



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**MODELO SEDIMENTARIO Y DISTRIBUCIÓN DE LA
ROCA ALMACÉN DE LA FORMACIÓN FRÍO ÁREA
HUIZACHE CUENCA DE BURGOS, 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 :

JESÚS GONZÁLEZ OLIVO

Director de Tesis:
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

Ciudad Universitaria

México, D.F.

AGRADECIMIENTOS:

A mi esposa Blanquita: a quien le debo todo lo que soy, quien en todo momento y a lo largo de nuestra vida me ha impulsado a seguir adelante, gracias a ella por todo su amor, comprensión y apoyo, te amo.

A mi hijo Jesús Fernando: quien es el orgullo y fuente de inspiración para lograr cumplir todas las metas que me propongo, te quiero hijo.

A mis padres: donde quiera que estén Silvia (+) y Jesús (+) con todo cariño.

A mis hermanos: con cariño especial a Fernando (+) quien me enseñó que en la vida los triunfos son a base de lucha y perseverancia.

A toda mi familia y familia política quien en todo momento me impulsaron a seguir adelante.

A todos ellos se los dedico con mucho cariño, en especial a mi esposa e hijo.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a las autoridades de PEMEX Exploración y producción (PEP) la oportunidad brindada para efectuar los estudios de maestría de recursos energéticos del subsuelo:

**Ing. Antonio Escalera Alcocer
Leeré**

Ing. J. Antonio Cuevas

**Ing. Leonardo Pineda Juárez
Pineda**

Ing. J. Francisco González

Al asesor del trabajo de tesis:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

Miembros del Jurado:

Dr. Martín Cárdenas Soto

M. C. Noel Holguín Quiñones

M. A. Miguel Juárez Casas

Ing. Felipe Jaime León Islas

Gracias a los miembros del jurado por sus observaciones y subgerencias para un mejor desarrollo de la presente investigación.

Gracias a todos mis maestros de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Gracias a: M. C. J. Javier Hernández Mendoza, los Ingenieros Rogelio Muñoz Cisneros, Manuel I. Mendoza R., Damián Enrique Castañón de la Rosa, al equipo de Prospectos Reynosa y un agradecimiento especial al Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo por la revisión y dirección de la tesis, a todos gracias por toda su ayuda.

CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS	
RESUMEN	
I.-INTRODUCCIÓN	
I.1.-Localización del área de estudio	1
I.2.-Generalidades de la cuenca	2
I.3.-Antecedentes del área	6
I.4.-Problema	7
I.5.-Objetivo del trabajo	8
I.6.-Trabajos previos	9
I.7.-Metodología	10
II.-MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA	
II.1.-Geología regional	12
II.2.-Marco estratigráfico	13
II.3.-Bioestratigrafía	16
II.3.-Marco estructural	18
III-MODELOS SEDIMENTARIOS	
III.1.-Electrofacies	22
III.2.-Secciones estratigráficas	23
III.3.-Isopacas	29
III.4.-Distribución de la roca almacén	34
III.5.-Modelos sedimentarios de la Formación Frío	
III.5.1 Formación Frío Marino	35
III.5.2 Formación Frío No Marino paquete "B"	37
III.5.3 Formación Frío No Marino paquete "A"	38
III.6.-Porosidad y permeabilidad	39

IV-GEOFISICA DEL AREA

IV.1.-Parámetros de adquisición	46
IV.2.-Características de las secciones sísmicas	48
IV.3.-Resumen de las secciones sísmicas	52

V-GEOLOGIA ECONOMICA

V.1.-Trampa	53
V.2.-Roca generadora y rutas de migración	54
V.3.-Roca almacén	54
V.4.-Roca sello	55
V.5.-Manifestaciones de hidrocarburos	55
V.6.-Yacimientos	55
V.7.-Reservas	58
V.8.-Importancia del gas natural	59

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

RESUMEN

El objetivo de este estudio fue el tratar de definir con mayor detalle los modelos sedimentarios de la formación Frío, así como el representar la distribución, dirección y geometría de los desarrollos arenosos de la roca almacén, para reducir el riesgo en las localizaciones exploratorias en el área.

Habitualmente la formación Frío se ha dividido en dos porciones: Frío No Marino y Frío Marino, con base en los resultados de la presente investigación se propone fraccionar la formación Frío No Marino, en dos paquetes estratigráficos: Frío No Marino paquete "A" y Frío No Marino paquete "B".

Con base a la interpretación de las electrofacies, isopacas, secciones estratigráficas y perfiles sísmicos se propone para la formación Frío, tres modelos sedimentarios: a) para la formación Frío Marino un sistema deltaico en facies de prodelta, b) para la formación Frío No Marino paquete "B" un sistema de frente deltaico compuesto por facies de canales y barras de desembocadura y c) para la formación Frío No Marino paquete "A" un complejo de canales fluviales.

Con el análisis de los perfiles sísmicos definimos; la dirección de las fallas de crecimiento, con las isopacas; la geometría y la dirección de los cuerpos arenosos, que en conjunto nos ayudaron a definir la dirección del aporte sedimentario que va de Oeste a Este.

Se considera necesario el efectuar más estudios sedimentológicos a detalle en toda el área de la parte sur de la Cuenca de Burgos, para poder complementar con mayor precisión los modelos sedimentarios y la dirección de la roca almacén.

MODELO SEDIMENTARIO Y DISTRIBUCIÓN DE LA ROCA ALMACÉN DE LA FORMACIÓN FRÍO, ÁREA HUIZACHE, CUENCA DE BURGOS MÉXICO.

1-INTRODUCCION

I.1.- Localización del área de estudio.

El área de estudio se localiza en la porción sur de la franja del Oligoceno de la Cuenca Terciaria de Burgos al Noreste de la Republica Mexicana, limitada por el sistema de coordenadas UTM en: X= 566,000 a 584,000 Y= 2,760,000 a 2,778,000 (Figura-1)

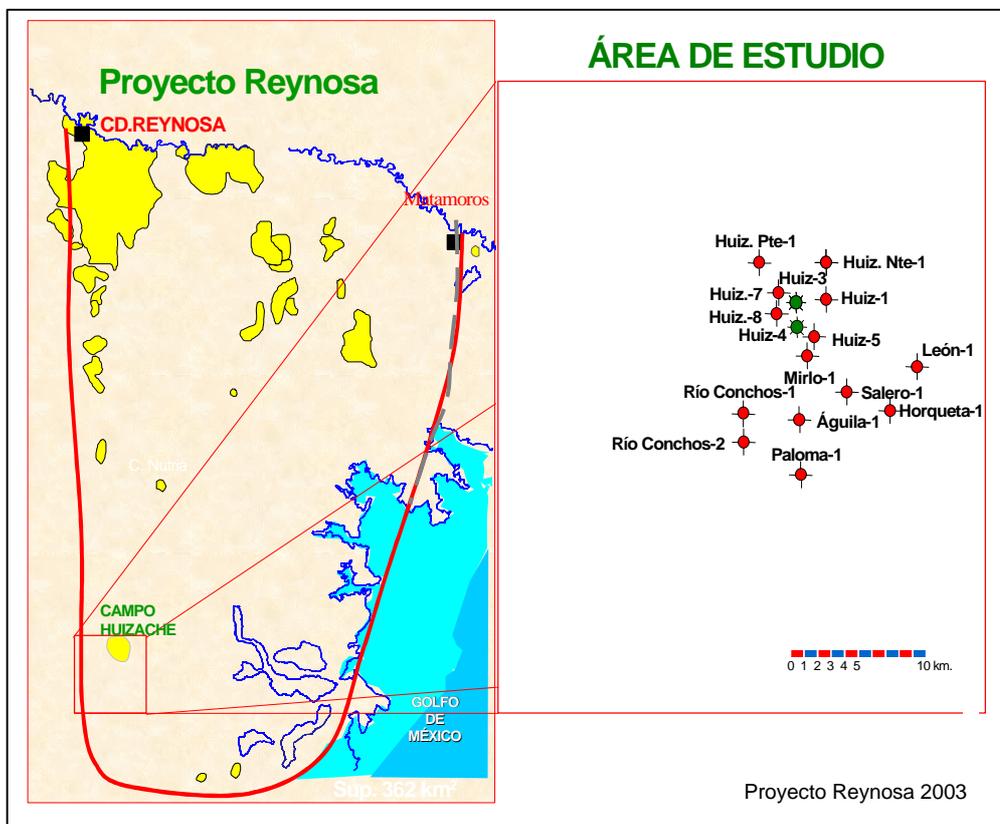


Figura-1 Localización del área de estudio.

Geográficamente (Figura-2) se localiza a 120 Km. al sureste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas; a 28 Km. al norte de la ciudad de San Fernando, Tamps.; con un extensión aproximada de 300 km² dentro de la cual, se encuentra el campo Huizache.



Figura-2 localización geográfica.

I.2.- Generalidades de la cuenca.

La Cuenca Terciaria de Burgos se localiza al NE de México, principalmente en el estado de Tamaulipas y una parte de Nuevo León y abarca una superficie de 50,000 Km² (Figura-3).

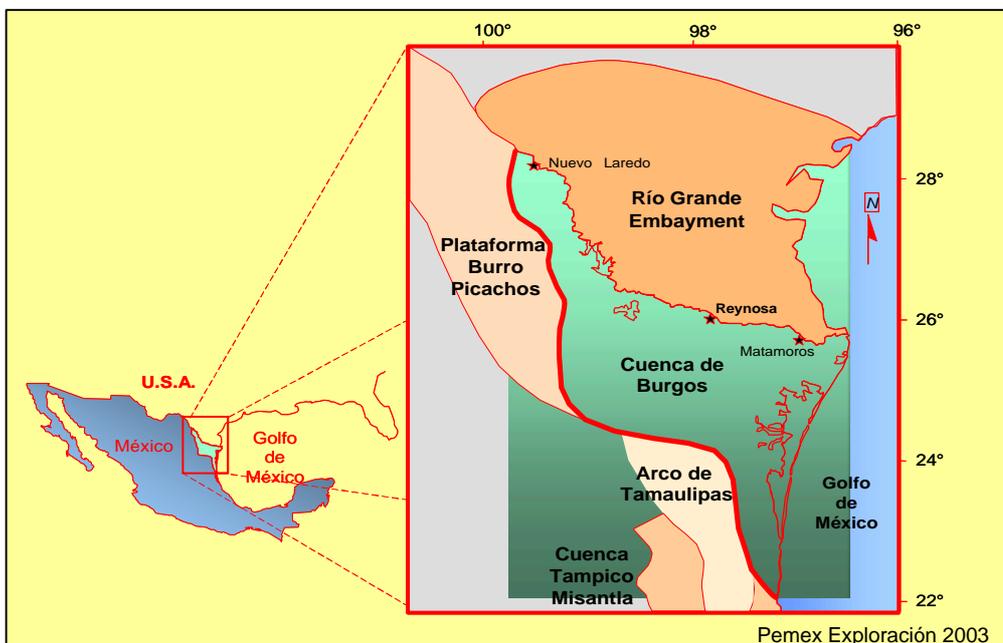


Figura-3 localización de la Cuenca de Burgos.

La Cuenca de Burgos está limitada: al norte por el Río Bravo, el cual representa el rasgo fisiográfico y frontera con los Estados Unidos de América pero que geológicamente no limita la continuidad de la cuenca, hacia el llamado Embahiamiento Río Grande del sur de Texas; al oriente, por la plataforma continental del Golfo de México; al sur por la Cuenca Tampico-Misantla y al Occidente por el contacto aflorante Cretácico-Terciario en las inmediaciones de la Sierra Madre Oriental, con un espesor de más de 10,000 m; estructuralmente está conformado por un sistema de expansión de fallas de crecimiento normales que se extienden al oriente hasta la Plataforma Continental del Golfo de México, Fisiográficamente, forma parte de la Planicie Costera del Golfo de México, presenta un relieve suave y moderado, sensiblemente inclinado hacia el oriente. La exploración en la Cuenca de Burgos se inició por compañías extranjeras en el periodo de 1920-1930, estableciendo producción de hidrocarburos en los campos: La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo. Pemex inició actividades en el área a partir de 1939, que culminan en 1945 con la producción comercial del pozo Misión-1 (Figura-4) Echánove(1986).

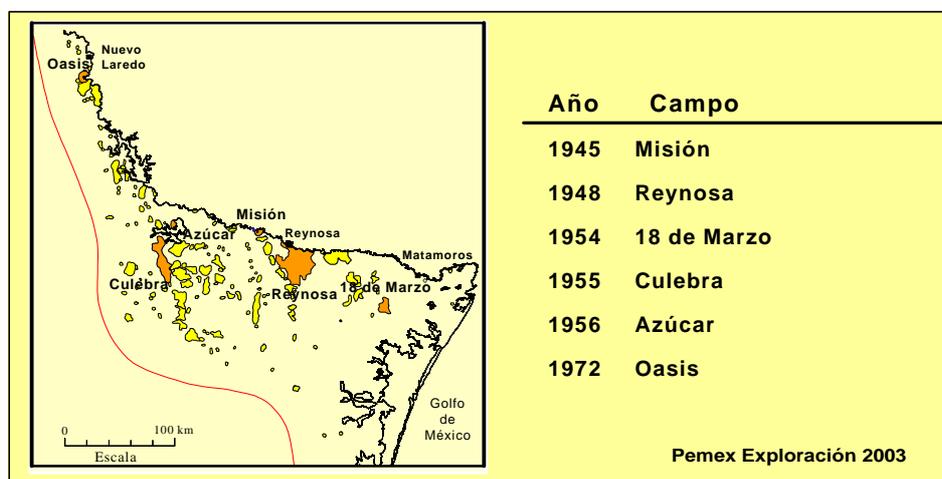


Figura-4 Historia de Exploración.

Con la producción de hidrocarburos, se intensificó la actividad exploratoria y se dieron nuevos descubrimientos, activándose simultáneamente su desarrollo y el establecimiento de nuevos campos. El apoyo principal de la exploración en este tiempo fue la información sísmica 2D, y con ello se descubren campos como

Cañón, Lomitas, Polvareda, Torrecillas, y otros. A partir de este año (1945) se intensifican los trabajos de exploración y desarrollo de campos, hasta alcanzar una producción máxima en junio de 1970 de alrededor de 650 MMPCDG (Millones de pies cúbicos diarios de gas). Posteriormente, ocurrió una disminución de estas actividades y la declinación de los campos, ocasionando que la producción se abatiera a 183 MMPCDG en 1993. En 1995 el estudio “Evaluación del Potencial Remanente de la Cuenca de Burgos”, como respuesta y necesidad de incrementar las reservas de gas concluyéndose a finales de 1995, y durante una segunda etapa denominada de ejecución, que se inicia a partir de este mismo año se adquieren 8,445 Km² de sísmica 2D, y 9524 Km² de sísmica 3D para apoyar áreas de oportunidad. Estos trabajos simultáneamente con la perforación de pozos de exploración y explotación apoyaron a incrementar la producción de 183 MMPCDG hasta 750 MMPCDG a mediados de agosto de 1998 para alcanzar en 1999 los 1000 MMPCDG. Actualmente el proyecto Burgos representa uno de los más exitosos casos de reactivación de campos maduros de los últimos años a nivel mundial, la inversión espectacular de la producción así lo demuestra (Figura-5) El proyecto integral plantea una plataforma máxima de 1,400 MMPCDG para fines del año 2006.

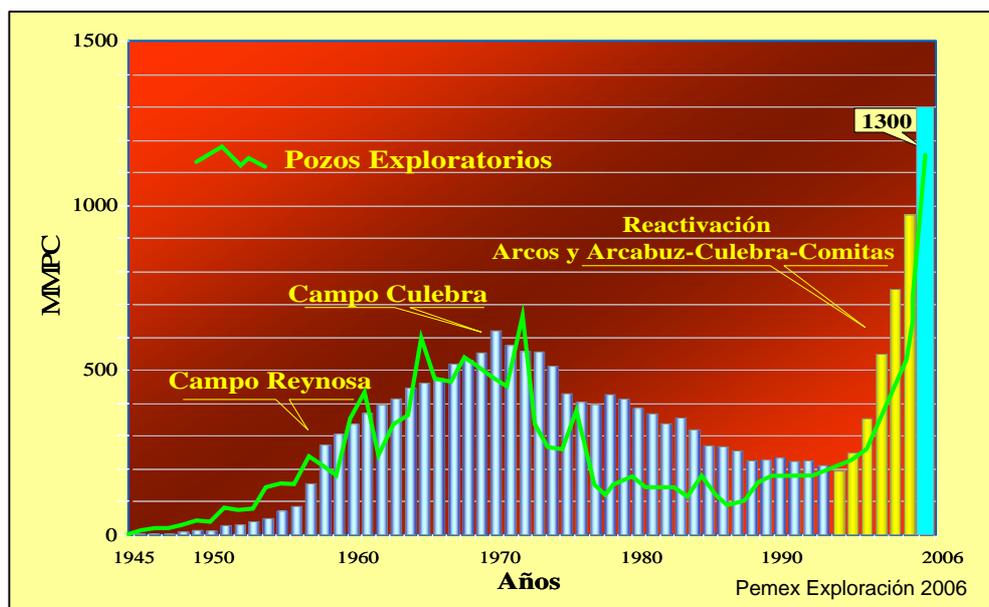


Figura-5 Historia de producción en la cuenca de Burgos

La provincia se subdivide geológicamente en 4 franjas alargadas dispuestas en franjas litoestratigráficas más o menos paralelas a los afloramientos del límite Cretácico -Terciario, con una orientación principal norte-sur, de tal manera, que las capas más antiguas del Paleoceno se encuentran distribuidas al poniente, y las más jóvenes hacia el oriente. La serie cenozoica sobryace a la secuencia mesozoica, las franjas se encuentran distribuidas de poniente a oriente: Franja Paleoceno, franja Eoceno, franja Oligoceno y franja Mioceno (Figura-6).

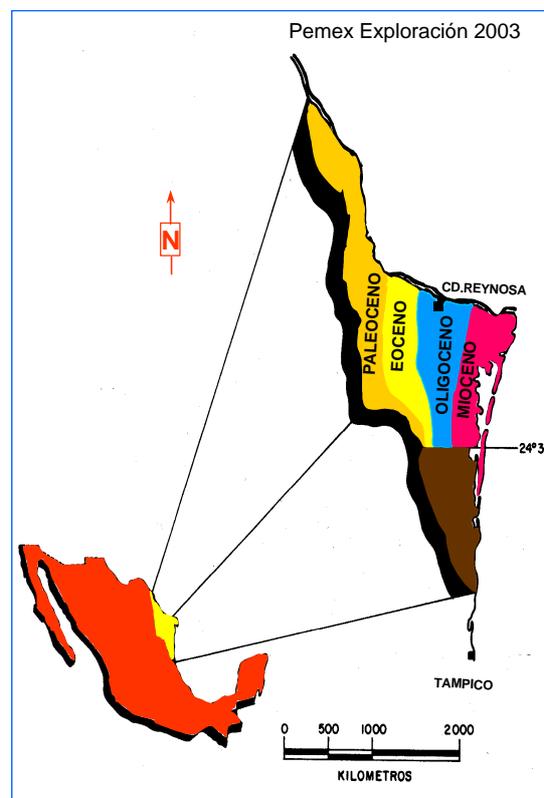


Figura-6 Franjas de la Cuenca de Burgos

La Franja del Oligoceno, ubicada en el área de estudio es la principal productora y tiene una superficie aproximada de 10,000 km²; se localiza en la porción central de la provincia, la producción es principalmente de gas, condensado y en menor proporción aceite ligero; Proviene de 51 areniscas productoras; 26 pertenecen a la Formación Frío y 25 pertenecen a la Formación Vicksburg, los yacimientos son de tipo combinado, estratigráfico-estructural y están definidos por la distribución de los desarrollo arenosos y la actividad de los sistemas de

fallamiento contemporáneo y posdepósito, que originan el entrapamiento de los hidrocarburos.

En la Cuenca de Burgos se tienen 26 campos productores, (Figura-7) entre los que sobresalen; Reynosa, Arcabuz-Culebra, Cuitláhuac, Brasil, Francisco Cano, Treviño con una producción acumulada de 4.7 MMMMPCG (Billones de pies cúbicos de gas) y un recurso potencial de 1.9 MMMMPCG.

