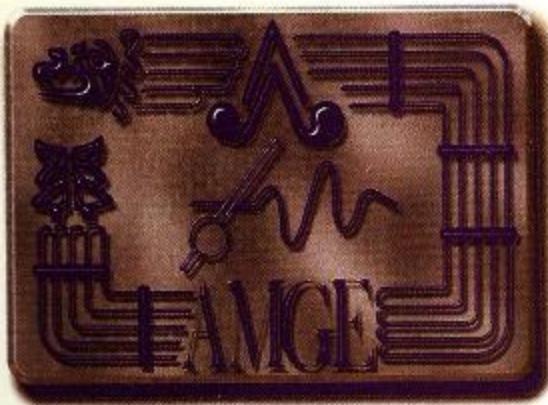
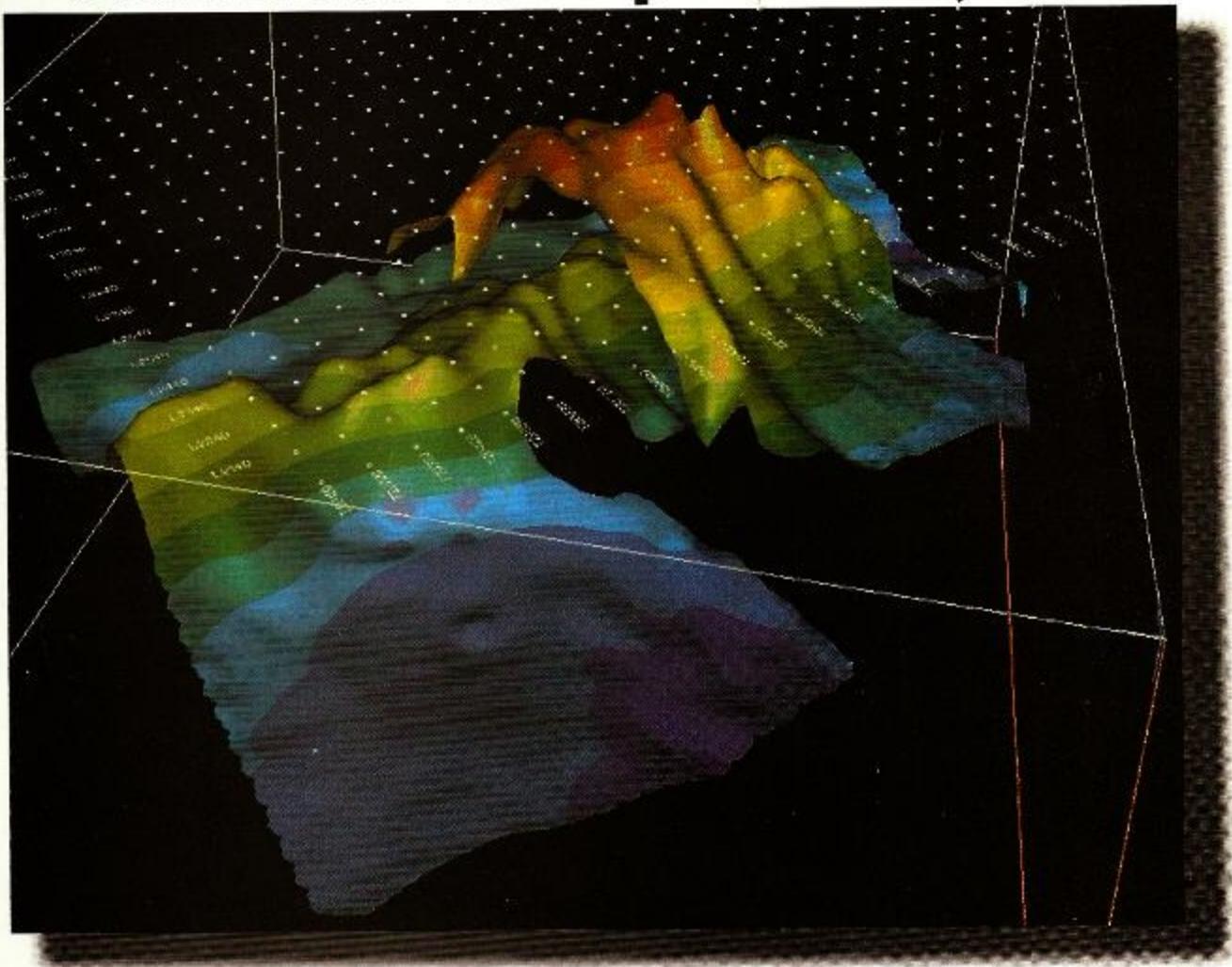


R.H.



# BOLETIN

**Asociación Mexicana de  
Geofísicos de Exploración, A.C.**



EXPLORACION Y PRODUCCION  
REGION MARINA NORESTE Y REGION NORTE

---

**Vol. 42 No.1 Enero - Marzo 2002**



# European Academy of Sciences

Rond Point Schuman 6- box 5  
1040 BRUSSELS - BELGIUM

October 16, 2002

REF: 02-GE-01

Ing. Jorge Vera Sanchez  
PEMEX-Veracruz  
Urano 42 modulo "L" Col Ylang Ylang Boca del  
Rio  
C.P. 94290, Mexico, Veracruz  
Mexico

Dear Dr. Sanchez:

I am pleased to let you know that you have been elected as a Member to the European Academy of Sciences with the citation: "**Elected for outstanding and influential contributions to geophysical sciences and promotion of innovation in science and technology.**" You will join the most distinguished group of scientists of this century including Nobel Prize winners who made important contributions to science and technology and committed to human progress.

Election to the Academy is considered one of the highest honours that can be accorded a scientist or engineer. New members are elected annually at the joint session of the Academy's Scientific Council and the Academy's Board of Governors.

The Academy's mandate is to promote peace and technological developments, to facilitate collaboration between scientists and to emphasize their essential roles in fostering social and economic development.

As a Member of the Academy, you are invited to submit your papers to the Academy publications, to participate in the Academy funded projects, to suggest research topics, to submit scientific proposals and to attend the Academy meetings and symposia (no registration fee is applied to the Academy members). The Academy invites its members to chair the Academy's scientific sessions, to serve on the Academy committees or to give invited talks in the European institutions (in these cases, the Academy covers the expenses incurred).

The Academy presents a number of annual awards to recognize outstanding achievements in science and technology and in the promotion of international collaboration.

The European Academy of Sciences acts as an advisory body to governmental and private institutions that fund fundamental and applied research. The Academy runs joint projects with the European Commission, the United Nations and UNESCO.

You will be issued a certificate that you will receive by mail. I congratulate you for becoming a member of the European Academy of Sciences, one of the most prestigious European scientific institutions.

Sincerely yours

O. Cristea  
Chairman, Board of Governors

# BOLETIN DE LA ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION, A.C.

Vol. 42 No.1 Enero - Marzo 2002

## DIRECTIVA NACIONAL 2001-2002

ING. JORGE RAMÓN VERA SÁNCHEZ  
Presidente

ING. ARTURO PÉREZ ALDANA  
Vicepresidente

ING. JAVIER NUÑEZ ARIZA  
Secretario

M. en C. RODOLFO MARINES CAMPOS  
Tesorero

ING. ROSALÍA ONDARZA BORGES  
Editora

ING. PATRICIA OSEGUERA SERRANO  
Coordinadora de ayuda Mutua

M. en C. RICARDO DÍAZ NAVARRO  
ING. LUIS ROGELIO BOJALIL SOTO  
ING. MARCOS LUCKIE PIMENTEL  
ING. JORGE CALDERÓN BARRERA  
M. en I. ALEJANDRO SANDOVAL SOLÍS  
Coordinadores de Eventos Técnicos

ING. JUAN TORIZ GAMA  
Coordinador de Apoyo Social

ING. JUAN RIVERA JÁCOME  
Coordinador de Jubilados

ING. ALFONSO GONZÁLEZ IBARRA  
Vocal del I.M.P.

ING. JAIME VILLANUEVA SÁNCHEZ  
Vocal del I.P.N.

ING. JUAN JOSÉ BOLAÑOS ESPINOSA  
Editor de la Gaceta

ING. MARIO NAVARRO RODRÍGUEZ  
Editor de la Página Web

## CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

ING. RAYMUNDO AGUILERA IBARRA  
ING. RUBEN ROCHA DE LA VEGA  
DR. GUILLERMO PÉREZ CRUZ

## COMITE EDITORIAL

DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI  
Geofísica de la Investigación y Desarrollo

DR. GUILLERMO PÉREZ CRUZ  
Sismología de Exploración

DR. OSCAR CAMPOS ENRIQUEZ  
Métodos Potenciales

DR. RICARDO J. PADILLA SANCHEZ  
Geología

DR. MIGUEL RODRIGUEZ GONZALEZ  
Sismología de Terremotos

## PRESIDENTES DELEGACIONALES

ING. ROMÁN OLGUÍN PEÑA  
Cd. del Carmen, Campeche

ING. PATRICIA OSEGUERA SERRANO  
Cd. de México

DR. LUIS CANALES  
Houston, Texas

ING. J. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO  
Morelia, Michoacán

ING. JOSÉ GUADALUPE GONZÁLEZ ZUÑIGA  
Coatzacoalcos, Veracruz

ING. ENRIQUE DE LA ROSA SANTOSCOY  
Poza Rica, Veracruz

ING. ALFONSO ORTEGA LEITE  
Reynosa, Tamaulipas

ING. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ  
Villahermosa, Tabasco

ING. JUAN M. ALVARADO VEGA  
Tampico, Tamaulipas

ING. RAFAEL MUÑOZ VERGARA  
Veracruz, Veracruz

## EDITORIAL

### ***Estimado Socio:***

Agradezco a nombre de la AMGE el interés por la participación en este boletín, donde cada una de las colaboraciones enviadas y publicadas es de suma importancia para la actualización profesional.

En esta ocasión estamos seguros que los tres artículos aquí publicados apoyen las expectativas técnicas de nuestros lectores.

Nuestro principal objetivo, es llegar a ustedes en cada boletín con información relevante y actual dentro de las diferentes disciplinas y especialidades que conforman nuestro gremio, como un medio de vinculación de superación, desarrollo y solidez entre todos nosotros.

Recuerden tener una participación activa en este medio, para de esta manera ayudar a la mejora de nuestra profesión y querida Asociación.

Atentamente

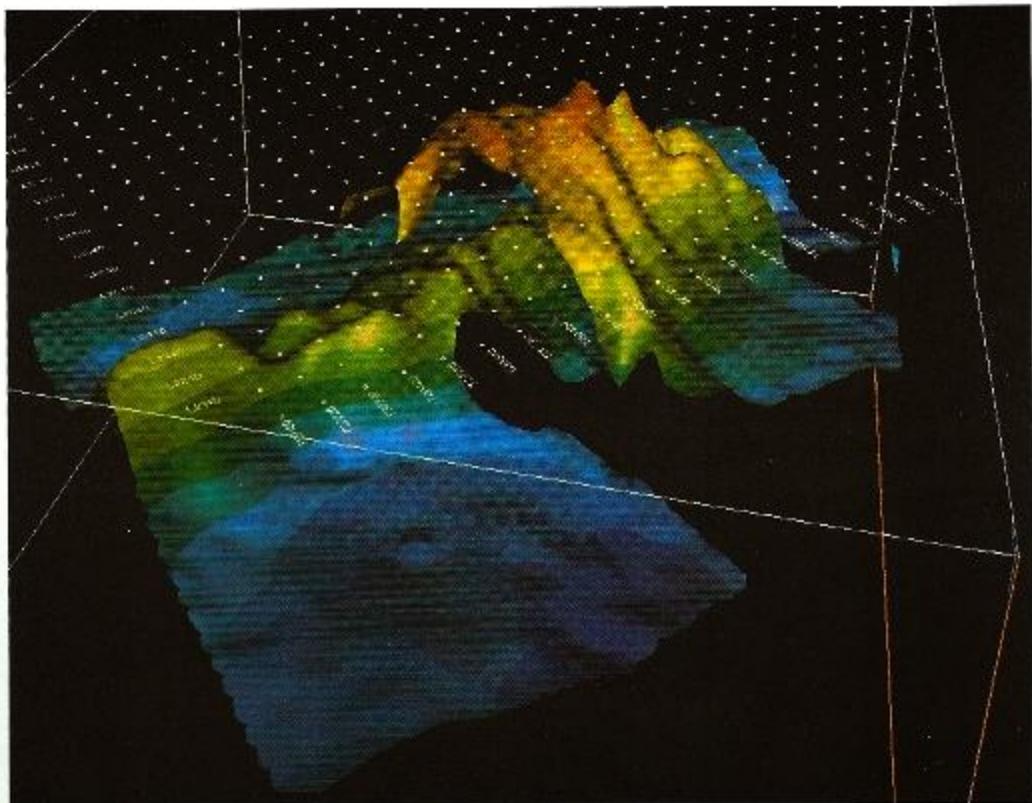
Ing. Rosalía Ondarza Borges  
Edición Boletín AMGE

Favor de enviar sus colaboraciones a:

[rosalia\\_99@yahoo.com.mx](mailto:rosalia_99@yahoo.com.mx)

[rosalia\\_pemex@mtc.pemex.com](mailto:rosalia_pemex@mtc.pemex.com)

# LA INTEGRACION DEL EQUIPO DE TRABAJO Y LA APLICACION DE LAS MODERNAS TECNOLOGIAS EN LA VISUALIZACION DE NUEVOS CAMPOS



ING. JORGE RAMON VERA SANCHEZ  
ING. LUIS ROGELIO BOJALIL SOTO  
ING. MARCO ANTONIO FLORES FLORES  
LIC. JOEL FLORES CARRO

# LA INTEGRACION DEL EQUIPO DE TRABAJO Y LA APLICACION DE LAS MODERNAS TECNOLOGIAS EN LA VISUALIZACION DE NUEVOS CAMPOS(UN CASO HISTORICO BLOQUE AUTOCTONO –SIHIL-CANTARELL).

(Cd. del Carmen, Camp., México, julio de 2002)

Localización Campo Cantarell

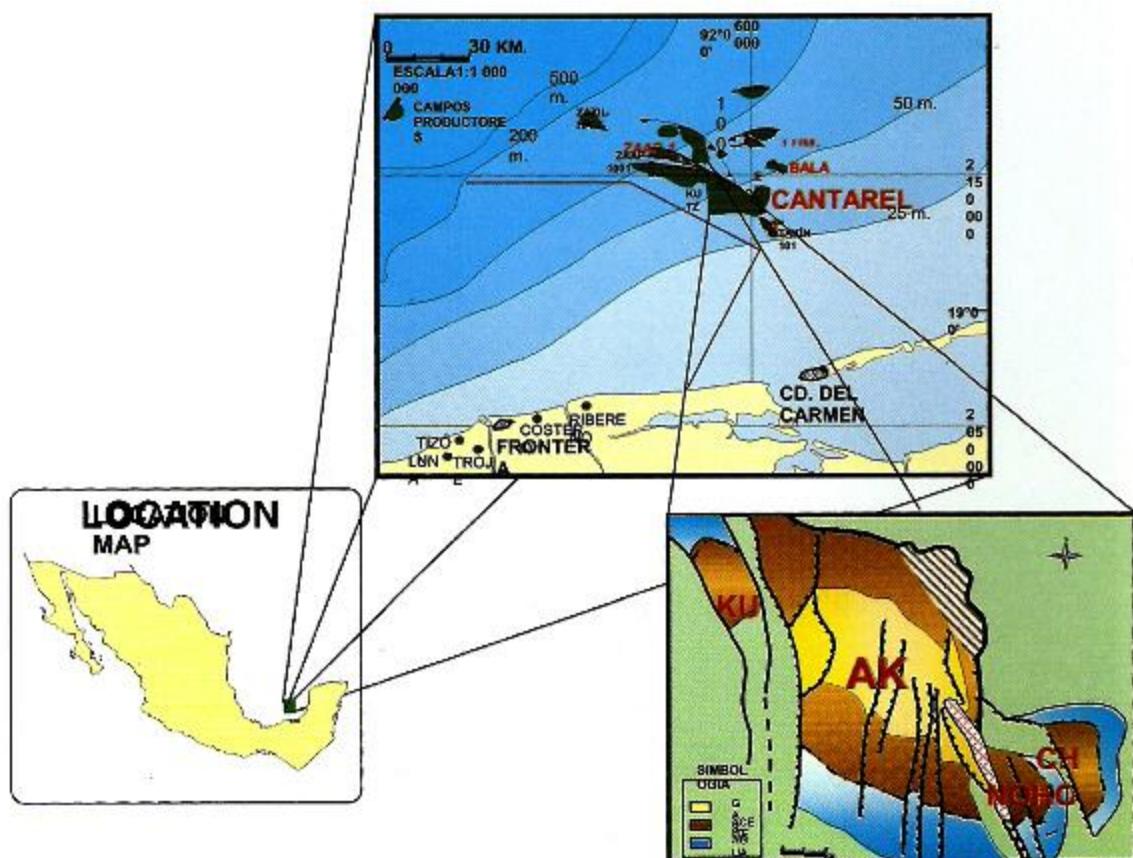


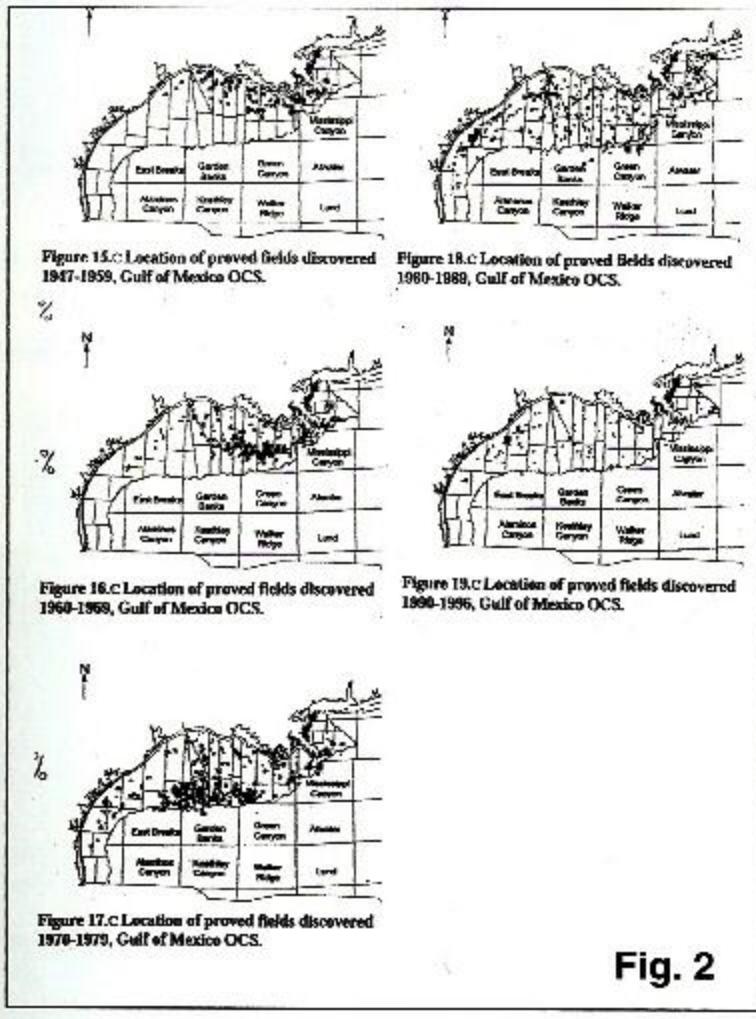
Fig. 1

## INTRODUCCION

### CADA VEZ ES MAS DIFICIL ENCONTRAR YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

En Estados Unidos en las costas del Golfo de México se han perforado más de **9127** pozos exploratorios en los últimos 49 años(**hasta 1999**), descubriendo **658** campos y con una reserva cuantificada de **14,380** millones de barriles de aceite y **161,400** millones de pies cúbicos de gas, lo que indica que la exploración sigue siendo un negocio redituable. (Fig. 2)

### Pozos Exploratorios de 1950-1996



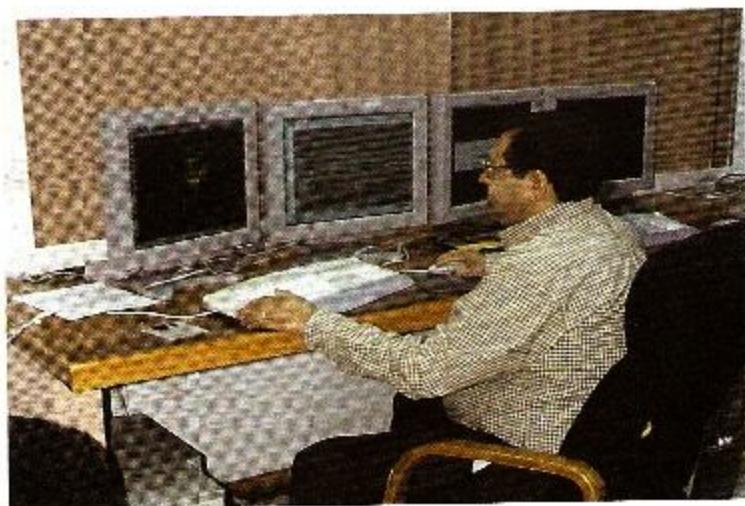
**Fig. 2**

Los costos de exploración se han reducido con la inversión de nuevas tecnologías que utilizan sistemas sofisticados en computación, levantamientos marinos con diferentes metodologías, tales como: gravimétricos, magnéticos, sísmicos 2D y 3D y el mejoramiento de la tecnología de perforación de estructuras con tirantes de agua mayores de 500 m. a nivel mundial (Fig.3).



**Fig. 3**

Con el desarrollo tecnológico de las estaciones de trabajo han aparecido en el mercado mundial un sin número de compañías dedicadas a desarrollar paquetes y/o Software aplicables a la interpretación Sísmica-Geológica, tanto para modelos de velocidades, como para Sísmica y Modelado Geológico. (Fig.4).



**Fig. 4**

El Software que se utilizó para la interpretación del Bloque Autóctono Sihil, es el que dominan los ingenieros de la Coordinación de Incorporación de Reservas de la Administración de Proyectos de Exploración de la RMNE de PEP, con datos reales, donde cada especialista se integra en grupos de trabajo para visualizar y clarificar ideas y conceptos bajo esquemas de una buena interpretación y el modelado geológico con la aplicación de modernas tecnologías, que no son "demos" y que son trabajos actuales que se efectúan para mostrar las estructuras geológicas que están a miles de metros bajo el subsuelo, bajo campos maduros y que se presentan como localizaciones para su aprobación.

## UN CASO HISTÓRICO

### I- RESEÑA HISTORICA DE UN CAMPO SUPER-GIGANTE.

En los últimos 20 años no se había descubierto en la República Mexicana *un campo Super Gigante*, como el *Bloque Sihil con 1076 millones de barriles de aceite (reserva 3p enero del 2002)* solo de la *Formación KSBRTP\**, el cual se ubica abajo del campo gigante *Cantarell* (Fig. 5).

### Interpretación Sísmica 3D (1979)

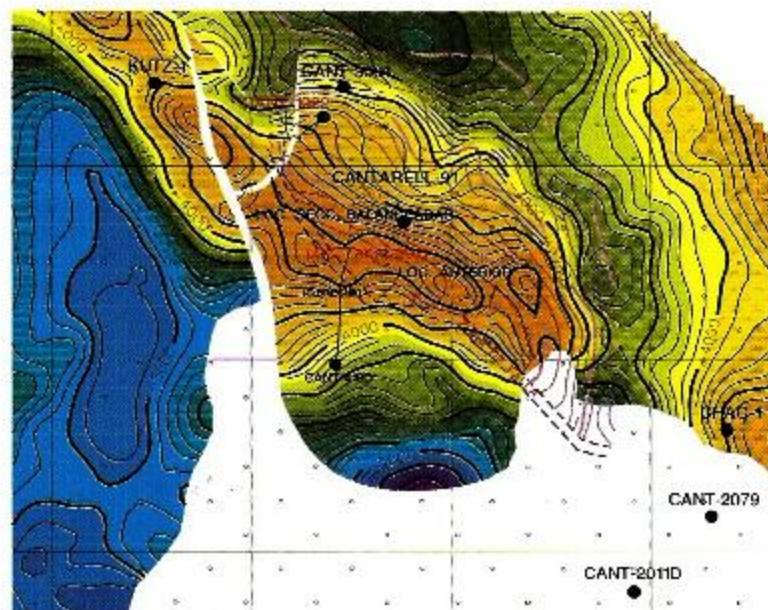
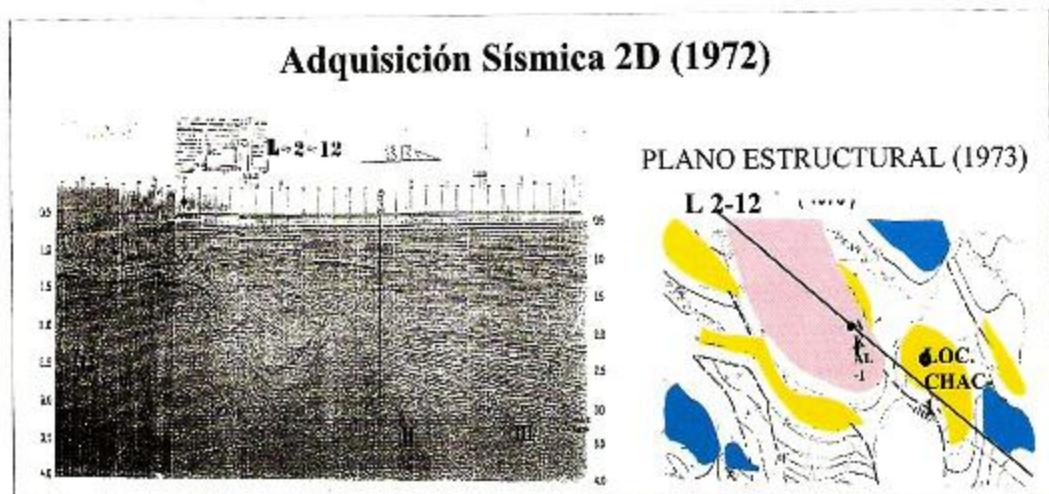


Fig. 5

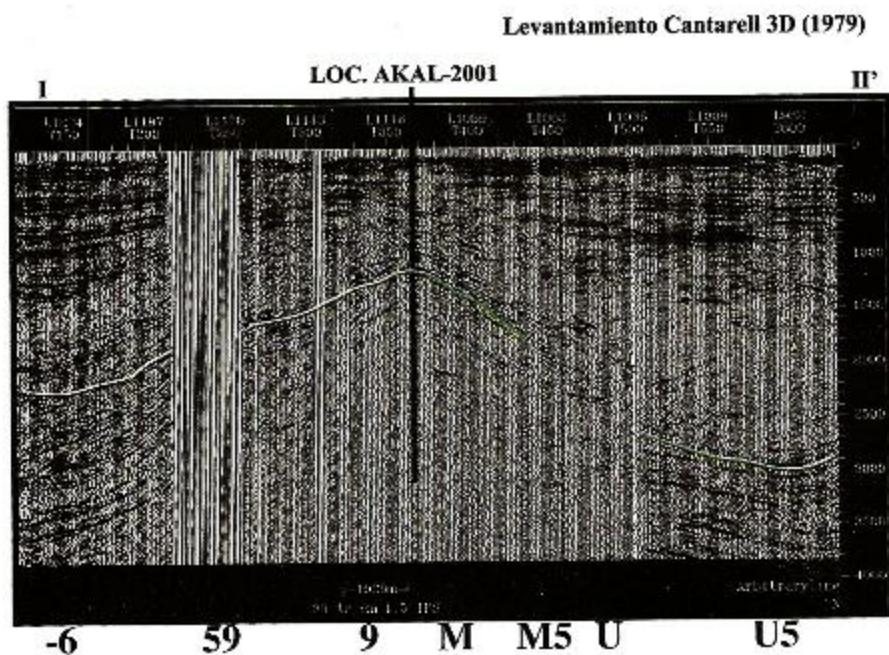
Con la adquisición sísmica 2D de 1972 se interpretó la estructura CHAC (Fig. 6).



**Fig. 6**

El Campo *Cantarell* fue interpretado en 1981 con información sísmica 2D y se perforó el bloque cabalgante mediante el Pozo Akal-2 perforado en este mismo año.

Hace más de 18 años se interpretó con la sísmica 3D de 1979, proponiendo la *Localización Akal-2001* (A. Arroyo Pichardo y G. Viveros Zúñiga) (Fig.7).



**Fig. 7**

El área media estimada en el estudio de las secciones balanceadas realizado en 1995, fue de 4.82 Km<sup>2</sup>, con reservas medias de 45 MMBLS.

En 1996 la Coordinación de Incorporación de Reservas, de la Región Marina Noreste de PEMEX, presentó el "estudio" acerca de la Revisión e Investigación del Bloqueo Autóctono en el Área de Cantarell, usando la sísmica 3D de 1979 y se reinterpretó un área del bloque autóctono, que se encontró ser más grande y donde se observa una "tendencia" estructural hacia el noreste (Figuras 6 y 7).

Esta mejora en las secciones sísmicas interpretadas se debe a la experiencia de los intérpretes al "cargar" de nuevo el mismo cubo sísmico 3D de 1979, y probando diferentes densidades. Posteriormente con las estaciones de trabajo, realizaron algunos procesos posteriores (tal como deconvolución, aplicación de filtros FK, AGC o control de ganancia automática, etc).

### **III. ACTUALIZACION DE DATOS CON NUEVAS TECNOLOGIAS**

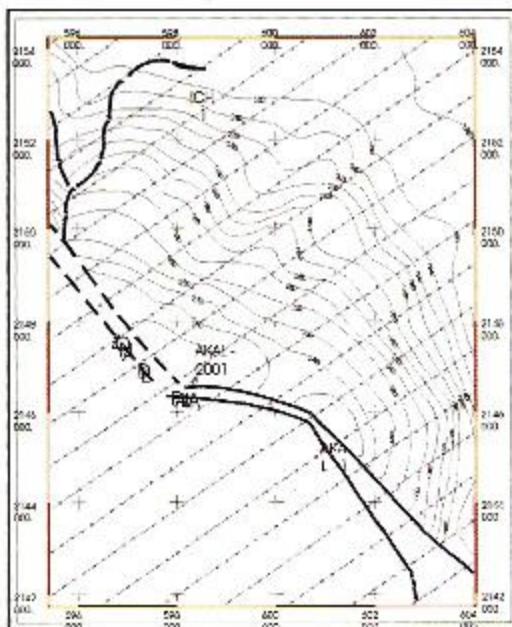
#### **A) - Gravimetría**

Los estudios realizados en diferentes disciplinas y las metodologías se deberán analizar de nuevo e interpretar con una visión diferente, para mostrar su dimensión real y poder crear un análisis geofísico-geológico-petrolero más objetivo y entendible para los diferentes especialistas.

El estudio gravimétrico integrado presentado, usando el levantamiento adquirido hace más de 20 años, muestra el concepto del Pilar de Akal, donde se ubica la sísmica de Cable de Fondo Marino como referencia y donde se puede ver el límite y extensión de la Cuenca Marina de Macuspana, que a su vez se puede observar objetivamente en el modelo gravimétrico 3D del área (Figuras 8, 9 y 10).

Posteriormente en el año de 1990 fue *revisada y aprobada* para su perforación, por la Gerencia de Interpretación (L. Madrigal Ugalde, A. Camargo Zanoguera y J. Reyes Núñez) (Fig.8).

**Fig. 8**

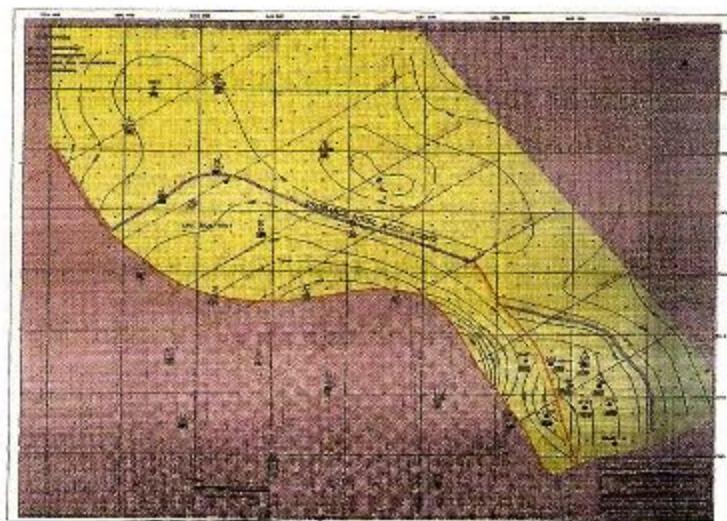


Interpretación sísmica  
realizada por los Ings.  
Alberto Arroyo P. y  
Guadalupe Viveros Z.  
(1981)

El área media calculada en el estudio de secciones balanceadas en el año de 1995 fue de 4.82 km<sup>2</sup> y con una reserva media de 45 MMBLS (Fig.9).

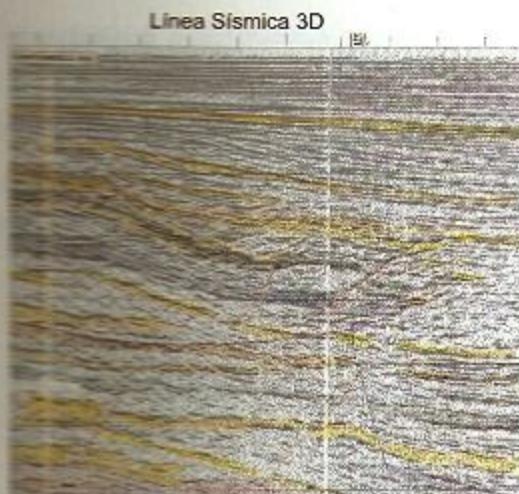
Proyecto: Interpretación Geológica del Subsuelo  
"Área Cantarell"

Configuración Estructural Campo  
Cantarell Bloque Cabalgado  
Brecha Tp-Ks



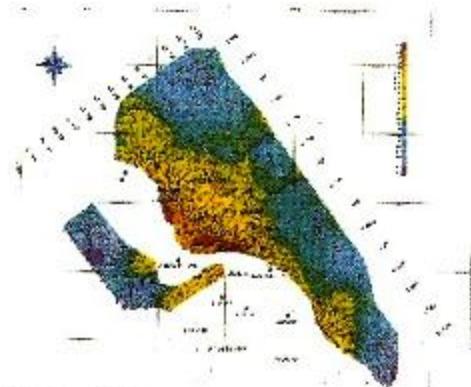
**Fig. 9**

En 1996 La Coordinación de Incorporación de Reservas de la RMNE de PEP, presenta como "estudio" La Revisión e Investigación del Bloque Autóctono en el Área Cantarell, con la Sísmica 3D de 1979 se reinterpreta una área de un bloque autóctono más grande, observándose un "trend" de estructuras que se extienden al NW. (*Figs. 10 y 11*).



**Fig. 10**

**Interpretación Sísmica 3D (1979)**



**Fig. 11**

Esta mejoría en las secciones sísmicas interpretadas fue debida a la *experiencia de los intérpretes* al "cargar" nuevamente el mismo cubo sísmico 3D de 1979, probando con diferentes densidades y posteriormente en la estación de trabajo se efectuaron *postprocesos* (tales como deconvolución, aplicación de filtros FK, AGC, etc.).

## II.- ACTUALIZACION DE LA INFORMACION CON LAS NUEVAS TECNOLOGIAS.

### a).-Gravimetría

Los estudios realizados con diferentes disciplinas y metodologías, deben ser reestudiados e interpretados con otra visión, para mostrarlos en su verdadera dimensión y poder hacer el Análisis Geofísico-Geológico-Petrolero más objetivo y entendible para los diferentes especialistas.

El estudio gravimétrico integrado que se presenta, con más de 20 años en su levantamiento, muestra el concepto del *Pilar de Akal* donde se ubica la sísmica OBC como referencia y se puede observar el límite y extensión de la **Cuenca Marina de Macuspana**, mostrándose objetivamente en 3D el modelo gravimétrico del área (*Figs. 12, 13 y 14*).

GRAVIMETRIA REGIONAL



Fig. 12

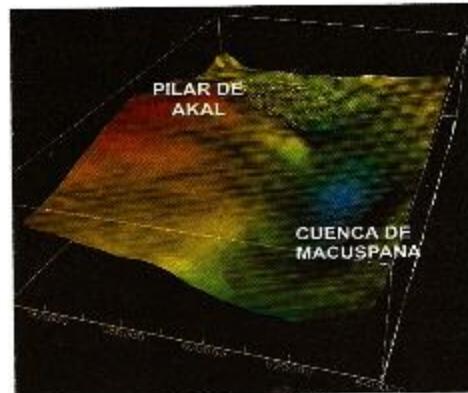


Fig. 13



Fig. 14

### b) -Sísmica

En el año de 1997 se entregó el cubo sísmico 3D con la tecnología OBC (cable de fondo marino), con el cual se interpretó el Bloque Autóctono y Cabalgante donde se permite observar con mas detalle los horizontes sísmicos, además de aplicarse en las estaciones de trabajo post-procesos, que los intérpretes realizaron para tener una mejor visualización de sus imágenes sísmicas y así obtener modelos geológicos confiables (*Figs. 15, 16 y 17*).

