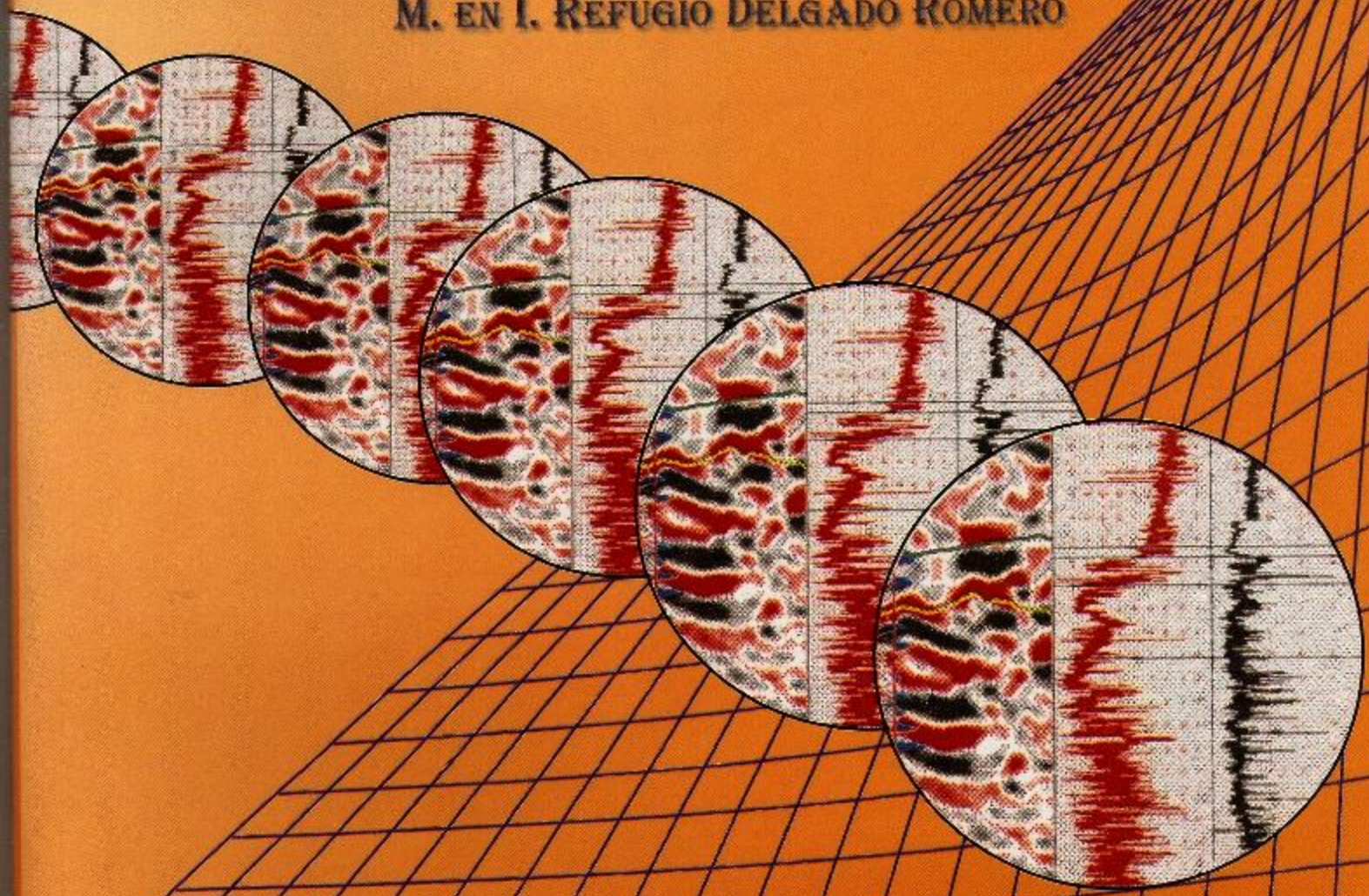
Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 45, NÚMEROS 1 Y 2, ENERO-JUNIO, 2005

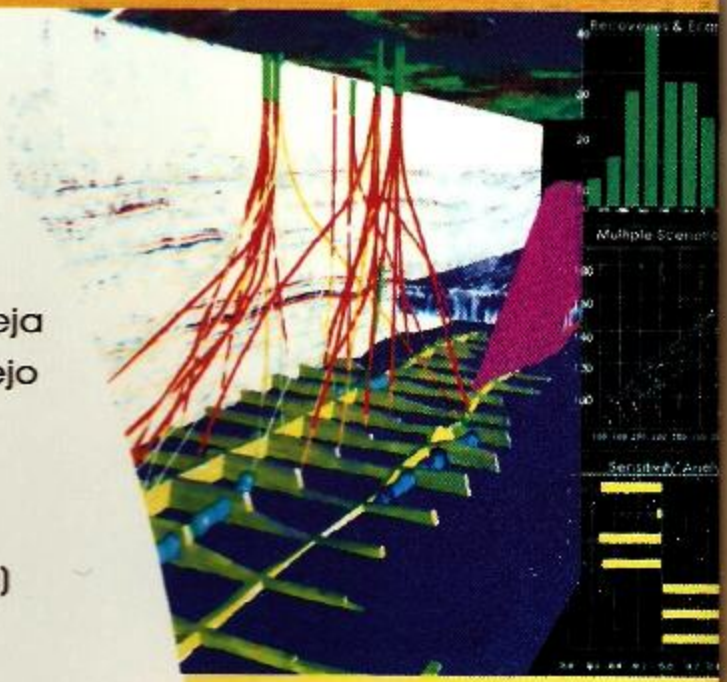
Estudio Sísmico Estructural de las Rocas Carbonatadas del Cretácico Superior y su Caracterización Estática del Campo Gaucho, Sureste de México

M. en I. Refugio Delgado Romero



DecisionSpace® Decision Management System (DMS)

Optimice el desempeño de sus activos con el análisis de decisiones riguroso



Mejore el desempeño de sus activos a través de la simulación y evaluación riguroso y continuo de múltiples escenarios y decisiones. DecisionSpace DMS es la única solución completamente integrada que maneja el riesgo por todo el flujo de trabajo del manejo del activo.

DMS integra activamente todos los aspectos del activo (superficie, subsuelo y la economía) de manera significativa.

DMS y DecisionSpace Nexos reducen significativamente el ciclo de tiempo de la toma de decisiones a través de simulación y optimización en forma rápida habilitada por cálculos computacionales paralelos.

Identificando los resultados probables, riesgos claves y seleccionando los escenarios óptimos de desarrollo basados en impulsores de negocios críticos. DMS permite la mejor decisión posible.

El diseño abierto y escalable de DMS permite la construcción de flujos de trabajo customizados y la integración de varias tecnologías.

Landmark

HALLIBURTON
Digital and Consulting Solutions

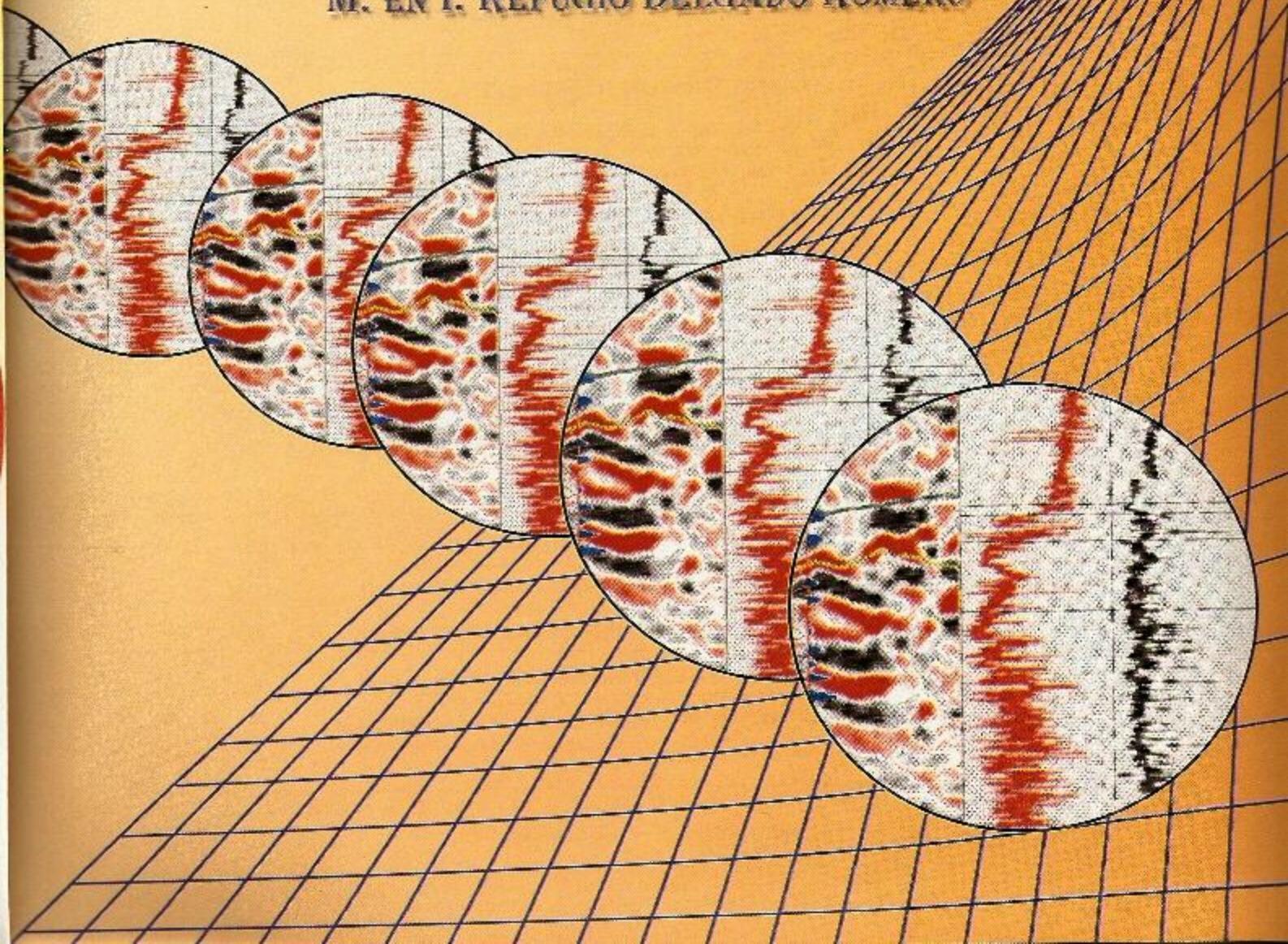
Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 45, NÚMERO 1, ENERO-MARZO, 2005

Estudio Sísmico Estructural de las Rocas Carbonatadas del Cretácico Superior y su Caracterización Estática del Campo Gaucho, Sureste de México

M. EN I. REFUGIO DELGADO ROMERO



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

(MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI y ULG)

CONSEJO DIRECTIVO
2005-2007

M. en C. RODOLFO MARINES CAMPOS
Presidente

M. en I. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ
Vicepresidente

Ing. CARLOS FLORES ROMERO
Secretario

M. en I. FERNANDO FLORES CRUZ
Prosecretario

Ing. PATRICIA OCEGUERA SERRANO
Tesorera

Ing. REBECA NAVARRO HERNÁNDEZ
Protesorera

M. en C. JORGE A. MENDOZA AMUCHÁSTEGUI
Editor

Dr. OSCAR CAMPOS ENRÍQUEZ
Coeditor

Ing. J. ALBERTO SANTANA FERNÁNDEZ
Coordinador de Eventos Técnicos

Ing. JOSÉ RODOLFO ROCHA RUIZ
Coordinador de Eventos Sociales

M. en A. LEOPOLDO E. HERNÁNDEZ AVILA
Coordinador Fundación AMGE

Ing. JAVIER NÚÑEZ ARIZA
Coordinador del Exterior

Ing. JAIME GUERRA ORTIZ
Coordinador de Jubilados

Ing. JUAN JOSÉ BOLAÑOS ESPINOSA
Coordinador de la Gaceta

Ing. AGUSTÍN RUIZ VIOLANTE
Coordinador de la página Web

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Dr. GUILLERMO A. PÉREZ CRUZ
Ing. CÉSAR NAVARRO TAFOLLA
Ing. JORGE R. VERA SÁNCHEZ

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Ing. MARCO A. GHENO JUÁREZ
Cd. del Carmen, Camp.

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Cd. de México

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA
Coatzacoalcos, Ver.

Dr. RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ
Houston, Tx.

Ing. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO
Morelia, Mich.

Ing. JULIO PÉREZ ALDANA
Poza Rica, Ver.

Ing. EVERARDO CASTRO MEDELLÍN
Reynosa, Tamps.

Ing. JOSÉ C. CÁMARA ALFARO
Tampico, Tamps.

Ing. MARCO ANTONIO ARREGUÍN LÓPEZ
Veracruz, Ver.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ
Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

M. en I. ALEJANDRO CERÓN FERNÁNDEZ
Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI
Instituto de Geofísica

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA
FACCTIIEM

M. en I. HERMES AGUIRRE VARGAS
U. Latinoamericana de Geofísica

Dr. SALVADOR ALVAREZ BALLESTEROS
Unión Mexicana de Asociación de Ingenieros

M. en I. LUIS MARIO PALACIOS REYES
IPN

M. en I. RICARDO CASTREJÓN PINEDA
UNAM

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (campus Linares)

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE

JALAPA 92 (planta baja), DEPTO. 1, COL. ROMA, DELEG. CUAUHTÉMOC, 06700 MÉXICO, D.F., TEL. 5514-2530

rmarines@imp.mx • jamendo@imp.mx

Mensaje del Editor

Estimados colegas:

En ocasión de la presente publicación del Boletín de nuestra Asociación y bajo la dirección del Consejo Directivo 2005-2007, me permito recordarles la importancia de la edición de los artículos, cumpliendo con lo establecido en los estatutos de la Asociación, ya que tienen el objetivo de difundir entre los asociados las informaciones técnicas y científicas de nuestra especialidad: la Geofísica de Exploración.*

La importancia que reviste el compartir los avances científicos, tecnológicos y metodológicos que se dan en el quehacer de nuestro trabajo e investigaciones a través de este Boletín es enorme, puesto que reditúa en el fortalecimiento del nivel técnico de nuestros asociados, favoreciendo el intercambio útil de opiniones y conceptos que nos permitan mejorar el desempeño como profesionales de las geociencias.

Por lo anterior, aprovecho esta oportunidad para invitarlos cordialmente a compartir de sus resultados más relevantes, de sus desarrollos más promisorios o de sus teorías más novedosas, enviando artículos para ser publicados en este medio y de esta manera, juntos demos cumplimiento a uno de los objetivos más relevantes de nuestra Asociación: ***"Promover el estudio y desarrollo de la Geofísica en general y especialmente en las ramas de esta Ciencia que se dedican a la exploración e investigación de la corteza terrestre para crear el interés científico, tecnológico y educativo, asimismo, elevar el nivel de conocimientos a todos los científicos que deseen formar parte de la AMGE".***

Reciban un afectuoso saludo.

M. en C. Jorge A. Mendoza Amuchástegui
Editor

jamendoz@imp.mx

* El responsable del contenido técnico es el autor del trabajo.

Estudio Sísmico Estructural de las Rocas Carbonatadas del Cretácico Superior y su Caracterización Estática del Campo Gaucho, Sureste de México*

M. en I. Refugio Delgado Romero**

RESUMEN

En la zona de estudio se manifiesta una etapa compresiva para el Mioceno medio, cuyos esfuerzos provocaron estilos de deformación característicos del Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra de Chiapas, caracterizados en superficie por una serie de pliegues alargados y orientados de NW-SE limitados por fallas de tipo inverso. Los pliegues que afloran en la Sierra de Chiapas se prolongan en el subsuelo hacia la Provincia Costera del Golfo de México, comportándose en forma muy parecida.

La interpretación de los datos sísmicos de tres dimensiones permitió resolver las ambigüedades estructurales y exhibió que la estructura del Campo Gaucho es continua y orientada de noreste-suroeste. Dicha estructura anticlinal está controlada en su flanco oriental por una falla normal, formando una estructura de cierre contra falla.

Las rocas almacenadoras del Campo Gaucho están constituidas por las facies 4 de Wilson como brechas de talud derivadas de la destrucción del borde norte de la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo.

En el Campo Gaucho se identificaron dos yacimientos localizados en rocas del Cretácico Superior. El primero está ubicado en la parte alta del Cretácico Superior y corresponde a la unidad de flujo "B" del Pozo Gaucho-11. El segundo se encuentra ubicado en la parte baja del Cretácico Superior y corresponde a la unidad de flujo "A" del Pozo Gaucho-1.

La estructura del Campo Gaucho se detectó por medio de información de gravimetría y sísmica 2D y el Pozo Gaucho-1 se perforó en el año de 1987, descubridor de aceite de 25°API y gas, en el intervalo de 2,573-2,591 mbnm en brechas del Cretácico Superior.

---

* Tesis de Maestría presentada en la División de Estudios de Posgrado de la UNAM. Director de Tesis: Dr. Mario Ruiz Castellanos (2004).

** PEMEX-Exploración y Producción.

De 1987 a 1990 se perforaron dos pozos: el Gaucho-11 y el Gaucho-22, resultando seco este último. Como consecuencia de lo anterior, PEMEX determinó emplear la sismología 3D, mediante un levantamiento que cubrió un área de 112 km².

La caracterización geológica del Campo Gaucho incluyó los siguientes pasos:

1. *Establecer el marco estratigráfico;*
2. *Interpretación estructural regional con sísmica 2D y 3D;*
3. *Calibración del tiempo vs profundidad,*
4. *Interpretación estructural con sísmica 3D.*

La interpretación interactiva del volumen de datos sísmicos permitió para el año de 1998 tener un modelo geológico estructural definiéndose los límites del campo.

La producción acumulada hasta enero de 2003 es de 0.030536 mmb de aceite y 17.32 mmpc de gas. El campo fue cerrado en el año de 1992 por presiones igualadas entre la TP y la línea de descarga.

JUSTIFICACIÓN

A inicios del año de 1998 cuando el Campo Gaucho fue visualizado para realizar un estudio se encontraba cerrado por presiones igualadas, es decir, la tubería de descarga del pozo tiene una presión menor que la presión donde se transporta el aceite. Sin embargo, sabíamos que el Pozo Gaucho-1 estaba produciendo 960 b/d antes de ser cerrado.

Iniciamos por el planteamiento de resolver el aspecto estructural con la nueva información sísmica 3D y encontrar los límites del yacimiento. Una vez resuelto este aspecto nos abocamos a agregar más datos al yacimiento hasta conocer su modelo geológico de depósito de las unidades carbonatadas productoras.

Posteriormente, combinamos la estratigrafía con el carácter estructural para determinar el modelo geológico del yacimiento. Finalmente, decidimos conocer hasta donde fuera posible las propiedades petrofísicas del yacimiento como son: la distribución de la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de aceite y saturación residual que al combinarlo con el modelo geológico pudimos establecer la caracterización estática del Campo Gaucho.

Desde el punto de vista económico se pudo calcular, con la nueva información, una reserva remanente de hidrocarburos mayor a los 40 millones de barriles que están en espera de ser explotados.

INTRODUCCIÓN

El Campo Gaucho se localiza al norte del Estado de Chiapas, Sureste de México aproximadamente a 50 km al suroeste de Villahermosa e inmediatamente al norte del poblado de Pichucalco, Chiapas. Desde el punto de vista geomorfológico se encuentra en la Planicie Costera del Golfo de México muy cercano a las estribaciones de la Sierra de Chiapas (Fig. 1).

Este campo petrolero fue descubierto en diciembre de 1987 mediante información sísmica bidimensional y gravimetría con el Pozo Gaucho-1 que terminó

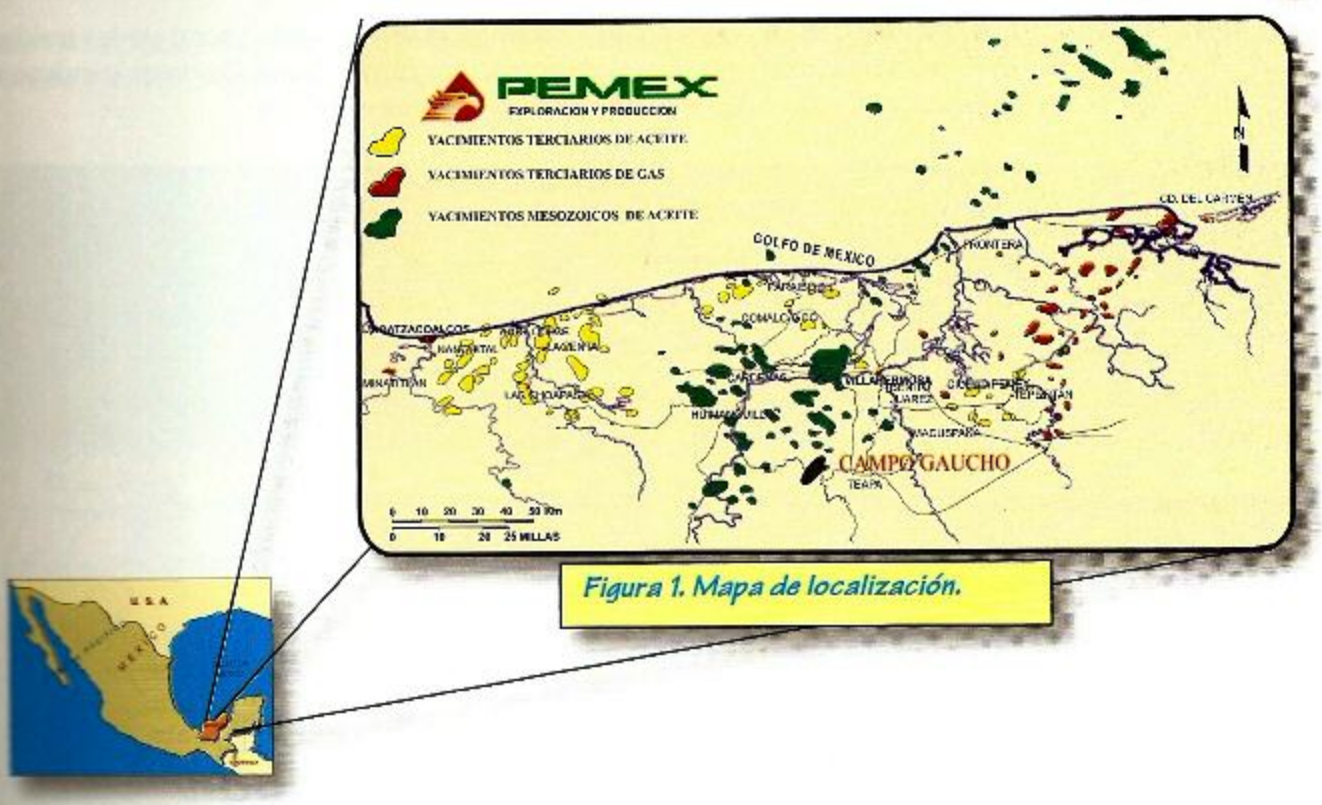


Figura 1. Mapa de localización.

como productor de aceite y gas en el intervalo de 2,573-2,591 m. Está constituido por brechas calcáreas dolomitizadas del Cretácico Superior. Estructuralmente, este campo se encuentra en un anticlinal que buza hacia el noroeste limitado hacia el sureste por una falla normal que lo separa de un bajo estructural denominado "Canal de Jalpa". Su eje tiene una inclinación de 25°, lo que le da una apariencia de monoclinal.

El Pozo Gaucho-1 alcanzó una profundidad total de 6,798 mbnm en rocas del Kimmeridgiano. La importancia de esto radicó en que fue el primer pozo exploratorio descubridor de una estructura productora localizada en la parte más meridional del denominado *"Horst* Reforma-Akal", con lo cual no sólo se abrieron las posibilidades de extender los límites de esta provincia petrolera hasta los límites de la Planicie Costera del Golfo de México; sino también las posibilidades de encontrar zonas productoras en las estribaciones de la Sierra de Chiapas.

Debido a este importante descubrimiento entre 1987 y 1995 se perforaron los pozos Gaucho-11 y Gaucho-22, con el fin de delimitar y desarrollar el campo y los pozos Secadero-1 y Catedral-1, con el propósito de probar nuevas estructuras en la región descubierta. Estos últimos pozos dieron por resultado el descubrimiento de los campos Secadero y Catedra-l, con lo cual se confirmó el potencial de esta región. No obstante, las producciones iniciales alcanzadas por los pozos Gaucho-1 y Gaucho-11 y las buenas características petrofísicas de los intervalos productores a enero de 2003, la producción acumulada es de sólo 0.030596 mmb de aceite y 17.32 mmpc, actualmente el campo se encuentra cerrado por presiones igualadas.

Para esta misma fecha se habían perforado tres pozos, de los cuales uno resulta seco, posteriormente el estudio *posmorten* de los pozos perforados reveló que uno de los principales motivos de las bajas producciones se debía a la biodegradación de los aceites por contaminación de aguas meteóricas y bajas permeabilidades, por otra parte teníamos un pozo seco y no podíamos terminar de desarrollar el campo, por tal motivo se recomendó un estudio de tres dimensiones. Este levantamiento se lleva a cabo en 1995 con un área de operación de 112.11 km^2 y un área de migración de 46.80 km^2.

Esta tesis tiene como objetivo detallar el aspecto estructural de las unidades de flujo del Cretácico Superior, mediante la interpretación de los datos sísmicos de tres dimensiones y complementarlo con estudios petrográficos.

OBJETIVO

Establecer el estilo estructural y determinar la continuidad y carácter en tres dimensiones de las rocas del yacimiento, así como establecer la litología, ambiente de depósito y distribución de las unidades de flujo del Cretácico Superior.

LOCALIZACIÓN

El Campo Gaucho se localiza al sureste de la República Mexicana en la parte norte del Estado de Chiapas (ver Fig. 1). Desde el punto de vista geográfico, el Campo Gaucho se ubica en el Municipio de Pichucalco, al noroeste del Estado de Chiapas, entre las coordenadas 17°38´ y 17°31´ de latitud norte, 94°14´ y 93° 04´ de longitud oeste. El acceso es por la carretera federal Villahermosa-Teapa-Pichucalco, desviándose hacia el Poblado de Estación Juárez. Generalmente, se ubica a 50 km al suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco (Fig. 2).

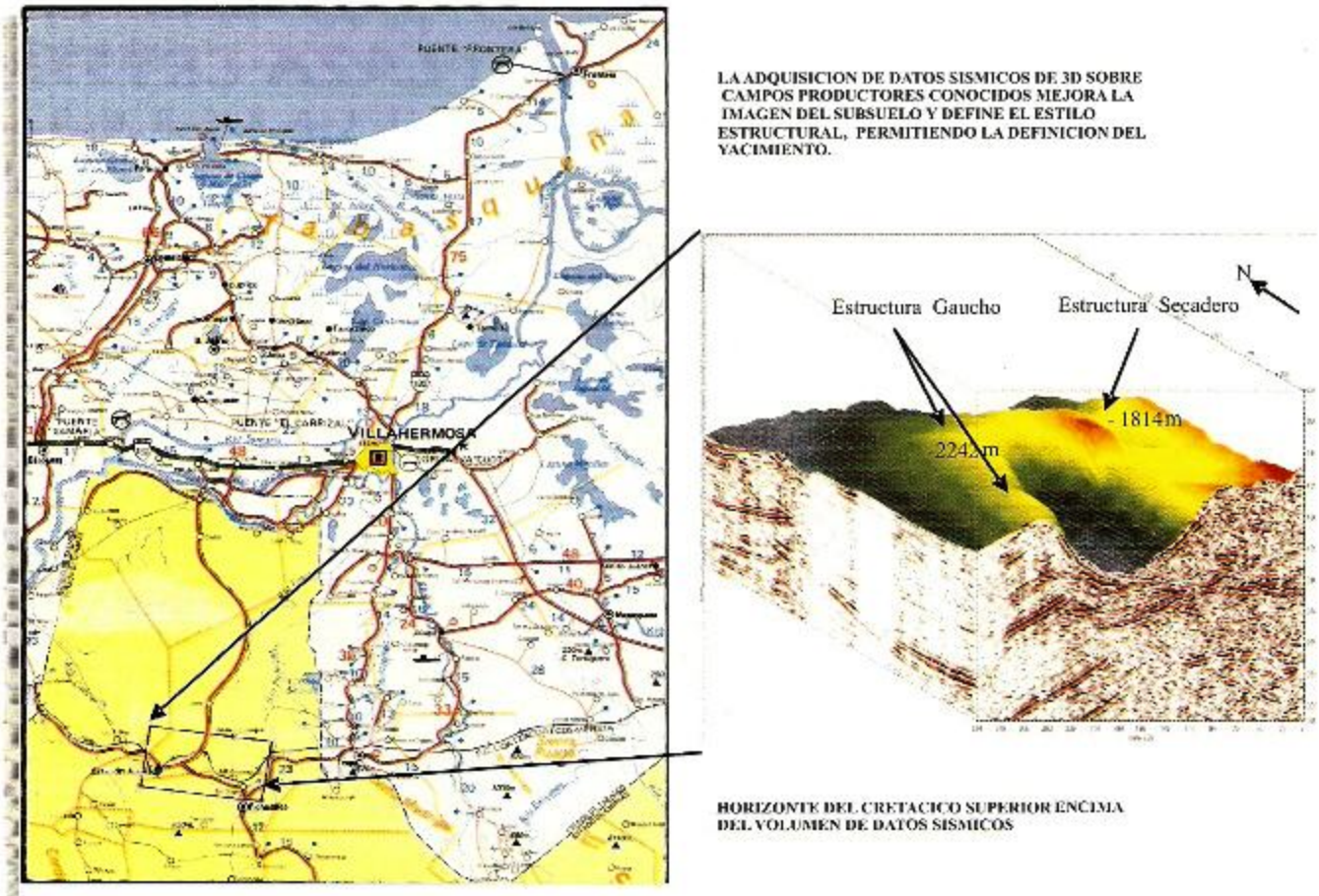


Figura 2. Localización del cubo sísmico de Gaucho.

Geomorfológicamente forma parte de la Provincia denominada Planicie Costera del Golfo de México, según la clasificación de Mullerried (1957) (Fig. 3).

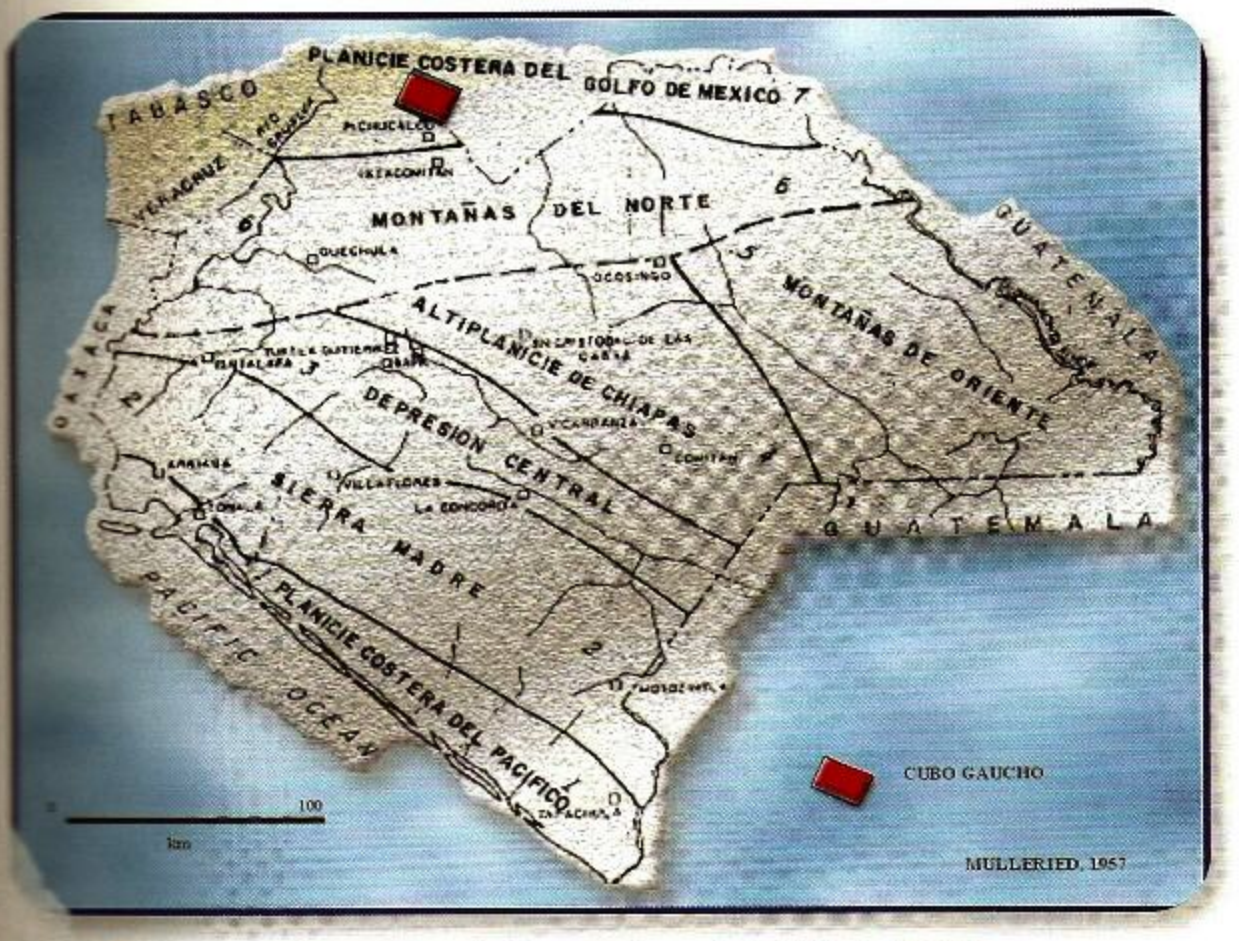


FIGURA 3. Provincias fisiográficas de Chiapas adaptado de Mulleried, 1957.

ANTECEDENTES GENERALES

El primer trabajo sismológico del área fue realizado por Sánchez (1977), quien propuso las localizaciones exploratorias de Guarumo-1 y Guásimo-1, con el objetivo de investigar las posibilidades petrolíferas de las rocas carbonatadas del Cretácico Medio y Superior.

En este trabajo, Sánchez configuró la estructura de Guarumo (Fig. 4) y enfatiza que Guarumo es una estructura anticlinal afectado en el flanco sur por una falla normal. Además, menciona que dicha estructura se alinea con los campos productores Cacho López, Mundo Nuevo y Topén. Por su parte, la estructura de Guásimo es una trampa anticlinal con cierre contra falla en el flanco este de la estructura de Guarumo.

Moreno y Juárez, 1980 hicieron un análisis de gravimetría, magnetometría y sismología en la zona de estudio, en donde al interpretar los datos lograron definir la estructura de Gaucho, la cual propusieron perforar. En el análisis de las anomalías de Bouguer de la figura 5 y Residual destacan el Máximo de Gaucho, cuyo eje está orientado de NW-SE, considerando que en este lugar existe un anticlinal bastante atractivo.

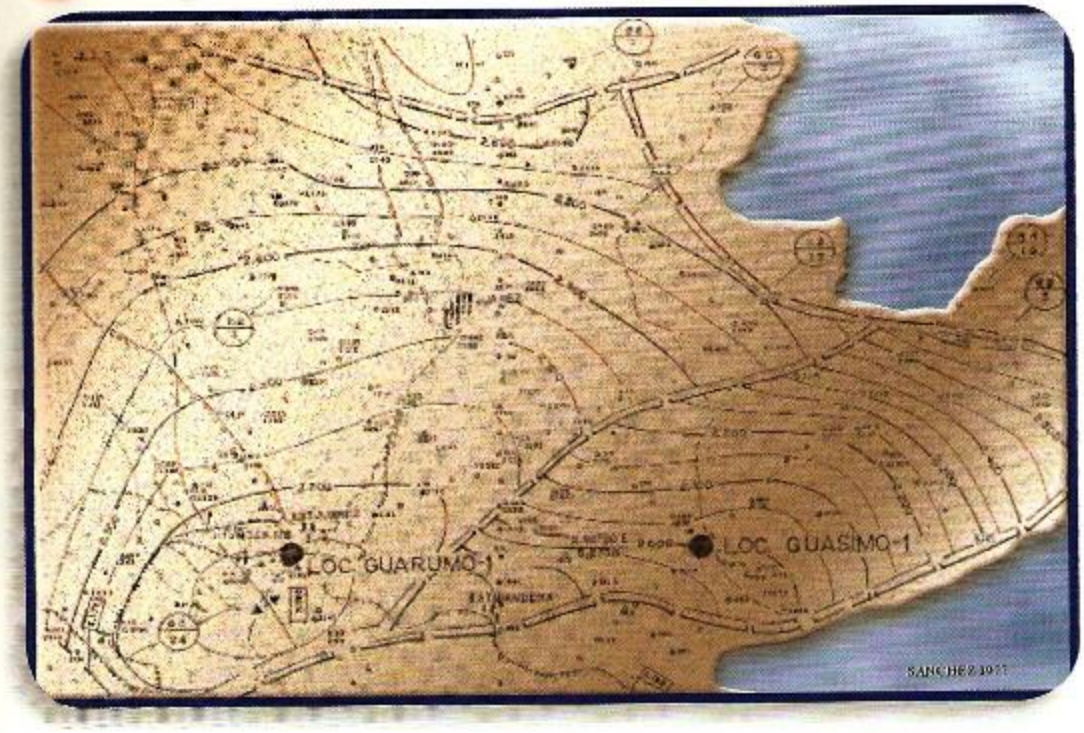


Figura 4. Configuración en tiempo de los pozos Guarumo-1 y Guásimo-1.

