



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“Caracterización geológica de un yacimiento petrolero
en la Cuenca de Burgos-proyecto de inversión Delta del
Bravo”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A N:

**ERIKA IVONNE BEST MARTÍNEZ
JORGE ALBERTO MONROY ALVARADO**

DIRECTOR: ING. JAVIER ARELLANO GIL



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA

FEBRERO 2008

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres Sra. Guadalupe Rebeca Alvarado Gutiérrez y Sr. José Andrés Monroy Calvo, por su apoyo, enseñanza, confianza y luchar siempre por mantener la unión familiar la cual fue un pilar muy importante en mi vida.

A mis hermanas Ana Paulina y Carolina, quienes me enseñaron a vivir la vida al máximo con cada una de nuestra vivencias juntos y que me demostraron que un hermano va mas allá de los lazos familiares porque no solo son mis hermanas sino mis amigas.

A ti Amor de mi vida, por todo tu Amor, por tu apoyo incondicional, por tu paciencia, por tus palabras, por perdonarme en momentos que no merecía ser perdonado y por sobre todas las cosas brindarme tu Amistad incondicional, porque lo que llevamos de conocernos y de estar juntos es poco comparado con lo mucho que nos falta por vivir, Te Amo por lo que eres y te Amo aun mas por lo que soy cuando estoy contigo, gracias por ser el Amor de mi vida, gracias Mariana, gracias Mamior, gracias por todo.

A Nahyr porque a pesar de que no convivimos mucho, la quise como a pocas personas y donde quiera que este que Dios la bendiga, hice una promesa y la cumpliré.

A mis Amigos con quienes he tenido una infinidad de vivencias y a quienes les agradezco en todo momento por brindarme su confianza y permitirme ser su amigo:

A Lilian, Héctor, Christian, Josué, porque su partida nos dejo una enseñanza y que lo sucedido jamás será olvidado.

Abigail, Luis, Rubén, Luis (Hormiga), Jorge (Cheran), Bernal, Giovas, Yico, Kro, Natalia, Leonardo, Rolando, Betsabe, Yadira, Temo, Lalo, Ismael (Hue-Hue), Dario, Luis, Mau-Mau, Yhali, Alberto (Wero), Iveth (Wera), Jaziel, Erika, Jackie, Carlos, Pablo, Yara, Maru.

A mi Director de Tesis Ing. Javier Arellano Gil por su valiosa colaboración y su valioso tiempo, asi como también a mis sinodales Ing. Emiliano Campos Madrigal, Ing. José Luis Arcos Hernández, Ing. Alberto Arias Paz, Ing. Hector Luis Macias González, por sus observaciones hechas a dicho trabajo y de igual manera por su tiempo otorgado para la elaboración del mismo..

A la Facultad de Ingeniería por darme todas las herramientas y cobijarme en sus aulas para formarme como una mejor persona y un mejor profesionista.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi segunda casa, por darme una educación que no hubiera recibido en ningun otro lado como en ella la recibí.

JORGE ALBERTO MONROY ALVARADO

AGRADECIMIENTOS.

A mis padres que con sus consejos, amor y paciencia me han guiado por la vida, los amo profundamente.

A mis hermanas, mis mejores amigas.

A mis maestros, que con sus enseñanzas me han formado personal y profesionalmente.

A mis amigos que han compartido mis mejores y peores momentos.

Y a la Universidad Nacional Autónoma de México, máxima casa de estudio, por todos los retos propuestos y logros que he obtenido durante esta etapa de mi vida.

ERIKA BEST MARTINEZ.

INDICE.

RESUMEN

Capitulo 1 “Generalidades”

1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Metas.....	2
1.4 Ubicación del área.....	2
1.5 Antecedentes.....	4
1.6 Vías de Comunicación.....	13
1.7 Fisiografía.....	16

Capitulo 2 “Geología Regional”

2.1 Marco tectónico y Estructural.....	22
2.2 Estratigrafía.....	25
2.3 Geología Histórica.....	31

Capitulo 3 “Sistema Petrolero”

3.1 Rocas Generadoras.....	37
3.2 Rocas almacenadoras y sellos	40
3.3 Trampa y Migración de Hidrocarburos.....	42
3.4 Tipo de Fluido o Hidrocarburos.....	43

Capitulo 4 “Caracterización geológica y uso de tecnología”

4.1 Aspectos Sedimentológicos.....	44
4.2 Características generales de un Delta.....	46
4.3 Paleobatimetria.....	47
4.4 Aspectos Estratigraficos.....	48
4.5 Descripción de Formaciones.....	49
4.6 Aspectos Estructurales.....	53
4.7 Sistema Petrolero.....	54
4.8 Tecnología en la Industria Petrolera.....	56

Capitulo 5 “Reservas y áreas potenciales”

5.1 Reservas.....	59
5.2 Áreas Potenciales.....	63

Capitulo 6 “Conclusiones y Recomendaciones”.....

Bibliografía.....	67.
-------------------	-----

Caracterización geológica de un yacimiento petrolero en la
Cuenca de Burgos- Proyecto de inversión Delta del Bravo

RESUMEN.

La exploración de hidrocarburos es una actividad estratégica dentro de la cadena de valor de la industria petrolera, que requiere una compleja pero ordenada secuencia de etapas y procesos de decisión que incluyen grandes inversiones de alto riesgo en el mediano y largo plazo. Por lo anterior, nuestro trabajo tiene como objetivo la caracterización geológica de un yacimiento y la asimilación de tecnologías para la exploración de hidrocarburos con el fin de contribuir a la reducción del riesgo exploratorio, lo que permite la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos en áreas maduras y de frontera que realiza Petróleos Mexicanos.

El trabajo que a continuación se desarrolla, comprende los siguientes seis capítulos: 1) Generalidades, 2) Geología Regional, 3) Sistema Petrolero, 4) Caracterización geológica y uso de tecnología, 5) Reservas y áreas potenciales, 6) Conclusiones y recomendaciones; en todos se presenta información relevante y que nos ayudara a ilustrar de una mejor manera las características geológicas y el potencial petrolero del Delta del Río Bravo.

En el capítulo uno se abarca todo lo referente a la ubicación y antecedentes de la Cuenca de Burgos y del área Delta del Bravo, que es la zona trabajada, se muestran esquemas con la producción histórica y producción actual, y se menciona la contribución de algunos trabajos publicados sobre la Cuenca de Burgos.

En el capítulo dos se desarrolla el Marco Tectónico, mencionando el origen de la Cuenca de Burgos y su asociación a la apertura del protogolfo de México, se incluye el marco estructural así como la estratigrafía la cuál esta constituida por secuencias de carácter terrígeno, con edades que varían del Paleoceno al Reciente, expuestos a manera de franjas orientadas con un rumbo general NW – SE y dispuestas en tal forma que estratigráficamente las capas más antiguas yacen en la porción occidental; este capítulo concluye con la Geología Histórica, la cuál se desarrolla a partir del Jurásico Superior mostrando la evolución que ha tenido dicha Cuenca.

En el capítulo tres se aborda lo referente al Sistema Petrolero, desarrollando lo mas relevante sobre la Roca Generadora, la Migración, las Rocas Almacenadoras y Rocas Sello así como las Trampas, la Sincronía y el Tipo de Hidrocarburos; se describen las características distintivas de cada uno de los subsistemas o componentes.

En el capítulo cuatro se desarrolla lo referente a la caracterización geológica del yacimiento, partiendo de los aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales; se define el sistema petrolero, así como también se hace referencia a la tecnología actual destacando el papel que tiene cualquier tipo de software especializado en la exploración petrolera. En este trabajo se describe las ventajas y desventajas del software utilizado en el proyecto de inversión Delta del Bravo

En el capítulo cinco se trata lo relacionado a las reservas y áreas potenciales de manera general para el país y particular dentro de la Cuenca de Burgos. Finalmente en el capítulo seis es donde concluimos y hacemos las recomendaciones pertinentes.

CAPITULO 1

GENERALIDADES.

1.1 INTRODUCCIÓN.

En la exploración Petrolera, la geología, la geofísica y la geoquímica van de la mano, y son disciplinas que se utilizan con el objeto de predecir condiciones favorables para la acumulación y almacenamiento de Hidrocarburos en la parte más externa de la corteza terrestre.

El presente trabajo está elaborado con base en datos recabados de PEMEX y es por políticas de la misma que en el presente trabajo no se especifica ni la ubicación ni el nombre real de ciertos pozos, sin embargo los datos son reales, lo que permite realizar eficientemente la caracterización geológica del yacimiento.

La importancia y al mismo tiempo una aportación de este trabajo radica en el hecho de mostrar lo vital que es la Caracterización Geológica de un yacimiento petrolero para cualquier trabajo exploratorio que se pretenda realizar en la industria petrolera, y que entre mas información se tenga pues mejor caracterizado podemos tener el yacimiento, este trabajo pretende, con base en información geológica disponible, determinar la viabilidad exploratoria de un área específica con base en la caracterización geológica de un yacimiento petrolero.

La caracterización geológica de un yacimiento petrolero es muy importante, toda la información y a su vez todas las características que se van obteniendo del yacimiento nos permitirán irlo describiendo poco a poco, a tal grado que una buena o mala caracterización puede verse reflejada en una inversión tirada a la basura o una inversión fructificable, económicamente hablando, la caracterización la haremos valiéndonos, como se ha mencionado anteriormente, de toda la información geológica disponible. Sabemos que hoy en día el trabajo interdisciplinario es sumamente importante, que el esfuerzo en conjunto es lo que lleva a cualquier equipo de trabajo a alcanzar las metas propuestas administrando mejor los recursos humanos como: tiempo, dinero y esfuerzo.

En México tenemos gente capaz, todo esto en la búsqueda de un mejor futuro para nuestro país en materia de energéticos. Solo estando a la vanguardia como profesionistas capacitados en las geociencias podremos competir en un mundo cada vez mas difícil, y nosotros como universitarios tenemos que buscar esas oportunidades, oportunidades que solo se le dan a las personas mas preparadas, asimismo estando a la vanguardia en tecnología, como sociedad, como país, podremos salir adelante con éxito.

Hablaremos de un área específica en base a la disponibilidad de los datos, trabajaremos con el Proyecto Delta del Bravo perteneciente a la parte Noreste de la Republica Mexicana, en la frontera entre México y los Estados Unidos, asimismo este proyecto se encuentra dentro de la provincia Geológica de la Cuenca de Burgos.

La Cuenca de Burgos es la reserva de gas natural no asociado más importante del país, dicha Cuenca es de gran relevancia tanto para el desarrollo regional como local. La producción diaria de gas irá aumentando conforme se realicen contratos y/o convenios de exploración y explotación entre PEMEX y otras empresas.

1.2 OBJETIVOS.

- Evaluar el potencial petrolero de una secuencia de rocas siliciclasticas de ambiente marino, correspondiente con canales de abanicos de piso de cuenca del Mioceno Medio e Inferior.
- Documentar y Jerarquizar que características deban reunir las localizaciones exploratorias en lo que se considera la parte Marina de la Cuenca de Burgos.
- Caracterizar el sistema petrolero de la cuenca de Burgos.

1.3 METAS.

- Elaborar un documento escrito que indique el potencial de hidrocarburos en la Cuenca de Burgos, en la parte correspondiente al área de Delta del Bravo.
- Demostrar la importancia de la caracterización geológica de un yacimiento petrolero.
- Poder obtener nuestro título profesional con la presentación de este trabajo.

1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA.

La Cuenca de Burgos es una provincia geológica Cenozoica productora en etapa de exploración y desarrollo, se localiza en la margen Noreste de la Republica Mexicana; cubre principalmente al estado de Tamaulipas, parcialmente al de Nuevo León, la margen Noreste de Coahuila y parte del Golfo de México. Está limitada geográficamente al norte por el Río Bravo; al oriente por el Golfo de México; al sur por el paralelo 24° 30' de latitud norte (Cuenca de Tampico-Misantla); y al poniente por el contacto geológico superficial Cretácico/Cenozoico, representado por una línea imaginaria que parte al oriente de Piedras Negras, Coahuila y se extiende hacia el sureste, hasta el litoral del Golfo de México en la plataforma continental. (Figura 1).

Fisiográficamente, forma parte de la planicie Costera del Golfo de México, presenta un relieve suave y moderado, sensiblemente inclinado hacia el oriente. Geológicamente tiene continuidad al norte con el embahiamiento del Río Grande (Bravo) en la región sur de Texas, E.U.A.

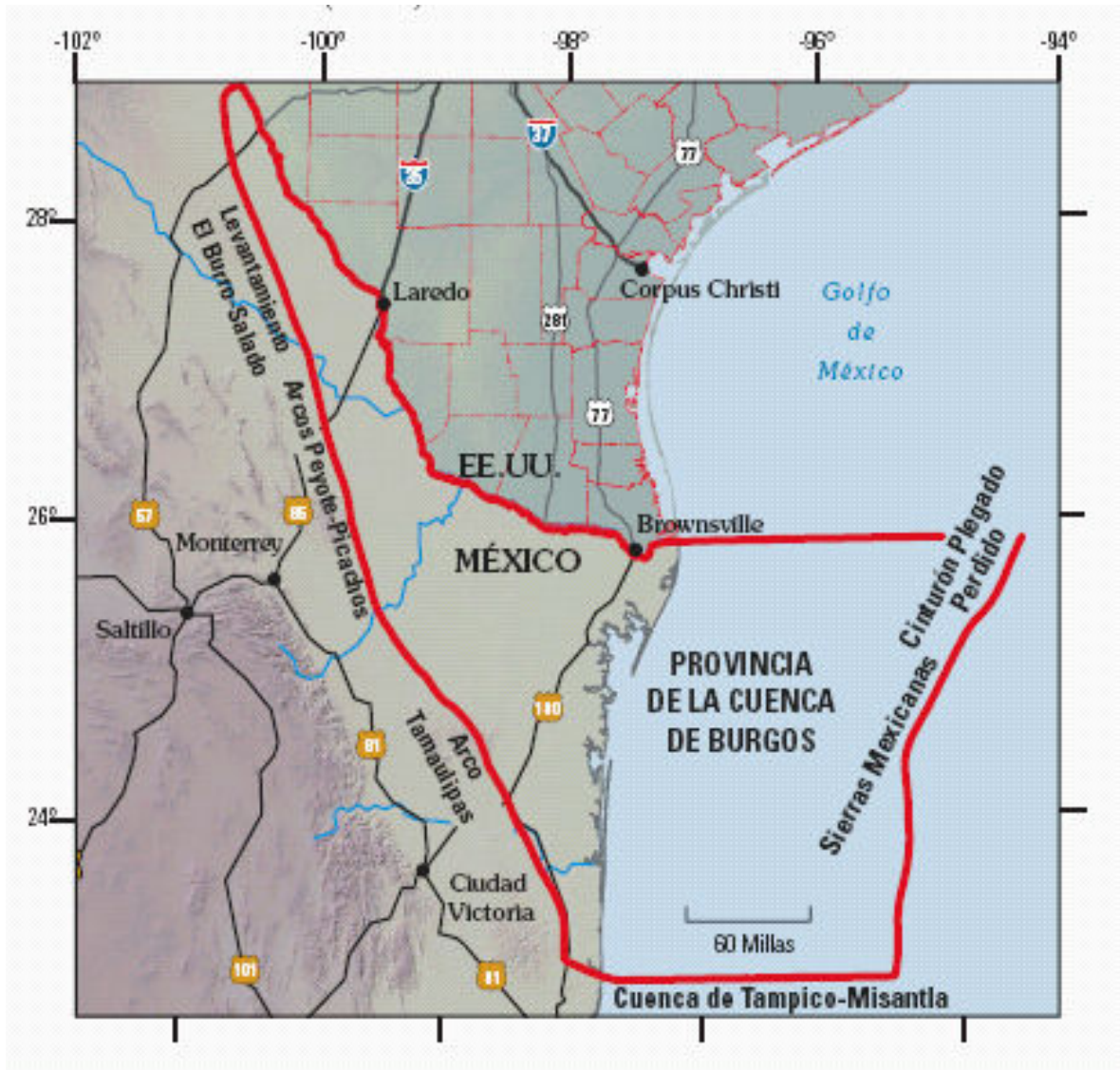


Figura 1. Provincia de la Cuenca de Burgos en el noreste de México (Reporte interno. PEMEX 2005)

El área del Proyecto Delta del Bravo es de 14800 Km.², dentro de la Zona Económica Exclusiva del territorio nacional. El límite Oriental, lo define la línea de costa del Estado de Tamaulipas, al Norte la línea imaginaria del paralelo 26° 00', que demarca la frontera norte de la Zona Económica Exclusiva de México en el Golfo de México, al Este la isobata de 500 metros y al Sur la línea imaginaria del paralelo 24° 30' (Figura 2). Los vértices principales del polígono irregular que limita el área son:

	<u>Longitud W</u>	<u>Latitud N</u>
A	-97.13966°	25.94021°
B	-96.31591°	25.99226°
C	-97.67767°	24.49949°
D	-96.98786°	24.50996°

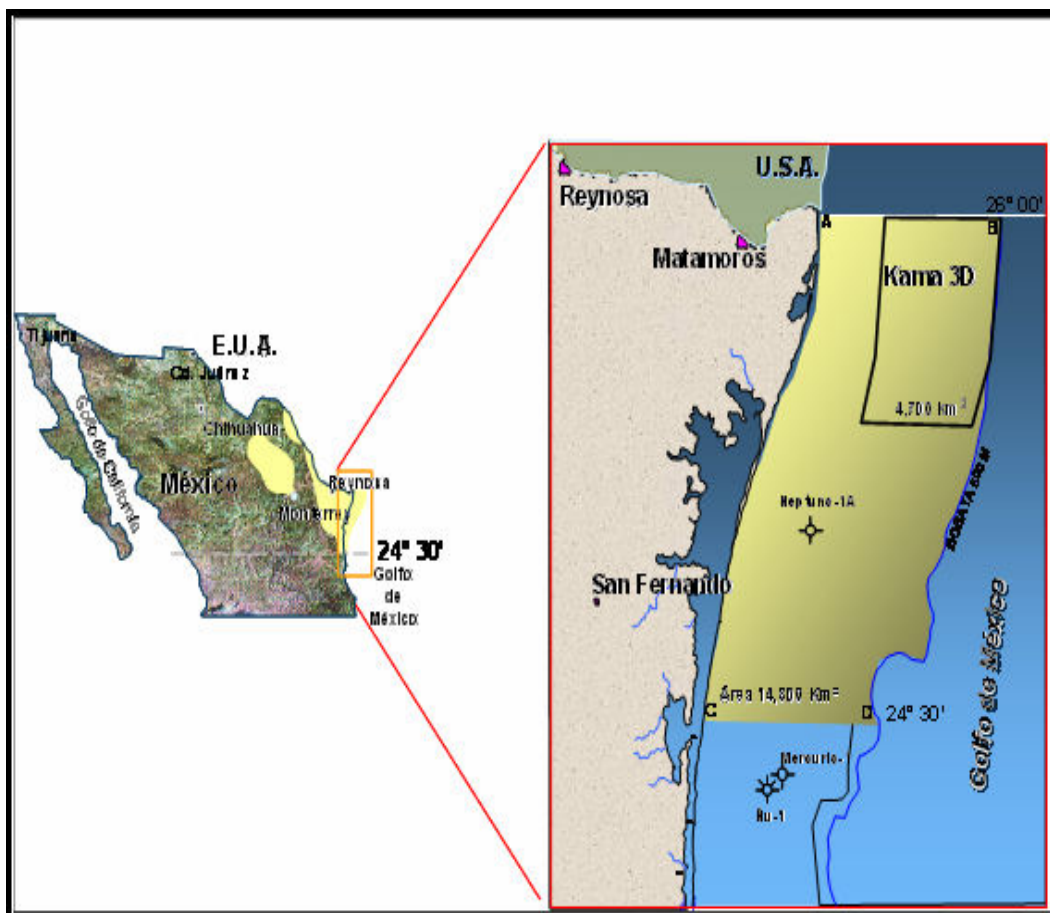


Figura 2.- Ubicación y Límites del Proyecto Delta del Bravo. (Reporte Interno. PEMEX 2005).

El proyecto Delta del Bravo es una opción importante para evaluar el potencial de gas y aceite en la plataforma continental, así como también en facies de talud y cuenca de secuencias del Oligoceno y Mioceno. PEMEX Exploración y Producción retomó la exploración en áreas frontera después de más de 20 años de no hacer trabajos de exploración específicos en esta zona, con la finalidad de evaluar el potencial en lo que se considera como la continuación de la Cuenca de Burgos.

1.5 ANTECEDENTES.

ANTECEDENTES CUENCA DE BURGOS.

La prospección petrolera en la provincia de Burgos, se inicia a fines de la década de 1920-1930 por compañías extranjeras, las que apoyadas en estudios geológicos y de manifestaciones superficiales realizan una etapa de perforación que culmina con el establecimiento de la producción en cuatro campos: La Presa, Rancherías, Lajitas y Laredo, ubicados en la porción noroeste, de la cuenca.

Petróleos Mexicanos inició su exploración en 1939 y es hasta abril de 1945 cuando ve coronados sus esfuerzos con el descubrimiento comercial de gas en areniscas del Oligoceno, en el pozo Misión-1, ubicado aproximadamente a 30 Km al noroeste de Ciudad Reynosa, Tamaulipas.

Con el descubrimiento comercial de gas se intensificó la actividad exploratoria y se sucedieron nuevos descubrimientos, activándose simultáneamente su desarrollo y el establecimiento de nuevos campos.

A la provincia Geológica de Burgos se le clasifica como productora de gas, en etapa de desarrollo y en la que se ha establecido producción en casi toda la columna Cenozoica y en la parte occidental, también esta en producción en rocas Jurásicas y Cretácicas, ya que en este sector estas secuencias se encuentran poco profundas. Se subdividió en franjas representativas de las áreas de producción y que reflejan la edad de los yacimientos, estas franjas son sensiblemente paralelas entre sí y con una orientación principal noroeste-sureste; a su vez estas franjas se distinguen por sus características sedimentario-estratigráficas, estructurales y por su atractivo económico petrolero siendo más jóvenes de poniente a oriente: Franja Jurásico-Cretácico, Franja Paleoceno, Franja Eoceno, Franja Oligoceno y Franja Mioceno. (Figura 3).

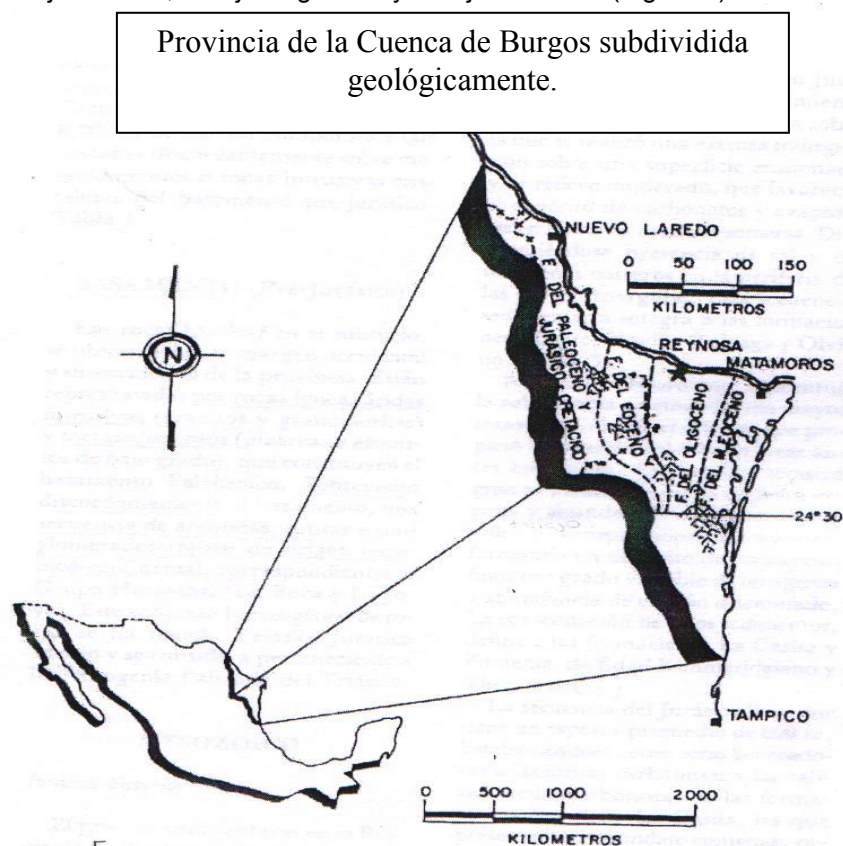


Figura 3.- En esta figura se muestra como esta la provincia subdividida en 5 franjas alargadas. (Tomado de Echánove, E.O., 1986).

Siguiendo con los primeros descubrimientos en la Cuenca, tenemos que en la Franja del Paleoceno se encontraron yacimientos de gas y condensados en el área Oeste Presa Falcón en 1959, con la producción de 2000 m³ de gas por día en el pozo Peñalva-101, ubicado aproximadamente a 20 Km al norte de General Bravo, N.L. Posteriormente, en 1962 se encontró la presencia de gas en las calizas arcillosas de las formaciones Taraises y Agua Nueva del Cretácico, en el pozo Cadena-2, aproximadamente a 30 Km al Suroeste de Ciudad Miguel Alemán, Tamaulipas. En 1971, PEMEX estableció producción comercial de hidrocarburos gaseosos en el Área Laredo, en el pozo Robulus-1, con una producción inicial de 21800 m³.

En la Franja del Eoceno, en 1954 es cuando PEMEX estableció presencia de aceite y gas en el pozo Zacate-101. En 1956, el pozo Pato-1 resultó productor con 17,000 m³ de gas por día. A partir de esa fecha, se activó la prospección en la franja eocénica, obteniéndose magníficos

resultados que hicieron que esta cuenca se convirtiera en la principal productora de gas no asociado.

En la Franja del Oligoceno, que es la parte central de la Provincia, la presencia de hidrocarburos fue establecida en 1945, con el pozo Misión-1, mencionado anteriormente. Posteriormente, en 1948 se descubrió el Campo Reynosa, con gas y condensado.

