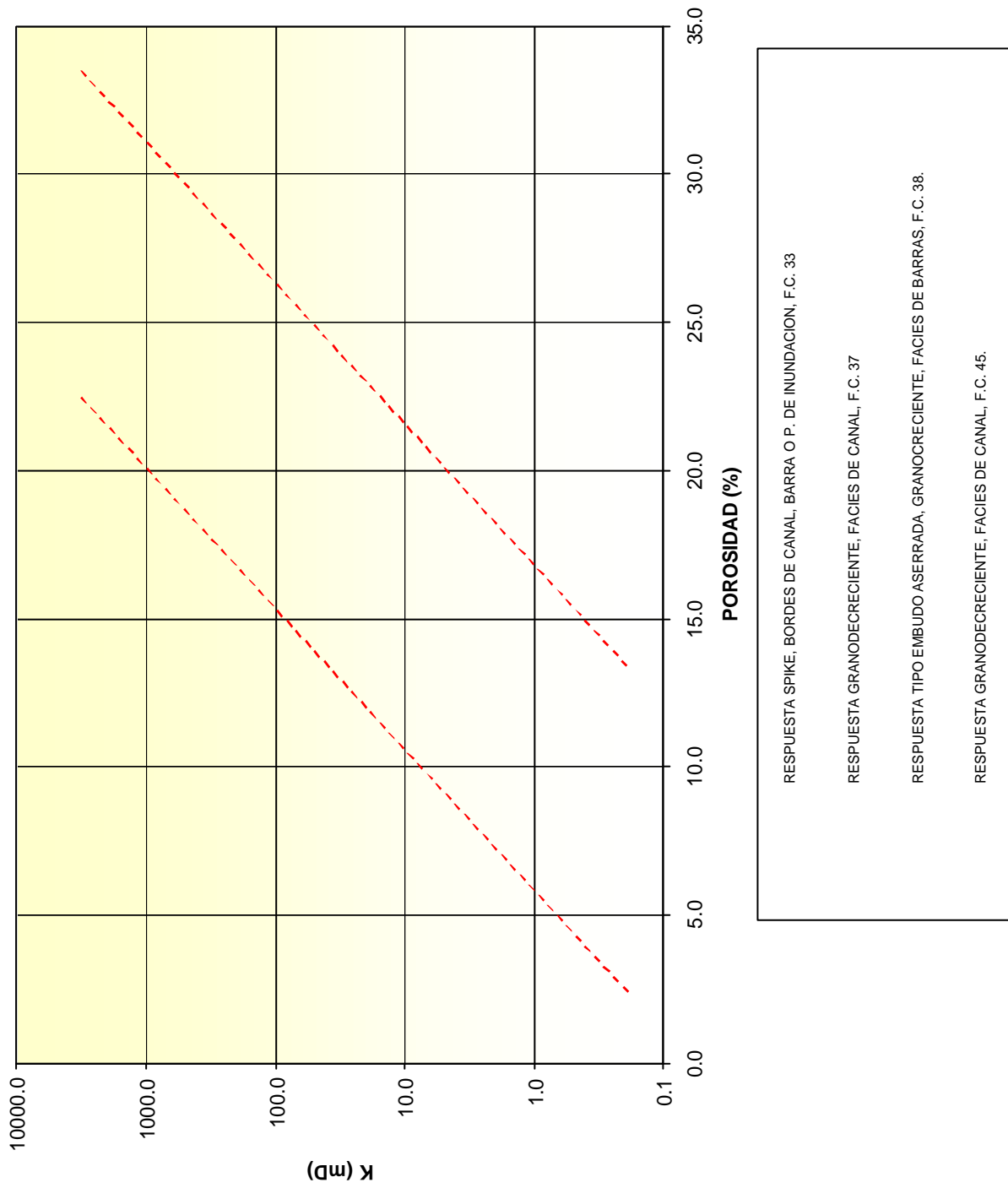