Sismológicamente, los autores anteriores bosquejaron sólo el flanco noreste de la estructura de Gaucho que se presenta como un anticlinal alargado, orientado de noreste-suroeste formando un bloque levantado y separado de las estructuras de Guarumo y Guásimo por una falla normal. Resumiendo que en este lugar existe un anticlinal bastante atractivo para perforar y propusieron la localización exploratoria Gaucho-1 (Fig. 6).

Castillo (1982) realizó una interpretación sísmica estructural de los bloques de Gaucho y Secadero con nueva información sismológica, destacando la identificación de una banda de reflejos bien definidos, la cual representa a las rocas cretácicas. Castillo apoyó la perforación de ambas estructuras (Fig. 7).

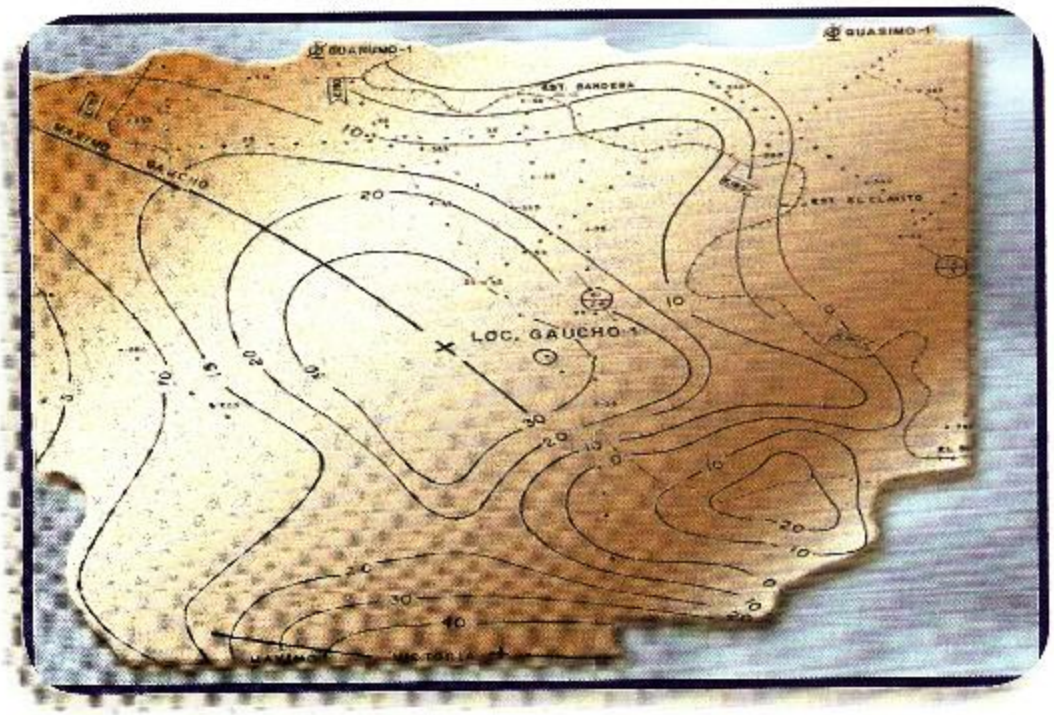


Figura 5. Mostrando la Anomalía de Bouguer del Máximo de Gaucho.

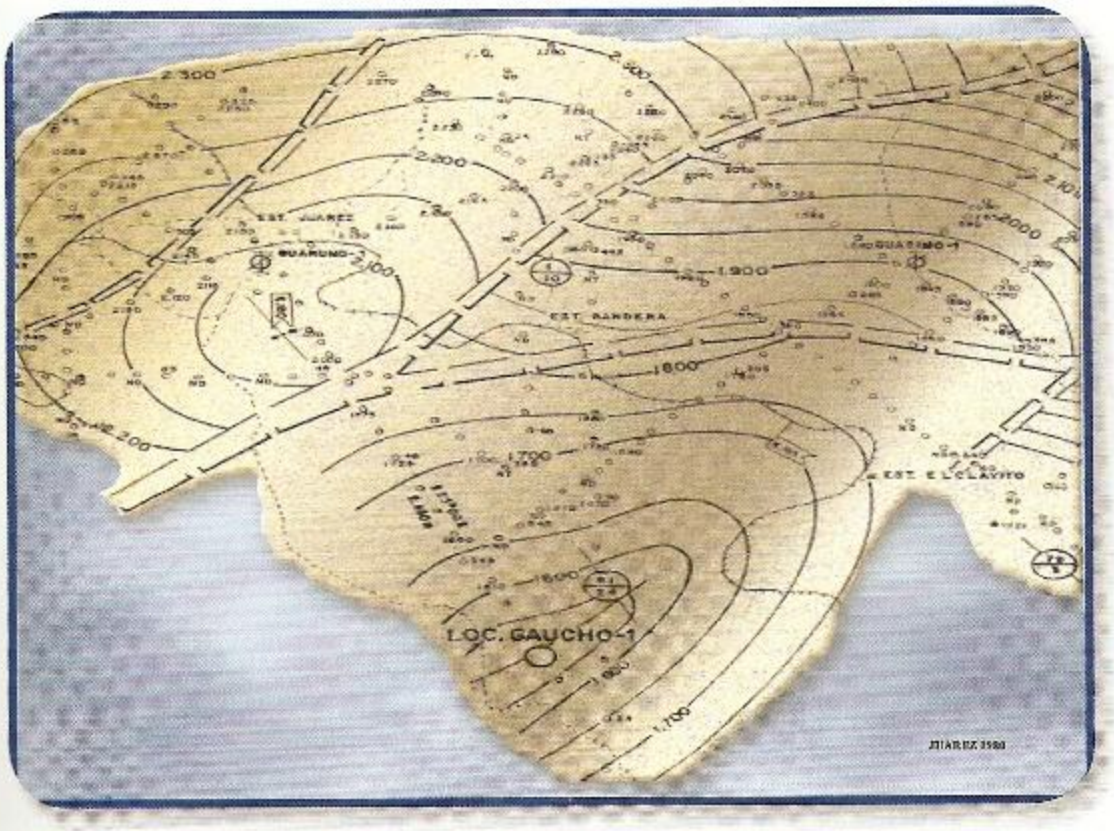


Figura 6. Configuración estructural en tiempo de la cima del Cretácico Superior del Campo Gaucho.

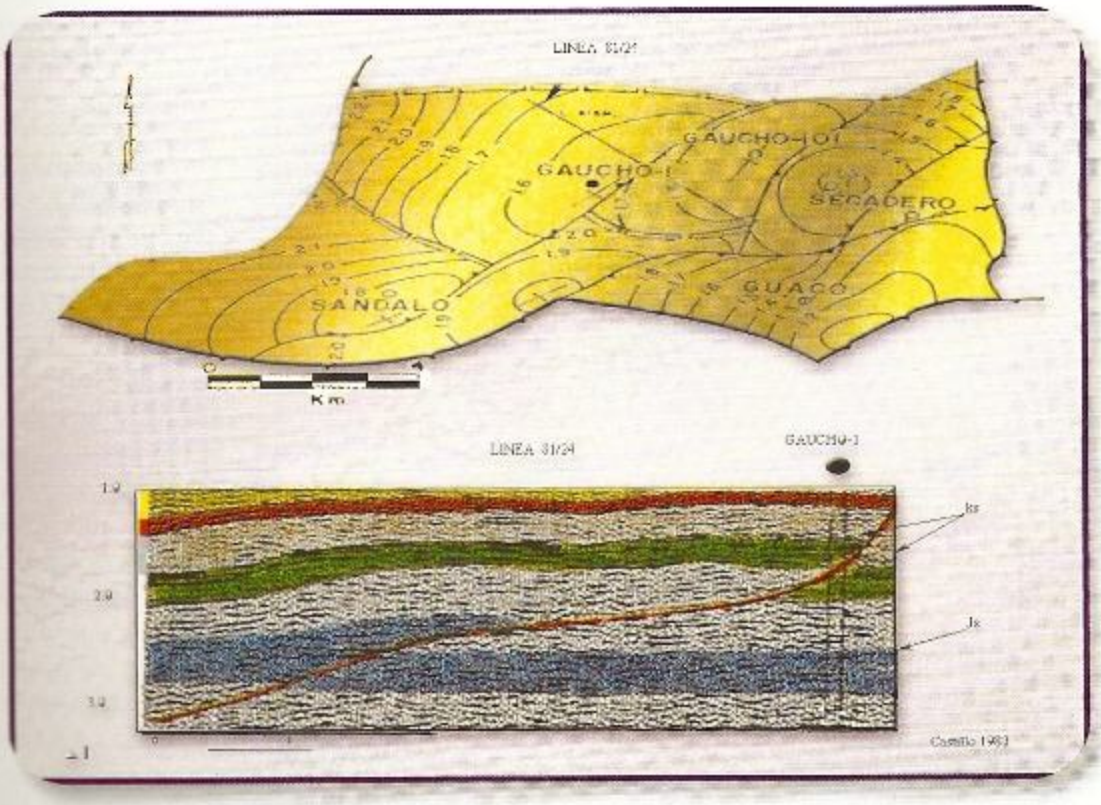


Figura 7. Configuracion de la cima del Cretácico Superior, abajo sección sismológica del Campo Gaucho.

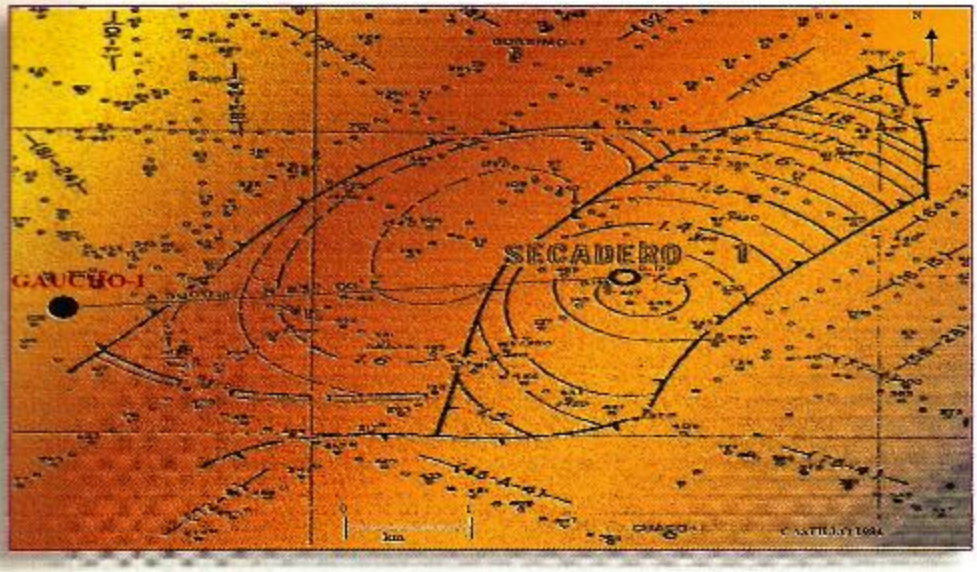


Figura 8. Configuracion de la cima del Cretácico Superior en tiempo para la propuesta exploratoria del Pozo Secadero-1.

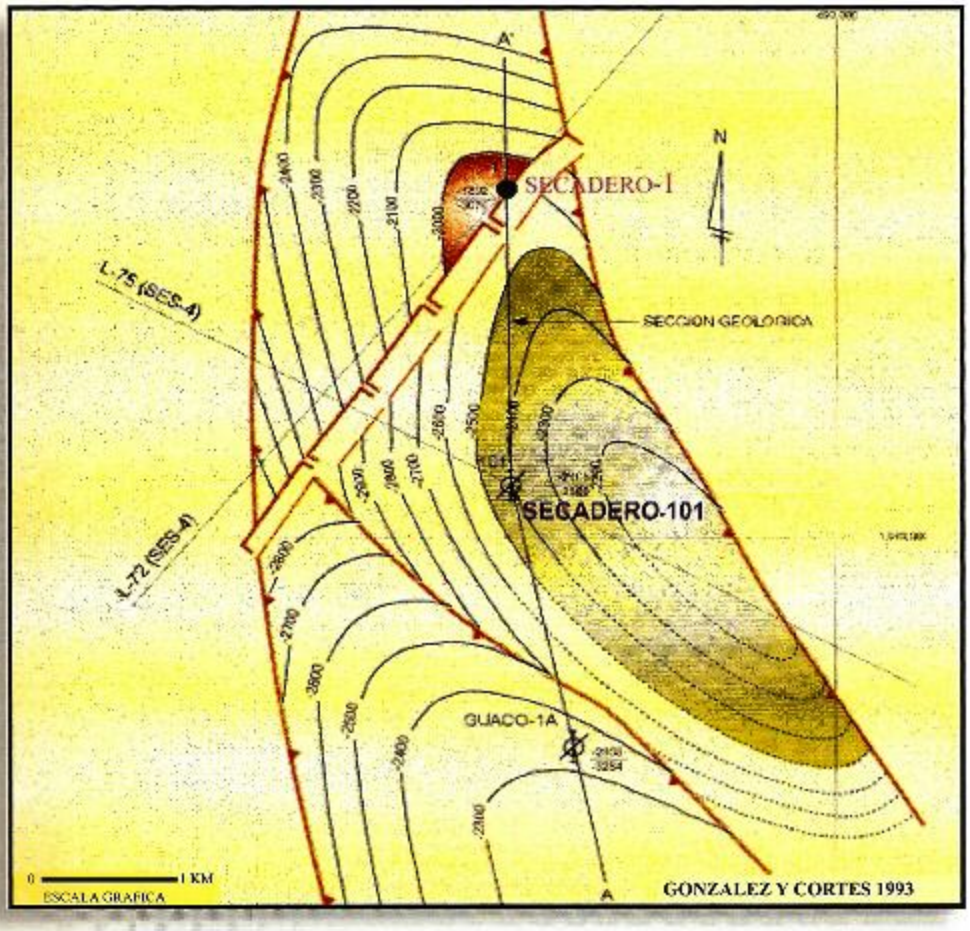


Figura 9. Configuración de la cima del Cretácico Medio en metros para la propuesta de localización exploratoria del Pozo Secadero-101.

En este mismo trabajo, Castillo propuso perforar la Estructura de Secadero, documentando la localización exploratoria de Secadero-1 (Fig. 8).

González (1993) realizó una reinterpretación estructural del Campo Secadero, considerando la información sismológica existente y la geología obtenida con la perforación del Pozo Secadero-1.

Con estos datos e información sísmica complementaria concluyó que la Estructura de Secadero se comporta como un plegamiento truncado al oriente por una falla regional orientada de norte-sur, la cual por su alto ángulo, así como por la diferencia en las columnas estratigráficas de los bloques adyacentes y por su salto de 800 m al nivel del Cretácico Medio, permite suponer una falla desplazamiento de rumbo.

En el flanco occidental de la estructura, la información sismológica indica la existencia de una falla inversa con buzamiento al este. En la prolongación sur, el cierre está dado por una falla normal con rumbo de NW-SE (Fig. 9).

Con esta nueva interpretación sísmica, González propuso la localización exploratoria Secadero-101, para evaluar las calcarenitas y dolomías del Cretácico Medio, que en el pozo Secadero-1 aportó agua salobre y que se esperaba encontrar en mejor posición estructural. Sin embargo, el Pozo Secadero-101 quedó ubicado en un bajo estructural.

Los campos Gaucho y Secadero son la prolongación más meridional del tren productor de Cacho López-Mundo Nuevo-Topén. Desde el año de 1987 a la fecha, en el área que comprende el cubo se han perforado siete pozos, tres productores y cuatro invadidos, de los cuales tres son del bloque de Gaucho, uno de Secadero y los otros tres son de bloques diferentes; los pozos invadidos son: Gaucho-22, Secadero-101, Guásimo-1 y Guarumo-1.

Debido a lo anterior, la adquisición sísmica 3D fue necesaria porque la información de 2D no proporciona buena calidad de imagen de la estructura en el subsuelo para mapear los objetivos del Cretácico Superior y Medio, así como el comportamiento estructural de los campos.

Antecedentes Geológicos del Campo Gaucho

El Campo Gaucho fue descubierto en la década pasada con la perforación del pozo exploratorio Gaucho-1, el cual se terminó el 20 de diciembre de 1987 como productor de aceite y gas. Después, en septiembre de 1989 y diciembre de 1990 se perforaron los pozos de desarrollo Gaucho-11 y Gaucho-22, respectivamente.

El Pozo Gaucho-1 se encuentra ubicado en la parte media de la estructura anticlinal bisectado por un canal de relleno Terciario, dando la apariencia de un monoclinal con pendientes hasta de 25° al oeste. La interpretación del 3D resolvió las ambigüedades estructurales y exhibió que la estructura de Gaucho es continua y orientada de noreste-suroeste, controlado en su flanco oriental por una falla normal, formando una estructura de cierre contra falla como se puede ver en la figura 10.

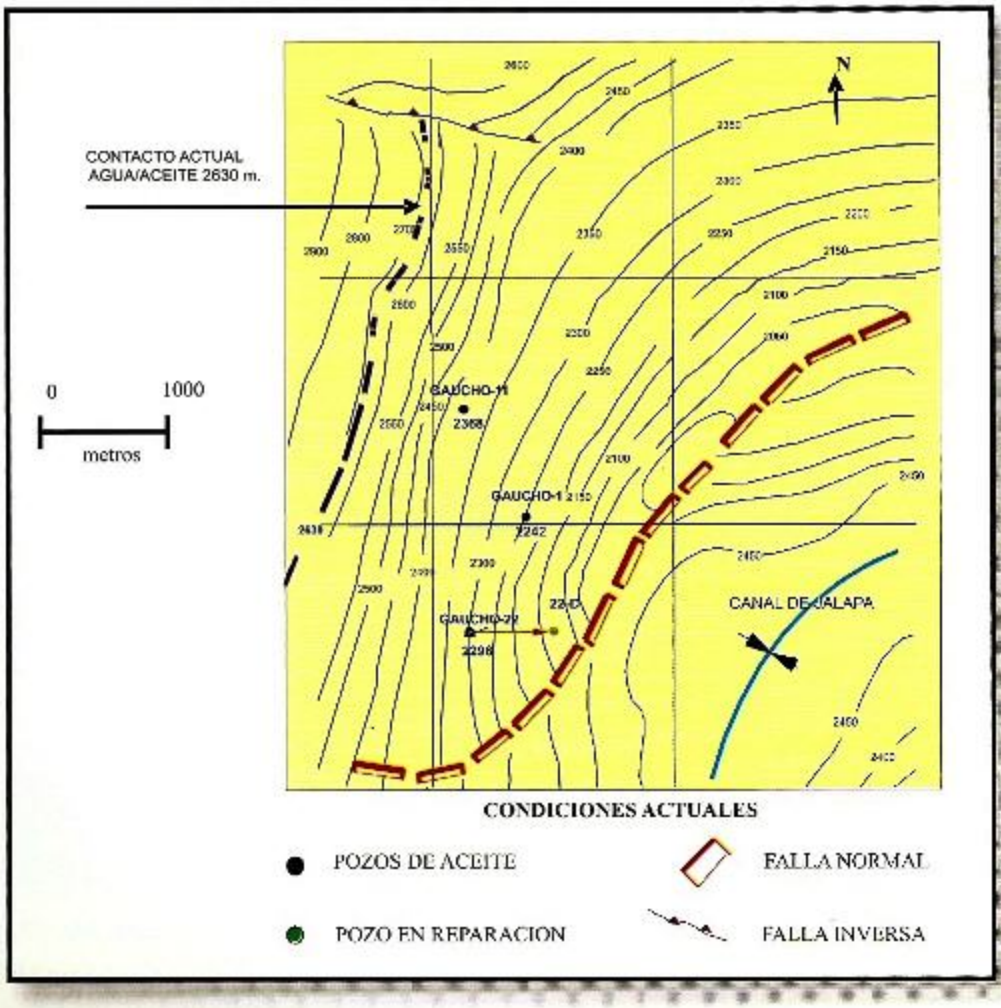


Figura 10. Mapa estructural de la cima del Cretácico Superior en metros.

Actualmente, este campo se encuentra cerrado por presiones igualadas, debido a que su línea de descarga fluye en corriente con los pozos de los campos Carmito, Artesa y Sitio Grande, lo cual implica que el Campo Gaucho necesita tener su propia línea de descarga para mantenerlo fluyendo.

En el Pozo Gaucho-1, la cima del Cretácico se detectó a 2,242 mbnm, alcanzando un espesor superior a 400 m.

El intervalo productor es de 2,573-2,591 mbnm, se considera como límite inferior del yacimiento el contacto agua-aceite a 2,630 mbnm con base a la información de los registros geofísicos y fue terminado en tubería de revestimiento de 5" de diámetro. Sus datos de medición fueron: aceite 944 bl/d; 0.95 mmmpcd de gas, por estrangulador de 1/2", RGA de 181 m^3/m^3 y una presión superficial de flujo de 29.9 kg/cm^2.

Las rocas del yacimiento del Cretácico Superior consisten de brechas gruesas (Brecha "A") alojadas en una matriz con fauna planctónica. La porosidad varía desde un 29% a menos de 20% con valores típicos de alrededor de 15%.

En el Pozo Gaucho-1 se probó un intervalo con porosidad de 20%, saturación de agua promedio de 26.1%. El espesor promedio bruto del yacimiento es de 424 m y el espesor promedio neto es de 106 m.

El Pozo Gaucho-11 se ubicada a 1,038 km al N35°50"W del Pozo Gaucho-1 y en el flanco noroccidental de la estructura. La profundidad total del pozo es de 2,927 mbnm, habiendo penetrado hasta el Cretácico Medio. La cima del Cretácico se detectó a 2,360 mbnm, con un espesor penetrado de 559 m.

El intervalo productor es de 2,369-2,377 mbnm, la porosidad es del orden de 20%, la saturación de agua de 10.3% y el espesor neto es de 34.2 m, fue terminada en tubería de revestimiento de 10¾" de diámetro. Se estimuló con 1,200 b/d con HCl al 15%. Sus datos de medición fueron: aceite 1,041 b/día, estrangulador de 1/4'', RGA de 200 m^3/m^3 y una presión superficial de flujo de 126 kg/cm^2. El fluido recuperado fue un aceite ligero de 0.835 gr/cm^3.

El área estimada es del orden de 7.1 km^2 para las reservas probadas, de 9 km^2 para las reservas probables y una primera evaluación de las reservas da cifras de alrededor de 54.14 MMBPCE para las reservas probadas y probables, respectivamente.

La roca-almacén del yacimiento del Cretácico Superior consiste de brechas gruesas (Brecha "B") semejantes a las descritas para el Pozo Gaucho-1.

El Pozo Gaucho-22 se encuentra ubicado a 1,000 m al S 35°W del Pozo Gaucho-1, la profundidad total del pozo es de 2,664 mbnm, habiendo penetrado la cima del Cretácico Superior a 2,296 mbnm.

Los intervalos de 2,356-2,369 y 2,339-2,356 mbnm, el primero fue invadido de agua salada y el segundo con leve flujo de gas sin presión.

El Campo Gaucho tiene hasta enero de 2001 una producción acumulada de 0.030536 mmb de aceite y 17.32 mmpc de gas y una reserva probada de 54.14 mmb de petróleo crudo equivalente.

RESUMEN DE LOS DATOS DEL CAMPO GAUCHO

Historia: Descubrimiento; diciembre de 1987	Porosidad % (promedio/relación): 15/10-20
Tipo de trampa: Estructural-Estratigráfica	Inicio de la Producción: 1990
Edad: Cretácico Superior	Formación: Agua Nueva Equiv.
Presión inicial del yacimiento: 290 kg/cm²	Gravedad del aceite: 25°API
Relación gas/aceite: 181 m³/m³	Punto de Burbuja: 297.33 kg/cm²
OOIP: 281.15 MMB	Área: 10.9 m³/m³
Zona del yacimiento: Brechas	Pozos: 2 vert. de aceite; 1 vert. seco
Columna bruta de aceite: 300-424 m	Profundidad: 2,787-2,805 m
Relación bruta neto: (promedio/relación): 28/22-34	Isopaca Bruta Promedio: 50-100 m

TOPOGRAFÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Esta región forma parte de las primeras estribaciones de la Sierra de Chiapas. En la figura 11 se presenta una vista isométrica de los desniveles del terreno, mostrando hacia el suroeste elevaciones hasta de 350 m, descendiendo gradualmente hacia la parte noreste donde alcanza una altitud de 10 m.

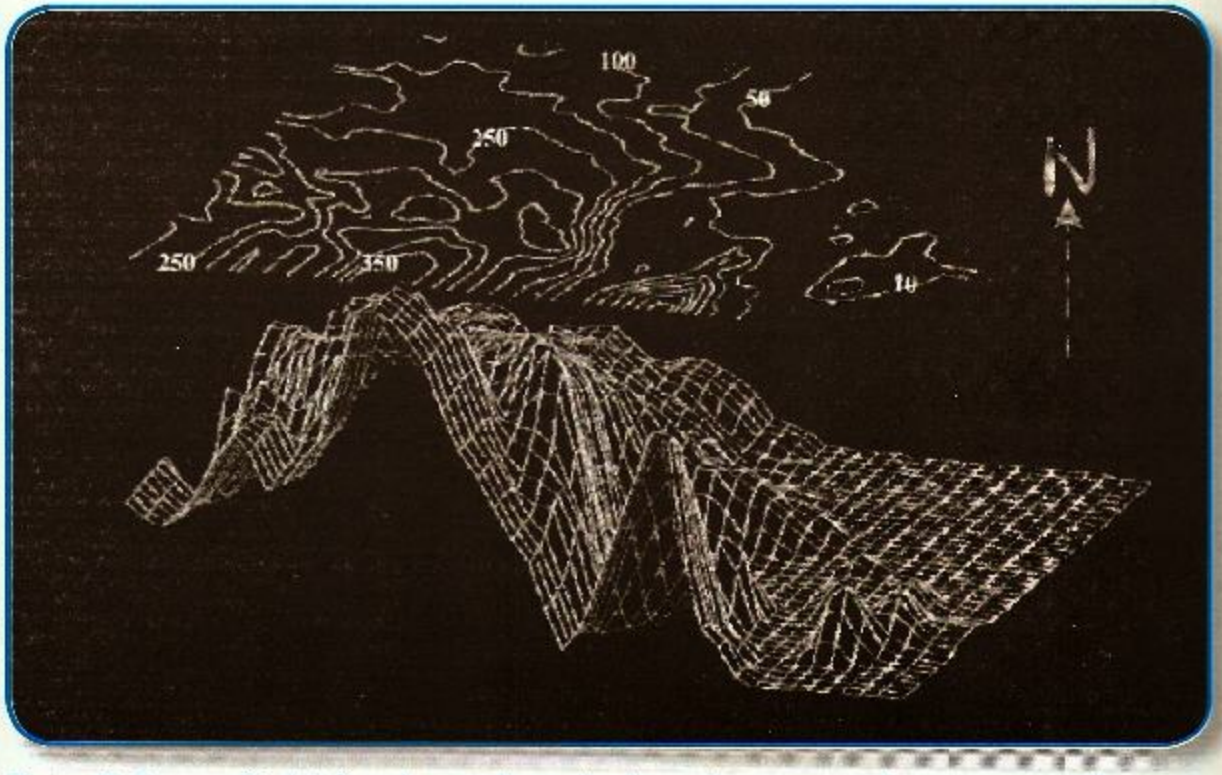


Figura 11. Topografía del área de estudio en donde se observan grandes contrastes al suroccidente y nororiente.

GEOMORFOLOGÍA DE LA PARTE NORTE-CENTRAL DEL BLOQUE SIMOJOVEL

Los rasgos geomorfológicos más importantes en esta parte lo constituyen cordilleras plegadas aflorantes que tienen una orientación general de noroeste a sureste.

El conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales buzan hacia la Planicie Costera del Golfo de México, encontrándose estos pliegues en el subsuelo con la misma orientación que el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas.

En la figura12 podemos observar lo anterior y en elipses negras se muestran los campos petroleros del frente de la Sierra de Chiapas.

El paisaje morfológico lo integran varios pliegues, como es el Anticlinal Caimba, situado en la parte sur del área de estudio, se orienta de noroeste a sureste con buzamiento al noroeste. Rocas calcáreas constituyen su núcleo y afloran en su

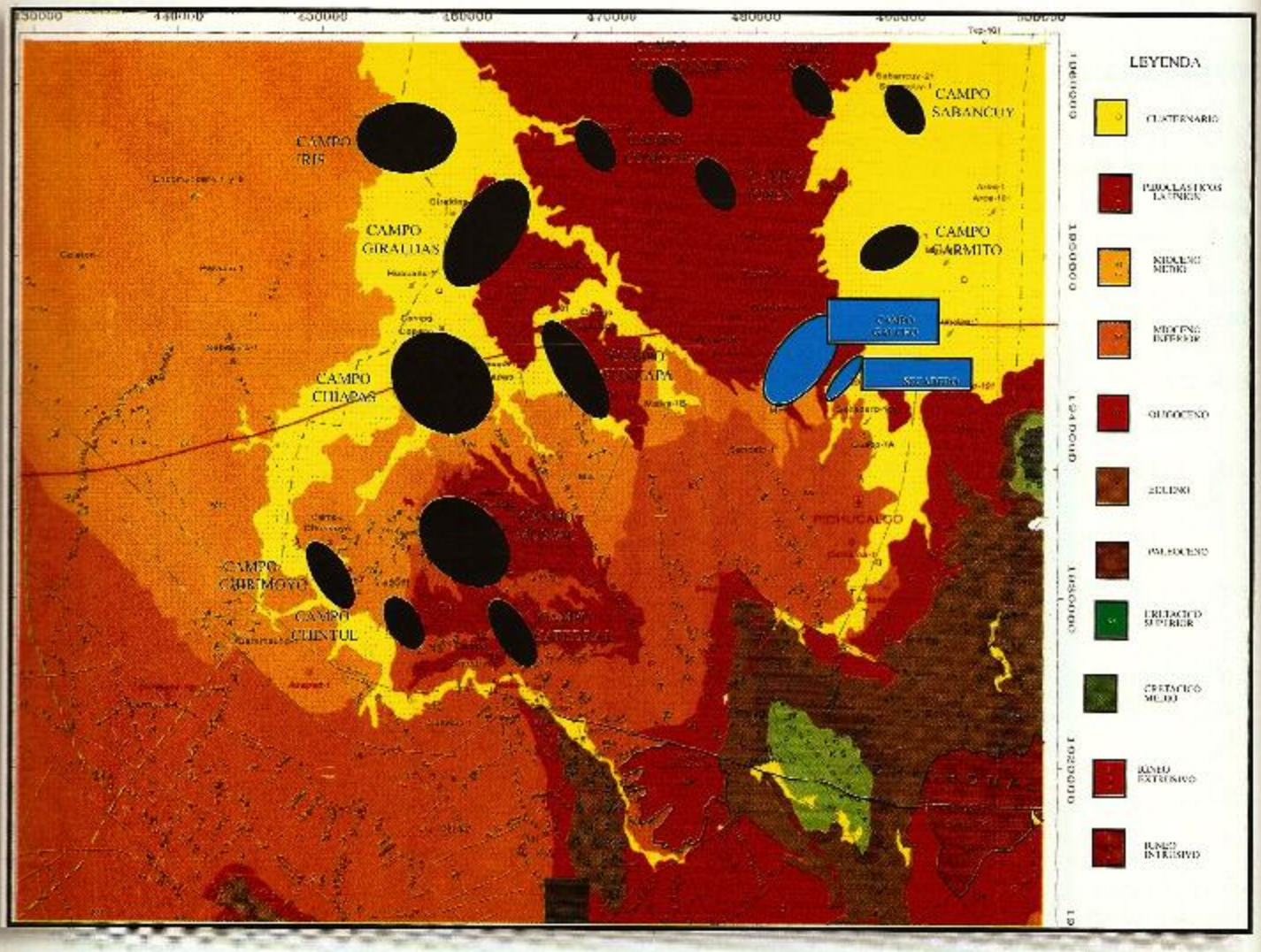


Figura 12. Mapa geológico mostrando los anticlinales y sinclinales del área. Las capas que afloran en los alrededores y en elipses negras son la representación de los campos petroleros del frente de la Sierra de Chiapas.

culminación, dándole a la sierra formas características que contrastan con los demás por su altura de 1,140 msnm.

En la parte suroeste de la región de estudio se encuentra una serranía que corresponde a un pliegue asimétrico recostado, conocido como Anticlinal Unión, el cual alcanza su máxima cabalgadura en el poblado de Xochimilco, Chiapas. Dicha estructura se orienta de noroeste a sureste buzando hacia el noroeste. En su culminación tiene a rocas terrígenas del Eoceno, logrando alcanzar una altitud de 600 m.

Al suroeste del Anticlinal Caimba y a 11 km del poblado de Chapultenango, Chiapas, sobresale un cerro de forma cónica que Mullerried (1930) estudió y describió como volcán aún en actividad, llamado "Chichón". Éste tiene 1,315 m de altitud y se levanta en una región, cuya altura es de 700 m.

Su nombre "Chichón" o "Chichonal" se deriva de una palma de la familia *Sapindae* llamada *Astrocarium* mexicana *liebin*, que produce una fruta llamada "chichón", concepto que describe el aspecto físico de la fruta y se deriva del dialecto maya.

El Volcán "Chichonal" está formado por una alternancia de capas de material piroclástico, que la literatura anglosajona define como depósitos de *ash fall* y *ash flow*. Smith (1960 y 1979) *in* Silva (1983).

Al sureste del proyecto de estudio se encuentra el Anticlinal Azufrito en cuya culminación hay carbonatos del Cretácico Medio y Superior. En superficie se presenta como un anticlinal pequeño de 10 km de largo por 7 km de ancho.

En su parte más amplia es asimétrico y recumbente hacia el noreste por efecto de una falla inversa, misma que provoca el cabalgamiento de las rocas carbonatadas del Cretácico Superior sobre las rocas del Eoceno, su eje presenta una orientación de noroeste a sureste y buza hacia el noroeste.

Entre los pliegues de Caimba y Unión se encuentra el Sinclinal Buenavista, que es truncado en su flanco sudoeste por el Cabalgamiento del Anticlinal Unión. Su parte meridional también está interrumpida por el levantamiento producido por el magmatismo del Volcán "Chichonal". Sus dimensiones son de aproximadamente 18 km de longitud, prolongándose hacia el noroeste entre los campos de Muspac y Sunuapa. Su anchura es de aproximadamente 7 km. En el núcleo de la estructura afloran rocas del Mioceno inferior.

Al occidente del Anticlinal Unión se encuentra una gran depresión llamada Sinclinal Maspac abierto en rocas del Mioceno inferior, el cual tiene una amplitud de 15 km y una longitud aproximada de 45 km, los echados de sus flancos son alrededor de 10 a 25% en superficie, sin embargo, en el subsuelo a nivel de Cretácico este gran sinclinal está deformado, formando pliegues como los de Chirimoyo, Chintul y Cambac.

Quezada (en comunicación personal) comentó que existe un nivel de desacoplamiento a nivel de Eoceno-Oligoceno cuando los sinclinales del frente de la Sierra de Chiapas están abiertos en rocas del Mioceno inferior. Este desacoplamiento ha sido observado recientemente con líneas sísmicas 2D y 3D.

Al oriente del Anticlinal Caimba se localiza el Sinclinal Ixtacomitán. Tiene una longitud aproximada de 25 por 6 km de ancho en su parte más amplia, se orienta de noroeste a sureste con ligera flexión hacia el oriente. Su zona axial se encuentra ocupada por rocas del Eoceno en el sur y por rocas del Mioceno-Oligoceno en el noroeste.

El Campo Gaucho forma parte del alineamiento estructural de Topén-Mundo Nuevo-Cacho López.

