



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“El comportamiento de la onda compresional en un
yacimiento no convencional”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA GEOFÍSICA

P R E S E N T A:

TANIA OSIRIS AVILES MARTÍNEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.
MARZO 2016.

*De todo quedaron tres cosas:
la certeza de que estaba siempre comenzando,
la certeza de que había que seguir
y la certeza de que sería interrumpido
antes de terminar.*

*Hacer de la interrupción un camino nuevo,
hacer de la caída, un paso de danza,
del miedo, una escalera,
del sueño, un puente,
de la búsqueda, ... un encuentro.*

Fernando Pessoa

DEDICATORIA.

"No need to hurry. No need to sparkle. No need to be anybody but oneself"

Virginia Woolf.

A Dios por no abandonarme nunca, por ayudarme a vencer mis miedos, por enseñarme a tener paciencia en las dificultades y por permitirme finalizar esta importante etapa de mi vida como universitaria.

A mi padre Sergio Aviles, a mi madre Angélica Martínez y a mis abuelas Guadalupe Contreras y Ma. Norberta Juárez, por transmitirme sus inmensas ganas de vivir, por enseñarme a ser una mujer valiente, independiente, fuerte y perseverante.

A mis hermanos Mina y Bryan, porque siempre tienen la alegría y la luz que necesito en los tiempos más difíciles, pero también porque su apoyo incondicional, su inmenso amor y su admiración son parte clave en mi inspiración para superarme y ser no solo una buena hermana mayor, sino también un mejor ser humano.

A mis tíos, Mariana Aguirre, Guillermo Aviles, David Aviles, María Elvira y Tere por ser como mis segundos padres y ayudarme siempre que lo necesito, por no soltarme de la mano nunca y por enseñarme que la vida está llena de momentos felices.

Al profesor Eduardo Salguero y a su familia por ser tan amables conmigo y por todo el apoyo que me han dado, gracias por los buenos momentos que he pasado a su lado.

A mis amigos del IMP, Jessica Ortega, Luis Antonio Vargas, Gabriel Chavez, Daniel Lopez, Araceli, Dante León, Mayra Escalona, Maricarmen, Jorge Guizar y Javier Abreu, por apoyarme siempre, por los buenos momentos que hemos pasado, las risas, por los ánimos que nunca dejaron de transmitirme y por ser mis compañeros en esta etapa de tesista.

A todos mis compañeros y amigos de la universidad Raymundo Plata, Esteban Castañeda, Marianna Lagunas, Alexis García, Sergio Aguilar, Sandra Ocampo, Jazmin Palomares, Diego Martínez, Ketz, Cecilia Mata, Geovani Martínez, Andrés Manuel Cabrera, Pepe García, Misael, Martín Mora, Oscar Rau, Selene Saraí, Jesús Patiapa, Ingrid, Elma, Ana Laura, Miguel Soberano, Julio, Betty, Reynaldo, Anahi y René Sanchez, por hacer más amena esta etapa, por todos los desvelos que pasamos juntos, por todas las veces que me han sabido tender la mano cuando he estado en apuros y por su amistad que siempre me ayuda a mirar hacia delante.

A todos los amigos que la vida ha puesto en mi camino, Rebeca, Ilse, Irene Luviano, David, Zyanya Ruelas, Luis, Gisela Lima, Ana Laura y Alma, para aprender juntos, crecer y para compartir un plato de comida como un vaso de agua.

A Gris y a Mitzi porque me han ayudado a crecer enormemente y a superar mis miedos, mostrándome lo constante que puedo llegar a ser para cumplir mis metas.

A Adrián, Lazcano, Vera, Fer, Andrés y Emmanuel por sostenerme fuerte de la mano y no dejarme caer nunca, por ofrecerme su cariño, por cuidarme hasta donde les ha sido posible, por no dejarme tener frío ni hambre, por ser los mejores amigos que he tenido, porque me ayudaron a crecer académicamente pero sobre todo como persona, porque sin ustedes no habría sido posible cumplir el sueño de terminar mi carrera universitaria, gracias por siempre.

AGRADECIMIENTOS.

“Podemos tener mucho miedo pero no debemos perder la voluntad”

Gracias mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México por todas las oportunidades que me ha brindado desde la preparatoria siendo mi segundo hogar. Por los maestros, sus instalaciones, sus servicios, así como sus actividades culturales y deportivas que contribuyeron a mi formación personal y profesional.

A la Facultad de Ingeniería y mis profesores, por el desarrollo académico otorgado, por brindarme las herramientas para mi formación profesional y sobre todo por compartirme sus conocimientos.

Agradezco enormemente al Instituto Mexicano del Petróleo darme la oportunidad de realizar este trabajo de tesis en sus instalaciones, así como por el apoyo económico, las facilidades otorgadas y la atención recibida. Especialmente al área de becas, a los doctores Carlos Ortiz, Alfredo Trujillo, Aurelio España, Pedro Ernesto Villaseñor, Sergio Chávez, Enrique Coconi, Mario Ernesto, al ingeniero Mauricio Orozco, a Miriam y al doctor Humberto Alzaga por todo el aprendizaje.

También quiero dar las gracias al M.I. Ricardo Castrejón y al M.I. Rodrigo Montufar Chaveznava, por darme todo su apoyo, orientación, paciencia y confianza en esta etapa de mi vida.

A mis sinodales, Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi, M.I. Ricardo Castrejón Pineda, Dr. Carlos Ortiz, Dr. Josué Tago Pacheco y al Dr. Martín Cárdenas Soto por compartir su experiencia y su buena disposición para mejorar este trabajo.

Al doctor Jaime Urrutia Fucugauchi quiero agradecer de manera especial por todo su apoyo en la etapa final de esta tesis, ya que sin su apoyo este trabajo no se habría visto culminado.

Finalmente quiero agradecer principalmente al Dr. Eduardo Salguero Hernández por la dirección del presente trabajo, por mi estancia en el IMP, por sus consejos tanto profesionales como personales, por creer siempre en mí, por preocuparse por la calidad de mi tesis, por toda su motivación en los tiempos más difíciles, por estar siempre presente hasta la culminación de este trabajo a pesar de los contratiempos, por su valiosa amistad y sobre todo por enseñarme que la vocación de profesor trasciende las aulas.

RESUMEN.

Los yacimientos no convencionales han cobrado mayor interés recientemente debido a que la principal fuente energética a nivel mundial siguen siendo los hidrocarburos y varios de los yacimientos convencionales ya han sido explotados, así que es necesario continuar la exploración en los no convencionales para poder suplir la creciente demanda energética para continuar con la calidad de vida de la actualidad. Para este propósito, los registros geofísicos de pozo y los atributos sísmicos, son de gran utilidad para caracterizar los yacimientos y tomar decisiones en la perforación de los mismos.

En este trabajo se estudió el comportamiento de la onda compresional en un yacimiento no convencional por medio de los atributos sísmicos amplitud, fase, frecuencia, factor de calidad, descomposición espectral, así como de la observación del cambio de polaridad de la onda sísmica en el medio. Para este fin se estimaron las profundidades de interés y algunas características petrofísicas como la saturación de agua y la composición litológica a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozo tales como resistividad somera, resistividad profunda, rayos gamma y neutrón. Para poder relacionar los datos de pozo con los sísmicos, se aplicó una aproximación matemática de conversión. Teniendo este sustento de base, se picaron y generaron los respectivos horizontes en las secciones sísmicas, a lo largo de los cuales se presentan impregnaciones de hidrocarburos. Evaluando los atributos ya mencionados sobre los horizontes, pudimos corroborar que los atributos aplicados en los yacimientos no convencionales muestran un comportamiento similar a los convencionales, sin embargo se constató que funciona mejor la descomposición espectral para encontrar las zonas de sintonía del medio con mayor probabilidad de tener hidrocarburos.

No obstante como plantea Arthur E. Barnes (2007) se corroboró que es necesario utilizar más de un atributo concluir sobre la distribución de hidrocarburos en cualquier horizonte. Finalmente se pudo observar que las zonas con una amplitud alta no siempre correspondían con frecuencias altas, presentando factor de calidad cercano a cero, siendo así medios atenuantes de energía sísmica en toda su extensión. Las áreas de sintonía en su mayoría se encontraron en las bandas de 10 a 20 Hz y de 20 a 30 Hz. Una característica importante de este trabajo es que las áreas en sintonía siempre tocaron al pozo A que en este trabajo lo asociamos con presencia de aceite.

ABSTRACT.

Recently the importance of non conventional resources has increased as a consequence of hydrocarbons are still the principal source of energy hydrocarbons are still the principal source of energy in the world and most of conventional reservoirs have been exploited, therefore in order to supply the increased demand of energy and to keep our currently quality of life, it is necessary to explore the unconventional reservoir. For this purpose, the use of well logs and seismic attributes are indispensable for characterization in reservoirs, especially for taking decisions of drilling.

This thesis shows a study of compressional wave behavior in an unconventional reservoir using certain seismic attributes as amplitude, phase, polarity, frequency, quality factor and spectral decomposition. For this end, well logs as gamma ray, neutron and resistivity have been interpreted aimed primarily at detection and evaluation of possibly productive horizons. The correlation between well logs and seismic data have been done with a mathematical approximation. Based on this, the horizons have been picked and then created on the seismic sections. Finally evaluating the selected attributes over the horizons, it has been corroborated a similar behavior in this unconventional reservoir in comparison with the usual behavior on conventional ones, nonetheless spectral decomposition works better for finding tuning areas with the highest probability of present hydrocarbons.

In addition, it has been corroborating the necessity proposed by Arthur E. Barnes (2007) for employing more than one attribute in order to identify hydrocarbons over each horizon. As a result, it had seen that high amplitude values does not always correspond to high frequency values, showing a quality factor near to zero, hence our horizons are attenuating media. By other side, the most tuning areas had been finding in band from 10 to 20 Hz and from 20 to 30 Hz. An important fact for emphasized is the permanent contact between the tuning areas and the well A associated with existence of oil. It is expected this thesis contributes for futures geophysical and geological researches in unconventional resources.

Índice.

DEDICATORIA.....	3
AGRADECIMIENTOS.....	5
RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	9
INTRODUCCIÓN.....	13
CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.....	15
Yacimientos convencionales	17
Yacimientos no convencionales	19
Clasificación de yacimientos no convencionales	21
Aceite y gas en areniscas compactas	21
Lutitas gasíferas y lutitas aceitíferas.....	23
Importancia económica.....	27
CAPÍTULO II.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	30
Antecedentes.....	32
Marco geológico.....	34
Estratigrafía.....	37
CAPÍTULO III.- EL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA COMPRESIONAL: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL Y ANÁLISIS DE TRAZA COMPLEJA.....	42
Análisis de traza compleja.....	43
Fase y polaridad.....	46
Amplitud.....	50
Frecuencia.....	54
Descomposición espectral.....	58
CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	63
Características de los datos sísmicos y de pozo.....	64
Análisis de los datos de pozo.....	65
Análisis de los datos sísmicos 3D.....	72
Pozo A.	74
Primer y segundo intervalo Z=-1666 [ms].....	74
Tercer intervalo t=1433 ms	75

Cuarto intervalo $t = 1477$ ms.....	77
Pozo B.	79
CAPÍTULO V.- INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES GEOLÓGICOS A PARTIR DE LOS DATOS SÍSMICOS 3D.	82
CAPÍTULO VI.- ANÁLISIS DEL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA EN LOS HORIZONTES INTERPRETADOS.	87
Cálculo de atributos sísmicos en cuatro horizontes.	88
Atributos evaluados sobre el horizonte 1A.....	88
Envolvente de amplitud	88
Frecuencia dominante.....	89
Factor de calidad	89
Descomposición espectral.....	90
Atributos evaluados sobre el horizonte 2A.....	93
Envolvente de amplitud	93
Factor de calidad	94
Frecuencia dominante.....	95
Descomposición espectral.....	95
Atributos evaluados sobre el horizonte 3A.....	98
Envolvente de amplitud	98
Frecuencia dominante.....	98
Factor de calidad	99
Descomposición espectral.....	99
Atributos evaluados sobre el horizonte 4A.....	102
Envolvente de amplitud	102
Frecuencia dominante.....	103
Factor de calidad	103
Descomposición espectral.....	104
CAPÍTULO VII. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.	107
Discusión.	108
Conclusiones.	109
BIBLIOGRAFÍA	110
Índice de figuras	115

INTRODUCCIÓN.

“Don't be afraid to give up the good to go for the great.”

John D. Rockefeller.

INTRODUCCIÓN.

En la actualidad, la búsqueda de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se ha convertido en un tema de interés estratégico tanto para la nación mexicana como a nivel mundial. Esta importancia se debe en principio a que la mayoría de los yacimientos convencionales ya han sido explotados, así que es importante encontrar nuevas fuentes de hidrocarburos para continuar su suministro, siendo la mejor alternativa los yacimientos no convencionales.

A pesar de que se generara un mayor desarrollo de fuentes alternativas basadas en energías renovables, estas podrían no ser suficientes para mantener la calidad de vida, dada la creciente demanda energética. Por otra parte llevaría muchos años e implicaría diversos costos de infraestructura, cambiar la fuente energética de diferentes sistemas basados en hidrocarburos (transporte, calefacción, producción de energía eléctrica, producción de plásticos, etc.) por algún otro tipo de combustible.

Una vez expuesto esto, cabe señalar que en el camino hacia el conocimiento sobre los yacimientos no convencionales, todavía tenemos mucho que aprender, pues no obstante a la experiencia histórica adquirida en los yacimientos convencionales, se ha mostrado que no hay un método estandarizado para explorar e identificar los reservorios no convencionales.

Sin embargo, está latente la inquietud de identificar cuáles son las herramientas (que se han utilizado en los yacimientos convencionales) que pueden ayudar en el estudio de los reservorios no convencionales. En este proyecto de tesis, se propone calcular y analizar el comportamiento de la amplitud, fase y frecuencia en horizontes interpretados, a lo largo de los cuales existen zonas con y sin impregnaciones de fluido. De este modo se plantea retomar la experiencia adquirida en yacimientos convencionales y observar cómo se comportan en yacimientos no convencionales.

De manera general se espera que estos atributos tengan un comportamiento similar al que han presentado en yacimientos convencionales. Así mismo también se espera que exista un comportamiento diferente y marcado entre las zonas debido a la presencia o la ausencia de impregnaciones de fluido.

CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.

“Where oil is first found is the minds of men”

Wallace Pratt

Este capítulo tiene como finalidad explicar las principales diferencias entre un yacimiento convencional y uno no convencional, lo cual es importante para comprender los criterios bajo los cuales se estableció como no convencional al yacimiento con el que se trabajó en esta tesis. Se considera importante explicar estos conceptos porque el tipo de yacimiento influirá en la manera que se decida realizar su estudio.

Además, se muestra de manera general la clasificación de los yacimientos no convencionales y su importancia. También, se describe de forma breve la importancia de seguir explorando y explotando a los hidrocarburos como fuente principal de energía para abastecer la demanda mundial, la cual cada día va en aumento en busca de una mejor calidad de vida, del aumento poblacional y del incremento de la esperanza de vida.

Phil Chan (SPE-PRMS, 2011) define a los yacimientos convencionales como acumulaciones discretas relacionadas a una condición geológica, estratigráfica o estructural. Además, deben contar con una roca generadora, una roca almacenadora, una trampa y una roca sello, así como sufrir los procesos de migración y sincronía, todos estos factores deberán estar vinculados en tiempo y espacio, condiciones con las cuales es más sencillo explotar los hidrocarburos y suelen requerir menores procesos previos a su venta.

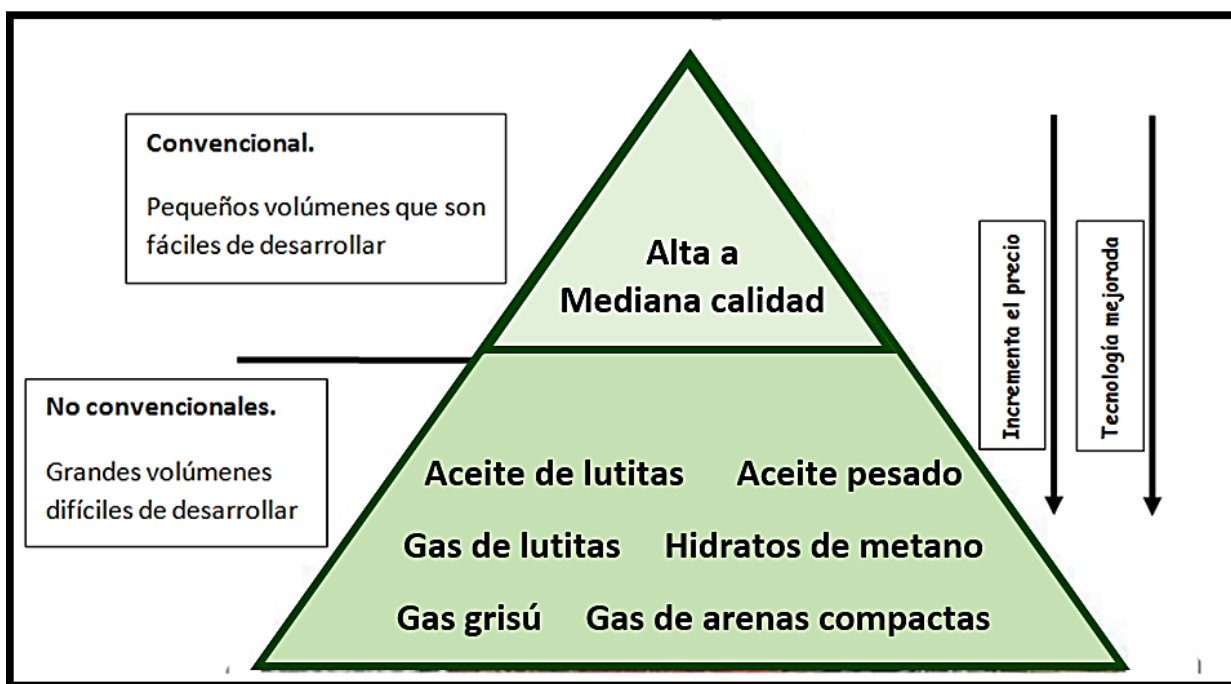


Figura 1. 1 Triángulo de los recursos. Modificada de Holdtich (2003).

Contrario a esto, Chan plantea que las acumulaciones de los yacimientos no convencionales comprenden largas áreas y debido a la complejidad geológica en la que se encuentran, requieren tecnologías especiales para su extracción, además de mayores procesos previos a su venta. En la figura 1.1 se muestran ambas explicaciones de manera esquemática con el triángulo de los recursos propuesto por Holditch (2003).

A modo de explicación, de manera general se presenta la siguiente tabla modificada de PEMEX (2011), en la cual podemos ver algunas diferencias entre ambos tipos de yacimiento, en cuanto a las etapas de exploración, desarrollo y producción.

	Convencionales	No convencionales
Exploración	<ul style="list-style-type: none"> • Administración del riesgo enfocado en reducir la probabilidad de los grandes riesgos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Administración del riesgo enfocado en aceptar un razonable retorno de la inversión.
Desarrollo	<ul style="list-style-type: none"> • El desarrollo es ejecutado para encontrar características específicas del yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los equipos de desarrollo están enfocados en la velocidad y costo, a través de procesos eficientes y estandarizados.
Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Los equipos de producción están enfocados en maximizar la producción. • Actividad de mantenimiento concentrada y compleja, de acuerdo a la edad del desarrollo. 	<ul style="list-style-type: none"> • El objetivo de los equipos de producción es el mantenimiento de la producción y la reducción de costos de los sistemas artificiales. • Las actividades de mantenimiento son continuas.

Tabla 1. 1 Tabla modificada de "Retos y Avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec" Academia de Ingenieros de México y PEMEX. 2011.

Yacimientos convencionales

Los yacimientos convencionales son aquellos sistemas que cumplen con todas las características de un sistema petrolero, es decir, poseen roca generadora, roca almacenadora y roca sello, formándose esta última antes de la migración de los hidrocarburos, además tienen un adecuado entrampamiento y sincronía, con todo esto los hidrocarburos podrán generarse y preservarse. Este tipo de yacimientos pueden presentar dos tipos de trampas; estructurales y estratigráficas (figura 1.2 y 1.3).

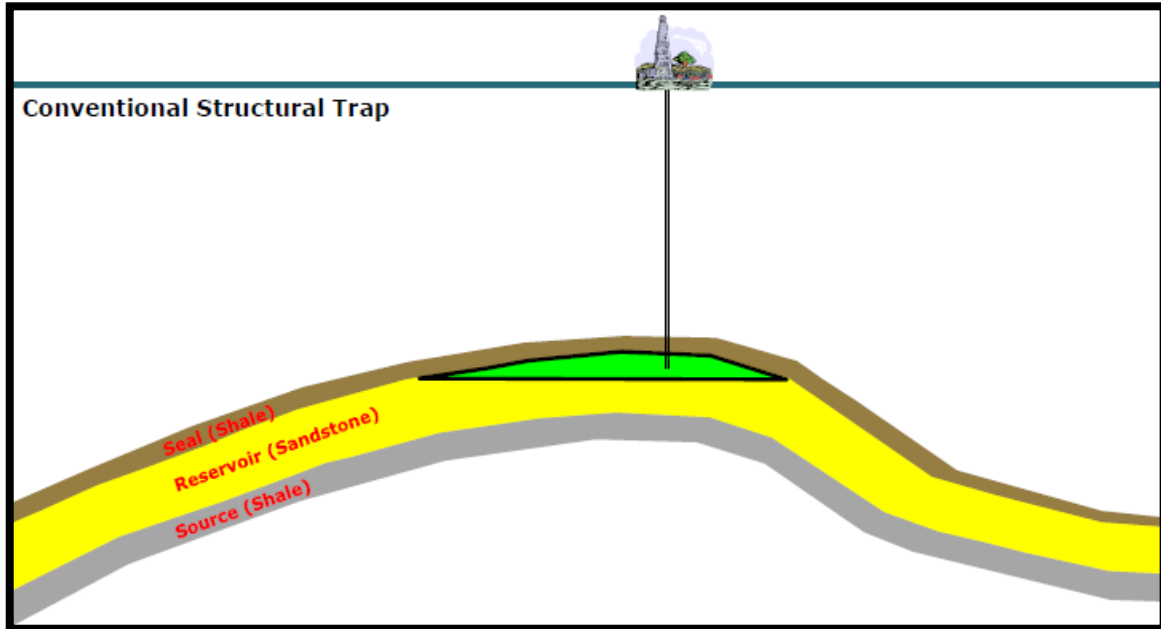


Figura 1. 2 Ejemplo de una trampa estructural. Modificada de AAPL's 57 th Meeting, 2011.

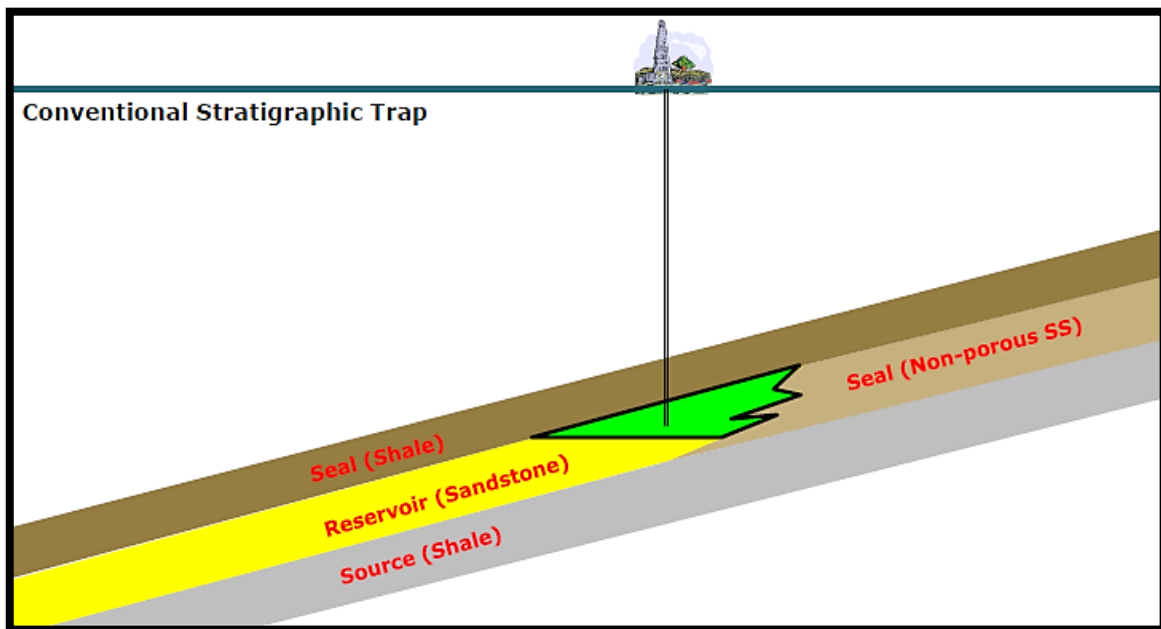


Figura 1. 3 Ejemplo de una trampa estratigráfica. Modificada de AAPL's 57 th Meeting, 2011.

En este sistema los valores de porosidad y permeabilidad son altos, por lo cual los hidrocarburos fluyen con cierta facilidad. Su sistema petrolero tiene rocas

permeables y porosas que permiten la acumulación de hidrocarburos en su interior, con una serie de condiciones geológicas y petrofísicas, que evitan el escape del hidrocarburo. La capa porosa y permeable, llamada almacenadora, está cubierta por otras rocas de baja permeabilidad, lo que constituye la roca sello.

Estos yacimientos suelen producir tasas altas de flujo económico, así como grandes volúmenes de gas y aceite, sin necesitar tratamientos de estimulación masiva, tampoco procesos de recuperación especial o tecnología especial. Un yacimiento convencional tiene de alta a mediana permeabilidad. Se pueden perforar pozos verticales, perforando así el intervalo productor, para después producir tasas de flujo comerciales y recuperar volúmenes económicos de aceite y gas.

Yacimientos no convencionales

La primer gran diferencia de los yacimientos convencionales con los no convencionales es que una sola roca funge el papel de la roca generadora, la roca sello y la roca almacén. Aunado a esto, también se dice que un yacimiento es no convencional cuando las condiciones de los hidrocarburos no permiten que esté fluya, puesto que se encuentra en rocas con muy poca permeabilidad o porque la viscosidad de estos es alta, presentando además múltiples ambientes de depósito y heterogeneidad lateral. En la figura 1.4 se muestra un ejemplo de yacimiento no convencional.

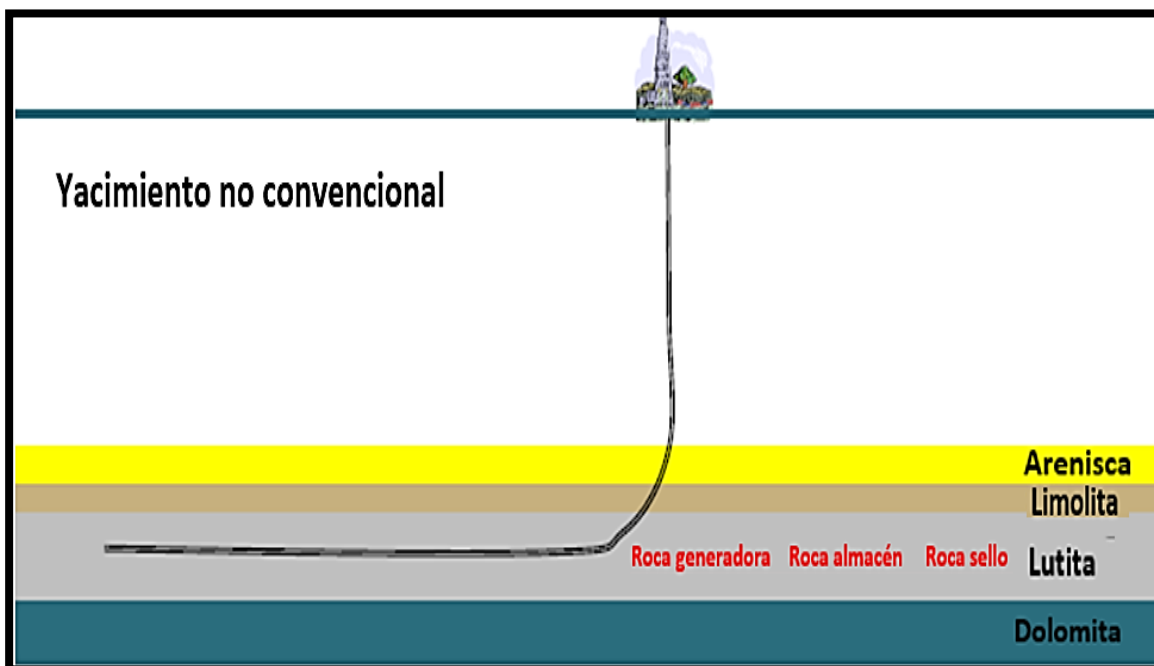


Figura 1. 4 Ejemplo de un yacimiento no convencional. Modificada de AAPL's 57 th Meeting, 2011.

Por otra parte según Holditch (2003), los yacimientos no convencionales son los que no producen tasas de flujo económico o volúmenes económicos de aceite y gas, sin asistencia de tratamientos de estimulación masiva o procesos de recuperación especial o de tecnologías específicas. Referente a esto Meckel y Thomasson (2008), definen a los yacimientos no convencionales como aquellos que tienen una permeabilidad menor a 0.1 mD.

En la figura 1.5 se muestra una clasificación de los yacimientos en función de su permeabilidad, y en la parte inferior una correlación de la permeabilidad con el tamaño de garganta de poro necesario para que fluyan moléculas de hidrocarburos.

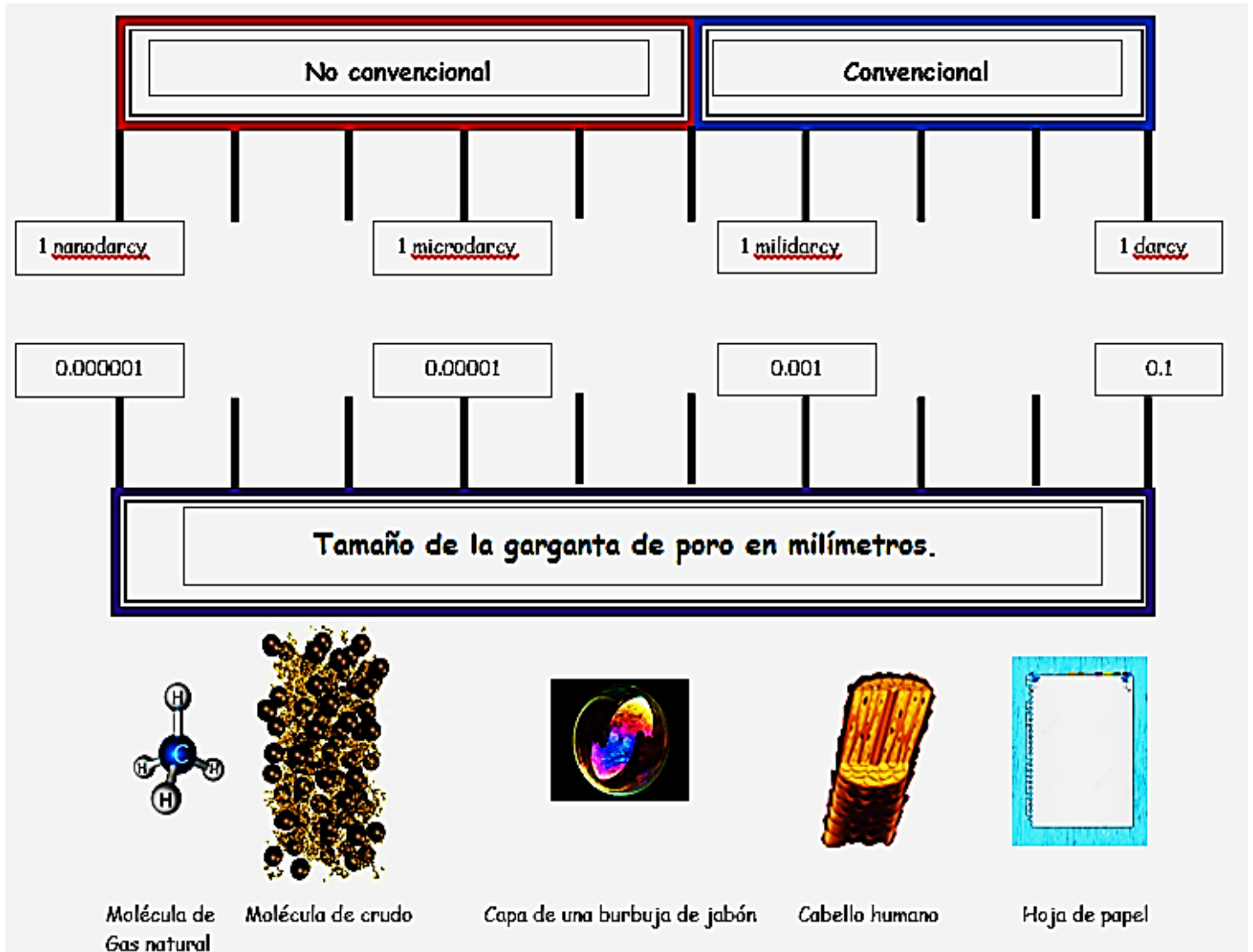


Figura 1. 5 Correlación de la permeabilidad con la porosidad en yacimientos. Modificado de Exxon (2011).