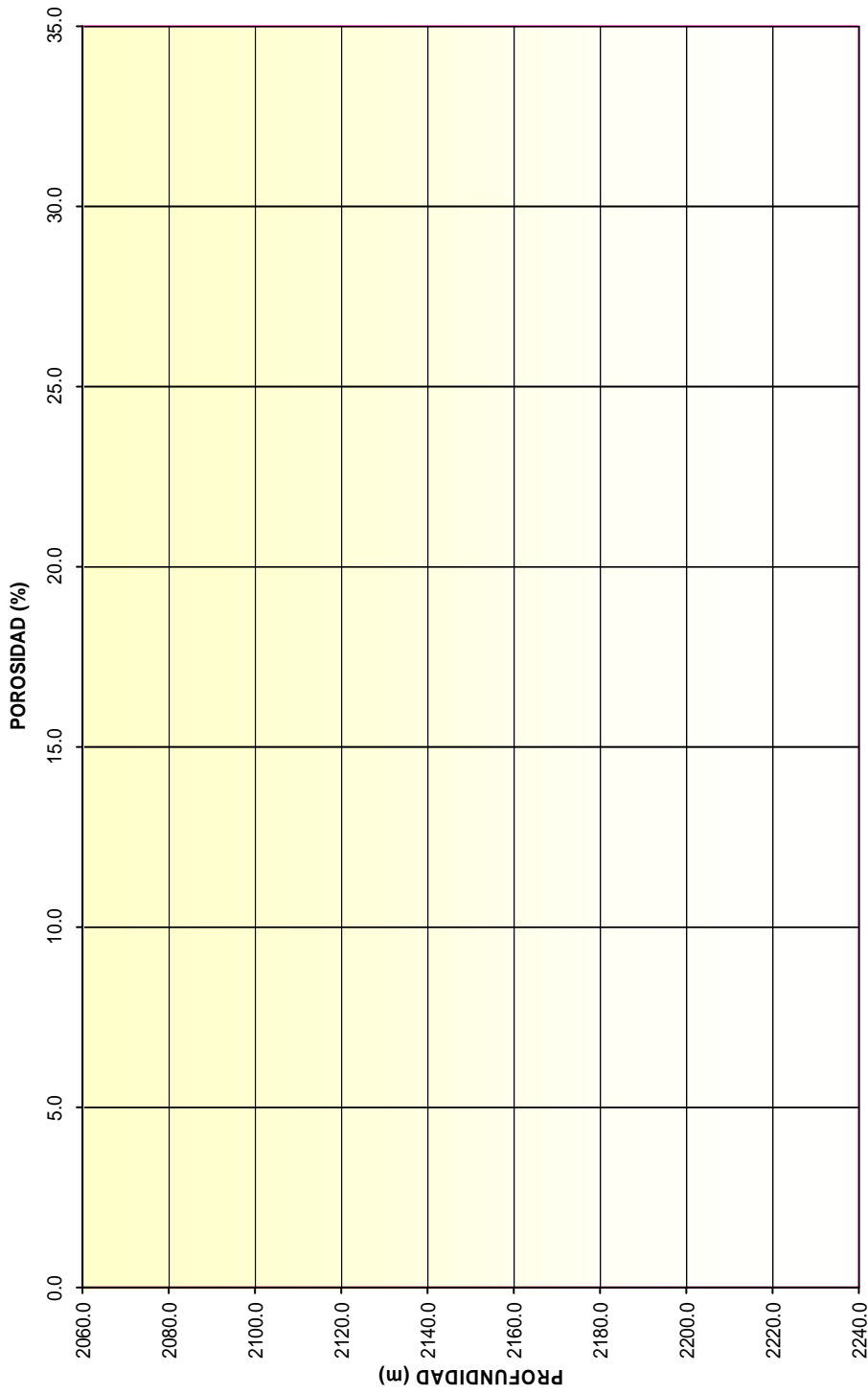