En la Franja del Mioceno se estableció la presencia de Hidrocarburos con el pozo Matamoras-1, perforado en 1956, productor de gas. En 1968, se estableció la producción de aceite en el pozo Lerma-1 correspondiente al área San José de las Rusias. (Figura. 4)

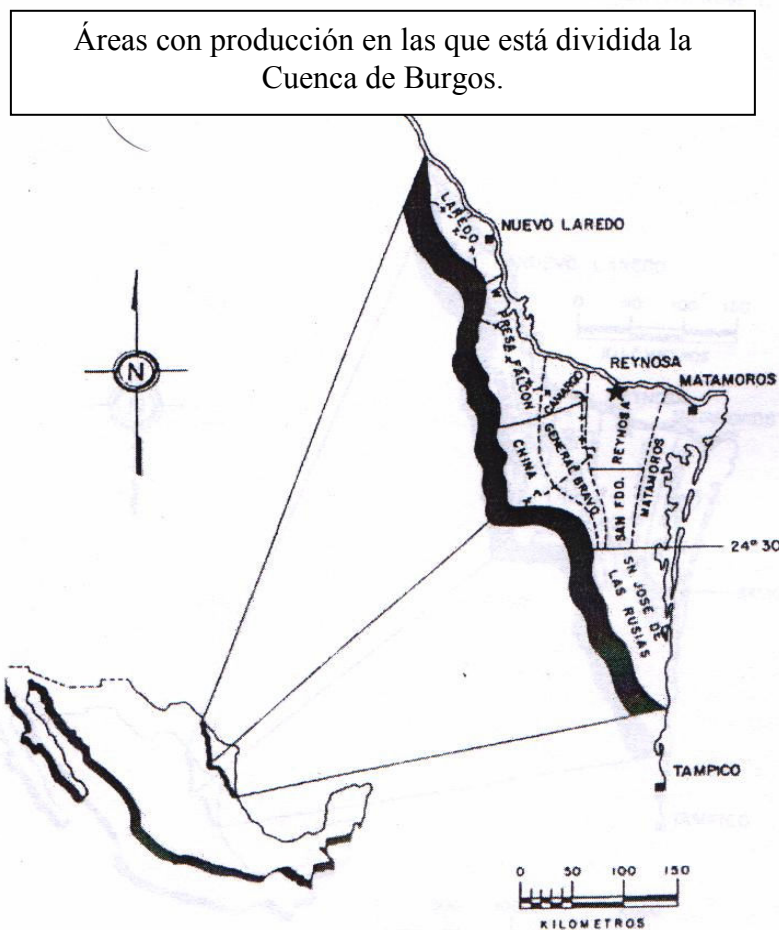


Figura 4.- En esta figura se muestran las diferentes áreas productoras de gas y/o condensados de la Cuenca de Burgos. (Tomado de Echánove, E.O., 1986).

Dentro de los trabajos previos realizados en el área, tenemos que en 1969 se presenta la primera síntesis geológica de la Cuenca de Burgos elaborada por Yzaguirre, Rodríguez Santana, Sandoval Cambranis, García del Ángel y Castillo Chavira, en la cual establecen un panorama general de la estratigrafía de la cuenca mediante la descripción litológica de muestras de canal, registros eléctricos de algunos pozos y algunos controles paleontológicos de los mismos, ya que existían pocos perfiles sísmicos locales disponibles para ese tiempo.

Echánove E. O., en 1976 realizó el trabajo llamado Geología del Paleoceno – Eoceno de la Cuenca de Burgos, postulando que todos los yacimientos de esta edad, tienen trampas del tipo estratigráfico – estructural, donde explica que estos yacimientos son de tipo de barras arenosas y

de acuerdo a su orientación, forman una franja a nivel regional, debido al intenso fallamiento su interpretación es muy difícil.

Posteriormente Echánove E. O., en 1986 publicó otro trabajo llamado Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos, haciendo una descripción litológica, así mismo define la geología histórica y el sistema petrolero de la cuenca; trabajo que se ha tomado como base en cualquier proyecto posterior de exploración y de desarrollo de campos.

En 1992 Pérez Cruz elaboró un trabajo sobre la evolución Geológica de la Cuenca de Burgos, en donde se considera la estratigrafía de secuencias y geología estructural de toda la región, interpretando numerosos perfiles sísmicos a diferentes escalas, desde los locales de aproximadamente 40 Km. de largo hasta regionales de 400 Km. de longitud que abarcan hasta el talud continental del Golfo de México.

En el año 2004 Ortiz U. A. y Tolson G., publicaron un trabajo el cual denominaron: Interpretación estructural de una sección sísmica en la región Arcabuz – Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México, reconstruyeron el modelo de aporte sedimentario y como fueron a su vez afectados por los eventos tectónicos de la región.

Existen también numerosos trabajos elaborados por personal de PEMEX, que corresponden con reportes internos o con publicaciones hechas en memorias de Congresos de los últimos 20 años.

PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y PRODUCCIÓN ACTUAL.

La Cuenca de Burgos es hasta la fecha la cuenca de gas no asociado más importante del país, con una producción acumulada de poco más de 5,500 mil millones de pies cúbicos (MMMPC). La producción desde 1960 hasta el 2005 de Burgos se muestra en la Figura 5, destacando que en la década de los 60's la producción no alcanzaba los 600 Millones de pies cúbicos diarios y que actualmente está entre los 1200 y 1400 Millones de pies cúbicos diarios.

En 2006 el proceso de gas húmedo ascendió a 4,153 millones de pies cúbicos diarios, 7 por ciento superior al registrado en 2005. Destaca el crecimiento del gas húmedo dulce procesado que pasó de 726 a 950 millones de pies cúbicos diarios, lo que significó un crecimiento del 31 por ciento; debido a que entraron en operación las plantas criogénicas modulares 3 y 4 en el Centro Procesador de Gas Burgos, con una capacidad de procesamiento de gas húmedo dulce de 200 millones de pies cúbicos diarios en cada una.

Durante el año, la producción de gas seco proveniente de plantas ascendió a 3,445 millones de pies cúbicos diarios, 9 por ciento superior a la registrada en 2005. La producción de líquidos del gas fue de 436 millones de pies cúbicos diarios, cifra muy similar a la lograda en 2005.

Con el fin de mejorar la capacidad de transporte y distribución; así como la gestión de ventas derivada de los líquidos obtenidos en el Centro Procesador de Gas Burgos, en agosto de 2006 inició operaciones el ducto de naftas Burgos-Peñitas con una capacidad de 24 miles de barriles diarios, el cual transporta gasolinas naturales desde el Centro Procesador de Gas Burgos hasta la frontera con Texas, donde se interconecta con el ducto de Valero que llega hasta Brownsville, Texas en los Estados Unidos.

El 19 de febrero de 2007, Pemex-Gas y Petroquímica Básica cumplió 12 meses sin accidentes incapacitantes en todas sus instalaciones, como resultado del esfuerzo integral en materia de seguridad, salud y protección ambiental.



Figura 5.- Producción histórica de Burgos de 1960 a 2005. (Anuario Estadístico. PEMEX. 2006).

ANTECEDENTES DEL ÁREA DEL PROYECTO DELTA DEL BRAVO.

A).- Área Isla del Padre

En el área del proyecto en México no existen antecedentes de producción pero al norte, dentro de la Zona Económica exclusiva de los E.U.A., se han perforado pozos descubridores de yacimientos de gas en el Mioceno (Figura 6), con producción marginal en los predios petroleros de Isla del Padre Norte e Isla del Padre Sur. La Railroad Commission of Texas, encargada de difundir la información relativa al comportamiento de los campos no reporta datos de producción en los predios de Isla del Padre desde 1993, por lo que existe incertidumbre en cuanto a la capacidad de dicha producción, sin embargo si hay reportes de producción histórica de cuando menos quince yacimientos.

B).- Área Cuenca de Burgos

En México en la Zona Productora de Reynosa, al oeste del Proyecto Delta del Bravo, los campos del Mioceno, son La Luz, Matamoros y Santa Fe, situados en la región costera de Tamaulipas al sur de Brownsville, Tex., en donde también hay reportes de varios yacimientos en territorio de Estados Unidos. En el play del Mioceno se ha estimado un Recurso Probable de 1 MMMMPC, por lo que esta área es de gran interés. La *Figura 6* muestra la ubicación del play Mioceno (achurada en amarillo) en Cuenca de Burgos y los predios Isla del Padre Norte y Sur.

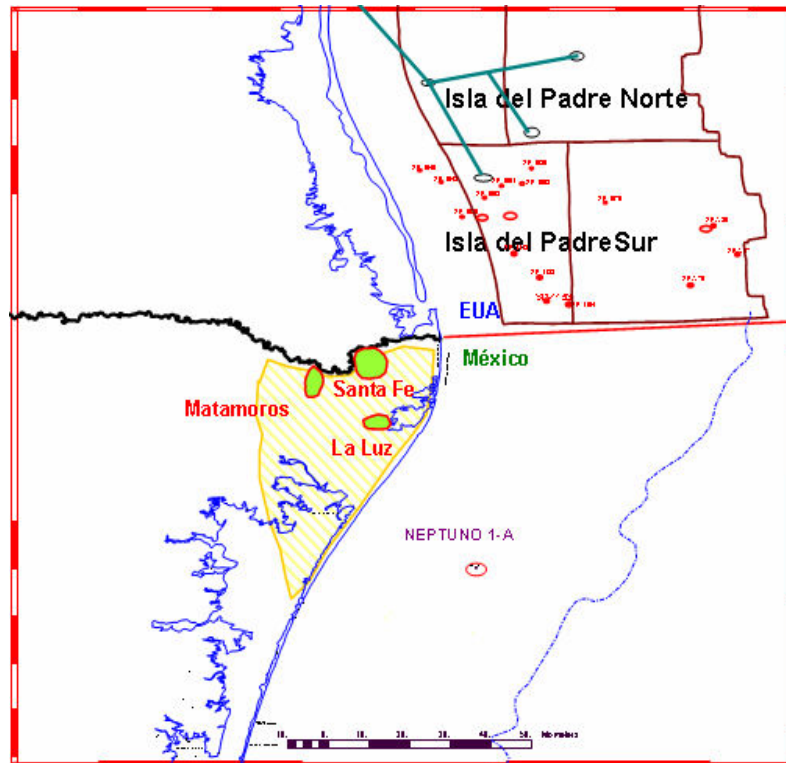


Figura 6.-Campos del Mioceno en la Isla del Padre (E.U.A.) y de la Cuenca de Burgos (México). (Reporte Interno, PEMEX, 2005.)

C).- Estudios Exploratorios (1971).

Los estudios exploratorios se iniciaron en el área en 1971 con levantamientos sísmicos regionales y de semi detalle (*Tabla 1*), y cuya integración e interpretación geológica y geofísica resultó la Localización Exploratoria Neptuno No 1-A, la cual fue perforada posteriormente en el año de 1973.

No. DE LINEAS	TOTAL KMS.	AÑO ADQ.	AÑO REPR.	ESTUDIO SISMICO	AREA	TIPO
38	3384	1971	2000	Matamoros	Este de Matamoros	2D
28	4063	1993	1998-2000	Matamoros	Golfo De México	2D
10	1567	1999		Litoral Del Golfo	Golfo De México	2D
	5000 Km ²	2002-03	2005	Kama	Delta del Bravo	3D

Tabla 1.- Estudios Sísmicos realizados en el área de Estudio desde 1971.

D).- Pozo Neptuno-1A (1973)

El 21 Marzo de 1973 se inició la perforación del Pozo Neptuno-1A a 4009 m de profundidad total, quedando como improductivo seco por accidente mecánico, la información obtenida definió, la columna sedimentaria del Mioceno correspondiente a una secuencia clástica de origen marino, de ambiente nerítico medio - externo a batial, esencialmente regresiva y progradante, debido a levantamientos en el occidente. Sobreyace a esta secuencia siliciclástica, una sección alternante de areniscas y lutitas, de ambientes someros y de edad Plio-Pleistoceno, con espesor de 1,120 m (Figura 7).

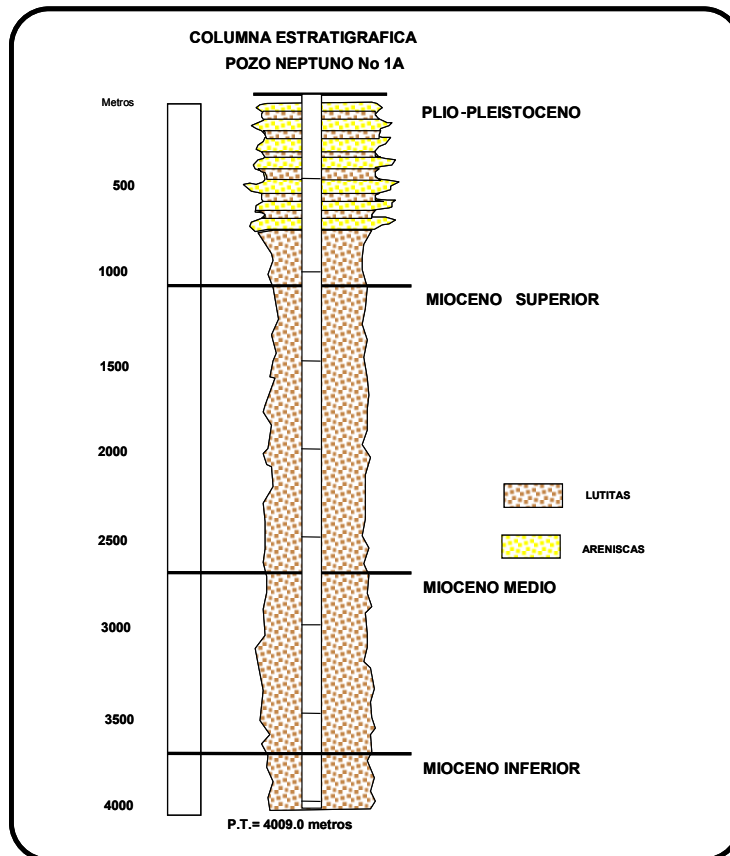


Figura 7.- Columna Estratigráfica de Neptuno-1A. (PEMEX, 1973)

En 1977 PEMEX efectuó una evaluación sobre las posibilidades petrolíferas del área y los problemas estratigráficos-estructurales, se identificó y se definió la distribución de facies y posibles desarrollos arenosos; así como el panorama estructural de la región. Se plantearon algunas ideas para resolverlos, trabajando con modelos de sedimentación.

E).- Estudio Prospecto Laguna Madre (1987)

La realización del Estudio Prospecto Laguna Madre en 1987, tuvo como objetivo evaluar la secuencia sedimentaria clástica del Cenozoico, particularmente del Plio-pleistoceno, en el subsuelo de la actual línea de costa.

Del análisis a la sísmica existente concluyen que en el área se define un modelo estructural, en donde se distinguen numerosas estructuras atractivas y que algunas pueden estar asociadas a posibles movimientos de sal (evaporitas y/o arcillas) y otras estructuras que presentan características de estar asociadas a diapirismo, además de los sistemas de fallas normales asociados.

La recomendación que se propone en la evaluación del área es la adquisición de líneas sísmológicas de detalle en las estructuras detectadas; programar estudios de integración para determinar los modelos geológicos y la posible distribución y geometría de las facies arenosas para jerarquizar las zonas de mayor interés.

F).-Estudio Proyecto Golfo de México "A" (1993-1995)

En 1993 se obtuvo nueva sísmica en el Prospecto Matamoros, Área Laguna Madre. La interpretación de la información se realizó entre 1994 y 1996, como parte de los trabajos de integración regional del Proyecto Golfo de México "A", cuyo objetivo fue la evaluación de oportunidades exploratorias en aguas profundas (mayores a los 200 metros de tirante de agua). Hasta 1995 el área había sido estudiada en el Proyecto Matamoros que fue dado de baja en 1996.

El producto de los estudios regionales de interpretación del Proyecto Golfo de México "A", dio como resultado la definición de dos estilos estructurales predominantes en el área:

- 1. El Sistema distensivo, que es una continuación hacia el mar de la Cuenca de Burgos, con trampas asociadas al fallamiento normal (fallas de crecimiento) que afecta a las rocas terciarias (*Figura 8*).
- 2. Minicuenas, que son depresiones sedimentarias limitadas por cuerpos ascendentes de arcilla y/o sal; donde en los E.U.A. constituyen excelentes yacimientos explotados en aguas someras y profundas (*Figura 8*).

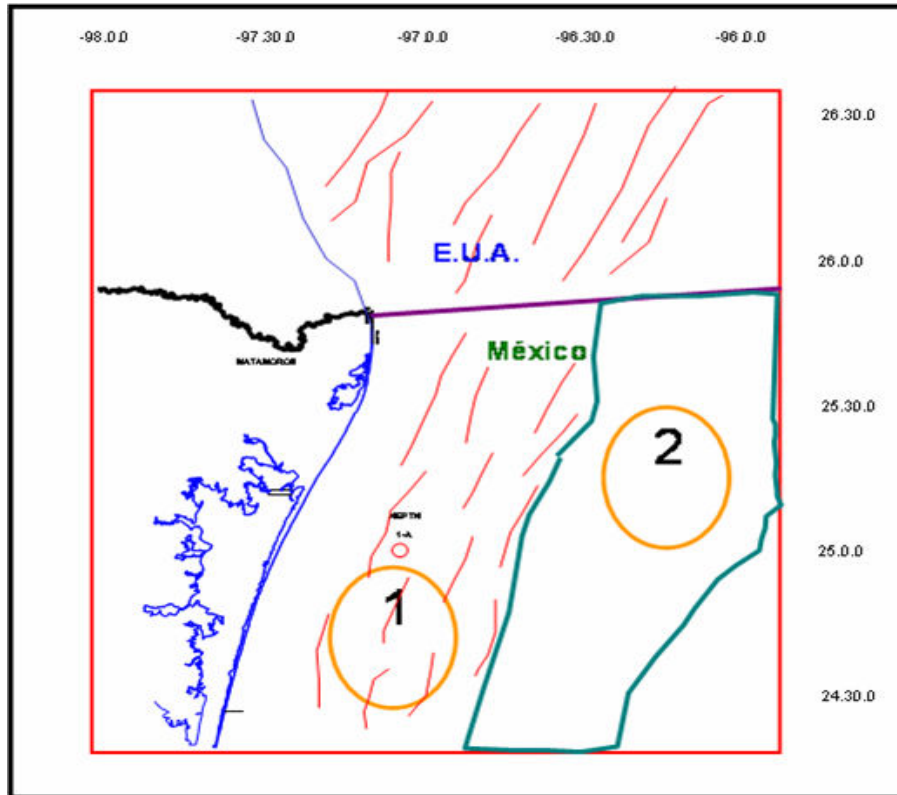


Figura 8.- Principales Estilos Estructurales en el Área, definidos en el Estudio Golfo de México "A" (1994-1996). (Reporte Interno. PEMEX.1997).

G).- Estudio Proyecto de Evaluación Potencial Área Perdido (1997-1998)

Durante 1997 y 1998, no se realizaron estudios específicos en el área, pero se programó nueva sísmica en un proyecto regional que abarcó el talud continental desde el Norte de Tamaulipas hasta más allá del Sur de la Ciudad de Veracruz, esperando mejorar la calidad de información en esta zona afectada por cuerpos salinos, además de cerrar la malla (separación entre líneas): Dicha adquisición sísmica se realizó en 1999, incorporando solamente 10 líneas sísmicas 2D en el área.

La interpretación sísmica integrada en el estudio Fronterizo del Proyecto de Evaluación del Potencial Área Perdido en 1999, permitió establecer un modelo geológico más confiable y se pudieron identificar 29 oportunidades exploratorias en tirantes de agua entre 40 y 500 metros, con profundidades variables en el subsuelo que van de 1,350 a 4,920 metros.

Durante los años 2000 y 2001 se realizó muestreo del fondo marino de 200 localidades de las cuales 24 de ellas reportaron la presencia de gas termógeno, olor a gas, asfalto y luminiscencia, se realizó en el 2003 un cubo sísmico llamado Kama, con un área aproximadamente de 4700 km² de línea sísmica 3D.

1.6 VÍAS DE COMUNICACIÓN

La cuenca de Burgos tiene buena infraestructura de comunicación, ya que cuenta con aeropuertos internacionales, autopistas, carreteras federales, carreteras estatales y con vías de ferrocarril. A continuación se mencionan las más importantes en los dos estados de la Republica Mexicana que se ubican dentro del área.

NUEVO LEÓN.

Las vías de comunicación, que incluyen carreteras, vías férreas y aeropuertos con que cuenta Nuevo León, han jugado un papel importante en el desarrollo histórico de la entidad y siguen siendo vitales para el funcionamiento de la economía estatal y nacional.

CARRETERAS.

Nuevo León se encuentra comunicado directamente por carretera con todos los puntos de importancia de la República, y todas las cabeceras municipales del estado están comunicadas por este medio. Los ejes carreteros troncales más importantes son: la carretera México-Nuevo León, que cruza el estado de sureste a nortoste, y de ahí comunica con todo el sureste y Golfo de México. Hacia el norte comunica con Nuevo Laredo, Tamaulipas y con Estados Unidos. La carretera Matamoros-Mazatlán cruza la entidad de este a oeste por su parte media. Partiendo de Monterrey hacia el oeste, una autopista llega a Saltillo Coahuila y de esta población hay entronques hacia el centro, norte y noroeste de la República.

FERROCARRILES

Por su parte central, cruza la vía del ferrocarril Monterrey-Tampico; También de oeste a noreste atraviesa el estado la vía México-Nuevo Laredo, la cual transporta mayor tonelaje de importación al centro y sur del país. También destaca la vía Monterrey-Torreón por el transporte de minerales.

AEROPUERTOS

La entidad cuenta con aeropuertos de tipo internacional como pistas privadas para avionetas, diseminadas en las cabeceras municipales del estado.

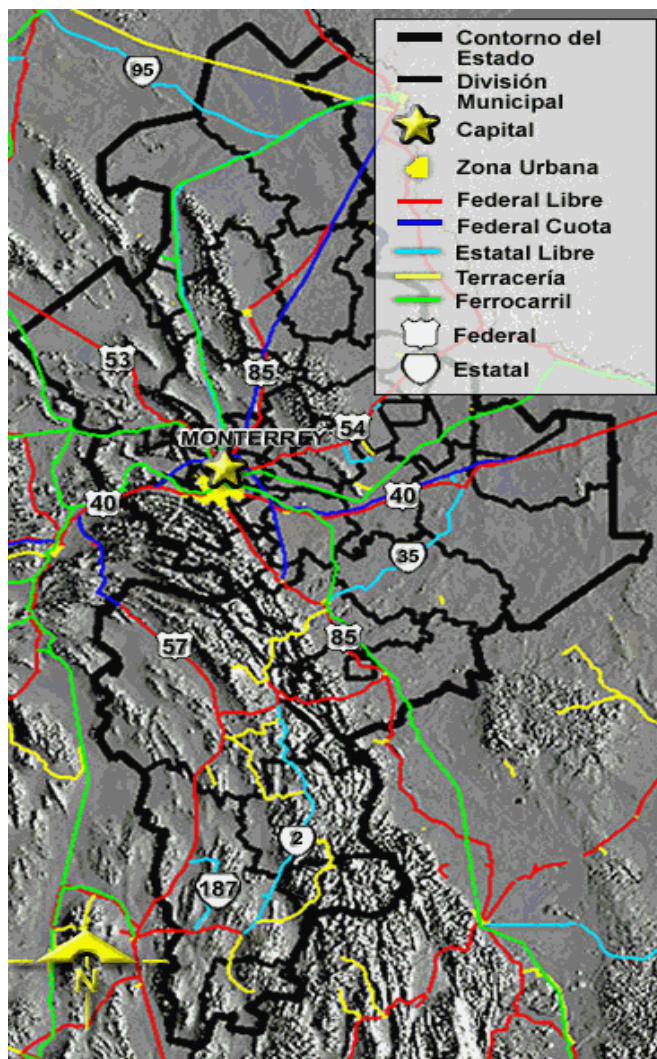


Figura 9.- Vías de Comunicación, Nuevo León (INEGI, 2007).

TAMAULIPAS.

El estado de Tamaulipas cuenta con suficientes vías de comunicación, tanto terrestres como aéreas, que lo conectan internamente y con el resto del país.

CARRETERAS

Los ejes troncales federales más importantes del estado son los siguientes: El primero parte de Nuevo Laredo en el noroeste de la entidad y corre más o menos paralelo a la línea fronteriza, pasando por las poblaciones de Nueva Ciudad Guerrero, Mier, Miguel Alemán, Ciudad Camargo y Gustavo Díaz Ordaz. De esta carretera parten varios ramales, y además entronca con otro eje federal, desde donde continúa hasta la ciudad de México, pasando por Monterrey, Nuevo León. La carretera federal No. 2 llega hasta Matamoros; la No. 180 une a Matamoros con Tampico y corre paralela a la costa. En el trayecto de esta carretera entroncan diversos ejes, entre los cuales están el No. 101, que une a Matamoros con Ciudad Victoria, y el No. 97, que parte al norte de San Fernando y llega a Reynosa.

FERROCARRILES

En la red ferroviaria de Tamaulipas, dos de sus líneas enlazan a uno de los centros de producción y consumo más importantes del país: Monterrey. El sistema ferroviario se encuentra básicamente en terrenos de la Llanura Costera del Golfo. El estado cuenta también con dos puentes internacionales, el de Nuevo Laredo y el de Matamoros, que conectan con el ferrocarril norteamericano, facilitando la actividad exportadora e importadora de esta entidad y del país.

AEROPUERTOS

Los principales aeropuertos son los de Tampico, Matamoros, Reynosa y Nuevo Laredo. Otros aeropuertos de segundo orden son los de Nueva Ciudad Guerrero, y el de Ciudad Victoria.

PUERTOS

El puerto de Tampico fue fundado a mediados del siglo XVI en la margen izquierda del río Pánuco, pero cobró auge inusitado al descubrirse e iniciarse la explotación de los mantos petrolíferos de la región. Este puerto posee tres tipos de instalaciones: en el primero -y más importante- se realiza el movimiento de Petróleos Mexicanos. El segundo está integrado por instalaciones particulares para el movimiento de minerales o carga a granel; el último lo constituye el Muelle Fiscal, a través del cual se mueve la carga general.