Los yacimientos no convencionales están naturalmente fracturados y son laterales, la mayoría no son isotrópicos ni homogéneos. Por esta razón y como los hidrocarburos son generados in situ, no se aplica el concepto de migración, así que los hidrocarburos se mantienen en el yacimiento gracias a la presión, a la baja permeabilidad y algunas veces a la viscosidad de los mismos.

A continuación, se incluye una breve descripción de algunos yacimientos no convencionales.

Clasificación de yacimientos no convencionales

Dentro de las diversas clasificaciones solo tomaremos, de manera general y para realizar una breve descripción, a los siguientes yacimientos no convencionales:

- ❖ Aceite en areniscas compactas
- ❖ Gas en areniscas compactas
- ❖ Lutitas gasíferas
- ❖ Lutitas aceitíferas

Aceite y gas en areniscas compactas

El aceite en areniscas compactas ha cobrado mayor importancia en Estados Unidos y Canadá (figura 1.6). En el poniente de Canadá se han encontrado recursos potenciales de este tipo en Columbia Británica, Alberta, Saskatchewan y Manitoba. Al este, se ha encontrado en la Isla Anticosti en Quebec y Terranova Occidental.

Después del 2000, cuando se descubrió la formación Bakken en la cuenca Williston, con una producción diaria de 7000 t, varios medios estadounidenses empezaron a referirse al aceite en areniscas compactas como el “oro negro”. En 2008, en Bakken, se realizó un desarrollo a gran escala lo que lo posicionó como uno de los 10 mejores descubrimientos mundiales. El yacimiento Bakken cubre un área de $7 \times 10^4 \text{ km}^2$, y el área con contenido de aceite es de 5 a 15 metros de espesor en una profundidad de 2590 y 3200 metros.

La cuenca de Williston tiene un área de $34 \times 10^4 \text{ km}^2$ y atraviesa parte de Estados Unidos y Canadá. En la formación Bakken existen nueve tipos de litología, dentro de las cuales los espesores varían de 0.5 a 1.5 metros de espesor, teniendo un total de materia orgánica (TOC) DE 14% a 10%.

Las rocas generadoras en ese tipo de yacimientos son diversas: depósitos de carbón, de ambiente lacustre y marino. La mayoría de los yacimientos compactos además de ser muy poco porosos y permeables con gran heterogeneidad, también tienen una alta saturación de agua, y una gran escala de distribución.

En cuanto a los yacimientos de gas en areniscas compactas en Estados Unidos, a partir de 1970 se aumentó su producción debido al continuo incremento en los precios del gas.

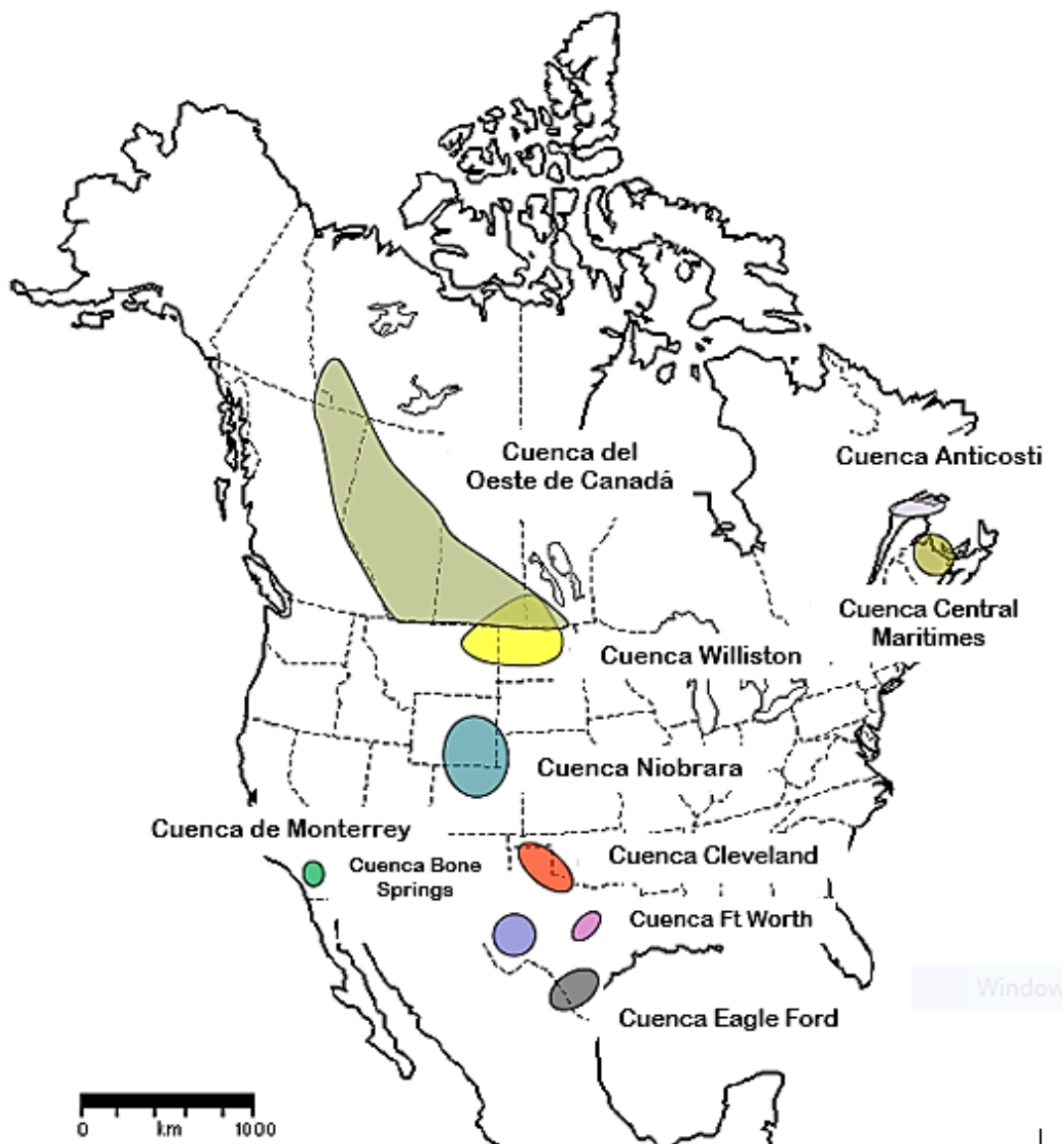


Figura 1. 6 Ubicación de las mayores cuencas de aceite en areniscas compactas en Estados Unidos y Canadá. Modificada de Canadian Society for Unconventional Resources (2012).

La producción del gas en areniscas compactas es aproximadamente 6 tcf al año en Estados Unidos, lo que representa 25% del gas total producido. The Energy Information Administration estima que aproximadamente el 17% del gas recuperable de areniscas compactas, actualmente se encuentra en los Estados Unidos, es decir, alrededor de 310 tcf. También, supone que más de 7,400 tcf del gas mundial se

encuentra en yacimientos de areniscas compactas. En la figura 1.7 se observa la ubicación de las mayores cuencas de gas en areniscas compactas en los Estados Unidos.



Figura 1. 7 Ubicación de las mayores cuencas de gas en areniscas compactas en los Estados. SPE(2011).

Este tipo de yacimiento produce principalmente gas seco, sus formaciones son de arenisca o de caliza y normalmente se encuentran en profundidades mayores a 10,000 pies debajo de la superficie. Debido a la heterogeneidad y a la conectividad en este tipo de yacimientos que es comúnmente limitada y discontinua, su correlación lateral es de poco alcance.

Los yacimientos compactos se desarrollan principalmente en formaciones compuestas por areniscas muy finas de origen marino, su porosidad primaria es menor a 10% o 12% y su permeabilidad es menor a 0.1mD. Como no existen fisuras es difícil incidir en los horizontes objetivo si no se realiza fracturamiento hidráulico.

Lutitas gasíferas y lutitas aceítíferas.

La lutita es una de las rocas sedimentarias más comunes y está compuesta por partículas de un tamaño que va del limo a la arcilla, es decir con un diámetro menor a 1/256 mm (0.003906 mm), se trata de una roca laminada. Aproximadamente 60% de los sedimentos en la corteza terrestre son lutitas y es la principal roca madre de la mayoría de los yacimientos convencionales en el mundo. En la figura 1.8 se

CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.
DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.

muestra la ubicación de algunos de los principales yacimientos de lutitas en Canadá, Estados Unidos y México.

Los objetivos para desarrollar yacimientos de lutitas son aquellos ricos en sedimentos orgánicos que fueron depositados de tal manera que se ha podido preservar una parte significativa de la materia orgánica original que puede servir como materia prima en la generación de hidrocarburos. Una gran cantidad de los hidrocarburos generados, permanece atrapada en la matriz de la roca poco permeable, siendo incapaz de migrar.

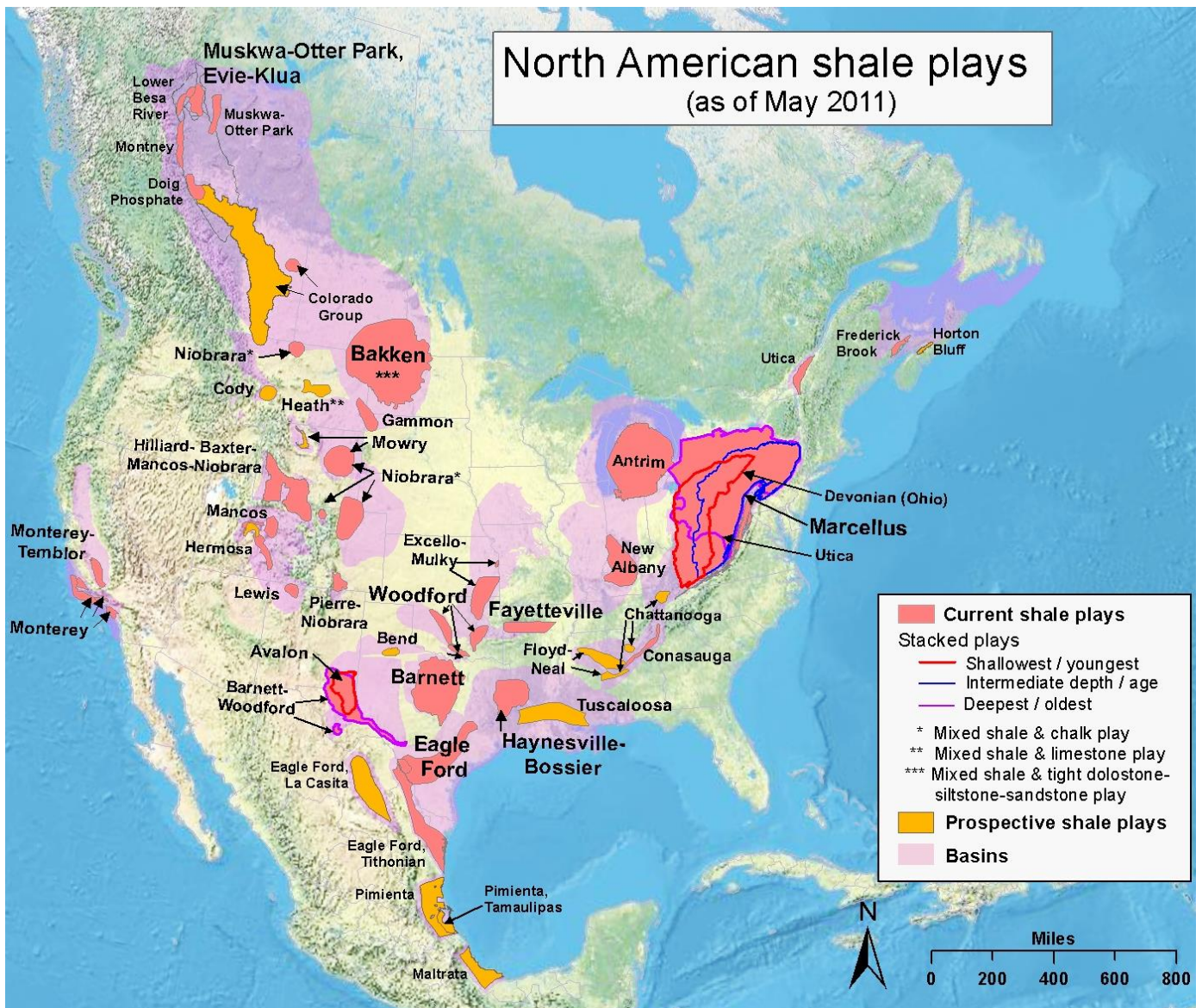


Figura 1. 8 Ubicación de los principales yacimientos de lutitas en Canadá, Estados Unidos y México.
Modificada de U.S. Energy Information Administration (2011).

Estas formaciones de lutitas deben tener gran cantidad de materia orgánica, bajos niveles de oxigenación, alto porcentaje de sílice (algunas veces carbonatos), buena maduración térmica, hidrocarburos en sus poros, baja permeabilidad y una gran distribución en cuanto al área total.

Los ambientes en los que se forman las lutitas son sedimentarios acuosos en los que se depositan sedimentos arcillosos, tales como llanuras de inundación de ríos, partes distales de abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos, en este tipo de ambientes el nivel de energía es muy bajo.

También es necesario que ocurra un sepultamiento rápido en un ambiente anóxico el cual inhiba secuestradores biológicos o químicos, esto puede ser posible en ambientes lacustres u oceánicos con poca circulación de agua. En la figura 1.9 se muestran los ambientes generales de depósito de las lutitas.

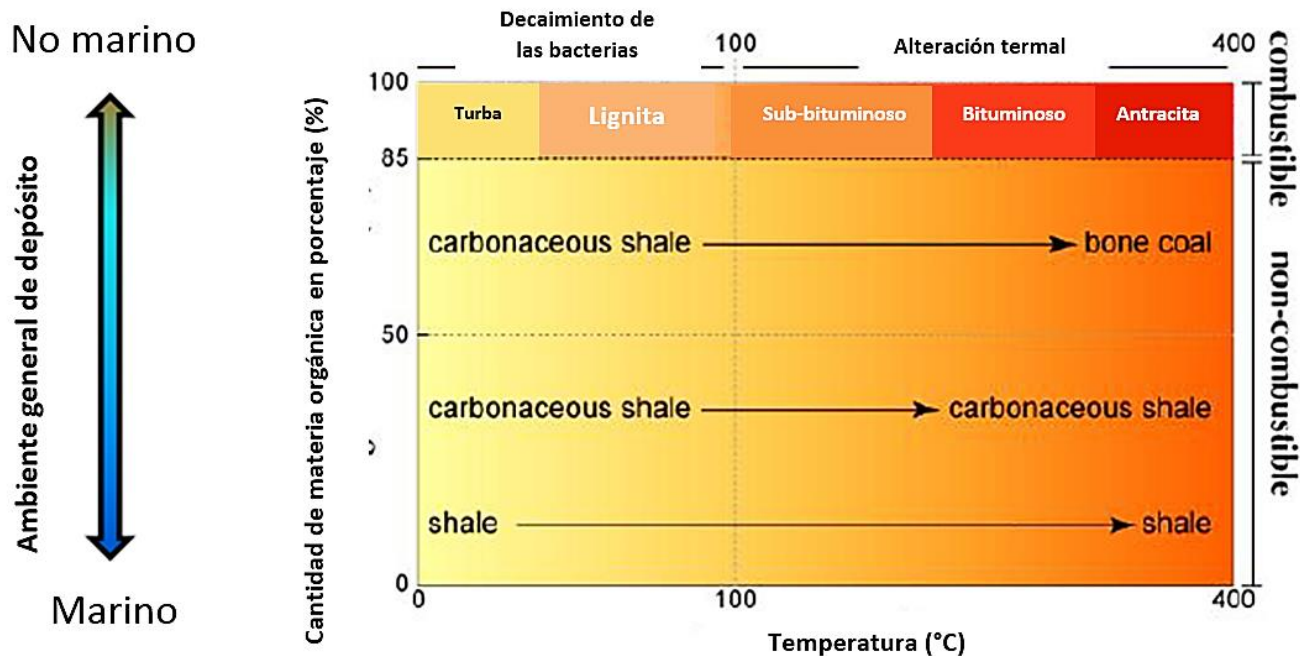


Figura 1. 9 Ejemplo de ambientes de formación de las lutitas.
Modificada de AAPL's 57 th Meeting, (2011)

El mar negro podría ser un ejemplo actual y análogo sobre las condiciones necesarias para la formación de recursos no convencionales de lutitas, considerando que su estratificación consiste de una capa superior con oxígeno y una capa inferior anóxica, por lo cual, bajo condiciones anóxicas los sedimentos podrían acumularse con un alto contenido de materia orgánica.

En la figura 1.10 las flechas verdes indican como el agua limpia fluye hacia los ríos y las flechas azules nos señalan el agua más densa que fluye hacia el Mar Mediterráneo. Sin embargo existe, una diferencia muy marcada entre el agua

**CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.
DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.**

superficial y el agua del fondo, la del fondo cambia solamente una vez cada mil años, así en el fondo se van acumulando los sedimentos ricos en materia orgánica. Las bacterias anaeróbicas despojan el oxígeno de los sulfatos y se lo ceden al sulfuro de hidrógeno como residuo. El sulfuro de hidrógeno puede reaccionar con el hierro de los sedimentos para formar pirita (FeS_2), lo cual es frecuentemente observado en las lutitas ricas en materia orgánica.

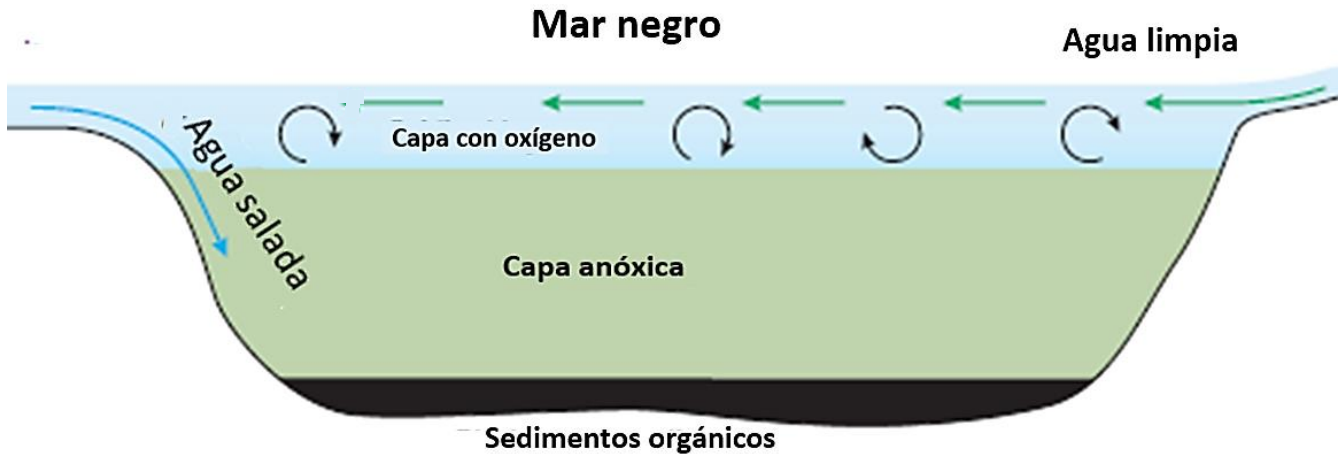


Figura 1. 10 Ejemplo de ambientes de formación de las lutitas. Modificada de Shale Gas Revolution, Oilfield Review, (2011).

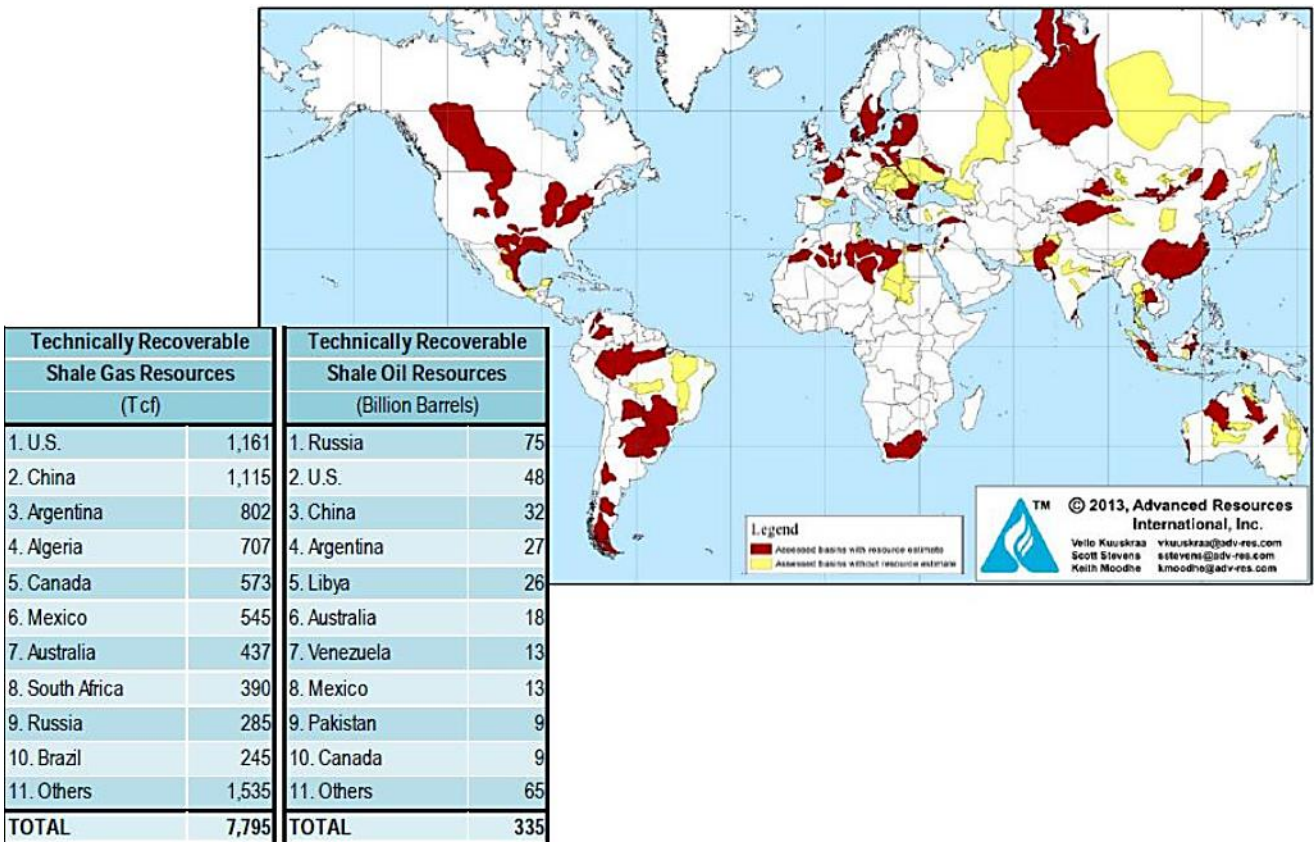


Figura 1. 11 Ubicación de las mayores acumulaciones de hidrocarburos en lutitas alrededor del mundo. EIA (2013).

Conforme más material orgánico se acumula, los sedimentos son rápidamente sepultados, las laminaciones se desarrollan y los sedimentos sufren un incremento de temperatura así como de presión. En ambientes marinos profundos, estos procesos serían más lentos y la acumulación de algunos centímetros podría tomar miles de años. El peso de los sedimentos superiores hace que el fluido de los sedimentos inferiores sea expulsado y que el lodo se compacte, dando paso a la litificación y el material orgánico se transforma en kerógeno.

Según la EIA (*Energy Information Administration*), dos terceras partes del gas de lutitas técnicamente recuperables se encuentran en Estados Unidos, China, Argentina, Argelia, Canadá y México, mientras que dos terceras partes del aceite de lutitas técnicamente recuperable se localizan en Rusia, Estados Unidos, China, Argentina, Libia y Venezuela, tal como se ilustra en la figura 1.11.

Importancia económica

El impacto de los pagos que la industria tiene sobre los países productores de petróleo tiene como efecto físico la utilidad de los proyectos que se llevan a cabo en la búsqueda y explotación de los recursos petrolíferos en los otros sectores de la economía de un país, con un impacto que por lo general es beneficioso para la expansión de las actividades locales.

Ahora bien, también se tiene un impacto indirecto del pago de las tarifas, impuestos y otros pagos, ya que pueden servir para financiar las necesidades de divisas de los proyectos de desarrollo, que pueden entonces llevarse a cabo sobre una base mucho más amplia, con un menor peligro de inflación y de efectos adversos sobre la balanza de pagos del país. La inversión de este capital genera cambios en la clase, dirección y tasa de desarrollo económico, que produce cambios en el paisaje.

Uno de los factores internacionales tomados en cuenta para expansionar la capacidad de producción, es asegurarse la rentabilidad del capital, así una vez que se aborda un área dada, no se abandonará fácilmente la capacidad productiva hasta que su inversión haya sido amortizada. Dentro de esta y otras limitaciones, las compañías internacionales intentan utilizar el crudo que, después de tener en cuenta los costos de producción, transporte y otros, junto con los impuestos y royalties gubernamentales de los países productores, permita la obtención del máximo beneficio neto.

La estructura de la producción dependerá de las variaciones regionales en la inversión de capital en una mayor cantidad de pozos y en pozos más profundos para lograr una tasa de recuperación primaria más elevada, en la investigación y equipo para mejorar las posibilidades de recuperación secundaria y en la tecnología y progreso de la extracción de petróleo.

**CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.
DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.**

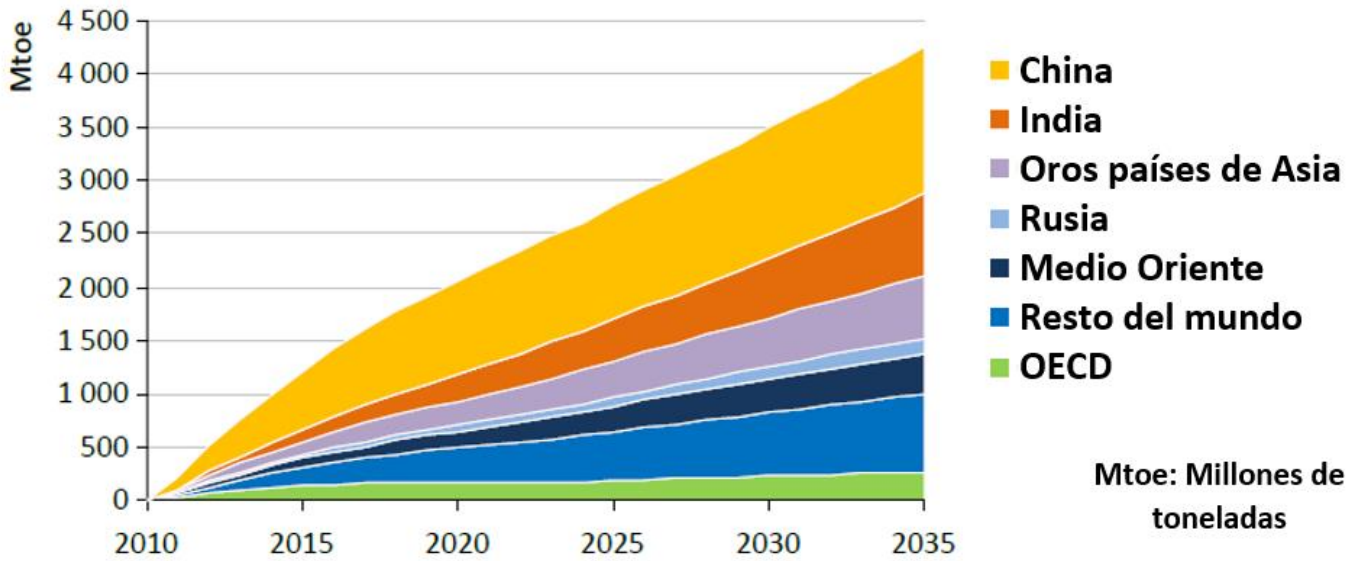


Figura 1. 12 Demanda de energía mundial proyectada al 2035. Modificada de World Energy Outlook (2011).

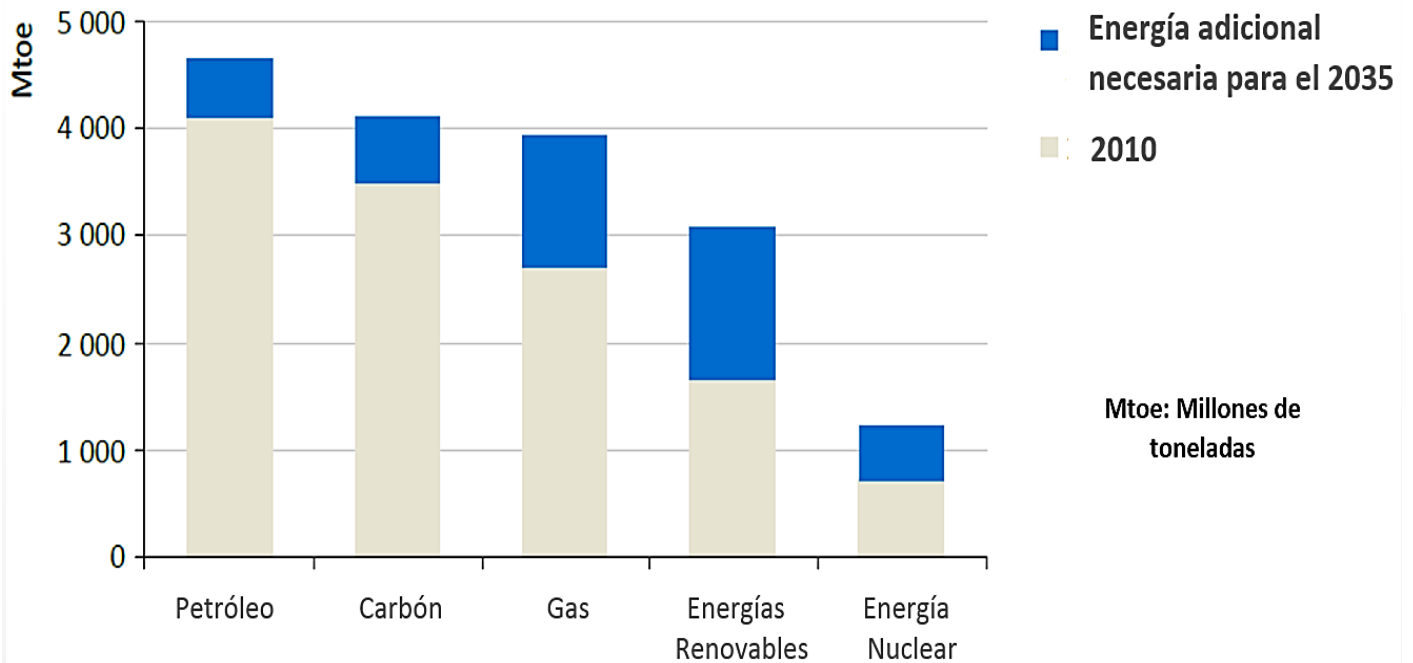


Figura 1. 13 Demanda de energía mundial proyectada desde el 2010 al 2035. Modificada de World Energy Outlook (2011).

**CAPÍTULO I.- YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.
DEFINICIONES Y CLASIFICACIONES.**

Aunado a esto un factor adicional que se debe considerar en la actualidad es que el aceite y el gas provenientes de yacimientos convencionales están en declive (“easy oil is gone”), por lo cual en un futuro muy cercano el rol que tendrán los no convencionales tendrá un mayor impacto en la economía mundial.