Fig. 22 Gráfico cruzado Permeabilidad vs. Porosidad, arena FM-12A, Fm. Frío No Marino, Campo Francisco Cano.



RESPUESTA SPIKE, BORDES DE CANAL, BARRAS O P. DE INUNDACION, F.C. 33.

RESPUESTA GRANODECRECIENTE, FACIES DE CANAL, F.C. 37.

RESPUESTA TIPO EMBUDO, ASERRADA, GRANOCRECIENTE, FACIES DE BARRA, F.C. 38.

RESPUESTA GRANODECRECIENTE, FACIES DE CANAL, F.C. 45 (DEFINICION DE FACIES DE REG. ELECTRICOS).

Fig. 23 Gráfico cruzado porosidad vs. Profundidad, arena FM-12A, Fm. Frío No Marino, Campo Francisco Cano.

VI. PRODUCCIÓN.

La reciente perforación de tres pozos en el área en los años de 2000 a 2002 con objetivos profundos (Francisco Cano-501, Ricos-1 y 101), abren una nueva etapa productora del campo, sobre todo en niveles profundos del Frío Marino.

El Campo Francisco Cano presenta una vida productiva de 53 años, sus yacimientos presentes en las facies no marinas y marinas de la Formación Frío, tienen una producción acumulada de 211.55 BCF.

Hasta el momento 58 pozos han sido perforados en el campo, 42 han sido productores de gas y gas y condensado

En base al control de los pozos productores se tiene un total de 28 yacimientos, de los cuales solo 3 pertenecen a la Formación Anáhuac del Mioceno (A-1, A-2 y A-3) y los 25 restantes se encuentran en la Fm. Frío.

Se generó un histograma con las producciones acumuladas de los principales yacimientos ubicados en las facies marinas y no marinas de la Formación Frío para el campo en estudio, (Fig. 24).

Los yacimientos más prolíficos se encuentran definidos por paquetes arenosos de poco espesor que van de 3 hasta 15 m. y que abarcan facies de barras de barrera, canales, barras de desembocadura y prodelta. Éstas se encuentran asociadas a una suave estructura en la parte somera, pronunciándose a profundidad debido a la complejidad estructural de bloques cerrados a niveles profundos.

REGISTRO COMPUESTO.

La correlación de los pozos del Campo Francisco Cano por bloque estructural, la determinación de superficies de inundación clave con distribución a nivel campo y el