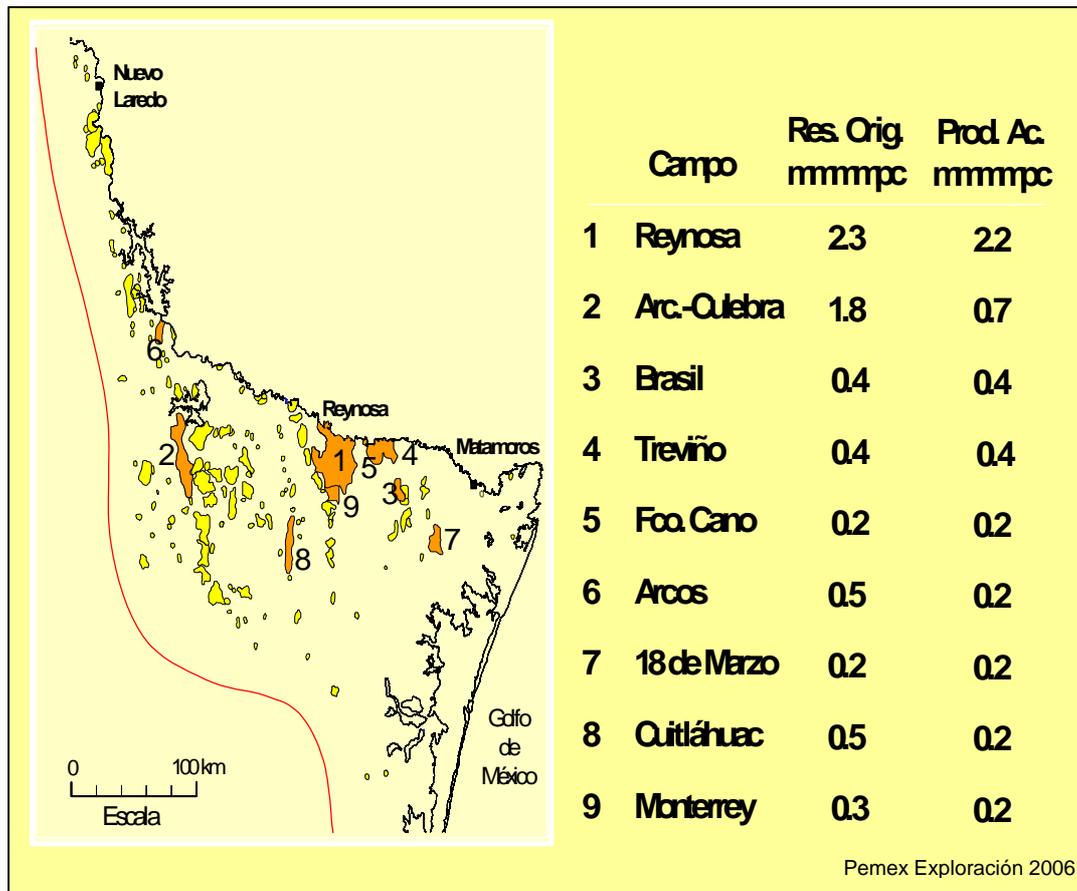


Figura-7 Principales campos de la Cuenca de Burgos

I.3.- Antecedentes del área.

El campo Huizache fue descubierto en el año de 1962, al establecerse producción comercial de hidrocarburos en el pozo Huizache-3 cuyos objetivos fueron los desarrollos arenosos atravesados en el pozo Huizache-1, los cuales tuvieron manifestaciones de hidrocarburos importantes, este pozo alcanzó una profundidad de 2500 m, con dos manifestaciones significativas, presentó

diversos problemas mecánicos por lo cual no pudo ser productor de gas en el área los pozos productores Huizache-3 y Huizache-4 alcanzaron una profundidad de 3000 y 2583 metros respectivamente, quedando como productores en la Formación Frío No Marino el primero en el intervalo (2134-2142 m) con una producción inicial de 85,500 m³ de gas (3.0 MMPCDG), y 6.7 m³/día de condensado, el segundo en el intervalo (1495-1503 m) con una producción inicial de 65,704 m³ de gas (2.3 MMPCDG) y 4.2 m³/día de condensado, juntos a la fecha han producido 10 MMMPCG (Miles de Millones de pies cúbicos de gas) ó BCF. En el área de estudio se han perforado 16 pozos, de los cuales solo son productores, el Huizache-3 y 4, los pozos improductivos son; Huizache-1, 5, 7 y 8, Huizache Poniente-1, Huizache Norte-1, Águila-1, Mirlo-1, Paloma-1, Río Conchos-1 y 2, Salero-1, León-1 y Horqueta-1.

I.4.- Problema

La Formación Frío del Oligoceno es la más importante productora de gas no asociado ya que ha aportado a la fecha el mayor porcentaje de los hidrocarburos provenientes de los campos de la Cuenca de Burgos. Cabe señalar que de esta formación produce el Campo Reynosa el cual es un gigante que a la fecha ha acumulado 2.2 MMMPCG (billones de pies cúbicos de gas). En nuestra área de estudio no se logrado establecer producción importante, los modelos sedimentarios que se tienen son de carácter regional, y la distribución de la roca almacén no se tiene delineada, el testimonio de ésto son los 14 pozos secos que se han perforado a la fecha. La razón de que existan dos pozos productores y se tengan buenas manifestaciones de hidrocarburos en algunos pozos, comprueba que los hidrocarburos están presentes en el área, no obstante el riesgo por los resultados obtenidos en los pozos es demasiado alto, sin embargo los elementos del sistema petrolero que se tienen como son la roca generadora, la sincronía y la roca sello, nos hacen pensar que el área tenga interés económico ya que se han establecido nueve prospectos exploratorios con sísmica 2D (Figura-8) programados para documentarse por Pemex Exploración y producción.

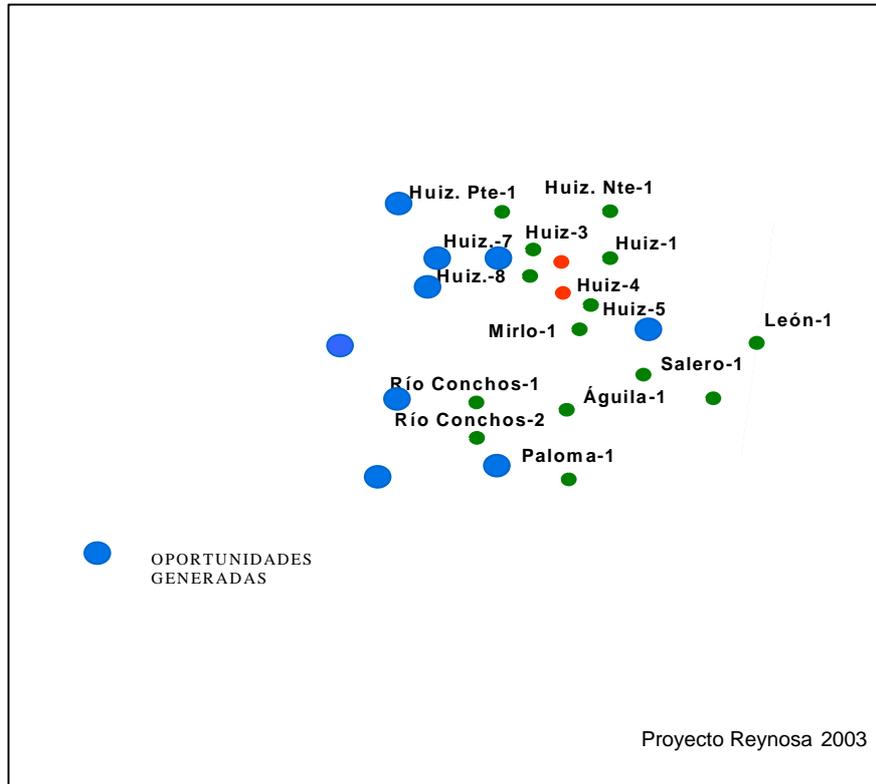


Figura-8 prospectos exploratorios visualizados.

Evidentemente el mayor riesgo en el área para complementar el sistema petrolero es la trampa y la roca almacén, la trampa con sísmica 3D tendría mayor resolución y podría resolverse favorablemente, la roca almacén, que es el otro factor de riesgo importante que en este estudio, tendría que solucionarse a través de los modelos sedimentarios, apropiados, adicionalmente se tendría que configurar el comportamiento, la distribución y la geometría de los desarrollos arenosos de la roca almacén. Obviamente al tener esquematizados estos conceptos se reduciría notablemente el riesgo en las localizaciones del área.

I.5.- Objetivo del trabajo.

El enfoque de este estudio fue hacia la Formación Frío y el objetivo fundamental fue, definir los modelos sedimentarios y representar la distribución y la geometría de los desarrollos arenosos de la roca almacén, para reducir el riesgo en las localizaciones que se tienen programadas en el área, empleando toda la

información y las herramientas disponibles: Registros de pozo, micro paleontología y sísmica 2D.

I.6.- trabajos previos.

En la Cuenca de Burgos y en general en el área del Campo Huizache, se han efectuado trabajos principalmente regionales, geofísicos y geológicos: se mencionan de manera general los trabajos regionales que se desarrollaron en el área: Yzaguirre, Rodríguez-Santana, Sandoval-Cambranis, García del Angel, y Castillo-Chavira en 1969 presentaron la primera síntesis de la geología regional de la Cuenca de Burgos; Posteriormente González-García (1976) y Echánove (1976 y 1986) estudiaron de manera regional la Cuenca de Burgos, utilizaron para ello registros de pozo, muestras de canal, paleontología y perfiles sísmicos; Romero-Flores 1987 en el área de San Fernando, cercano al Campo Huizache realizó un estudio regional estructural-estratigráfico, con información de registros de pozo, muestras de canal y estudios paleontológicos. Posteriormente García Esparza F. et al., (1989) dentro del campo Huizache realizaron una monografía, utilizando información de registros de pozo, muestras de canal, sísmica 2D y paleontología. En 1994 se desarrolló el estudio del potencial remanente en la Cuenca de Burgos por Guzmán Baldizán et al., ellos aplicaron la estratigrafía de secuencias como una nueva metodología y la integración de trabajo en equipos multidisciplinarios.

En 1998 García-Esparza J. desarrolló la tesis "Evaluación económica de la Formación Frío", enfocada principalmente al aspecto económico. En ese mismo año, Martínez Palomares et al., efectuaron la evaluación del proyecto regional San Fernando con registros de pozo y aplicando la metodología de estratigrafía de secuencias; en el 2000 Hernández-Mendoza, definió de manera regional los sistemas depositacionales de la Formación Frío, dividiéndola en tres miembros: superior, medio e inferior, utilizando para ello registros de pozo, secciones estratigráficas, sísmica 2D, y 3D, estudios de núcleos y aplicando la nueva metodología de estratigrafía de secuencias genéticas. Finalmente en el año 2001 el grupo de plays Vicksburg-Frío, junto con la compañía Scotia en la última

fase, realizó un estudio regional del play Vicksburg-Frío, cuyo resultado fue la subdivisión de la Formación Frío en 5 ambientes de depósito, utilizando para ello registros de pozo, sísmica 2D, 3D, estudios de núcleos y aplicando como base la estratigrafía de secuencias aunque el estudio fue regional de toda la Cuenca de Burgos.

I.7.-Metodología.

El trabajo inició con la integración de la información, para elaborar la base de datos, expedientes y registros de pozo, sísmica 2D y datos paleontológicos.

La interpretación sísmica se llevó cabo en estaciones de trabajo con el software de Landmark en los módulos de seiswork para la interpretación sísmica y straworks para la elaboración de las secciones estructurales-estratigráficas.

A partir de los registros geofísicos de pozo con el potencial espontáneo (SP) y resistividad (ILD, ILM, RIL, NL, NC) se correlacionaron ciclos o paquetes de cuerpos continuos de lutitas, principalmente, y en algunos casos de paquetes de arenas. Con la paleontología se marcaron los contactos formacionales y se definieron los paleoambientes, después de la correlación entre los registros de los pozos del área, se efectuó la interpretación de las electrofacies. Simultáneo a esto se elaboraron 3 secciones estructurales-estratigráficas longitudinales y una transversal para definir y determinar, el tamaño, la extensión y la distribución de la roca almacén, así como también el comportamiento estructural del área de estudio.

Una vez finalizada esta correlación se cuantificaron los espesores de arenas netas por unidad generando mapas de isopacas, para visualizar la distribución y geometría de las arenas.

Para la sísmica (2D) se realizó la integración de los registros sísmicos (pozos Mirlo-1 y Paloma-1) con el fin de elaborar un modelo de velocidades y realizar la conversión tiempo-profundidad para la ubicación de los registros de pozo en las líneas sísmicas. Asimismo se visualizaron y se marcaron las fallas en las líneas sísmicas y por último se marcaron estas fallas en la sección estructural que se elaboró.

Posteriormente se realizó un registro compuesto del Campo Huizache para visualizar las arenas atractivas con interés económico-petrolero y adicionalmente se construyó un plano de isoporosidades promedio para ver como se comporta la calidad de la roca almacén en cuanto a las condiciones de su porosidad en el área de estudio.

Con el análisis de las electrofacies, la interpretación de las secciones estratigráficas que se crearon, los espesores netos de arena (isopacas) y las líneas sísmicas que se analizaron, se definieron los modelos sedimentarios que predominan en el área, así como también la dirección y la distribución de las arenas.

II.-MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA

II.1.- Geología regional.

Debido a que el estudio fué enfocado al Terciario, solamente se dará un breve resumen de la sedimentación terciaria de la Cuenca de Burgos: Durante el Paleoceno se inicia la sedimentación clástica en la Cuenca de Burgos, iniciando con los terrígenos que dieron lugar a las formaciones, Midway y Wilcox, depositadas sobre sedimentos del Cretácico Superior. En el Eoceno Temprano, la depositación clástica continúa hasta el Eoceno Medio, donde ocurren eventos compresivos deformantes. Durante el Eoceno Medio se formó la erosión parcial de la Formación Queen City y la progradación rápida hacia la cuenca de las facies continentales y marginales de la Formación Yegua. Inmediatamente después de los periodos compresivos vienen los periodos de extensión en el Eoceno Tardío, alcanzándose un rango máximo de subsidencia y basculamiento hacia el oriente, resultando con ello el depósito de grandes espesores de sedimentos clásticos finos de la Formación Jackson, que originan un sistema de fallas de crecimiento y expansión. Durante el Oligoceno Temprano continúa la subsidencia y la depositación de la Formación Vicksburg, mas tarde en el Oligoceno Medio ocurren cambios en el nivel eustático del mar dando lugar a una discordancia que separa la secuencia marina deltaica de la Formación Vicksburg y la secuencia continental de la Formación Frío, esta formación presenta ambientes fluviales y deltaicos, hacia el oriente de la cuenca. En el Mioceno y el Plioceno continúa el depósito de sedimentos clásticos de arenas y lutitas que se ven afectados por fallas normales con caída hacia el oriente; los espesores de la columna sedimentaria en general son reducidos en la porción occidental de la cuenca, engrosándose hacia el oriente, la secuencia generalizada se compone litológicamente por una serie alternante de lutitas y areniscas (Figura.-9), las variaciones en los ambientes de depósito y su armónico tipo de sedimentos han sido controlados principalmente por transgresiones y regresiones marinas efectuadas de manera cíclica y relacionadas con cambios eustáticos del nivel del mar. La sedimentación

siliciclástica de la Cuenca de Burgos representa de forma generalizada un evento regresivo regional (Echánove1986) es decir, la línea de costa se ha movido paulatinamente hacia el oriente en dirección del Golfo de México. Adicionalmente, la subsidencia y las fallas de crecimiento han jugado un papel muy importante, ya que han permitido la acumulación de gruesas sucesiones sedimentarias terrígenas en la cuenca.

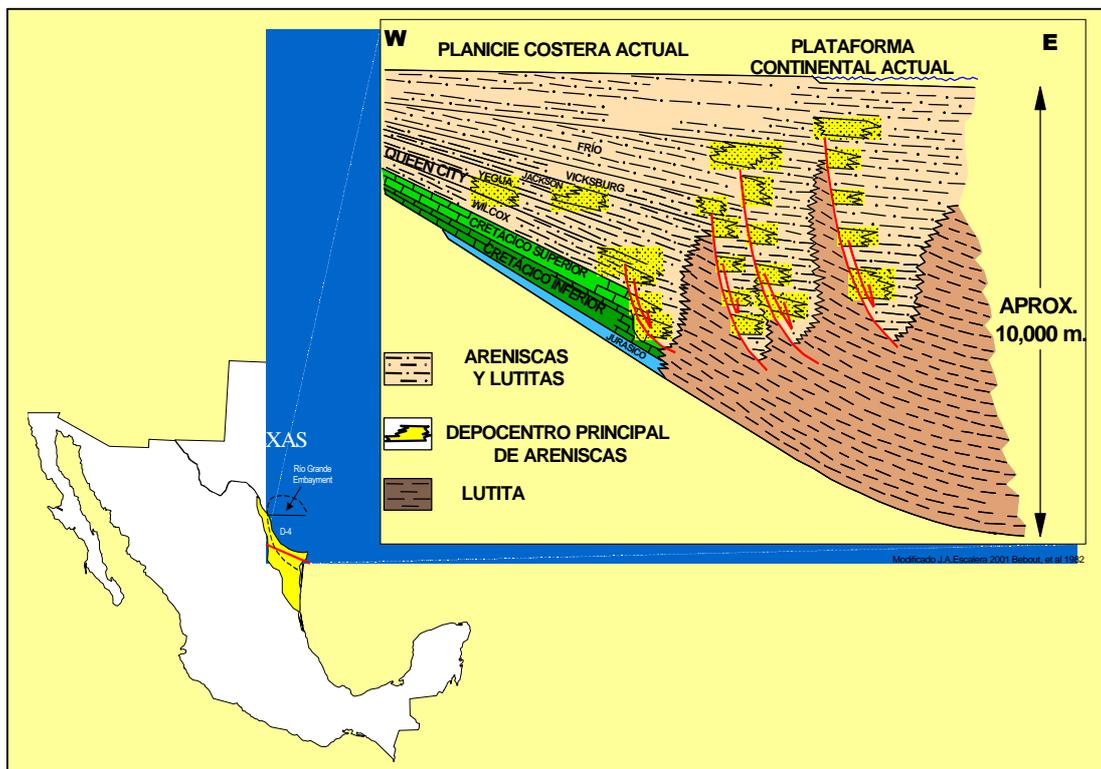


Figura-9 Sección esquemática de la Cuenca de Burgos

II.2.- Marco estratigráfico

La columna estratigráfica en la Cuenca de Burgos (Figura-10) está representada por diferentes unidades litoestratigráficas del Paleógeno y el Neógeno; el Paleoceno (Midway y Wilcox), el Eoceno (Wilcox, Reklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua y Jackson), el Oligoceno (Vicksburg y Frío), el Mioceno (Anáhuac, Catahoula, Oakville y Lagarto) y el Plioceno-Pleistoceno (Goliad).

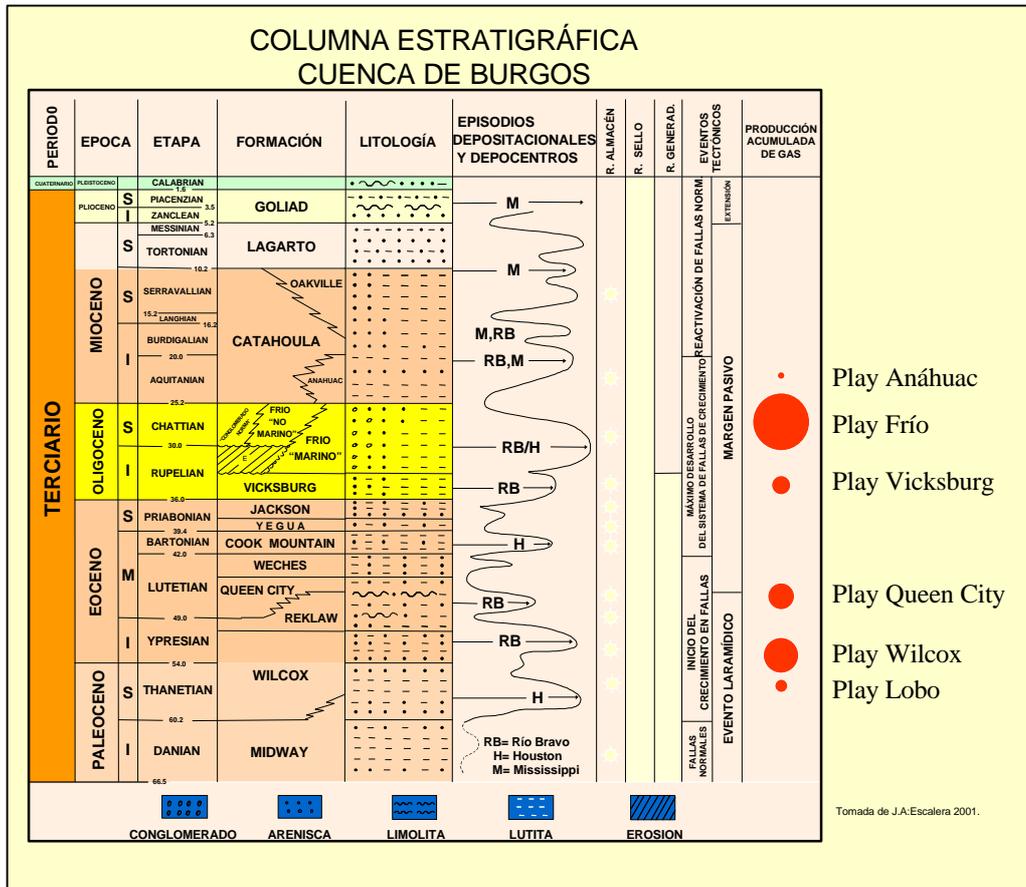


Figura-10 Columna estratigráfica del terciario de la Cuenca de Burgos

La Formación Frío en la Cuenca de Burgos comúnmente ha sido fraccionada en dos miembros litoestratigráficos informales que son; Frío No Marino y Frío Marino (Rodríguez-Santana, 1969), Echánove (1976 y 1986), Romero Flores (1987), en el año 2000 Hernández la subdividió en Frío inferior, medio y superior, en 2001 el Grupo Vicksburg-Frío de Pemex lo fraccionó en 5 miembros. Los sedimentos estudiados son de edad Oligoceno Inferior-Medio y están representados por sedimentos arenosos, arcillosos y limolíticos; el ambiente de depósito varía de salobre a nerítico externo. A continuación se hace una breve descripción litológica y de ambiente de depósito de cada una de las formaciones del Oligoceno que forman la estratigrafía en el área Huizache.