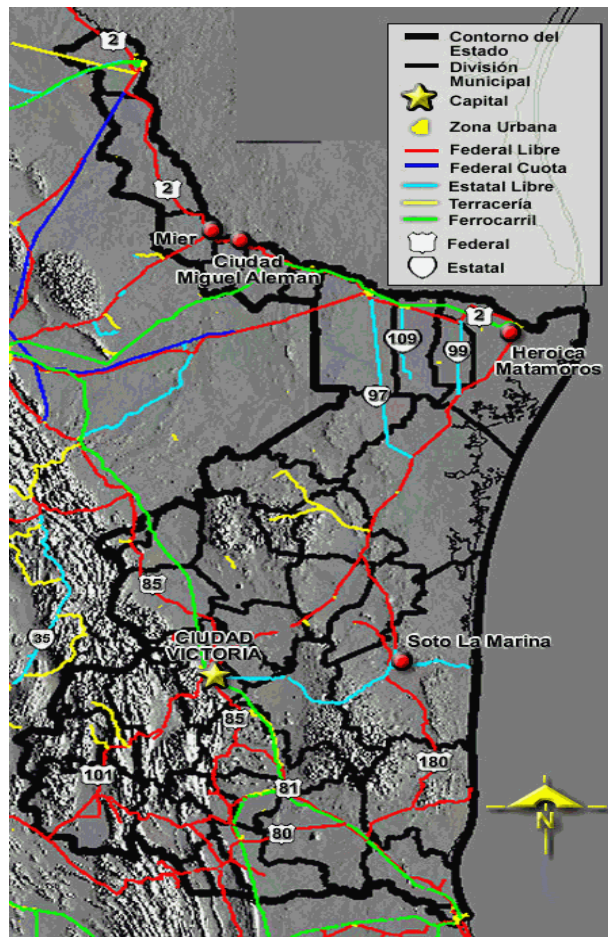


Figura 10.-Vías de Comunicación Tamaulipas (INEGI, 2007).

1.7 FISIOGRAFÍA

TAMAULIPAS

El Estado de Tamaulipas comprende un relieve contrastante al que pertenecen parte de las tres grandes regiones naturales, o provincias fisiográficas, que conforman el territorio mexicano: la zona montañosa del suroeste de la entidad, que forma parte de la Sierra Madre Oriental; las extensas áreas de las llanuras costeras, lomeríos y valles -así como las sierras de San Carlos y Tamaulipas- que abarcan la mayoría de los terrenos tamaulipecos, y que corresponden a la Llanura Costera del Golfo Norte; y la zona noroeste, en la que predominan lomeríos suaves, alternados con llanuras, y que es la región más meridional de la provincia de las Grandes Llanuras de Norteamérica, cuya mayor parte se encuentra en los Estados Unidos.

Provincia	Subprovincia	% de la superficie estatal
Sierra Madre Oriental	Gran Sierra Plegada	13.30
	Sierras y Llanuras Occidentales	3.17
Grandes Llanuras de Norteamérica	Llanuras de Coahuila y Nuevo León	16.06
Llanura Costera del Golfo Norte	Llanuras y Lomeríos	36.98
	Llanura Costera Tamaulipeca	23.14
	Sierra de San Carlos	3.06
	Sierra de Tamaulipas	4.29
FUENTE: INEGI. Carta Fisiográfica, 1:1 000 000.		

Tabla 2.- Provincias y Subprovincias de Tamaulipas con su respectivo porcentaje de la superficie estatal (INEGI, 2007)

Provincia de la Sierra Madre Oriental

Esta provincia es un conjunto de sierras menores de secuencias plegadas; tales secuencias son de antiguas rocas sedimentarias marinas (Cretácicas y del Jurásico Superior) entre las que predominan las calizas, de modo que en segundo término se quedan las lutitas -rocas arcillosas- y las areniscas.

El plegamiento se manifiesta de múltiples maneras, pero su forma más notoria en estas sierras es la que produce una topografía de fuertes ondulados paralelos y alargados, semejantes a la superficie de un techo de lámina corrugada, en dirección general noroeste-sureste.

Subprovincia de la Gran Sierra Plegada

Esta subprovincia tiene sistemas de topoformas que se designan como sierra pliegue y sierra compleja, pero también se encuentran bajadas, lomeríos, mesetas, llanuras y valles. En esta subprovincia existe gran diversidad de vegetación, que depende en gran medida de las variaciones

climáticas que imperan en esta sierra, por la diferencia de altura y por la humedad transportada por el viento.

Subprovincia Sierras y Llanuras Occidentales

Se localiza al oeste de la Gran Sierra Plegada y en ella predominan las sierras particularmente con secuencias de carbonatos, con orientación norte-sur, y enlazadas entre sí por brazos cerriles que siguen ese mismo sentido o que son oblicuos.

Los sistemas de topoformas que se encuentran en la porción tamaulipeca de esta subprovincia son: en el norte, las sierras complejas, y las bajadas -aunque hay pequeñas llanuras y valles-; en el sur, las llanuras de diferentes tipos.

Provincia de la Llanura costera del Golfo Norte

Dentro del territorio tamaulipeco se localizan porciones amplias de las dos subprovincias que conforman, en su parte mexicana, a esta provincia fisiográfica, es decir; la denominada Llanura Costera Tamaulipeca y la subprovincia de las Llanuras y Lomeríos.

A diferencia de la Llanura Costera del Golfo Sur, integra claramente una costa en proceso de avance.

Subprovinciade las Llanuras y Lomeríos

Dentro del estado, la subprovincia tiene una superficie territorial que significa el 37% del total estatal. Los materiales dominantes en la región son: sedimentos antiguos arcillosos y arenosos, de edades que decrecen hacia la costa (mesozoicos y terciarios). Hay, sin embargo, importantes afloramientos de rocas lávicas basálticas; en algunos casos se presentan coladas de lava de bastante extensión al norte de Tampico, que tienen morfología general de mesetas; y otros pequeños lomeríos, dispersos al sureste de Ciudad Victoria. No obstante, el paisaje de esta subprovincia se caracteriza por sus extensas llanuras interrumpidas por lomeríos.

Discontinuidades fisiográficas de las Sierras de San Carlos y de Tamaulipas

La Sierra de Tamaulipas, más extensa, está formada de carbonatos afectados por cinco cuerpos de roca intrusiva ácida. Tiene un profundo cañón por donde fluye con dirección sur-norte el río Soto la Marina. En el núcleo de la sierra se levantan los picos Sierra Azul y cerro Picacho, con altitudes de 1,400 y 1,200 m, respectivamente.

La sierra de San Carlos está constituida por un conjunto de cuerpos intrusivos ígneos asociados a calizas.

Subprovincia de la Llanura Costera Tamaulipeca

Todo su territorio, cubierto por sedimentos marinos no consolidados, está muy próximo al nivel del mar. La región cuenta con una superficie donde predominan las llanuras, que son inundables hacia la costa y están interrumpidas al oeste por lomeríos muy tendidos.

Provincia de las Grandes Llanuras de Norteamérica

Abarca una parte de los territorios fronterizos de Tamaulipas. Independientemente de encontrarse a menor altitud sobre el nivel del mar, que es casi todo el resto de la provincia, se caracteriza por el hecho de que sus llanos están interrumpidos por lomeríos bajos y dispersos, de pendientes suaves y constituidos en forma dominante por materiales conglomeráticos.

Subprovincia de las Llanuras de Coahuila y Nuevo León

En Tamaulipas únicamente la franja fronteriza penetra sobre el río Bravo y el extremo oriente de esta subprovincia. Los sistemas de toposformas que predominan son los lomeríos muy suaves, asociados a llanuras. En la porción sur de la subprovincia existen sierras, mesetas y valles.



Figura 11.- Fisiografía Tamaulipas. (INEGI, 2007).

NUEVO LEÓN

Dentro del estado de Nuevo León se encuentran áreas que corresponden a tres provincias fisiográficas: La Llanura Costera del Golfo Norte, La Sierra Madre Oriental, La Gran Llanura Norteamericana.

Provincia	Subprovincia	% de la superficie estatal
Sierra Madre Oriental	Sierras y Llanuras Coahuilenses	13.56
	Pliegues Saltillo-Parras	4.50
	Sierras Transversales	0.54

	Gran Sierra Plegada	16.16
	Sierras y Llanuras Occidentales	15.09
Gran Llanura de Norteamérica	Llanuras de Coahuila y Nuevo León	35.08
Llanura Costera del Golfo Norte	Llanuras y Lomeríos	15.07
FUENTE: INEGI. Carta Fisiográfica, 1:1 000 000.		

Tabla 3.- Provincias y Subprovincias de Nuevo Leon con su respectivo porcentaje de la superficie estatal (INEGI,2007).

Provincia Llanura Costera del Golfo Norte.

Esta provincia, dentro del estado de Nuevo León, está representada por la subprovincia de Llanuras y Lomeríos.

Subprovincia de Llanuras y Lomeríos

La parte de esta subprovincia que penetra en el estado de Nuevo León ocupa el área de Monterrey, Morelos y Linares. La subprovincia está constituida por una pequeña sierra baja, la sierra de las Mitras; lomeríos suaves con bajadas y llanuras de extensión considerable. Los suelos que predominan en la subprovincia son los vertisoles, que son profundos y de color oscuro

Provincia de la Sierra Madre Oriental

La Sierra Madre Oriental en el Estado de Nuevo León corresponde con un conjunto de sierras menores de estratos mesozoicos plegados. Estos estratos son de antiguas rocas sedimentarias marinas (Cretácico y Jurásico Superior), entre los que predominan las calizas y, en segundo término, las areniscas y las secuencias arcillosas. En estas sierras, el plegamiento se manifiesta de múltiples maneras, pero su forma más notable es la que produce una topografía de fuertes ondulados paralelos, semejantes a la superficie de un techo de lámina corrugada. Las partes topográficamente más altas corresponden con anticlinales y las zonas bajas a sinclinales. El flexionamiento de las rocas en las crestas, ocasiono extensión con el correspondiente fracturamiento, haciéndolas más susceptibles a los procesos erosivos. Es por ello que en su estado actual de desarrollo, son comunes en esta gran sierra las estructuras constituidas por dos flancos residuales de un anticlinal, con un valle al centro. Tales estructuras reciben en la zona regiomontana el nombre local de "potreros", ya que son comunes en la región y se les aprovecha para el pastoreo.

Subprovincia de las Sierras Transversales

Esta subprovincia corre casi perpendicularmente a los ejes principales de la Sierra Madre Oriental. Sólo una pequeñísima extensión de llanura desértica, en el extremo oriente de la subprovincia, penetra en el estado de Nuevo León, y abarca parte del municipio de Galeana, lo que representa el 0.82% de la superficie del estado.

En los sistemas de topofomas genéricamente identificados como sierras, entre las que se encuentran la de las Mazmorras, predominan los litosoles, suelos de menos de 10 cm de profundidad. En los sistemas de lomeríos, bajada y llanura, dominan los xerosoles háplicos y cálcicos poco profundos.

Subprovincia de las Sierras y Llanuras Occidentales

El territorio de la subprovincia se distribuye entre Nuevo León, San Luis Potosí y un rincón de Tamaulipas. Abarca una extensa región al oeste de la Gran Sierra Plegada. Las sierras que la componen son predominantemente de carbonatos. En la parte austral de la unidad afloran rocas ígneas intrusivas.

En esta subprovincia, que ocupa casi toda la zona del sur del estado, predominan suelos con una capa superficial de color claro, que en muchas ocasiones presentan a profundidad manchas, polvo o aglomeraciones de cal, los cuales son denominados xerosoles cálcicos.

Subprovincia de la Gran Sierra Plegada

Se inicia al este de Saltillo, Coah., se flexiona con la integración de un gran arco al sur de Monterrey, N.L. y se prolonga hacia el sur hasta la altura de Ciudad Valles, S.L.P. En ella dominan las capas plegadas de calizas, con prominentes ejes estructurales de anticlinales y sinclinales. El área cubierta por la subprovincia dentro del estado de Nuevo León cubre una superficie total de 8 808.45 km².

La región flexionada que se encuentra al este de Saltillo y al sur de Monterrey se conoce como Anticlinatorio de Arteaga. Una gran falla inversa corre sobre los bordes orientales de la sierra. También hay afloramientos yesíferos paralelos en el mismo sentido, particularmente del lado occidental de la sierra, y fosforitas.

A lo largo de toda la subprovincia se presenta un claro predominio de suelos someros pertenecientes a los tipos denominados litosol y rendzina. Sin embargo, también se les encuentra formando asociaciones diversas con otros tipos de suelo, y éstas asociaciones varían de un sistema de topofomas a otro.

Subprovincia de los Pliegues Saltillo-Parras

Esta subprovincia forma parte de la región conocida como Mesa del Norte y está constituida por dos tipos de terrenos: los llanos, donde dominan las lutitas y las areniscas, que bajan al sur de Monclova y se extienden al oeste a la altura de Saltillo.

La subprovincia ocupa dentro del estado una pequeña porción del noroeste. Abarca 3 003.90 km² de la superficie estatal y comprende partes de los municipios de García y Mina.

En las sierras y lomeríos de las subprovincia se presentan los suelos denominados litosoles, que son de origen residual y tienen un desarrollo incipiente. Asociados a ellos se encuentran los regosoles calcáricos, sobre todo en las sierras, en donde estos suelos se han derivado de las lutitas-areniscas que las conforman.

Subprovincia de las Sierras y Llanuras Coahuilenses

El más largo de los brazos de esta subprovincia, ubicado al oriente de la misma, penetra en Nuevo León. En esta entidad ocupa un área de 8 852.73 km².

La subprovincia está constituida por sierras de carbonatos plegados, la mayoría con ejes orientados de noroeste a sureste, escarpadas y más bien pequeñas. Sus ejes estructurales están bien definidos y, especialmente en el sur, se presentan anticlinales alargados con las crestas erosionadas.

Hay tres conjuntos estructurales de la subprovincia que forman parte del territorio neoleonés, la sierra de Sabinas Hidalgo, la alargada sierra El Potrero, anticlinal de lomo erosionado, que se extiende al norte de la ciudad de Monterrey; y la sierra Picacho que se levanta al noreste de la misma ciudad.

Se observa en toda la subprovincia un claro predominio de los litosoles, que son suelos de origen residual, poco desarrollados y muy someros (no exceden los 10 cm de profundidad). Sin embargo, dependiendo del sistema de topofomas en que se encuentren, forman asociaciones diferentes.

Provincia de la Gran Llanura de Norteamérica

El rasgo más destacado de esta provincia es la presencia de amplias llanuras, muy planas y cubiertas de vegetación de pradera, antiguo hábitat del bisonte. De las subprovincias que integran la Gran Llanura de Norteamérica, sólo una queda dentro del territorio mexicano.

Subprovincia de las Llanuras de Coahuila y Nuevo León.

Una de las llanuras más amplias en esta zona es la que se extiende desde la ciudad de Anáhuac, N.L., hasta Nueva Rosita, Coah. Esta subprovincia forma parte de la región conocida como Llanura Costera y abarca 23 138.39 km² de la superficie de Nuevo León. El área que queda dentro del estado, a pesar de ser muy extensa, es homogénea en cuanto a los sistemas de topofomas, ya que presenta una gran sucesión de lomeríos y llanuras, que en raras ocasiones se ven interrumpidas por una sierra baja o un valle. En la subprovincia predominan los suelos claros, que son clasificados como xerosoles lúvicos, cálcicos y háplicos.

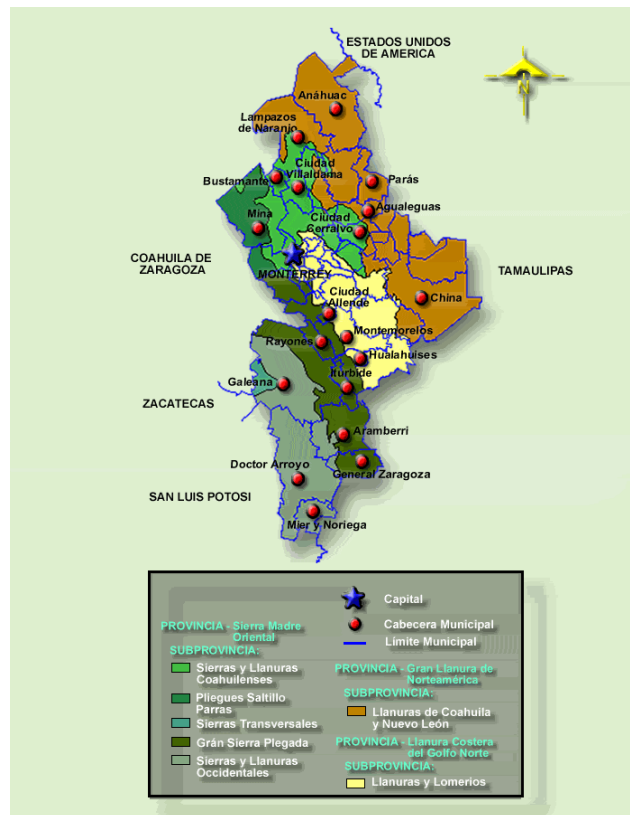


Figura 12.- Fisiografía Nuevo León. (INEGI, 2007).

CAPITULO 2.

MARCO GEOLÓGICO.

2.1 MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL.

MARCO TECTÓNICO.

La Cuenca de Burgos es estructuralmente y estratigráficamente una continuación de la Cuenca Cenozoica del Golfo de México, localmente constituye el flanco suroeste del embahamiento del río grande.

El origen de la Cuenca de Burgos y de los paleoelementos del Noreste de México, están asociados a la apertura del protogolfo de México en el Jurásico Medio, como resultado de un marco distensivo (una etapa de ruptura (rift) acompañada de un fallamiento normal) cambiando gradualmente la sedimentación de continental a marina (Lechos rojos – Evaporitas – Calizas),

Una etapa de estabilidad relativa durante el Cretácico inferior y parte del superior provoca el máximo desarrollo de las plataformas carbonatadas así como depósitos de carbonatos en la cuenca del Noreste de México que culmina a finales del Cretácico Superior, cuando son afectadas por las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide.

A fines del Cretácico y principios del Cenozoico la Orogenia Laramide llega a su máximo desarrollo, poniendo fin a la depositación Cretácica, plegando y levantando los depósitos carbonatados de las plataformas marinas preexistentes para dar forma a la Sierra Madre Oriental y al resurgimiento de la Península Burro – Picacho o Península de Tamaulipas (Figura 13), las cuales al ser expuestas a la erosión aportaron gran cantidad de sedimentos a la Cuenca de Burgos.

Simultáneamente a los plegamientos se originaba un marcado hundimiento hacia el oriente, iniciándose así una franca regresión marina que dio lugar a la gran depositación Cenozoica; sin embargo durante el cenozoico hubo varios cambios del nivel del mar lo que implica la existencia de transgresiones y regresiones de menor orden.

Junto con los movimientos orogénicos Laramídicos principales se verificaban otros de menor importancia, ocasionados por compactaciones diferenciales y reajustes de la propia cuenca, lo cuál ocasionaba suaves pulsaciones en los fondos marinos y fluctuaciones de la línea de costa.

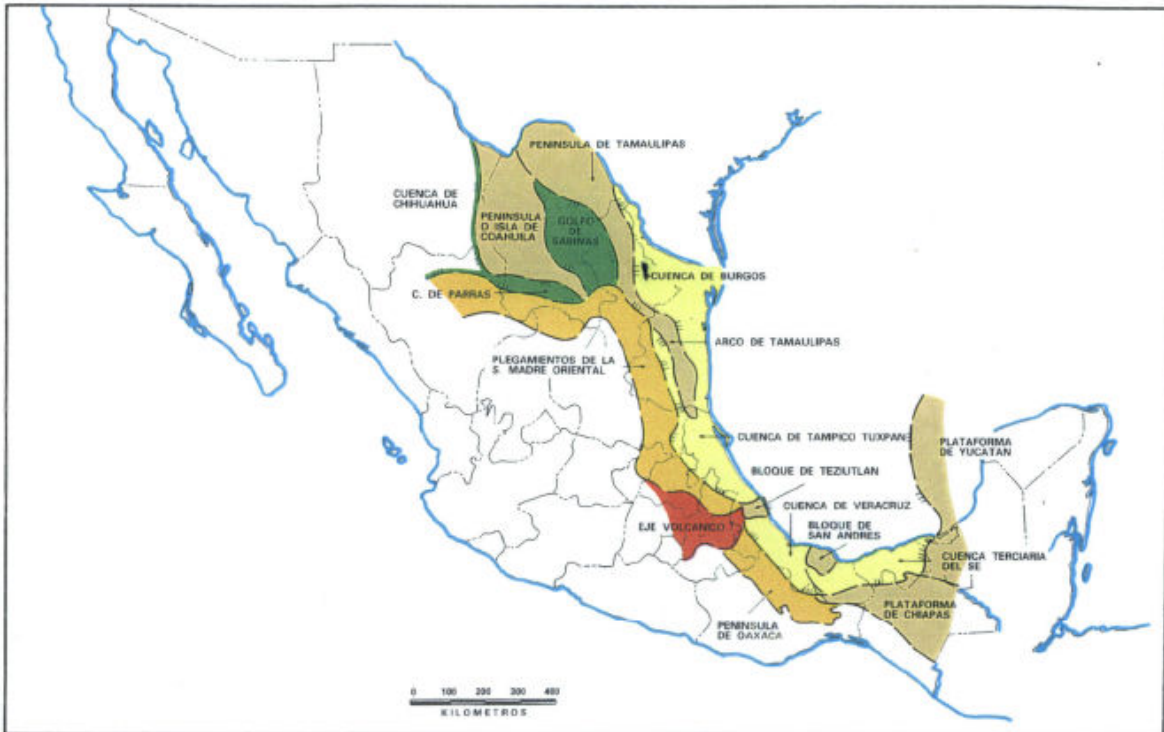


Figura 13.- En esta figura se muestran las principales unidades tectónicas que controlaron el depósito y deformación de las secuencias sedimentarias mesozoicas y cenozoicas. (Tomado de Evaluación de Formaciones de México, Schlumberger, 1984).

MARCO ESTRUCTURAL.

Las formaciones Cenozoicas tienen un echado regional hacia el oriente, con deformaciones suaves formando terrazas estructurales y pequeños anticlinales orientados con rumbo NNW-SSE.

La mayoría de los sedimentos están cortados por abundantes fallas de crecimiento originadas durante la depositación (fallas de crecimiento), llegando a producir gruesos espesores de sedimentos en los bloques caídos, que al plegarse producen estructuras tipo rollover que tienen gran importancia comercial; estas estructuras se caracterizan por tener numerosos bloques afallados, que originan las condiciones estratigráficas-estructurales favorables para formar trampas estratigráficas y trampas mixtas. Las fallas de crecimiento tienen un alineamiento sinuoso con rumbo norte-sur y un desarrollo en muchos casos de varios kilómetros de longitud. En conjunto, forman una serie de bloques subparalelos, con la caída del bloque bajo en dirección de la actual Cuenca de México. Este fallamiento se debe principalmente a la subsidencia que permite reacomodar los sedimentos del subsuelo a lo largo de las líneas de debilidad.

Dichas fallas se manifiestan casi al mismo tiempo que se desarrolla la historia de sedimentación, en el lugar donde esta última progresa; ambas historias guardan una estrecha relación, ya que a las fallas se les describe como de carácter sindeposicional. El resultado de esta interacción es que se produce un engrosamiento de unidades estratigráficas en el bloque de techo, hacia la traza de la falla, donde se genera un distintivo patrón divergente.

El desplazamiento sobre la superficie curva de la falla induce una rotación de los estratos del bloque alto, los cuales adquieren un echado en sentido contrario al de la falla. Esto da lugar a un pliegue anticlinal despegado denominado de rodamiento o de arrastre inverso (rollover), el cual tiene un rumbo sensiblemente paralelo al rumbo de la falla.

La geometría rollover es considerada como el inevitable resultado del movimiento sobre una falla normal lítrica, despegada dentro de la sección sedimentaria o en el basamento. El desplazamiento sobre el plano de falla curvo tenderá a generar un hueco (gap) entre el alto y el bajo, el cual será llenado por el colapso del alto, ya sea de manera frágil o dúctil. Usualmente es el resultado de una combinación de ambos modos de comportamiento.

El basamento en la región de la Cuenca de Burgos tiene una disposición caracterizada por un continuo profundizamiento con una dirección general hacia el oriente. En la parte occidental de la cuenca, la información de pozos que cortaron basamento lo posicionan a una profundidad de alrededor de 2800-3000 metros bajo el nivel del mar, y en la porción sur, de 500-1000 mbnm, con un abrupto profundizamiento hasta alrededor de los 4000-4500 mbnm hacia el área del centro de la cuenca. El profundizamiento hacia el oriente del basamento en la cuenca de Burgos, define a está, morfológicamente, como una cuenca asimétrica, prácticamente abierta en dirección al centro del Golfo de México.

La presencia de numerosas fallas normales es una de las principales características de la región, primordialmente de geometría lítrica y se encuentran desarrolladas exclusivamente dentro de las rocas de la cubierta sedimentaria, básicamente afectando solo las rocas cenozoicas. Esta particularidad es sísmicamente evidente en la zona occidental (ZW) de la cuenca, donde las rocas mesozoicas y las del basamento no participan de la deformación extensiva que manifiestan las rocas del Paleoceno y Eoceno. En la zona oriental (ZE), el basamento y las secuencias del mesozoico salen de la resolución a profundidad de la información sísmica, manifestándose sólo depósitos del Oligoceno y Mioceno deformados por fallas normales. En esta zona, las fallas también tienen una geometría lítrica que sugiere un aplanamiento y despegue de una porción inferior a una profundidad de alrededor de los 7000 mbnm, a un nivel de ocurrencia de depósitos eocénicos- paleocénicos, o aún posiblemente la cima del Cretácico Superior, aunque se considera a ese nivel además como la cima del Oligoceno.