Plano Base (Cubo Sísmico OBC)

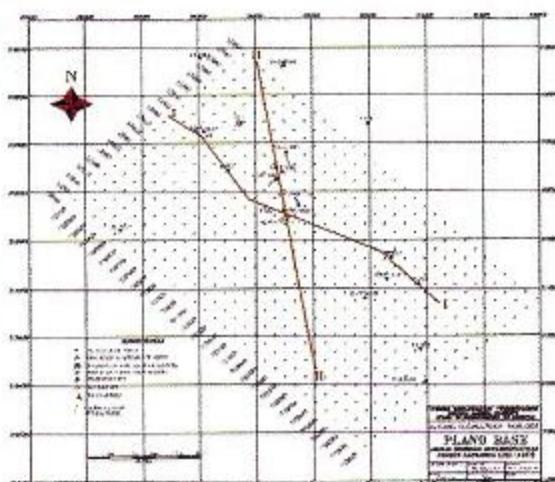


Fig. 15

Sísmica 3D OBC (1997)

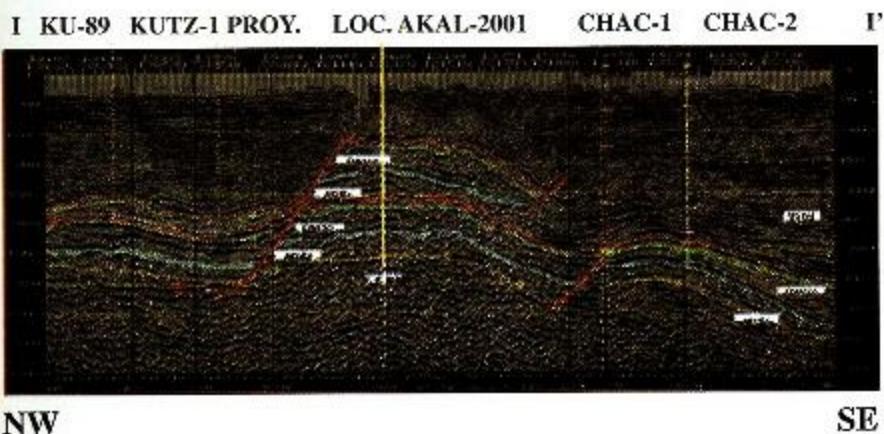
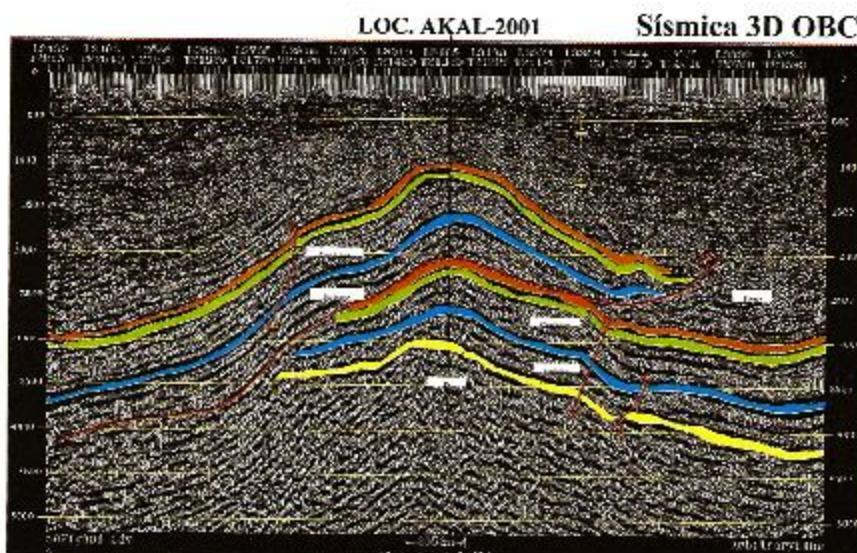
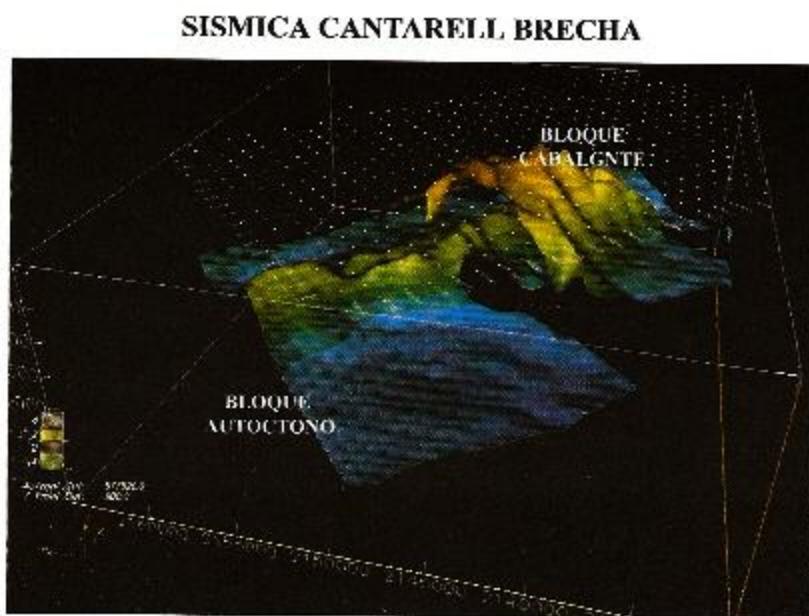


Fig. 16



**Fig. 17**

El modelo geofísico-estructural es obtenido de la interpretación de las líneas sísmicas del cubo 3D OBC, transfiriendo los datos sísmicos de los horizontes interpretados (7), así como el sistema de fallas que limitan las estructuras, al Software de Visualización para el modelado geofísico-geológico se muestra en 3D el Campo Cantarell y el Bloque Autóctono por medio de “capas” (sábanas) (Figs 18, 19, 20, 21, 22 y 23).



**Fig. 18**

## MODELO CANTARELL



Fig. 19



Fig. 20



Fig. 21

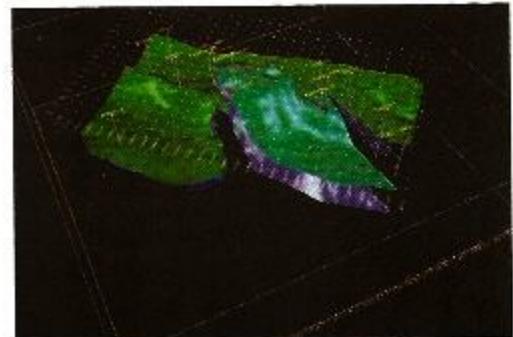


Fig. 22

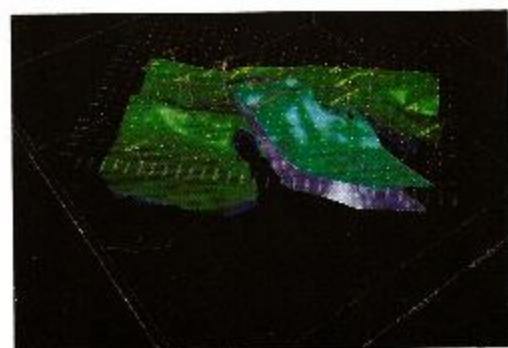


Fig. 23

El alcance de este trabajo permitió en este mismo año la aprobación unánime de la localización Akal-2001 (ahora Bloque Sihil), con un área media de 27.8 km<sup>2</sup> y con una reserva esperada de 318 MMBPCE para la brecha, que sumarían las medias del KM y JSK dando un total esperado de 980 MMBPCE (Figs.24 y 25).



**Fig. 24**



**Fig. 25**

### c).- Conversión a Profundidad

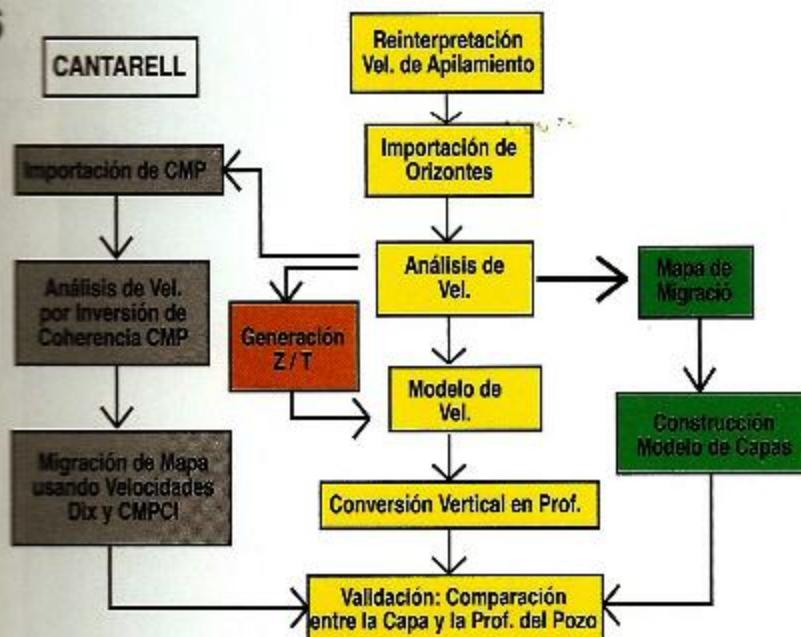
Se han realizado trabajos de conversión de tiempo a profundidad, tratando de tener un buen control de las velocidades de intervalo, pero en áreas en donde la geología que se presenta es muy compleja o tiene variaciones laterales y verticales de velocidades, es necesario utilizar métodos mas completos para lograr y obtener un mejor control en la definición de las estructuras geológicas.

Los modelos sísmicos interpretados en tiempo deben ser mostrados en su verdadera "dimensión real" y por lo tanto se debe de tener cuidado en la aplicación de metodologías para la conversión de tiempo a profundidad teniendo como base la buena interpretación sísmica de los horizontes, que son exportados al Software de conversión, con la siguiente metodología: (tomado de la conferencia "paradigma detrás de la trampa" por el Ing. Marco Flores F., 1999 AMGE). En las Figs. 26 y 27 se muestra la Metodología y la sección sísmica en profundidad del Bloque Autóctono Sihil y el Bloque Cabalgante Campo Cantarell

### Flujo de trabajo

CANTARELL / CHILAM / CHEEL

Fig. 26



Modelo de Cabalgadura



Fig. 27

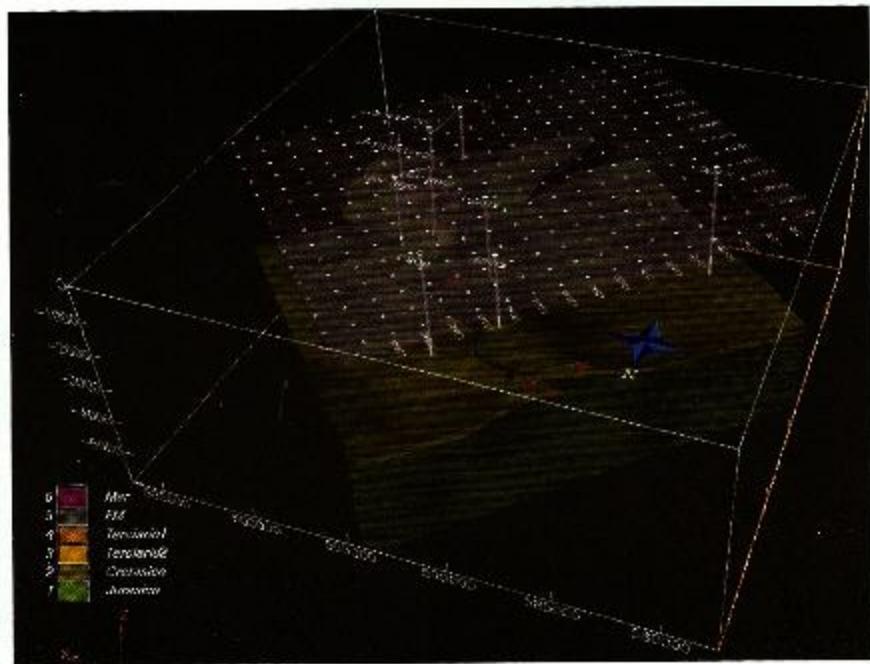
El área Ha-Pok forma parte del trend estructural del Bloque Autóctono de Cantarell que se extiende con dirección al NW (*Figs. 28y 29*).

**Fig. 28**



**Proposición del Pozo**  
**Probabilidad de Éxito de la TRAMPA: %      Riesgo Exploratorio 1:20**

**Fig. 29**



La visualización tridimensional de los horizontes interpretados permiten tener una visión más general de la estructura, además de poder quitar o agregar los horizontes según convenga para la mejor observación de los horizontes objetivos. Al NW se observa una cabalgadura la cual también forma parte del mismo trend estructural y ahí se propuso la Localización Exploratoria Pakal-1 (bajo el Campo Ku) (Fig.30), esto nos ilustra el modelo de cabalgadura con el que se dió la estructura Sihil (Figs. 31 a la 33) también se pueden obtener otro tipo de modelos sísmico-geológicos, como:

- Modelos geológicos estructurales con atributos de hidrocarburos del Campo Cantarell (Fig.34).
- Plataforma con secciones a rumbo de los pozos (Fig.35).
- Diagramas de cercas (Fig.36).



Fig. 30

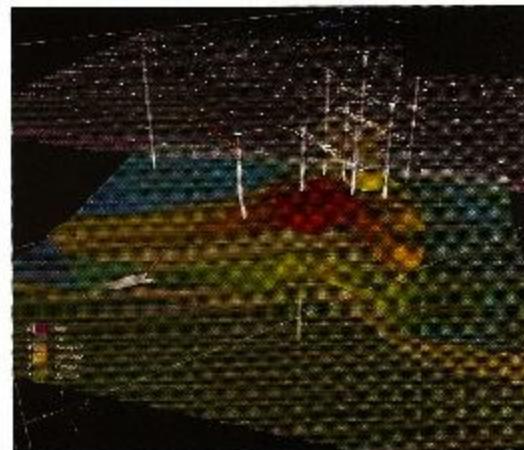


Fig. 31

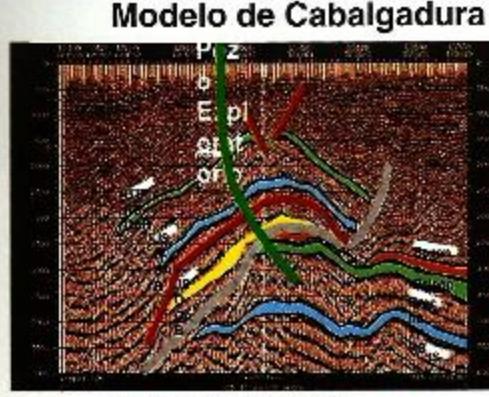


Fig. 32

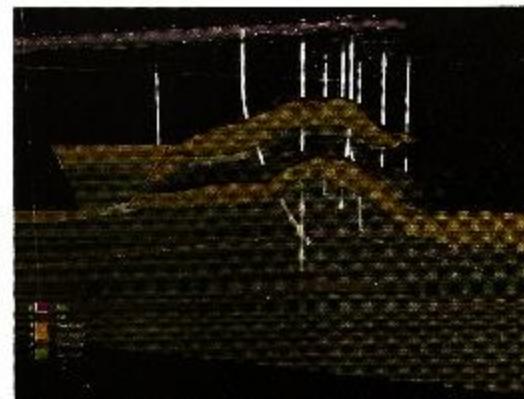


Fig. 33

Probabilidades Originales de Éxito de la TRAMPA: NCSA-CEE= 0.5%  
I.R= 0.8%

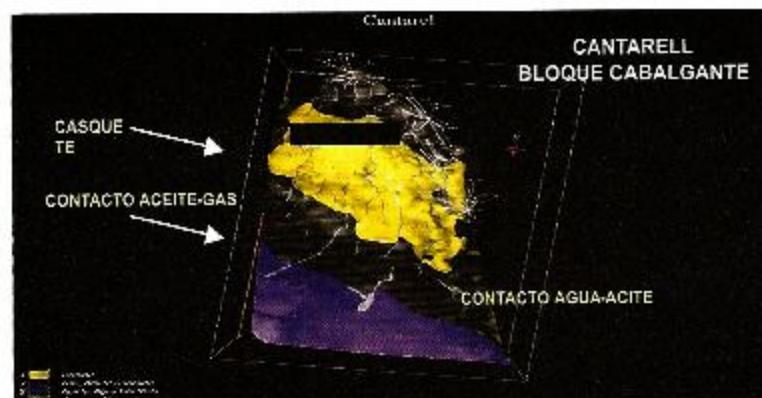


Fig. 34

Secciones Geológicas  
apartir de modelo  
sísmico en profundidad

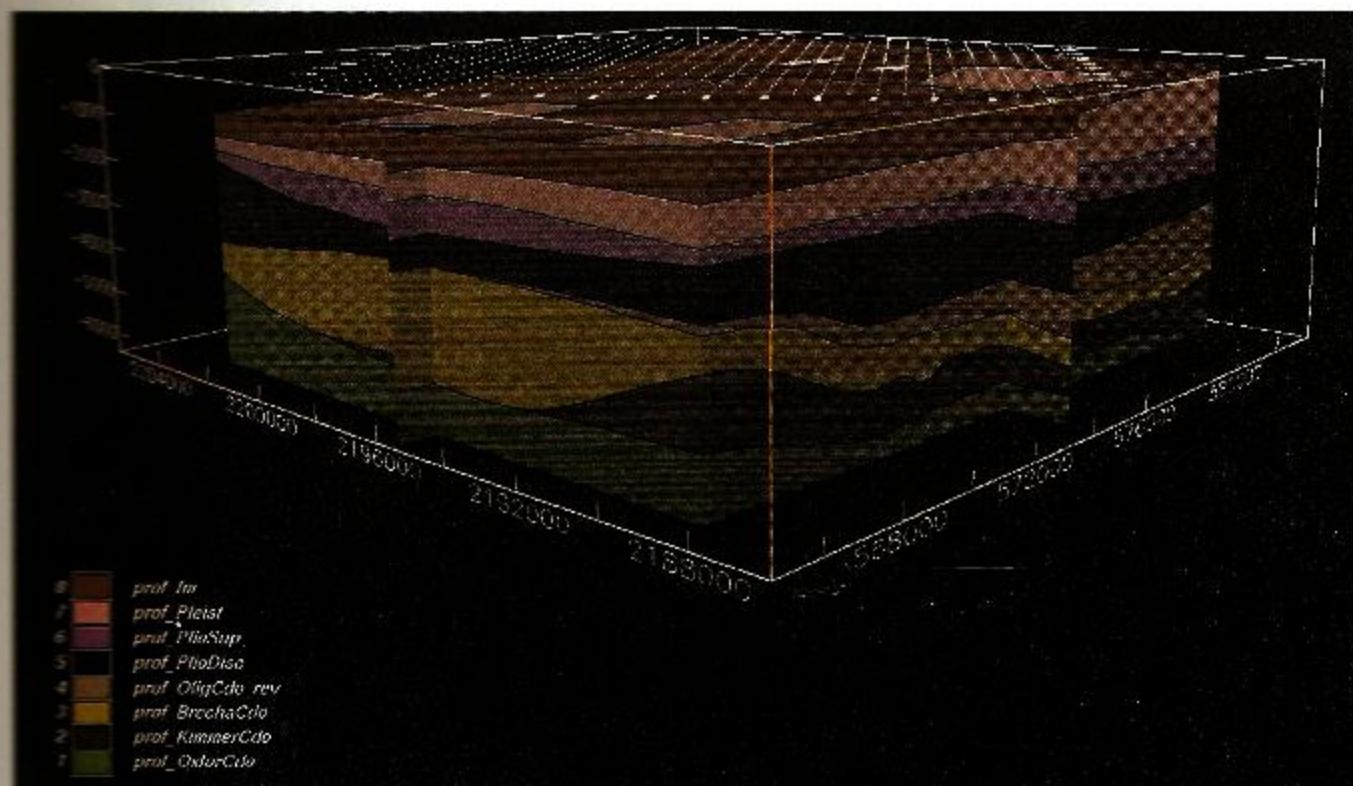


Fig. 35



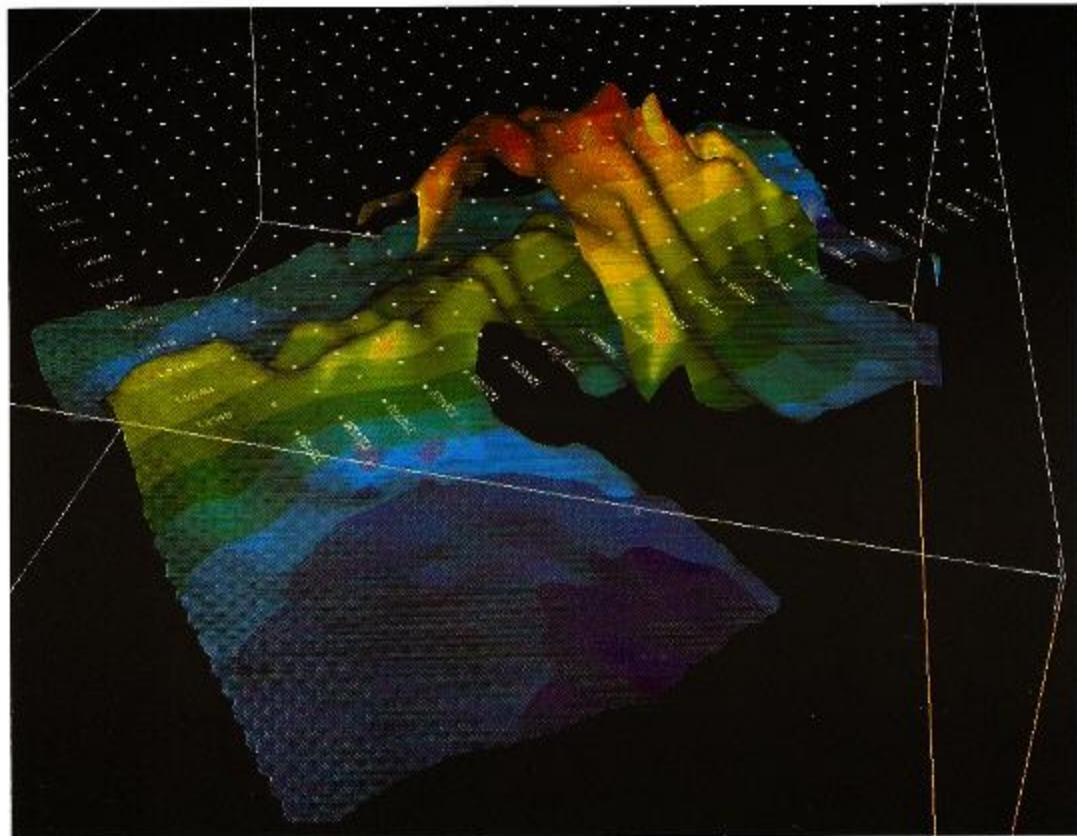
Fig. 36

El poder de las imágenes 3D nos da la apariencia virtual, en la *Fig.37* con estas herramientas es posible determinar en SITU las propiedades físicas en las paredes del pozo, también se puede desplegar cualquier propiedad de los registros geofísicos y petroleros de los pozos. (por ejemplo el registro de imágenes FMI, en el cual pudíramos ver las fracturas, cavidades, búgulos, su interconexión y llenado de hidrocarburos); queremos exaltar, que este trabajo es el resultado de muchos años de estudios e investigaciones hechos por técnicos en ciencias de la tierra de esta noble empresa PEMEX, que de una u otra manera unieron sus esfuerzos para lograr este éxito.



**Fig. 37**

## THE INTEGRATION OF THE TEAM WORK AND THE APPLICATION OF MODERN VISUALIZATION TECHNOLOGIES OF NEW FIELDS A CASE HISTORY – AUTOCHTHONOUS BLOCK SIHIL UNDER THE CANTARELL GIANT. GULF OF MEXICO.



ING. JORGE RAMON VERA SANCHEZ  
ING. LUIS ROGELIO BOJALIL SOTO  
ING. MARCO ANTONIO FLORES FLORES  
LIC. JOEL FLORES CARRO

## THE INTEGRATION OF THE TEAM WORK AND THE APPLICATION OF MODERN VISUALIZATION TECHNOLOGIES IN NEW FIELDS (A CASE HISTORY – AUTOCHTHONOUS BLOCK OF SIHIL-CANTARELL) (Fig. 1)

(Cd. del Carmen, Camp., Mexico, december of 2002)

### CANTARELL LOCATION

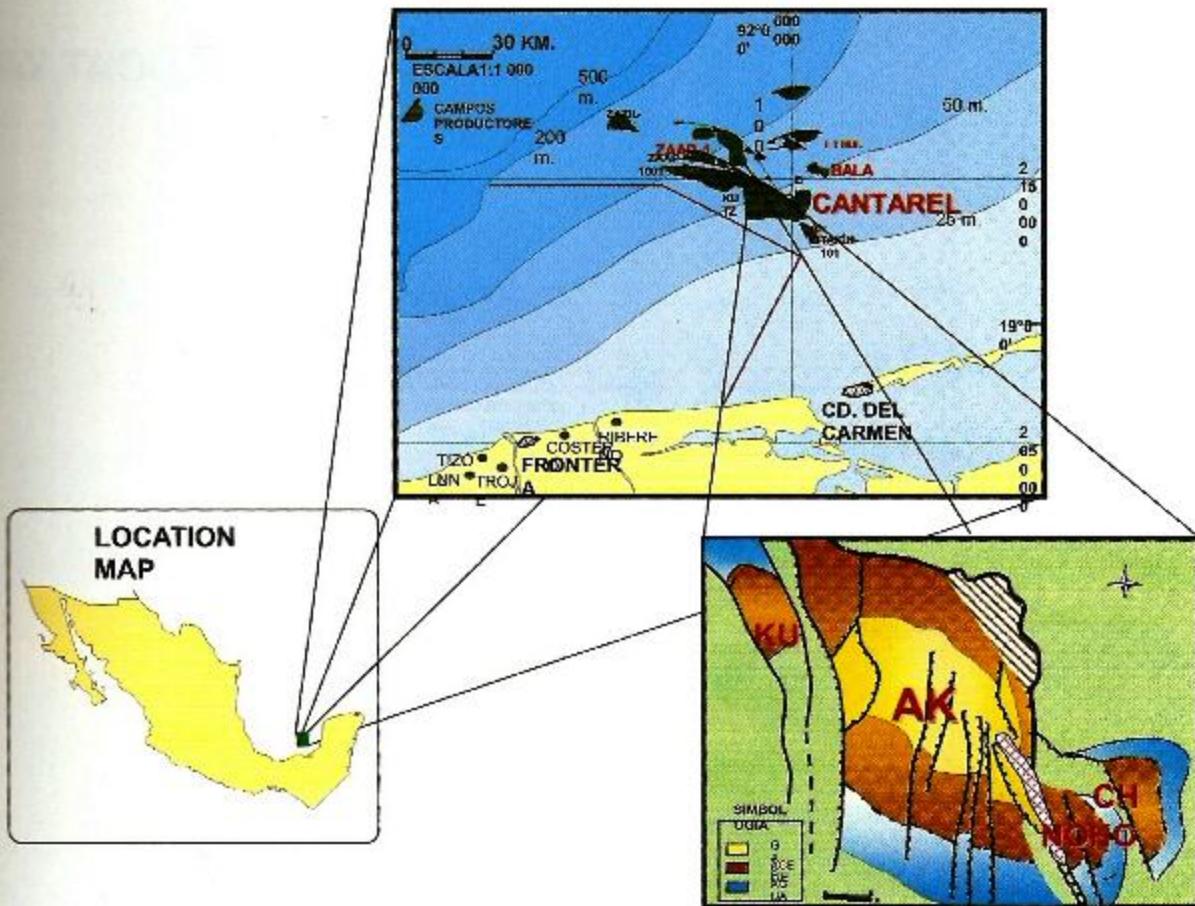


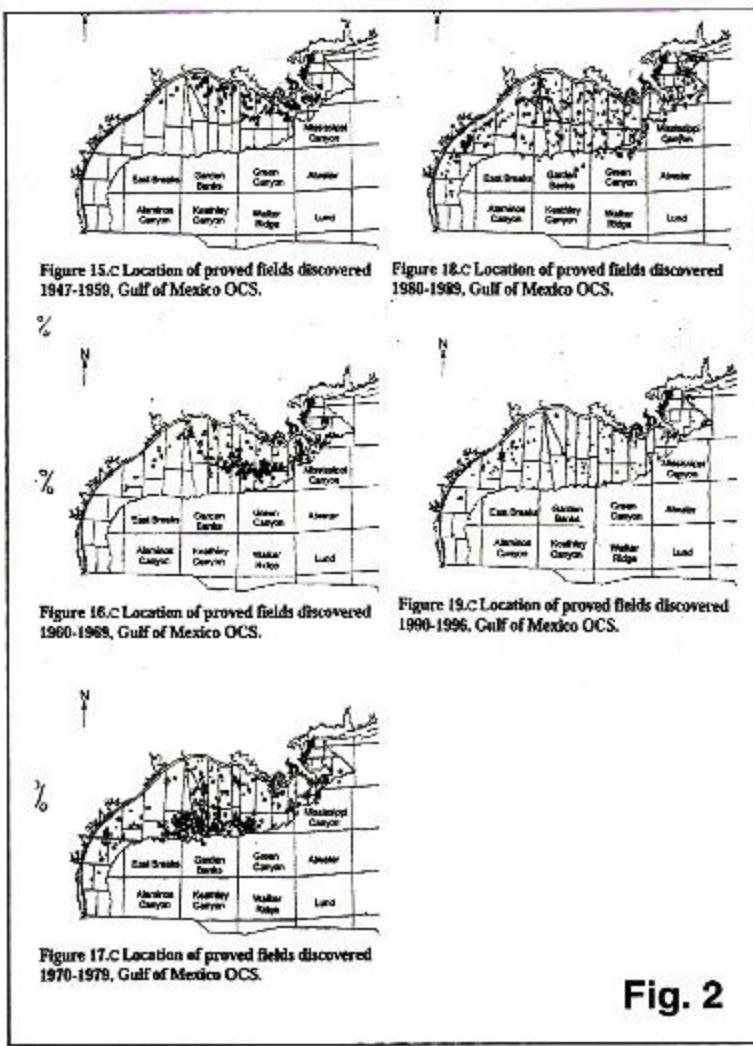
Fig. 1

## INTRODUCTION

**EACH TIME, IT IS MORE DIFFICULT TO FIND HYDROCARBON RESERVOIRS.**

In the United States, in the coasts of the Gulf of Mexico, more than 9127 exploration wells have been drilled in the last 49 years (until 1999), discovering 658 fields with a quantified reserve of 14,380 million barrels of oil and 161,400 million cubic feet of gas, which indicates that exploration continues being a profitable business. (*Fig.2*)

### 1950-1996 WILDCAT WELLS



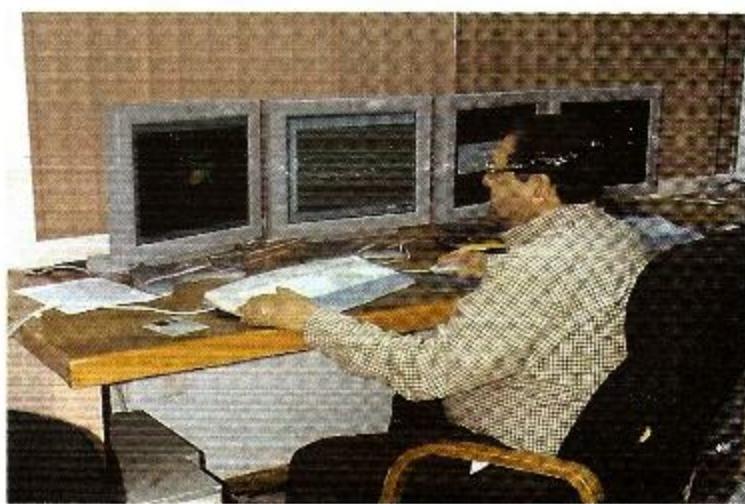
**Fig. 2**

The exploration costs have been reduced with the investment on new technologies that use sophisticated computer systems, offshore surveys with different methodologies, such as: gravimetric, magnetic, 2D and 3D seismic surveys, and the improvement of drilling technologies for structures with water columns greater than 500 meters, worldwide. (Fig.3)



**Fig. 3**

With the technological development of workstations, an endless number of companies have appeared in international markets, which are devoted to developing packages and/ or software that can be applied to Seismic-Geologic interpretation, both for velocity models and for Seismic and Geological Modeling. (Fig.4)



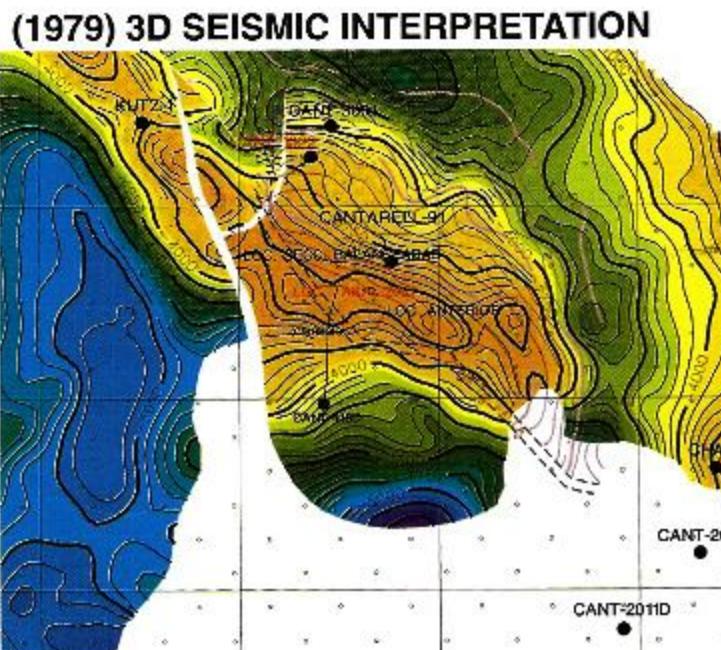
**Fig. 4**

The software used in the interpretation of the Autochthonous Block of Sihil, are those dominated by the engineers of the Coordination of Reserves Incorporation of the Exploration Project Management of PEP's Marine Northeast Region. Real data was used, and the specialists were integrated in work teams to visualize and clarify ideas and concepts under good schemes for interpretation and geological modeling, with the application of modern technologies, which are not "demos" but real activities performed to show the geological structures that are at thousands of meters in the subsurface, in mature fields, and that are presented as locations for their approval.

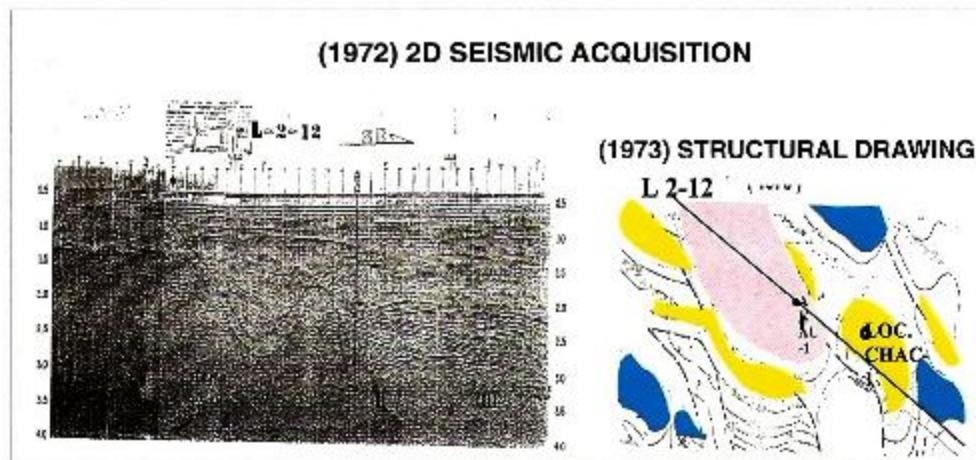
## A CASE HISTORY

### I.- HISTORICAL OUTLINE OF A SUPER-GIANT FIELD.

In the last 20 years, there had been no discoveries in the Mexican Republic in terms of a *Super Giant field, like the Sihil Block, with 1076 million barrels of oil (3P reserves by January 2002), only from the KSBRTP\* formation, which is located below the giant field of Cantarell. (Fig. 5)*



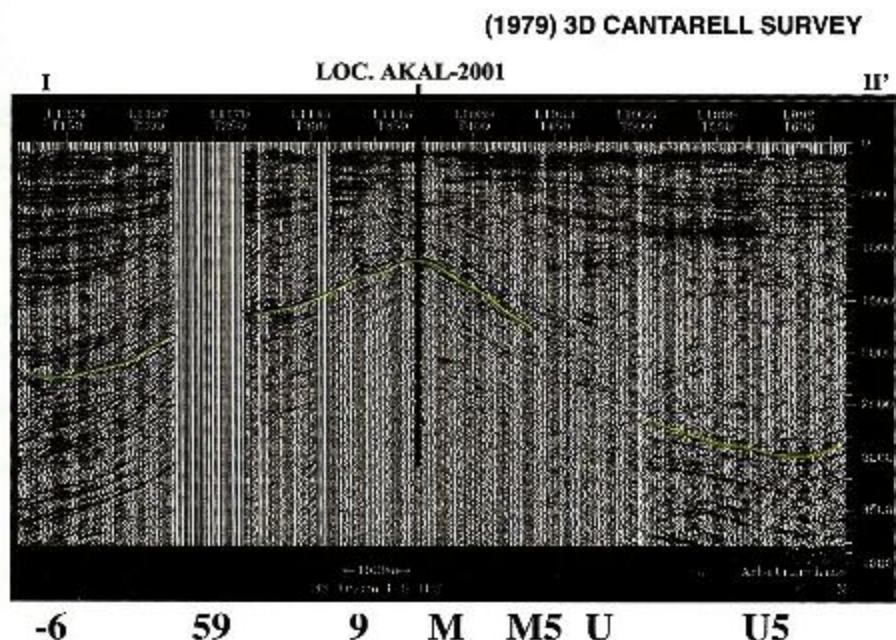
With the acquisition of 2D seismic in 1972, the CHAC structure was interpreted. (Fig. 6)



**Fig. 6**

The field of *Cantarell* was interpreted in 1981 with 2D seismic, and the thrusted block was drilled with the Akal-2 well that same year.