Según proyecciones de *World Energy Outlook* (2011), debido a la creciente demanda de energía (figura 1.12), los recursos no convencionales jugarán un papel importante en el futuro suministro de energía, sobre todo en los países que dependen principalmente de este tipo de energía. Incluso, aunque el desarrollo de las energías alternativas aumentara, eso no sería suficiente para abastecer la demanda mundial, así se muestra en la figura 1.13.

CAPÍTULO II.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

"Consider everything to be geology until proved otherwise"

Milo Backus

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en la porción centro-oriental de Veracruz. Se encuentra sobre la Planicie Costera del Golfo de México, cubre parte de los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí. Está a 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza, entre los municipios de Papantla y Chicontepec.

Esta Cuenca forma parte de la provincia petrolera Tampico-Misantla (UNAM-CNH, 2012) y cubre un área aproximada de 11,300 km², se encuentra al oeste de la paleo-Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) y al este del frente tectónico de la Sierra Madre Oriental (figura 2.1)

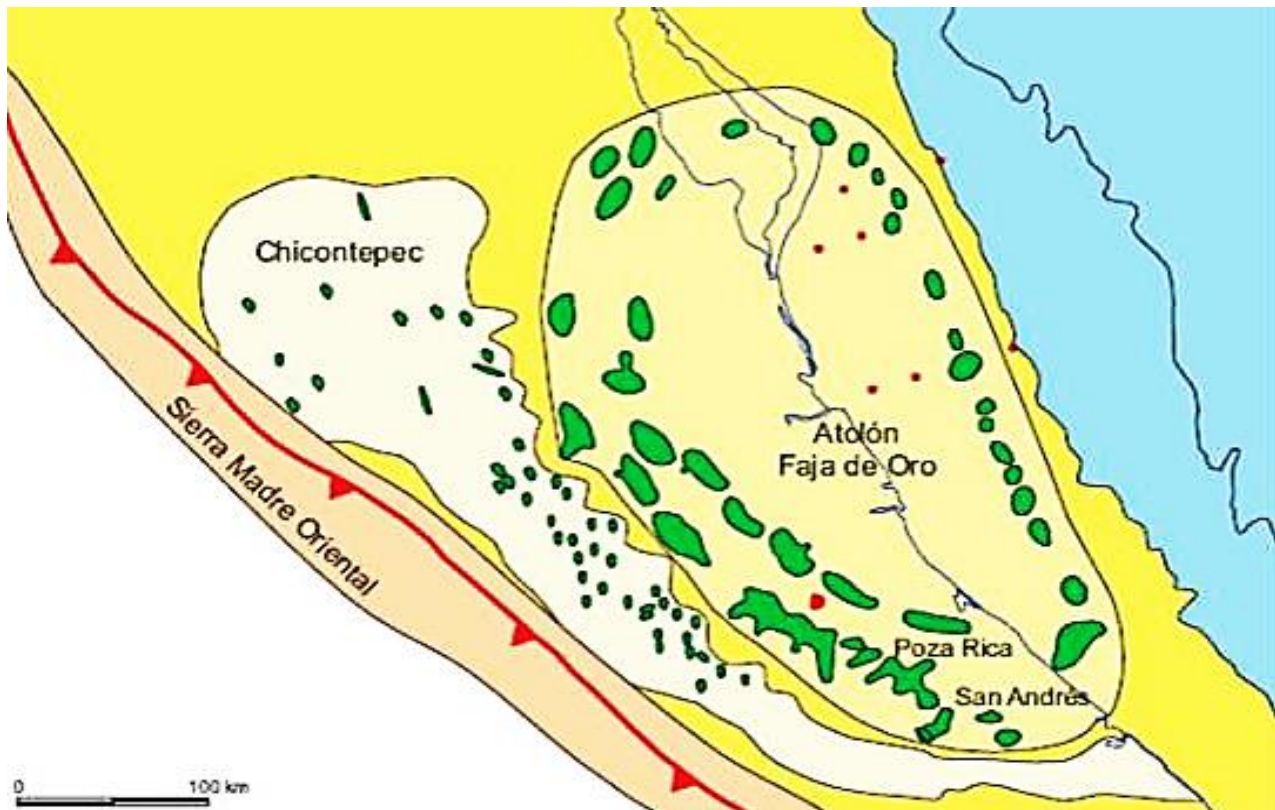


Figura 2. 1 Localización Cuenca de Chicontepec y Faja de oro. Arellano Gil (2013).

La formación de Chicontepec tiene un área de 123 km de longitud y 25 km de ancho, sus sedimentos consisten en depósitos turbidíticos de arena, cementados con carbonato e intercalados con lutitas.

Por su gran extensión, la cuenca de Chicontepec, se dividió en 29 campos, los cuales han sido organizados en 8 sectores, los cuales se muestran en la figura 2.2 y se enlistan a continuación:

Sector 1 → Campos Sabana Grande - Tenexcuila.

Sector 2 → Campos Aragón - Tlacolula.

Sector 3 → Campos Coyotes – Soledad Norte.

Sector 4 → Campos Coyal - Humapa.

Sector 5 → Campos Miquetla - Miahuapan.

Sector 6 → Campos Coyula - Escobal.

Sector 7 → Campos Tajín - Corralillo.

Sector 8 → Campos Presidente Alemán - Furbero.

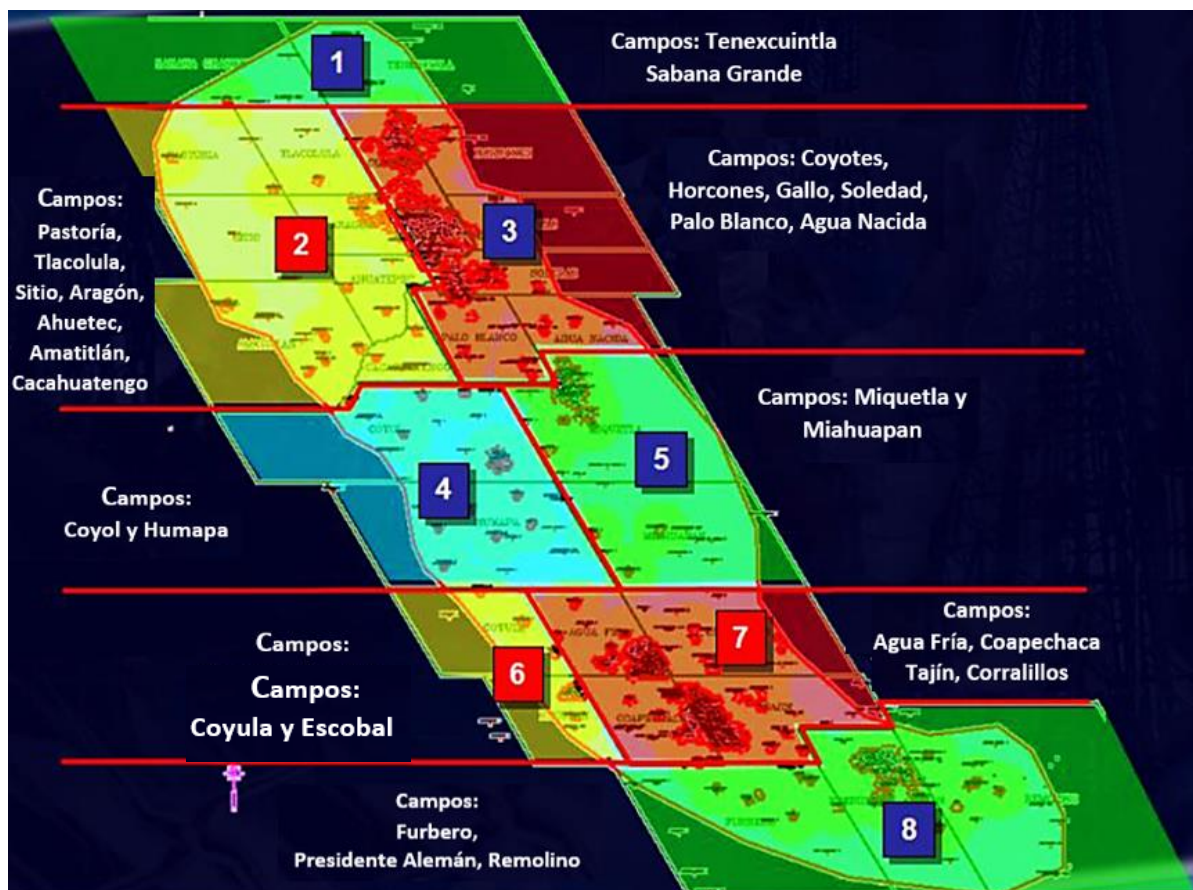


Figura 2. 2 Ubicación de los sectores de la Cuenca de flexura de Chicontepec. Avendaño Bermúdez (2013).

Antecedentes.

La Cuenca de Chicontepec fue descubierta como un área con potencial petrolero en 1926, posteriormente en 1931 las compañías “El Águila” y “Stanford” encontraron el primer campo (Avendaño Bermúdez, 2013) y en 1935 se explotó el pozo Poza Rica No. 8, siendo este el primer pozo explotado comercialmente dentro del área.

La producción comercial se inició en 1952 en el campo Presidente Alemán, consecutivamente entre 1952 y 1963 se descubren manifestaciones de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario en el área de los Campos Poza Rica y Cerro Azul, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación (Gonzales y Cruz, 2000).

En los años 70's aumentaron las actividades en los campos Soledad Norte y Soledad. Debido a los resultados, en 1978 PEMEX-PEP contrato a DeGoyler and MacNaughton para que hiciera el cálculo de reservas y para que cada cierto tiempo evaluara los volúmenes originales de gas y aceite en la cuenca de Chicontepec.

De este modo, a partir de 1978 se supo que la secuencia geológica de la Cuenca de Chicontepec poseía importantes volúmenes de hidrocarburos, sin embargo debido a sus complejas características geológicas, la explotación se torna costosa y poco rentable, en comparación a las rocas calizas del Mesozoico.

Durante los años 1976 y 1980 se llevó a cabo un programa intensivo con el cual se perforaron alrededor de 300 pozos productores, el rango inicial por pozo fue de 70 a 300 bpd, antes de los 90's, después el rango tuvo variaciones entre 300 y 1000 bpd. Los campos de explotación, principalmente, fueron: Tajín, Agua Fría, Presidente Alemán, Soledad, Coyotes y Horcones por contar con producciones iniciales altas mediante la aplicación de técnicas convencionales de perforación en pozos verticales. En la tabla 2.1 y se observa como ha variado la producción en la década de 1971 a 1981, teniendo como un máximo 44,161 MMb de petróleo en 1981 y en el mismo año 64511 MMpc de gas.

Año	Crudo (en millones de barriles)	Gas Natural (en millones de pies cúbicos)
1971	3288	11396
1972	3234	10969
1973	3106	10752
1974	3269	10811
1975	3541	11185
1976	3954	11924
1977	6436	19403
1978	10428	27862
1979	28407	58935
1980	30616	61217
1981	44161	64511

Tabla 2. 1 Reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de 1971 a 1981. (Modificado de Nava et al. 2001).

Los campos Escobal y Agua Fría que forman parte de la Cuenca de Chicontepec, se explotan desde finales de los 80's y principios de los 90's y se consideran representativos porque se tiene mayor conocimiento de ellos, están constituidos por arenas y lutitas, presentan trampas interestratificadas del Paleoceno-Eoceno inferior con porosidades de 10% y permeabilidades de 0.1 mD. Son productores de aceite con 18-45° API y de gas asociado.

Marco geológico.

En cuanto a su ubicación geológica, la cuenca de Chicontepec se encuentra en la Provincia Tampico-Misantla, es una depresión alargada con diferencias de relieve no mayores a los 200 m. Tectónicamente se encuentra entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan y su origen se debe a los esfuerzos del evento orogénico laramídico y los movimientos corticales ascendentes asociados que provocaron la deformación del cinturón orogénico y la formación de una cuenca de antifosa o antepaís. La dinámica de la cuenca estuvo condicionada por la morfología del talud del frente tectónico, distribución de altos del basamento y cambios del nivel del mar, que conjuntamente contribuyeron al depósito sedimentario en la cuenca de Chicontepec de finales del Cretácico al Paleoceno y Eoceno.

En el Cretácico Superior, la sedimentación calcárea cambió por el inicio de la orogenia Laramide, iniciando sedimentación clástica y originando a la Sierra Madre Oriental (figura 2.3). Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas (figura 2.4), siendo incorporadas al cinturón de deformación, esta carga tectónica indujo la subsidencia por flexura de la corteza y generó la cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec anteriormente mencionada, esto ocurrió durante el Paleoceno- Eoceno, en la que se depositaron grandes cantidades de sedimentos arcillo-arenosos, las cuales corresponden a las formaciones del Grupo Chicontepec (PEMEX E& P 2013).

Los depósitos de areniscas y lutitas de tipo turbidítico se acuñan hacia el oriente contra la Plataforma de Tuxpan, lo cual hasta el Eoceno medio actuó como una barrera paleotopográfica. La cuenca de antifosa Chicontepec se rellenó con sedimentos marinos, turbidíticos de ambiente nerítico externo batial, sedimentos conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas.

Las unidades litoestratigráficas que forman esta secuencia tecnoestratigráfica son: Velasco, Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior.

Por otra parte debido al descenso del nivel del mar y al levantamiento orogénico de la porción occidental de la cuenca, se incrementaron los depósitos turbidíticos, aumento conformando abanicos submarinos, debido a la transferencia del material terrígeno.

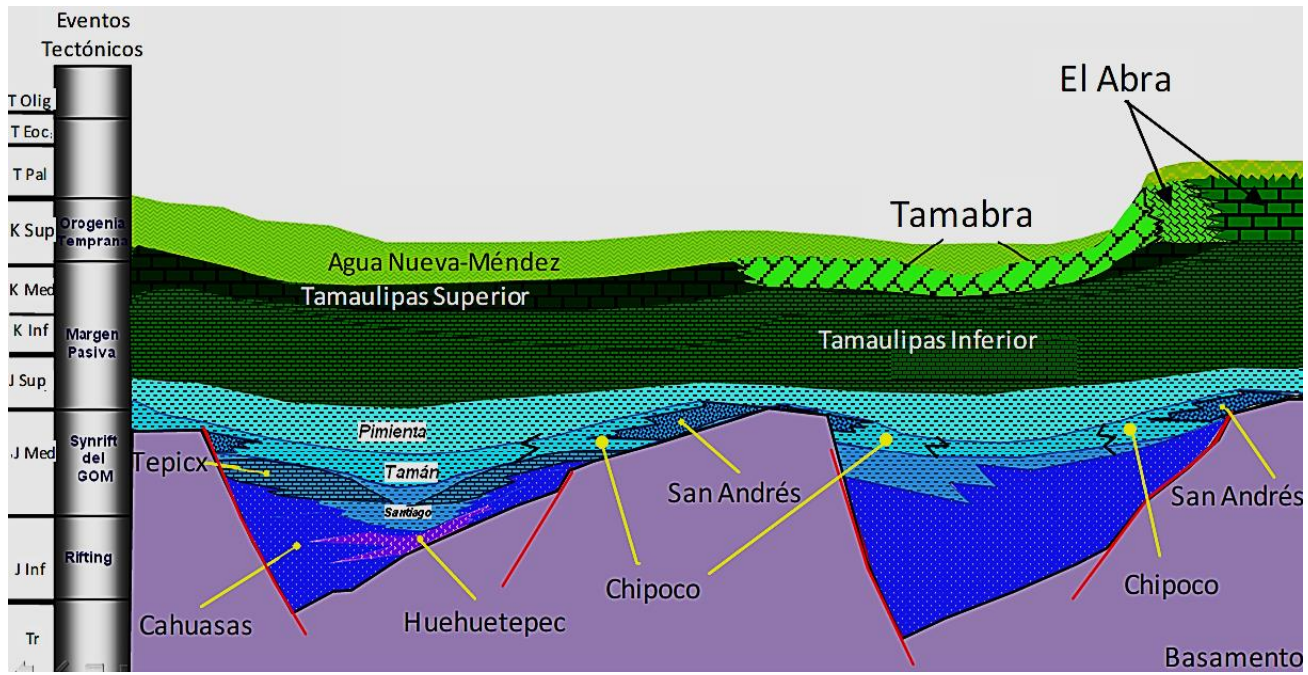


Figura 2. 3 Orogenia Laramide en el Cretácico Superior. PEMEX E& P (2013).

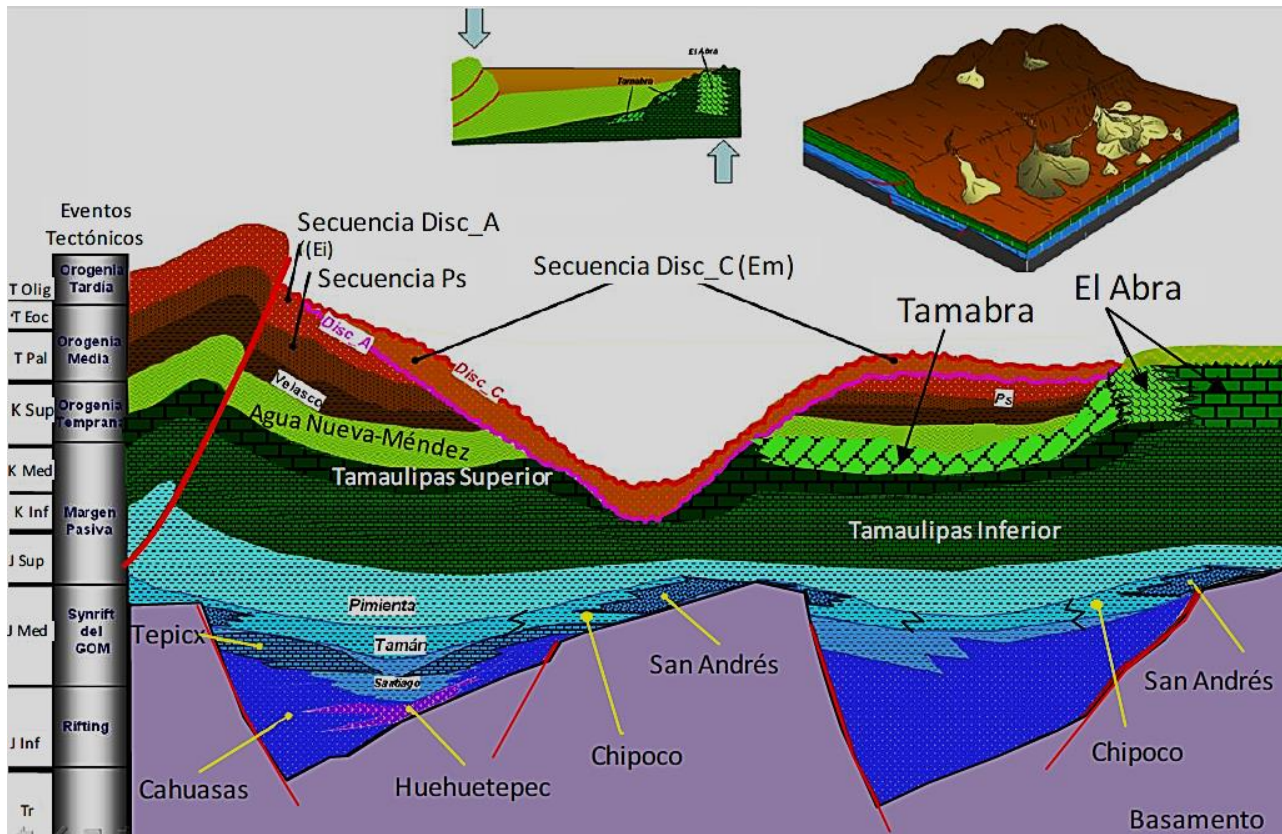


Figura 2. 4 Depósitos turbidíticos en el Paleoceno-Eoceno. Tardío PEMEX E& P (2013)

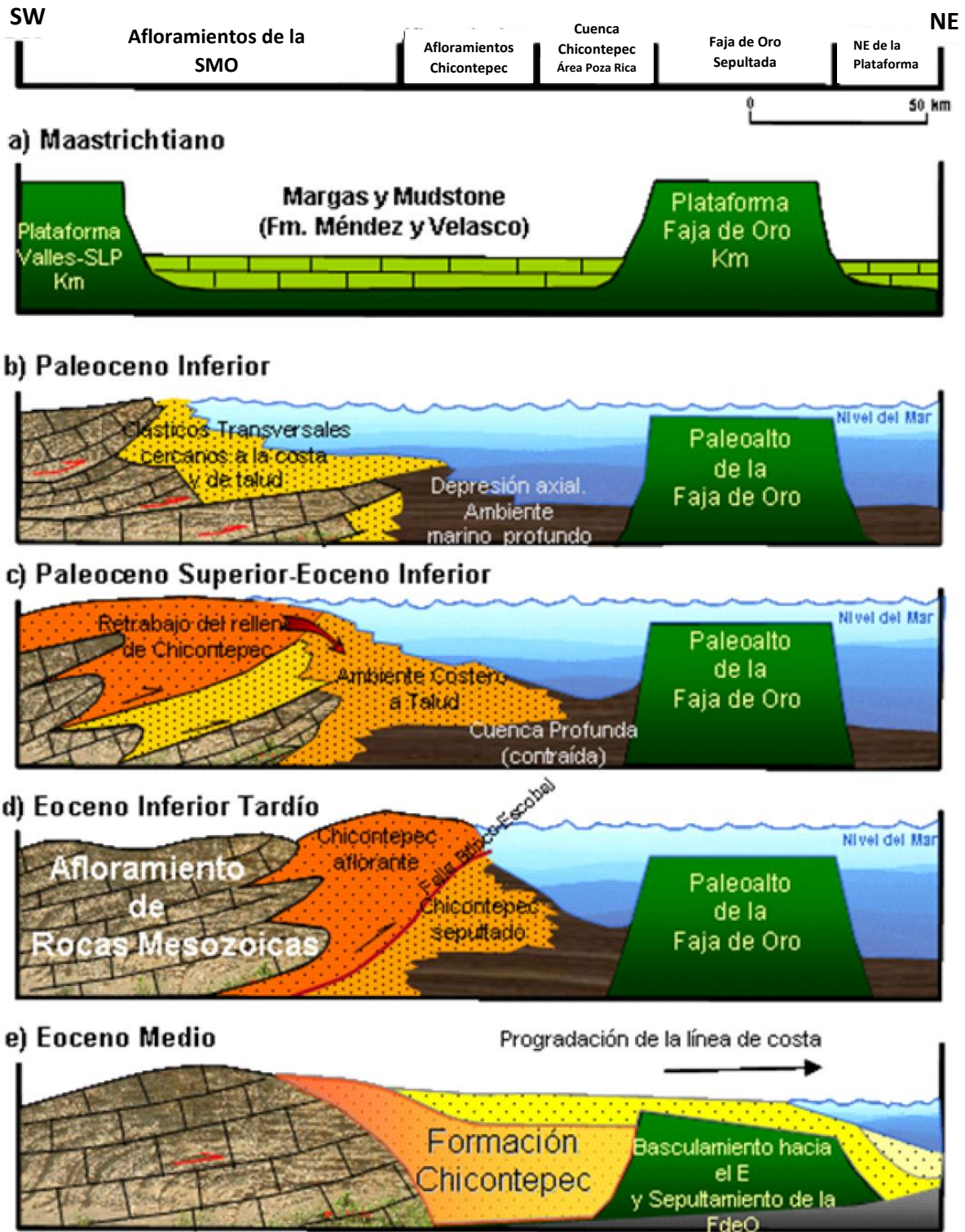


Figura 2. 5 Modelo sedimentario de Chicontepec. PEMEX E& P (2013).

En aproximadamente 30 m.a., una rápida sedimentación originó depósitos sedimentarios en forma de cuña, con un mayor espesor hacia el occidente (figura 2.5), entonces hacia el oriente el adelgazamiento de los depósitos provocó discontinuidades cronoestratigráficas. (Alzaga Ruíz et al, 2008).

Según Alzaga Ruíz (2008), este prisma estratigráfico en forma de cuña sedimentaria, es debido a la diferenciación en la subsidencia de occidente a oriente, esto originó mayor espacio disponible. Es importante mencionar que los sedimentos se encontraban cerca de la fuente de origen. La permeabilidad del yacimiento es baja debido a que el proceso de sedimentación fue turbidítico y su diagénesis de cementación.

Estratigrafía.

De acuerdo a PEMEX E&P (2013), la columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, se encuentra en forma de discordancia sobre un basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Permotriásica (figura 2.7).

El basamento subyace a la Formación Huayacocotla del Liásico en la porción occidental y central del área, a la Formación Cahuassas en la porción oriental y sur de la cuenca y a la Formación Huizachal del Triásico en las áreas adyacentes al Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

Sobre la acumulación de depósitos de conglomerados, así como los lechos rojos de la Formación Huizachal del Triásico Superior, se depositaron sedimentos de la Formación Huayacocotla. Ésta está constituida en su parte inferior por conglomerado, areniscas y limolitas, las cuales se encuentran depositadas en forma de abanicos aluviales, lo cual indica que sus corrientes de transporte contaban con una energía alta.

La parte intermedia, está constituida por conglomerado, areniscas, limolitas y lutitas con amonitas por lo cual se puede suponer un ambiente poco profundo y próximo a la costa. En la parte superior hay areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados, además se caracteriza por plantas fósiles continentales como las cicadofitas por lo que se cree podrían representar un ambiente de tipo fluvial.

Posteriormente, en el Jurásico Medio, inició el depósito de los sedimentos relacionados con la apertura del Golfo de México con una tectonosecuencia synrift formada por conglomerados, areniscas y lutitas de coloración rojiza que podrían estar asociados por corrientes aluviales del Bathoniano, los cuales adelgazan hasta acuñarse contra los altos de basamento. Sobre estos sedimentos podemos encontrar el inicio de una secuencia transgresiva delimitada por calizas oolíticas y bioclásticas pertenecientes a la Formación Huehuetepec.

Durante el Calloviano, una transgresión marina más extensa, estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la Formación Tepexic que está constituido por packstone y grainstone de oolitas que gradúan verticalmente a sedimentos calcáreo-arcillosos de aguas profundas de la Formación Santiago, que corresponde a una de las secuencias generadoras de hidrocarburos en la cuenca.

En el Kimmeridgiano, se desarrollaron plataformas con depósitos formados por grainstone oolíticos y bioclastos, con fragmentos de algas y corales de la Formación San Andrés. Estos depósitos cambian hacia el interior a facies lagunares constituidos por calizas de bioclastos, miliólidos y pellets (figura 2.6).

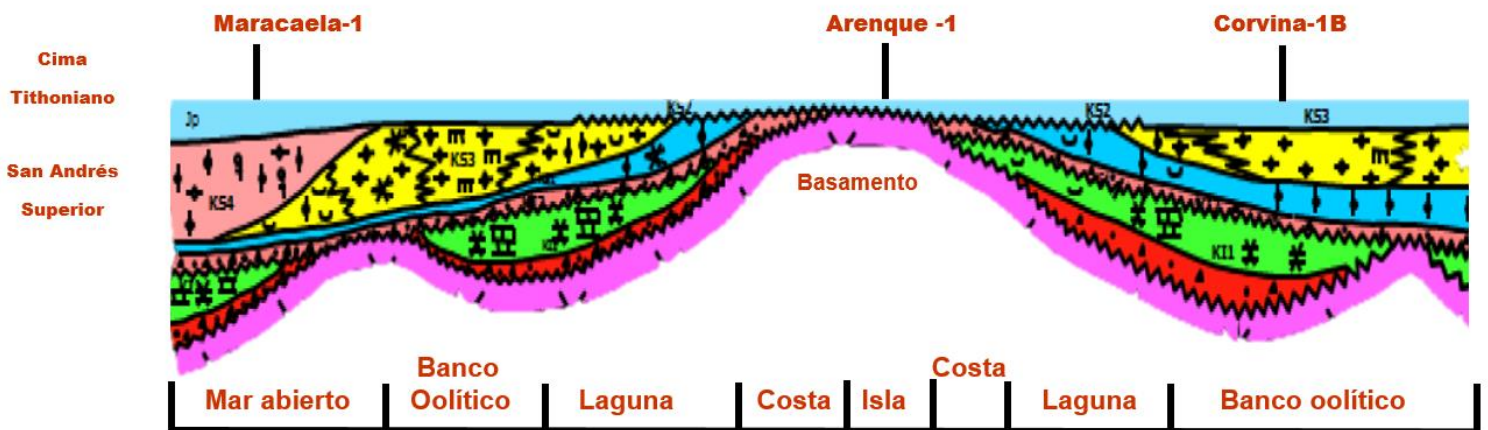


Figura 2. 6 Modelo Paleambiental del Kimmeridgiano. Modificada de PEMEX E&P (2013).

La Formación San Andrés se formó en un ambiente de alta energía formando bancos oolíticos en las partes estructurales más altas que cambian a facies arcillosas en los depocentros de la cuenca donde se encuentran los sedimentos de las Formaciones Chipoco y Tamán.

La Formación Tamán se caracteriza por una secuencia de lutitas calcáreas carbonosas y lutitas limolíticas con radiolarios calcificados y silicificados, sacocómidos y estomiosféridos. Durante este período prevalecieron condiciones anóxicas en la cuenca. La Formación Chipoco, presenta intercalaciones de areniscas calcáreas y lutitas calcáreo arenosas.

La Formación San Andrés tiene facies de calizas oolíticas con fragmentos biógenos de algas, moluscos y restos de equinodermos. Las formaciones San Andrés, Chipoco y Tamán sobreyacen en forma concordante y progradante a la secuencia del Oxfordiano.

Debido a una transgresión las facies de la Formación Tamán subyacen a las formaciones Chipoco y San Andrés, para pasar posteriormente en el Tithoniano a las facies de la Formación Pimienta. Se encuentra en profundidades que varían entre 880 m en la porción occidental y 5000 m en la porción sur. Sus espesores comúnmente delgados van entre los 300 a 500 m en la porción central de la cuenca y de 500 m en la porción sur.

A principios del Tithoniano culmina el depósito de calizas de la Formación Tamán, que cambian gradualmente a una secuencia de calizas delgadas con capas y lentes de pedernal negro, abundante materia orgánica, radiolarios calcificados, estomiosféridos y sacocómidos, de ambiente de depósito pelágico definido principalmente por especies de amonitas de la Formación Pimienta (Cantú-Chapa, 1971). Estos depósitos cambian transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan a sedimentos bioclásticos someros y siliciclásticos costeros de la Formación La Casita la cual consiste de una unidad basal de limolitas, areniscas y conglomerados calcáreos.

La secuencia que va del Jurásico Medio al Tithoniano corresponde a un sistema transgresivo, cuyos espesores son más grandes en los depocentros mientras que conforme se avanza hacia los altos del basamento se observa una reducción en sus espesores y cierto acuñaamiento.

Sobre esta secuencia se encuentra la Formación Tamaulipas Inferior constituido por capas de packstone-grainstone oolíticos, bioclásticos e intraclásticos y calizas pelágicas del Berriasiano-Valanginiano. Una nueva transgresión deposita calizas arcillosas del “Horizonte Otates” sobre la Tamaulipas Inferior al final del Aptiano.

Durante el Cretácico se deposita una secuencia tectonoestratigráfica de margen pasiva y se forma la Plataforma de Tuxpan. Esta plataforma está aislada con cuerpos arrecifales, donde se encuentran los espesores mayores de esta secuencia los cuales se van reduciendo lateralmente hacia las facies de talud que bordean la plataforma y que constituyen las formaciones Tamabra y Tamaulipas superior.

Posteriormente en el Albiano predominó la gradación vertical y propició el desarrollo de grandes plataformas carbonatadas de márgenes muy inclinados, como la Plataforma de Tuxpan representada por calizas someras de la Formación El Abra y por flujos de turbiditas carbonatadas de la Formación Tamabra correspondientes a las facies de talud. Las facies de la Formación Tamabra pasan lateralmente hacia la cuenca a calizas pelágicas que corresponde a la Formación Tamaulipas Superior.

Más tarde, debido a una nueva transgresión en la Plataforma Tuxpan, a finales del Cenomaniano y principios del Turoniano, se depositan calizas arcilloso-carbonosas y lutitas calcáreas de la Formación Agua Nueva.