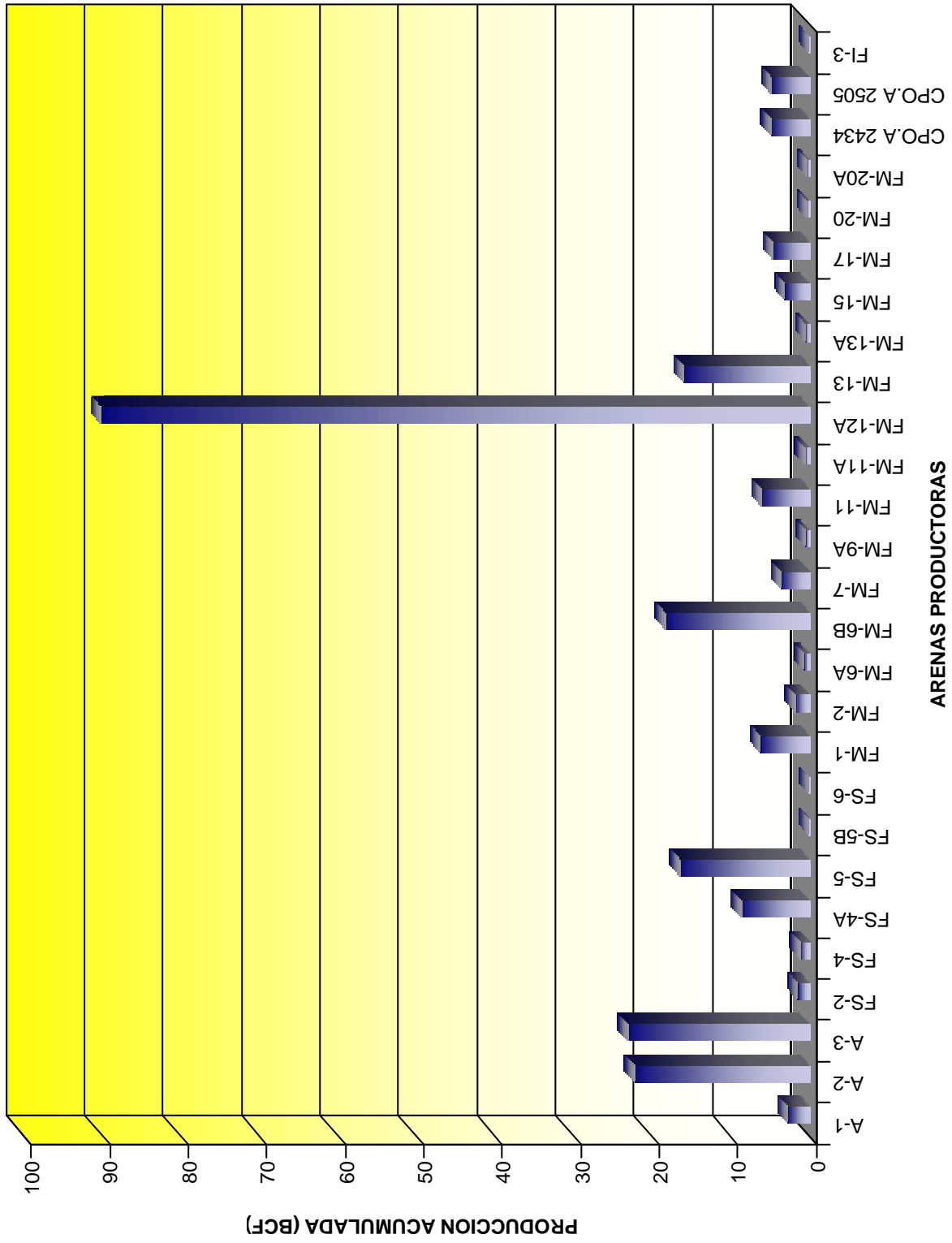


Fig.24 Histograma de producción de los yacimientos en el Campo Fco. Cano.

vaciado e integración de información paleontológica-paleoambiental y de niveles productores, dieron como resultado la generación de un registro compuesto representativo del campo.

El registro base para la generación de éste fue el del pozo Francisco Cano-62 con profundidad total de 4000 m., (Figura 25).

La información base para su generación consistió en la compilación de:

- a) Marcas clave de correlación de registros en el campo asociadas a las superficies de inundación
- b) Compilación de información paleontológica y paleoambiental que dieran el control en cuanto a edad por determinación faunística y el control paleobatimétrico con su respectiva asociación a los ambientes de depósito a partir de análisis de las electrofacies presentes en las formaciones Frío Marino y No Marino.

Esto se ejemplifica con la determinación de los fósiles: *Marginulina Texana* para la cima del Frío No Marino (25.5 m.a.) y de *Nodosaria blampiedi* para la unidad del Frío Marino (30 m.a.) en varios de los pozos estudiados. Por otra parte, se identificó a nivel campo la predominancia de paleoambientes continentales a mixtos para la parte alta de la Fm. Frío y para la parte inferior se encuentra representado por ambientes marinos de plataforma interna y media.

- c) Compilación y captura de análisis básicos de petrofísica (determinación de valores de porosidad y permeabilidad). La idea de ubicar la profundidad de muestreo de diferentes pozos a cierto nivel estratigráfico correlacionado, nos da la ventaja de observar la continuidad de los cuerpos arenosos y por otro lado la densidad del muestreo que se llevó a cabo durante el desarrollo del campo y que nos permite tener un control entre las mejores zonas con valores de porosidad y permeabilidad.

- d) La información de los intervalos productores por pozo y el manejo en la nomenclatura de los yacimientos, dieron pauta al control de los intervalos productores y a el número de pozos con producción en cada uno de ellos.

