



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Interpretación de trampas
petroleras asociadas a diapiros de
arcillas en la cuenca de Burgos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Ana Luisa Atempa Tapia

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

ÍNDICE

Contenido

AGRADECIMIENTOS.....	1
DEDICATORIA	2
FIGURAS, ILUSTRACIONES Y TABLAS	3
RESUMEN.....	11
ABSTRACT.....	12
OBJETIVOS.....	13
I. INTRODUCCIÓN.....	14
II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	21
2.1 Área de estudio	21
2.2 Tectónica.....	24
2.2.1 Coahuiltecano	25
2.2.2 Guachichil	26
2.2.3 Maya	26
2.2.4 Cinturón Volcánico Transversal Mexicano	27
2.3 Estratigrafía	31
III. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOFÍSICA	35

3.1 Mapas gravimétricos.....	36
3.2 Mapas magnetométricos.....	39
3.3 Sísmica de reflexión.....	41
3.3.1 Indicadores Directos de Hidrocarburos	47
3.3.2 Interpretación de la información sísmica	54
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	76
4.1 Origen de los diapiros arcillosos	80
4.2 Factores que determinan las características de un diapiro de arcilla	81
4.2.1 Carga sedimentaria y tectónica.....	81
4.2.2 Carga orgánica.....	83
4.2.3 Presiones intersticiales anormalmente altas	85
4.2.4 Densidad	86
4.3 Criterios de distinción entre material	88
4.3.1 Arcilla	88
4.3.2 Sal.....	89
4.4 Consideraciones.....	91
4.4.1 Secciones de pozos poco profundos sobre la cresta del domo	97
4.4.2 Secciones de pozo profundos sobre flancos de domo	97
4.4.3 Zonas de lutita	98
4.4.4 Perforación directa	98

4.5 Impacto	99
4.5.1 Prospectiva del gas en México	104
CONCLUSIONES	109
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	110

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Que me ha permitido formarme como profesionalista.

A la Facultad de Ingeniería:

Que me brindó conocimiento a través de sus excelentes docentes.

A todas las mujeres:

Por la lucha de mejora de oportunidades. Me han motivado a creer en mí y contribuyeron a mi formación personal, académica y profesional.

A mi directora de tesis, Dra. Iza Canales García:

Por darme la oportunidad de realizar este proyecto y guiarme con sabiduría y paciencia en cada paso.

DEDICATORIA

Este proyecto está dedicado a mis padres: Guille y Juan. Todos los días agradezco a Dios el tenerlos en mi vida, me siento afortunada. Gracias por su infinito amor, comprensión, apoyo y sabiduría.

A mis compañeras de vida: Rosa y Diana, por todas las risas, lecciones de vida, por brindarme su hombro cuando lo necesito, por ser mis protectoras, mi inspiración y ejemplo a seguir.

Y especialmente a Tichi, por todas las veces que se durmió a mi lado esperándome, por los paseos, sus ladridos y juegos. Por toda la felicidad que traes a nuestras vidas. Gracias, Tichi.

FIGURAS, ILUSTRACIONES Y TABLAS

- **FIGURA 1.1.** Datos sísmicos 2D y 3D en México (ICNIIH,2022). Las líneas representan los datos sísmicos 2D recopilados y los polígonos representan los datos sísmicos 3D recopilados.
- **FIGURA 1.2.** Provincias Petroleras con Recursos Prospectivos dentro de la Planicie Costera del Golfo de México (IICNIH, 2022).
- **FIGURA 1.3.** Provincias Fisiográficas de México (SGM, 2022).
- **FIGURA 1.4.** Terrenos tecnoestratigráficos de México (SGM, 2022).
- **FIGURA 2.1.** Franjas productoras de Burgos (modificado de Echanove, 1986).
- **FIGURA 2.2.** Elementos tectónicos más importantes de Burgos (modificado de Pérez Cruz, G. A.,1992).
- **FIGURA 2.3.** Mapa de Terrenos de México y el norte de América Central. Líneas gruesas límite y segmentadas límite inferido (Sedlock et al., 1993).
- **FIGURA 2.4.** Columnas tectonoestratigráficas de los terrenos Coahuiltecano, Maya y Sierra Madre (Modificado de Campa y Coney, 1983). Las primeras secuencias estratigráficas de Coahuila corresponden al Pérmico del Paleozoico y hasta el Cretácico Superior. Las primeras secuencias estratigráficas de Maya corresponden al Devónico del Paleozoico y hasta el Paleoceno. Mientras que la Sierra Madre tiene sus primeras secuencias en el Precámbrico y hasta el Cretácico Superior.
- **FIGURA 2.5.** Distribución de las regiones con distintos estilos estructurales dentro del área de estudio (modificado de Pérez Cruz, G. A.,1992).
- **FIGURA 2.6.** Ciclos transgresivos-regresivos de Burgos (modificado de Echanove, 1986).
- **FIGURA 2.7.** Cuencas de Sabinas y Burgos (WEC, 2009).

- **FIGURA 3.1.** Cobertura gravimétrica (modificado de Atlas Geológico de Cuenca Sabinas-Burgo, CNH).
- **FIGURA 3.2.** Mapa de Anomalía Gravimétrica, el recuadro blanco muestra una aproximación del área de estudio (modificado de Atlas Geológico de Cuenca Sabinas-Burgo, CNH).
- **FIGURA 3.3.** Mapa Magnetométrico de Tamaulipas (INEGI).
- **FIGURA 3.4.** Mapa Magnetométrico de la zona de estudio (INEGI).
- **FIGURA 3.5.** Proyectos ARES en México con y sin Adquisición de datos de campo. En marzo de 2021 se reportaron 59 proyectos vigentes de ARES (IICNIH)
- **FIGURA 3.6.** Visualización de cubo sísmico 3D (R. Cox, M.W. Newton y Huuse,2020 de Cairn Energy PLC.).
- **FIGURA 3.7.** Visualización de ventana de Interpretación (R. Cox, M.W. Newton y Huuse,2020 de Cairn Energy PLC).
- **FIGURA 3.8.** Visualización de cubo sísmico de la zona de estudio en ventana 3D.
- **FIGURA 3.9.** Curva generalizada del comportamiento de la impedancia acústica de arena con agua, gas y lutita con la profundidad (modificado de Alistair R. Brown, 2010).
- **FIGURA 3.10.** Imágenes de los Indicadores de Hidrocarburos asociados al cubo analizado.
- **FIGURA 3.11.** Vista 2D de cubo sísmico; la línea amarilla representa la intersección XLine a partir de la cual se aprecia la discontinuidad de los estratos.
- **FIGURA 3.12.** Vista 2D de cubo sísmico; la línea amarilla representa la intersección InLine a partir de la cual se aprecia la discontinuidad de los estratos.
- **FIGURA 3.13.** Horizontes 1 y 2 y frente de deformación sobrepresionado identificado en IL 260.

- **FIGURA 3.14.** Identificación de horizontes 3 y 4 en IL 150.
- **FIGURA 3.15.** Identificación de horizontes 5, 6, y 7 en IL 180.
- **FIGURA 3.16.** Sistema de fallas principales en IL 200.
- **FIGURA 3.17.** Identificación de horizontes 8, 9 y 10 en IL 260.
- **FIGURA 3.18.** Identificación de sistemas de fallas en IL 310.
- **FIGURA 3.19.** Imagen sísmica en IL 370.
- **FIGURA 3.20.** Identificación de horizontes en XL 135.
- **FIGURA 3.21.** Imagen sísmica a partir de la cual regresa la continuidad de los estratos en XL 515.
- **FIGURA 3.22.** Disminución de espesores de horizonte 9 y 10 en XL 645.
- **FIGURA 3.23.** Disminución de espesores de horizonte 9 y 10 en XL 675.
- **FIGURA 3.24.** Imagen sísmica en XL 705.
- **FIGURA 3.25.** Identificación de anomalía vertical en XL 755.
- **FIGURA 3.26.** Identificación de “parche” en XL 865.
- **FIGURA 3.27.** Identificación de “parche” en XL 905.
- **FIGURA 3.28.** Imagen sísmica en XL 925.
- **FIGURA 3.29.** Superficies correspondientes a los horizontes interpretados.
- **FIGURA 3.30.** Conjunto de superficies de horizontes interpretados en diferentes vistas.
- **FIGURA 4.1.** Vista Sur y Noreste del modelo geológico del área de estudio.
- **FIGURA 4.2.** Esquema caracterizado de la zona de estudio
- **FIGURA 4.3.** Fenómeno de bajopresión y sobrepresión en el subsuelo (Zhang, J. J., 2019).
- **FIGURA 4.4.** Diagrama esquemático de intrusión diapírica/volcán de lodo con posibles fuentes de fluido (modificado de Achim J. Kopf, 2000).

- **FIGURA 4.5.** Variación de la porosidad de lutitas con la profundidad en cuencas sedimentarias por varios autores (1) Proshliajov, (2) Meade, 1966 (3) Athy ,1930 (4) Hosoi, 1963 (5) Hedberg ,1936 (6) Dickinson ,1953 (7) Magara, 1968 (8) Weller, 1959 (9) Ham, 1966 (10) Foster y Whalen, 1966 (modificado de Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974).
- **FIGURA 4.6.** Interacción de parámetros que influyen en el proceso de formación (modificado de Day-Stirrat, McDonnell and Wood, 2010).
- **FIGURA 4.7.** Variación de las densidades aparentes de lutitas con la profundidad en cuencas sedimentarias por varios autores (1) McCulloh, 1967 (2) Storer, 1959 (3) Dickinson, 1953 (4) Eaton, 1969 (5) Dallmus, 1958 (6) Skeels, 1943 (7) Dallmus, 1958 (8) Dallmus, 1958 (modificado de Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974; O'Brien, 1965).
- **FIGURA 4.8.** Densidad de la sal y presión diferencial ejercida por un domo en relación con sedimentos de arcilla en la costa del Golfo (modificado de O'Brien, 1965 del trabajo de Dickinson en 1953).
- **FIGURA 4.9.** Respuesta de coeficiente de reflexión ante la sobrepresión.
- **FIGURA 4.10.** IL 250 y XL 925.
- **FIGURA 4.11.** Diagrama esquemático de acumulaciones de hidrocarburos en la zona de estudio basado en interpretación sísmica vista sur.
- **FIGURA 4.12.** A y B son trampas selladas contra las paredes del domo en dirección este a una profundidad de 3800 m a 4750 m de un área máxima aproximada de 3 km. Encima de B se produce un efecto de chimenea de fluido asociado al pobre sellado con la formación superior; es por esta razón que A presenta mejor calidad.

- **FIGURA 4. 13.**D y C son las trampas de mayor espesor y calidad que se encuentran en la zona de estudio y están ubicadas entre las fallas principales y secundarias A, B y E a una profundidad de 3500 m a 5000 m.
- **FIGURA 4.14.** E se encuentra entre el sistema de fallas secundarias F y G en secuencias del terciario de buena calidad y sello efectivo.
- **FIGURA 4.15.** I - F están limitadas hacia el oeste por la falla orogénica principal A, a una profundidad de 3000 m a 3500 m.
- **FIGURA 4.16.** H representa una trampa estructural fallada en C y D en estructura graben.
- **FIGURA 4.17.** Las trampas J, K y G son las acumulaciones más pequeñas de la región ($G > J > K$) y están altamente influenciadas por el sistema de fallas A, C, D y E.
- **FIGURA 4.18.** L y M por otra parte, aunque también están selladas por la falla principal A hacia el este; hacia el oeste, topa con la pared del domo de arcilla a una profundidad aproximada de 4000 m. Verticalmente el horizonte 9 limita la acumulación de L y probablemente el horizonte 10 no proporciona un sello efectivo para M que esta alimentado por ascenso del gas proveniente de acumulaciones más profundas y sobrepresionadas.
- **FIGURA 4.19.** Distribución mundial de estructuras diapíricas (modificado de O'Brien, 1965).
- **FIGURA 4.20.** Campos productores de hidrocarburo aledaños a la zona de estudio (CNH).
- **FIGURA 4.21.** Reservas y producción de gas y agua a enero 2021 en campos aledaños a la zona de estudios (CNH).

- **FIGURA 4.22.** Producción de Gas en México en periodo de 01 de enero 2010 a 01 de enero 2020 en comparación con los campos productores cercanos a la zona de estudio (CNH).
- **FIGURA 4.23.** Sección regional VII-VII' de una porción en campos aledaños a la zona de estudio. La flecha representa el diapirismo de arcilla (Eguiluz-de Antuñano, S., 2009).
- **FIGURA 4.24.** Infraestructura de gas en México (modificado de SENER,2017).
- **FIGURA 4.25.** Oferta de gas natural (modificado de SENER,2017).

TABLAS

- **TABLA 1.** “Recursos Prospectivos estimados de Formaciones Shale en México basados en estudios realizados por Pemex (2012) y EIA (2013)” (modificado de Cruz Luque, Marcela M., 2017).
- **TABLA 2.** Espesor en metros de algunas formaciones pertenecientes a la cuenca de Burgos (Pérez Cruz, G. A.,1992).
- **TABLA 3.** Resumen morfológico, características acústicas y naturaleza sedimentaria de la estructura subcircular.
- **TABLA 4.** Propiedades acústicas de la sal y el contacto con otros sedimentos (modificado de Martin P. A. Jackson y Michael R. Hudecc, 2017; O'Brien, 1965)
- **TABLA 5.** Resumen de características de las acumulaciones de la región.
- **TABLA 6.** Datos de la distribución de estructuras diapíricas en México (modificado de O'Brien, 1965).
- **TABLA 7.** Reservas y producción de gas y agua a enero 2021 en campos aledaños a la zona de estudios, los * corresponde a campos que comparten asignación (CNH).

ABREVIATURAS, NOMENCLATURA Y SÍMBOLOS

EIA, Energy Information Administration

PEMEX, Petróleos Mexicanos

SENER, Secretaría de Energía

SEG, Society of Exploration Geophysicists

IDH, Indicadores Directos de Hidrocarburos

ROP, Rate of Penetration

CPG, Centro Procesador de gas

CP, Complejo Petroquímico

GNL, Gas Natural Licuado

IN, InLine

XL, XLine

MMMb = Miles de Millones de barriles (1×10^9)

TPC = Trillones de pies cúbicos (1×10^{12})

Mbd = Miles de barriles por día (1×10^3)

MMbpd = Millones de barriles por día (1×10^6)

MMpcd = Millones de pies cúbicos diarios (1×10^6)

MMMpc = Miles de Millones de pies cúbicos diarios (1×10^9)

MMbpce = Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (1×10^6)

Mta = Miles de Toneladas Anuales

m = 1 metro

m/s = metro por segundo

km = 1 kilometro

g/cc = Gramo por centímetro cúbico

MPa = Megapascal

Psi = 1 Libra por pulgada cuadrada

ρ =densidad

ft =1 pie

+ve Rc = Coeficiente de reflexión positivo

-ve Rc = Coeficiente de reflexión negativo

λ = Longitud de onda

A = Amplitud de onda

mGal =MiliGal

nT=NanoTeslas

I = Impedancia acústica

Formaciones (Antuñano,2009)

Ca= Catahoula

F=indiferenciado Frio

Ji= Jackson inferior

Jm=Jackson medio

Js=Jackson superior

Qc =Queen City

Vi= indiferenciado Vicksburg

W-Cm= Weches y Cook Mountain

Yi= Yegua inferior

Ym-s =Yegua media y superior

Fallas (Antuñano,2009)

E= Eoceno

Y=Yegua

J=Jackson

V= Vicksburg

RESUMEN

Se realizó un trabajo de interpretación sísmica para contribuir a la caracterización estructural de las secuencias observadas en un cubo sísmico que abarca una superficie de 102 km² ubicado en el noreste de la Planicie Costera del Golfo de México. La interpretación se basó en el análisis de la amplitud de la onda de algunas de las superficies de reflexión, que brindaron las bases para determinar Indicadores Directos de Hidrocarburos; además se integraron mapas gravimétricos y magnetométricos para identificar y mapear anomalías del campo terrestre útiles en la interpretación sísmica.

La información geofísica muestra que hay una intrusión diapírica que es consistente con las grandes anomalías detectadas en superficie con los mapas gravimétrico y magnetométrico. El análisis tectónico y estratigráfico de la región indica que las secuencias sedimentarias se depositaron en ambientes deltaicos, y que posteriormente se deformarían dando como resultado estructuras diapíricas de arcillas; se estudió su origen y se describen sus principales características que se relacionan con el sistema petrolero de la región, la perforación de los pozos y su relación con la producción de hidrocarburos.

Se observa que además de las trampas comunes en la zona asociadas a pliegues anticlinales de tipo roll-over o cierres contra falla; los domos arcillosos también en algunos casos forman trampas importantes dentro de la cuenca con gran potencial pues propician condiciones para varias configuraciones de trampa que posteriormente se describen en términos de profundidad, espesor y forma estructural.

Los datos actuales de producción reportados en la cuenca y los campos aledaños indican que se produce gas.

ABSTRACT

A seismic interpretation work was carried out to contribute to the structural characterization of the sequences observed in a seismic cube that covers an area of 102 km² located in the northeast of the Coastal Plain of the Gulf of Mexico. The interpretation was based on the analysis of the amplitude of the wave of some of the reflection surfaces, which provided the basis for determining Direct Indicators of Hydrocarbons; In addition, gravimetric and magnetometric maps were integrated to identify and map anomalies of the terrestrial field useful in seismic interpretation.

The geophysical information shows that there is a diapiric intrusion that is consistent with the large anomalies detected on the surface with the gravimetric and magnetometric maps. The tectonic and stratigraphic analysis of the region indicates that the sedimentary sequences were deposited in deltaic environments, and that later they would be deformed, resulting in diapiric shale structures; Its origin was studied and its main characteristics related to the oil system of the region, the drilling of wells and its relationship with the production of hydrocarbons are described.

It is observed that in addition to the common traps in the area associated with anticlinal folds of the roll-over type or closures against fault; the shale domes also in some cases form important traps within the basin with great potential since they provide conditions for various trap configurations that are later described in terms of depth, thickness and structural form.

Current production data reported in the basin and surrounding fields indicate that gas is being produced.

OBJETIVOS

Objetivo: Interpretar y modelar diferentes tipos de estructuras de edad Cenozoico, para asociar las deformaciones sufridas por las secuencias sedimentarias de la zona a consecuencia de los movimientos diapíricos de las arcillas con su influencia en los sistemas de trampas y plays petroleros de la región.

Objetivos específicos:

1. Analizar el marco geológico y tectónico regional.
2. Interpretar información geofísica que nos ayude a determinar la estructura de las secuencias del Cenozoico y las deformaciones de las secuencias que lo conforman.
3. Generar mapas estructurales de las secuencias interpretadas.
4. Proponer posibles trampas, asociadas a la estructura diapírica.

I. INTRODUCCIÓN

La exploración de los campos petroleros en México es una actividad de gran impacto por el hecho de tratarse de una actividad con riesgo geológico y económico elevado, mientras mejor explorado esté un campo este riesgo disminuirá y las ganancias se maximizarán.

Estas actividades implican la determinación y evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y delimitación del campo; esto se logra con técnicas especializadas de estudios geológicos, procesamiento de sísmica y la perforación de pozos exploratorios con el objetivo de aumentar la producción nacional de hidrocarburos. Históricamente la producción nacional ha tenido su mayor auge en 1982 con 3.023 MMbpd y en 2003 con 3.454 MMbpd según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a pesar de que en los últimos años en algunos campos se han incorporado volúmenes de hidrocarburos comerciales, han disminuido las reservas nacionales debido a cambios económicos, declinación de la producción de campos maduros, falta de madurez de los proyectos de desarrollo y/o de elementos tecnológicos.

La evidencia muestra que la tendencia de los resultados de los pozos perforados en México ha indicado que se tiene un gran potencial geológico ya que dichos pozos han sido buenos productores comerciales. Sin embargo, los pozos que resultan con producción no comercial, invadidos por agua, secos o con accidentes mecánicos propician un reto para la industria petrolera. Particularmente se ha encontrado una predisposición a localizar cuerpos salinos o presencia de agua de formación, esto requiere un cambio de intervalo hacia una zona de mejores características para llegar al objetivo. De 2010 a 2021, según los registros oficiales de datos abiertos México, se han perforado y terminado 341 pozos exploratorios; de los cuales 133 pozos corresponden a la Región Norte, 69 pozos corresponden a la Región

Sur, 129 pozos corresponden a la Región Marina Suroeste y 10 pozos corresponden a la Región Marina Noreste.

Dentro de las regiones, 209 pozos exploratorios resultaron productores (comerciales o no comerciales) o descubridores de hidrocarburos; por otra parte, 128 pozos exploratorios resultaron improductivos ya sea por invasión de agua de formación, baja permeabilidad o seco por columna geológica imprevista derivando en accidente mecánico o taponamiento. Esto quiere decir que aproximadamente el 40% de los pozos exploratorios en México ha tenido imprevistos geológicos o tectónicos que requieren modificaciones en los planes de exploración y desarrollo lo que implica una mayor inversión.

Es por esta razón que la actualización de la identificación, localización e interpretación geológica de prospectos petroleros para conocer la estructura y geometría de las trampas, las características de la roca, propiedades y distribución de los fluidos en el subsuelo, así como la evaluación de recursos prospectivos y cuantificación de reservas en cuencas mexicanas permitirá a los ingenieros hacer predicciones a través de registros geofísicos e interpretaciones sísmicas para establecer un diseño óptimo de desarrollo del campo. Esto incluye la simulación de un modelo del yacimiento a través de la generación de mapas estructurales, así como los diseños apropiados de perforación y terminación hasta los equipos necesarios para la recolección, separación y tratamiento de los hidrocarburos.

La mayor zona de interés para las actividades de la industria petrolera mexicana es el Golfo de México, desde la Planicie Costera y la Plataforma Continental, ya que los eventos geológicos que aquí se produjeron han propiciado las condiciones óptimas para el desarrollo de importantes campos petrolíferos, en su mayoría en intervalos del Cenozoico; especialmente la evolución del Golfo de México durante Mesozoico y la Orogenia Laramide durante el Cenozoico. También recientemente se han desarrollado proyectos en Golfo

Profundo en la Cuenca Salina y el Cinturón Plegado Perdido, sin embargo, aún están en evolución ya que son oportunidades de alto riesgo para las empresas operadoras (consorcios).

Dentro de los activos de México, en los 341 pozos exploratorios se reporta que la mayoría de los objetivos geológicos dentro de la Cuenca Burgos son del Oligoceno; en Cuencas del Sureste son del Jurásico, Plioceno y Mioceno; en Golfo de México Profundo del Eoceno; Tampico Misantla del Cretácico y Jurásico y en Veracruz del Cretácico y Terciario.

Como se observa en la **FIGURA 1.1**, la mayor parte del Golfo de México tiene datos sísmicos muy espaciados entre sí por parte de Petróleos Mexicanos y el Instituto Mexicano del Petróleo, proporcionando incertidumbre en la región (R. Hudec, O. Norton, P. A. Jackson, and J. Pee, 2013).

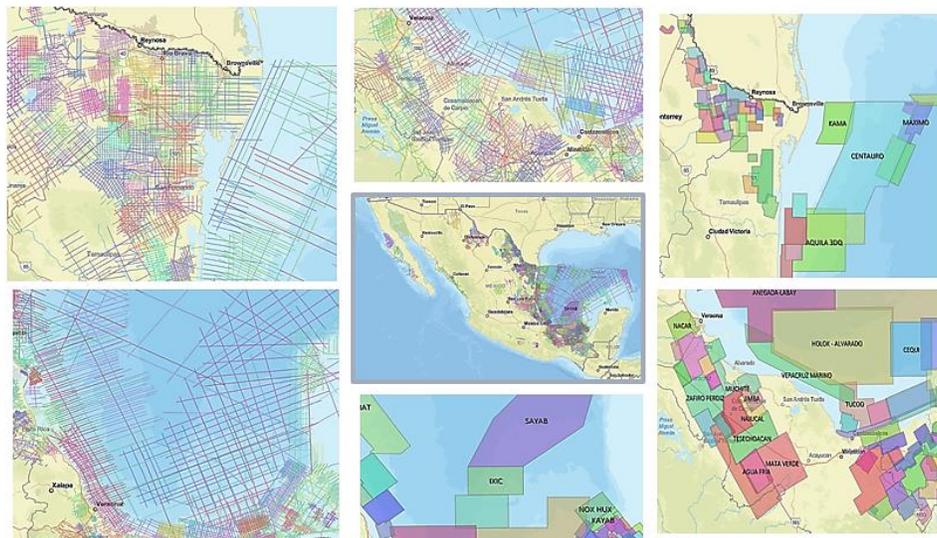


FIGURA 1.1. Datos sísmicos 2D y 3D en México (ICNIIH,2022). Las líneas representan los datos sísmicos 2D recopilados y los polígonos representan los datos sísmicos 3D recopilados.

Hacia el sureste, se tiene la mayor zona de concentración de datos sísmicos y es donde se encuentran los activos de petróleo más importantes de la nación.

Por otro lado, hacia el norte es necesario recopilar y caracterizar la zona debido a que se encuentran los yacimientos no convencionales de México en la continuación de la Formación Eagle Ford y sus alrededores. Particularmente la cuenca de Burgos ofrece un área para comprender las estrategias de producción de gas natural y sobre el crecimiento del sector energético tanto en México como la región vecina de Estados Unidos. En la **TABLA 1** se puede observar un resumen de los estudios realizado por parte de Petróleos Mexicanos y Energy Information Administration en formaciones no convencionales de Shale en México, donde se estimaron grandes cantidades de hidrocarburos, particularmente gas asociado al occidente de Burgos y Sabinas-Burro Picachos, mientras que otras, como Chihuahua siguen en evaluación. Los volúmenes estimados difieren debido a la limitación de información, sin embargo, demuestran el potencial de desarrollo energético de la zona (Cruz Luque, Marcela M., 2017).

Cuenca	Recursos Prospectivos (PEMEX)			Recursos Técnicamente Recuperables (EIA)		
	Aceite (MMMb)	Gas Húmedo (Tpc)	Gas seco (Tpc)	Aceite (MMMb)	Gas Húmedo (Tpc)	Gas seco (Tpc)
Burgos	0	9.5	44.3	6.34	111.60	280.60
Sabinas-Burro Picachos	0.6	6.6	60.4	0	-	123.80
Tampico Misantla	30.47	20.7	0	5.52	9.50	9.0
Tuxpan	-	-	-	0.97	-	-
Veracruz	0.6	0	0.6	0.28	-	2.90
Chihuahua	-	-	-	-	-	-
Total	31.9	36.8	104.7	13.11	121.10	416.30

TABLA 1. “Recursos Prospectivos estimados de Formaciones Shale en México basados en estudios realizados por Pemex (2012) y EIA (2013)” (modificado de Cruz Luque, Marcela M., 2017).

Es importante recalcar que actualmente en México no se tiene producción de este tipo de yacimientos ya que, se requiere de técnicas especializadas tales como fracturamiento hidráulico para explotarlos, sin embargo, Anhérido-1 fue el primer pozo productor de Shale Oil en 2012 ubicado en el Activo Integral Burgos. Como ya se mencionó este trabajo busca realizar la caracterización estructural en una zona ubicada dentro de la Planicie Costera del Golfo de México para determinar las zonas de mayor potencial petrolero.

La Planicie Costera del Golfo de México (**FIGURA 1.2**) es una gran porción que incluye áreas terrestres, justo al lado de la región marina de aguas someras del Golfo; esta región yace sobre las cuencas petroleras: Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y del Sureste en la costa de los estados Tamaulipas, Veracruz y Tabasco contiguo a la Península de Yucatán.

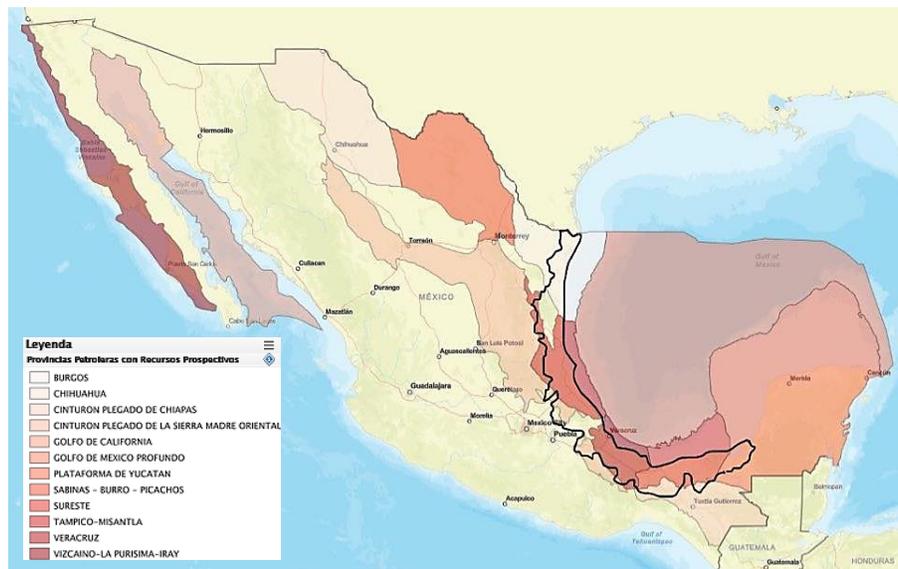


FIGURA 1.2. Provincias Petroleras con Recursos Prospectivos dentro de la Planicie Costera del Golfo de México (IICNIH, 2022).

Limitada a lo ancho por las regiones fisiográficas: Grandes Llanuras de Norteamérica, la Sierra Madre Oriental, una porción del Sistema Volcánico Transversal, La Sierra Madre del Sur, la Cordillera Centroamericana y las Sierras de Chiapas y Guatemala (**FIGURA 1.3**).



FIGURA 1.3. Provincias Fisiográficas de México (SGM, 2022).

Desde el punto de vista tectónico-estratigráfico, el área de estudio se encuentra de norte a sur dentro de los terrenos: Coahuiltecano, Guachichil, Maya, así como la parte este del Cinturón Volcánico Transversal Mexicano (**FIGURA 1.4**).



FIGURA 1.4. Terrenos tecnoestratigráficos de México (SGM, 2022).

Cada una de las regiones antes mencionadas cuentan con una historia geológica diferente entre sí, delimitadas por fallas regionales, cambios de facies y ambientes sedimentarios diferentes. La unificación de éstas proporciona una sección completa e integral de la Planicie Costera del Golfo de México donde se encuentra el área de estudio para su descripción.

II. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 Área de estudio

El área de estudio se encuentra dentro del estado de Tamaulipas ubicado cerca del municipio de Reynosa, aproximadamente a 150 km de la Costa del Golfo de México, colindando con Estados Unidos de América. Es parte de la Cuenca Burgos, la cual cuenta con más de 220 campos petroleros terrestres descubiertos (Antuñano, 2011) y que es considerada la principal provincia productora de gas no asociado de México; del total nacional de gas natural, produce 494.18 MMpcd a diciembre 2020. Actualmente la Región Norte cuenta con 734,821 pozos productores de gas asociado y 60,455 pozos productores de gas no asociado.

La región se encuentra en el complejo Reynosa-Purísima en donde las rocas pertenecientes al oligoceno inferior y medio están conectadas a varias fallas lístricas (época de la formación Vicksburg y Frío); cabe señalar que este tipo de estructuras son comunes en zonas donde no hay presencia de intrusiones salinas (Pérez Cruz, 1992).

Dentro de las cinco franjas productoras de hidrocarburos (**FIGURA 2.1**) en esta zona se encuentran: (1) Franja Jurásico-Cretácico, (2) Franja Paleoceno, (3) Franja Eoceno, (4) Franja Oligoceno y (5) Franja Mioceno (Echanove, 1986). El estudio del que se hará referencia se localiza en la Franja Oligoceno.

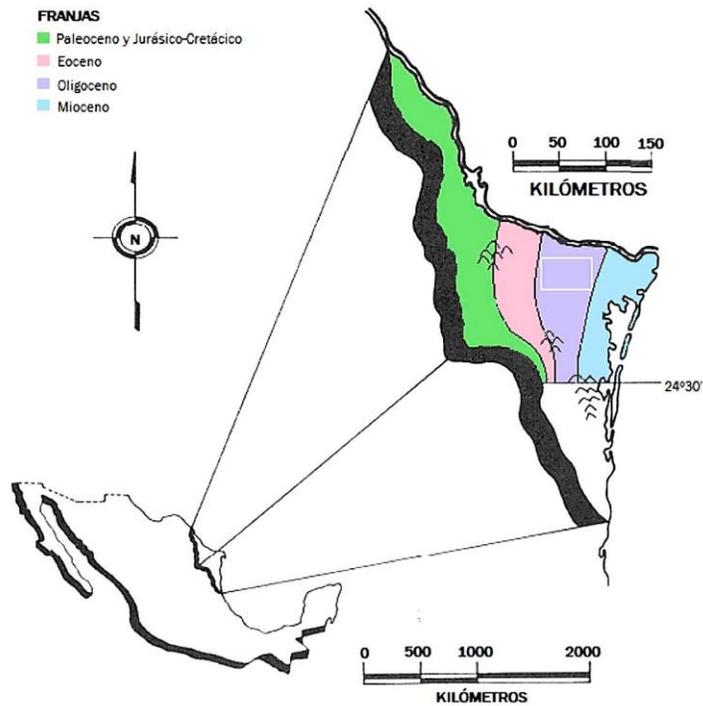


FIGURA 2.1. Franjas productoras de Burgos (modificado de Echanove, 1986).

Los terrenos tecnoestratigráficos que describen al Activo Integral Burgos son: Sierra Madre, Coahuila y Maya; situados en un margen de tipo pasivo en donde los elementos tectónicos más importantes son: **(1)** Arco de Salado, **(2)** Lineamiento del Río Grande y **(3)** El Cinturón Plegado Perdido, **FIGURA 2.2** (Antuñano, 2011; Pérez Cruz, 1992).

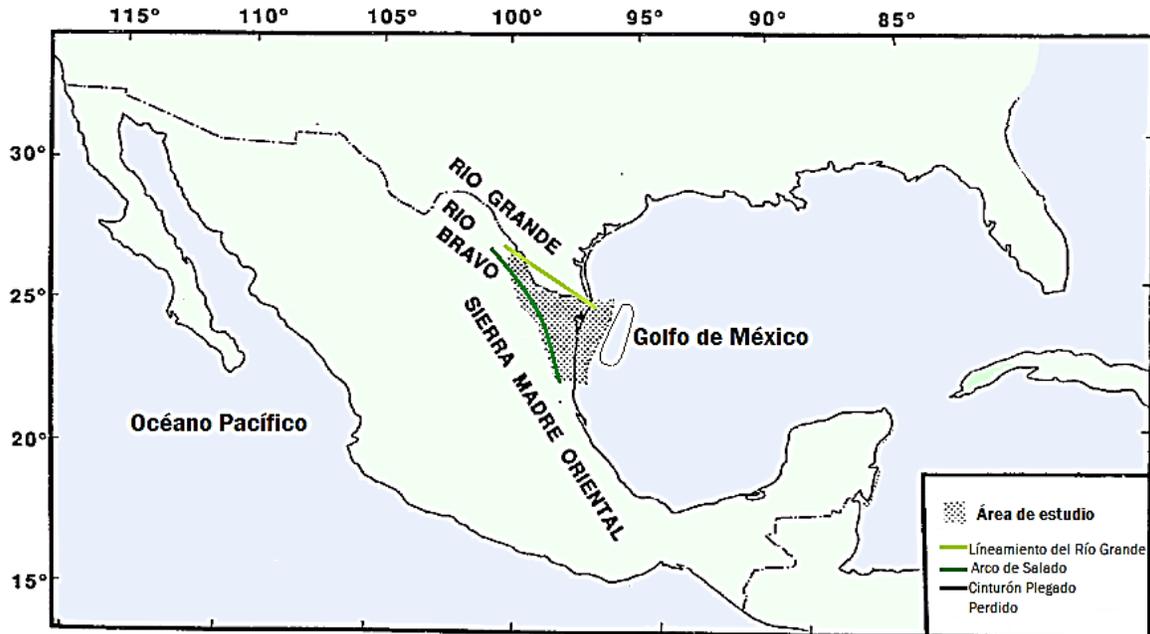


FIGURA 2.2. Elementos tectónicos más importantes de Burgos (modificado de Pérez Cruz ,1992).