METODOLOGIA DE TRABAJO

- Establecer el marco estratigráfico
- Interpretación estructural semi-regional con sísmica 2D y 3D
- Calibración del tiempo vs profundidad
- Interpretación estructural con sísmica 3D del yacimiento
- Distribución de los ambientes de depósito de la roca generadora, almacén y sello
- Establecer la estratigrafía de las unidades de flujo del yacimiento

Este estudio se realizó mediante seis etapas, en los cuales se integró:

1. La información de los trabajos de geología superficial, principalmente los de detalle estructural y estratigráfico;
2. Los datos de los campos como son: los expedientes de los pozos, las descripciones litológicas, los intervalos probados y la historia de producción;
3. Los datos de los contactos geológicos, las líneas sísmicas 2D, los planos previos de las configuraciones del Cretácico Medio y Superior y registros geofísicos de los pozos.

ESTABLECER EL MARCO ESTRATIGRAFICO

La estratigrafía y sedimentología del cubo Gaucho están representadas en la figura 13. La composición litológica está interrumpida por discordancias principales y los cambios de espesor de las unidades litoestratigráficas se pueden picar en los perfiles sísmicos.

En la mayoría de los casos, los límites de las isócronas y diácronas son marcados con base paleontológica, así como por marcas eléctricas de los pozos. Para simplificar la descripción estratigráfica del área de estudio se utilizó la descripción de la Cuenca Sureste.

ROCAS DEL BASAMENTO

El basamento del área de Gaucho no se conoce, sin embargo, se tiene información en la Provincia Sierra Madre y está representado por rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Chiapas, cuyo comportamiento paralela a la Costa del Pacífico desde el Istmo de Tehuantepec hasta el límite México-Guatemala.

La historia geológica del Macizo de Chiapas es la siguiente, según Meneses (1994):

1. Intensa actividad ígnea al final del Pérmico o inicios del Triásico.
2. Ausencia de actividad ígnea durante la mayor parte del Cretácico y Paleoceno.
3. Presencia de rocas andesíticas de edad Jurásico Medio-Tardío.

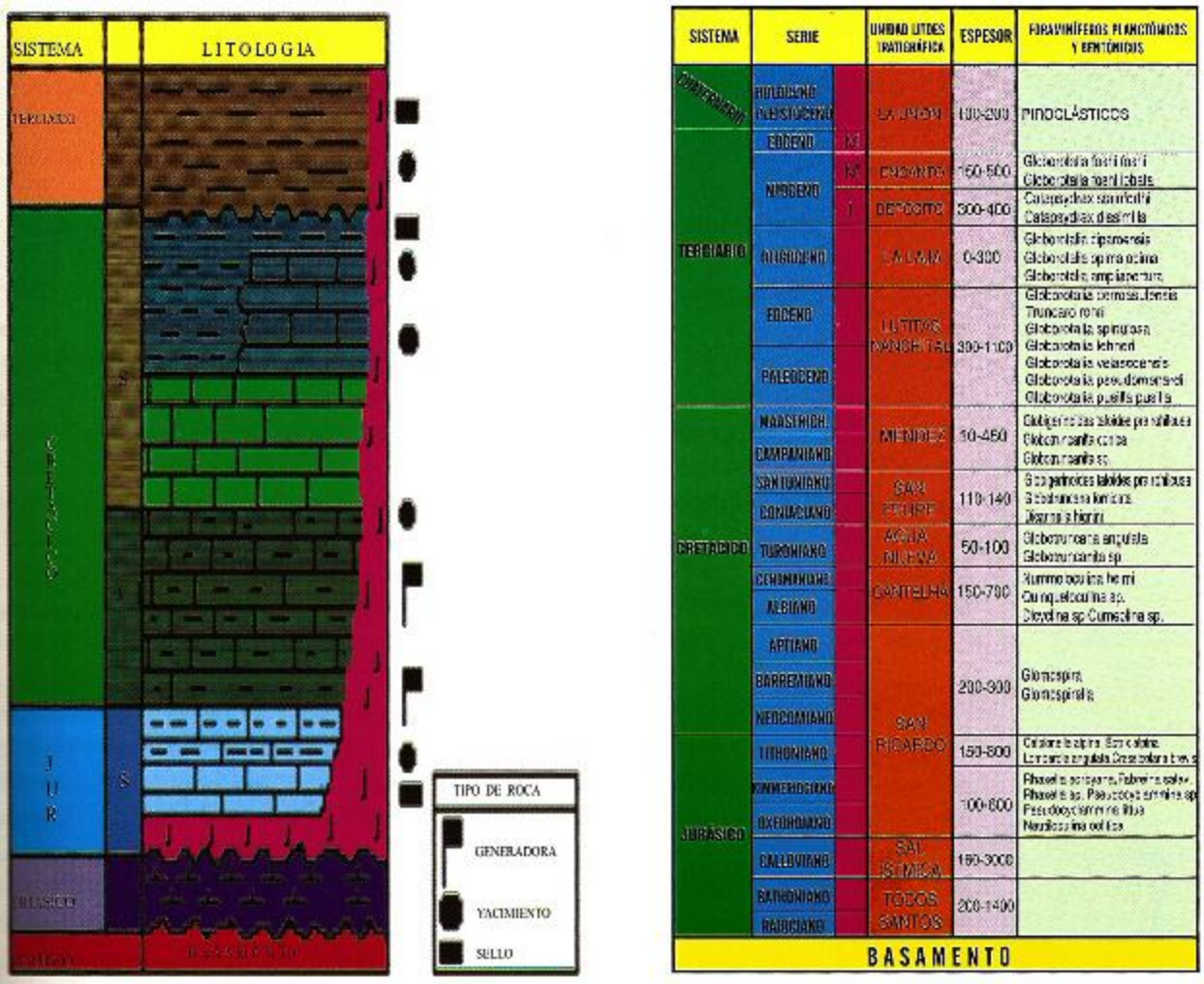


Figura 13. Columna geológica compuesta y tabla de fósiles índices.

FORMACION TODOS SANTOS (Sapper, 1894)

Triásico Tardío-Jurásico Tardío

Litología y Distribución. Las rocas sedimentarias más antiguas que se tienen reportadas afloran en una franja que corre paralela al Macizo de Chiapas y son capas rojas no marinas que corresponden a la Formación Todos Santos.

Relaciones Estratigráficas. La Formación Todos Santos generalmente presenta su contacto inferior discordante con el basamento ígneo-intrusivo, García (1978). En la porción sureste, en la zona de Chicomuselo, Chiapas, esta formación yace discordante sobre rocas metamórficas paleozoicas. En el Pozo Trinitaria, el contacto inferior es discordante con sal. El contacto superior es transicional y concordante con la base de la Formación San Ricardo en el área de Cintalapa, Quezada (1983). En el Pozo Raudales-1 subyace a sedimentos carbonatados de plataforma interna del Oxfordiano y facies tipo *sabha* del Kimmeridgiano.

Edad. La edad estimada para esta formación se hizo con el fechamiento de rocas volcánicas encontradas en su columna sedimentaria, dando una edad de Jurásico Temprano. Gutiérrez (1984) determinó una edad de Bathoniano-Calloviano a partir de una asociación de palinomorfos. Meneses (1987) sugiere que en Chiapas las capas rojas varíen en edad desde el Jurásico Temprano posiblemente hasta el Calloviano.

SAL ÍSTMICA

Jurásico Medio

Calloviano

El Jurásico Medio es también representado por una secuencia de gran espesor de depósitos de sal, la cual puede ser contemporánea con la Sal Louann depositada durante el Calloviano al norte de la región del Golfo de México (Salvador, 1987). Estos depósitos de sal han sido reportados en pozos al noroeste y sureste de Tuxtla Gutiérrez (Malpaso-1, Turipache-1, Villa Allende-1, Retiro-1, Trinitaria-1 y Trinitaria-2), en Chiapas central, en el *trend* de los domos salinos de Rubelsanto, Guatemala, al occidente y sudoeste del área de estudio, en los pozos Caimba-12, Nicapa-1, y Muspac-41, así como en la Sonda de Campeche identificada como Sal Ístmica.

Basurto (1992) menciona que en la porción suroriental del Golfo de México se tiene la presencia de sal autóctona a profundidades promedio de 4,500 m en estratos del Jurásico Superior, conformando estructuras salinas en forma de montículos (*"swells"*) y ondulaciones de sal (*"salt rollers"*); en el borde de la Plataforma Continental, al sur del Golfo de México, se tiene la presencia de diapiros en etapa avanzada de evolución que están alcanzando el piso oceánico; al Sureste de México, en la parte occidental se tienen estructuras salinas alóctonas clasificadas como *"canopies"* (*"salt canopies"*) y lengüetas (*"salt tongues"*), las cuales están emplazadas en estratos del Mioceno formando extensas capas de sal muy somera; estas masas salinas se van profundizando hacia el oriente de la Cuenca Salina del Istmo, conformando domos y diapiros en etapas media y avanzada, y en la porción oriental de la Cuenca de Comalcalco, la sal se encuentra a niveles más profundos, manifestándose como lentes de sal. De esta manera, concluye que la mayoría de las estructuras se formaron por mecanismos de *Halokinesis* por flotación, por carga diferencial y expansión por gravedad y en algunos casos por halotectónica extensional y compresional, como es el caso de las ondulaciones de sal.

Relaciones Estratigráficas. En los pozos Nicapa-1 y Muspac-41, la sal se encuentra por abajo de los depósitos del Cretácico Inferior; en el Pozo Turipache-1 la sal está subyaciendo a sedimentos del Cretáceo Inferior, en el Pozo Villa Allende la sal está subyaciendo a sedimentos del Jurásico Superior y sobreyace al basamento metamórfico de edad Pensilvánico-Missisípico, en el Pozo Retiro-1 la sal está confinada entre los sedimentos del Cretáceo Inferior por arriba y Jurásico Superior por abajo, en el Pozo Trinitaria la sal está sobreyacida por sedimentos del Jurásico Superior de la Formación Todos Santos, en el Pozo Trinitaria-2 a la sal le sobreyacen sedimentos del Jurásico Inferior.

Edad: Meneses (1987) le asigna una edad del Calloviano, Hallbouty (1979) y Salvador (1987) han reportado que en México la sal se formó en una o más cuencas evaporíticas del Golfo de México ancestral y tal vez es equivalente en edad a la sal Louann del Calloviano de la Planicie del Golfo de Texas-Louisiana-Mississipi.

FORMACIÓN SAN RICARDO

Jurásico Superior-Cretácico Inferior

Oxfordiano-Aptiano

Antecedentes. La Formación San Ricardo fue definida por Richards (1963), proponiendo como localidad tipo a aquellos afloramientos expuestos sobre la

Carretera Panamericana a la altura del cruce del Río Las Flores. En trabajos técnicos recientes de Petróleos Mexicanos, se ha descrito a esta unidad con más detalle, siendo Quezada (1983) el que considera que esta formación aflora en una franja alargada que se extiende de noroeste a sureste desde la Colonia Constitución hasta el sur de Ocozocuautla, Chiapas, dando como localidad paratipo a la sección que aflora en el cauce del Río Pueblo Viejo a 40 km al noroeste de la localidad tipo. En ésta, de acuerdo al autor, la Formación San Ricardo es muy fosilífera y se puede dividir en tres miembros: Miembro Calcáreo (135), Miembro Margoso (345) y Miembro Arenoso (943). La litología para el Miembro Carbonatado está conformada casi exclusivamente por wackestone y, en esporádicas ocasiones, packstone de foraminíferos bentónicos y algas. El Miembro Margoso son margas en mayor proporción, lutitas, mudstone, wackestone, wackestone arenoso, wackestone arcilloso y ocasionalmente packstone. En el Miembro Arenoso sobresalen areniscas, wackestone, grainstone, limolitas y lutitas.

En el área de estudio, la secuencia estratigráfica del Oxfordiano-Kimmeridgiano se conoce por la información proporcionada por el Pozo Gaucho-1, de acuerdo a Bello y Guardado (1991) están constituidos principalmente por anhidrita nodular con porciones micríticas dolomitizadas (microdolomía); micritas con pseudomorfos de yeso e incipiente dolomitización, depositados en un ambiente de *"sabkha"* (facies de supramarea).

En la zona de estudio, los sedimentos del Tithoniano están formados, según Bello y Guardado (1991), por microdolomías y mesodolomías, micritas, micritas fosilíferas y pelmicritas con microfósiles, tales como: glomospíridos, fantasmas de bioclastos y fantasmas de sacocómidos, depositados en un ambiente lagunar y para las facies de inframarea somera los sedimentos están constituidos por micritas fosilíferas arcillo-limosas con escasos sacocómidos, micritas fosilíferas dolomitizadas (microdolomía) con sacocómidos, microdolomía con fantasmas de probables fragmentos de grandes moluscos y microdolomías con estilolaminaciones con fauna representada por escasos miliólidos provenientes del ambiente lagunar del Pozo Gaucho-1.

Las características litológicas del Cretácico Inferior en el área de estudio, de acuerdo a Bello y Guardado (1991); en el Pozo Gaucho-1 se tienen dolomías micro y criptocristalinas, variando a mesocristalinas, con relictos de bioclastos (fragmentos de moluscos, fauna bentónica, algas verdes, ostrácodos, coprolitos de moluscos y oncolitos), ooides, pellets e intraclastos, así como packstone de pellets y grainstone de pellets, oncolitos y bioclastos. En la mayor parte de la columna se observó cuarzo detrítico que varía de limo a arena gruesa, subanguloso y que en ocasiones alcanza porcentajes considerables, así como anhidrita reemplazando a microfósiles, en bloques, fracturas, parches de forma nodular e intervalos con carpetas de algas estromatolíticas del tipo LLH.

Varela (1995) considera que el Pozo Gaucho-1 se encontraba durante el Cretácico Temprano en una zona de supramarea (facies 9 de Wilson), en lo que podría denominarse como un *"sabkha"* marino con intercalaciones de facies 8, y menciona que la Formación San Ricardo y la columna que se describe en el Pozo Gaucho no es lo mismo, pero son equivalentes en tiempo, constituyendo un cambio de facies entre estas unidades.

Relaciones estratigráficas. La Formación San Ricardo sobreyace en forma concordante y transicional a la Formación Todos Santos y en forma discordante a la sal del Calloviano (pozos Turipache-1 y Villa Allende-1); subyacen en forma transicional y concordante a la Formación Cobán del Cretácico Inferior y a la Formación Cantelhá del Cretácico Medio.

En el Pozo Gaucho estos sedimentos infrayacen concordantemente al Cretácico Medio y desconocemos como sobreyace a los sedimentos del Jurasico Superior Calloviano debido a que no fueron atravesados.

Edad. De acuerdo con los datos paleontológicos recabados por Quezada (1987) y ratificados por Ornelas (1991 en Vázquez y Mandujano, 1996), la edad que se le asigna a los diferentes miembros de la Formación San Ricardo son para el Miembro Calcáreo, Oxfordiano-Kimmeridgiano; Miembro Margoso, Tithoniano y al Miembro Arenoso, Berriasiano-Aptiano.

FORMACIÓN CANTELHÁ

Cretácico Medio

Albiano-Cenomaniano

Antecedentes. Con el nombre de Caliza Sierra Madre fueron descritos por Nutall, 1929 (en Salas, 1949) los carbonatos de plataforma expuestos en la Sierra de Chiapas, refiriendo para éstos una edad en general para el Cretácico. Posteriormente, González (1963) dividió a esta formación en dos miembros: el inferior con el nombre de Caliza Cantelhá y el superior como Caliza Jolpabuchil; el primero de facies de plataforma de edad Cretáceo Medio (Albiano-Cenomaniano) y el segundo de ambiente de cuenca correspondiente al Cretáceo Superior (Turoniano-Santoniano). Después, Sánchez (1969) incorpora al Miembro Cintalapa, de ambiente de plataforma, al que Castro (1975) le asigna edad Turoniano-Santoniano, por lo que representa el cambio de facies de la Formación Jolpabuchil hacia el sur y sudoeste; finalmente, Sánchez (1979) considera la conveniencia de elevar al rango de Grupo a la Caliza Sierra Madre, debido a que los miembros citados empezaron a ser descritos como formaciones en Petróleos Mexicanos. La localidad tipo que González (1963) describió para la Caliza Cantelhá, se encuentra en el cauce del río del mismo nombre a 16 km al noroeste de la Población de Yajalón, Chis., donde la describe como una secuencia de calizas color gris obscuro lustrosa, sacaroide cuando se encuentra recristalizada y color café crema cuando es fosilífera.

En el área de estudio, en los pozos Gaucho y Secadero, la secuencia estratigráfica del Cretácico Medio está constituida por las facies 7 y 6 según Várela (1995) y lo forman la facies 7 de wackestone de bioclastos y foraminíferos bentónicos con pirita diseminada con *Dicyclina schlumbergeri* y fragmentos de moluscos, wackestone y packstone de foraminíferos bentónicos y bioclastos (moluscos, equinodermos y fragmentos de algas dacycladáceas) y mudstone parcialmente dolomitizado, las facies 6 están formadas por packstone recristalizado de intraclastos, pellets y bioclastos (algas, moluscos y miliólidos), los miliólidos en algunos intervalos son muy abundantes, destacando la presencia de *Nummoloculina heimi*.

En el Pozo Guarumo-1 existe una intercalación de facies 6 a 7, según Varela (1995), las facies 7 están constituidas por packstone-wackestone de intraclastos y bioclastos (fragmentos de moluscos, foraminíferos bentónicos, destacando la presencia de miliólidos, ostrácodos y fragmentos de algas), wackestone-mudstone de bioclastos con foraminíferos bentónicos principalmente y wackestone de bioclastos y peloides; mientras que las facies 6 están compuestas por packstone a packstone-grainstone de intraclastos, bioclastos y peloides. Los bioclastos son foraminíferos bentónicos con miliólidos de manera dominante y fragmentos de moluscos, ostrácodos y algas. En algunos casos se tienen grainstone de oolitas e intraclastos, packstone de intraclastos y bioclastos fuertemente dolomitizados. En algunos intervalos de esta unidad se tienen carpetas de algas estromatolíticas del tipo LLH.

En el Pozo Guásimo-1, en la parte superior de la secuencia se tienen facies postarrecifales constituidas por floatstone de rudistas en matriz de packstone a grainstone de intraclastos y bioclastos (foraminíferos bentónicos, incluyendo gran cantidad de miliólidos, fragmentos de moluscos y fragmentos de algas dacycladáceas).

Relaciones Estratigráficas: El contacto inferior de la Formación Canthelá es normal con el miembro arenoso de la Formación San Ricardo, expuesta en la región de Cintalapa, Chiapas, Quezada (1978). Asimismo, esta relación se ha establecido como concordante en el subsuelo pozos Oxchuc-1, San Cristóbal-1 y Trinitaria-2 y Trinitaria-3. El contacto superior al sureste de la Ciudad de Teapa, Tabasco, es concordante bajo wackestone de color obscuro de edad Cenomaniano que representan la base de la Formación Jolpabuchil.

En el Campo Gaucho, los sedimentos del Cretácico Medio sobreyacen e infrayacen concordantemente con el Cretácico Inferior y el Cretácico Superior, respectivamente.

FORMACIÓN EQUIVALENTE AGUA NUEVA

Cretácico Superior

Turoniano

Antecedentes. La Formación Agua Nueva fue definida por Stephenson, 1921 (en Meneses, 1987) en el Cañón de la Borrega, situado en las inmediaciones de la Sierra de Tamaulipas a 25 km al oriente de la Estación El Forlón. Está constituida por calizas con capas de pedernal e intercalaciones de lutitas negras carbonosas, cuya edad corresponde al Turoniano.

En el área de estudio existen sedimentos equivalentes de la Formación Agua Nueva, la cual representa la parte más baja de los carbonatos del Cretácico Superior depositados en un ambiente de plataforma más profunda que los depósitos del Cretácico Medio. Agua Nueva marca el inicio de la inundación del ambiente de plataforma somera ocurrida durante el Albiano-Cenomaniano.

En el Pozo Guarumo-1, la base del Cretácico Superior está constituida por facies 7, Varela (1995), formadas por packstone a wackestone de bioclastos, peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados, siendo los bioclastos miliólidos, ostrácodos, fragmentos de moluscos y fragmentos de algas. Hacia arriba, se tienen intercalaciones de facies 1b y facies 3 con esporádicos y reducidos cuerpos de facies 4. La facies 1b está representada por packstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, calcisferúlidos y ostrácodos; mientras que la facies 3 está caracterizada por packstone a wackestone de bioclastos, foraminíferos planctónicos, calcisferúlidos, fragmentos de moluscos, equinodermos, algas y foraminíferos bentónicos. La facies 4 se presenta en el núcleo 2 (3,165-3,174 m) y en el intervalo de 3,190-3,200 m, donde se tienen rudstone de rudistas y corales principalmente, acompañados de equinodermos, gasterópodos, algas verdes y rojas, foraminíferos bentónicos y en la matriz foraminíferos planctónicos y calcisferúlidos. El último intervalo fue probado, obteniéndose aceite viscoso y agua de 113,000 ppm.

En el Pozo Gaucho-1, el intervalo productor representa facies 4, constituido por brechas gruesas embebidas en una matriz con fauna planctónica. Fuera de este intervalo, la secuencia esta representada por facies 1b y 3, siendo más comunes las facies de cuenca oxidante.

En los pozos Guásimo-1 y Secadero-1, se tiene que la secuencia en su mayor parte está constituida por una intercalación de facies 1b y 3 predominando las

primeras. La facies 1b está constituida por espículas de esponjas, fragmentos finos de moluscos y equinodermos. La facies 3 está formada por packstone a grainstone de intraclastos y miliólidos retrabajados, packstone de intraclastos y bioclastos en una matriz con fauna planctónica. Esta facies representa flujos turbidíticos distales con microlaminaciones cruzadas de bajo ángulo y gradación normal. En el núcleo 2 se observó un espesor muy reducido de facies 4 de talud proximal representado por rudstone de rudistas, fragmentos de algas dacycladáceas y briozoarios, con fauna planctónica en la matriz, Varela (1995).

Las porosidades varían desde 29 a 20% con valores típicos de alrededor de 10%. En el Pozo Gaucho-1 se probó un intervalo con porosidad de 24%.

Los espesores observados en los pozos de Gaucho, Secadero, Guásimo y Guarumo varían desde 50 a 100 m.

Relaciones Estratigráficas. Un hiato breve ocurrió entre la depositación de los carbonatos del Cretácico Medio y la Formación Agua Nueva, donde una erosión menor pudo haber modificado la superficie superior de la sección del Cretácico Medio. El contacto superior es transicional con los sedimentos de la Formación San Felipe.

FORMACIÓN EQUIVALENTE SAN FELIPE

Coniaciano-Santoniano Temprano

Antecedentes. La Formación San Felipe fue definida por Muir, 1936 (en Meneses, 1987), dando como localidad tipo a los afloramientos, ubicados al oeste de San Felipe aproximadamente a 4 km al oriente de Ciudad Valles, San Luis Potosí. La describió como una secuencia continua de calizas que alternan con capas de lutitas, cuya edad es Coniaciano-Santoniano Temprano.

En los pozos Gaucho-1, Guarumo-1, Guásimo-1, Secadero-1 y Secadero-101 está constituida por mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, ligeramente arcilloso en partes dolomitizado con escasas microestilolitas selladas por calcita, de pobre a regular impregnación de aceite pesado en porosidades intergranular, intrafosilar y en fracturas con delgadas intercalaciones de 1 a 2 m de bentonita y fragmentos de pedernal.

La Formación San Felipe fue depositada en un ambiente de cuenca y regionalmente indica que la unidad consiste en gran parte de mudstone, pero las texturas varían hasta wackestone y uno que otro packstone compacto. La compactación estilolítica es abundante y puede contribuir significativamente a la permeabilidad de la Formación San Felipe, es típicamente fracturado, lo que causa una pérdida parcial de fluidos de perforación al penetrar a la formación.

Las porosidades en la parte superior de la Formación San Felipe tienen un promedio alrededor de 24%, mientras que en la parte inferior promedian sólo alrededor de 6%. El espesor de San Felipe varía entre 110 y 140 m.

Relaciones Estratigráficas. Sobreyace e infrayace normalmente con las formaciones Agua Nueva y Méndez, respectivamente.

FORMACIÓN MÉNDEZ

Santoniano Tardío-Maastrichtiano

Antecedentes. La Formación Méndez fue definida por Muir, 1936 (en Meneses, 1987) como una secuencia de lutitas duras, rojizas y de estratificación regularmente

masiva, asignándole como localidad tipo un lugar a 300 m al oriente de la Estación Méndez sobre la vía férrea que une a Tampico con San Luis Potosí. Muir considera la edad de estas rocas como Santoniano Tardío-Maastrichtiano.

En los pozos Secadero-1 y Secadero-101, está formado por lutita arenosa calcárea, que alterna con capas de 2 a 10 m de mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos y delgados estratos de margas rojizas con escasas microfracturas. Hacia los pozos Gaucho está formada por wackestone-packstone de bioclastos e intraclastos con poca impregnación de aceite. En los pozos Guásimo y Guarumo se caracterizan por cuerpos bien definidos de marga rojiza, dura y con intercalaciones de mudstone brechoso.

La Formación Méndez representa las rocas carbonatadas más superiores del Cretácico y por su litología y contenido faunístico se interpreta que esta edad es de facies de mar abierto.

Los espesores de la Formación Méndez en el área varían desde los 13 a los 412 m.

Las porosidades efectivas hasta de 25% en la Formación Méndez se debe a su alto contenido de lutita con saturaciones de agua hasta de 70%, sin embargo, en los estudios que se han llevado a cabo petrográficamente por técnicos de Petróleos Mexicanos han reportado nula porosidad visible en estas rocas de grano fino.

Relaciones Estratigráficas. Su contacto inferior con la Formación San Felipe es concordante y transicional, mientras que su contacto superior estuvo asociado a una erosión que originó una discordancia regional en la base de la sección terciaria.

FORMACIÓN LUTITAS NANCHITAL

Paleoceno-Eoceno Superior

Antecedentes. La Formación Lutitas Nanchital fue primeramente citada en el sureste mexicano por Gibson (1935) y después por Castillo, T.C. (1955) en Quezada (1987) para diferenciar a la secuencia de lutitas y algunas areniscas de color gris obscuro, expuestas en los alrededores de la población de Cerro Nanchital, Ver., a la que situaron en el Eoceno Superior; posteriormente y debido a que se reportaron en diversos trabajos internos de Petróleos Mexicanos, así como la continuidad litológica de esta unidad hasta el Paleoceno se amplió el rango de la misma hasta este nivel estratigráfico. Esta formación tiene la particularidad de incluir en algunas áreas (ríos Uzpanapa, Ver. y Malpaso, Chis.), al nivel de Eoceno Inferior, intercalaciones de conglomerados, de fragmentos de calizas principalmente, denominado Conglomerado Uzpanapa, Benavides, G.L. (1956).

La Formación Lutitas Nanchital está presente en toda el área de estudio y sobreyace discordantemente al Cretácico Superior por la ausencia del Paleoceno Inferior y en ocasiones el Paleoceno Medio. Está constituido por una alternancia de lutitas de colores gris claro, gris verdoso y café claro, arenosa, calcárea, en partes bentonítica, con pirita diseminada y arenisca de colores gris verdoso y café claro de grano fino a mediano, bien cementada en matriz arcillo-calcárea con fracturas selladas por calcita. Los espesores de esta unidad varían desde 450 hasta 1,100 m.

El ambiente de depósito de estos sedimentos es de mar abierto, con flujos turbiditicos distales.

Relaciones Estratigráficas. Sobreyace discordantemente al Cretácico Superior e infrayace normalmente con la base de la Formación La Laja del Oligoceno.

FORMACIÓN LA LAJA

Oligoceno Inferior-Medio

Antecedentes. La Formación La Laja fue descrita por Gibson, B.J. (1936), le asignó una edad de Oligoceno Inferior-Medio sin mencionar localidad tipo. La parte superior de esta columna lo constituyen sedimentos carbonatados con intercalaciones de areniscas. La Laja es de amplia distribución en el área de estudio y consiste de una secuencia de lutitas de color gris claro y gris de grano fino a mediano, cementada en una matriz arcillo-calcárea. Estos sedimentos fueron depositados en un medio ambiente de cuenca.

Los espesores oscilan desde los 0 m en el Pozo Guásimo-1 hasta los 360 m en el Pozo Guarumo-1.

Relaciones Estratigráficas. El contacto superior de estas rocas es discordante con el Mioceno debido a una discordancia de carácter regional que ausenta los estratos del Oligoceno Superior. Su contacto inferior es concordante con los sedimentos de la Formación Lutitas Nanchital.

FORMACIÓN DEPÓSITO

Mioceno Inferior

Antecedentes. Tschoop (1924) en Alcudia (1987) describió como Formación Depósito a una secuencia de lutitas, areniscas y conglomerados que afloran en los alrededores del poblado Depósito en el Estado de Veracruz, ubicándolas en el Mioceno inferior, estos sedimentos están expuestos al oeste del área de estudio y se correlacionan con los estratos semejantes en litología y edad al ser atravesadas por los pozos involucrados en la zona del proyecto.

Los pozos Secadero-1 y Secadero-101 cortaron un espesor aproximado de 410-345 m, respectivamente, el cual está constituido por lutita colores gris claro y gris obscuro, en partes arenosa, ligeramente calcárea, con intercalaciones de 1 a 2 m de arenisca color gris claro, de grano grueso, cementada en material calcáreo y aislados horizontes de 2 m de mudstone colores café claro y café obscuro.

Quezada (1977) menciona que esta unidad tiene cambios laterales de facies bien marcados que corresponden a los conglomerados Nanchital, Sagua y Malpasito.

Alcudia (1987), en la sección arroyo de cal en el flanco oriental del Anticlinal Caimba, midió 335 m de lutitas colores gris verdoso a verde claro. El medio ambiente de depósito de esta secuencia sedimentaria corresponde a mar abierto con flujos turbidíticos distales de la plataforma.

Relaciones Estratigráficas. La parte inferior de la Formación Depósito sobreyace discordante con los estratos del Oligoceno Medio e infrayace normalmente con los sedimentos del Mioceno medio.

FORMACIÓN ENCANTO

Mioceno medio

Antecedentes. Gibson, J.B. (1936) definió con el nombre de Formación Encanto a los sedimentos constituidos por areniscas de colores azules y cafés, de grano fino a

grueso y pizarras arcillosas muy arenosas que afloran en la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec, ubicándolas en el Mioceno medio, mismos que se correlacionan con los sedimentos similares en litología y edad identificadas en el área de estudio.

La Formación Encanto, en esta región, está compuesta por lutita color gris, en partes arenosa, ligeramente calcárea, con intercalaciones en la parte media de 1 a 7 m de arenisca color gris claro, de grano grueso, cementada en material siliceo, de aspecto conglomerático, mientras que en la parte superior e inferior se observan capas de 1 a 5 m de areniscas color gris, de grano medio, mal cementadas en material arcilloso. El medio ambiente de depósito corresponde a mar abierto con flujos turbidíticos distales.

Los espesores varían de 150 hasta 500 m.

Relaciones Estratigráficas. Su contacto inferior es concordante con los sedimentos del Mioceno inferior. Su contacto superior es discordante con los sedimentos de la Formación Concepción por ausencia o no-depósito del Mioceno superior.

FORMACIÓN LA UNIÓN

Plioceno Medio-Reciente

Antecedentes. En trabajos internos de Petróleos Mexicanos se han reportado como piroclásticos La Unión, sin embargo, Aquino (1984) menciona a estos sedimentos como Formación La Unión, la cual está formada por rocas ígneas extrusivas de composición intermedia a básica ocurriendo como derrames lávicos y piroclásticos.

En el área de estudio, los piroclásticos rellenan depresiones topográficas y adoptan formas de lomeríos redondos. Estos depósitos consisten principalmente de cenizas, tobas, aglomerados y brechas volcánicas. Los espesores de los piroclásticos varían entre los 100 y 200 m cubriendo en forma discordante a las rocas de la Formación Encanto.

Las muestras colectadas en los derrames del Volcán "Chichonal" dieron edades radiométricas por el método de Potasio-Argón de 2,772 $\pm$0.3 Ma y 2,111 $\pm$0.3 Ma que las ubican en el Plioceno Medio-Reciente. En el año de 1982 ocurrió la más reciente erupción del Volcán "Chichonal". Es evidente que los derrames lávicos y los piroclásticos tienen su origen en las erupciones de aparatos volcánicos activos como es el caso del Volcán "Chichonal" y el intrusivo de Santa Fe, el cual quedó como testigo de un antiguo volcán que ha estado sujeto a erosión.

INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL SEMI-REGIONAL CON SÍSMICA 2D Y 3D

Como parte de la metodología, se recomienda antes de entrar a la interpretación del cubo sísmico 3D se realice un análisis estructural regional a partir de información sísmica 2D y 3D para conocer y entender los regímenes tectónicos prevalecientes en el área para posteriormente definir un modelo geológico-estructural, en el cual visualizamos cómo queda ubicado el prospecto Gaucho y de antemano qué esperamos encontrar en el cubo con respecto a su tipo de fallamientos y sus relaciones con la información regional.

Esta parte del proyecto inició con la recopilación de las líneas sísmicas 2D, se hizo previa elección de ellas en los planos topográficos operativos de la Región Sur de Pemex y resultaron elegidas las que tienen mejor información. Sobre estas

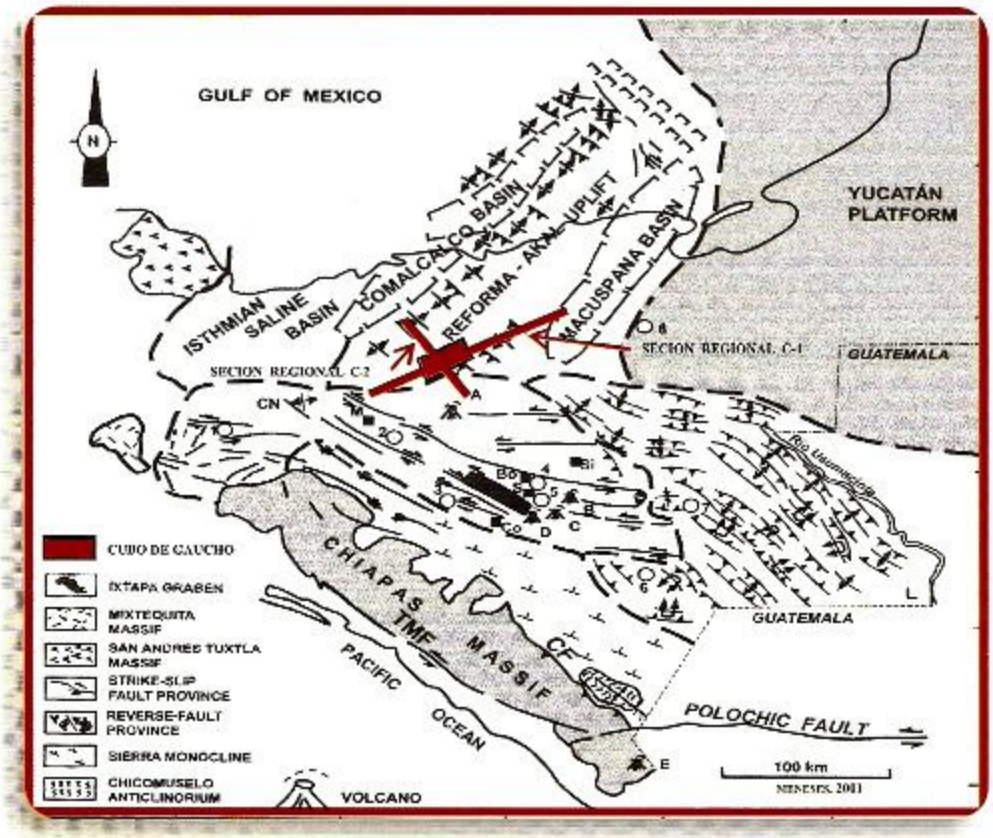


Figura 14. Se presenta la ubicación de las líneas sísmicas regionales C1 y C2.

líneas seleccionadas se integraron los datos de subsuelo de los pozos, sus contactos geológicos amarrados con sismogramas sintéticos o por gráficas tiempo vs profundidad. También la información de geología superficial en áreas donde se tienen datos de afloramiento.

Para la presentación de este trabajo se exhiben dos líneas sísmicas regionales: la primera presenta una orientación de suroeste-noreste y la segunda tiene una orientación de sureste-noroeste.

DESCRIPCIÓN DE LA SECCIÓN REGIONAL C-1

Esta sección sísmico-estructural se localiza en la parte sur del *"Horst"* o Cinturón Plegado (en subsuelo) de Reforma-Akal (Fig. 14), y en los primeros montes y valles de la Sierra de Chiapas está orientada de SW-NE y tiene una longitud aproximada de 45 km. Inicia en el Pozo Carmena-1 pasando por los pozos Chintul-1, Catedral-1, la Estructura de Caimba, Gaucho-1 y finaliza en el Pozo Carmito-1. Se consideró a aquellos pozos que cortaron Jurásico como en Gaucho-1 y Topén-101.