More than 18 years ago, the ***Autochthonous Block*** was interpreted using the 3D seismic of 1979, proposing the *Akal-2001 Location* (A. Arroyo Pichardo and G. Viveros Zúñiga) (Fig. 7).



**Fig. 7**

The mean area, estimated in the study of balanced sections performed in 1995, was of 4.82 km<sup>2</sup>, with mean reserves of 45 MMBLS.

In 1996, the Coordination of Reserves Incorporation of the Northeast Marine Region of PEP, presents the "study" about the Review and Research of the Autochthonous Block in the Area of Cantarell, using the 1979 3D Seismic, and an area of the autochthonous block is reinterpreted, which is found to be larger and where a structural "trend" is observed towards the northwest. (Fig.6 and 7)

This improvement in the interpreted seismic sections is due to the *experience of the interpreters* when "loading" again the same 1979 3D seismic cube and testing different densities. Afterwards, with the workstations, they carried out some post-processes (such as deconvolution, application of FK filters, AGC, etc.).

## **II.- DATA UPDATE WITH NEW TECHNOLOGIES.**

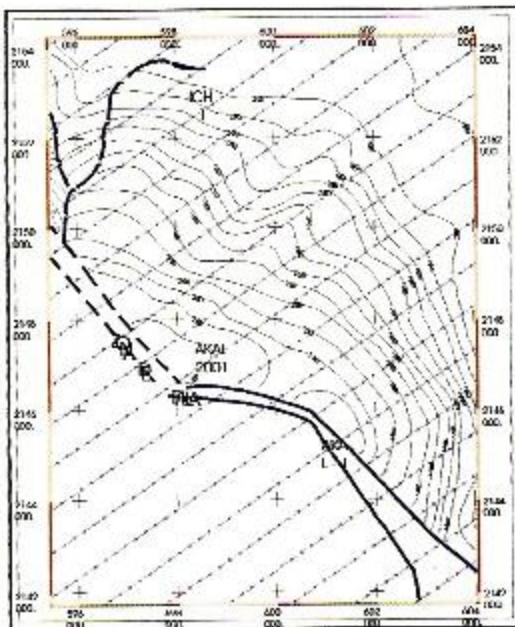
### **a).- Gravimetry**

The studies performed in different disciplines and methodologies, must be studied again and interpreted with a different vision, to show their real dimension and be able to create a more objective and understandable geophysical-geological-petroleum analysis for the different specialists.

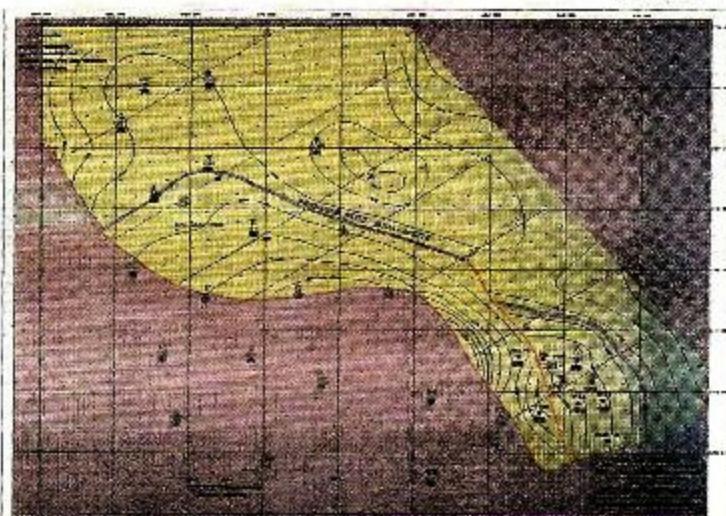
The integrated gravimetric study presented, using the survey acquired more than 20 years ago, shows the concept of the *Akal Pillar*, where OBC seismic is located for reference, and where one can see the edge and extension of the **Marine Basin of Macuspana**, that is in turn objectively shown in the 3D gravimetric model of the area. (Figs.12, 13 and 14)

Later on, in 1990, the Interpretation Management reviewed and approved its drilling (L. Madrigal Ugalde, A. Camargo Zanoguera and J. Reyes Núñez). (Fig. 8).

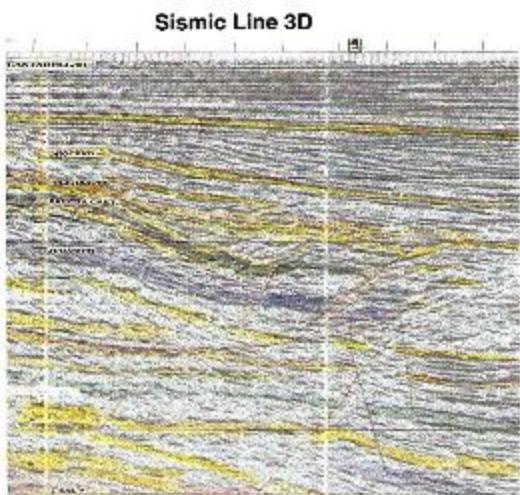
**Fig. 8**



Structural Configuration Cantarell  
Field Overthrust Block  
Tp-ks Gap



**Fig. 9**

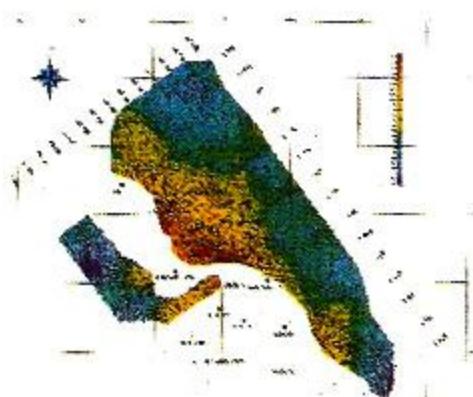


**Fig. 10**

**b).- Seismic**

In 1997, the 3D seismic cube using OBC (Ocean Bottom Cable) technology was delivered. It was used to interpret the Autochthonous and Thrusted Block, where one can see the seismic horizons with more detail. Using the workstations, the interpreters carried out post-processing in order to have a better visualization of the seismic images and then generate reliable geological models. (*Figs. 11, 12 and 13*)

**3D (1979) SEISMIC INTERPRETATION**



**Fig. 11**



**Fig. 12**

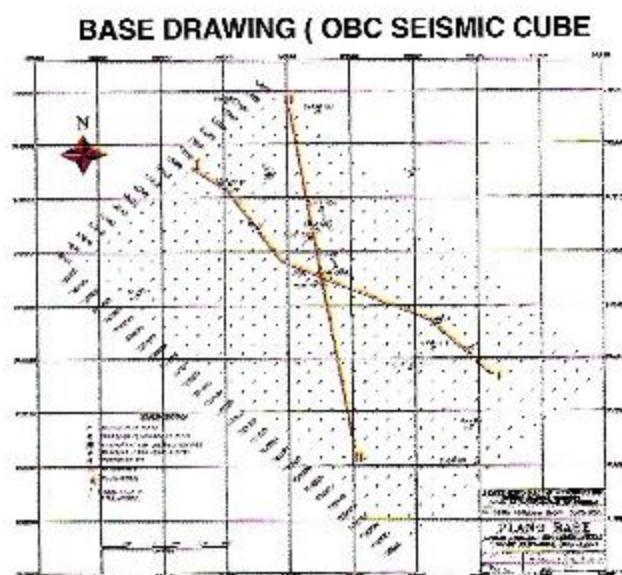


**Fig. 13**

The geophysical-structural model is generated from the interpretation of the seismic lines of the 3D OBC cube, transferring the seismic data of the interpreted horizons (7), as well as the fault systems that bound the structures, to the visualization software to do the geophysical-geological modeling. The 3D model of the Cantarell Field and the Autochthonous Block is shown in "layers" (sheets). (*Figs 14, 15, 16, 17, 18, 19*).

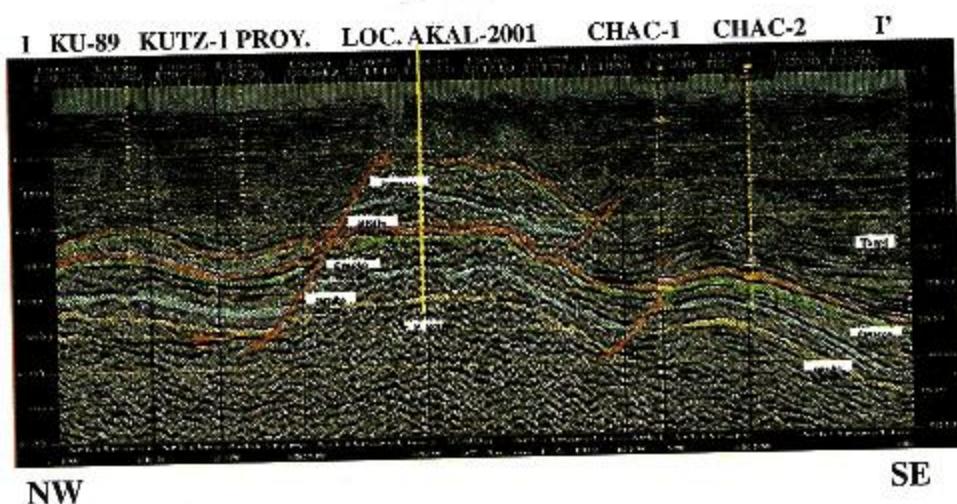


**Fig. 14**

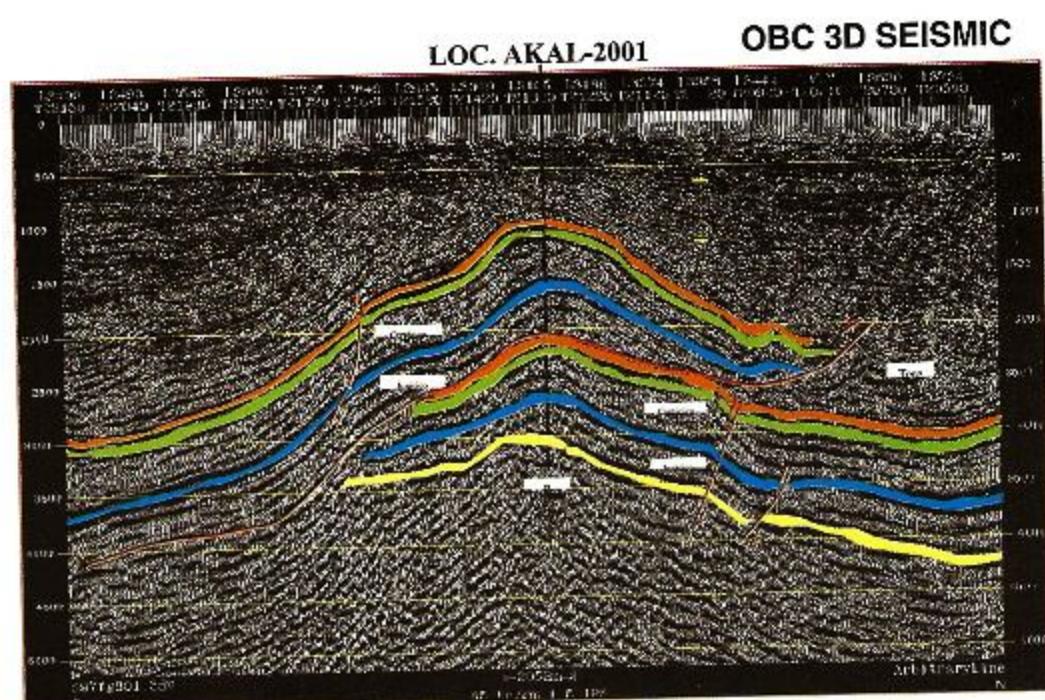


**Fig. 15**

**OBC 3D (1977) SEISMIC**

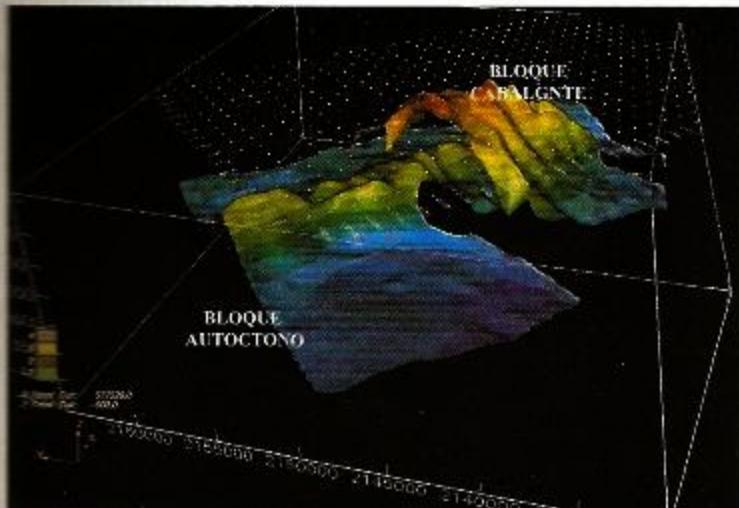


**Fig. 16**



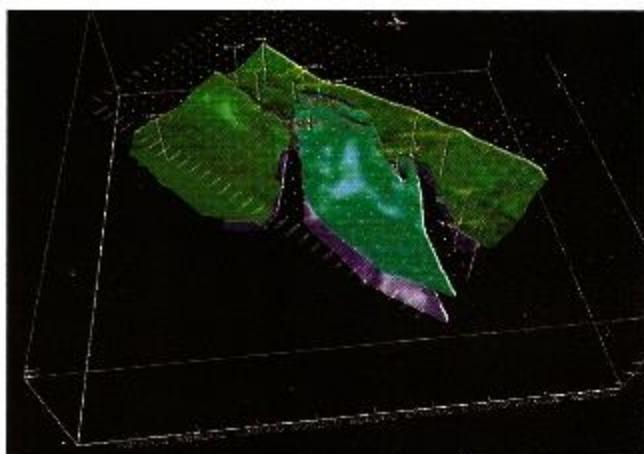
**Fig. 17**

### CANTARELL SEISMIC GAP



**Fig. 18**

### CANTARELL MODEL



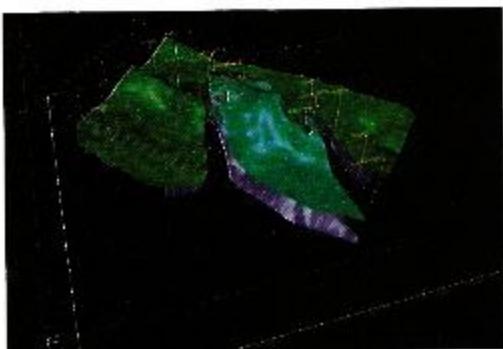
**Fig. 19**

The scope of this project allowed for the unanimous approval of the Akal-2001 location (now referred to as the Sihil Block) this same year, with a mean area of 27.8 km<sup>2</sup> and an expected reserve of 318 MM barrels of equivalent crude oil for the brechas, that would be added to the mean reserves of the KM and JSK, giving an expected total of 980 MM barrels of equivalent crude oil.

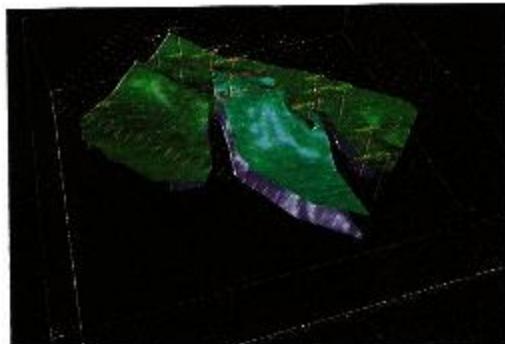
c).- **Depth Conversion**

*There have been time-to-depth conversions, trying to achieve a good control over interval velocities. However, for areas where the geology is very complex or has lateral or vertical velocity variations, it is necessary to use more comprehensive methods to achieve a better control in the definition of geologic structures.*

Seismic models interpreted in time must be shown in their “real dimension”, thus, one has to be careful about the application of time-to-depth conversion methodologies based on a good seismic interpretation of the horizons that are exported to the conversion software (taken from the conference “Paradigm behind the trap”, by Mr. Marcos Flores F., 1999 AMGE). In figures 20, 21, 22, 23 and 24, the depth seismic section is shown, for the Autochthonous Block of Sihil and the Thrusted Block of the Cantarell Field, as well as the new area compared to the original interpretation. (Fig. 25, 26)



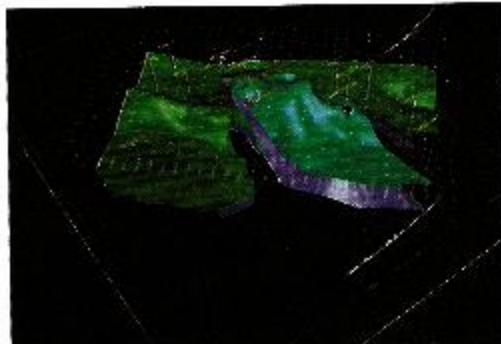
**Fig. 20**



**Fig. 21**



**Fig. 22**



**Fig. 23**

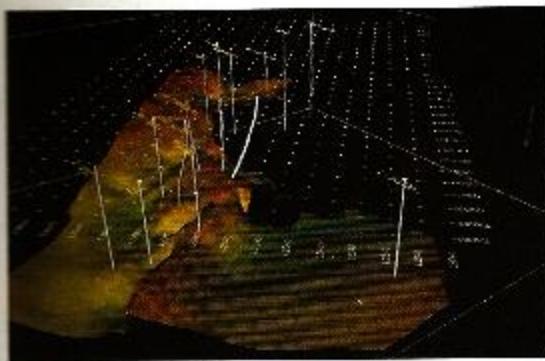


Fig. 24



Fig. 25

### CANTARELL / CHILAM / CHEEL

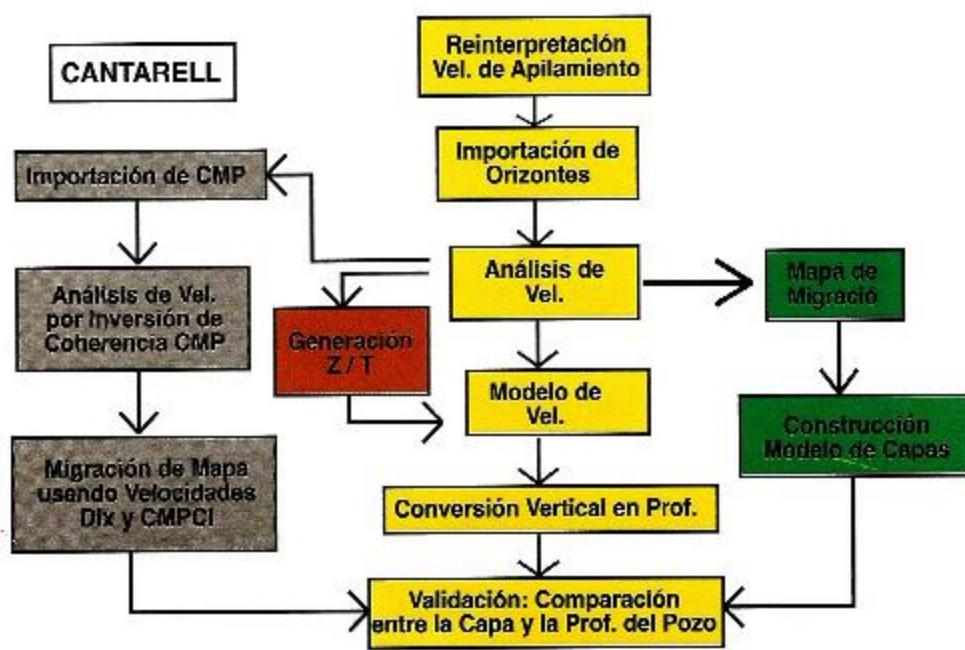
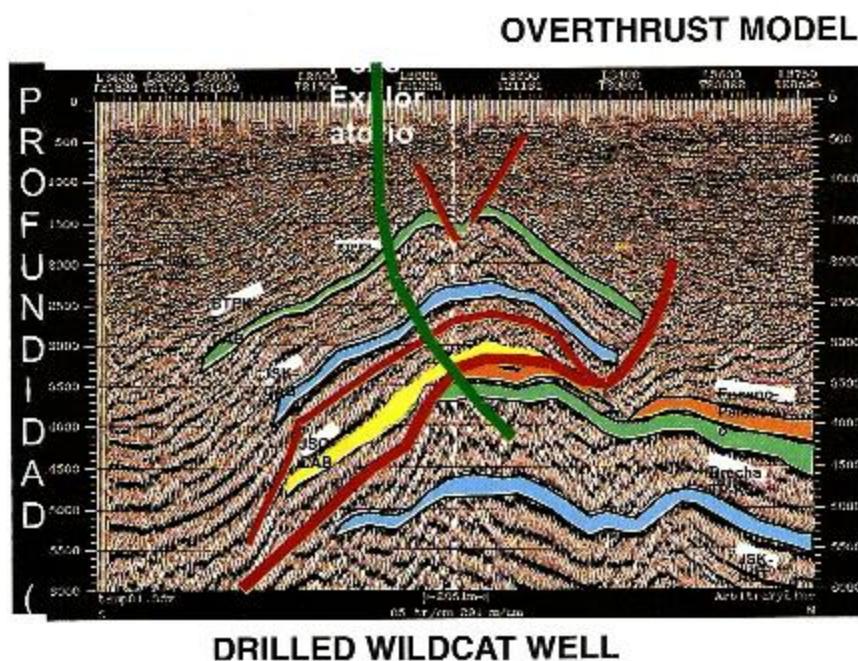


Fig. 26

The area of Ha-Pok is part of the structural trend of the Autochthonous Block of Cantarell that extends to the northwest. (Fig.27)

**Fig. 27**



The three-dimensional visualization of the interpreted horizons allows for a more general visualization of the structure, apart from giving the opportunity to remove or add the horizons as convenient to achieve the best view of the target horizons. To the northwest, one can see the thrusting that is also part of the same structural trend. This is where the Pakal-1 exploration location was proposed (below the Ku Field). (Fig.28) This shows the thrusting model used for the Sihil structure (Figures 29-37). Other type of seismic-geologic models can also be obtained, such as:

- Structural geologic models with hydrocarbon attributes from the Cantarell Field. (Fig.38)
- Platform with strike-sections of the wells. (Fig.39)
- Fence diagrams. (Fig.40)

### OVERTHRUST MODEL

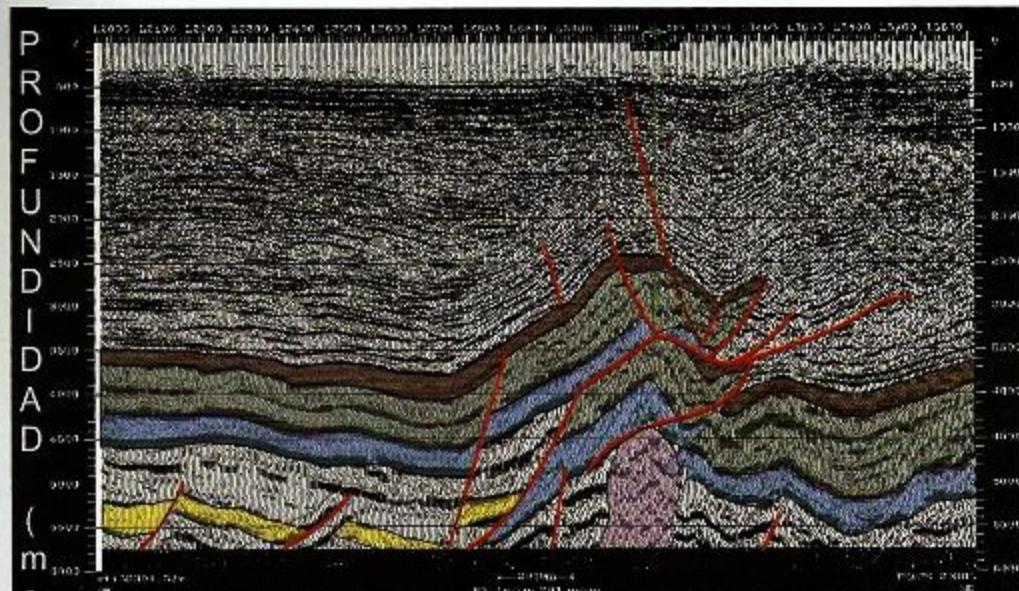


Fig. 28

WELL PROPOSITION  
SUCCESS PROBABILITY OF THE TRAP% EXPLORATION RY BISK 1:20

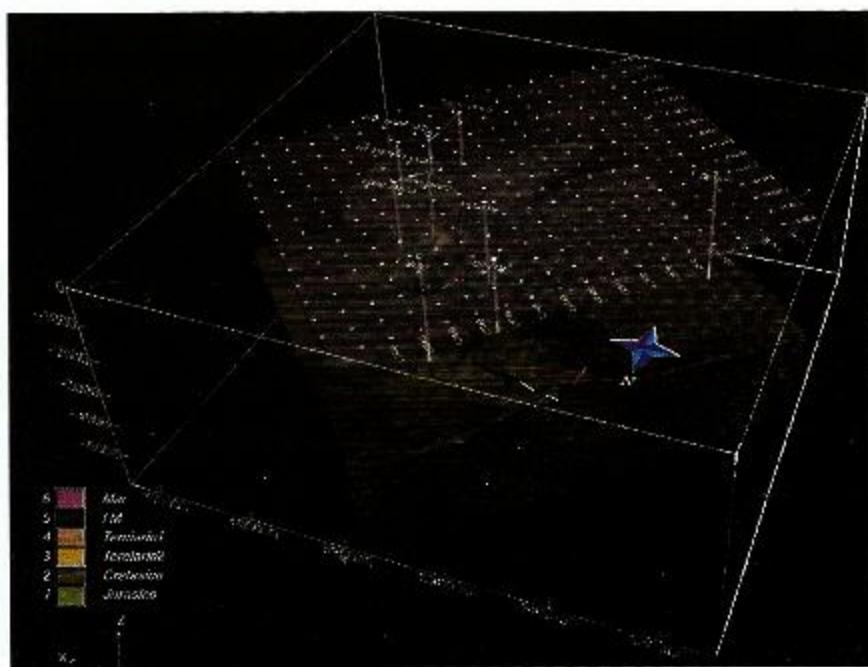


Fig. 29



Fig. 30

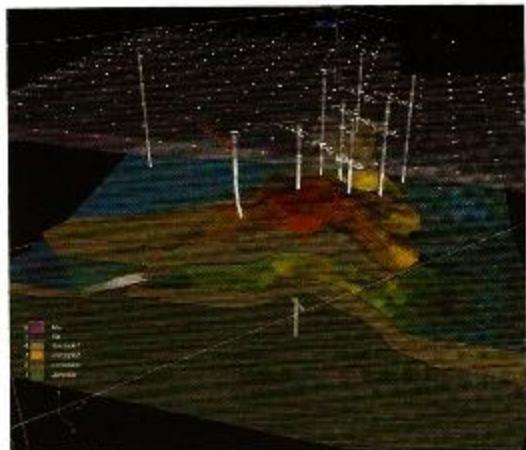


Fig. 31

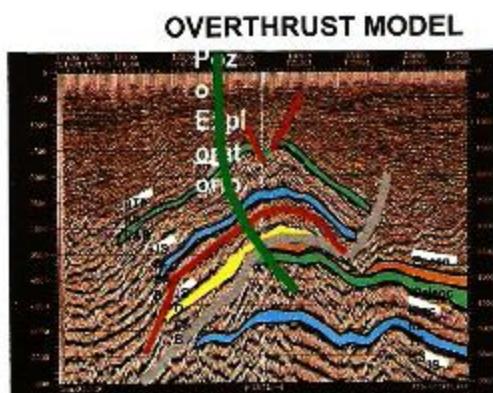


Fig. 32



Fig. 33

ORIGINAL SUCCESS PROBABILITIES OF THE TRAP:  
NCSA-CEE= 0.5%      LR= 0.8%

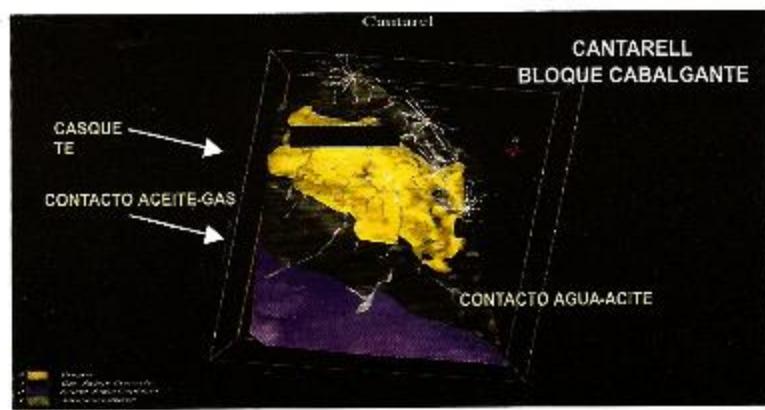


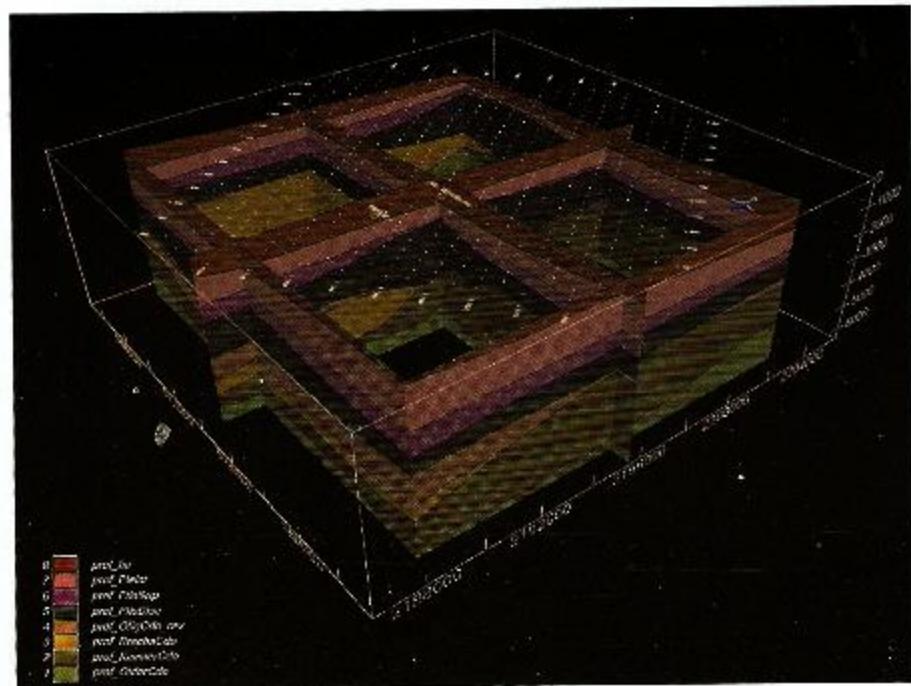
Fig. 34

### Geological Sections Starting From a Seismic in Depth Model

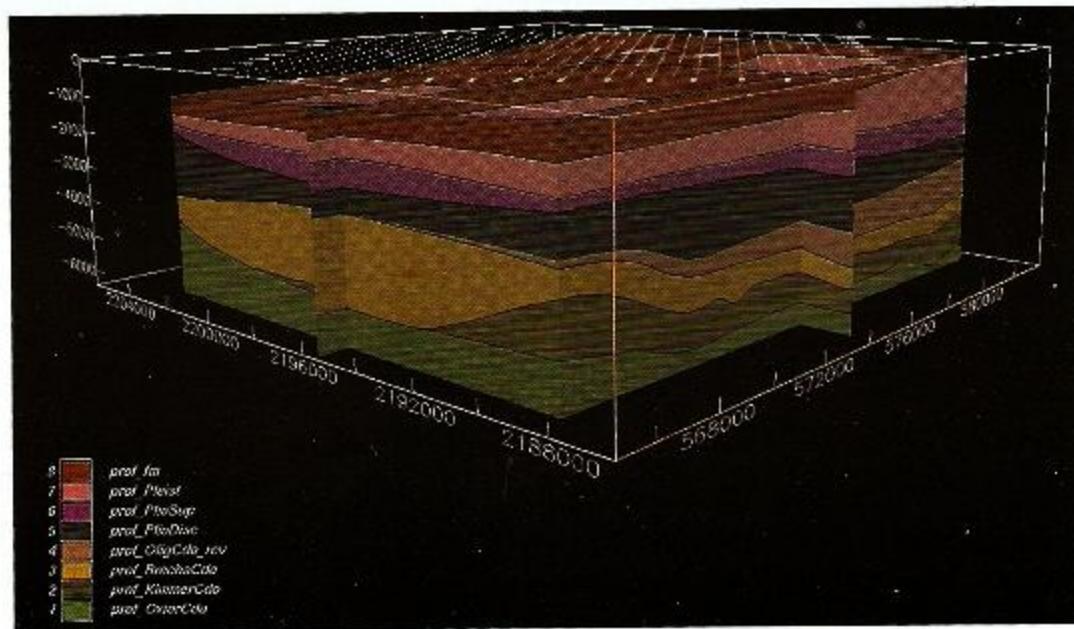


Fig. 35

The power of 3D images gives us the virtual appearance (*Fig.41*). With these tools, it is possible to determine the physical properties in place of the well walls. One can also display any property of the geophysical well logs (for example, the FMI image log allows us to see fractures, caverns, vugs, their interconnection and the hydrocarbon fill). (*Fig.42*) We want to emphasize that this work is the result of many years of study and research carried out by technicians of earth sciences of PEMEX, which in one way or the other, joined their efforts to achieve this success.



**Fig. 36**



**Fig. 37**

**Interpretación Geológica-Geofísica en el Área Fronteriza del Golfo de México.**  
**Marco A. Rodríguez Uribe, Jaime Patiño Ruiz, Miguel A. Quintero Arteaga y Alberto**  
**R. Gómez González., Pemex Exploración y Producción Región Norte (Activo de**  
**Exploración Misantla – Golfo de México).**

## 1.- RESUMEN

El área fronteriza México – EEUU en el Golfo de México está dividida en tres provincias geológicas: Cinturón Plegado Perdido, Zona de Sal Alóctona y Cuenca de Evacuación de Sal (Delta del Bravo).

Inicialmente se propuso un modelo estructural, para el Cinturón Plegado Perdido. Este sistema compresivo, fue definido y perforado en el Cañón de Alaminos en el Oeste del Golfo de México, en EEUU (Baha-1); dicho Cinturón se extiende hacia el Sudoeste dentro de Aguas Territoriales Mexicanas, con estilo de deformación parecida con pequeñas diferencias tanto en los niveles de despegue del fallamiento, así como en los niveles de levantamiento originados por la sal. Existen posibilidades de establecer producción de hidrocarburos a largo plazo, con la restricción de solventar la perforación en tirantes de agua grandes (2500 a 3000 m.).

Para evaluar el modelo en la Zona de Sal Alóctona, fue necesario reprocesar la información sísmica con que se cuenta en el área; el resultado fue mejorar la visualización subsalina, lo cual sirvió para reconocer algunas oportunidades exploratorias. También se analiza el Play de las minicuenca, producidas por la sal desalojada de la parte Oeste del Golfo de México. Por el momento se postula la adquisición de nueva información documental para poder hacer la evaluación completa de las oportunidades observadas.

Finalmente y también de interés es el análisis de la Cuenca de Evacuación de Sal (Delta del Bravo), al NE de México, para incorporar reservas de hidrocarburos en esta área. La interpretación sísmica mostró la existencia de grandes estructuras originadas por el desalojo de sal a través de soldaduras hacia la parte Este del Golfo, debido a los sedimentos aportados por el Río Bravo. Esta zona es la continuación de los predios Norte y Sur de Isla del Padre, con los sistemas de fallamiento (Clemente-Thomas, Corsair y Wanda). Este proyecto se apoya en la producción de hidrocarburos establecida en la Cuenca de Burgos debido a que es la continuación de la misma hacia la parte Marina.

## 2.- INTRODUCCION

En el Golfo de México, en el límite norte de la Zona Económica Exclusiva, frente a la costa Norte de Tamaulipas, existen estructuras geológicas que por su historia de formación y la cercana relación que guardan con zonas donde se han efectuado descubrimientos de hidrocarburos, se convierten en trampas potenciales de hidrocarburos.

El área es de gran interés estratégico debido a que algunas de las estructuras pueden tener continuidad hacia el territorio de los EE.UU. y en México no se contaba con información de apoyo suficiente para la toma de decisiones respecto a su eventual desarrollo petrolero.

Por esta razón el Activo de Exploración Misantla - Golfo de México de la Región Norte de PEP, incluyó dentro de los trabajos del Proyecto de Inversión Area Perdido la evaluación del área con el Estudio Fronterizo.

El estudio se encamina al análisis de la información antecedente, la identificación de las oportunidades petroleras y su jerarquización.

### 2.1 - UBICACIÓN.

El área de estudio Perdido se ubica entre los paralelos 24° 30' y 26° 00' Latitud Norte y los Meridianos 94° 00' y 97° 30' Longitud Oeste. La parte Norte colinda con nuestra frontera y Estados Unidos (Predios de Isla del Padre Sur). La parte Sur con el proyecto Golfo de México Sur; la parte Este con la zona de aguas internacionales (Proyecto La Dona). Y finalmente hacia el Oeste con el Proyecto Integral de Producción Burgos (Fig. 1).