Las primeras acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en el Noreste de México corresponden a estudios de geología superficial en el Eoceno de las formaciones de Queen City y Jackson. Sin embargo, posteriormente los estudios sísmicos de reflexión y gravimétricos permitieron identificar estructuras de las formaciones Vicksburg y Frío del Oligoceno (J. Guzmán, Suárez C., López R., 1955). En esta zona, las estructuras han resultado en pliegues anticlinales, asociadas a fallas listicas y cambio de facies.

Es importante señalar que, aunque hacia el oeste de la cuenta sobre Burro-Picachos se tenga identificado la continuación de la formación Eagle Ford, no se tiene registro de presencia de domos o intrusiones salinas como las que se presentan en la región vecina Estados Unidos de América y en Aguas Profundas del Golfo de México ya que la evolución tectónica fue diferente en estas regiones.

2.2 Tectónica

Aunque poco se sabe sobre la historia pre-mesozoica del área (Garrison et al, 1973), se tiene evidencia de algunos pozos perforados a través de las secuencias sedimentarias del Cenozoico y Mesozoico (López-Ramos, 1972, 1985) con presencia de rocas metasedimentarias de era Paleozoica posiblemente relacionadas con la colisión del supercontinente Gondwana con el sur de América del Norte durante los eventos de subducción y colisión de la orogenia Oachita (Richard L. Sedioc, 1993). Los estratos del Triásico Inferior fueron depositados en grabens que se formaron durante el rifting de Pangea. En el Jurásico Medio, con la apertura del Golfo de México se formaron horst-graben que establecieron las condiciones para la formación de estructuras tectónicas que más adelante controlaron los patrones de sedimentación de la región y que a su vez recibía influencia marina del Atlántico norte y del Océano Pacífico durante el Calloviano. Del Mesozoico Tardío al Cenozoico ocurrió la Orogenia Laramide, evento que se caracterizó por la formación de la Sierra Madre Oriental, propició el plegamiento y empuje de tendencia norte a sur de los estratos precámbricos y paleozoicos, siendo tal deformación más vieja hacia el noroeste y joven hacia el sureste (Padilla y Sánchez, 1986). Así mismo, los estratos cretácicos se plegaron y empujaron hacia el noreste (Richard L. Sedioc, 1993).

Al mismo tiempo, en el Jurásico Medio a Superior otro evento que impactó en el terreno fue consecuencia de la apertura del Golfo de México, provocando que el bloque de Yucatán se desplazara del norte al sureste a lo largo de la falla de Tamaulipas-Oaxaca y los estratos rotaron diferencialmente al mismo tiempo del desplazamiento (Richard L. Sedioc, 1993).

El emplazamiento de la corteza oceánica, el desplazamiento del bloque de Yucatán y la formación de una nueva cuenca de subsidencia; fue seguida por una transgresión

marina extendida y prolongada hacia finales del Calloviano (Salvador, 1991) en la cual se depositaron cuerpos de sal evaporíticos, desde el Jurásico Inferior en el margen del golfo principalmente en el norte (Murray, 1966; Halbouty, 1967; Kirkland y Gerhard, 1971) hasta el Jurásico Medio y Superior durante el Mesozoico.

La presencia de cuerpos salinos en el norte y sur del Golfo de México, en las subcuentas salinas Yucatán y Campeche respectivamente (Hudec and Norton, 2019) llevó a la teoría de que ambas conformaban una sola cuenca salina continua que fue distribuida en dos por eventos tectónicos del Jurásico Medio a Superior. La sal del Calloviano posteriormente fue modificada del Neógeno al Cuaternario por la orogenia chiapaneca al sur formando trampas de tipo estructural y combinadas asociadas a estructuras dómicas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014). Debido a que el espesor total de los sedimentos salinos es de menor tamaño en el sur del Golfo de México la interpretación resulta más fácil que en el noroeste y norte central de la cuenca (Hudec and Norton, 2019).

Sedlock et al, 1993 construyeron un mapa de Terrenos de México (**FIGURA 2.3**), quedando la zona dividida en cuatro: Coahuiltecano, Guachichil, Maya y Cinturón Volcánico Transmexicano, los cuales son descritos a continuación, además se muestra su columna estratigráfica (**FIGURA 2.4**):

2.2.1 Coahuiltecano

El basamento del terreno está dividido en dos partes: uno se caracteriza por presencia de facies del Pérmico muy deformadas hacia el sur de la falla de San Marcos mientras que la segunda parte está relacionada con los eventos de subducción y colisión de la orogenia Oachita, llamada “zona frontal” conteniendo depósito no metamorfoseados como fragmentos de roca volcánica, sedimentos terrígenos y calizas (Richard L. Sedioc, 1993; Campa and Coney, 1983). Hay una

cobertura de estratos que yacen sobre estas estructuras del Mesozoico Superior y lechos rojos del Cenozoico derivados de deformaciones extensionales, plegamientos y empujes del Cretácico al Mioceno (Molina, 2005) haciendo que la estructura dominante sean sistemas de fallas lítricas. Está limitado al sur por la discontinuidad Torreón-Monterrey (Campa and Coney, 1983).

2.2.2 Guachichil

Limita la Planicie Costera del Golfo de México hacia el este, también llamado Sierra Madre. El basamento está constituido por rocas del Precámbrico de la colisión América del Norte y América del Sur en la Pangea (Yáñez and others, 1991). En él se encuentran las formaciones: La Ballena, Nazas, Zuloaga, La Caja, Taraises, Tamaulipas, Indidura y Caracol. La deformación de la Sierra madre Oriental es del Mioceno y está constituido principalmente de pliegues y cabalgaduras del Mesozoico que representan el relleno de fosas relacionados con los eventos de la apertura del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2005; Eguiluz, 2000).

2.2.3 Maya

Esta área comprende los estados de Tamaulipas, Veracruz, el Istmo de Tehuantepec, el centro de Guatemala, Chiapas y noreste de Oaxaca y la plataforma de Yucatán que incluye los estados de Tabasco, Campeche y Quintana Roo. La Sierra Madre y Maya están cubiertas por lechos rojos y secuencias volcánicas del Jurásico Inferior a Medio provenientes de un arco magmático continental. Su basamento está constituido de rocas metamórficas del Paleozoico relacionado con un periodo de expansión del lecho marino por desplazamientos laterales a lo largo de fallas, posiblemente la falla de Salina Cruz, Tamaulipas-Chiapas y Sonora-Mojave (Campa and Coney, 1983; Molina, Van Der Voo and Urrutia, 1992). Se han perforado pozos

someros en los estados de Veracruz y Tamaulipas, encontrando estratos del Calloviano, pero la mayoría de los resultados indica que la parte norte del terreno emerge hasta el Jurásico Superior (Richard L. Sedioc, 1993). Aunque no se sabe con certeza el límite entre el terreno Maya y Coahuiltecano; posiblemente se extiende hasta ingresar el Golfo de México por la discontinuidad Torreón-Monterrey entre Matamoros y Veracruz (Campa and Coney, 1983).

2.2.4 Cinturón Volcánico Transversal Mexicano (TMVB)

Meseta volcánica de 150 km de ancho, 1000 km de largo y 2000 m de altura (Urrutia and Böhnel, 1988) que se extiende a lo largo de centro de México desde el Golfo de México hasta el Océano Pacífico. Formado por la subducción de las placas de Cocos y Rivera, presenta unidades de edad Cretácico e incluye unidades volcánicas, intrusivas, sedimentos continentales, marinos y lutitas. Sin embargo, tiene dominio de rocas del Neógeno del lado del Golfo de México por la región de los Tuxtlas; en donde el estratovolcán Chiconquiaco-Palma Sola es el complejo volcánico que se encuentra dentro del área de estudio y es resultado principalmente de procesos tectónicos siguiendo las facies de los sedimentos resultado de la erosión de cadenas montañosas en la etapa final de la orogenia (Aguirre, Ferrari, Nelson, Carrasco, López y Urrutia, 1998; Lucas, 2000; Negendan K. and others 1985).

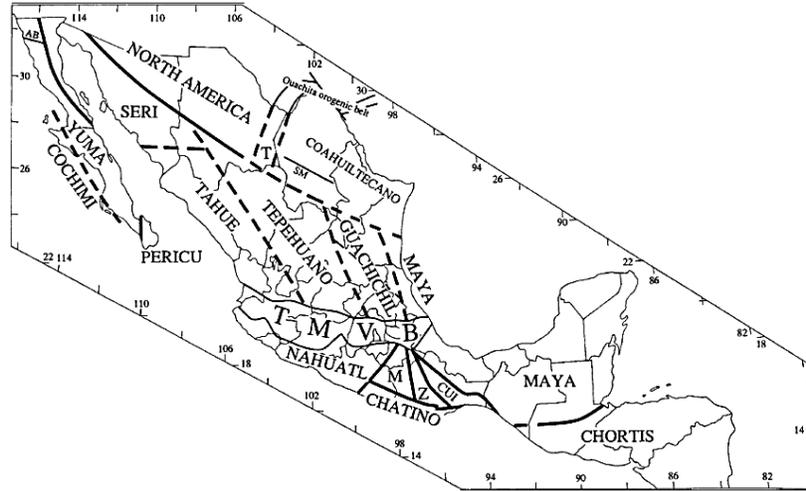


FIGURA 2.3 Mapa de Terrenos de México y el norte de América Central. Líneas gruesas límite y segmentadas límite inferido (Sedlock et al., 1993).

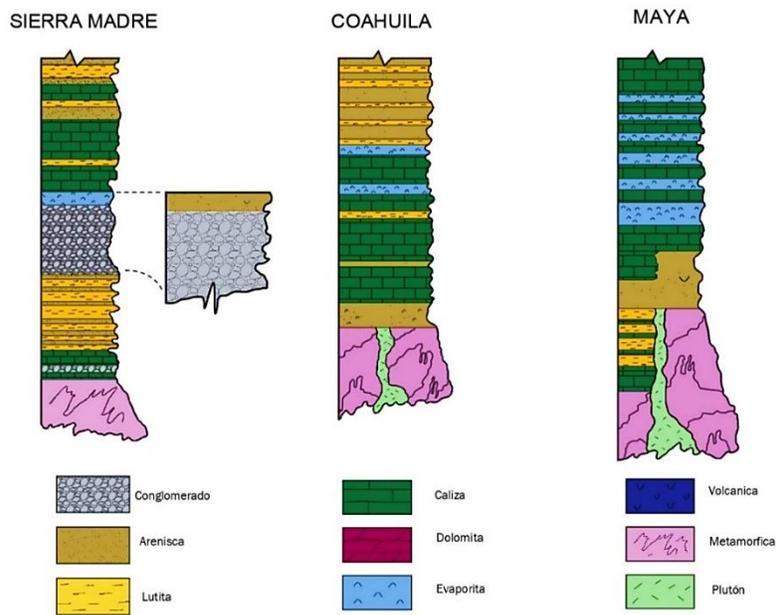


FIGURA 2.4. Columnas tectonoestratigráficas de los terrenos Coahuiltecano, Maya y Sierra Madre (Modificado de Campa y Coney, 1983). Las primeras secuencias estratigráficas de Coahuila corresponden al Pérmico del Paleozoico y hasta el Cretácico Superior. Las primeras secuencias estratigráficas de Maya corresponden al Devónico del Paleozoico y hasta el Paleoceno. Mientras que la Sierra Madre tiene sus primeras secuencias en el Precámbrico y hasta el Cretácico Superior.

Así mismo, Pérez Cruz, en 1992, basado en el estilo estructural, subdividió la zona de estudio en 11 regiones (**FIGURA 2.5**):

- 1) Anticlinal Salado (Arco de Burros Salado): Anticlinal ancho orientado al SE con longitud aproximada de 150 km (Kane, 1936).
- 2) Sistema de fallas normales Nuevo Laredo-Falcon: Fallas normales que delimitan un sistema de fosas con tendencia noroeste durante 100 km.
- 3) Complejo estructural Alemán-Camargo-Pobladores: Caracterizado por pliegues suaves y sistemas de fallas lítricas con núcleo de sal desarrollados dentro del Jurásico.
- 4) Sierra de Picachos: También llamado: Plataforma El Burro-Picachos, Archipiélago o Península de Tamaulipas. Es un anticlinal alto con una extensión de 5,1089 km² (CNH,2014).
- 5) Sierra Madre Oriental: Cinturón orogénico que se extiende al noreste y oriente de México.
- 6) Complejo Higueras-Vaquerías: Abarca 135 km y su característica estructural más importante es un anticlinal asimétrico con gruesas unidades evaporíticas del Jurásico Superior.
- 7) Reynosa-La Purísima: Caracterizada por un estilo estructural que no está influenciado por cuerpos salinos; resultado de una rápida sedimentación y enterramiento de lutitas.
- 8) Plataforma Laguna Madre-Tamaulipas (costa afuera): Se caracteriza por una cantidad significativa de bloques rotados, fallas normales y anticlinales colapsados. Con presencia de cuerpos irregulares de sal al oriente de la región.

- 9) Sierra de San Carlos-Cruillas: Estructuralmente caracterizada por anticlinales y sinclinales. Tuvo actividad volcánica lo que propicio la presencia de cuerpos plutónicos en la región.
- 10) Complejo de Río Conchos: Una falla lítrica normal con características únicas tiene presencia en la parte oriental de la región. En contraste con su región vecina del norte, se encuentran cuerpos de sal.
- 11) Complejo de Temazcal-Huapango: Caracterizado por presencia significativa de cabalgamientos y rotación de bloques de edad mesozoica. Se reporta que las unidades cretácicas tienden a adelgazarse hacia el Este, complicando la caracterización estructural.

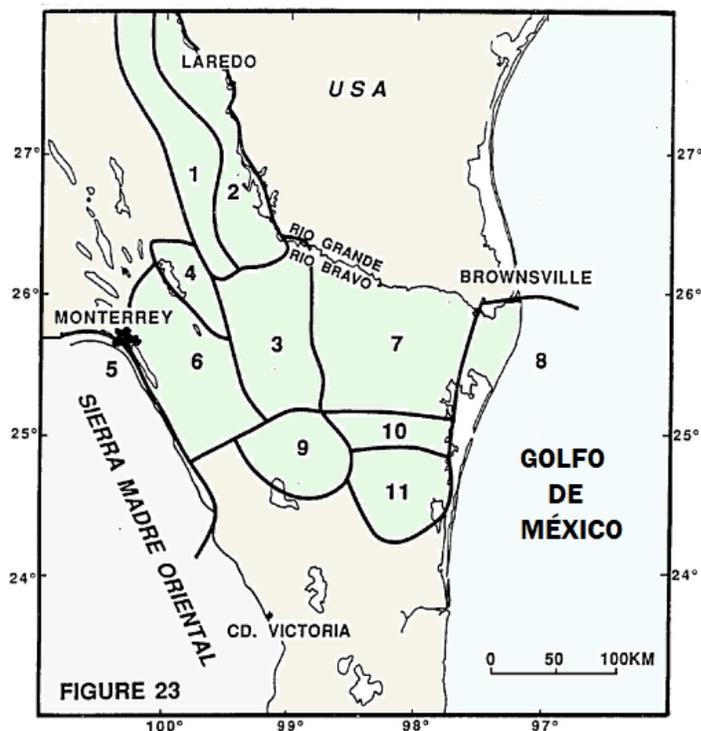


FIGURA 2.5. Distribución de las regiones con distintos estilos estructurales dentro del área de estudio (modificado de Pérez Cruz, 1992)

2.3 Estratigrafía

La sección norte de la Planicie Costera del Golfo de México, está controlada por fallas de crecimiento, anticlinales y procesos de diapirismo, estructuralmente la presencia de grandes cantidades de sal en las secuencias sedimentarias ha resultado en una topografía compleja. La configuración de dichas secuencias estructurales y estratigráficas propician las condiciones para el potencial petrolero de la zona.

Esta zona contiene grandes secuencias de terrígenos del terciario progradacionales y retrogradacionales (Benabentos Marcelo, Silva Mauricio and Ortigosa Francisco, 2007) como indica la **FIGURA 2.6**.

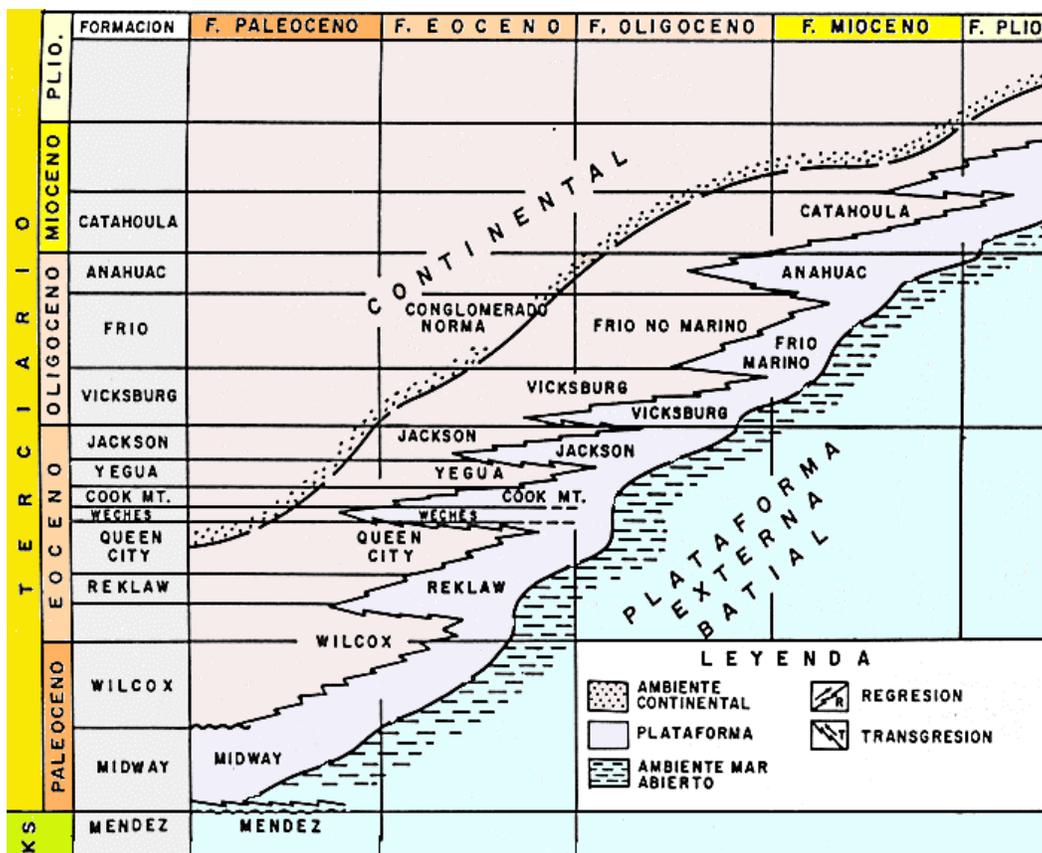


FIGURA 2.6. Ciclos transgresivos-regresivos de Burgos (modificado de Echanove, 1986).

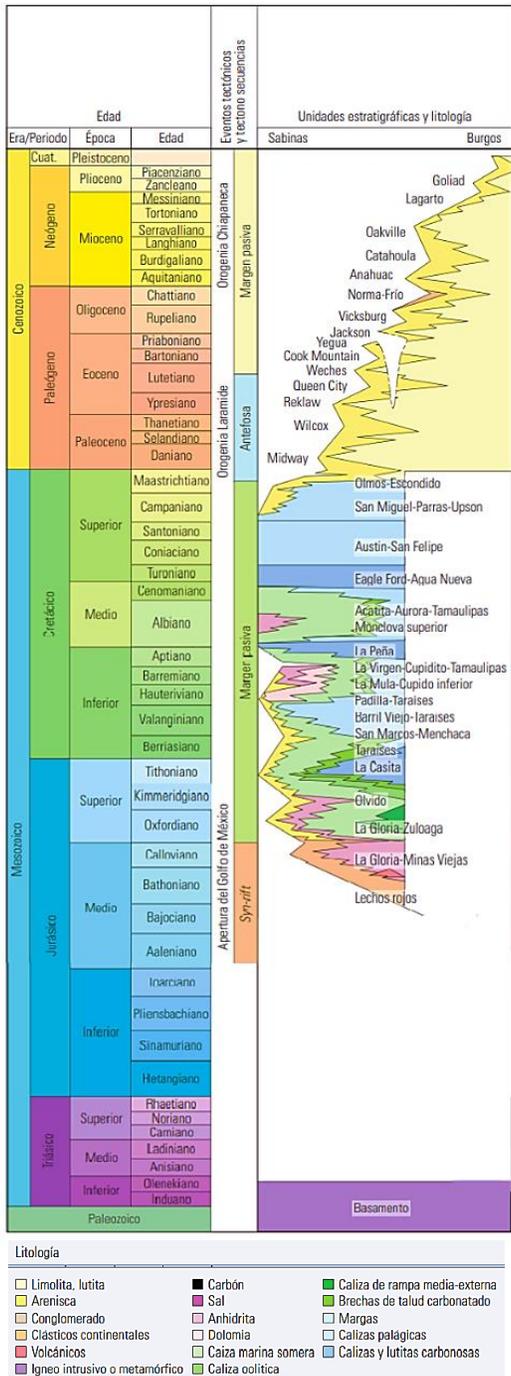


FIGURA 2.7. Cuencas de Sabinas y Burgos (WEC, 2009).

FORMACIÓN	ESPESOR, m
Oakville	0-4000
Catahoula	0-1150
Anahuac	0-1000
Norma	0-300
Frío No Marino	0-2000
Frío Marino	0-1000
Vicksburg	0-3000
Jackson	0-1500
Yegua	0-1300
Cook Mountain	0-350
Queen City	0-1100
Reclaw	0-1100
Wilcox	100-1200
Midway	0-1250
Mendez	170-1635
Austin	100-1270
San Felipe	100-1270
Eagle Ford	20-275
Agua Nueva	20-275
Cuesta de Cura	40-110
Aurora	40-150
Tamaulipas Superior	50-100
La Peña	70-275
Otates	1-12
Cupido	250-490
Taraises	200-250
Tamaulipas Inferior	200-250
Pimienta	50-350
Olvido	0-300
Novillo	0-200
Metate	0-200
Lechos Rojos	0-100

TABLA 2. Espesor en metros de algunas formaciones pertenecientes a la cuenca de Burgos (Pérez Cruz, G. A., 1992).

Entre los afloramientos reconocidos en la Planicie Costera Norte del Golfo de México indicados en la columna estratigráfica de la **FIGURA 2.7** y **TABLA 2**, se encuentran : **(1)** Más de 3000 m de rocas siliciclásticas, evaporitas y carbonatadas del Mesozoico (Antuñano, 2011) de las formaciones: La Gloria-Minas Viejas, La Gloria-Zuloaga, Olvido, La Casita, Taraises, San Marcos-Menchaca, Barril Viejo-Taraises, Padilla-Taraises, La Mula-Cupido inferior, La Virgen-Cupido-Tamaulipas, La Peña, Monclova superior, Acatita-Aurora-Tamaulipas, Eagle Ford-Agua Nueva, Austin-San Felipe, San Miguel-Parras-Upson y Olmos-Escondido; **(2)** Grandes espesores de más de 5,000 m de rocas siliciclásticas del Cenozoico (Antuñano, 2011) de las formaciones: Midway, Wilcox, Reklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg y Frio (WEC, 2009).

Hacia el Triásico Superior se encuentran lechos rojos con algunos conglomerados de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas. Mientras que las rocas del Jurásico consisten en sedimentos siliciclásticos, evaporíticos y carbonatos (Pérez Cruz,1992).

Las rocas del basamento están superpuestas por rocas calizas y lutitas del Oxfordiano (Sedioc, 1993). En el Calloviano y hasta el Tithoniano se depositaron cuerpos salinos, anhidrita y carbonatos en trampas principalmente pliegues anticlinales, fallas y por cambio de facies con alto contenido de materia orgánica en rocas con alta porosidad y permeabilidad (Antuñano,2011) de ambientes marinos someros de las formaciones Metate, Zuloaga y Olvido, que sobresalen de sedimentos más jóvenes que son las que proporcionan los mejores yacimientos de gas de la zona. Posteriormente los sedimentos depositados a partir del Tithoniano fueron clásticos terrígenos de tamaño grueso principalmente margas y lutitas de aguas profundas de las formaciones La Casita y Pimienta (Pérez Cruz, 1992).

Los sedimentos se depositaron en ambientes sedimentarios deltaicos, estuarios y costas durante el Mesozoico; caracterizado por la intercalación de carbonatos, lutitas

marinas y sedimentos clásticos terrestres asociados al desarrollo de plataformas carbonatadas alrededor de la cuenca (Salvador, 1991).

Las formaciones Cupido y Aurora, establecieron dos sistemas carbonatados durante el Cretácico Inferior. Cupido es considerada roca almacenadora por sus características de porosidad y permeabilidad. Del Turoniense al Santoniense se depositaron sedimentos carbonatados alto en silicilásticos y volcanoclásticos en ambientes marinos profundos resultando en una cuña de lutitas marinas engrosada hacia el oeste (Pérez Cruz, 1992). De igual forma, durante el Cretácico Superior, las formaciones Agua Nueva, Eagle Ford, Austin y San Felipe en un margen regresivo de aguas someras predominaron secuencias calcáreo-arcillosas consideradas como principales rocas generadoras de hidrocarburos. Mientras que el sello principal lo constituyen lutitas de la formación Peña (Echanove, 1986).

La formación Midway se depositó en un entorno tectónico de margen pasivo durante el Paleoceno y en el Eoceno las formaciones Wilcox, Jackson, Yegua, Queen City y Recklaw. Posteriormente, la cuenca tuvo una gran deposición de sedimentos clásticos provenientes del oeste durante el Oligoceno inferior (Vicksburg). En esta época se inicia una transgresión que da lugar al depósito de areniscas y lutitas en ambientes desde litoral hasta nerítico que representa la formación Vicksburg (Echanove, 1986).

Hacia el Mioceno termina la etapa transgresiva iniciando una extensa regresión. Por lo que la acumulación de grandes volúmenes de clásticos terrígenos en los márgenes de la plataforma del Cretácico caracterizaron al Cenozoico en sistemas de delta separados por zonas costeras; distribuyéndose hacia el talud continental (Salvador, 1991; Echanove, 1986).

III. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOFÍSICA

Los datos geofísicos son una parte esencial para elaborar el modelado del yacimiento. La geometría del yacimiento y sus propiedades derivan de la interpretación, análisis e integración de dichos datos. Debido a la continua necesidad de descubrir nuevos yacimientos que proporcionen más reservas de hidrocarburos, los métodos geofísicos indirectos más comunes aplicados durante la exploración petrolera son: **(1)** mapas gravimétricos, **(2)** mapas magnetométricos y **(3)** sísmica de reflexión.

La interpretación en conjunto de estos métodos proporciona información acerca de las condiciones, para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo, la localización de yacimientos y evaluación del sistema petrolero. Históricamente, en México la exploración petrolera comenzó con métodos geofísicos en 1948 con estudios gravimétricos en la cuenca de Veracruz y el litoral de Tabasco. Después en 1968 se realizaron los primeros estudios magnetométricos en Arenque, Tampico. A partir de entonces, se han cubierto más de 350,000 km² con estudios geofísicos (Camargo Zanoguera, 1980).

Para este estudio, se han utilizado la base de datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, del Servicio Geológico Mexicano y del Índice de Información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (IICNIH), además de un cubo sísmico de 17.02x 6.02 km, abarcando una superficie de 102 km² y espesor de 6.3 km.

3.1 Mapas gravimétricos

El método gravimétrico detecta, mide y analiza variaciones en el campo gravitatorio de la Tierra causado por variaciones de densidad por la geometría, volumen y profundidad dentro de las formaciones del subsuelo (J. Hinze, 2013). Las anomalías de gravedad se pueden comprender de mejor manera modelándolas. En México se tiene una compilación de cartas y modelos gravimétricos (**FIGURA 3.3**) que han permitido observar anomalías de gravedad de aire libre, anomalía de gravedad de Bouguer completa y anomalía de gravedad de Helmert sobre el terreno, entre otros. Cada una de las antes mencionadas son correcciones sobre los modelos de gravedad teóricos por distancia.

Las características dinámicas de la onda que describen una anomalía gravitacional son la longitud de onda (λ), amplitud de onda (A) y frecuencia de onda. Longitudes de onda larga tienen frecuencias o número de ondas baja; longitudes de onda corta tienen frecuencias o número de ondas alta. Las anomalías de gravedad de baja frecuencia se conocen como “anomalías regionales”; generalmente son los materiales de la superficie con densidad de $\rho = 2.67 [g/cc]$ pues es la densidad de la mayoría de las rocas sedimentarias; las rocas ígneas poseen densidades por encima de $\rho = 3 [g/cc]$ y la sal por debajo de $\rho = 1.4 [g/cc]$ (L. Liner y McGilvery, 2019). Por otra parte, las de anomalías gravimétricas de medio-alta frecuencia se conocen como “anomalías residuales” (Moreno Castillo, 1982; Pedraza De Marchi y Claudia Tocho, 2011). Se utilizan las anomalías regionales y residuales

para conocer la distribución de la densidad dentro de las formaciones rocosas y de esta manera, estudiar las estructuras geológicas y sus profundidades.

Las mediciones de gravedad utilizan unidades Gal, debido a Galileo (considerado el padre de la gravedad). En estas unidades, el campo de la Tierra tiene un valor de 980 Gal (o ~ 1000 Gal) (Romanowicz y Dziewonski, 2015). La cuenca Burgos presenta anomalías de gravedad de alto contraste hacia el oriente en orden de 60 mGal a 30 mGal. Ya que la nitidez está en función de la profundidad es preciso decir que en la Franja Mioceno se presentan grandes volúmenes de lutitas y areniscas a gran profundidad (generalmente mayor a 8 km) que incrementan de espesor hacia la plataforma marina (Antuñano,2011; Moreno Castillo,1982).

Por otra parte, sobre la Franja Eoceno y Oligoceno, los valores de gravedad disminuyen a rangos de -40 mGal a 0 mGal, que, desde un enfoque cualitativo, puede indicar la asimetría de la cuenca en sus zonas de mayor a menor densidad. El área de estudio (**FIGURA 3.1**) presenta anomalías residuales con unidades de gravedad en rangos de -30 mGal a -50 mGal indicativos de cuerpos de menor densidad puede ser por cambio de facies o la presencia de un domo salino, diapiros de arcilla, etc. relativamente a menor profundidad (1 a 8 km aproximadamente) de interés para la industria petrolera pues las anomalías residuales pueden indicar la presencia de acumulaciones de hidrocarburos (Moreno Castillo,1982, McCollum,1944).

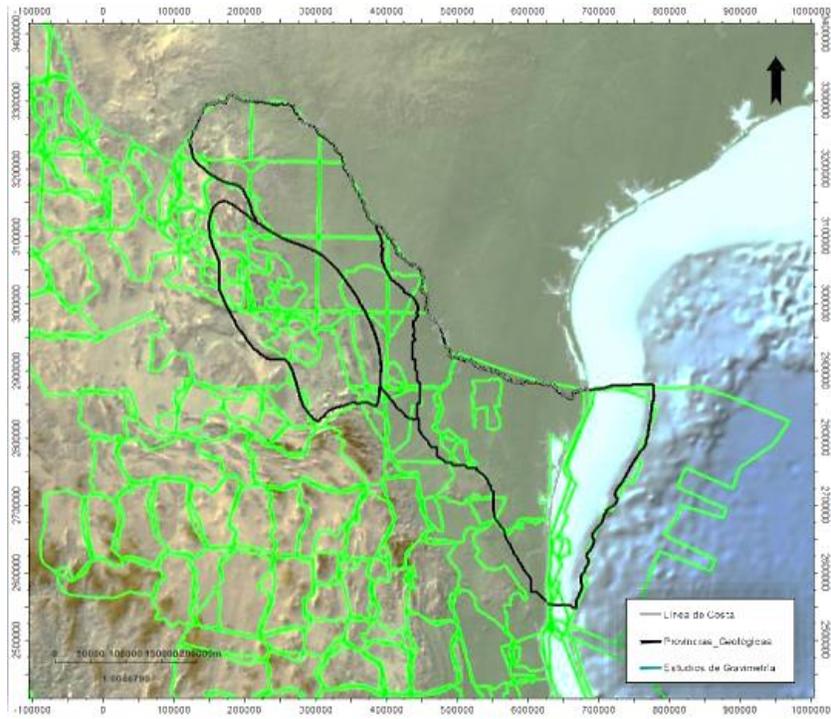


FIGURA 3.1. Cobertura gravimétrica (modificado de Atlas Geológico de Cuenca Sabinas-Burgo, CNH).

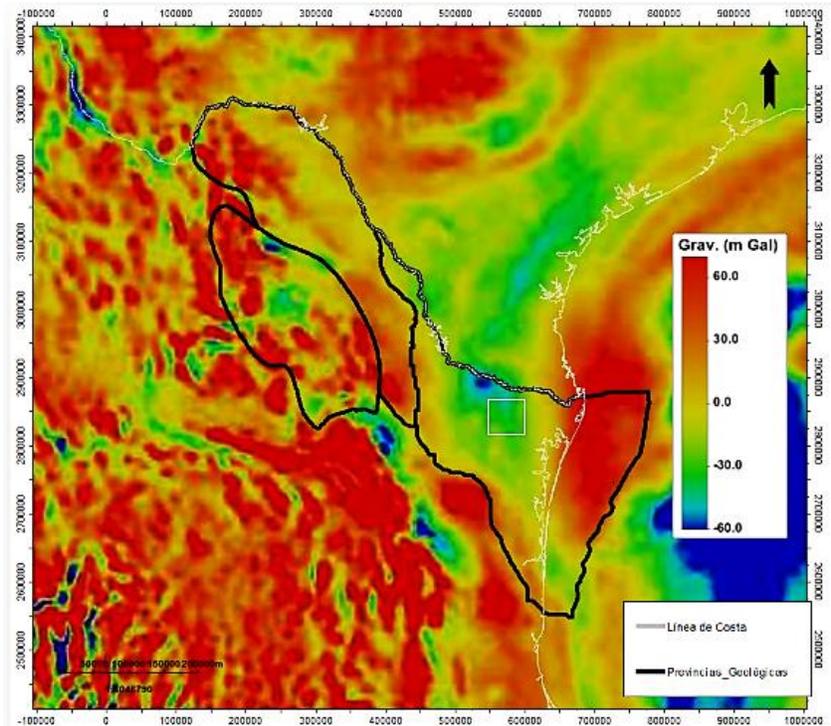


FIGURA 3.2. Mapa de Anomalia Gravimétrica, el recuadro blanco muestra una aproximación del área de estudio (modificado de Atlas Geológico de Cuenca Sabinas-Burgo, CNH).