La Formación Vicksburg del Oligoceno Inferior, litológicamente está constituida por lutitas arenosas con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a

medio. El ambiente en el que se originó es nerítico externo a batial; la respuesta en los registros eléctricos de esta formación se observa bastante arcillosa, producto de un ambiente de baja energía y de aguas profundas.

La Formación Frío Marino pertenece al Oligoceno Inferior–Medio litológicamente está compuesta de areniscas con intercalaciones de lutitas en un ambiente nerítico interno, de plataforma interna-media a externa.

La Formación Frío No Marino de edad Oligoceno Superior está constituida litológicamente de conglomerados, areniscas y lutitas, los ambientes varían de continentales a mixtos y a nerítico interno.

En el presente estudio y con base a la respuesta de los registros eléctrico (electrofacies) como observaremos en las secciones estratigráficas, la Formación Frío No Marino la fraccionaremos en dos paquetes estratigráficos: paquete “A” y paquete “B”. Además de las electrofacies, estos paquetes estratigráficos se encuentran en diferentes zonas paleontológicas. El paquete “A” se encuentra en la zona paleontológica de la *Cibicides Hazzardi* de edad 25.5 m.a y el paquete “B” con la fauna planctónica *Nodosaria Blanpiedi* se encuentra en el rango de edad de 30 m.a.(Tabla-1).

TABLA CRONOESTRATIGRAFICA							
ERA PER C O O Z O I C O R I O M I O C E N O T E M P R A N O	EPOCA	CUENCA DE BURGOS		PALEONTOLOGIA	M. A.	ÁREA HUIZACHE	
		CATAHOULA	ANÁHUAC	Gr. Kugleri Discorbis Heterostegina sp. Marginulina	21.0	ANÁHUAC	
				24.8			
		FRÍO	FRÍO NO MARINO PAQ. "A"	FRÍO NO MARINO PAQ. "B"	Cibicides Hazzardi, Marg. Texana	25.5	FRÍO MARINO
30.0							
FRÍO MARINO	FRÍO MARINO	FRÍO MARINO	Nodosaria Blanpiedi Globorotalia Opima Op. Gl. Ciperensis Gl. Ampliapertura	32.0	VICKSBURG		
			36.0				
			VICKSBURG	Anomalina Bilateralis Textularia Warreni, Cyclamina V, Cibicides Pippeni			

E = Erosión

despues de Echanove 1986,
J.Hernández 2000

Tabla-1 Tabla Cronoestratigráfica

La Formación Frío No Marino, paquete "B" del Oligoceno Superior, está representada litológicamente por areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas, en un ambiente que varía de continental a salobre. La Formación Frío No Marino paquete "A" también del Oligoceno Superior, litológicamente es muy similar al paquete "B"; posiblemente la diferencia es que en este paquete estratigráfico son más abundantes las arcillas, además de tener un patrón diferente en cuanto a su respuesta en el registro eléctrico, razón por la cual se diferenciaron.

La Formación Anáhuac considerada del Oligoceno Superior-Mioceno inferior está constituida de arenas y lutitas. Generalmente esta formación es más arcillosa su ambiente corresponde a un nerítico interno a medio.

En general estratigráficamente la Formación Frío Marino sobreyace a la Formación Vicksburg y subyace a la Formación Frío No Marino y esta formación a su vez subyace a la Formación Anáhuac, que es la cima del Oligoceno o la parte inferior del Mioceno. (Figuras-10 y 11)

II.3.- Bioestratigrafía

La bioestratigrafía se ocupa del estudio de la distribución de los fósiles en los estratos y de las causas que los condicionan: sustitución de especies por otras, evolución, asociaciones bióticas, áreas de dispersión, etc., así como de las alteraciones de estos parámetros en el transcurso de la escala estratigráfica (Figura-11). La bioestratigrafía es una herramienta importante para establecer interpretaciones estratigráficas confiables, así como también para las correlaciones locales y regionales entre las columnas sedimentarias, los foraminíferos, bentónicos y planctónicos, fueron usados para correlacionar y subdividir los sedimentos terrígenos del Golfo de México (Galloway et al., 1991). Los estudios bioestratigráficos del área del Oligoceno están basados en muestras de pozos exploratorios, las determinaciones de las edades se llevan a cabo mediante la identificación de los foraminíferos, el paleoambiente se hace con base en la diversidad y en la abundancia de las asociaciones faunísticas, en el Oligoceno. Cavazos (1969) y otros autores (Informes inéditos, PEMEX) han

realizado estudios en el Oligoceno para la determinación de biozonas y de cimas formacionales en la Cuenca de Burgos,

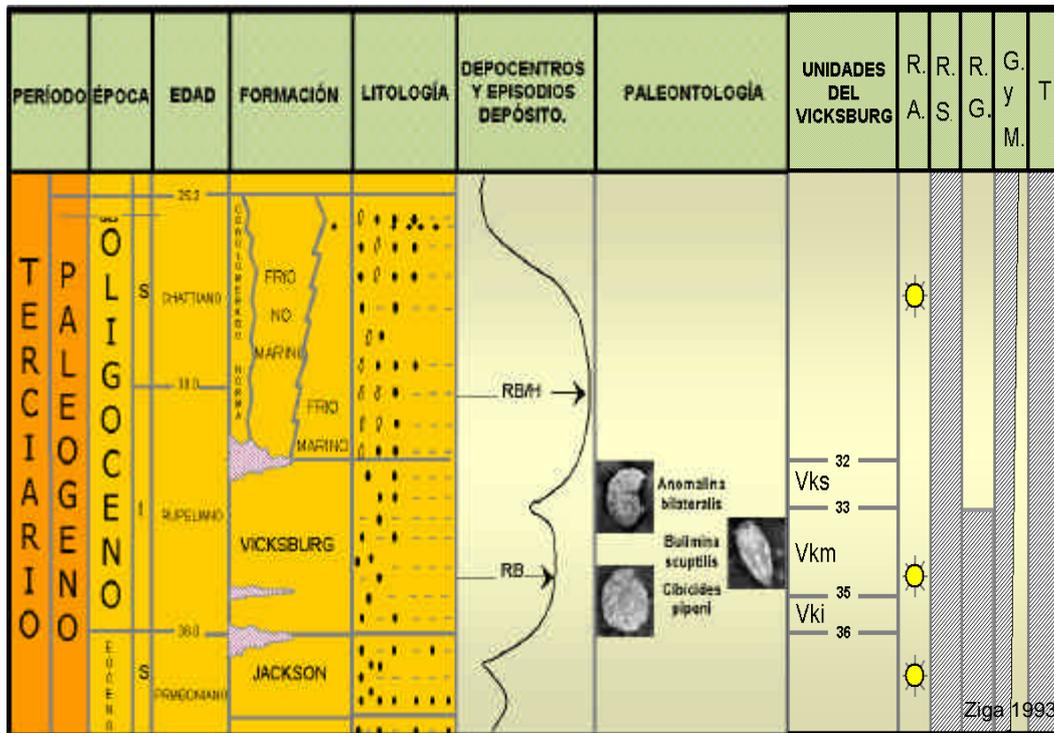


Figura-11 Bioestratigrafía del Oligoceno área Huizache

La biozona de *Globigerina ampliapertura* y *Anomalina bilateralis* representa a la cima de la Formación Vicksburg o la parte inferior de la Formación Frío Marino con una edad aproximada de 32 m.a.

La biozona de *Nodosaria blanpiedi*, esta asociada al contacto entre la Formación Frío Marino y la Frío No Marino, con una edad aproximada de 30 m.a.

La biozona de *Marginulina* define regionalmente el contacto entre la Formación Frío No Marino y la Formación Anáhuac con una edad de 24.8 m.a., sin embargo, en el área de estudio se encuentra ausente por erosión, el contacto discordante se da por correlación estratigráfica con los registros eléctricos de los pozos.

II.4.- Marco estructural

Al inicio del Terciario se depositaron los sedimentos terrígenos en la Cuenca de Burgos, formando un gran volumen de sedimentos los cuales fueron definitivos en la mecánica de la deformación estructural.

Dentro de la cuenca, únicamente actuaron sistemas de fallas de gravedad entre las que figuran las de crecimiento, que asociadas a las características de los sedimentos forman estructuras en “rollover”, en donde se encuentra la mayor parte de la producción de hidrocarburos, en la Cuenca de Burgos. Este estilo estructural es el resultado de una rápida sedimentación y el sepultamiento de lutitas de aguas profundas, seguido por una movilización de lutitas sobrepresurizadas en respuesta a una carga rápida.

Los mecanismos que transforman la estructura de los sedimentos Cenozoicos son la pendiente de la cuenca, los eventos compresivos laramídicos y la inyección de las arcillas. La pendiente de la cuenca favorece el fenómeno de plegamiento por gravedad, creando una topografía sinuosa en cuyas inclinaciones buzantes asociados a los depósitos arcillosos previos, particularmente en los márgenes de la plataforma, se inician las fallas de crecimiento. Incorporado a esto, el levantamiento paulatino de la cuenca en el occidente contribuye a la formación de las fuertes pendientes del Eoceno y el Oligoceno de la cuenca (Palomares et. Al, 1998).

En el estudio de los perfiles de las líneas sísmicas, norte sur como este-oeste del área de estudio, se puede observar, que el marco estructural presenta una orientación casi NE-SW en el área Huizache.

En este análisis de las líneas sísmicas se definieron tres fallas de crecimiento principales que son: la falla 1 (F1), falla 2 (F2) y la falla 3 (F3) (Figura-12).

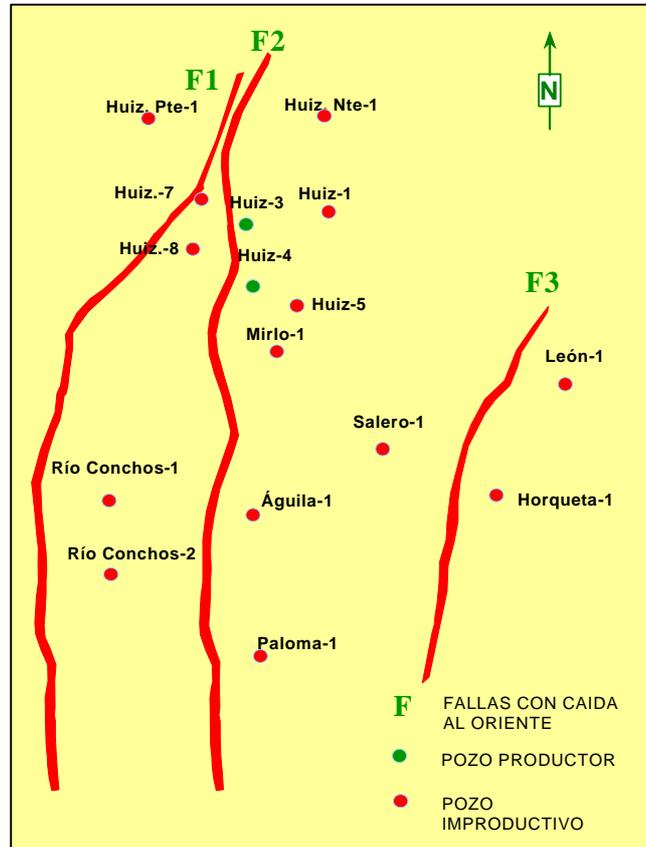


Figura-12 Marco estructural del área Huizache para el Frío Marino, mostrando la ubicación de las fallas F1, F2 y F3.

Se tienen, en la Cuenca de Burgos, tres diferentes estilos estructurales (Figura-13); fallas normales verticales ubicadas hacia el occidente de la cuenca que afectan las rocas del Paleoceno; fallamiento sinsedimentario durante el Eoceno, Oligoceno y Mioceno Temprano en la porción central y fallas normales verticales con influencia de arcillas en el Mioceno Medio y Superior, en la parte oriental. En este estudio quedaríamos dentro de los límites del fallamiento sinsedimentario con la influencia de arcillas, como se puede notar en las líneas sísmicas que analizaremos mas adelante.

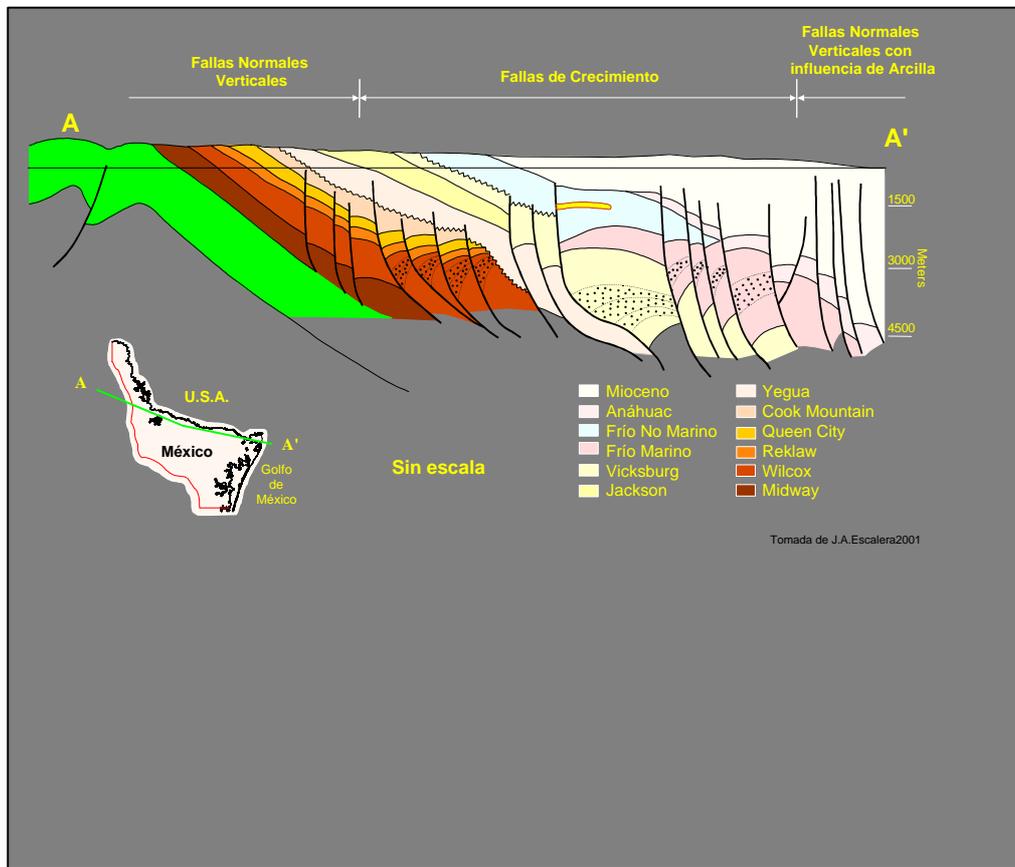


Figura -13 Estilos estructurales en la Cuenca de Burgos

Las formaciones Frío (Marino y No Marino) en el área, están afectadas por fallas normales de crecimiento con caída al oriente, con zonas de expansión importantes de arena en los bloques bajos de estas fallas. Al occidente del área, en las secciones sísmicas, se observa cómo en los crecimientos se acumula la mayor cantidad de arenas y a medida que avanzamos hacia el oriente, van disminuyendo los espesores de estas arenas y se presenta mas arcillosidad. Se observan a profundidad algunos cuerpos de arcilla con formas domólicas y empujes verticales, que generalmente se encuentran asociados a los bordes de las fallas de crecimiento principales. La sección estructural IV-IV' Río Conchos-León, muestra el marco estructural que predomina en el área de estudio (Figura-14).

IV

IV'

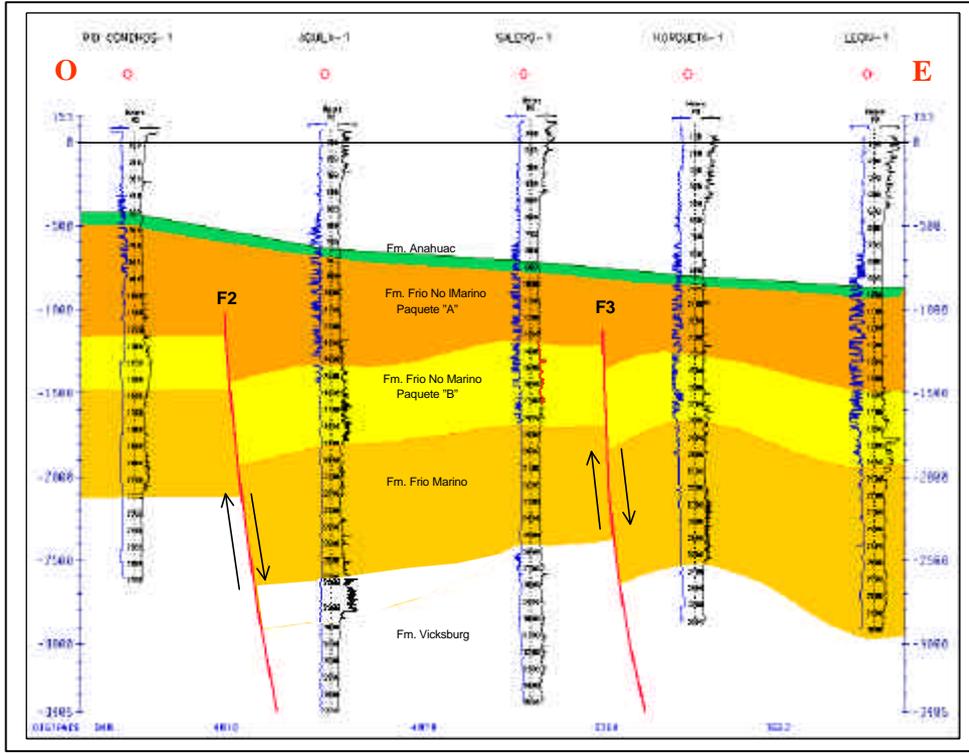


Figura-14 Sección estructural Conchos-León

En la sección estructural se observa el echado regional suave hacia el este. La fallas sinsedimentarias con caída al oriente, forman los bloques bajos donde se encuentran los mayores depósitos de arenas; también observamos la formación de los rollover, producto de las fallas de crecimiento.

III-MODELOS SEDIMENTARIOS

III.1.- Electrofacies.

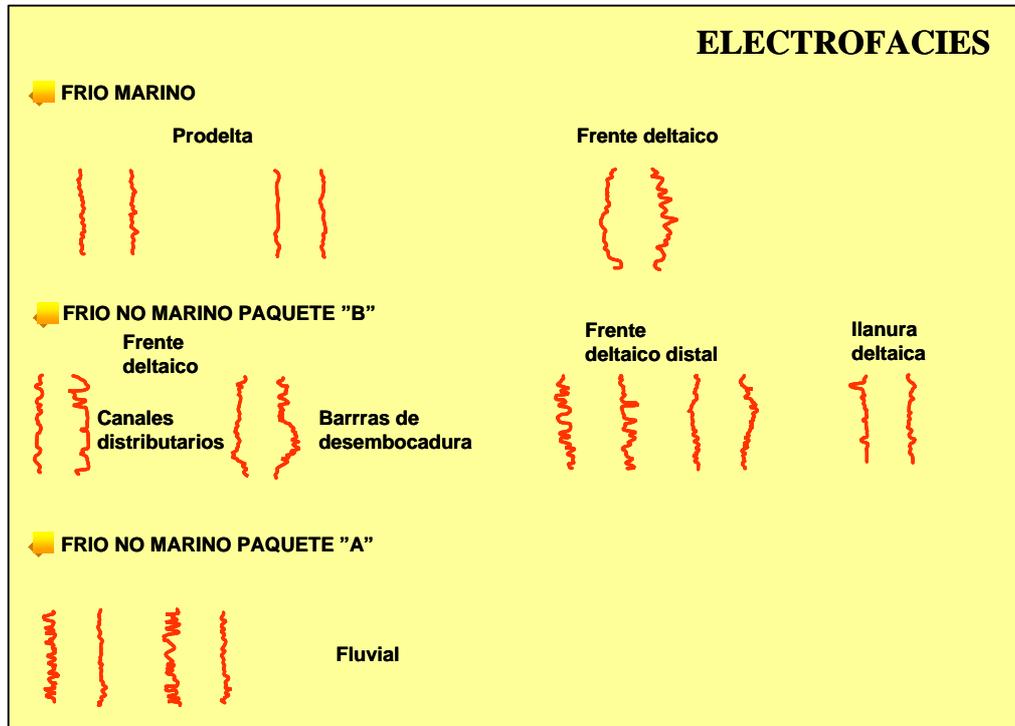


Figura-15 Principales patrones de electrofacies y ambientes de depósito

La respuesta de los registros eléctricos (Figura-15) revela cierto patrón en las curvas de SP y resistividad. Esta respuesta en las zonas de arena tiene formas características que pueden ser asociadas a formas que reflejan secuencias litológicas relacionadas al origen depositacional del cuerpo de arena correspondiente, por consiguiente, la forma de la curva de SP es indicativa del origen depositacional de las areniscas. De este conocimiento pueden estimarse la forma externa, la tendencia y las características interiores primarias del cuerpo de arena. Las formas características de los cuerpos de arenas asociadas con los paleoambientes, nos ayudaron a definir los sistemas depositacionales de las unidades formacionales presentes en el área de estudio. La interpretación para la Formación Frío Marino y para el Frío No Marino paquetes ("A" y "B") se basa principalmente en las electrofacies, paleoambientes y en las secciones estratigráficas que se construyeron.

El carácter de las facies de los registros proporciona información sobre los procesos depositacionales, por ejemplo los patrones de registro grano crecientes generalmente indican progradación, mientras que los patrones de registro decreciente sugieren procesos de acreción lateral o retrogradación.