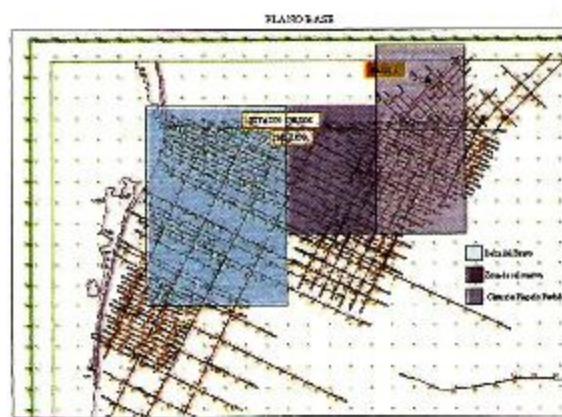


Fig. 1

## **II-ANTECEDENTES.**

En 1987 se realizó en los EE.UU. el muestreo soterrado marino con la finalidad de reconocer algún indicio de la presencia de hidrocarburos en un grupo de grandes estructuras plegadas, previamente reconocidas por sísmica de reflexión en el predio denominado Alaminos Canyon, por el Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior de los EU (U.S., D.I. M.M.S.). Como resultado se descubrió un gran derrame de aceite a lo largo de una de las estructuras localizadas en el bloque 645, los estudios geoquímicos permitieron determinar que el aceite proviene de margas o posiblemente es una mezcla de origen carbonático y clástico, además de tener una gravedad moderada ( $23^{\circ} < \text{API} < 34^{\circ}$ ) y contenido de azufre  $< 1\%$ , que muestra diferencias con los aceites de los predios Green Canyon, Ewing Bank en EE.UU. y el Pozo Ixtoc-1 en México (Cline D., J y Lacerda, 1987). También se encontraron manifestaciones en otras partes dentro del área plegada y en el frente salino que la limita.

Apartir de los resultados anteriores, el interés de las compañías petroleras aumentó en el área y se patrocinaron campañas de sismología y tesis doctorales en las instituciones académicas de los EE.UU. En 1989, Blickwede (Amoco) y Queffelec (Mobil) difundieron algunos resultados de los estudios que animaron una exploración más intensa.

Las dificultades técnicas para la perforación en profundidades de entre 2100 a 3200 metros que se presentan en el área, retrasaron la perforación de un pozo hasta 1996 en que se perforó el pozo Baha - 1 con la participación de 4 de las mayores compañías petroleras (Shell, Amoco, Texaco y Mobil) Se descubrieron intervalos con manifestaciones de hidrocarburos a los 3187 y 3217 metros que se dieron a conocer a finales de 1997. En México se apresuró un programa de adquisición sísmica en el área contigua en 1996 y 1997.

Se obtuvieron 3150 Km. de sísmica bidimensional, que se integraron a los 840 Km. localizados dentro del área de interés adquiridos previamente (1993) dentro de un programa regional para la exploración de aguas profundas.

El Cinturón Plegado Perdido está definido y perforado en el Cañón de Alaminos al Oeste del Golfo de México, en Aguas Territoriales de Estados Unidos. Dicho Cinturón, se extiende hacia el Sudoeste en Aguas Territoriales Mexicanas, siendo el estilo de deformación semejante, con pequeños cambios debido a diferentes niveles de despegue del fallamiento. Esta área se desarrolla hacia el Este de una amplia zona de canopi; los esfuerzos producidos en el desplazamiento de dichos canopi y los ampollamientos de Sal (quizá Sal Madre en

algunos casos), originan los pliegues observados en el área.

Petróleos Mexicanos ha adquirido líneas sísmicas 2D de la Universidad de Texas, ubicadas en el área Cinturón Plegado Perdido en Estados Unidos, las cuales hemos interpretado, para poder delimitar las posibles trampas compartidas por los dos países. Además de la parte de información liberada del Pozo Baha-1, se cuenta también con una serie de artículos técnicos publicados, los cuales han servido de apoyo para la comprensión de la evolución estructural, así como para la correlación sismo-estructural realizada en nuestra área; esta zona se ubica en tirantes de agua que van de 3.6 a 4.4 seg., (2,700 a 3,300 metros),

Sur. La batimetría en esta zona, va de 0.5 a 3.6 seg. (375 a 2,700 m.).

La tercer área es la que se ubica próxima a las costas de Tamaulipas y le estamos llamando Delta Del Bravo; es la extensión Sur de las áreas licitadas en Isla del Padre Norte y Sur en Estados Unidos.

Esta área se caracteriza por tener menos de 0.5 seg. (375 m) de tirante de agua; las líneas sísmicas interpretadas muestran estructuras grandes, también zonas en donde la señal es difusa, sugiriendo presencia de gas, así como chimeneas que con un muestreo de fondo marino pudiera confirmar la existencia de dicho gas.

Hacia la parte Oeste, se localiza la zona de Sal Alóctona, la cual se caracteriza por presentar estructuras subsalinas (inferidas en su mayoría, por la dificultad que presentan las capas de sal somera que la cubren en gran parte y empañan su visualización) En ésta se muestra como atractivo petrolero, el estudio de minicuenca que abundan y que en otras partes del mundo son productoras y comercialmente explotables, sin embargo debemos reconocer que las condiciones de dichas minicuenca, son diferentes (en cuanto a tirantes de agua, tipo de minicuenca, etc.). Esta área se extiende desde la frontera con Estados Unidos al Norte hasta la línea 82 al

### **3.- EVALUACION DE TRAMPAS DE HIDROCARBUROS.**

#### **3.1.- DATOS**

En 1993, la Compañía Geco-Prakla, contratada por Pemex, adquirió información sísmica (Prospecto Matamoros), con separación entre líneas de 8 a 10 Km, con orientación NW-SE y NE-SW; en 1996 la Compañía Western Geophysical obtuvo secciones sísmicas (Prospecto Cinturón Perdido), intercalando líneas entre las anteriormente trabajadas, quedando una

malla para la parte Este de 5 a 7 Km. Durante 1999, se obtuvieron 8 líneas más en la parte Sudoeste, haciendo un total de 50.

En consecuencia se tiene una malla de 8 a 10 Km de separación entre líneas en la parte Oeste del proyecto y de 5 a 7 Km en la porción Este del mismo. También se cuenta con dos líneas sísmicas transformadas a profundidad presupuestamiento (L-3 y L-7), con orientación NE-SW.

Observando la información original, se decidió reprocesar las líneas sísmicas, tratando de mejorar la imagen, lo cual se logró.

## 3.2. INTERPRETACION

### 3.2.1.- DOMINIOS ESTRUCTURALES. AREA CINTURON PLEGADO PERDIDO.

El Cinturón Plegado Perdido en el Cañón de Alaminos, consiste en una serie de trends de pliegues concéntricos con orientación NE-SW limitados por fallas inversas. Los pliegues tomados individualmente, tienen un mínimo de 70 Km de longitud, aunque estas estructuras pueden tener mayor eslabonamiento de pliegues desarrollados a lo largo. Hacia el SW, el Cinturón Plegado Perdido continua dentro de Aguas Mexicanas.

En general, el trend estructural NE-SW se complica por las fuertes variaciones en los

pliegues y la dominante geometría de algunas estructuras. Cada pliegue es interpretado a partir de las fallas inversas en uno o ambos flancos, la vergencia, algunas veces cambia a lo largo del trend; también se observan menores pliegues "pop-up" en los flancos de los mismos (L-526-45 en EU. y L-IP-02 en Aguas Mexicanas) (Fig.-1A).

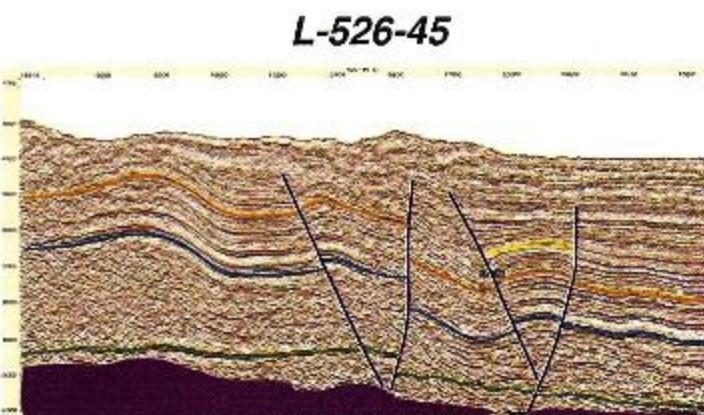


Fig. 1A

Las fallas inversas rompen el extremo del pliegue debido a su desarrollo como respuesta a la tensión de la estructura. Se ha interpretado que dichas fallas van desde la capa de Sal Autóctona hasta cortar los estratos deformados de los niveles más altos (probablemente Oligoceno).

### SAL AUTOCTONA.

Los datos nos muestran que las estructuras del Cinturón Plegado Perdido están ampolillados por una substancial capa de Sal Autóctona acuñada. El carácter interno de los

acuñamientos está caracterizado por reflexiones discontinuas de alta amplitud, down-lap bajo la base de las unidades próximas al acuñamiento. El estrato suprayacente tiene significativa variación en espesor, la reflexión hace on-lap en la soldadura del acuñamiento. Al interpretar los acuñamientos de Sal Autóctona, al frente de los pliegues, se observa una incipiente vergencia hacia el Este, marcando la extensión de la deformación; en algunos casos los acuñamientos alcanzan hasta 10 Km. de extensión hacia el Este. La carencia de plegamiento en el acuñamiento evidencia que el mismo sirve como un contenedor de la deformación, y que el adelgazamiento sirve como nivel de despegue. Hacia la parte SW en Aguas Mexicanas se observan las mismas características en el despegue de fallas, pero además por el desplazamiento que ha tenido la Sal hacia estratos someros, existen otros despegues (uno a nivel Cretácico, y otro a nivel Eoceno). Pensamos que esta unidad estratigráfica profunda descrita corresponde a capa de Sal Autóctona.

Bajo los pliegues de Perdido existen una serie de reflexiones entre 9 y 10 seg., se interpreta que es la base de la capa de Sal Autóctona, porque coincide con la base de los acuñamientos de la Sal observada en el frente del Cinturón Plegado. Lo fuerte de las reflexiones puede ser debido al alto contraste de impedancia acústica entre la Sal y el

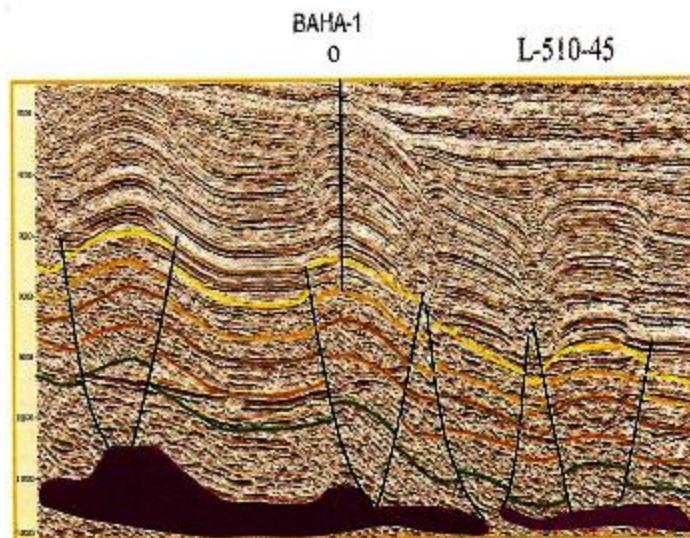
subyacente synrift clástico. Por otro lado, la cima de la Sal Autóctona es sísmicamente de baja amplitud, posiblemente debido al pequeño contraste de impedancia acústica entre la Sal, la capa suprayacente y la posible interferencia de los carbonatos. Entre esta superficie y el horizonte del Cretácico Medio, existe un espesor constante de aproximadamente 1 seg. en el frente del Cinturón Plegado. Hemos mantenido este espesor para estimar la posición de la cima de la Sal en las áreas donde la información es pobre.

Previo al evento de plegamiento principal, las unidades estratigráficas Post-Sal del Cinturón Perdido son de espesores constantes. La principal fase de plegamiento ocurrió durante el Oligoceno Inferior (36 a 30 m.a.). Los acortamientos y levantamientos, parece ser, cesaron alrededor de 30 a 21.5 m.a. Las crestas frontales de los anticlinales fueron sepultados. El post-crecimiento rellenó la topografía entre las crestas de los pliegues y eventualmente sepultaron las estructuras altas de los pliegues para 5.5 m.a.

Durante este trabajo se identificaron y picaron los horizontes en base al carácter sísmico que los caracteriza; la edad fue asignada tomando como referencia los horizontes publicados en Perdido (Fiduk et al., 1999) y fueron correlacionados a partir de los pozos DSDP en el Golfo de México (Feng, 1995).

Steve Hall propone para estudiar el comportamiento estructural del Cinturón Plegado Perdido, dividirlo en 5 zonas, las cuales están caracterizadas por ciertos estilos estructurales. Se observó que cada línea sísmica, presenta sustanciales cambios en la geometría estructural, más sin embargo en forma general se pueden englobar en zonas.

Zona 1. Es la continuidad de la parte de Texas de Cinturón Perdido; los despegues de las fallas, son en la cima de la Sal Autóctona; la mayoría de las fallas son de alto ángulo. El fallamiento está sobrepujado en una capa de Sal que buza hacia el NW. El pliegue frontal descansa sobre el levantamiento de Sal Madre. Esta geometría se ve claramente en la línea 510-45 de EE.UU. y L-CP-0102 en México (croquis Fig. 2).



Zona 2. Se caracteriza por fallas tipo Cola de Pescado, cuyo despegue es en la cima de la Sal Madre y a nivel Eoceno. Los pliegues superiores están subyacidos por pequeños diapiros de Sal desplazados desde la Sal Madre. Esto se observa desde la Línea CP-02 hasta la CP-114. El levantamiento de Sal visto en la zona 1, se puede observar en la parte Oeste de esta zona, pero el tamaño del mismo es menor. En el flanco Oeste del pliegue principal desarrollado sobre la Sal Madre, tiene deslizamientos gravitacionales con despegue de fallamiento dentro del Oligoceno; sistema extensivo ocurre en la cresta del pliegue y compresivo en el sinclinal (croquis Fig. 3).

Ejemplo de zona 1 (diagrama de la L-510-45)

SE

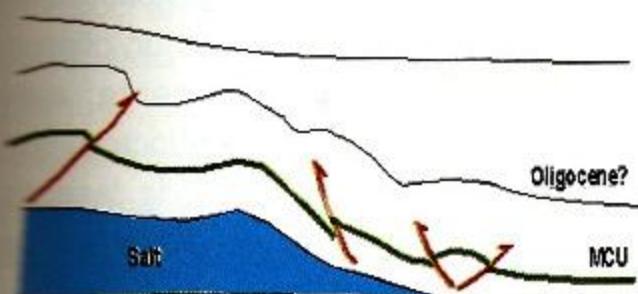
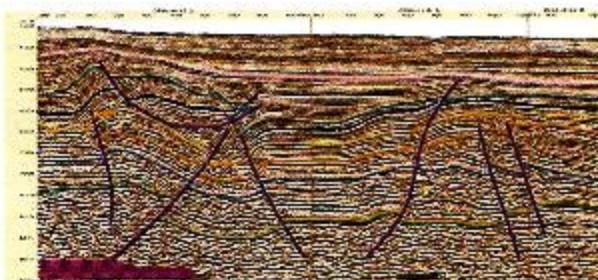
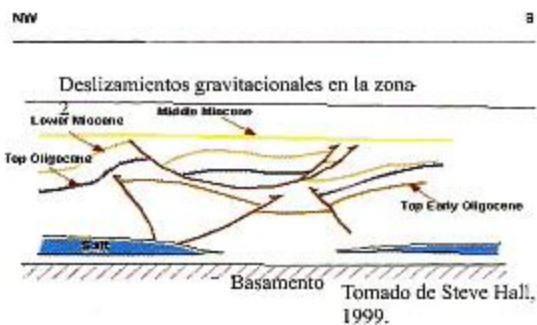


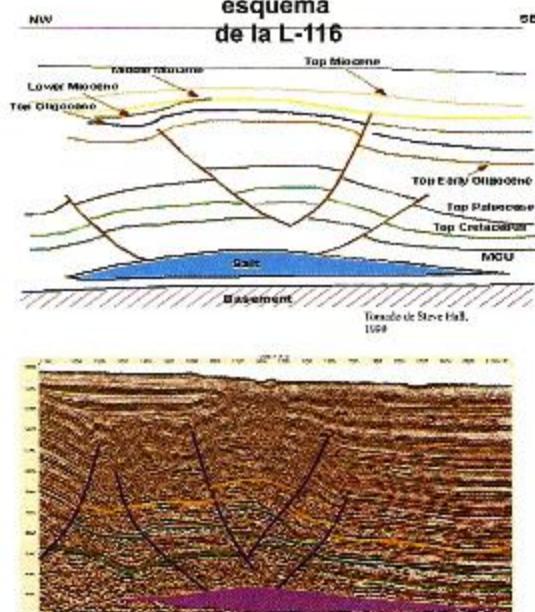
Fig.-2 Tomado de Steve Hall, 1999.

**Fig. 3**



Zona 3. Caracterizado por fallas, que despegan en la cima de la Sal, semejante a la zona 1; en común con la zona 2, se tiene una gran estructura ampollada por Sal al Oeste. La Sal que ampolla la estructura, se desplaza en forma de capa somera. El desplazamiento da como resultado el colapso y como consecuencia la extensión. El sinclinal que se forma al Este de la estructura es el más bajo regionalmente, lo que sugiere un rasgo de desplazamiento de Sal. Una menor contracción pudo ocurrir en los núcleos de los sinclinales debido a lo apretado de los pliegues (compresión en el arco interno de un pliegue). Esta zona puede ejemplarizarse con las secciones CP-114 a IP-02 (croquis Fig. 4).

**Estructura de capas delgadas de la zona-3; esquema de la L-116**



**Fig. 4**

Zona 4. Se caracteriza por fallas Cola de Pescado, con despegue en el Cretácico Superior y en la cima de la Sal, los pliegues ahora están menos levantados en forma regional debido al levantamiento de la Sal Madre, el levantamiento hacia el Este coincide con el flanco del último anticlinal del Este como en la zona 3. Al Oeste se desarrolla un largo anticlinal que representa la cresta del levantamiento estructural que es la continuación de la misma estructura vista en la zona 3. Esta estructura no se visualiza en la parte Sur de la zona 4, donde un pliegue (el cuarto del Oeste) se presenta; este descansa sobre una capa de Sal Alóctona que ha sido plegada por una segunda fase de plegamiento. El tercer pliegue del Oeste, se encuentra colapsado por extensión, despegando el fallamiento en el intervalo Cretácico (croquis Fig. 5).

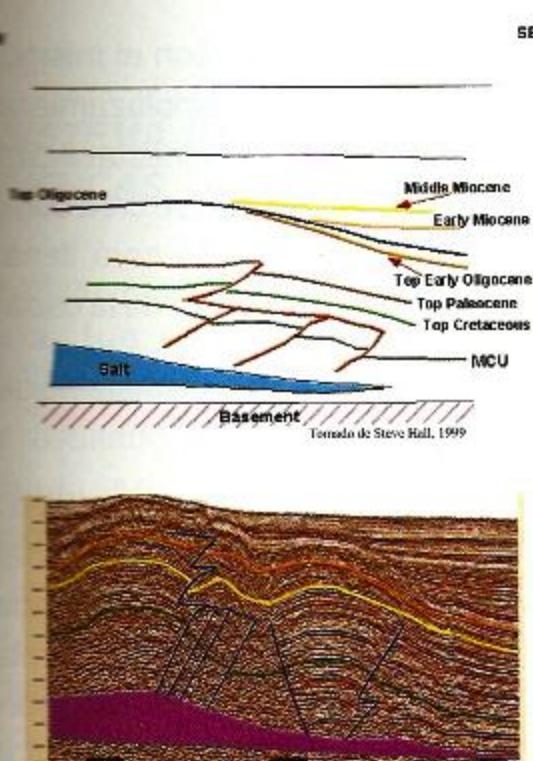


Fig. 5

Zona 5. Se caracteriza por el despegue en el Eoceno; hay pequeñas evidencias de desplazamiento de la cima del nivel de Sal. Estos pliegues son más característicos de las Cordilleras Mexicanas hacia el Sur que de Perdido hacia el Norte. Un menor levantamiento de Sal Madre ocurre y da como resultado el levantamiento del Cinturón Plegado sobre el regional; las áreas del Oeste han sido levantadas más que las del Este, quizás esto ocurre en los núcleos de los pliegues, la elevación extra, tiene como resultado un gravitacional colapso del paquete de sedimentos suprayacentes. El despegue del fallamiento ocurre dentro del Eoceno o del Mioceno. Es posible que la compresión hacia el Este pudiera estar balanceada por el extensional colapso en las crestas de las estructuras (croquis Fig. 6).

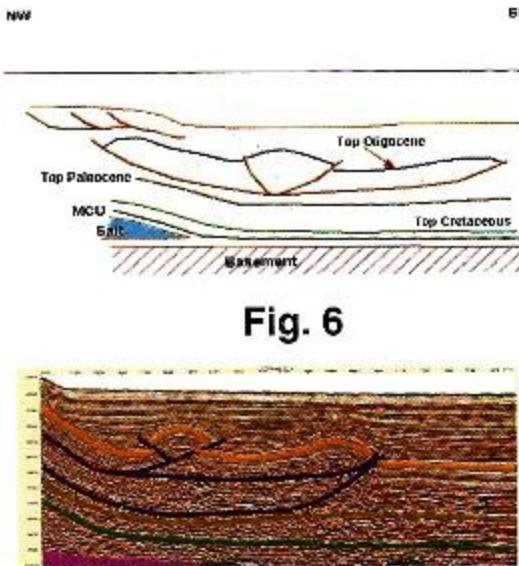


Fig. 6

### EDAD DEL PLEGAMIENTO.

Es claro que la mayoría de los pliegues se desarrollaron durante el periodo Oligoceno Superior y Mioceno Inferior. Algunos, han continuado su desarrollo dentro del Mioceno Superior. Precisar la edad de los pliegues es difícil, debido a que los horizontes someros están envueltos en muchas discontinuidades sobre las crestas de los pliegues. Algunos pliegues han continuado su reactivación durante el intervalo Plioceno-Reciente: la menor rotación de las capas y la presencia del relieve de capas marinas, sugieren reactivación reciente.

En el área Perdido, los pliegues tienen una típica geometría relacionada con pliegues salinos. Los sinclinales son estrechos y los anticlinales amplios, el fallamiento con alto ángulo, los despegues del fallamiento en la cima de la Sal son comunes. El estilo de los pliegues cambia rápidamente a lo largo de los mismos, esto es típico cuando la Sal los

nuclea. Los anticlinales menores pueden estar formados cerca al sinclinal ajustado y pueden estar desarrollados debido a dos procesos.

1.- Los sinclinales son estrechos, quizá debidos a problemas de espacio, algunos se desarrollan en los niveles altos; el problema de espacio es solo relativo para presentar menor combamiento.

2.- En los niveles altos, quizá dentro del Eoceno Superior u Oligoceno Inferior, se tienen despegues, que han ocasionado pliegues, en forma separada al principal, por lo que estos tienen una edad diferente.

En conclusión, el Cinturón Plegado Perdido, como se observa en Estados Unidos, tiene cambios en el estilo a como se observa al sur dentro de Aguas Territoriales Mexicanas, dichos cambios son debidos, a la combinación de diferentes despegues tanto de los horizontes como de las fallas, y al grado de levantamiento de la Sal que nuclea las estructuras.

Todas las estructuras se formaron debido a procesos gravitacionales. Es probable que la compresión pudiera estar balanceada hacia el Oeste en el área de la plataforma. Quizá en algunos casos esta idea podría ser falsa. Es posible por ejemplo que durante el mayor desarrollo del pliegue, el flanco podría estar inestable y entonces tener menor

deslizamiento asociado con el mismo. Otro modelo sugiere que el emplazamiento de la capa de Sal provoca una inestabilidad con el levantamiento, con el cual se crea compresión hacia abajo. La extensión será llenada con flujos de sedimentos dentro de la capa de Sal.

### CONFIGURACIONES.

El corrimiento de horizontes se llevó a cabo siguiendo los criterios de comportamiento (identificación de amplitud y frecuencia) de la señal sísmica en las secciones en papel, se consideraron los diferentes espesores, así como los rasgos indicativos de continuidad y discontinuidad de los horizontes (señalados por el comportamiento geológico lógico).

Se configuraron cuatro horizontes que corresponden a: Mioceno Medio (color rosa), Oligoceno Inferior (naranja), Paleoceno (café) y Cretácico Medio (verde); estas configuraciones solo se hicieron cubriendo las líneas 110 a 124 (comprende el área de Cinturón Plegado Perdido únicamente) (Fig. 7).

Oportunidades evaluadas en aguas profundas del Proyecto de inversión Área Perdido

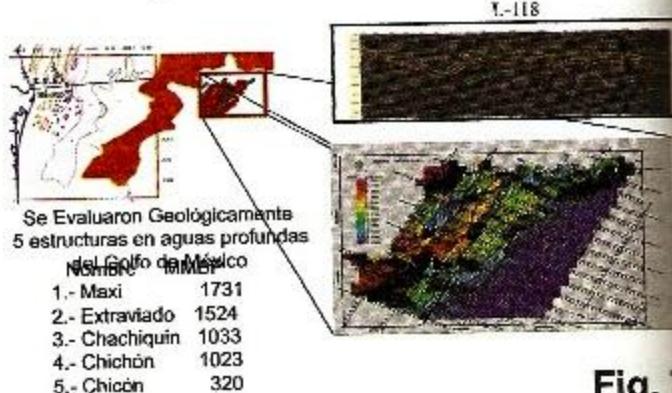


Fig. 7

## 222 SISTEMA ESTRUCTURAL AREA MINICUENCA.

Para evaluar el modelo en la zona de Sal Algodonera, fue necesario reprocesar la información sísmica con que se cuenta en el área; el resultado fue mejorar la visualización subsalina; se reconocieron algunas oportunidades exploratorias tanto subsalinas como en minicuencas. El reconocer estructuras subsalinas se dificulta porque las imágenes sísmicas permiten de acuerdo a la amplitud de la señal, observar la entrada a los paquetes de Sal, más sin embargo el espesor así como la base de dicha Sal en la mayoría de los casos es imposible visualizarla; por ello es necesario modelar los paquetes salinos (jugar en el reproceso con diferentes velocidades y volúmenes de Sal hasta encontrar los adecuados y aplicarlos a los modelos); ésto nos llevó a considerar la necesidad de utilizar el reproceso migración en profundidad preapilamiento, para poder visualizar y determinar las estructuras subsalinas (Fig. 9).

En esta área se propusieron modelos geológicos con secciones sísmicas representativas, marcando el área con posibles entrampamientos de gas (croquis Fig. 8).

Secc. esquemática basada en la línea sísmica 54



Fig. 8

Secc. sísmica Migrada en tiempo interpretada



Prof. Secc. sísmica Migrada en profundidad antes de apilar transformada a tiempo.

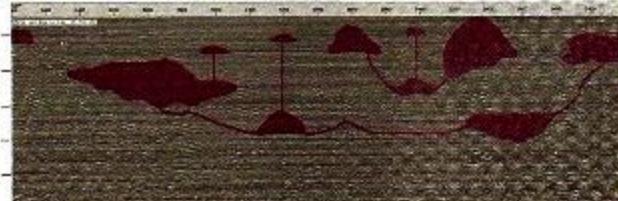


Fig. 9

La figura que nos muestra la zona de estructuras subsalinas, correspondiente a la parte inferior de los canopis; este tipo de estructuras se han tomado con las reservas del caso debido al fenómeno de "pull up" que puede originarse, como resultado de la alta velocidad originada por la capa de Sal (probablemente no tengamos la posición correcta de los estratos subsalinos). Los tirantes de agua siguen siendo grandes, por lo que el estudio de estas oportunidades visualizadas se han pospuesto momentáneamente.

Por el momento se postula la adquisición de nueva información documental para poder hacer la evaluación completa de las oportunidades visualizadas.

La figura 10 nos muestra los diferentes tipos de Cuencas observadas en el área de Minicuencas.



Fig. 10



### 3.2.3 SISTEMA ESTRUCTURAL AREA DELTA DEL BRAVO.

Finalmente y de mayor interés debido a las nuevas estrategias dictadas por Petróleos Mexicanos, es el análisis de la Cuenca de evacuación de Sal (Delta del Bravo), al NE de México, como la de mayor atractivo, para incorporar reservas de hidrocarburos en esta área.

El Proyecto de Inversión Delta del Bravo se localiza en la Zona Económica Exclusiva de México, en la continuación al sur de un sistema extensional profuso en el cual se han realizado una gran cantidad de descubrimientos marinos de hidrocarburos (Fig. 10 A).

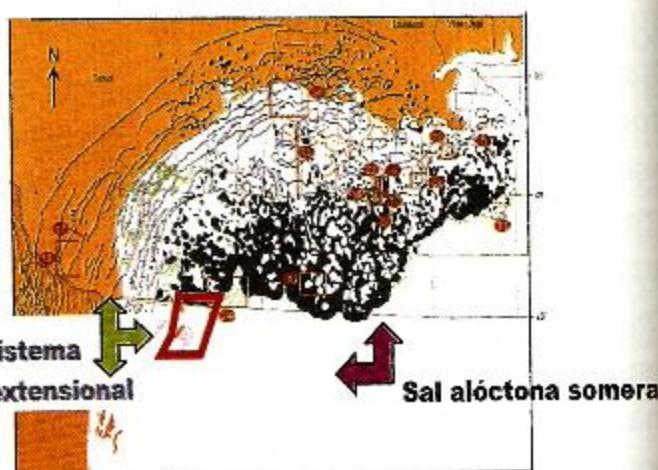


Fig. 10A

El sistema extensional y la distribución de las arenas han sido controlados por el flujo de Sal Jurásica que ha proporcionado además, vías de migración, sellos eficientes y ha influenciado el flujo de calor en el área.

La interpretación sísmica en el área ha permitido reconocer la existencia de una cuenca sedimentaria rellena con sedimentos del Mioceno habiendo sido formada por el desalojo de una gran capa de Sal que fue expulsada hacia el Oriente por el propio peso de los sedimentos (Fig. 11).

Evolución de una cuenca por desalojo de sal

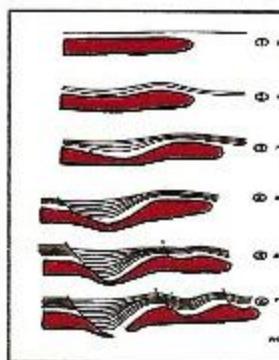


Fig. 11

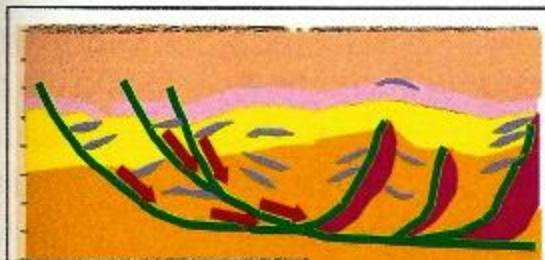


Fig. 12

El material sedimentario provino de la desembocadura del antiguo Río Bravo que se situaba tierra adentro de la línea de costa actual, el modelo sedimentario indica que existieron facies deltaicas y desarrollo de barras de arena hacia el área de los campos petroleros: Matamoros, La Luz y Santa Fe. Durante el proceso de expulsión de Sal se desarrolló un sistema de fallas normales que provocó la formación de grandes estructuras anticlinales por resbalamiento, domos salinos, bloques inclinados contra falla y anticlinales de fondo plano conocidos como "Tortugas" (Figs. 12 y 12 A). En las áreas adyacentes estas estructuras son trampas potenciales de hidrocarburos encontrándose análogos importantes a lo largo de toda la costa del Golfo de México en los Estados de Texas y Louisiana en los EE.UU. así como en Reynosa, Tamaulipas.

**ESTRUCTURAS (INDIFERENCIADAS)**


LA ESTRUCTURA PODRIA ESTAR DESARROLLADA DEVIDO A SAL O MOVIMIENTO DE ARCILLA, FORMA DE TORTUGA O

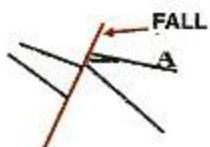
**FALLA EXTENSION (BLOQUE)**

**DAPIROS DE SAL**


Fig. 12A

**ESTRUCTURAS ROLLOVER**

 A1.- DESARROLLADO SOBRE UNA FALLA  
 A2.- FALLA

**ESTRUCTURA TORTUGA**


El desplazamiento de la masa de Sal Jurásica en forma de estrato, alojada entre las capas del Oligoceno por una primera migración, se desalojó a través de soldaduras hacia la parte Este del Golfo (Fig. 13).

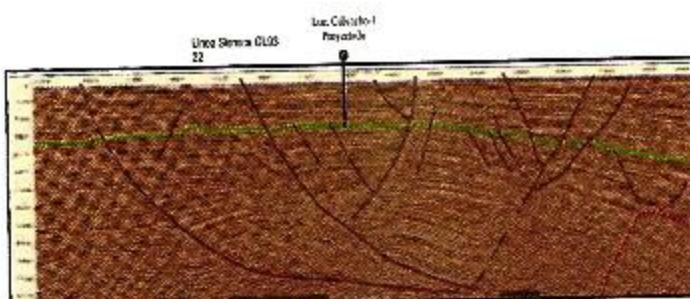


Fig. 13

En los Campos de Reynosa, el Play Miocene es de reserva marginal. En cuanto a los predios de Isla del Padre, la información con que se cuenta, indica que el potencial del área es pobre. En contra partida, consideramos que el eventual flujo de corrientes de Norte a Sur pudo hacer más eficiente la distribución de arenas hacia el área del Proyecto.

Los estudios recientes en el Área Isla del Padre, manifiestan que el origen de los hidrocarburos es poco conocida, se considera que pueden ser lutitas del Oligoceno Tardío, siendo la principal limitación del Play la eficiencia de la roca sello (Shenk C.J. et al, 1999).

Hacia México, sabemos existe un potencial generador de hidrocarburos de regular a bueno en los sedimentos arcillosos cortados por el pozo Neptuno - 1A y el pozo Litoral - 1, que puede mejorar hacia el Oriente debido a que la mayor profundización de estos

sedimentos, puede hacer que alcancen condiciones de maduración de la materia orgánica suficiente para producir gas.

Existen además, indicios de emanaciones de hidrocarburos detectados por el análisis de las líneas sísmicas, estos son pequeños volcanes en el fondo marino, conectados con fallas que se profundizan hacia las estructuras anticlinales y que sirven como vía de escape de los hidrocarburos desde el yacimiento. Por otro lado, es notable el aspecto difuso de la imagen sísmica a los lados de las fallas, esta pérdida de definición se asocia a presencia de gas. La Figura 14 ilustra una estructura típica del Proyecto Delta del Bravo, en el detalle del recuadro se observa un volcán formado por el escape de gas.

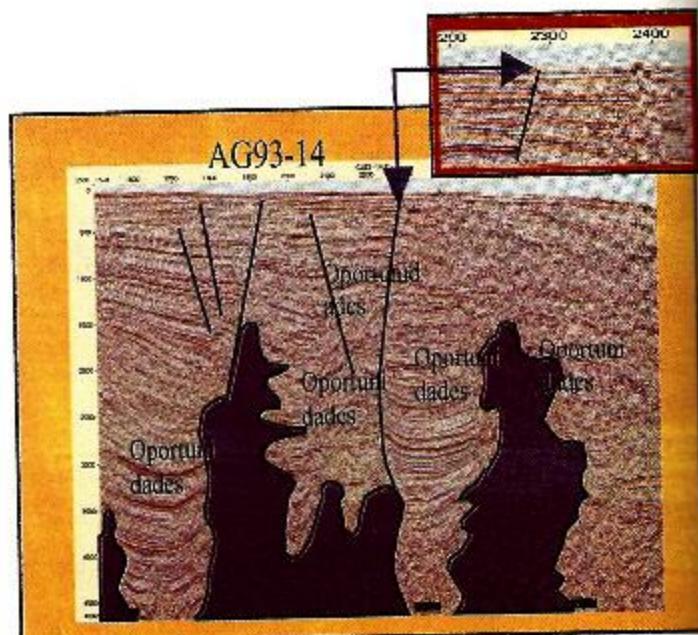
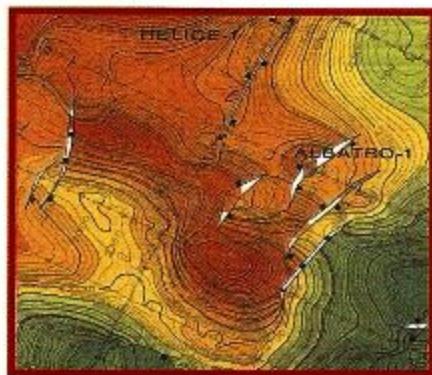


Fig. 14

Se elaboraron las configuraciones de dos de los 29 prospectos visualizados, para empezar la evaluación del potencial del área (Fig. 15).



Fig. 15



#### 4.- CONCLUSIONES.

El Cinturón Plegado Perdido, observado en Aguas Territoriales Norteamericanas, tiene cambios en el estilo estructural comparado con el observado al Sur dentro de Aguas Territoriales Mexicanas, dichos cambios son debidos a la diferencia en los despegues de las fallas y al grado de levantamiento de la Sal que nuclea las estructuras.

El área de Perdido posee potencial petrolero y se ha demostrado ya en la parte que corresponde a Estados Unidos (Baha-1). En nuestro país, necesitamos solventar la perforación económica viable en trámites de agua entre 2500 a 3000 m.

Para el área de sal alóctona, es necesario continuar con los reprocesos de las líneas sísmicas para evaluar el modelo con que se cuenta en el área. Los resultados darán la pauta para ubicar en la posición correcta las oportunidades visualizadas. También es indispensable migrar "en profundidad" pre-apilamiento algunas secciones sísmicas más; para hacer las transformaciones a profundidad de las oportunidades visualizadas más confiables.

El área Delta del Bravo, es un proyecto de evaluación del potencial con alto riesgo. La estrategia exploratoria está encaminada a realizar actividades para confirmar la existencia del sistema petrolero e incorporar reserva.