3.2 Mapas magnetométricos

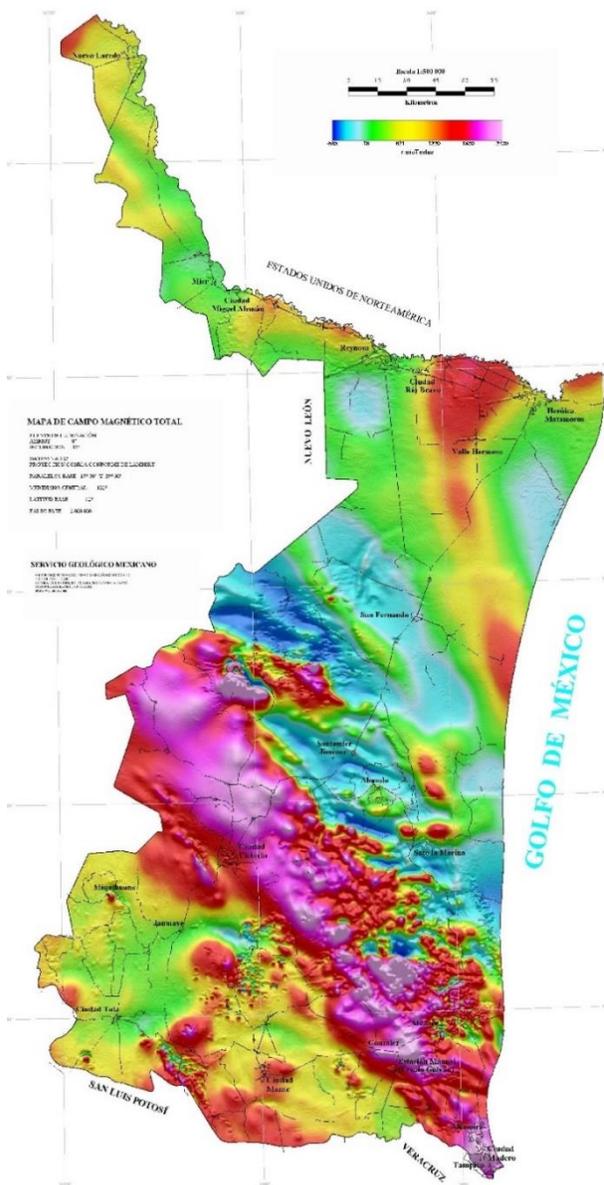


FIGURA 3.3. Mapa Magnetométrico de Tamaulipas (INEGI).

Dentro del estado de Tamaulipas se distinguen diferentes cuerpos magnéticos anómalos que varían conforme a la profundidad, geometría, volumen del subsuelo y susceptibilidad magnética. La susceptibilidad magnética se entiende como la medida de la facilidad con la que se puede magnetizar una roca, geológicamente se considera como una medida del contenido de magnetita, aunque algunos otros minerales pueden contribuir a la magnetización (Brid, 1997) (FIGURA 3.3).

En este método geofísico, las amplitudes son medidas en nanoTeslas (nT) como unidad de flujo magnético. Hacia el sur se distinguen zonas expuestas de gran volumen y en un rango de 2,430 nT a 1,220 nT que

corresponden a la presencia de rocas ígneas relacionadas con la Sierra Madre. Por otra parte, hacia el norte las estructuras detectadas son más profundas pues los detalles son poco perceptibles lo que indica que se generan cortas amplitudes de onda. Para interpretar

correctamente los mapas magnetométricos es importante entender la relación entre la amplitud y longitud de onda con la profundidad. Los volúmenes menores con alta susceptibilidad pueden dar anomalías de gran amplitud y longitudes pequeñas (Casas, 2016); entre ellas se aprecia una zona de hasta 1,830 nT sobre el arco de Tamaulipas. En la discontinuidad Torreón-Monterrey se observan diferentes rangos que van desde 1,220 nT hasta 18 nT relacionadas con variaciones litológicas de conglomerados, limonitas, areniscas y lutitas (**FIGURA 3.4**) (Campa y Coney, 1993).

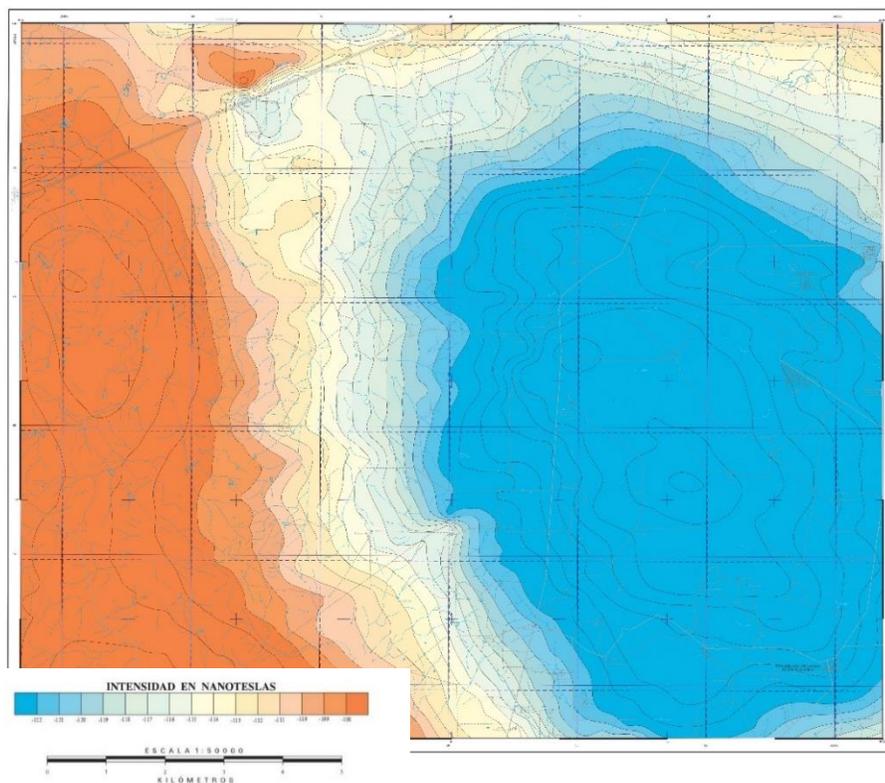


FIGURA 3.4. Mapa Magnetométrico de la zona de estudio (INEGI).

Tanto el método gravimétrico como el magnetométrico se basan en fuentes potenciales existentes en el planeta, ambas detectan anomalías en el campo (en este caso detección de anomalías magnéticas) (Casas, 2016). Haciendo un acercamiento a la zona de estudio se puede resaltar que, en contraste con sus alrededores, la intensidad del campo

magnético detectado es negativo con valores entre -122 nT a -115 nT en las zonas más alejadas. Los alrededores presentan intensidades positivas; indicativo de un contraste de magnetización sedimentaria (Brid,1997). De igual manera, otra característica a destacar es que la nitidez se ve afectada posiblemente por la profundidad de las estructuras detectadas y la geometría céntrica.

3.3 Sísmica de reflexión

La técnica geofísica más utilizada para la exploración de campos petroleros es la sísmica de reflexión e involucra tres etapas: **(1)** Adquisición de datos sísmicos, **(2)** procesamiento de datos sísmicos y **(3)** interpretación de datos sísmicos (Shuhail, Al-Dossary y A.Mousa, 2017).

(1) Adquisición de datos sísmicos

La adquisición se basa en la recopilación de datos sísmicos por una serie de geófonos. Esta etapa requiere una planificación meticulosa ya que es un proceso costoso y que requiere de mucho tiempo considerando el área que se desea estudiar (R.Cox, M.W.Newton y Huuse, 2020). En México, las empresas pueden realizar estudios a través de Autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial (ARES) aprobadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (**FIGURA 3.5**).

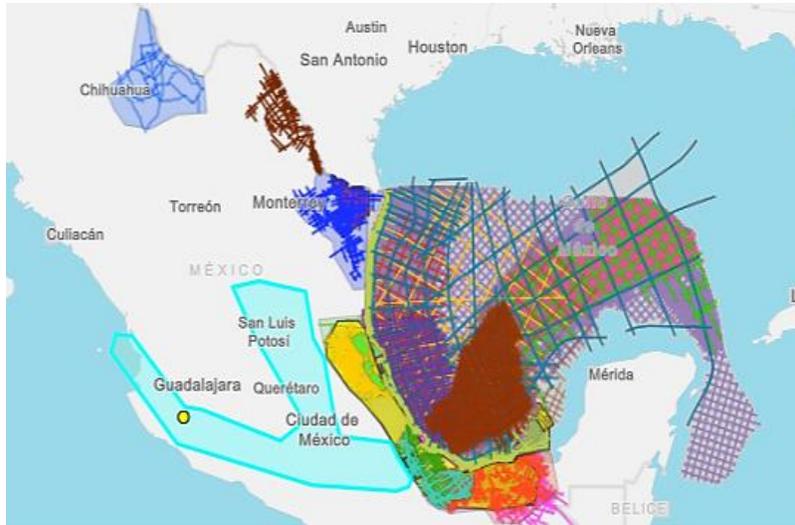


FIGURA 3.5. *Proyectos ARES en México con y sin Adquisición de datos de campo. En marzo de 2021 se reportaron 59 proyectos vigentes de ARES (IICNIH)*

(2) Procesamiento de datos sísmicos

Una vez adquiridos los datos, se procesan a través de algoritmos iterativos; esta parte cuenta con corrección de datos por dispersión geométrica, análisis de velocidad, estadísticas, eliminación de ruido, mejorar la resolución y simplificar los datos; entre otras, para ayudar a una interpretación eficiente y precisa. De manera general, los pasos del procesamiento sísmico se pueden clasificar en cuatro: **(1)** preparación de datos, **(2)** corrección de datos, **(3)** reducción de datos y **(4)** mejora de datos (Shuhail, Al-Dossary y A.Mousa, 2017; R.Cox, M.W.Newton y Huuse, 2020).

(3) Interpretación de datos sísmicos

La interpretación de datos sísmicos tiene como objetivo crear un modelo geológico a partir de imágenes sísmicas. A menudo los softwares de interpretación sísmica

muestran intersecciones en InLines, XLines, y cortes en Z como se muestra en la **FIGURA**

3.6.

Se puede agregar información geológica interpretada de registros geofísicos como la como la litología, las propiedades del yacimiento y la edad de la formación para posteriormente relacionarlo con los horizontes sísmicos. También es importante conocer el marco geológico regional para identificar el tipo de roca, si hay existencia de sal, anhidrita, caliza, dolomita donde se pueda distorsionar la señal símica y los eventos tectónicos, así como el estilo de estructuras como fallas, domos salinos, entre otros e identificar la complejidad de las estructuras en las secciones sísmicas (Shuhail, Al-Dossary y A.Mousa, 2017).

El objetivo principal de la sísmica de reflexión es registrar eventos causados por la impedancia acústica de las rocas, que refleja la geología entre las capas estratigráficas del subsuelo. La impedancia acústica es definida como una propiedad de la capa de la roca, igual al producto de su densidad por su velocidad, tal que la amplitud de la onda sísmica está en función del contraste de impedancia de dos capas (por ejemplo, contraste entre capa de arena y lutita). Ya que dichos contrastes de impedancia son paralelos a la superficie, sirven para estudiar secuencias de depósito pues los horizontes sísmicos se consideran cronoestratigráficos (Niranjan C. Nanda, 2016), dicha información se representa en perfiles de interpretación (**FIGURA 3.6 y 3.7**).

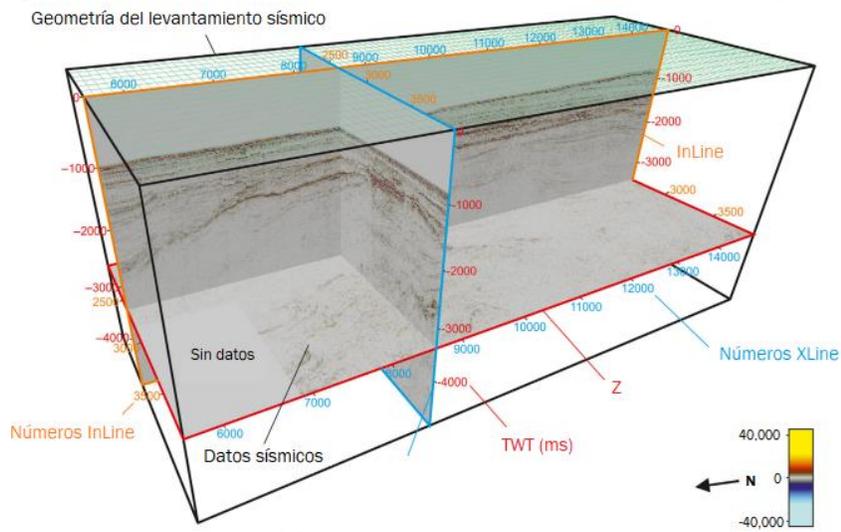


FIGURA 3.6. Visualización de cubo sísmico 3D (R. Cox, M.W. Newton y Huuse, 2020 de Cairn Energy PLC.).

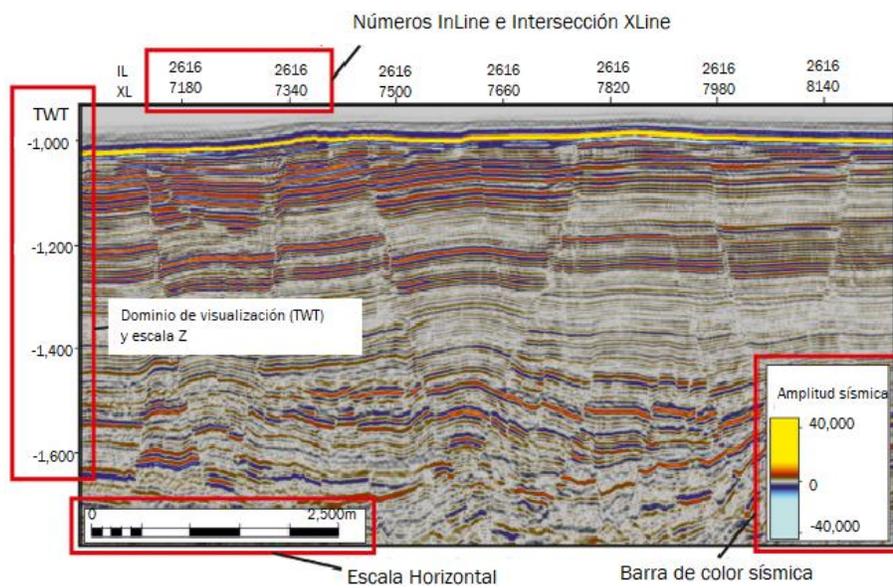


FIGURA 3.7. Visualización de ventana de Interpretación (R. Cox, M.W. Newton y Huuse, 2020 de Cairn Energy PLC.).

Es importante entender que para representar de manera confiable las estructuras del subsuelo se requieren datos de calidad dependientes de la relación señal-ruido. La resolución es la capacidad de distinguir entre dos características sedimentarias separadas en una sección sísmica para obtener imágenes geológicas representativas (Enwende Onajite, 2014).

Otra herramienta de utilidad en la interpretación sísmica es el uso de atributos, tales como amplitud, polaridad, velocidad, etc., los cuales miden y definen la forma y el tiempo de llegada de las ondas. A continuación, se explicarán brevemente los más representativos, ya que cabe aclarar que la cantidad de ellos es muy grande.

Amplitud sísmica: Medida de que tan grande es la oscilación de una onda registrada.

Polaridad sísmica: Establecido por la Society of Exploration Geophysicists (SEG), en el cual, si la señal emite un incremento en la impedancia acústica, el coeficiente de reflexión será positivo y por convención, la polaridad será positiva. De manera contraria, si la señal emite una reducción en la impedancia acústica, el coeficiente de reflexión será negativo y, por lo tanto, la polaridad será negativa. Es preciso aclarar que en este trabajo de investigación se adopta la convención europea.

Velocidad sísmica: Se define como las velocidades variables a las que los movimientos de las ondas viajan a través de ellas (John Milsom, 2003).

Coefficiente de Reflexión: Cuando un frente de onda sísmico golpea una interfaz plana entre dos capas de roca con impedancias diferentes (I_1 , I_2), la amplitud de la onda reflejada como porcentaje de la amplitud de la onda incidente es el que se conoce como el coeficiente de reflexión y está dada por la ecuación: (John Milsom, 2003). Por lo que si I_1 es mayor que I_2 , el coeficiente será negativo y la onda se refleja con la fase invertida.

$$RC = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}$$

Los atributos más populares son los basados en la amplitud, pues en algunos casos sirven como indicadores directos de hidrocarburos. Básicamente se registran las amplitudes de la onda sísmica y el tiempo de llegada al receptor; después los datos se procesan e interpretan con algoritmos de procesamiento de señales e imagen para que finalmente ayuden en la decisión sobre la ubicación de perforación de los pozos que eventualmente producirán hidrocarburos (Shuhail, Al-Dossary y A.Mousa, 2017).

Una secuencia geológica puede ser continua, discontinua, erosiva o truncada dependiendo del ambiente de depósito y proceso de sedimentación, cada uno de dichos eventos deja una marca característica dentro de las imágenes sísmicas como se puede apreciar en la **FIGURA 3.8**, donde se observa una comparación del cubo sísmico visto desde el norte y desde el sur y es evidente que los reflectores sísmicos muestran estructuras diferentes. La selección de los horizontes dentro de la sección sísmica define los límites de las capas dentro del modelo estático y es por esta razón que tiene que representar la litología y estructuras características del área de estudio (Niranjan C. Nanda, 2016).

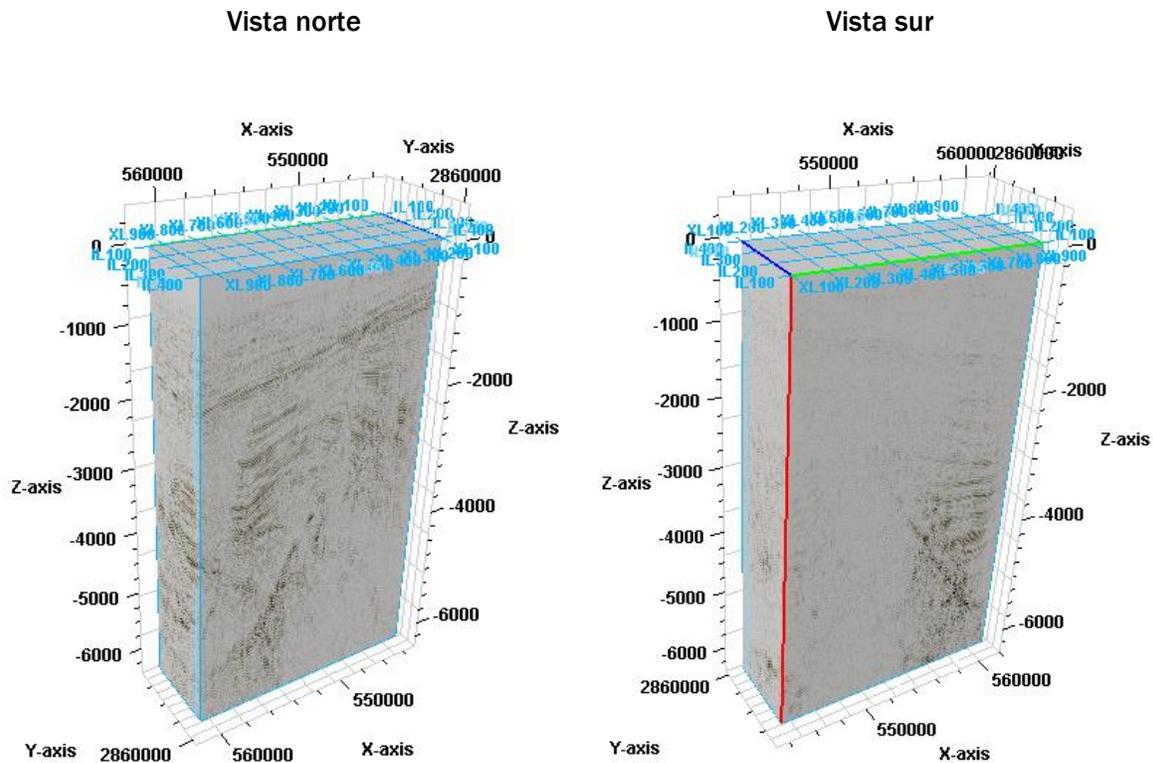


FIGURA 3.8. Visualización de cubo sísmico de la zona de estudio en ventana 3D.

Los cambios litológicos y la presencia de fluidos en los poros de la roca afectan la señal recibida de la onda, es por esto por lo que se deben analizar los datos sísmicos desde los Indicadores Directos de Hidrocarburos.

3.3.1 Indicadores Directos de Hidrocarburos (IDH)

Se denominan Indicadores Directos de Hidrocarburos a los análisis de altas amplitudes de onda ya que, bajo ciertas circunstancias indican la presencia de hidrocarburos.

Algunas de las características que definen a las rocas del subsuelo son su composición, porosidad, permeabilidad, matriz y fluido; dichas propiedades influirán a su vez en la elasticidad, la cual es una medida de la compresibilidad de la roca. Debido a que

el gas es un fluido altamente compresible, cuando está en los poros de la roca disminuye su volumen y, por lo tanto, en comparación con las rocas que están saturadas de líquido, aumenta la compresibilidad total de la formación. Esto se detecta en la velocidad de onda pues causa variaciones de amplitud significativamente altas en yacimientos clásticos; sin embargo, se puede observar diferentes tipos de respuesta:

Bright Spot: Son anomalías suaves en la amplitud sísmica con coeficiente de reflexión negativo debido al contraste de impedancia causan una iluminación en la reflexión sísmica, se vinculan a la presencia de gas en capas de arena y lutita. Cuando la roca arenisca se encuentra saturada de gas la velocidad y densidad se reduce considerablemente en comparación a la de la lutita suprayacente. Por ejemplo, de $V = 2300 \text{ m/s}$ y $\rho = 2.2 \text{ g/cc}$ a $V = 1600 \text{ m/s}$ y $\rho = 2.3 \text{ g/cc}$; este contraste causa la reflexión inversa (-ve R_c) y el efecto de los puntos brillantes en la sísmica (Niranjan C. Nanda, 2016). Brown, A. R., en 2012 reporta que en una porción 1000:1 la mayoría de los yacimientos tienen a descubrir hidrocarburos en bright spots en comparación con los dim spots.

Dim Spot: A diferencia de los bright spots, son amplitudes débiles de coeficiente de reflexión positivo, vinculados a la presencia de hidrocarburos en capas de arenisca o carbonatos de baja porosidad. Suponiendo que se tiene una caliza saturada con agua con altas velocidades de aproximadamente 3400 m/s y una lutita con velocidad de aproximadamente 2600 m/s el coeficiente de reflexión es positivo (+ve R_c). Al impregnar la caliza con gas, la velocidad es reducida a aproximadamente 2900 m/s ; lo cual reduce la impedancia, sin embargo, el coeficiente de reflexión sigue siendo positivo. Este efecto tiende a aparecer a mayores profundidades; lo cual puede ser difícil de localizar debido a que la señal sísmica se disminuye. El efecto de la sobrepresión provoca cambios de velocidad y a su vez en la impedancia entre las formaciones de arena y lutita aumentando la aparición de dim spots.

Por lo tanto, mientras aumenta la profundidad de exploración existe más oportunidad de encontrar hidrocarburos (Niranjan C. Nanda, 2016, Brown, A. R., 2012).

Flat Spot: Son amplitudes medias-altas, dependiendo a la porosidad de la roca, que están vinculadas a los contactos de los fluidos gas-petróleo-agua, cuanto más gruesa sea la capa de hidrocarburos mayor será el ancho lateral del flat spot. Es un caso particular ya que no está relacionado con la litología sino con el contraste de impedancia por la densidad de los fluidos. Es común que se encuentren ocultos entre otros reflejos.

Inversión de polaridad: La polaridad es un indicador fiable de litología, fluido y contactos; una reflexión de alta amplitud de polaridad negativa que se invierte abruptamente puede ser indicativo de gas en formaciones de arena. En rocas de permeabilidad media, la adición de fluidos puede ocasionar que la respuesta de onda disminuya; por lo tanto, la polaridad se invertirá en áreas que se sitúen por debajo de los fluidos.

Velocity pull-down: Cuando los fluidos contenidos en las formaciones rocosas provocan una reducción de velocidad haciendo que aumenten los tiempos de viaje y por lo tanto los estratos parezca más profundos.

Características de flujo de fluido: Cuando los fluidos atrapados en las formaciones rompen el sello y se filtra desde el profundo del subsuelo, generalmente ocurre con el gas, comúnmente llamado chimenea de gas; lo que da como resultado que en las interpretaciones sísmicas se observe una nube de baja velocidad y amplitud.

Para que se vea reflejado en la imagen sísmica el ambiente de depósito debe ser clástico donde preferiblemente se tenga un yacimiento en arenas, de alta porosidad de material no consolidado y rodeada de lutita para que se cree el contraste de impedancia negativo. Generalmente arenas jóvenes que están relativamente a menor profundidad, de

edad Cenozoica tienen impedancias bajas que cuentan con mejores condiciones geológicas; idealmente se identificarían bright spots. Sin embargo, se tienen gran variedad de escenarios geológicos con variedad de litofacies que determinarán la naturaleza de la anomalía de amplitud observada (Niranjan C. Nanda, 2016).

Es importante señalar que la impedancia acústica aumenta con la profundidad y edad geológica. En **FIGURA 3.9** se puede observar este fenómeno para areniscas con agua-gas y lutitas. En la profundidad A, ocurren los bright spots y hay un gran contraste entre arena con agua-gas; sin embargo, el contraste de la lutita y arena con agua es menor. En la profundidad A-B ocurren polaridades inversas en donde la impedancia de arena con agua disminuye y se vuelve menor que la de la lutita. Finalmente, por debajo de la profundidad B ocurren los dim spots en donde a mayor profundidad convergen las tres líneas a un solo punto en donde los contrastes de impedancia entre lutita y arena con agua o gas no muestran cambios significativos (Alistair R. Brown, 2010).

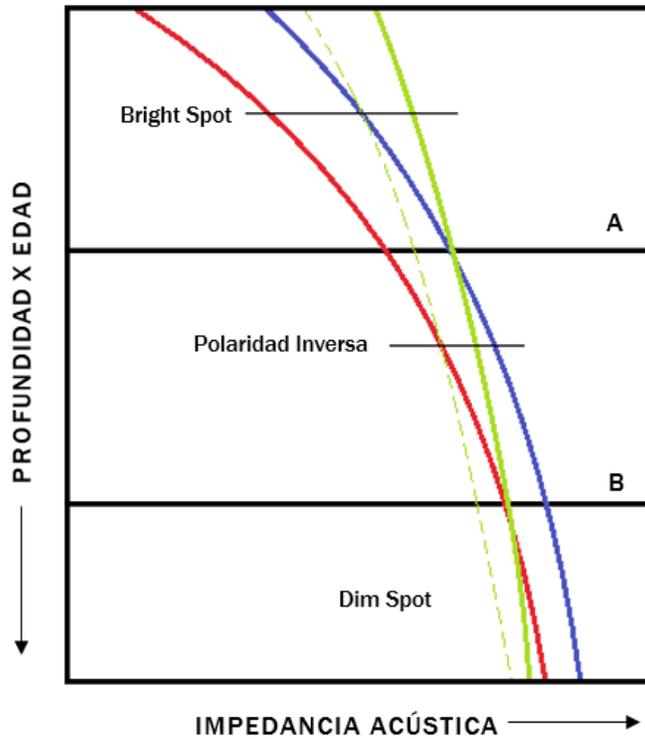
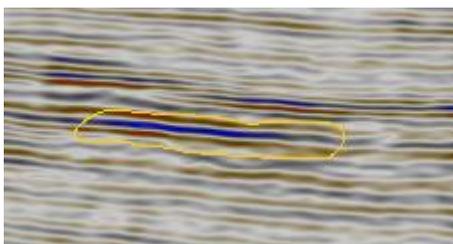
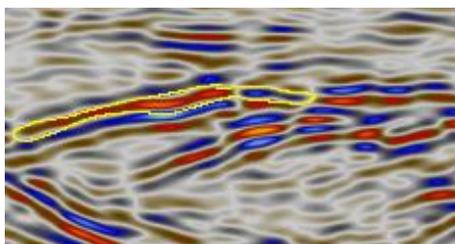


FIGURA 3.9. Curva generalizada del comportamiento de la impedancia acústica de arena con agua, gas y lutita con la profundidad (modificado de Alistair R. Brown, 2010).

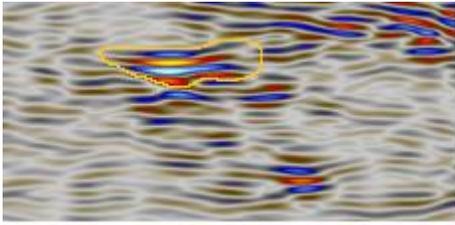
Algunos de los IDH que se observan en las imágenes sísmicas analizadas en este trabajo se presentan a continuación (**FIGURA 3.10**):



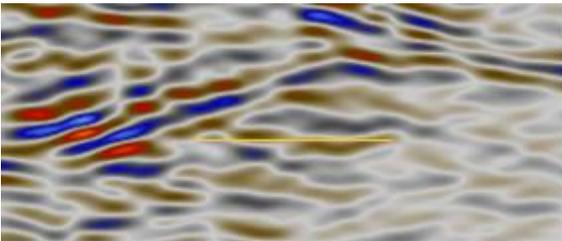
Bright spot, ubicado en intersección 150 InLine a 1250-1500 m.



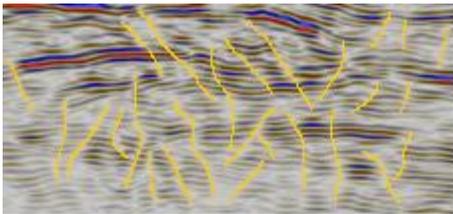
Inversión de polaridad, ubicado en intersección 190 InLine a 3000-3500 m.



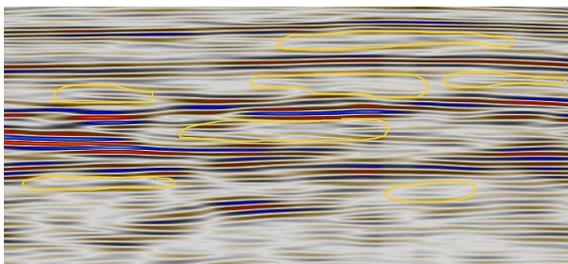
Bright spot, ubicado en intersección 290
InLine a 4000-5000 m.



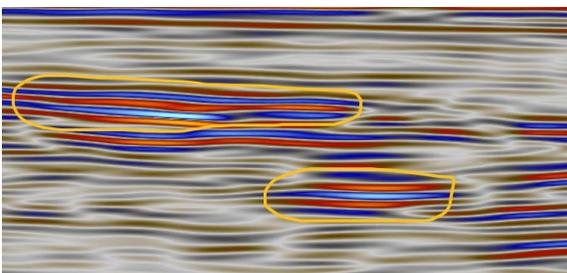
Flat spot, ubicado en intersección 330 inLine,
a 5500-6000 m.



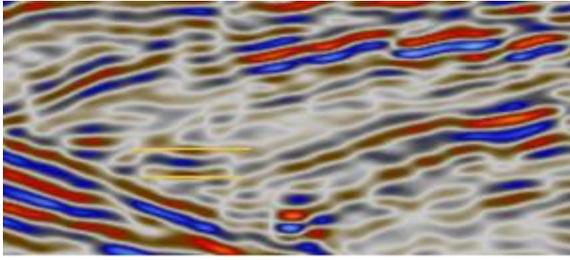
Característica del flujo de fluidos, ubicado en
intersección 535 XLine a 3000-5000 m.



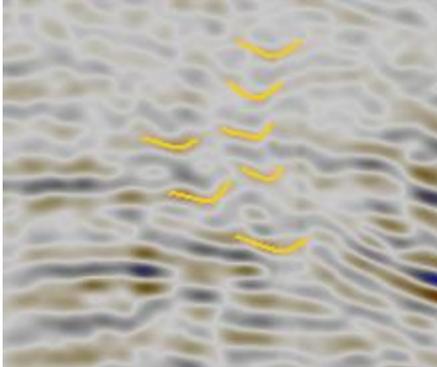
Dim spot en intersección ubicado en 545
XLine a 3500-4500 m.



Bright spot y dim spot, ubicado en la
intersección 625 XLine a 3500-4500 m.



Flat spot, ubicado en intersección 280 InLine,
a 3500-4000 m.



Efecto push down en intersección 325 XLine,
a 2500-3000 m

FIGURA 3.10. *Imágenes de los Indicadores de Hidrocarburos asociados al cubo analizado.*

3.3.2 Interpretación de la información sísmica

Con el fin de considerar un prospecto de hidrocarburos y una vez teniendo en cuenta estudios geofísicos previos (gravimétricos y magnetométricos), dentro del área de estudio se interpretó el cubo sísmico de 102 km² migrado en tiempo, se eligieron 10 horizontes sísmicos representativos de acuerdo con la amplitud de la señal y a su continuidad. La interpretación se realizó en cada 10 líneas en dirección IL y XL como se aprecia en la **FIGURA 3.11** y **3.12**.

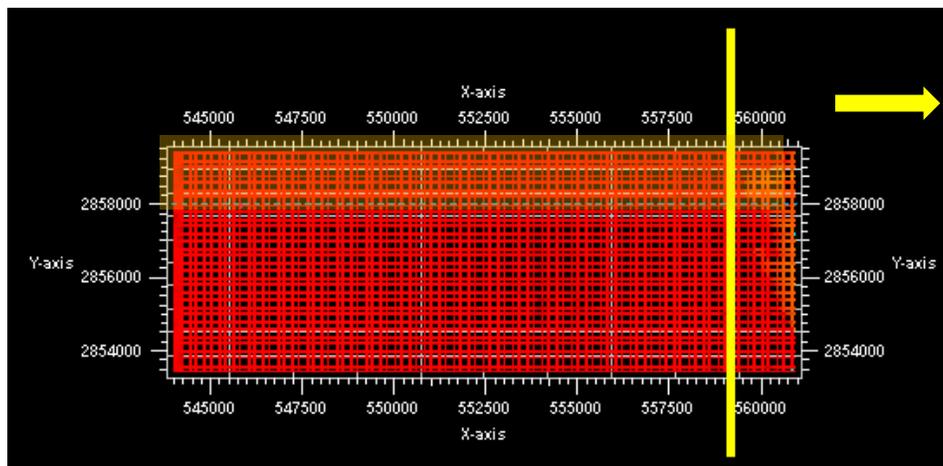


FIGURA 3.11. Vista 2D de cubo sísmico; la línea amarilla representa la intersección XLine a partir de la cual se aprecia la discontinuidad de los estratos.