REGISTRO COMPUESTO CAMPO CANO
REGISTRO POZO CANO -62

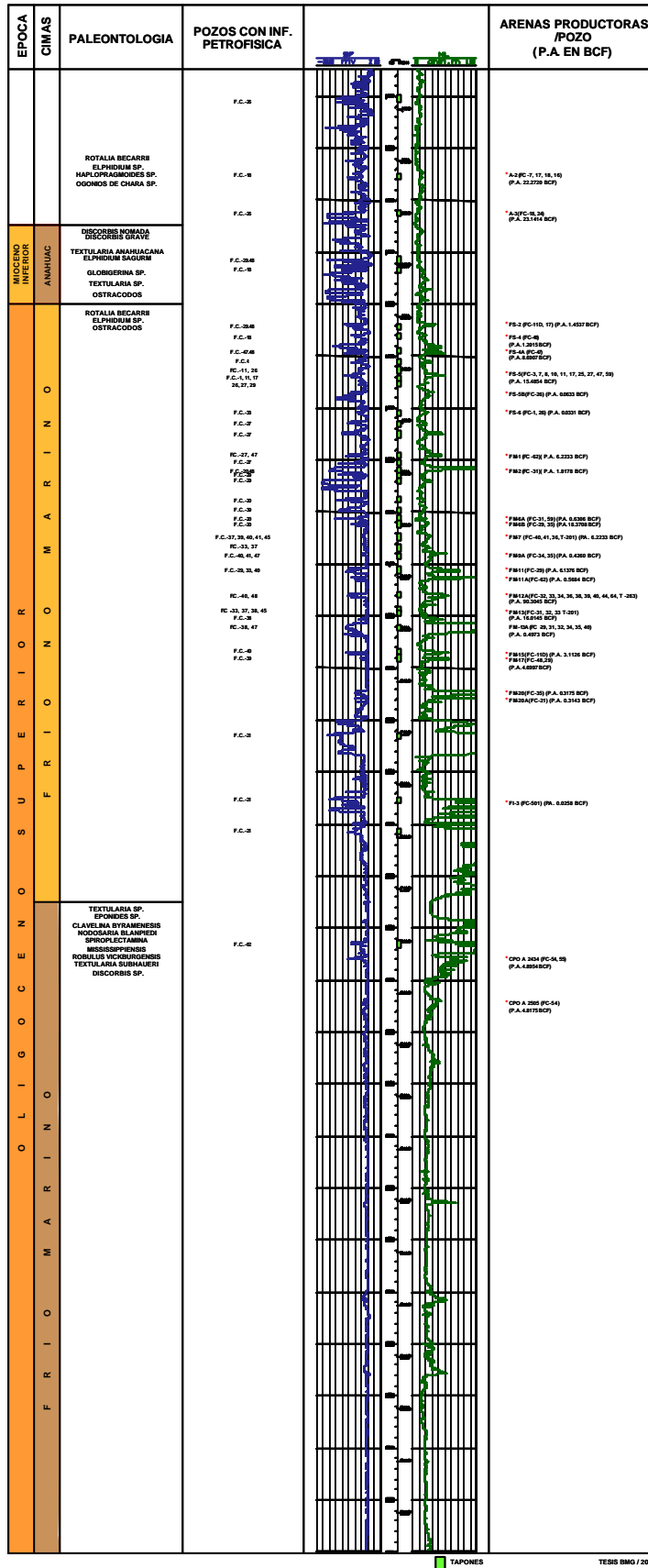


Fig. 25 Registro compuesto y yacimientos productores del Campo Francisco Cano.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

El principal objetivo de los estudios regionales y semi-regionales en la exploración petrolera es el de disminuir el riesgo en la búsqueda de hidrocarburos, a partir del establecimiento de los elementos del sistema petrolero en un área.

Para este estudio en particular, el trabajo desarrollado en diferentes proyectos en los que se participó, fue aplicado en el modelo geológico para la perforación de la localización Ricos-1, ubicado en las inmediaciones del campo Francisco Cano con objetivos en el Frío Marino a una profundidad programada de 4000 m, la cual no fue alcanzada debido a problemas mecánicos en la perforación.

El modelo propuesto para el nivel de interés es una serie de desarrollos deltaicos de ambientes de plataforma media en sus facies de prodelta, donde tenemos delgados cuerpos de arena con una mayor presencia de arcillas. El tipo de deltas asociados a estos sedimentos se encuentran dominados por oleaje.

La perforación de este pozo inició en Septiembre del 2000 llegando a una profundidad total de 3800 m.

Se realizaron tres pruebas de producción con los siguientes resultados:

1) PP-1 (3572-3580) fracturado por 16/54" con una presión de 355 Kg/cm² y un gasto inicial (Qgi) de 6.9 MMPCD, gasto de condensado (Qc) 0.5 BPD y gasto de agua (Qa) de 7 BPD.

2) PP-2 (2936-2940) por 16/64" con una P= 98 Kg/cm² y un Qgi= 1.850 MMPCD, Qc= 12 BPD y Qa= 7 BPD.

3) PP-3 (2838-3840?) recupero agua con trazas de gas, sal=8250 ppm.