La (Figura-16) muestra un registro compuesto del área de estudio, donde se distinguen los diferentes paleoambientes y la respuesta tipo de los ambientes de depósito, así como también la paleontología.

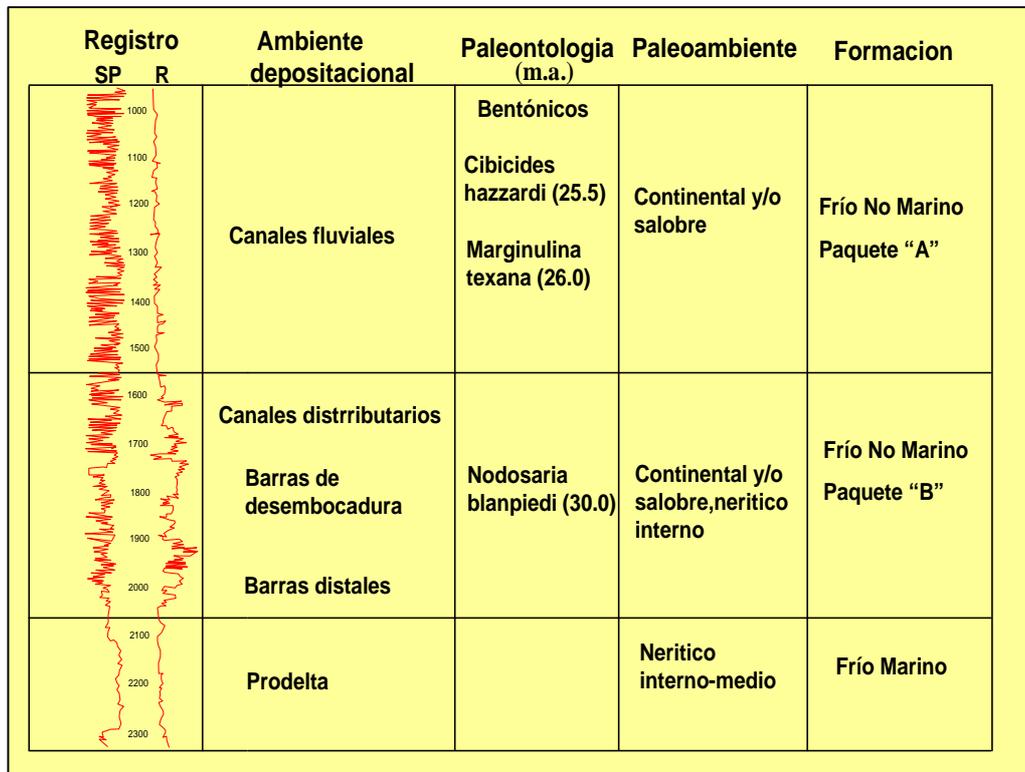


Figura-16 Registro compuesto del área Huizache.

III.2.- Secciones estratigráficas.

Se programaron para esta investigación tres secciones estratigráficas orientadas preferentemente norte-sur y una (estructural) W-E (Figura-17), con la finalidad de determinar los contactos formacionales del Frío Marino, Frío No Marino y los diferentes ambientes de depósito presentes en el área de estudio, así como también el principal aporte sedimentario, todo esto ayudado con el mapeo de las isopacas y de las electrofacies. Para esto, inicialmente se correlacionaron los registros eléctricos en toda el área, principalmente mediante los intervalos

arcillosos, conjuntamente con la paleontología y los paleoambientes, para determinar las cimas y bases de las unidades formacionales arriba mencionadas. Con todo esto se consiguió dividir la unidad formacional Frío No Marino en dos paquetes estratigráficos “A” y “B”, empleando los diferentes perfiles de las electrofacies que se observan en los registros eléctricos, así como también por el diferente ambiente de depósito.

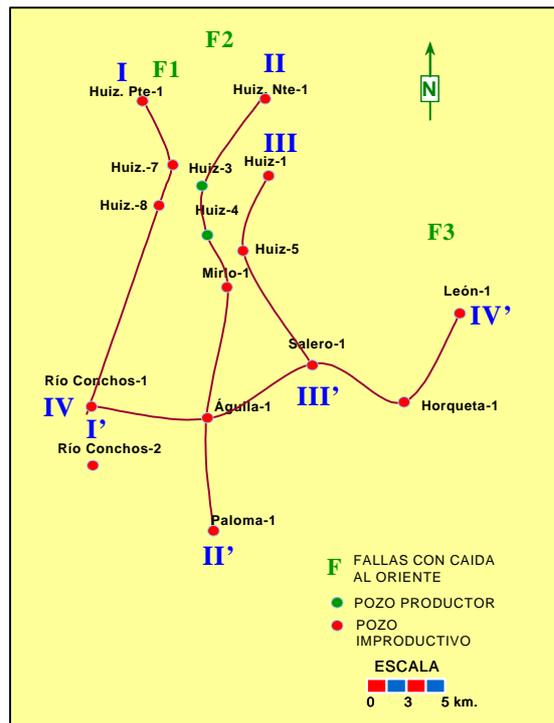


Figura-17 Ubicación de las 3 secciones estratigráficas y una estructural elaborada para este estudio.

El nivel de referencia para las secciones estratigráficas fue el horizonte arcilloso de la Formación Anáhuac (biozona de la *heterostegina sp*), correlacionable tanto en los registros eléctricos como en las líneas sísmicas; inmediato a esto, se realizó el conteo manual de arenas en los registros de pozo del área, para obtener los espesores netos y así poder configurar los diferentes paquetes estratigráficos arenosos, y determinar la distribución, geometría de los cuerpos de arenas y visualizar de manera general la dirección del aporte de los sedimentos. Hernández (2000) menciona que los sedimentos de la Formación Frío no provienen totalmente de la parte norte del Río Bravo (Echánove1986) como se

pensaba anteriormente, sino que hay otra fuente de aporte adicional diferente, orientada fundamentalmente este-oeste en la porción sur de la cuenca. El suscrito coincide con este autor, ya que los modelos sedimentarios propuestos así lo revelan, las electrofacies y el mapeo de las isopacas, asociados a las secciones estratigráficas, nos dieron la distribución de las arenas, la geometría, y nos proporcionaron los diferentes modelos de depósito que se muestran en la Formación Frío. De manera generalizada, podemos señalar que la sedimentación de la Formación Frío se efectuó de oeste a este y las geometrías principales que presenta son de un sistema deltaico de forma cuspeada o arqueada y un complejo de canales fluviales.

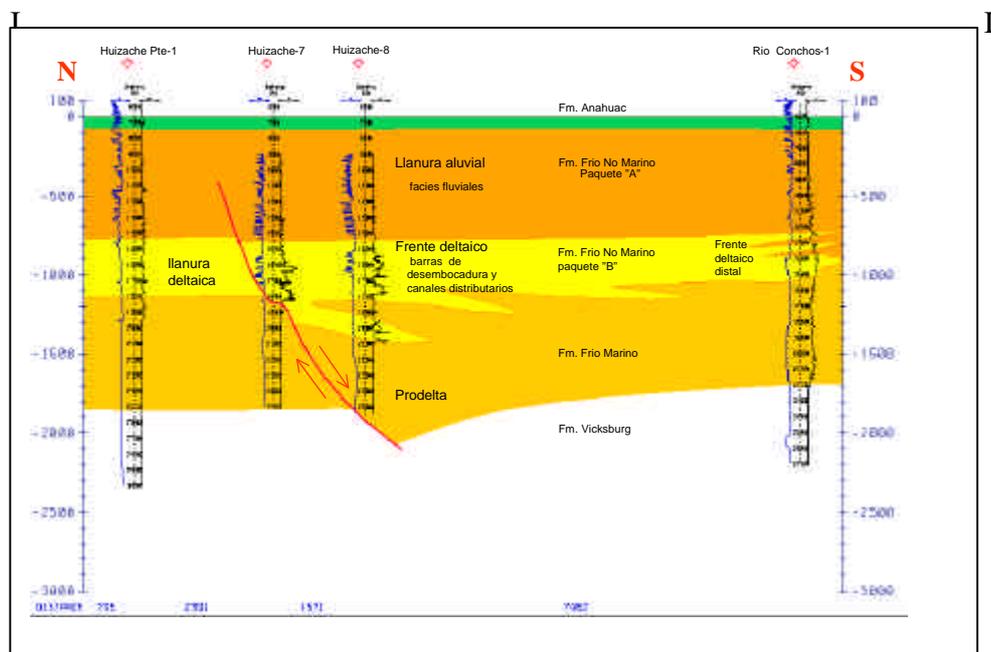


Figura-18 Sección estratigráfica I-I' Huizache Poniente-Conchos

La (Figura-18) muestra la sección estratigráfica Huizache Pte.-Conchos, orientada norte-sur, en los pozos Huizache Pte.-1, Huizache-7, 8, y Río Conchos-1. La parte inferior en la Formación Frío Marino, pertenece a una sección principalmente arcillosa ya que los registros eléctricos no muestran ninguna flexura importante, tanto en las curvas de SP, como en las de resistividad. Asociado a la respuesta de los registros eléctricos tenemos un paleoambiente nerítico interno a medio, definido por la microfaua de estos pozos; estas facies interpretadas corresponderían a un sistema deltaico pero

dentro de un subambiente de prodelta. Hacia la parte media de la sección estratigráfica en la Formación Frío No Marino paquete "B" en el pozo Huizache Pte.-1, no se observa ninguna flexura importante en la respuesta de los registros eléctricos, pero aquí el paleoambiente es diferente, varía de continental a salobre; estas facies arcillosas, se interpretaron dentro de la zona de intercanales en la parte de la llanura deltaica. En los pozos Huizache 7 y 8 en el mismo paquete "B", la respuesta de los registros es principalmente grano creciente o de engrosamiento hacia arriba y de respuesta en caja en un ambiente que varía de continental a salobre. Esto se interpretó como un frente deltaico en un subambiente de barras de desembocadura y canales distributarios. Las secuencias grano crecientes reflejan una progresiva disminución de lutitas hacia arriba o un progresivo aumento en el espesor de las capas de arenas hacia el tope en una secuencia interestratificada. Este patrón indica un aumento en la energía depositacional y por ende un tamaño de grano más grueso. Hacia el sur en el Pozo Conchos-1 la respuesta en el registro eléctrico es similar, pero el espesor de las arenas se va haciendo gradualmente más delgado a medida que el lóbulo deltaico progresa en dirección hacia al mar. Hacia el sureste del área, las capas interdigitadas más delgadas de arenas en el Pozo Conchos-1 están asociadas a un paleoambiente continental a salobre; estas facies fueron interpretadas como facies deltaicas distales. Hacia la parte superior en todos los pozos de la sección estratigráfica en la Formación Frío No Marino, paquete "A", se visualizan patrones de registros agradacionales, de grano decreciente y en algunos intervalos irregulares, lo que manifiesta el progresivo aumento de lutita hacia arriba o un patrón de adelgazamiento de las capas de arenas hacia la cima. Ambos implican un descenso en la energía depositacional, lo que puede ocurrir en los canales meándricos. El comportamiento irregular sin un patrón vertical definido puede ocurrir también en ambientes lacustres y en llanuras aluviales, las tendencias irregulares y las tendencias agradacionales ocurren en los ambientes fluviales, por lo que el ambiente de este paquete estratigráfico varía de continental a salobre y la interpretación de este paquete es de un complejo de canales.

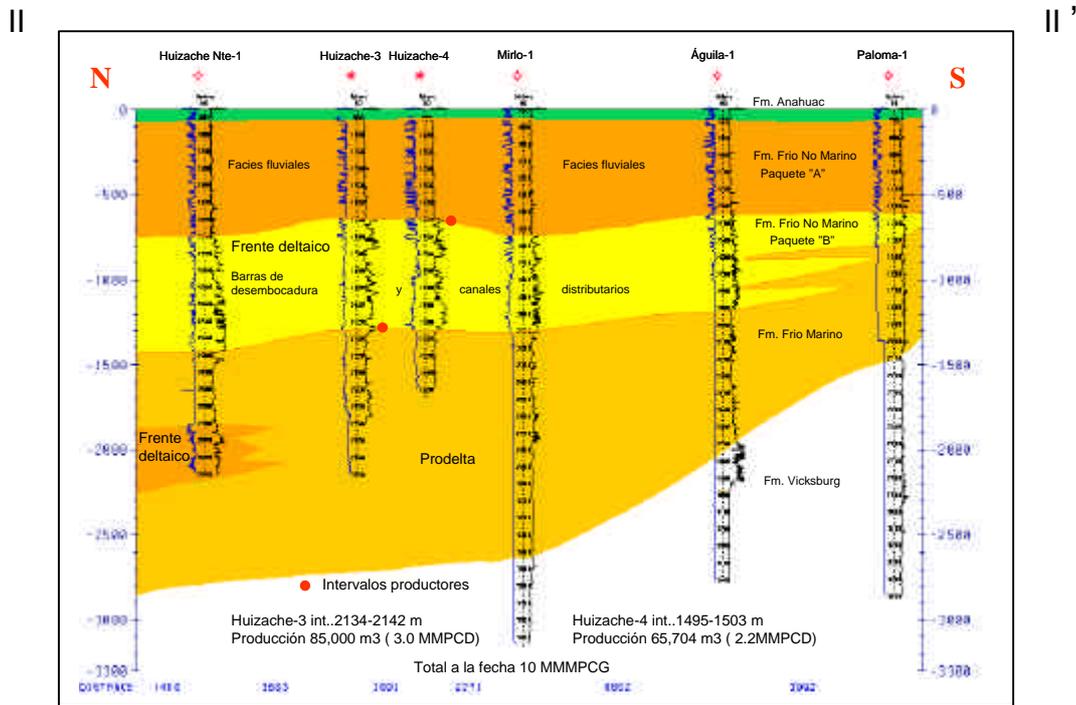


Figura-19 Sección estratigráfica II-II' Huizache Norte-Paloma

La (Figura-19) muestra la sección estratigráfica II-II' que va del pozo Huizache Nte.-al Paloma-1, tiene una orientación norte-sur. En los pozos Huizache-3, 4, Mirlo-1, Águila-1 y Paloma-1 la porción inferior de la Formación Frío Marino, apoyándose en el perfil de las electrofacies, corresponde a una sección arcillosa de un paleoambiente nerítico interno a medio, perteneciente a un sistema deltaico en un subambiente de prodelta. Únicamente en el norte en la parte inferior del Pozo Huizache Nte.-1 se visualiza un cambio de facies; el patrón del paquete de arenas, de acuerdo a la tendencia grano creciente y a su paleoambiente, pudiera corresponder a un frente deltaico que se extiende hacia la parte norte de la sección. La parte media de la Formación Frío No Marino que corresponde al paquete "B", muestra una tendencia grano creciente y de caja en todos los pozos y el paleoambiente varia de continental a salobre, por lo que se interpreta como barras de desembocadura y canales distributarios del frente deltaico. Hacia el sur de los pozos Águila-1 y Paloma-1 se observan paquetes de arenas que cambian a estratos más delgados hacia una parte más dístal donde

el paleoambiente varia de salobre a nerítico interno. Estas facies corresponderían a barras distales. Hacia la parte superior de la sección en el Frío No Marino paquete "A" todos los pozos de la sección muestran una tendencia agradacional y ocasionalmente grano decreciente e irregular, estas facies se interpretan como un complejo de canales fluviales en un ambiente continental a salobre.

III

III'

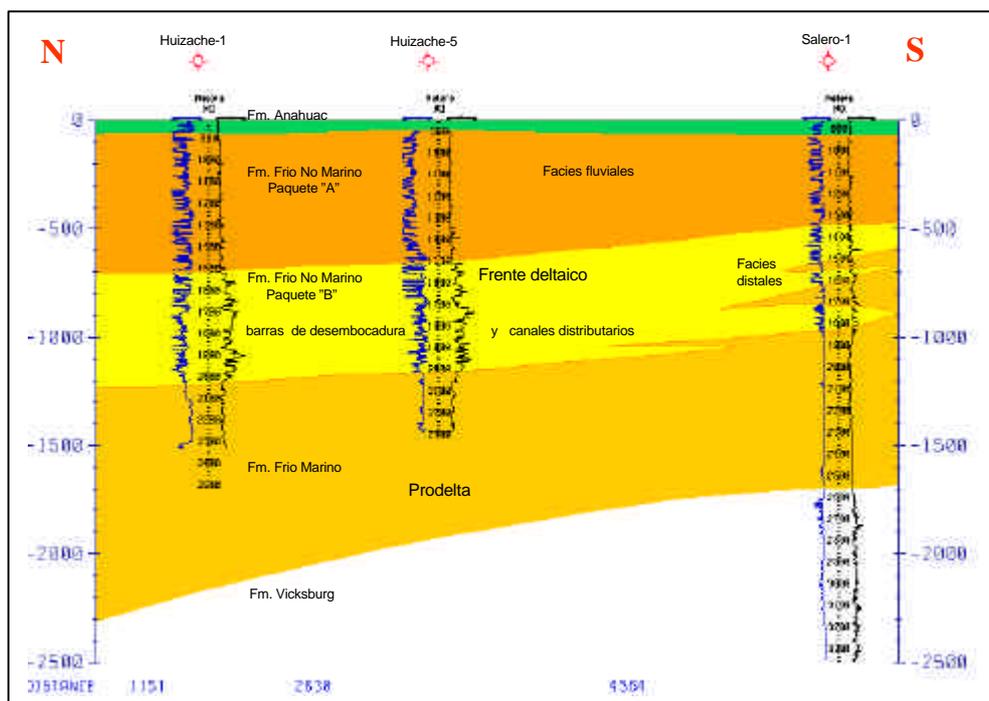


Figura-20 Sección estratigráfica III-III' Huizache-Salero-1

En la (Figura-20) se muestra la sección estratigráfica III-III' Huizache-Salero, que va de norte a sur, por los pozos Huizache-1, 5 y Salero-1. La parte inferior de la Formación Frío Marino corresponde, por el perfil de los registros, a una sección netamente arcillosa de un ambiente que varia de nerítico interno a medio; estas facies se interpretan como facies de prodelta, hacia la parte media de la sección. En la Formación Frío No Marino, paquete "B", los pozos Huizache-3 y 5 muestran patrones principalmente grano creciente y en bloque, lo que se interpreta como barras de desembocadura y canales distributarios de frente deltaico. Hacia el pozo Salero-1 las facies van cambiando a ambientes de frente

deltaico más distal, ya que las arenas se van haciendo más delgadas y de grano más fino, el ambiente varía de salobre a nerítico interno. Hacia la parte superior en el Frío No Marino, en el paquete "A", se observan los mismos patrones que en las secciones estratigráficas anteriores, interpretado todo como un complejo de canales fluviales en un ambiente continental a salobre.

III.3.- Isopacas.

Se construyeron tres mapas de isopacas para definir la distribución de los depocentros arenosos y la geometría de los mismos en los diferentes paquetes estratigráficos (Figura-21). Los valores de corte aplicados para el conteo de arenas fueron de $2/3$ de SP a partir de la línea base de lutitas y cuando el valor del SP no se obtenía, se tomaba el de la resistividad. Esta resistividad fue tomada a partir de 6 ohms, la cual se considera en la Cuenca de Burgos como una arena. En la grafica se observa el criterio utilizado para calcular estas arenas, el conteo se realizó manualmente en los 16 pozos del área.

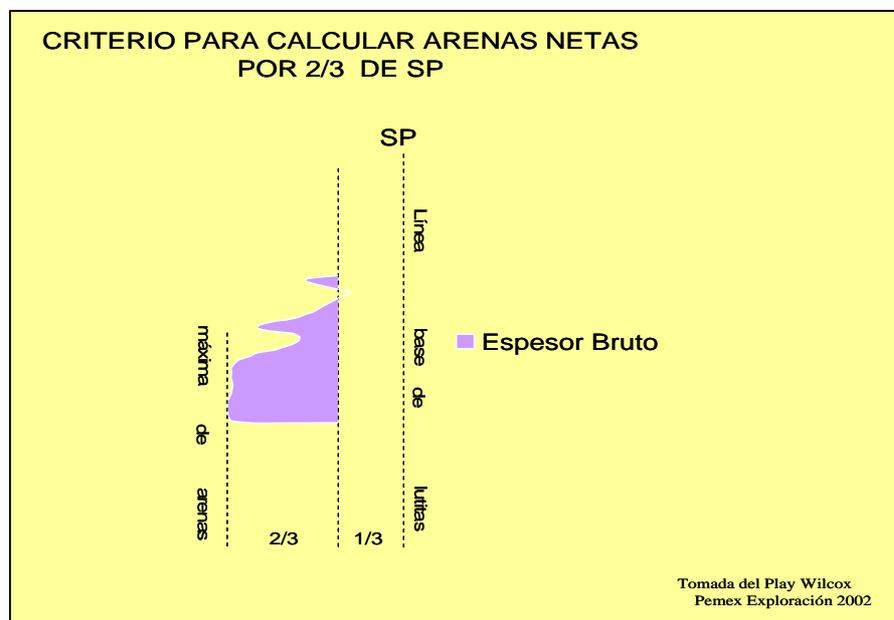


Figura-21 Criterio para calcular arenas en los pozos del área

La Tabla-2 muestra los espesores netos de arenas, a partir de los cuales se construyeron las isopacas para visualizar los depocentros de las arenas, las geometrías de las mismas y las tendencias que nos sirvieron conjuntamente con las electrofacies, para la elaboración de los modelos sedimentarios que se proponen.