La identificación de las cimas del Cretácico y Jurásico se lleva a cabo utilizando los pozos involucrados.

Se consideró a aquellos pozos que cortaron Jurásico como en Gaucho-1 y Topén-101. Basándonos en estos pozos, el espesor del Cretácico en el área es alrededor de 2,800 m (aproximadamente 800 milisegundos).

El sismograma sintético de Gaucho-1 indica que la cima del Cretácico es una banda de reflejos perfectamente identificables en toda el área, mientras que la cima del Jurásico no es un evento sísmico fácilmente identificable.

El inicio del rayado sísmico 2D fue en la porción occidental, en el Pozo Carmena-1 se interpretó una falla inversa en el extremo oriental de la estructura, la cual produjo el Anticlinal Mono Pelado en superficie (Fig. 15).

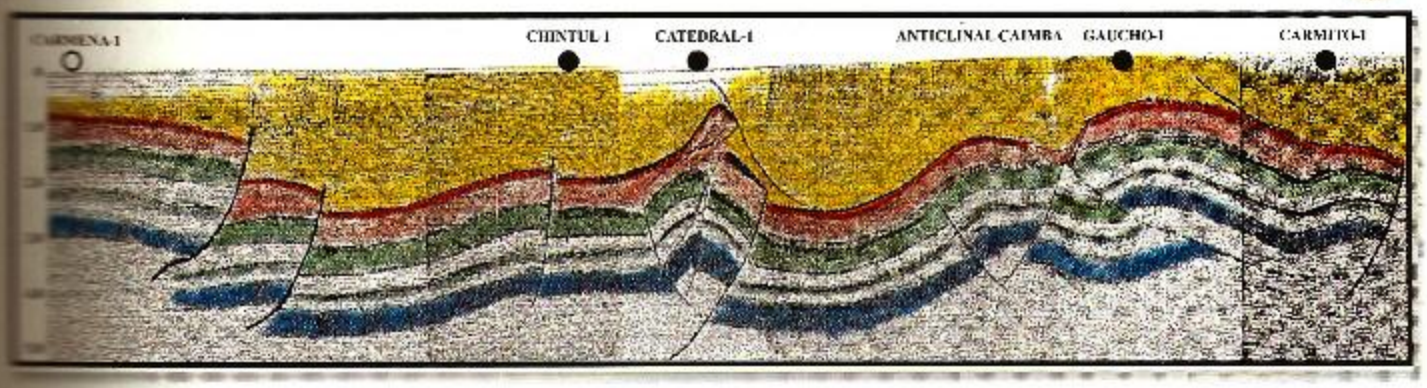


Figura 15. Sección sísmica regional C1 en tiempo, con interpretacion de los horizontes, de amarillo, Mioceno; en anaranjado, Oligoceno; en café, Eoceno-Paleoceno; en verde claro, Cretácico Superior y Medio; en verde oscuro, Cretácico inferior, y en azul, Jurásico.

Otra estructura mesozoica con echados suaves es aquella donde se sitúa el Pozo Chintul-1. Los flancos al oeste y este están limitados por fallas inversas. La falla al oeste también limita a la prolongación sur de la Estructura de Chirimoyo, en tanto que la falla al oeste es el límite del flanco occidental de la Estructura de Catedral.

La Estructura de Catedral muestra una estructura compresiva muy evolucionada debido a diferentes niveles de despegue. El despegue más profundo está por abajo de los sedimentos del Jurásico o probablemente despegando de sal presente en el área, aunque sísmicamente no es muy claro su emplazamiento. Los despegues más someros actúan al nivel de los sedimentos de Eoceno, ocasionando arriba de esta estructuración compleja que no había sido observado en otras partes de la zona.

En los dos flancos de la Estructura de Catedral, el Terciario involucrado muestra fuertes pendientes, las cuales difieren de los sedimentos del Mesozoico. Los despegues profundos tampoco son fáciles de identificar, sin embargo, se estima que el orden de profundidad está aproximadamente a 8 ó 9 km.

El Flanco Mesozoico oriental de la Estructura de Catedral está limitado por una falla de cabalgamiento de alto ángulo, la cual al ir rompiendo hacia arriba a los sedimentos mesozoicos llega al Terciario y cambia de dirección, formando lo que se conoce como zona triangular.

El Flanco Mesozoico occidental está limitado por un retrocabalgamiento que al igual al ir rompiendo hacia arriba a los sedimentos mesozoicos penetra al Terciario y cambia de dirección, ocasionando otra zona triangular en ese flanco.

Hay otra falla de cabalgamiento en medio de las dos anteriores; dividiendo a la Estructura de Catedral en dos bloques, uno oriental somero de 3,000 m y otro occidental ligeramente más profundo de 3,400 m.

Cuando observamos el plano geológico de esta región (Fig. 11), ve-mos que desde el Anticlinal Mono Pelado (Carmena) y el Anticlinal Catedral, en superficie entre estas dos áreas hay un gran sinclinal llamado Maspac, con flancos en los extremos de 25-10°, sin embargo, en esta Sección Sísmica se observa que abajo del Sinclinal Terciario (Mioceno) Maspac, existe cuando menos tres estructuras anticlinales mesozoicos que corresponden de izquierda a derecha a Garambullo, Chirimoyo y Chintul, respectivamente.

Esta evidencia estructural nos muestra un nivel de desacoplamiento entre los sedimentos terciarios y mesozoicos, dando la pauta para sugerir que cuando menos hay una deformación en el Posteoceno, debido a que el Eoceno se comporta estructuralmente igual que la deformación del Mesozoico.

Continuamos rayando la sección y pasamos por un gran Sinclinal llamado Buenavista y llegamos a la Estructura del Anticlinal Caimba. Dicha estructura está limitada al oriente por una falla de cabalgamiento de alto ángulo y el flanco al oeste por su retrocabalgamiento asociado.

Es importante notar que el paquete terciario después del Eoceno en el Sinclinal Buenavista es mucho más grueso que encima de la Estructura de Caimba, lo cual sugiere que ya estaba levantanda esta zona de Caimba cuando se depositó el Neógeno. Asimismo, podemos ver en esta sección que sobre la Estructura de Caimba hay *"onlap"* sobre los sedimentos del Eoceno que evidencia una zona de discordancia.

Inmediatamente al oriente de Caimba se observa el Anticlinal de la Estructura de Gaucho, entre estas dos estructuras observamos un sinclinal apretado y cabalgado, tanto por la Estructura de Caimba como por la de Gaucho, dicho sinclinal es llamado "Ixtacomitan".

La Estructura de Gaucho está limitada al oeste por un gran cabalgamiento de bajo ángulo. Este cabalgamiento le da a Gaucho una característica especial, el cual consiste en la orientación del cabalgamiento hacia el suroccidente, contrario a las orientaciones de los demás cabalgamientos, éstos se ubican al noreste en la misma dirección del transporte tectónico.

Bally y Harrison (1988) mencionan que un cabalgamiento de vergencia opuesta en la sección suprayacente crea la geometría clásica de una zona triangular, el cual es inducido por el incremento de la presión de poro de los fluidos

La Estructura de Gaucho en este corte de la línea sísmica se observa como un gran pliegue anticlinal, con una longitud de onda del pliegue muy amplia, el cual baja en su flanco oriental hacia el Pozo Guásimo-1 y continúa descendiendo hasta el Campo Carmito, pasando por un pequeño sinclinal entre estas dos estructuras. Anteriormente, dicho sinclinal no se había mapeado.

El paquete sedimentario del Paleógeno está mucho más reducido que el Gaucho, reflejando que la Estructura de Carmito ya estaba formado o levantado cuando se depositó el Paleógeno, otras evidencias que ratifica los anteriores, es el traslape hacia abajo (*"Downlap"*) de los primeros depósitos del Paleógeno sobre los carbonatos del Cretácico. Generalmente, al estar levantada la Estructura de Carmito no se llegó a depositar el Paleoceno en toda el área, dejando un área discordante que ha sido muy importante como sello de la gran mayoría de los campos de esta zona.

Por otra parte, los depósitos del Neógeno son más gruesos y potentes hacia el norte-noroeste que hacia el sur-sureste, lo cual indica que a partir del Mioceno inferior, la cuenca se hunde dando lugar a grandes espesores del Neógeno.

DESCRIPCIÓN DE LA SECCIÓN REGIONAL C-2

La Sección Regional C-2 (Fig. 16) atraviesa perpendicularmente a las estructuras compresivas, está orientada de SE-NW y tiene una longitud aproximada de 40 km.

La descripción se inició en la porción sureste cerca del Pozo Trinidad-1, pasando por los pozos Gaucho-1, Gaucho-11, Guarumo-1, Topén-101, Topen-1, Mundo Nuevo-2A, Cacho López-2 y termina en el Pozo Arroyo Zanapa-1.

En la figura 16 observamos que los rasgos estructurales no son tan espectaculares como en la Sección Regional anterior, debido a su orientación perpendicular a las estructuras, por lo cual se observan pliegues levemente deformados y aparentemente planos, sin embargo, sí vemos el corte de las fallas inversas en esta orientación.

El amarre de los horizontes estuvo controlado con la información de subsuelo proporcionado por los nueve pozos involucrados y los datos de los contactos geológicos que afloran en la porción sureste de la Sección Sísmica, llamando la atención la gran correspondencia que hay entre los datos de afloramiento y la Sección Sísmica Regional.

Los echados de los afloramientos indican un buzamiento entre los 12 y 8° hacia el noroeste, misma que se observa en la información sísmica entre el pozos Trinidad-1 y Gaucho-1.

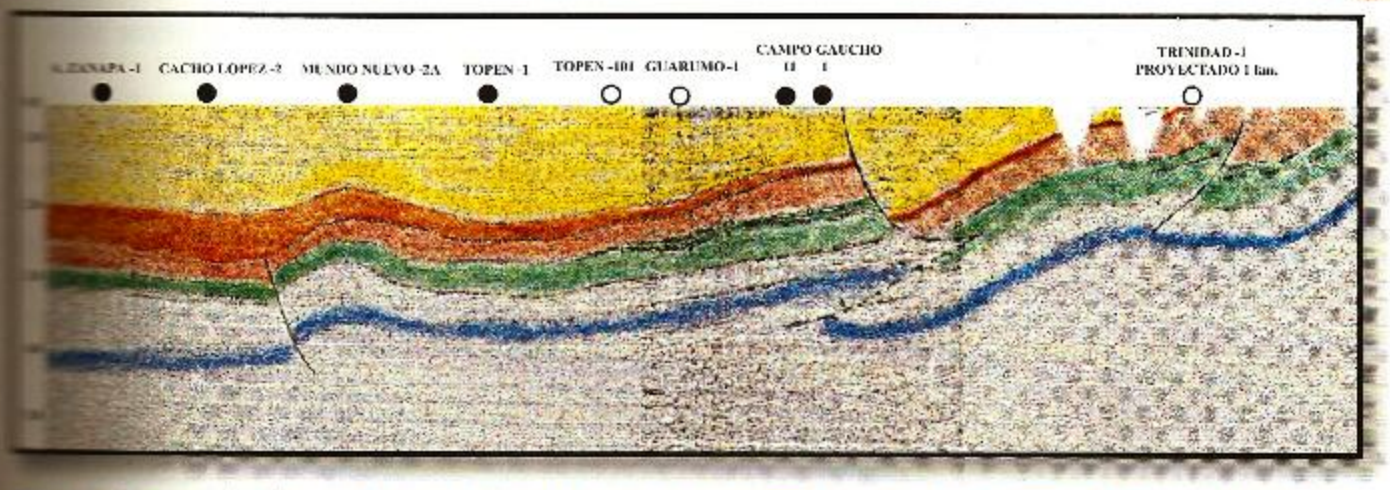


Figura 16. Sección Sísmica Regional C2 en tiempo, con interpretacion de los horizontes, de amarillo, Mioceno; en anaranjado, Oligoceno; en café, Eoceno-Paleoceno; en verde claro, Cretácico Superior y Medio; en verde oscuro, Cretácico Inferior, y en azul, Jurásico.

La estructura donde se aloja el Pozo Trinidad-1, visto desde la estructura de Gaucho hacia el Pozo Trinidad-1, se observa una estructura que se levanta de noroeste a sureste hasta culminar en una falla inversa que lo separa de un bloque bajo al sureste. La parte noroeste de esta estructura es una falla normal, la cual separa la Estructura de Gaucho y Trinidad.

La explicación de una falla normal en un ambiente compresivo es la siguiente: si observamos el relleno de los sedimentos del Mioceno inmediatamente al sureste del Pozo Gaucho-1, los sedimentos del Mioceno se hacen más gruesos en esta zona, siendo aproximadamente de 1,100 milisegundos que corresponden a un espesor de 2,850 m, mientras que en el Pozo Gaucho-1 se cortaron 885 milisegundos de estos sedimentos y corresponden a un espesor de 1,450 m.

La diferencia entre los espesores de 1,400 m de uno y otro lado de la falla nos sugiere un relleno por efecto del *"roll over"* de la falla sindeposicional.

Dicha falla se comporta como una falla de crecimiento a causa de que el bloque bajo fue un lugar idóneo para la depositación de los 1,400 m de diferencia en espesores en ambos lados de la falla. Por otro lado, ésta corta a toda la columna Terciaria y Mesozoica de esta área, evidenciando que su emplazamiento ocurrió en un evento posterior de deformación, el cual coincide con un sistema extensional que inició desde el Mioceno Superior-Plioceno.

Barrios, 1996 (comunicación personal) comentó: *este evento de deformación extensional involucra a los sedimentos terrígenos y carbonatados del Neógeno, caracterizado por fallas lístricas que convergen hasta un nivel de despegue que separa al sistema compresivo del extensional.*

Chávez Valois, 1999 (comunicación personal) menciona que *el sistema extensional evoluciona a partir del Plioceno-Pleistoceno y actúan predominantemente sobre los sedimentos terrígenos-plásticos del Plio-Pleistoceno constituidos por areniscas, limolitas y lutitas.*

En algunas áreas se ha observado que su comportamiento somero tiene un ángulo de penetración alto y a medida que se profundizan, éste se suaviza hasta aplanarse donde alcancen una superficie de debilidad preferencial, ubicado entre los sedimentos arcillosos del Oligoceno, mientras que en otras zonas logran incluso decapitar las rocas calcáreas competentes del Cretácico Superior.

Ambos eventos, compresivo y de distensión, pudieron haber estado interactuando durante ciertos intervalos de tiempo, ya que en ciertas áreas se observan plegados,

tanto los sedimentos del Mioceno superior como la superficie de despegue sobre la que resbalan la mayoría de las fallas lístricas normales.

Asimismo, algunas fallas de crecimiento regionales rompen a estructuras compresivas. Este caso donde una estructura compresiva es cortada por una falla normal que atraviesa la columna desde el Mioceno hasta el Jurásico, es observado en esta porción de la Estructura de Gaucho.

Al continuar analizando la Sección Sísmica Regional desde Gaucho hacia el área de los pozos Guarumo-1 y Topén-101, se observa que la Estructura de Gaucho es continua hacia el noroeste con echados muy suaves entre los 6 y 8° de buzamiento y se empiezan a aplanar a la altura del Pozo Topén-1 y no está separada por ninguna falla, tanto a nivel del Cretácico como del Terciario.

En esta parte de la sección, los sedimentos del Terciario alcanzan más espesor hacia la zona del Pozo Topén-1 que hacia la zona de Gaucho-1, sugiriendo que la cuenca se hunde hacia el área de Topén y se levanta hacia la porción de Gaucho después de los depósitos del Oligoceno, debido al adelgazamiento muy marcado de estos sedimentos en la región de Gaucho con respecto a la zona de Topén.

Al noroeste del Pozo Topén-1 se encuentra la Estructura de Mundo Nuevo, la cual se halla más estructurada que Topén, formando un anticlinal doblemente buzante hacia el noroeste y al sureste.

La Estructura de Mundo Nuevo tiene en sus flancos al Cretácico Superior, acuñándose en *"onlap"* contra los sedimentos del Cretácico Medio, reflejando que la Estructura de Mundo Nuevo ya estaba formada o levantada cuando se depositó el Cretácico Superior.

Continuando la interpretación hacia el noroeste, la Estructura de Mundo Nuevo está separada de las Estructuras de Cacho López y Arroyo Zanapa por una falla inversa que limita al noroeste de la Estructura de Mundo Nuevo, esta falla marca el límite del cambio de facies entre Mundo Nuevo y Cacho López y se manifiesta como un cabalgamiento de los sedimentos de plataforma sobre los sedimentos de cuenca.

Como resultado de este análisis, concluimos que en la zona de estudio se manifiesta una etapa compresiva, cuyos esfuerzos provocaron estilos de deformación característica del Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra de Chiapas, caracterizado en superficie por una serie de pliegues alargados orientados de NW-SE limitados por fallas de tipo inverso.

Los pliegues que afloran en la Sierra de Chiapas se prolongan en el subsuelo hacia la Provincia Costera del Golfo de México, comportándose en forma semejante, identificándose grandes alineamientos estructurales orientados de NW-SE limitados por fallas inversas (Fig. 17).

Como se puede observar en la figura 17, la continuidad de las estructuras que afloran en la Sierra de Chiapas penetran al subsuelo de la región del *"Horst"* de Reforma-Akal, mostrando el mismo estilo de deformación.

Este estilo de deformación evoluciona desde el suroeste, plegando y fallando rocas calcáreo-arcillosas de cuenca que cabalgan sobre rocas calcáreas de facies de plataforma o rocas calcáreas de facies de plataforma cabalgando a rocas calcáreo-arcillosas de cuenca.

También existen en algunas partes de la cuenca, cabalgamientos entre rocas de las mismas facies sedimentarias, como sería el caso de facies de plataforma cabalgando sobre facies de plataforma y facies de cuenca cabalgando sobre facies de cuenca.

García, 1994 menciona que *la edad del evento compresivo es del Mioceno superior, caracterizado por pliegues con rumbo de NW-SE, cuyo principal nivel de despegue es en la secuencia evaporítica del Jurásico Medio.*

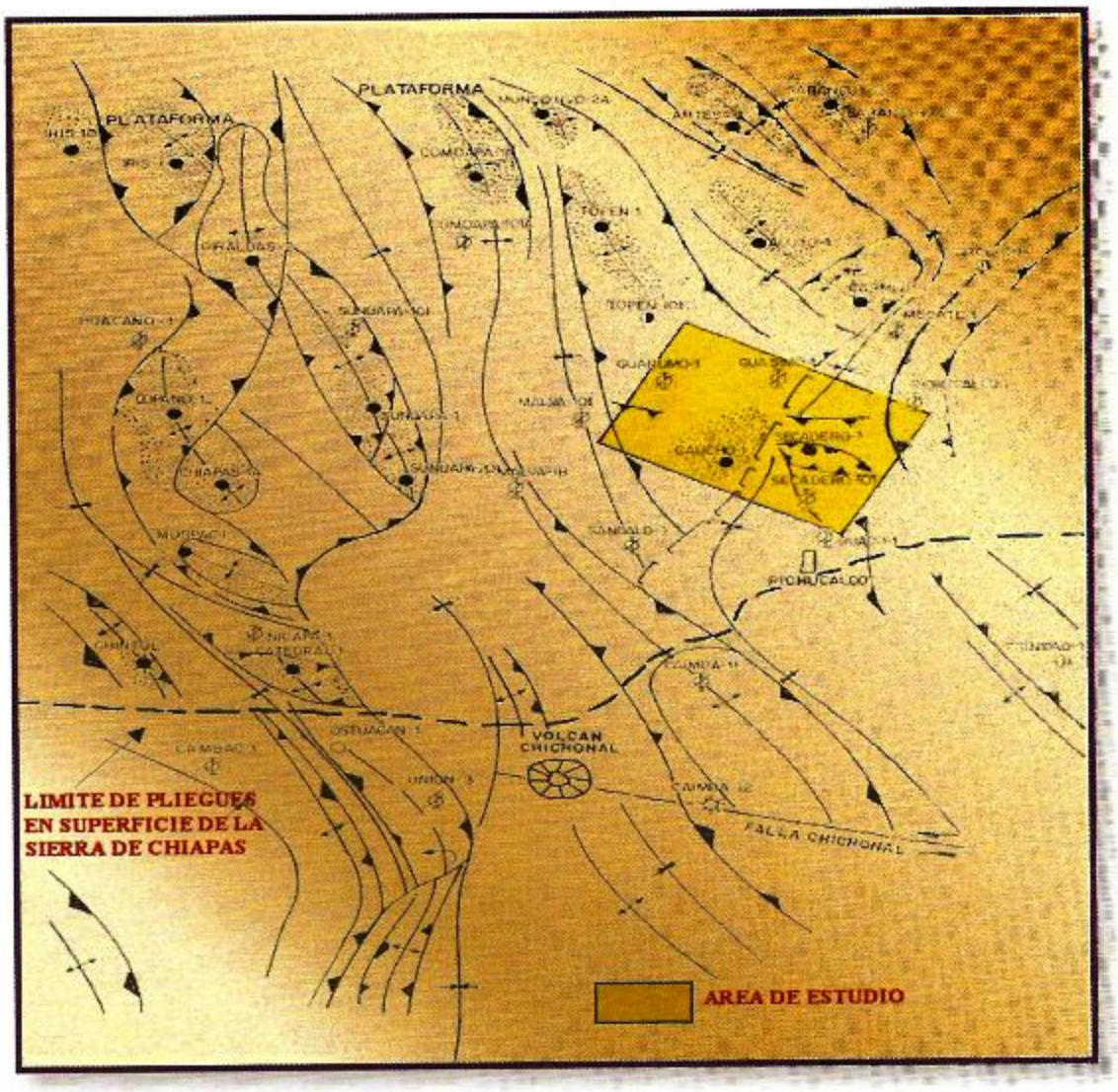


Figura 17. Estilo estructural del sistema compresivo de la porción noroeste de la Sierra de Chiapas y la parte sur del "Horst" de Reforma-Akal.

Por otra parte, también se interpreta una etapa distensiva más joven. Este evento extensional es característico de un margen pasivo, cuya edad de evolución es Plioceno-Pleistoceno, donde el sistema de fallamiento se desarrolla de sur a norte hacia el Golfo de México.

Estas fallas normales del Plioceno-Pleistoceno actúan casi exclusivamente sobre los sedimentos terrígenos del Mioceno-Plioceno (de ambientes de cuenca constituidos por areniscas y lutitas) y penetran a profundidad hasta una superficie de debilidad preferencial, ubicada dentro de rocas del Oligoceno.

Los rasgos más comunes de estas fallas normales es su alto ángulo que se atenúa a profundidad, formando fallas lístricas con crecimiento sindeposicional y plegamientos *"roll-over"*.

CALIBRACIÓN DEL TIEMPO vs PROFUNDIDAD

Es una de las partes más importantes en la etapa de interpretación, aquí es donde se realiza el amarre de los datos del pozo por medio de la velocidad a la información sísmica, este proceso se lleva a cabo por medio del sismograma sintético.

El sismograma sintético representa en una sola gráfica la información necesaria para ajustar y calibrar la interpretación de las secciones sísmicas, la conversión tiempo vs profundidad, ubicación de eventos primarios y correlación de la sísmica.

Para la elaboración del sismograma sintético se emplean las curvas de los registros geofísicos como son: sónico, densidad, perfil sísmico vertical (VSP), así como la columna estratigráfica del pozo. Se digitalizan los registros del sónico y densidad, editándose dichos registros eliminándoles ruidos y distorsiones.

Los ejemplos de ruido en el registro sónico son los saltos de ciclos y un ejemplo de distorsión es aquélla causada por la invasión del lodo en las rocas y por la rugosidad del pozo (Schlumberger, 1984).

Una vez que el registro sónico está editado se calibra con el perfil sísmico vertical, debido generalmente a que el registro sónico no inicia su lectura desde la superficie, sino hasta los 600 m o más de profundidad y para referirlo al nivel medio del mar hay que utilizar el perfil sísmico vertical.

Cuando se tiene el registro sónico calibrado, se calcula la curva de impedancia acústica, la cual se obtiene multiplicando el inverso del tiempo de tránsito del registro sónico por la densidad. Teniendo la impedancia acústica se calculan los coeficientes de reflexión, los cuales representan los cambios litológicos del subsuelo.

Finalmente, se diseña una onda de determinada forma y frecuencia (Pulso de *Ricker* de 30 Hertz aproximadamente), la cual se convoluciona con los coeficientes de reflexión, obteniéndose de esta manera los eventos sísmicos primarios.

En la figura 18 se presenta el sismograma sintético del Pozo Secadero-1.

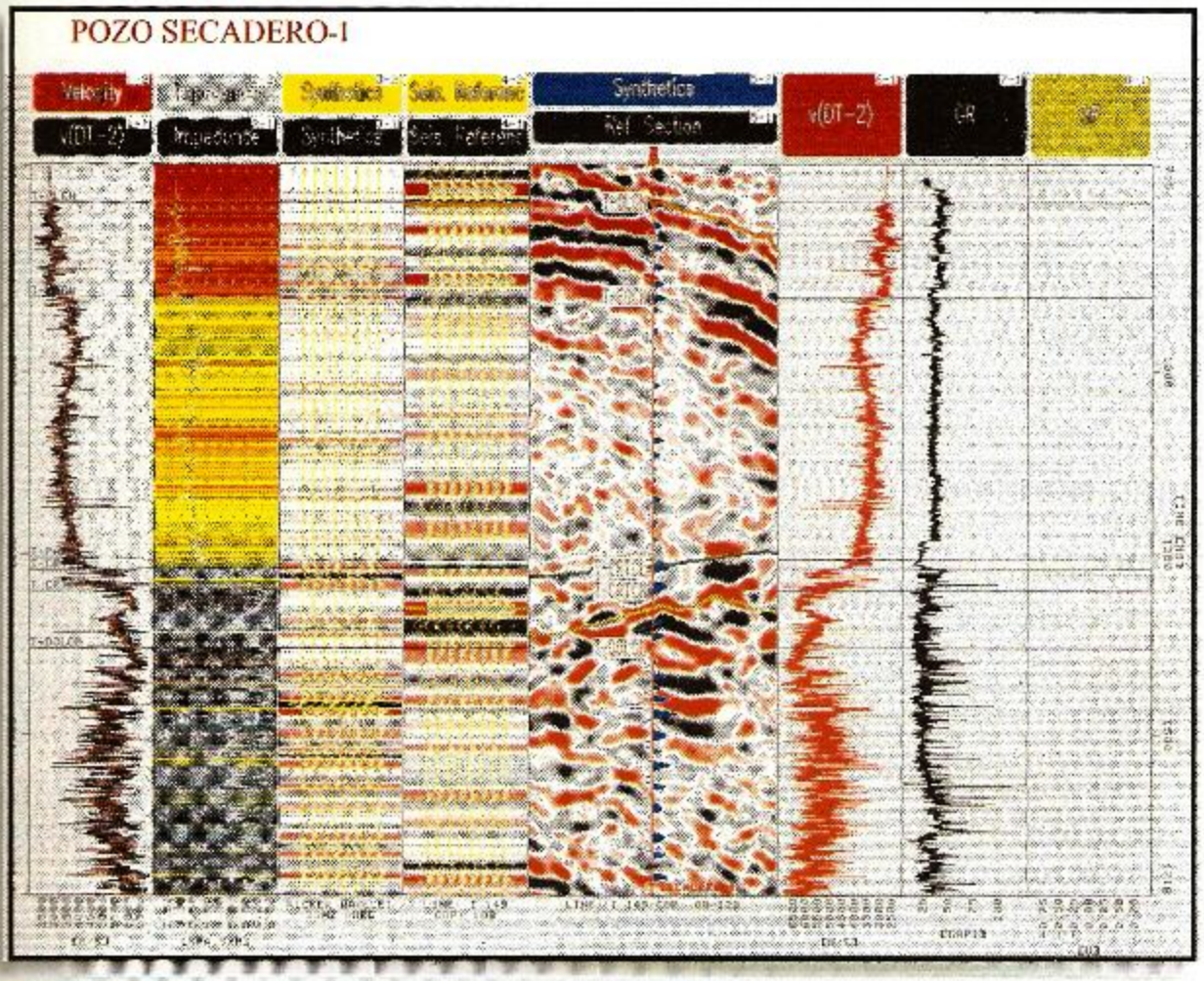


Figura 18. Sismograma sintético del Pozo Secadero -1.

INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL CON SÍSMICA 3D

El procedimiento empleado en esta parte del proceso, fue utilizar la metodología de Brown, 1996; en la interpretación del volumen de datos 3D usamos estación de trabajo interactivo.

El manejo de los datos se lleva a cabo desde una base de éstos previamente entendida para tener oportunidad de generar mapas estructurales correctos.

En la figura 19 se presenta cómo quedaron ubicadas finalmente las *"inlines"* y *"crosslines"* en el mapa base del proyecto 3D.

En la figura 20 se observa un despliegue de una Sección Sísmica vertical (*"inline"* 184) y un corte horizontal a 1,500 m/s, empalmados justo a lo largo de su línea de intersección, la sección vertical permanece abajo de la sección horizontal.

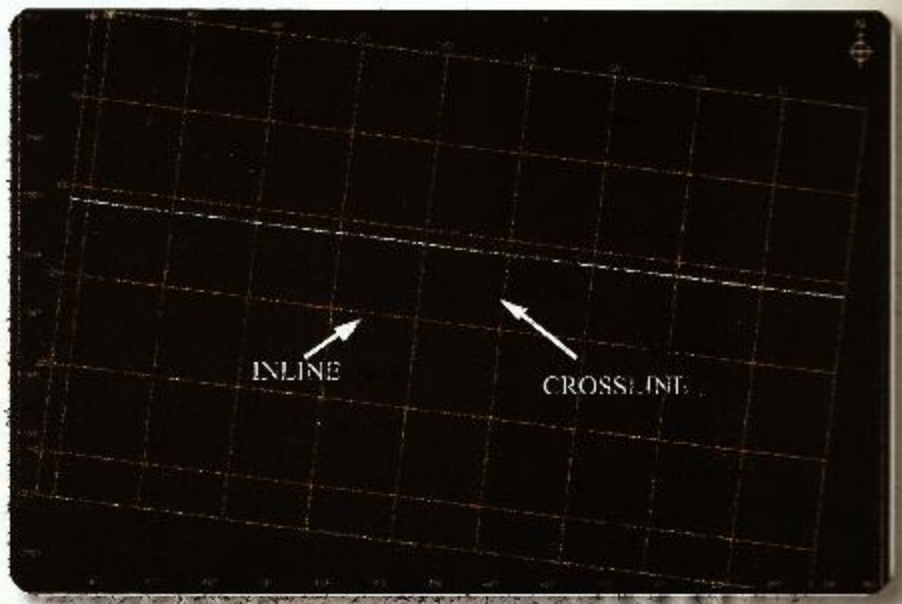


Figura 19. Se presenta el área del Proyecto Sísmico.

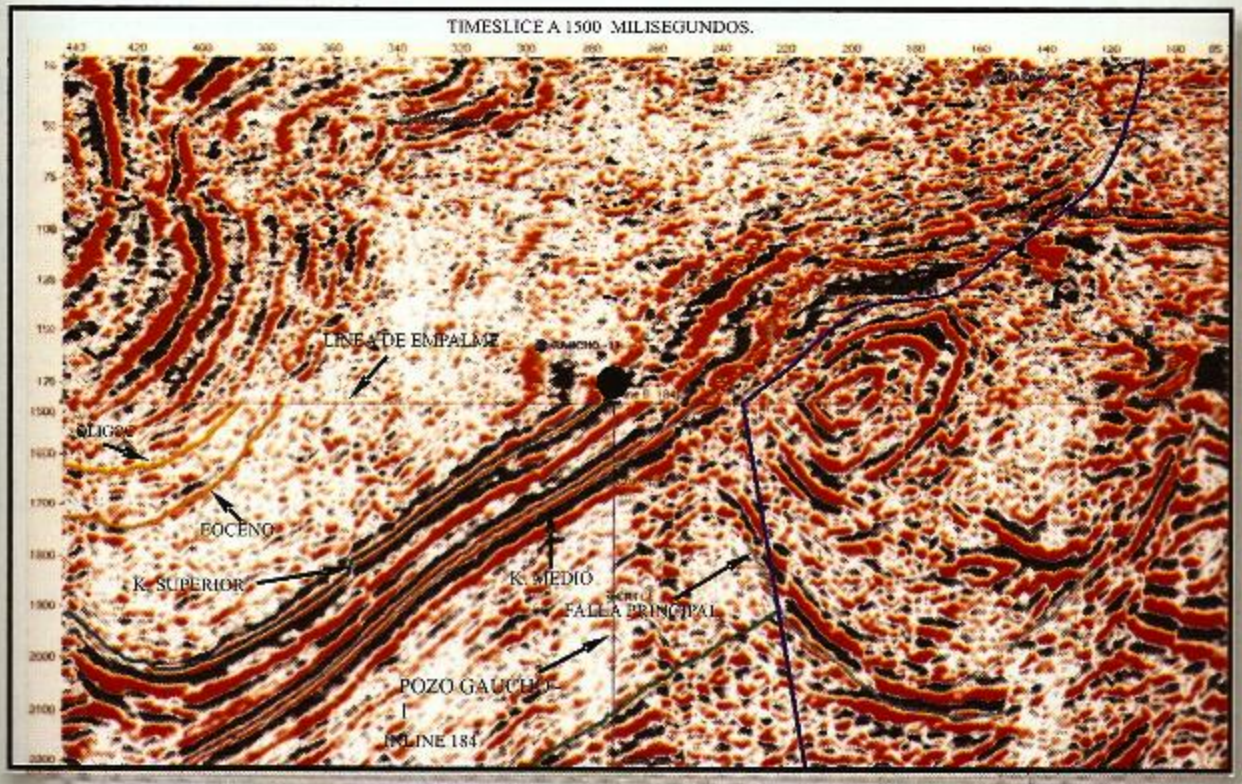


Figura 20. Despliegue compuesto de una sección horizontal en tiempo y una sección sísmica vertical ("inline" 184) del cubo Gaucho. La sección sísmica vertical permanece abajo de la sección horizontal.

La Sección Sísmica muestra que la estructura semicircular convexa hacia abajo, es un sinclinal. El corte horizontal en tiempo emplazado arriba de la Sección Sísmica, fija la posición de sus puntos inferiores.

La falla principal del bloque Gaucho, ubicada a la derecha de la posición del pozo puede ser seguida al noreste a través del corte horizontal en tiempo.

En la figura 21 donde el corte en tiempo a 1,500 milisegundos tiene la interpretación de las fallas y los horizontes del Cretácico Superior y Medio están marcados con color verde, el color café para el Eoceno y el color anaranjado para el Oligoceno.

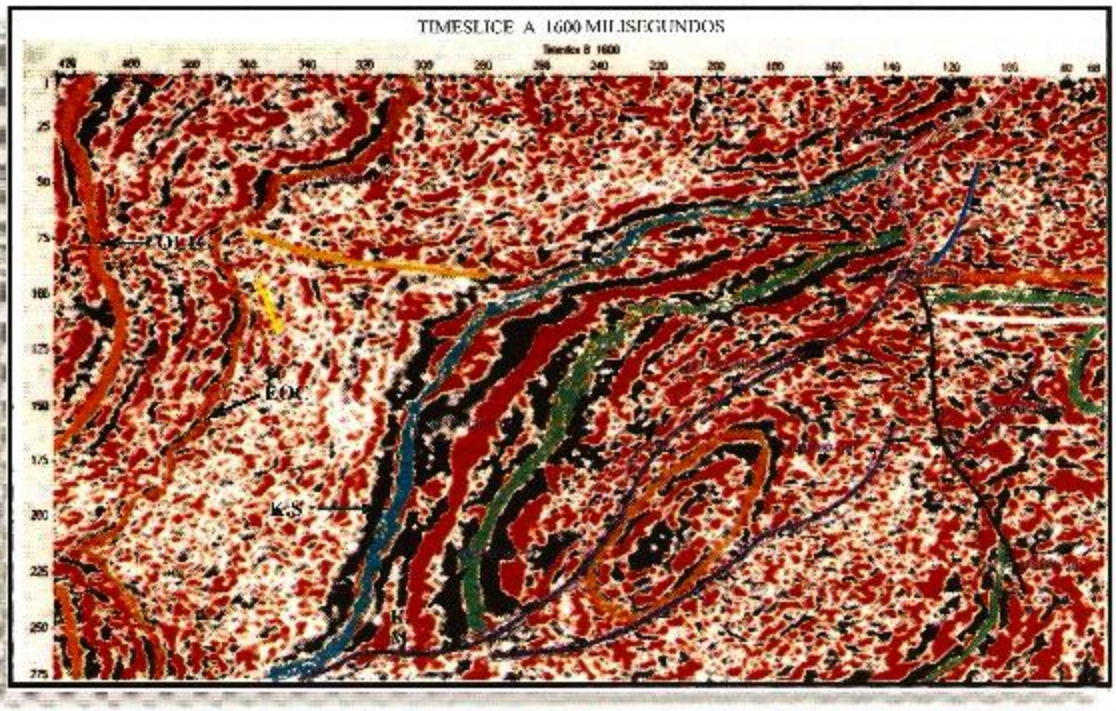


Figura 21. Sección horizontal en tiempo con interpretación de fallas y los horizontes del Cretácico Superior y Medio, en verde; en café, el Eoceno y en anaranjado, el Oligoceno.