El proyecto está definido geológicamente como una cuenca de desalojo de sal, que origina estructuralmente un sistema distensivo, lo que motivó la formación de gran cantidad de trampas potenciales de hidrocarburos en el play Mioceno.

No obstante que en áreas vecinas del proyecto, el Mioceno es poco prolífico, las condiciones hacia Aguas Territoriales Mexicanas pueden mejorar, puesto que se han detectado más de 250 puntos de posibles emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino, así como grandes trampas potenciales cuyo conocimiento es limitado debido a los extensos espaciamientos entre las líneas sísmicas disponibles a la fecha.

## 5.- REFERENCIAS.

- 1.- Ali M. AL-Ghamdi and Joel S. Watkins. Structural Styles and Depositional History of North and South Padre Island OCS Areas, Offshore South Texas. "Potencial Remanente del Proyecto Integral Cuenca de Burgos".
- 2.- Atlas of Northern GOM Gas and Oil Reservoirs Vol. 1 y base de datos, editado por el Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA.
- 3.- Barry C. McBride, Mark G. Rowan, and Paul Weimer. The Evolution of Allochthonous Salt Systems, Northern Green Canyon and Ewing Bank (Offshore Louisiana), Northern Gulf Mexico.
- 4.- Bruce D. Trudgill, Mark G. Rowan, J.Carl Fiduk and Paul Weimer. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico: Part 1. Structural Geometry, Evolution and Regional Implications.
- 5.- Fiduk J.C., B.C. McBride, P. Weimer, M.G.Rowan, and B.D. Trudgill, 1995, Defining the basinward limits of salt deposition northern Gulf of Mexico, in C.J.Travis, B.C.Vendeville, H.harrison, F.J. Peel, M.R. Hudec, and B.F.Perkins, Salt, Sediments and Hidrocarbons: Gulf Coast Association SEPM 16<sup>th</sup> Annual Research Conference Proceedings, p. 53-64.
- 6.- Informe Final Interno de Pemex: Estudio 7.- Informe Interno Pemex: Pozo Neptuno 1-A
- 8.- Informe final Interno de Pemex: "Estudio de Plays Fronterizo", 1999.
- 9.- Mapa de Predios Petroleros del Golfo de México en EE.UU. Publicado por Offshore Magazines, 1999.
- 10.- Railroad Commission of Texas, datos de 1993 a 1999, Lease Production of North Padre Island, South Padre Island, Matagorda Island y Mustang Island.
- 11.- Remaining Oil and Gas Resource beneath Padre Island National Seashore. U.S.G.S., Denver, Colorado. (Aparece en el texto referido por sus autores Shenk C.J. et al, 1999)
- 12.- Report of Investigations N° 150. Lower Miocene (Fleming) Depositional Episode of Texas Coastal Plain and Continental Shelf. Bureau of Economic Geology. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, U.S.A.
- 13.- Steven J.Seni, Tucker F.Hentz, Williams R. Kaiser, and E.G.Wermund. Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs V-1 Miocene and Older Reservoirs.

**Geological-Geophysical interpretation in the Border Area of the Gulf of Mexico.**  
**Marco A. Rodríguez Uribe, Jaime Patiño Ruiz, Miguel A. Quintero Arteaga and**  
**Alberto R. Gómezález. Pemex, Exploration and Production, North Region (Activo**  
**de Exploración Misantla-Golfo de México)**

**1.- SUMMARY.**

The border area between Mexico and USA in the Gulf of Mexico is divided in three geological provinces: Lost Folded Belt, Allochthonous Salt Zone and Salt Evacuation Basin (Bravo Delta). Initially a structural mode was proposed for the Lost Folded Belt. This compressive system was defined and drilled in the Alamino Canyon in the west of the Gulf of Mexico, U:S: (Baha-  
1) The belt extends to the SW in Mexican waters, with a similar style of deformation and with slight differences in the disjoint faulting as well as in those originated by the salt. There are possibilities of establishing long term production of hydrocarbons, with the restriction of the cost of drilling in deep waters.(2500-3000 m).

In order to evaluate the model of the Allochthonous Salt Zone, it was necessary to reprocess the seismic information from the area; this was used to recognize some exploratory opportunities. The Play of the mini-basins, produced by the salt evicted from the west area of the Gulf of Mexico is also analyzed. It was concluded that in order to make a complete evaluation of the observed opportunities it is imperative the acquisition of new information.

Finally and also of interest, is the analysis of the Salt Evacuation Basin (Bravo Delta), in the NE of Mexico, in order to incorporate hydrocarbon reservoirs from his area. The seismic interpretation showed the existence of great structures, originated by the eviction of salt through weldings to the East of the Gulf of Mexico, due to the sediments contributed by the Rio Grande River. This zone is the prolongation of the land north and south of Padre Island, with the Clemente-Thomas, Corsair and Wanda fault systems. Being this area the prolongation of the Burgos Basin towards the marine region, this project is supported by the hydrocarbon production established in the Burgos Basin.

## 2.- INTRODUCTION

In the northern limit of the Economically Exclusive Zone of the Gulf of Mexico, in the north offshore of Tamaulipas, there are geological structures that can become potential hydrocarbon traps, because of their formation history and the close relationship with zones where discoveries of hydrocarbons have been made.

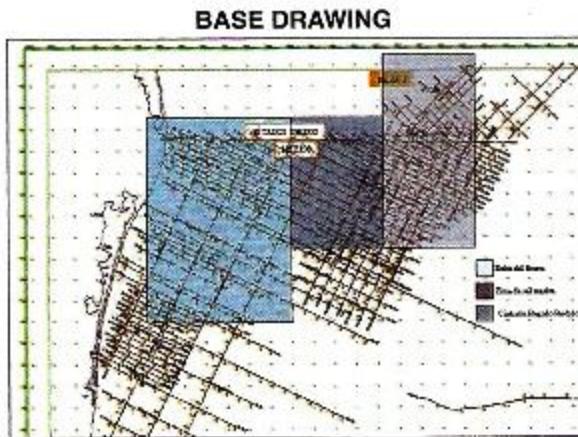
The area is of great strategic interest because some of the structures might continue toward the territory of the USA. In Mexico there was not enough support information to make a decision concerning their eventual oil development.

For such reason the Activo de Exploración Misantla – Golfo de Mexico of the North Region of PEP, included the evaluation of this zone in the Perdido Area Investment Project.

The study focuses in the analysis of the antecedent information, the identification of oil opportunities and their hierarchization.

### 2.1- LOCATION.

The area of study is located between parallels  $24^{\circ} 30'$  and  $26^{\circ} 00'$  North Latitude, and meridians  $94^{\circ} 00'$  and  $97^{\circ} 30'$  Longitude West. The North borders with the frontier between Mexico and the United States (South Padre Island lots). To the South with the project South Gulf of Mexico; the East with the zone of international waters (La Dona Project). And finally toward the West with the Burgos Integral Production Project. Fig. 1



**Fig. 1**

## 2.2- ANTECEDENTS.

In 1987 a sampling of the sea bottom was carried out in the U. S. to recognize the presence of hydrocarbons in a group of folded structures of great dimensions, that had been previously recognized by reflection seismic in the Alaminos Canyon by the U.S.D.I.M.M.S. As a result, a great spill of oil lengthwise one of the structures located in block 645 was discovered. The geochemical studies permitted determine that the source of the oil were marshes, or probably a mixture of carbonaceous and clastic origin. It has a moderate gravity ( $23^{\circ}$  < API <  $34^{\circ}$ ) and sulfur <1%, that show differences with the oil from Green Canyon, and Ewing Bank in U.S., and Ixtoc-1 in Mexico (Cline D., J y Lacerda, 1987). There were also manifestations in other folded areas and in the salt front which serves as its limit. Based on this, the interest of oil companies on this area rose, several seismology campaigns and PhD's degrees from American universities were sponsored. In 1989, Blickwede (Amoco) and Queffelec (Mobil) published some results from their studies, which sparked a more intense campaign.

The technical difficulties encountered when drilling at depths between 2100 to 3200 meters, quite common in the area, retarded the drilling of a well until 1996. That year the Baha-1 was drilled with the participation of 4 of the major oil companies (Shell, Amoco, Texaco

and Mobil). Intervals with manifestations of hydrocarbons were discovered at 3187 and 3217 meters that were made known at the end of 1997. In Mexico, a program of seismic acquisition in the contiguous area was hastily adopted in 1996-1997.

In the area of interest, some extra 3150 Km of bi-dimensional seismicity were obtained, and integrated to the previously gathered 840 Km. (1993) from a regional program for the exploration of deep waters.

The Lost Folded Belt is defined and drilled in the Alaminos Canyon, West of the Gulf of Mexico, in Territorial Waters of the United States. Such Belt extends toward the Southwest into Mexican Territorial Waters. It has a similar deformation style, with slight changes due to several levels of detachment. This area is developed toward the East of a wide zone of canopi; the stress produced by the displacement of such canopi and the salt blisters (maybe primary salt in some cases), originate the folds observed in the area.

PEMEX, has acquired 2D seismic lines from the University of Texas, which are located in the Lost Folded Belt area in the United States. These lines have been interpreted, in order to define the possible traps shared by both countries. Besides the published information of Baha-1 well, a series of published technical articles, have been used as support to under-

stand the structural evolution, as well as the seismic-structural correlation of the area; this zone is located in water depths that go from 3.6 to 4.4 seg, (2,700 to 3,300 meters).

The Allochthonous Salt is located to the West. It is characterized by sub-salt structures (mainly inferred, because of the presence of shallow salt, which make its visualization difficult). The area is of some oil interest, because of the abundance of mini-basins which, in other parts of the world are oil producers and commercially productive, however we should recognize that the conditions of this mini-basins, are different. This area extends from the border with the United States to the North to line 82 to the South. The bathymetry in this zone, goes from 0.5 to 3.6 per second (375 to 2,700 m.).

The third area, is the one located next to the coast of Tamaulipas, and we are calling it Bravo Delta; it is the South extension of the areas bid on South Padre Island and North Padre Island in the United States.

This area characteristically has less than 0.5 seg. (375 m) of water; the seismic lines that were interpreted, show big structures, and also zones where the sign is diffuse, suggesting the presence of gas, as well as chimneys that a sampling of the sea bottom could confirm.

### **3.- EVALUATION OF HYDROCARBON TRAPS**

#### **3.1.- DATA**

In 1993, the Geco-Prakla Company, hired by PEMEX, acquired seismic information (Matamoros Prospect). The lines had a separation of 8 to 10 Km, with NW-SE orientation and NE-SW. In 1996 the Company Western Geophysical obtained seismic sections (Lost Belt Prospect), inserting lines between the ones previously worked, this resulted in a mesh of 5 to 7 Km in the east. During 1999, eight more lines were obtained in the Southwest part, making a total of 50.

In consequence in the West the mesh has an 8 to 10 Km separation between lines, while in the East it has a 5 to 7 Km separation. There are also two pre-pile-up depth transformed seismic lines (L- 3 and L- 7), with NE-SW orientation.

Observing the original information, it was decided to reprocess the seismic lines, trying to improve the image, this goal was achieved.

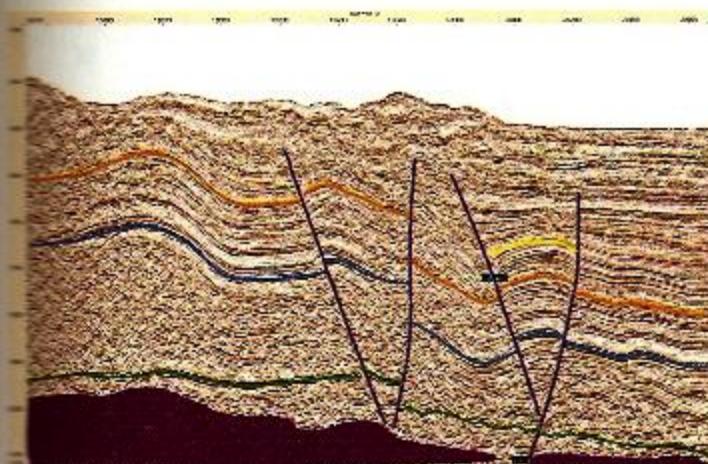
#### **3.2.- INTERPRETATION**

##### **3.2.1.- STRUCTURAL DOMAINS. LOST FOLDED BELT AREA.**

The Lost Folded Belt in the Canyon of Alaminos consists of a series of trends of concentric folds with NE-SW orientation limited by inverse faults. Individually considered, they have a minimum of 70-Km l of length, although these structures could have longer chained folds developed lengthwise. Toward the SW, the Lost Folded Belt continues inside Mexican waters.

In general, the structural trend NE-SW gets complicated because of the strong variations in the folds, and the dominant geometry of some structures. Each fold is interpreted starting from the inverse faults in one or both flanks, the tendency sometimes changes along the trend; a "pop-up" of minor folds was also observed in the flanks (L-526-45 in United States, and L-IP-02 in Mexican Waters). Fig.- 1<sup>a</sup>

**L-526-45**



**Fig. 1A**

The inverse faults break the tip of the fold, due to their development as an answer to the tension on the structure. It has been interpreted that such faults go from the layer of Autochthonous Salt up to cut the deformed layers at the top levels (probably Oligocene).

### **AUTOCHTHONOUS SALT.**

The data show us that a thick layer of autochthonous coined salt blisters the structures of the Lost Folded Belt. These layers are characterized by discontinuous reflections of ample width, down-lap under the base of the next units. The layer below has significant variation in thickness, the reflection produces an on-lap in the weld. Upon interpreting the Autochthonous Salt, at the front of the foldss, an incipient tendency toward the East is observed, marking the extension of the deformation; in some cases, it can reach up to 10 Km.in the East. The lack of folding in these areas, evidence that the same serves like a container of the deformation, and the thinning serves as detachment surface. Toward the SW part in Mexican Waters, the same characteristics are observed in the fault detachment, but also for the displacement that the salt has had toward shallow strata there are other detachments, (one at Cretaceous level, and another at Eocene level). The stratigraphic unit described corresponds to a layer of Autochthonous Salt.

Under the folds of Perdido, there are a series of reflections between 9 and 10 seg. which are interpreted as the base layer of Autochthonous Salt, because they coincide with the base of the Salt observed at the front of the Belt. The strength of the reflections may be due to the high contrast of acoustic impedance between the Salt and the underlying clastic synrift.. On the other hand, the summit of the Autochthonous Salt, it has low seismic width, possibly due to the small contrast of acoustic impedance between the Salt, the underlying layer and the possible interference of the carbonates. Between this surface and the Middle Cretaceous horizon there is a constant thickness of approximately 1 sec. at the front of the Belt Folding. We have maintained this thickness in order to estimate the summit of the Salt in the areas where the information is poor.

Previous to the main folding event, the post-salt stratigraphic units Post-Sal of the Lost Belt have a constant thickness. The main phase of folding happened during the Low Oligocene (36 to 30 million years). The reductions and risings ceased around 30 to 21.5 million years ago. The front crests of the anticlines were buried. The post-growth stuffed the topography between the crests of the folds and they eventually buried the high structures of the folds for 5.5 million years.

Throughout this work the horizons were iden-

tified based on their seismic character; the age was assigned taking as reference the horizons published in Losing (Fiduk et al, 1999); and they were correlated starting from the DSDP wells in the Gulf of Mexico (Feng, 1995).

Steve Hall proposes, in order to study the structural behavior of the Lost Folded Belt, to divide it in 5 zones, which are characterized by certain structural styles. It was observed that each seismic line, presents substantial changes in its structural geometry, however they can still be globalized in zones.

Zone 1. Is the prolongation of the Texan segment of Lost Belt, the fault detachments are the summit of the Autochthonous Salt; most of the faults are of high angle. The faulting is superimposed in a layer of Salt that dips toward the NW. The front fold rests on top of the Mother Salt. This geometry is clearly seen in line 510-45, USA and L-CP-0102 in Mexico. Fig.. 2.

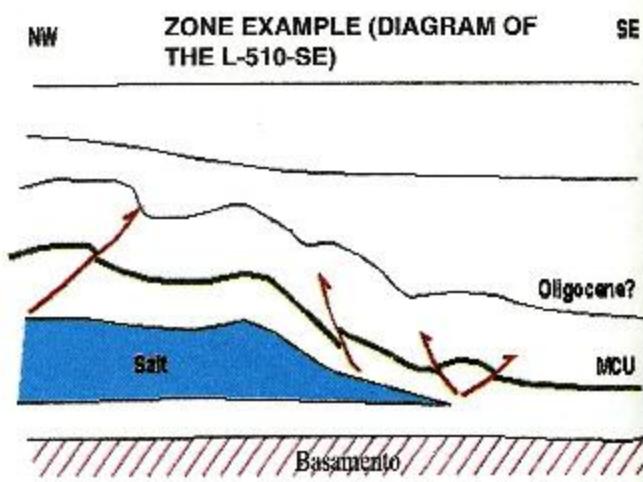
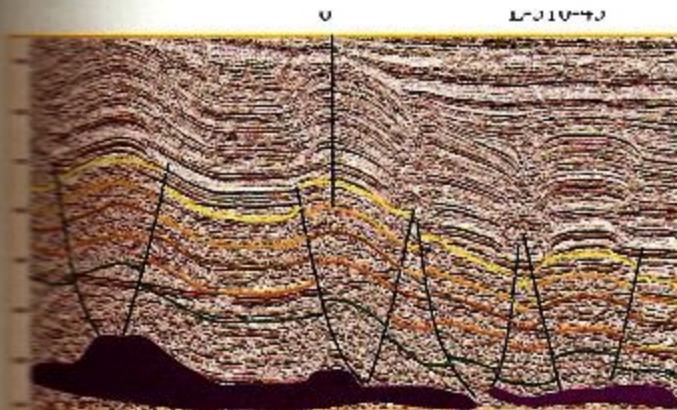


Fig.-2 Tomado de Steve Hall,  
1999.



Zone 2. Is characterized by Fish tail type faults, where the detachment occurs in the summit of the MotherSalt at Eocene level. The superior folds are on top of small diapirs of Salt displaced from the Salt Mother. This is observed from line CP-02 to line CP-114. The Salt detachment of zone 1 can be observed in the western part of this zone, but its size is smaller. In the west flank of the main fold developed on top of the mother salt, there are gravitational slidings with detachment at Oligocene level. An extensive system occurs at the summit of the fold in the compressive syncline. Fig.3

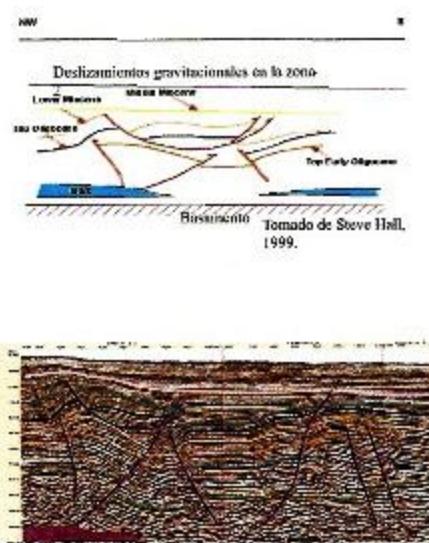


Fig. 3

Zone 3. Is characterized by faults, that detach at the summit of the Salt, similar to zone 1; in common with zone 2, there is a great structure blistered by Salt in the West. The Salt that blisters the structure is displaced in the form of a shallow layer. The displacement originates the collapse and, in consequence, the extension. The syncline formed to the East is the lowest structure regionally speaking, which suggests a displacement feature of Salt. A minor contraction could have occurred in the nuclei of the synclines due to the closeness of the folds (compression in the internal arch of a fold). As an example of this zone we have sections CP-114 to IP-02. Fig. 4

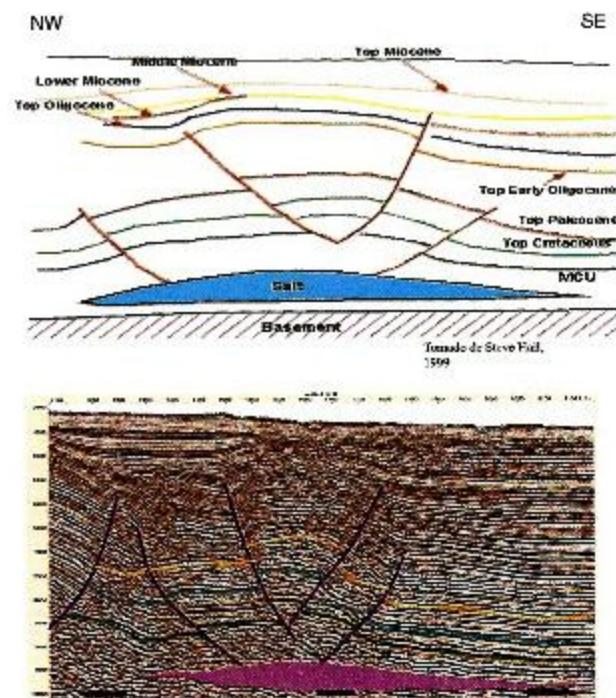
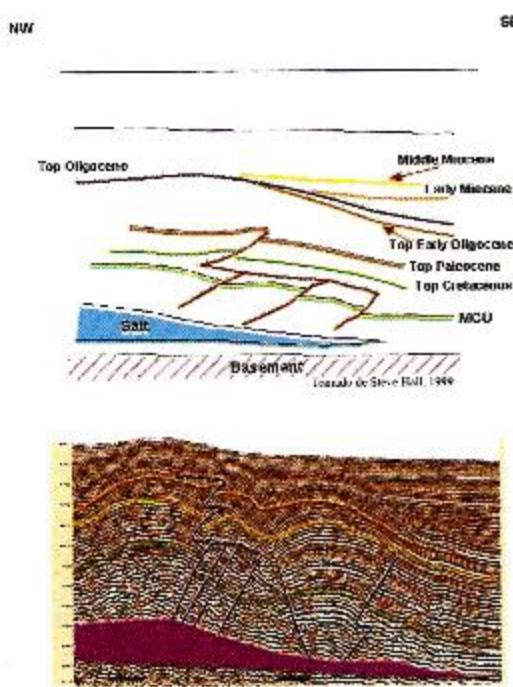
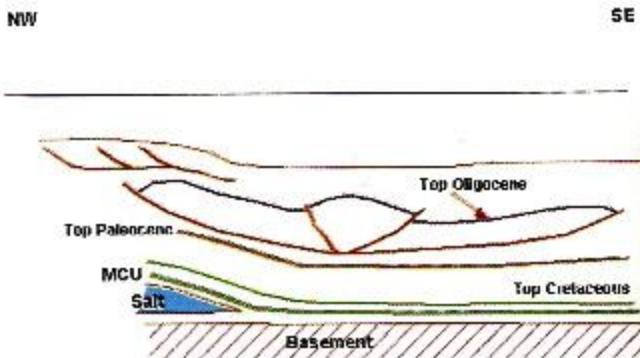


Fig. 4

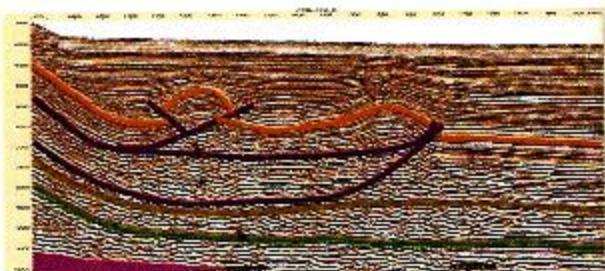
Zone 4. Is characterized by Fishtail faults, with a detachment at the Upper Cretaceous. In the summit of the Salt, the folds are now less detached regionally speaking due to the rising of the Salt Mother, the rising toward the East coincides with the flank of the last anticline of the East like in zone 3. To the West a long anticline is developed. It represents the summit of the structural crest rising, which is the continuation of the same structure viewed in zone 3. This structure is not visualized in the South part of zone 4, where there is a fold (the fourth in the West); this lies on top of a layer of allochthonous salt which was folded by a second phase of folding. The third fold in the West is collapsed by extension, detaching the faulting in the Cretaceous interval, Fig. 5.



**Fig. 5**



**Fig. 6**



Zone 5. Is characterized by the detachment in the Eocene; there are small evidences of displacement of the summit of the Salt level. These pleats are more common in Mexican mountain ranges toward the South than those in Perdido toward the North. A minor rising of Salt Mother occurs originating a rising of the Belt Folding over the regional rising. The areas on the West have been lifted more than those on the East, maybe this happens in the nuclei of the folds, the extra rising, results in a gravitational collapse of the layers on top. The fault detachment occurs in the Eocene or the Miocene. It is also possible that the compression towards the East could be balanced out by the extensional collapse in the crests of the structures. Fig . 6.

### AGE OF THE FOLDING.

It is clear that most of the folds developed during the Upper Oligocene period and Lower Miocene. Some continued their development during the Upper Miocene. It is difficult to specify the age of the folds, because the shallow horizons are wrapped in many discontinuities on the crests of the folds. Some folds have continued their reactivation during the Pliocene-Recent interval: the minor rotation of the layers and the presence of relief in marine layers, suggest a recent reactivación.

In the Perdido area, the folds have a typical geometry related with saline folds. The synclinals are narrow and the anticlines wide, the faulting has a steep angle, the fault detachment at the summit of the Salt are common. The style of the folds change quickly along them, this happens when the Salt is the nucleus. The minor anticlines could be formed close to the adjusted synclinal, and they could be developed due to two processes.

1.- The synclinals are narrow, maybe due to problems of space, some are developed in the high levels; the problem of space is only relative because they present less bending.

2.- In the high levels, the detachment occurs maybe in the Upper Eocene or Lower Oligocene periods which originated folds separated from the main fold and with a different age.

In conclusion, the Lost Folded Belt as observed in the United States presents style changes compared with what is observed in Mexican waters. These changes are due to the combination of several detachments (from the horizons as well as those from the faults), and to the degree of rising of the Salt which forms the nucleus of the structures.

All the structures were formed due to gravitational processes. It is probable that the compression could be balanced toward the West in the area of the platform, although in some cases, these ideas could be wrong. It is also possible, that during the greatest development of the fold, the flank could be unstable and then have less sliding associated with it. Another model suggests that the location of the layer of Salt produce instability with the rising, which creates a downward compression. The extension will be filled with flows of silts inside the layer of Salt.

### CONFIGURATIONS.

The landslide of horizons, was carried out,

following the behavior criteria (identification of width and frequency) of the seismic signal in the sections in paper, the several widths were considered, as well as the indicative features of continuity and discontinuity of the horizons (indicated by the logical geological behavior).

Four horizons were configured, and they correspond to: Middle Miocene (pink), Lower Oligocene (orange), Paleocene (brown) and Middle Cretaceous (green); these configurations were only made covering lines 110 to 124 (which corresponds to the area of Lost Fold Belt only). Fig. 7

### 3.2.2 STRUCTURAL SYSTEM MINIBASINS AREA

In order to evaluate the model in the zone of Alochtonous Salt, it was necessary to reprocess the seismic information from the area; the result, was an improvement in the subsalt visualization; some subsalt as well as minibasin exploratory opportunities were recognized. The recognition of subsalt structures becomes a difficult task, because the seismic images allow the observation of the entrance to the salt packs (according to the width of the signal). However the thickness as well as the base of such Salt, in most of the cases is impossible to visualize; that is why it is necessary to model the salt packs (play in the reprocess with several speeds and volumes of Salt until the appropriate is found and then apply them to the models). This leads us to consider the necessity of using the reprocess migration in prepiling depth, in order to visualize and determine the subsalt structures (Fig. 9).

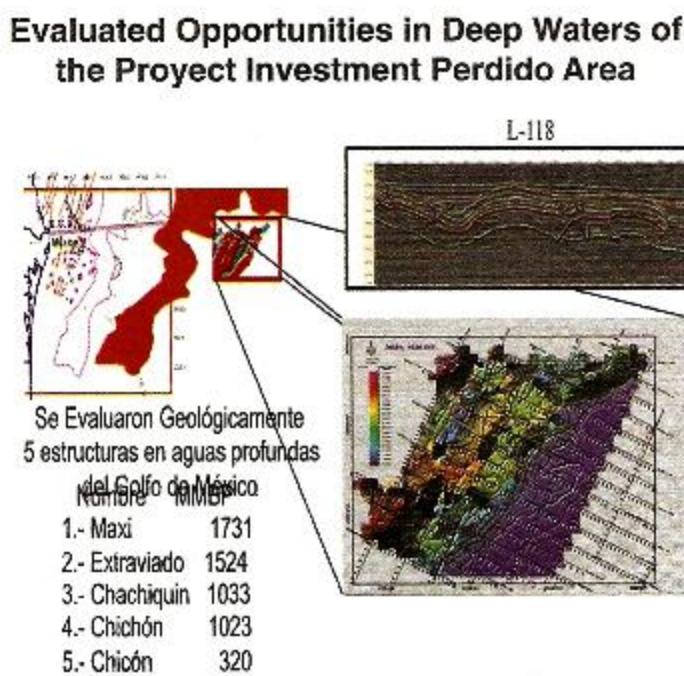
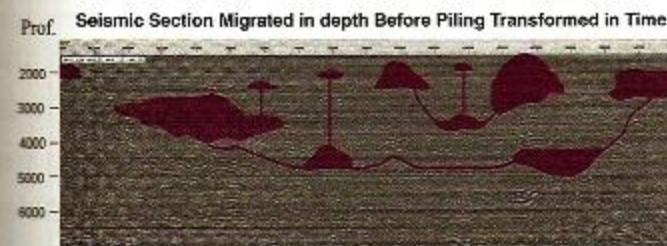
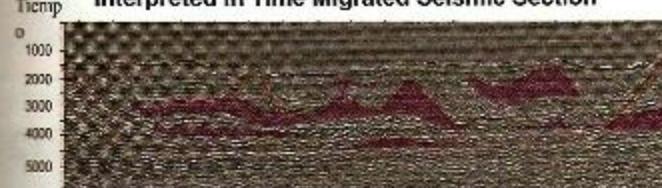


Fig. 7

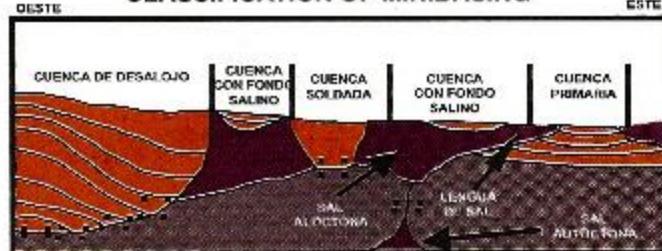
For this area, geologic models with seismic representative sections were proposed, in order to mark the area with possible gas traps. Fig. 8.

**Schematic Section Based on Seismic Line 54****Fig. 8****Interpreted in Time Migrated Seismic Section****Fig. 9**

The figure shows the zone of subsalt structures, which correspond to the lower part of the [canopis]. These type of structures should not be considered lightly due to the "pull up" phenomenon that they could create, as a result of the high speed originated by the layer of Salt (we might not have the correct position of the subsalt strata). The study of these visualized opportunities has been postponed momentarily because the depth at which they would have to perforate.

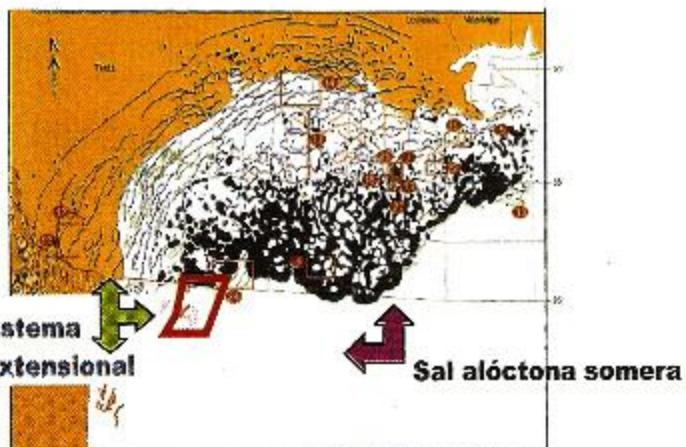
For the moment it is postulated the need to acquire new documentary information in order to carry out the complete evaluation of the visualized opportunities.

Figure 10 shows the several types of basins observed in the minibasins area

**CLASSIFICATION OF MINIBASING****Fig. 10****SECCIÓN ESQUEMÁTICA REPRESENTANDO LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS TRES ZONAS EN EL PROYECTO FRONTERIZO****3.2.3 STRUCTURAL SYSTEM. BRAVO DELTA AREA .**

Finally and of great interest due to the new strategies dictated by PEMEX, is the analysis of the Basin of evacuation of Salt (Bravo Delta), in the NE of Mexico, which seems to be the most likely to incorporate hydrocarbons in the area

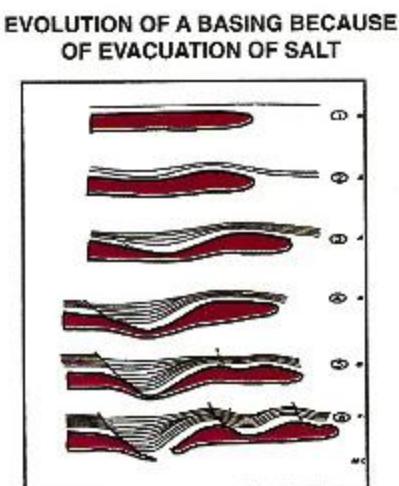
The Bravo Delta Investment Project is located in the Exclusive Economic Zone of Mexico, in the prolongation to the south of a profuse extensional system in which a great amount of marine hydrocarbons have been discovered



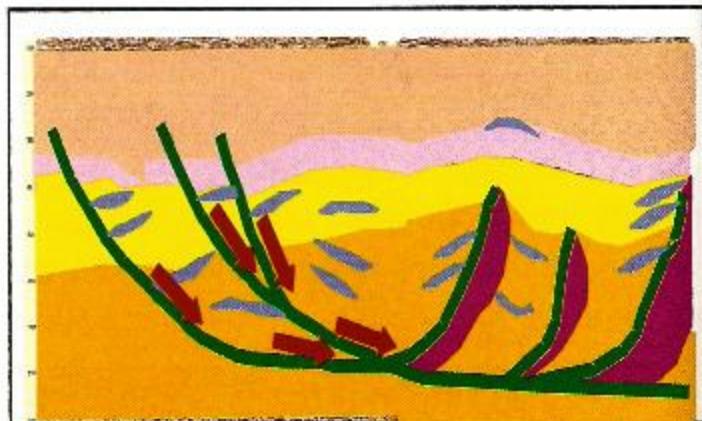
**Fig. 10A**

The extensional system and the distribution of the sands have been controlled by the flow of Jurassic Salt, that has provided roads of migration, efficient seals and also influence the flow of heat in the area.

The seismic interpretation in the area, has enabled the recognition of the existence of a sedimentary basin, filled with sediments from the Miocene which was formed by the evaporation of a great layer of Salt that was "squeezed" East by the sediments weight (Fig. 11).

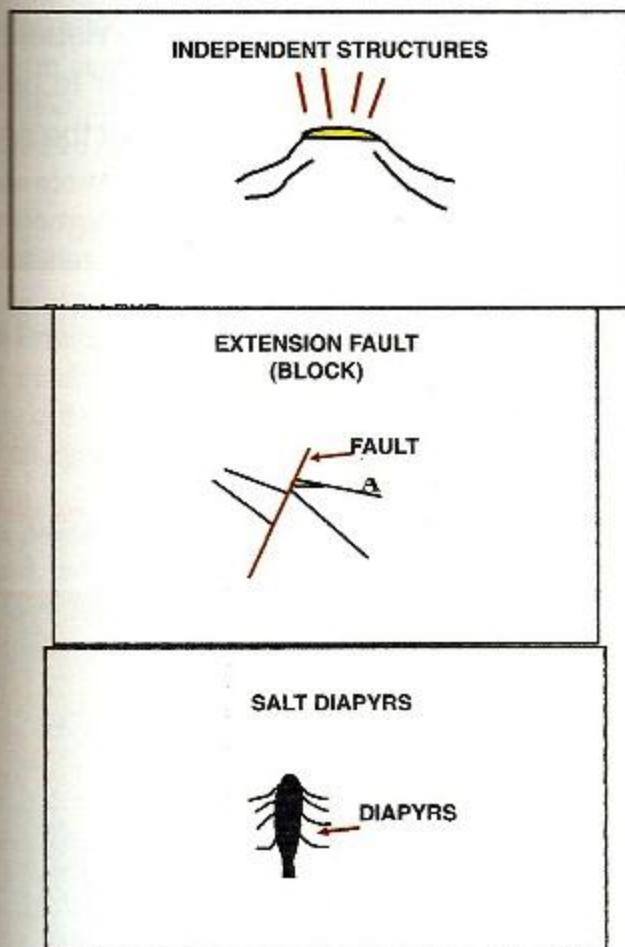


**Fig. 11**



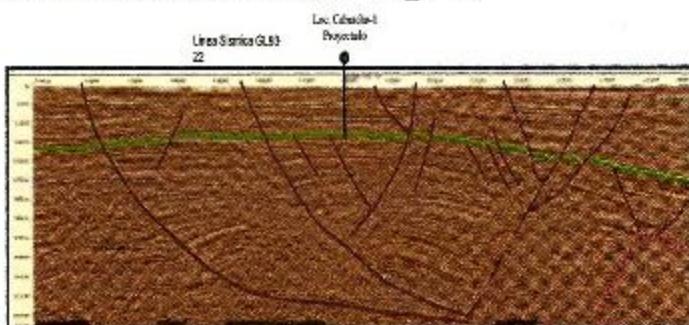
**Fig. 12**

The sedimentary material came from the mouth of the Rio Grande River which was located inland of the current coast, the sedimentary model indicates that delta facies existed as well as the development of sand bars toward the area of the oil fields: Matamoros, La Luz and Santa Fe. During the process of expulsion of Salt a system of normal faults was developed. Such system caused the formation of big anticline structures by sliding, saline domes, inclined blocks against faults and flat bottom anticlines also known as "Turtles" (Figs. 12, 12a). In the adjacent areas these structures are potential traps of hydrocarbons being of similar importance along the whole coast of the Gulf of Mexico and in the States of Texas and Louisiana in the USA as well as in Reynosa, Tamaulipas.