POZO	FRIO MARINO	FRIO NO MARINO PAQ. "B"	FRIO NO MARINO PAQ. "A"
HUIZACHE-1	*60	295	240
HUIZACHE-3	*100	250	160
HUIZACHE-4	*23	261	195
HUIZACHE-5	*70	310	315
HUIZACHE-7	0	112	**154
HUIZACHE-8	*61	120	**170
HUIZACHE.PTE-1	24	75	115
HUIZACHE.NTE	*71	319	228
AGUILA-1	80	215	241
MIRLO-1	17	313	240
PALOMA-1	18	90	209
R.CONCHOS-1	90	110	160
SALERO-1	49	82	251
HORQUETA-1	84	83	233
LEON-1	*32	68	300

* Espesores incompletos de la formación ** El registro del pozo esta incompleto

Tabla-2 Espesores netos de arenas, en metros.

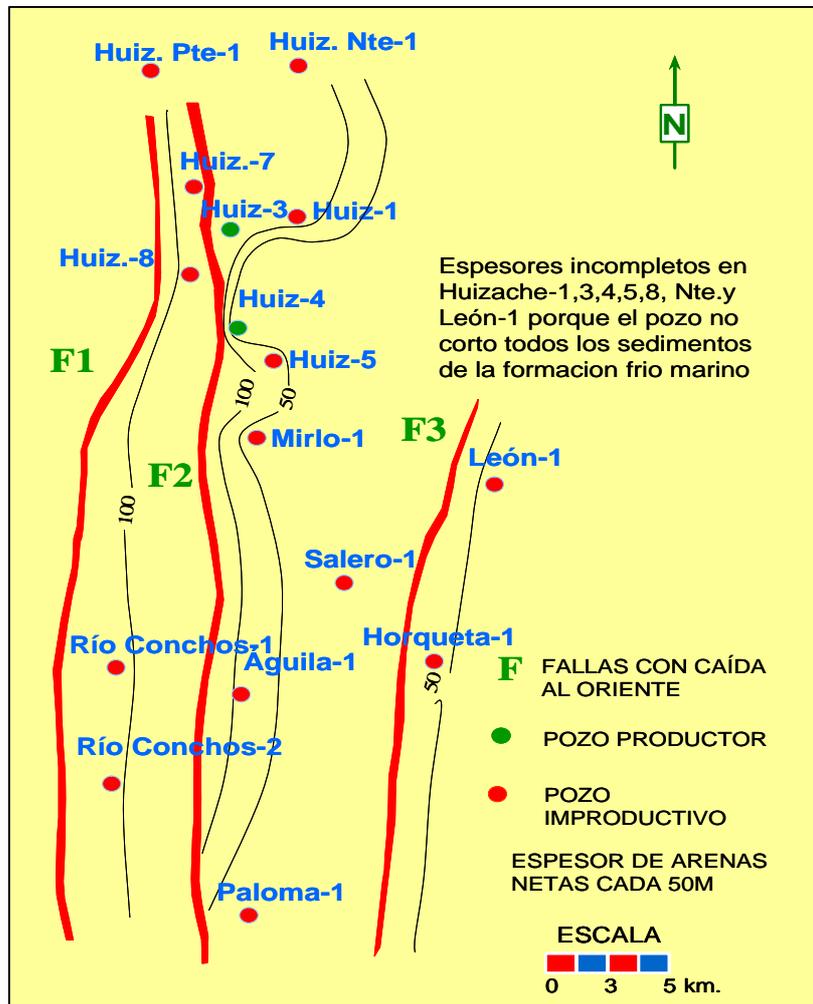


Figura-22 Isopacas de arenas de la parte inferior de la Formación Frío Marino.

La (Figura-22) muestra que para el Frío Marino la distribución de arenas está concentrada en los bloques inmediatos a la falla de expansión (F2), en donde llegan a concentrarse hasta 100 m de areniscas, aunque es conveniente mencionar, como se observa en la Tabla-2 que los espesores en esta parte norte están incompletos, por lo cual el modelo sedimentario se infiere a partir de estos datos. En el pozo Huizache Nte-1 se visualiza, en el Frío Marino, un frente deltaico que probablemente se extiende hacia el norte; esto también es evidente por el patrón grano creciente de los registros eléctricos. Hacia los pozos del

sureste, Paloma-1, Águila-1 y Conchos-1, las isopacas de arena se presentan paralelas a las fallas de crecimiento; sin embargo a medida que se aleja de las fallas de crecimiento hacia el sur y al oriente, disminuye el aporte de arenas. Con el apoyo de los registros eléctricos (electrofacies) se puede deducir que estos sedimentos corresponden a facies deltaicas en la parte norte, y hacia el sureste a facies de prodelta, con un aporte de sedimentos principalmente oeste-este, dada la orientación de las fallas de crecimiento

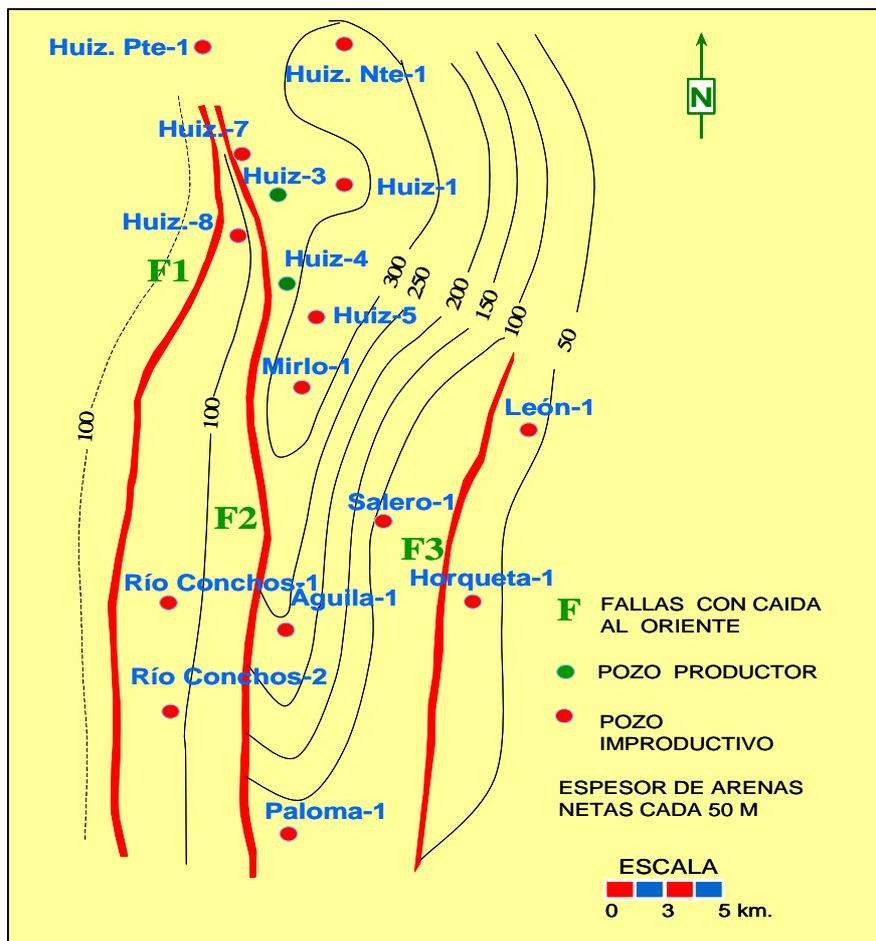


Figura -23 Isopacas de arenas de la Formación Frío No Marino, paquete “B”

La concentración de arenas en la Formación Frío No Marino, Paquete “B” (Figura-23), es mayor en la parte norte, en los pozos Huizache-1,3,4, 5, y Huizache Nte.-1; mas de 300 m de espesor de arenas se acumulan en esta

porción del área en los bloques bajos de las fallas de crecimiento. De acuerdo a la geometría, a la respuesta de los registros eléctricos y por la mayor concentración de arenas, corresponde a un lóbulo deltaico progradante de forma cuspeada o arqueada, con un aporte sedimentario principal de oeste a este, dado por la orientación de las fallas de crecimiento. Hacia los pozos del sureste Paloma-1, Salero-1 y Horqueta-1 disminuye la concentración de estas arenas a un espesor menor de 100 m, lo cual manifiesta el cambio de facies proximales del frente deltaico hacia unas facies mas distales de prodelta; también se observa, en las isopacas, cómo el lóbulo deltaico se extiende hacia la parte norte.

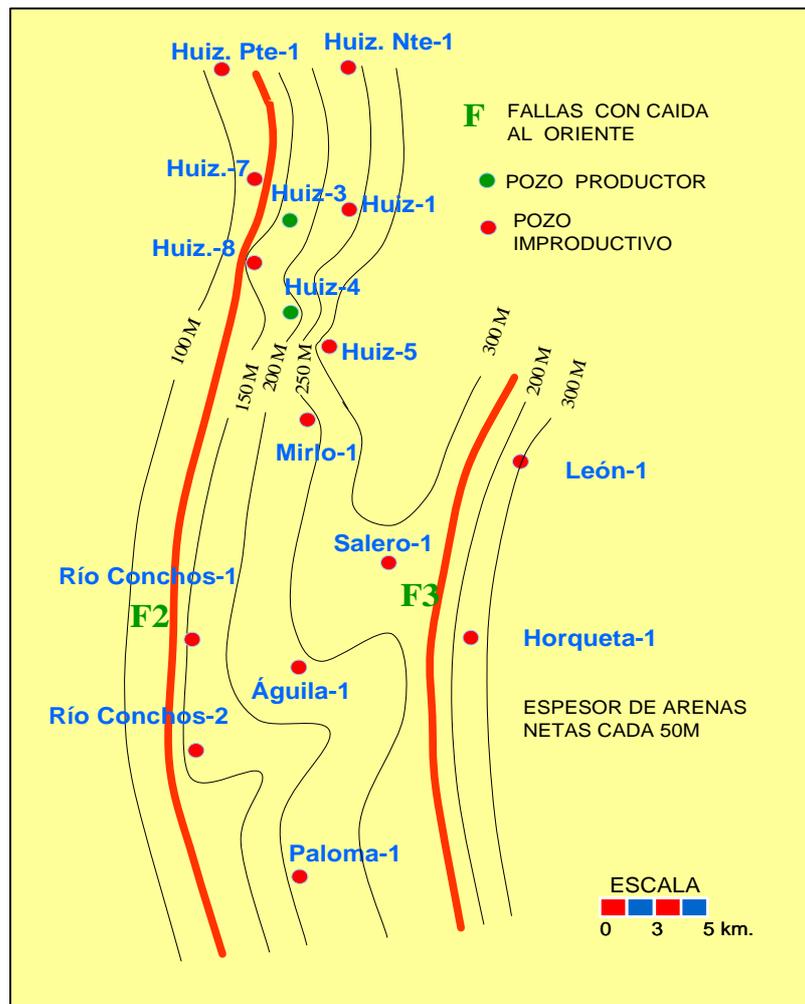


Figura-24 Isopacas de arenas de la Formación Frío No Marino, paquete "A"

Las arenas en la Formación Frío No Marino, paquete "A" (Figura-24), presentan una distribución de arenas muy amplia, los espesores se mantienen paralelos al sentido de la sedimentación, dando la apariencia de un complejo sistema fluvial que se observa también en la respuesta de los registros eléctricos. A medida que avanzan hacia el oriente los espesores de arena se van incrementando hasta alcanzar un espesor máximo de 300 m en el Pozo León-1, dando una geometría paralela.

III.4.- Distribución de la roca almacén.

Los estudios sedimentarios anteriores, aunque regionales, postulan que el modelo principal de sedimentación de las areniscas de la Formación Frío corresponde a un sistema de barras paralelas angostas y alargadas Echánove (1986), modelos corroborados por Romero (1987); dichas barras, mencionan los autores, se presentan múltiples y paralelas a la línea de costa, con movimiento hacia el oriente denotando una regresión con algunos periodos transgresivos y con un aporte sedimentario del norte. Hernández (2000) en su tesis de maestría hace una clasificación de los modelos depositacionales de la Formación Frío, dividiéndolo en tres partes; inferior, medio y superior. Para el Frío inferior corresponde a un sistema deltaico en facies de prodelta, y el Frío medio y superior corresponden a un sistema deltaico dominado por oleaje.

Con el propósito de conocer el comportamiento, el aporte de los sedimentos, la distribución y la geometría de los depósitos arenosos, se utilizaron como principal instrumento de trabajo los registros eléctricos tanto como elementos de correlación estratigráfica, como para la identificación de los distintos cuerpos arenosos, basándonos en los patrones obtenidos de la curvas SP y de resistividades de los registros eléctricos (electrofacies). También se construyeron tres secciones estratigráficas norte-sur para definir y determinar el comportamiento, la extensión y distribución de las arenas, además se elaboraron mapas de isopacas netas que ayudaron a definir los modelos sedimentarios propuestos. El aporte sedimentario como se mencionó arriba, es oeste-este, las

geometrías para el Frío Marino corresponden a un probable lóbulo deltaico hacia la parte norte, aunque inferido. Para el Frío No Marino paquete "B" se define, tanto en las isopacas como en las electrofacies, un lóbulo deltaico de forma cuspeada o arqueada con la concentración de arenas en el campo Huizache. En la parte del Frío No Marino, paquete "A", se visualiza una geometría paralela de las facies fluviales para complementar todo el sistema deltaico.

Como se puede observar, la distribución de los cuerpos de arenas es bastante amplia en toda el área de estudio y principalmente en los dos paquetes estratigráficos de la unidad formacional Frío No Marino, no así en la formación Frío Marino, donde únicamente en la parte norte se visualiza un importante cuerpo de arenas. La mayoría de estas arenas tienen atractivo económico petrolero, ya que su forma de lóbulos deltaicos progradantes y complejo de canales son excelentes yacimientos de hidrocarburos en la parte norte de la Cuenca de Burgos.

III.5.- Modelos sedimentarios de la Formación Frío.

III.5.1 Formación Frío Marino.

El modelo sedimentario para el Frío Marino congruente con las isopacas, electrofacies y las secciones estratigráficas, corresponde a un sistema de sedimentos finos de baja energía depositacional. Son sedimentos de frente deltaico en un subambiente de prodelta en la mayoría de los pozos presentes como se observa en la (Figura-25).

En la parte norte, tanto en la sección estratigráfica como en las isopacas, se observa en el pozo Huizache Nte.-1 un paquete de arenas de frente deltaico que pudiera extenderse más hacia la parte norte.

De manera generalizada por la geometría de las isopacas, las electrofacies y las secciones estratigráficas, el modelo propuesto corresponde a un frente deltaico en la parte norte, hacia la parte del sureste, la continuación del sistema deltaico en un subambiente de prodelta, aunque hay que aclarar, como se mencionó anteriormente, que hacia esta porción los espesores se encuentran incompletos, ya que los pozos del área no cortaron todos los sedimentos de la Formación Frío

marino, por lo cual este modelo se infiere con los datos que se tienen disponibles.

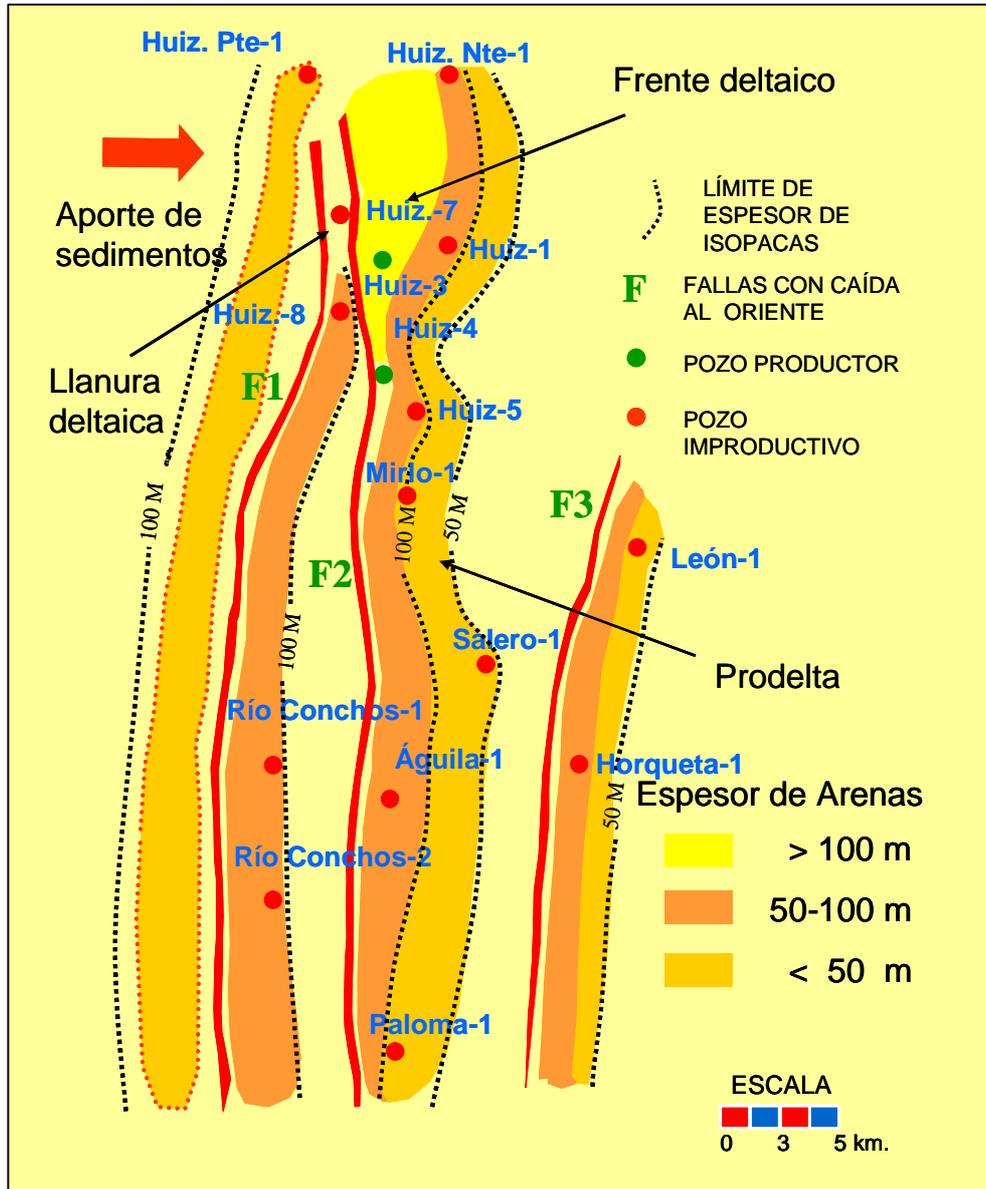


Figura-25 Modelo sedimentario para el Frío Marino

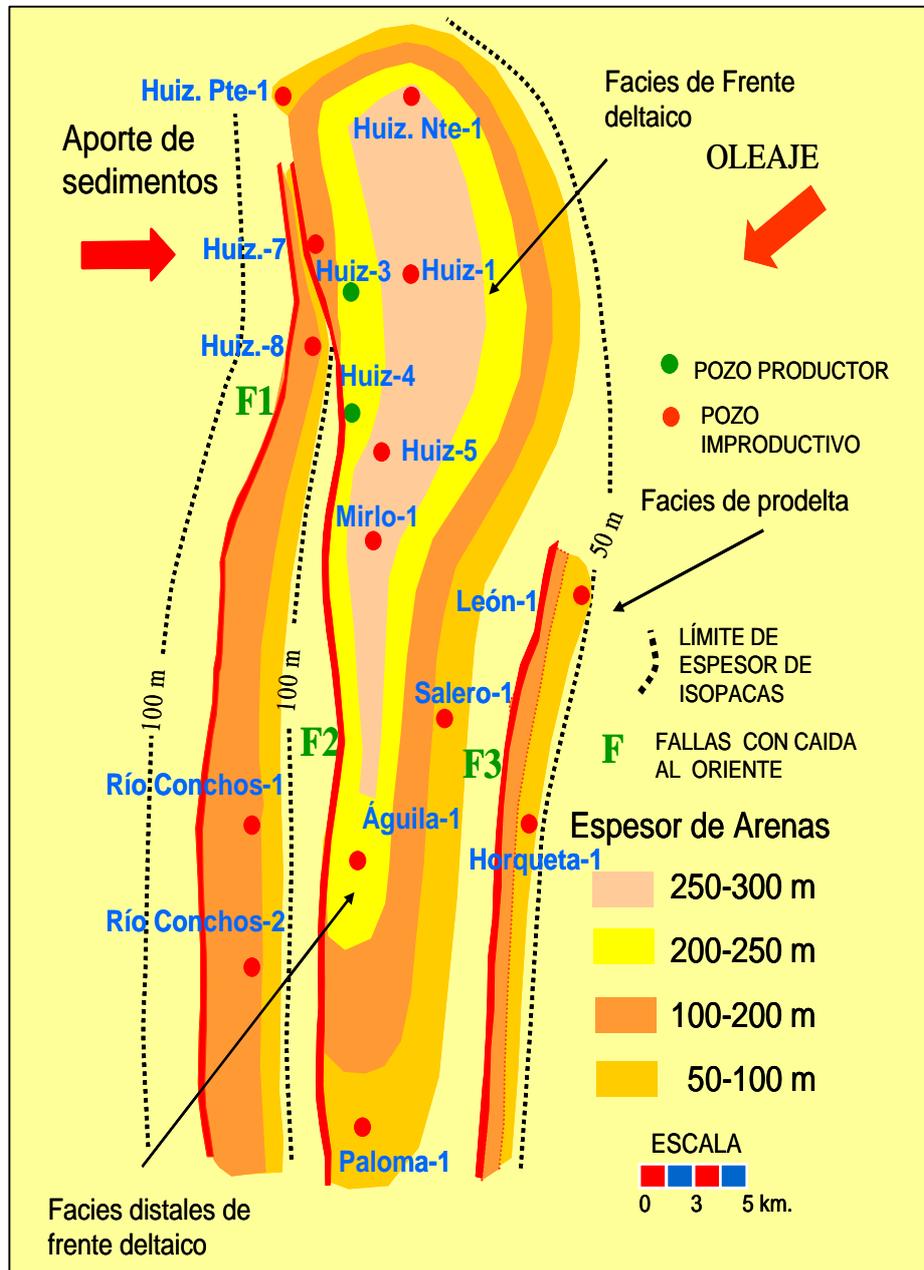


Figura-26 Modelo sedimentario Frío No Marino, paquete "B"

III.5.2 Formación Frío No Marino Paquete "B" Para la Formación Frío No Marino paquete "B", (Figura-26) se tiene un lóbulo deltaico de forma cuspeada o

arqueada en los pozos Huizache-1, 3, 4, 5, 7, 8, Nte.-1. Este frente deltaico probablemente se extienda hacia el norte del área; hacia el sureste, en los pozos Conchos-1,2 y Águila-1 están presentes las facies de barras dístales del frente deltaico y en los pozos Horqueta-1, León-1 Salero-1 y Paloma-1 las facies de prodelta, y la llanura deltaica en el pozo Huizache Pte-1, el aporte sedimentario es oeste-este.