En la figura 22 se muestra un despliegue del cubo sísmico exhibiendo simultáneamente tres cortes ortogonales a través del volumen de datos, la cara frontal es una *"inline"*, la cara lateral es una *"crossline"* y la cara superior es un corte horizontal en tiempo.

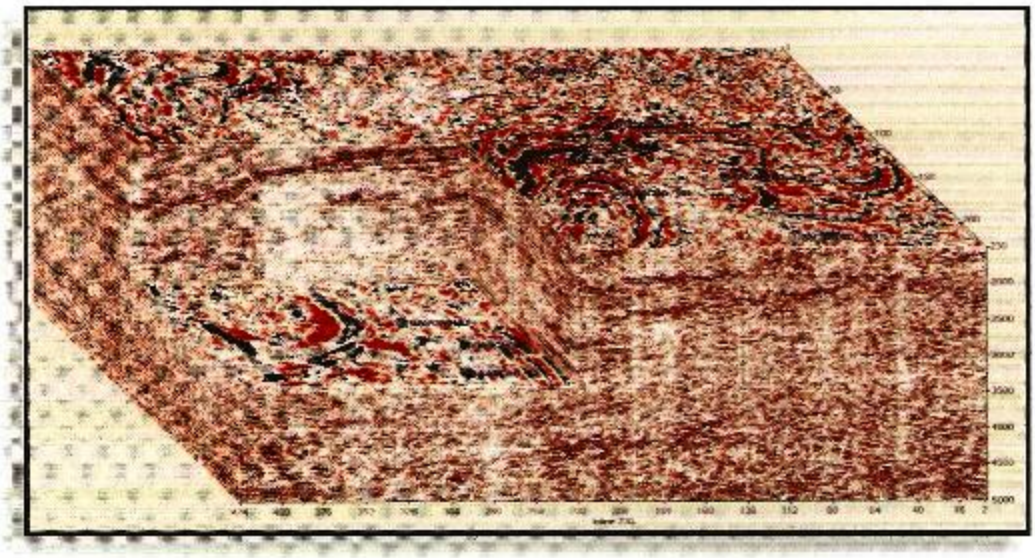


Figura 22. Mostrando un despliegue en silla de los datos del cubo Gaucho hecho de tres líneas, una "crossline", una "inline" y una sección horizontal.

El despliegue del extremo izquiedo es una presentación en forma de silla, éste muestra también en las caras laterales sus respectivas *"inline"* y *"crossline"* y de base un corte horizontal en tiempo, este despliegue de los datos sísmicos permite apreciar las tres dimensiones y ayuda en el proceso de interpretación.

En la figura 23 se presenta una línea sísmica aleatoria que une a los tres pozos Gaucho y se observa cómo las marcas de las cimas de los contactos geológicos coinciden con los reflectores de la sísmica.

En la figura 24 se observa la correlación entre los pozos Gaucho-1 y Guásimo-1, mostrando una excelente continuidad de los eventos sísmicos. También se muestra que el Pozo Guásimo puede ser el límite noreste del yacimiento, debido a la posición del agua en los dos pozos.

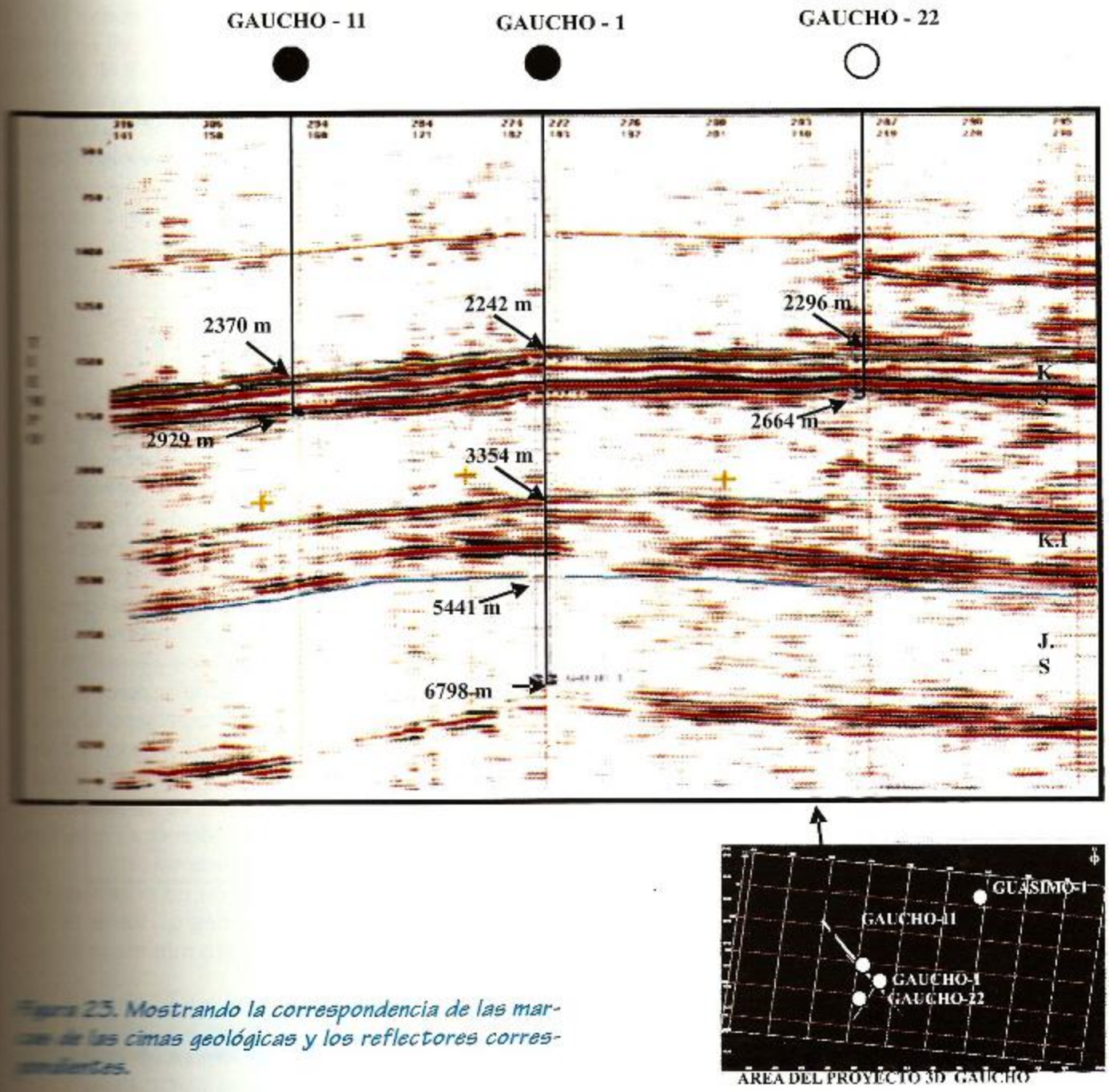


Figura 23. Mostrando la correspondencia de las marcas de las cimas geológicas y los reflectores correspondientes.

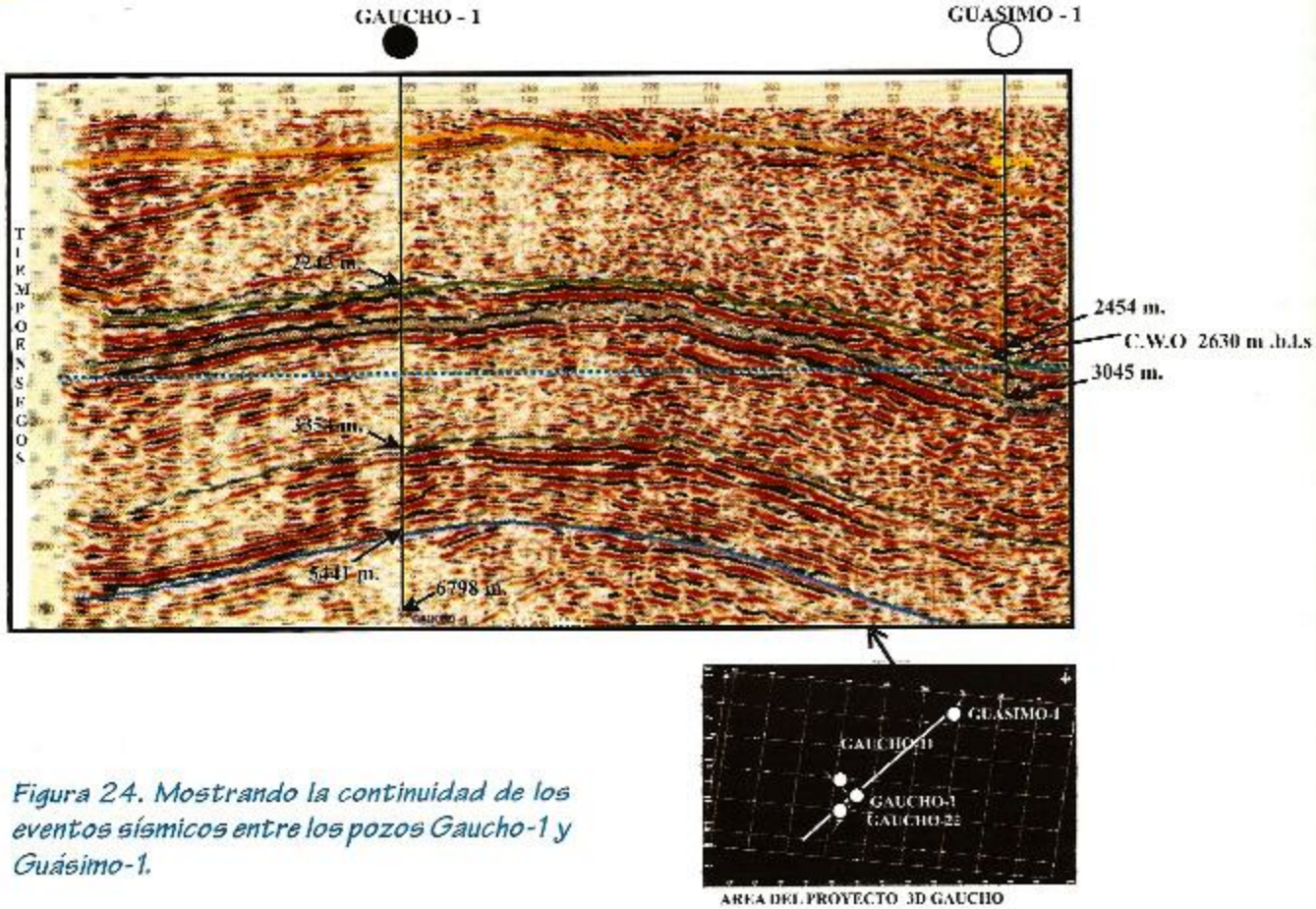


Figura 24. Mostrando la continuidad de los eventos sísmicos entre los pozos Gaucho-1 y Guásimo-1.

Para interpretar con *"tracking"*, el cual se escogió desde la caja de diálogo de parámetros del *"autotrack"* de la figura 25, fue la variedad de la característica de la ondícula de máxima amplitud para rayar un pico con un filtro constante de "4" para suavizar los horizontes ruidosos (el "4" significa el número de trazas). Una reflexión mínima de cero, dado por consecuencia automática al haber escogido máxima amplitud.

En la figura 26 se muestra cómo se corrió el *"autotrack"* sobre una selección determinada de *"inlines"*. Primero se definieron los puntos de liga sobre las *"crossline"* a la izquierda y derecha de la rejilla de interpretación, después se escogió la opción rayar una *"inline"*, pero aquí se pica un poco antes de la *"crossline"* de la izquierda, pero sobre la *"inline"*; posteriormente se pica la *"inline"* de la derecha un poco después la *"crossline"* de la derecha y se ejecuta que corra el programa de *"loop autotrack"*.

Para el caso de interpretación en el proyecto se utilizó la combinación de rojo-negro, donde el rojo indica máxima amplitud y el negro mínima amplitud.

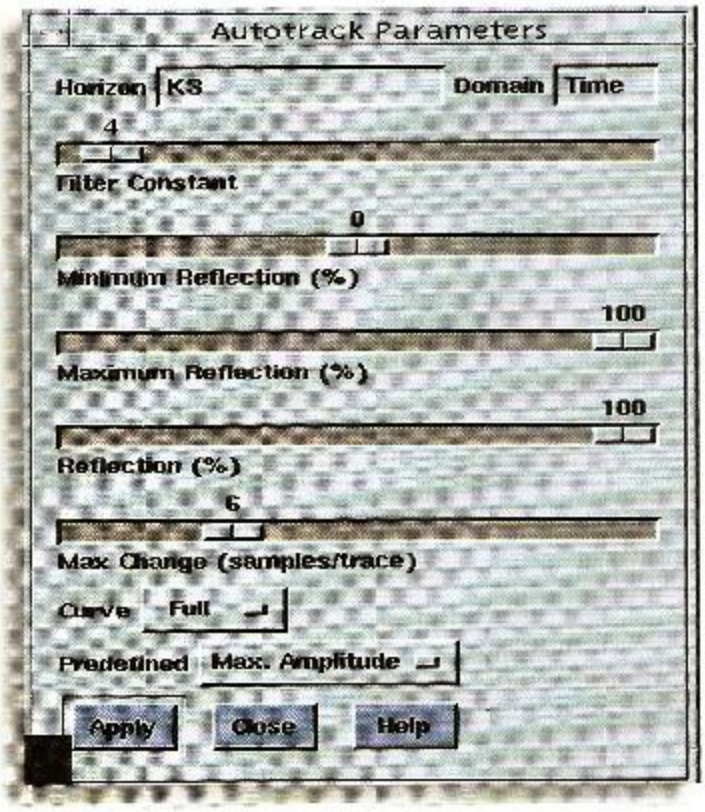


Figura 25. Muestra la caja de diálogo de los parámetros del "autotrack".

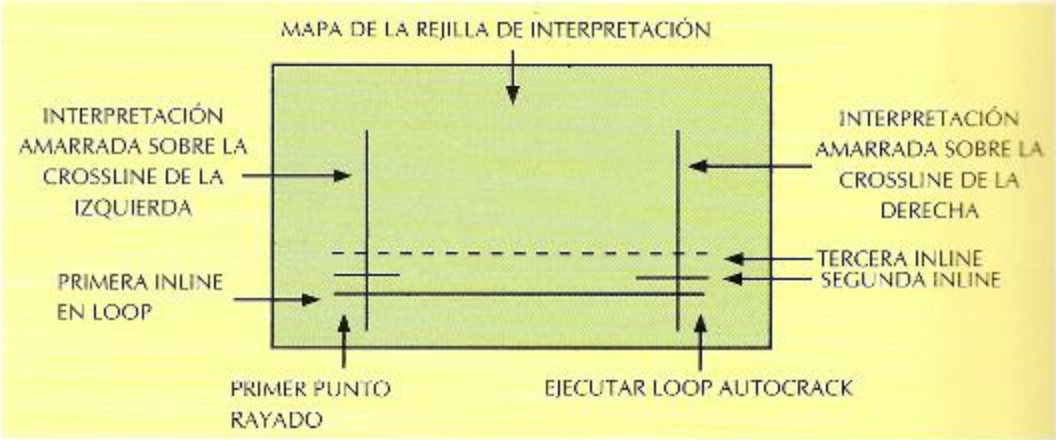
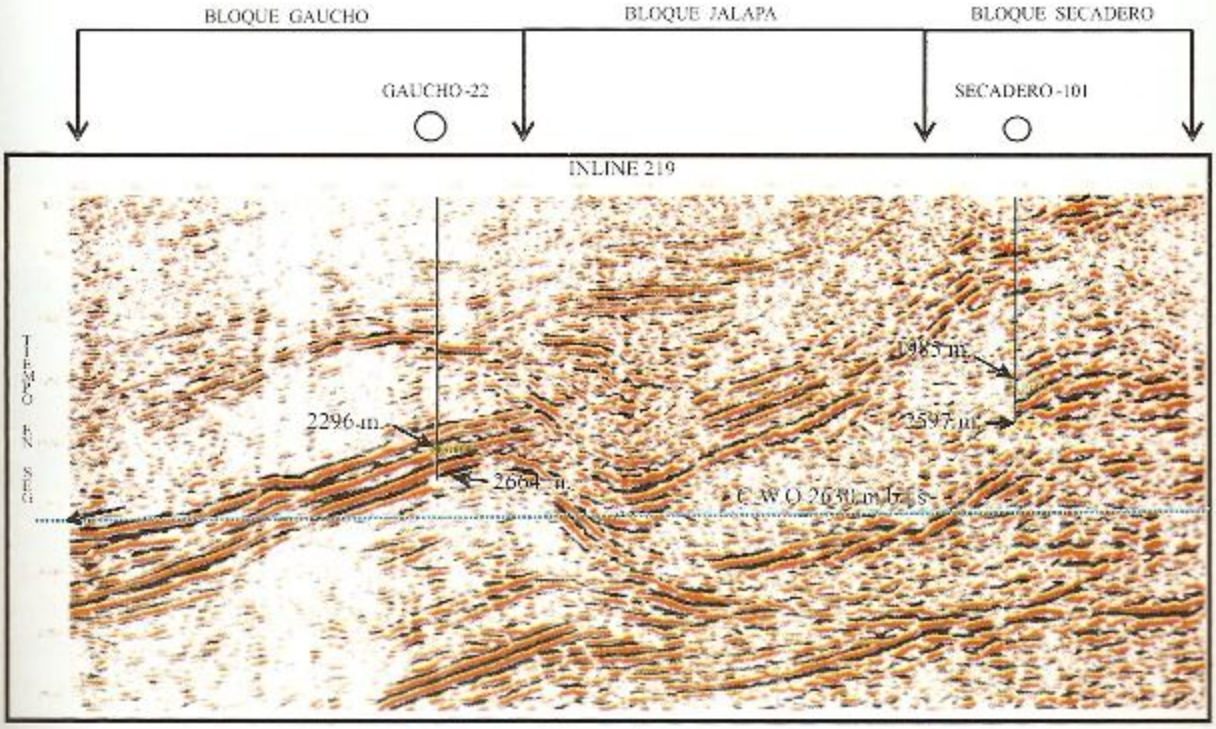


Figura 26. Se muestra el procedimiento, usando "inlines" para el tracking y las "crossline" para los puntos de liga o amarre.

El procedimiento empleado en la interpretación estructural se utilizó la metodología de Brown, 1996 en la interpretación del volumen de datos 3D, usando estación de trabajo.

El reconocimiento de fallas en el cubo Gaucho se llevó a cabo a partir del alineamiento de las terminaciones de los eventos, tanto en los cortes en tiempo como en las secciones sísmicas.

La figura 27 presenta una Sección Sísmica vertical, la *"inline"* 219, donde se observan tres bloques; el de la izquierda corresponde a la Estructura de Gaucho, el central es un sinclinal y el de la derecha corresponde a la Estructura de Secadero.

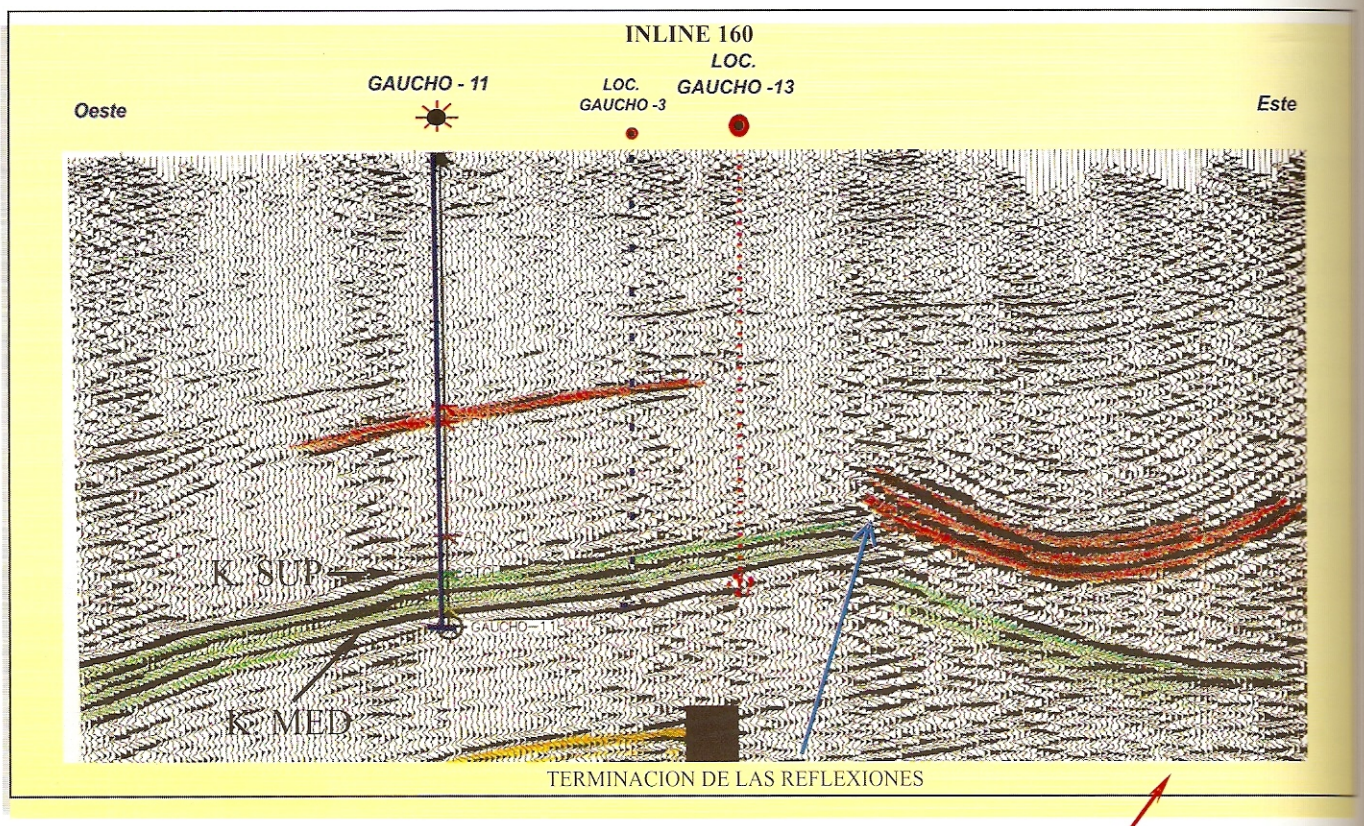


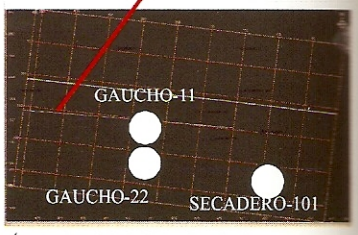
AREA DEL PROYECTO 3D

Figura 27. La "inline" 219 exhibiendo el comportamiento estructural entre los pozos Gaucho-22 y Secadero-101. En la figura inferior derecha se presenta el área del Proyecto 3D y la ubicación de la "inline" 219.

Se aprecia perfectamente la terminación de eventos, tanto en la estructuras de Gaucho como de Secadero antes de llegar al sinclinal del bloque central.

Por otra parte, en la *"inline"* 160 de la figura 28 se observa a detalle el bloque fallado de Gaucho (izquierda) con las terminaciones de las reflexiones en el extremo derecho del bloque mostrando el paso evidente de una falla.





ÁREA DEL PROYECTO 3D

Figura 28. La "inline" 160 muestra a detalle el bloque de Gaucho, los horizontes del Cretácico Superior y Medio de color verde área del Proyecto 3D.

La Sección Sísmica muestra a la derecha que la estructura semicircular convexa hacia abajo es el mismo sinclinal observado en la *"inline"* 219.

La falla principal del bloque de Gaucho ubicada a la derecha de la posición de la propuesta de localización Gaucho-13, puede estar situada precisamente donde está señalando la flecha azul.

En la figura 29 podemos observar los límites marcados con fallas de color azul y los horizontes de color.

El sinclinal que está entre los bloques de Gaucho y Secadero se propone llamarlo Sinclinal Jalapa, debido a la relación que existe entre este sinclinal y el Canal de Jalapa propuesto por Varela (1997).

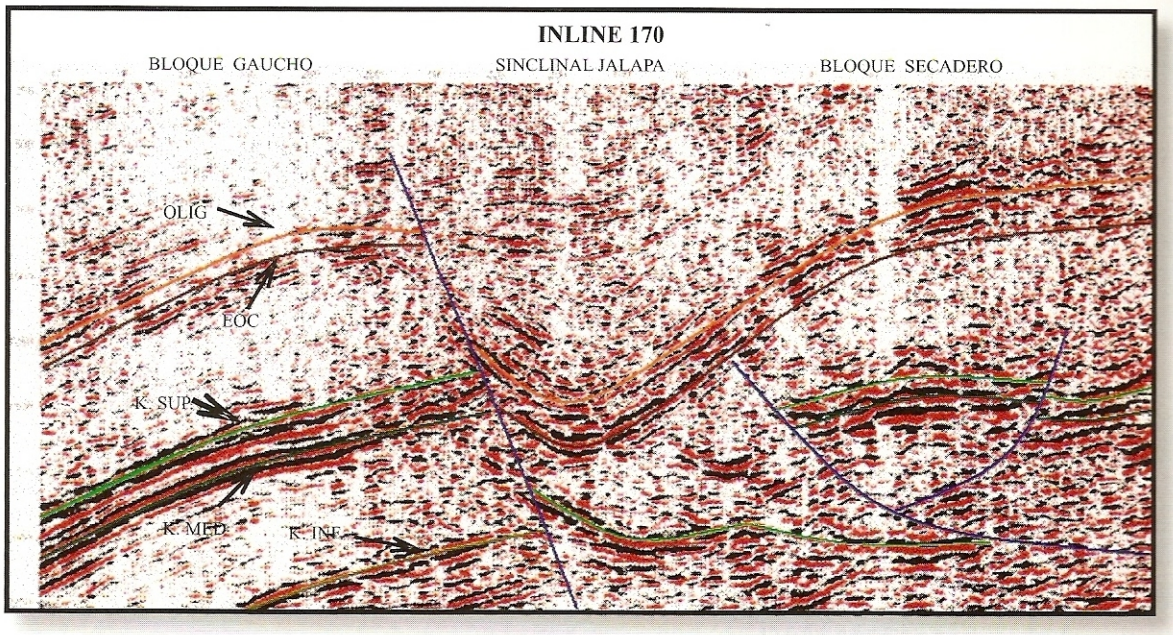


Figura 29. La "inline" 170 mostrando los límites de los bloques separados por fallas y la interpretación de los horizontes.

ESTILOS DE DEFORMACIÓN ESTRUCTURAL EN EL CUBO SÍSMICO

Interpretación de los Estilos Estructurales

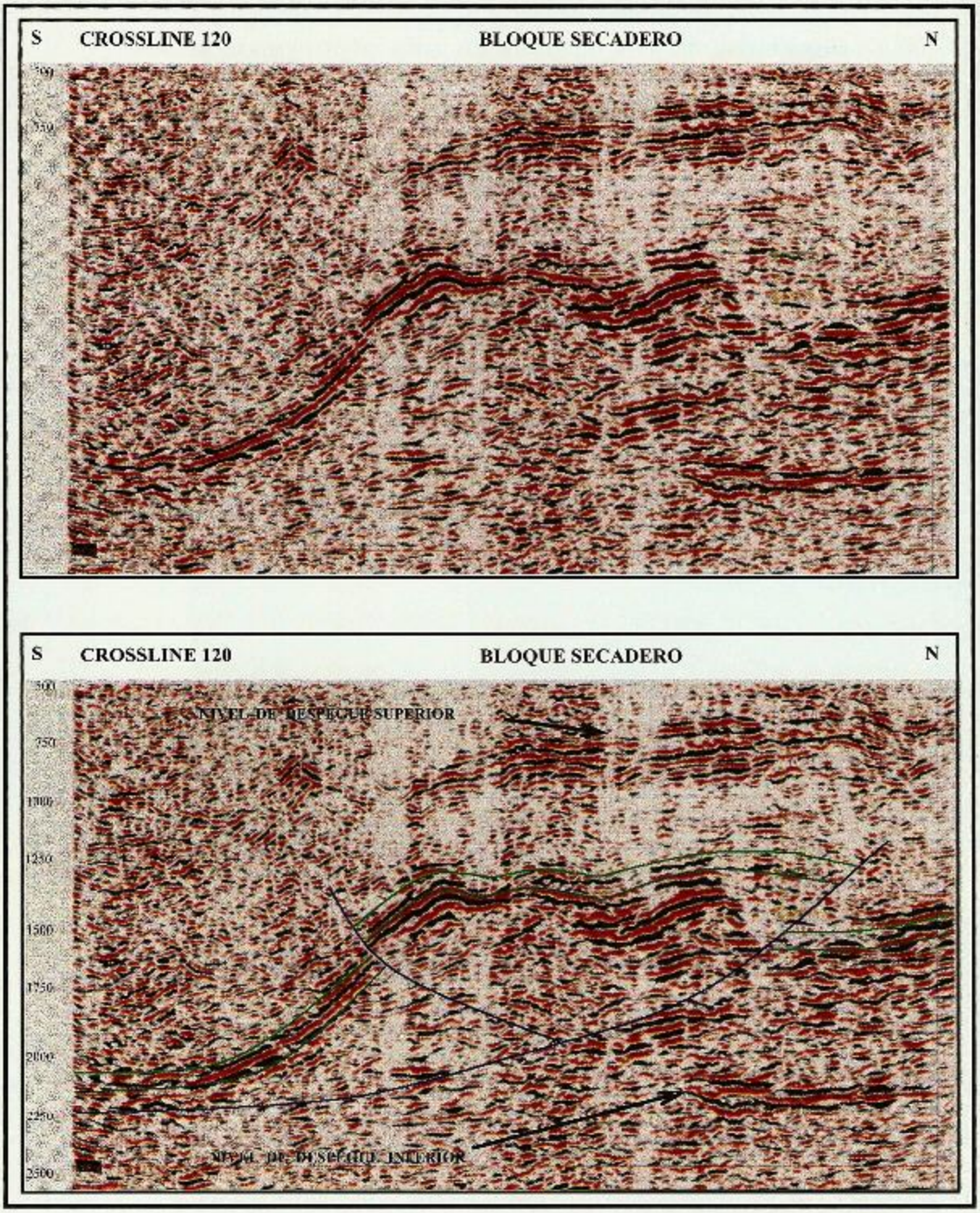
Al observar la *"crossline"* 120 del bloque de Secadero de la figura 30, vemos un reflector profundo a 2,250 m, el cual está más o menos horizontal; en la parte superior se presenta también un evento semiplano a 750 milisegundos, estos dos niveles subhorizontales pueden ser diferentes despegues, sin embargo, entre ellos observamos la Estructura de Secadero bastante plegada y afectada por fallamiento inverso.

Este tipo de plegamiento presente entre dos niveles de despegue, es característico asociado a la deformación compresiva entre capas competentes e incompetentes, muy parecido al modelo de Petersen, 1983.

En la figura 31 se presenta el modelo estructural de plegamiento por deslizamiento flexural propuesto por Petersen (1983).

Petersen menciona que este tipo de plegamiento se origina por la deformación de capas más duras que están entre capas dúctiles, sin cambiar la longitud y el volumen original de la capa, dado que el espesor de ésta permanece constante, los lados son paralelos y la curvatura de las capas sucesivas es más o menos concéntrica, debido a esto son llamados pliegues por deformación concéntrica, Dahlstrom, 1969.

Anteriormente, mencionamos la relación que existe entre el Sinclinal Jalapa y el Canal de Jalapa, dicho canal fue propuesto por Varela, 1997 para designar la zona de erosión de los sedimentos del Cretácico Medio y Superior en el oriente de la Plataforma Artesa Mundo Nuevo (más adelante la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo será descrita tal y como fue mencionada por sus descubridores), los límites del canal dentro de la plataforma llegan hasta el área del Campo Carmito, ubicado al noreste del Campo Gaucho, sin embargo, en este trabajo se propone que el Canal de Jalapa se prolonga hasta la zona del cubo de Gaucho, específicamente en el área del Sinclinal Jalapa.



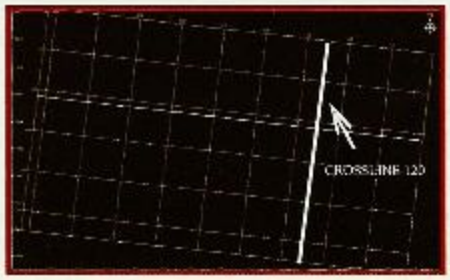


Figura 30. Mostrando la "Crossline" 120, en la parte superior sin interpretar, en la parte inferior interpretada, exhibiendo los niveles de despegue, las fallas inversas de color azul y los horizontes del Cretácico Superior y Medio de colores verde claro y verde oscuro, respectivamente. En el extremo inferior derecho el área del Proyecto 3D.

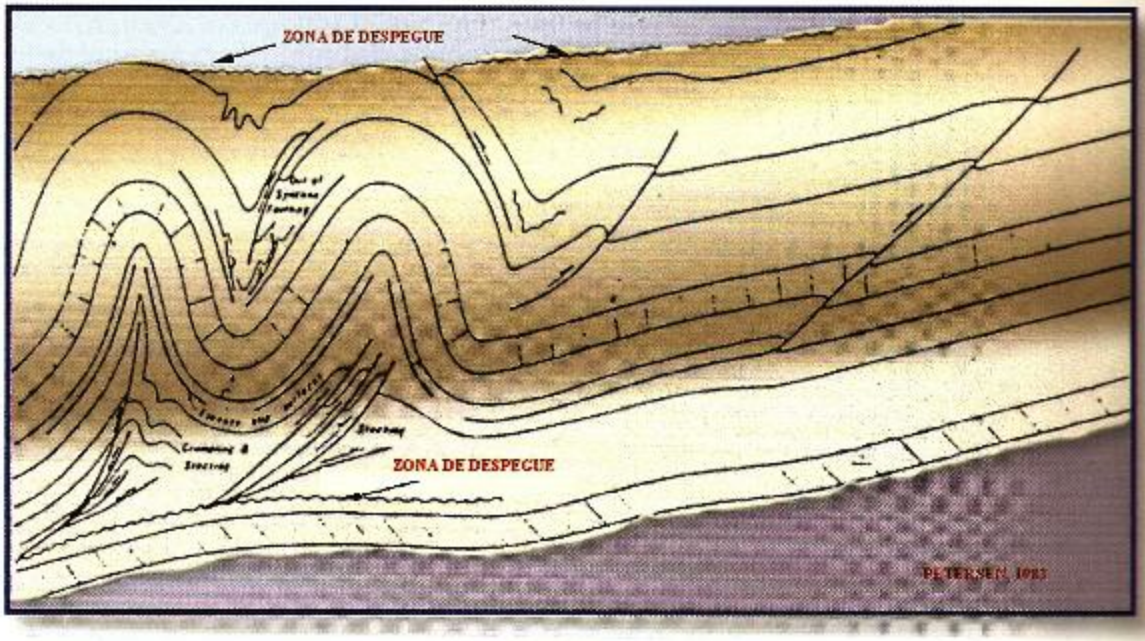


Figura 31. Diagrama del comportamiento para un plegamiento por deslizamiento flexural.

Para apreciarlo tendremos que ver la figura 32, en donde se observa un gran canal entre las estructuras de Gaucho y Secadero con un relleno de sedimentos de aproximadamente 1,900 m y una anchura a más de 3,000 m.