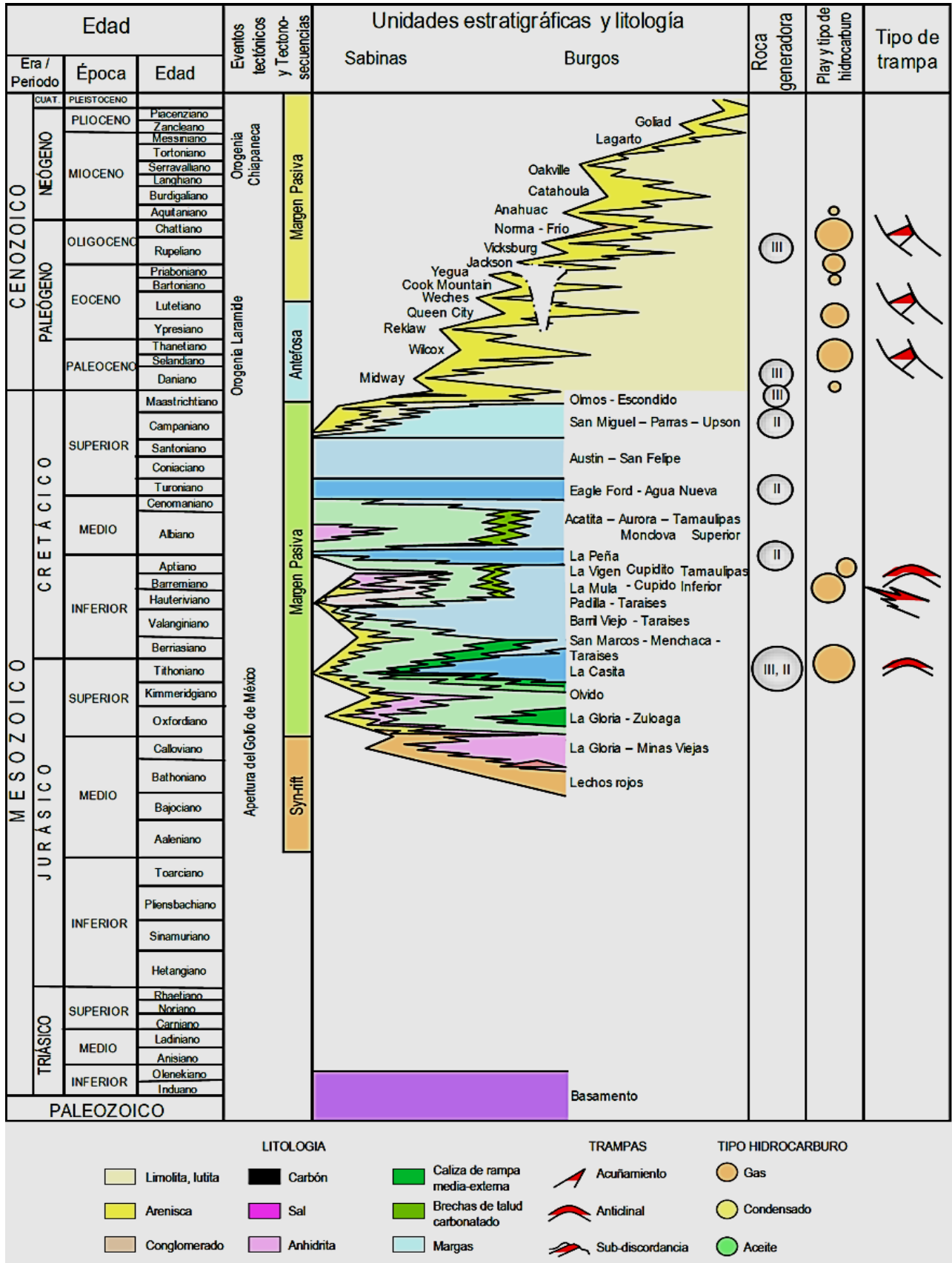


Figura 2. 7 Columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Escalera y Hernández (2010).

Finalmente en el Neógeno se depositó una secuencia de margen pasivo debido a una progresión del nivel del mar, la cual corresponde a depósitos fluviodeltaicos en la porción oriental de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Esta secuencia está formada por las unidades: Guayabal, Chapopote-Tantoyuca, Palma Real Inferior, Palma Real Superior, Coatzintla, Escolín y Tuxpan.

En las figura 2.7 se muestra las columna estratigráfica de la Provincia Tampico-Misantla, realizada por Escalera y Hernández (2010). En esta se observan el tipo de trampa, el tipo de play y de hidrocarburos, las unidades litológicas que abarca con su respetiva edad y los diferentes eventos tectónicos con sus tecnoecuencias.

**CAPÍTULO III.- EL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA
COMPRESIONAL: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL Y ANÁLISIS DE
TRAZA COMPLEJA.**

*“Choose the one that works best. If you can't tell which one works best, then it doesn't
matter which one you choose”*

Arthur E. Barnes

En este capítulo se abordarán los conceptos de amplitud, fase, frecuencia, polaridad y descomposición espectral, atributos sísmicos con los cuales se trabajó en el presente escrito. Para empezar, se explica lo que es un atributo sísmico y la importancia de los mismos. Más adelante se presenta de manera general una breve explicación de cada atributo, de su importancia y de su aplicación.

Marfurt y Chopra (2007), dicen que un atributo sísmico es cualquier medida de los datos sísmicos que nos pueda ayudar a tener una mejor visualización de la información, o a cuantificar las características del área a interpretar, y plantean además que para considerar a un atributo sísmico como bueno, debemos ver si este es sensible a las estructuras geológicas o a las propiedades de nuestro interés en el yacimiento.

En la actualidad existen muchos atributos sísmicos que estudian la misma propiedad y solo varían un poco sus metodologías o la manera en la que se presentan, por esta razón Arthur E. Barnes (2007) aconseja que se deben elegir solamente aquellos atributos que tengan significado geológico y geofísico más allá del puro sentido matemático. Así la principal utilidad de los atributos sísmicos debería ser interpretar fallas, canales, reconocer el ambiente de depósito, y descifrar la historia de la deformación estructural.

En este trabajo se han elegido los atributos de análisis de traza compleja, descomposición espectral y polaridad por ser consideradas propiedades sísmicas básicas, en la actualidad varios atributos analizan su comportamiento. Además dado que en los yacimientos convencionales se ha probado su utilidad y como en la actualidad no existe ningún método estandarizado para explorar los yacimientos no convencionales, se encuentra latente la inquietud de conocer la efectividad de cuales herramientas que se han sido utilizadas en los yacimientos convencionales pueden ayudar en el estudio de yacimientos no convencionales.

A continuación se incluye una breve descripción de cada uno de los atributos que fueron ocupados en esta tesis.

[Análisis de traza compleja.](#)

El análisis de traza compleja consiste en evaluar los valores de amplitud, fase y frecuencia de la onda. Plantea que existe una traza compleja, la cual al proyectarla en un plano real nos da la traza con la que se trabaja actualmente y al proyectarla en un plano imaginario nos proporcionaría la parte imaginaria también llamada cuadratura (Taner et al., 1979). A continuación en la figura 3.1 se muestra su representación gráfica y matemática (Ecuaciones 1, 2 y 3).

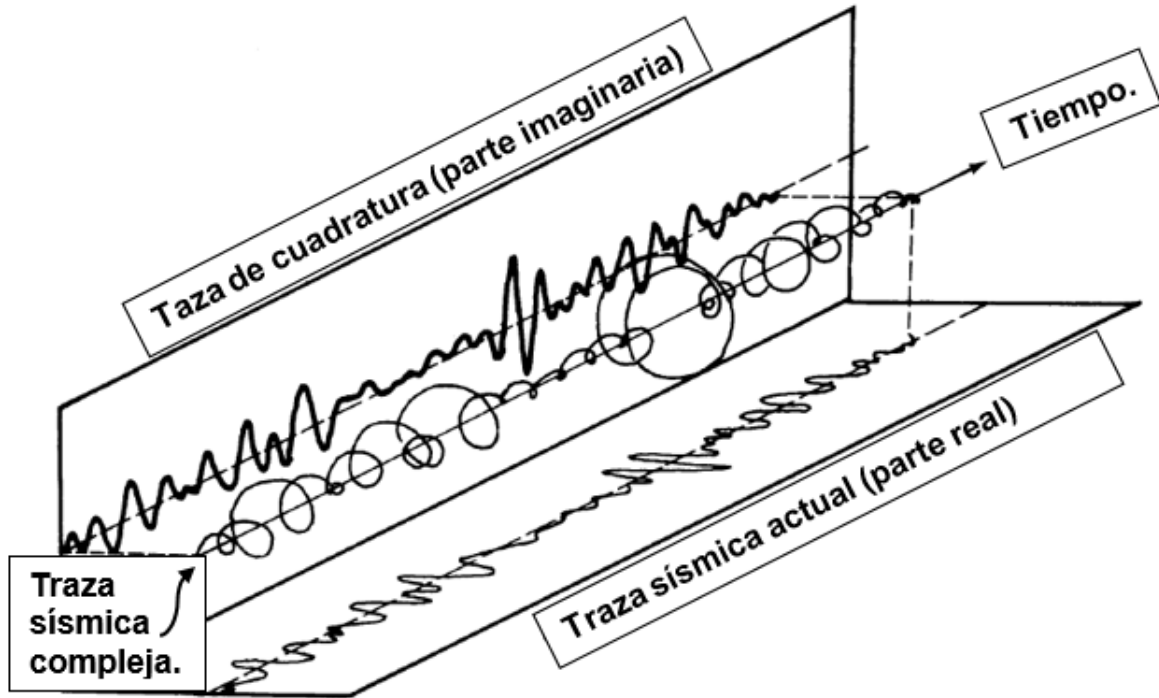


Figura 3. 1 Diagrama de una porción de traza sísmica. Modificada de Taner et al. (1979).

$$F(t) = f(t) + if^*(t) = A(t)e^{j\varphi(t)}$$

Ecuación 1

Dónde:

$f(t)$ Representa a las series de la parte real.

$f^*(t)$ Representa a las series de cuadratura

$A(t)$ Es la amplitud de la envolvente de la traza (también conocida como la fuerza de reflexión).

$\varphi(t)$ Es la fase instantánea.

De la anterior ecuación podemos expresar a $f(t)$ y a $f^*(t)$ como:

$$f(t) = a(t) \cos \varphi(t)$$

Ecuación 2

$$f^*(t) = a(t) \sen \varphi(t)$$

Ecuación 3

Lo cual se puede deducir y comprender mejor con la figura 3.2 de la conversión de coordenadas cartesianas a polares y con las ecuaciones 4, 5, 6 y 7.

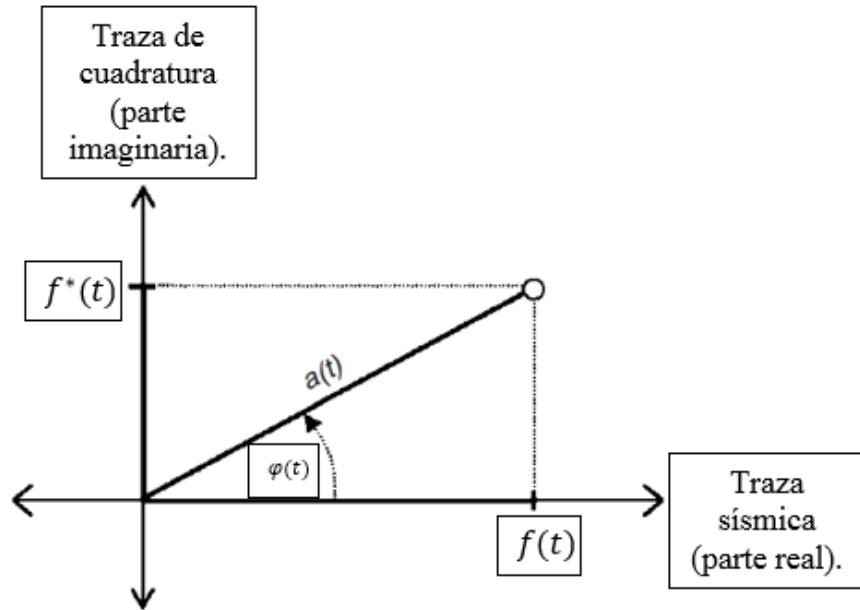


Figura 3. 2 Diagrama de conversión entre la parte real e imaginaria de la traza sísmica. Modificada de Barnes (2007).

De la figura podemos saber que:

$$a(t) = \sqrt{f(t)^2 + f^*(t)^2}$$

Ecuación 4

$$\varphi(t) = \text{angtan} \left(\frac{f(t)}{f^*(t)} \right)$$

Ecuación 5

La fase es importante porque además de ser considerada como un atributo por sí misma, también es la base de la frecuencia, pues si la derivamos respecto a t obtendremos la frecuencia, siendo esta la razón de cambio de la fase respecto al tiempo:

$$\frac{d\varphi}{dt} = \omega(t)$$

Ecuación 6

$$\omega(t) = \frac{d}{dt} \left(\text{angtan} \left[\frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \right)$$

Ecuación 7

Otro concepto relacionado al análisis de traza compleja es la polaridad, la cual se refiere al signo de la traza $f(t)$ cuando la amplitud tenga un máximo local, asumiendo que se tiene una ondícula de fase cero y un coeficiente de reflexión positivo o negativo.

Fase y polaridad.

Como ya se mencionó antes, la fase es independiente de la amplitud, su visualización nos ayuda a observar la continuidad de los eventos sísmicos, fallas, acuñamientos, o eventos con diferentes inclinaciones que puedan interferir entre las capas (Taner et al, 1979).

Para la interpretación de datos sísmicos, en el picado de una formación, es recomendable tener preferentemente una ondícula de fase cero, ya que en esta fase la energía se distribuye de manera simétrica, teniendo su punto máximo de amplitud en el centro y un bajo número de lóbulos laterales, además otro beneficio es la resolución que es mejor en esta fase que para otras ondículas con el mismo contenido de frecuencias.

Dado que la máxima fuerza de reflexión ocurrirá en el centro de la ondícula considerándola en fase cero, justo en este punto es donde tendrá mayor deformación del lóbulo central y es justo en este punto donde el signo de la polaridad puede cambiar e indicarnos un cambio en el material del subsuelo, siendo esto una base del Análisis de Polaridad.

La polaridad de la ondícula es afectada por la velocidad y la densidad de las diferentes capas del medio y puede distinguir algunas veces entre diferentes tipos de puntos brillantes, que como ya se explicó anteriormente, suelen estar asociados con acumulaciones de gas en sedimentos elásticos que usualmente tienen una baja impedancia acústica alrededor de las capas y por lo tanto se muestra una polaridad negativa para la cima del yacimiento y una polaridad positiva para las reflexiones en las interfaces de gas-aceite o gas-agua, conocidos como puntos planos (flat spots).

Para representar la polaridad, existen dos convenciones, la americana y la europea, es importante indicar con cuál se está trabajando para poder realizar una buena interpretación y para poder entender con claridad lo que se observa en las secciones, estas dos representaciones dependen de cómo se comporta la amplitud de la ondícula con el aumento y la disminución de la impedancia acústica.

En la polaridad Americana, cuando la amplitud es positiva, se presenta en forma de pico y de color azul, representando a su vez un aumento en la impedancia. Mientras que cuando la amplitud es negativa, se observa a modo de valle y de color rojo, representando un decaimiento de la impedancia.

Contrario a esto, en la convención Europea cuando se tiene una amplitud positiva, se tiene un decremento en la impedancia y se representará de color azul, pero si la amplitud es negativa, se mostrará de color rojo y con un incremento en la impedancia (tabla 3.1).

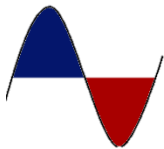
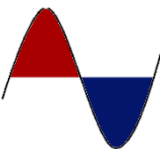
Tipo de polaridad.	Americana	Europea
Representación gráfica.		
Signo de la amplitud	+ -	- +

Tabla 3. 1 Diferencias entre la polaridad americana y la europea.

En las figuras 3.3 y 3.4, se pueden ver las fases de 0° , $+90^\circ$ y -90° con sus respectivos diagramas para un caso de baja impedancia (izquierda) y para uno de alta impedancia (derecha) bajo la convención europea así como la americana.

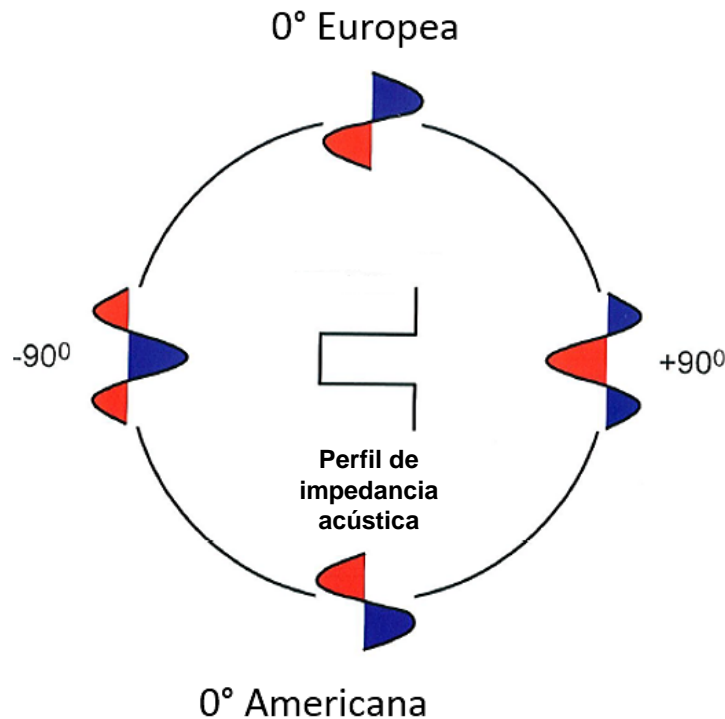


Figura 3. 3 Principales fases y polaridad para un caso de baja impedancia Modificadas de Brown (2004).

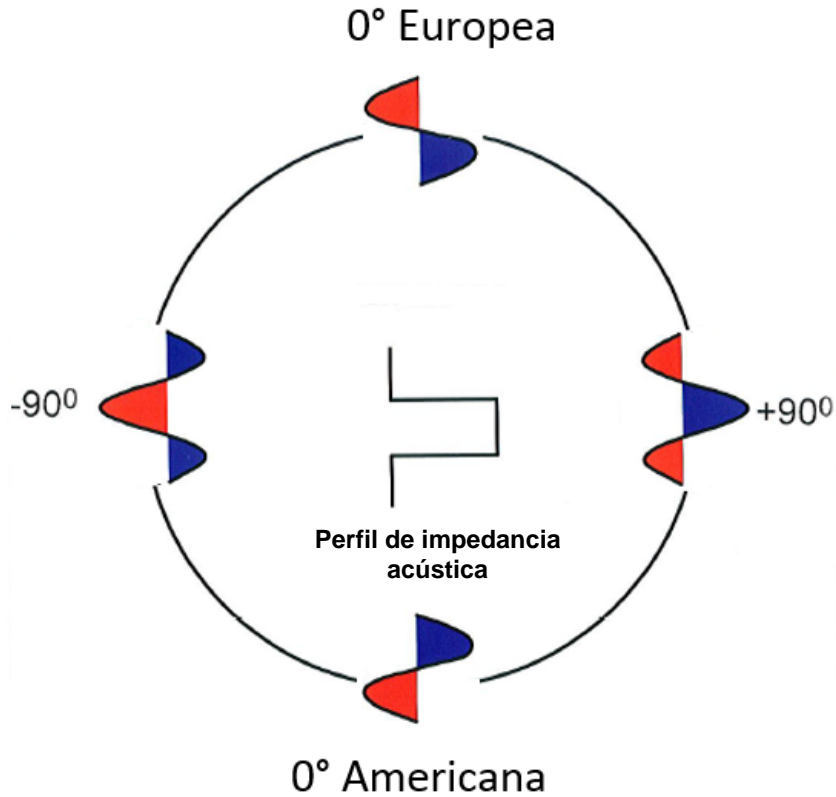


Figura 3. 4 Principales fases y polaridad para un caso de baja impedancia. Modificadas de Brown (2004).

Una manera para saber en qué polaridad están representados nuestros datos es tener en cuenta que, como dice Brown, un contacto entre fluidos se verá siempre reflejado por un aumento de impedancia, así por ejemplo en la figura 3.5 donde se presenta un punto plano (flat spot), podemos saber que la polaridad es Europea. De este mismo modo, es posible saber que el punto brillante de la figura 3.6 se presenta con la polaridad Americana.

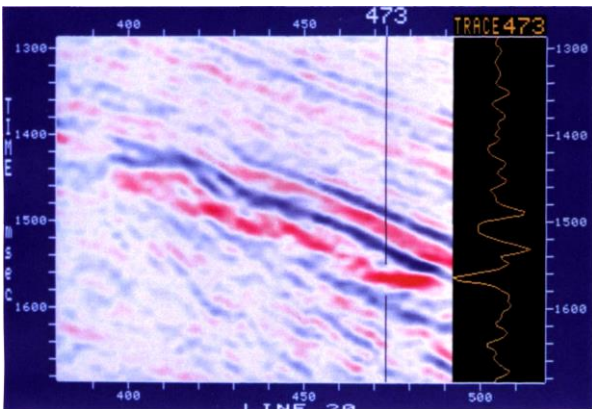


Figura 3. 5 . Flat spot. Tomada de R.Brown (2004).

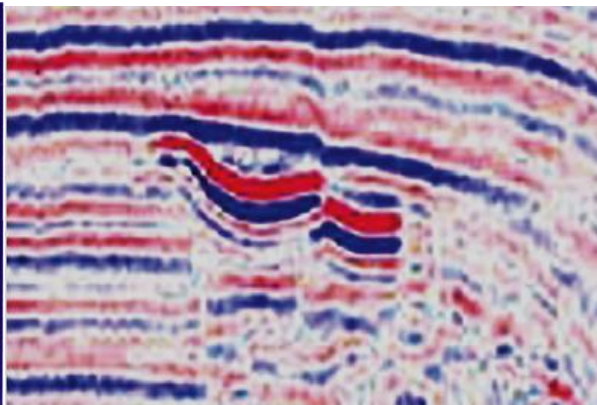


Figura 3. 6 Punto brillante con polaridad Americana. Tomada de R.Brown (2014).

R. Brown plantea que hay ciertas fuentes de reflexión con la suficiente relación señal-ruido, que pueden ser útiles en la interpretación de la evaluación de fase, entre ellas dice que el fondo del agua es poco fiable por no representar una sola interface, sin embargo los yacimientos de hidrocarburos, así como las manifestaciones de gas somero y las intrusiones volcánicas son muy buenas. A continuación incluyo una imagen modificada del mismo Brown (figura 3.7), donde se cómo algunas superficies pueden generar una amplitud suficientemente grande que puede facilitar la interpretación de fase y polaridad. Además en estas superficies podemos observar en rojo su perfil de impedancia.

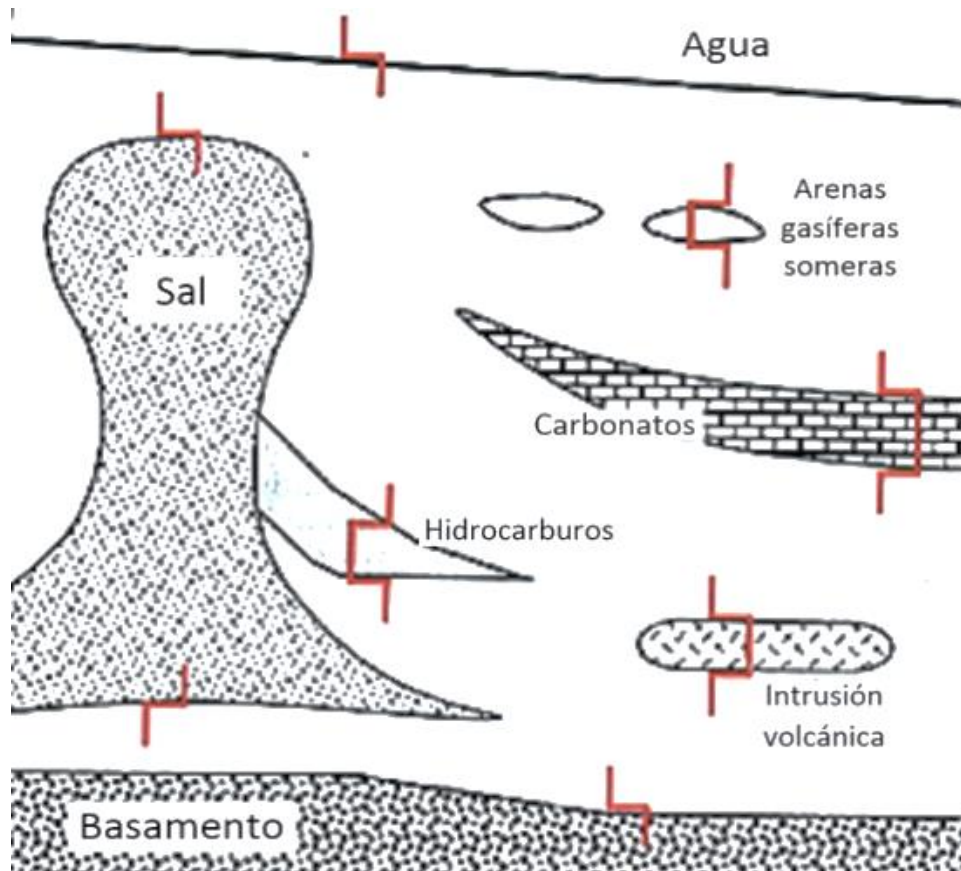


Figura 3. 7 Superficies que pueden generar altas amplitudes y sus perfiles de impedancia. Modificada de R. Brown (2004).

La interpretación de la fase y la polaridad está ligada a la identificación de reflexiones de alta amplitud y a entender su significado geológico, debemos dejar claro que estas reflexiones son generadas por contrastes en los cambios de impedancia como producto de una sola interface o por varias (R. Brown), por eso a continuación incluyo a manera de tabla los cuatro diferentes posibles cambios de impedancia que plantea Brown:

Aumento de impedancia.	Disminución de impedancia.	Capa de baja impedancia.	Capa de alta impedancia.
Contacto entre fluidos	Cima de una capa gruesa de arenas con hidrocarburos	Arenas con hidrocarburos.	Intrusión ígnea.
Cima de un carbonato masivo	Base de carbonatos masivos	Manifestaciones someras de gas.	Capas delgadas de carbonatos.
Fondo marino		Arenas porosas limpias	
Cima de sal			
Basamento			

Tabla 3. 2 Asociación de los cuatro cambios de impedancia principales.

Amplitud.

La amplitud también llamada fuerza de reflexión, es independiente de la fase. Usando cambios laterales de variación de la amplitud, podemos conocer también los cambios laterales en el espesor de las capas, cuando se tienen capas delgadas, la amplitud cambia linealmente según su espesor, estos cambios también pueden deberse a cambios en la litología y de porosidad, mientras más delgada sea una capa, mayor será su amplitud (Marfurt y Chopra, 2007).

Las reflexiones continuas de alta amplitud, se asocian generalmente con depósitos de lutita, los cuales tienen una energía relativamente baja, un alto contraste y una baja entropía. En el caso contrario, las reflexiones discontinuas de baja amplitud, son generalmente asociadas con grandes cuerpos de arena o con depósitos turbidíticos, tienen alta energía, poco contraste y gran homogeneidad. Cuando tenemos anomalías con baja frecuencia y gran amplitud, suelen indicar acumulaciones de hidrocarburos, estas anomalías normalmente tienen alta energía, poco contraste y poca entropía, en comparación con los sedimentos que no tienen hidrocarburos (Marfurt y Chopra, 2007).

Cuando los valores de amplitud son altos, se pueden asociar con cambios en la litología entre las capas, diferentes porosidades, discordancias, cambios en el ambiente de depósito o en el nivel del mar, pero también se pueden asociar con acumulaciones de gas, estas grandes amplitudes se visualizan en las secciones sísmicas como puntos brillantes. Por otro lado, las variaciones laterales pueden ser indicadores de fallamiento o lugares donde las condiciones de captura y acumulación de hidrocarburos pueden ser favorables (Taner et al, 1979).

Generalmente se estudia la amplitud por medio de mapas de amplitud, también conocidos como rebanadas de horizontes que además de utilizarse para observar cómo se comporta la amplitud, también se ocupan para correlacionar propiedades del yacimiento con los registros de pozo que se tengan.

En las figuras 3.8 y 3.9 se observan los principales indicadores de hidrocarburos de acuerdo a la impedancia acústica y la respuesta de las ondas P y S en diferentes medios. Cabe destacar que un punto plano siempre va a representar un aumento en la impedancia del medio. En la figura 3.8 se puede notar que no basta un análisis de velocidad, de amplitud o de polaridad de manera aislada e individual, ya que es en conjunto como describen al medio, por ejemplo si solo observáramos el comportamiento de la onda P podríamos confundir la lignita con una arena gasífera, y si hiciéramos uno de las ondas P y S considerando solamente la amplitud sin la polaridad, podríamos confundir la lignita con el Basalto (R.Brown, 2004).

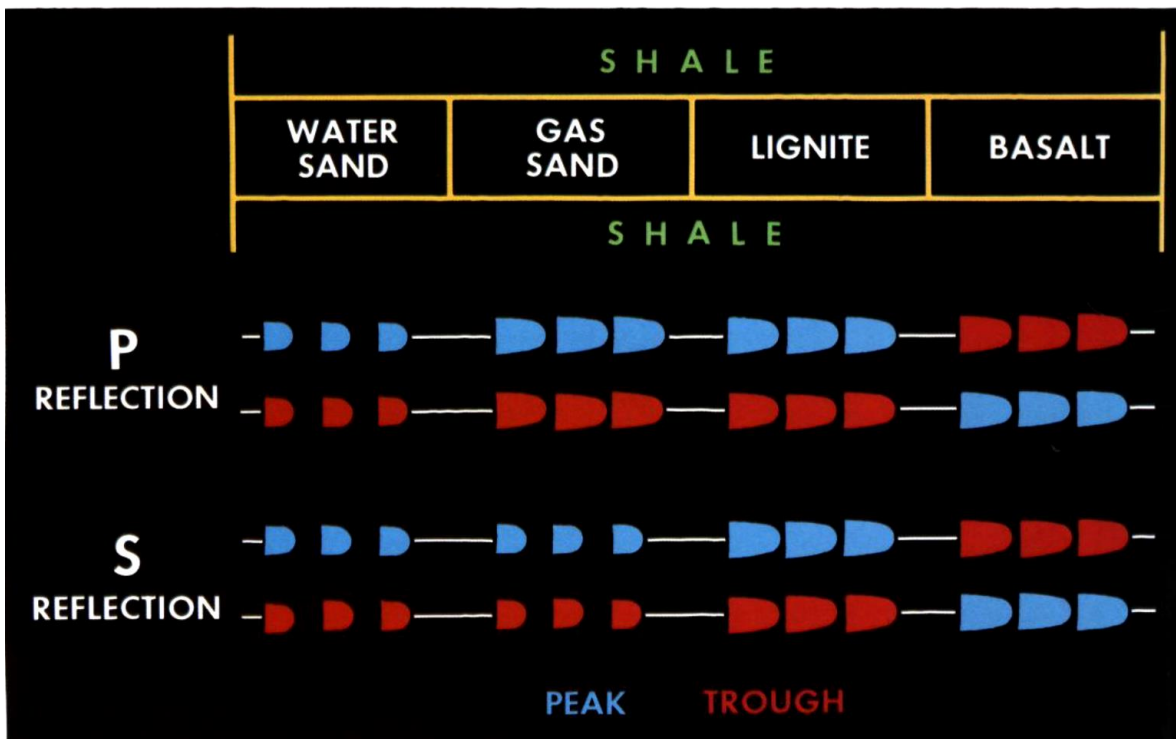


Figura 3. 8 Indicadores de hidrocarburos, con fase cero y polaridad Europea. R.Brown (2004).

En la figura 3.9 se tienen tres situaciones con diferentes contrastes de impedancia pero todos con fase cero. En la primera de ellas el medio con una impedancia acústica media puede representar una arenisca con agua y el medio con la impedancia baja a una arenisca con gas, mientras que el medio que los rodea tiene una impedancia más alta (natural pairing), lo cual beneficia a que reduzca la baja impedancia del gas.