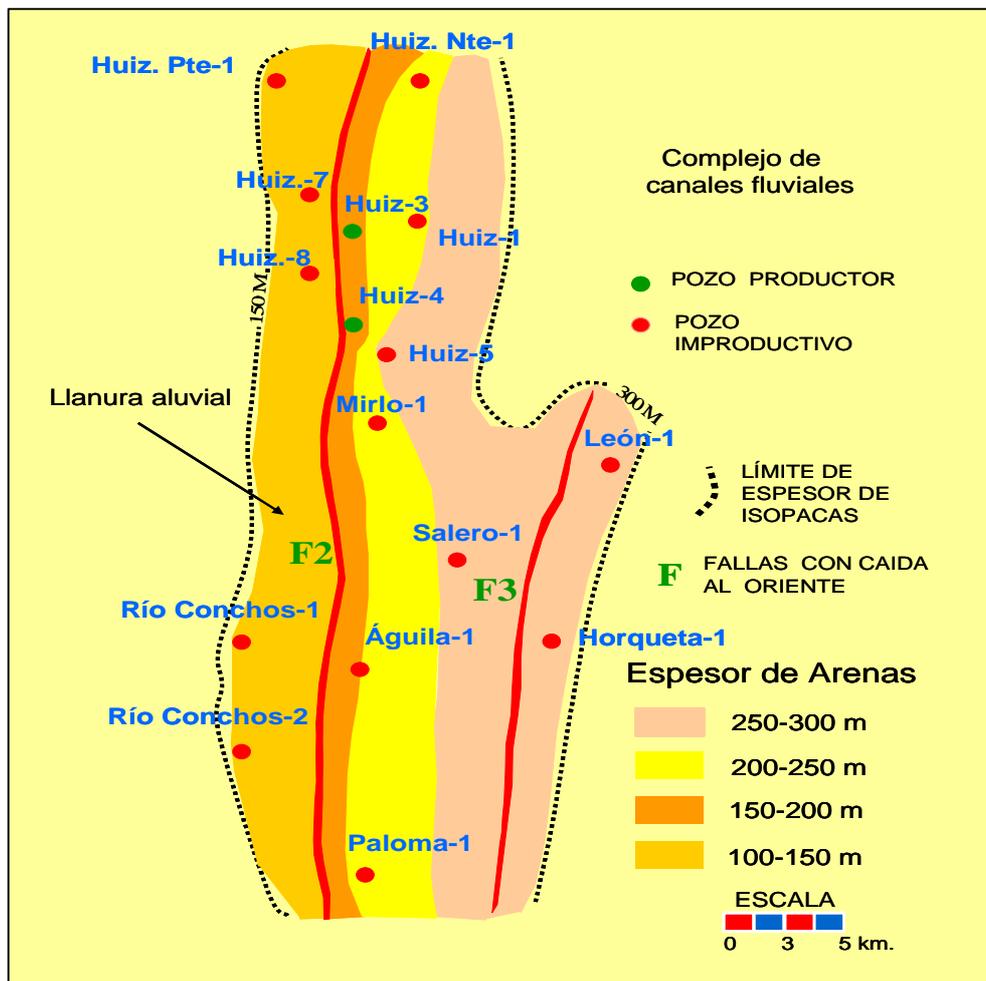


Figura-27 Modelo sedimentario del Frío No Marino paquete "A"

III.5.3 Formación Frío No Marino paquete "A"

Para la Formación Frío No Marino paquete "A" (Figura-27) el modelo sedimentario propuesto son llanuras aluviales dentro de las facies fluviales

presentes en toda el área, la cuales son favorable para las trampas estratigráficas. Aunque en este caso se buscaran las partes estructurales más altas, ya que las respuestas en los registros eléctricos de todos los pozos se observan invadidas de agua de formación, de acuerdo a la baja resistividad que presentan estas arenas en el registro eléctrico.

Es conveniente mencionar que en el Campo Huizache existen aun muchas oportunidades para continuar produciendo hidrocarburos, ya que las arenas productoras se encuentran presentes en la mayoría de los pozos del campo pero el espaciamiento entre los pozos es de más de 1 kilómetro, lo que implica que el radio de drene sea muy amplio. Normalmente este radio de drene (la separación entre los pozos) en la Cuenca de Burgos es de 500 metros en promedio, de donde se puede deducir que de no drenar bien estas áreas, una parte importante de hidrocarburos se quedará in situ en el subsuelo.

III.6. Porosidad y permeabilidad

En la (Figura-28) se observa una configuración de las porosidades promedio de la Formación Frío No Marino; en los pozos Huizache-1, 3 y 4 las porosidades varían de 9% a 28%, y las permeabilidades en el rango de 1 a 1000 md. Las tablas, 3, 4, 5, y 6 muestran estos rangos de porosidad y permeabilidad en los núcleos convencionales. Adicionalmente en la tabla-7 se realizo un grafico cruzado de porosidad y permeabilidad. En resumen, el área se presenta atractiva ya que existen bastantes arenas que no tuvieron pruebas de producción y que pudieran tener un potencial mayor a lo que se ha producido hasta la fecha en el campo. Los modelos sedimentarios que están presentes en el área son atractivos, las facies de frente deltaico en subambientes de barras de desembocadura y canales distributarios, en el paquete "B" y las facies fluviales en el paquete "A", son ambientes depositacionales que por su naturaleza son excelentes yacimientos de hidrocarburos ya comprobados en la Cuenca de Burgos. Se hace la aclaración que estos pozos son de los años 1960's por lo cual los núcleos de estos pozos físicamente no fueron encontrados, de haberse contado con ellos le habrían dado mayor calidad a esta investigación, ya que se

hubieran podido verificar estructuras primarias para definir con mayor precisión los ambientes de depósito de las unidades formacionales y así poder constatar la calidad de la roca almacén; sin embargo se tienen los datos petrofísicos de los estudios de la compañía Core lab de los pozos que se observan en las figuras ya anteriormente mencionadas.

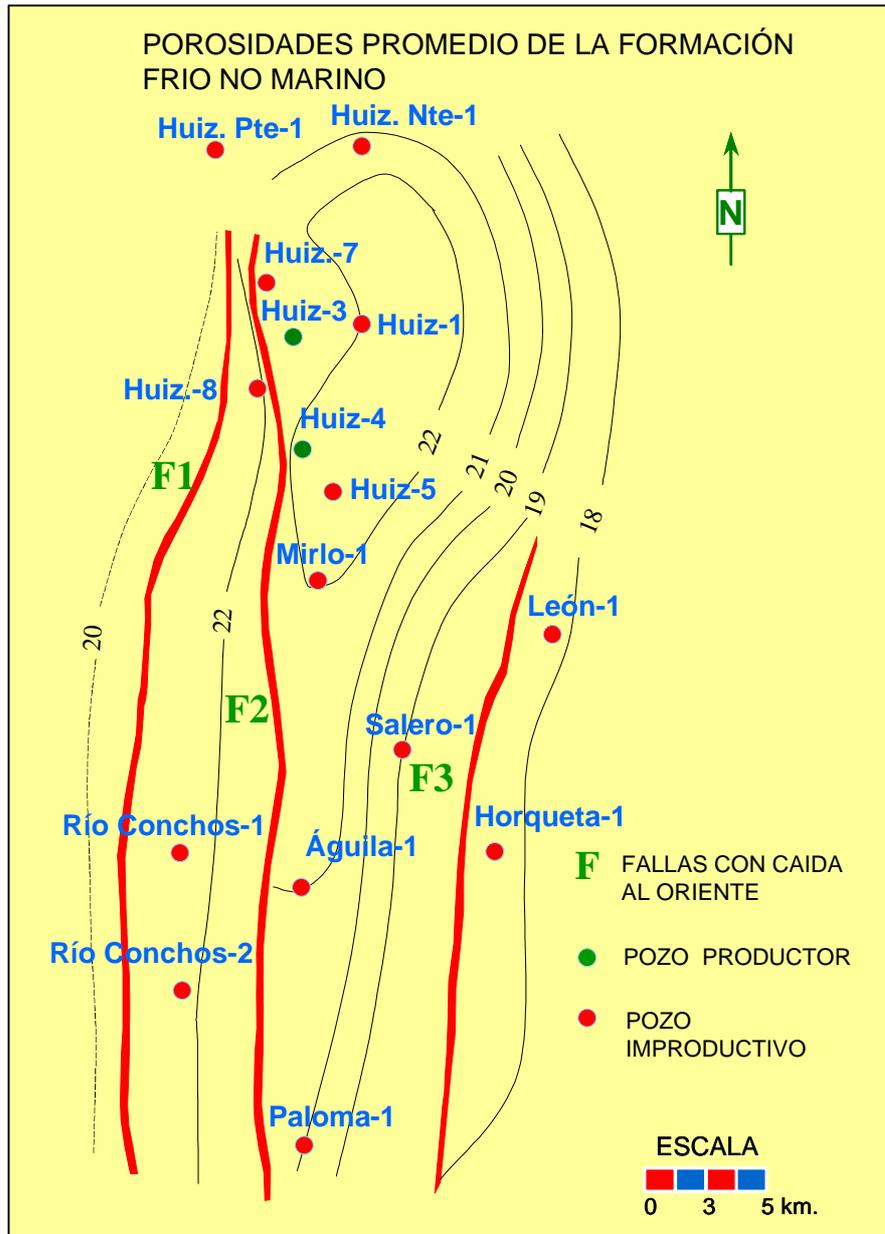


Figura-28 Porosidades promedio de la Formación Frío No Marino.

TABLAS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

PROF.	POZO HUIZACHE - 3	CORE LAB(1962)
	PERM.(MD).	POROSIDAD.
1520.0-1520.2	0.7	17.2
1520.9-1521.1	0.5	14.8
1521.8-1522.0	3.7	18.3
1522.0-1522.3	2.9	14.3
1522.3-1522.5	1.4	16.3
1525.0-1525.2	1.7	13.7
1525.2-1525.4	2.2	14.1
1525.4-1525.5	2.5	15.0
1539.0-1539.2	1.4	15.2
1539.6-1539.8	32.0	21.0
1540.0-1540.4	30.0	21.9
1540.8-1541.0	0.5	S/D
1541.4-1541.6	24.0	21.0
1541.8-1542.0	16.0	20.3
1542.0-1542.2	56.0	19.7
1542.7-1542.9	1.6	8.6
1543.4-1543.6	2.9	16.2
1544.0-1544.2	60.0	18.7
1544.5-1544.7	99.0	17.4
1544.8-1545.0	102.0	17.1
1545.0-1545.2	2.0	15.6
1545.7-1545.9	2.9	15.5
1546.4-1546.6	2.0	15.7
1547.1-1547.3	8.7	20.4
1547.6-1547.8	6.9	15.0
1547.9-1548.0	0.7	14.4
1548.0-1548.2	2.0	S/D
1548.5-1548.7	0.7	S/D
1549.0-1549.2	2.3	14.7
1549.5-1549.7	2.0	S/D
1550.0-1550.2	1.6	S/D
1550.5-1550.7	1.3	S/D
1551.0-1551.2	1.4	S/D
1551.5-1551.7	1.4	S/D
1552.3-1552.5	1.7	S/D
1553.0-1553.2	2.6	13.6
1553.5-1553.7	1.1	S/D
1553.8-1554.0	3.4	S/D
1582.0-1582.2	0.8	S/D
1582.7-1582.9	1.1	S/D
1583.1-1583.6	1.4	S/D
1583.8-1584.0	14.0	S/D
1584.3-1584.7	100.0	20.4
1585.0-1585.2	132.0	20.5

Tabla-3 Porosidades y permeabilidades del pozo Huizache-3

POZO HUIZACHE - 3		CORE LAB(1962)
PROF.	PERM. (MD).	POROSIDAD.
1590.2-1590.4	3.6	
1590.8-1591.0	0.5	
1591.4-1591.6	11	
1591.9-1592.1	4.8	
1592.4-1592.5	82	19.3
1592.8-1593.0	83	
1831.0-1831.3	2.2	18.1
1831.7-1831.9	0.2	8
1832.3-1832.5	0.4	14.2
1832.8-1833.0	7.4	19.9
1833.0-1833.2	3.7	14.1
1833.5-1833.7	1.4	14.4
1834.0-1834.2	0.7	16.6
1836.0-1836.2	0.5	18.9
1836.6-1836.8	0.4	12.6
1837.2-1837.5	0.5	16.1
1838.1-1838.8	0.8	16.4
1838.8-1839.0	1	16.4
1875.0-1875.2	0.8	17.1
1875.4-1875.6	0.7	18.4
1875.8-1876.0	2.3	18.2
1876.0-1876.2	1.6	13
1876.6-1876.8	0.8	13.9
1877.2-1877.4	0.4	12
1877.8-1878.0	0.2	12.8
1878.4-1878.6	1.4	13.3
1878.8-1879.0	0.5	11.2

Tabla-4 Porosidades y permeabilidades del pozo Huizache-3

POZO HUIZACHE – 4		CORE LAB(1962)
PROF.	PERM. (MD).	POROSIDAD.
1391.0	1.1	17.9
1392.0	28.0	23.8
1393.0		
1394.0	20.0	22.5
1395.0	11.0	21.9
1496.0		
1497.0	16.0	22.6
1498.0	14.0	22.6
1499.0	21.0	23.0
1500.0	145.0	25.3
1501.0	20.0	21.6
1502.0	6.8	19.6
1503.0	25.0	22.4
1504.0	14.0	21.0
1505.0	15.0	21.5
1552.5	5.0	18.9
1553.0	3.9	17.6
1553.0	2.6	17.3
1554.0	1.8	16.9
1558.7		
1559.0	3.4	18.7
1559.7	1.7	20.4
1560.0		
2126.0	3.1	15.6
2127.0		
2135.0	0.8	13.0
2136.0	1.2	16.6
2137.0		

Tabla-5 Porosidades y permeabilidades del pozo Huizache-4

POZO HUIZACHE – 4		CORE LAB(1962)
PROFUNDIDAD	PERMEABILIDAD (MD).	POROSIDAD.
1494.5-1494.7	68	20.7
1494.8-1495.0	9.3	18.8
1495.0-1497.0	5.2	18.2
1495.0-1497.0	6.1	19.1
1495.0-1497.0	141	22.8
1497.0-1499.0	216	23.4
1497.0-1499.0	27	16.5
1497.0-1499.0	137	20.7
1499.0-1502.0	115	22.2
1499.0-1502.0	995	18.6
1499.0-1502.0	1130	22.2
1499.0-1502.0	1770	20.8
1515.5	4.7	20.4
1516.0	4.8	22.6
1517.5	15.0	21.7
1518.0	5.5	20.0
1542.5	8.1	19.0
1543.0	15.0	21.1
1556.5	7.3	19.7
1557.0	21.0	28.0
1589.5	3.8	21.4
1590.0	1.3	19.4
1592.5	28.0	24.2
1593.0	19.0	23.9
1596.5	13.0	22.7
1597.0	10.0	22.3
1832.5	1.9	18.7
1833.0	1.3	19.7
1834.5	6.4	20.6
1835.0	1.9	21.5
1836.5	2.9	20.8

POZO HUIZACHE – 1		CORE LAB(1962)
PROFUNDIDAD	PERMEABILIDAD (MD).	POROSIDAD.
1379	0.9	22.7
1323	1.4	21
1532	1.5	18.6
1652	0.7	20.8
1674	1.3	20.4
1720	6	18.6

Tabla-6 Porosidades y permeabilidades del los pozos Huizache-4 y 1

IV.GEOFISICA DEL AREA

IV.1. Parámetros de adquisición

Para dar apoyo al presente trabajo se utilizó el estudio sísmico 2D del área Sur del prospecto Huizache-San Fernando el cual se adquirió con los siguientes parámetros;

Registrado por: PEMEX-COMESA	Sismógrafo: I/O SYSTEM II
Longitud del Registro: 6000 MSEG.	Numero de canales: 240
Fuente: Vibros	T. de Geófonos: OYO GS-30-CT.
FREC. Inicial de barrido: 8Hz	FREC. Final de barrido: 80 Hz
Cobertura 6000 %	Fecha: diciembre 1999
Intervalo de muestreo: 2 MS	Formato: SEGD-8058
Distancia entre P. V: 50 MT	Distancia entre grupos: 25 MT
Geófonos por grupo: 1	Distancia / Geófonos: 4.16 MT

La distancia entre líneas sísmicas es de: 2 Km. se utilizó la versión sísmica con filtros, escalares y fase cero.

Este estudio contiene 11 líneas, 7 este-oeste y 4 norte-sur, (Figura-29).

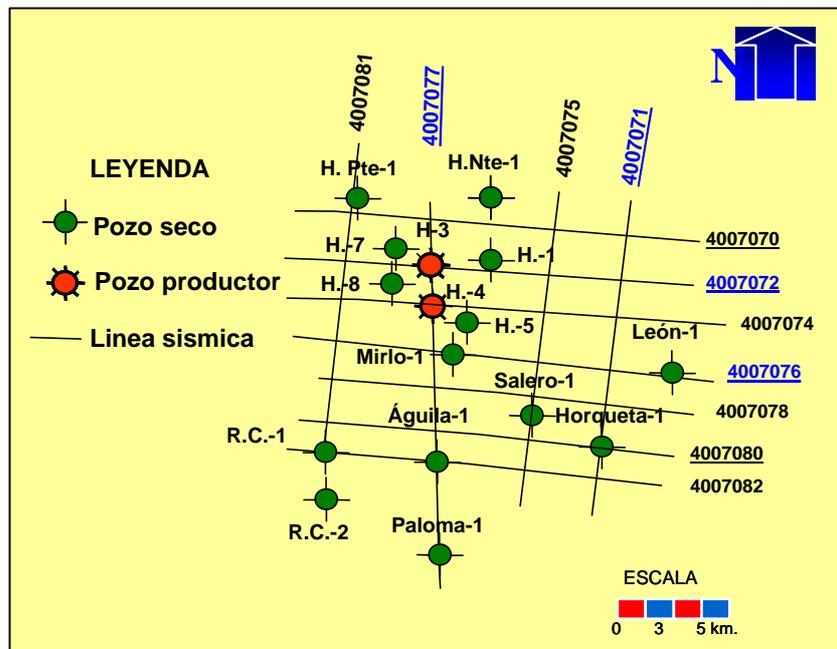


Figura-29 Plano de líneas sísmica

En el área de estudio solo se utilizaron 4 líneas, 2 líneas norte-sur las número 4007077 y 4007071 y 2 oeste-este, las número 4007072 y 4007076 se puede decir que la calidad de la sísmica es de regular a buena y fue adquirida en el año 1999. Para el control tiempo profundidad se utilizaron los registros sínicos de los pozos Mirlo-1 y Paloma-1; la interpretación sísmica se hizo con el software de Landmark en su módulo de Seiswork.

En las secciones sísmicas (en tiempo) se desplegaron dos registros de cada pozo en el carril izquierdo el SP y en el carril derecho una curva de resistividad, (Figura-30).