Las reservas estimadas en julio de 2002 para el intervalo probado en PP-3 se presentan a continuación:

Reservas	P1 (Probadas)=23.65 BCF
	P2 (Probables)=92.41 BCF
	P3 (Posibles)= 47.33 BCF

A este intervalo se le consideró un espesor impregnado de 5 m., con una saturación de agua promedio de 51% y un espesor bruto de arena de 6.5 m. La porosidad promedio calculada para este yacimiento es de 18.50%.

El Ricos-1 terminó su perforación el 31 de diciembre del 2000 quedando oficialmente como productor en las facies profundas del Frío Marino, descubriendo un nuevo yacimiento.

Los resultados obtenidos en este pozo, dieron lugar a la realización de nuevos estudios en el área, con la finalidad de conocer la extensión de la arena productora.

Para cubrir este objetivo, se realizó un estudio de Inversión Elástica (PEMEX-JASON, 2001), en donde se visualizó, a partir de nuevas tecnologías de interpretación geofísica-geológica la distribución y forma del horizonte productor confirmando el modelo geológico propuesto (Fig. 26).

Del estudio de inversión elástica, se propuso la perforación del pozo Ricos-101, el cual terminó oficialmente como productor en el mismo intervalo que su antecesor, con Q_{gi} de 3.317 mmpcd. (Fig. 27).

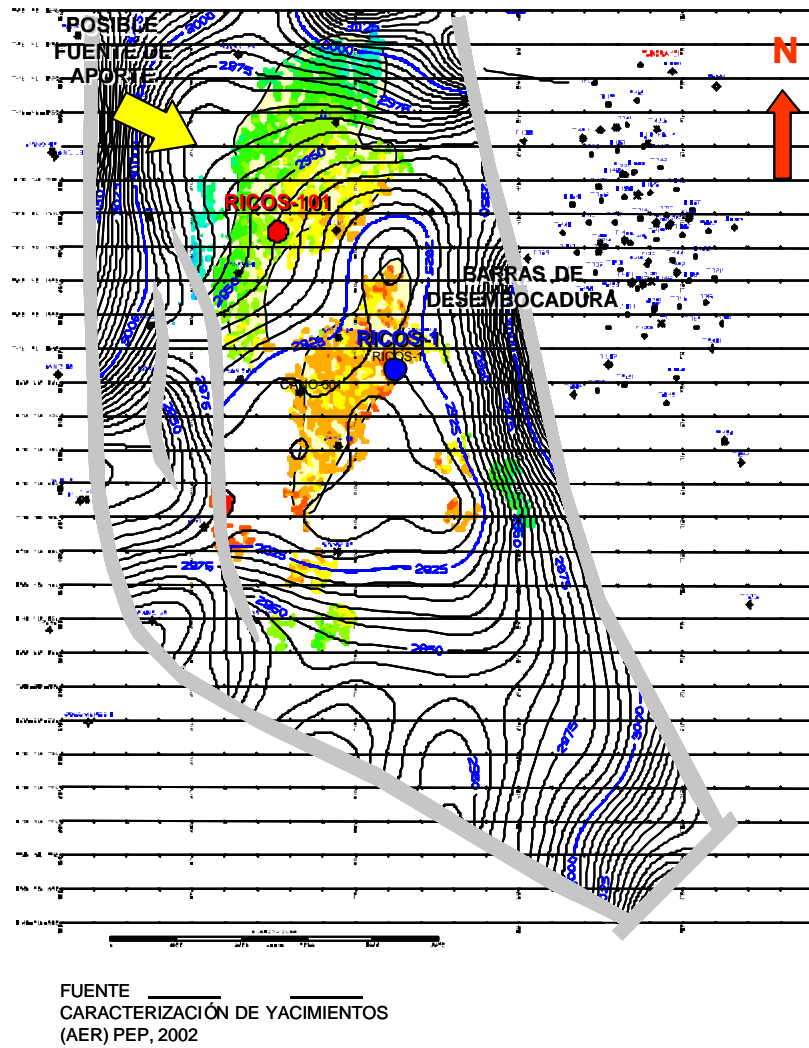


Fig. 26 Modelo de depósito del yacimiento productor en el Frío Marino, pozo Ricos-1.