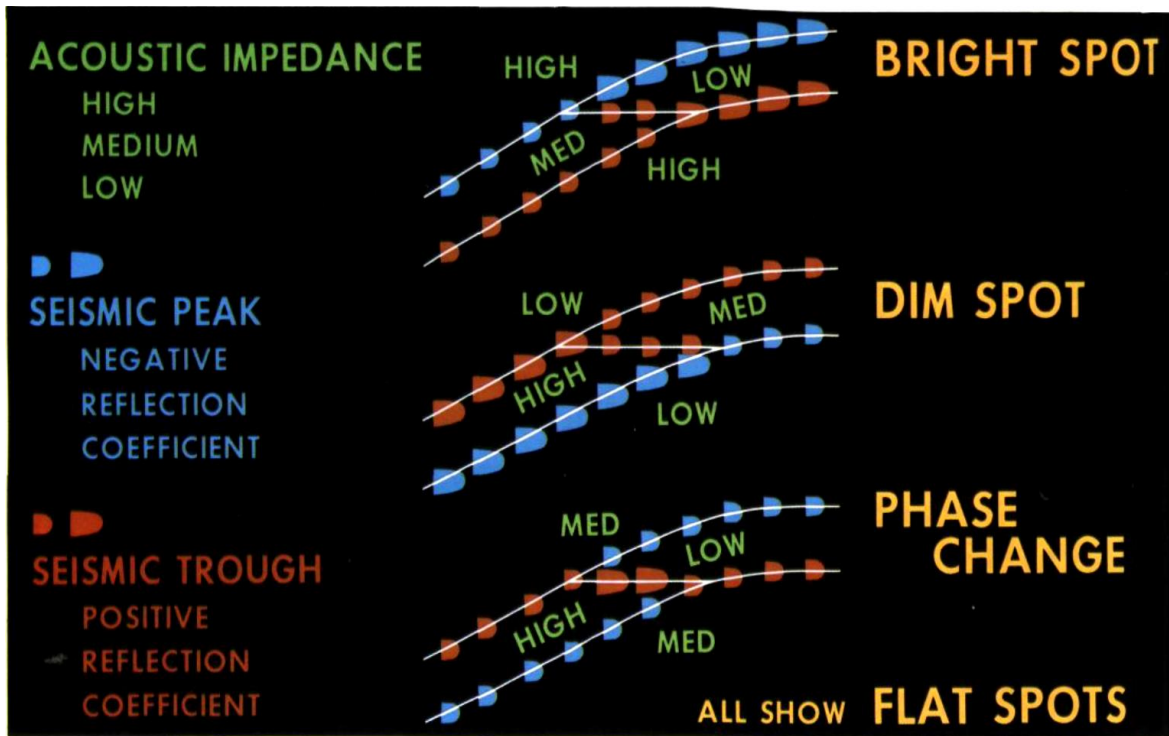


Figura 3. 9 Respuesta de las ondas P y S para diferentes materiales encerrados en lutita. R. Brown (2004).

En el segundo caso la situación es al revés y el medio que rodea tiene una impedancia más baja. En esta situación el gas reemplaza el agua en algunos de los poros de la arenisca con agua, lo cual hace que la impedancia acústica reduzca, el contraste disminuye en los límites superior e inferior y entonces se genera un dim spot.

El tercer caso representa un cambio de fase, hay una disminución en la impedancia de la arenisca por la saturación del gas, lo que ocasiona que la impedancia sea mayor que la del medio que lo rodea, por lo tanto las polaridades de las reflexiones en la cima y la base de la arena cambian.

En los tres casos se observa en el centro un punto plano, el cual podría estar presente si la arenisca fuera lo suficientemente delgada. Si la arenisca fuera lo suficientemente delgada, debería apreciarse una reflexión del contacto entre fluidos.

Aunque como ya se ha mencionado, la amplitud, la polaridad y la fase, dependen de la impedancia acústica del medio y esta a su vez de factores como la litología, la porosidad y el ambiente de depósito, también es importante decir que en general la impedancia acústica aumenta con la profundidad y con la edad de la formación. De este modo por ejemplo el efecto de compactación de una lutita hace que la impedancia acústica aumente un poco menos rápido que en una arena.

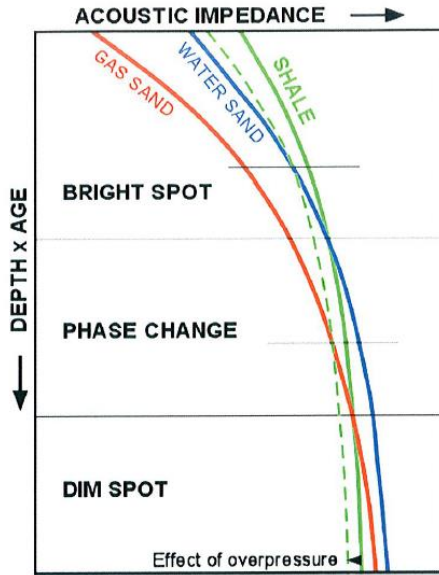


Figura 3. 10 Relación de la impedancia acústica y los principales indicadores de hidrocarburos con el tipo de medio, la profundidad y la edad. Tomada de Brown et al., 2004.

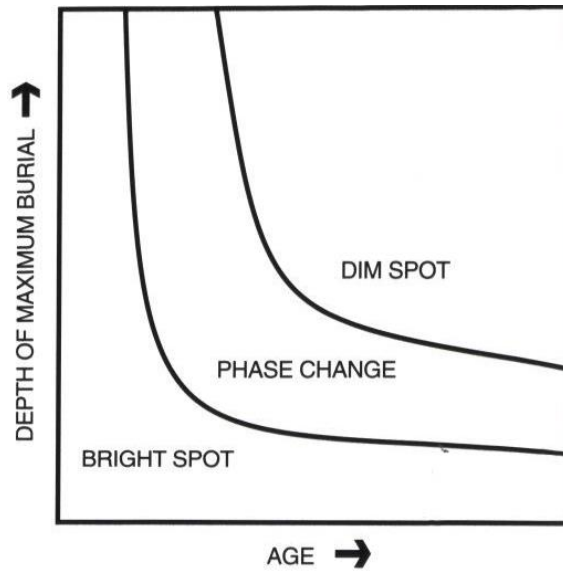


Figura 3. 11 Relación de los principales indicadores de hidrocarburos con la edad de la roca y la profundidad. Tomada de Brown et al., 2004.

En las figuras 3.10 y 3.11 se observa la dependencia de estos factores y se ve además la relación que existe con los principales indicadores de hidrocarburos. En la figura 3.10 se puede apreciar que cuando la impedancia de la lutita cruza la de la arena acuosa, ocurre un cambio de fase, pero cuando cruza la de la arena con gas, aparece un dim spot. Otro aspecto que se puede observar es la afectación de tener demasiada presión, lo cual deriva en que la disminución de la impedancia de la lutita aumentando así la presencia de dim spot y disminuyendo la de puntos brillantes.

En la figura 3.10 se puede observar de otra manera esta relación entre edad, profundidad y los principales indicadores de hidrocarburos, tomando en cuenta la profundidad de máximo enterramiento y asumiendo en ella que lo más probable es encontrar rocas más viejas a mayor profundidad, sin embargo en la imagen se indica que los puntos brillantes pueden aparecer a grandes profundidades en rocas más jóvenes y que en rocas más viejas también pueden aparecer hidrocarburos a profundidades someras.

A modo de ejemplo se presenta la figura 3.12, donde aparece un punto plano (flat spot), dos puntos brillantes (bright spots) y un cambio de fase entre arenas con gas en amarillo y arenas con agua en color rojo. Las líneas azules representan posible fallamiento en el medio. La sección va de 1.2 a 1.8 segundos, dentro de los cuales se observan los puntos brillantes en el segundo 1.62 y 1.72, y el punto plano indicando el cambio de fase en 1.5 segundos aproximadamente.

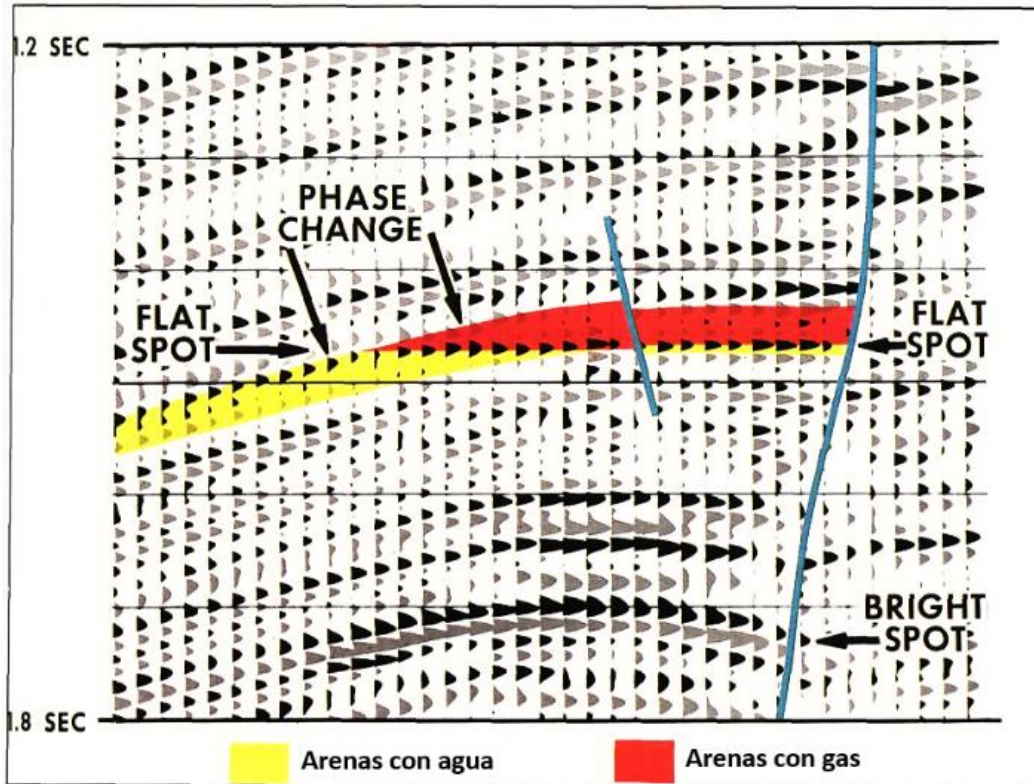


Figura 3. 12 Sección con doble polaridad donde se aprecian puntos brillantes en 1.62 [s] y 1.72 [s], dos flat spots y un cambio de fase

Frecuencia.

La frecuencia es el número de ciclos por unidad de tiempo, de este modo, la frecuencia instantánea es un valor asociado con un punto en el tiempo. La mayoría de los eventos de reflexión están compuestos por reflexiones individuales a partir de un número de reflectores cercanos, los cuales permanecen prácticamente constantes en cuanto a la impedancia acústica y a su separación. La superposición de reflectores individuales produce un patrón de frecuencias que caracterizan a la reflexión. La frecuencia puede ser usada así para correlación. Variaciones como los acuñamientos, los límites entre las interfaces de gas-agua y agua-aceite, tienden a cambiar la frecuencia instantánea más rápido (Taner et al, 1979).

Por otra parte Marfurt dice que la frecuencia es también conocida como una medida inversa del espaciamiento entre las reflexiones y suele verse con más ruido que las variaciones de amplitud debido a que la fase cambia más rápido que la amplitud.

Según Taner (1979) los cambios a frecuencias más bajas aparecen en los reflectores debajo de arenas de gas y en yacimientos de petróleo, es decir en las zonas petrolíferas, mientras que los reflectores más profundos no presentan cambios. Sin embargo estos cambios a frecuencias bajas también ocurren en las zonas de fractura en rocas quebradizas. Para esto existen dos explicaciones posibles, la primera dice que las areniscas con gas filtran las altas frecuencias por medio de la absorción o por la resonancia natural, la segunda explicación plantea que el tiempo de viaje a través de la arenisca con gas incrementa con la baja velocidad por lo cual las reflexiones de los reflectores situados inmediatamente debajo, no son sumados adecuadamente.

Este fenómeno conocido como sombra de baja frecuencia, se refiere a una disminución de las frecuencias sísmicas y suelen observarse debajo de las anomalías de amplitud asociadas a yacimientos de gas. Dicho fenómeno se debe a que se presenta una alta atenuación dentro del mismo yacimiento de gas, eso generalmente ocurre en los yacimientos con gran espesor, ya que la absorción de energía genera un cambio en la energía espectral de altas a bajas frecuencias, como consecuencia de eso las reflexiones debajo de esos yacimientos exhiben bajas frecuencias anómalas y son asociados como indicadores fundamentales de hidrocarburos.

La figura 3.13 muestra un ejemplo modificado tomado de Tanner et al., 1979 con un intervalo de tiempo que va de 0.5 a 1.5 segundos. En esta imagen se observa un yacimiento de gas que tiene sombras de bajas frecuencias debajo, los cuales se aprecian en color amarillo y naranja de acuerdo a la escala del lado derecho.

Por otra parte cabe decir que la importancia de observar cómo se relaciona la frecuencia con la interpretación sísmica va más allá de encontrar las sombras de baja frecuencia, pues además con la descomposición espectral podemos observar en diferentes frecuencias una misma sección sísmica y poder elegir cual es la más óptima para poder identificar los reflectores y para observar con mayor detalle diferentes características geológicas, a continuación en la figura 3.14 pongo un ejemplo tomado de Marfurt del campo Alondra en Burgos donde se puede ver que a 40 Hz la imagen es más brillante en comparación con la imagen de 20 Hz, presentando así una anomalía de reflectividad a 40 Hz.

La frecuencia geológica representa el número de capas reflejadas, así que mientras más alta sea existirá un mayor número de capas y mayor probabilidad de encontrar arenas lo cual deriva en poder encontrar más hidrocarburos, como se muestra en la figura 3.15. En general tanto la frecuencia instantánea como los atributos que se derivan de ella suelen ser ruidosos. (Alistar R. Brown, 2004).

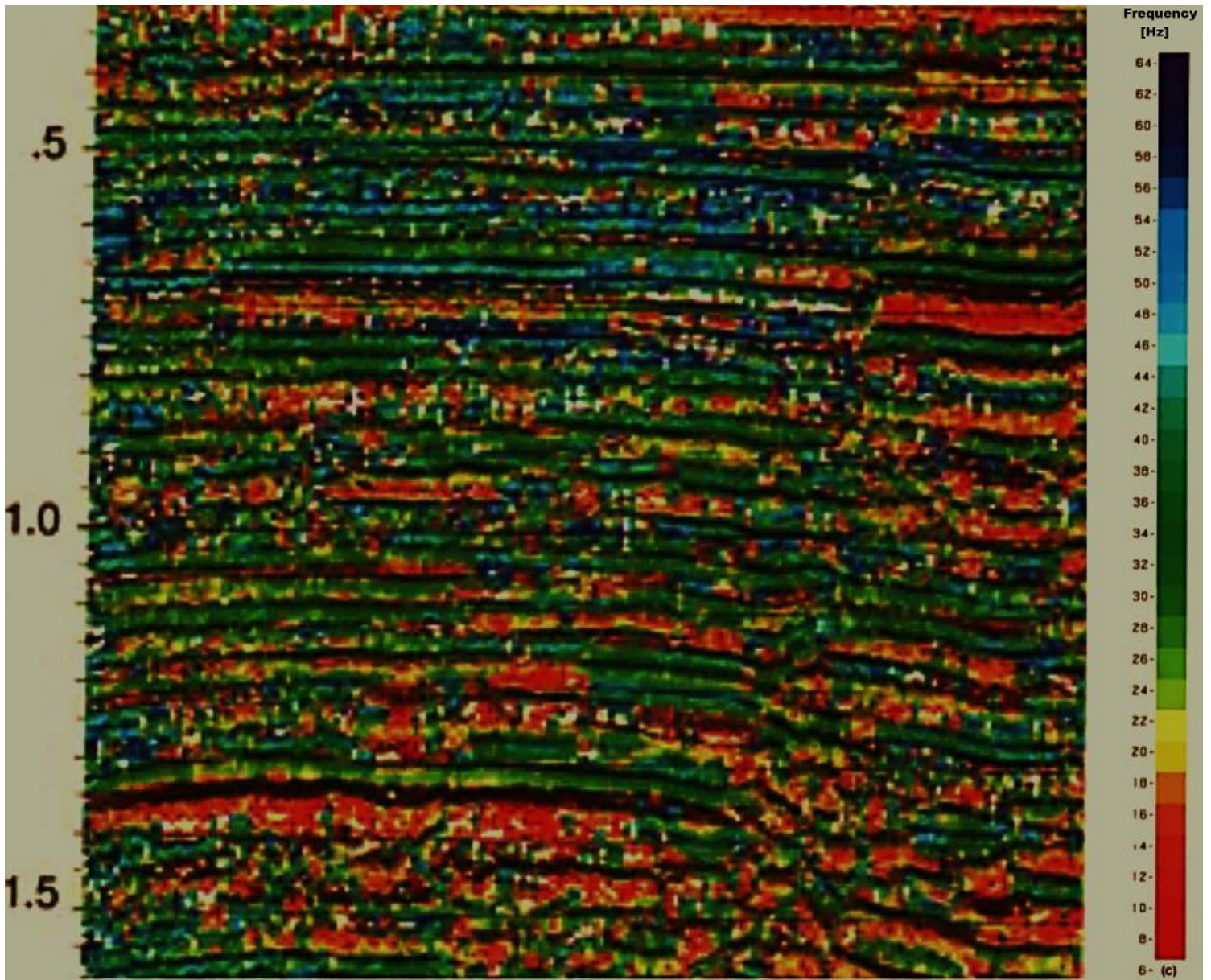


Figura 3. 13 Frecuencia instantánea de una línea sísmica en el Golfo de México. Modificada de Taner et al, 1979.

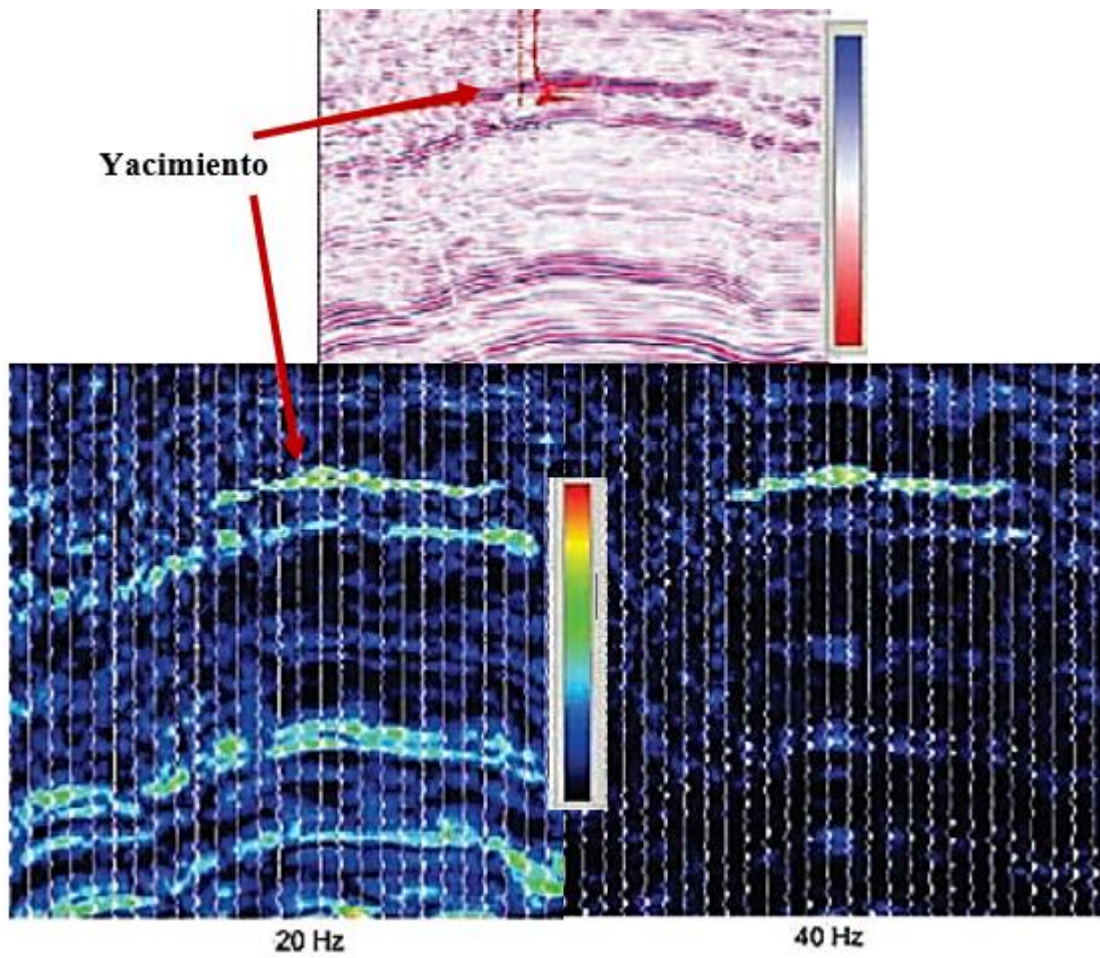


Figura 3. 14 Sección sísmica con dos componentes espectrales, mostrando diferente reflectividad. Tomada de Marfurt et al. (2007).

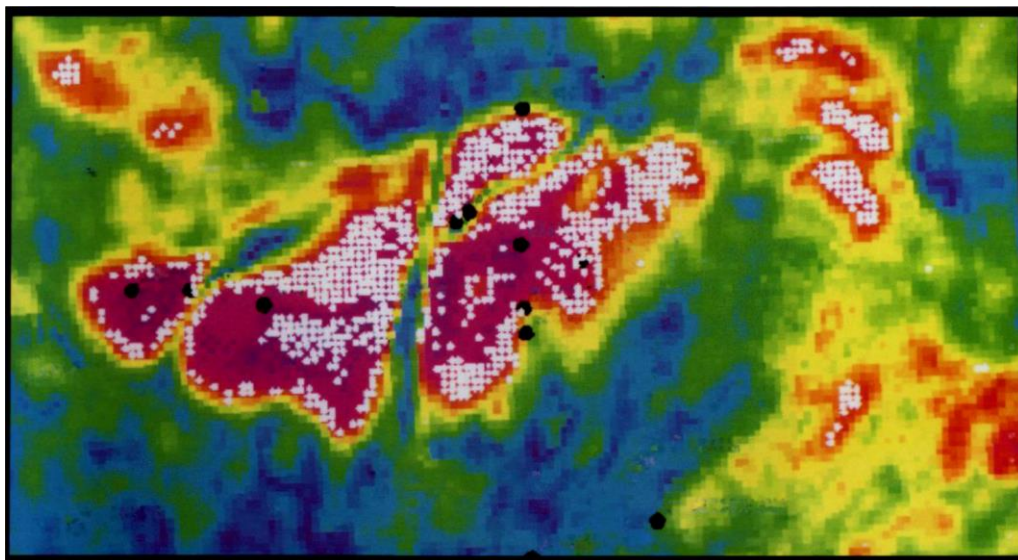


Figura 3. 15 Las altas amplitudes se encuentran en rojo y amarillo y representan la presencia de gas. Los puntos blancos representan valores muy altos de frecuencia. Brown (2004).

Descomposición espectral.

La descomposición espectral es un método que se aplica para descomponer una traza sísmica en las diferentes frecuencias que la constituyen, el contenido espectral de los datos sísmicos depende de las variaciones de impedancia generadas por presiones litostáticas variables, la presencia de fluidos, la litología, discontinuidades geológicas, entre otros factores. En la descomposición espectral se hace uso de la transformada discreta de Fourier para pasar los datos sísmicos del dominio del tiempo a la frecuencia.

Para algunos intérpretes una aplicación importante es la capacidad que tiene de revelar características estratigráficas y estructurales que no pueden percibirse normalmente en un ancho de banda de la frecuencia dominante. Estas situaciones geológicas pueden representar grandes volúmenes de hidrocarburos en los principales campos de cualquier compañía (Johan Paulo et al., 2003).

Mientras mayor sea la profundidad a la que se encuentra una superficie, más delgada será la capa que podrá medirse. A su vez un espesor más delgado en tiempo se encuentra muchas veces asociado con altas frecuencias en el cubo de frecuencias de sintonía (tuning cube).

El efecto de sintonía hace referencia al resultado de una interferencia constructiva o destructiva entre reflectores con una separación igual o menor a $\lambda/4$. Esta interferencia será constructiva donde la polaridad de las interfaces sea de signo opuesto. La amplitud, la fase y la polaridad de la ondícula del medio, estarán en función del tiempo de retraso entre estos reflectores.

Para ilustrar como funciona este efecto, el mejor ejemplo es utilizar un medio acuñado donde se puede observar cómo afecta la variación de espesores en relación a la longitud de onda. Con este propósito en la figura 3.16 se representa un medio acuñado hacia la izquierda, alrededor del cual se supone que el material es el mismo pero la impedancia del medio es diferente. Cuando el espesor del medio es $\lambda/4$, el segundo half-cycle de la reflexión de la cima interfiere constructivamente con el primer half-cycle de la base, dando como resultado un incremento en la amplitud.

Por otra parte, Partyka (1999), dice que el concepto clave en la descomposición espectral es saber que una reflexión en cualquier capa delgada tiene una expresión característica en el dominio de la frecuencia. Por lo tanto está directamente relacionada con la frecuencia natural del medio (la oscilación que tiene un sistema en ausencia de una fuerza que lo disturbe), la cual a su vez está asociada con el espesor de esa capa y con su módulo elástico.

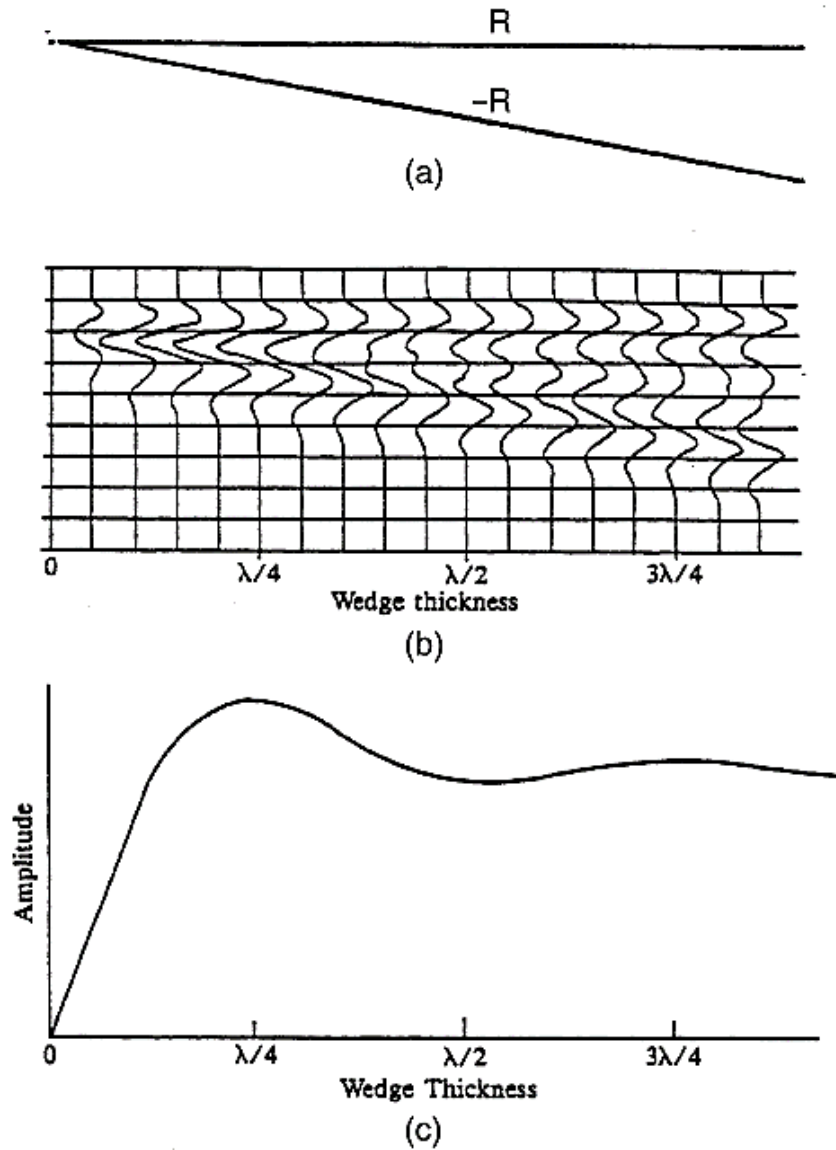


Figura 3. 16 a) Medio acuñado b) sección sísmica a través de un medio acuñado con una impedancia menor que la de su entorno c) gráfico de la amplitud contra el espesor del medio. Tomada de Sheriff (2001).

Considero prudente llegado este punto, recordar que físicamente el módulo de elasticidad es la relación de cómo responderá un cuerpo ante una fuerza que está actuando sobre él (ecuación 8). Según sea la deformación generada, se tendrán diferentes constantes elásticas, las cuales a manera de resumen se presentan en la tabla 3.3.

$$\text{Módulo elástico} = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación unitaria}}$$

Ecuación 8

CAPÍTULO III.- EL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA COMPRESIONAL: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL Y ANÁLISIS DE TRAZA COMPLEJA.

Nombre de la constante	Símbolo	Definición	Ecuación
Módulo de Young	E	Es la relación de tensión-deformación cuando una barra es extendida o comprimida.	$E = \frac{\text{Esfuerzo}}{\text{Deformación}}$ $= \frac{\text{Presión por unidad de área}}{\text{Cambio de longitud}}$
Coefficiente de Poisson	γ	Es la relación entre la deformación perpendicular a la fuerza deformante y la dirección de tensión.	$\gamma = \frac{\text{Def. transversal}}{\text{Def. longitudinal}}$
Módulo de rigidez o de cizalla	μ	Es la relación de tensión-deformación considerando un esfuerzo cortante la tensión es proporcional al esfuerzo si la magnitud es mínima	$\mu = \frac{\text{Esfuerzo cortante}}{\text{Deformación angular}}$ $= \frac{\text{Fuerza de cizalla} / \text{Área transversal}}{\text{Desplazamiento de } \frac{\text{cizalla}}{\text{Dist.}} \text{ planos de cizalla}}$ $= \frac{\Delta F / A}{\Delta L / L}$
Módulo de compresibilidad	k	Representa la relación de tensión-deformación entre la presión hidrostática y el cambio de volumen que sufre un cuerpo.	$k = \frac{\Delta \text{Presión}}{\Delta \text{Volumen} / \text{Volumen}}$ $= \frac{\Delta \text{Presión}}{\frac{\text{Dilatación}}{1}}$ $= \frac{1}{\text{Compresibilidad}}$

Tabla 3. 3 Constantes elásticas y sus definiciones.

Retomando la expresión característica de cualquier capa a la que hace referencia Partyka y una vez explicados los diferentes factores del medio que influyen, en la figura 3.17 podemos finamente observar a modo de diagrama esta relación. Se tiene una ondícula fuente que interactúa con una capa delgada de baja impedancia rodeada de un medio de alta impedancia. Esta ondícula por si misma tiene un espectro de amplitud y cuando la ondícula atraviesa el medio, la reflexión correspondiente a la cima de la capa tendrá polaridad opuesta a la inicial debido a la transición de alta a baja impedancia, pero al atravesar la base de la capa ocurrirá lo contrario debido a la transición de un material dúctil a uno más rígido así que la polaridad de esta segunda reflexión será la misma que la inicial, sin embargo esta segunda reflexión estará retrasada en tiempo por el tiempo adicional de viaje a través de la capa. Cuando se suman estas dos reflexiones y se obtiene su espectro de amplitud, se obtiene una ondícula con un cierto patrón de mellas (notching), cuyo período está inversamente asociado al espesor en tiempo de la capa, mientras más gruesa sea la capa más cerca estarán las mellas en el espectro. (Partyka et al., 1999).

CAPÍTULO III.- EL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA COMPRESIONAL: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL Y ANÁLISIS DE TRAZA COMPLEJA.