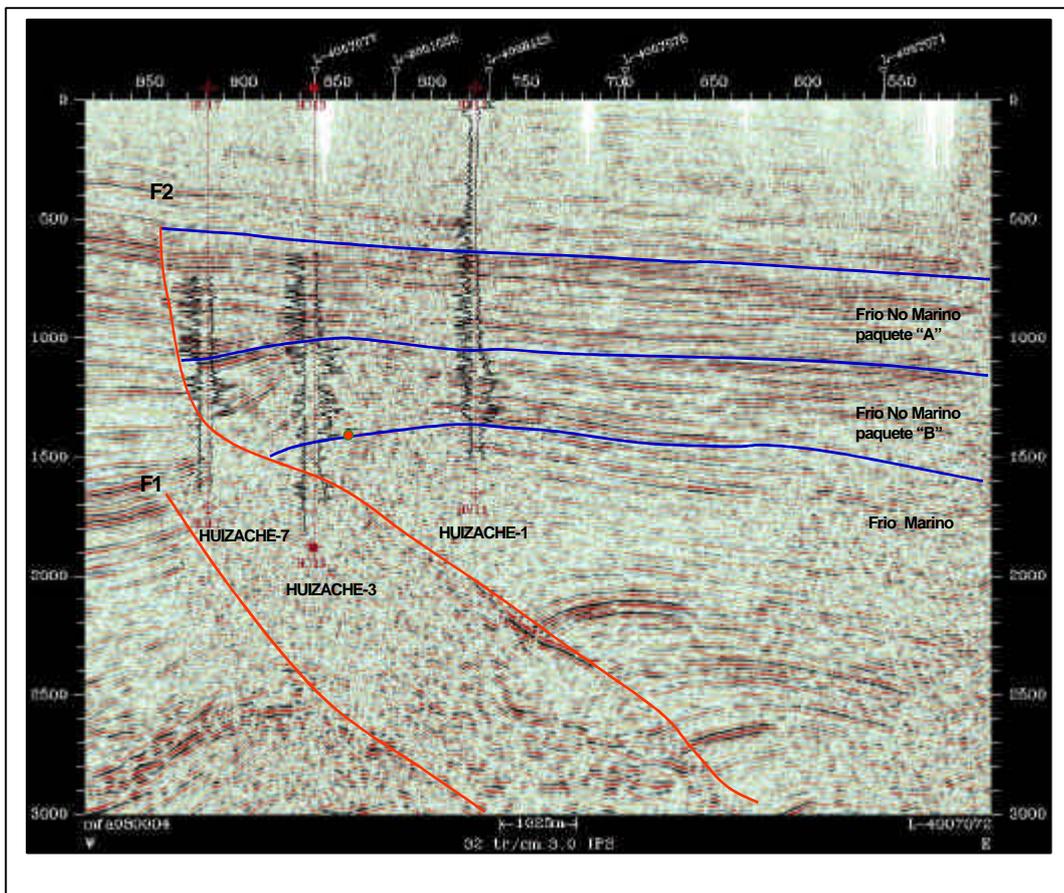


Figura-30 Línea 4007072 W-E

IV.2.- Características de las secciones sísmicas

Se tienen bien definidos los contactos formacionales por paleontología y por correlación eléctrica de los pozos. En los perfiles sísmicos hay un buen amarre con estos contactos formacionales, como se observa en la línea 4007072 (Figura-30) con una orientación W-E. Se dividieron y se marcaron los contactos formacionales del Frío No Marino y Frío Marino. Dentro de la Formación Frío No Marino, se identificaron los dos paquetes que denominamos paquete "A" y paquete "B", por sus características eléctricas ya mencionadas en los capítulos anteriores. Esta línea muestra un buzamiento regional con caída hacia el este; presenta en el paquete "A" un arreglo sísmico que en general corresponde a reflectores con tendencias paralelas, con amplitudes fuertes, producto probablemente de los ambientes fluviales característicos de esta formación. En el paquete "B" los reflectores son casi similares al anterior; sin embargo, el buzamiento cambia hacia el oriente y al poniente formando un cierre propio. Las amplitudes fuertes se conservan, para la Formación Frío Marino, donde se tienen las facies arcillosas del prodelta, representadas sísmicamente por la ausencia de reflectores continuos; obsérvese que la respuesta de los registros eléctricos de los pozos (SP y Resistividad) en los tres paquetes sedimentarios es en general diferente.

En la parte central de la sección se observa una falla normal (F2) de edad Oligoceno, y en la parte profunda de esta falla se observa una cierre estructural contra falla, siendo su parte culminante en el Pt. 700. En el Pozo Huizache-7 a nivel de los 1000 ms, se observan unos acuñamientos que ya fueron tocados por este pozo y que fueron productores en el Pozo Huizache-3. También se sigue presentando el rollover a 2000 ms, teniendo su parte culminante a 2100 ms en medio de las fallas (F1 y F2), en donde se observa una zona caótica que puede ser debida al empuje o inyección de arcillas.

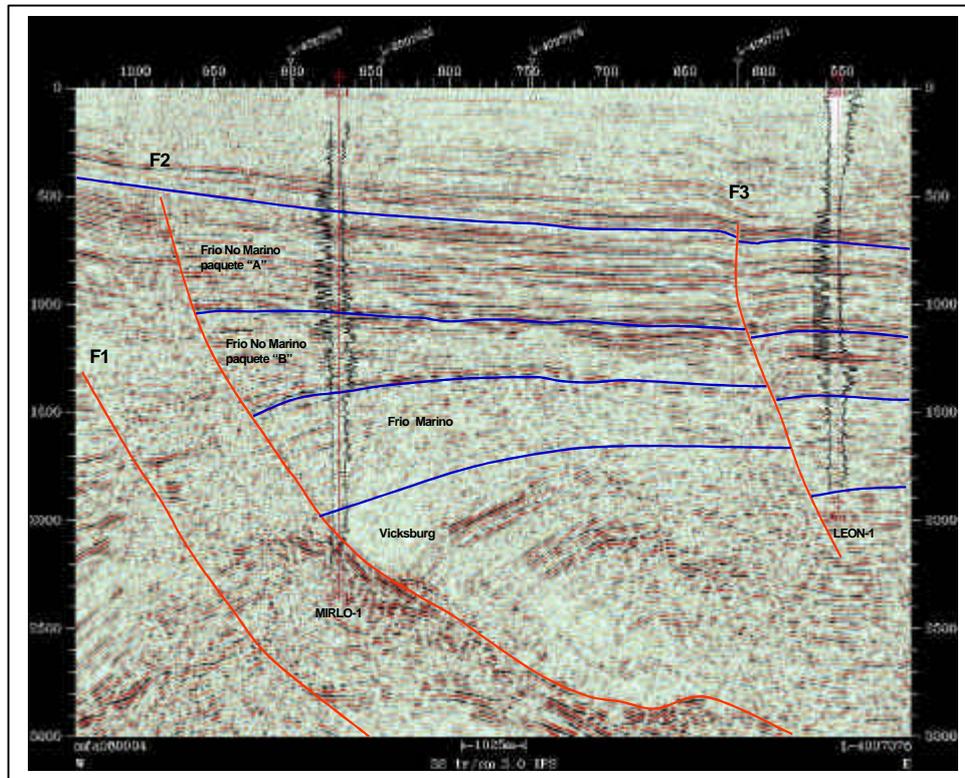


Figura-31 L_4007076 W-E

La línea 4007076 (Figura-31), sigue presentando el mismo patrón estructural, el mismo buzamiento hacia el este, los contactos formacionales tienen la misma respuesta sísmica que en la línea anterior, aunque en la Formación Frío Marino se ve que hay un ligero aumento en espesor hacia el pozo Mirlo-1 debido a que comienza a actuar la falla de expansión; sin embargo, en la respuesta de los registros eléctricos (electrofacies) se observan delgados cuerpos de arenas intercalados con lutitas. Posiblemente esta respuesta esté afectada por la inyección de las arcillas o también podría ser la parte distal del sistema de depósito en facies de prodelta. Se observa en la zona el nivel de despegue de la falla, el rollover que se observa en el presente estudio y que muestra un fuerte contraste de independencia, al igual que los cierres contra falla que se presentan hacia el lado oriente del estudio pudieran ser atractivos para proponer leads o áreas de oportunidad.

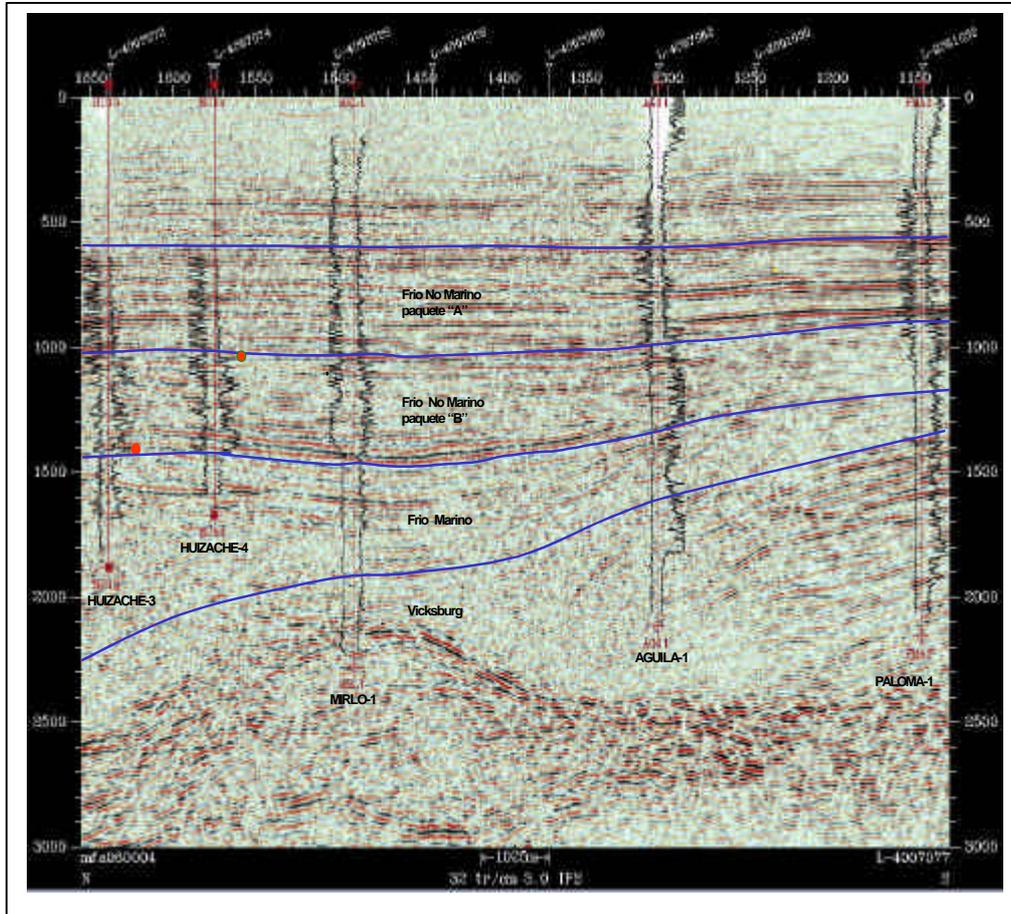


Figura-32 Línea 4007077 N-S

En la Línea 4007077 norte-sur, (Figura-32), se distinguen reflectores paralelos en la Formación Frío No Marino; el echado buza hacia el norte en un ángulo bastante pequeño (3° a 5°) la respuesta sísmica y el patrón estructural, aunque es norte-sur, se conservan similares a las anteriores líneas. Las amplitudes fuertes a 2300 ms. por debajo del los pozos Mirlo-1, Águila-1 y Paloma-1, en la Formación Vicksburg, se siguen presentando muy atractivas, aunque tendría que realizarse un proyecto sísmico 3D con un estudio especial (A.V.O.) para ver las posibilidades efectivas de estas amplitudes.

En los pozos productores Huizache-3 y Huizache-4, se observan las facies productoras marcadas en los registro geofísicos de los pozos con un símbolo en la línea sísmica; estas facies productoras se extienden hacia el sur en el pozo

Águila-1, el cual tiene las mismas características sísmicas y eléctricas de los pozos productores Huizache-3 y 4.

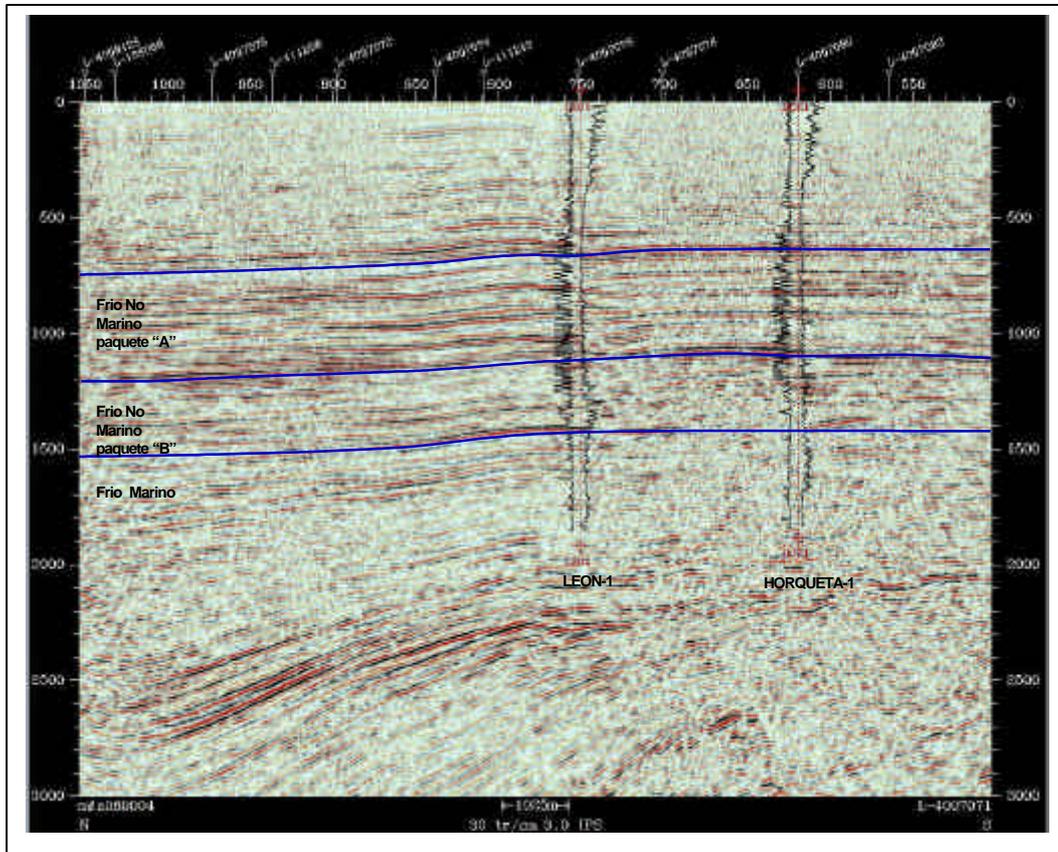


Figura-33 línea 4007071 N-S

En la línea 4007071 norte-sur, (Figura-33), y en la anterior notamos cómo regionalmente el buzamiento se inclina suavemente hacia el norte, observándose también una mayor expansión de sedimentos; los pozos Horqueta-1 y León-1 (proyectados) muestran en la Formación Frío No Marino (paquete "A") los reflectores paralelos similares a la línea anterior con fuertes amplitudes sísmicas, posiblemente por los ambientes de depósito característicos de esta formación. Para la Formación Frío No Marino paquete "B" se muestran las mismas fuertes amplitudes y reflectores paralelos con la diferencia en la respuesta de los registros eléctricos; para la Formación Frío Marino se muestran las facies arcillosas del prodelta dadas, por la ausencia de reflectores sísmicos y las respuestas de los registro eléctrico (electrofacies).

Hacia el centro de la línea sísmica, a 2500 milisegundos, se observan a profundidad en el pozo León-1 unas amplitudes fuertes que forman un alto estructural en el p.t. 800; Presenta un cierre contra falla bastante atractivo, continuo con el mismo patrón estructural que las anteriores líneas sísmicas.

IV.3.- Resumen de las secciones sísmicas

Del análisis de las secciones sísmicas en general, podemos resumir que; Las líneas norte-sur se inclinan con un buzamiento muy pequeño (3° a 5°) hacia el norte pero con una mayor expansión de sedimentos. En cambio, en el sentido oeste-este los echados buzanan con un mayor ángulo (13° a 16°) hacia el oriente, por todo esto, podemos concluir que tenemos la mayor cantidad de sedimentos y las mejores facies hacia el noreste del área. Por el contrario, a medida que nos retiramos hacia el sureste las facies se van haciendo mas profundas y dístales.

Podemos resumir que hacia el sureste del área, en general, en la Formación Frío Marino las facies se van haciendo mas profundas y mas dístales, consecuentemente mas arcillosas, esto lo vemos por la ausencia de reflectores continuos en la sísmica, aunque como observamos también pudiera estar afectada por la inyección de arcillas o por el paso de las fallas.

En el Frío No Marino (paquete "B") las facies de frente deltaico de los intervalos productores de los pozos Huizache-3 y 4 van cambiando a medida que se alejan hacia el sureste, a unas facies más arcillosas de prodelta. En la sísmica no se advierten grandes cambios, se continúan observando los reflectores paralelos y las fuertes amplitudes en las líneas sísmicas, únicamente en el registro eléctrico se observan diferentes respuestas en las curvas.

En el Frío No Marino paquete ("A"), los reflectores se conservan paralelos y con fuertes amplitudes, estas facies en general podrían tener un buen potencial por su naturaleza estratigráfica de depósito.

En general las secciones sísmicas, no nos auxiliaron mucho, para definir los modelos sedimentarios que se obtuvieron para esta investigación, sin embargo, fue de gran ayuda para visualizar las estructuras que se vislumbran atractivas y que mas adelante pudieran ser buenos prospectos para documentarse.

V-GEOLOGIA ECONOMICA

V.1.-Trampa

Las trampas para el área de estudio son del tipo estructural-estratigráfico y se encuentran conformadas por una secuencia de desarrollos arenosos, depositados principalmente sobre los bloques bajos de las fallas de crecimiento. Las trampas estructurales en rollover, asociadas a las fallas de crecimiento, tienen cierres contra falla por reactivación de éstas y trampas combinadas con acuñamientos por cambios laterales de facies. En la (Figura-34) se observan las trampas características del campo Huizache.

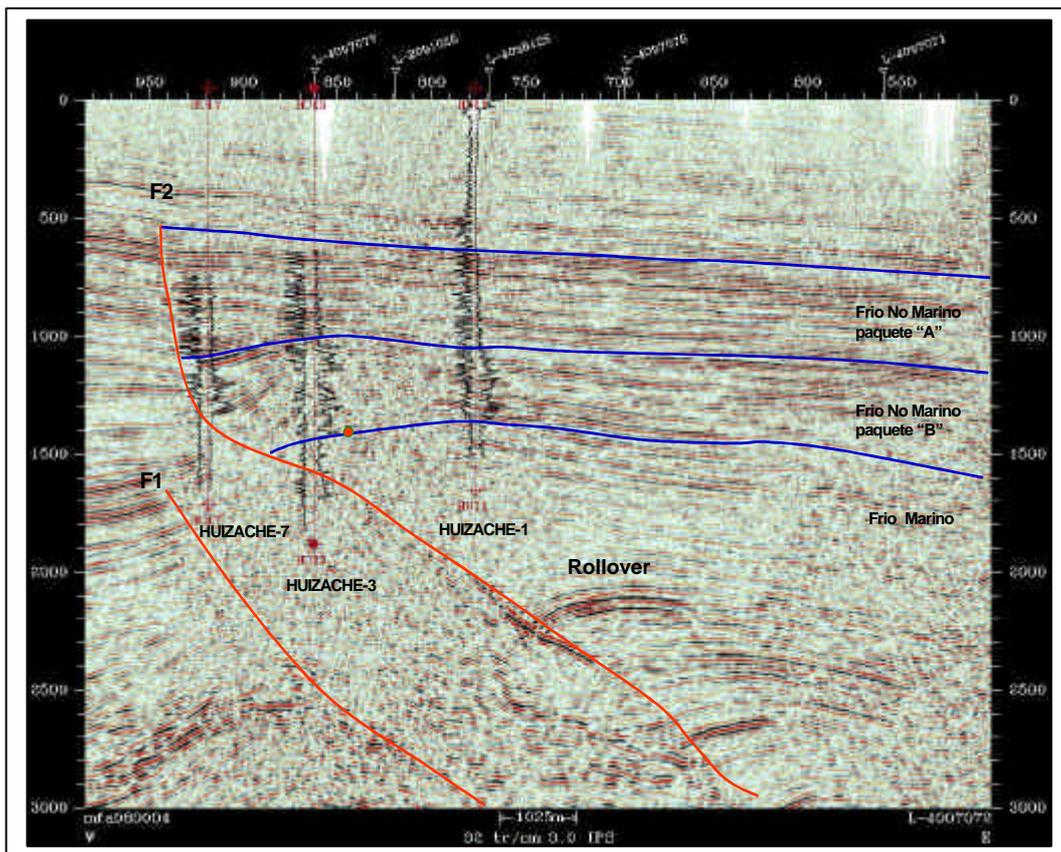


Figura-34 Trampas en la Formación Frío y Vicksburg

V.2.- Roca generadora y rutas de migración

En el área del proyecto se considera que el sistema generador, en el Oligoceno inferior en la Formación Vicksburg, éste no se ha podido caracterizar de manera satisfactoria geoquímicamente por la insuficiente cantidad de muestreo, pero en áreas adyacentes, hacia el norte del área, sabemos que tiene una riqueza orgánica regular (COT de .5 a 1.0%) con un kerógeno tipo III y II, un Ro que varía de 0.5 a 1.0%, que permite la generación de gas y condensado.

Las facies de lutitas marinas que se encuentran distribuidas en la columna sedimentaria en la Formación Vicksburg, presentan un contenido de materia orgánica (kerógeno) de moderado a alto, en su mayor parte es continental, de tipo leñoso y carbonoso los índices de alteración térmica de la materia orgánica son de moderada a fuerte, con una generación primordial de gas y condensado.

En lo que respecta a la migración de los hidrocarburos, se considera que se efectuó casi de manera inmediata a la generación de los mismos. Los hidrocarburos se desplazaron de las lutitas generadoras hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical ascendente y lateral a través de las fallas de crecimiento. La edad de generación de los hidrocarburos y su migración se estima en 35 millones de años.