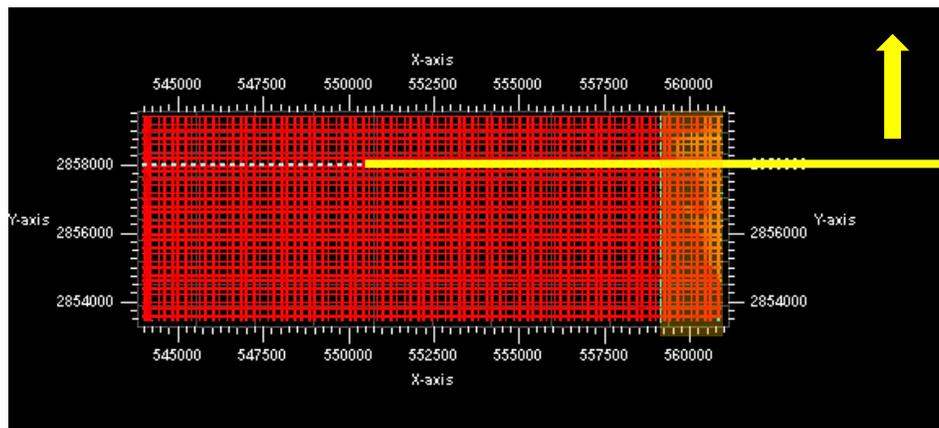


FIGURA 3.12. Vista 2D de cubo sísmico; la línea amarilla representa la intersección InLine a partir de la cual se aprecia la discontinuidad de los estratos.

El orden en el que se explicará la interpretación es descendente. Los primeros dos horizontes representan secuencias de depósito continuas y uniformes, de espesores pequeños de 62.8 m, a profundidades menores a los 2,000 m, asociados con secuencias clásticas del Cenozoico, de acuerdo con la investigación geológica regional realizada.

Se interpretó un frente de deformación sobrepresionado (**FIGURA 3.13**) el cual atraviesa los horizontes inferiores a los 1,700 m, con tendencia al oriente.

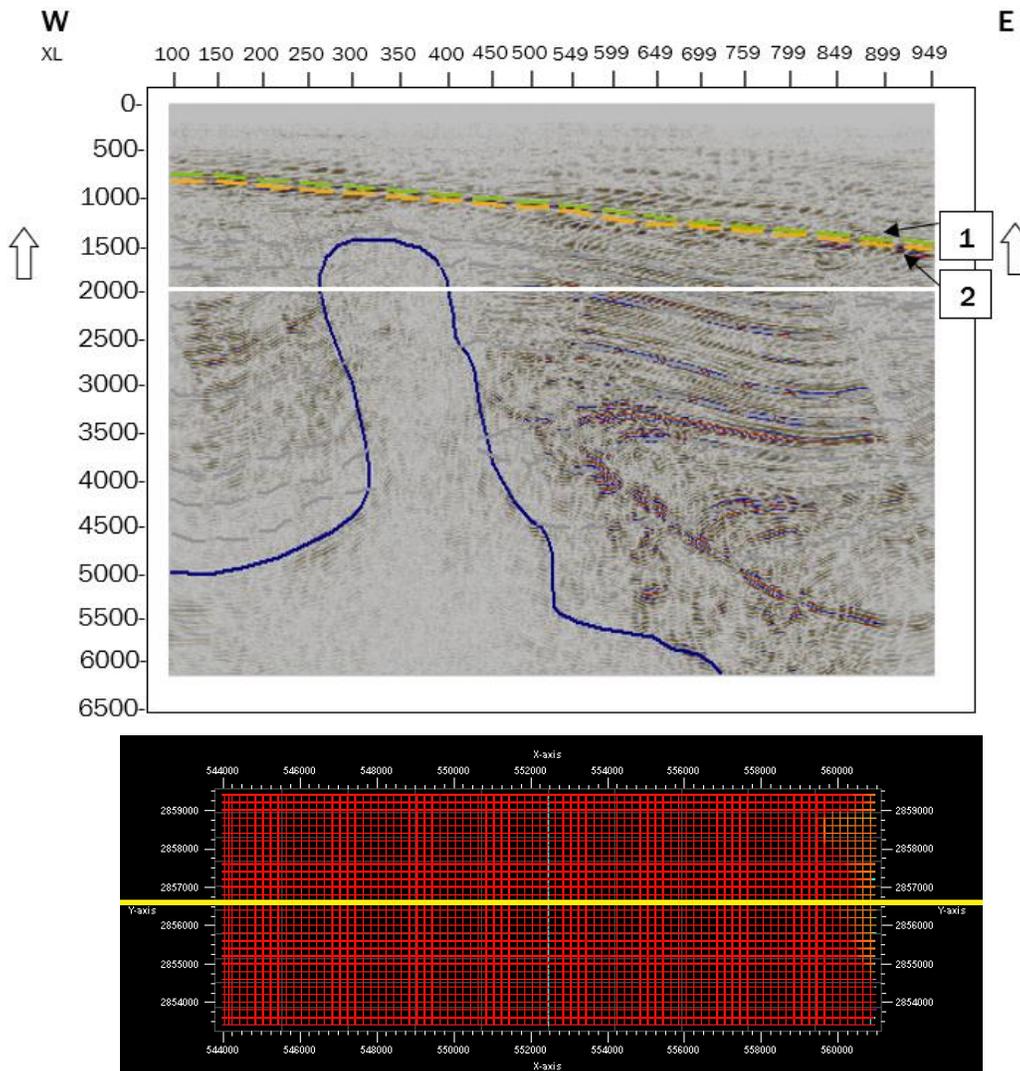


FIGURA 3.13. Horizontes 1 y 2 y frente de deformación sobrepresionado identificado en IL 260.

A partir del horizonte 3 se observa una discordancia asociada con el levantamiento por empuje de la cresta de una estructura subcircular que proviene desde la parte más profunda del cubo; el horizonte 4 ya es cortado por dicha estructura la cuál exhibe un diámetro aproximadamente 2,782.95 m en los estratos del Cenozoico, rompiendo la continuidad en sus flancos y que es causante de las anomalías observadas en los mapas gravimétricos y magnetométricos como se observa en la **FIGURA 3.14**.

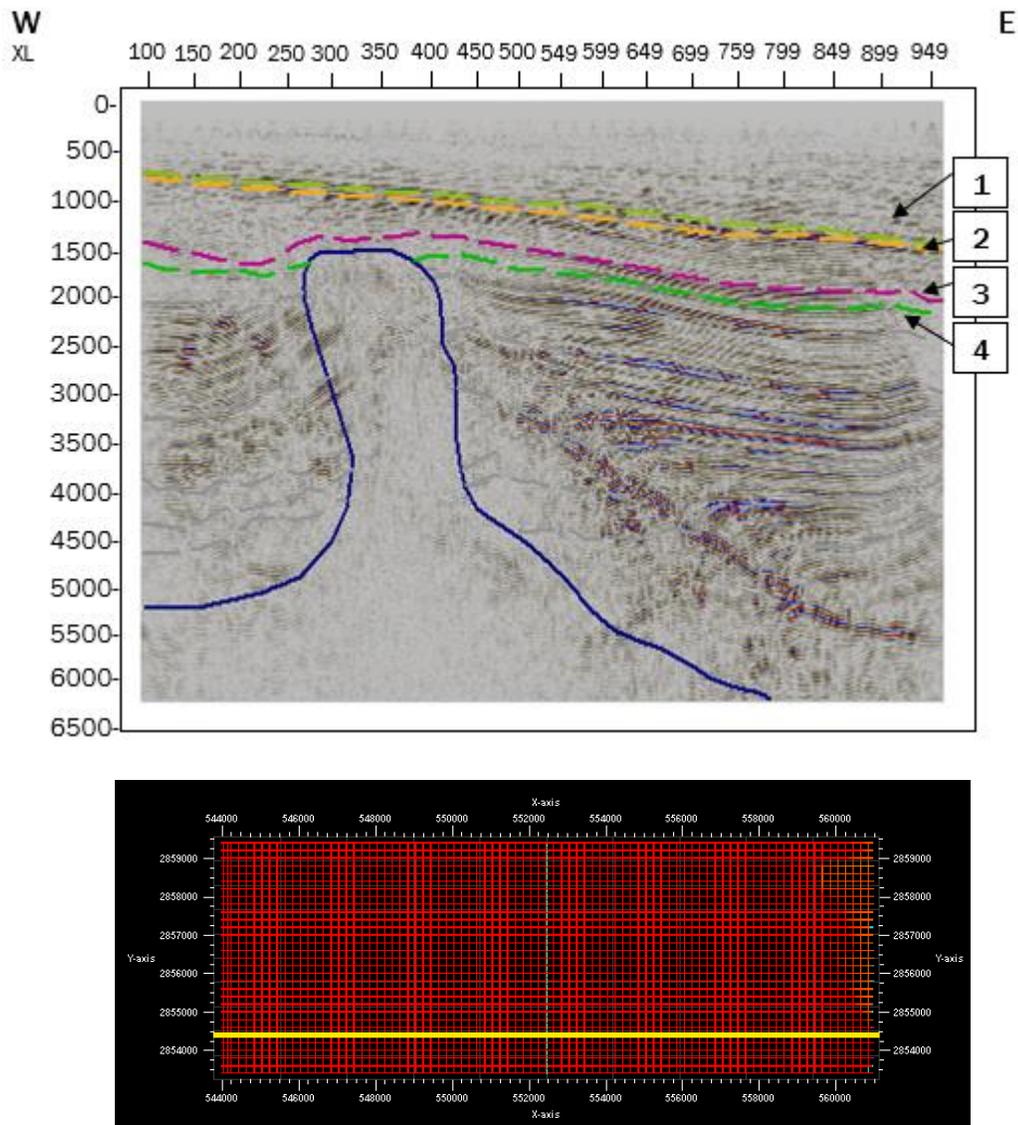


FIGURA 3.14. Identificación de horizontes 3 y 4 en IL 150.

Se observan dos fallas principales consideradas de origen laramídico debido a que geoméricamente está caracterizada por un ángulo decreciente con la profundidad; es decir, se visualiza como una estructura cóncava hacia arriba (W. Shelton, 1984) y que están presentes desde las secuencias mesozoicas correspondientes a profundidades aproximadas de 5,500 m a 4,00 m; afectando de manera significativa al horizonte 7 que tiene espesores variables y que está definido por varios bright spot y flat spot asociado al sistema de trampas de hidrocarburos que genera con los horizontes más profundos de las secuencias del Jurásico Superior como se observa en la **FIGURA 3.15** y **3.16**.

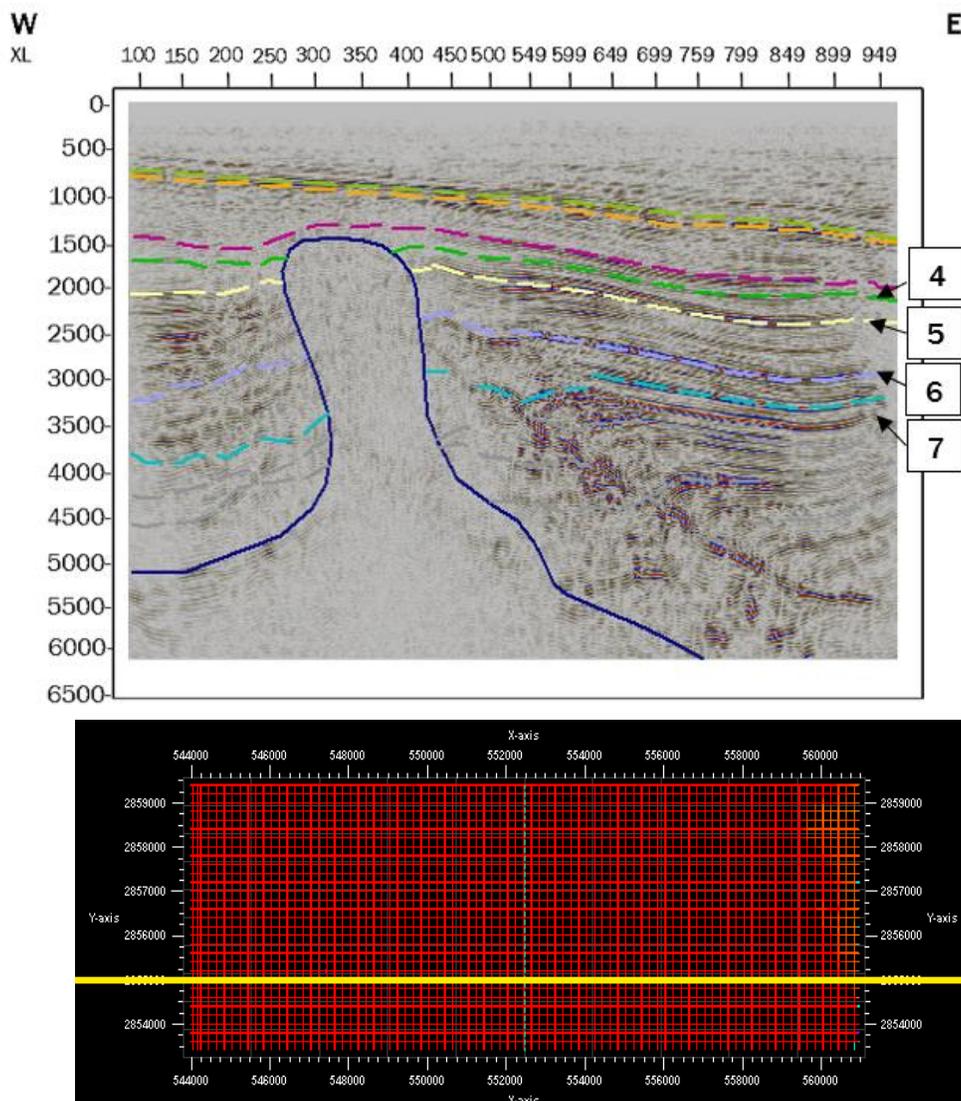


FIGURA 3.15. Identificación de horizontes 5, 6, y 7 en IL 180.

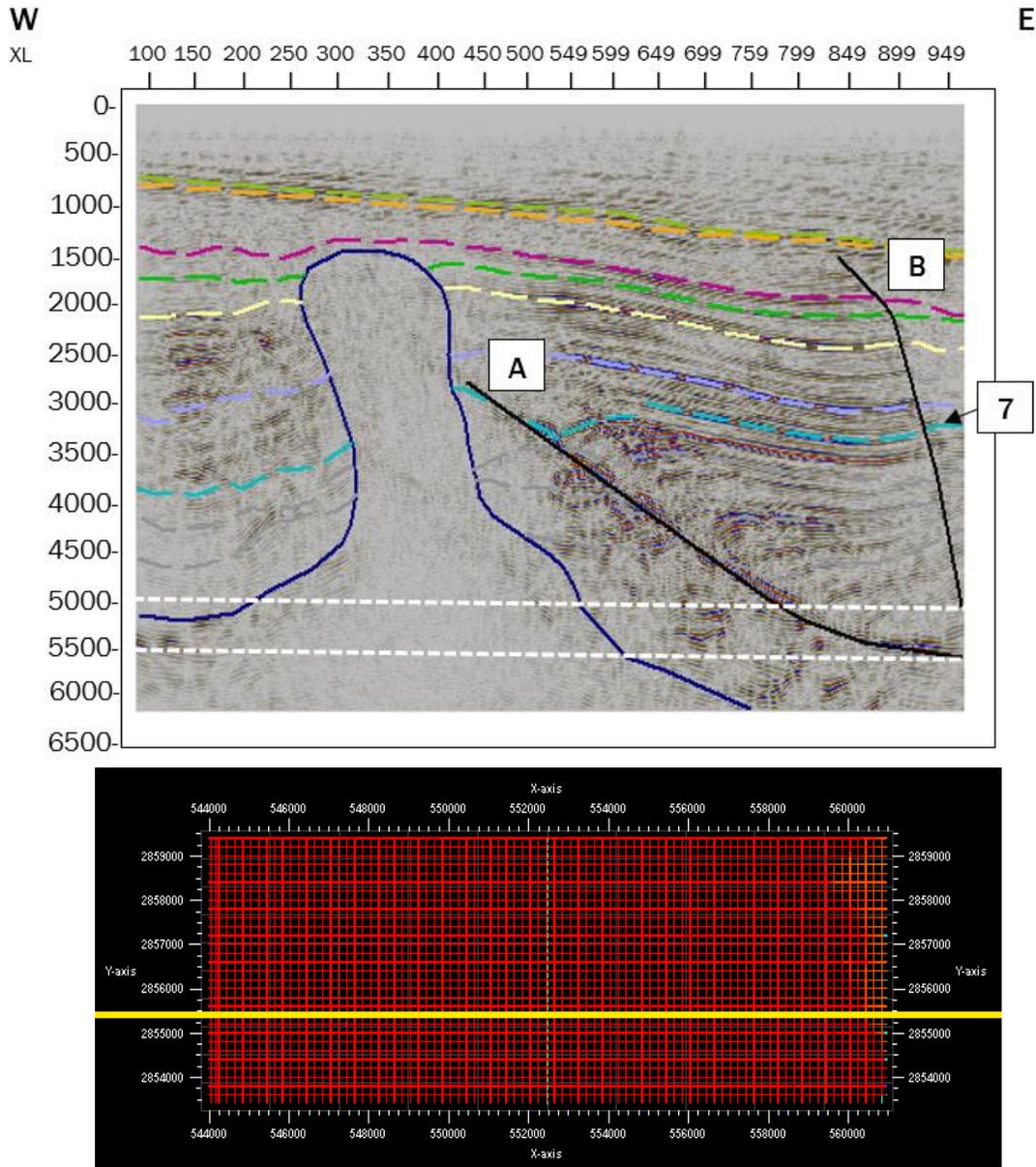


FIGURA 3.16. Sistema de fallas principales en IL 200.

Los horizontes tienden a disminuir su espesor abruptamente hacia el este.

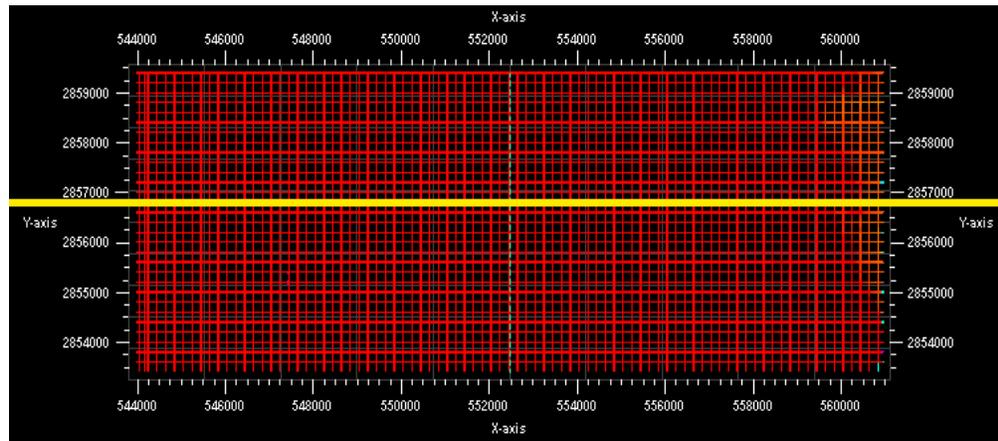
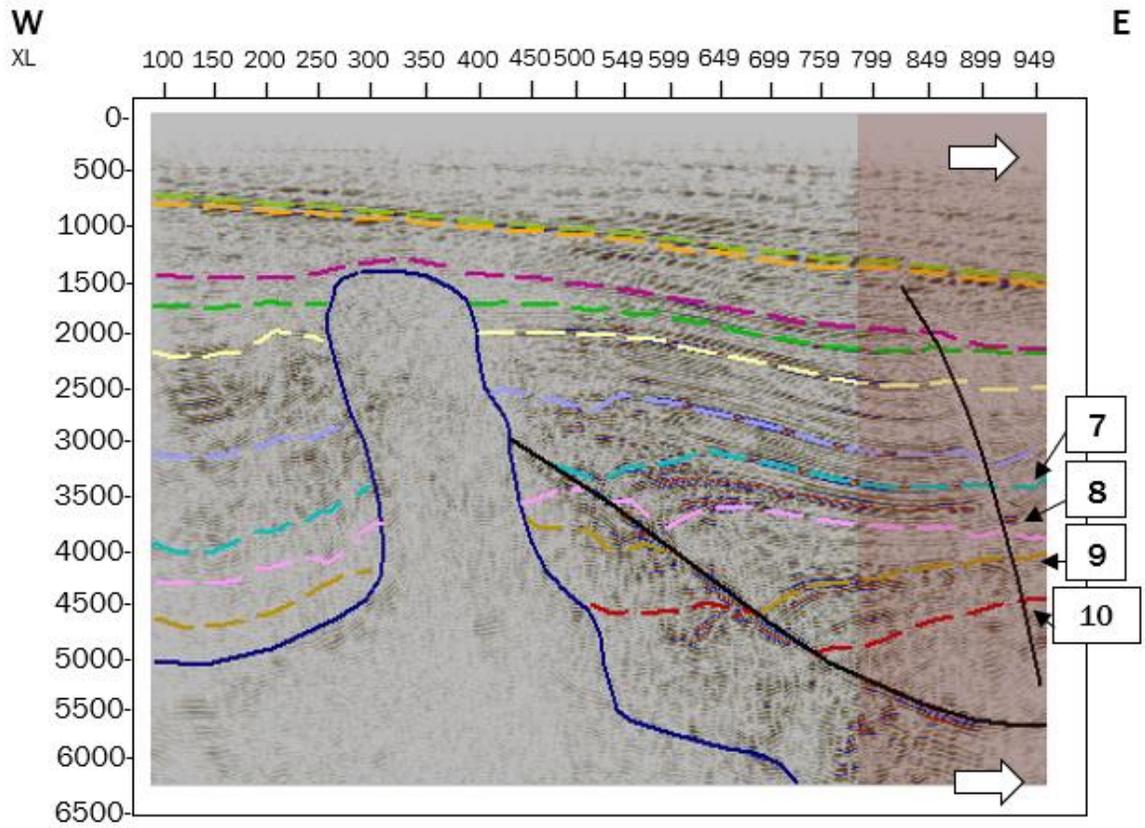


FIGURA 3.17. Identificación de horizontes 8, 9 y 10 en IL 260.

La falla orogénica principal A orientada al oeste está asociada con otro sistema de fallas normales que corta verticalmente los estratos 3, 4, 5, 6, 7 y 8; también se observan cambios de reflexión de onda principalmente sobre los horizontes 5, 6, 7 y 8 y por debajo de la falla principal hacia la intersección 270 posiblemente asociado al movimiento del gas (FIGURA 3.18 y 3.19).

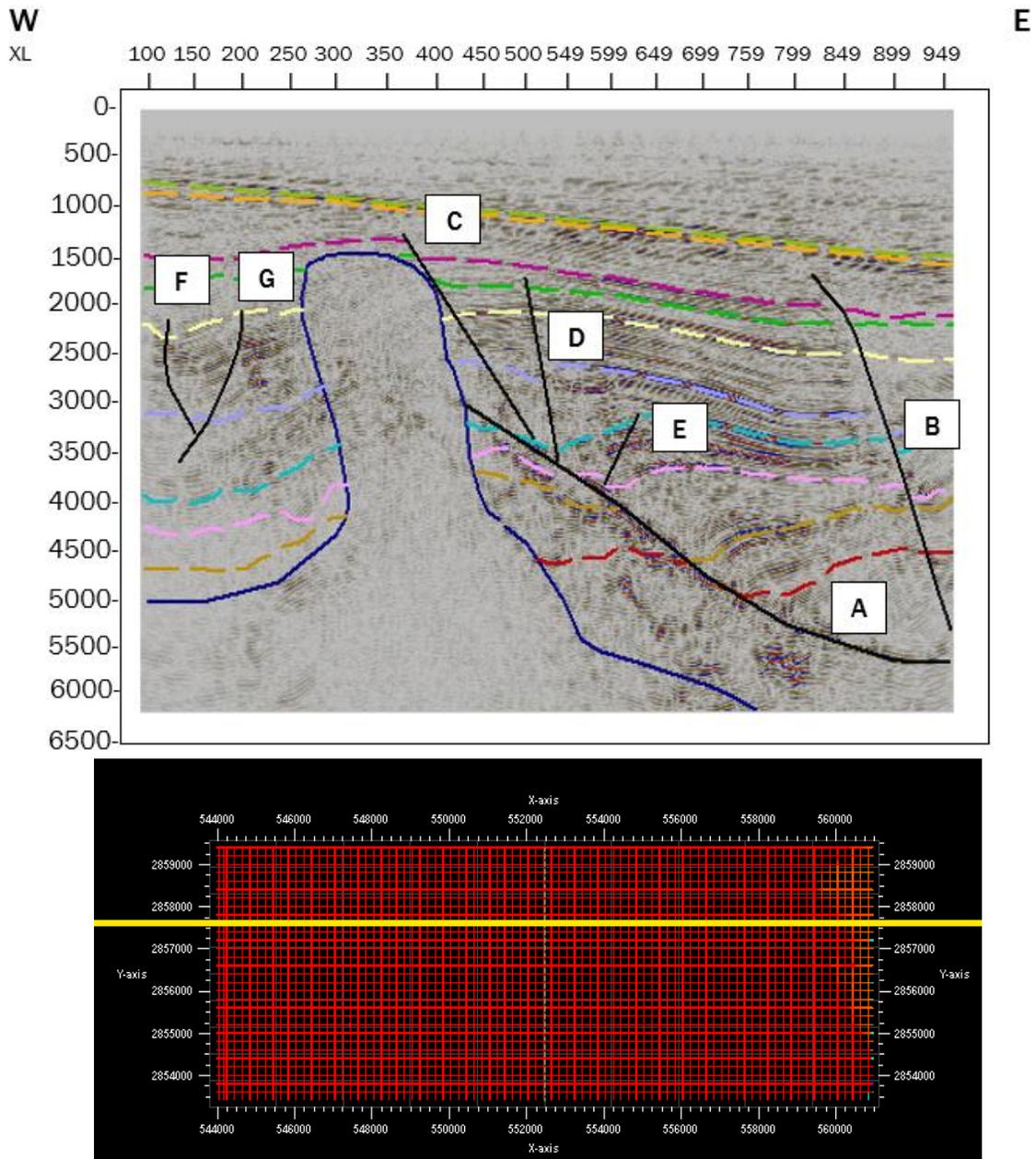


FIGURA 3.18. Identificación de sistemas de fallas en IL 310.

Es preciso aclarar que el criterio con el que se estableció el límite de la estructura en las secciones sísmicas presentadas fue la frontera de los datos de reflexión sísmica caótica (algunas de ellas reflexiones más débiles), con los datos de alta reflexión sísmica adyacente.

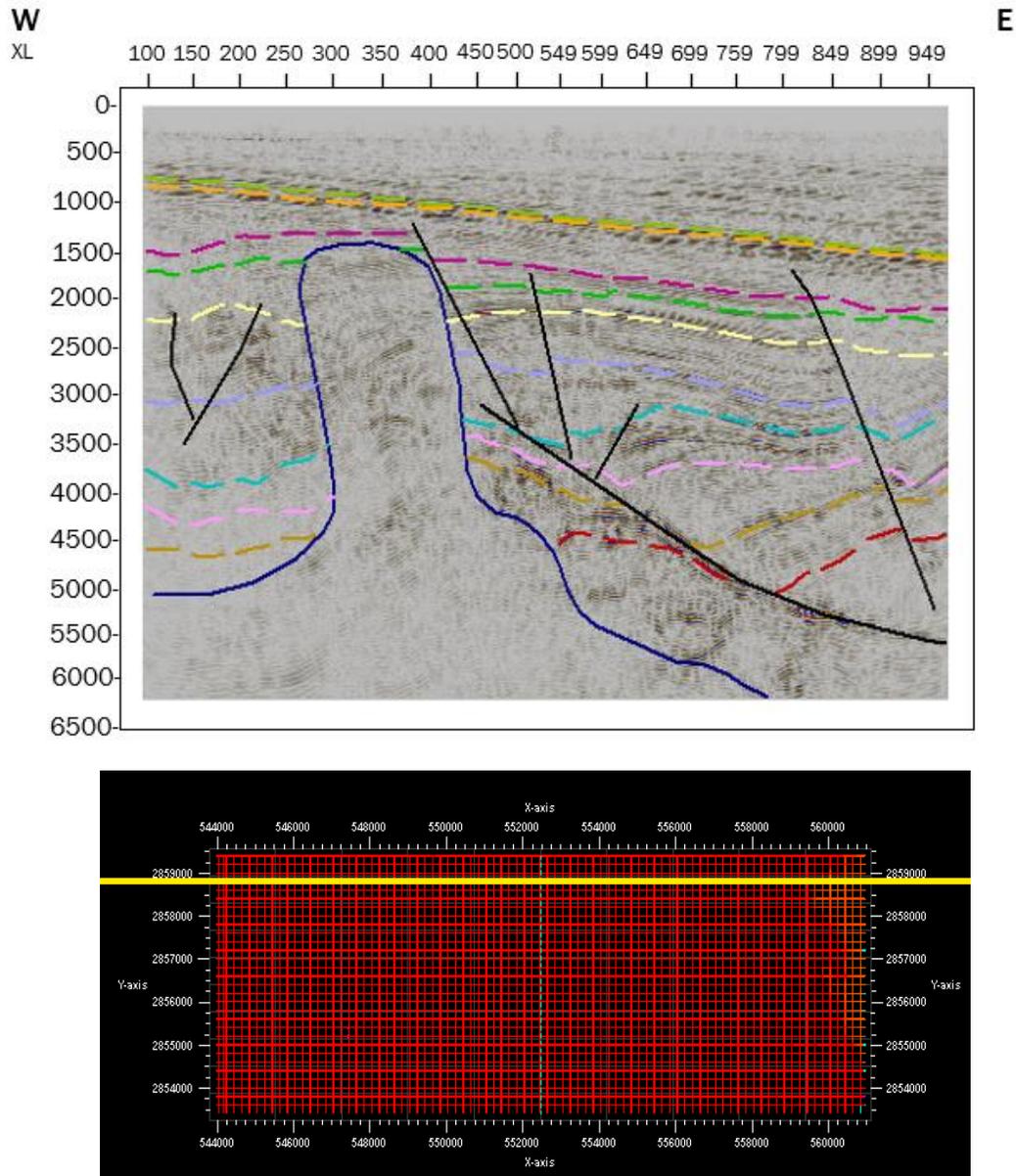


FIGURA 3.19. Imagen sísmica en IL 370.

En la dirección de las XL, hacia el sur no se presentan cambios importantes en la sísmica; se observa que los horizontes son continuos de espesores relativamente constantes. El horizonte 10 se vuelve más profundo conforme avanzamos al sur, es por esta razón que no aparece en la imagen sísmica como se puede apreciar en la **FIGURA 3.20**.

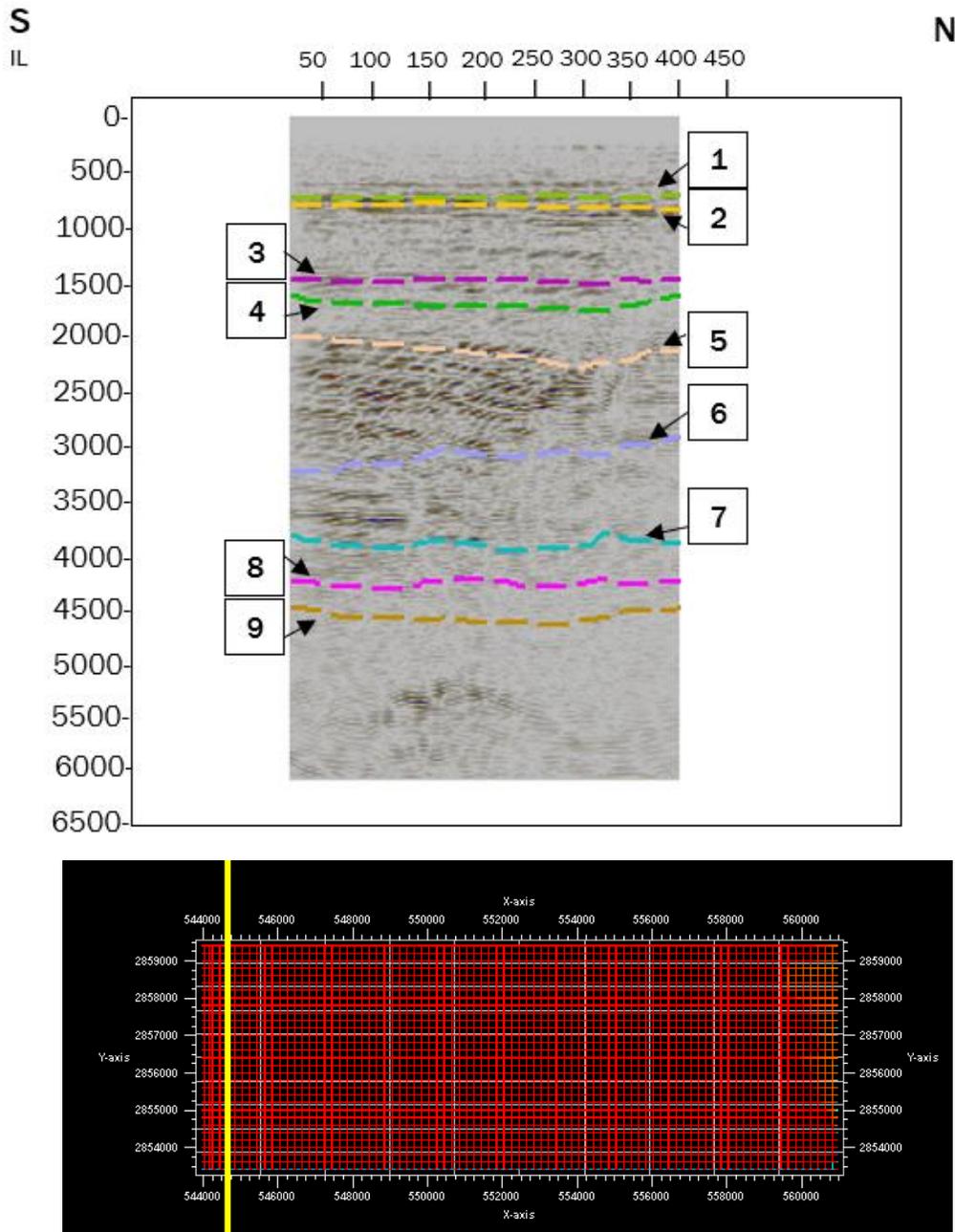


FIGURA 3.20. Identificación de horizontes en XL 135.

El impacto de la estructura identificada afecta la continuidad desde el horizonte 3 al 10. La **FIGURA 2.21** es la intersección a partir de la cual los horizontes salen del área de dicha área sobrepresionada.