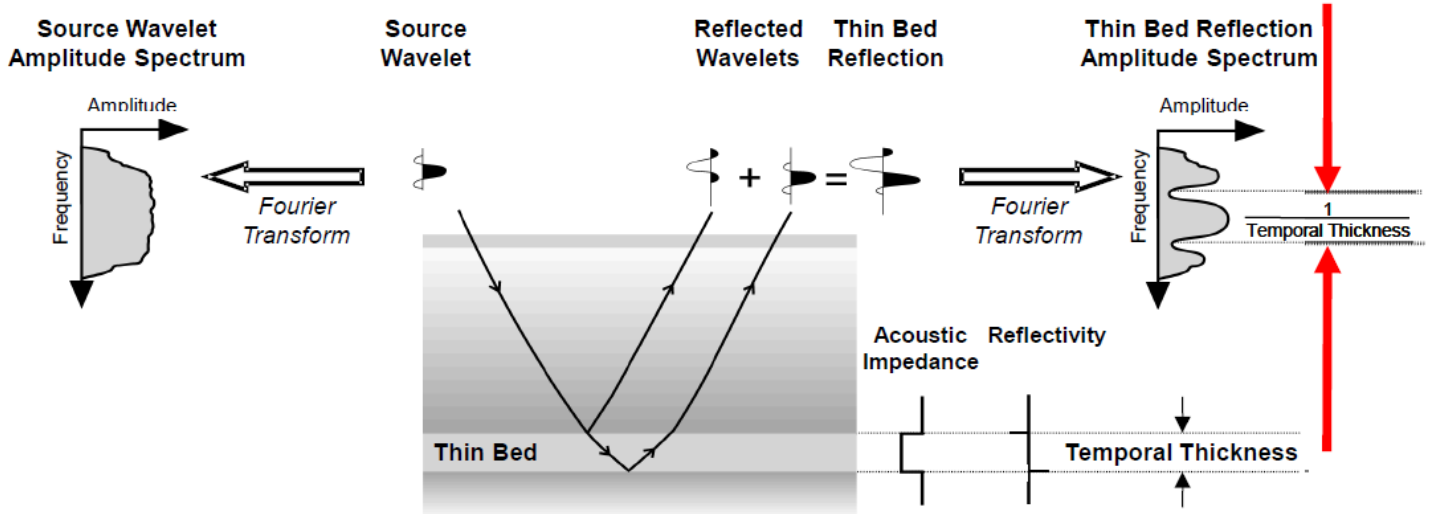


Figura 3. 17 Diagrama de la descomposición espectral en una capa delgada. Tomada de Partyka (1999).

A continuación en la figura 3.18 pongo un ejemplo tomado de Alistar R. Brown en el cual se muestran dos imágenes a diferentes frecuencias del mismo lugar, representando los colores amarillos a los valores más altos de amplitud.

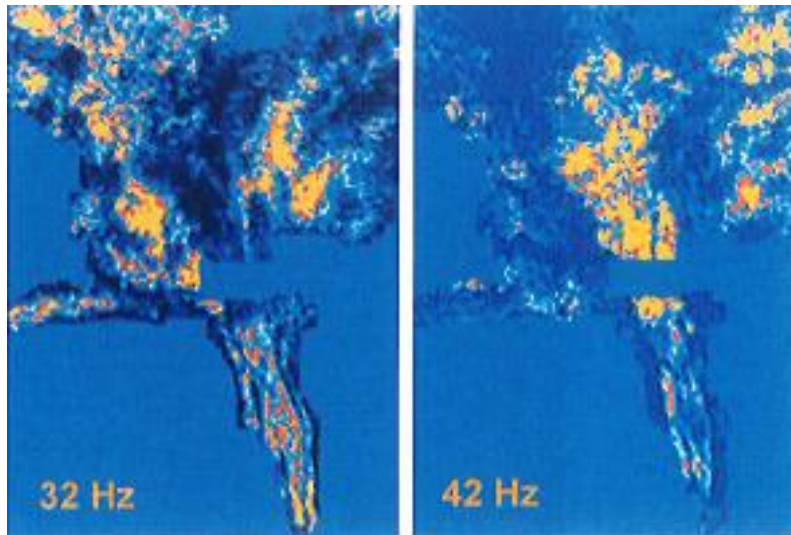


Figura 3. 18 Horizontes de frecuencias a 32 Hz y 42 Hz obtenidas mediante descomposición espectral, tomada de Alistar R. Brown, 2004.

De este modo por medio de la descomposición espectral se busca descomponer un conjunto de datos sísmicos con cierto ancho de banda en un grupo de secciones equivalentes pero con un ancho de banda menor y así reproducir imágenes de los datos a diferentes frecuencias.

Así que además de ayudarnos a determinar espesores es también bastante útil en la evaluación de rasgos estratigráficos como canales de arena, de rasgos

depositacionales, así como para delinear características estructurales como sistemas de fallas o propiedades de las fracturas y el contenido de fluidos. También sirve para ver fallas de corte que controlan la geometría del sistema de fractura, pero que se encuentran por debajo de la resolución de los datos sísmicos de superficie con todas las frecuencias. (Marfurt et al., 2007).

En campos de aguas profundas su aplicación es también muy útil porque la delimitación de los cuerpos geológicos es crucial para decidir la ubicación de los pozos productores e inyectores, lo que reduciría el riesgo de la producción, teniendo como consecuencia un impacto económico favorable.

**CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS 3D Y REGISTROS
GEOFÍSICOS DE POZO.**

“The whole is more than the sum of the parts”

Aristotele

En este capítulo se describe de manera general el tipo de datos que se utilizaron para generar las superficies sobre las cuales se observarán los atributos. Del mismo modo se explican los criterios utilizados para definir los reflectores mejor definidos y con mayor probabilidad de ser indicadores de hidrocarburos, así como los razonamientos seguidos para seleccionar posibles intervalos productores a partir de registros geofísicos. Finalmente se describe la metodología seguida para realizar la correlación entre ambos tipos de datos.

Características de los datos sísmicos y de pozo.

En esta tesis se trabajó con datos sísmicos de reflexión 3D, fueron adquiridos entre los meses de marzo y mayo de 2009. La ubicación es desconocida, sin embargo, corresponde a una zona de Chicontepec. Estos datos están grabados en formato SEG-Y estándar; la fuente sísmica fue dinamita y su adquisición fue de manera terrestre.

El volumen de datos cuenta con un total de 328 Inline, 501 crossline, 805 muestras por traza, intervalo de muestreo de 4 milisegundos, longitud total de grabación de 7 segundos, el tamaño del bin es 25[m]x25[m].

Así mismo estos datos sísmicos tienen una secuencia de procesamiento convencional: remuestreo de 2 a 4 milisegundos, sin ganancia, ordenados por CDP, corrección NMO y DMO, apilamiento, atenuación de ruido impulsivo, residual y aleatorio, y migración por el método de Kirchhoff en tiempo.

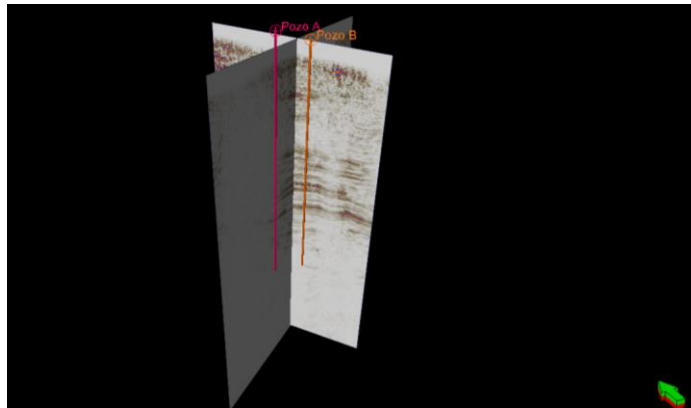


Figura 4. 1. Visualización espacial de los datos sísmicos y los pozos.

Como información complementaria, se utilizaron registros geofísicos de pozo. Inicialmente se revisaron siete pozos de los cuales se eligieron dos que contaban con curvas de resistividad somera y profunda, neutrón, densidad, rayos gamma, y sísmico, estos registros me permitieron identificar los intervalos productores de hidrocarburos, figura 4.1. De los otros cinco pozos se descartaron cuatro porque no

contaban con las curvas mencionadas y el pozo restante aunque contaba con las curvas requeridas no se encontraba dentro del volumen sísmico.

Estos registros se encuentran en formato .LAS, y fueron adquiridos en el área de estudio en mayo de 2009.

Análisis de los datos de pozo.

Con los dos pozos seleccionados (A y B), primero se determinaron los intervalos productores: observando el comportamiento de las curvas de resistividad intermedia y profunda (AT20 y AT90) graficados en el segundo carril con una escala logarítmica. Así como con las curvas de densidad (RHOB) y neutrón (NPHI) desplegados en el tercer carril, como se muestra en las figuras 4.2 y 4.3.

Los criterios utilizados para plantear ciertos intervalos como productores se basaron principalmente en las curvas de resistividad y en las de los registros neutrón y de densidad. En cuanto a las curvas de resistividad se sabe que en las profundidades donde los valores de la curva de resistividad profunda (AT90) son mayores a los de la de resistividad somera (AT20), representa zonas impregnadas con aceite. Con las curvas de los registros de densidad y neutrón, se sabe que cuando la densidad disminuye puede ser indicador de hidrocarburos, pero cuando se cruzan las curvas de neutrón y densidad, es indicio de la posible presencia de gas. Con estos dos criterios se concluyó que existe la presencia de aceite en varios intervalos de ambos pozos.

Además de esto también se pudo inferir el tipo de litología presente en su mayoría, ya que cuando se tienen valores altos de resistividad, puede representar la existencia de litologías compactas, mayormente calizas o cementantes, o la presencia de hidrocarburos. Por otra parte con los valores de densidad se pudo hacer una estimación de la litología observando los valores preferentes a lo largo de ambos pozos, pues se sabe que para areniscas los valores típicos suelen ser aproximadamente de $2.65 [g/cm^3]$, mientras que para las calizas es de $2.71 [g/cm^3]$ y para las arcillas de $2.3 [g/cm^3]$ y en ambos pozos los valores que predominan van de aproximadamente $2.42 [g/cm^3]$ a $2.6 [g/cm^3]$, por lo cual se deduce que la litología está compuesta preferentemente por terrígenos como areniscas y arcillas.

Por otra parte, sabiendo que el registro de rayos gamma mide la radiactividad de las rocas provocada por la desintegración de elementos como Torio, Potasio y Uranio, los cuales están mayormente presentes en formaciones arcillosas (figura 4.4), y dado que los valores en el pozo A varían desde 29.23 [API] a 103.80 [API] y en el pozo B de 16.91 [API] a 110.74 [API], podemos concluir que aunque los registros ya mencionados nos indican la presencia en su mayoría de terrígenos, con el registro de rayos gamma corroboramos que además existen otros componentes litológicos debido a que no solo existen valores altos en ambos pozos.

CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

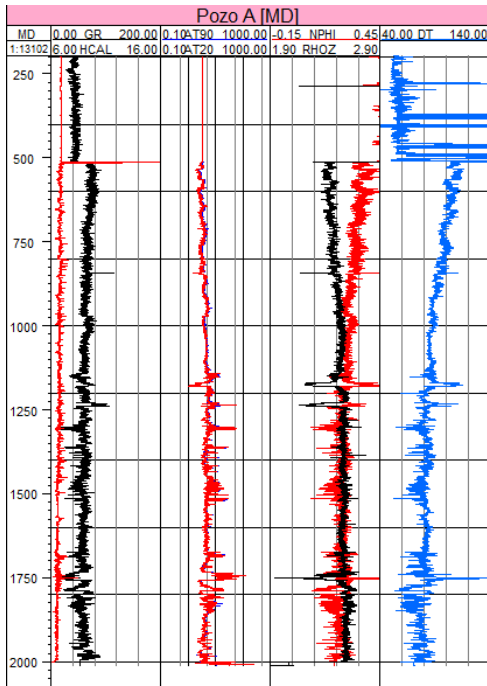


Figura 4. 2. Registros GR, HCAL, AT90, AT20, NPHI, RHOZ y DT para el pozo A

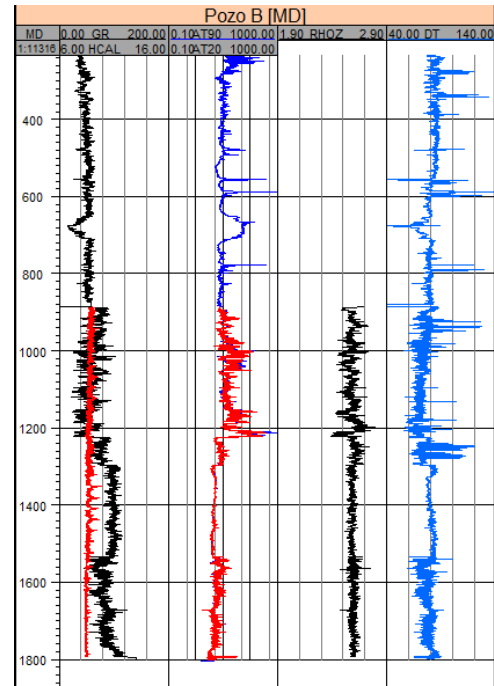


Figura 4. 3. Registros GR, HCAL, AT90, AT20, NPHI, RHOZ y DT para el pozo B.

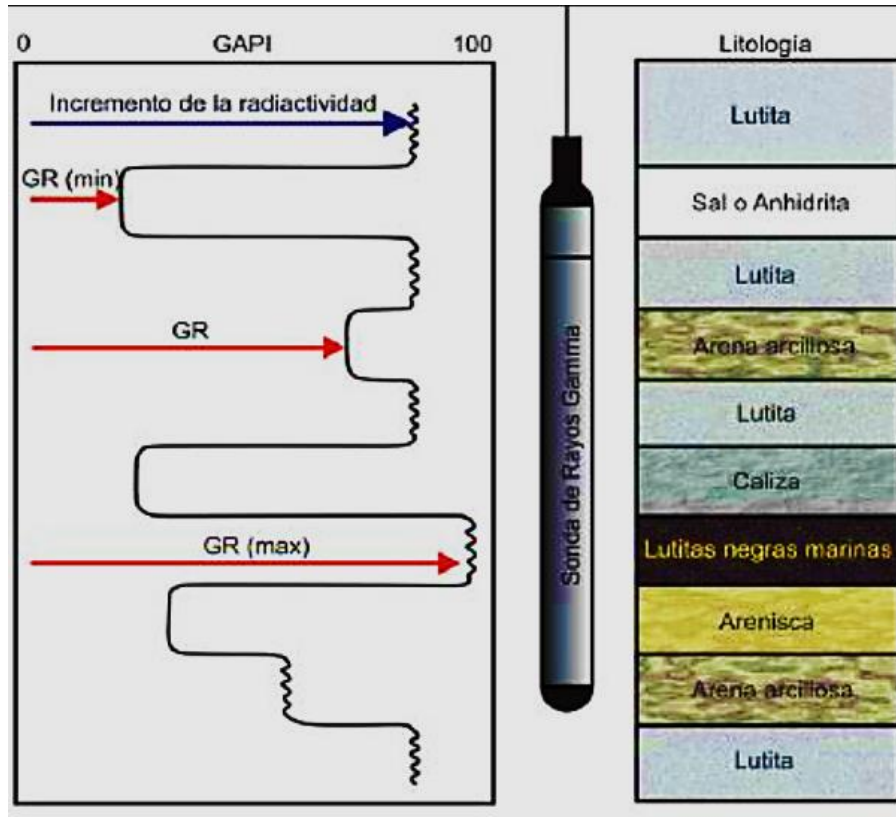


Figura 4. 4. Relación del registro de rayos gamma con diferentes litologías (Ricco, 2012).

En las tablas 4.1 y 4.2 se muestran los valores de las curvas de rayos gamma, calíper, resistividad, densidad neutrón, densidad rho y sónico, de los pozos A y B para los intervalos seleccionados. Los valores de resistividad del pozo A, en su mayoría cumplen con el criterio de ser mayores en la curva profunda respecto a la somera, contrariamente, en la tabla del pozo B, los valores de la curva somera son mayores que los de la profunda.

Pozo A:

MD [m]	GR[API]	HCAL[feet]	AT90[ohm.m]	AT20[ohm.m]	NPHI[]	RHOZ[$\frac{g}{m^3}$]	DT[us/ft]
1238.11	95.38	6.90	14.57	7.25	0.29	2.25	85.78
1296.76	45.09	6.73	13.42	9.71	0.24	2.55	71.82
1742.35	24.36	7.13	73.55	106.44	0.25	2.32	81.85
1827.43	41.75	6.60	18.12	11.29	0.15	2.64	63.49

Tabla 4. 1. Datos de las curvas en las profundidades de probable interés económico.

Pozo B:

MD [m]	GR[API]	HCAL[feet]	AT90[ohm.m]	AT20[ohm.m]	RHOZ[$\frac{g}{m^3}$]	DT[us/ft]
1004.20	27.54	8.84	68.86	113.94	2.72	69.59
1157.86	26.62	8.51	77.23	140.28	2.44	70.01

Tabla 4. 2. Datos de las curvas en las profundidades de probable interés económico.

Se calculó además la saturación de agua en cada pozo (S_w), con la fórmula modificada de Archie

$$S_w = \sqrt[2]{\frac{a R_w}{\phi^2 R_t}}$$

Ecuación 9

Dónde:

a = Factor de tortuosidad

R_w = Resistividad del agua de formación

ϕ = Porosidad

R_t = Resistividad profunda

Aunado a esto, se calculó también para cada pozo el índice de arcillosidad (Ish), el volumen de matriz (Vma) y el volumen de arcilla (Vsh), como se muestra a continuación en la tabla 4.3. Según Ricco (2012), se acostumbra asumir que el valor

de Vsh es igual al de Ish, pero también menciona que se puede exagerar debido al volumen de arcillas, por lo cual se utilizan diversas correlaciones que relacionan las mediciones de los registros de rayos gamma con diferentes edades geológicas. En este caso debido a que las formaciones corresponden al período Terciario, se decidió utilizar la ecuación de Larionov.

Pozo A:	Pozo B:
$S_w = \sqrt{\frac{0.07}{NPHI^2 * AT90}}$ $I_{sh} = \frac{GR - 20}{90 - 20}$ $PHIE = NPHI * (1 - I_{sh})$ $V_{ma} = 1 - I_{sh} - PHIE$ $V_{ma1} = I_{sh} + V_{ma}$ $V_{sh} = 0.083(2^{3.7 * I_{sh}} - 1)$	$NPHID = \frac{2.68 - RHOZ}{2.68 - 1}$ $S_w = \sqrt{\frac{0.07}{NPHID^2 * AT90}}$ $I_{sh} = \frac{GR - 20}{90 - 20}$ $PHIE = NPHID * (1 - I_{sh})$ $V_{ma} = 1 - I_{sh} - PHIE$ $V_{ma1} = I_{sh} + V_{ma}$ $V_{sh} = 0.083(2^{3.7 * I_{sh}} - 1)$

Tabla 4. 3 Comparación de ecuaciones utilizadas en cada pozo.

A continuación en las tablas 4.4 y 4.5 se incluyen los valores de Ish, Vsh y Sw, para cada intervalo de interés y en las figuras 4.5 y 4.6 se observan los cálculos de Sw, Ish y Vsh para el pozo A y el pozo B.

PROF[m]	Ish	Vsh	Sw
1238.860	1.17	1.60	0.40
1296.924	0.19	0.05	0.60
1742.999	0.09	0.02	0.14
1827.886	0.37	0.13	0.45

Tabla 4. 4 Valores de Ish, Vsh y Sw para el pozo A.

CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

PROF[m]	Ish	Vsh	Sw
1004.875	0.66	0.37	0.48
1157.875	0.31	0.10	0.35

Tabla 4. 5 Valores de Ish, Vsh y Sw para el pozo B.

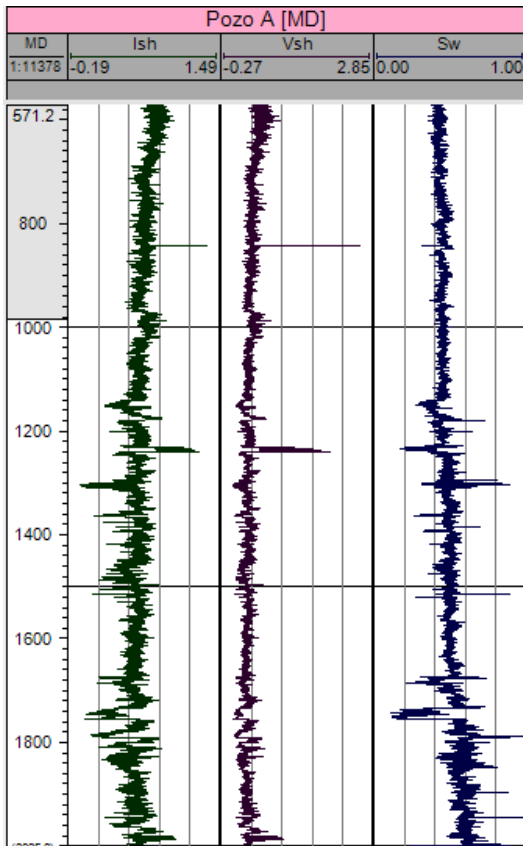


Figura 4. 5 Cálculos de Ish, Vsh y Sw para el pozo A

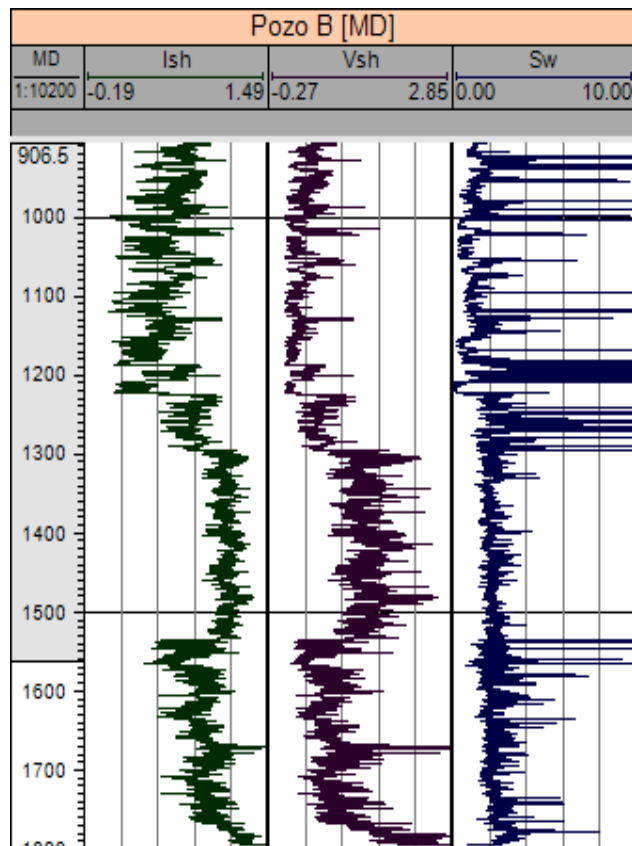


Figura 4. 6 Cálculos de Ish, Vsh y Sw para el pozo B

Posteriormente y debido a que nuestros datos de pozo se encuentran en el dominio de la profundidad y los datos sísmicos en el dominio del tiempo, fue necesario transformar el dominio del registro para poder correlacionarlos, pero no se contaba con los check shots. En consecuencia, usamos el registro sísmico (Δt) para obtener los valores de 2TTI (tiempo doble de viaje) en segundos y establecer la relación tiempo- profundidad, para cada pozo. Los gráficos se muestran en el carril 4 de la figura 4.7 y 4.8.

Para poder obtener los tiempos tms, TTI y 2TTI, se usó como dato inicial el registro sísmico. Debido a que este registro se encontraba en unidades de ms/ft, se procedió a hacer la conversión a ms/m (ecuación 10), con esto y el intervalo de muestreo pudimos calcular el tiempo en milisegundos (ecuación 11) y finalmente en segundos (ecuación 12). El tiempo doble de viaje es equivalente al doble de TTI (ecuación 13), y los valores de velocidad se calcularon de acuerdo con su relación inversa con el registro sísmico (ecuación 14).

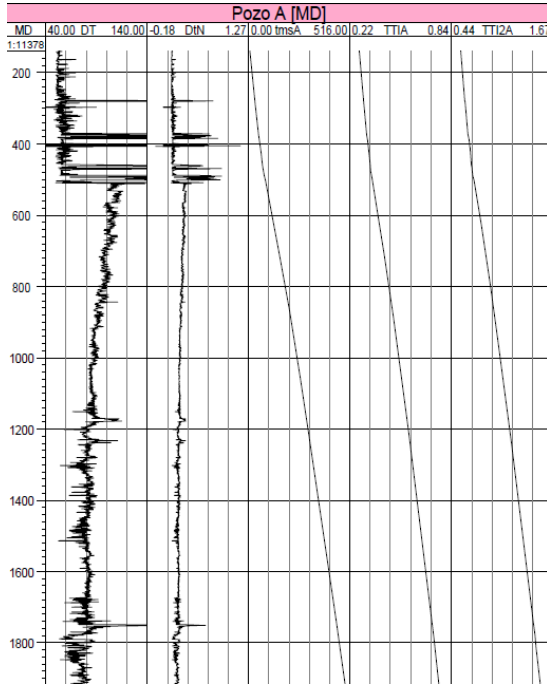


Figura 4. 7. Relación tiempo- profundidad obtenida para el pozo A.

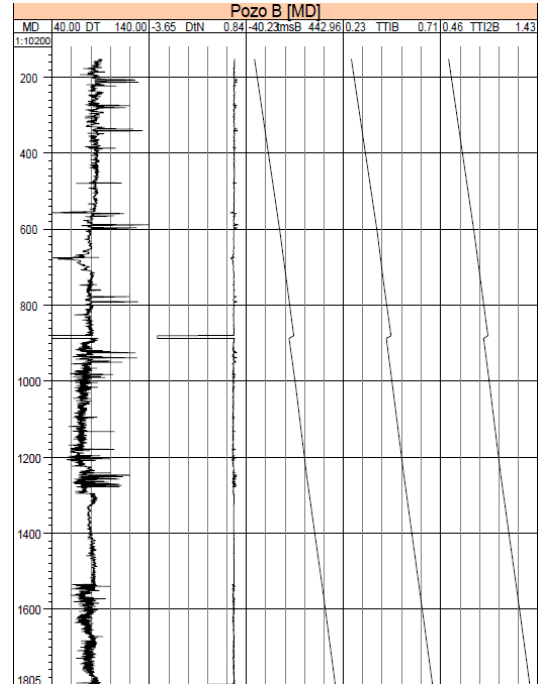


Figura 4. 8. Relación tiempo- profundidad obtenida para el pozo B.

$$\Delta t[\text{ms}/\text{km}] = (\Delta t[\text{ms}/\text{ft}] * 3.28[\text{km}]) / 1000 [\text{ft}]$$

Ecuación 10

$$t[\text{ms}] = \Delta t[\text{ms}/\text{km}] * \text{Intervalo de muestreo} [\text{km}]$$

Ecuación 11

$$TTI [s] = ((0.27) + (t[\text{ms}] / 1000))$$

Ecuación 12

CAPÍTULO IV.- ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

$$TTI \text{ doble [s]} = 2 * TTI [s]$$

Ecuación 1 3

$$Velocidad = (1/ \Delta t[\text{ms/ft}]) * 1000$$

Ecuación 1 4

Donde:

Intervalo de muestreo= 0.1524 [km]

A continuación en las tablas 4.6 y 4.7, se presentan los valores correspondientes a los intervalos de interés previamente definidos de las tablas 4.1 y 4.2 con los valores respectivos al registro sísmico, su correspondiente 2TTI y su velocidad.

PROF[m]	DT [ms/ft]	DT [ms/m]	t [ms]	TTI [seg]	TTI doble [seg]	Velocidad [m/s]
1238.860	96.531	0.317	313.793	0.584	1.168	3158.350
1296.924	70.687	0.232	329.143	0.599	1.198	4313.065
1742.999	85.652	0.281	446.606	0.717	1.433	3559.501
1827.886	80.965	0.266	468.668	0.739	1.477	3765.535

Tabla 4. 6. Tabla del pozo A con Profundidad., 2TTI y velocidad.

PROF[m]	DT [ms/ft]	DT [ms/m]	t [ms]	TTI [seg]	TTI doble [seg]	Velocidad [m/s]
1004.875	76.4137	0.2506	203.054	0.4730	0.9461	3989.8349
1157.875	70.0002	0.2296	238.834	0.5088	1.0176	4355.3883

Tabla 4. 7. Tabla del pozo B con Profundidad., 2TTI y velocidad.

Las profundidades varían debido a que decidimos tomar para cada caso la profundidad mayor dentro del intervalo, debido a que la resolución de la sísmica es menor que la de los registros.

Análisis de los datos sísmicos 3D.

A continuación se presenta el análisis de atributos que se realizaron a los datos sísmicos en las zonas aledañas a los pozos en los tiempos correspondientes a intervalos de tiempo con presencia de aceite. Para cada pozo se calcularon y se analizaron los atributos de frecuencia envolvente, polaridad y factor de calidad (Q), en los diferentes intervalos seleccionados. En las figuras 4.9 y 4.10 se muestran los horizontes en tiempo correspondientes a cada pozo, en la imagen 4.9 se muestra un fragmento del pozo A con una línea rosa y en la imagen 4.10 se visualiza al pozo B con una línea naranja.

En el análisis de los atributos, para poder identificar los horizontes de interés, se proyectaron cortes en tiempo de los datos sísmicos originales correspondientes a los intervalos obtenidos con los registros de pozo y con la relación tiempo-profundidad. Posteriormente, se buscaron reflectores bien definidos cercanos a los cortes en tiempo y a los pozos (tablas 4.8 y 4.9).

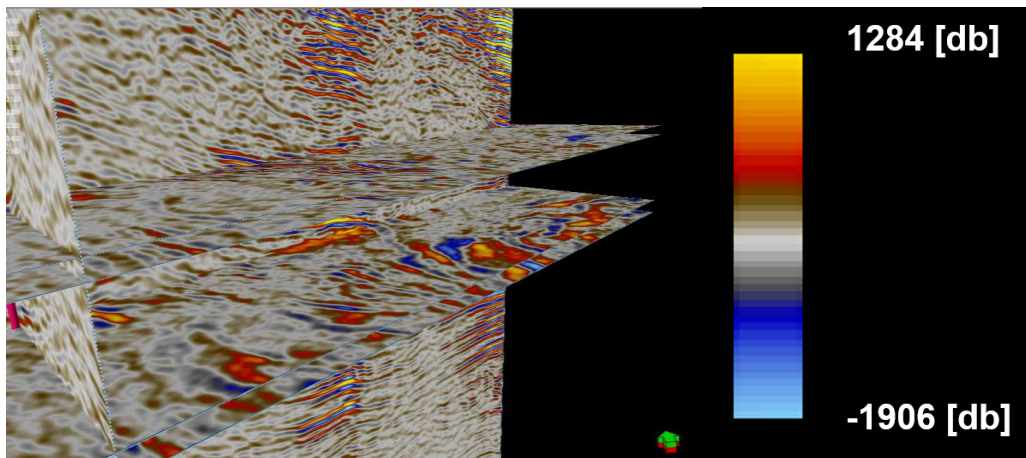


Figura 4. 9 Horizontes en tiempo del pozo A.

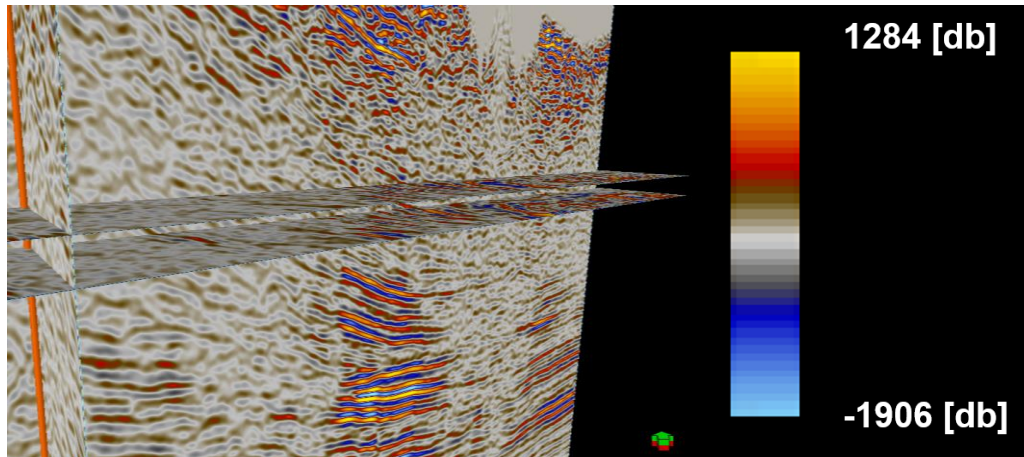


Figura 4. 10 Horizontes en tiempo del pozo B.

Profundidad [m]	TTI doble [ms]
1238.860	1168
1296.924	1198
1742.999	1433
1827.886	1477

Tabla 4. 8. Información de profundidad y del tiempo doble para los cortes en tiempo proyectados del pozo A.