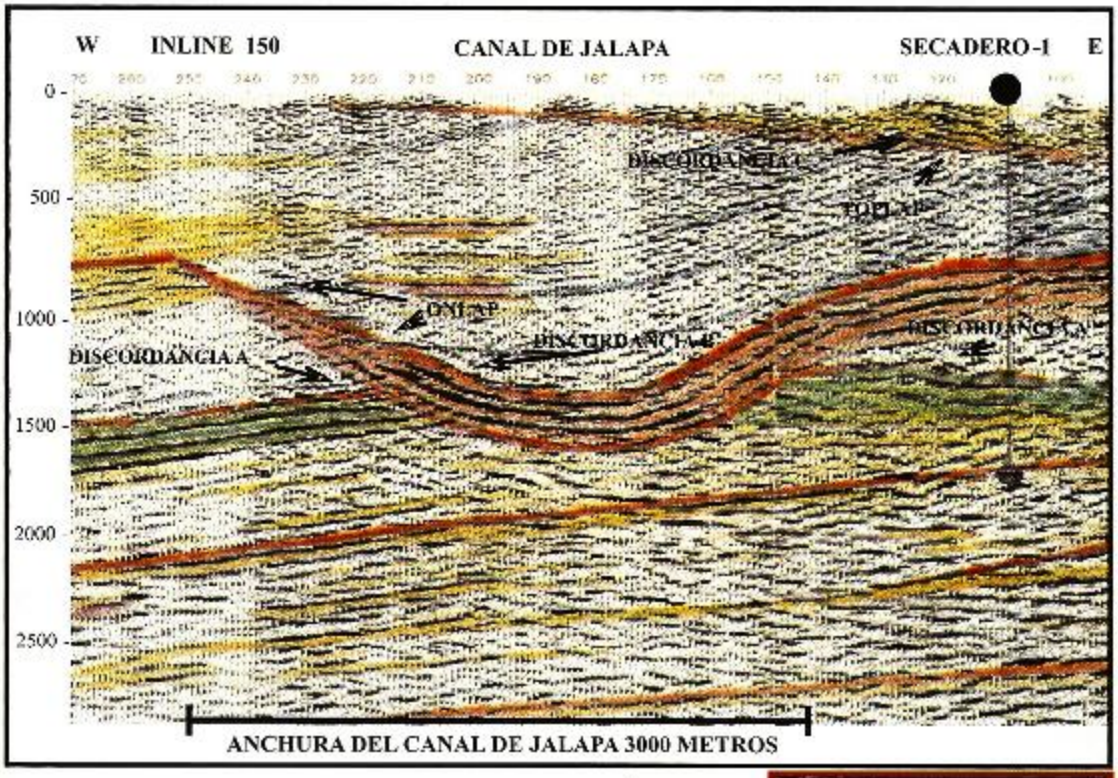


Figura 32. La "inline" 150 exhibiendo el Canal de Jalapa, entre las estructuras de Gaucho y Secadero, los horizontes del Oligoceno, en color anaranjado; en café claro, el Eoceno y en verde, el Cretácico Superior y Medio.

ÁREA DEL PROYECTO 3D.

Los reflectores del Cretácico en color verde claro terminan justamente contra la curvatura del canal en los sedimentos del Eoceno. La edad del canal es postoligoceno, porque dentro de éste hay Oligoceno involucrado, pero antes de la compresión del Mioceno medio (Serravalliano).

Los cambios en los espesores para el Cretácico Superior entre los bloques de Gaucho y Secadero (424 m para Gaucho y 78 m para Secadero) marcan una discordancia para este nivel estratigráfico. Los sedimentos en *"onlap"* contra los estratos del Oligoceno y los cambios de espesor para este nivel entre los dos bloques (56 m para Gaucho y 185 m para Secadero) marcan otra discordancia para el Oligoceno.

El relleno del canal lo constituyen los sedimentos del Mioceno, en *"toplap"* con los estratos del Plioceno y Pleistoceno y los cambios de espesor para este nivel entre los dos bloques (1,441 m para Gaucho y 802 m para Secadero) marcan una discordancia más para este nivel.

Las características sedimentarias del relleno del Canal de Jalapa que incluye rocas desde el Mioceno inferior hasta el Plioceno Inferior son desconocidas, debido a que ningún pozo se ha perforado en la parte central sólo cerca de los extremos, tanto a la izquierda como a la derecha con los pozos Gaucho-1 y Secadero-1, respectivamente.

La figura 33 es una línea sísmica de la costa noreste de Brasil donde se observa la característica de un cañón submarino de 2,000 pies de profundidad y 6 millas de ancho, formado durante el Mioceno inferior. Esta información se presenta para hacer algunas comparaciones con el Canal de Jalapa en el área de Gaucho. Existen algunas similitudes, los eventos por abajo del cañón son semiplanos en cuanto al corte del cañón, como es la erosión de las rocas en ambos extremos es muy semejante al Pozo Gaucho.

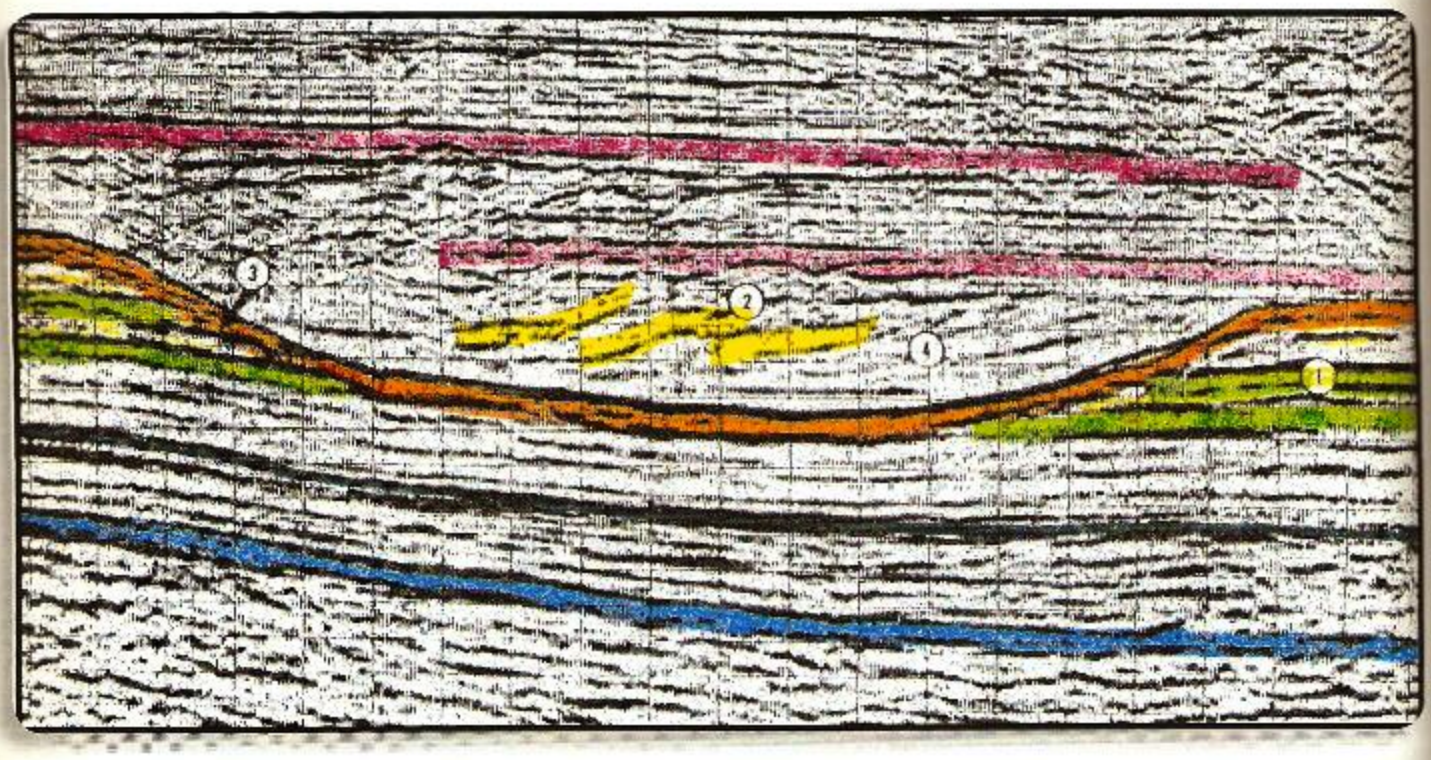


Figura 33. Se presenta una línea sísmica de la costa nordeste de Brasil, exhibiendo un cañón submarino de 2,000 pies de profundidad y 6 millas de ancho.

DISTRIBUCIÓN DE LOS AMBIENTES DE DEPÓSITO DE LA ROCA GENERADORA, ALMACÉN Y SELLO

El Jurasico Superior constituye el sistema de hidrocarburos más importante en el Sureste de México. Todos los campos gigantes y super gigantes del área son parte de este prolífico sistema. El éxito de este sistema es consecuencia de la yuxtaposición de los elementos del *"play"* y su sincronía en una secuencia perfectamente estrecha.

Este potente sistema de hidrocarburos lo forman: la amplia depositacion de la roca generadora; la depositacion de la roca-almacén y el mejoramiento temprano de la roca-almacén durante el Mesozoico, aunado a la formación de la trampa del Mioceno Tardío- Reciente, así como a los grandes espesores de sedimentos de grano fino del Paleógeno y Neógeno que sirvieron como grandes sellos regionales.

Roca generadora

En esta área durante el Jurásico Tardío durante el Kimmeridgiano y Tithoniano, el proceso distensivo por la apertura del Golfo de México iniciado en el Jurásico Medio, permitió el depósito de sedimentos calcáreo-arcillosos ampliamente distribuidos en la región como se observa en el plano de litofacies del Tithoniano de la figura 34. Un alto contenido orgánico desde 0.60 a 0.99%, predominando el tipo de materia orgánica algáceo y maderáceo y los tipos maderáceo y sapropélico para la zona del Campo Gaucho.

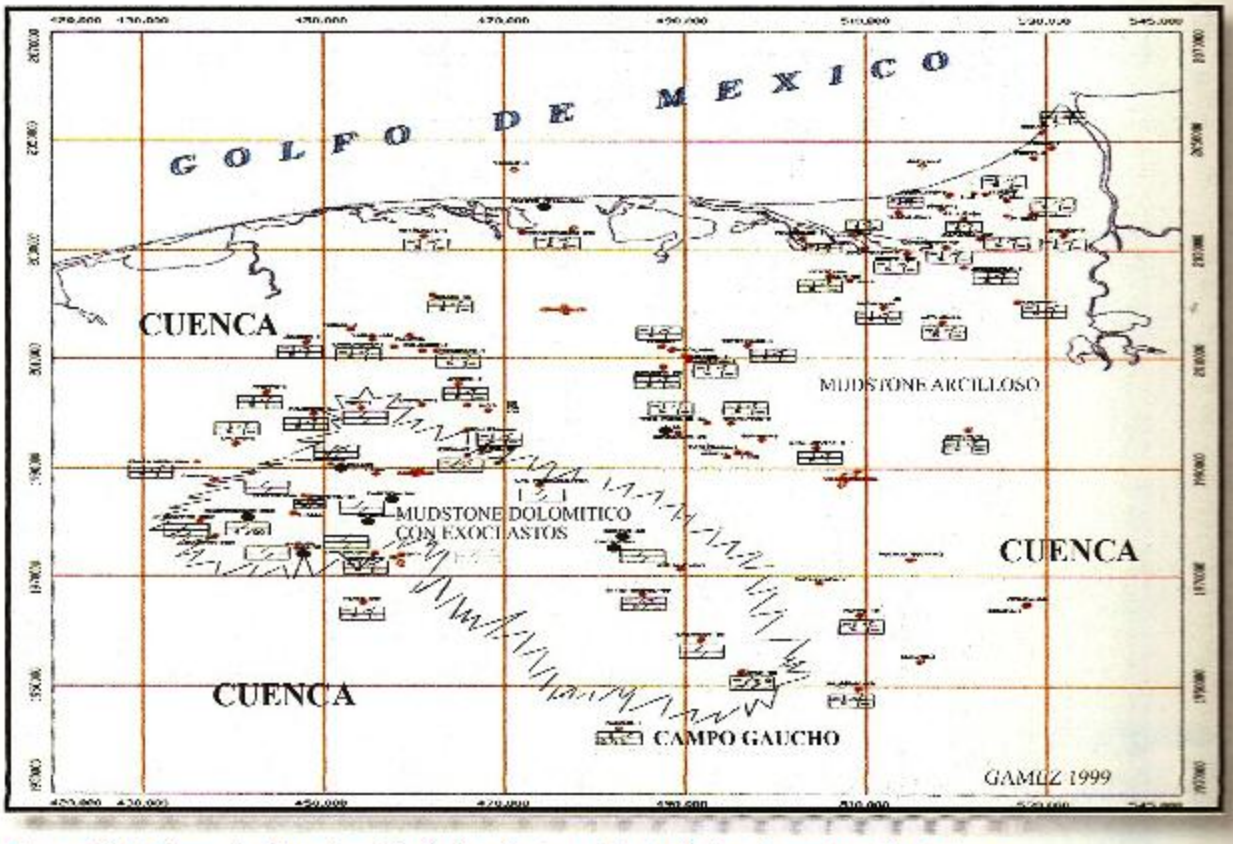


Figura 34. Plano de distribución de litofacies del Jurásico Superior Tithoniano.

Olguín (1987) menciona que las rocas generadoras más importantes son las rocas del Tithoniano, donde la materia orgánica es de tipo algáceo, con cantidades menores de material leñoso y carbonoso y hacia las márgenes de la cuenca, la materia orgánica es amorfa, maderácea y sapropélica.

El grado de madurez es adecuado y en consecuencia, son estas rocas las principales generadoras de aceite y gas de la zona.

La excelente correlación entre el ITT del Tithoniano y la gravedad API de los aceites del Jurásico Superior y Cretácico da idea acerca de la migración, principalmente vertical.

La generación del petróleo se inició cuando el ITT alcanzó un valor de 7.

El umbral de generación ocurrió durante el Mioceno, posterior a la formación de las trampas, lo que propició la acumulación de aceite en los yacimientos.

Roca-almacén

Los aceites generados desde las rocas del Jurásico Superior se han encontrado en muchos intervalos productores en los yacimientos en el Sureste de México, los intervalos productores van desde el Jurasico al Terciario.

Los yacimientos más prolíficos tienen de 200 a 300 m de espesor de brechas carbonatadas encontradas alrededor del talud a lo largo de la plataforma externa del Cretácico Superior.

Estas brechas se estrechan por cientos de kilómetros en un cinturón que se extiende desde Reforma-Campeche hacia el sur y suroeste a través del área de Reforma. Las porosidades varían en promedio del 10 al 14% con alta variabilidad en la permeabilidad que alcanza los 5 darcyes en algunos campos de costafuera (Hernández, 1994)

La variabilidad es consistente con la presencia de las fluctuaciones y la distribución de tres mecanismos primarios de origen de porosidad y permeabilidad: dolomitización, solución y fracturamiento.

En el área de Reforma, Varela Santamaría *et al.* (1997) argumenta que el fracturamiento y la presión-solución son los factores más importantes que crean y mejoran la permeabilidad. Además, menciona que los carbonatos de aguas someras consisten de arenas calcáreas y arrecifes que forman intervalos importantes en el yacimiento en el área de Reforma.

El Cretácico Medio fue una amplia plataforma marina aislada, actualmente llamada Plataforma Artesa-Mundo Nuevo, Licea (1983) y Varela (1995), ver figura 35.

Los carbonatos y dolomías fueron depositados a través de toda la plataforma; una franja estrecha de carbonatos que contienen fragmentos de rudistas marcan el límite entre el ambiente de plataforma abierta al norte y la zona de plataforma con ambientes de supramarea y submarea al sur.

Los campos Mundo Nuevo y Artesa están localizados en el ambiente de plataforma, justo en la franja de rudistas. Los campos Muspac y Catedral permanecen a lo largo de una plataforma somera de baja y alta energía con bancos de arenas carbonatadas. Al suroccidente, los campos Chirimoyo y Chintul en un ambiente de cuenca.

En el extremo suroriental de la plataforma, los campos Secadero y Gaucho se caracterizan por una secuencia de wackestone de bioclastos y foraminíferos bentónicos y fragmentos de moluscos; wackestone-packstone de foraminíferos bentónicos (moluscos, equinodermos y fragmentos de algas dacycladáceas); packstone de intraclastos, pellets y bioclastos (algas, moluscos y miliólidos).

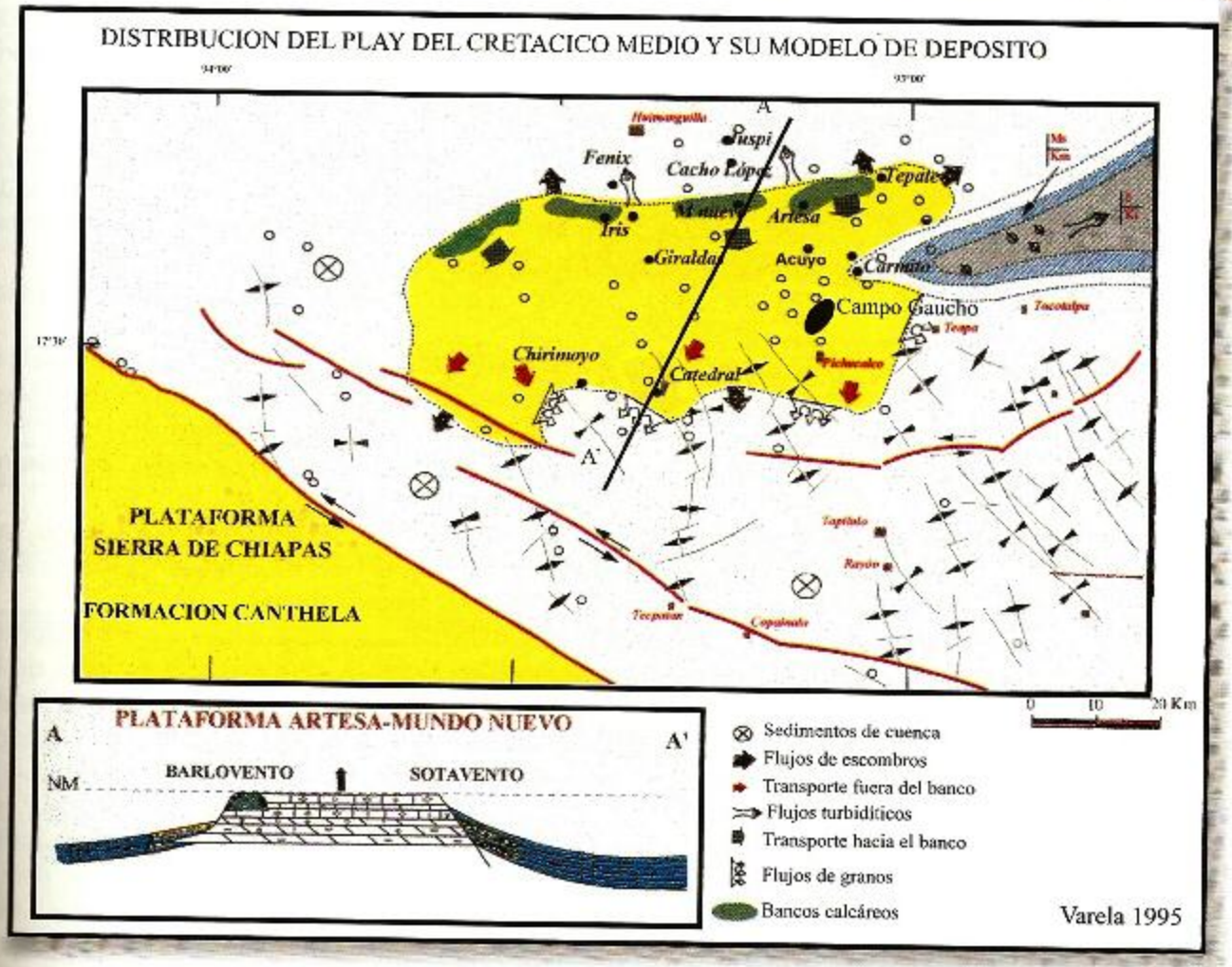


Figura 35. Distribucion del "Play" del Cretácico Medio y su modelo de depósito en la margen inferior izquierda.

Varela (1995) realizó una descripción detallada de la Plataforma Aislada de Artesa-Mundo Nuevo mencionando que, dentro de los límites de la plataforma hacia la porción occidental toda la columna del Cretácico Medio se encuentra en facie de plataforma, mientras que hacia la porción oriental, la parte alta del Cretácico Medio presenta condiciones de talud y cuenca.

La plataforma inicia a hundirse a partir del Cretácico Medio en forma diferencial, profundizándose primero la porción ubicada hacia la esquina suroriental de la plataforma.

La sedimentación durante el Cretácico Superior dependió de la paleotopografía heredada del Cretácico Medio, el paso de un periodo a otro coincidió con un cambio relativo en el nivel del mar, lo cual produce el ahogamiento de la Plataforma del Cretácico Medio.

Las condiciones de cuenca alrededor de la plataforma se hacen más profundas hacia el norte, donde existe la ausencia de los depósitos del Cretácico Superior, principalmente en los campos Giraldas, Mundo Nuevo y Artesa, en la cual se observa que en el núcleo de las estructuras no existe Cretácico Superior y sólo en sus flancos se llegan a conservar espesores delgados del Cretácico Superior.

El borde norte de la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo se comportó como un margen deposicional durante el Cretácico Medio, cambia a un margen erosional en

el Cretácico Superior, debido a que el borde sur se hunde y el norte se levanta, lo cual dejó expuesto el borde norte levantado a la acción mecánica de las corrientes, lo que origina la erosión de dicho borde.

La Plataforma Artesa-Mundo Nuevo durante el Turoniano Tardío y Coniaciano Temprano inicia un proceso de ahogamiento, debido a un aumento relativo del nivel del mar y después bascula hacia el sureste. Este proceso da por terminada la sedimentación en ambientes de plataforma y empiezan a depositarse sedimentos de cuenca sobre los sedimentos del Cretácico Medio.

Horbury (1995) menciona que el origen de las brechas se formaron en dos etapas como se observa en la figura 36.

Primero, el desarrollo de carbonatos cretácicos en plataformas aisladas de más de 1.5 km de espesor con núcleos evaporíticos encima de la halita del Jurásico Medio, ocasionando un movimiento de la halita por abajo de las plataformas.

Este movimiento trajo como consecuencia, que estas plataformas fueran intensamente fracturadas como se observa actualmente en el área de Iris.

Segundo, durante el *"lowstands"* eustático de tercer orden en el Aptiano Tardío y Cenomaniano Tardío y debido a un cabalgamiento en los remanentes del Cretácico Tardío, estas plataformas fueron expuestas subaerealmente.

El resultado de esta exposición ocasionó disolución de los núcleos evaporíticos, posteriormente un fuerte brechamiento localmente, un colapso total y la desintegración de las plataformas y el transporte de sus detritos hacia las partes bajas de la cuenca (Fig. 37).

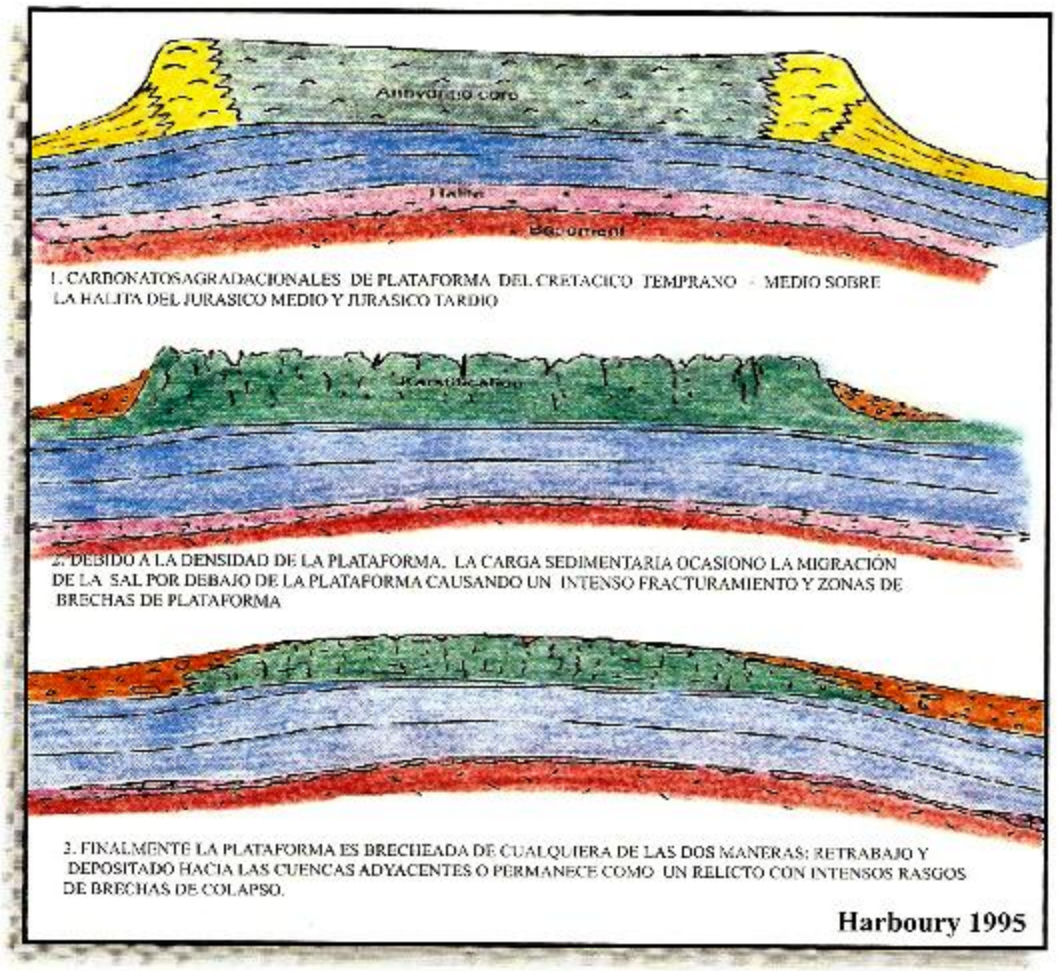


Figura 36. "Play" de las brechas del Cretácico en el área de Reforma y Sonda de Campeche.

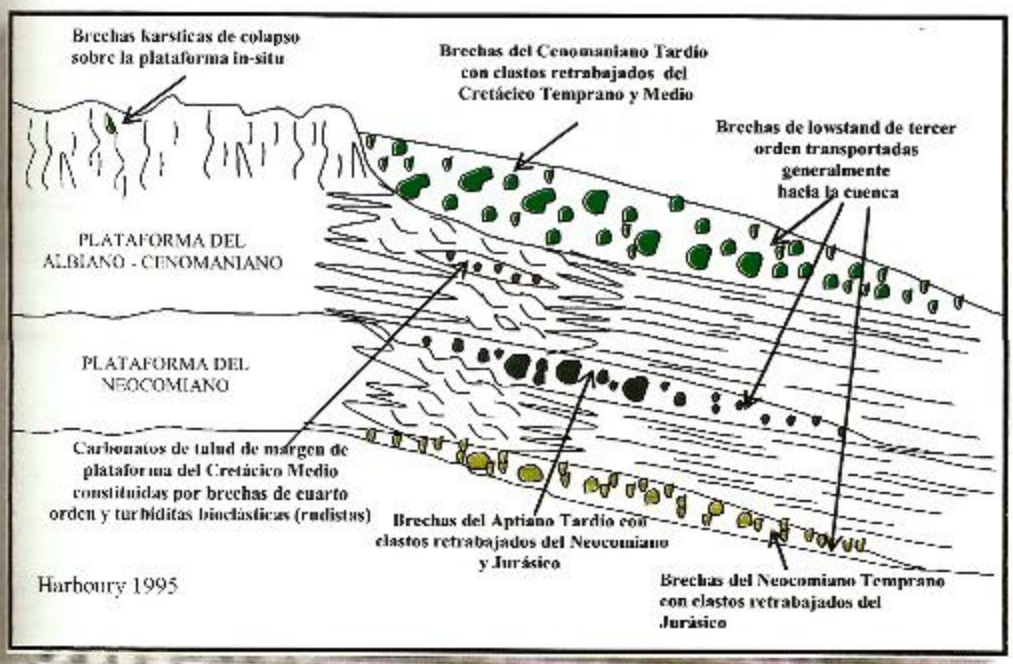


Figura 37. Origen de las brechas del Cretácico Temprano y Medio en el área de la plataforma Artesa-Mundo Nuevo en la Cuenca del Sureste.

Varela (1995) menciona que hacia la porción central y suroriental, la columna del Cretácico Superior es muy importante, representa la franja productora en brechas carbonatadas con matriz arcillosa de los campos Copano, Chiapas, Muspac, Comoapa, Topén, Sunuapa y Gaucho (Fig. 38).

Esta zona se encuentra al sur justamente atrás de la franja donde está ausente el Cretácico Superior. Estos sedimentos se encuentran constituidos por facies de talud proximal y distal que culminan con facies de cuenca, se considera que el material que constituyen las facies proximales y distales provienen de la zona erosionada (Fig. 39).

La descripción de las facies de talud proximal son:

a) Packstone a wakestone de bioclastos e intraclastos;

b) Brechas calcáreas sinsedimentarias formadas por clastos con fragmentos de rudistas, moluscos, corales y algas;

c) Floatstone a rudstone de rudistas e intraclastos;

d) Brechas formadas por rudstone y floatstone de moluscos, peloides, corales, miliólidos y foraminíferos bentónicos. Todas las facies anteriores contienen en la matriz foraminíferos planctónicos.

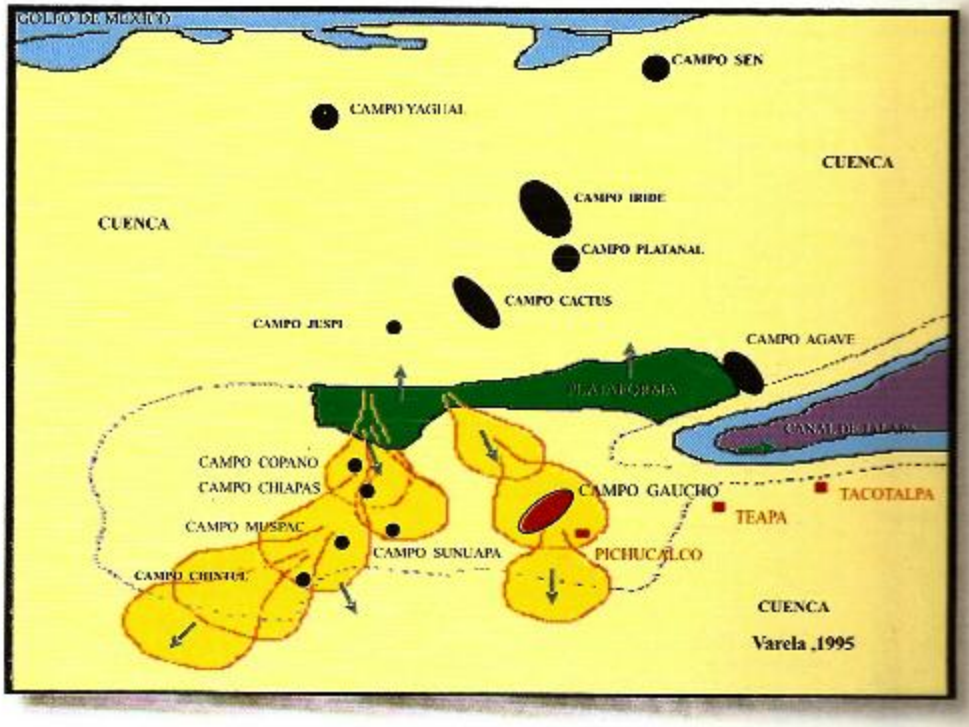


Figura 38. Distribución del "Play" del Cretácico Superior en la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo y áreas adyacentes.

ETAPA TURONIANO

Figura 39. Origen de las brechas en el Cretácico Superior (Turoniano) en el área de la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo y áreas adyacentes.

El material, producto de la erosión es redepositado, tanto en la cuenca como hacia el área que ocupaba la antigua plataforma. Este material redepositado constituyen las facies almacenadoras de los yacimientos que producen para esta edad.

En el Pozo Gaucho-1, el intervalo productor del Cretácico Superior está representado por facies 4, de acuerdo al esquema de Wilson (1975), constituido por brechas carbonatadas gruesas en una matriz arcillosa con fauna planctónica.

El mapa de las isopacas brutas del Cretácico Superior de la 40, se construyó tomando los datos de los pozos que atravesaron los sedimentos de esta edad.

Se observa que hacia la zona de los pozos Caimba, el espesor bruto es de aproximadamente 1,200 m, disminuyendo hacia dos áreas, una al norte en las zonas de las estructuras de Secadero, Guásimo, Topén y Huacano y la otra al suroeste en las áreas de las estructuras de Nicapa, Catedral, Ostuacán, Unión y Cambac. En el área del Campo Gaucho se considera un espesor bruto de 424 m.

Asimismo, se construyó el mapa de isopacas de espesores netos del Cretácico Superior de la figura 41, tomando los datos de los pozos involucrados.

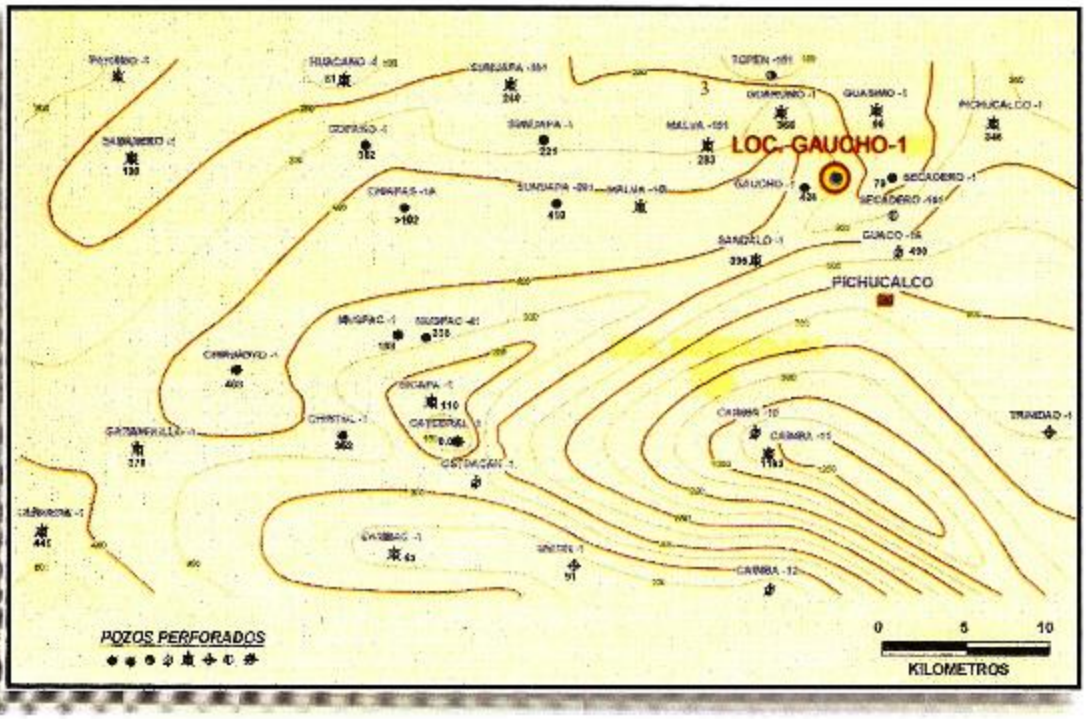


Figura 40. Isopacas de espesores brutos del Cretácico Superior en el Campo Gaucho y áreas adyacentes.

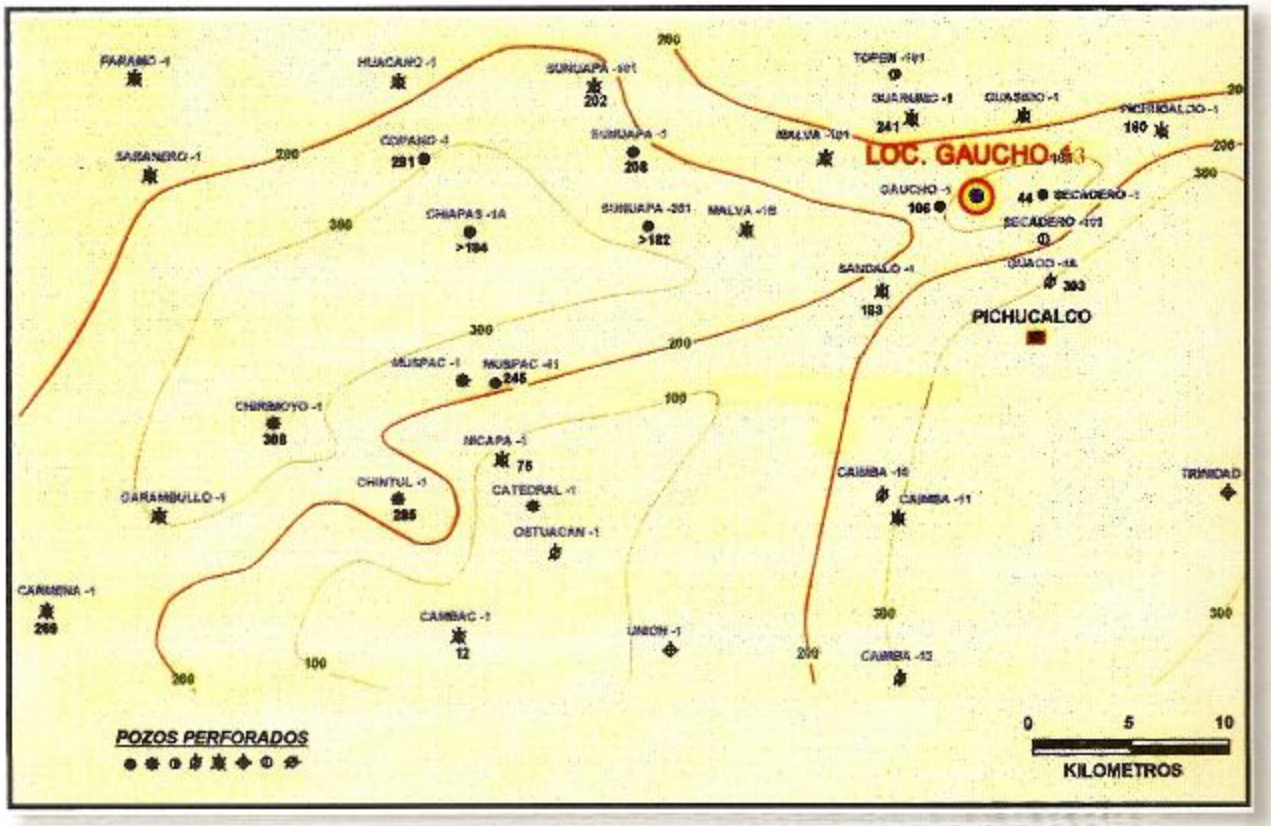


Figura 41. Isopacas del espesor neto del Cretácico Superior en el Campo Gaucho.