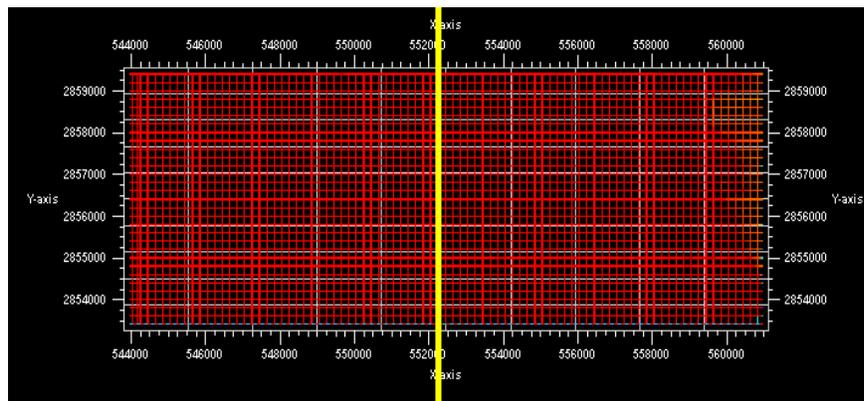
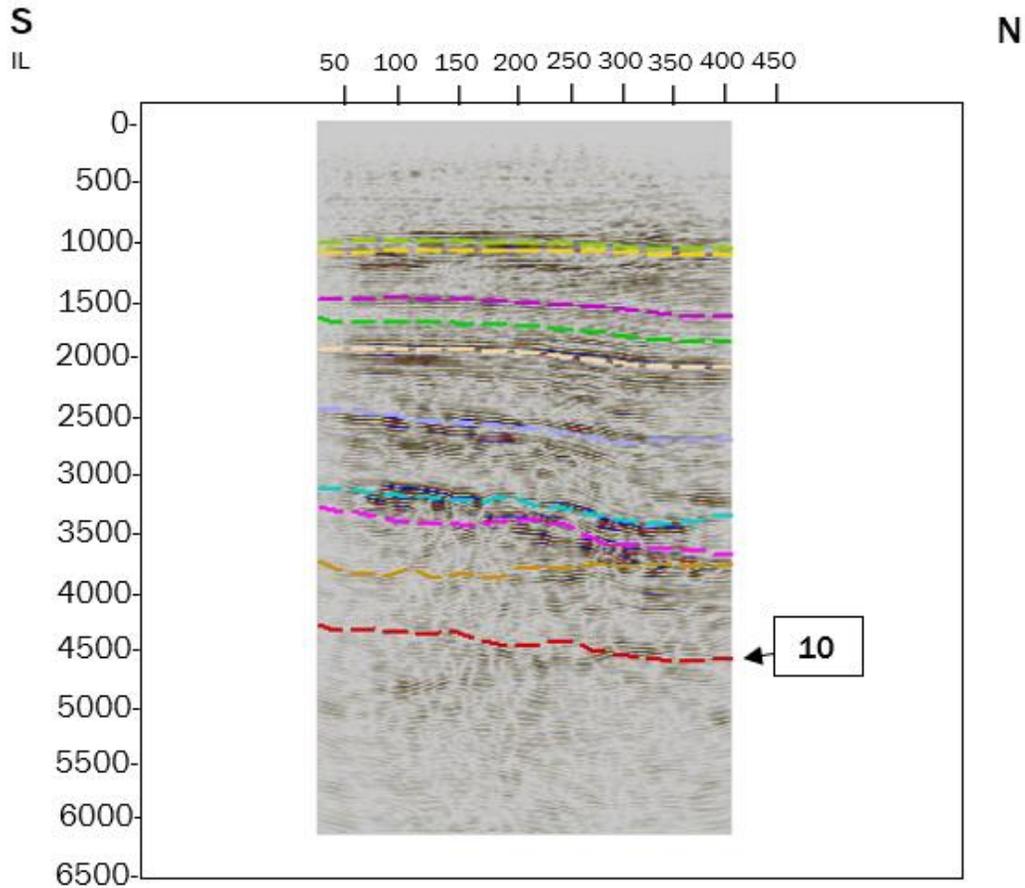


FIGURA 3.21. Imagen sísmica a partir de la cual regresa la continuidad de los estratos en XL 515.

Conforme avanza hacia el noreste disminuye en promedio 220 m los espesores los horizontes 9 y 10 (FIGURA 2.22 y 2.23).

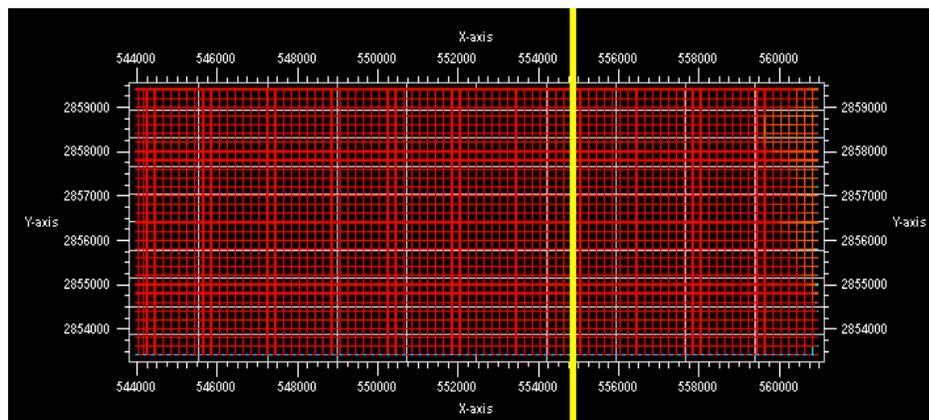
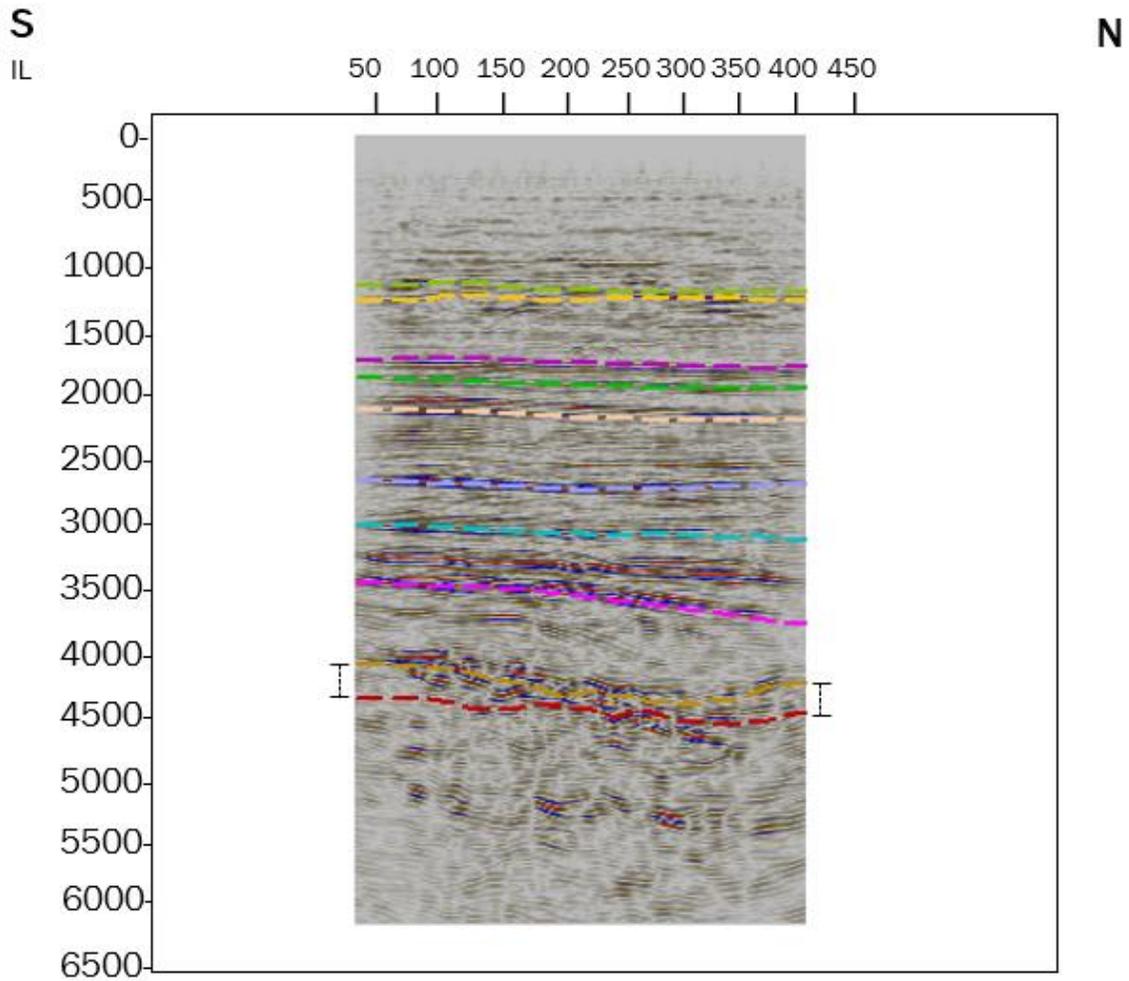


FIGURA 3.22. Disminución de espesores de horizonte 9 y 10 en XL 645.

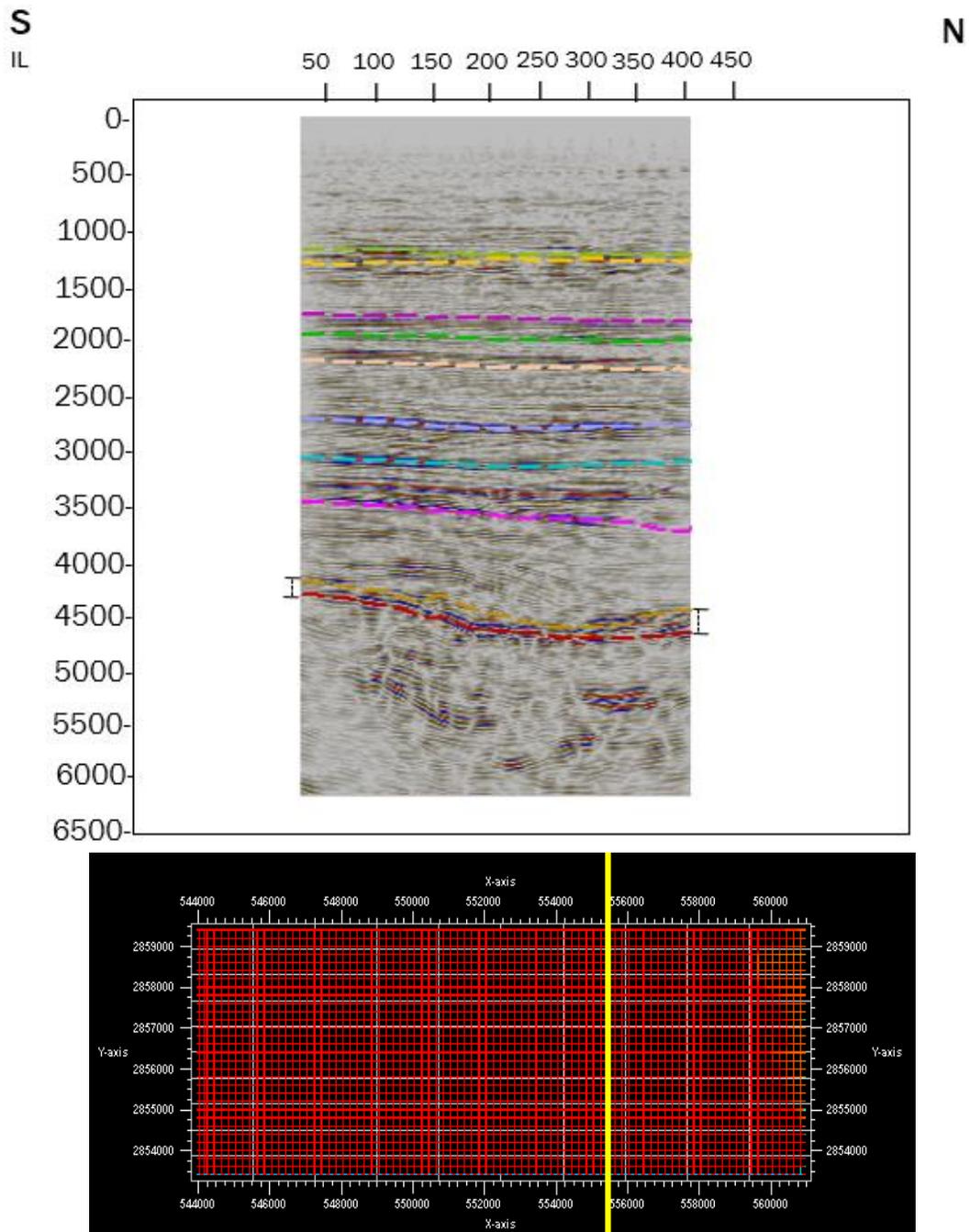


FIGURA 3.23. Disminución de espesores de horizonte 9 y 10 en XL 675.

Y a partir de XL 705 (**FIGURA 3.24**) vuelve a aumentar su espesor; lo que es consistente con los estratos afectados por la falla principal A en IL.

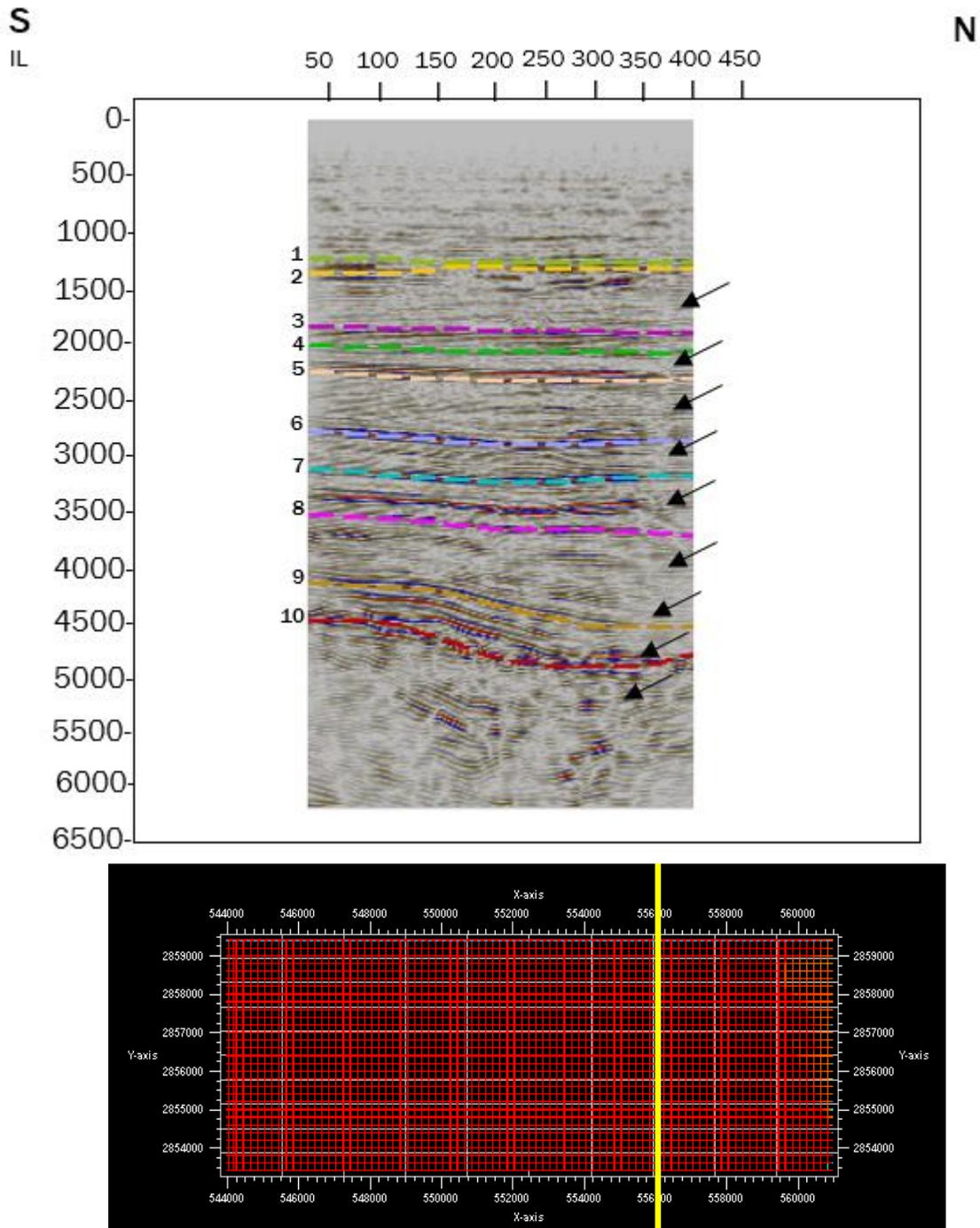


FIGURA 3.24. Imagen sísmica en XL 705.

Sobre XL 585 hasta 785 se observa una anomalía vertical que atraviesa desde los estratos más profundos hasta superficie, posiblemente una “chimenea de gas” o remanencia de materia. Indicada en las flechas negras de la **FIGURA 3.24** y **3.25**.

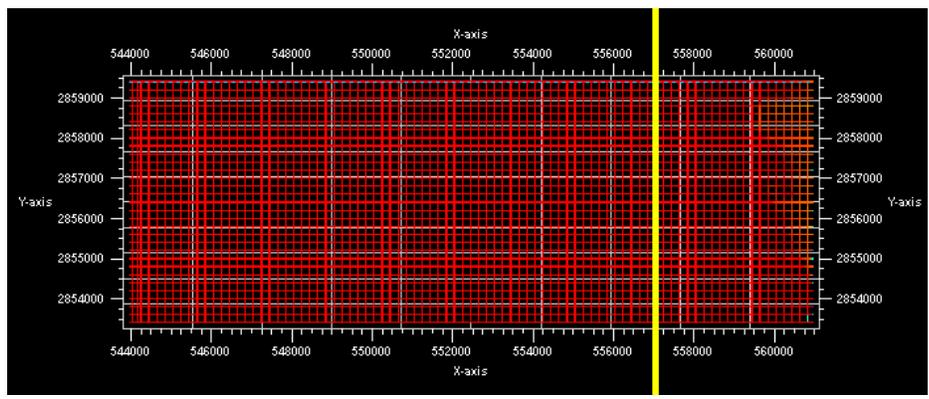
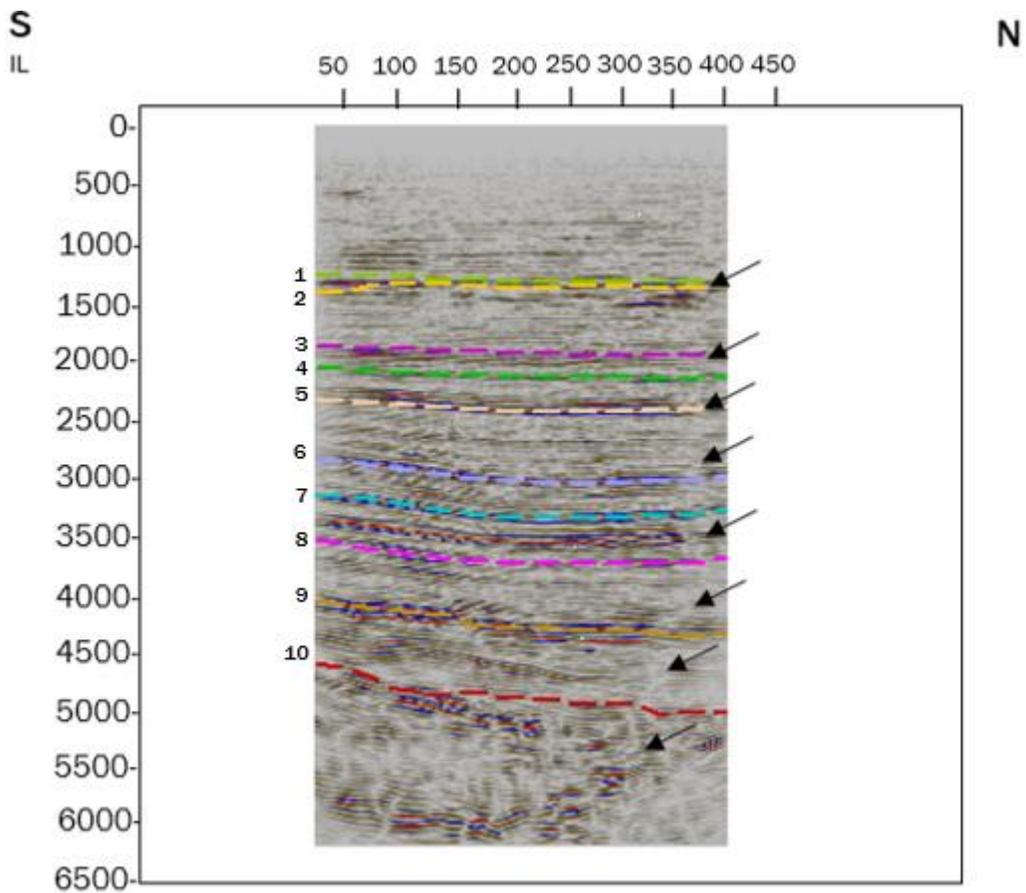


FIGURA 3.25. Identificación de anomalía vertical en XL 755.

Es evidente la formación de una falla asociada a la dirección IL observada en la **FIGURA 3.26**, que causa una reflexión débil pero algunas líneas se pueden correlacionar, se infiere que el área estratificada tuvo un proceso que dañó la calidad de los datos sísmicos.

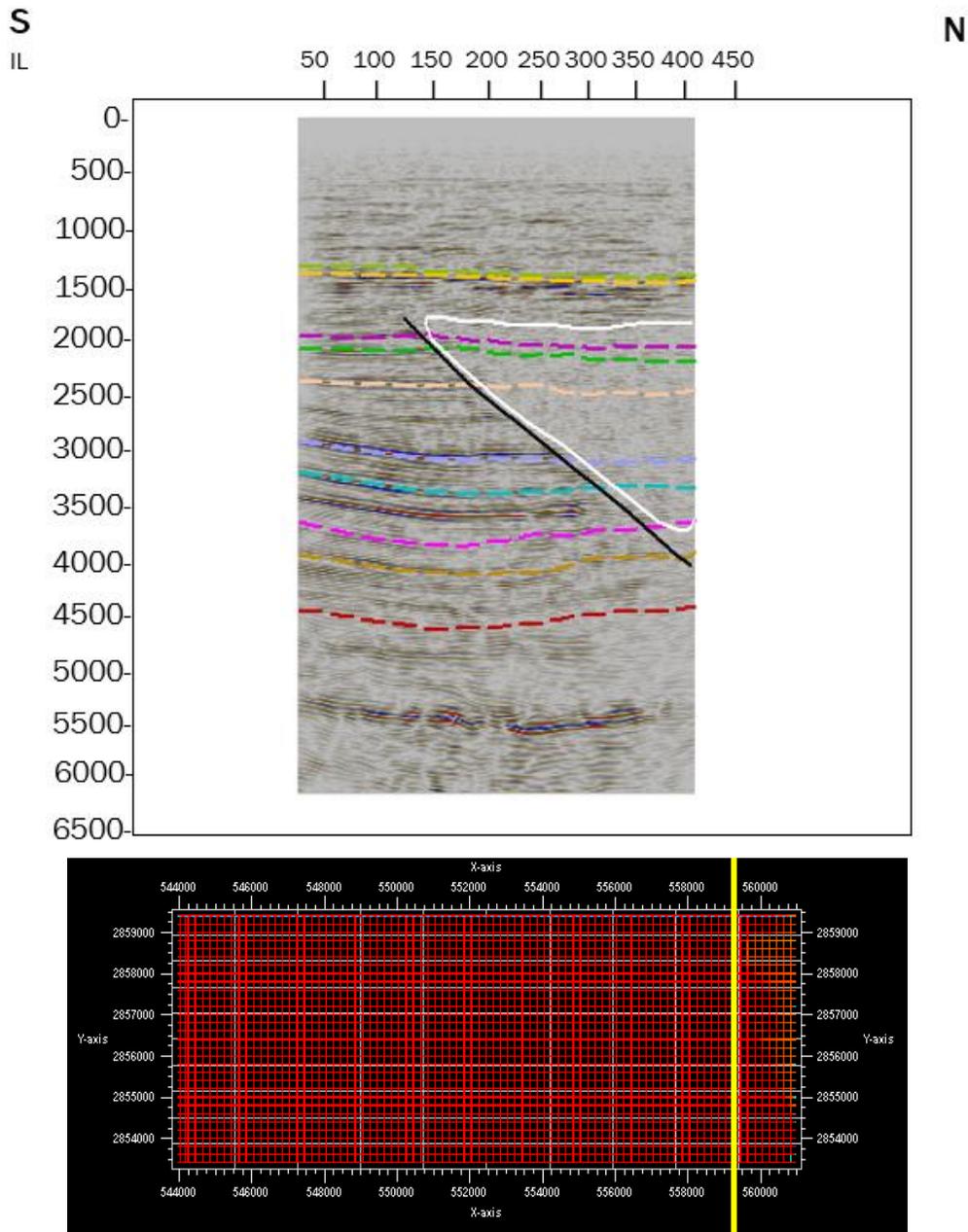


FIGURA 3.26. Identificación de "parche" en XL 865.

Se refleja un “parche” (**FIGURA 3.26 y 3.27**) que presenta características difusas que se va deformando y recorriendo de norte a sur e impacta aproximadamente 2.7 km desde las secuencias mesozoicas hasta las secuencias del Cenozoico.

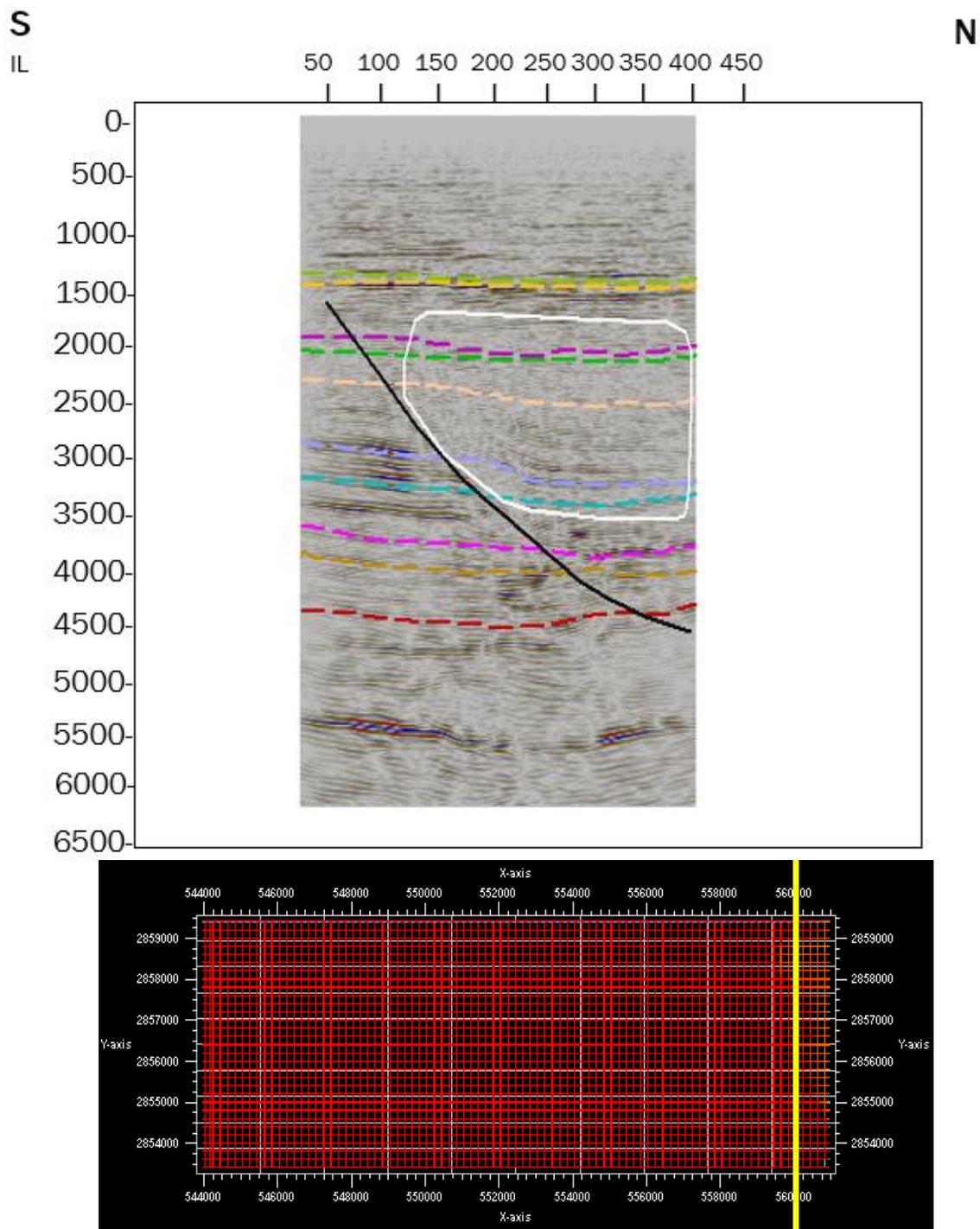


FIGURA 3.27. Identificación de “parche” en XL 905.

Este efecto se asocia con una intrusión de arcilla o la generación de metano desde acumulaciones más profundas que tienden a elevarse debido a que no hay un sello efectivo en las rocas que están por encima de los horizontes que se ven afectados y reflejando en la señal sísmica un patrón característico desde la parte más profunda hasta aproximadamente 3,500 m, por debajo de los horizontes 10, 9 y 8.

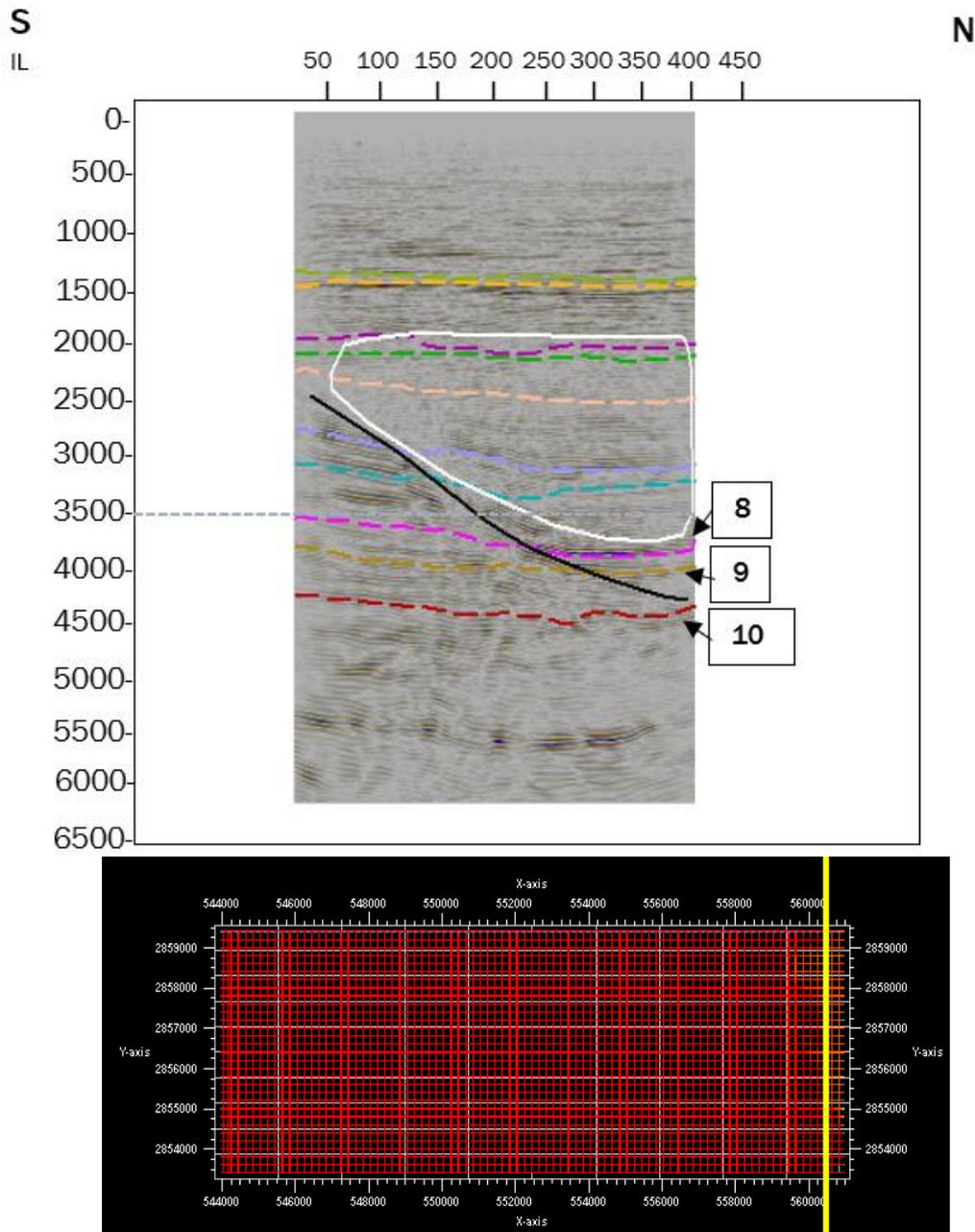
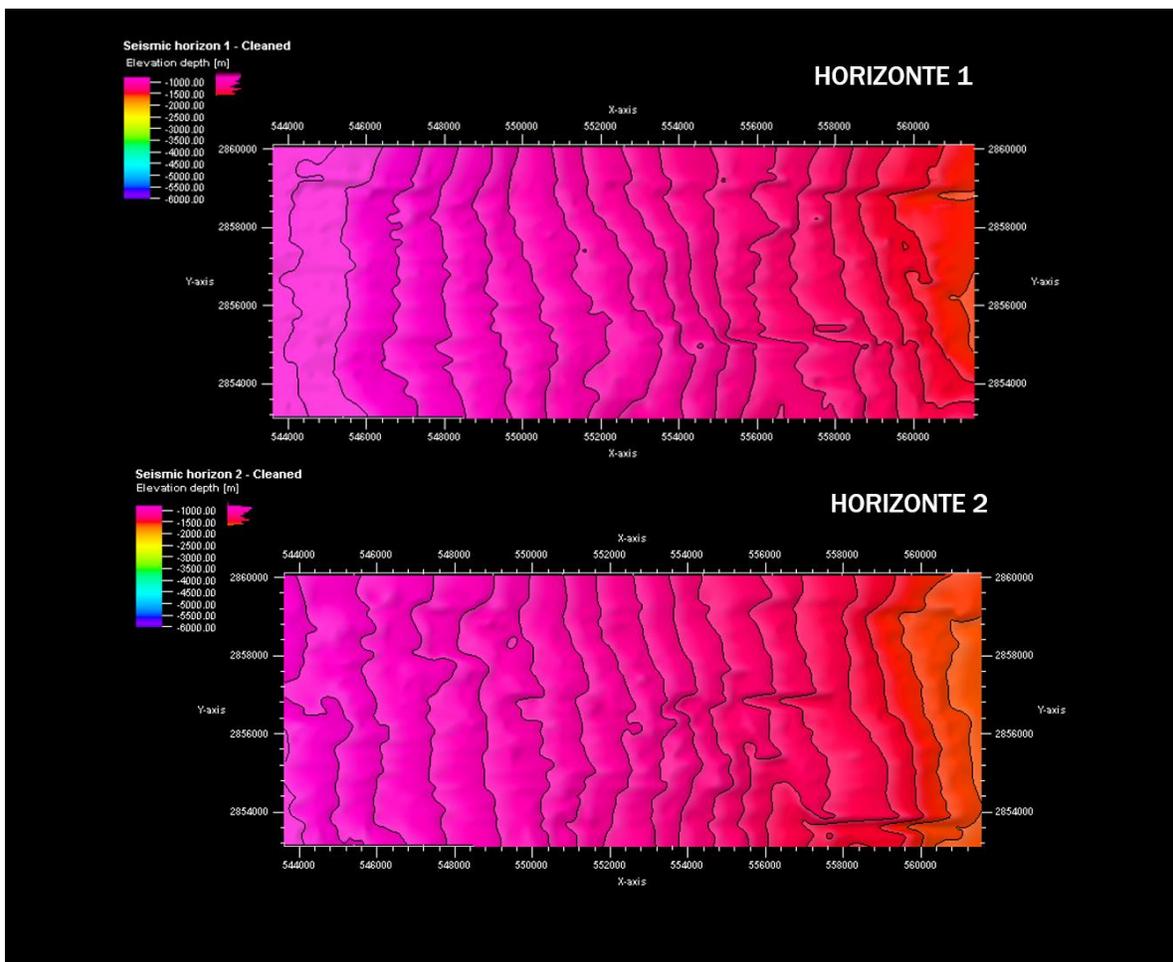


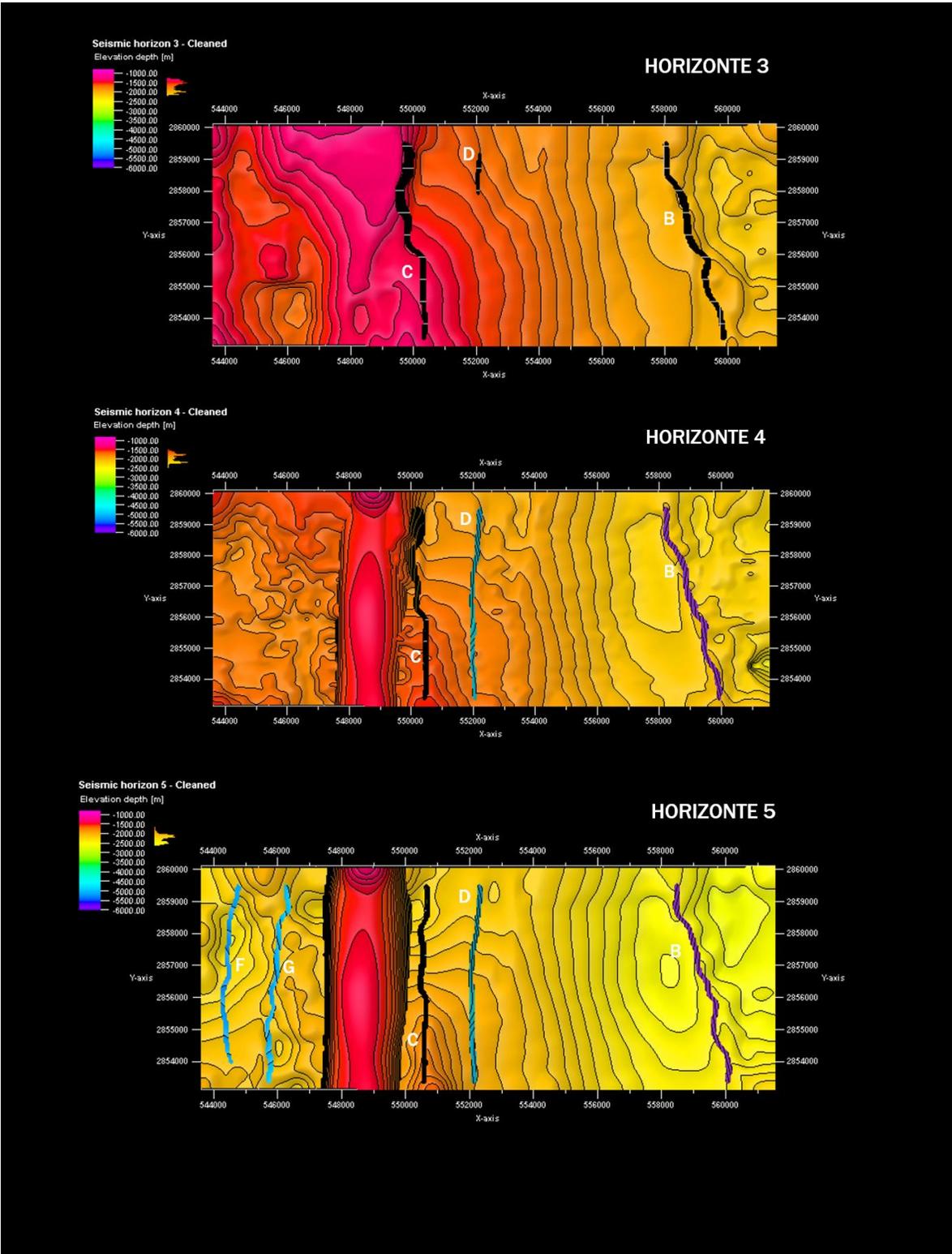
FIGURA 3.28. Imagen sísmica en XL 925.