Profundidad [m]	TTI doble[ms]
1004.20	946.109
1157.86	1017.668

Tabla 4. 9. Información de profundidad y del tiempo doble para los cortes en tiempo proyectados del pozo B.

Después, fueron calculados los atributos de frecuencia envolvente y factor de calidad (Q) con el software Petrel. De este modo, con la frecuencia envolvente observamos qué reflectores se veían iluminados con frecuencias bajas, las cuales aparecían de color rojo. Estas frecuencias bajas como ya se explicó en el capítulo 3, se deben a un comportamiento de filtro pasabajas que tienen los horizontes con fluido.

Con el atributo factor de calidad, se identificó qué reflectores se asociaban con valores altos (colores amarillo y naranja) respecto a las capas aledañas (negro): debemos recordar que el factor de calidad es la energía perdida por unidad de ciclo, de este modo, si el valor de Q es alto entonces la pérdida de energía por unidad de

ciclo es grande, lo que podría significar la posible existencia de fluido como un atenuante. Así mismo, se corroboró que los reflectores interpretados estuvieran acompañados por un cambio de polaridad (natural pairing) respecto de su base y de su cima.

Pozo A.

Enseguida se encuentran las imágenes analizadas para los intervalos del pozo A, los cuales son cuatro. Debido a que la longitud entre el primer y segundo intervalo es menor que la resolución sísmica vertical, estas dos profundidades se consideraron como una sola para el análisis de atributos, de esta manera, nos quedaron solo tres horizontes. Este análisis tiene por objeto identificar un reflector sísmico con probable impregnación de aceite.

Primer y segundo intervalo $Z=-1666$ [ms]

En la figura 4.11 se observa el Inline 545 con los reflectores cercanos al corte en tiempo y al pozo A encerrados en un recuadro rojo, considerando solo la amplitud de los datos sísmicos originales. Estos dos reflectores son los que están asociados a los tiempos 1.166 [s] y 1.198 [s], los valores van de -1906 [db] a 1284 [db] y la línea rosa indica la posición del pozo A respecto a la sección sísmica.

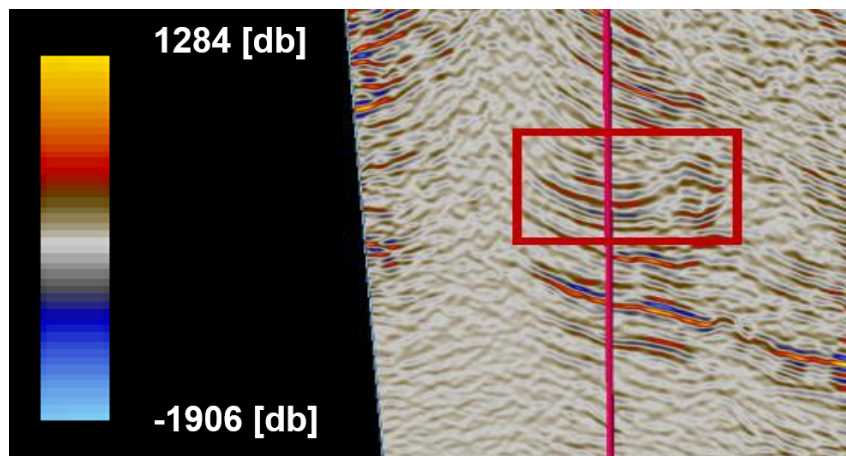


Figura 4. 11 Inline 545 con los reflectores cercanos al horizonte de tiempo y al pozo A.

En la figura 4.12 se observan los reflectores con el atributo de frecuencia dominante, en comparación con esto, en la figura 4.11 se puede ver un cambio de polaridad de positivo (rojo) a negativo (azul). Al contrastar ambas imágenes se puede ver que los reflectores de polaridad postiva son los que atenuan las frecuencias (color rojo).

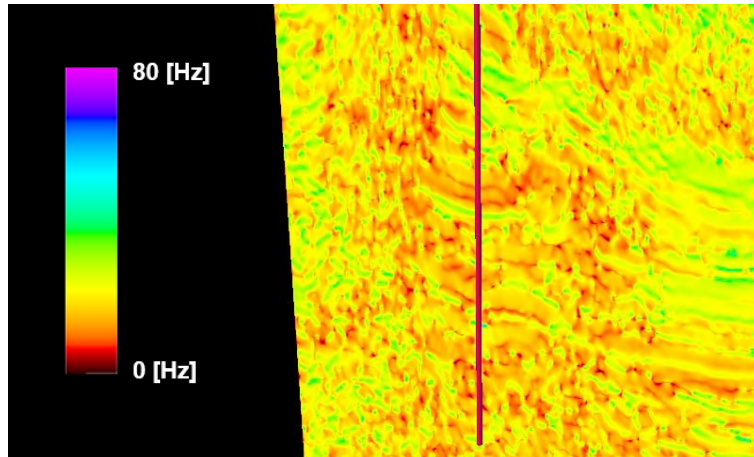


Figura 4. 12 Datos vistos con el atributo de frecuencia. La línea rosa indica al pozo A.

Así mismo, observamos en la figura 4.13 que el factor de calidad aumenta en los dos reflectores (encerrados en el cuadro morado), lo que nos ayudó a confirmar que existe una atenuación de frecuencias altas: las ondas se están deteniendo en este medio ya que los reflectores están actuando como un filtro pasabajas.

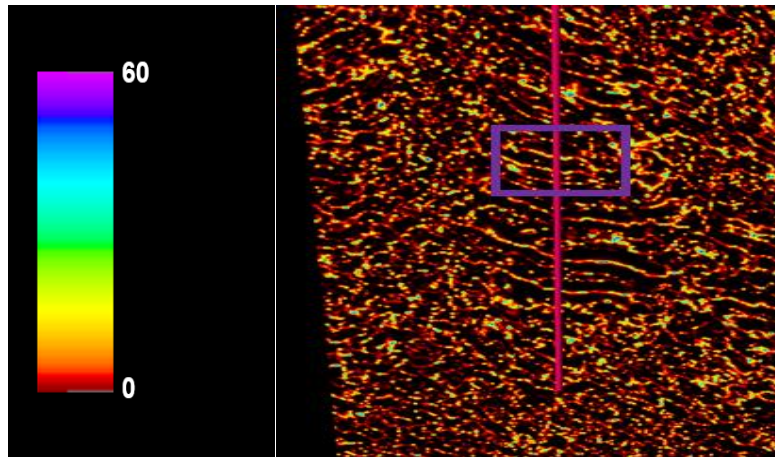


Figura 4. 13 Factor de calidad. Selección de los reflectores cerca del pozo A y del corte en tiempo 1666 [ms].

Tercer intervalo $t=1433$ ms

Para el tercer intervalo también buscamos los reflectores mejor definidos en los datos originales sobre la Inline 545 cercanos al horizonte en tiempo correspondiente a 1433 [ms] y al pozo A (línea rosa), como se ilustra en la figura 4.14, los cuales están encerrados en el recuadro rojo.

Se siguió el mismo proceder que con los horizontes anteriores para identificar y seleccionar el reflector. Nuevamente, utilizamos el atributo de frecuencia dominante para constatar si efectivamente el reflector seleccionado estaba iluminado de color rojo (frecuencias bajas), lo cual podemos observar en la figura 4.15.

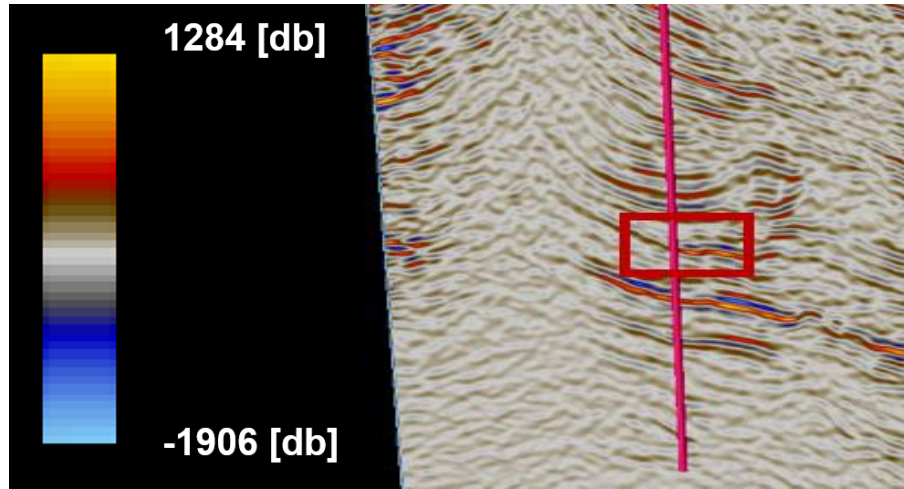


Figura 4. 14 Datos sísmicos originales, Inline 545, pozo A. El rectángulo rojo encierra el reflector seleccionado.

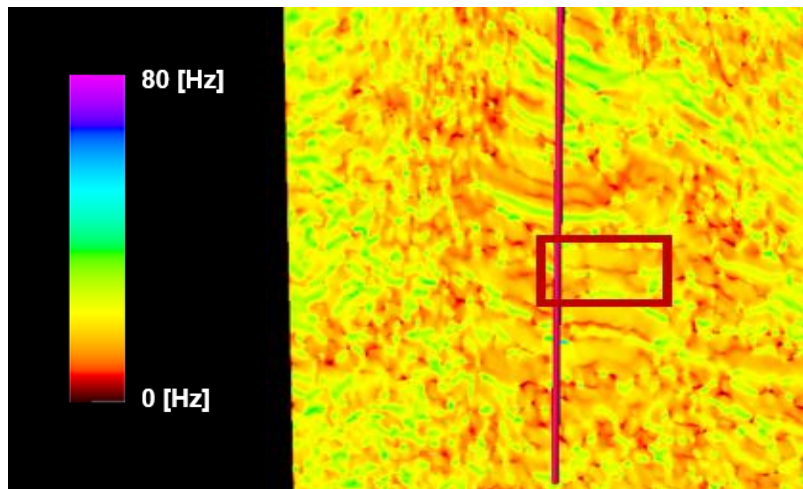


Figura 4. 15 Búsqueda de anomalías cercanas al horizonte y al pozo A en el dominio de la frecuencia dominante. El recuadro rojo encierra al reflector asociado a frecuencias bajas.

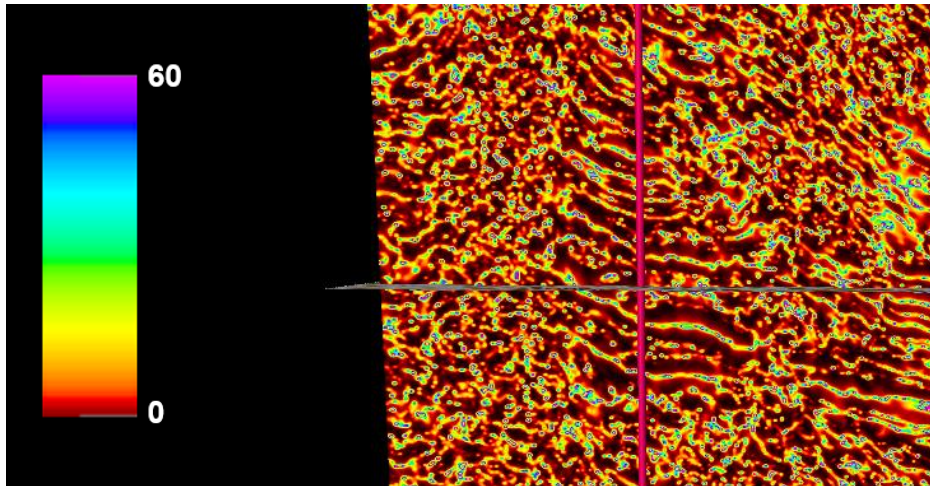


Figura 4. 16 Factor de calidad. Selección de los reflectores cerca del pozo A y del corte en tiempo 1666 [ms].

En las figuras 4.15 podemos notar que el reflector presenta frecuencias altas, sin embargo en las figura 4.16 también se observan valores altos del factor de calidad, este es un ejemplo de que un factor de calidad alto no precisamente se debe a una atenuación de frecuencias pero si de amplitud.

Cuarto intervalo $t= 1477$ ms

A continuación se muestran las imágenes resultantes del cuarto intervalo. Se siguió el mismo proceder que en los anteriores. En la figura 4.17 se pueden visualizar, en los datos originales de la sísmica, los reflectores seleccionados. Cabe destacar que, de los cuatro intervalos, estos son los que presentan mayor continuidad, incluso antes de aplicar los atributos.

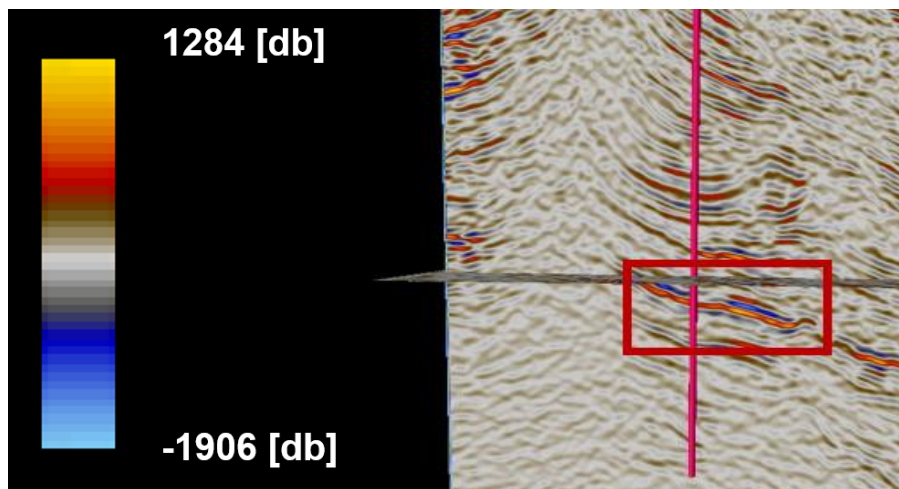


Figura 4. 17. Visualización de los datos sísmicos originales del corte en tiempo 1477 [ms]. El recuadro encierra los mejores reflectores aledaños.

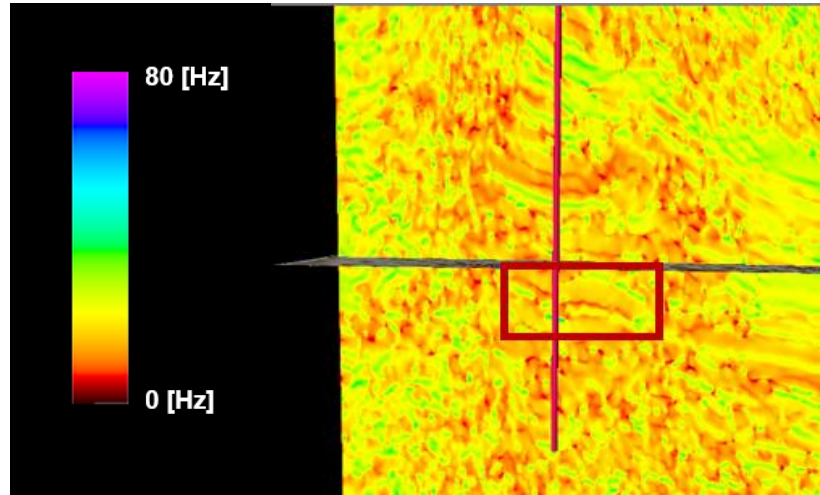


Figura 4. 18 Atributo de frecuencia dominante y búsqueda de anomalías cercanas al corte de tiempo 1477 [ms]. El recuadro rojo encierra al reflector seleccionado.

Inmediatamente después de las imágenes de los datos originales, se presentan las imágenes de los reflectores con el atributo de frecuencia dominante (Figura 4.18) para que el lector pueda observarlos a modo de comparación. En la imagen 4.18 podemos ver valores bajos de frecuencia en los reflectores, lo cual podría significar que efectivamente son indicadores de hidrocarburos. Sin embargo, para aumentar la probabilidad de esto, a continuación, se presentan los reflectores con el atributo factor de calidad (figura 4.19).

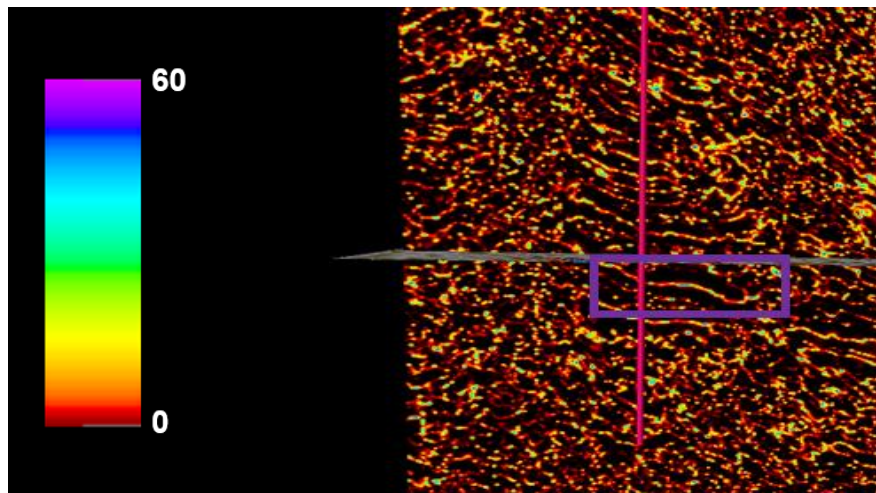


Figura 4. 19. Visualización de los datos con el factor de calidad en el corte de tiempo 1477 [ms]. El recuadro morado encierra al reflector seleccionado.

Pozo B.

La correlación del pozo B con los datos originales de la sísmica fue muy diferente al caso del pozo A, pues aunque con los registros geofísicos de pozo y con la relación tiempo-profundidad se plantearon los cortes en tiempo, correspondientes a los intervalos de interés (0.946108501 [s] y 1.017667575 [s]), no se observó una correlación directa. Por lo cual, propusimos posibles reflectores aledaños a los cortes en tiempo y al pozo B (figura 4.20). Posteriormente, procedimos a observar los datos con los atributos de frecuencia y factor de calidad para saber si realmente estos reflectores podían ser indicadores de hidrocarburos (figura 4.21).

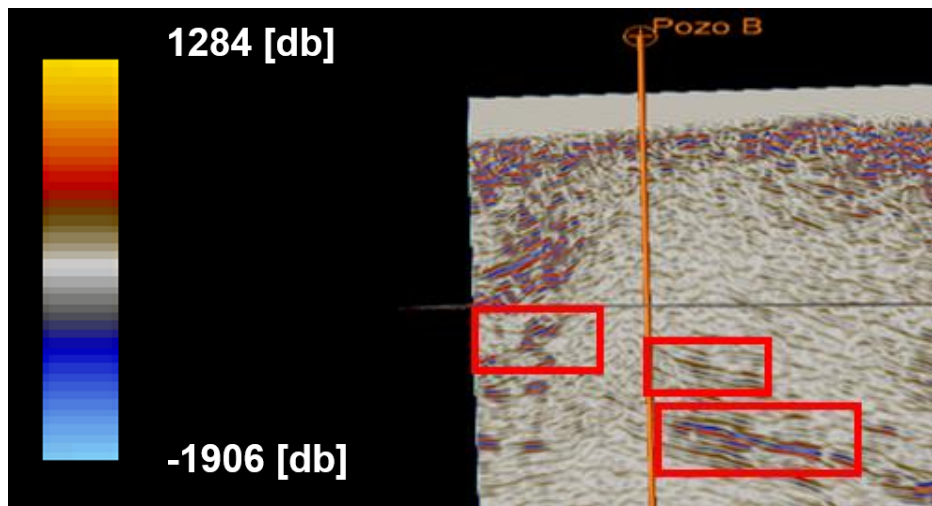


Figura 4. 20 Los recuadros rojos encierran los reflectores propuestos.

En las figuras 4.21 y 4.22 podemos ver los reflectores seleccionados del lado derecho del pozo (Figura 4.20), se observa que no podrían ser indicadores de hidrocarburos debido a que presentan altas frecuencias y no muestran el contraste buscado en un medio atenuante. Sin embargo, como se mencionó en el capítulo 3, debemos observar los datos con más de un atributo para poder tener mayor confiabilidad en nuestro diagnóstico, razón por la cual, continuando con el mismo proceder que en los horizontes del pozo A con el atributo factor de calidad.

Al visualizar los datos con este atributo (Figura 4.24), podemos ver que no se observa una continuidad muy clara de los reflectores por lo que se puede prestar a confusión del interprete, mostrando además valores no tan altos de dicho factor lo que nos dice que el medio no es atenuante y en consecuencia es probable que no exista un fluido.

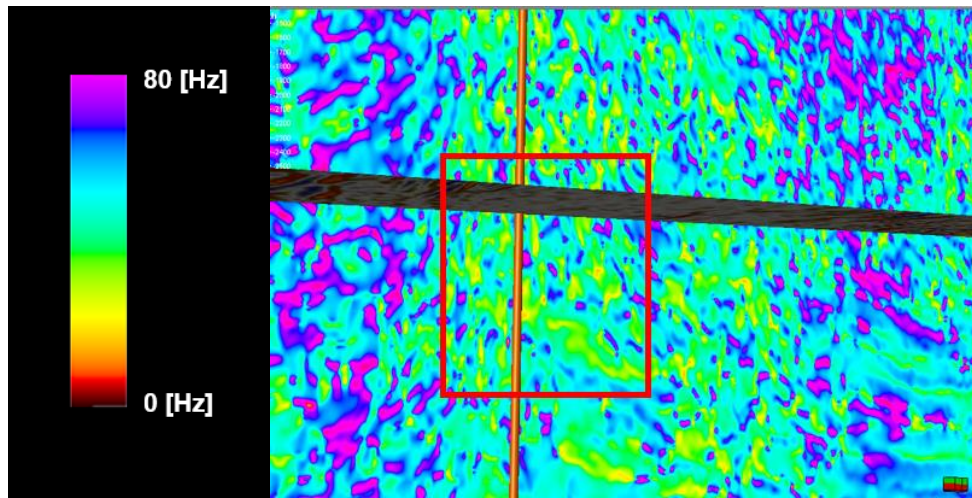


Figura 4. 21. Atributo de frecuencia dominante. Búsqueda de anomalías cercanas a los cortes de tiempo (0.946108501 [s] y 1.017667575 [s]).El recuadro rojo encierra al reflector seleccionado.

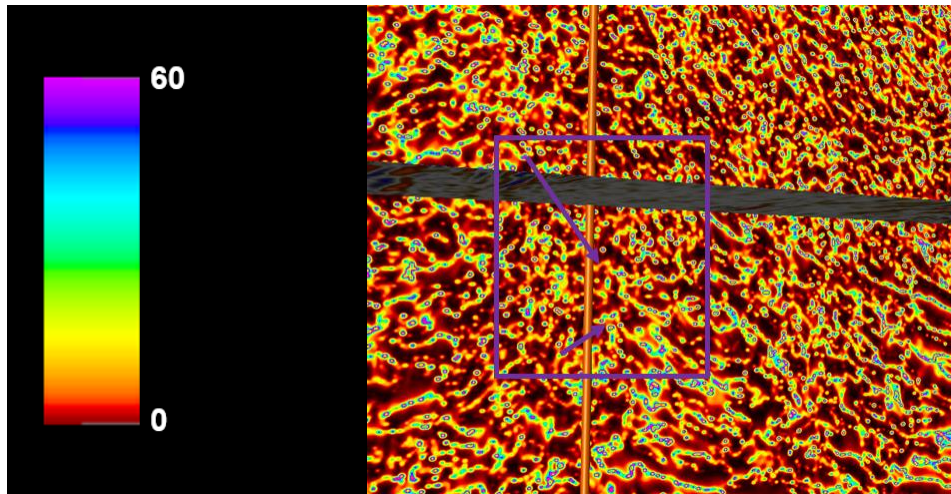


Figura 4. 22 Visualización de los datos con el factor de calidad. El recuadro morado encierra al reflector seleccionado.

Por lo tanto finalmente solo se trabajará con los reflectores del pozo A, los cuales son presentados y señalados por flechas verdes en las figuras 4.23, 4.24 y 4.25, estos corresponden principalmente a tres cortes en tiempo (1238.11 [ms], 1296.76 [ms] y 1832.28 [ms]).

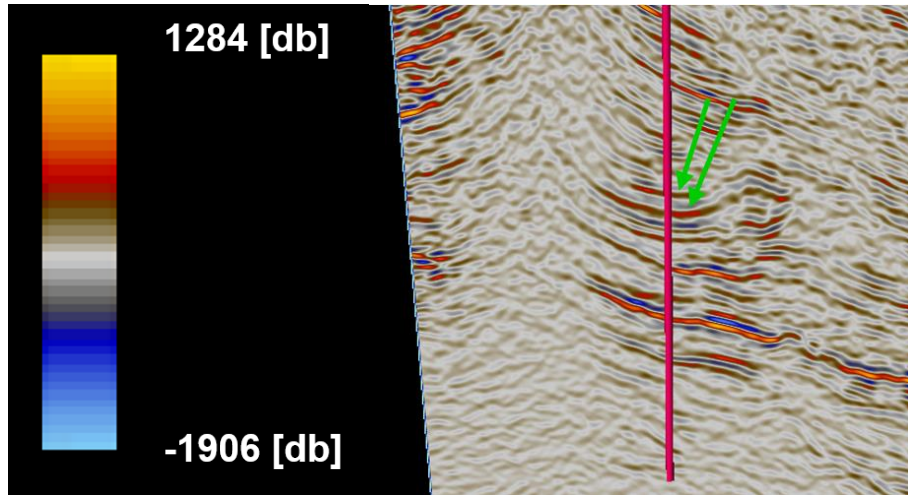


Figura 4. 23 Las flechas verdes indican los reflectores seleccionados para los dos primeros intervalos del pozo A.

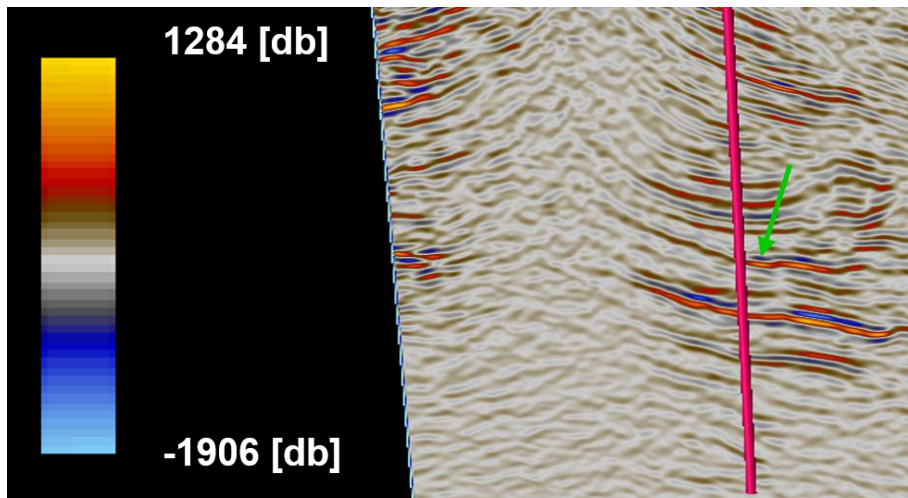


Figura 4. 24. La flecha verde indica el reflector seleccionado para el tercer intervalo del pozo A.

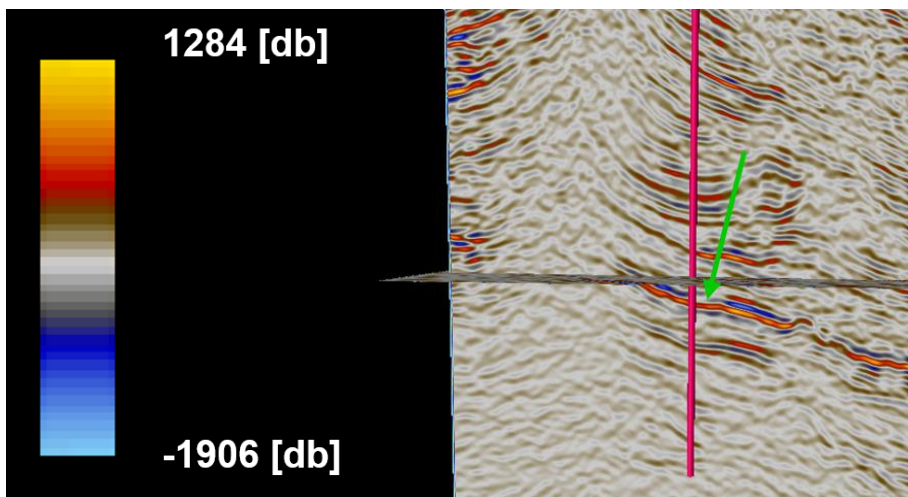


Figura 4. 25. La flecha verde indica el reflector seleccionado para el cuarto intervalo del pozo A.

**CAPÍTULO V.- INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES GEOLÓGICOS A
PARTIR DE LOS DATOS SÍSMICOS 3D.**

“Chaque homme doit inventer son chemin”

Jean Paul Sartre.

Una vez que se seleccionaron los reflectores mejor definidos aledaños a los intervalos y al pozo A, se prosiguió a realizar el picado de secciones sísmicas para finalmente generar las superficies a las que en el siguiente capítulo se le aplicarían los atributos seleccionados. Para todo este proceso se ocupó el software Petrel 2010 y 2013.

Primero se picaron los reflectores correspondientes a los cuatro horizontes de interés en la Inline 545 y la Crossline 540, las cuales intersectan al pozo, después se decidió picar en total veinte Inline y veinte Crossline, siguiendo el diseño de la figura 5.1.

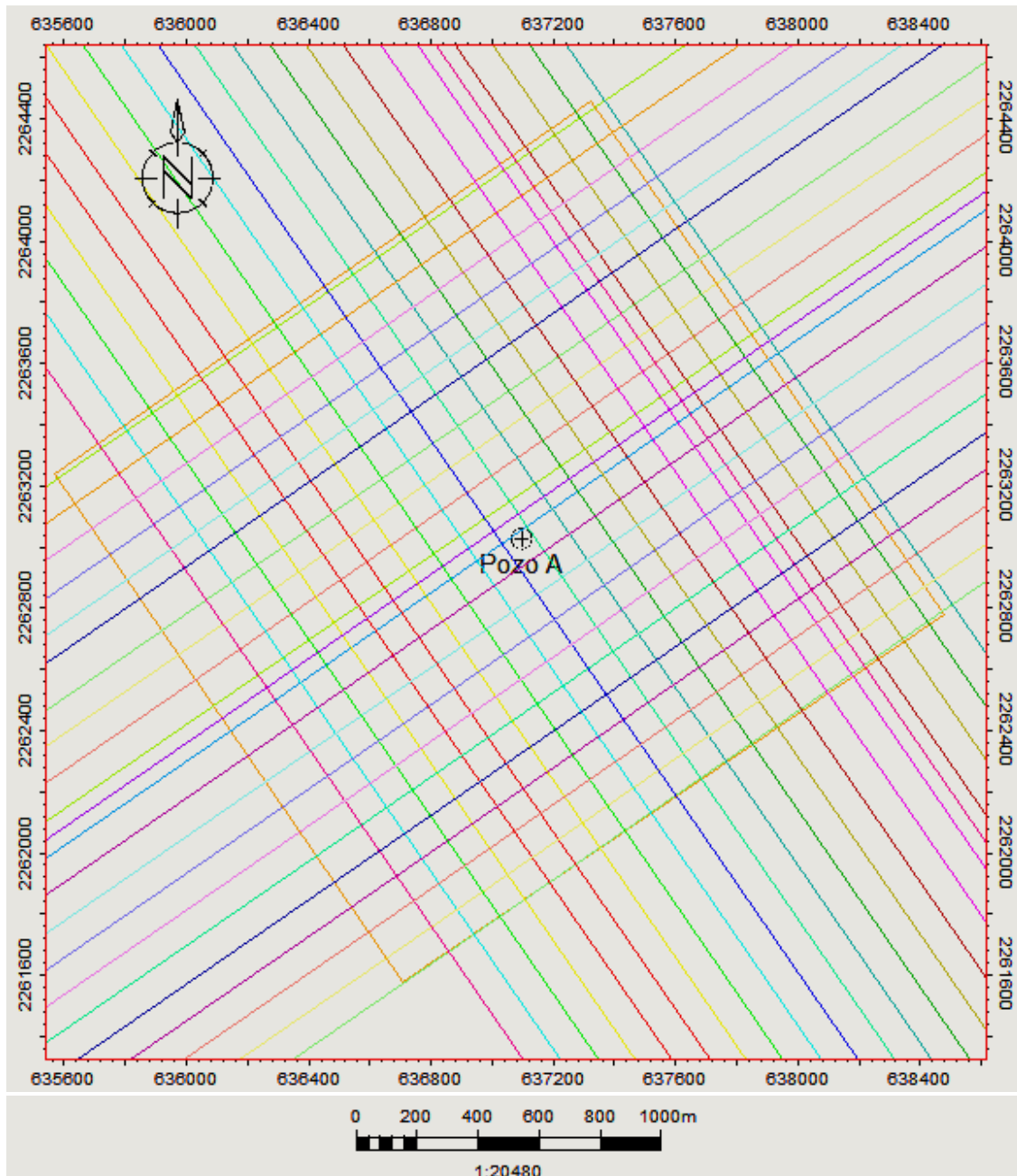


Figura 5. 1 Diseño de las secciones a picar.