Como podemos ver en este mapa, la mayoría de los pozos considerados el espesor neto rebasa los 200 m, disminuyendo hacia la zona del Campo Gaucho donde alcanza un espesor neto de 106 m.

También se realizó el mapa de isoporosidades del Cretácico Superior de la figura 42, considerando las porosidades contenidas en el espesor neto de donde se obtuvo un promedio de todo el intervalo.

Se observa en la figura 42 cómo la porosidad en el área de los campos Chirimoyo y Muspac rebasa el 10%, mientras que hacia la zona del Campo Gaucho disminuye hasta 8.81%.

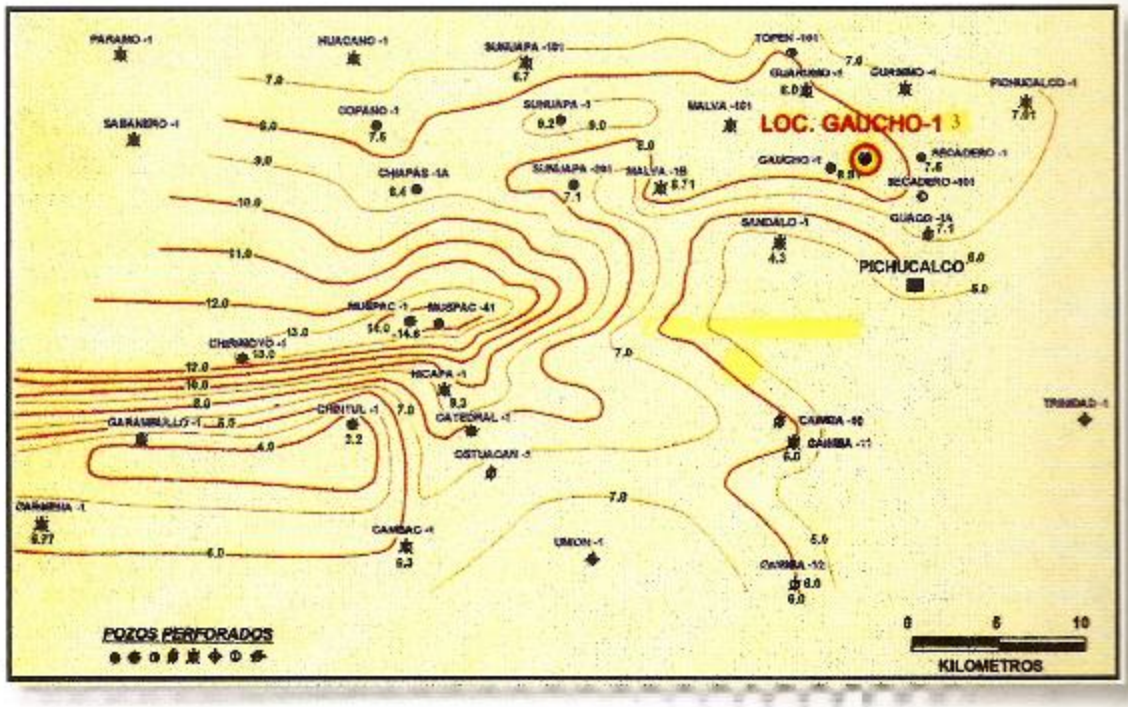


Figura 42. Isoporosidades del Cretácico Superior del Campo Gaucho y áreas adyacentes.

Roca-Sello

La unidad sellante fue depositada extensamente en la región durante el Cretácico Superior (Maastrichtiano) y Paleoceno Temprano y Tardío. El Cretácico Superior lo constituyen margas colores café rojizo a gris verdoso de facies de cuenca y el Paleoceno una alternancia de lutitas color gris, calcáreas y areniscas color café de grano fino a mediano, cementadas en matriz arcillo-calcárea depositada en un ambiente de mar abierto con flujos turbidíticos distales. Los espesores de esta unidad varían desde los 150 a 800 m, siendo 236 m para la zona del Campo Gaucho como se observa en la figura 43.

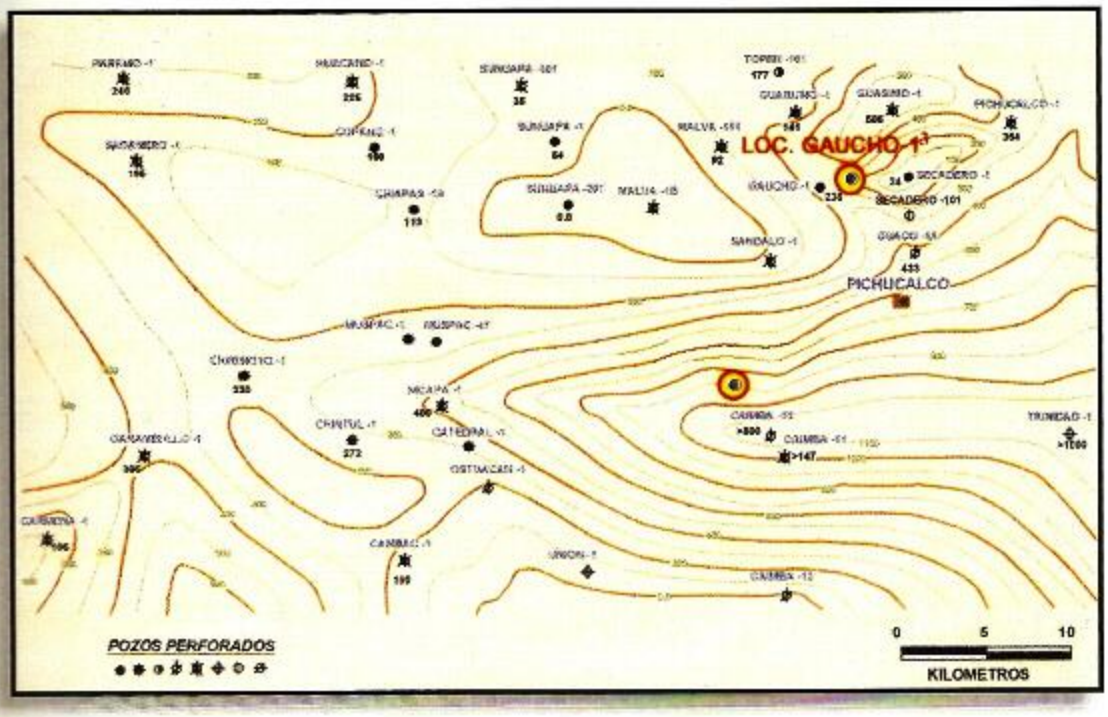


Figura 43. Isopacas de la roca sello del Cretácico Superior (Maastrichtiano)-Paleoceno y áreas adyacentes.

CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ENTRE LOS POZOS GAUCHO-11, GAUCHO-1 y GAUCHO-22

La correlación estratigráfica fue necesaria porque podemos delimitar y controlar las características principales de las unidades de donde está fluyendo el hidrocarburo, de esta manera podemos conocer cómo se mueve el aceite de una unidad a otra y podemos hacer más eficiente los objetivos remanentes del yacimiento. La correlación estratigráfica de la figura 44 se realizó entre los pozos Gaucho-11; Gaucho-1 y Gaucho-22, tomando como *datum* la cima del Cretácico Superior. La cima del Cretácico Medio sólo fue cortada por los pozos Gaucho-11 y Gaucho-1 a 2,960 y 2,880 m, respectivamente.

El intervalo productor (2,551-2,559 m, llamado aquí unidad de flujo "B") del Pozo Gaucho-11 es en la zona de la brecha "B", la cual se correlaciona hacia el Pozo Gaucho-1, en el intervalo (2,473-2,480 m) esta unidad de flujo fue probado en el Pozo Gaucho-1 y no manifestó flujos de aceite y gas, considerando que hacia esta zona existe un cambio de facies para esta unidad.

El intervalo productor (2,787-2,805 m, llamado aquí unidad de flujo "A") del Pozo Gaucho-1 es en la zona de la brecha "A" con correlación hacia el Pozo Gaucho-

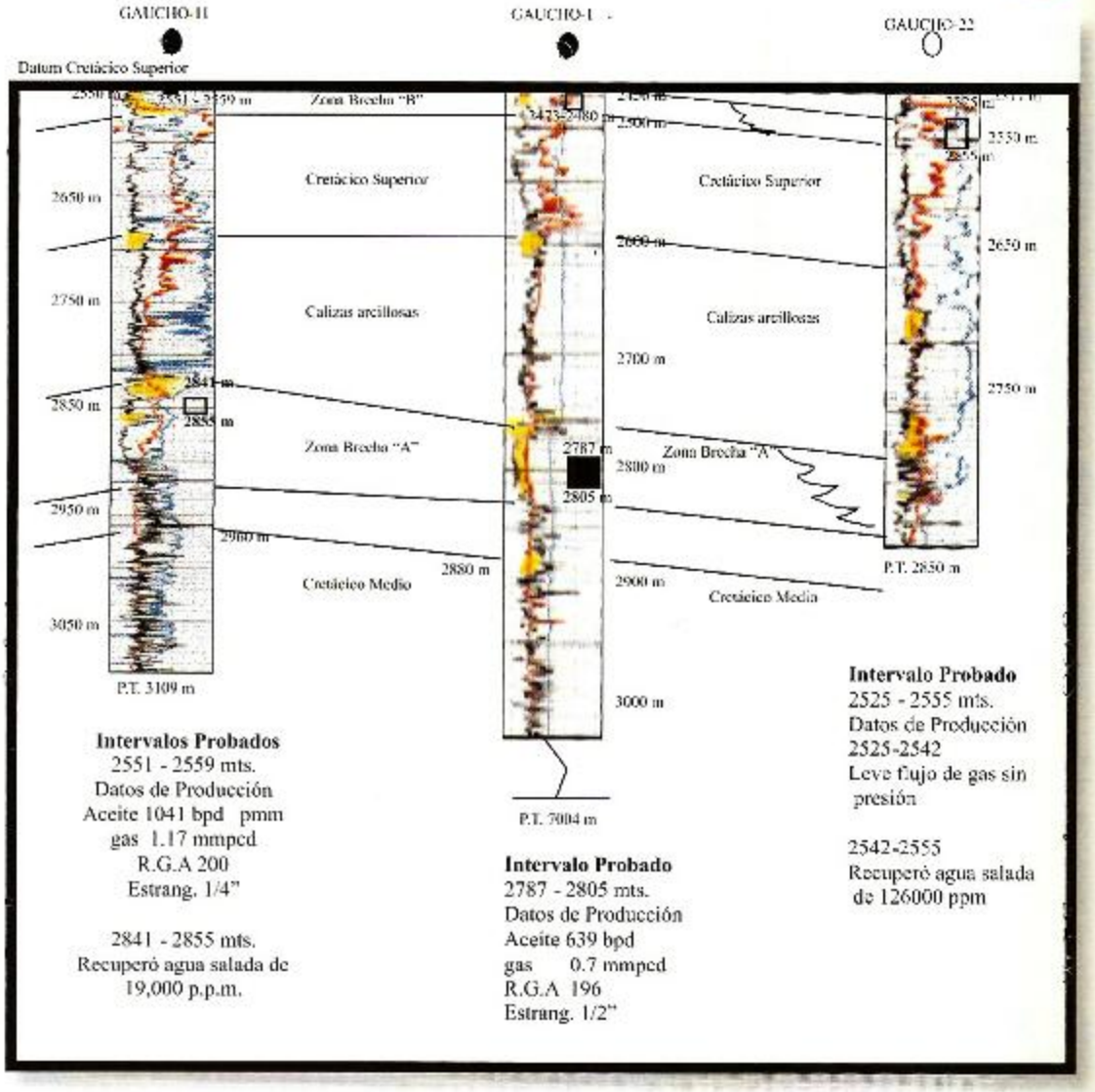


Figura 44. Correlación estratigráfica entre los pozos Gaucho-1, Gaucho-11 y Gaucho-22.

11, donde se probó esta unidad a 2,841-2,855 m, manifestando agua salada de 19,000 partes por millón, considerando que hacia esta zona la unidad de flujo "A" está situada dentro del límite del agua.

Existen diferencias entre las dos zonas de las brechas y es más evidente cuando analizamos la densidad de cada uno de los aceites.

El aceite del Pozo Gaucho-1 es de 21°API y en el Pozo Gaucho-11 es de 33°API. Una de las explicaciones para esta diferencia en las densidades de los aceites es debido a diferentes unidades de flujos, las cuales fueron llenadas por distintas rocas generadoras, una de afinidad Tithoniano y la otra de afinidad Cretácica. Sin embargo, esta última sugerencia no se ha probado.

Por otra parte, la posición estructural de las unidades de flujo también es diferente y jugó un papel importante en la diferencia de densidades.

Por ejemplo, en el Pozo Gaucho-11 las brechas se encuentran en la cima del Cretácico Superior, mientras que en el Pozo Gaucho-1 se ubican en la base del Cretácico Superior.

Asimismo, cuando analizamos las presiones en la tubería de producción encontramos notables diferencias. La presión en la tubería de producción del Pozo Gaucho-11 es de 126 kg/cm² y la presión en la tubería de producción del Pozo Gaucho-1 es de 41.4 kg/cm².

CONSIDERACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE LAS UNIDADES DE FLUJO "A" Y "B" DEL CRETÁCICO SUPERIOR

Se realizó el análisis megascópico y microscópico de los núcleos y muestras de canal para establecer los principales parámetros geológicos y petrofísicos que controlan la acumulación de hidrocarburos en las unidades de flujo "A" y "B", con la finalidad de comprender y predecir hacia donde está la distribución del yacimiento y poder proponer nuevos pozos de desarrollo, así también conocer que el valor de esta información ayuda en la predicción de cómo reaccionaría el yacimiento en términos de producción primaria y métodos de recuperación secundaria y mejorada e inyección de agua.

Iniciamos primero por la descripción megascópica de los núcleos para determinar las estructuras sedimentarias, el tamaño de los granos, el color de la roca y dar una descripción inicial de la litología.

Posteriormente, el estudio microscópico donde determinamos los constituyentes mineralógicos, la textura, el tipo de porosidad, los fósiles contenidos, el tamaño del grano, la matriz que aglutina a los granos y el tipo de hidrocarburos presentes, tanto en la matriz como en las fracturas.

Finalmente se calibró la respuesta de los registros geofísicos con la litología para determinar si existe correspondencia entre las descripciones litológicas y petrográficas con la respuesta de los registros. Esta comparación nos permitió identificar las características en los registros de las unidades de flujo y su correlación en el área del yacimiento.

DESCRIPCIÓN MEGASCÓPICA DE LA UNIDAD DE FLUJO "B"

Se llevó a cabo a partir del núcleo-1 del Pozo Gaucho-1, cortado en el intervalo de 2,462-2,468 m, el cual tuvo una recuperación de 2 m (33%), la descripción megascópica corresponde a una brecha de colores café claro y crema constituida por clastos derivados de un ambiente somero y estilolitas por efecto de presión-solución (Fig. 45), Bello y Guardado (1991).

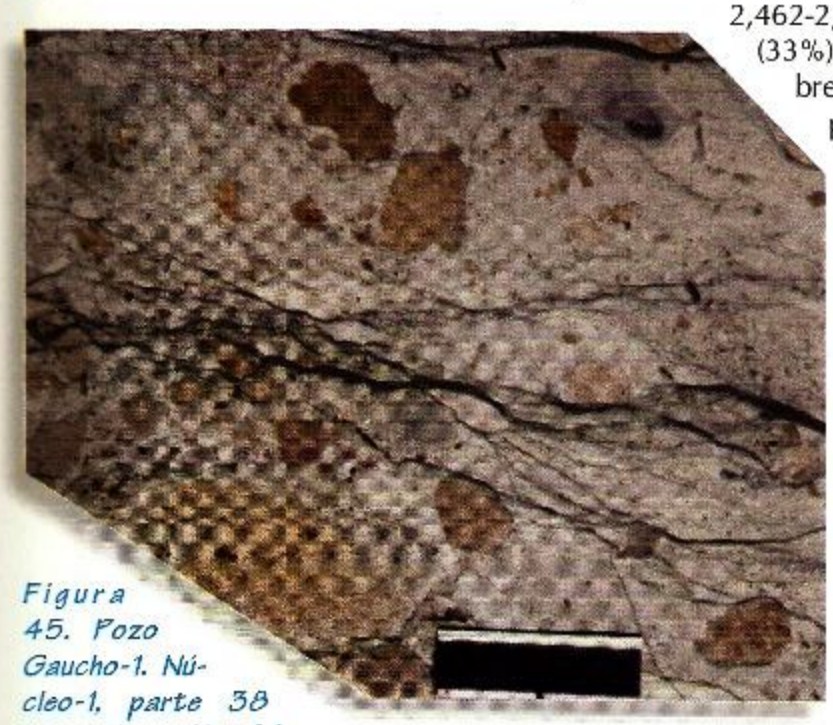


Figura 45. Pozo Gaucho-1. Núcleo-1, parte 38 intervalo (2,468-2,468 m) superficie pulida. Longitud de la barra = 2 cm.

DESCRIPCIÓN MICROSCÓPICA DE LA UNIDAD DE FLUJO "B"

La descripción microscópica corresponde a una biomicrita arcillosa de globigerínidos, globotruncánidos, espículas de esponjas, placas de equinodermos, ostrácodos, flujos de gasterópodos, pelecípodos, textuláridos y lágenidos; micritas fosilíferas arcillosas con globigerídos, globotruncánidos y calcisferúlidos; biomicritas ligeramente arcillosas con globigerínidos, calcisferúlidos, radiolarios, bioclastos y fragmentos de moluscos.

Los microfósiles determinados son: *Sulcopercilina diazi*, Globotruncana *bulloides*, Globotruncana *elevata*, *Stomiosphaera gigantea*, *Calcisphaerula gigas*, Globotruncana *ventricosa*, Globotruncana *arca*, *Calcisphaerula innominata*, *Pithonella*

ovalis, Hedbergella, Planispira, Clavihedbergella simplex, Stomiosphaera sphaerica, Clavihedbergella moremani, Praeglobutruncana stephani, Orbitoides sp. *Vaughanina cubensis, Heteroelix* sp. miliólidos, algas, fragmentos de moluscos, textularidos, pelecípodos, espículas de esponja, placas de equinodermos y ostrácodos, así como estilolitas paralelas por compactación (Fig. 46), Bello y Guardado (1991).

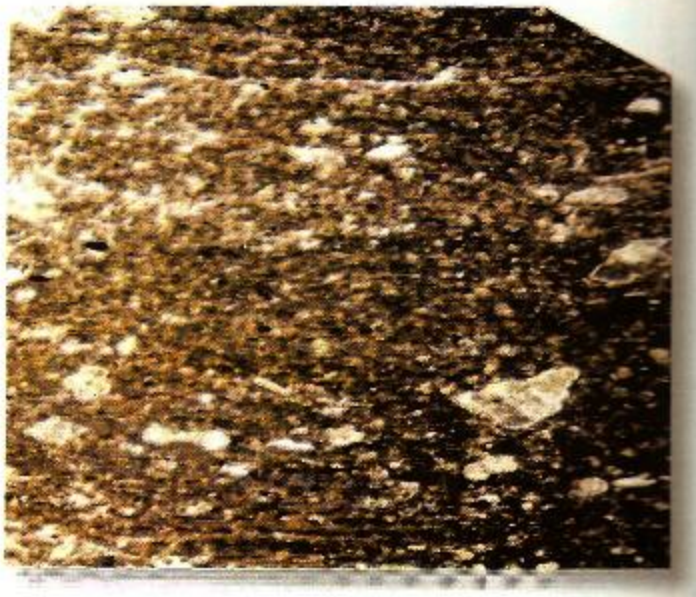


Figura 46. Pozo Gaucho-1. Núcleo-1, parte 37 intervalo (2,462-2,468 m) sección delgada. Luz natural. Oculares 12.5x y objetivo 2.5x.

COMPARACIÓN DE LA UNIDAD DE FLUJO "B" CON REGISTROS

La litología observada en los núcleos de la unidad de flujo "B" se comparó con el registro geofísico como se muestra en la figura 47, se puede observar que la curva de Rayos Gama muestra un cuerpo limpio con valores bajos desde los 2,453 hasta los 2,485 m, con porosidad promedio de 8%, también podemos observar que hay fluctuaciones en el contenido de carbonatos arcillosos en el intervalo de 2,453-2,470 m.

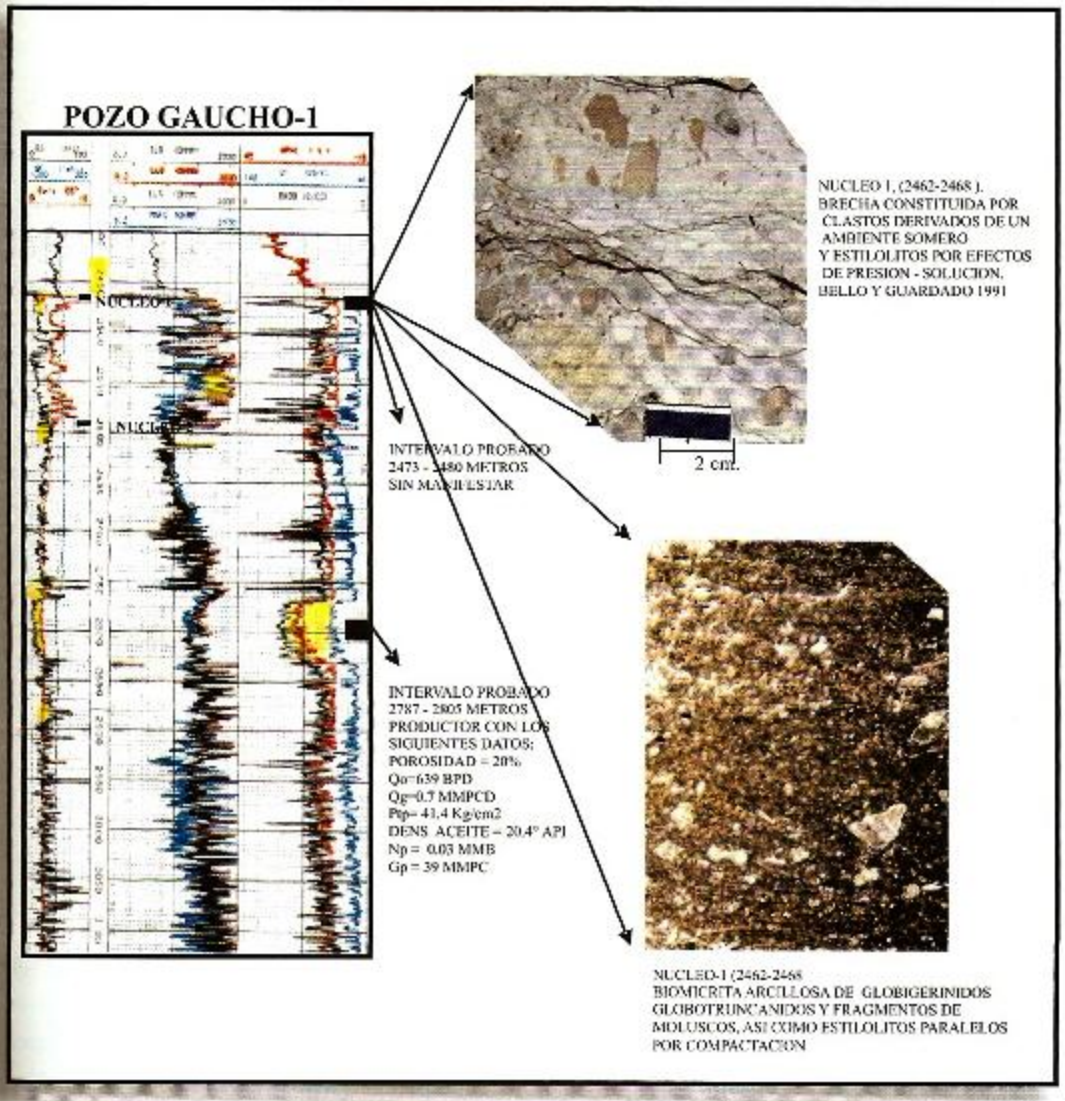


Figura 47. Presentacion de la litología de unidad de flujo b y los registros en el Pozo Gaucho-1.

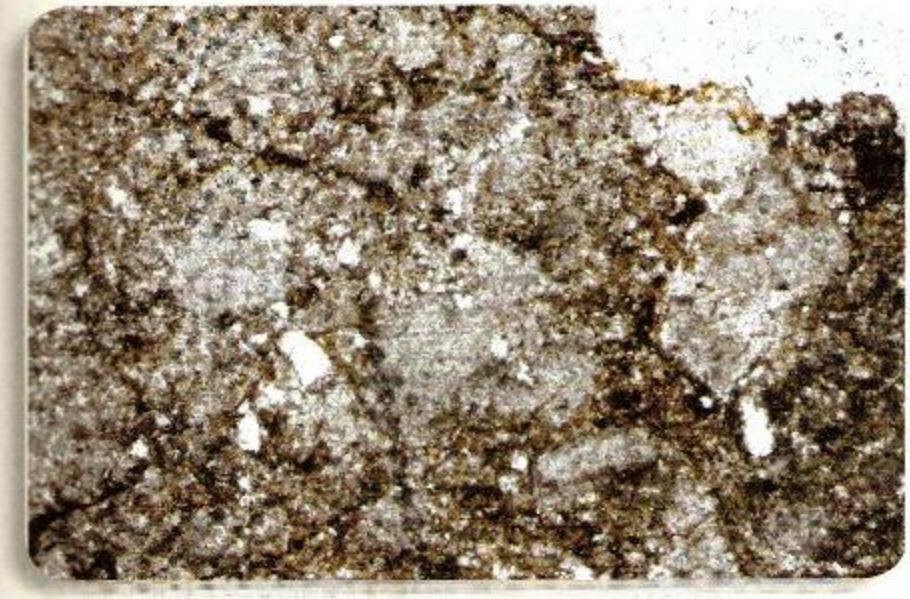


Figura 48. Pozo Gaucho-1 intervalo de 2,787-2,805 m (muestra de canal) luz natural 10x.

DESCRIPCIÓN MEGASCÓPICA DE LA UNIDAD DE FLUJO "A"

No fue posible realizar una descripción megascópica, debido a que en este intervalo no se le cortó ningún núcleo al microscopio, Varela (1995) reportó que dicho intervalo representa una facies 4 constituido por brechas gruesas alojadas en una matriz con fauna planctónica.

DESCRIPCIÓN MICROSCÓPICA DE LA UNIDAD DE FLUJO "A"

Para poder realizar una descripción microscópica de la unidad de Flujo "A", se basó en el estudio de láminas delgadas obtenidas de las muestras de canal correspondientes al intervalo de 2,787-2,805 m.

Puebla (1999) estudió este intervalo concluyendo lo siguiente: es un wackestone de bioclastos, intraclastos y exoclastos, dolomitizado, fracturado y recristalizado con textura de brecha; los bioclastos son: moluscos 20%, equinodermos 15%, foraminíferos bentónicos y planctónicos 2% (miliólidos, textularidos y rotálidos).

Las porosidades primarias totales al microscopio varían desde un 15-20% y la porosidad efectiva varía desde un 10-15%. La porosidad secundaria en fracturas varía desde un 3-5% y los vugus son de 3%.

Encontró dos tipos de fracturamiento, el primero es temprano cementado y el segundo un fracturamiento tardío representado por un juego de fracturas abiertas impregnadas de aceite ligero y pesado en un 5-7%.

En la figura 48 se observa un wackestone brechoide con microfracturas y microcavidades de disolución, presenta impregnación por aceite de aspecto pesado en microfracturas y en algunas microcavidades de disolución.

En la figura 49 se observa el mismo campo de la fotografía anterior para resaltar los poros abiertos, los cuales se identifican con el color púrpura.

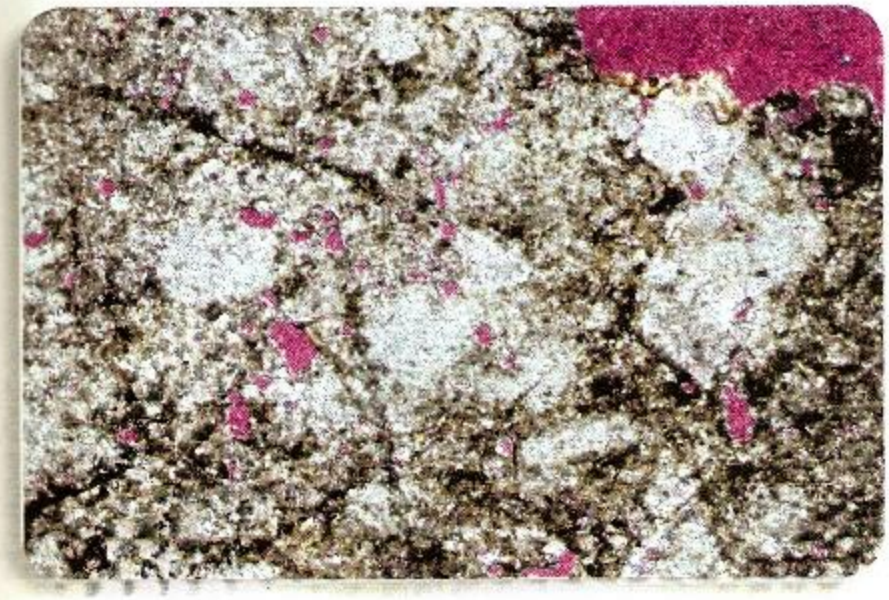


Figura 49. Pozo Gaucho-1 intervalo de 2,787-2,805 m (muestra de canal) nicoles cruzados + compensador de cuarzo (10x).

En la lámina delgada de la figura 50, Puebla (1999) identifica la presencia de wackestone brechoide dolomitizado, con microfracturas y microcavidades de disolución, presenta impregnación por aceite de aspecto pesado en microfracturas en porosidad intercristalina y en algunas microcavidades de disolución en color púrpura.

En la figura 51 observamos el mismo campo de la fotografía anterior con epifluorescencia para resaltar las texturas originales.

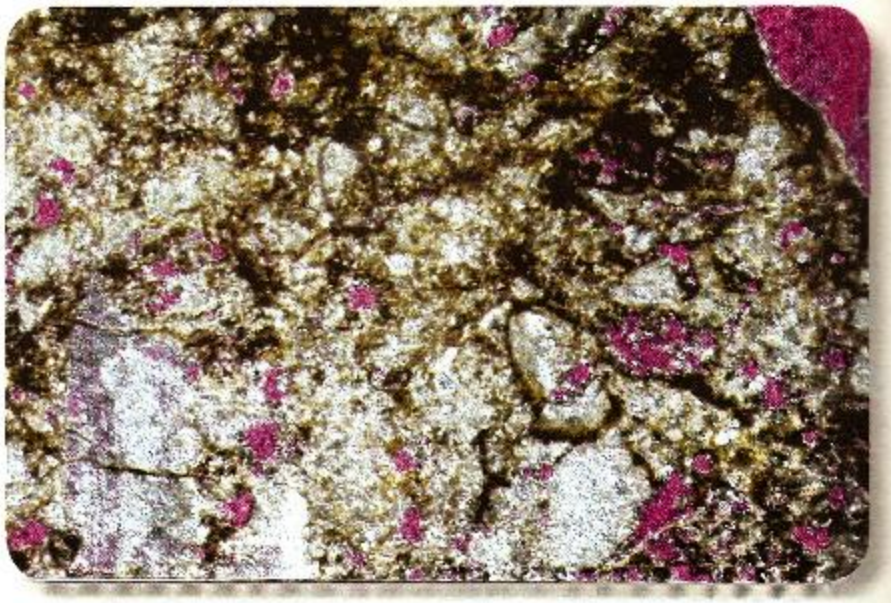


Figura 50. Pozo Gaucho-1 intervalo de 2,787-2,805 m (muestra de canal) nicoles cruzados + compensador de cuarzo (10x).

CALIBRACIÓN DE LA UNIDAD DE FLUJO "A" EN LOS REGISTROS

La litología observada en los núcleos de la unidad de flujo "A" se comparó con el registro geofísico como se muestra en la figura 52, la correspondencia entre ambos es muy estrecha, se puede observar que la curva de Rayos Gama muestra un cuerpo desde los 2,765 hasta los 2,828 m con valores bajos, con porosidad promedio de 20% en la parte superior y tendencia a disminuir en el intervalo que va desde los 2,813 hasta los 2,828 m.

EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LA FORMACIÓN EN EL POZO GAUCHO-1, REALIZADA POR MEDIO DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS EN EL INTERVALO DE 2,768-2,828 m

Las brechas del Cretácico Superior, en el área del Pozo Gaucho-1, constituye un cuerpo con 20 a 29% de porosidad, lo cual es muy importante en el contenido de reservas. Sin embargo, podrían presentar dificultades en su explotación debido a que están asociados a baja permeabilidad. Es interesante estudiar esta formación con la información de los registros geofísicos, conocimiento geológico y pruebas de presión de formación disponible para que en el futuro cuando se identifique esta formación en áreas vecinas se pueda definir con mayor conocimiento geológico la terminación de los pozos.

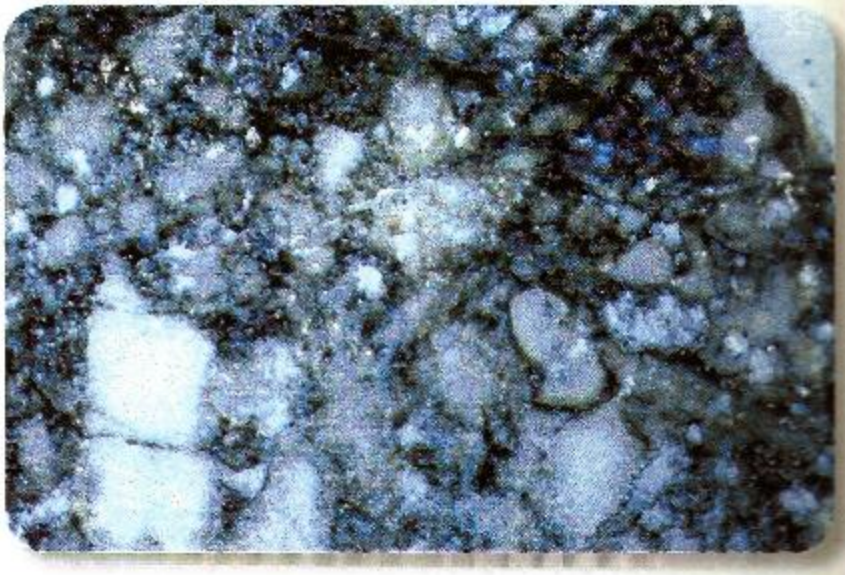


Figura 51. Pozo Gaucho-1 intervalo de 2,787-2805 m (muestra de canal) epifluorescencia con filtro excitador (10x).