Las fallas normales son de varios órdenes de magnitud, variando desde dimensiones métricas hasta kilométricas, donde algunas estructuras de carácter regional han sido individualizadas genéricamente. De manera predominante, los bloques del alto de las fallas normales bajan en una dirección general al oriente, siendo calificadas como regionales considerando la dirección de ubicación del depocentro del Golfo de México, aunque también se manifiestan algunas fallas contra regionales, sobre todo en la porción levante de la zona oriental (ZE). La edad de las fallas normales, y de la deformación extensiva, progresa de oeste a este desde el Paleoceno al Mioceno, de manera similar y ajustándose al desarrollo de las franjas de los depósitos sedimentarios cenozoicos. Dentro de este marco de referencia algunas fallas normales se han considerado como post-deposicionales, y otras, como de crecimiento.

Se presentan dos subzonas con variantes de comportamiento estructural en la zona occidental (ZW). Un sector estrecho donde no se manifiesta fallamiento normal, y otro sector en la parte más noroccidental, también un área estrecha en donde el fallamiento normal aparentemente involucra las rocas mesozoicas, hasta evaporitas del Jurásico constituyendo un sistema graben.

2.2 ESTRATIGRAFÍA.

Dentro del marco distensivo ya mencionado, se inicia la formación de la Cuenca de Burgos por el basculamiento de la plataforma carbonatada de Occidente a Oriente y ligeramente hacia el Sur; así mismo, un eficaz medio de transporte como lo fueron los Ríos Mississippi, Houston y Grande (Bravo), (Figura 14), tienen gran relevancia en el relleno del Golfo de México, ya que aportaron una gran cantidad de terrígenos hacia la cuenca generando una enorme columna de sedimentos siliciclásticos, que aumenta su espesor conforme nos alejamos más y más de la planicie costera. (Figura 15).

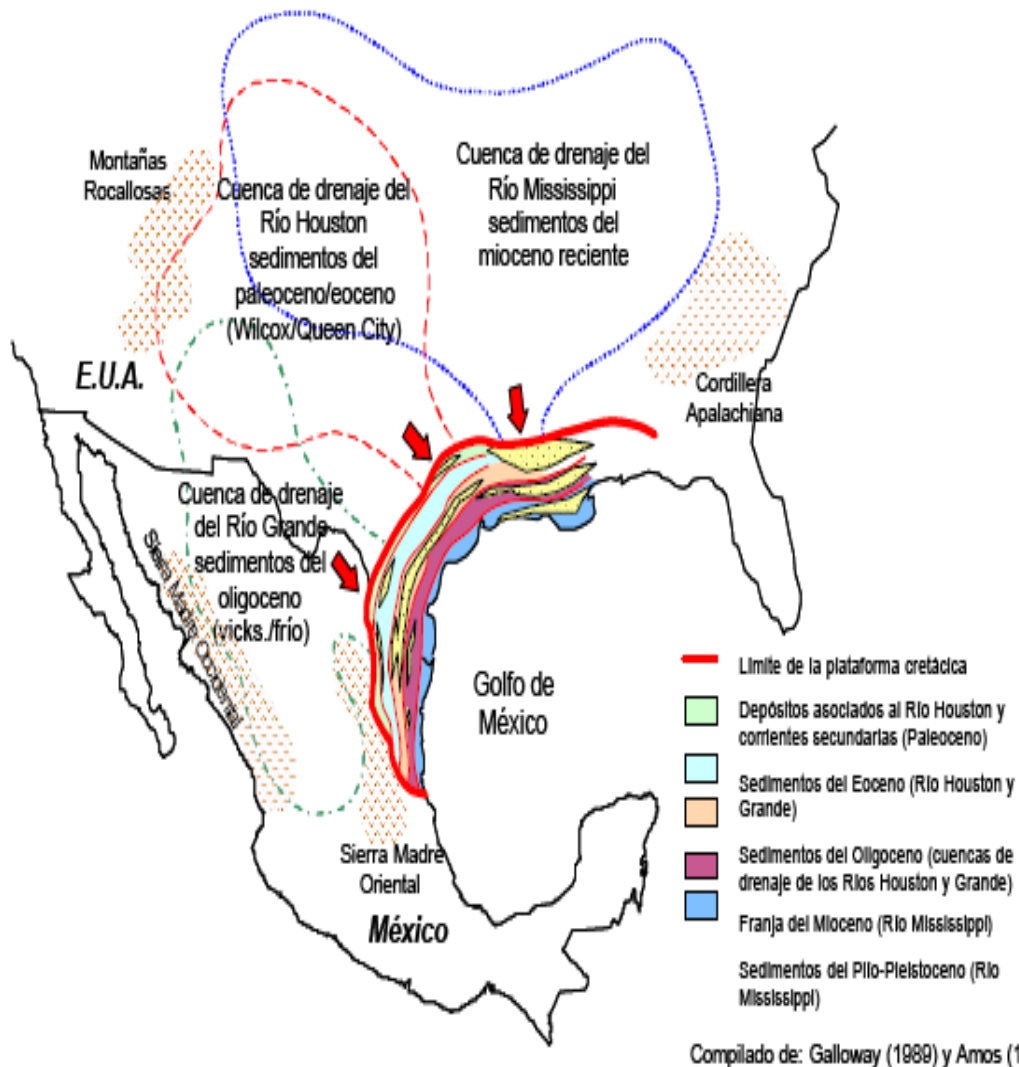


Figura 14.- Fuentes de aportes de sedimentos para la Cuenca de Burgos, Cuenca del Río Houston y Cuenca del Río Mississippi (Compilado de Galloway (1989) y Amos (1991)).

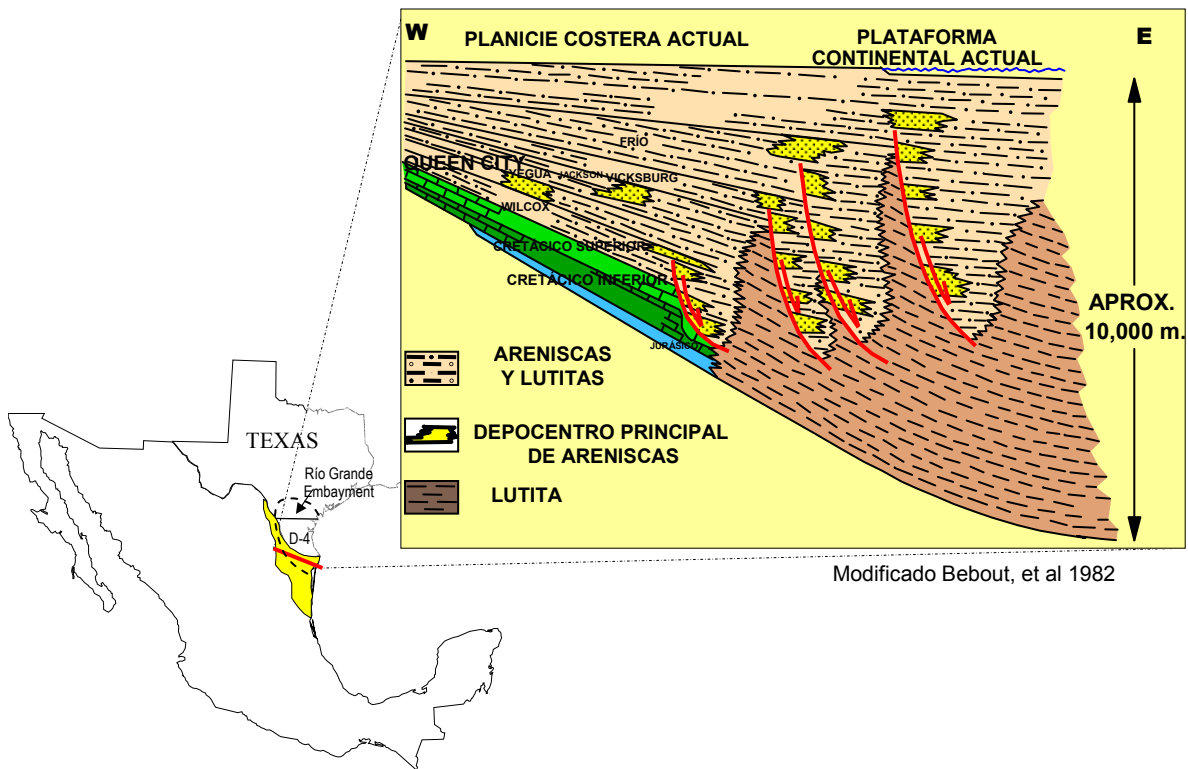


Figura 15.- Sección esquemática de la columna Sedimentaria de la Cuenca de Burgos. (Modificado de Bebout, et al., 1982).

Como se ha mencionado la Cuenca está constituida por sedimentos de carácter terrígeno, con edades que varían del Paleoceno al Reciente, expuestos a manera de franjas, orientadas con un rumbo general NW – SE y dispuestas en tal forma que estratigráficamente las capas más antiguas yacen en la porción occidental siendo más jóvenes hacia el oriente.

Litológicamente los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y areniscas que varían en su composición de acuerdo al ambiente de depósito y a la presencia de fallas de crecimiento. La sedimentación, interrumpida por cortos periodos transgresivos, se efectuó en un mar eminentemente regresivo cuyas costas, con ligeras variantes, se fueron desplazando hacia el oriente.

La columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos, esta compuesta por sedimentos calcáreos y terrígenos, encontrando dentro de la misma formaciones desde el pre-jurasico de tipo ígneo, así como Lechos Rojos (Grupo Huizachal), Metate, Novillo, Olvido, Zuluaga, Santiago, Casita, Pimienta, Taraises, Tamaulipas Inferior, Otates, Tamaulipas Superior, Cuesta del Cura, Agua Nueva, San Felipe, Mendéz, Midway, Velasco, Wilcox, Reklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg, Conglomerado Norma, Frío Marino, Frío No Marino, Catahoula, Anáhuac, Oakville, Lagarto, Goliad, teniendo aproximadamente treinta y cinco unidades. (Figura 16).

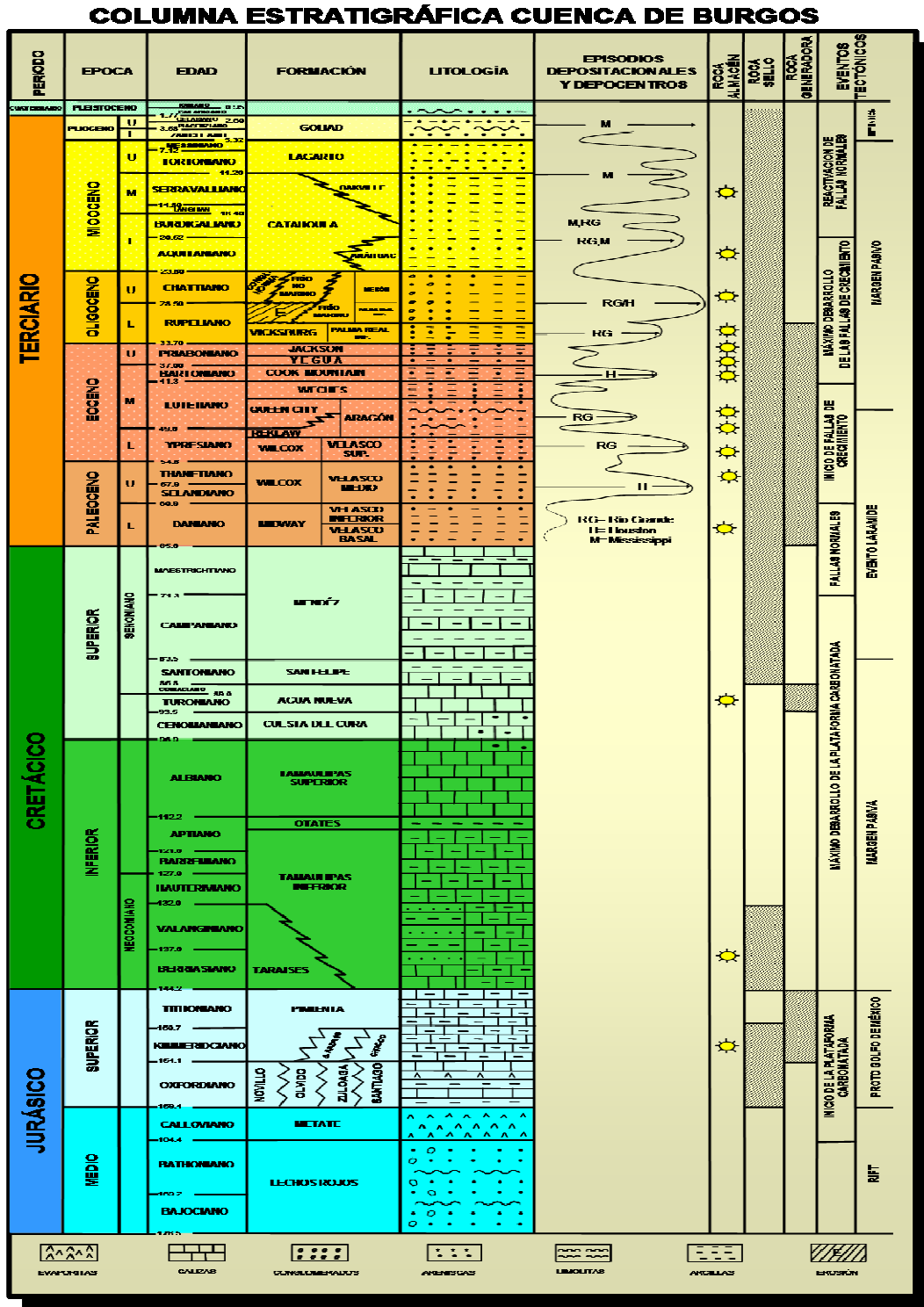


Figura 16.- Columna Estratigrafica de la Cuenca de Burgos.(Reporte interno PEMEX. 2003)

BASAMENTO (Pre-Jurásico).

Representado por rocas ígneas intrusivas (granitos y granodioritas) y metasedimentos (Pizarras y Esquistos de bajo grado) que constituyen el basamento cristalino Paleozoico.

Sobreyacen discordantemente al basamento, una secuencia de areniscas, lutitas y conglomerados rojizos de origen tectónico continental, correspondientes al GRUPO HUIZACHAL (LA BOCA Y LA JOYA), datado Triásico-Jurásico Medio.

JURÁSICO.**JURÁSICO SUPERIOR.**

FORMACION METATE.- Depósito de evaporitas y carbonatos en las zonas marinas someras. Se distingue la presencia de sal y de terrígenos costeros en la periferia de las zonas emergidas.

FORMACIONES NOVILLO, OLVIDO, ZULOAGA, SANTIAGO.- Formada por calizas arcillosas de color pardo oscuro grisáceo, gris oscuro, suave, con intercalaciones de lutita de igual color en partes calcáreas y lutitas negras y pardo oscuro bituminosa. En algunas áreas se presentan evaporitas.

FORMACIÓN CASITA Y PIMIENTA.- Está compuesta por caliza de color parda, parda oscura y negro microcristalina, ligeramente arcillosa; en partes recristalizada y dolomitizada. Se observa escaso pedernal pardo oscuro a negro e intercalaciones de bentonita gris azulosa y de lutita negra y parda oscura bituminosa.

CRETÁCICO.**CRETÁCICO INFERIOR.**

FORMACIÓN TAMAULIPAS INFERIOR.- Calizas color café, capas de Bentonita y Calcarenitas de Plataforma.

TARAISES.-Secuencia calcárea, con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo arcillosas.

FORMACIÓN OTATES.- Caliza arcillosa y lutitas, en algunas partes este miembro está constituido por calcarenitas de color crema y café constituidos por fragmentos de calizas.

FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR.- Se presentan calizas compactas de colores crema, crema grisácea, pardo claro, gris claro, ligeramente arcillosas y microcristalinas, con intercalaciones de calizas pardo oscuro a negro, arcillosas. El pedernal que es de color negro y gris se presenta con frecuencia.

CRETÁCICO SUPERIOR.

FORMACIÓN CUESTA DEL CURA.- Esta formación está constituida por calizas puras criptocristalinas en la mayoría de los casos, de estratificación media y ondulante con la alternancia de capas de espesores delgados de lutitas y margas laminares de color gris claro o pardo claro, también presenta gran contenido de pedernal negro.

FORMACIÓN AGUA NUEVA.- Está constituida por calizas arcillosas de estratificación mediana a gruesa con estructura laminar de color gris, gris oscuro y negro, que alternan con lutitas y margas laminadas de color pardo a gris oscuro, a veces bituminosas y carbonosas. Es común que en la base de esta formación se presentan unas capas de bentonita de color verde que sirve como horizonte índice para marcar el contacto inferior de esta formación.

FORMACIÓN SAN FELIPE.- Está constituida por una alternancia de calizas y lutitas grises, llegándose a presentar calizas arcillosas y margas gris y verde. También es común encontrar varias intercalaciones de bentonita.

FORMACIÓN MÉNDEZ.- Está constituida por lutitas y margas con fractura concoidal, en colores pardo claro a verdoso, encontrándose un horizonte de areniscas en estratos gruesos como de dos a tres metros de espesor.

CENOZOICO.

PALEOCENO.

FORMACIÓN VELASCO.- Tiene un espesor de 250 a 800 metros, está constituida por una serie de margas y lutitas de colores gris y gris azul, con delgados lechos de arenisca calcárea. Tiene un espesor de 250 a 800 m y representa una facies de aguas profundas equivalente a la parte inferior de la Formación Midway.

FORMACIÓN MIDWAY.- Tiene un espesor que varía de los 400 m a los 1000 m. En su parte inferior esta representada por sedimentos de litoral, como arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles reabajados (Foraminíferos del Cretácico), en su parte superior contiene sedimentos marinos de aguas profundas, representados por lutitas con abundante fauna marina y concreciones calcáreas esporádicas.

FORMACIÓN WILCOX.- Su espesor varía entre los 800 m y los 1300 m. Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la Formación Midway. Están constituidos por capas delgadas de lutita y de arenisca arcillosa dispuestos en alternancia. Ocasionalmente se encuentran intercalados, bancos gruesos de arenisca micacífera, con estratificación cruzada y capas gruesas de arcilla de color gris y rojo. En la parte media de la formación se distinguen capas de yeso.

EOCENO.

GRUPO MOUNT SELMAN.- Su espesor varía de 250 a 1200 m y los miembros que la constituyen son: **RECKLAW.-** Miembro inferior constituido por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas ferruginosas y lutitas carbonosas, que sugieren su origen subcontinental. **QUEEN CITY.-** Constituido por arenas de grano fino a medio de color gris, interestratificadas con lutitas y arcillas con foraminíferos de aguas salobres. **WECHES.-** Miembro superior constituido en general por depósitos esencialmente marinos de arenas de color gris y lutitas de colores pardo, gris y rojizo, con presencia de foraminíferos y microfósiles.

FORMACIÓN COOK MOUNTAIN.- Su espesor varía entre 250 a 1000 m, constituida por una serie de areniscas glauconíticas de color gris verdoso, que alternan con capas delgadas de arcillas de colores pardo y gris, muy fosilíferas.

FORMACIÓN YEGUA.- Su espesor varía entre 100 y 1000 m, constituida por un potente espesor de arcillas de colores verde y gris, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuestas entre dos cuerpos de areniscas de color gris, que se conocen con los nombres de Areniscas Mier

las de la parte inferior y Areniscas Álamo las de la parte superior, interestratificadas en las arcillas tenemos a los lechos de ostras.

FORMACIÓN JACKSON.- Tiene un espesor que varía de los 300 a los 2000 m, constituida por arenas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas fosilíferas (foraminíferos), con capas de ceniza volcánica y madera petrificada en la parte media y superior. En términos generales la formación varía de una facies predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur.

OLIGOCENO.

FORMACIÓN VICKSBURG.- Tiene un espesor hasta de 3000 m, está constituido por arcillas y arenas de grano fino a medio que alternan con lechos de ceniza volcánica, con abundancia de microfósiles.

FORMACIÓN FRÍO.- Yace concordantemente sobre la Formación Vicksburg y en discordancia bajo el Conglomerado Norma y la Formación Catahoula. Está formada esencialmente por lutitas de colores gris y rojizo, con escasos lentes arenosos, y no se presenta en la porción occidental de la cuenca por no – depósito o por erosión. Se han podido distinguir dos miembros de la Formación Frío que se conocen con los nombres de Frío No Marino el suprayacente y Frío Marino en el inferior.

En el miembro Frío Marino su espesor es de 30 a 1000 m, se compone principalmente de lutitas de color gris, verde y pardo, con abundancia de foraminíferos. En el miembro Frío No Marino su espesor es hasta de 2000 m, está formado por lutitas de color pardo rojizo, gris y verde, fragmentos de anhidrita y de yeso, y varios cuerpos arenosos de carácter lenticular, de grano fino a grueso, de permeabilidad variable.

CONGLOMERADO NORMA.- Tiene un espesor que varía entre los 75 y los 300 m. Es un depósito continental de distribución local que Sobreyace la Formación Frío y Sobreyace la Formación Catahoula. Este es un depósito fluvial de abanico, constituido por clastos gruesos de hasta 40 cm de diámetro de origen ígneo, areniscas, lutitas, calizas y pedernal.

MIOCENO.

FORMACIÓN ANÁHUAC.- Su espesor varía de 80 a 120 m, está representada por sedimentos marinos, lutitas de colores pardo y pardo rojizo así como arenas de grano fino, de colores pardo a gris, pobremente consolidados. Presenta mayor espesor en oriente que en el occidente, indicando una transgresión en esta dirección.

FORMACIÓN CATAHOULA.- Se compone de lutitas y arenas con abundancia de material tobáceo. Las lutitas son de color gris verde, plásticas; las arenas presentan color gris. Las tobas son de colores gris claro, gris verdoso y verdes, de textura fina. Los sedimentos de esta Formación están en general bien estratificados.

FORMACIONES OAKVILLE Y LAGARTO.- El espesor de estas varía de 20 a 3000 m, están formadas por sedimentos continentales y de aguas someras. Están constituidas por arenas y areniscas, gravas y arcillas, materiales dispuestos en capas que frecuentemente presentan estratificación cruzada. En la Formación Inferior Oakville se encuentran fragmentos de Ostras y microfósiles del Cretácico retrabajados. La Formación Lagarto, que es la superior, está cubierta en su casi totalidad, por caliche.

PLIO-PLEISTOCENO.

FORMACIÓN GOLIAD.- Su espesor varía de 15 a 35 m, y la forman sedimentos de origen continental como gravas, arenas y arcillas con trazas de yeso. Son depósitos de ambiente fluvial en abanicos deltáicos.

2.3 GEOLOGÍA HISTÓRICA.**BASAMENTO (Pre-Jurásico).**

Las rocas basales en el subsuelo, se han perforado sobre la margen occidental y suroccidental de la provincia. Sobreyacen discordantemente al basamento, una secuencia de areniscas, lutitas y conglomerados rojizos de origen tectónico-continental, correspondientes al grupo Huizachal (La Boca y la Joya). Este conjunto heterogéneo de rocas se ha datado Triásico-Jurásico Medio y se considera perteneciente a procesos postorogénicos posteriores a la orogénia del Triásico.

MESOZOICO**JURÁSICO SUPERIOR**

El proceso sedimentario en la Provincia de Burgos, se inició en el Jurásico Superior (Calloviano u Oxfordiano), con el hundimiento lento y paulatino de los paleoelementos Burro-Picachos y San Carlos-Cruillas; correspondientes al Archipiélago Jurásico de Tamaulipas. El movimiento originó una amplia plataforma sobre la que se realizó una extensa transgresión sobre una superficie erosionada y de relieve moderado, que favoreció el depósito de carbonatos y evaporitas en las zonas marinas someras distinguiéndose presencia de sal y de terrígenos costeros en la periferia de las partes emergidas.

A fines de Oxfordiano, se acentuó la subsidencia originando una mayor transgresión hacia el oriente, que propició la invasión del mar en áreas antes emergidas. Esta acción arrastró gran cantidad de materia orgánica vegetal y abundantes terrígenos removidos y transportados mar adentro, formando un depósito de carbonatos finos con grado variable de terrígenos y abundancia de carbón diseminado.

CRETÁCICO INFERIOR

En el Cretácico Inferior (Berriasiano-Hauteriviano Inferior), continuó la subsidencia lenta y continua, en la que predominaron facies de mar abierto representadas por carbonatos finos. Solamente, en la margen noroccidental de la provincia correspondiente al área Laredo y parte del área oeste Presa Falcón, las facies fueron relativamente más someras y con presencia de clásticos finos, arcilla y limo, derivadas de algún elemento positivo cercano.

En esta porción de la provincia prevalecieron ambientes de plataforma, distinguiéndose la influencia del borde de la plataforma jurásica, que favoreció el depósito de una secuencia calcárea, con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo-arcillosos.

En el Hauteriviano Superior, Barremiano y Aptiano Inferior, hubo extensos periodos de relativa estabilidad, lo que favoreció el desarrollo continuo de un frente arrecifal vertical y progradante hacia el oriente. El modelo sedimentario correspondiente a este periodo, permite la distinción de tres de las facies del patrón sedimentario que son: plataforma, complejo arrecifal y mar abierto. Este modelo arrecifal se distingue en la porción noroeste de la provincia (área Laredo), donde prevalecieron condiciones favorables para el desarrollo de bancos, calizas biógenas y de una estructura arrecifal.

Hacia el oriente y sur del complejo arrecifal prevalecieron ambientes de mar abierto, en los que se depositó una secuencia de carbonatos finos correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior (Berriasiano Inferior-Aptiano Inferior).

En el Aptiano Superior, ocurrió una reactivación de las áreas continentales ubicadas al occidente, provocando y ocasionando un quiebre notable en la sedimentación. En este periodo persistieron ambientes marinos, en los que se depositó una secuencia delgada calcárea-arcillosa y calcáreo-arcillo-carbonosa, con alto contenido de materia orgánica.

Durante el Albiano Inferior-Medio, aumenta el ritmo de la subsidencia y se incrementa el efecto transgresivo de los mares hacia el poniente, se establece una amplia y extensa plataforma de bajo relieve y de hundimiento lento, en la que predominaron ambientes marinos extensos a mar abierto.

En el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior, disminuye el ritmo de subsidencia con periodos de equilibrio que originan una marcada distribución sedimentario-estratigráfica entre la porción noroccidental de la provincia (áreas Laredo y oeste Presa Falcón), con el resto de la margen occidental de la provincia.