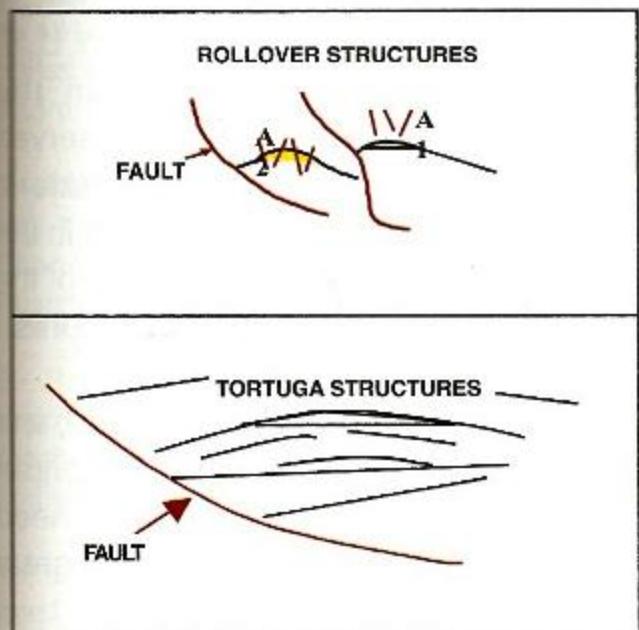
**Fig. 12A**

The displacement of the mass of Jurasic Salt in form of stratum, housed between layers from the Oligocene occurred in a first migration, and was dislodged through welds to the East of the Gulf. Fig. 13



**Fig. 13**

In the Fields of Reynosa, the Miocene Play is of marginal reservation. As for the land in Padre Island, the information indicates that the potential of the area is poor. On the other hand, it is considered that the eventual flow of currents from North to South it could have carried out a more efficient distribution of sands toward the area of the Project.

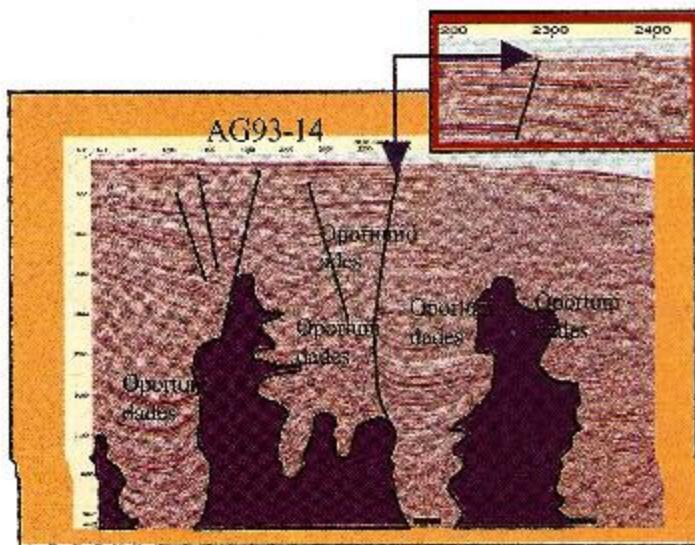


The recent studies in the Área of Padre Island, show that the origin of the hydrocarbons is not very well-known, it is considered that they could be shales from the Late Oligocene, being the main limitation of the Play the efficiency of the rock seals (Shenk C.J. et al, 1999).

On the Mexican side, we know exist a hydrocarbon generating potential from regular to good in the cut silts from the well

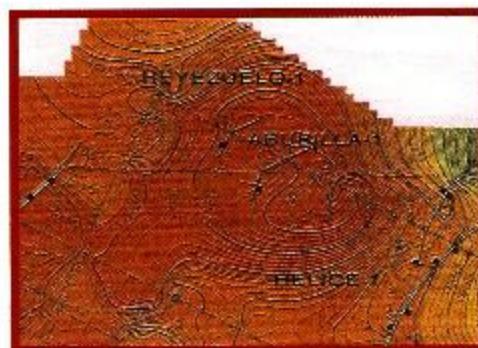
Neptune- 1A and the Litoral- 1 well, which could improve toward the East because at bigger depths these sediments, could reach the conditions needed by the organic material in order to produce gas.

There are also indications of hydrocarbons emanations detected by the analysis of the seismic lines, these are small volcanos in the sea bottom, connected with faults that are deepened toward the anticline structures and that they serve like an escape to the hydrocarbons from the location. On the other hand, it is outstanding the diffuse aspect of the seismic image in the sides of the faults, this loss of definition is associated with the presence of gas. Figure 14, illustrates a typical structure of the Bravo Delta Project, in the detailed square it is observed a volcano formed by gas escapes. Fig. 14

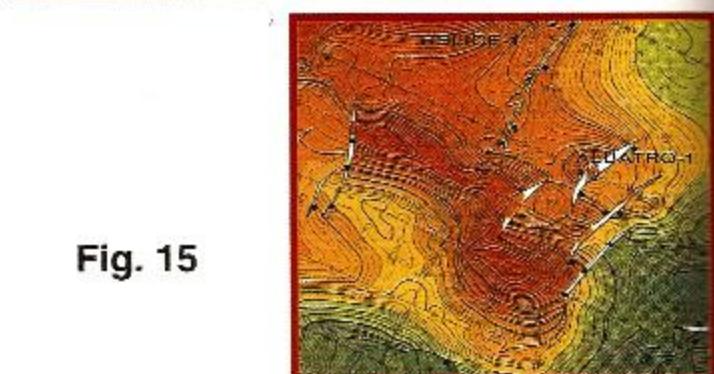


**Fig. 14**

The configurations of two of the 29 visualized prospects were elaborated, in order to begin with the evaluation of the potential of the area, Fig. 15.



**Fig. 15**



#### 4.- CONCLUSIONS.

The Folded Lost Belt, observed in U.S. Territorial Waters, has changes in the structural style compared to those observed in the South in Mexican Territorial Waters, these changes are due to the difference in the fault detachments and the rising degree of the salt that forms the nucleus of the structures.

The Perdido area possesses oil potential, and it has already been demonstrated in its American counterpart (Baha-1). In our country, we need to solve the problem of drilling a well at great water depths (2500 to 3000 m.)

For the area of allochthonous salt, it is necessary to continue with the reprocessing of seismic lines in order to evaluate the model of the area. The results will help us establish the correct position of the visualized opportunities. It also is essential to migrate some more seismic sections, in order to make in-depth transformations of the more reliable visualized opportunities.

The Bravo Delta area, is an evaluation project of high-risk potential. The exploratory strategy is aimed to carry out activities in order to confirm the existence of the oil system and incorporate the reserves.

The project is geologically defined as a salt evicting basin, which originates a structurally distensive system. This motivated the formation of a great amount of potential hydrocarbon traps in the Miocene play.

Even though in neighboring areas of the project, the Miocene has not yielded much oil, the conditions toward Mexican Territorial Waters could improve. There have been detected more than 250 points of possible emanations of hydro carbons in the sea bottom, as well as big potential traps, of which very little is known due to the extensive spacings between the seismic available lines up to this date.

#### **5.- REFERENCES.**

- 1.- Ali M. AL-Ghamdi [and] Joel S. Watkins. Structural Styles and Depositional History of North and South Padre Island OCS Areas, Offshore South Texas.
- 2.- Atlas of Northern GOM Gas and Oil Reservoirs Vol. 1 and data base, published by the Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA.
- 3.- Barry C. McBride, Mark G. Rowan, and Paul Weimer. The Evolution of Allochthonous Salt Systems, Northern Green Canyon and Ewing Bank. (Offshore Louisiana), Northern Gulf Mexico.
- 4.- Bruce D. Trudgill, Mark G. Rowan, J.Carl Fiduk and Paul Weimer. The Lost Fold Belt, North western Deep Gulf of Mexico : Part 1. Structural Geometry, Evolution and Regional Implications.
- 5.- Fiduk J.C., B.C. McBride, P. Weimer, M.G. Rowan, B.D and. Trudgill, 1995, Defining the basinward limits of salt deposition northern Gulf of Mexico , in C.J.Travis, B.C.Vendeville, H.harrison, F.J. Peel, M.R. Hudec, B.F.Perkins and, Salt, Sediments Hidrocarbons and: Gulf Coast Association SEPM 16th Annual Research Conference Proceedings, p. 53-64.
- 6.- Final Internal Report of Pemex: Study "Potential Remnant of the Project Integral Basin of Burgos."
- 7.- Report Internal Pemex: Well Neptune 1-A
- 8.- final Internal Report of Pemex: "Study of Border Plays," 1999.
- 9.- Map of Predict you oil tankers of the Gulf from Mexico in USA Published by Offshore Magazines, 1999.
- 10.- Railroad Commission Texas of, data of 1993 to 1999, Read Production North of Island Father, South Island Father, Matagorda Island and Mustang Island.
- 11.- Remaining Oil [and] Resource Gas [beneath] Father Island National Seashore. U.S.G.S., Denver, Colorado. (Appears in the text, as referred by their authors Shenk C.J. et al , 1999)
- 12.- Report of Investigations N° 150. Lower Miocene (Fleming) Depositional Episode of Texas Coastal Plain and Continental Shelf. Bureau of Economic Geology. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, U.S.A.
- 13.- Steven J.Seni, Tucker F.Hentz, Williams R. Kaiser, and E.G.Wermund. Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs V-1 Miocene and Older Reservoirs.

## Marco A. Rodríguez Uribe

- Educación**
- 1975.-Ing. Geofísico I.P.N.
  - 1992. Maestría en Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo U.N.A.M. (Obteniendo el Grado de Maestro en 1993)

**Intereses y actividades** Interpretación Sísmica (Interpretación Geológica-Geofísica) Tectónica Regional

**Idiomas** 70% de Inglés

- Experiencia laboral**
- 1982 – 1988 Pemex Exploración y Producción Coatzacoalcos, Ver.
  - 1988 – 1992 Pemex Exploración y Producción Dtto. San Luis Potosí
  - 1992 – 2001 Pemex Exploración y Producción Poza Rica Ver.
    - 1982 – 1988.- Geofísico en diferentes Brigadas Gravimétricas, Magnetotelúricas y Sismológicas como Geofísico de campo y en el Dpto. de Interpretación como Geofísico Auxiliar en Interpretación.
    - 1988 – 2001 Dpto. de Interpretación como Geofísico Intérprete.
    - 1997 Supervisión de la Interpretación Geofísica-Geológica del Cubo 3D del Campo Santa Águeda en Houston Texas.
    - 1998 Colaborando en la Interpretación Geofísica-Geológica en el Proyecto La Dona (Aguas Internacionales en el Golfo de México); en la C.E.E. Villahermosa, Tab.
    - Actualmente labora como Intérprete en la Coordinación de Proyectos Marinos en los Proyectos: Perdido y Delta del Bravo.

**Asociaciones profesionales** AMGE, AMGP, AIPM.

Ha participado en trabajos sobre exploración presentados en los siguientes foros:

- Congreso AIPM 1993, Ciudad del Carmen, Campeche. (Coautor)
- Convención AMGE de 1998, Veracruz, Ver.(Autor Principal)
- Congreso ALG-AMGE 2000, Villahermosa Tab. (Autor Principal) Premio al Mejor trabajo Presentado.
- Congreso Hedberg AMGP-AAPG de 2001, Veracruz, Ver. (Coautor).

## **Interpretación Geofísico-Geológica en el Proyecto Delta del Bravo.**

**Marco A. Rodríguez Uribe, Jaime Patiño Ruiz, Edilberto R. Hernández Flores y Alberto R. Gómez González., Pemex Exploración y Producción Región Norte (Activo de Exploración Misantla – Golfo de México).**

### **Resumen**

El área fronteriza en el Golfo de México está dividida de Este a Oeste en tres provincias geológicas: Cinturón Plegado Perdido, Zona de sal alóctona y Cuenca de evacuación de Sal (Delta del Bravo).

En este trabajo tratamos el análisis Interpretativo de la Cuenca de evacuación (Delta del Bravo), al NE de México. Esta zona es la continuación de los sistemas de fallamiento Clemente-Thomas, Corsair y Wanda del área Norte y Sur de Isla del Padre, así como la Cuenca de Burgos al Oeste, lo cual son elementos indispensables y considerados en la evaluación de nuestro estudio.

En esta área solamente se ha perforado un pozo que resultó seco (Neptuno 1A). Recientemente, la interpretación de sísmica 2D, los métodos potenciales y la adquisición de muestras de hidrocarburos en el fondo marino han permitido identificar áreas con potencial de gas, lo cual origina que ésta adquiera un interés especial.

La interpretación sísmica mostró la existencia de tres sistemas estructurales dominantes en el área; el primero es por desalojo de sal y/o arcilla a través de soldaduras hacia la parte Este del Golfo, debido a los grandes volúmenes de sedimentos aportados por el Río Bravo, dando origen a un sistema extensional temprano que afecta a sedimentos del Oligoceno y posiblemente del Pre-Oligoceno.

Un segundo sistema es el compresional que se caracteriza por anticlinales angostos de apariencia dómica y cuerpos diapíricos nucleados por el material dúctil, movilizado en el despegue del sistema extensional temprano.

Finalmente se presenta un sistema extensional tardío que ha seguido el avance de la plataforma progradante, desarrollándose fallamiento sobre las crestas y los flancos de las estructuras compresivas.

Los Plays potenciales que se trabajan son:

- 1.- Anticlinales por resbalamiento de falla normal o roll-overs del sistema extensional temprano.
- 2.- Anticlinales y flancos de los diapiros.
- 3.- Minicuenca entre las estructuras compresionales.
- 4.- Charnelas colapsadas o “barquillos” y los bloques de falla del sistema extensional tardío.

### ***I.- Introducción***

En el área del estudio Fronterizo se identificaron 3 dominios tectónicos - estructurales (Fig. 2), en los que el flujo de sal ha sido responsable de los mecanismos de deformación que impulsaron el fallamiento y plegamiento del paquete sedimentario. Los Dominios Tectónicos - Estructurales se han denominado: Cuenca de Evacuación de Sal, Zona de Sal Alóctona y Cinturón Plegado Perdido. En cada dominio se pueden distinguir diferentes formas de plegamiento, tipos de fallas y superficies de despegue.

En este trabajo nos enfocamos al dominio tectónico – estructural Cuenca de evacuación de sal (Delta del Bravo); se ubica, en el límite norte de la Zona Económica Exclusiva, frente a la costa Norte de Tamaulipas; en dicha área, existen estructuras geológicas importantes, por su historia de formación y la cercana relación que guardan con zonas donde se han efectuado descubrimientos de hidrocarburos.

El área es de gran interés estratégico debido a que algunas de las estructuras pueden tener continuidad hacia el territorio de los EE.UU. y en México no se contaba con información de apoyo suficiente para la toma de decisiones respecto a su eventual desarrollo petrolero, también la necesidad de contar con los volúmenes de gas indispensables para el consumo interno en nuestro país, ha motivado al Activo de Exploración Misantla - Golfo de México de la Región Norte de PEP, a incluir dentro de sus trabajos el Proyecto de Inversión Delta del Bravo.

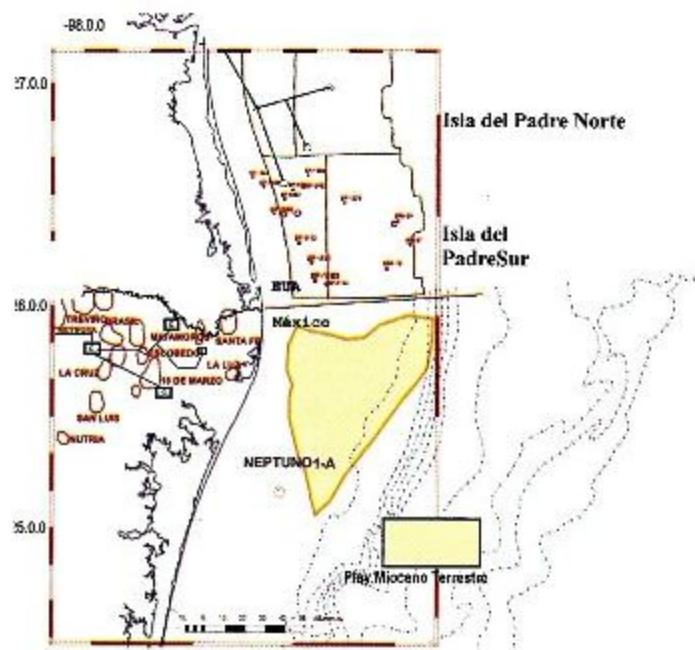
El estudio se encamina al análisis de la información antecedente, la identificación de las oportunidades petroleras y su jerarquización.

#### A.- Antecedentes

El área de estudio Delta del Bravo se ubica en la zona económica exclusiva del Golfo de México frente al litoral norte del Estado de Tamaulipas, dentro de la plataforma continental; es la continuación oriente de la Cuenca de Burgos así como la extensión sur de las concesiones petroleras en Isla del Padre Norte y Sur de los Estados Unidos de Norteamérica.

En los límites del proyecto no existen antecedentes de producción pero al norte, dentro de la Zona Económica Exclusiva de los EE.UU., se han perforado pozos descubridores de yacimientos de gas en el Mioceno, con producción marginal.

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 el cual se ha estimado un Recurso Probable de 1 MMMMPC. La Fig. 1 muestra la ubicación del play Mioceno en tierra y los predios Isla del Padre Norte y Sur



**Fig. 1**

La tabla 1 muestra los Proyectos sísmicos adquiridos en Delta del Bravo y áreas circunvecinas y algunos detalles de ellos son comentados a continuación.

Los estudios exploratorios se iniciaron en el área en 1971 con levantamientos sísmicos regionales y de semidetalle. El Prospecto Matamoros del Área Este de Matamoros, fue uno de los primeros en adquirirse, el cual fue reprocesado en el año 2000; tiene solamente 6 segundos de grabación y 200 metros entre puntos de tiro.

En 1993 se obtuvo nueva sísmica en el Prospecto Matamoros - Laguna Madre; dicha información fue reprocesada entre 1998 y 2000 por la compañía Andrews Group International y por el Instituto Mexicano del Petróleo.

NO. DE LINEAS	TOT. KMS.	AÑO ADQ.	AÑO REPR.	PROSPECTO SISMICO	AREA	TIPO
28	2493	1971	2000	MATAMOROS	ESTE DE MATAMOROS	2D
18	2612	1993	1998-2000	MATAMOROS	LAGUNA MADRE	2D
1	200	1996		CINTURON PERDIDO	GOLFO DE MEXICO	2D
10	1567	1999		LITORAL DEL GOLFO	GOLFO DE MEX	2D

**Tabla 1**

En 1996 se hizo el levantamiento sísmico Cinturón Perdido, del cual solamente una sección sísmica se introduce al área de interés.

Por último en 1999 se obtuvieron 10 líneas sísmicas 2D (Tabla 1) del Prospecto Litoral; con esto observamos que la malla de adquisición sísmica que cubre el Prospecto, es de 2.5 a 5 kilómetros entre línea y línea.

En cuanto a Pozos, en 1973 se perforó el Neptuno 1-A, que resultó improductivo seco y alcanzó 4009 mbmr. Es el único Pozo del área y permitió establecer la columna sedimentaria del Mioceno correspondiente a una secuencia clástica de origen marino, de ambiente nerítico medio – externo a batial, esencialmente regresiva y progradante. Sobreyace a esta secuencia, una sección alternante de areniscas y lutitas de ambientes someros y de edad Plio-Pleistoceno, con espesor de 1120 m.

Durante 1995 y 1996 se desarrollaron estudios dentro del Proyecto de Inversión Matamoros y se identificaron oportunidades exploratorias, documentándose también la localización Nautilus 1, que no llegó a perforarse debido a la cancelación del Proyecto de Inversión.

Al mismo tiempo en el área contigua al oriente, se llevaban a cabo estudios de interpretación regional del Proyecto de Inversión Golfo de México "A", con líneas sísmicas regionales, mejor adquiridas y procesadas y con mayor grabación que alcanzaban las aguas someras del Proyecto Matamoros. Estas cualidades de la sísmica permitieron proponer un modelo geológico en el que se involucra la presencia de un sistema extensional somero y cuerpos intrusivos de sal que favorecieron la formación de numerosos y variados tipos de trampas.

Desde el 2000 se realizan estudios de interpretación dentro del Proyecto de Inversión Delta del Bravo.

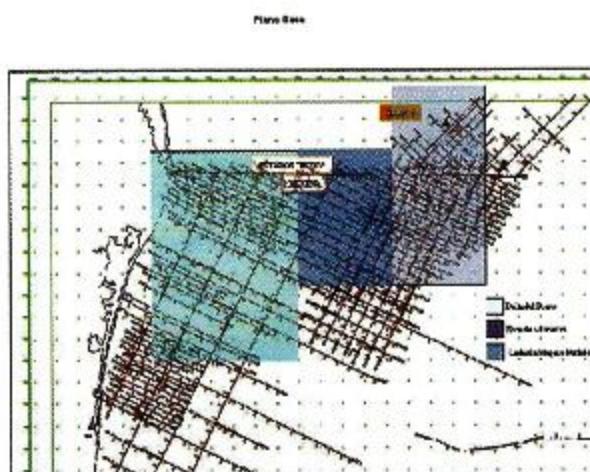
### B.- Ubicación Geográfica

El área del Estudio de Evaluación del Potencial Delta Del Bravo (Fig. 1) tiene la forma de un polígono irregular con las siguientes coordenadas (Tabla 2):

Lado	Longitud	Latitud
A	97 ° 00'	26 ° 00'
B	96 ° 00'	26 ° 00'
C	96 ° 30'	24 ° 15'
D	97 ° 20'	24 ° 40'

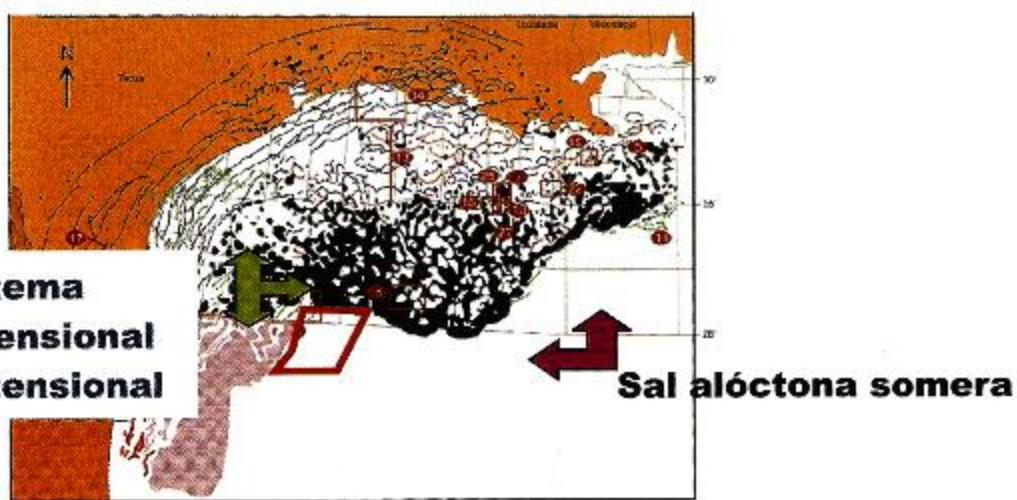
**Tabla 2**

El estudio se encuentra al Oriente de la Cuenca de Burgos, al Sur de la línea fronteriza que limita la Zona Económica Exclusiva de Estados Unidos de Norteamérica y México, al Poniente del Área de Sal Alóctona y al Norte del Proyecto Golfo Sur. Es un estudio en la zona marina donde las profundidades del fondo marino van de 40 hasta 225 metros (Fig. 2).



**Fig. 2**

Es la continuación al sur de un sistema extensional profuso en el cual se han realizado una gran cantidad de descubrimientos marinos de hidrocarburos (Fig. 3)



**Fig. 3**

El sistema extensional y la distribución de las arenas han sido controladas por el flujo de Sal Jurásica, que ha proporcionado además vías de migración, sellos eficientes y ha influenciado el flujo de calor en el área.

## **I.- Objetivos**

El estudio Delta Del Bravo tiene como objetivo principal evaluar el potencial petrolero en la zona marina fronteriza de México y los Estados Unidos de Norteamérica en tirantes de agua someros donde pudieran encontrarse trampas potenciales de hidrocarburos cuyas dimensiones implicaran posibles yacimientos compartidos y determinar el riesgo exploratorio.

Identificar nuevas oportunidades exploratorias y evaluar un recurso potencial de gas que varía de 0.8 (P90) a 8 (P10), con una media de 2.15 (P50) MMMMpc en un período de 5 años, con la perforación de 3 pozos en el play Mioceno, de un total estimado que varía entre 3.5 (P90) y 33.8 (P10), con una media de 9 MMMMpc (P50), distribuidos en 21 oportunidades exploratorias con un riesgo geológico de 1:6.

## **II.- Análisis Técnico**

El presente es un estudio de Plays en un Proyecto de Inversión de Evaluación del Potencial. Dicha evaluación de hidrocarburos se realizó mediante la configuración de cuatro horizontes en el Mioceno en la parte Norte del Proyecto y la identificación en líneas sísmicas de trampas potenciales de hidrocarburos en el área. La definición de las mismas se apegaron a los siguientes aspectos:

- 1.- Se utilizaron un total de 57 líneas sísmicas bidimensionales que suman 6872 kilómetros lineales y conforman una red donde los espaciamientos entre líneas van de 2.5 a 5 kilómetros.
- 2.- En el área solamente se encuentra el Pozo Neptuno 1A, que se localiza en el extremo Occidental del polígono. La penetración de dicho pozo alcanzó 4009 metros, cortando sedimentos terrígenos de ambientes someros del Plio-Pleistoceno y de ambiente nerítico medio - externo a batial del Mioceno. La última secuencia sedimentaria es de edad Mioceno inferior según algunos autores. Por lo anteriormente expuesto no existe posibilidad de amarrar los horizontes sísmicos con unidades lito estratigráficas más antiguas. Se considera que la columna sedimentaria subyacente incluye a todo el Paleógeno, el Cretácico y el Jurásico Superior y Medio.

3.- La Porción Occidental del área ésta afectada por un intenso dislocamiento extensional, que dificulta el corrimiento de horizontes sísmicos de manera confiable. De la parte central hacia el Oriente se observan cuerpos de sal y/o arcilla intercalados y penetrando a la secuencia sedimentaria que impiden identificar horizontes sísmicos bajo los mismos.

4.- Las limitaciones que imponen los datos implican que los Plays que se postulan en este estudio son **hipotéticos** así como los **Sistemas Petrolíferos**.

### Presencia de Gas

Las secciones sísmicas 2D que hemos interpretado, muestran grandes estructuras y en algunos casos sobre ellas, zonas donde la señal es difusa, sugiriendo presencia de gas, así como conexión de las mismas estructuras (a través de fallas) con pequeños volcanes (chimeneas de gas) Fig. 4. Se llevaron a cabo dos campañas de muestreo de fondo marino en las que se ha confirmado en 8 muestras obtenidas presencia de gas termogénico y en tres, asfalto (Plano Base Fig. 5).

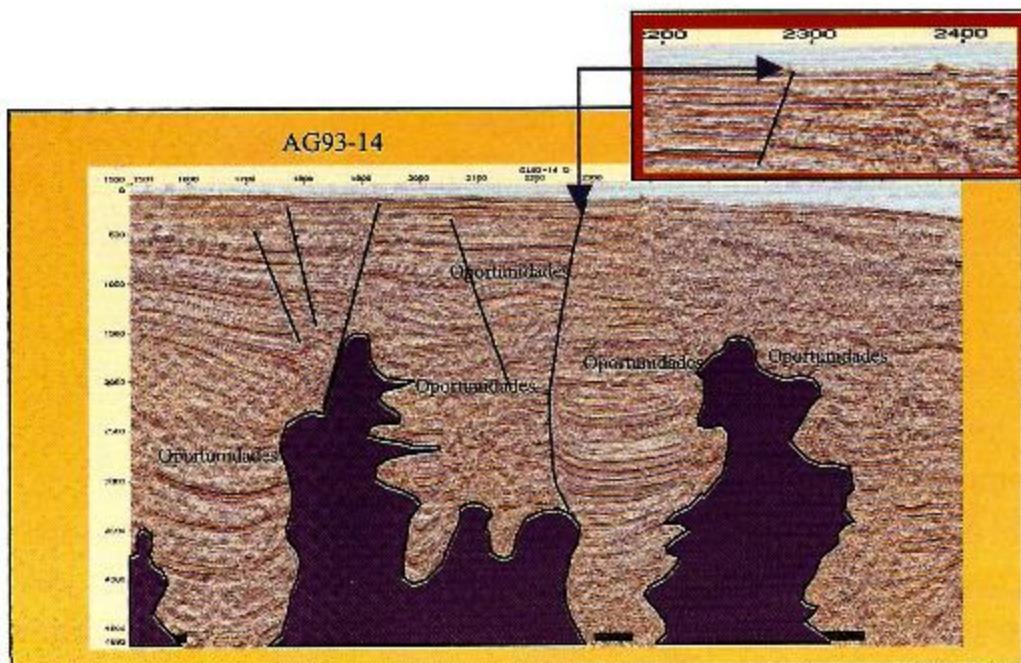
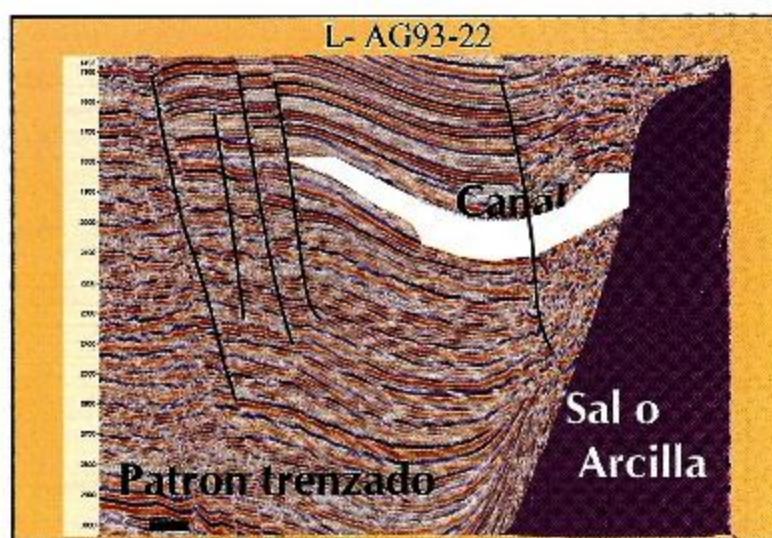


Fig. 4

#### A.- Marco Estratigráfico

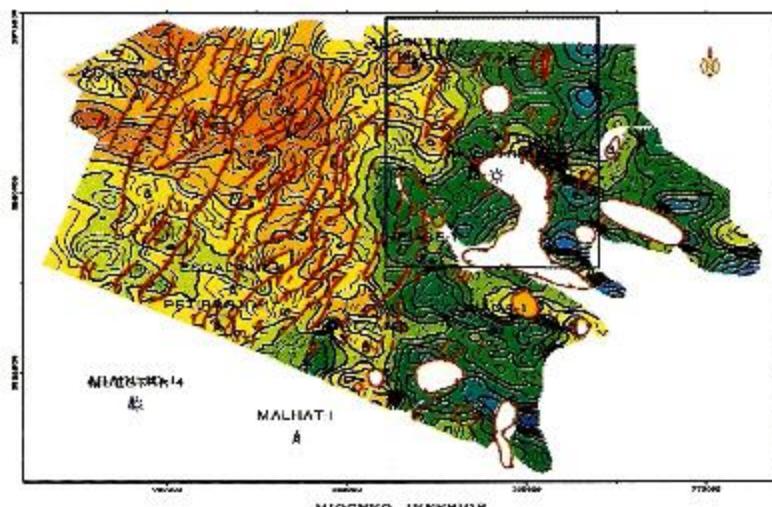
La estratigrafía del área en la parte oriental se define por la existencia de un paquete de Sal y/o arcilla intercalado entre los sedimentos del Neógeno y con la información actual es imposible hacer una correlación razonable en el área. En la parte Occidental se extrapoló la información del Pozo Neptuno –1A, (Fig. 10), el cual cortó sedimentos del Plio-pleistoceno y del Mioceno. En este pozo se han realizado por lo menos 4 estudios paleontológicos con diferentes tipos de organismos y criterios estratigráficos, en la columna del Mioceno, por lo que la columna propuesta es discutible (Tabla 3), el pozo se encuentra en la zona extensional que hacen difícil la correlación de los horizontes a través de las líneas sísmicas hasta el área de interés; a pesar de lo anterior se realizó una correlación tentativa en cuatro horizontes (Miocene Sup., Intra miocene, Medio e Inferior) con sus respectivos mapas configurados (Fig. 5), con la finalidad de tener una idea de la edad de los paquetes sedimentarios que arman las estructuras en la parte cercana a la costa. Debido a lo tentativo de las correlaciones nos parece prematuro asignar una edad a las estructuras bosquejadas ya que se presentan en varios niveles de reflejos identificados en sísmica.



**Fig. 5**

**Rasgos estratigráficos observados en las secciones sísmicas.**

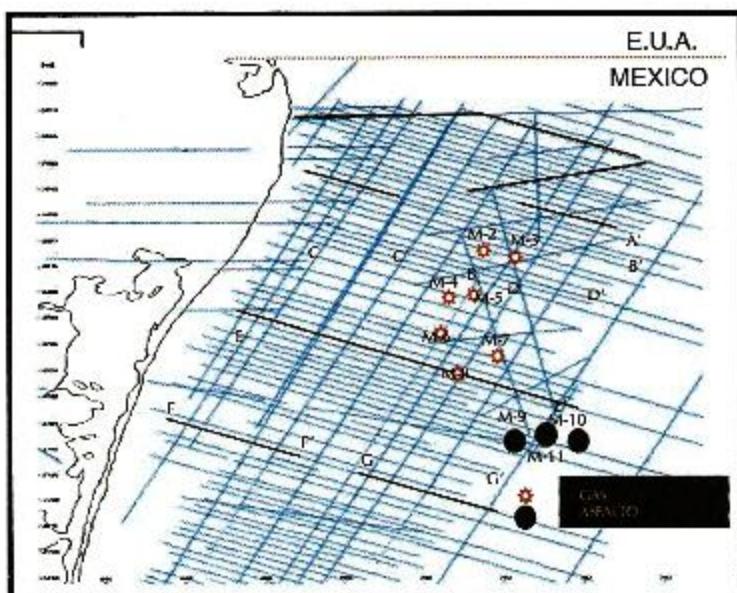
### CONFIGURACIÓN EN PROFUNDIDAD



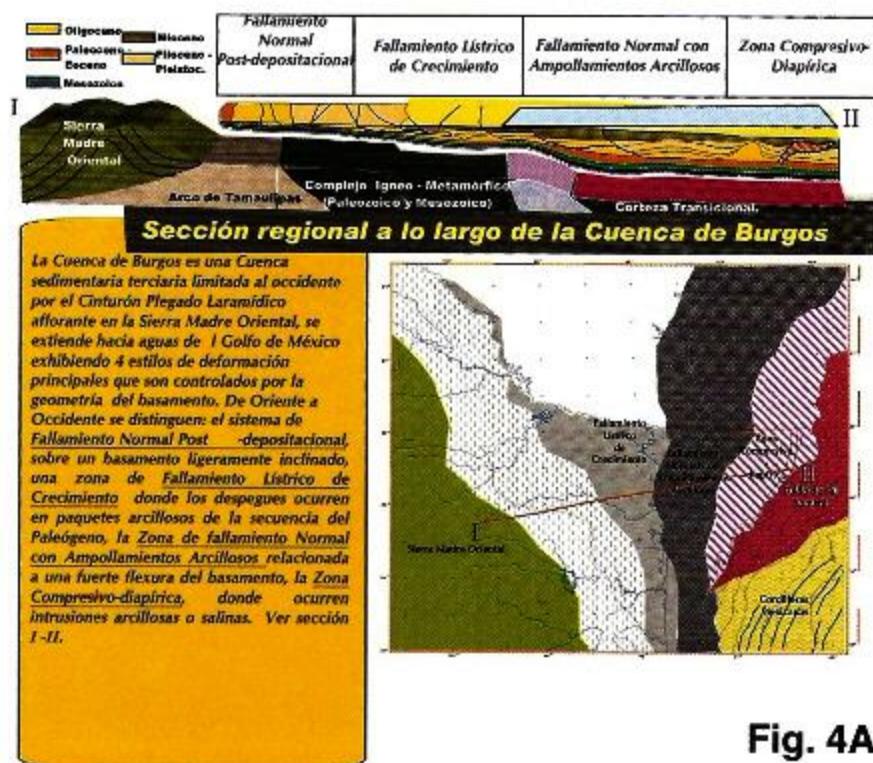
**Fig. 6**

### B.- Marco Estructural

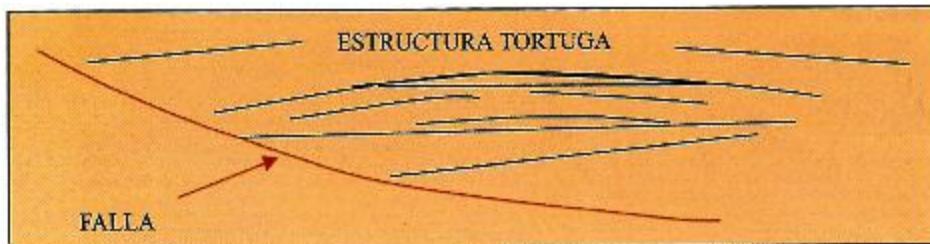
En el área del estudio se pueden identificar 3 Sistemas estructurales, en los que el flujo de sal y/o arcilla, ha sido responsable de los mecanismos de deformación que impulsaron el fallamiento y plegamiento del paquete sedimentario. Las secciones AA' y EE' (Plano base Fig. 7 y Figs. 4A y 8) muestran los tres sistemas estructurales representativos del área.