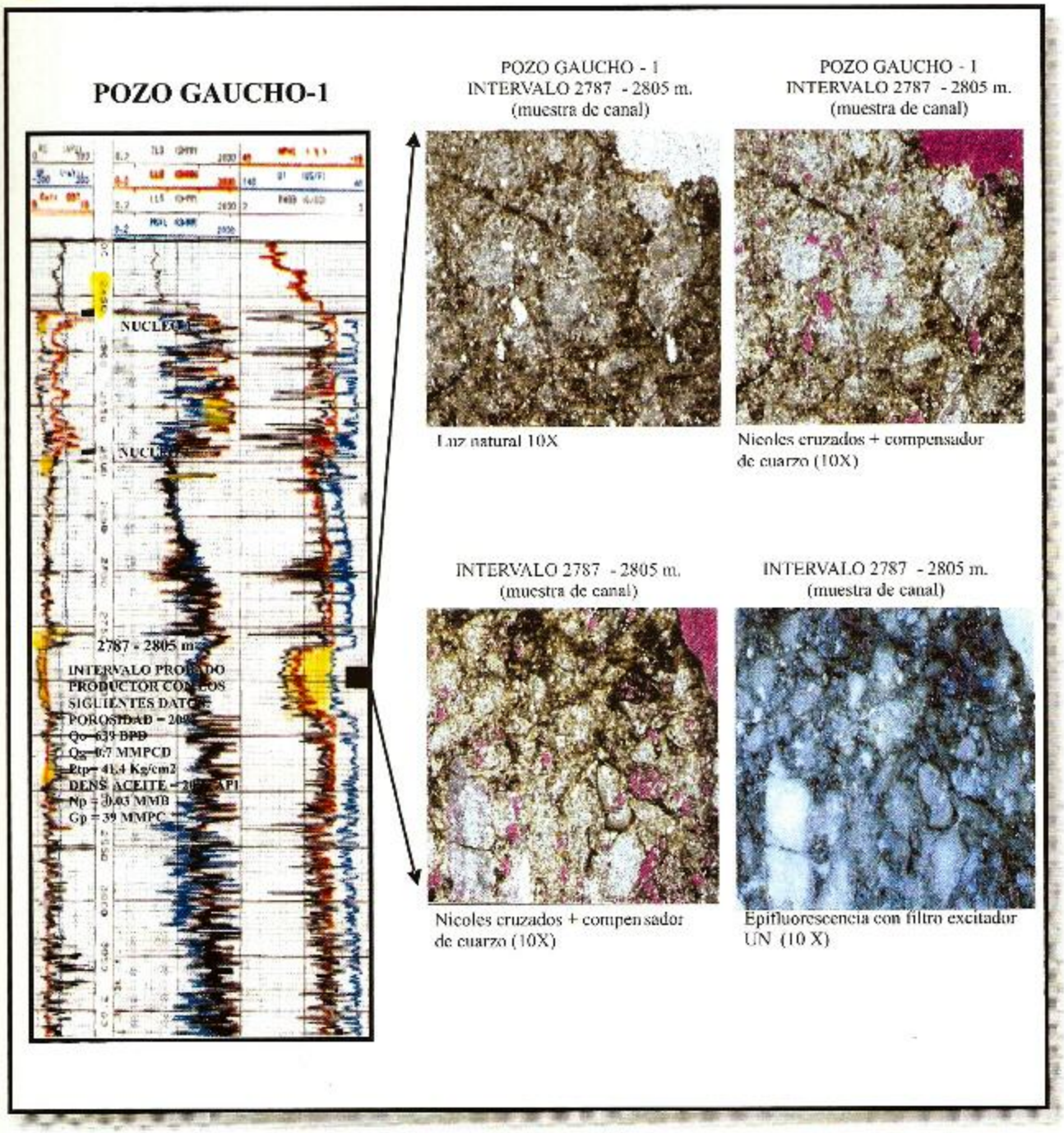


Figura 52. Se presenta la litología de la unidad de flujo "A" y los registros del Pozo Gaucho-1.

El detalle del registro de la figura 53 nos permitió realizar el análisis de la información dando los siguientes resultados:

Se observa un cuerpo calcáreo de 60 m de espesor que va de 2,768-2,828 m, con buena porosidad (20%) en la parte superior y tendencia a disminuir en los últimos 15 m del fondo.

Las curvas de resistividad LLD, LLS y MSFL indican poca movilidad de fluidos en la formación en los 25 m del fondo, donde prácticamente leen los mismos valores de resistividad, tratándose aparentemente de una formación de baja permeabilidad. En los 35 m de la parte superior del intervalo existe separación entre las curvas, presenta el típico patrón de resistividades de una formación, cuyo fluido original ha sido desplazado por otro.

Evaluando el intervalo con resistividad de agua de formación de 35,000 ppm de cloruros, obtenida en la misma formación del Pozo Guásimo-1, los puntos de S_w calculados dan a lo largo de todo el intervalo saturaciones menores de 20%.

Bajo estas circunstancias, el personal de las gerencias de Explotación y Exploración decidieron tomar dos lecturas de presión y obtener muestras de fluidos de formación con el Multiprobador de Formación (RFT).

El análisis de las pruebas de presión indicaron baja permeabilidad del orden de 2 MD en la zona de mayor permeabilidad.

En la primera corrida se obtuvieron seis lecturas de presión que dieron un gradiente de presión de 0.88 gr/cc que corresponde a aceite pesado.

Cuando se realizó la segunda corrida, las propiedades del lodo eran diferentes; proporcionó una diferencia menor de presión hidrostática de 550 Psi que en la primera prueba de RFT a 2,800 m. Sin embargo, los valores de permeabilidad en esta segunda corrida coinciden con los de la primera corrida.

El estudio de la información obtenida indica la posibilidad de la existencia de invasión profunda, apoyada por la baja permeabilidad, la salinidad y cantidad de las muestras de fluido obtenidas con el RFT.

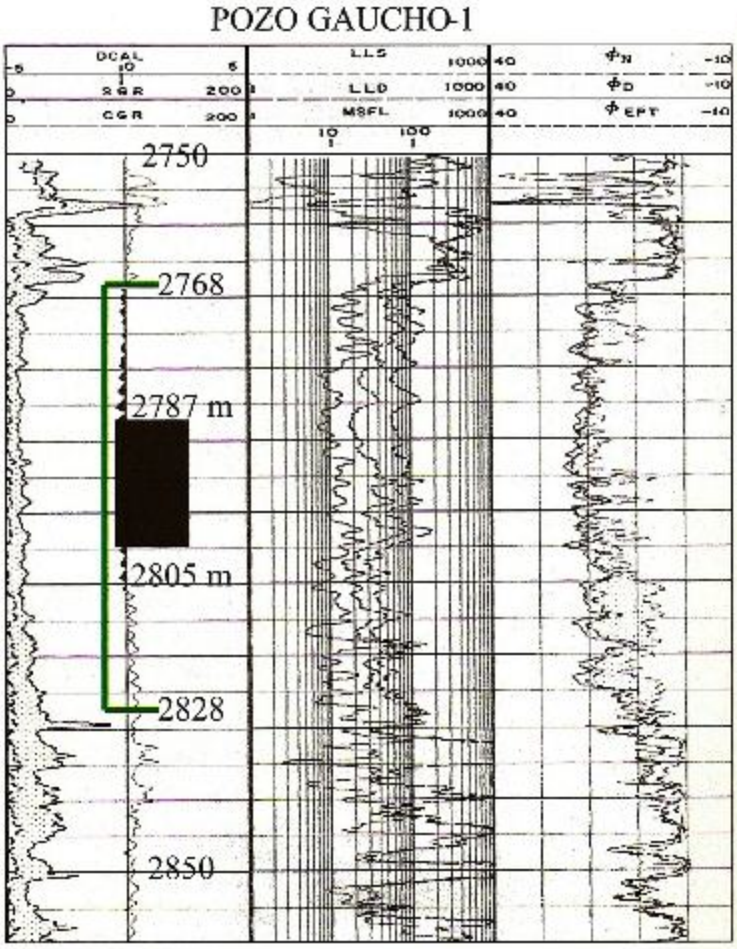


Figura 53. Presentacion a detalle del registro del Pozo Gaucho-1.

Debido a estos resultados se decidió tomar un registro de Tiempo de Propagación Electromagnética (EPT) para definir mejor el perfil de invasión, obtener la saturación de hidrocarburos residuales e investigar o confirmar la saturación de agua en la zona lavada (S_{xo}). Con el registro de EPT se apreció una invasión mayor que la presentada por los registros de DLL-MSFL; además se observó que la saturación de hidrocarburos residuales era baja en la parte superior del intervalo y se incrementaba hacia la base.

Las conclusiones fueron:

1) Intervalo analizado de 2,768-2,828 m;
2) Formación de alta porosidad 20% en promedio;
3) Baja permeabilidad (2 MD) en la parte superior del intervalo y muy baja permeabilidad (0.2 MD) en la parte inferior;
4) Salinidad aproximada del agua de formación de 35,000 ppm;
5) Presencia de hidrocarburos pesados con un gradiente de 0.88 gr/cc obtenido por las dos lecturas del RFT;
6) Petróleos Mexicanos decidió probar el intervalo (2,787-2,805 m), resultando productor con los siguientes datos: porosidad del 19.9%, S_w de 26.1%, Q_o = 639 bpd, Q_g = 0.7 mmpcd, RGA = 181 y densidad = 20.4° API.

PLAN DE DESARROLLO

El Campo Gaucho en su etapa temprana de desarrollo fue llevado a cabo con 1,000 m de espaciamiento entre pozos. Actualmente, consideramos continuar con el mismo sistema de espaciamiento aun cuando consideramos que debería ser menor porque son fluidos de baja densidad como quedó demostrado en un análisis de fluidos en las brechas "B" del Pozo Gaucho-1 tomada a la profundidad de 2,700 m.

El fluido recuperado pertenece a un yacimiento de aceite y gas disuelto del tipo bajosaturado; que a la temperatura de 83°C presenta un punto de burbuja de 297.33 kg/cm^2 muy cercana a la presión estática al nivel medio del intervalo disparado de 301.90 kg/cm^2, una relación gas disuelto-aceite a la presión de saturación menor de 200.00 m^3/m^3 y un factor de volumen de aceite de 1.499 m^3/m^3.

También se observó que la presión durante la toma de la muestra fue de 282.80 kg/cm^2, dato que comparado con la presión de saturación y la presión al nivel medio del disparo, indica posible liberación de gas del mismo yacimiento. El aceite tiene una densidad de 0.7699 gr/cc y un factor de volumen de 1.50 m^3/m^3. Lo anterior, hace pensar que el espaciamiento de 1,000 m podría ser menor.

Para desarrollar el Campo Gaucho y continuar con el plan económico de Petróleos Mexicanos se ha fijado los siguientes objetivos:

1. Disponer de la producción a corto plazo
2. Incorporar reservas probadas
3. Minimizar inversión y máximizar rentabilidad
4. Minimizar el riesgo

Para poder cumplir con los objetivos anteriores, es necesario se realicen las siguientes líneas de acción:

a) Espaciamiento inicial de 1,000 m
b) Perforación jerarquizada de las localizaciones
c) Reducción en número y longitud de tuberías de revestimiento
d) Eliminación de accesorios del aparejo de producción
e) Máxima capacidad de flujo en tuberías
f) Estimulaciones para mayores índices de productividad

Como ya se mencionó, el desarrollo se efectuará con un espaciamiento de 1,000 m buscando obtener una completa delimitación de la estructura con la perforación de un mínimo número de pozos.

El programa de perforación deberá ser controlado en los tiempos de ejecución, asimismo, reducir tuberías intermedias de revestimiento, disminuyendo la profundidad de las mismas.

La terminación de los pozos deberá ser eficiente, para lograrlo se proporcionará la información y elementos necesarios. Se deberá seleccionar los diámetros más adecuados y convenientes en la tubería de producción para el caso concreto de nuestros pozos.

LOCALIZACIONES A PERFORAR

Tomando como base el plano de la figura 54 se colocaron los pozos considerados en este proyecto

Consideraciones a las localizaciones a perforar

1. Estructura sobre la base de sismología tridimensional.
2. Nivel actual agua-aceite a 2,630 m.
3. Espaciamiento de 1,000 m.

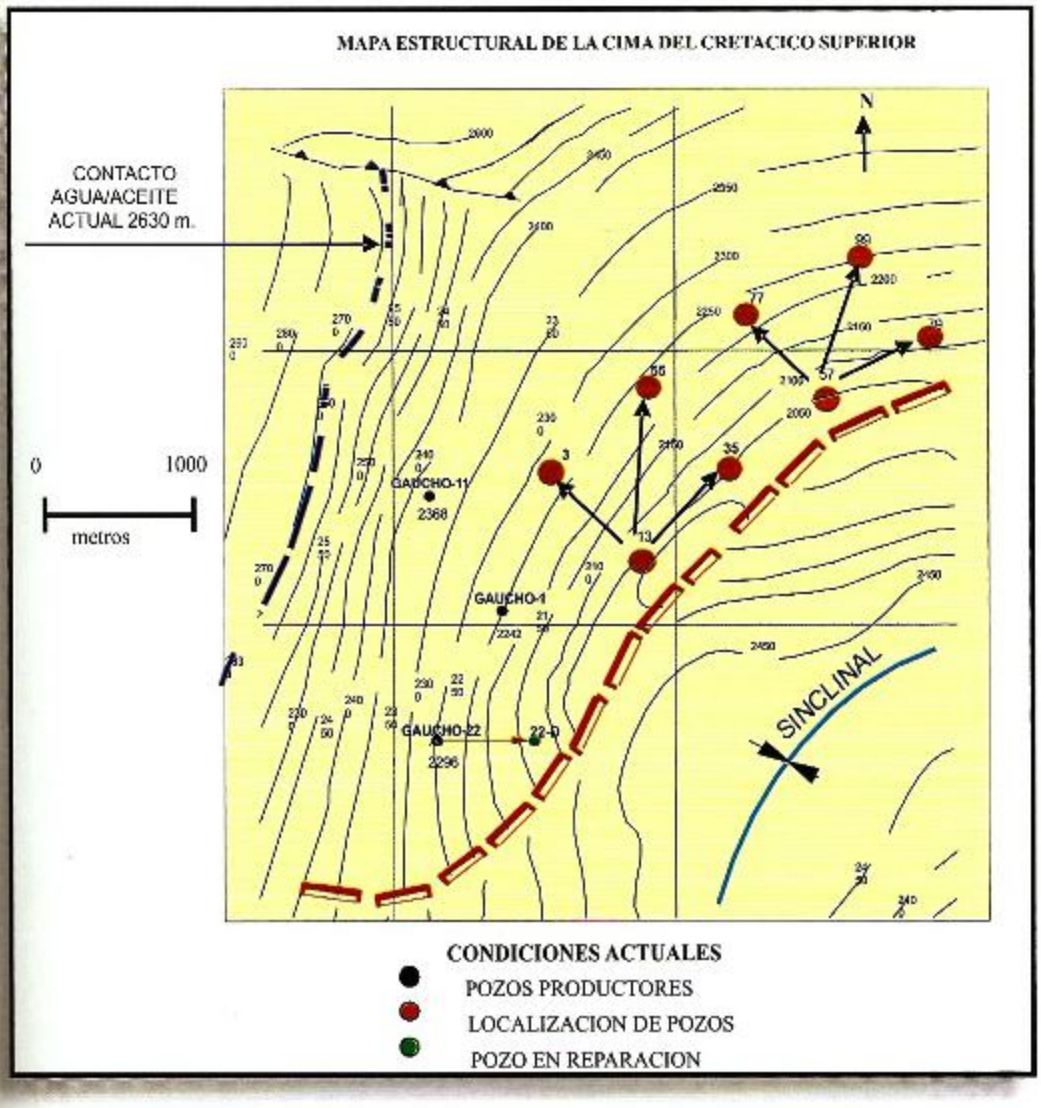


Figura 54. Mapa estructural de la cima del Cretácico Superior.

Las localizaciones a perforar como se observa en el plano estructural de la figura 54 se agrupan en la figura 55 de acuerdo a su grado de menor riesgo.

De acuerdo a la figura 55 se perforará un pozo vertical Gaucho-13 marcado con el número 1 entre paréntesis que significa ser el primero, siguiendo en ese orden se abrirá una ventana en el Pozo Gaucho-13 y se desviará para perforar hacia los pozos Gaucho-35, Gaucho-3 y Gaucho-55.

Posteriormente, se perfora otro pozo vertical Gaucho-57 desde donde se abrirá una ventana para desviarse hacia los pozos Gaucho-79, Gaucho-77 y Gaucho-99 para un total de 8 pozos.

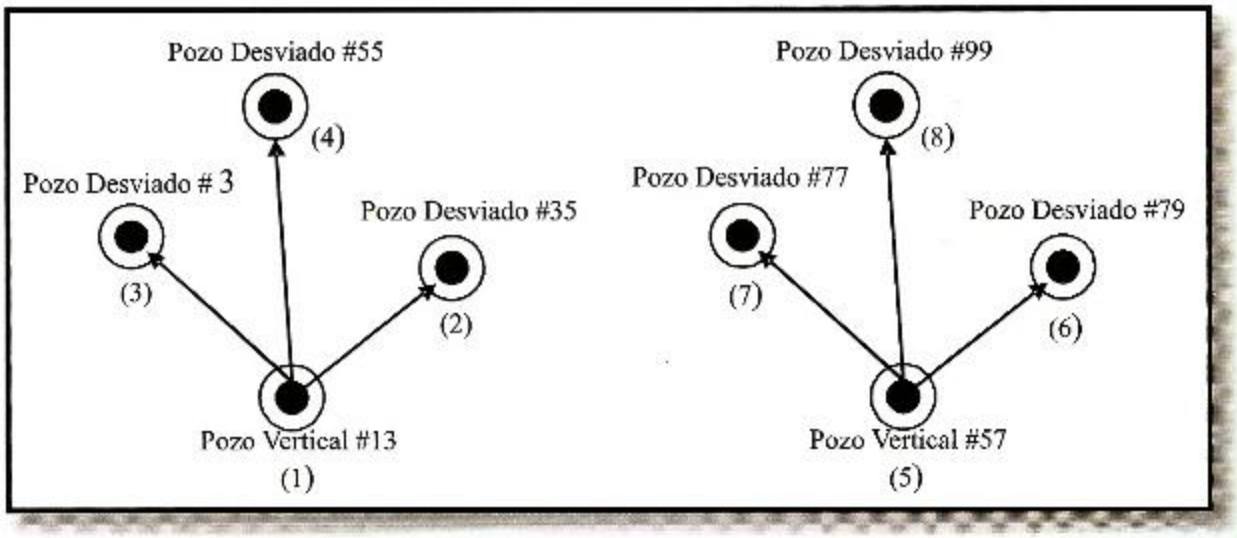


Figura 55. Esquema mostrando las características de las localizaciones y su orden de perforación marcado con el número 1 entre paréntesis.

CONCLUSIONES

Se realizó la interpretación sísmico-estructural del Campo Gaucho, ubicado en el sureste de la república mexicana en la parte norte del Estado de Chiapas y a 50 km al suroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco.

En el Campo Gaucho se han perforado tres pozos; 1 exploratorio productor (Gaucho-1), y 2 de desarrollo (Gaucho-11 y Gaucho-22). El Gaucho-11 es productor y el Gaucho-22 resultó seco.

Las rocas almacenadoras del Campo Gaucho están constituidas por las facies 4 de Wilson como brechas de talud derivadas de la destrucción del borde norte de la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo.

En el Campo Gaucho se identificaron dos yacimientos localizados en rocas del Cretácico Superior. El primero esta ubicado en la parte alta del Cretácico Superior y corresponde a la unidad de flujo "B" del Pozo Gaucho-11. El segundo ubicado en la parte baja del Cretácico Superior y corresponde a la unidad de flujo "A" del Pozo Gaucho-1.

En la zona de estudio se manifiesta una etapa compresiva para el Mioceno medio, cuyos esfuerzos provocaron estilos de deformación característicos del Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra de Chiapas, caracterizados en superficie por una serie de pliegues alargados y orientados de NW-SE limitados por fallas de tipo inverso. Los pliegues que afloran en la Sierra de Chiapas se prolongan en el subsuelo hacia la Provincia Costera del Golfo de México, comportándose en forma muy parecida.

La interpretación de los datos sísmicos de tres dimensiones, permitió resolver las ambigüedades estructurales y exhibió que la estructura del Campo Gaucho es continua y orientada de noreste-suroeste. Dicha estructura anticlinal está controlada en su flanco oriental por una falla normal, formando una estructura de cierre contra falla.

El Canal de Jalapa se prolonga hasta el área del cubo sísmico del Campo Gaucho, específicamente hacia la zona del Sinclinal Jalapa.

Las reservas calculadas en enero de 2003, se determinó un volumen y reservas originales de aceite a condiciones atmosféricas para la Brecha "B" de 213.99 mmb y 37.27 mmb, respectivamente y un volumen y reservas originales de gas de 216.63 mmmpc y 45.82 mmmpc, respectivamente y para la Brecha "A" se determinó un volumen y reservas originales de aceite de 5.22 mmb y 3.043 mmb, respectivamente y un volumen y reservas originales de gas de 29.28 mmmpc y 12.8 mmmpc, respectivamente. Es necesario hacer un plan de desarrollo del campo para capitalizar el incremento de las reservas.

RECOMENDACIONES

1. Cuando se desarrolle el Campo Gaucho se sugiere tomar núcleos de la zona del yacimiento para realizar estudios de fracturamiento y hacer estudios complementarios a las unidades de flujo del yacimiento.
2. Deberán estimarse los ritmos de extracción más convenientes estableciendo el balance económico correspondiente, debido a que en el yacimiento tenemos segregación de gas liberado.
3. Programar una política de terminación de los pozos para obtener la producción máxima más conveniente por pozo, cuidando aprovechar la energía del yacimiento determinando los regímenes de producción más adecuados y convenientes.
4. Realizar registros de producción en los pozos terminados, porque los beneficios derivados de su utilización podrían representar un ahorro al permitir una mejor planeación en las intervenciones futuras a los pozos.
5. Posteriormente, prever la necesidad de instalar algún sistema de producción artificial de bombeo neumático, electrocentrífugo, hidráulico, etc.), y tomar medidas para su adaptación.
6. Realizar la simulación matemática del yacimiento para realizar cálculos de predicción del comportamiento del yacimiento y evaluar las diferentes alternativas de explotación, incluyendo métodos de recuperación mejorada con bióxido de carbono.

REFERENCIAS

Alcudia, M.T., 1987. Prospecto Simojovel I. Informe Geológico núm. 920, Petróleos Mexicanos, Zona Sureste, pp. 15-80 (Inédito).

Aquino, L.J.A., 1984. Informe Geológico núm. 902, Zona Sureste. Prospecto "Pichucalco" Petróleos Mexicanos (Inédito).

Bello, M.R y Guardado, C.J., 1991. Estudio Estratigráfico-Sedimentológico-Diagenético de las Rocas del Mesozoico en el área del Campo Gaucho, Chiapas. Subdirección de Tecnología de Exploración. Instituto Mexicano del Petróleo, 85 p. México (Informe Inédito).

Bello, M.R.; Guardado, C.J.; Rosales, C.E y Maríscurrena, G.E.A., 1988. Interpretación de la Información Geoquímica de los Campos del Area Comalcalco-Villahermosa (Etapas I y II). Subdirección General de Exploración y Explotación. Instituto Mexicano del Petróleo, 142 p. México (Informe Inédito).

Brown, A.R., 1991. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, Third Edition: *AAPG Memoir*, v. 42, 341 p.

Castillo, G.G., 1982. Informe Sismológico Estructural núm. 306. Prospecto Malva-Sunuapa. Área Villahermosa, Tab. PEMEX (Inédito).

Castillo, G.G., 1984. Informe Sismológico núm. 372. Prospecto Agave-Pichucalco-Gaucho. Área Villahermosa, Tab. PEMEX (Inédito).

Castro, M.J.T., 1975. Estratigrafía y Microfacies del Mesozoico de la Sierra Madre del Sur, Chiapas. *Bol. de la AMGP*, v. XXVII, núms.1-3, 17 p.

Cortes, P.E y González, P.G., 1993. Caracterización Geológica Inicial y Evaluación de Reservas del Campo Secadero en el Sureste de México. Primer Simposio de Geología de Subsuelo. *AMGP*, pp. 118-119.

Dahlstrom, C.D.A., 1969. Balanced Cross Sections, Canadian Journal of Earth Sciences, v. 6, n. 4, pp. 743-757.

Díaz, P.A., 1987. Informe Paleontológico del Pozo Gaucho-1. Superintendencia General de Distritos de Exploración, Zona Sureste. Departamento de Geología del Subsuelo. Pemex (Inédito).

García, P.J.M., 1978 Informe Geológico del Prospecto Todos Santos, Chis. Informe Geológico núm. 731, Petróleos Mexicanos, Zona Sur (Inédito).

García, M.G. and Bally, A.W., 1994. Structural Styles in the Sureste Basins, Mexico. First Joint *AAPG/AMGP Research Conference "Geological Aspects of Petroleum Systems"*, october 2-6, 1994. Mexico City.

Gibson, B.J., 1936. Estratigrafía y Tectónica de la Zona Costera del Golfo de México entre los Paralelos 19° 41´ de Latitud Norte y el Río Coatzacoalcos. *Bol. de la AMGP*, tomo IX, n. 5, pp. 274-276.

González, A.J., (1993). Exploración Geológica del Área Tum-balá-Chilón, Chiapas. Informe Geológico núm. 490, Petróleos Mexicanos, Zona Sur, pp. 21-32 (Inédito).

Gutiérrez, G.M.L., 1984. El Método Palinoestratigráfico Aplicado a Muestras de las Secciones Pueblo Viejo y Jericó del Estado de Chiapas, México. Tesis Profesional ESIA. Instituto Politécnico Nacional, pp. 128-162, figs. 9-14, tablas 3 y 4 (Inédito).

Holbouty, T.M., 1979. Salt Domes Gulf Region, United States and Mexico. Second Edition, Gulf Publishing Company, pp. 167-200.

Holguín, Q.N., 1987. Evaluación Geoquímica del Sureste de México. *Bol. de la AMGP*, v. XXXVII, n. 1, 45 p.

Horboury, A., 1995. Secuence Stratigraphy in Carbonates System. Taller de Trabajo Preparado para PEMEX-Exploración y Producción, 66 p.

Meneses R.J., 1987. Marco Tectónico y Paleogeográfico del Triásico Tardío-Jurásico en el Sureste de México. *Bol. de la AMGP*, v. XXXIX, n. 2, p. 66.

Meneses, R.J., 2001. Tectonic Evolution of the Ixtapa Graben, an Example of a Strike-Slip Basin of Southeastern Mexico: Implications for Regional Petroleum Systems. *AAPG Memoir*, n. 75, pp. 183-216

Moreno, C.R y Juárez, S.J., 1980. Informe Sismológico núm. 431. Prospecto Copano-Pichucalco. Área Reforma, Chiapas. PEMEX (Inédito).

Mullerried, F.K.G., 1930. Informe Preliminar sobre la Exploración Geológica del Estado de Chiapas durante los años de 1927, 1928 y 1929; Instituto de Geología, UNAM, Folleto de divulgación, n. 36, pp. 1-16.

Mullerried, F.K.G., 1957. La Geología del Estado de Chiapas. Estado del Gobierno de Chiapas, 177 p.

Quezada, M.J.J., 1975. Prospecto Cintalapa-La Ventosa, Chiapas-Oaxaca. Informe Geológico núm. 490A, Petróleos Mexicanos, Zona Sur, p. 59 (Inédito).

Quezada, M.J.J., 1983. Las Formaciones San Ricardo y Jericó del Jurásico Medio-Cretácico Inferior en el Sureste de México. *Bol. de la AMGP*, v. XXXV, n.1, 27 p.

Quezada, M.J.J., 1990. El Cretácico Medio-Superior y el Límite Cretácico Superior-Terciario Inferior en la Sierra de Chiapas. *Bol. de la AMGP*, v. 39, n.1, 95 p. México.

Richards, G.H., 1963. Stratigraphy of Earliest Mesozoic Sediments in Southeastern México and Guatemala. *Bull. de la AAPG*, v. 47, n. 10, pp. 1861-1870, 4 figs.

Rodríguez, L.F., 1983. Prospecto Reforma Occidental, Etapa: Paredón-Sunuapa, Superintendencia General Distritos de Exploración, Zona Sureste. PEMEX (Inédito).

Sánchez, M. de O.R.., 1969. Proyecto Mesozoico Sierra de Chiapas: Informe Geológico núm. 536, Zona Sur, PEMEX, 39 p. (Inédito).

Sánchez, M. de O.R.., 1979. Geología Petrolera de la Sierra de Chiapas. *Bol. de la AMGP*, v. XXXI, núms. 1 y 2.

Sánchez, O.B., 1977. Informe Sismológico núm. 204, Prospecto Mundo Nuevo, Área Villahermosa, Tab. PEMEX (Inédito).

Sánchez, O. B. y Moreno, S.A., 1991. Integración Geofísica-Geológica en los Proyectos Prioritarios de la Sierra de Chiapas y su Importancia Económica-Petrolera. *Ingeniería Petrolera*, agosto, 1991, 21 p.

Salvador, A., 1987. Late Triassic-Jurassic Paleogeography and the Origin of Gulf of Mexico Basin. *American Association of Petroleum Geologists. Bull.*, v. 71, n. 4, pp. 419-451.

Sapper, K.T., 1984. Informe sobre la Geografía Física y la Geología de los Estados de Chiapas y Tabasco; *Boletín Agricultura, Minerales e Industria*, v. 3, pp. 187-211.

Schlumberger, 1984. Evaluación de Formaciones en México. Well Evaluation Conference. Edition Galillée. París, Francia.

Silva, M.L., 1983. La Erupción del Volcán "Chichonal", Chiapas; una Particularidad del Vulcanismo en México. Instituto de Geología, UNAM, pp. 23-35.

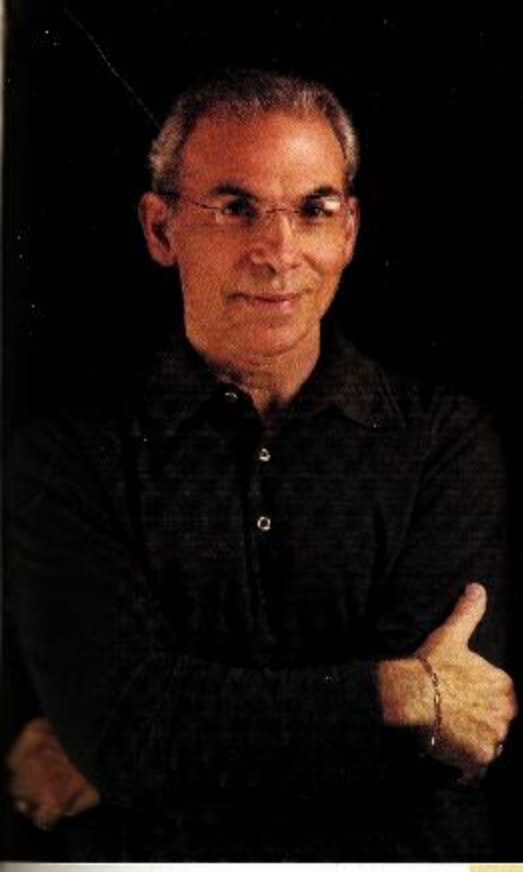
Solís, M.H.T. y Castillo, C.S., 1989. Informe Final del Pozo Gaucho-1, Superintendencia General de Distritos de Exploración, Zona Sureste. Departamento de Geología del Subsuelo. Pemex (Inédito).

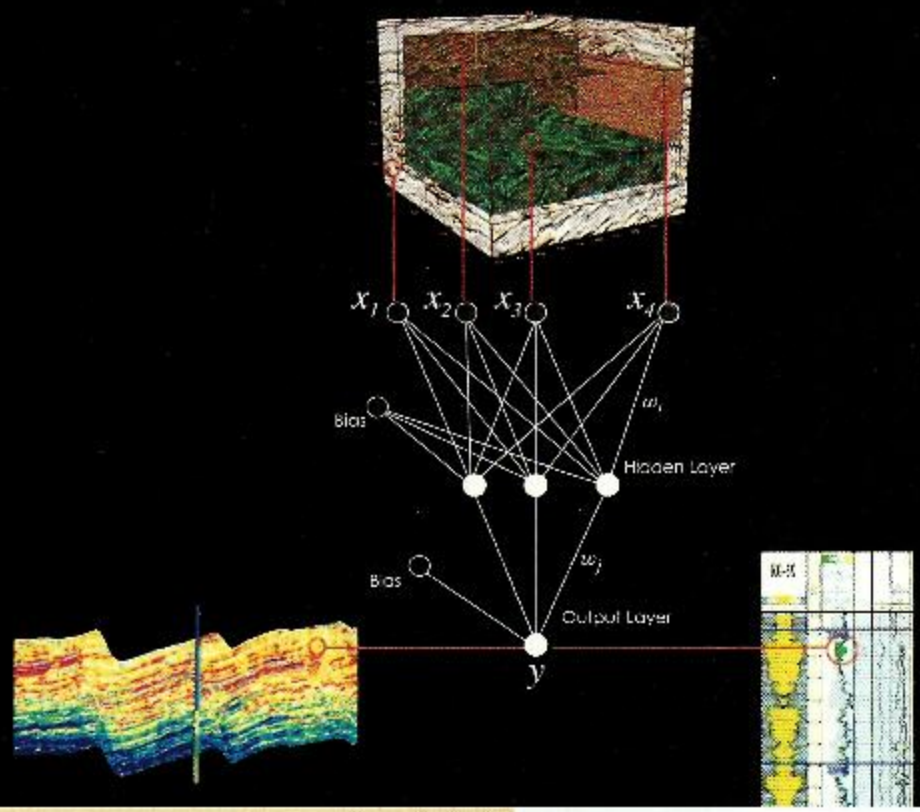
Puebla, D.A., 1999. Informe Paleontológico del Pozo Gaucho-1. Activo de Exploración Reforma-Comalcalco. Zona Sur. Subgerencia de Operación Geofísica y Geológica. PEMEX (Inédito).

Varela, S.M., 1995. Una Plataforma Aislada en el Sureste de México: Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 187 p.

Wilson, J.L., 1975. Carbonate Facies in Geology History. Springer-Verlag, 471 p. New York.

THE PARADIGM CHALLENGE SERIES • #1





Cuando se trata de generar Prospectos de Calidad™ y explotar los yacimientos para obtener el máximo retorno. ¿A quién no le gusta un reto?

¿Puedes resolver este desafío geotécnico?

¿Como cuando se estás leyendo el misterio de una novela policíaca o siendo el primero en resolver un puzzle? Si piensas en eso, ¿no es sobre lo que se trata finalmente la geociencia y la ingeniería? Ya sea prediciendo la orientación de una fractura o encontrando una solución para incrementar la producción, disfrutamos el desafío.

Es por eso que introducimos la Serie de Desafios Paradigm. Asi es como funciona:

1. Estudia el enigma que se encuentra arriba

2. Ingresa tu respuesta de entre las multiples opciones en **www.paradigmgeo.com/challenge1**

3. Lee len el sitio web sobre la ciencia detrás de la tecnologia y baja el estudio hecho sobre el tema para aprender más sobre ésto.

Las primeras 100 personas en responder el problema correctamente ganarán el premio Serie de Desafíos Paradigm, visite nuestro página web para detalles.

¿Si x_1, x_2, x_3 y x_4 son atributos de entrada entonces qué representa el punto y?

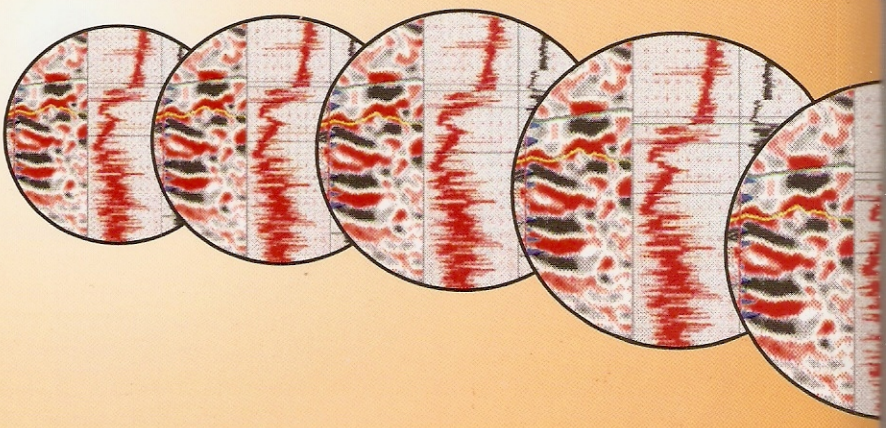
A.= refracción de luz
B.= señal predicha
C.= borde acústico falso
D.= punto de dispersión
E.= todas las anteriores

Rock and Fluid Interpretation™ Solutions

Paradigm™
A VISION FOR ENERGY

© 2006, Paradigm Geotechnology B.V. All rights reserved. Paradigm, Paradigm logo, A Vision for Energy, Quality Prospects, and Rock and Fluid Interpretation are trademarks of Paradigm Geotechnology B.V.

Time/Depth | Interpretation & Modeling | Reservoir Characterization | Well Planning & Drilling | Data Access & Application Integration



Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

www.amge.org.mx
Jalapa 92 (planta baja), Depto. 1
Col. Roma
Deleg. Cuauhtémoc
06700 México, D.F.
Tel. 5514-2530