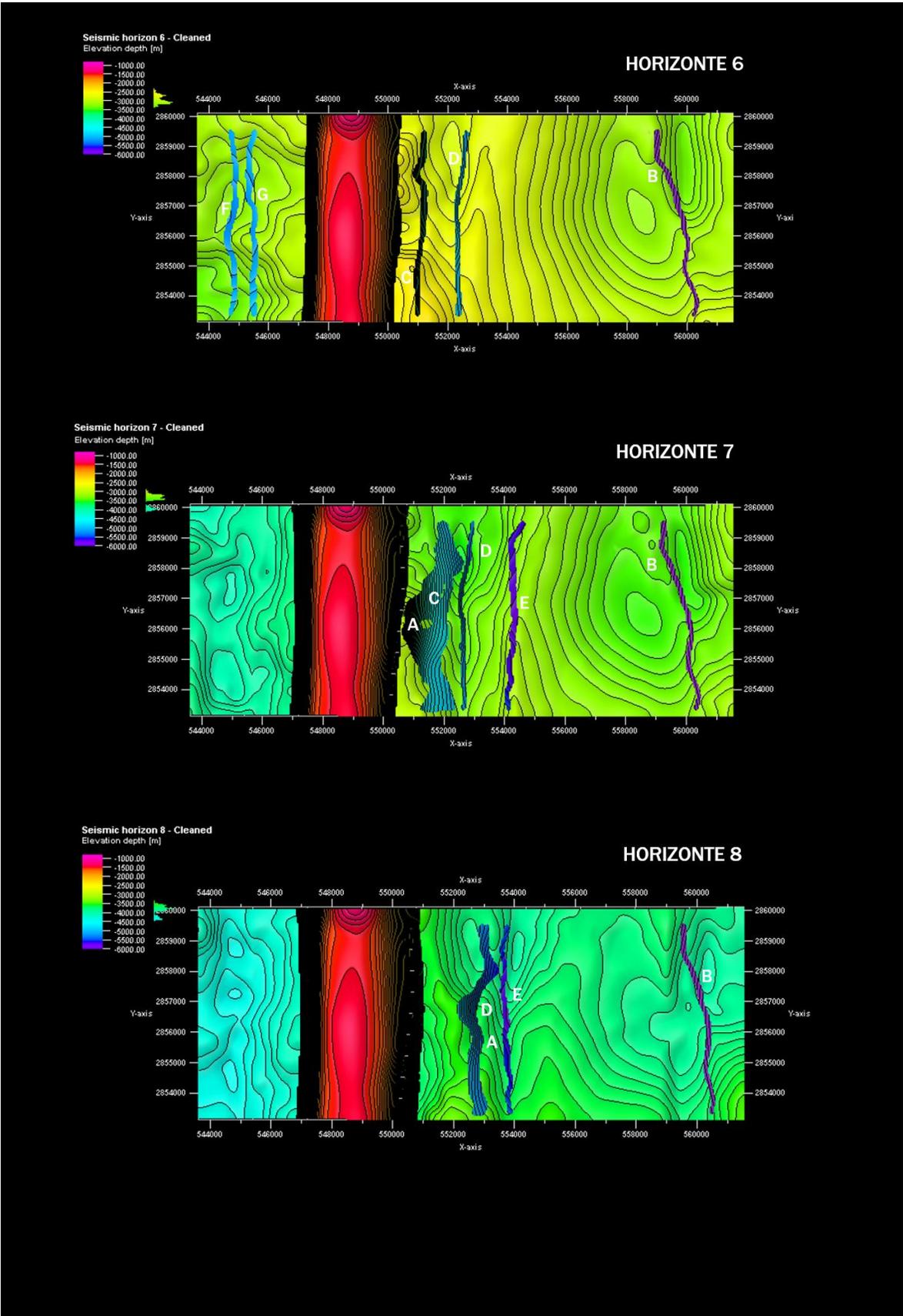
Las potenciales zonas de acumulación de hidrocarburos identificadas son de tipo estructural y están definidas por secuencias clásticas bien consolidadas, aptas para la acumulación de hidrocarburos, se asocia con el décimo horizonte; el cual es una superficie discordante que a mayor profundidad funciona como ruta de migración de hidrocarburos (**FIGURA 3.28**).

A partir de la intersección XL 800 en adelante se dificulta la identificación de la continuidad de los horizontes, por lo que se infiere que solo una porción de la región está influenciada por el “parche” no identificado.

La identificación previa permitió la creación de las superficies características de cada horizonte presentadas a continuación:







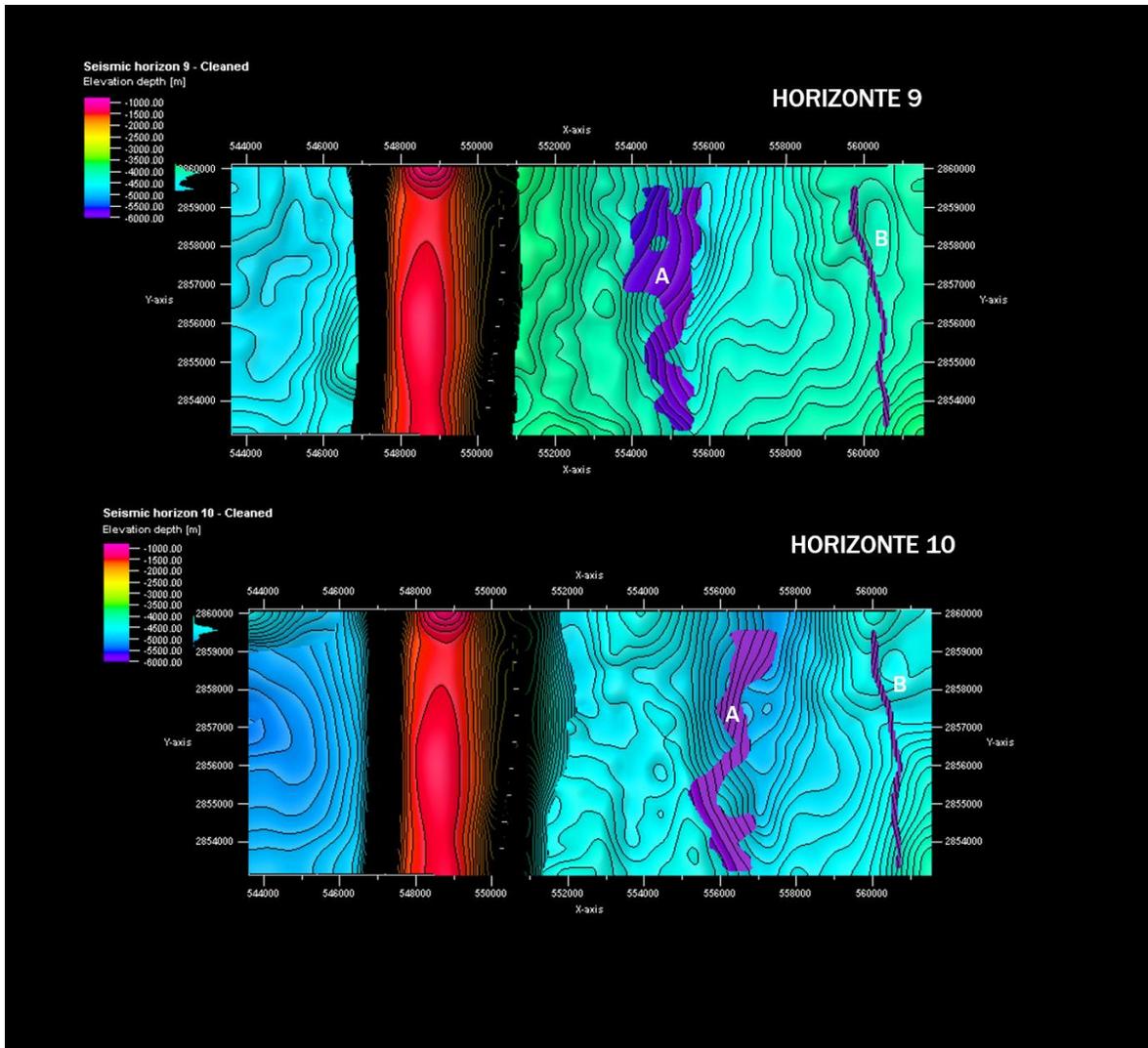


FIGURA 3.29. Superficies correspondientes a los horizontes interpretados.

En la **FIGURA 3.29** se puede apreciar que, de manera general, en los primeros dos horizontes, los estratos se vuelven más profundos hacia el este alcanzando hasta 1700 m. La falla A, B y C impactan a partir del horizonte 3; la falla F y G a partir del horizonte 5. También se aprecia, que los estratos más profundos se encuentran asociados a la intrusión identificada y el horizonte 10 alcanza profundidades de hasta 5500 m.

Creando en conjunto:

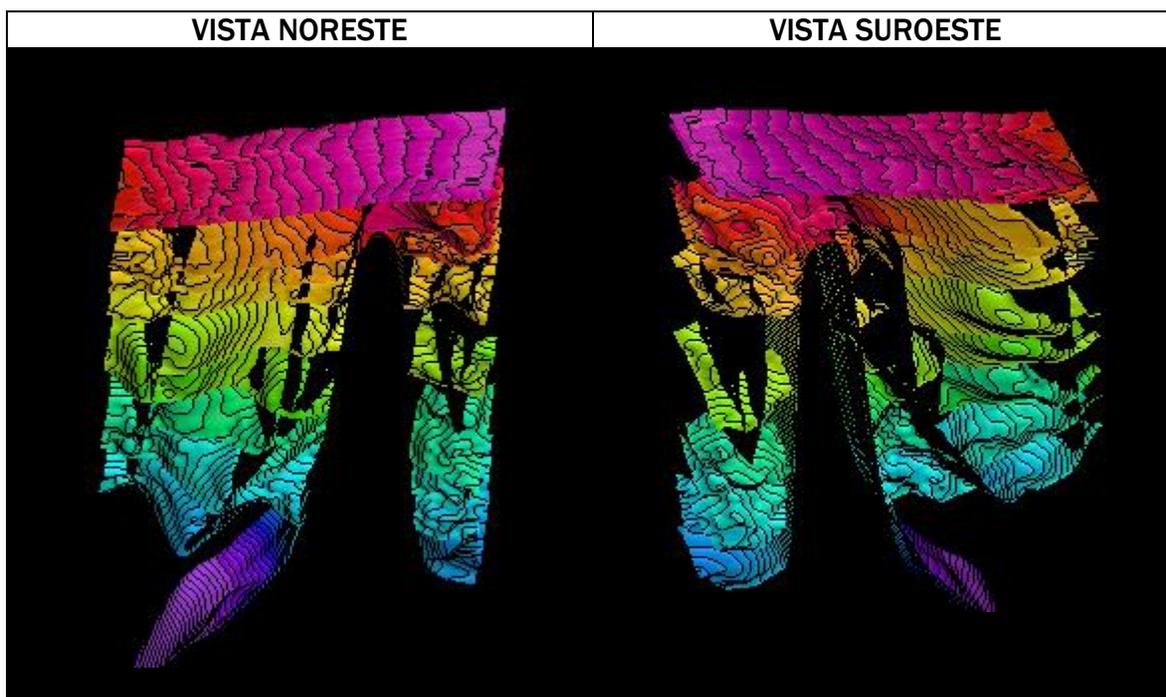


FIGURA 3.30. Conjunto de superficies de horizontes interpretados en diferentes vistas.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La integración de datos geofísicos en la cuenca de Burgos indica que, en la actualidad, la carga de sedimentos y el diapirismo asociado a la arcilla han llevado a la creación de una gran cantidad de posibles geometrías de trampas de gas.

A partir de las superficies interpretadas y descritas en el capítulo anterior, se creó el modelo geológico para ayudar a entender la región obteniendo los siguientes resultados (**FIGURA 4.1**).

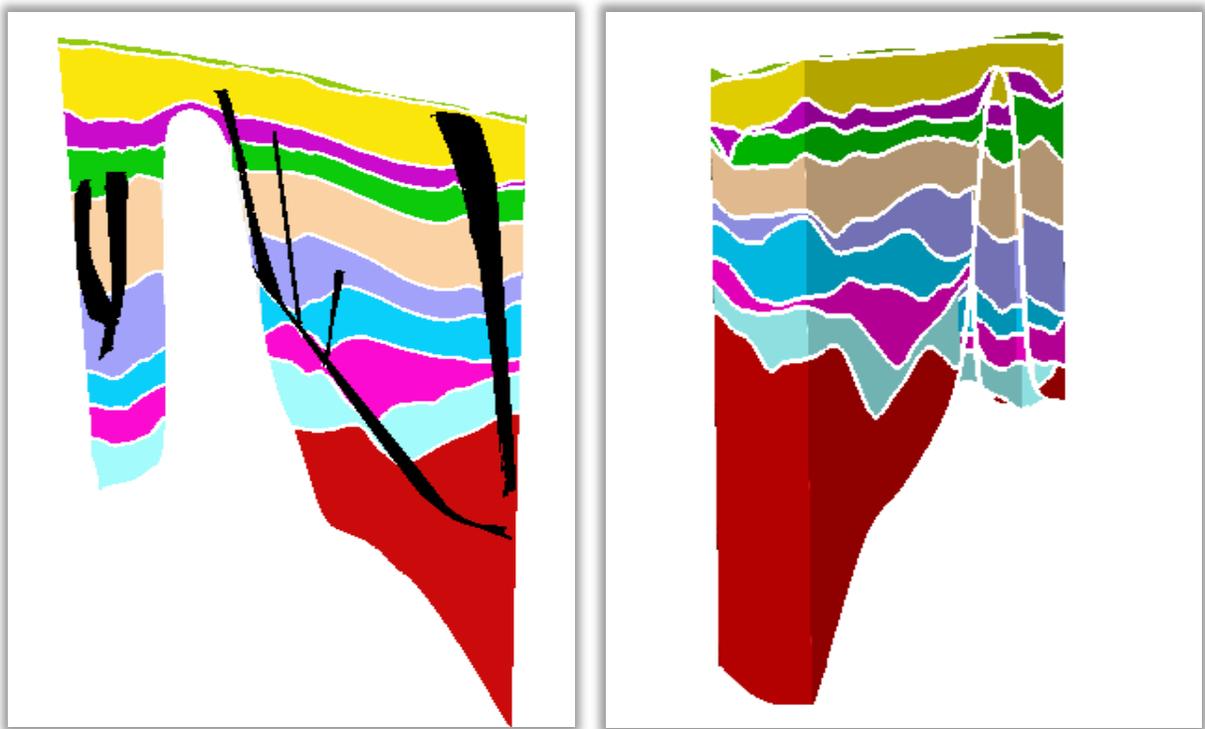


FIGURA 4.1. Vista Sur y Noreste del modelo geológico del área de estudio.

Es importante definir el sistema petrolero de la región para facilitar la elaboración de los mapas con los elementos geológicos que pueden impactar en la exploración de hidrocarburos. La estructura de la trampa, el yacimiento y la distribución del sello son elementos indispensables para la evaluación.

La lutita subcompactada con presencia de gas metano es inestable y a menudo tiende a formar diapiros. Las características principales de estas rocas es la plasticidad del material por el que están formadas y su baja densidad. Además de estar relacionadas con potenciales rocas madre, constituyen barreras efectivas de permeabilidad, por lo que influyen tanto en rutas de migración como en posibles trampas.

La presión a la que están sometidas es responsable de la compactación, aunque no necesariamente es la sobrecarga de los sedimentos la que influye más, sino también las presiones provenientes del tectonismo de la región, el desplazamiento por gravedad y la generación de gas (Hollis D. Hedberg, 1974). Cabe señalar que la presencia de fallas aumenta el riesgo de que los hidrocarburos migren y rompan el sello. Las características de la estructura subcircular que se interpretó en este trabajo, se resumen en la **FIGURA 4.2** y en la **TABLA 3**. El diapiro de arcilla identificado tiene una cresta típica rodeada por flancos que varían de pendiente entre $\pm 18^\circ$ y $\pm 22^\circ$ con longitud de diámetro de 1.9 km a 2.78 km.

Las rocas generadoras de la región son de edad Cretácica y se componen de secuencias arcillosas con materia orgánica tipo II. La ruta de migración en este tipo de estructuras suele ser inducida por el metano debido a que contribuye al movimiento de la lutita generando fracturas.

Profundidad	4,800.93 m
Longitud	12,794.2 m
Forma	Circular
Diámetro máximo	2,782.95 m
Diámetro mínimo	1,979.64 m
Estructura de perfil	Subcircular con colapso asimétrico en el borde hacia el sureste
Pendiente	18°-22°
Características acústicas	Respuestas caóticas en forma de domo y un parche indistinto
Resumen Sedimentario	Arcilla superpuesta por secuencias terrígenas de arena
Interpretación	Diapiro de arcilla único asociado con chimeneas de gas Los últimos estratos se truncan hacia el noroeste debido a la formación de la estructura; mientras que hacia el sureste del
Observaciones	flanco debido a la falla principal los estratos colapsan ligeramente. Además, se una zona tipo parche sin respuesta acústica clara en los sedimentos más someros, y probablemente asociada al gas.

TABLA 3. Resumen morfológico, características acústicas y naturaleza sedimentaria de la estructura subcircular.

El movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre se ve afectado por los siguientes puntos: (1) creación de topografía, (2) plegamientos y (3) fallas. Los pliegues y fallas inclinan los estratos permeables creando vías de migración, haciendo que los hidrocarburos se muevan hacia altos estructurales; sin embargo, también pueden provocar bloqueos para el movimiento de fluidos. Cuando estas estructuras atrapan una gran columna de hidrocarburos, la presión del fluido en la parte superior de la trampa puede vencer el esfuerzo principal mínimo haciendo que se fracture el sello y permita que los hidrocarburos se filtren creando una nueva ruta de migración, que a veces, contribuye a la fuga del hidrocarburo a la superficie, creando lo que se denomina volcán de lodo (Martin P. A. Jackson and Michael R. Hudecc, 2017).

Tomando los resultados del presente trabajo se identifican varias zonas de acumulación de hidrocarburos en secuencias clásticas principales ubicadas en trampas de tipo estructural (específicamente entre los horizontes 7 y 8) en los flancos del diapiro de arcilla y entre las fallas principales selladas por lutitas.

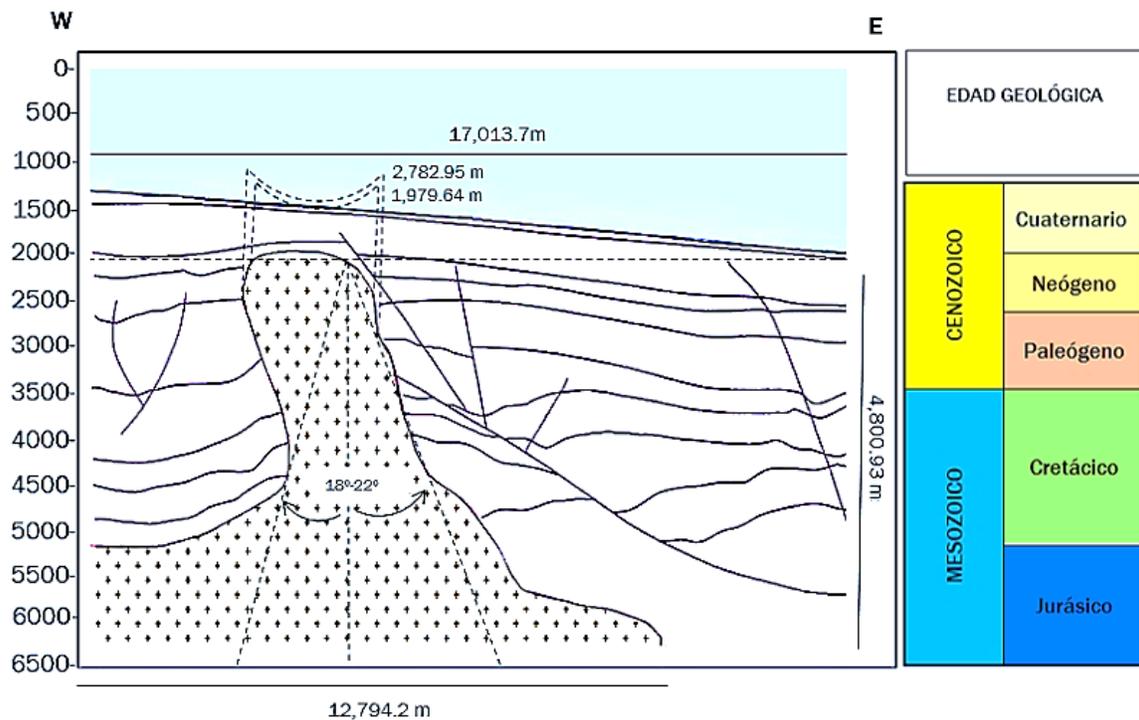


FIGURA 4.2. Esquema caracterizado de la zona de estudio.

A continuación, en el capítulo 4.1, 4.2 y 4.3 se abordaran antecedentes que brindan soporte a los resultados obtenidos.

4.1 Origen de los diapiros arcillosos

El análisis de los horizontes cronoestratigráficos y las estructuras diapíricas que se manifiestan permiten crear inferencias de su desarrollo e impacto en la región.

La formación de los diapiros arcillosos de material antiguo, están asociados con secuencias sedimentarias de varios kilómetros a profundidades significativas, concentrados en cinturones orogénicos relativamente jóvenes; en donde la baja permeabilidad de las formaciones inhibe el escape eficiente de los fluidos intersticiales haciendo que su presión se eleve por encima de la presión hidrostática, **FIGURA 4.3** (Nunes-Rubim, Carrión-Torrente y Sánchez-Roldán; 2017) causando una reducción en el esfuerzo efectivo. Por otra parte, la formación de los diapiros arcillosos de material reciente está asociados a ambientes de deltas del Cenozoico.

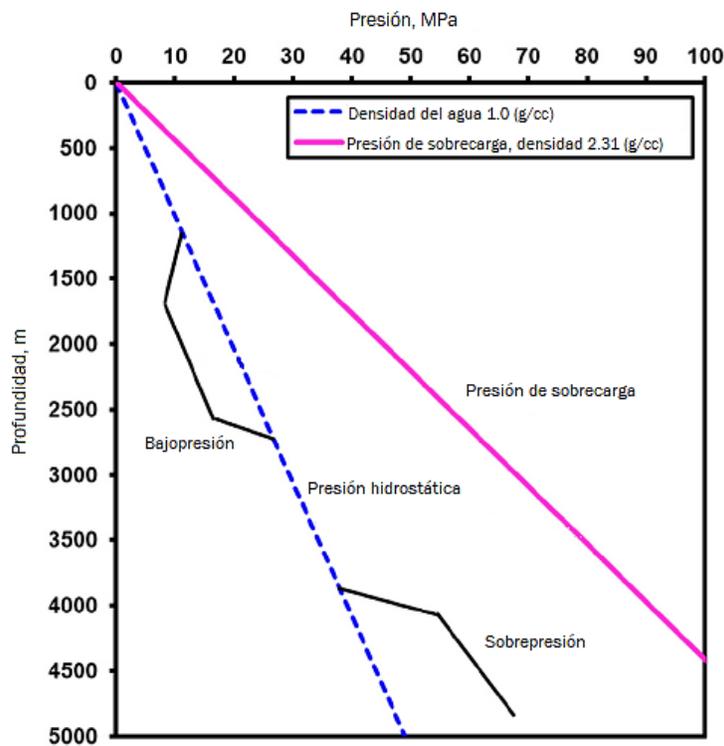


FIGURA 4.3. Fenómeno de bajopresión y sobrepresión en el subsuelo (Zhang, J. J., 2019).

4.2 Factores que determinan las características de un diapiro de arcilla

- I. Carga sedimentaria y tectónica (espesor)
- II. Carga orgánica (Generación de hidrocarburos)
- III. Presiones intersticiales anormalmente altas
- IV. Densidad

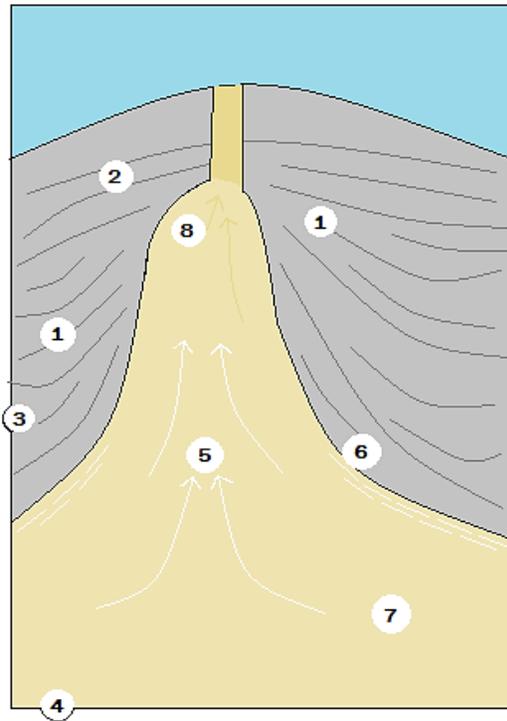
4.2.1 Carga sedimentaria y tectónica

La porosidad y permeabilidad de las formaciones están en función de su compactación; debido a que la arcilla tiene un alto grado de compactación, expulsa más líquido que cualquier otro sedimento. En consecuencia, crea su propia tectónica (denominada lutocinesis) que pueden ser volcanes de lodo o diapiros de arcilla; en donde hay presencia de presiones anormales (Potter, Maynard y Pryor, 1980).

La principal diferencia entre estas dos estructuras es que los volcanes de lodo llegan a superficie y expulsan material **FIGURA 4.4**; mientras que los diapiros de arcilla no perforan totalmente las formaciones del subsuelo, elevándose a un nivel por debajo de la superficie. Aunque tengan el mismo mecanismo de formación; si un diapiro de arcilla rompe las rocas suprayacentes y como consecuencia de la naturaleza plástica llega a superficie, se le denomina “volcán de lodo”. Inclusive varios de ellos se forman en las crestas de los diapiros (Dimitrov, 2002). De igual manera, se producen cambios químicos, mineralógicos y físicos importantes que dictaran las características de las estructuras formadas.

El primer factor está relacionado con el espesor ya que está directamente asociado a la tasa de sedimentación y compactación. La compactación disminuirá a medida que aumenta el grado de orientación de minerales arcillosos y compuestos orgánicos, es decir,

a medida que los granos aumentan tamaño; en secuencias de gran espesor provoca movimientos tectónicos tales como la creación de pliegues, domos y diapiros.



- 1 Expulsión de fluido de poros por compactación
- 2 Metano biogénico procedente de la degradación de materia orgánica
- 3 Flujo de fluido lateral a través de horizontes estratigráficos o zonas de falla
- 4 Migración de fluidos a lo largo de empuje profundamente asentado
- 5 Metano termogénico e hidrocarburos
- 6 Fluidos de deshidratación mineral (ópalo, esmectita)
- 7 Alteración de la roca de la corteza
- 8 Expulsión de fluido por deformación interna dentro de la intrusión diapírica

FIGURA 4.4. Diagrama esquemático de intrusión diapírica/volcán de lodo con posibles fuentes de fluido (modificado de Achim J. Kopf, 2000).

Varios autores como Athy en 1930, Hedberg en 1936, Dickinson en 1953, Weller en 1959, Proshlyakhov en 1960, Hosoi en 1963, Ham en 1966, Foster y Whalen en 1966, Meade en 1966 y Magara en 1968 han modelado la variación de porosidad en función de la profundidad. Esto basado en experimentos con núcleos de diferentes formaciones de lutitas, **FIGURA 4.5** (Herman H. Rieke III y George V. Chilingarian ,1974).

Se puede observar que hay una gran diferencia entre cada una de ellas debido a la edad geológica, composición y tectónica de la región; sin embargo, todas presentan el mismo comportamiento donde hay una mayor pérdida de porosidad en las profundidades más someras.

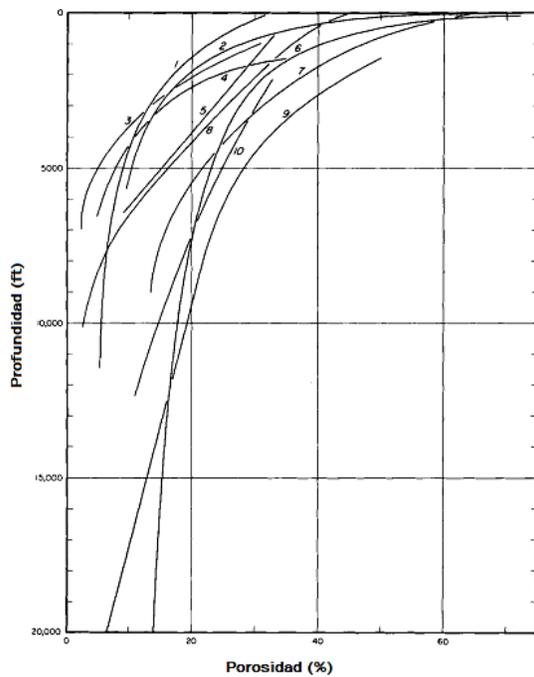


FIGURA 4.5. Variación de la porosidad de lutitas con la profundidad en cuencas sedimentarias por varios autores (1) Proshliajov, (2) Meade, 1966 (3) Athy, 1930 (4) Hosoi, 1963 (5) Hedberg, 1936 (6) Dickinson, 1953 (7) Magara, 1968 (8) Weller, 1959 (9) Ham, 1966 (10) Foster y Whalen, 1966 (modificado de Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974).

4.2.2 Carga orgánica

Otro proceso que actúa en combinación con la carga sedimentaria y tectónica son los fenómenos diagenéticos, efectos termodinámicos y efectos bioquímicos. Debido a que para mantener las condiciones de sobrepresión la lutita debe sellarse de manera efectiva, procesos diagenéticos tales como la cementación y recristalización (transformación de illita a esmectita, liberando agua y aumentando la presión intersticial) contribuyen a la formación de las barreras de permeabilidad en el contacto entre la lutita y la sobrecarga (Van Rensbergen, P, Morley, C K, Ang, D W, Hoan, T Q, Lam, N; 1999). La interacción compleja entre los procesos químicos y la compactación mecánica (**FIGURA 4.6**) provoca cambios en

propiedades tales como: porosidad, permeabilidad, resistencia y densidad de los sedimentos.

La carga orgánica en lutitas determina el contenido de hidrocarburos, durante y poco después de la deposición. Es por esta razón que la generación de hidrocarburos se rige por la cantidad de materia orgánica presente, su tipo y su estado de madurez térmica.