A Principios del Cenomaniano ocurre un fuerte basculamiento hacia el oriente, probablemente asociado a los movimientos iniciales del levantamiento del Continente Occidental (Sierra Madre) y el del Burro, al noroeste. Estos movimientos originan una rápida y extensa regresión hacia el oriente, con predominio de ambientes someros y el depósito de una secuencia delgada de lutitas y areniscas calcáreas con alto contenido de óxido de hierro y abundante fauna de aguas someras y templadas. En el resto de la provincia, margen occidental y porción sur-suroeste (áreas China, sur de San Fernando y San José de las Rusias), predominaron facies de mar abierto durante el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior.

CRETÁCICO SUPERIOR.

En el Cretácico Superior, continúa el levantamiento y/o basculamiento regional del Continente Occidental (Sierra Madre) y el retiro gradual de los mares hacia el oriente. En este marco regresivo, durante el Cenomaniano Superior y Turoniano, existió un ambiente marino de aguas someras en el que se depositó una potente secuencia de sedimentos predominantemente calcáreo-arcillosas, de estratificación delgada. En el Coniaciano y Santoniano las características regresivas se tornan moderadas y se deposita una secuencia predominantemente calcáreo-arcillosa con intercalaciones de sedimentos calcáreos finos, de estratificación delgada a media.

Durante el Campaniano y Maestrichtiano, continuó el movimiento regresivo con periodos de reactivación y oscilaciones del fondo marino. Estableciéndose en la porción noroccidental de la provincia (área Laredo), condiciones de una plataforma oscilante, de ambientes marinos internos a medios e inclusive externos; mientras que en el resto de la provincia, las condiciones fueron de mar abierto y de aguas profundas.

CENOZOICO.

A fines del Cretácico y principios del Cenozoico, ocurrió una serie de movimientos intensos provocados por los efectos del paroxismo de la Orogenia Laramide. Esta actividad originó el plegamiento y levantamiento de las rocas mesozoicas al poniente de la Cuenca de Burgos; provincias: Sierra Madre Oriental y Golfo de Sabinas. En la provincia del Burro-Picachos la deformación fue moderada, por la presencia del elemento subyacente, que sirvió de contrafuerte.

Es en el Cenozoico cuando se establece en la Provincia de Burgos una amplia y extensa plataforma Cenozoica, de bajo relieve e inclinada hacia el oriente. La sedimentación fue principalmente marina-somera y de carácter cíclico, transgresivo-regresivo, constituyendo una marcada progradación secuencial hacia el oriente.

PALEOCENO.

En el Paleoceno se inicia una gran transgresión hacia el poniente, que favorece el depósito discordante de areniscas basales y de ambientes someros, sobre una superficie cretácica erosionada. A este depósito, lo sobreyace una secuencia arcillo-arenosa marina, con aislados y delgados cuerpos arenosos alargados, de distribución restringida y de ambientes de plataforma media a externa.

En el periodo Paleoceno Medio al Eoceno Inferior dentro de un marco cíclico regresivo-transgresivo, progradante hacia el oriente y predominando un ambiente de plataforma interna a media, se depositan sedimentos arcillo-arenosos con intercalaciones variables de areniscas. Estos cuerpos arenosos presentan características de barras costeras de desarrollo múltiple, alargadas, de espesor variable y de amplia distribución.

EOCENO.

Durante la parte alta del Eoceno Inferior y Medio, se establece un ciclo regresivo-transgresivo completo, a fines del Eoceno Medio y principios del Eoceno Superior, se inicia otro ciclo de depósito de carácter regresivo y está representado por las formaciones Cook Mountain y Yegua. En el Eoceno Superior ocurre un quiebre en la sedimentación, iniciándose un nuevo ciclo completo transgresivo-regresivo.

A fines del Eoceno y principios del Oligoceno, ocurren una serie de intensos movimientos verticales, reflejo de los últimos efectos de la Orogenia Laramide. Estos provocan una reactivación de las áreas positivas, situadas al poniente de la provincia, dando lugar a un gran aporte de clásticos que acentúa los movimientos gravitacionales y propicia el desarrollo de sistemas múltiples y secuencia de fallas de crecimiento, contemporáneas al depósito. Las fallas son de amplia distribución regional y de gran desplazamiento, que destacan en cada etapa sedimentaria del Oligoceno por su influencia notable en el depósito y además, porque se considera el factor principal en la formación de las estructuras de la Franja del Oligoceno.

OLIGOCENO.

En la Franja del Oligoceno, los sistemas de fallas de crecimiento son secuenciales hacia el oriente y forman una serie de bloques alargados y subparalelos, de extensión regional y escalonizados estratigráficamente en este mismo sentido, siendo el más antiguo al poniente y el

más joven hacia el oriente. En el Oligoceno Inferior, se inicia una amplia y extensa transgresión hacia el poniente, cuyo avance llega a cubrir casi totalmente la Franja del Eoceno.

A fines del Oligoceno Inferior y principios del Oligoceno Medio, culmina la etapa transgresiva y se inicia una extensa regresión, provocada por un gran levantamiento y por el rejuvenecimiento de las áreas positivas, situadas al poniente que origina la retirada de los mares hacia el oriente y una gran afluencia de clásticos terrígenos hacia la cuenca, transportados por corrientes fluviales que favorecieron el desarrollo de abanicos aluviales, complejos fluvio-deltáicos y sistemas de barras de barrera, en una etapa regresiva progradante.

Hacia el oriente, los ambientes de depósito varían gradualmente a salobres (litoral-mixto) y marinos someros (plataforma interna); depositándose una potente secuencia areno-arcillosa, con numerosos desarrollos arenosos, alternando con delgadas secciones arcillosas marinas.

En el Oligoceno Superior, cesa la etapa regresiva y se inicia una nueva etapa tectónica-sedimentaria, con el desarrollo de un ciclo transgresivo/regresivo completo.

La principal actividad tectónica en el Oligoceno, lo constituyen las fallas de crecimiento (contemporáneas a la sedimentación) y que presentan un desarrollo múltiple y secuencial, son de carácter regional y de gran desplazamiento. Estas fallas se consideran el factor principal en la formación de las estructuras de las franjas Oligoceno, Mioceno y Plioceno.

En cada bloque, se desarrolla un modelo similar que consiste en una estructura de crecimiento simultáneo a la acción de las fallas contemporáneas y que forman estructuras de tipo anticlinal, ligeramente asimétricos, cuyo eje es longitudinal y sensiblemente paralelo a la traza de la falla; igualmente, la inclinación es semejante a la del plano de la falla de crecimiento. Las estructuras presentan un echado hacia el poniente, mientras que el flanco oriental conserva un echado menor.

El fallamiento post-depositacional no es muy relevante en la franja oligocénica, origina bloques alargados y angostos, sobre los que se forman estructuras secundarias de poca amplitud y cierres contra falla.

MIOCENO.

En el Mioceno continúa la progradación hacia el oriente con gran afluencia de sedimentos, la activación de movimientos gravitacionales y el desarrollo de grandes fallas de crecimiento, de distribución regional y contemporánea al depósito. Esta actividad provocó eventos tectónicos-sedimentarios similares a las del Oligoceno, y consecuentemente se definen modelos estructurales similares.

A principios del Mioceno Inferior, persiste la extensa regresión hacia el oriente, iniciada en el Oligoceno Superior y continúa el depósito gradual de la secuencia areno-arcillosa de ambientes continental y mixto.

A mediados del Mioceno Inferior, se interrumpe el ciclo, cesa la etapa regresiva y se inicia una extensa transgresión hacia el poniente, con la influencia de fallas contemporáneas, esta actividad continúa en el Mioceno Medio. En este periodo se forma una amplia y extensa plataforma, sobre la cual se deposita una secuencia marina somera predominantemente areno-arcillosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos medios a gruesos, correspondientes a un complejo litoral o a barras costeras de crecimiento múltiple.

A principios del Mioceno Superior, cierra el ciclo con la etapa transgresiva y se inicia una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente. En la parte baja del Plioceno, cesa la etapa regresiva y se inicia un nuevo ciclo sedimentario con una corta transgresión hacia el poniente,

precedida por una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente; esta última etapa continúa en el Reciente y persiste en la actualidad.

Se considera que la última actividad tectónica que ocurrió en la Cuenca de Burgos, fue en el Mioceno Superior.

En el Plioceno, Pleistoceno y Cuaternario, no se han detectado movimientos sobresalientes, solo estaremos hablando de rellenos sedimentarios dados por la existencia de un número elevado de ríos que generan ambientes deltaicos, que han modificado su curso a lo largo del tiempo geológico y que traen como consecuencia la acumulación de material areno-arcillo.

CAPITULO 3.

SISTEMA PETROLERO.

En la Cuenca de Burgos se han identificado tres sistemas petroleros: Pimienta–Midway, Wilcox y Vicksburg–Frio (Figura 17). Las evidencias para la postulación de estos, se basan en la existencia común de rocas generadoras que presentan buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica para la presencia de hidrocarburos, relacionadas con rocas almacenadoras y sello, así como los procesos que incluyen la formación de la trampa, generación, migración, acumulación del hidrocarburo y sincronía.

La secuencia Cenozoica esta integrada por depósitos de potentes secuencias arcillosas, con intercalaciones variables de areniscas de espesor delgado a medio, acumulados sobre una amplia y extensa plataforma continental de bajo relieve y lenta subsidencia, predominantemente de ambientes mixtos y marinos internos a medios. La sedimentación se efectuó en depósitos cíclicos sucesivos transgresivos-regresivos, del Paleoceno al Reciente y que en general, representan una extensa progradación hacia el oriente.

PERIOD	EPOCH	PETROLEUM SYSTEM	
TERTIARY	CUATERNARY		
	PLEISTOCENE		
		PLIOCENE	
	MIOCENE	U	VICKSBURG FRIO (!)
		M	
		L	
	OLIGOCENE	U	
		L	
	EOCENE	U	
		M	
L			
PALEOCENE	U		
	L		
CRETACEOUS	UPPER	PIMIENTA MIDWAY (!)	
	LOWER		
JURASSIC	UPPER		

Figura 17. Columna estratigráfica asociada a los sistemas petroleros en la Cuenca de Burgos (PEMEX 2004).

3.1 ROCAS GENERADORAS.

De acuerdo con la edad de las rocas almacenadoras, en esta cuenca se diferencian cinco franjas en dirección norte-sur, correspondientes al Jurásico-Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, siendo la mas importante la del Oligoceno, por su volumen de producción. (Figura18)

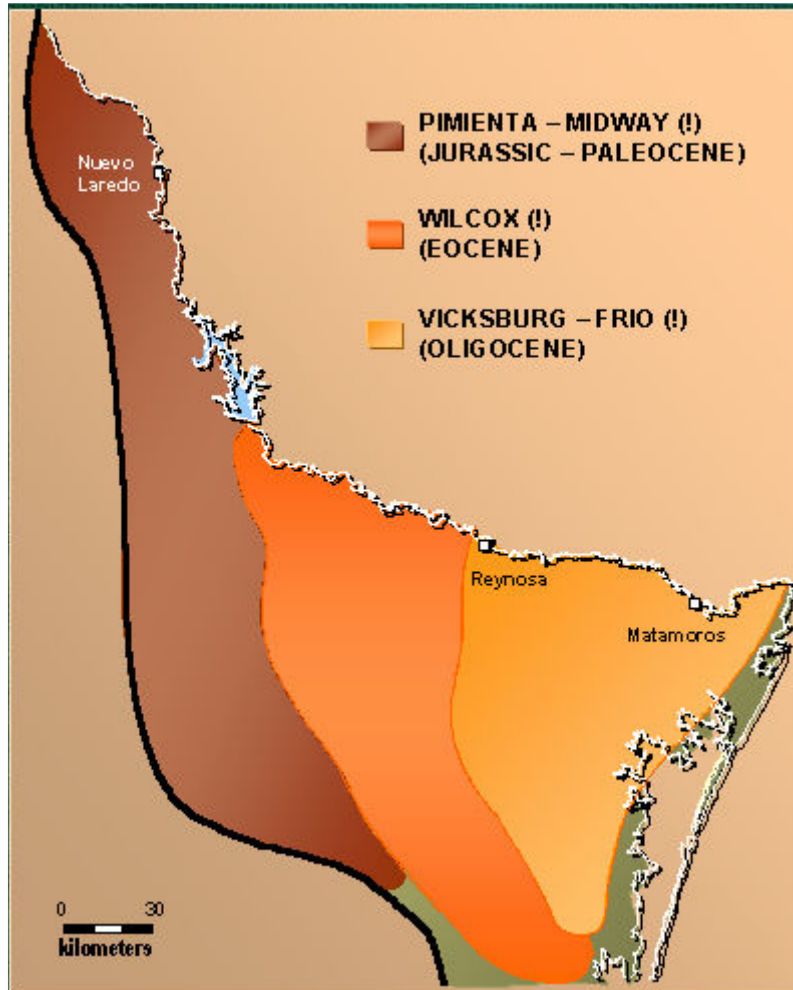


Figura 18.-. Sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos. (PEMEX,2005)

Los hidrocarburos provienen, principalmente, de arenas cenozoicas encajonadas por potentes paquetes de arcilla, ampliamente distribuidas e intercaladas en toda la columna sedimentaria y con un contenido moderado a alto de materia orgánica (Kerógeno), que en la mayor parte es de origen continental (leñosa-carbonosa) y en menor proporción marina (algácea). Los índices de alteración térmica de la materia orgánica son de "moderada a fuertemente madura"; correspondiente a la zona catagenética de generación predominante de gas seco, gas húmedo, condensado y ocasionalmente aceite ligero.

Los yacimientos del Mesozoico ubicados en el occidente de la cuenca son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características con buen potencial como generadoras.

Jurásico y Cretácico Superior

A estos periodos corresponde el sistema petrolero Pimienta-Midway ubicado en la porción occidental de la misma y tiene como principal roca generadora a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, cuyo potencial generador varía de pobre a bueno con un Carbono Orgánico Total (COT) < 0.5 a 2%, en tanto que su materia orgánica corresponde a kerogeno del tipo I y II, cuyo grado de madurez es considerado alto, debido a que su Reflectancia de Vitrinita (Ro) equivalente varía de 2 a 3%, condiciones que dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico; dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior en todos los casos al 1% y con valores considerables de S₂ (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del territorio mexicano.

Una fuente secundaria para la generación de hidrocarburos en este sistema lo constituyen los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico) que presenta un potencial generador que fluctúa desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2 % asociados a una acumulación en un ambiente reductor. La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobremadura con valores de Ro > 0.5 hasta 4.0 % en el sentido W –E, esto es el resultado de mayor sepultamiento de estas rocas como ocurre en el oriente de la cuenca.

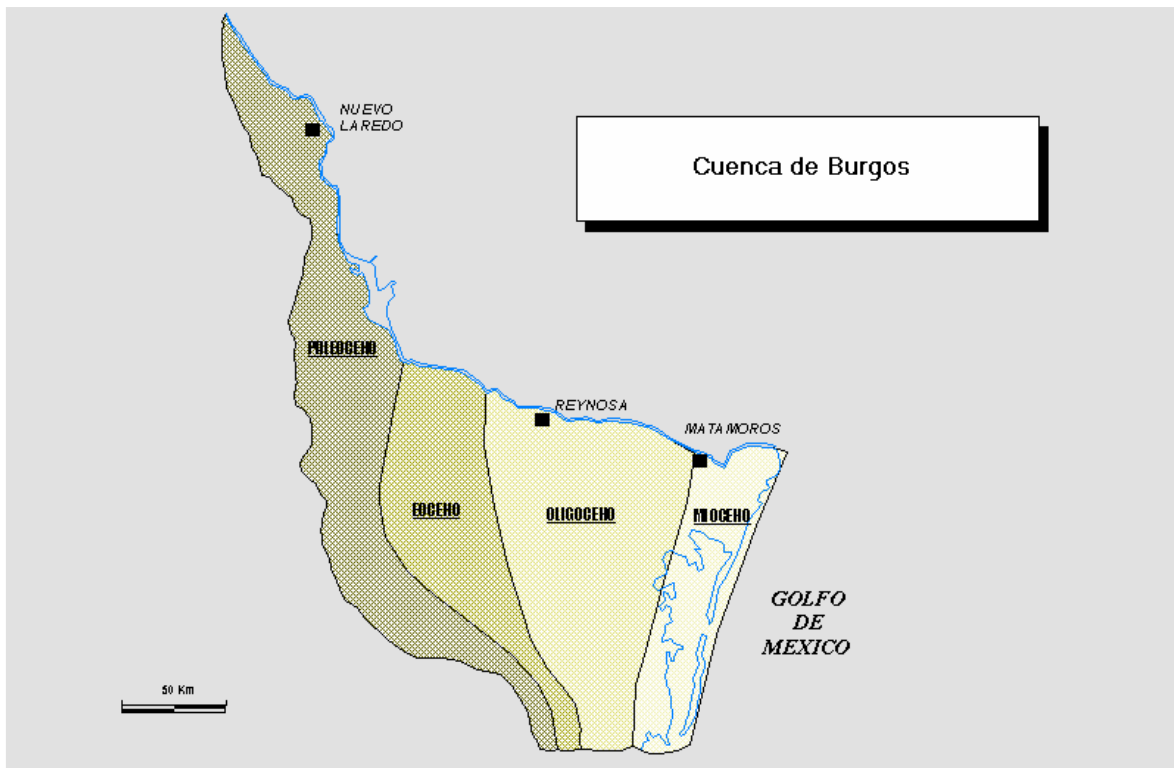


Figura 19. Desplazamiento hacia el Oriente en la Cuenca de Burgos. (PEMEX, 2005)

Cenozoico

Entre las lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de Carbono Orgánico Total superior al 1%, en las formaciones Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno. En el marco de una regresión general cenozoica que rompe con la sedimentación de carbonatos mesozoicos, se inicia una fuerte subsidencia y sedimentación de terrígenos finos y arenosos acompañados de materia orgánica continental (tipos III y IV) en condiciones marinas a mixtas, cuyo potencial generador es irrelevante (Figura 19). No obstante las facies arenosas de estas formaciones producen gas y condensado, al igual que las de la Formación Vicksburg del Oligoceno inferior, cuya parte de arcilla si detecta ligero potencial generador (S_2) en algunas muestras, debido a la probable presencia de cantidades subordinadas de kérogeno tipo II.

El sistema petrolero Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la Cuenca, a manera de una franja norte-sur, y las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta ultima como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II. Por lo que respecta a su madurez, los valores de R_o varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta ultima en la ventana de generación de gas húmedo.

Mientras que el sistema petrolero Vicksburg-Frío es el mas importante de la Cuenca y se ubica parte oriental, con un subsistema generador constituido por lutitas que fueron depositadas en ambientes batiales de la formación Vicksburg con un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 a 1 % producto de una mezcla de kerogenos del Tipo II y III y una madurez de 0.5 a 1.2 % de R_o .(Figura 20).

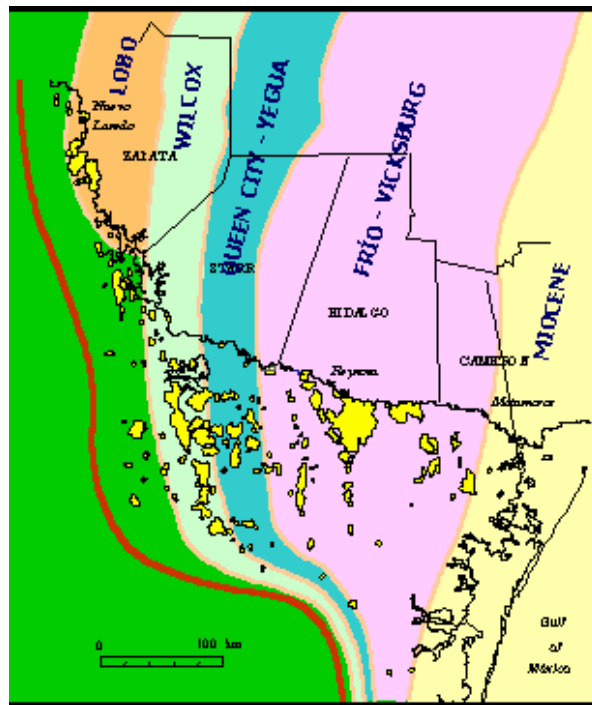


Figura 20. Franjas Productoras. (PEMEX,2005)

3.2 ROCAS ALMACENADORAS Y SELLOS

ROCAS ALMACENADORAS.

Las rocas almacenadoras del Paleoceno Midway (66.5-60 ma) corresponden con depositos en una plataforma nerítica externa a batial superior en su parte inferior y en su parte superior es mas somera, ocurriendo el deposito en plataformas de ambientes nerítico externo; la geometría de los depósitos es de complejos de abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas netas saturadas con espesores promedio de 35 m. Los yacimientos almacenados en rocas mesozoicas, ocurren en calizas de cuenca fracturadas de las formaciones Taraises y Méndez.

Las rocas almacenadoras Cenozoicas las constituyen las areniscas intercaladas en la secuencia arcillo-arenosa. Las areniscas presentan diferente grado de arcillosidad y madurez, de acuerdo a las características del ambiente de depósito y al ciclo sedimentario correspondiente, lo cual influye notablemente en su porosidad y permeabilidad.

La roca almacenadora del subsistema generador Wilcox , la constituyen cuerpos de areniscas dentro de la Formación Wilcox del Eoceno (Figura 21), depositados en ambientes de frente deltaico dominado por el oleaje. Los espesores brutos de la roca fluctúan entre los 18 y 92 m, en tanto que sus espesores netos lo hacen entre 3 y 72 m.

Los sistemas regionales de fallas de expansión (fallas de crecimiento) ejercieron una gran influencia en el deposito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas.

Las rocas almacén en el subsistema generador Oligoceno Vicksburg - Frio, están asociadas en su depósito a un evento de carácter transgresivo, con alternancias de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos. Los depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m y espesores netos saturados de 8 a 40 m.

En la Cuenca de Burgos se ha documentado que la mayoría de las areniscas corresponden a los siguientes modelos sedimentarios:

1.- Sistema integrado y constructivo de barras arenosas alargadas y angostas, subparalelas entre sí y a las líneas de costa; este modelos sedimentario es el principal en el Cenozoico y favorece la existencia de Yacimientos múltiples.

2.- Areniscas asociadas a fallas de crecimiento; que como factor importante en el depósito principal y distribución de ellas, favorecen una mayor acumulación de clásticos en el bloque bajo y una mejor selección de los granos, lo que se refleja positivamente en la porosidad y permeabilidad. La mayoría de los principales campos en el Cenozoico, se encuentran asociados a fallas de crecimiento.

3.- Areniscas basales de amplias dimensiones que representan un factor importante en la acumulación de hidrocarburos en el Cenozoico, ya que fueron rápidamente cubiertas por sedimentos arcillosos que actúan como sello.

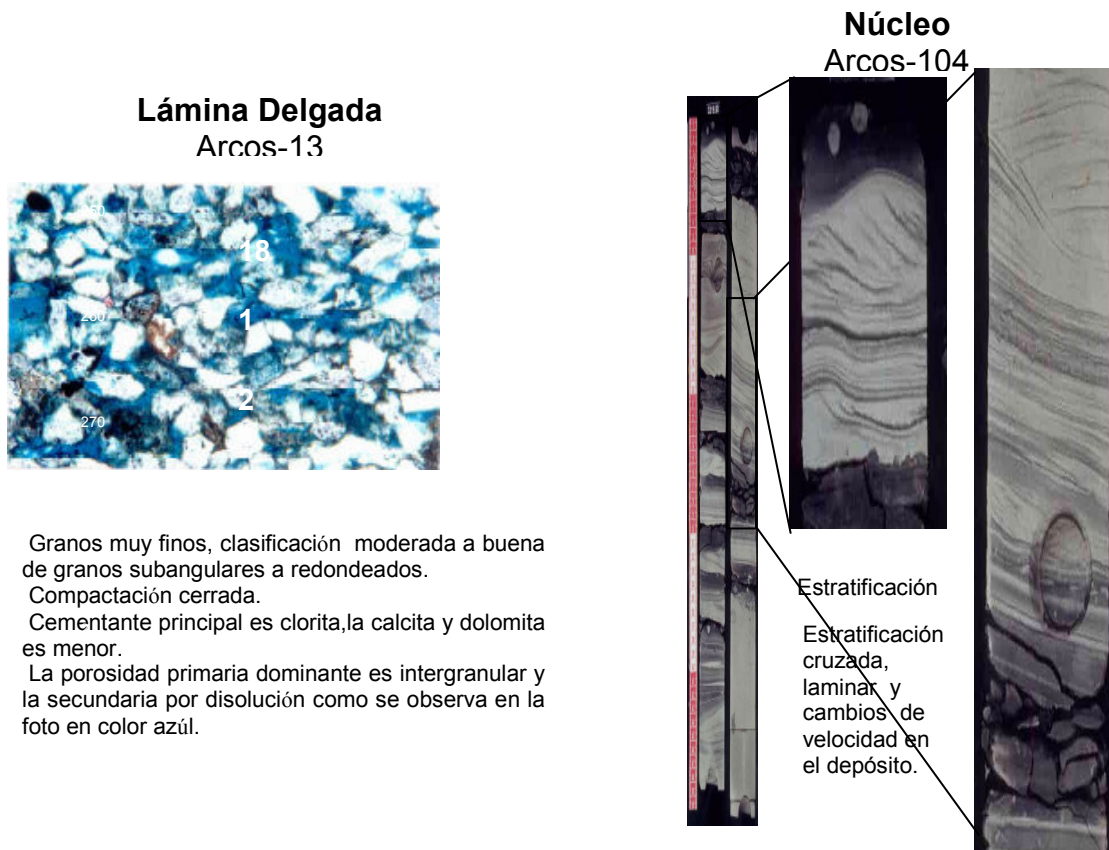


Figura 21.- Características de la roca almacén de la unidad E. Wilcox en el Campo Arcos.

ROCAS SELLO

Para los sistemas petroleros asociados a la Cuenca de Burgos se ha documentado que una secuencia arcillo-arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas (lutitas y lutitas limolíticas) de amplia distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, constituyen un magnífico sello, al cubrir a las areniscas almacenadoras.

3.3 TRAMPA Y MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS.

Las trampas definidas para este subsistema Pimienta -Midway son del tipo estratigráfico-estructural, se tienen anticlinales mesozoicos afectados por fallas laterales y normales que actúan como rutas de migración y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico.