Finalmente, con este tipo de estudios en áreas maduras se llega a la conclusión de que aún existen oportunidades de producción en zonas donde se pensaba declinar la perforación de pozos; esto no hubiera sido posible sin la integración de las diferentes disciplinas de las Ciencias de la Tierra y de la aplicación de nuevas tecnologías de trabajo.

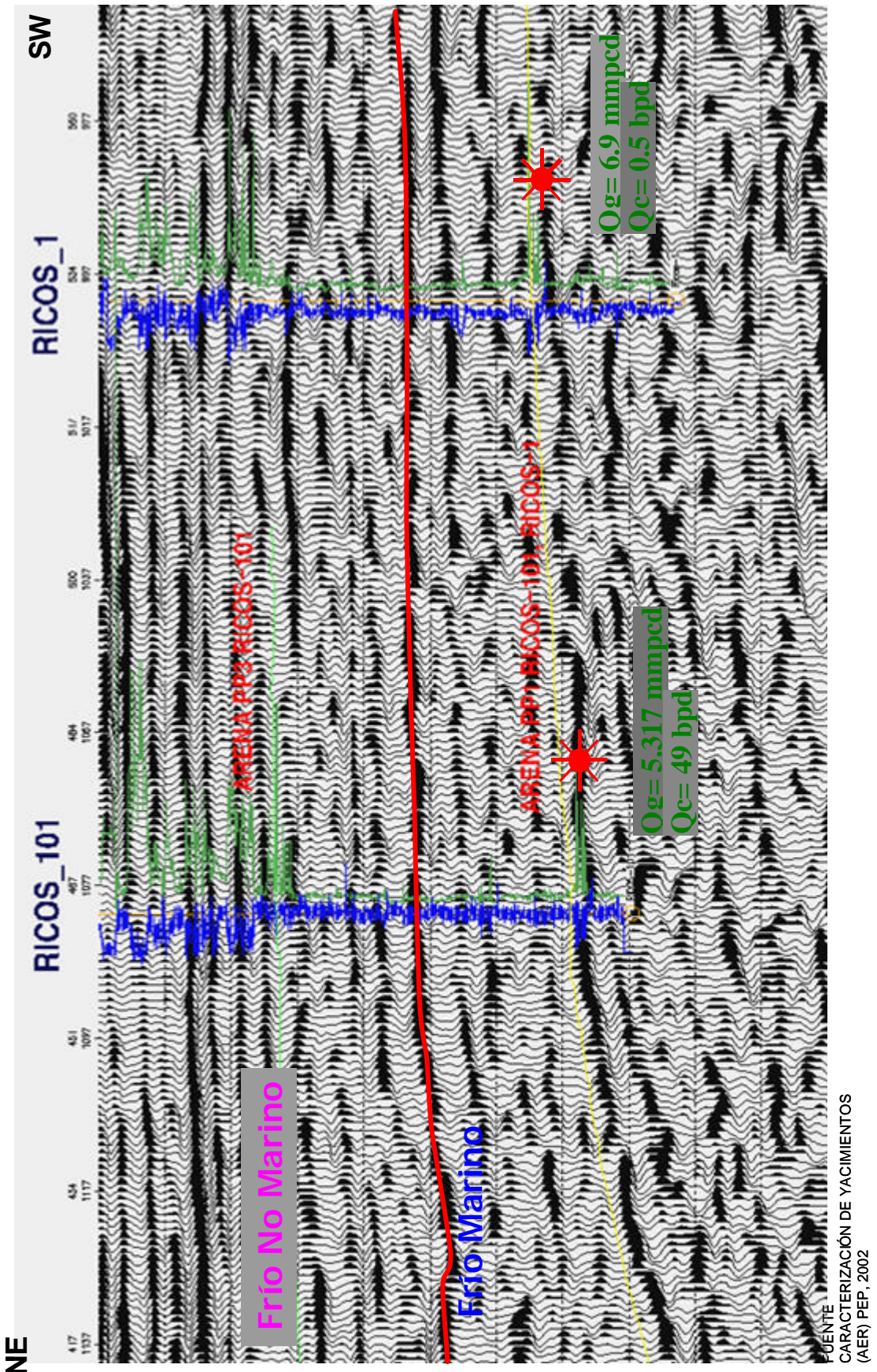


Fig.27 Sección sísmica en “wiggly” del horizonte productor en las facies profundas del Frio Marino.