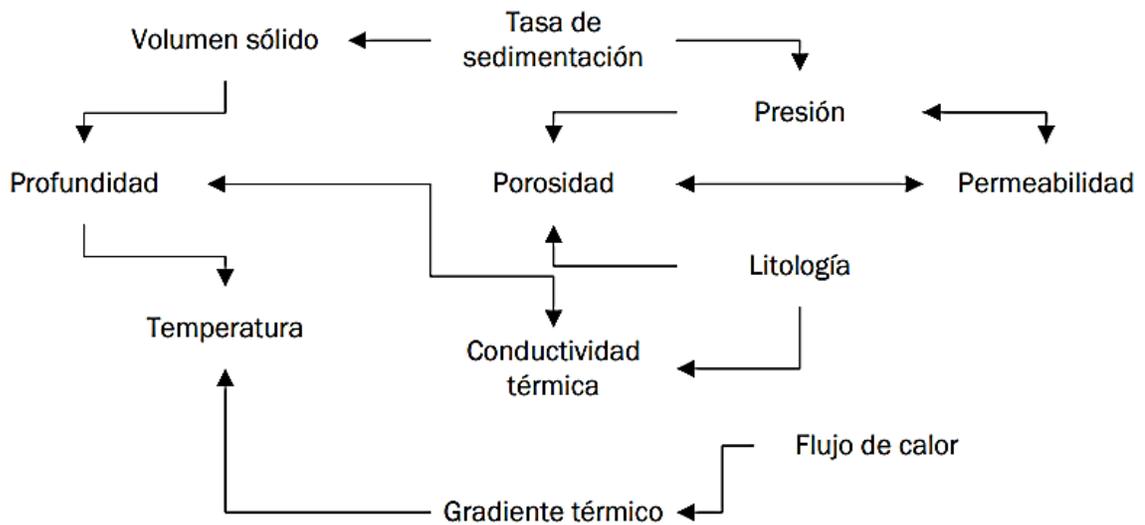


FIGURA 4.6. Interacción de parámetros que influyen en el proceso de formación (modificado de Day-Stirrat, McDonnell and Wood, 2010).

Generalmente los yacimientos que presentan este fenómeno suelen ser compactos y con rocas generadoras maduras ricas en materia orgánica; en el cual la conversión de líquido a gas aumenta el volumen aproximadamente 500 veces y la presión se duplica o triplica (Luo y Vasseur, 1996).

4.2.3 Presiones intersticiales anormalmente altas

Compactación por desequilibrio

Los fluidos que quedan atrapados durante el enterramiento, deshidratación y compactación inducen una sobrepresión en la lutita que contrarresta la compactación, pero crea un aumento en la presión paralelo al gradiente litostático (Van Rensbergen, P, Morley, C K, Ang, D W, Hoan, T Q, Lam, N T; 1999).

En particular es importante entender la geopresión de los yacimientos para poder controlar la perforación. Si la presión de los fluidos intersticiales es mayor que el gradiente de presión hidrostática está sobrepresionada. Los mecanismos para la generación de sobrepresión se categorizan como: (1) Aumento de la tensión de compresión debido a la reducción de volumen de poros causada por la compactación de desequilibrio y compresión tectónica, (2) Cambio de volumen de fluido causado por aumento de temperatura, diagénesis y generación de hidrocarburos; y (3) el movimiento de fluidos y los procesos relacionados con las diferencias de densidad entre los fluidos.

En condiciones normales de enterramiento, se mantiene una compactación en donde hay un equilibrio entre la sobrecarga y la reducción del volumen. Sin embargo, cuando el entierro ocurre de manera rápida los fluidos contenidos en el volumen poroso no pueden ser expulsado, se eleva la presión de los fluidos intersticiales generando compactación en desequilibrio.

Este es el mecanismo que genera mayores sobrepresiones en las formaciones es la generación del gas ya que producen un aumento de volumen significativo (Van Rensbergen, P, Morley, C K, Ang, D W, Hoan, T Q, Lam, N T; 1999).

4.2.4 Densidad

Para que se eleve un cuerpo, es necesario una inversión de densidad. Esto quiere decir que cuando los sedimentos de las secuencias tienen diferencias mineralógicas como son el yeso, la halita y algunos minerales de arcilla de los grupos de caolinita, esmectita y vermiculita que tienen densidades más bajas que el cuarzo o el feldespato, permite el ascenso. Sin embargo, debido a la naturaleza de la arcilla deshidratada, el ascenso tendería a ser demasiado lento por lo que se requiere una fuerza adicional impulsora (Achim J. Kopf, 2000).

Varios autores como Skeels en 1943, Dickinson en 1953, Dallmus en 1958, Storer en 1959, McCulloh en 1967 e Eaton 1969 han modelado y ajustado la variación de la densidad conforme la profundidad en varias cuencas sedimentarias, **FIGURA 4.7** (Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974).

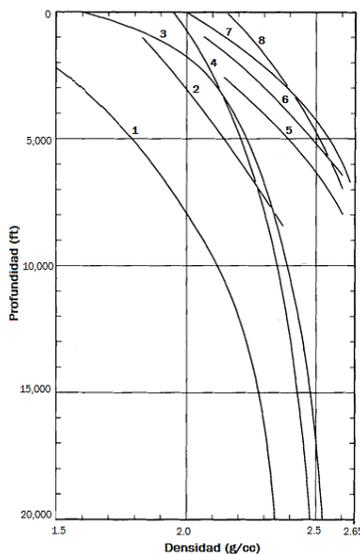


FIGURA 4.7. Variación de las densidades aparentes de lutitas con la profundidad en cuencas sedimentarias por varios autores (1) McCulloh, 1967 (2) Storer, 1959 (3) Dickinson, 1953 (4) Eaton, 1969 (5) Dallmus, 1958 (6) Skeels, 1943 (7) Dallmus, 1958 (8) Dallmus, 1958 (modificado de Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974; O'Brien, 1965).

El trabajo de Dickinson muestra la relación densidad-profundidad promedio de lutitas para formaciones del Cenozoico de la Costa del Golfo. Por lo tanto, hay densidades de lutitas que están por encima de la curva de Dickinson debido a que los fluidos no pudieron escapar generando sobrepresión y por debajo de la curva debido a la gran compactación en las zonas vecinas de los domos. Se utilizan las desviaciones marcadas en las mediciones de densidad de lutitas a granel con profundidad para ayudar a predecir zonas de presión de fluidos anormales en los sedimentos del Cenozoico de la Costa del Golfo y en otras regiones (Herman H. Rieke III, George V. Chilingarian, 1974).

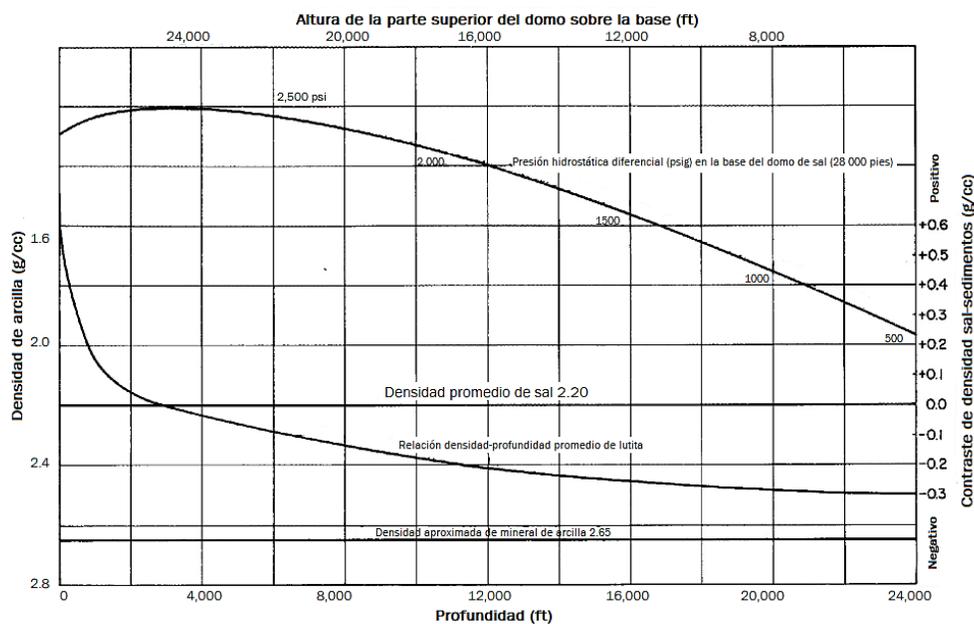


FIGURA 4.8. Densidad de la sal y presión diferencial ejercida por un domo en relación con sedimentos de arcilla en la costa del Golfo (modificado de O'Brien, 1965 del trabajo de Dickinson en 1953).

Esto quiere decir que la densidad de la lutita aumenta con la profundidad hasta que se aproxima a la densidad mineral de la arcilla que es 2.65 (g/cc). Debido a que los datos gravimétricos indican zonas de anomalías residuales, la densidad promedio de la lutita de la zona de estudio, cae por debajo de la curva de Dickinson para profundidades de 5000 ft;

esto quiere decir que el cuerpo de baja densidad presenta valores menores de 2.0 g/cc. y hasta 1.5 g/cc.

4.3 Criterios de distinción entre material: Arcilla y sal

4.3.1 Arcilla

La respuesta del coeficiente de reflexión cuando toca la intrusión diapírica depende de factores como la litología y la sobrepresión. Si la lutita está sobrepresionada se producirá un coeficiente de reflexión negativo; por otra parte, cuando ya se ha purgado la sobrepresión no se producirá reflejo (Martin P. A. Jackson y Michael R. Hudecc, 2017. Esto explica que en algunas secciones sísmicas (p.ej. **FIGURA 4.9**) parezca una continuidad dentro de la estructura; sin embargo, siempre con características caóticas.

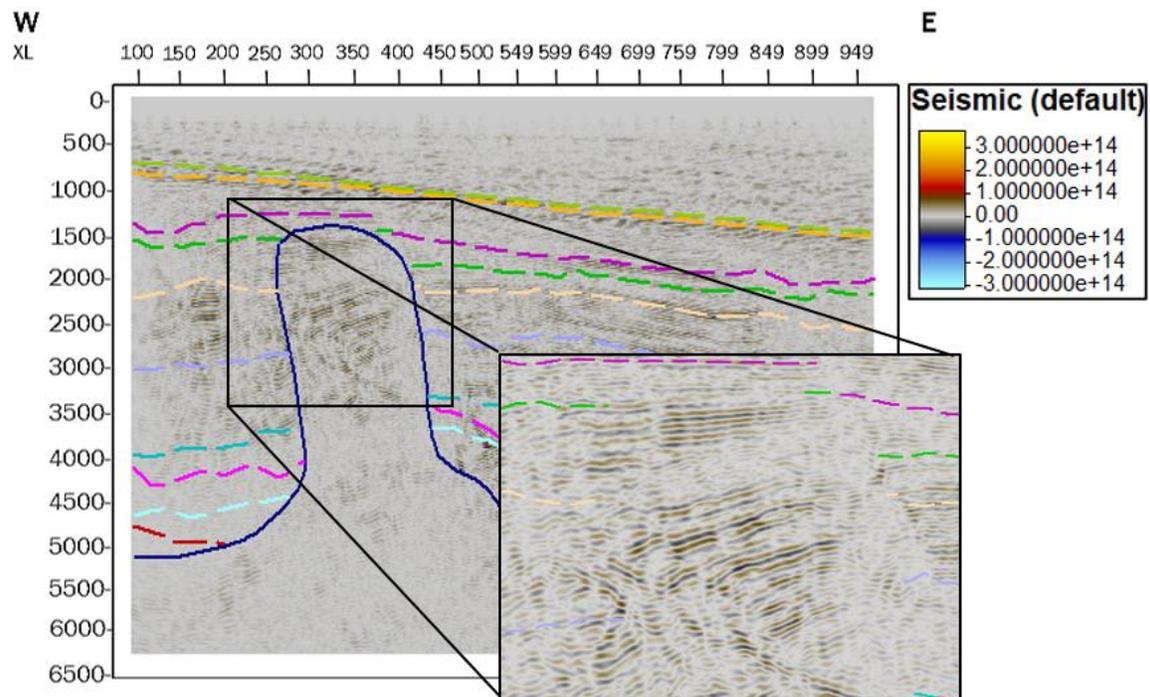


FIGURA 4.9. Respuesta de coeficiente de reflexión ante la sobrepresión.

Otra característica distintiva de secuencias móviles de lutita son los volcanes de lodo que en superficie crean cráteres de expulsión de material; los cuales pueden estar activos o inactivos y se alimentan a través de fallas por las características viscosas de la lutita; mientras que la sal no puede moverse tan fácilmente a través de las fallas. La erupción ayuda a purgar la presión dentro de la zona.

4.3.2 Sal

En contraste, la sal presenta coeficientes de reflexión positivos particularmente cuando está rodeado de sedimentos clásticos. En la **TABLA 4** se puede observar que cuando la lutita está a condiciones normales hay un contraste de características entre los sedimentos; este efecto también se presenta en la **FIGURA 4.8**; donde en los primeros 1,000 ft, la lutita aumenta considerablemente su densidad hasta llegar un punto a 3,000 ft donde se iguala con la densidad de la sal y posteriormente sigue aumentando hasta convertirse en arcilla. La presión diferencial también va disminuyendo conforme la profundidad creando una región de bajobalance (Martin P. A. Jackson y Michael R. Hudecc, 2017; O'Brien, 1965).

Por otro lado, cuando se compara con materiales que tienen impedancias similares (p.ej. sal con un diapiro de arcilla), es decir, lutita en condiciones de sobrepresión; la densidad, velocidad de onda y por lo tanto coeficiente de reflexión se presentan anormalmente bajas.

Material por encima de la sal	Velocidad de ondas P (m/s)	Densidad (g/cc)	Coefficiente de reflexión
Sal	4,500	2.165-2.20	0
Agua	1,450-1,500	1.0	0.73 a 0.74
Lutita	1,500-2,200	2.1-2.4	0.30 a 0.51
Areniscas	2,000-3,500	2.1-2.4	0.07 a 0.40
Marga	2,000-3,500	2.1-2.6	0.11 a 0.40
Caliza	3,500-6,000	2.4-2.7	-0.25 a 0.07
Dolomita	3,500-6,500	2.5	-0.32 a 0.05
Anhidrita	4,000-5,500	2.9-3.0	-0.26 a -0.09
Basalto	5,000-6,000	2.7-3.1	-0.31 a -0.16

TABLA 4. *Propiedades acústicas de la sal y el contacto con otros sedimentos (modificado de Martin P. A. Jackson y Michael R. Hudecc, 2017; O'Brien, 1965).*

La velocidad en este tipo de sedimentos se presenta con efectos push-up mientras que en diapiros de arcilla se presenta con efectos push-down como se abordó en el capítulo anterior.

4.4 Consideraciones

Los factores antes mencionados son condiciones estrictamente necesarias para la formación de diapiros de arcilla. Las secuencias de arcilla de baja densidad, sobrepresionada y cubierta por material más denso conduce a un mecanismo inestable para la perforación y terminación de pozos. Antes de decidir la perforación se debe de evaluar la región a nivel de lead, plays o prospecto (de acuerdo con el nivel de información con el que se cuente).

Lead: Aquella acumulación potencial de hidrocarburos actualmente semi definida que requiere mayor adquisición y/o evaluación para poder se clasificada como prospecto. De manera general, un lead es cualquier indicador de presencia de una trampa de hidrocarburos en el subsuelo que permita empezar la exploración de la zona (Tarek Al-Arbi Omar Ganat, 2020).

Play: Está definido como una región apta para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo donde existen factores geológicos en común a un nivel estratigráfico específico en una cuenca. Los elementos que están presentes en un mapa de play son los siguientes (William Makepeace Thackeray and Vanity Fr; 1848):

- Límites del yacimiento
- Distribución de las facies del yacimiento
- Áreas donde está presente la roca generadora
- Zona de migración
- Sello efectivo regional
- Área donde hay trampas geológicas
- Zonas de petróleo y/o gas teórico

- Índice de éxito de perforación específico para cada zona

Prospecto: Aquella acumulación potencial de hidrocarburos que está actualmente bien definida y que posteriormente será evaluada mediante la perforación para determinar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos (Tarek Al-Arbi Omar Ganat, 2020).

A través de la información obtenida en la región se identificaron varios potenciales leads; los cuales están nombrados de la letra A a la M y que deben ser estudiados debido a que las trampas asociadas con domos se han convertido en uno de los play más importantes en la industria petrolera y pueden dar lugar a una variedad de trampas tanto de origen estructural como estratigráfico. La interpretación en secciones sísmicas de este tipo de estructuras no es difícil; sin embargo, debido a las fallas complejas y los rápidos cambios de facies laterales se crean escenarios geológicos complicados. A continuación, en la **FIGURA 4.11** se muestran los leads identificados en el área de estudio generadas a partir de las secciones sísmicas de la **FIGURA 4.10**.

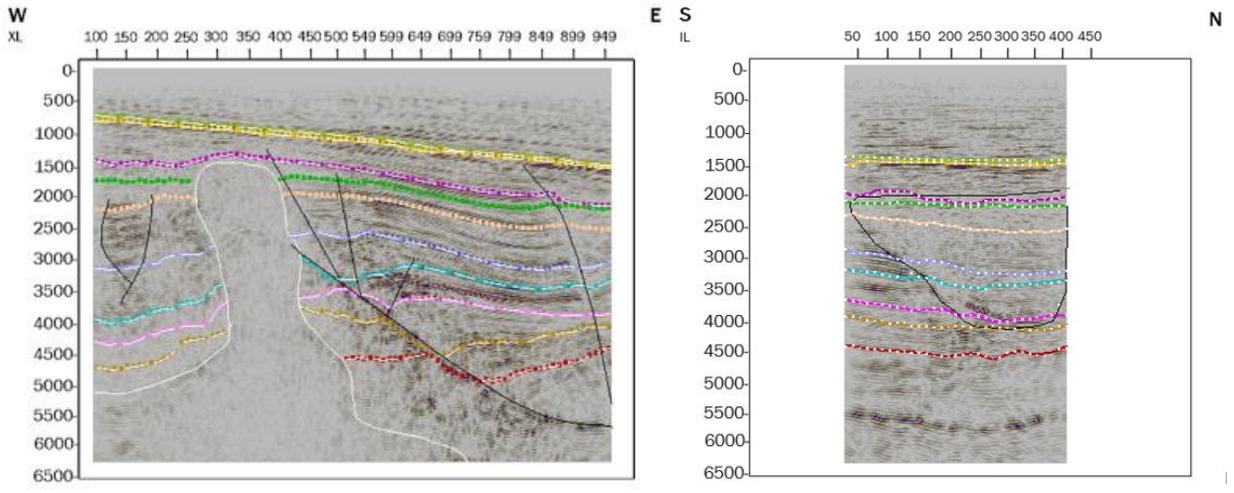


FIGURA 4.10. IL 250 y XL 925.

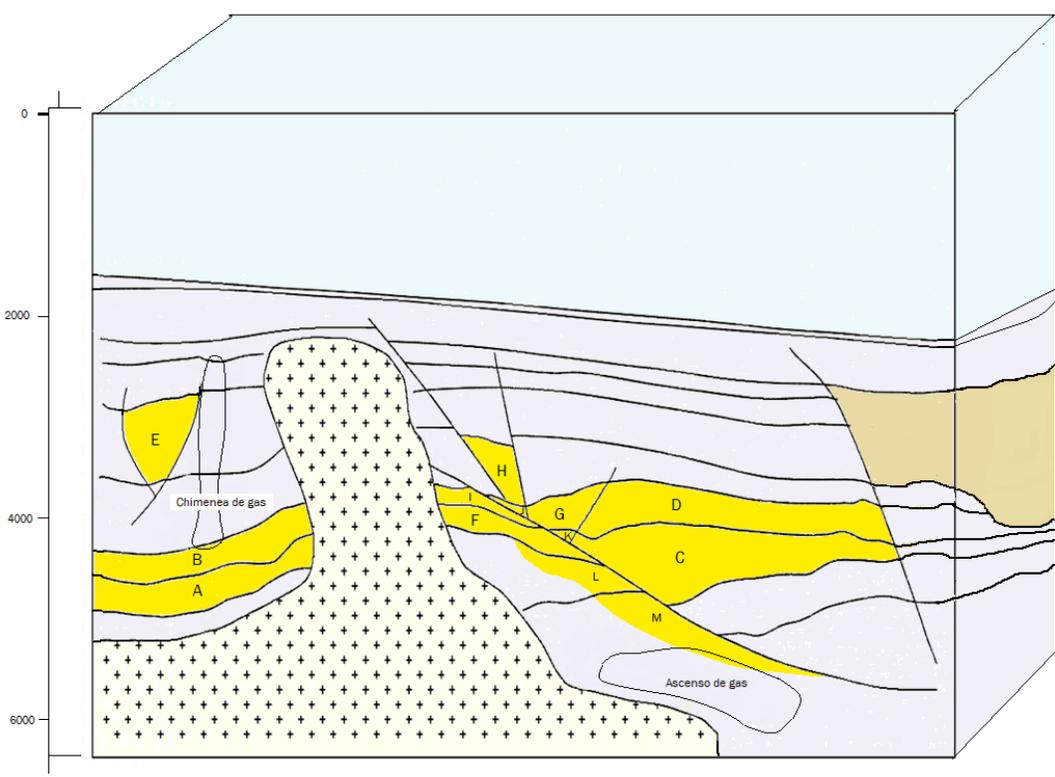


FIGURA 4.11. Diagrama esquemático de acumulaciones de hidrocarburos en la zona de estudio basado en interpretación sísmica vista sur.

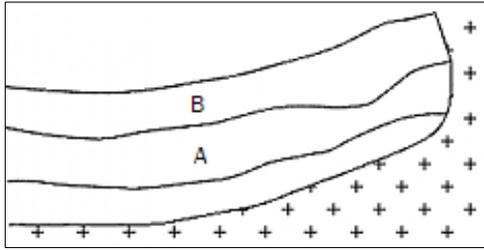


FIGURA 4.12. A y B son trampas selladas contra las paredes del diapiro en dirección este a una profundidad de 3800 m a 4750 m de un área máxima aproximada de 3 km. Encima de B se produce un efecto de chimenea de fluido asociado al pobre sellado con la formación superior; es por esta razón que A presenta mejor calidad.

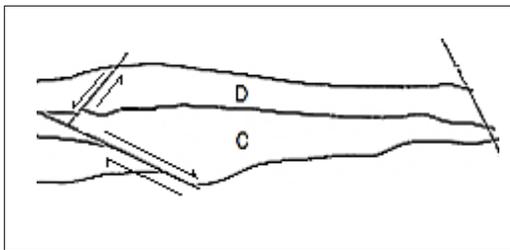


FIGURA 4.13. D y C son las trampas de mayor espesor y calidad que se encuentran en la zona de estudio y están ubicadas entre las fallas principales y secundarias A, B y E a una profundidad de 3500 m a 5000 m.

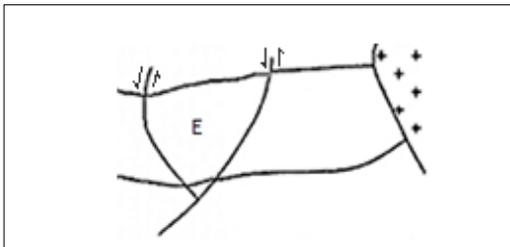


FIGURA 4.14. E se encuentra entre el sistema de fallas secundarias F y G en secuencias del terciario de buena calidad y sello efectivo.

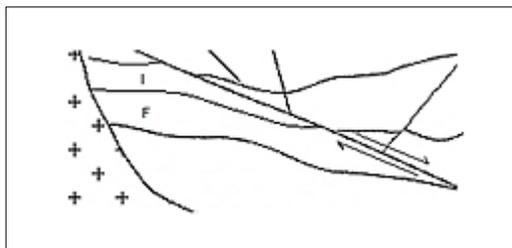


FIGURA 4.15. I - F están limitadas hacia el oeste por la falla orogénica principal A, a una profundidad de 3000 m a 3500 m.

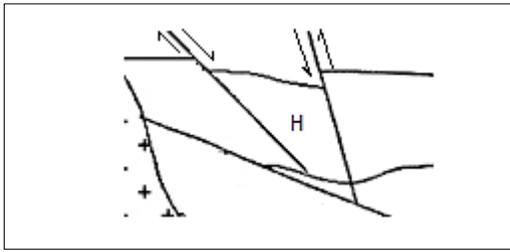


FIGURA 4.16. H representa una trampa estructural fallada en C y D en estructura graben.

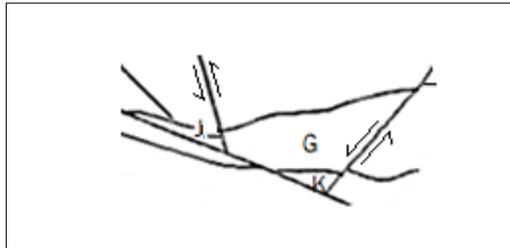


FIGURA 4.17. Las trampas J, K y G son las acumulaciones más pequeñas de la región ($G > J > K$) y están altamente influenciadas por el sistema de fallas A, C, D y E.

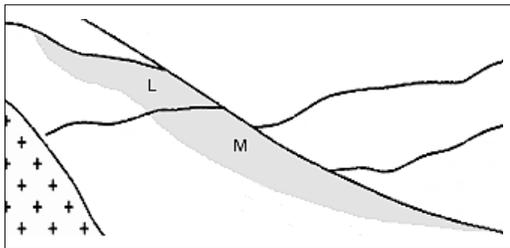


FIGURA 4.18. L y M por otra parte, aunque también están selladas por la falla principal A hacia el este; hacia el oeste, topa con la pared del domo de arcilla a una profundidad aproximada de 4000 m. Verticalmente el horizonte 9 limita la acumulación de L y probablemente el horizonte 10 no proporciona un sello efectivo para M que esta alimentado por ascenso del gas proveniente de acumulaciones más profundas y sobrepresionadas.

Considerando las probabilidades de éxito de las trampas de la región se evalúan cualitativamente, a partir de la interpretación sísmica los siguientes puntos:

1. Profundidad
2. Posición
3. Espesor efectivo

4. Tipo y complejidad geológica de la trampa
5. Efectividad del sello
6. Efectividad de la migración
7. Tipo de fluido

Las características de las acumulaciones y su evaluación se resumen en la siguiente tabla.

	Profundidad máxima (m)	Posición relativa respecto al domo	Espesor máximo efectivo (m)	Tipo de trampa	Complejidad geológica	Efectividad del sello	Efectividad de migración	Tipo de fluido
A	4,750	Perpendicular horizontal	530	Estructural	Baja	Buena	Buena	Gas
B	4,450	Perpendicular horizontal	760	Estructural	Baja	Media	Buena	Gas
C	4,020	Paralelo horizontal	812	Estructural	Baja	Buena	Buena	Gas
D	3,570	Paralelo horizontal	505	Estructural	Baja	Buena	Buena	Gas
E	3,250	Paralelo horizontal	790	Estructural	Baja	Buena	Media	Gas/agua
F	4,240	Perpendicular horizontal	290	Estructural	Alta	Buena	Buena	Gas
G	3,380	Paralelo horizontal	330	Estructural	Baja	Buena	Buena	Gas
H	3,520	Paralelo horizontal	690	Estructural	Baja	Buena	Buena	Gas
I	3,612	Perpendicular horizontal	350	Estructural	Alta	Buena	Buena	Gas
J	3,620	Paralelo horizontal	90	Estructural	Media	Buena	Buena	Gas
K	3,970	Paralelo horizontal	170	Estructural	Media	Buena	Buena	Gas
L	4,160	Perpendicular inclinada	670	Combinada	Media	Buena	Buena	Gas
M	5,080	Perpendicular inclinada	850	Combinada	Media	Buena	Buena	Gas

TABLA 5. Resumen de características de las acumulaciones de la región.

Las trampas A, C D, E, G, H, L y M son las más aptas para ser perforadas debido a que presentan buenas condiciones de evaluación con respecto a tamaño, espesor y complejidad. Sin embargo; otro factor a considerar debido a la presencia del domo son las implicaciones en la orientación y magnitud de los esfuerzos, ya que hace que se modifique en una distancia radial de varias veces el diámetro del domo. Aunque depende de los eventos tectónicos recientes; es altamente dominante. Tomando en cuenta los tres esfuerzos in situ presentes ($\sigma_v, \sigma_{H_{max}}, \sigma_{H_{min}}$), si el esfuerzo horizontal mínimo y máximo no tienen magnitudes parecidas, los domos tienen a formar estructuras alargadas y como consecuencia los estratos se distorsionan anisotrópicamente. Por otro lado, una vez perforado el pozo también se distorsionan los esfuerzos, creando otros. Es por esta razón que una vez que se conocen los regímenes de esfuerzo se pueden trazar diferentes trayectorias de pozo ya que las deformaciones de la roca pueden comprometer la integridad del yacimiento y por lo tanto del pozo (Dusseault Peng, Maury, Sanfilippo and Santarelli, 2004).

Algunos de los riesgos que se asocian a la perforación de pozos cerca de este tipo de estructuras son:

Secciones de pozos poco profundos sobre la cresta del diapiro

Es común encontrar gas somero en areniscas por encima del domo debido a que un bajo esfuerzo mínimo horizontal conduce a la migración ascendente del gas a través de fracturas. En este tipo de escenarios, se pueden encontrar reventones y pérdida de circulación en las operaciones de perforación.

Secciones de pozo profundos sobre flancos de diapiro

Para evitar problemas causados por la migración del gas somero en fracturas, se toman estrategias de cambio de trayectoria de pozo que tiene implicaciones de costo y tiempo. En

caso de perforar a mayor profundidad, se tiene el riesgo de encontrar sobrepresiones y en este caso se tienen que reforzar los revestimientos del pozo.

Zonas de lutita

Debido a la naturaleza de las arcillas, perforar este tipo de zonas resulta problemático. Tiene afectaciones tanto en la barrena como en fluidos de perforación creando escenarios problemáticos para la estabilidad del pozo.

Perforación directa

Es común evitar la perforación directa de este tipo de estructuras, sin embargo, con el paso del tiempo se han perforado con éxito particularmente domos de sal en Aguas Profundas del Golfo de México.

Para minimizar los problemas en la salida de la sal, los operadores con frecuencia toman un ritmo más lento, limitando la velocidad de perforación hasta que se puedan comprender la presión intersticial y la estabilidad del pozo.

Teniendo en cuentas estas condiciones, se deben de evaluar los riesgos y hacer pronósticos de presión intersticial y estados de tensión antes de perforar las zonas con presencia de domos de arcilla o sal; con frecuencia se adecua un ROP (Rate of Penetration) más lento hasta que se comprenda la estabilidad del pozo (Dusseault Peng, Maury, Sanfilippo y Santarelli, 2004).

4.5 Impacto

En 1986, Braunstein y O'Brien reportaron 41 zonas alrededor del mundo (**FIGURA 4.19**) donde se han encontrado estructuras de diapiro; de las cuales, las regiones 3, 4, 5, 6 y 40 corresponden a México (**TABLA 6**).

Región	Material	Edad
3	Arcilla	Jurásico, Triásico y Terciario
4	Volcanes de lodo	Terciario
5	Yeso	Jurásico o Triásico
6	Sal	Jurásico
40	Sal	Triásico

TABLA 6. Datos de la distribución de estructuras diapíricas en México (modificado de O'Brien, 1965).

La Planicie Costera del Golfo de México tiene influencia de diapiros de origen arcilloso de edad Triásica, Jurásica y del Cenozoico que resultan ser áreas productoras de hidrocarburo. Ya que Burgos nos cuenta con estructuras salinas, los datos reportados están asociados a la cuenca Burro-Picachos y Sabinas.

La producción nacional de gas reportada a enero de 2021 es de 4,848.056 MMpcd (únicamente 3,771.652 MMpcd no contienen nitrógeno proveniente de las actividades de inyección en las cuencas del sureste), teniendo su mayor auge en 2008 con 7,357.739 MMpcd; a partir de ese año ha ido en declive la producción de gas en México hasta alcanzar cifras del año 1998.

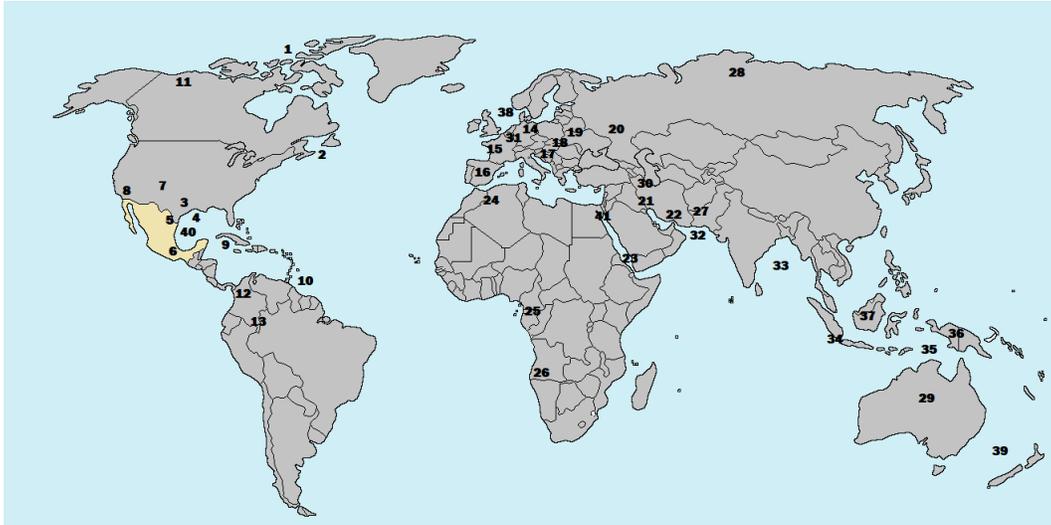


FIGURA 4.19. Distribución mundial de estructuras diapíricas (modificado de O'Brien, 1965).

Actualmente, la producción de los campos aledaños a la zona de estudio es de 1.1495 MMpcd y 3.8928 MMpcd a enero de 2021, el cual corresponde al 5% de la producción total de la franja Oligoceno. A la misma fecha, alrededor de la zona de estudio **FIGURA 4.20** se contabilizó 1.73 TPC de reservas de gas 3P (Probadas+Probables+Posibles) que corresponden al 6% de reservas de gas del país. Se reconoce la presencia de gas seco y gas húmedo, así como el desarrollo de planes de optimización de la producción mediante la identificación de pozos para reparaciones, así como diagnóstico integral de las instalaciones superficiales.

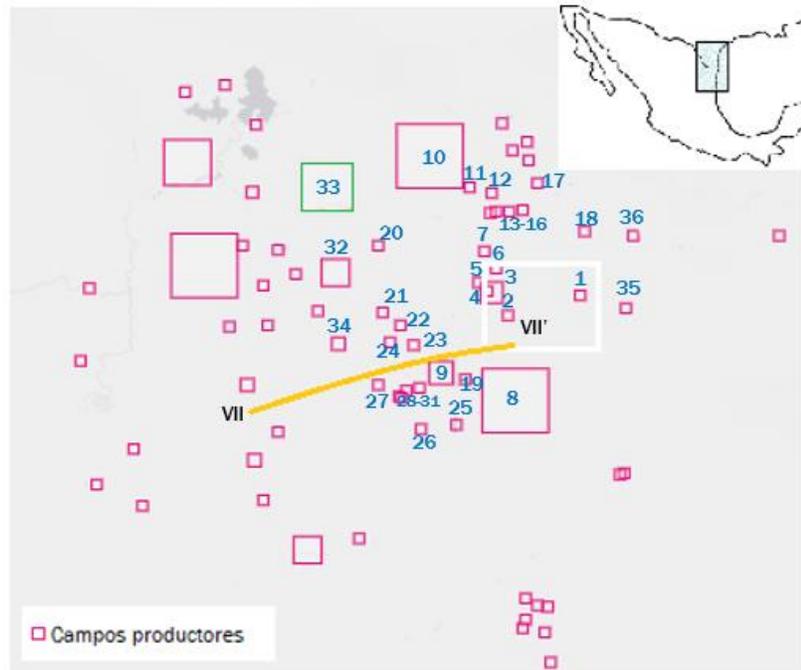


FIGURA 4.20. Campos productores de hidrocarburo aledaños a la zona de estudio (CNH).