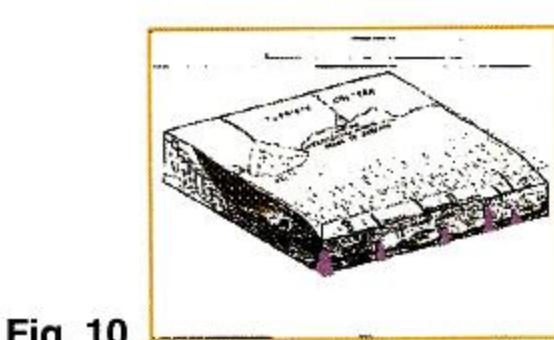
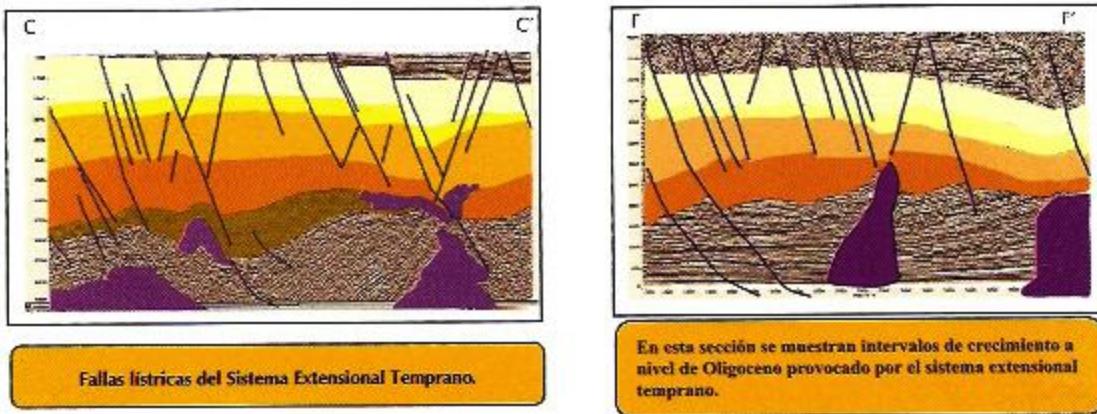
**Fig. 7**


**Fig. 4A**

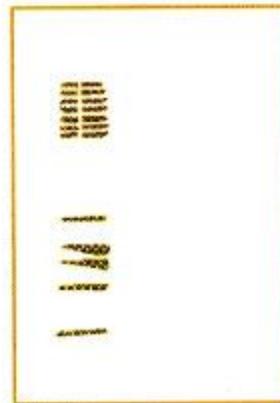
El primer sistema se ubica hacia la parte occidental, próximo a la costa actual y consiste en un sistema extensional temprano que afecta a sedimentos del Oligoceno y posiblemente del Pre-Oligoceno (Fig. 9). Se trata de grandes fallas normales lísticas con despegue profundo, relacionadas con la movilización de un sustrato dúctil (Arcilla o Sal) que ha sido desalojado hacia el oriente del área, como respuesta a una carga anormal de sedimentos. De acuerdo a estudios Paleogeográficos (Galloway et al, 2000), existió una progradación importante en el Oligoceno, lográndose un avance hacia la Cuenca de decenas de kilómetros y un aporte extraordinario de clásticos. El material sedimentario provino de la desembocadura del antiguo Río Bravo que se situaba tierra adentro de la línea de costa actual, el modelo sedimentario (Fig. 10) indica que existieron facies deltaicas y desarrollo de barras de arena hacia el área de los campos petroleros: Matamoros, La Luz y Santa Fe. Durante el proceso de expulsión de sal y/o arcilla se desarrolló un sistema de fallas normales que provocó la formación de grandes estructuras anticlinales por resbalamiento, domos salinos y/o arcillosos, bloques inclinados contra falla y anticlinales de fondo plano conocidos como "Tortugas" (Fig. 5A). En las áreas adyacentes estas estructuras son trampas potenciales de hidrocarburos encontrándose análogos importantes a lo largo de toda la costa del Golfo de México en los Estados de Texas y Louisiana en los EE.UU. así como en Reynosa, Tamaulipas.



**Fig. 5A**



**Fig. 10**



En el área se postula la alimentación de arenas turbidíticas provenientes de la zona deltática de la Cuenca de Burgos durante el Mioceno. Los cuerpos ascendentes de sal deformaron el fondo marino y produjeron canalizaciones a través de las que se transportaban los sedimentos. El Pozo Neptuno, aunque bastante alejado de la desembocadura del antiguo Río Bravo presenta algunos cuerpos de arena.

Un segundo sistema es el compresional, que se caracteriza por anticlinales angostos de apariencia dómica y cuerpos diapíricos nucleados por el material dúctil, movilizado en el despegue del sistema extensional temprano. (Plano base Fig. 7 y Fig. 11)

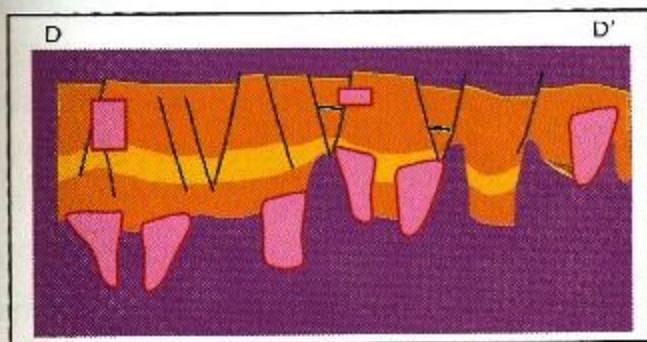


Fig. 11

El material desalojado al Oeste durante la progradación constituye el núcleo de estos anticlinales. Es difícil identificar los paquetes plegados en las charnelas debido a que en ocasiones han sido diapirizados o se encuentran colapsados. En los flancos es posible identificar estratos de crecimiento que revelan un desarrollo en pulsos de mayor o menor levantamiento de la estructura. La edad de los anticlinales va siendo más joven en tanto se encuentran alejados de la zona extensional de desalojo.

Finalmente se tiene un sistema extensional tardío que es la consecuencia del avance de la plataforma progradante, desarrollando fallamiento sobre las crestas y los flancos de las estructuras compresivas. (Plano base Fig. 7 y 12)

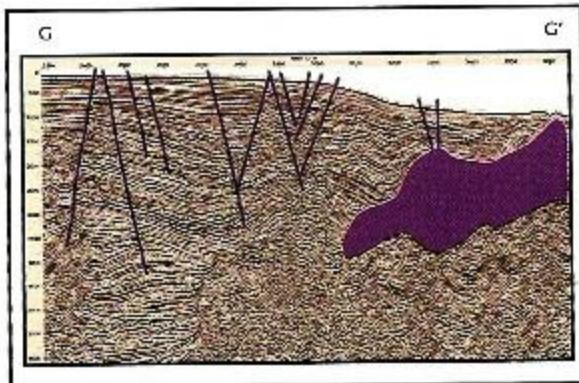


Fig. 12

Un sistema extensional tardío ha seguido el avance de la plataforma progradante, desarrollándose fallamiento sobre las crestas y los flancos de las estructuras compresivas.

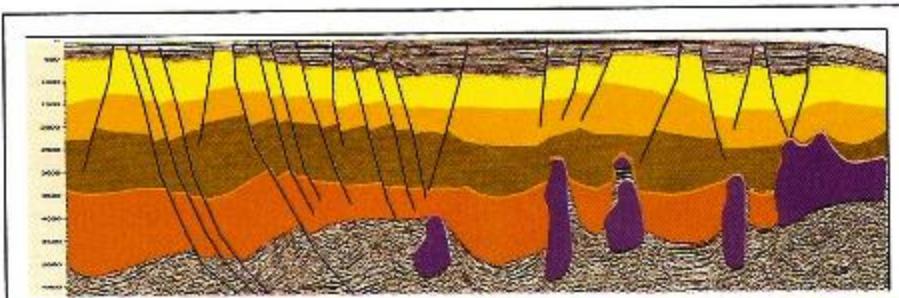


Fig. 8

El mismo patrón estructural se interpreta en estas líneas, observa el sistema extensional temprano hacia la parte Oeste de la sección con fallas de crecimiento y rollovers; un segundo sistema es el compresional que se caracteriza por anticlinales angostos de apariencia dómica y cuerpos diapíricos nucleados por el material dúctil, movilizado en el despegue del sistema extensional temprano.

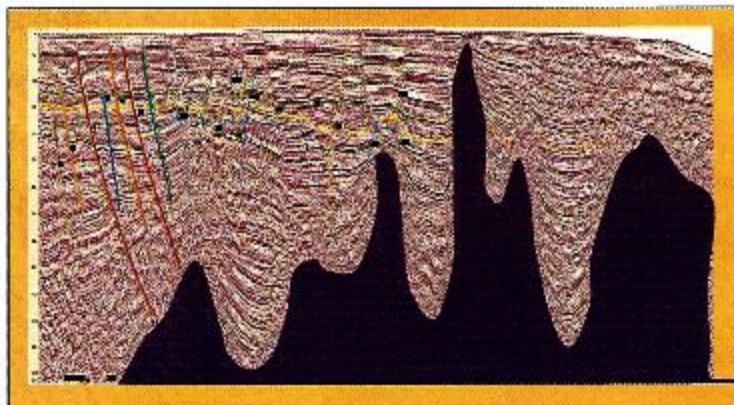
## C.- *Inventario de Trampas*

En el área de estudio se han identificado 4 Plays potenciales que se han trabajado:

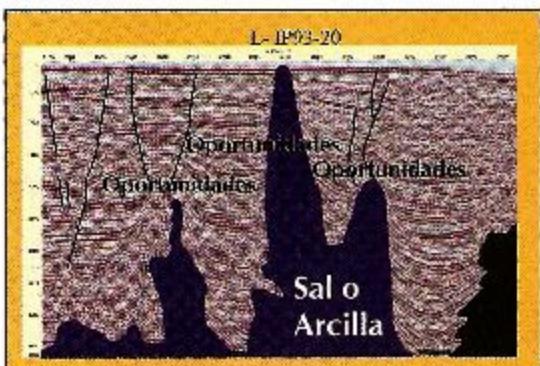
- 1.- Anticlinales por resbalamiento de falla normal o roll-overs del sistema extensional temprano. (Fig. 13)
- 2.- Anticlinales y flancos de los diapiros. (Fig. 14)
- 3.- Minicuencas entre las estructuras compresionales. (Fig. 13 y 14)
- 4.- Chamelas colapsadas o “barquillos” y los bloques de falla del sistema extensional tardío. (Fig. 11)

Las configuración y las secciones sísmicas siguientes, muestran algunas de las oportunidades visualizadas y evaluadas para la incorporación de hidrocarburos.

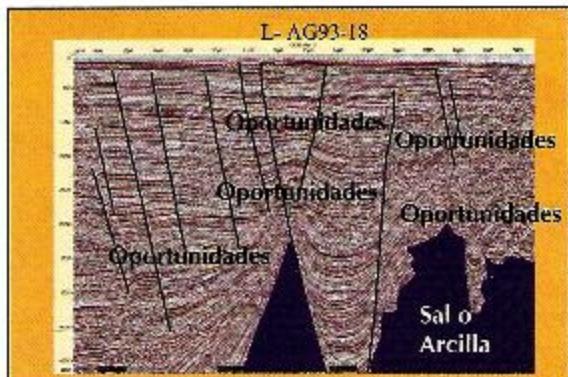
En la sección se observan en la parte Oeste Anticlinales por resbalamiento de falla normal o roll-overs del sistema extensional temprano.



**Fig. 13**



Anticlinales y flancos de diapiro



Minicuencas entre diapiro  
Chamelas colapsadas o Barquillos

**Fig. 14**

## - Evaluación Volumétrica y de Riesgo

La estimación volumétrica de las 21 mejores oportunidades en la Cuenca de evacuación de Agua se efectuó considerando las áreas máximas estimadas a partir de las configuraciones obtenidas (Fig. 16), así como mediciones sobre las líneas sísmicas 2D con que se cuenta en el proyecto donde no existe configuración debida a la complejidad del área. Los espaciamientos entre líneas van de 3 a 5 kms. Las áreas resultantes aparecen en la Tabla 4. El rango de valores de porosidad, saturación de hidrocarburos y espesor impregnado (Tabla 5), se obtuvo del Atlas of Northern Gulf of México, Gas and Oil Reservoirs, seleccionando los valores mínimos y máximos de las arenas productoras de los predios petroleros de Isla del Padre Norte e Isla del Padre Sur.

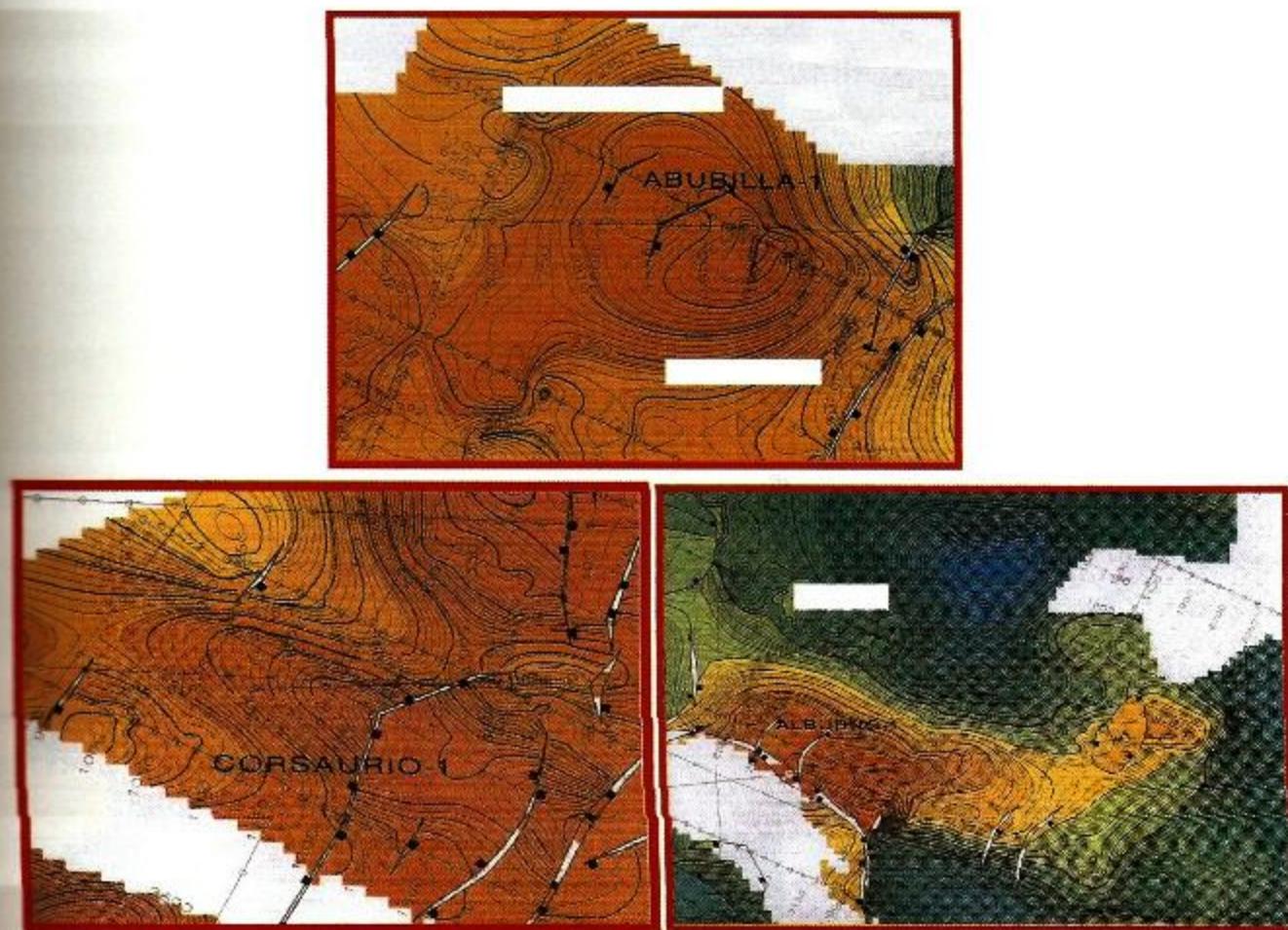


Fig. 16

OPORTUNIDAD	AREAS MINIMA	PROBABLE	MAXIMA
1.- ABUBILLA -1	1.1	9.4	48.7
2.- MATZAT -1	0.8	27.4	252.8
3.- MALHAT -1	0.6	14.9	121.5
4.- BENGALA -1	0.9	22.2	180.0
5.- GOBIO -1	1.3	23.0	151.7
6.- SALMONETE -1	1.2	21.0	146.7
7.- ALABATRO -1	0.7	4.09	21.7
8.- SPITU -1	0.9	7.5	37.3
9.- JUU -1	1.0	16.11	67.5
10.- CARIBA -1	0.9	14.5	100.2
11.- ALBURN0 -1	1.0	11.6	67.5
12.- ESCALARIS -1	1.3	11.6	59.3
13.- GUACA -1	0.9	6.04	27.9
14.- STAYA -1	1.2	13.6	78.0
15.- PETIRROJO -1	1.3	6.5	22.7
16.- ABADEJO -1	0.91	13.	82.6
17.- ENCEFALO -1	0.8	9.0	51.1
18.- ACTZU -1	1.00	11.6	67.5
19.- PINTARROJA -1	0.9	7.5	37.3
20.- HELICE -1	1.0	6.1	24.9
21.- CORSAURIO -1	1.0	5.7	22.0

OPORTUNIDAD	Recurso Potencial vs Gas (MM Mcf)	P90	P50	P1
1.- ABUBILLA -1	7.77	1.12	19.80	
2.- MATZAT -1	4.95	200.77	8,322.21	
3.- MALHAT -1	4.95	125.92	3,465.97	
4.- BENGALA -1	7.95	240.31	7,262.41	
5.- GOBIO -1	7.36	184.18	4,597.92	
6.- SALMONETE -1	6.8	127.78	4,142.69	
7.- ALABATRO -1	5.85	61.1	738.52	
8.- SPITU -1	4.99	82.2	1,354.96	
9.- JUU -1	7.63	158.25	3,382.97	
10.- CARIBA -1	5.04	123.18	3,010.47	
11.- ALBURN0 -1	6.19	115.35	2,148.2	
12.- ESCALARIS -1	7.27	130.47	2,340.27	
13.- GUACA -1	5.07	78.42	1,213.84	
14.- STAYA -1	6.16	122.1	2,420.26	
15.- PETIRROJO -1	7.65	65.58	562.16	
16.- ABADEJO -1	7.60	177.75	4,156.89	
17.- ENCEFALO -1	3.93	78.52	1,569.80	
18.- ACTZU -1	12.51	230.9	4,260.28	
19.- PINTARROJA -1	4.02	45.54	493.85	
20.- HELICE -1	5.73	70.3	863.17	
21.- CORSAURIO -1	5.79	50.56	441.37	

**Tabla 4**

Parámetro	Mínima	Mas Probable	Máxima
Porosidad	12	26	37
Saturación de Hidrocarb. %	48	65	83
Espesor impregnado (Metros)	3	18	33
Factor de Recuperac.	0.70	0.80	0.90

**Tabla 6**
**Tabla 5**

Los resultados de la estimación volumétrica sin riesgo de recursos a incorporar se ilustran en la Tabla 6.

La valoración del riesgo de cada uno de los elementos que componen el sistema petrolífero, se determinó siguiendo los siguientes criterios:

En este estudio se consideró en cuanto a la calidad de la trampa, la calidad de la sísmica debido a que la obtenida en 1973 y la de 1993 presentan notables diferencias que provocan incertidumbre en la correlación lo que nos llevó a calificarla con 0.70.

La calidad del yacimiento fue valorada con 0.70 que corresponde a un valor alentador, debido a que se cuenta con un modelo sedimentario que supone la presencia de arenas turbidíticas en el área, derivadas de la erosión por corrientes submarinas de las barreras deltaicas del Mioceno que se situaban en el área actual de los campos Matamoros, La Luz y Sta. Fe y en la parte Sur de Texas (Fig. 10). En el Pozo Neptuno-1A, se encontraron paquetes delgados de arenas; se pronostica que mejore en espesor y calidad hacia el Norte de dicho pozo y que la distribución al Oriente ocurrió por canalizaciones formadas durante el ascenso de cuerpos de sal y /o arcillas, se espera una buena distribución por abanicos de piso de cuenca y desplantes horizontales (sheet sands).

La roca generadora fue valuada con 0.85 la oportunidad se encuentra en la parte oriental del Proyecto, donde se han identificado emanaciones de gas termogénico. También debido a los valores de COT del Pozo Litoral 1 y en el Pozo Neptuno-1A, se encontraron valores regulares de contenido de materia orgánica generadora de gas en las capas del Mioceno Medio y Mioceno Inferior. El diagrama de Van Krevelen del Pozo Nardo 1 muestra la presencia de roca generadora tipo III, ayuda al pronóstico de gas en el área.

De lo anterior se desprende que el elemento sincronización y migración de los hidrocarburos se consideró como moderadamente alentador 0.60 debido a que en contra partida, la distensión tardía en el área representa un riesgo importante de preservación.

El sello lo evaluamos con 0.70 debido a que la secuencia arcillosa superior es potente, pero algunas fallas pueden ser sellos deficientes.

En conclusión, el mayor riesgo puede considerarse es la calidad del yacimiento, sin dejar de observar que la distensión tardía presenta un riesgo importante de preservación.

#### ***IV.- Conclusiones y Recomendaciones.***

1.- La interpretación sísmica, mostró la existencia de tres sistemas estructurales dominantes en el área; el primero es por desalojo de sal y/o arcilla a través de soldaduras hacia la parte Este del Golfo, debido a los grandes volúmenes de sedimentos aportados por el Río Bravo, dando origen a un sistema extensional temprano que afecta a sedimentos del Oligoceno y posiblemente del Pre-Oligoceno.

Un segundo sistema es el compresional que se caracteriza por anticlinales angostos de apariencia dómica y cuerpos diapíricos nucleados por el material dúctil, movilizado en el despegue del sistema extensional temprano.

Finalmente se presenta un sistema extensional tardío que ha seguido el avance de la plataforma progradante, desarrollándose fallamiento sobre las crestas y los flancos de las estructuras compresivas.

2.- Se llevaron a cabo dos campañas de muestreo de fondo marino en las que se obtuvo en 8 muestras, presencia de gas termogénico y en tres, asfalto, lo que nos hace pensar en un alto potencial petrolero en el área.

3.- En la Cuenca de evacuación de sal se identifican muchas estructuras que pueden relacionarse con trampas de petróleo debido a que se cuenta con un cubrimiento sísmico 2D que lo permite, siendo los Plays potenciales que se trabajan:

- Anticlinales por resbalamiento de falla normal o roll-overs del sistema extensional temprano.
- Anticlinales y flancos de los diapiros.
- Minicuencas entre las estructuras compresionales.
- Charnelas colapsadas o “barquillos” y los bloques de falla del sistema extensional tardío.

#### ***Recomendamos:***

1.- Adquirir sísmica 3D en un bloque de 1500 Km<sup>2</sup> sobre el área de minicuencas, debido a que las manifestaciones de gas se ubican en dicho trend.

2.- Perforar lo antes posible un pozo en las condiciones de diapiros salinos y/o arcillosos (minicuencas).

3.- Desarrollar un programa de formación de intérpretes en tectónica salina, sedimentología de terrigenos turbidíticos, geoquímica y modelado térmico y evaluación de prospectos para enfrentar las tareas futuras de exploración en esta zona del Golfo de México.

## V.- Referencias

- 1.- Ali M. AL-Ghamdi and Joel S. Watkins. Structural Styles and Depositional History of North and South Padre Island OCS Areas, Offshore South Texas.
- 2.- Atlas of Northern GOM Gas and Oil Reservoirs Vol. 1 y base de datos, editado por el Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA.
- 3.- Barry C. McBride, Mark G. Rowan, and Paul Weimer. The Evolution of Allochthonous Salt Systems, Northern Green Canyon and Ewing Bank (Offshore Louisiana), Northern Gulf Mexico.
- 4.- Bruce D. Trudgill, Mark G. Rowan, J.Carl Fiduk and Paul Weimer. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico: Part 1. Structural Geometry, Evolution and Regional Implications.
- 5.- Fiduk J.C., B.C. McBride, P. Weimer, M.G.Rowan, and B.D. Trudgill, 1995, Defining the basinward limits of salt deposition northern Gulf of Mexico, in C.J.Travis,
- 6.- B.C.Vendeville, H.harrison, F.J. Peel, M.R. Hudec, and B.F.Perkins, Salt, Sediments and Hidrocarbons: Gulf Coast Association SEPM 16<sup>th</sup> Annual Research Conference Proceedings, p. 53-64.
- 7.- Informe Final Interno de Pemex: Estudio “Potencial Remanente del Proyecto Integral Cuenca de Burgos”.
- 8.- Informe Interno Pemex: Pozo Neptuno 1-A
- 9.- Informe final Interno de Pemex: “Estudio de Plays Fronterizo”.
- 10.- Mapa de Predios Petroleros del Golfo de México en EE.UU. Publicado por Offshore Magazine, 1999.
- 11.- Railroad Commission of Texas, datos de 1993 a 1999, Lease Production of North Padre Island, South Padre Island, Matagorda Island y Mustang Island.
- 12.- Remaining Oil and Gas Resource beneath Padre Island National Seashore. U.S.G.S., Denver, Colorado. (Aparece en el texto referido por sus autores Shenk C.J. et al, 1999).
- 13.- Report of Investigations N° 150. Lower Miocene (Fleming) Depositional Episode of Texas Coastal Plain and Continental Shelf. Bureau of Economic Geology. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, U.S.A.
- 14.- Steven J.Seni, Tucker F.Henz, Williams R. Kaiser, and E.G.Wermund. Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs V-1 Miocene and Older Reservoirs.

## **GEOPHYSICAL-GEOLOGICAL INTERPRETATION OF THE DELTA DEL BRAVO PROJECT.**

**Marco A. Rodríguez Uribe, Jaime Patiño Ruiz, Edilberto R. Hernández Flores and Alberto R. Gómez González., Pemex Exploración y Producción Región Norte (Activo de Exploración Misantla-Golfo de México).**

### **ABSTRACT**

The border area in the Gulf of Mexico is divided, from East to West, into three geological provinces: Cinturón Plegado Perdido, Aloctonous Salt Area and Salt Evacuation Basin (Delta del Bravo).

This paper deals with the interpretation analysis of the Evacuation Basin (Delta del Bravo), to the Northeast of Mexico. This area is the continuation of the fault systems Clemente-Thomas, Corsair and Wanda in the North and South area of Isla del Padre, as well as the Burgos Basin to the West, which are indispensable elements and which are considered in the evaluation of our study.

In this area we have only drilled one well which turned out to be dry (Neptune 1A). Recently, the 2D seismic interpretation, the potential methods and the acquisition of samples of hydrocarbons in the bottom of the sea have allowed us to identify areas with gas potential, and this makes this area specially interesting.

Seismic interpretation showed the existence of three dominant structural systems in the area; the first, because of the evacuation of salt and/or clay through soldering or welding towards the Eastern part of the Gulf because of the large volumes of sediments contributed by the Rio Grande, which give rise to an early extension system which affects the sediments of the Oligocene and possibly the Pre-Oligocene.

A second system is the compression system which is characterized by narrow anticlines which have the appearance of domes and diapiric bodies with the cores formed by the same ductile material mobilized by the detachment of the early extension system.

And finally we have a late extension system which has followed the advancement of the progradant platform, with development of faults on the crests and the flanks of the compression structures.

The potential Plays which are being worked upon now are:

- 1.- Anticlines because of landslides of normal faults or roll-overs of the early extension system.
- 2.- Anticlines and flanks of the diapirs.
- 3.- Minibasins between the compression structures.
- 4.- Collapsed hinges or "skiffs" (cones) and the fault blocks of the late extension system.

## **1.- Introduction.**

In the area of the Border study we identified 3 tectonic – structural dominions (fig. 2), in which the flow of salt has been responsible for the mechanisms of deformation which prompted the fault and folding of the sedimentary bundle. The Tectonic-Structural Dominions have received the names of: Salt Evacuation Basin, Aloctonous Salt Area and Cinturón Plegado Perdido (Lost Folded Belt). In each area we can distinguish different forms of folding, of types of faults and of detachment surfaces.

In this paper we are focusing on the tectonic-structural dominions Salt Evacuation Basin (Delta del Bravo). This area is located on the northern frontier of the Exclusive Economic Zone, in front of the northern shoreline of Tamaulipas. There are important geological structures in this area, important because of the history of their formation and the close relationship that they bear with areas where hydrocarbons have been discovered.

The area is of great strategic interest because some of the structures may have a continuity towards the territory of the United States and in Mexico we did not have enough support information for decision-making as to their eventual oil development. It is also of interest because of the need of having the volumes of gas which are indispensable for domestic consumption, which has motivated the Activo de Exploración Misantla – Gulf of Mexico at the Northern Area of PEP. The Delta del Bravo Investment Project is supposed to be included in its list of worksites.

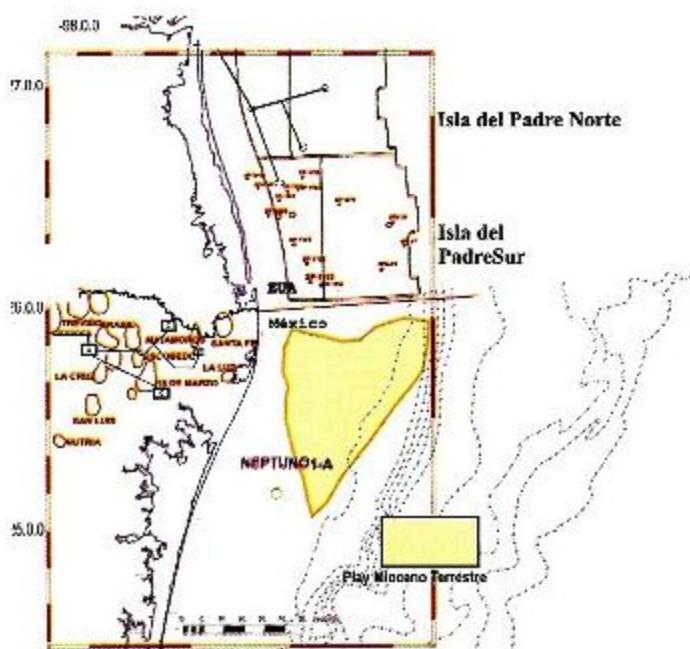
The study is headed to the analysis of the background, the identification of the oil opportunities and their ranking.

#### **A.- Background.**

The study area Delta del Bravo is located in the economic area exclusive of the Gulf of Mexico in front of the northern shoreline of the State of Tamaulipas, inside the continental platform. It is the eastern continuation of the Burgos Basin as well as the southern extension of the oil concessions at Isla del Padre North and South of the United States of America.

There is no production background on the borders of the project, but to the north, inside the Exclusive Economic Area of the United States, wells have been drilled in which gas fields from the Miocene have been discovered with sparse production.

At the Reynosa Production Area, to the west of the Delta del Bravo Project, the Miocene fields are: La Luz, Matamoros and Santa Fe, situated along the regional shoreline of Tamaulipas south of Brownsville, Tex. A Recurso Probable (Probable Resource) has been estimated at 1 MMMMPC. Figure 1 shows the location of the Miocene play on land and on the pieces of land at Isla del Padre North and South.



**Fig. 1**

Fig. 1 Table 1 shows the seismic Projects acquired at Delta del Bravo and surrounding areas as well as some of their details that will be mentioned now.

Exploratory studies were started in the area in 1971 with seismic, regional and semi-detailed surveys. The Matamoros Prospect of the Eastern Area of Matamoros was one of the first to be acquired. This one was reprocessed during the year 2000. It has only 6 seconds recording and 200 meters between shot points.

We obtained new seismic information on the Matamoros – Laguna Madre Prospect. This information was reprocessed between 1998 and 2000 by the Andrews Group International Corporation and the Mexican Petroleum Institute.

**Table 1**

No. DE LINEAS	TOT. KMS.	AÑO ADQ.	AÑO REPR.	PROSPECTO SISMICO	AREA	TIPO
28	2493	1971	2000	MATAMOROS	ESTE DE MATAMOROS	2D
18	2612	1993	1998-2000	MATAMOROS	LAGUNA MADRE	2D
1	200	1996		CINTURÓN PERDIDO	GOLFO DE MEXICO	2D
10	1567	1999		LITORAL DEL GOLFO	GOLFO DE MEX	2D

In 1996 the Cinturón Perdido seismic survey was performed, of which only one seismic section has been introduced into the area of interest.

And last, in 1999 we obtained 10 2D seismic lines (Table 1) of the Shoreline Prospect. With this we see that the grid of seismic acquisition which covers the Prospect has from 2.5 to 5 kilometers between lines.

As to Pozos (Wells), in 1973 we drilled the Neptune 1-A which was not productive. It was dry and attained 4009 mbmr. It is the only well in the area and allowed us to establish the sedimentary column of the Miocene corresponding to a clastic sequence of marine origin, medium-external to batial neritic environment, essentially regressive and prograding. There is an alternating section of sandstones and shales overlaying this sequence, with shallow places from the Plio-Pleistocene age, with thicknesses of up to 1120 m.

During 1995 and 1996 we developed studies inside the Matamoros Investment Project and we identified exploration opportunities. There was also information on the Nautilus 1 location, which was not drilled because of the cancellation of the Investment Project.

At the same time, in the neighboring area to the East, studies were being performed on the regional interpretation of the Golfo de México "A" Investment Project, with regional seismic lines, better acquired and processed and with more recording which arrived as far as the shallow waters of the Matamoros Project. These seismic qualities allowed the proposal of a geological model in which the presence of a shallow extension system and intrusive salt bodies are included which favored the formation of numerous and varied types of traps.

Starting since the year 2000 interpretation studies have been made inside the Delta del Bravo Investment Project.

#### **B.- Geographic Location.**

The Area for the Evaluation Study of the Delta del Bravo Potential (Fig. 1) is shaped like an irregular polygon with the following coordinates (Tabla 2):

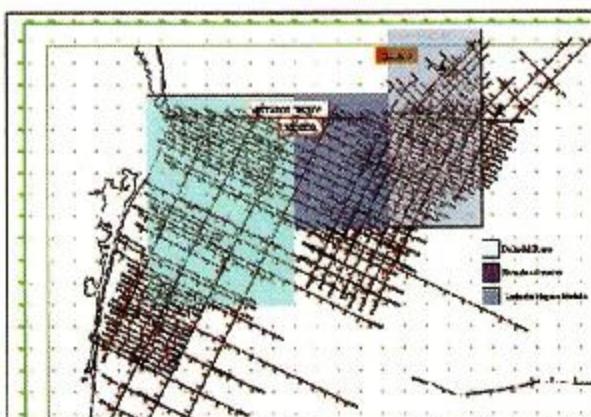
<b>Side</b>	<b>Longitude</b>	<b>Latitude</b>
A	97 ° 00'	26 ° 00'
B	96 ° 00'	26 ° 00'
C	96 ° 30'	24 ° 15'
D	97 ° 20'	24 ° 40'

**Table 2**

The study can be found: on the East of Burgos Basin, south of the border line which limits the Exclusive Economic Area of the United States of America and Mexico, on the West of the Aloctonous Salt Area and North of the Proyecto Golfo Sur. It is a study in the marine area where the depths of the bottom of the ocean go from 40 to 225 meters.

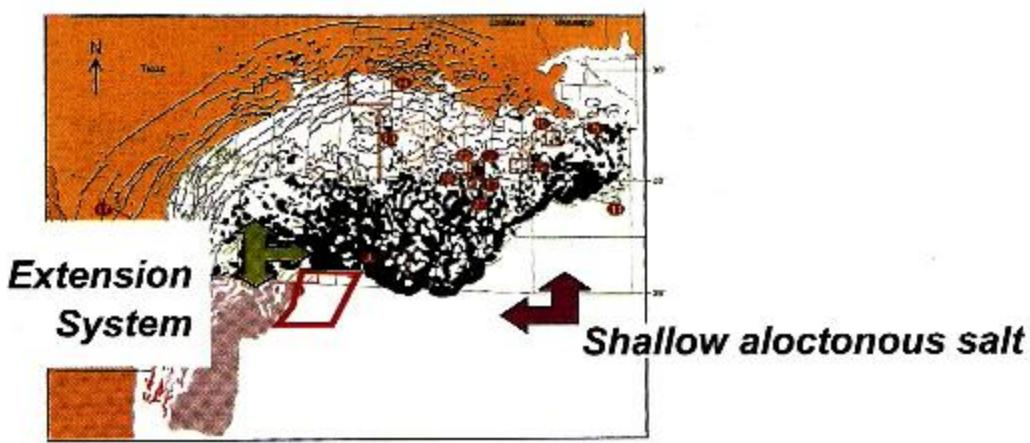
**Base Drawing**

**Fig. 2**



It is the continuation, to the south, of a profuse extension system in which a large number of marine discoveries of hydrocarbons have been made (Fig. 3).

**Fig. 3**



The extension system and the distribution of the sands have been controlled by the flow of Jurasic Salt, which, in addition, has provided migration pathways and efficient seals and has influenced the flow of heat in the area.

## ***II. Goals.***

The Delta del Bravo Study has as its main goal to evaluate the oil potential at the border marine area between Mexico and United States of America in shallow depths of water where potential traps with hydrocarbons might be found, whose dimensions imply possible shared fields and determine the risk of exploration.