El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco profundamente generado en la columna mesozoica, los cuales cargan tanto rocas almacenadoras mesozoicas (ejemplo: calizas fracturadas de las formaciones Taraises y Méndez en el Campo Cadena) y cenozoicas (ejemplos campos Emu y Alondra), asociados a tenues anomalías geotérmicas con gradientes $<30^{\circ}\text{C}/\text{km}$

Para el subsistema generador del Wilcox, los tipos de trampas dominantes son estructuras "rollover" asociadas a las fallas de crecimiento, así como cierres contra falla en bloques altamente compartimentalizados. La migración regulada también por los principales sistemas de expansión (fallas de crecimiento), emplaza yacimientos caracterizados por mezclas de metano de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo y asociados a una fuerte anomalía geotérmica expresada con gradientes de $50\text{-}60^{\circ}\text{C}/\text{km}$. (Figura 22).

En la secuencia Vicksburg – Frio, las porosidades controlan un sistema de expansión de fallas regionales de edad Oligoceno tardío- Mioceno temprano que actúan como rutas de migración que alimentan principalmente a trampas combinadas formadas por estructuras rollover, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico.

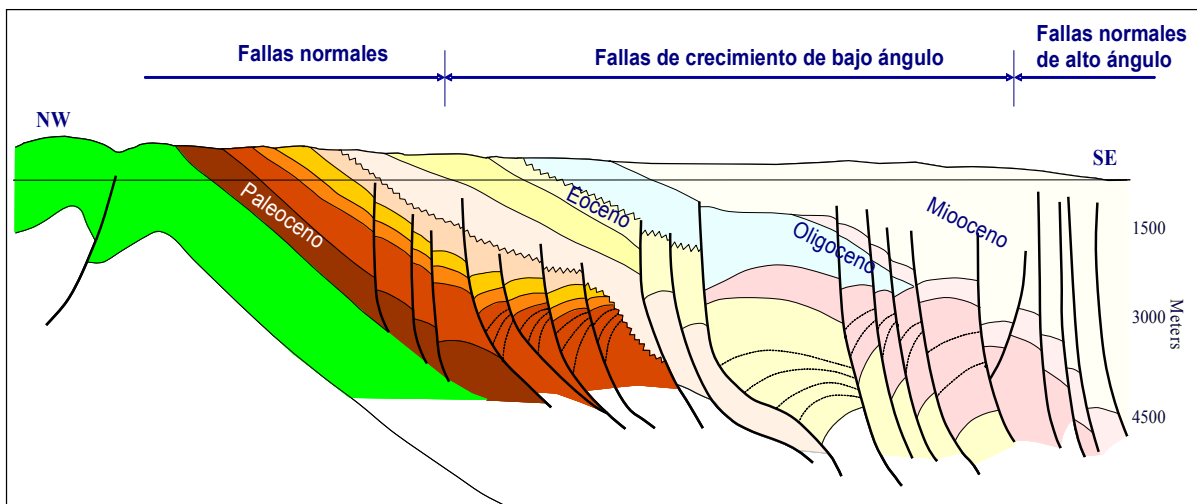


Figura 22.- Estilos estructurales que afectan la migración. (PEMEX, 2005)

3.4 TIPO DE FLUIDO O HIDROCARBUROS

Hidrocarburos gaseosos

Haciendo uso de un diagrama tipo Schoell(1983), los isótopos de Carbono e Hidrógeno en los gases del Jurásico Superior de la Cuenca de Burgos tienen valores de $\delta^{13}\text{CCH}_4$ -30.6 y -25.4% y de d^2HCH_4 desde -157 hasta termogénicos 115%, permitiendo su clasificación como gases no asociados provenientes de un roca generadora en la ventana de gas seco. Los gases del Cretácico se caracterizan por valores entre $\delta^{13}\text{CCH}_4$ -40 y 25%, mientras que los d^2HCH_4 varían de -147% a -137%. Los gases del Paleoceno tienen valores $\delta^{13}\text{CCH}_4$ entre -45.5 y -34.2% y d^2HCH_4 -153 y -133%. Los gases se dividen en termogénicos no asociados y asociados a condensado. Los gases asociados a condensado están presentes en la porción norte de Burgos (Campo Corindón-Alcaraván), proviniendo de materia orgánica de madurez tardía (Roe=1.2). La madurez de esta fuente de hidrocarburos se incrementa hacia el sur en los campos Presa y Emú (Roe=1.6-3.0%), volviéndose más húmica en la porción sur (Alondra, Agami) y generando consecuentemente gases más secos. Los gases del Eoceno se caracterizan por valores de $\delta^{13}\text{CCH}_4$ entre -43.5 y -35.0% y d^2HCH_4 entre -164 y -135%. Los gases predominantes son los termogénicos asociados a condensado de un kerógeno con una madurez tardía (Roe=1.1-1.2%). En la porción sur se infiere el incremento de la madurez de la roca generadora hacia el depocentro por los valores obtenidos de los gases en Conquistador y Primavera (Roe= 1.2-1.8%). Los gases del Oligoceno-Mioceno son predominantemente termogénicos asociados a condensado, provenientes de una roca madura (Roe=1.0-1.5%).

Aceites

Los biomarcadores de los aceites de los yacimientos cenozoicos, indican que provienen de una roca arcillosa de ambiente subóxico deltaico, siendo principalmente autóctonos cenozoicos, con una madurez al momento de la expulsión que parece incrementarse con la edad.

CAPITULO 4.

CARACTERIZACION GEOLOGICA DE UN YACIMIENTO.

Debido a las políticas de manejo de información de PEMEX, el nombre de la localización de este estudio, así como algunos otros datos referentes a los pozos perforados fueron modificados por lo que en el presente trabajo no se muestran datos tal cual como fueron obtenidos por PEMEX.

En este capítulo trabajamos en el Delta del Río Bravo con el Pozo Anoma-1, en lo que nos basamos para elaborar la caracterización geológica.

El Pozo Anoma-1 pertenece al proyecto Delta del Bravo, es un pozo que resultó improductivo y en el cual se buscaban areniscas productoras de Hidrocarburos del Mioceno Temprano. Dicho pozo se perforó con un tirante de agua de 100 metros, elevación de la mesa rotaria de 27 metros y una columna total perforada de 4042m, se encuentra localizado en el Golfo de México, frente a las costas de Tamaulipas en el Delta del Río Bravo.

4.1 ASPECTOS SEDIMENTOLOGICOS.

En general los rasgos del proceso de sedimentación y su distribución areal fueron controlados por los cambios relativos en el nivel del mar y estuvieron en función de la distribución y posición de los sistemas depositacionales del Cenozoico en este caso, del drenaje de los ríos Bravo, Houston y Mississippi (Figura. 23y 25-A).

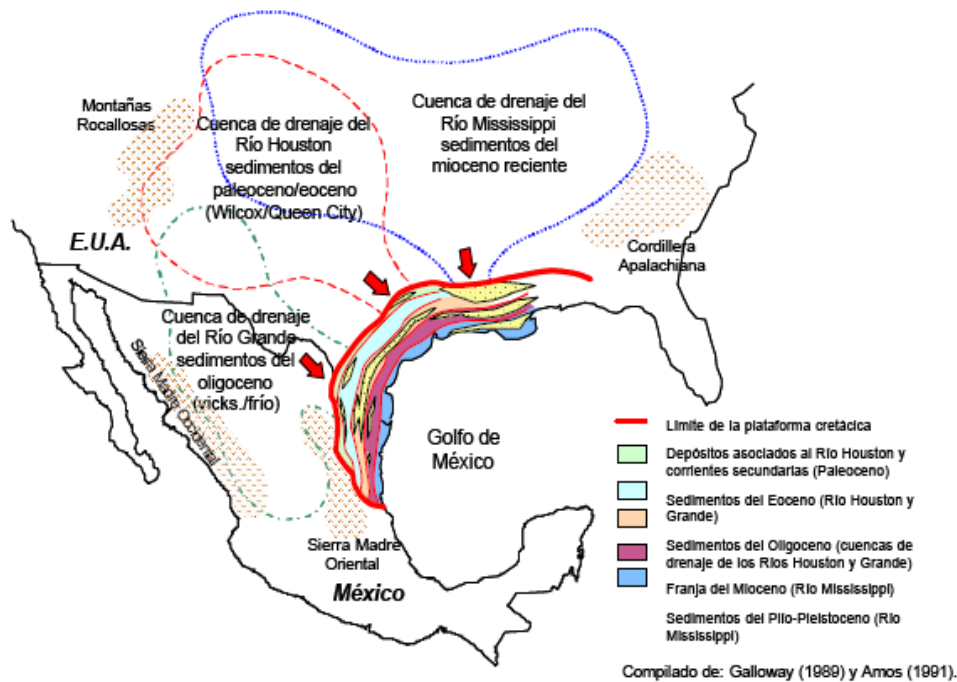


Figura 23.- Fuentes de aportes de sedimentos para la Cuenca de Burgos. (Compilado de Galloway (1989) y Amos (1991)).

El río Bravo o Grande del Norte, río norteamericano que nace en los montes de San Juan, en el suroeste del estado de Colorado, y fluye generalmente hacia el sureste durante 3.034 km. Discurre a través de Nuevo México, forma la frontera entre Texas y México a lo largo de unos 2.092 km y, finalmente, desemboca en el golfo de México por Brownsville, Texas, y por Matamoros, estado de Tamaulipas. El río Bravo tiene especial importancia por constituir la base para el establecimiento del límite internacional entre México y los Estados Unidos desde el año de 1848, después de la desastrosa guerra en la que México perdió más de dos millones de km² de su territorio. El río Bravo es uno de los ríos más largos de Norteamérica pero no es lo bastante profundo para ser una vía apta para la navegación comercial. Sus principales afluentes en Texas son el río Pecos y el río del Diablo (Devil's river); en territorio mexicano el río Conchos, el Salado, el Álamo y el San Juan son algunos de los más importantes. En la actualidad, los embalses para el regadío más destacados son la presa del Elefante y la del Caballo en el estado de Nuevo México (EEUU), y los del Culebrón, Azúcar o Francisco Madero en México. En el valle del río se cultiva sobre todo algodón, cítricos y verduras. El río Bravo fluye por México a través de los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. En Estados Unidos el río se conoce con el nombre de río Grande, denominación que le dieron los españoles.

El uso del agua del Río Bravo esta regularizada por el río Grande Pact en Estados Unidos, un pacto interestatal entre Colorado, Nuevo México y Texas; y un tratado entre EE.UU. y México, este es sobreexplotado, es decir, existen más consumidores del agua que la cantidad de agua misma que contiene el río. Desde el verano de 2003, una gran cantidad de agua desde la zona de Albuquerque hasta el Big Bend National Park ha estado seca. Los ecologistas temen que a menos que la precipitación pluvial regrese a sus niveles normales durante los próximos años y se restringa el consumo de agua o se tomen medidas estrictas de conservación de la misma, pronto puede extinguirse.

En Nuevo México el río atraviesa las fracturas del Río Grande desde una cuenca hasta otras llenas de sedimentos, sosteniendo un frágil ecosistema en su base. Desde El Paso hacia el este el río fluye a través del desierto. Solamente en el río Grande Valley más abajo se explota una agricultura de irrigación extensiva, donde se tiene un ambiente subtropical. El río desemboca en un delta arenoso en el Golfo de México. Durante períodos extensivos de clima seco el río cesa de fluir hacia el Golfo, millones de años atrás, el Río Bravo desembocaba en el fondo de la Fractura del Río Grande en el Lago Cabeza de Vaca. Pero hace aproximadamente 1 millón de años que la corriente fue "capturada" y comenzó a fluir hacia el este (Figura. 24).



Figura 24.- Río Bravo (INEGI, 2007)

Los sistemas deposicionales predominantes para el área de estudio, corresponden a dos ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos importantes, el Río Bravo y el Río Houston (Figura 25B). Los máximos espesores de deposito para este tiempo se encuentran presentes en la parte sur del estado de Texas, E.U.A. y la parte noreste de México.

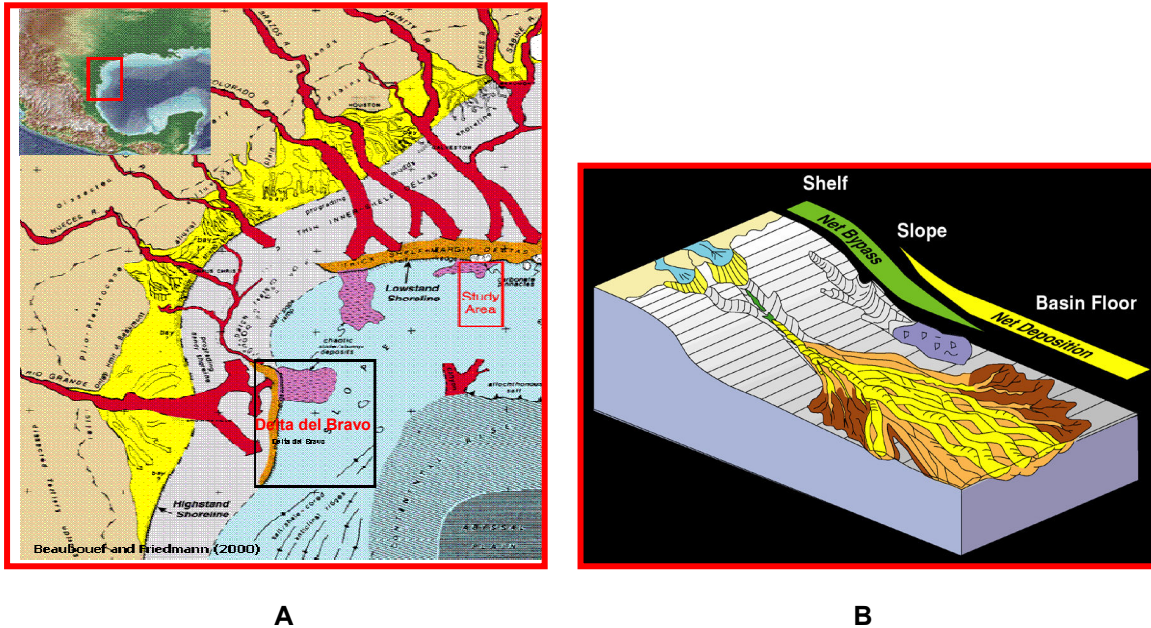


Figura 25.- A).-Fuentes de aporte en el área de estudio Delta del Bravo, B).- Modelo sedimentario de la misma Área (Tomadas de Caraveo, 2005).

4.2 CARACTERISTICAS GENERALES DE UN DELTA.

Un delta esta compuesto de sedimentos de depositación subaérea o subacuosa. Los sedimentos de depositación subaérea consisten en depósitos fluviales, lacustrinos, paludales y en algunos casos eólicos, mientras que los depositos subacuosos son aquellos formados dentro del cuerpo permanente de agua. Se considera que la porción subaérea está expuesta a la intemperie en la marea baja.

Desde el punto de vista fisiográfico un delta consta de tres partes: juvenil, adulta y senil. La parte superior es casi plana y tiene dos subdivisiones, la subaérea y el plano subaéreo. Estas son separadas por un límite algo indefinido conocido como superficie de costa.

La estructura deltaica ha sido construida bajo condiciones ideales en un cuerpo permanente de agua, teniendo tres series principales de capas: superior, delantera e inferior.

La serie superior tiene un echado primario igual al ángulo de pendiente de la superficie subaérea del delta sobre el cual son depositados los sedimentos por una corriente.

La serie delantera consiste de materiales que se descargan sobre el frente del delta dentro del agua (lago o mar) de aquí que su primera inclinaciones el ángulo de reposo de los materiales bajo el agua (20° a 30°). Las series delanteras más jóvenes de los grandes deltas tienen una inclinación primaria menor que el de las más viejas. La serie inferior es casi horizontal y esta formada por lodos finos o limos que aunque la mayoría inicialmente se encuentran en suspensión, gradualmente descargan sobre el fondo del agua del mar; a menudo son llamadas arcillas prodelta. La subsidencia o asentamiento es ciertamente el más importante rasgo de todo depósito deltáico,

ya que la mayoría de los sedimentos lodosos pueden contener agua en una cantidad, siendo casi siempre mayor del 50%.

Los sedimentos que componen la serie en la superficie, consisten de material orgánico, arcillas, limos y arenas. Las gravas pueden estar presentes pero parecen no ser sedimentos muy comunes en los deltas, excepto en aquellas corrientes que fluyen del mar o en un lago, directamente de regiones montañosas y bajo tales condiciones la grava llega a constituir parte considerable de los sedimentos.

Los colores de los sedimentos en la parte subaérea del delta varían de gris a negros, aunque rojos y amarillos pueden estar presentes bajo ciertas condiciones. La clasificación de los sedimentos no es muy buena generalmente, excepto en algunas playas y medanos. Restos de animales de tierra y agua dulce pueden ser abundantes, y algunas plantas llegar a ser comunes; los restos de organismos no son excluidos pero no se encuentran con mucha frecuencia.

Los sedimentos de la serie delantera están compuestos casi exclusivamente de arenas, limos y arcillas en unidades lenticulares, y son mucho más evidentes en aguas con olas y corrientes débiles, que aquellas con corrientes y olas fuertes. Puede haber considerable cantidad de sedimentos calcáreos, así como precipitación de coloides de óxidos de Hierro y Sílice, donde el agua dulce y salada se mezclan. Algunos sedimentos químicos, tales como la glaucomita, también pueden formarse en los deltas.

Los colores de los sedimentos de la pendiente delantera dependen de varias condiciones; tonos de gris a azul deben dominar, aunque también puede haberlos rojizos. Si el material orgánico es enterrado como sedimentos, como sería el caso bajo la mayor parte de las condiciones, el rojo se perdería a través de la reducción de Hierro.

Los sedimentos de la serie inferior se encuentran principalmente debajo del nivel base de depositación y de aquí que no sufren mucho deslave después de verificada la sedimentación. Estos son también depósitos bajo condiciones que son principalmente marinas. Sedimentos terrígenos consisten principalmente de materiales finos y coloides en suspensión, de los cuales gran parte deben su precipitación a floculación de los electrolitos y coloides de carga opuesta, además es importante anotar el cambio de salinidad de las aguas, que influye y puede acelerar en algunos casos la precipitación del material en suspensión de los ríos o aguas provenientes del continente.

El desarrollo de los tres componentes de un delta está relacionado con la edad fisiográfica de la región drenada. Una región en su estado fisiográfico juvenil y adulto proporciona más sedimentos que las olas y corrientes del cuerpo de agua en el cual las corrientes desembocan. Un plano subaéreo rápidamente se desarrolla a medida que el delta continua su avance y éste progresa dentro de aguas más profundas; el vigor de las olas y corrientes aumenta y llegan a ser más competentes para el transporte y así se agregan más sedimentos a las series delanteras y del fondo del delta.

4.3 PALEOBATIMETRIA

La columna Paleobatimétrica encontrada con la perforación del Pozo Anoma-1 se presenta con oscilaciones de tirantes de aguas profundas, ya que la primera muestra recuperada a 915 m presenta una asociación de microforaminíferos bentónicos de Batial Superior, a 1120 m disminuye la Paleobatimetría a Nerítico Externo Proximal y de 1820 m hasta la profundidad total 3629 m, la columna se estabiliza relativamente en batimetrías de Batiales Superior y Medio con oscilaciones menores entre estos; predominando relativamente el batial medio a partir de 1820 m y el batial superior a partir de 3050 m.

A continuación se muestra la tendencia general de la columna Paleobatimétrica del pozo Anoma-1 en el delta del Rio Bravo(Figura.26).

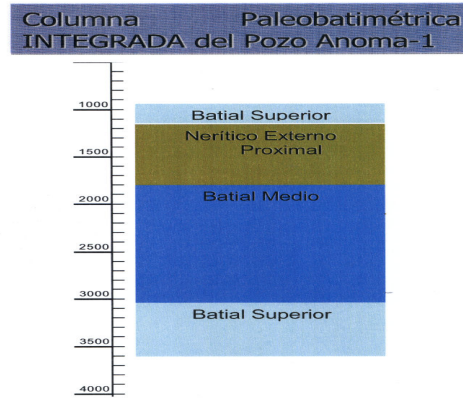


Figura 26 .- Columna Paleobatimétrica del delta del Rio Bravo.

4.4. ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS.

El pozo Anoma-1 atravesó una secuencia terrígena que varía en edad del Pleistoceno al Mioceno Inferior, mostrando a continuación la columna cronoestratigráfica de la cuenca de Burgos en la zona donde se perforó el mencionado pozo (Figura 27).

PERIODO	ÉPOCA	EDAD	CUENCA DE BURGOS FORMACIONES	POZO ANOMA-1 EDAD		
CENOZOICO	PLEISTOCENO	1.77 - 0.95		Plioceno Superior		
		1.77 - 2.60		Plioceno Medio		
	PLIOCENO	U	3.58 - 5.32	GOLIAD	Plioceno Inferior	
			7.12 - 11.20	LAGARTO		
		M	14.80 - 16.40	CATAHOULA		
			20.52 - 23.80	ANHUAC		
		L	23.80 - 28.50	FRIO MARINO		
			28.50 - 33.70	FRIO MARINO		
		MIOCENO	U	33.70 - 37.00	JACKSON	El pozo Anoma.1 Llegó al Mioceno Inferior
				37.00 - 41.3	YEGUA	
			M	41.3 - 49.0	COOK MOUNTAIN	
				49.0 - 54.8	WECHES	
	L		54.8 - 57.9	QUEEN CITY		
			57.9 - 60.9	REKLAW		
	OLIGOCENO		U	60.9 - 69.0	ARAGÓN	
				69.0 - 76.0	WILCOX	
	EOCENO	U	76.0 - 84.0	WILCOX		
			84.0 - 90.0	WILCOX		
		L	90.0 - 100.0	MIDWAY		
			100.0 - 110.0	MIDWAY		

Figura 27.- Columna crono-estratigráfica Cenozoica de la Cuenca de Burgos en relación con el pozo Anoma-1 (Tomada y modificado de Echanove, 1986).

Al sur de donde se perforo el pozo Anoma-1 se ubica el Pozo Neptuno-1A , el cual corresponde con el principal antecedente en el área y el cual corto rocas del Pleistoceno a Mioceno antes de Anoma-1, por lo que se hizo una Correlación entre el pozo Neptuno-1A y el pozo Anoma -1, mostrando los valores en espesor de dicha correlación en la Tabla 4.

EDAD/FORMACIÓN	NEPTUNO-1 A (m.v.b.m.r.)	ANOMA-1 (m.b.m.r.)
Fondo Marino		127
Pleistoceno		915*
Plioceno Superior		1185
Plioceno Medio		1360
Plioceno Inferior		1800
Mioceno Superior	820	2140
Mioceno Medio	1120	2720
Mioceno Inferior	3190	3000
Profundidad Total	3678	4042 (ST-2)

Tabla 4.- Correlación Pozo Neptuno-1A con el Pozo Anoma-1.

Al realizar la correlación del pozo Neptuno 1A con el pozo Anoma-1, se pudo observar que las rocas del Mioceno (Superior, Medio e Inferior) se encontraron a mayor profundidad debido a la presencia de fallas de crecimiento. La cima del Mioceno Superior tiene una diferencia estructural de 1320 m con respecto al pozo Neptuno-1 A. En la sísmica no se puede correlacionar las cimas del Mioceno Medio e Inferior con el pozo Neptuno-1A ya que al seguir los reflectores estas cimas se localizan mas bajo que las cimas dadas por paleontología, la única cima que se puede correlacionar es la del Mioceno Inferior.

4.5 DESCRIPCION DE FORMACIONES.

Las primeras muestras son del piso marino, recuperándose la primera muestra de roca a 915 m de profundidad.

La columna geológica atravesada consistió en una alternancia de lutitas y areniscas que van del Pleistoceno al Mioceno Inferior.

a) Edad: **Pleistoceno**
 Primer muestra: **915* m**
 Espesor: **270* m**

***Inicio de recuperación de muestras litológicas.**

Litología:

Esta constituida principalmente por Lutita gris verdoso, semidura, ligeramente arenosa con cementante calcareo, ocasionalmente se presentan intercalados pequeños horizontes de 1 a 3 m de arenisca gris oscuro, constituida por grano muy fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, con matriz calcáreo-arcillosa y con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

De acuerdo a los estudios paleontológicos del pozo Anoma-1, la cima del Pleistoceno no fue registrada debido a que la recuperación de muestras de canal comenzó a los 915 m.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos a las muestras recuperadas se determinó una paleobatimetría de Batial Superior disminuyendo a Nerítico Externo proximal.

La edad fue identificada por los siguientes fósiles índice:

- *Gephyrocapsa caribbeanica*, *Helicosphaera sellii*, *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*, *Globorotalia truncatulinoides excelsa*, *Gephyrocapsa oceánica* y *Pseudoemiliana lacunosa*.

b) Edad: **Plioceno Superior**
Cima: **1185 m**
Espesor: **175 m**

Litología:

Constituida principalmente por Lutita gris verdoso, semidura, arenosa y calcárea con intercalaciones de Arenisca gris oscuro de grano fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, semiconsolidado, con matriz arcillosa con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

La cima de esta edad se encontró a 1185 m y estratigráficamente se encuentra subyaciendo al Pleistoceno y sobreyace concordantemente a rocas del Plioceno Medio.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos realizados a las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría Nerítico Externo Proximal.

La edad fue definida por la extinción de *Discoaster brouweri*, la evolución de *Gephyrocapsa oceánica* y *Gephyrocapsa oceánica* así como la evolución de *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*.

c) Edad: **Plioceno Medio**
Cima: **1360 m**
Espesor: **440 m**

Litología:

Constituida principalmente por Lutita gris verdoso, semidura, arenosa y calcárea con pequeños horizontes de Arenisca gris oscuro, grano fino de cuarzo, subredondeado, regularmente clasificado, semiconsolidado en matriz calcáreo-arcillosa.

Estratigrafía:

La cima de esta edad se encontró a 1360 m y estratigráficamente se encuentra subyaciendo concordantemente al Plioceno Superior y sobreyace concordantemente a rocas del Plioceno Inferior.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos realizados a las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría Nerítico Externo Proximal.