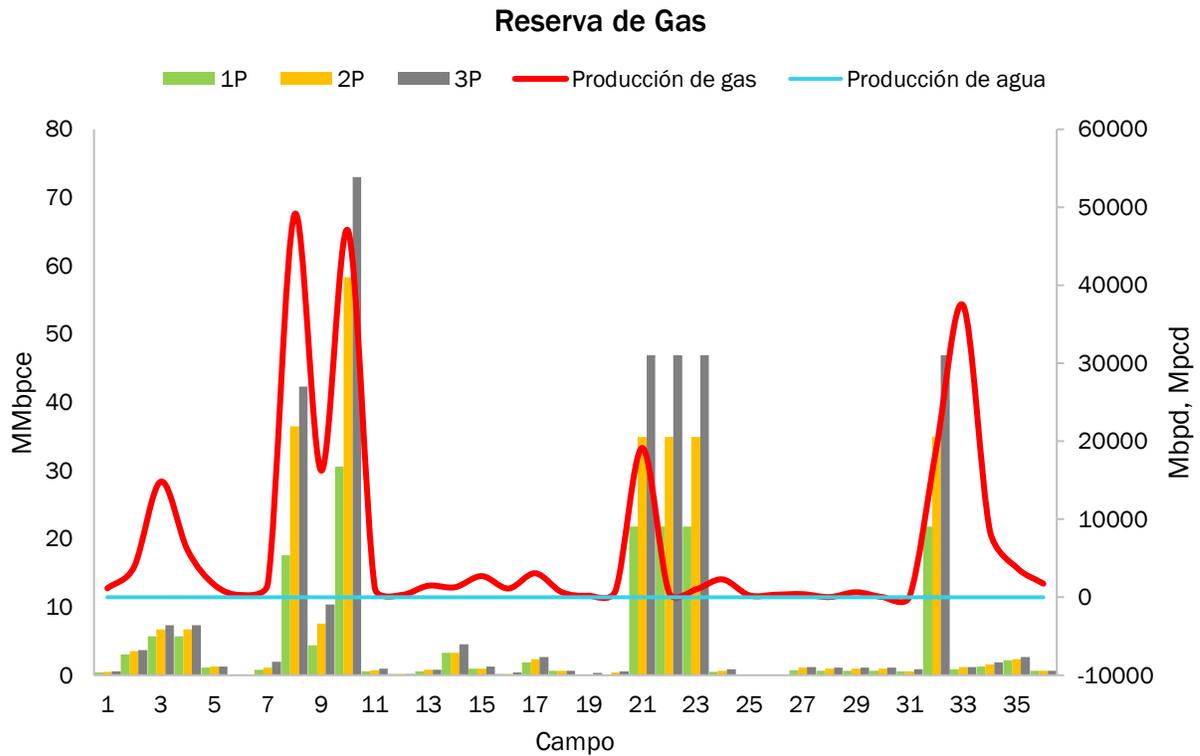


FIGURA 4.21. Reservas y producción de gas y agua a enero 2021 en campos aledaños a la zona de estudios (CNH).

Campo	Gas	Agua	Reservas, MMbpce					
	MMpcd	Mbpd	Probadas	Probables	Posibles	1P	2P	3P
1	1.1495	0.567	0.45	0.053	0.057	0.45	0.503	0.56
2	3.8928	3.5	3.1	0.4	0.2	3.1	3.5	3.7
3	14.8364	0.512	5.7	1	0.6	5.7	6.7	7.3
4	6.0253	0.512	5.7	1	0.6	5.7	6.7	7.3
5	1.5955	0.061	1.1	0.2	0	1.1	1.3	1.3
6	0.2916	-	0.003	0	0	0.003	0.003	0.003
7	1.724	0.09	0.807	0.293	0.9	0.807	1.1	2
8	49.0944	2.5	17.6	18.9	5.8	17.6	36.5	42.3
9	16.2308	0.416	4.4	3.2	2.8	4.4	7.6	10.4
10	46.993	-	30.6	27.7	14.7	30.6	58.3	73
11	1.2017	0.086	0.574	0.181	0.223	0.574	0.755	0.978
12	0.3027	0.873	0.164	0.047	0	0.164	0.211	0.211
13	1.4813	0.036	0.593	0.187	0	0.593	0.78	0.78
14	1.2883	0.005	3.3	0	1.2	3.3	3.3	4.5
15	2.7112	0.057	0.935	0.047	0.318	0.935	0.982	1.3
16	1.1224	-	0.158	0	0.226	0.158	0.158	0.384
17	3.0762	0.231	1.9	0.5	0.3	1.9	2.4	2.7
18	0.6392	0.069	0.682	0	0	0.682	0.682	0.682
19	0.2038	-	0.115	0	0.247	0.115	0.115	0.362
20	0.831	0.002	0.085	0.32	0.177	0.085	0.405	0.582
*21	19.1473	0.272	21.8	13.1	12	21.8	34.9	46.9
*22	0.6321	0.272	21.8	13.1	12	21.8	34.9	46.9
*23	1.0015	0.272	21.8	13.1	12	21.8	34.9	46.9
24	2.2928	0.144	0.473	0.193	0.191	0.473	0.666	0.857
25	0.2536	-	0.029	0	0	0.029	0.029	0.029
26	0.3318	-	0.011	0	0	0.011	0.011	0.011
27	0.4012	0	0.745	0.355	0.1	0.745	1.1	1.2
*28	0.0209	0.002	0.659	0.341	0.1	0.659	1.0	1.1
*29	0.6449	0.002	0.659	0.341	0.1	0.659	1.0	1.1
*30	0.0258	0.002	0.659	0.341	0.1	0.659	1.0	1.1
31	0.1261	0.011	0.609	0	0.277	0.609	0.609	0.886
32	19.1473	0.272	21.8	13.1	12	21.8	34.9	46.9
33	37.4217	0.021	0.873	0.327	0	0.873	1.2	1.2
34	8.5261	0.092	1.3	0.3	0.3	1.3	1.6	1.9
35	3.8073	0.263	2.2	0.2	0.3	2.2	2.4	2.7
36	1.7368	0.069	0.682	0	0	0.682	0.682	0.682

TABLA 7. Reservas y producción de gas y agua a enero 2021 en campos aledaños a la zona de estudios, los * corresponde a campos que comparten asignación (CNH).

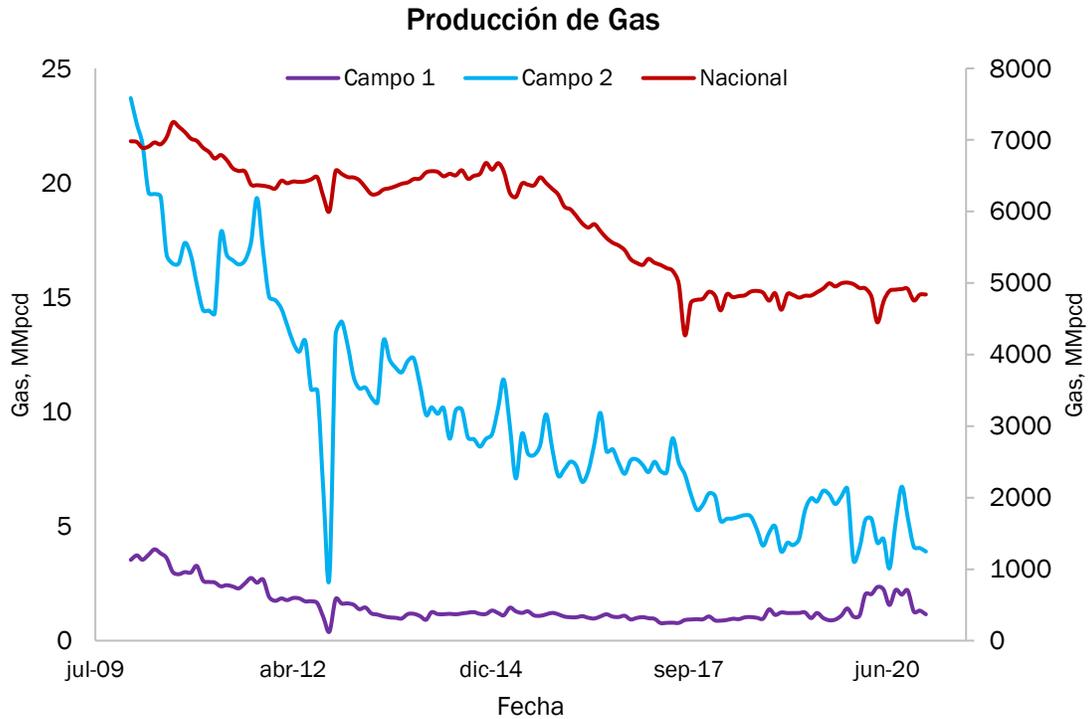


FIGURA 4.22. Producción de Gas en México en periodo de 01 de enero 2010 a 01 de enero 2020 en comparación con los campos productores cercanos a la zona de estudio (CNH).

Como muestran los datos, la producción de hidrocarburos en la zona está disminuyendo rápidamente, debido a la maduración de los campos y problemas operativos; es por esta razón que encontrar nuevas acumulaciones de hidrocarburos es indispensable. Las principales trampas asociadas a esta franja son de tipo estructural (pliegues anticlinales de tipo roll-over y cierres contra falla) y combinadas.

Antuñano en 2009 presenta mapas estructurales asociados de las secciones estratigráficas de las formaciones que conforman el noreste de México, dentro del cual reporta algunas secciones con presencia de domos y diapiros de arcilla como la sección señalada en **FIGURA 4.20** (línea naranja) y pozos exploradores que han encontrado presencia de cuerpos diapíricos de arcilla.

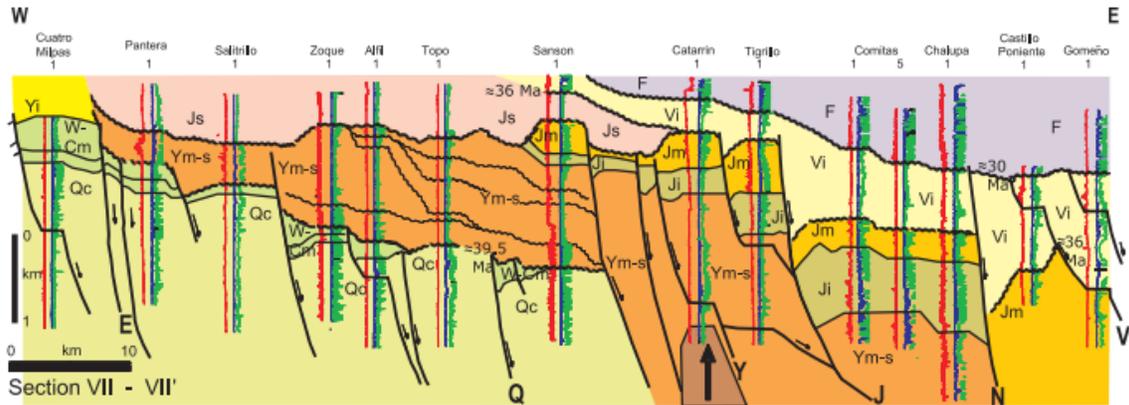


FIGURA 4.23. Sección regional VII-VII' de una porción en campos aledaños a la zona de estudio. La flecha representa el diapirismo de arcilla (Eguiluz-de Antuñano, S., 2009).

El principal desafío este tipo de estructuras es la capacidad de sello efectivo de la lutita para evitar el escape de los fluidos que puede derivar en varios accidentes mecánicos de pozo y la sobrepresión de los estratos adyacentes; sin embargo, considerar la existencia de este tipo de estructuras y de yacimientos no convencionales brinda una gran oportunidad para fortalecer la seguridad energética de México (CNH).

Para esto es necesario contar con el desarrollo de infraestructura de recolección, almacenamiento, transporte, procesamiento y distribución, así como regulaciones de gas que permitan y faciliten llevar el gas producido de la cuenca hacia los puntos de venta.

Prospectiva del gas en México

El impacto que tiene la caracterización estructural de las secuencias abordadas en este trabajo recae sobre los tres eslabones en los que se segmenta la cadena de valor de la industria petrolera: **(1) Upstream**, **(2) Midstream** y **(3) Downstream**.

Upstream: Se entiende como la primera fase dentro de las actividades de la industria petrolera, también conocida como Exploración y Producción (E&P) en la cual se realiza la exploración, evaluación y extracción de los recursos descubiertos. Entre sus subprocesos

está realizar estudios geológicos y geofísicos mediante la adquisición, procesamiento y reprocesamiento de sísmica; diseño y perforación de pozos; identificación de prospectos; delimitación y caracterización estática y dinámica del yacimiento; incorporación de recursos descubiertos; cuantificación y certificación de reservas; generación de modelos de comportamiento y escenarios de producción; adquisición y monitoreo de infraestructura superficial de producción; aseguramiento de flujo; implementación de sistemas artificiales de producción o EOR hasta el abandono.

Midstream: Esta fase empieza una vez que los hidrocarburos se encuentran en almacenamiento para ser transportados mediante tuberías, vía marítima, ferroviaria y por carretera. Dependiendo al tipo de hidrocarburo se presentarán variaciones en el manejo; para el crudo mediante oleoductos, se envían a las refinerías. Mientras que, para el gas, se transporta a diferentes sectores dependiendo del contenido de metano presente en las moléculas; más del 90% es enviado por gasoductos y una vez que llega a los puntos de internación es regasificado; menos del 90% es mandado a las petroquímicas donde pasa por un proceso fraccionamiento de moléculas más pesadas (etano, propano y butano).

Downstream: La última fase dentro de la cadena de valor de la industria petrolera. Comienza una vez que el hidrocarburo llega a centros de procesamiento químico, es decir, refinería o petroquímica según sea el caso. Es la venta y transporte del producto final; es decir, gasolina, diésel, turbosina, GLP, gasóleo, naftas, etc. México cuenta con una amplia infraestructura nacional de gas natural distribuida en todo el territorio (**FIGURA 4.24**).

Nueve Centros Procesadores de gas (CPG) que están encargados de procesar el gas de tal forma que elimine impurezas contenidas en él (las más comunes son azufre y fracciones líquidas). En el norte se encuentra CP Burgos con una capacidad de recuperación de 1,200 MMpcd; hacia el centro y sur del país se concentra la mayoría de los Complejos

Procesadores; Arenque, Cactus, Ciudad Pemex. Coatzacoalcos, La Venta, Nuevo Pemex, Poza Rica y Matapionche.

Cinco Complejos Petroquímicos (CP) para transformar químicamente componentes del gas, condensados y otros hidrocarburos líquidos en productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, con el objetivo de generar valor agregado (DOF, 2020); tales como: etano, metano, pentano, butano, amoníaco, etileno, óxido de etileno, xilenos, etc. Hacia el noroeste está Camargo con una capacidad de 333 MTa. Hacia el sureste Cosoleacaque, Cangrejera y Morelos; y hacia el centro Independencia en Puebla.

Cinco Terminales de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), que tienen como objetivo recibir GNL, almacenarlo, regasificarlo e inyectarlo a la red nacional de gasoductos. Ubicados en zonas remotas: Ensenada (Baja California), Manzanillo (Colima), Altamira (Tamaulipas), Puerto Libertad (Sonora) y FSRU Pichilingue (Baja California Sur)

Veinticuatro Puntos de internación, los cuales son lugares físicos en el sistema de gasoductos en donde se inyecta gas natural del productor y/o procesador, o gas natural de importación (DOF,2003). 8,610.797 km de gasoductos; de los cuales con 2,485.927 Km corresponden al noreste.

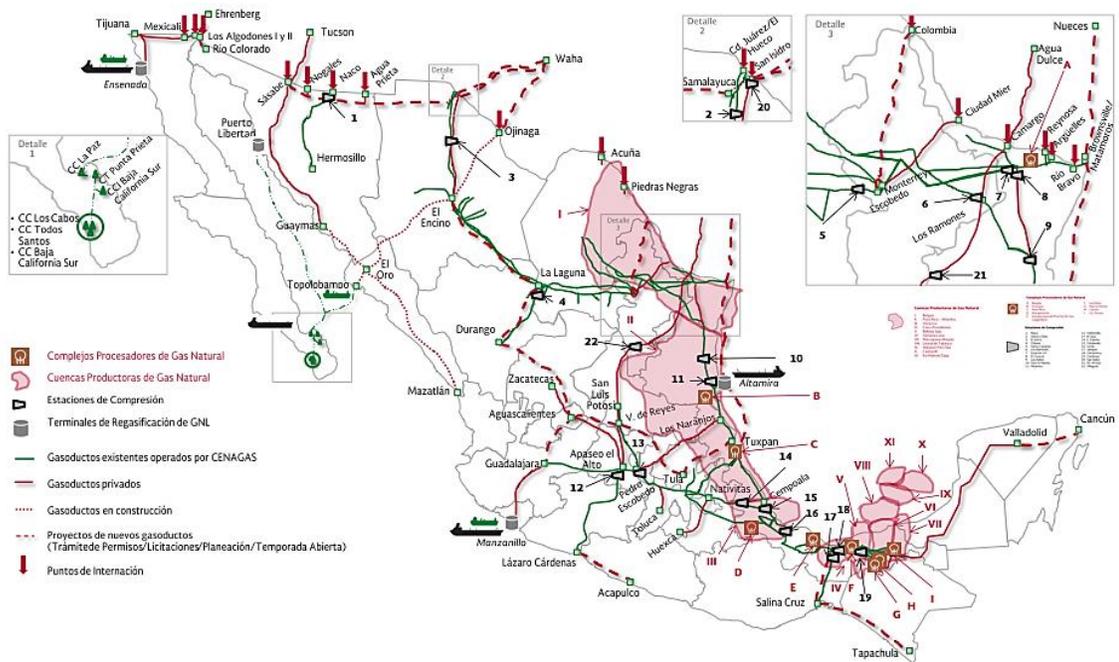


FIGURA 4.24. Infraestructura de gas en México (modificado de SENER,2017).

Los precios bajos del gas y abundancia de recursos en la región han dado lugar a importar volúmenes de gas, para satisfacer la demanda. Datos reportados en el prontuario estadístico SENER, indican que para enero de 2020 se produjeron 2,549 MMpcd con tendencia a la baja y se importaron 5,456 MMpcd (FIGURA 4.25).

PRODUCCIÓN NACIONAL E IMPORTACIONES DE GAS 2019-2020

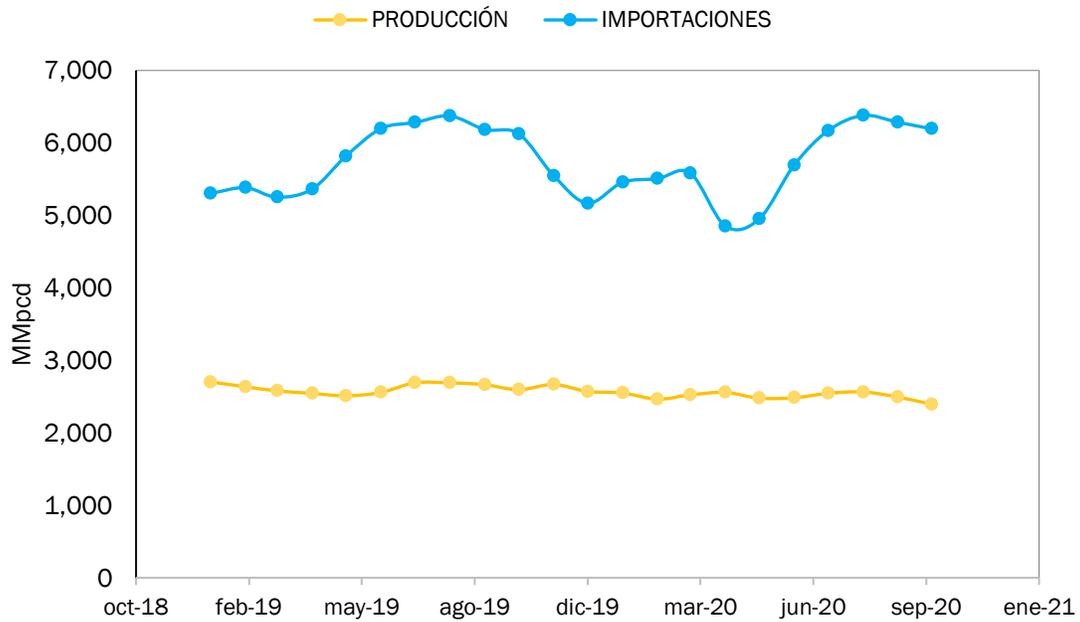


FIGURA 4.25. Oferta de gas natural (modificado de SENER,2017).

La creciente demanda de gas en el país y la escasa caracterización de las secuencias geológicas, en particular en el norte del país, justifican la prioridad de su exploración (Lajous Adrián, 2012). Únicamente a través de la incorporación de nuevos descubrimientos significativos se podrán aumentar la reserva y satisfacer la demanda de gas en el país.

CONCLUSIONES

Se observa diapirismo de arcilla relacionada con la generación de hidrocarburos en la franja Oligoceno, sobre la cuenca Burgos en la Planicie Costera del Golfo de México que empezó su desarrollo en las secuencias Mesozoicas del Jurásico Superior en respuesta a la tectónica de la región; el perfilado e interpretación de la reflexión sísmica, correlación, datos magnetométricos y gravimétricos llevan a las siguientes conclusiones:

- a) El elemento morfotectónico de la región, corresponde a un diapiro de arcilla con tendencia SW que impactó desde las secuencias de edad mesozoica aproximadamente 4.8 km. Las características subcirculares y anomalías identificadas en los mapas son consistentes con dicha interpretación.
- b) Los IDH permiten inferir la presencia de acumulaciones en los reflectores, particularmente en los flancos y entre las fallas de origen lístrico que pueden ayudar en la selección de ubicaciones favorables para la perforación. La concentración de gas en las secuencias mesozoicas asociadas a la sobrepresión de los estratos puede tener producciones significativas, dada su correlación e influencia con campos aledaños; sin embargo, este escenario geológico presenta dificultades técnicas, así como restricciones regulatorias.
- c) Debido a que el rol del gas es cada vez más importante, los campos de la región noreste de México presentan oportunidades de desarrollo en infraestructura para el aumento de producción de gas y la incorporación de reservas a la nación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aguirre Díaz G.J., Ferrari L., Nelson S.A., Carrasco Núñez G., López Martínez M. y Urrutia Fucugauchi J. *“El Cinturón Volcánico Mexicano: Un Proyecto Multidisciplinario”*. GEOS, Unión Geofísica Mexicana (1998).
2. Amos S. *“The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America”*. The Geology of North America (1991).
3. Barber A. J., Tjokrosapoetro S. y Charlton T.R. *“Mud Volcanoes, Shale Diapirs, Wrench Faults, and Melanges in Accretionary Complexes, Eastern Indonesia”*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin Vol 70, n° 11, págs. 1729-1741, (1986).
4. Benabentos M., Silva M. y Ortigosa F. *“Reservoir characterization in Burgos Basin using simultaneous inversión”*, (2007).
5. Bird D. *“Primer: Interpreting Magnetic Data”*. The Geophysical Corner, AAPG EXPLORER, (1997).
6. Bird D., Burke K., Hall S. y Casey J.F. *“Gulf of Mexico tectonic history: Hotspot tracks, crustal boundaries, and early salt distribution”*. AAPG Bulletin, (2005).
7. Bouma A.H. y Bryant J.R. *“Physiographic features on the northern Gulf of Mexico continental slope”*. Geo-Marine Letters (1994).
8. Braunstein J. y O'Brien G.D. *“Diapirism and Diapirs: a symposium”*. American Association of Petroleum Geologists. Volume 8, (1965).
9. Brown A.R. *“Dim spots: Opportunity for future hydrocarbon discoveries?”*. The Society of Exploration Geophysicists, (2012).
10. Brown A.R. *“Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data”*. SEG Investigations in Geophysics, n°9, (2010).

11. Camargo Zanoguera A. “*Aplicación de la gravimetría y magnetimetría a la exploración petrolera de las plataformas continentales mexicanas*”. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, (1980).
12. Campa M.F. y Coney J.P. “*Tectono-stratigraphic terranes and mineral resource distributions in Mexico*”. Canadian Journal of Earth Sciences, (1983).
13. Casas A. “*Las anomalías magnéticas como instrumento didáctico para aprender geología regional (y magnetismo): ejemplos de la Península Ibérica y las islas Canarias*”. Enseñanza de las Ciencias de la Tierra (edición electrónica), págs. 360-366, (2016).
14. CNH. “*Reservas de Hidrocarburos*”. <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/> (consultado a febrero 2021).
15. CNH. “*Tablero de Asignaciones Hidrocarburos*”. <https://asignaciones.hidrocarburos.gob.mx/?tab=gral> (consultado en enero 2022).
16. CNH. “*Tablero de Producción de Petróleo y Gas*”. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/> (consultado en febrero 2022).
17. Comisión Nacional de Hidrocarburos. “*Cuencas Del Sureste Aguas Someras*”, (2015).
18. Comisión Nacional de Hidrocarburos. “*Documento Soporte de Decisión para la selección de áreas de exploración que puedan ser incluidos en la Ronda 1- de licitación: Aguas Someras, Cuencas del Sureste*”, (2014).
19. Cox D.R., Newton A. y Huuse M. “*Regional Geology and Tectonics (Second Edition). Chapter 22: An introduction to seismic reflection data: acquisition, processing and interpretation*”. Elsevier. Volume 1: Principles of Geologic Analysis, págs. 571-603, (2020).

20. Cruz Luque M.M. “*Evaluation of Cretaceous and Jurassic shales in the Burgos Basin, Mexico*” (Unpublished master's thesis). University of Calgary, Calgary, AB, (2017).
21. Datos Abiertos del Gobierno de la República – CNH. <https://datos.gob.mx/busca/organization/cnh> (consultado en octubre 2021).
22. Day-Stirrat R. J., McDonnell A. y Wood L.J. “*Diagenetic and Seismic Concerns Associated with Interpretation of Deeply Buried ‘Mobile Shales’*”, Shale Tectonics, Lesli J. Wood, (2011).
23. Dimitrov L.I. “*Mud volcanoes—the most important pathway for degassing deeply buried sediments*”. Earth-Science Reviews, págs. 49–76, (2001).
24. Disenhof C., Mark Moser M. y Rose K. “*The Gulf of Mexico Petroleum System – Foundation for Science-Based Decision Making:* ” Journal of Sustainable Energy Engineering, vol. 2, no. 3, pp. 225-236, (2014).
25. DOF “*Especificaciones del gas natural*”. NOM-001-SECRE-2010, (2010).
26. Dusseault M.B., Maury V., Sanfilippo F. y Santarelli F.J. “*Drilling Around Salt: Risks, Stresses, And Uncertainties*”. Paper presented at the Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS), Houston, Texas, (2004).
27. Echanove E.O. “*Geología petrolera de la Cuenca de Burgos (parte I), consideraciones geológico-petroleras*”. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XXXVIII, nº 1, págs. 1-74, (1986).
28. Eguiluz de Antuñano S. “*Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros*”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Volumen 63, núm. 2, (2011).
29. Eguiluz de Antuñano S. “*The Yegua Formation: Gas play in the Burgos Basin, Mexico*” Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90, págs. 49–77, (2009).

30. Eguiluz de Antuñano S., Marrett R. y Aranda García M. “*Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México*”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Tomo 53, n° 1, págs. 1-26, (2000).
31. Enwende Onajite. “*Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration. Chapter 13: Understanding Seismic Interpretation Methodology*”. Elsevier, págs. 177-211, (2014).
32. Ferrari Pedraglio L. “*Avances en el conocimiento de la Faja Volcánica Transmexicana durante la última década*”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, (2000).
33. Garrison L. E. y Martin R.G. “*Geologic Structures in the Gulf of Mexico Basin*”. U.S. Govt. Print. Off, (1973).
34. Gonzalez Garcia R. y Holguin Guiñones N. “*Las Rocas Generadoras De Mexico*”. Petróleos Mexicanos, Coordinación de Exploración (1992).
35. González Sánchez F., Puente Solís R., González Partida E. y Camprubí A. “*Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb*”. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Tomo 59, n° 1, págs. 43-62, (2007).
36. Guzmán E.J., Suárez R.C. y López Ramos E. “*Geología Petrolera de México*”. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, (1955).
37. Hedberg H.D. “*Relation of Methane Generation to Undercompacted Shales, Shale Diapirs, and Mud Volcanoes*”. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 58, n° 4, págs. 661-673, (1974).
38. Herman H.R. y Chilingarian G.V. “*Compaction of Argillaceous Sediments*”. Amsterdam, New York, Elsevier Scientific, (1974).
39. Hinze W.J. “*Gravity and Magnetic Exploration: Principles, Practices, and Applications*”. Cambridge University Press, (2013).

40. Hudec M.R. y Jackson P. A. “*Salt Tectonics: Principles and Practice*”. Cambridge University Press, (2017).
41. Hudec M.R. y Norton I. O. “*Upper Jurassic structure and evolution of the Yucatán and Campeche subbasins, southern Gulf of Mexico*”. AAPG Boletín; Tomo 103, n° 5, págs. 1133–1151, (2019).
42. Hudec M.R., Norton I. O., Jackson P.A. y Peel F.J. “*Jurassic evolution of the Gulf of Mexico salt basin*”. AAPG Boletín; Tomo 97, n°10, págs. 1683–1710, (2013).
43. IICNIH. “*Mapa Interactivo de CNIH*”. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/> (consultado en enero 2021).
44. Israel R.R., D’Ambrosio P., Leavitt A.D. Schlumberger; J.M. Shaughnessey, BP America y J. Sanclemente. “*Challenges evolve for directional drilling through salt in deepwater Gulf of Mexico*”, (2009). <https://www.drillingcontractor.org/challenges-evolve-for-directional-drilling-through-salt-in-deepwater-gulf-of-mexico-1622> (consultado en diciembre 2021).
45. Jianhua F., Buffler R. T. y Kominz M. A. “*Laramide orogenic influence on late Mesozoic-Cenozoic subsidence history, western deep Gulf of Mexico basin*”. *Geology*. Tomo 2, n° 4, págs. 359–362, (1994).
46. Kopf A.J. “*Significance Of Mud Volcanism*”. *Reviews of geophysics*, (2002).
47. Liner L. y McGilvery. “*The Art and Science of Seismic Interpretation*”. Springer, (2019).
48. Longoria J.F. “*Tectonic transpression in the Sierra Madre Oriental, northeastern Mexico: An alternative model*”. *Geology*. Tomo 13, n°7, págs. 453–456, (1985).
49. Makepeace Thackeray W. y Vanity F. “*Basin Analysis: Principles and Applications; Chapter 10: The Petroleum System*”. 3ra Edición, Wiley-Blackwell, (1848).

50. McCollum E.V. "*The Interpretation of Gravity Anomalies*". Tulsa Geological Society Digest Vol. 13, p. 53-54, (1944).
51. Milsom J. "Field Geophysics". Inglaterra, Wiley, tercera edición, (2003).
52. Molina Garza R.S. "*Paleomagnetic reconstruction of Coahuila Mexico: the Late Triassic Acatita intrusives*": Geofísica Internacional, Tomo 44, págs.197-210, (2005).
53. Molina Garza R.S., Van Der Voo R. y Urrutia Fucugauchi J. "*Paleomagnetism of the Chiapas Massif, southern Mexico: Evidence for rotation of the Maya Block and implications for the opening of the Gulf of Mexico*". GSA Boletín. Tomo 104, nº 9, págs. 1156–1168, (1992).
54. Moreno Castillo R. "*Método de Interpretación Cualitativa de Mapas Gravimétricos y su Aplicación en la Zona Sur de Petróleos Mexicanos*". Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Vol. XXXIV, nº 1, (1982).
55. Morley C. K. "*Mobile shale related deformation in large deltas developed on passive and active margins*". Geological Society, London, Special Publications, págs. 335-357, (2003).
56. Nanda N.C. "*Seismic Data Interpretation and Evaluation for Hydrocarbon Exploration and Production*". Springer, (2016).
57. Negendak J. F. W., Emmermann R., Krawczyk R., Mooser F., Tobschall H. y D. Werle D. "*Geological and geochemical investigations on the eastern trans mexican volcanic belt.*" Geof. Int. Vol. 244, págs. 477-575, (1985).
58. Nuñez Rubim I., Carrión Torrente A. y José Luis Sánchez-Roldán. "*Deformaciones neógenas y diapirismo arcilloso en el sector nororiental del prisma de acreción del Golfo de Cádiz*". Departamento de Geodinámica, Universidad de Granada. GEOGACETA, Sociedad Geológica España, (2017).

59. Padilla y Sánchez R. J. “*Post-paleozoic tectonics of northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico*”. *Geof. Int.* Vol. 25-1, págs. 157-206, (1986).
60. Padilla y Sánchez R.J. “*Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*”. Tomo 59, nº 1, págs. 19-42, (2007).
61. Padilla y Sánchez R.J. “*Evolución Tectónica De Las Cadenas Plegadas Y Cabalgadas Del Occidente Del Golfo De México: Sierra Madre Oriental-Sierra De Zongolica-Sierra De Chiapas*”. *GEOS*, Vol. 24, nº 2, (2004).
62. Pedraza De Marchi A.C. y Tocho C. “*Análisis de Nuevos Estándares Para Reducir Datos de Gravedad: Aplicación en Tierra del Fuego*”. Asociación Argentina de Geofísicos y Geodestas, (2011).
63. Potter P.E., Maynard J.B. y Pryor W.A. “*Sedimentology of Shale*”. Springer Verlag, New York, (1980).
64. Romanowicz R. y Dziewonski. “*Treatise on Geophysics*”. Elsevier B.V Vol. 1, (2015).
65. Sedlock R.L., Ortega Gutiérrez F., Speed R.C. “*Tectonostratigraphic Terranes and Tectonic Evolution of Mexico*”. Geological Society of America, (1993).
66. SENER. “*Infraestructura de gas natural en México*”
<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>
(consultado en febrero 2022).
67. Servicio Geológico Mexicano. “*GeoInfoMex*”.
<https://www.sgm.gob.mx/GeoInfoMexGobMx/> (consultado en noviembre 2021).
68. Shuhail A.A., Al-Dossary S.A, y Mousa W.A. “*Seismic Data Interpretation using Digital Image Processing*”. Wiley, (2017).
69. Tarek Al-Arbi O.G. “*Technical Guidance for Petroleum Exploration and Production Plans*”. Springer, (2020).

70. Van Rensbergen P., Morley C. K., Ang D. W., Hoan T.Q. y Lam N. T. “*Structural evolution of shale diapirs from reactive rise to mud volcanism: 3D seismic data from the Baram delta, offshore Brunei Darussalam*”. Journal of the Geological Society, 156, 633-650, (1980).
71. Zhang J.J. “*Applied Petroleum Geomechanics; CHAPTER 7: Abnormal pore pressure mechanism*”. Gulf Professional Publishing, (2019).