BIBLIOGRAFÍA.

Amos S., 1991, **Origin and Development of the Gulf of Mexico Basin**, Geological Society of America. The Geology of North America, V.6.

Bernabé, M.M.G., Eguiluz de A.S. y Mendoza R.M.I.; 2002, **Estudio de Plays del Vicksburg Sur, en la Cuenca de Burgos México**, A.I.P.M., XL Congreso Nacional, Monterrey Nuevo León.

Busch, A.D., y Sandoval, M., 1970; **Estratigrafía del Oligoceno en la Cuenca de Burgos**, Activo Regional de Exploración R.N., PEMEX, Informe Inédito.

Chevron, 1992, **Seminario de la Evaluación de Cuencas/Plays**, PEMEX, Activo Regional de Exploración R.N., PEMEX, Informe Inédito.

Echánove, E.O, 1986; **Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos**, Bol. De la A.M.G.P., V.38, No.1.

Swing, E.T., 1986; **Structural Styles of the Wilcox and Frío Growth-Fault trends in Texas: Constraints on Geopressed Reservoir**, The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Special Publication.

Galloway, W.E., Hobday, D.K. and Magara, K., 1982; **Frío Formation of the Texas Gulf Coast Basin-Depositional Systems, Structural Framework and Hydrocarbon Origen, Migration, Distribution and Exploration Potentail**; University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations.

Hamilton D. and Tyler, N., 1999; **Introduction to Basin and Play Analysis**, Curso-PEMEX, Reynosa México, Informe Inédito.

Hernández M.J.J., 2000; **Interpretation and Distribution of Depositional Systems: Oligocene Frío Depiside in the Subsurface of Burgos Basin, Northeastern Mexico**; Master of Science Thesis, The University of Texas at Austin.

I.M.P., 1969; **Seminario sobre la Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración en la Cuenca de Burgos, Noreste de México.**

PEMEX-JASSON, 2002, **Caracterización y análisis de inversión en el Pozo Ricos-1, Campo Fco. Cano**, Inédito, PEMEX-PEP.

Kosters E.C., Bebout D.G., Seni S.J., Garrett C.M., Brown L.F., Hamlin, H.S., Dutton S.P., Ruppel S.C.; Finley R.J.; and Tyler N; 1989; **Atlas of Major Texas Gas Reservoir**, The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Special Publication.

Magoon, B.L., Dow G.D.; 1994; **The petroleum Systems**, AAPG, Memoir 60.

Martínez P. D., 1988, **Informe del Proyecto San Fernando**, Inédito, PEMEX-PEP.

PEMEX-Equipo Potencial Remanente, 1994; **Informe Final del Estudio del Potencial Remanente de la Cuenca de Burgos**, NEM 2658, Informe Inédito.

PEMEX-CORELAB; 2000; **Identificación de los controles geológicos sobre la porosidad y permeabilidad en las areniscas del Oligoceno y su impacto en la productividad, Cuenca de Burgos**, Informe Inédito.

PEMEX-JASON; 2001; **Cubo 3D Treviño-Cano-Brasil, área Pozo Ricos. Inversión simultánea dependiente con el ángulo, análisis de volúmenes integrados. Identificación de oportunidades**, Informe Inédito.

Pérez, C.G.; 1992, **Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern of Mexico, Thesis Doctor of Philosophy**, Rice University, Houston Texas.

PEMEX-SCOTIA; 2002; **Estudio de Plays del Vicksburg-Frío de la Cuenca de Burgos, México**, PEMEX-AER 3026, Informe Inédito.

Segura, T. A., 2000, **Compilación de la Tabla Bioestratigráfica de la Cuenca de Burgos, Inédito**, Laboratorio de Paleontología, Activo Integral Burgos, Inédito, PEMEX-PEP.

Swanson, C.D.; 1983; **Deltaic Reservoir Facies, a collection of practical and usefull information for the Subsurface Geologist**; Cygnet Group Incorporates, Printed in U,S,A.

Ziga R.G; Ramos G.H.; Tellez A.M., Bernabé M.M.G; 1999; **Sistemas Petroleros de la Cuenca de Burgos México**, 3ª. Joint AMGP-AAPG, Veracruz México.