V.3.- Roca almacén

Las rocas almacenadoras las constituyen las areniscas intercaladas con secuencias arcillosas; las areniscas presentan diferentes grados de arcillosidad y madurez de acuerdo a las características de los ambientes de depósito y ciclo sedimentario correspondiente, lo cual actúa notablemente en su porosidad y su permeabilidad como ya vimos anteriormente. En la formación Frío tenemos 20% de porosidad promedio, la saturación de agua de formación es del 45 % y la salinidad de la misma varía de 6,000 a 25,000 partes por millón; la permeabilidad, presenta variaciones importantes con un rango de 0.05 a 20 milidarcies en promedio.

V.4.- Roca sello

Dentro del Campo Huizache, existen numerosos paquetes de lutitas en la Formación Frío que se encuentran distribuidos a lo largo de toda la columna sedimentaria que sellan los cuerpos de areniscas que constituyen el receptáculo de los hidrocarburos, esto se puede observar en los registros geofísicos de los pozos del área de estudio. Existen también fallas que en menor proporción tienen la función del sello lateral, así como también los cambios de facies que se encuentran presentes en el área.

V.5.- Manifestaciones de hidrocarburos

Se tienen manifestaciones de hidrocarburos importantes en el área de estudio los cuales se describen en la siguiente tabla-8:

Pozo	Intervalo(m)	Lecturas de gas - lodo	Densidad/peso del lodo(gr/cm ³)
Huizache-1	2328	275-120	bajo de 1.60 a 1.35
Huizache-3	2125	320-120	sin variar la densidad
Huizache-4	2300	320-125	bajo de 1.73 a 1.05
Horqueta-1	2219	210-60	bajo de 1.33 a 1.31
Mirlo-1	3551	170-40	sin variar la densidad
Paloma-1	2153	200-24	bajo de 1.45 a 1.35
	2171	460-180	bajo de 1.41 a 0.93
	2401	450-300	bajo de 1.48 a 1.44
	3319	550-360	bajo de 1.65 a 1.54

Tabla-8 Manifestaciones de hidrocarburos

Como se puede ver existen considerables manifestaciones de hidrocarburos en el área de estudio que se consideran importantes, las cuales revelan la evidencia de hidrocarburos en toda el área del campo Huizache.

V.6.- Yacimiento

En un estudio reciente el grupo de plays del activo de exploración y la compañía Scotia(2001) realizaron un estudio regional en las Formaciones Frío y Vicksburg en la Cuenca de Burgos. Mencionan que los sistemas depositacionales más

comunes y más productivos en la cuenca son: barrera-lagunal con una producción acumulada de 772 (MMMPCG) Miles de millones de pies cúbicos de gas) ó BCF, y los sistemas de delta retrabajados por olas, 690 BCF, que representan la mayoría de la producción. Los sistemas fluviales, con una producción de 268 BCF y los sistemas de planicie de playa costera, 92 BCF relacionados, son productores en menor escala. Por último, los yacimientos de planicie de barras paralelas con 142 BCF son buenos productores. Es evidente que de los sistemas deltaicos, los deltas retrabajados por olas tienen un mejor comportamiento productivo que los deltas dominados por los sistemas fluviales. Los yacimientos de la Formación Frío, en la cuenca, están distribuidos en 51 arenas de edad Oligoceno Inferior, Medio y Superior, constituidos por facies sedimentarias de origen siliciclástico; las producciones de gas son variables a través del campo, debido a que cada yacimiento presenta diferentes espesores tanto vertical como horizontalmente, así como también diferentes presiones y temperaturas; su temperatura es de aproximadamente 128° grados centígrados. Los yacimientos del campo Huizache, como vimos están distribuidos en dos intervalos Huizache-3 en el intervalo 2134-2142 m con (3.0 MMPCDG), y el Huizache-4 a 1495-1503 m, con (2.3 MMPCDG) ambos de gas y condensado. La Cuenca de Burgos es la provincia que ocupa el primer lugar en producción de gas no asociado a nivel nacional, siendo la franja del Oligoceno la más importante y la más productora: sin embargo, la producción se ha concentrado en esta parte norte de la cuenca. Los modelos sedimentarios principales que se tienen hacia esta porción norte son: barras de barrera, deltas dominados por el oleaje, planicie de barras paralelas y sistemas fluviales, usualmente el aporte sedimentario proviene del norte. En la presente investigación, con base en los modelos sedimentarios concebidos, se manifiesta importante el área en la parte sur de la cuenca, ya que los modelos sedimentarios como vimos son similares a los que se encuentran en la parte norte, únicamente la fuente de aporte es diferente. El sistema petrolero, es decir, las condiciones de roca generadora, de roca almacén, sello, rutas de migración y la trampa son similares hacia esta

porción de la cuenca, por la cual pudiera ser posible obtener producción explorando hacia esta porción de la cuenca.

En resumen, en el Campo Huizache, la roca generadora es buena, la roca almacén es un excelente reservorio. Aunque es posible que quizás la calidad de esta roca almacén no se conozca tan bien como en la parte norte por la cantidad de información de pozos que existen en aquella área. Sin embargo la información que se tiene es suficiente para poder considerarla como buena. En cuanto a la roca sello verticalmente no existe mayor dificultad, posiblemente las fallas que sirven como sellos laterales en el área son las mas complejas de definir con esta sísmica 2D, por lo cual podríamos considerarla de alto riesgo ya que las líneas sísmicas están separadas una de otra por mas de 2 kilómetros de distancia, por lo que la definición de la estructura también tendría un alto riesgo. Sin embargo existe un programa de adquisición sísmica tridimensional que ayudará a un mejor control de los sellos laterales y de las estructuras y por consecuencia a disminuir la incertidumbre en la interpretación de la trampa. Con todo esto, podemos afirmar tenemos excelentes perspectivas para obtener producción comercial en esta porción de la cuenca.

Hay que mencionar que las pruebas de producción efectuadas en la mayoría de los pozos del área de estudio fueron efectuadas en un tiempo relativamente corto (1 a 10 hrs.), por lo cual no se consideran concluyentes, ya que no se les dio el tiempo suficiente para que pudiera fluir el gas. Actualmente en la Cuenca de Burgos los tiempos de espera en las pruebas de producción son de 48 a 72 horas aproximadamente. También existen cuerpos de arenas potencialmente productoras que no fueron probadas con pruebas de producción, sino que se realizaron pruebas de formación. Además los pozos son de los años 1960's cuando no se contaba con la tecnología del fracturamiento hidráulico que actualmente se realiza con bastante éxito en la cuenca.

V.7.- Reservas

Las reservas remanentes de la Formación Frío en la Cuenca de Burgos se observa en la tabla-9.

PLAY FRIO						
DATOS DE PRODUCCION POR CAMPO.						
Campo	Reservas de gas (MMMPC)		POZOS			Producción Actual de pozos activos (MMPCD)
	Original	Producida	Totales	Productores		
				Originales	Actuales	
Reynosa	3101	2,243 *	327	232	80	20.3
Brasil	470	410	53	39	2	2.1
Treviño	427	336	95	79	0	0.0
F. Cano	260	237	56	38	5	0.4
Monterrey	341	124*	79	56	12	11.1
Ramírez	24.5	19.7	11	6	3	0.2
Gmo. Prieto	17	8.6	6	3	2	0.4
Huizache	11	10.0	8	2	2	0.3
Cañon	23.3	6.7	6	4	2	0.2
Escobedo	18.4	5.0	8	2	1	0.2
Chapul	8.0	1.9	8	5	0	0.0
V. Cardenas	4.3	1.7	3	1	1	0.1
Total	4704.5	3402.2	660	467	110	35.3

* Se incluye producción del Play Vicksburg. Pemex Exploración 2004.

Tabla-9 reservas remanentes de la Formación Frío.

Se visualizan las reservas del Campo Huizache, calculadas con las reservas de dos arenas productoras. Sin embargo, durante una evaluación de registros de pozos del campo Huizache Carreón (1998) tabla-10 concluyó que los pozos Huizache 3, 7 y 8 son los que ofrecen los mejores intervalos para producir hidrocarburos. En el Huizache-3 se identificaron y calcularon tres intervalos; en el No.7 se identificó un intervalo atractivo y en el No. 8 se identificaron y calcularon cuatro intervalos, con un recurso total probable a incorporar de 31 BCF. A continuación se presentan los intervalos evaluados y los resultados de porosidad y saturación de hidrocarburos.

POZO	INTERVALO	POROSIDAD	SATURACIÓN DE AGUA
Huizache-3	1495-1508m	20%	40%
	1659-1674m	13%	56%
	1878-1886m	17%	58%
Huizache-4	1495-1509m	21%	51%
Huizache-7	1710-1717m	21%	48%
Huizache-8	1670-1679m	14%	50%
	1777-1780m	19%	39%
	2065-2078m	19%	60%
	2080-2087m	18%	41%

Tabla-10 Intervalos atractivos de 4 pozos del Campo Huizache. (Carreón, 1998)

Estos intervalos fueron calculados con el análisis de los registros de los pozos. Las reservas fueron calculadas con la porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburos, espesor neto poroso y del análisis de estos registros. El factor volumétrico y el factor de recuperación, se sacaron con los intervalos productores de los pozos Huizache-3 y 4 es una evaluación tentativa y provisional. Independientemente de estos intervalos atractivos, existen, como ya vimos, amplitudes fuertes y más profundas que no alcanzaron los pozos del área. El presente estudio parece indicar que estas reservas pudieran aumentar con la perforación de más pozos de exploración y de desarrollo para así poder evaluar la reserva real que aun tiene el Campo Huizache; adicionalmente podría hacerse un estudio mecánico de los pozos, para ver la posibilidad de fracturar los intervalos productores del campo.

V.8.-Importancia del gas natural

El gas natural ha sido y continua siendo de gran utilidad para toda la humanidad, y para la industria en general, ya que es el principal energético que consumen las principales plantas termoeléctricas del país. Además hoy en día las principales ciudades del país se encuentran conectadas al gas natural por tuberías subterráneas para consumo domestico. Adicional a esto la industria automotriz también consume este energético. La vida sin gas natural no podría

ser como la conocemos. Desde la antigüedad se ha utilizado diferentes maneras y técnicas para su extracción, que han ido evolucionando hasta hoy en día; sin embargo, a pesar de tener nueva tecnología de desarrollo y el conocimiento técnico, es cada vez más difícil encontrar este energético. Las reservas probables cada vez son menores incluso se importa el gas para cubrir las necesidades del país, por lo tanto, parece evidente que en el futuro harán falta métodos más experimentados y tecnología mas avanzada para poder encontrar buenos yacimientos de gas, ya que los actuales yacimientos se abaten rápidamente. La explotación tan avanzada que se lleva en la actualidad de este vital energético en la Cuenca de Burgos, hace que los retos para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos sean cada vez mas grandes. Una solución es invertir en explorar nuevas áreas, realizando nuevos estudios geológicos y buscando nuevas oportunidades a mayor profundidad dentro de la cuenca. Otra opción es reevaluar los estados mecánicos de los pozos antiguos, así como también los intervalos atractivos que no fueron probados con pruebas de producción y establecer sus radios de drene, de esta manera, certificar las reservas remanentes que todavía se encuentran en el subsuelo. Dependiendo de esta reevaluación se podría considerar la posibilidad de practicar la tecnología del fracturamiento hidráulico, para tener una mayor producción de hidrocarburos en los pozos. Esta nueva tecnología ya es aplicada con bastante éxito en la cuenca.

Las dos opciones son consideradas para contar con más reservas probables y posibles, suficientes para el futuro, cercano ya que sino se substituyen con nuevos yacimientos, este se ve un tanto incierto otra alternativa seria cambiar definitivamente a otras fuentes de energía, como la energía geotérmica, la energía solar o la energía nuclear, esta reflexión esta más enfocada para las futuras generaciones de geocientificos quienes en los años próximos serán los responsables de explorar este vital energético si duda de gran ayuda para toda la humanidad.

CONCLUSIONES

- 1.- Se definió, con la sísmica 2D, un marco estructural con orientación NE-SW; también se definieron una serie de bloques limitados tanto hacia el occidente como el oriente por fallas sedimentarias, con caída hacia el oriente y con un predominio de trampas estratigráficas y estructurales del tipo “rollover”.
- 2.- La Formación Frío No Marino se fracciona en dos paquetes estratigráficos; Formación Frío No Marino Paquete “A” y Formación Frío No Marino paquete “B”, apoyándonos con los diferentes patrones de curvas en el registro eléctrico (electrofacies), así como en dos diferentes zonas paleontológicas.
- 3.- Se obtuvieron tres modelos sedimentarios, definidos a partir del análisis de las electrofacies, isopacas, secciones estratigráficas y complementado con los perfiles sísmicos: a) para la Formación Frío Marino un sistema deltaico en facies de prodelta, b) para la Formación Frío No Marino paquete “B” un sistema de frente deltaico compuesto por facies de canales y barras de desembocadura, y c) para la Formación Frío No Marino paquete “A” un gran complejo de canales fluviales.
- 4.- Con base a los espesores de arena y sus tendencias, se corroboró, en el área de estudio, una dirección en el aporte de los sedimentos de Oeste al Este.
- 5.- Se piensa que estos modelos sedimentarios definidos en el área ayudan a definir la presencia, la dirección y distribución de la roca almacén.

RECOMENDACIONES

1.-Se recomienda efectuar estudios sedimentológicos a detalle, en toda el área de la parte sur de la Cuenca de Burgos, para mejorar la definición de los modelos sedimentarios, la dirección de la roca almacén y proponer, con menor riesgo, localizaciones para incrementar las reservas de gas en el área.

2.-Modelado geoquímico 2D y 3D para conocer mejor la composición de los hidrocarburos, su origen, sus rutas de migración de la roca generadora a la roca almacén, así como su transformación por efecto de la temperatura y profundidad.

3.-Efectuar una evaluación mecánica de los pozos del área para definir intervalos de interés para una posible reintervención y un fracturamiento hidráulico, con el objetivo de mejorar la producción de los pozos en el área de estudio.

4.- Realizar un programa de núcleos convencionales en los pozos exploratorios para determinar la edad de los sedimentos y estudiar las estructuras primarias lo cual permitirá definir con mayor predicción los ambientes de depósito.

5.-Se recomienda encaminar la exploración hacia las trampas estratigráficas, ya que una cuenca con grandes depósitos de siliciclasticos y una gran variedad de ambientes depositacionales como lo es la Cuenca de Burgos, es muy susceptible de contar con un gran numero de ellas.

BIBLIOGRAFIA

- ❖ Alfonso-Zwazinger, J., 1976, Geología Regional del Sistema Sedimentario Cupido, *in* III Simposio de Geología del Subsuelo, Distrito Frontera Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Pemex reporte interno.
- ❖ Barceló-Duarte, J. y Dávila-Alcocer, V. M, 1999. Ambientes sedimentarios siliciclásticos, Facultad de Ingeniería UNAM, México, 149 Pág.
- ❖ Belousov, V., 1979 Geología estructural, editorial mir, Moscú, segunda edición.
- ❖ Bertrand Camargo C. 1987 Apuntes de geoquímica orgánica aplicada a la prospección petrolera. Facultad de Ingeniería UNAM, México, 137 Pág.
- ❖ Brown L.F: and Fisher W.L. 1980 Geology and Geometry of depositional system 56 Pág.
- ❖ Brown L.F: and Fisher W.L. 1984 Seismic stratigraphic interpretation and petroleum exploration, Tulsa Oklahoma U.S.A. 181 Pág. American Association of petroleum Geologists.
- ❖ Bush, D. A., 1973, Oligocene studies, Northeast Mexico: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v.23, Pág. 136-145.
- ❖ Castillo-Chavira, F, 1969, Consideraciones sismológicas sobre la información sismológica profunda, *in* Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No.1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

- ❖ Cavazos-Prado, S., 1969, Los horizontes bioestratigráficos de correlación en el estudio estratigráfico y sedimentológico del Oligoceno en la Cuenca de Burgos, *in* Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No.1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ Dumble, E. T., 1894, The Cenozoic deposits of Texas: *Journal of Geology*, v. 2, Pág. 549-567.
- ❖ Echánove-Echánove, O., 1976, Geología del Paleoceno-Eoceno, Cuenca de Burgos, *in* III Simposio de Geología del Subsuelo, Distrito Frontera Noreste, Reynosa, Tamaulipas: PEMEX reporte interno.
- ❖ Echánove-Echánove, O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, V.28, Pág.3-69.
- ❖ Edwards M.1986: Sedimentary effects of differential subsidence in Frio shoreface-shelf sediments, Gulf Coast Tertiary. *Houston geol. soc. Bull.* 29, 3, Pág 10-14.
- ❖ Ellisor, A. C., 1944, Anahuac Formation: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 28, Pág. 1355-1375.
- ❖ Estudio de métodos para identificar patrones de sedimentación 1976 Pemex informe interno Pág. 76.
- ❖ Estudio de Plays Vicksburg-Frío 2001 Pemex exploración y producción, inédito.

- ❖ Expedientes de Pozos Huizache-1,3,4,5,7,8, Huizache Nte, Huizache Pte-Mirlo-1, Aguila-1, Salero-1, Leon-1, Río Conchos-1, Río Conchos-2, Paloma-1,Horqueta-1 informes inéditos.
- ❖ Fisher, W. L., Brown, L. F., Scott, A. J., and Mc Gowen J. H., 1969, Delta systems in the exploration for oil and gas: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, 212 Pág.
- ❖ Galloway, W. E., 1975, Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic depositional systems, *in* Broussard M. L., ed., Deltas: Houston Geological Society, Pág. 87-98.
- ❖ Galloway, W. E., Hobday, D. K., and Magara, K., 1982, Frio Formation of Texas Gulf Coastal Plain: Depositional systems, structural framework, and hydrocarbon distribution: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 66, Pág. 649-688.
- ❖ García del Ángel, A., 1969, Problemas de la futura exploración con pozos profundos en la Cuenca de Burgos, *in* Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ García Esparza J.1999 evaluación económica del la Formación Frío en la Cuenca de Burgos, tesis de maestría UNAM.
- ❖ García Esparza J. F. et al., 1989, Monografía del Campo Huizache, reporte interno.
- ❖ González-García, R., 1976, Bosquejo geológico de la Zona Noreste: III Simposio de Geología del Subsuelo, DFNE, Reynosa, Tams., Pemex.

- ❖ Guzmán Baldizán et al., 1994, Estudio del Potencial Remanente en la Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas: Pemex reporte interno.
- ❖ Hernandez-Mendoza, J. J., 2000, Interpretation and Distribution of Depositional Systems: Oligocene Frio Depisod in the Subsurface of Burgos Basin, Northeastern Mexico: Master of Science Thesis, the University of Texas at Austin.
- ❖ Huang, Walter T., 1981, Petrología, editorial hispano americana, México DF.
- ❖ Lara J, E. Serrano, G. Ziga Rodríguez.1994 Integración e interpretación Geoquímica Cuenca de Burgos Fase II.
- ❖ Madrid-Solís, A., 1976, Consideraciones geológico-económicas del Jurásico Superior, NE de México, *in* III Simposio de Geología del Subsuelo, Distrito Frontera Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Pemex reporte interno.
- ❖ Martínez Palomares et al., 1998 Estudio de Evaluación del Potencial Petrolero de la Cuenca de Burgos Proyecto San Fernando.
- ❖ Padilla y Sánchez. 1996 Elementos de Geología Estructural México DF.
- ❖ Pérez-Cruz, G. A., 1992, Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern
- ❖ Perrodon, A., 1983.- Dynamics of Oil and Gas Accumulations: Bulletin des Centres de Recherches Exploratio-Production Elf-Aquitaine, Mem. 5

- ❖ Rivera-Juárez, J., 1976, Estudios geofísicos del Jurásico Superior NE de México, *in* III Simposio de Geología del Subsuelo, Distrito Frontera Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Pemex reporte interno.
- ❖ Rodríguez-Lozano, D. E., 1976, Bioestratigrafía de la franja Paleoceno-Eoceno de la Cuenca de Burgos, *in* III Simposio de Geología del Subsuelo, Distrito Frontera Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Pemex reporte interno.
- ❖ Rodríguez-Santana B., 1969, Sedimentos del Oligoceno de la Cuenca de Burgos-Aspecto regional, *in* Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ Romero Flores., 1987 Estudio estratigráfico-estructural del área de San Fernando franja del Oligoceno reporte interno.
- ❖ Sandoval-Cambranis, M. J., 1969, Interpretación sedimentaria del Oligoceno Inferior en la Cuenca de Burgos, *in* Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa redonda No.1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.
- ❖ Santos h Kumar Ghosh, 2001 Análisis secuencial en registros de pozos y afloramientos Seis-strat Services UNAM Pág. 16
- ❖ Van Wagoner, j.c., Mitchum, r. m., Campion, K.m: & Rahmanian, v.d. 1991: Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. AAPG Methods Explor. Series, 7, Tulsa, 55 Pág.

- ❖ Vega-Vera, F. J., Mitre-Sálar, L. M., and Martínez-Hernández, E., 1989, Contribución al conocimiento de la estratigrafía del Grupo Difunta (Cretácico Superior-Terciario) en el noreste de México: Revista del Instituto de Geología de la Universidad Autónoma de México, v.8, Pág. 179-187.

- ❖ Yzaguirre, L. A., 1969, Geología regional de la Cuenca de Burgos, in Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: Instituto Mexicano del Petróleo.

- ❖ Ziga Rodriguez G. 1995 Subsistemas generadores de la Cuenca de Burgos