La edad fue definida por el siguiente microforaminífero: *Globorotalia miocenica*, con Nanoplancton se identificaron *Discoaster pentaradiatus*, *Discoaster surculus* y *Discoaster variabilis*.

d) Edad: **Plioceno Inferior**
 Cima: **1800 m**
 Espesor: **340 m**

Litología:

Constituida por Lutita gris verdoso, semidura, calcárea, en partes de aspecto bentonítico, con intercalaciones de Litarenita gris oscuro de grano fino de cuarzo y líticos oscuros, subredondeado, regularmente clasificado, compacto en matriz calcáreo-arcilloso, con porosidad primaria de tipo intergranular de $\pm 15 \%$.

Estratigrafía:

Estratigráficamente se encuentra subyaciendo concordantemente al Plioceno Medio y sobreyace concordantemente al Mioceno Superior

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría que varía de Nerítico Externo Proximal a Batial Medio.

La edad fue identificada por la extinción de *Globorotalia margaritae margaritae* y *Globoquadrina altispira altispira* y por la asociación de *Reticulofenestra pseudoumbilica* y *Sphenolithus abies*.

e) Edad: **Mioceno Superior**
 Cima: **2140 m**
 Espesor: **580 m**

Litología:

Constituida por Lutita gris verdoso, semidura y calcárea con pequeñas intercalaciones de Litarenita gris oscuro de grano finos de cuarzo y líticos negros, deleznable, subredondeados, regularmente clasificados, en matriz calcáreo-arcilloso, con porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

Los sedimentos del Mioceno Superior subyacen concordantemente al Plioceno Inferior y sobreyacen concordantemente al Mioceno Medio.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios sedimentológicos, micropaleontológicos, y petrográficos de las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría de Batial Medio.

Esta edad fue identificada por la extinción de *Triquetrorhabdulus rugosus* y la presencia de *Discoaster quinqueramus*, *Discoaster berggrenii* y *Sphaerodinellopsis disjuncta*.

f) Edad: **Mioceno Medio**
 Cima: **2720 m**
 Espesor: **280 m**

Litología:

Constituida por Lutita gris verdoso, semidura y calcárea con pequeñas intercalaciones de Litarenita gris oscuro de grano fino constituido principalmente por cuarzo, deleznable, subredondeado, regularmente clasificado, en matriz calcáreo-arcilloso, con porosidad de tipo primaria intergranular $\pm 15 \%$.

Estratigrafía:

Estratigráficamente se encuentra subyaciendo concordantemente al Mioceno Superior y sobreyace concordantemente al Mioceno Inferior.

Sedimentología:

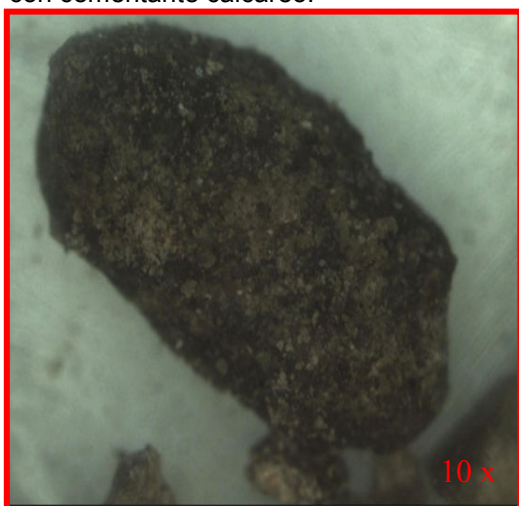
De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas se considera una paleobatimetría de Batial Medio.

La edad fue determinada por presencia de *Globorotaría mayery* asociada con *Globorotalia obesa* con Nanoplancton se identificaron *Coccolithus miopelagicus*, *Calcidiscus premacintyreii*, *Discoaster bollii* y *Discoaster exilis*.

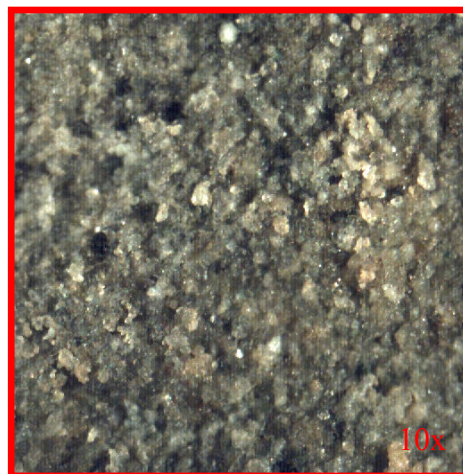
g) Edad: **Mioceno Inferior**
 Cima: **3000 m**
 Espesor: **629 m Penetrado en el primer agujero.**

Litología:

Constituida por Litarenita gris claro de grano muy fino a fino, de cuarzo y líticos de color oscuro deleznable con fragmentos subredondeados, moderada clasificación, porosidad primaria de tipo intergranular (Figura 28), se observan también cuerpos de lutitas gris verdoso, semidura, arenosa y con cementante calcareo.



Muestras de canal 3555 m



Muestras de canal 3673 m

Figura 28.- Litarenita color café claro, semicompacta, de grano muy fino (62-88 μ) de cuarzo y líticos oscuros, deleznales, de moderada clasificación, subangulosos a subredondeados, soportados por una matriz arcillo-calcárea, se observa porosidad primaria de tipo intergranular.

Estratigrafía:

Estratigráficamente las rocas de esta edad se encuentran subyaciendo concordantemente a secuencias clásticas del Mioceno Medio y del contacto el Mioceno Inferior no se determinó la base por no penetrar más en estas rocas, sin embargo en la columna de la cuenca de Burgos al SE estas rocas descansan concordantemente al Oligoceno Superior.

Sedimentología:

De acuerdo a los estudios micropaleontológicos de las muestras recuperadas se determinó una paleobatimetría que varía de Batial Medio a Batial Superior.

La edad fue identificada por la ausencia del género *Orbulina*, la extinción de *Catapsydrax stainforthi* así como la presencia de Nanofósiles, identificándose la asociación de *Helicosphaera ampliaperta* y *Sphenolithus heteromorphus*, la fauna se encontró retrabajada con fósiles de Oligoceno.

4.6. ASPECTOS ESTRUCTURALES.

En el área de la Cuenca de Burgos solo se encuentran aflorando rocas cenozoicas, las cuales describen hasta la línea de costa una serie de fajas orientadas en una dirección general Noroeste-Sureste, las secuencias mas antiguas afloran al poniente (Paleoceno) a oriente donde se encuentran las mas jóvenes (Plioceno). De esta manera, la distribución de las rocas cenozoicas dentro de la cuenca, dependiendo de su edad, se restringe a la zona comprendida desde su área de afloramiento hacia el oriente, manifestando un echado regional y profundizando continuamente hacia el Este, con una variación hacia facies de mayor batimetría.

Las numerosas fallas normales (de crecimiento) presentes en la Cuenca de Burgos, tanto de carácter postdeposicional como de crecimiento, conforman una serie de bloques subparalelos de orientación general norte-sur en donde el bloque de techo de la falla, generalmente al oriente, baja en dirección al centro de la cuenca (Figura 29).

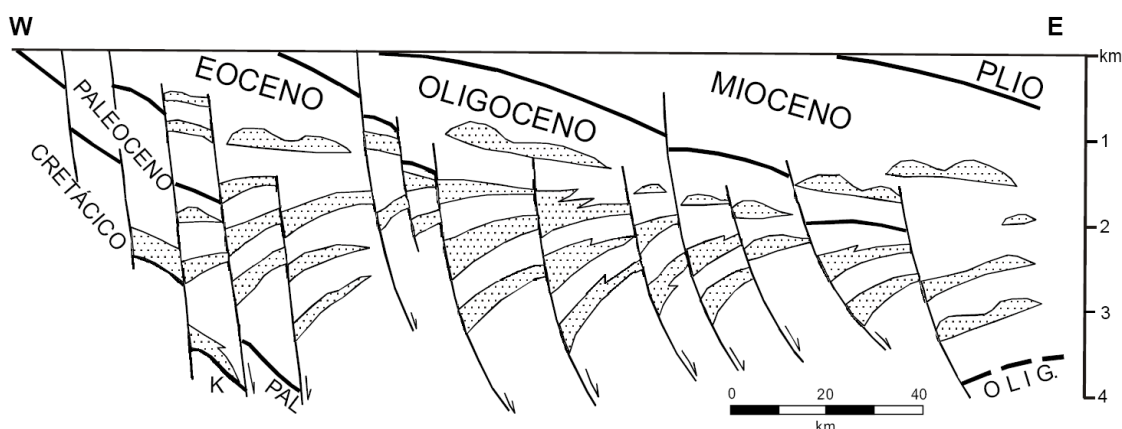


Figura 29.- Sección esquemática transversal de la Cuenca de Burgos mostrando su arquitectura regional (Tomada de Ortiz y Tolson, 2004).

El sistema estructural costa afuera corresponde a un sistema deformado primero de tipo distensivo y posteriormente de tipo compresivo ligado (Figura 30). En la zona distensiva se tienen fallas lítricas de crecimiento, con despegue en un sustrato salino y diapirismo salino; mientras que en la zona compresiva se desarrollan anticlinales asimétricos afectados por fallamiento inverso.

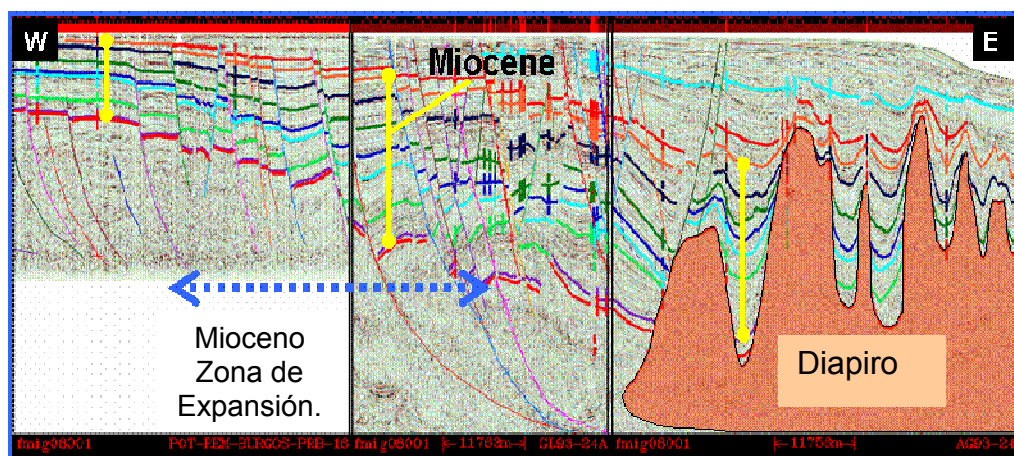


Figura 30.- Sección del corte del Mioceno en la cuenca de Burgos, mostrando los diferentes estilos estructurales (Reporte Interno, PEMEX 2005).

4.7 SISTEMA PETROLERO

El sistema petrolero esta evidenciado por lo que se ha descubierto y desarrollado en la parte terrestre en la cuenca de Burgos donde se ha descubierto campos de gas seco y condensado relacionado con tres sistemas petroleros de edad: Jurásico Superior, Cretácico Superior y Cenozoico.

Los yacimientos en la cuenca de Burgos se encuentran en cuerpos de areniscas cenozoicas, encajonadas por potentes paquetes de arcillas que sirven como sello.

Los yacimientos del Mesozoico son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características como buenas secuencias generadoras.

Roca Generadora.

Para el pozo Anoma-1 la roca generadora se presume es del Jurásico Superior (Formación Pimienta), pero también se tiene como resultado de los estudios geoquímicos una mezcla de gases que provienen de las lutitas del Cenozoico. Estas rocas generadoras no se han podido comprobar en la cuenca de Burgos en la parte Marina ya que ningún pozo atravesó la secuencia mas antigua.

Los estudios geoquímicos en la cuenca de Burgos (parte terrestre) indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%. Dentro de la secuencia del Cretácico, las Formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, siendo en la mayoría de los casos superior al 1%. Entre las lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de carbono orgánico superior al 1% en las Formaciones Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno (Figura 31).

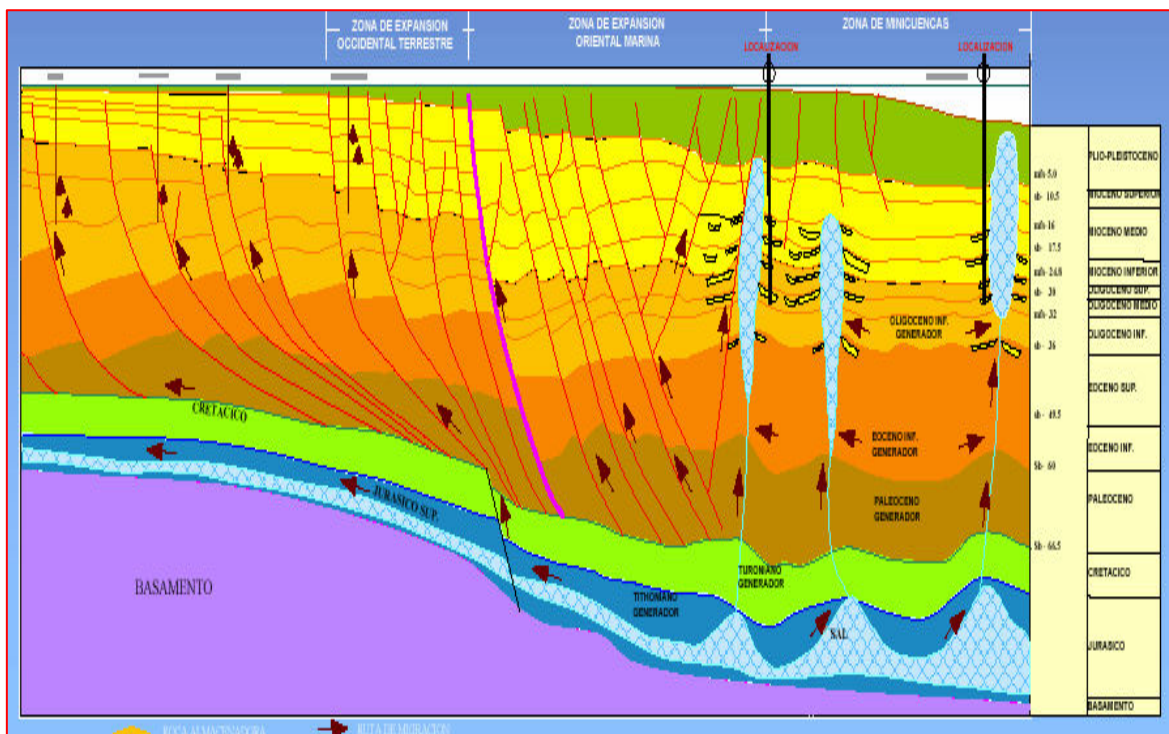


Figura 31.- Sistemas generadores y de migración de Delta del Bravo donde se observan los sistemas generadores y sus principales vías de migración (Tomada de Caraveo, 2005).

Roca Almacenadora.

En la cuenca de Burgos las rocas almacenadoras para el sistema Pimienta-Midway son depósitos de abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de arenas netas saturadas de 35 m con porosidades de 12 al 20% y permeabilidades de 5 a 7 md.

Para el sistema generador Eoceno Wilcox, la roca almacenadora se encuentra controlada por depocentros con espesores netos de arena de 50 hasta 300 m y asociados a frentes deltaicos progradantes.

Para el sistema Oligoceno Vicksburg las rocas están asociadas en su depósito a un evento de carácter transgresivo con alternancia de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos, cuyos depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m, espesores netos saturados de 8 a 40 m y porosidades que van de 12 a 28%.

En el pozo Anoma-1 la roca almacenadora es de excelente calidad ya que tiene una porosidad promedio de 23 % una permeabilidad promedio de 39 md, además de poseer un excelente paquete de areniscas que en algunas partes se intercala con lutitas. Estas rocas se asocian a depósitos de canales y abanicos submarinos en ambientes neríticos y batiales.

Trampa-Sello

Para el sistema Pimienta-Midway las trampas que están definidas para este sistema son del tipo estratigráfico-estructural, para el Cenozoico están afectadas por fallas laterales y anormales que actúan como rutas de migración y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico. Para el sistema Eoceno Wilcox son estructuras rollover y cierres contra falla. Para el Vicksburg las trampas están formadas por estructuras rollover, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico. En los plays Vicksburg-Frió se tienen yacimientos principalmente constituidos por mezclas de metano termogénico y biogénico. Este sistema se encuentran la mayor producción del Campo Reynosa el cual algunos lo califican como gigante. En general los sellos son lutitas en espesores gruesos.

En el pozo Anoma-1 se tiene una excelente roca sello constituido por lutitas de más de 900 m de espesor. El tipo de trampa es de tipo combinado (estratigráfico-estructural).

Sincronía y Migración.

El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco profundamente generado en la columna mesozoica.

En el sistema Eoceno Wilcox la migración regulada también por los principales sistemas de expansión, emplaza yacimientos caracterizados por mezclas de metano de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo que varían de 5 a 20 % ; asociados a una fuerte anomalía geotérmica expresada con gradientes de 50-60 °C/km.

En el pozo Anoma-1 en la prueba de producción resultó invadido de agua, las areniscas de arriba se observa que tienen gas, pero su espesor es menor a 5 metros el cual es muy pequeño para explotarlo con rendimiento económico. En este pozo se interpreto que si existió sincronía y migración pero se considera que quedó flanqueado el pozo con respecto a la estructura principal.

En la figura 32, se sintetiza en una tabla todo lo referente al sistema petrolero del área estudiada, mostrando la ubicación en tiempo de las rocas generadoras, almacenadoras, sello, la formación de la trampa y el nivel de preservación de los hidrocarburos.

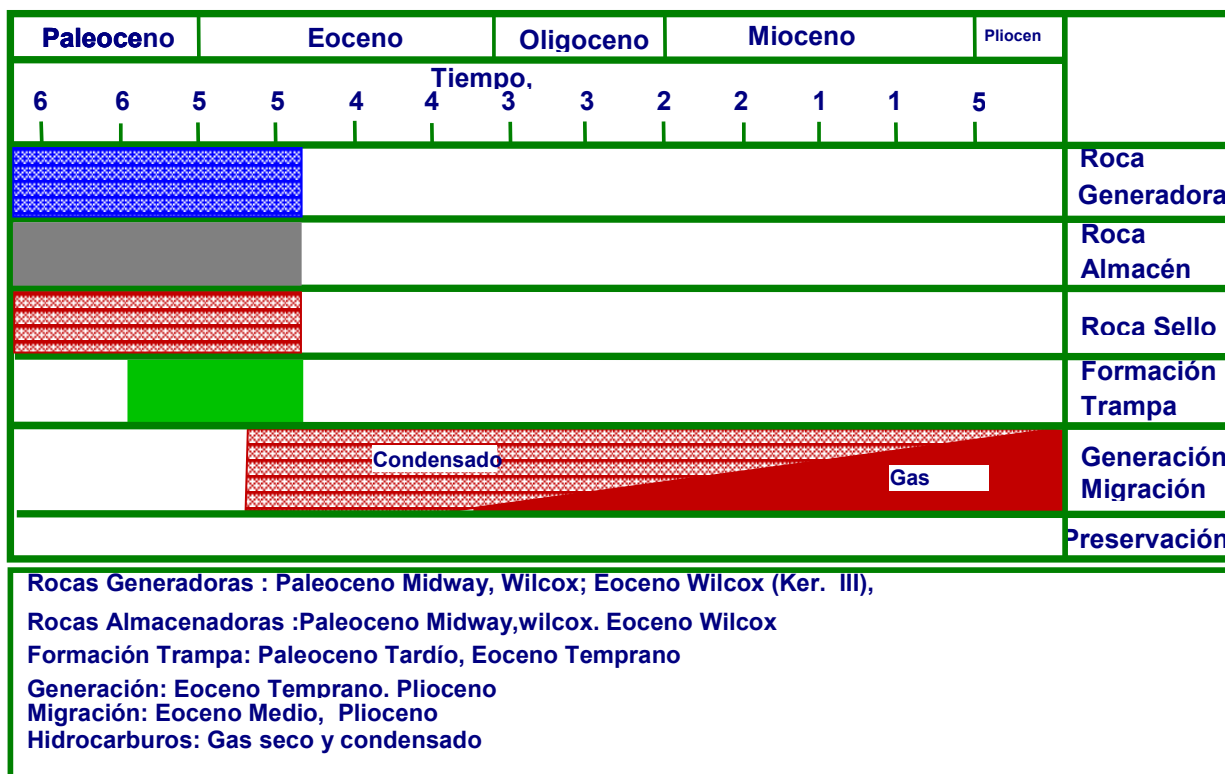


Figura 32.- Diagrama de sincronía de la cuenca de Burgos (Caraveo, 2005).

4.8 TECNOLOGIAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

La energía es la base para el desarrollo económico y social de México, esa energía se obtiene por medio de tecnologías usadas para encontrar petróleo y gas, extrayéndolos desde trampas que se encuentran a cientos de metros en el subsuelo tanto en tierra firme como en el mar. Dicha tecnología también se usa para transportar el petróleo a las refinerías, y transformarlo en gasolina, diesel, combustoleo y otros derivados útiles a la sociedad.

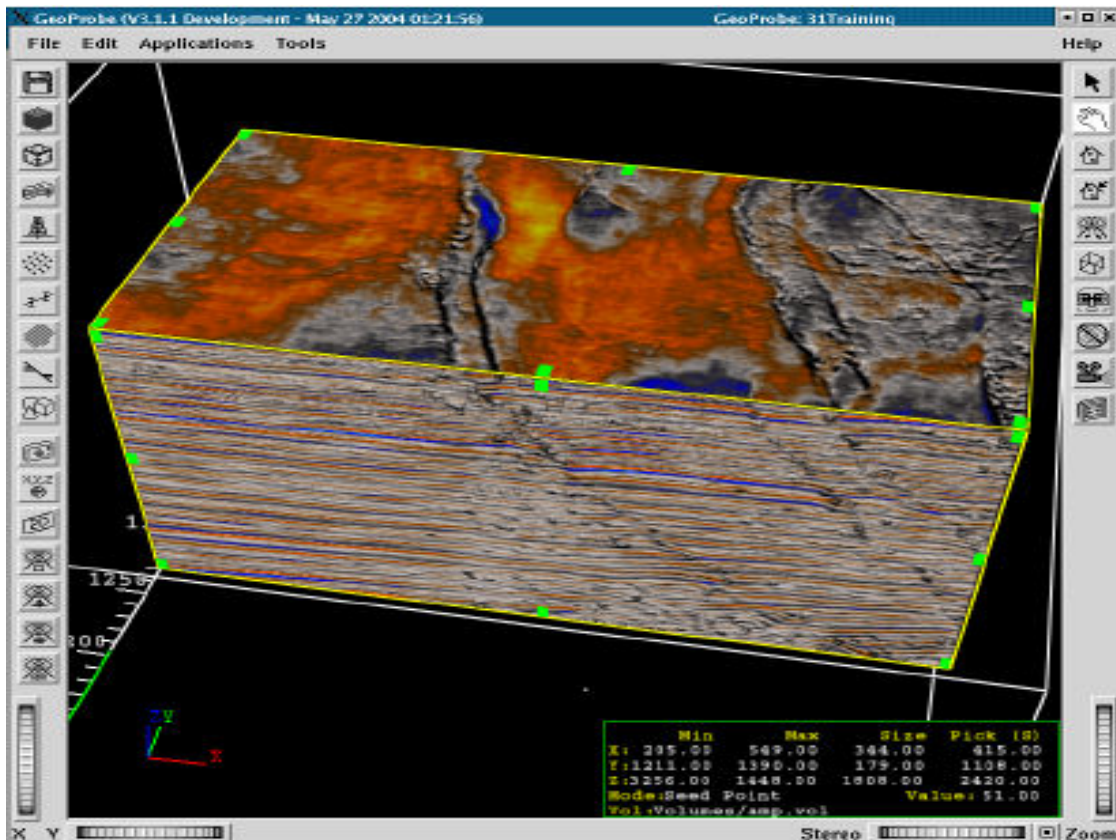
Para desarrollar la tecnología se necesitan tres ingredientes principales: base tecnológica, recursos humanos y financiamiento. Por lo tanto, la mayor parte de la tecnología que se usa actualmente en el sector energético, se ha desarrollado en los países que han invertido para su desarrollo. En comparación con otros países, el gasto en investigación y desarrollo en el año 2000 en México fue del 0.4% del PIB mientras que en Estados Unidos fue del 2.6%, en Alemania 2.44%, en Canadá 1.58%, en Brasil 0.91% y en España 0.9%. De este gasto, México dedicó el 19% al desarrollo experimental, el 47.7% a la investigación aplicada y el 23% a la investigación básica. En Estados Unidos, las compañías privadas se enfocan a la elaboración de productos con un gran enfoque al mercado, mientras el gobierno dedica una enorme cantidad de dinero al desarrollo de tecnología que se considera estratégica, como es la tecnología nuclear o las fuentes renovables de energía, es decir, a productos que no necesariamente se comercializan en el corto o mediano plazos.

Dentro de la tecnología enfocada a la exploración el software es el que marca la pauta, esto es, en dar soluciones integrales en la búsqueda y administración de reservas de hidrocarburos.

Existen varias empresas dedicadas a el desarrollo de este tipo de tecnología, tal es el caso de las empresas Halliburton, Schlumberger, Paradigm las cuales son lideres en el mercado en cuanto a venta de Software especializado en la exploración petrolera, este software tiene que ir respondiendo a las necesidades del cliente generando así la competencia entre las empresas por ofrecer mejores soluciones desencadenando asimismo en avances tecnológicos.

Por decir algo, la empresa Halliburton bajo su línea de LandMark maneja la plataforma Openworks enfocada a la exploración. Esta plataforma esta a la vanguardia y dentro de sus aplicaciones podría decirse que es la mas fuerte y al mismo tiempo la mas vendida es la herramienta llamada GeoProbe(Figura 33), la cual esta enfocada a la visualización en 3D de cubos sísmicos, secciones sísmicas, pozos, registros geofísicos que permiten la obtención analógica o digital de parámetros físicos de las rocas en función de la profundidad, interpretados como características de las rocas, de los fluidos contenidos y de la construcción del pozo, usados para determinar la litología, resistividad real de la roca, geometría, densidad volumétrica, porosidad y permeabilidad de los campos productores con la sísmica de fondo, visualización de diferentes atributos sísmicos en un mismo cubo, entre otras muchas opciones.