Identify new exploration opportunities and evaluate a potential gas resource which varies from 0.8 (P90) to 8 (P10), with a mean of 2.15 (P50) MMMMMpc in a five-year period, with the drilling of 3 wells in the Mioscene play, with an estimated total which varies between 3.5 (P90) and 33.8 (P10), with a mean of 9 MMMMMpc (P50), distributed in 21 exploration opportunities with a geological risk of 1:6.

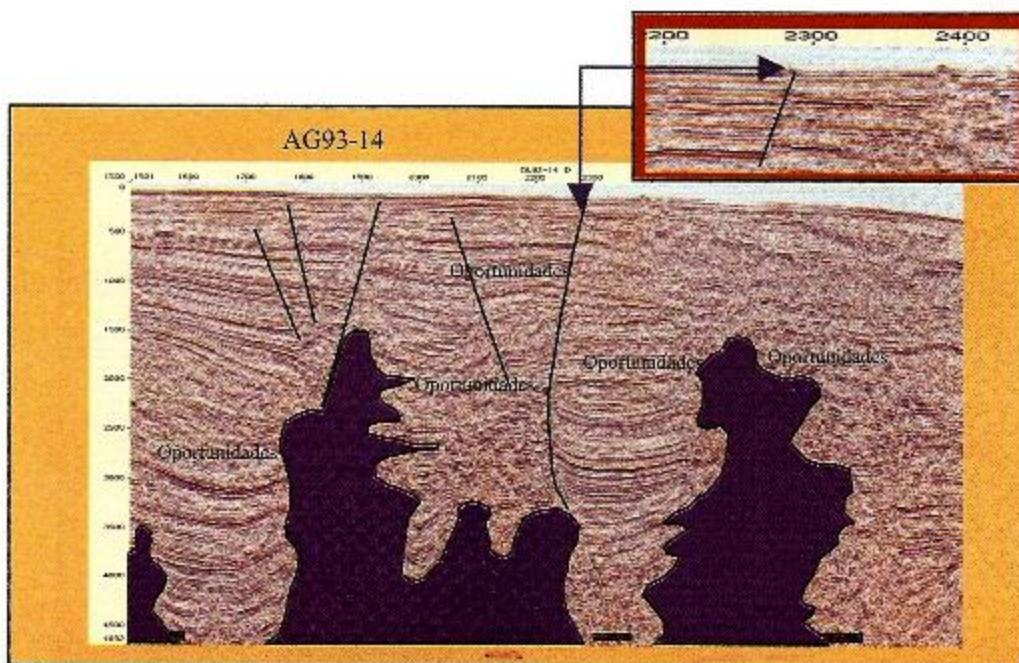
## ***III. Technical Analysis***

This is a Plays study in an Investment Project for the Evaluation of Potential. This evaluation of hydrocarbons was performed by means of the configuration of four horizons at the Mioscene in the Northern part of the Project and the identification of potential hydrocarbon traps in the area along seismic lines. The definitions of these traps were performed according to the following aspects:

- 1.- A total of 57 bidimensional seismic lines were used which add up to 6872 linear kilometers and make up a network where the spacements between lines are from 2.5 to 5 kilometers.
- 2.- There is only one well in the Area, the Neptune 1A Well, located at the Western tip of the polygon. The penetration of this well attained 4009 meters, cutting through terrigenous or earth sediments of shallow environments of the Plio-Pleistocene and from the mid – external to batial neritic environment of the Miocene. The last sedimentary sequence belongs to the lower Miocene according to some authors. For all of these reasons, there is no possibility of tying the seismic horizons with older lito-stratigraphic horizons. We consider that the underlying sedimentary column includes the whole Paleogenic, the Cretaceous and Upper and Middle Jurasic.
- 3.- The Western part of the area is affected by an intense extensional dislocation. This is why running reliable seismic horizons is a difficult task. From the central part towards the East we see bodies of salt and/or clay interspersed and penetrating into the sedimentary sequence which prevent the identification of seismic horizons below.
- 4.- The limitations imposed by the data imply that the Plays and the Oil Systems which are postulated in this study are hypothetical.

### **Presence of Gas.**

The 2D seismic sections that we have interpreted show large structures and in a few cases some areas above them show a diffuse signal, which suggests the presence of gas, as well as a connection of the same structures (through faults) with small volcanoes (gas chimneys) Fig. 4. Two sampling campaigns of the bottom of the ocean were undertaken in which the presence of thermogenic gas has been shown in 8 samples The presence of asphalt has been detected in three samples. (Base Drawing Fig. 5).



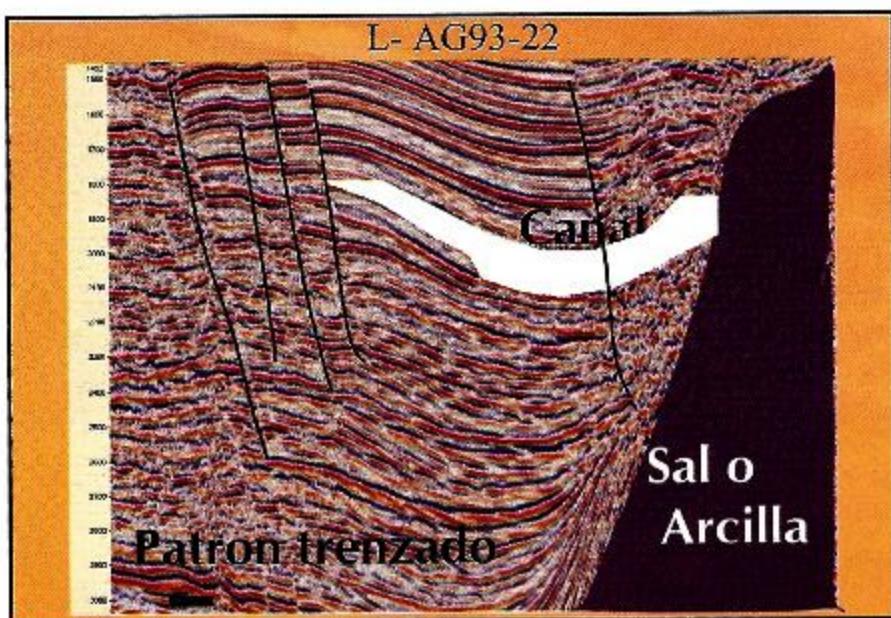
**Fig. 4**

### **A. Stratigraphic Framework.**

The stratigraphy of the area in the eastern part is defined by the existence of a bundle of Salt and/or clay wedged between the sediments of the Neogene (Fig. 4). With the information that we have now it is impossible to make a reasonable correlation of the area. In the eastern part we extrapolated the information on the Neptune-1A Well (Fig. 10), which cut sediments of the

Plio-Pleistocene and of the Miocene. There have been at least 4 paleontological studies made in this well with different types of agencies and stratigraphic criteria at the Miocene column, reason why the proposed column is debatable (Table 3). The well is in the extension zone, so it is difficult to draw the correlation of the horizons through seismic lines to the area of interest. In spite of the former, we performed a tentative correlation in four horizons (Upper Miocene, Intra Miocene, Mid and Lower) with their respective configurated maps (Fig. 5) with the goal of having an idea of the age of the sedimentary bundles which make up the structures in the area close to the shoreline. Due to the tentative nature of the correlations, we believe it is premature to assign an age to the structures that we have sketched because there are several different levels of reflections identified in the seismic pattern.

**Braided Pattern**

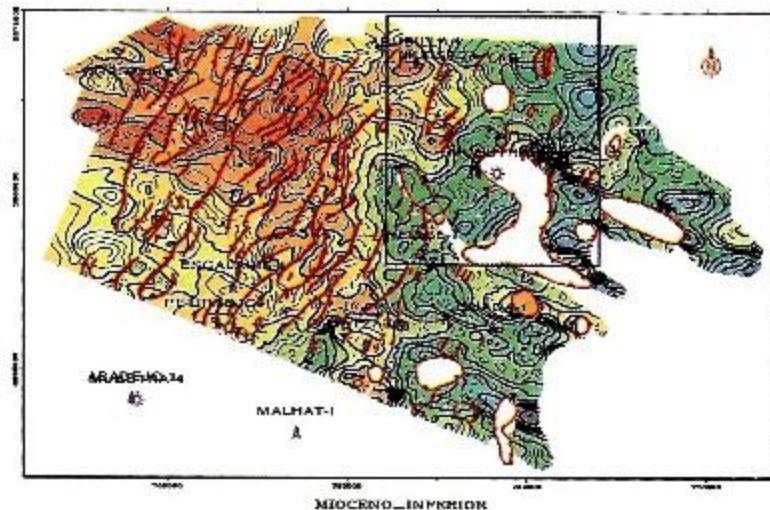


**Fig. 5**

**Stratigraphic traits observed in the seismic sections.**

### In-depth Configuration

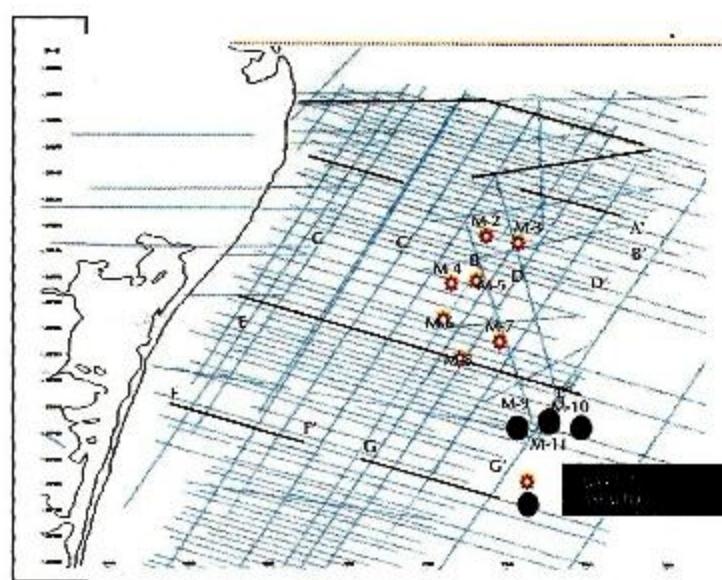
Fig. 6

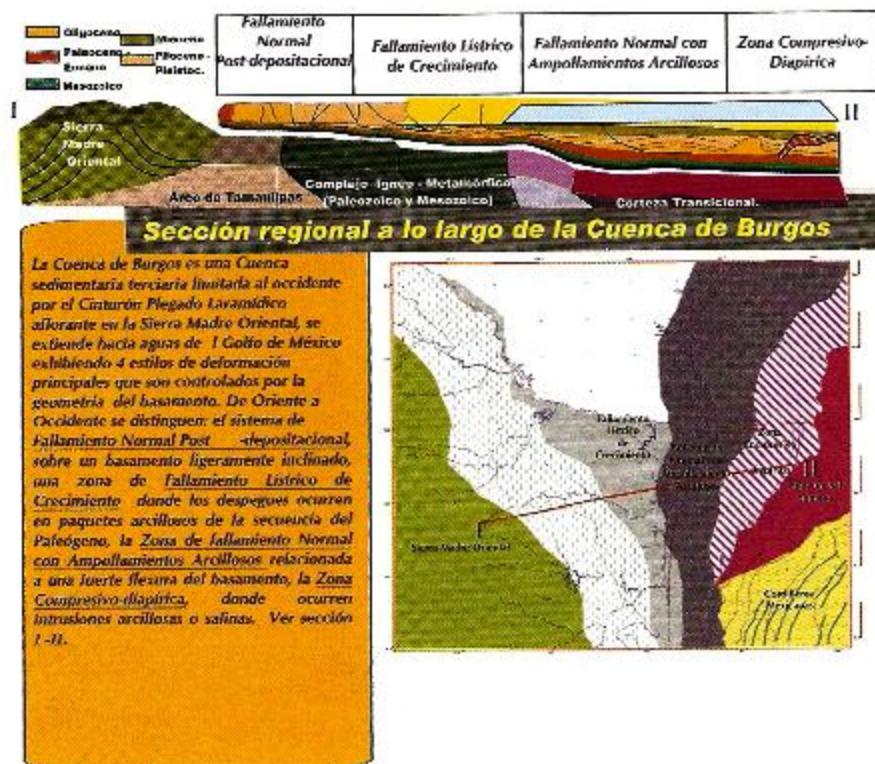


### B.- Structural Framework.

In the area under study we can identify 3 structural Systems, in which the flow of salt and/or clay has been responsible for the deformation mechanisms which promoted the faulting and folding of the sedimentary bundle. The AA' and EE' sections (Base Drawing Fig. 7 and Figs. 4A and 8) show the three structural systems which are represented in the area.

Fig. 7





**Fig. 4A**

The first system is located towards the Western area, close to the current shoreline and it consists of an early extension system which affects the sediments of the Oligocene and possibly the Pre-Oligocene (Fig. 9). These are large normal listric faults with deep detachment, related to the mobilization of a ductile substratum (Clay or Salt) which has been displaced towards the east of the area as a response to an abnormal load of sediments. According to Paleogeographical studies (Galloway et al., 2000), there has been a significant prograding at the Oligocene, thus achieving an advancement of tens of kilometers headed towards the Basin and achieving an extraordinary contribution of clastics. The sedimentary material came from the mouth of the ancient Rio Grande which was situated inland from the current shoreline. The sedimentary model (Fig. 10) indicates that there were deltaic facies and development of sand bars towards the area of the oil fields: Matamoros, La Luz and Santa Fe. During the process of expulsion of salt and/or clay, a system of normal faults was developed. This system caused the formation of large anticlinal structures due to landslides, to salt and/or clay domes, tilted blocks against faults and flat bottom anticlines known as "Tortugas" ("Turtles") (Fig. 5A). In the neighboring areas these structures are potential traps for hydrocarbons. There are significant similar traps along all the shoreline of the Gulf of Mexico in the States of Texas and Louisiana in the United States as well as at Reynosa, Tamaulipas.

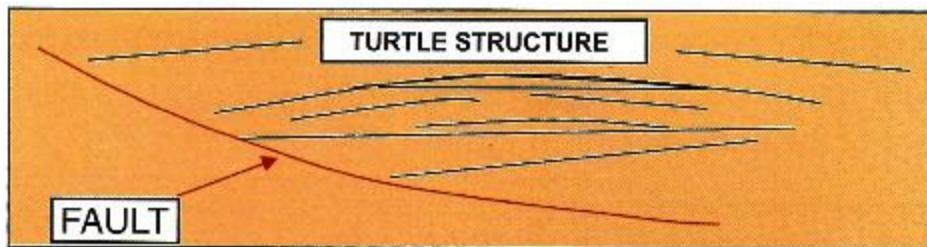


Fig. 5A

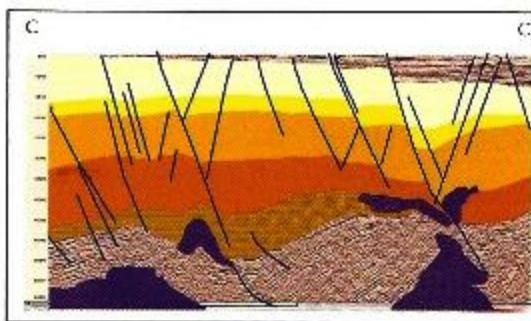
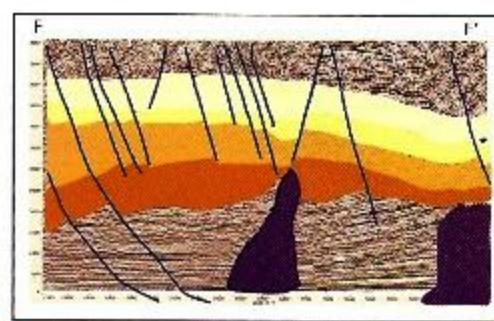


Fig. 9



Fallas listricas del Sistema Extensional Temprano.

En esta sección se muestran intervalos de crecimiento a nivel de Oligoceno provocado por el sistema extensional temprano.

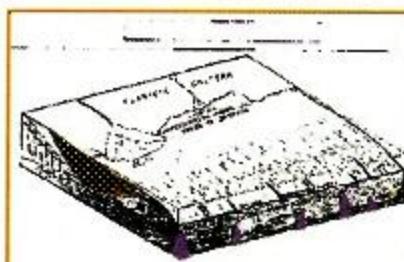


Fig. 10



We are postulating the sedimentation of turbiditic sands coming from the deltaic area of the Burgos Basin during the Miocene. The ascending salt bodies deformed the bottom of the ocean and produced canals. The sediments were transported through these canals. The Neptune Well, even though quite far away from the mouth of the ancient Rio Grande presents some sand bodies.

A second system is the compression system, which is characterized by narrow anticlines with a dome appearance and diapiric bodies with cores made up of ductile material, mobilized at the detachment of the early extension system (Base drawing Fig. 7 and Fig. 11).

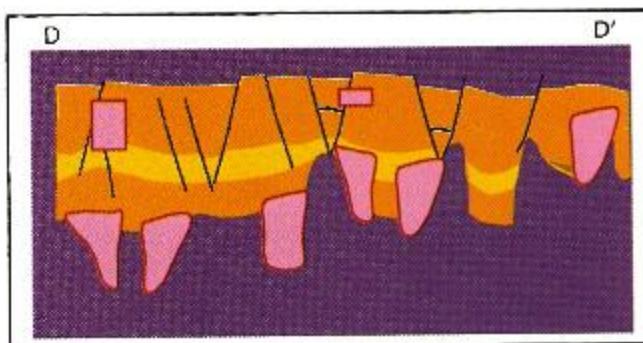
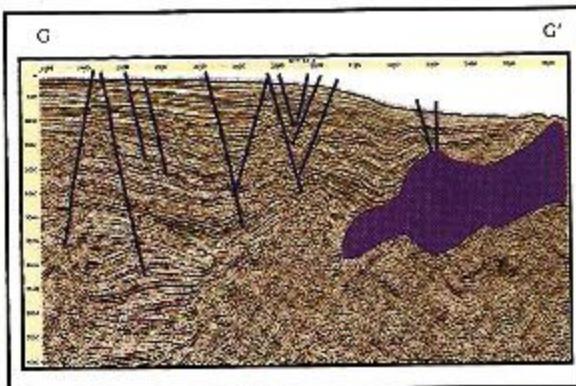


Fig. 11

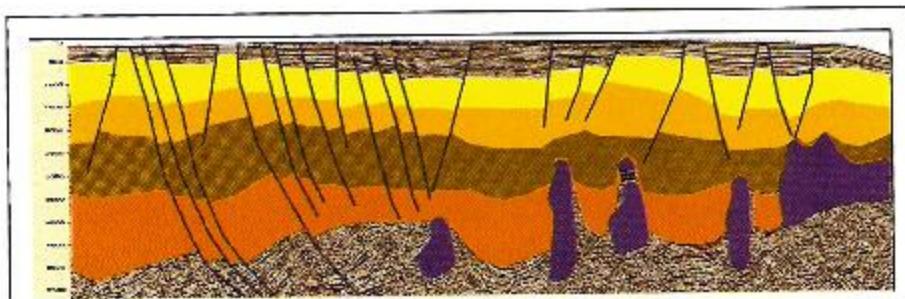
The material dislodged from the West during the prograding, makes up the core of these anticlines. It is difficult to identify the folded bundles at the hinges because they have sometimes been diapirized or because they have collapsed. It is possible to identify growth strata at the flanks, which reveal a development impulses, higher or lower in height than the structure. The age of the anticlines starts getting younger and younger as they drift farther and Farther away from the extension dislodgement area

And finally we have a late extension system which is the consequence of the Advancement of the prograding platform. All of this developed faults on the Crests and flanks of the compression structures ( Base drawing Fig. 7 and 12).



A late extension system has followed the advancement of the prograding Platform. Faults were developed on the crests and the flanks of the compressive structures.

Fig. 12



The same structural pattern is interpreted in these lines. Please watch for the early extension system towards the western part of the section with growth faults and rollovers. A second system is the compression system which is characterized by narrow anticlines with a dome appearance and diapiric bodies with cores made up of ductile material mobilized at the moment of detachment of the early extension system.

Fig. 8

#### A. *Inventory of Traps.*

4 potential Plays have been identified in the area under study and have been worked upon:

- 1.- Anticlines because of landslide of a normal fault or roll-overs from the early extension system. (Fig. 13).
- 2.- Anticlines and flanks of the diaprys (Fig. 14).
- 3.- Minibasins among the compression structures (Fig. 13 and 14).
- 4.- Collapsed hinges or "skiffs" (cones) and the fault blocks of the late extension system. (Fig. 11).

The configuration and the following seismic sections show some of the opportunities visualized and evaluated for the incorporation of hydrocarbons.

There are anticlines that can be seen in the Western part because of landslides of normal faults or roll-overs of the early extension system.

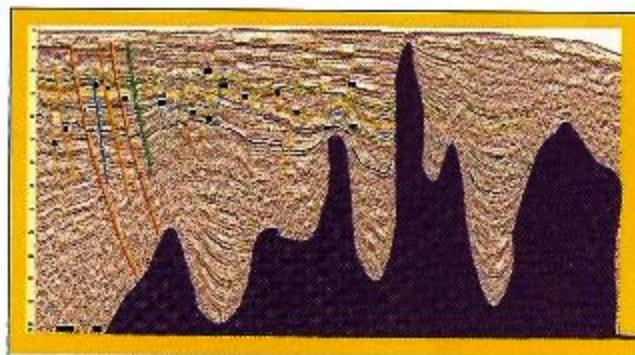
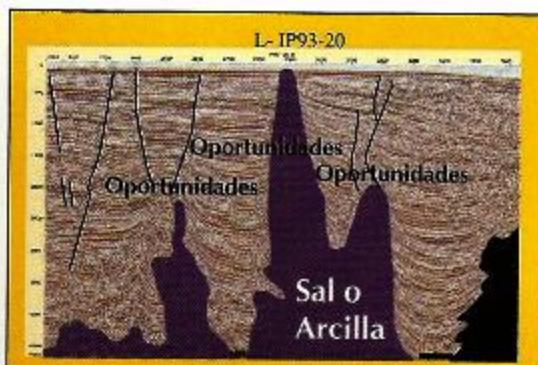


Fig. 13



Anticlines and flanks of diaprys

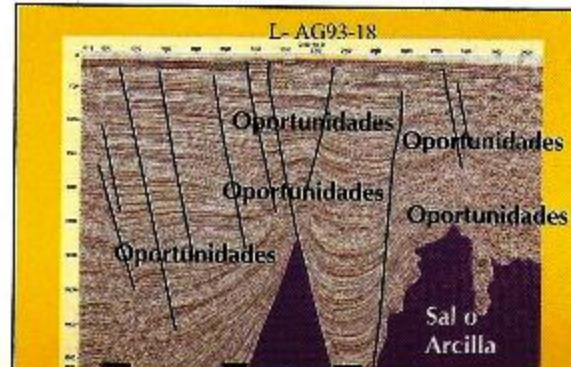
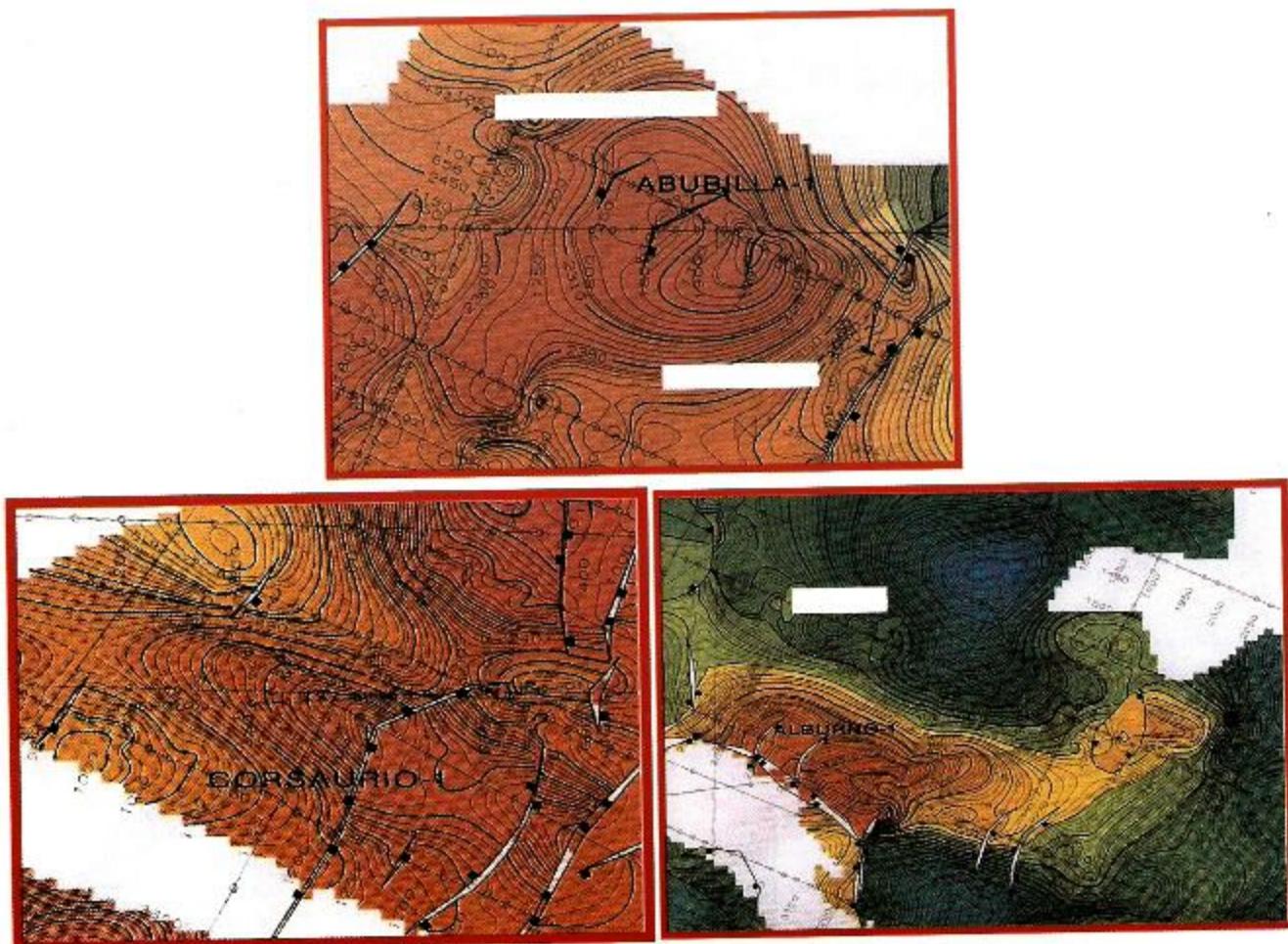


Fig. 14

Mini basins among the diaprys  
Collapsed hinges or Skiffs. (cones)

## B. Volumetric and Risk Evaluation.

The volumetric estimation of the 21 best opportunities at the Salt Evacuation Basin was performed considering the maximum estimated areas starting from the configurations obtained (Fig. 16) as well as from measurements on the seismic 2D lines that we have in the project where there is no configuration due to the complexity of the area. The spacings between lines go from 3 to 5 kms. The resulting areas are shown on Table 4. The range of values for porosity, saturation of hydrocarbons and impregnated thickness (Table 5), was obtained from the Atlas of the Northern Gulf of Mexico, Gas and Oil Reservoirs, by selecting the minimum and maximum values of the producing sands on the oil pieces of land at North Isla del Padre and South Isla del Padre.



**Fig. 16**

OPPORTUNITY	AREAS MINIMUM	PROBABLE	MAXIMUM
1.- ABUBILLA -1	1.1	9.4	46.7
2.- MATZAI -1	0.8	27.4	252.8
3.- MALHAT -1	0.6	14.9	121.5
4.- BENGALA -1	0.9	22.2	180.0
5.- GOBIO -1	1.3	23.0	161.7
6.- SALMONETE -1	1.2	21.0	146.7
7.- ALABATRO -1	0.7	4.09	21.7
8.- SPITU -1	0.9	7.5	37.3
9.- JUÚ -1	1.0	16.11	67.5
10.- CARIBA -1	0.9	14.5	100.2
11.- ALBURNO -1	1.0	11.6	67.5
12.- ESCALARIS -1	1.3	11.6	59.3
13.- GUACA -1	0.9	6.04	27.9
14.- STAYA -1	1.2	13.6	78.0
15.- PETIRROJO -1	1.3	6.5	22.7
16.- ABADEJO -1	0.91	13.	82.6
17.- ENCEFALO -1	0.8	9.0	51.1
18.- ACTZU -1	1.00	11.6	67.5
19.- PINTARROJA -1	0.9	7.5	37.3
20.- HELICE -1	1.0	6.1	24.9
21.- CORSAURIO -1	1.0	5.7	22.0

OPPORTUNITY	Potential Gas Resource (MMcf) P90	P50	P10
1.- ABUBILLA -1	7.77	1.12	16.88
2.- MATZAI -1	4.96	206.77	8,622.21
3.- MALHAT -1	4.56	128.62	3,405.07
4.- BENGALA -1	7.95	240.31	7,282.41
5.- GOBIO -1	7.38	184.18	4,597.92
6.- SALMONETE -1	6.8	167.78	4,142.66
7.- ALABATRO -1	5.03	61.1	735.52
8.- SPITU -1	4.99	82.2	1,354.96
9.- JUÚ -1	7.63	158.25	3,282.97
10.- CARIBA -1	5.04	123.18	3,010.47
11.- ALBURNO -1	6.19	115.35	2,148.2
12.- ESCALARIS -1	7.27	130.47	2,340.27
13.- GUACA -1	5.07	78.42	1,213.84
14.- STAYA -1	6.16	122.1	2,420.26
15.- PETIRROJO -1	7.65	65.56	562.16
16.- ABADEJO -1	7.60	177.75	4,156.89
17.- ENCEFALO -1	3.93	78.52	1,589.00
18.- ACTZU -1	12.51	230.9	4,260.28
19.- PINTARROJA -1	4.02	45.54	493.85
20.- HELICE -1	5.73	70.3	863.17
21.- CORSAURIO -1	5.79	50.56	441.37

**Table 4**

Parameter	Minimum	More Probable	Maximum
Porosity	12	25	37
Hidrocarbon Saturation %	48	65	83
Impregnated Thickness (Meters)	3	18	33
Recovery Factor	0.70	0.80	0.90

**Table 6**
**Table 5**

The results of the volumetric estimation without risk of resources to be incorporated are shown on Table 6.

The evaluation of the risk of each and every one of the elements which make up the oil system was determined by following these criteria:

In this study we considered, as to the quality of the trap, the quality of the seismic part because the one that had been obtained in 1973 and the one of 1993 are showing remarkable differences which are a cause of uncertainty in the correlation which led us to give it a score of 0.70.

The quality of the field was evaluated at 0.70, which corresponds to an encouraging value, because we have a sedimentary model which assumes the presence of turbiditic sands in the area derived from the erosion by underwater currents coming from the deltaic barriers of the Miocene which were situated in the current area of the Matamoros, La Luz and Santa Fe fields and in the Southern part of Texas (Fig. 10). At the Neptune-1A Well we found thin bundles of sands. We are forecasting that this will improve in thickness and quality towards the North of this well and that the distribution towards the East happened because of channels formed during the ascent of salt and/or clay bodies. We are expecting to have a good distribution in fans of basin floor and horizontal sheet sands.

The generating rock has been evaluated at 0.85. The opportunity lies in the eastern part of the Project, where thermogenic gas emanations have been detected. And also because of the COT values of the Pozo Litoral 1 (Litoral 1 Well) and at the Neptune-1A Well (Pozo Neptuno-1A), where regular values of content of organic matter which generates gas have been found in the layers of the Mid Miocene and Lower Miocene. The Van Krevelen diagram of the Nardo 1 Well shows the presence of type III generating rock. This helps to get to the forecast of gas in this area.

From all of this we understand that the elements of synchronization and migration of hydrocarbons have been considered as moderately encouraging 0.60, because, on the other hand, the late distension in the area represents a significant risk for preservation.

The seal was evaluated with 0.70 because the upper clay sequence is powerful, potent, but some faults may be poor seals.

In conclusion, the greatest risk that may be considered is the quality of the field. However we keep on seeing the late distension which represents a significant risk for preservation.

#### ***IV.- Conclusions and Recommendations.***

**1.-** Seismic interpretation has shown the existence of three dominant structural systems in the area. The first happened because of the evacuation of salt and/or clay through the brazings or weldings or solderings towards the Eastern part of the Gulf, due to the large volumes of sediments brought by the Rio Grande, which give rise to an early extension system which affects the sediments of the Oligocene and possibly those of the Pre-Oligocene.

A second system is the compression sysstem which is characterized by narrow anticlines with dome appearance and diapyric bodies with cores made up by ductile material mobilized during the detachment of the early extension system.

Finally we have a late extension system which has followed the advancement of the prograding platform, with development of faults on the crests and flanks of the compression structures.

**2.-** Two sampling campaigns were undertaken to sample the bottom of the sea in which we obtained 8 samples showing presence of thermogenic gas. In three samples asphalt was detected, which makes us think of a high oil potential in the area.

**3.-** In the salt evacuation Basin we detect many structures which may be related with oil traps because we have a 2D seismic cover which allows the traps. The potential Plays that are being worked upon are:

- a).- Anticlines because of a normal fault landslide or roll-overs of the early extension system.
- b).- Anticlines and flanks of the diaprys.
- c).- Minibasins among the compression structures.
- d).- Collapsed hinges or "skiffs" (cones) and the fault blocks of the late extension system.

**We recommend:**

- 1.- To acquire 3D seismic studies in a 1500 Km<sup>2</sup> block on the area of the minibasins because the manifestations of gas are located on this trend.
- 2.- To drill a well as soon as possible in the conditions of saline and/or clay diapirs (minibasins).
- 3.- Develop a program to train interpreters in saline tectonics, sedimentology of turbiditic terrigenous areas, geochemistry and thermal modeling and evaluation of prospects to face the future tasks of exploration in this area of the Gulf of Mexico.

**V.- References.**

- 1.- Ali M. AL-Ghamdi and Joel S. Watkins. Structural Styles and Depositional History of North and South Padre Island OCS Areas, Offshore South Texas.
- 2.- Atlas of Northern GOM Gas and Oil Reservoirs Vol. 1 y base de datos, editado por el Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA.
- 3.- Barry C. McBride, Mark G. Rowan, and Paul Weimer. The Evolution of Allochthonous Salt Systems, Northern Green Canyon and Ewing Bank (Offshore Louisiana), Northern Gulf Mexico.
- 4.- Bruce D. Trudgill, Mark G. Rowan, J.Carl Fiduk and Paul Weimer. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico: Part 1. Structural Geometry, Evolution and Regional Implications.
- 5.- Fiduk J.C., B.C. McBride, P. Weimer, M.G. Rowan, and B.D. Trudgill, 1995, Defining the basinward limits of salt deposition northern Gulf of Mexico, in C.J.Travis,
- 6.- B.C.Vendeville, H.harrison, F.J. Peel, M.R. Hudec, and B.F.Perkins, Salt, Sediments and Hidrocarbons: Gulf Coast Association SEPM 16<sup>th</sup> Annual Research Conference Proceedings, p. 53-64.
- 7.- Informe Final Interno de Pemex: Estudio "Potencial Remanente del Proyecto Integral Cuenca de Burgos".
- 8.- Informe Interno Pemex: Pozo Neptuno 1-A
- 9.- Informe final Interno de Pemex: "Estudio de Plays Fronterizo".
- 10.- Mapa de Predios Petroleros del Golfo de México en EE.UU. Publicado por Offshore Magazine, 1999.
- 11.- Railroad Commission of Texas, datos de 1993 a 1999, Lease Production of North Padre Island, South Padre Island, Matagorda Island y Mustang Island.
- 12.- Remaining Oil and Gas Resource beneath Padre Island National Seashore. U.S.G.S., Denver, Colorado. (Aparece en el texto referido por sus autores Shenk C.J. et al, 1999).
- 13.- Report of Investigations N° 150. Lower Miocene (Fleming) Depositional Episode of Texas Coastal Plain and Continental Shelf. Bureau of Economic Geology. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, U.S.A.
- 14.- Steven J.Seni, Tucker F.Hentz, Williams R. Kaiser, and E.G.Wermund. Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs V-1 Miocene and Older Reservoirs.



# EUROPEAN ACADEMY OF SCIENCES

PRESENTED TO

*Engineer Jorge Ramón Vera Sánchez*

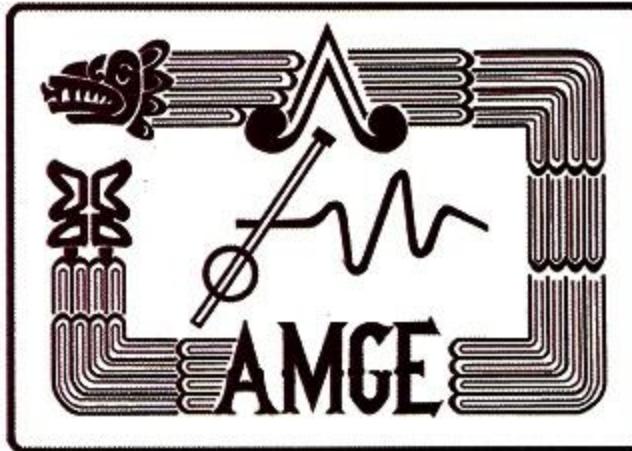
MEMBER OF THIS ACADEMY

ELECTED FOR AN OUTSTANDING CONTRIBUTION TO SCIENCE AND TECHNOLOGY



A handwritten signature in black ink.

CHAIRMAN OF THE  
BOARD OF GOVERNORS



Asociación Mexicana  
de Geofísicos de Exploración, A.C.

[www.amge.org.mx](http://www.amge.org.mx)

Piñon No. 129 altos  
Col. Nueva Santa María  
Delegación Azcapotzalco  
México, D.F.  
C.P. 02800