Así pues existen muchas aplicaciones de diferentes empresas que ofrecen infinidad de soluciones, soluciones que buscan satisfacer al cliente con base en las necesidades y retos que hoy en dia el mismo ritmo de vida ha impuesto, finalmente lo que se requiere es mayor rapidez y exactitud al generar localizaciones petroleras con el menor costo posible.



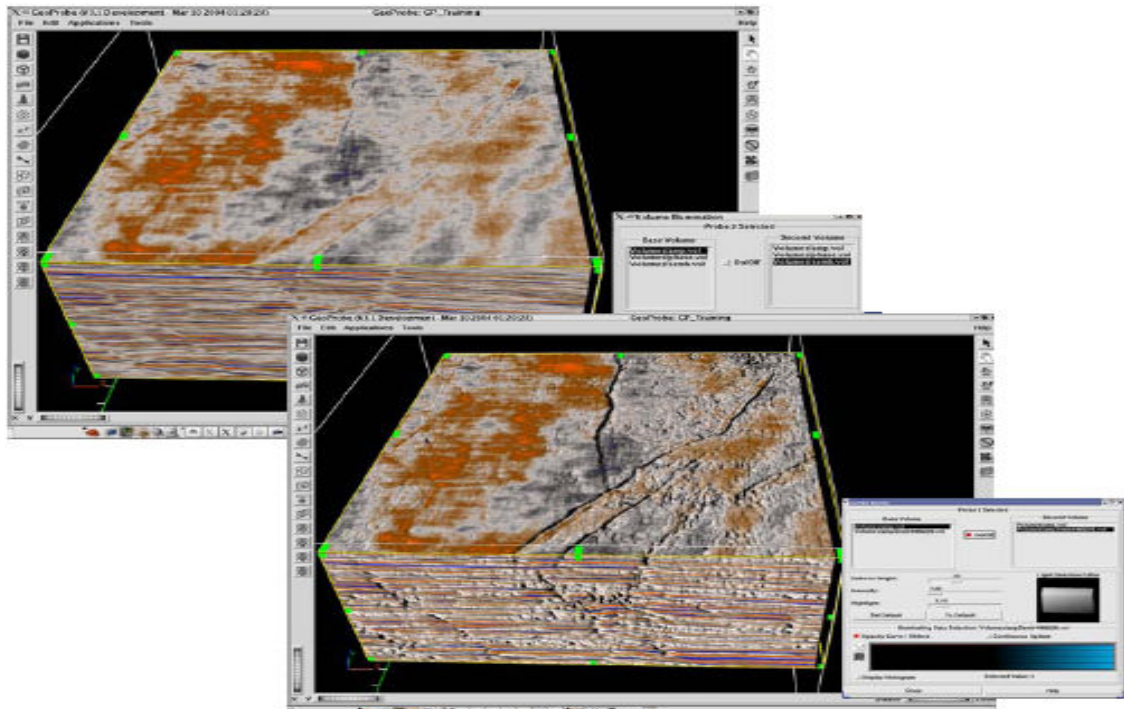


Figura 33.- Se muestra un cubo sísmico visualizado en la herramienta GeoProbe, un avance tecnológico, ya que en 3D y mediante opciones de la aplicación se alcanzan a visualizar detalles que no se observaban con tanta nitidez y con gran facilidad y rapidez.

En la exploración petrolera el uso adecuado de la tecnología ha dado como resultado un mejor conocimiento del subsuelo lo que ha traído como consecuencia mayor precisión, por lo que la incertidumbre para encontrar nuevos yacimientos ha bajado significativamente, en resumen las nuevas tecnologías han contribuido a localizar nuevos yacimientos petroleros y a caracterizarlos con mayor certeza.

En este trabajo solo se menciona un tipo de tecnología empleada en la exploración petrolera, pero en todos los campos relacionados se han incorporado tecnologías de vanguardia que han contribuido significativamente al conocimiento de la corteza terrestre y de las secuencias que generan y almacenan aceite y/o gas.

CAPITULO 5.

RESERVAS Y AREAS POTENCIALES.

5.1 RESERVAS.

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha determinada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre, esta depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. Las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Sin embargo, las reservas probables de PEMEX Exploración y Producción son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables. Cabe destacar que en general, las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

Mundialmente las Reservas de Hidrocarburos Probadas están distribuidas de la siguiente manera (Figura 34):

Proved reserves at end 2006
Thousand million barrels

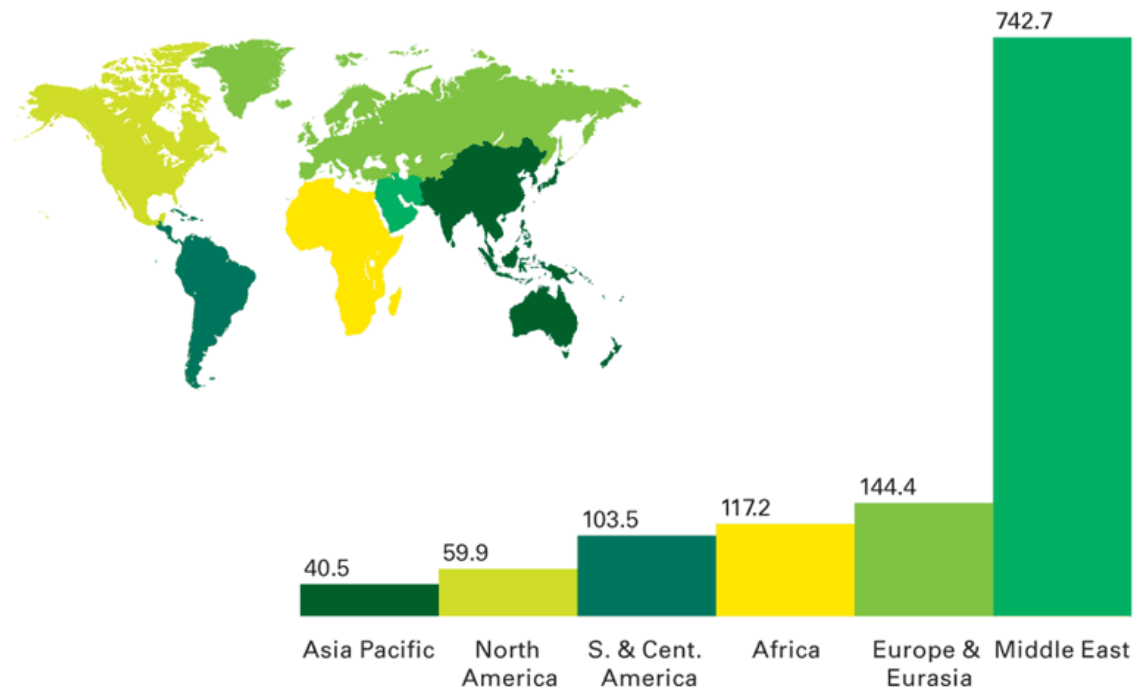


Figura 34.- Figura que nos muestra un mapa de Reservas Probadas de Hidrocarburos hasta Diciembre del 2006. (BP Revisión Estadística de Energía Mundial. Enero 2007).

En lo que respecta a México, las siguientes figuras nos ayudaran a ilustrar como estaba México a nivel mundial en materia de hidrocarburos a finales de 2005 y como ha variado esta situación en un año, tanto en su producción como en sus reservas (Figura 35 y 36).

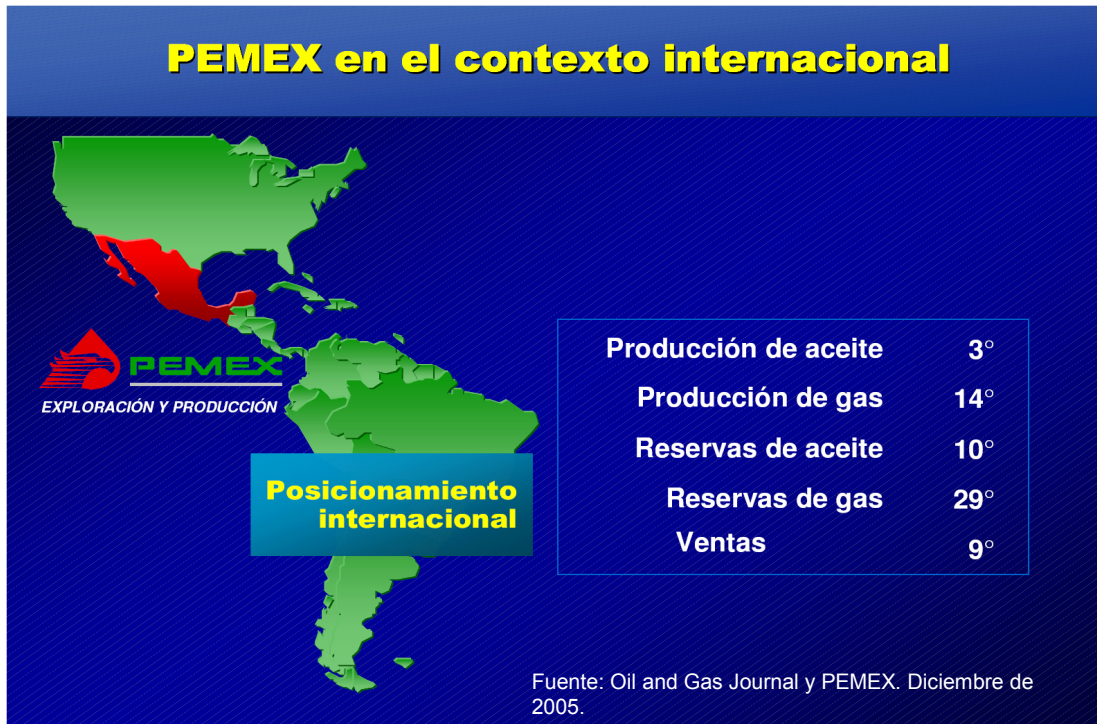


Figura 35.- Posicionamiento de PEMEX en el contexto internacional. (Oil and Gas Journal y PEMEX, Diciembre de 2005)

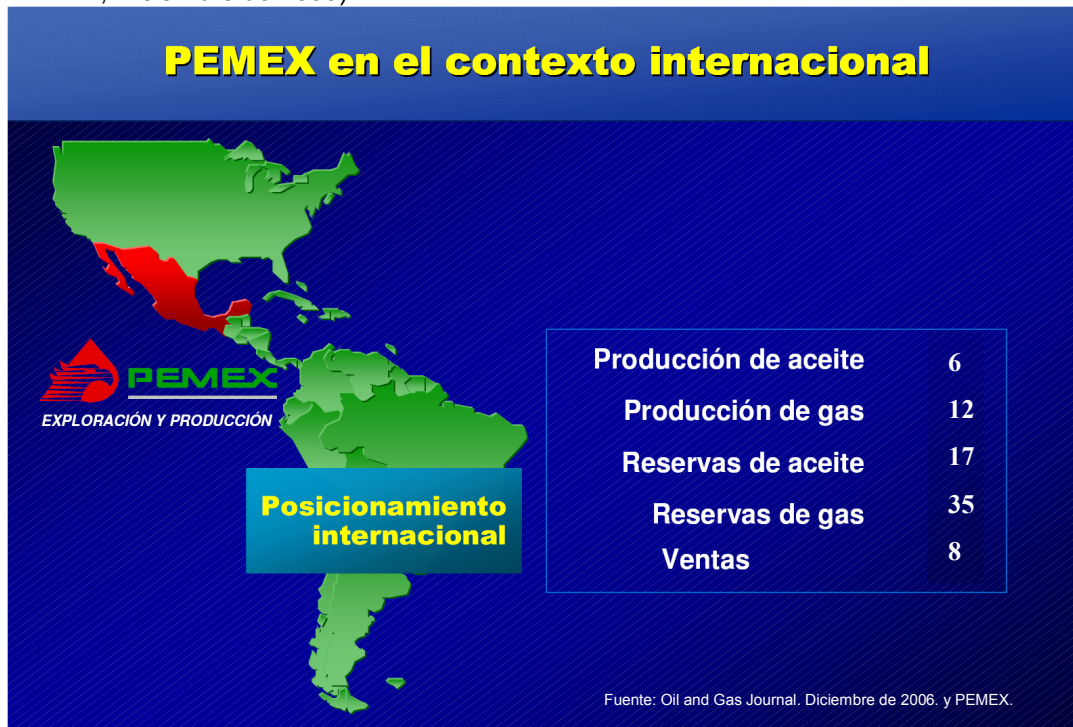


Figura 36.- Posicionamiento de PEMEX en el contexto internacional. (Oil and Gas Journal y PEMEX, Diciembre 2006)

Hasta Diciembre de 2005 México contaba con reservas totales de hidrocarburos 3P (Probadas + Probables + Posibles) que ascendían a 46 417.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales 16 409.6 millones son probadas, 15 788.5 millones probables, y 14 159.4 millones posibles.

La relación reserva producción, que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de Enero del 2006 por la producción de 2005, era de 29 años para la reserva 3P en petróleo crudo equivalente, 20 años para la reserva 2P, probada mas probable, y 10 años para la reserva 1P probada.

Actualmente México tiene unas reservas 3P (Probadas+Probables+Posibles) que ascienden a los 45,376.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas probadas participan con 34.2 por ciento, las probables con 33.6 por ciento y las posibles con 32.2 por ciento (Figura 37 y 38).

Reservas probadas de petróleo crudo, principales países, 2007 ^a

País		Millones de barriles
1	Arabia Saudita	259 800
2	Canadá	179 210
3	Irán	136 270
4	Irak	115 000
5	Kuwait	99 000
6	Emiratos Arabes Unidos	97 800
7	Venezuela	80 012
8	Rusia	60 000
9	Libia	41 464
10	Nigeria	36 220
11	Kazakhstan	30 000
12	Estados Unidos	21 757
13	China	16 000
14	Katar	15 207
15	Argelia	12 270
16	Brazil	11 773
17	México ^b	11 656
Total mundial		1 317 447

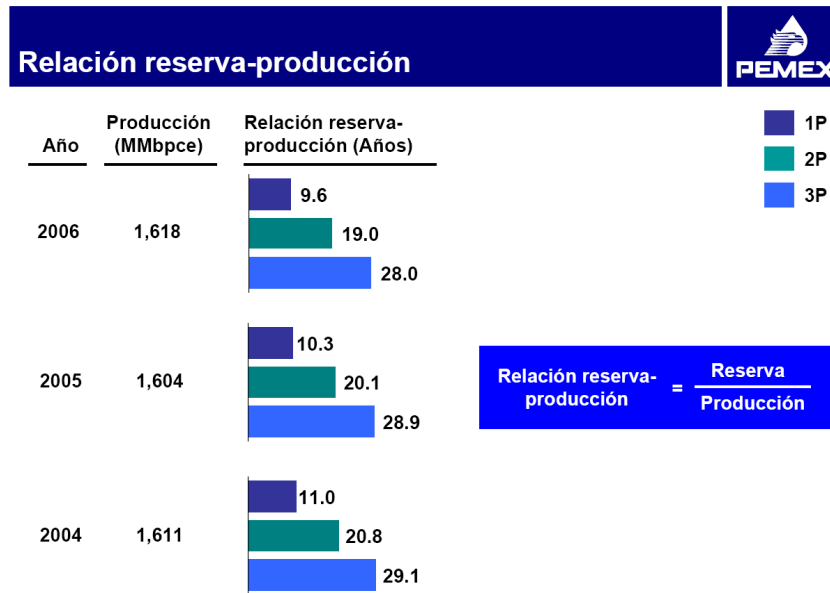
Figura 37.- En la tabla se puede observar los países que están por encima de México en cuanto a sus reservas de Crudo (Oil and Gas Journal y PEMEX. Enero 2007).

Reservas probadas de gas natural, principales países, 2007 ^a

Pais	Billones de pies cubicos
1 Rusia	1 680
2 Irán	974
3 Katar	911
4 Arabia Saudita	240
5 Emiratos Arabes Unidos	214
6 Estados Unidos	204
7 Nigeria	182
8 Argelia	162
9 Venezuela	152
10 Irak	112
11 Kazakhsstan	100
12 Turkmenistan	100
13 Indonesia	98
14 Noruega	82
15 China	80
16 Malasia	75
17 Uzbekistan	65
18 Egipto	59
19 Canada	58
20 Kuwait	54
35 México	14
Total mundial	6 183

Figura 38.- En la tabla se puede observar a los países que están por encima de México en cuanto a reservas de Gas Natural (Oil and Gas Journal y PEMEX. Enero 2007).

Existe una relación Reserva-Producción, la cual es muy importante y nos podría indicar la tendencia del País en materia de Hidrocarburos. Observemos que de 2004 a 2006 el decremento fue constante en las Reservas Probadas, esto es 0.7 años (Figura 39).



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Figura 39.- Relación Reserva-Producción en la que se observa que de mantenerse la misma tendencia, se tendrían alrededor de 9.6 años de reservas probadas si no se hacen descubrimientos importantes en el País. (PEMEX. 2007)

Finalmente PEMEX busca en un plan estratégico incrementar sus tasas de reservas y la siguiente figura nos ayudara a ejemplificarlo mejor (Figura 40).

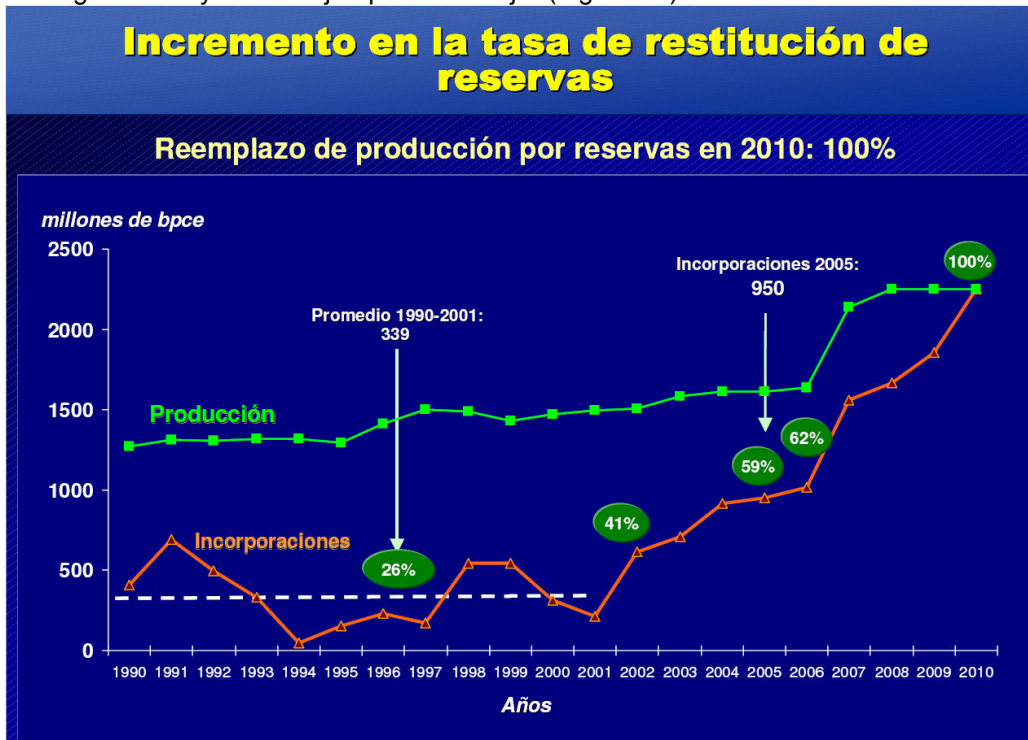


Figura 40.- En esta figura se observa que lo que se busca es llegar a reemplazar la producción por reservas en un 100% para el año 2010 (PEMEX. 2006).

5.2 AREAS POTENCIALES.

En lo que respecta a las Areas Potenciales, PEMEX tiene un enorme reto por delante ya que como se muestra en las siguientes figuras, aun se tiene mucho por estudiar y Evaluar (Figura 41 y 42).



Figura 41.- Potencial petrolero del país por evaluar. (PEMEX. 2006)



Figura 42 .- Proyectos de Exploración en el país. (PEMEX. 2006)

En la Cuenca de Burgos, dentro del area correspondiente al proyecto Delta del Bravo se tiene un total de 77 Oportunidades registradas, las cuales esperan ser reevaluadas una vez terminados los estudios de Plays (Figura 43).



Figura 43.- Cartera del Proyecto Delta del Bravo. (PEMEX. 2006).

CONCLUSIONES.

- El ambiente de depósito de las zonas de estudio está controlado por cambios relativos en el nivel del mar, en función de la distribución y posición de drenaje de los ríos Bravo, Houston y Mississippi constituyendo ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos.
- La secuencia sedimentaria estudiada en el pozo Anoma-1, corresponde con terrígenos acumulados en el Delta del Río Bravo.
- La presencia de domos salinos no fue confirmada con la perforación del pozo Anoma-1, donde se reafirma la teoría de que el área tiene mayormente un dominio tectónico arcilloso; es decir diapiros y estructuras de arcillas.
- Se requiere realizar procesos especiales para entender mejor las anomalías de sísmicas como indicadores directos de hidrocarburos.
- Se ha definido que el mayor aporte de sedimentos siliciclásticos Cenozoicos acumulados en las minicuenas proviene del Oeste y una menor contribución proviene del Norte.
- La identificación de los diferentes tipos de fallas (fallas de crecimiento con estructura rollover), se asocian con rutas de migración y en otros casos su función es como rocas sello.
- La edad y características litológicas permiten definir el mayor potencial en las secuencias del Mioceno, ya que se tiene buena calidad de la roca almacén (porosidad, permeabilidad, composición litológica, etc.), y tipo de hidrocarburos, aunado a la mejor evaluación del riesgo geológico dentro del sistema petrolero.

RECOMENDACIONES.

- Fortalecer la cartera de oportunidades de hidrocarburos, así como reevaluar los recursos potenciales estimados.
- No se deben introducir nuevas tecnologías de perforación a pozos exploratorios ya que al no conocer al 100% el subsuelo se lleva el riesgo de tener malas prácticas operativas y perder pozos; es preferible introducir y probar las nuevas tecnologías en campos ya probados.
- Aplicar nuevas tecnologías en la exploración que ayuda a discernir la posible presencia de hidrocarburos.
- Realizar un modelo que permita entender el origen de los hidrocarburos en el área y su relación con las rutas de migración.

BIBLIOGRAFÍA.

- Ambrose, W. A., et al., 2003, Definition of the geological framework of the Neogene in the southern Laguna Madre-Tuxpan continental shelf of eastern Mexico: La Universidad de Texas en Austin, Bureau of Economic Geology, informe preparado para PEMEX Exploración y Producción, paginación variada, 7 tomos [en inglés].
- Amos, S., 1991, Origin and development of the gulf of Mexico Basin, Geological Society of America. The Geology of North America, V.6.
- Bebout, D.G., 1982, Regional Cross Sections, Louisiana Gula Coast (western part). Folio series / Louisiana Geological Survey.
- Busch, D.A. y Sandoval, C.M., 1970, Estratigrafía del Oligoceno de la Cuenca de Burgos. Reporte interno (inédito). (PEMEX).
- Echánove, E.O., 1981, Estudio Estratigráfico del Oligoceno, Área Reynosa. Reporte interno (inédito) (PEMEX).
- Echánove, E.O., 1979, Estudio Estratigráfico del Paleoceno. Cuenca de Burgos. Área Oeste Presa Falcón. Reporte interno (inédito) (PEMEX).
- Echánove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I. Consideraciones Geológico-petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs.3-39.
- Echánove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte II. Resultado de pozos exploratorios y antecedentes de campos y producción: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. XXXVIII, Núm. 1. Págs. 40-68.
- Galloway, W.E., 1989, Genetic stratigraphic sequence in basin analysis II, Application to the northeast Gulf of Mexico Cenozoic Basins. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V.73.
- García, A.J.J., 2006, Estudio petrofísico del play Paleoceno Wilcox al Oeste de la Cuenca de Burgos, en el área China Barrilete Estado de Nuevo León. Tesis Maestría. UNAM. Facultad de Ingeniería.
- Hernandez Flores, E.R., 2003, Delta del Bravo ¿ Tectonica de sal o tectonica de Arcilla?. Asociación Mexicana de Geologos Petroleros, Vol. 1 y 2.
- Lopez Ramos E., 1982. Geología de México. Tomo II. Ed. Trillas México.
- Madrid, S.A., 1974, Estudio Sedimentológico Económico del Jurásico Área Oriente, Península de Tamaulipas. Reporte interno (inédito) (PEMEX).
- Ortiz, U.A. y Tolson, G., 2004, Interpretación estructural de una sección sísmica en la región de Arcabuz – Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 21, Número 2. Págs. 226-235.
- Quilantan, P.A. y Vite, D.A., 2005, Informe Geologico Final, Pozo Anoma-1. Reporte interno (PEMEX).

PEMEX, Exploracion y producción., 2007, Anuario Estadístico.

PEMEX, Exploracion y Producción, 2007, Las Reservas de Hidrocarburos de Mexico, Evaluacion al 1 de Enero del 2007.

Peña, G.J.S. y Echánove, E.O., 1973, Estratigrafía del Eoceno de la Cuenca de Burgos, Área Camargo. Reporte interno (inédito) (PEMEX).

Peña, G.J.S. y Echánove, E.O., 1975, Estratigrafía del Paleoceno, Cuenca de Burgos, Área Laredo. Reporte interno (inédito) (PEMEX).

Marmissolle – Daguerre, D., et al., 1984, Evolución de Formaciones en México. Compañía Schlumberger.

Zárate, M.J.P., Estudio Estratigráfico Sedimentológico Parte de Cretácico Inferior. Área Piedras Negras. Reporte interno (inédito) (PEMEX).

Ziga R.G., Ramos G.H., Téllez A.M. y Bernabé M.M.G., Sistemas Petroleros de la Cuenca de Burgos, México, A.M.G.P. Págs. 1-7.

www.BP.com

www.pemex.com