Este diseño se propuso con el objetivo de tener en el centro la Inline y la Crossline que hacían intersección con el pozo. La separación entre cada Inline y Crossline es de 100 [m], dado que el bin es de 25 [m] x 25 [m] las Inline y Crossline seleccionadas son las que aparecen en la tabla 5.1.

	Inline	Crossline
	505	500
	509	504
	513	508
	517	512
	521	516
	525	520
	529	524
	533	528
	537	532
	541	536
Pozo A	545	540
	549	544
	553	548
	557	552
	561	556
	566	560
	569	564
	573	568
	577	572
	581	576
	585	580

Tabla 5. 1 Inlines y Crosslines seleccionadas.

Para picar las secciones se utilizó el criterio de estratosecuencias, para el cual una vez ubicados los reflectores, nos guiamos con su continuidad y también se realizó composed para comprobar que el picado de cada horizonte era el mismo en todas las secciones.

Una vez picadas las cuarenta secciones, los cuatro horizontes generados (1A, 2A, 3A y 4A) pudieron visualizarse como una especie de malla para cada horizonte picado (figura 5.2).

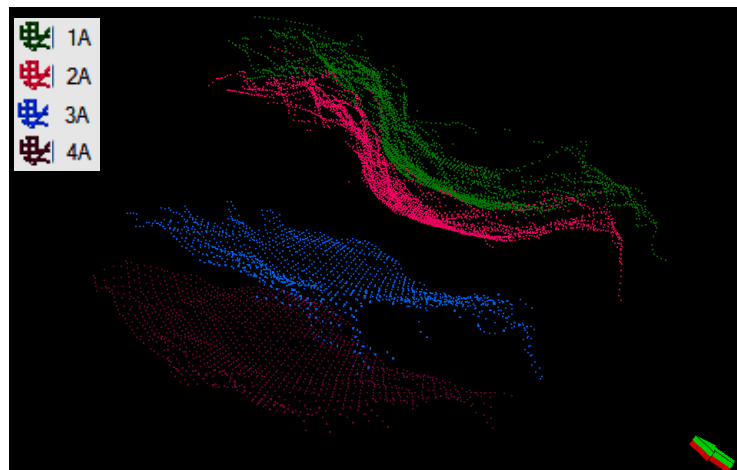


Figura 5. 2 Horizontes picados vistos de perfil y su simbología.

Posteriormente se dibujó un polígono que cubriera toda el área del diseño propuesto, para finalmente generar las superficies con el algoritmo de Kigring, sobre las cuales se calcularon posteriormente los atributos en el capítulo seis. Las superficies resultantes y el polígono se muestran en las figuras 5.3 y 5.4.

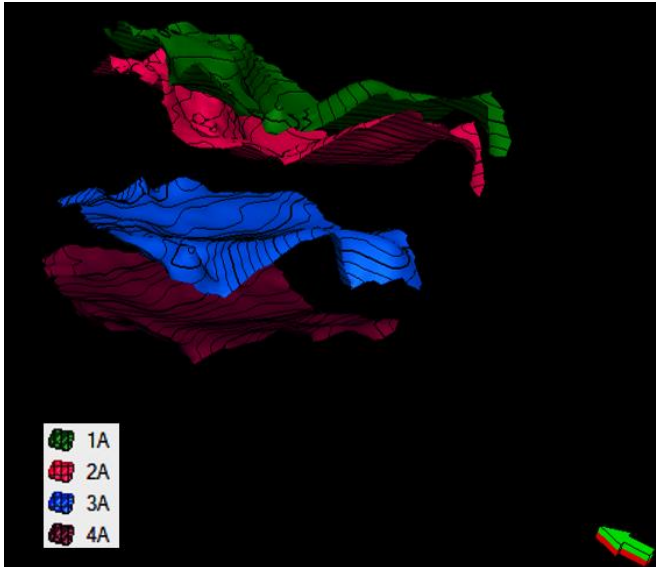


Figura 5.3 Superficies generadas para cada horizonte.

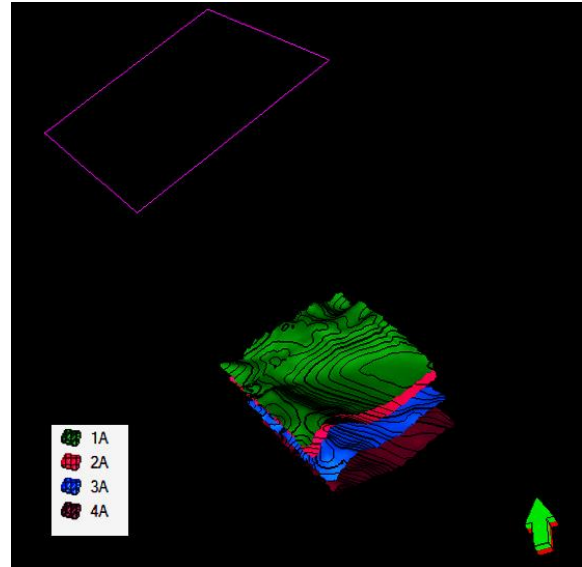


Figura 5.4 Superficies generadas y polígono de referencia.

La interpretación se realizó tomando como base la Inline 545 (figura 5.5), así como la Crossline 540 (figura 5.6) y observando su relación con las otras secciones utilizadas para generar las superficies. En esta tesis solamente se consideró el segmento que se encuentra entre el horizonte superior (1A) y el inferior (3A) para la interpretación. Para la interpretación se siguió la clasificación de Sam Bogs, Jr (2001).

En las figura 5.5 y 5.6 se muestra dicho fragmento de la sección sísmica, en ella podemos ver que cerca del pozo (línea rosa) aparecen unos reflectores muy bien definidos con una configuración de reflexión ondulada y paralela, mientras que hacia el oeste es subparalela, lo que nos habla de que el depósito en el medio parece haber sido continuo. Los patrones de reflexión son del tipo Sigmoid hacia el Este, en el Oeste parece que es del tipo Humocky clinofolds y en medio de estas dos series de patrones, parece predominar un patrón caótico. El patrón caótico puede deberse a la existencia de un domo de arcilla por la geometría, la cual nos indica que el esfuerzo responsable principalmente fue uno y se generó debajo de la estructura, difiriendo de los anticlinales, los cuales normalmente son generados por dos esfuerzos perpendiculares en la estructura. A esto también puede deberse el cambio de espesor de los reflectores responsables de los patrones Sigmoid y Humocky, los cuales además en su geometría muestran una dependencia de dicho domo.

Esta situación podría confundirse al tipo asociado a un paleocanal, sin embargo como ya se explicó en el capítulo dos, por la geología del lugar, en realidad corresponde a una cuenca de flexura.

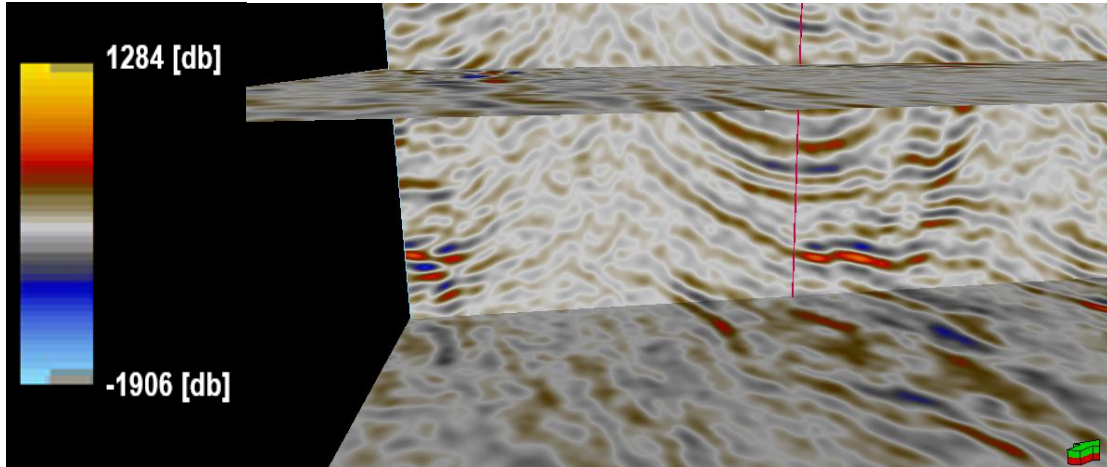


Figura 5.5 Fragmento de la Inline 545 interpretado.

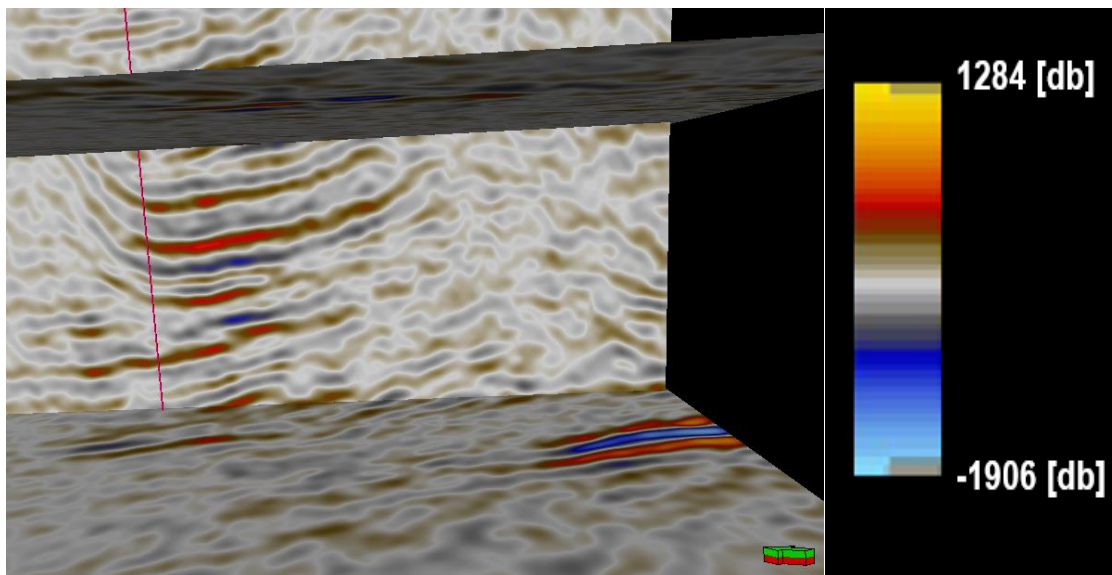


Figura 5.6 Fragmento de la Crossline 540 interpretado.

**CAPÍTULO VI.- ANÁLISIS DEL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA EN
LOS HORIZONTES INTERPRETADOS.**

“Exister c’est oser se jeter dans le monde”

Simone De Beauvoir.

En este capítulo se presentan los atributos de amplitud, frecuencia, factor de calidad y el comportamiento de la polaridad, evaluados sobre cada horizonte, con una descripción sobre el comportamiento observado para posteriormente en el siguiente capítulo presentar una discusión sobre los resultados obtenidos y las conclusiones.

Cálculo de atributos sísmicos en cuatro horizontes.

A continuación se presentan las imágenes de los atributos de envolvente de amplitud, frecuencia dominante, factor de calidad y descomposición espectral, los cuales fueron generados sobre las cuatro superficies interpretadas (1A, 2A, 3A y 4A) en el capítulo anterior. Así mismo, se presenta la posición del pozo A en cada ilustración.

Atributos evaluados sobre el horizonte 1A.

Envolvente de amplitud

La envolvente de amplitud representa la energía de la onda sísmica; con fines de interpretación, este atributo se asocia con cambios de litología y espesores de capa, principalmente. La figura 6.1 muestra dicho atributo, cada color está asociado con un valor de amplitud en decibeles, cuyo rango va de -80[db] a 180 [db]. Los colores amarillo y rojo corresponden a valores máximos positivos, mientras que los colores azul y morado indican valores máximos negativos. Si observamos dicha figura, el horizonte está dividido en dos regiones de manera general, hacia el Este respecto del pozo podemos observar valores de amplitud positiva (amarillo y rojo), mientras que el resto del horizonte (parte oeste, norte y sur respecto del pozo) está iluminado con valores de amplitud negativa (azul y morado). Cabe señalar que los valores de amplitud positiva son mayores en magnitud que los valores de amplitud negativa: la escala de valores, ver figura 6.1, tiene como cota superior 180 [db] y la cota inferior -80 [db].

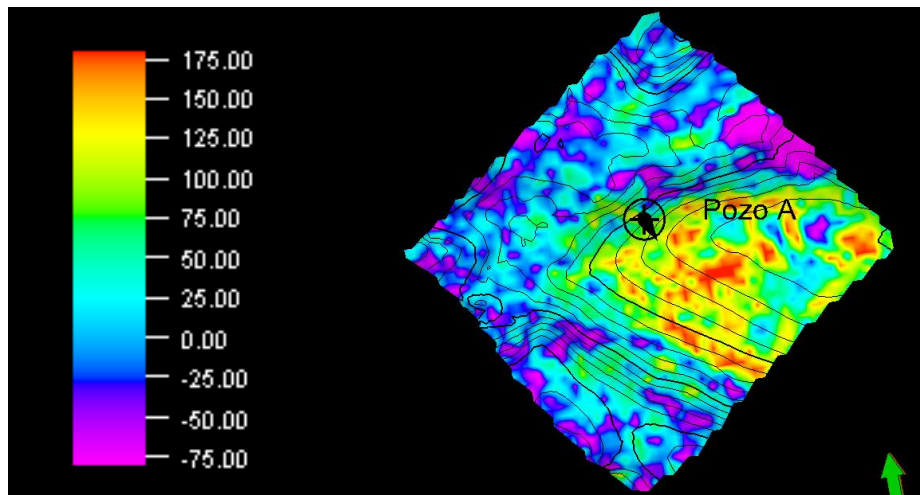


Figura 6.1 Envolvente de amplitud en la superficie 1A.

Frecuencia dominante.

El atributo de frecuencia dominante se puede considerar como un valor asociado con un punto de la onda envolvente en el tiempo. En la interpretación sísmica, nos sirve como indicador de fluidos en el medio y para distinguir posibles acuñamientos o variaciones en el espesor de una capa o un conjunto de capas. La figura 6.2 presenta el atributo de frecuencia dominante con un rango de valores de 10 [Hz] a 35 [Hz], cuyos colores son morado y rojo respectivamente. Al igual que en la figura 6.1, el horizonte se divide en dos regiones. La región que se encuentra al este respecto del pozo presenta frecuencias principalmente altas entre 24 [Hz] y 34 [Hz]. La otra región muestra gran variedad de frecuencias ponderantemente bajas de 10 [Hz] a 23 [Hz]. Esta última región se puede interpretar como un medio heterogéneo debido a la diversidad de frecuencias presentes.

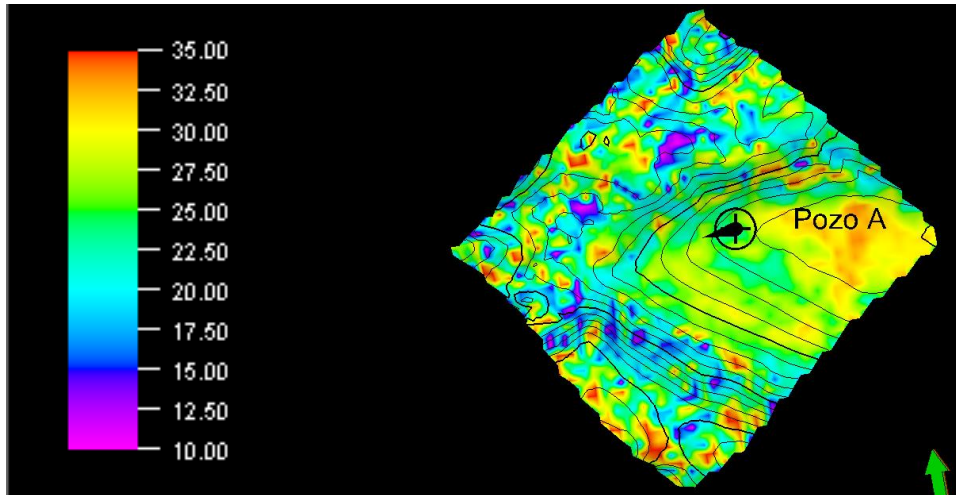


Figura 6. 2 Atributo de frecuencia dominante en la superficie 1A.

Factor de calidad

Dado que el factor de calidad está asociado a la pérdida de energía sísmica por ciclo (sin unidades físicas): si su valor es pequeño (cercano a cero), entonces el medio absorbe mucha energía; por el contrario, si su valor es grande, entonces el medio no absorbe energía. La figura 6.3 exhibe el factor de calidad en un rango de 0 a 10, cuyos colores son morado y rojo respectivamente. Así como en las figuras 6.1 y 6.2, el horizonte se ilumina en dos principales regiones. La región que se encuentra al Este contiene valores altos de factor de calidad cercanos a 10 (colores amarillo y rojo). Por otro lado, la región complementaria de dicho horizonte revela valores de factor de calidad bajos, cercanos a cero (colores morado y azul). En consecuencia, la región complementaria es un medio con mayor atenuación en la energía sísmica respecto de la región Este.

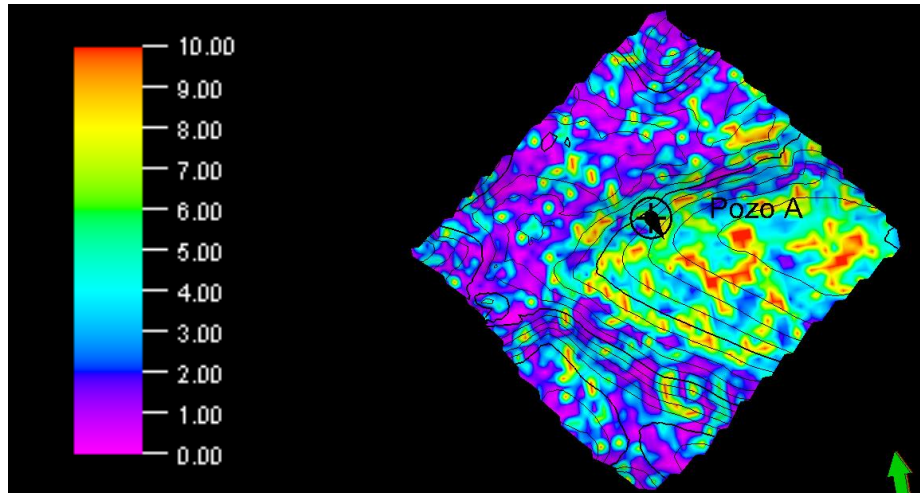


Figura 6. 3 Factor de calidad en la superficie 1A.

Descomposición espectral

La descomposición espectral es la separación de la traza sísmica en sus componentes principales. En este trabajo, la traza sísmica se descompuso en seis bandas espectrales con un ancho de diez Hertz, ver tabla 6.1, con el propósito de encontrar zonas de sintonía (aumento súbito de la amplitud). Las zonas de sintonía en un horizonte se interpretan como medios con un módulo elástico similar.

Lf cut [Hz]	Lf pass [Hz]	Hf pass [Hz]	Hf cut [Hz]
0	2	10	12
10	12	20	22
20	22	30	32
30	32	40	42
40	42	50	52
50	52	60	62

Tabla 6. 1 Tabla con parámetros para los anchos de banda seleccionados.

La imagen 6.4 presenta la descomposición espectral de la onda sísmica con una banda de 0 [Hz] a 10 [Hz]. El color rojo representa la amplitud positiva en decibeles y el color morado los valores de amplitud negativos, los cuales van de -30 [db] a 10 [db]. En esta imagen, de igual modo, se pueden apreciar dos regiones, tal como en las figuras 6.1, 6.2 y 6.3. La región Este respecto al pozo A tiene amplitudes negativas en su mayoría y la del Oeste contiene mayor variedad de amplitudes siendo principalmente positivas. Cabe destacar que la presencia de amplitudes negativas es menor respecto de las positivas, los valores de amplitud negativa son mayores en magnitud (aproximadamente 30 db) que los de las positivas (15 db).

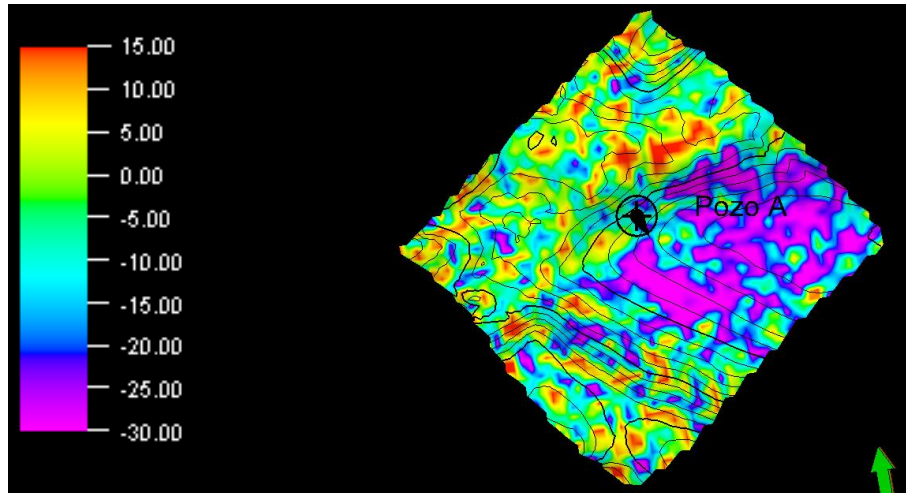


Figura 6. 4 Horizonte 1A con banda espectral de 0 [Hz] 10 [Hz].

En la figura 6.5 se muestra la banda de 10 [Hz] a 20 [Hz] sobre el horizonte. El color rojo representa la amplitud positiva en decibeles y el color morado los valores de amplitud negativos, los cuales en este caso son de -75 [db] a 125 [db]. Al igual que en las figuras anteriores, en esta ilustración se puede distinguir el contraste entre dos posibles regiones. En este caso, la región Este respecto al pozo A presenta amplitudes positivas prioritariamente y la región Oeste tiene amplitudes negativas. Este ancho de banda está destacado por un aumento súbito de los valores de amplitud (125 [db]) probablemente por efecto de sintonía.

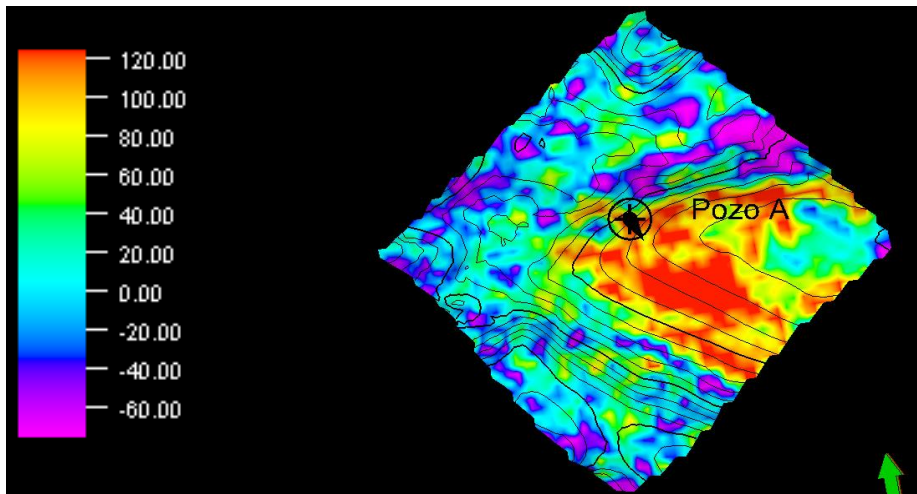


Figura 6. 5 Horizonte 1A con banda espectral de 10 [Hz] a 20 [Hz].

Por otra parte, comparando la figura 6.5 con la figura 6.6, podemos vislumbrar que aunque la región Este se comporta de manera general como un medio homogéneo, en realidad son dos cuerpos que caen en sintonía con anchos de banda diferentes. En esta ilustración también se alcanzan valores altos de amplitud, siendo estos de 120 db (color rojo) y sus valores más bajos son 80 db (color morado).

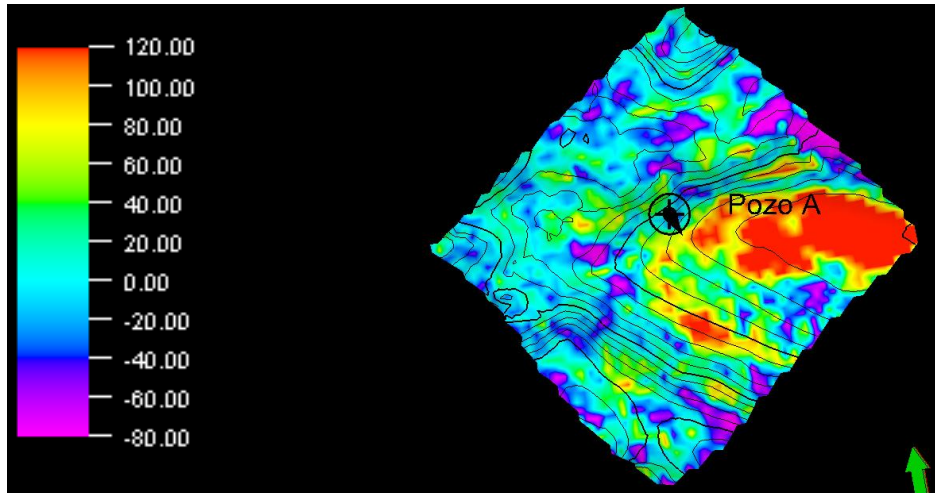


Figura 6. 6 Horizonte 1A con banda espectral de 20 [Hz] a 30 [Hz].

Para el ancho de banda de 30 Hz a 40 Hz (figura 6.7), el rango de amplitudes disminuyó, ya que ahora es de -40 db (morado) a 40 db (rojo). Aún se pueden observar dos regiones en el horizonte, dividiéndose la región Este en dos zonas, sin embargo, es menos evidente que en las imágenes anteriores, por lo cual se puede decir que se empieza a perder la sintonía. Además, en la parte Este respecto al pozo, aumenta la diversidad de amplitudes. Las anomalías positivas (color rojo) tienen una geometría influenciada por la huella de adquisición.

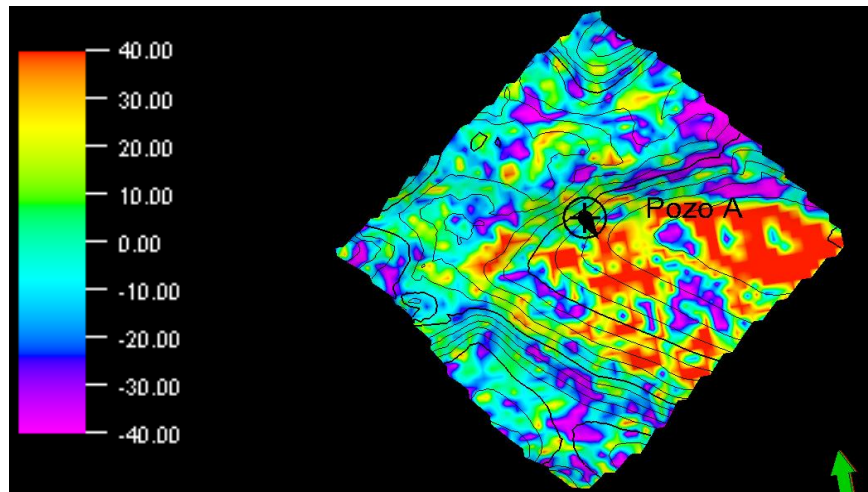


Figura 6. 7 Horizonte 1A con banda espectral de 30-40 Hz

Para la banda de 40 Hz a 50 Hz (figura 6.8), el intervalo de las amplitudes disminuye de -20 db (color rojo) a 20 db (color morado). La región Este se divide ahora en tres subregiones. En cuanto a la región Oeste podemos ver que las amplitudes ahora son aproximadamente de -20 db a 4 db: la amplitud de la onda a pesar de ser pequeña cambia continuamente de polaridad.

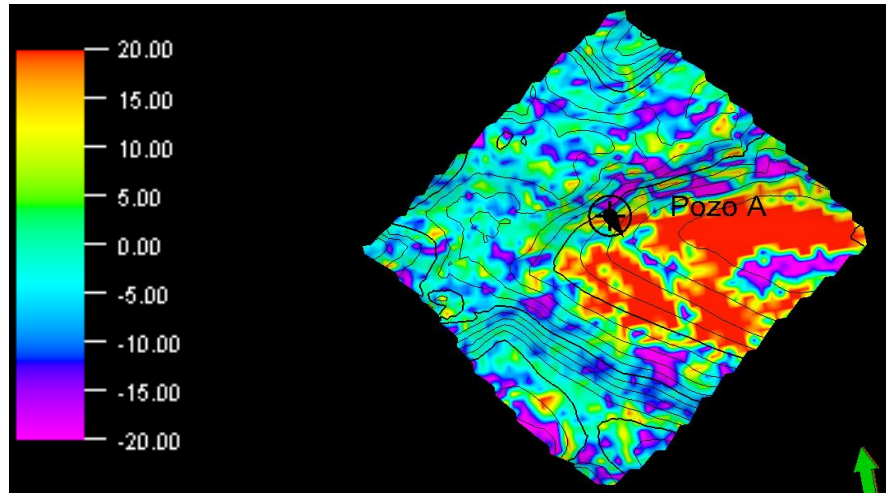


Figura 6. 8 1A Banda espectral de 40-50 Hz

El último ancho de banda aplicado a este horizonte es de 50 Hz a 60 Hz (figura 6.9), y la escala de amplitudes tiene valores de -20 db (morado) a 10 db (rojo). El proceso de atenuación por absorción de energía es evidente. Podemos observar cómo en este intervalo los grandes contrastes de amplitud disminuyen, sin embargo existen y ya no se perciben dos regiones en el área de forma evidente.

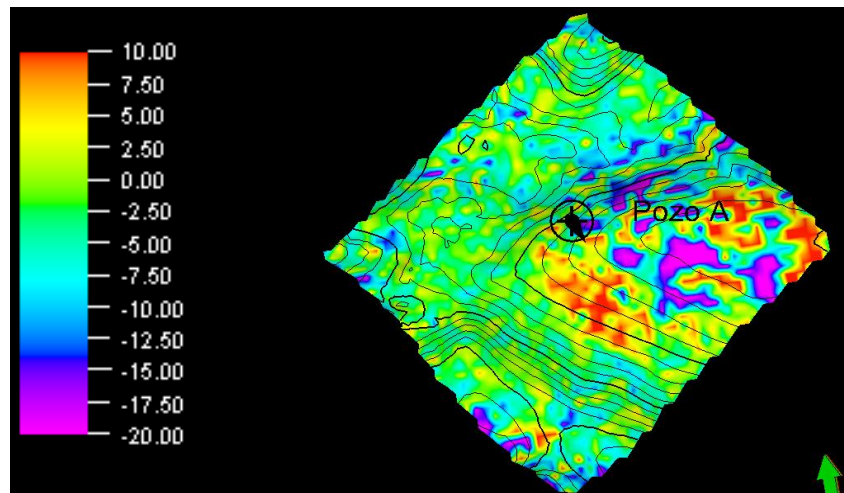


Figura 6. 9 1A Banda espectral de 50-60 Hz

Atributos evaluados sobre el horizonte 2A.

Envolvente de amplitud

El horizonte 2A se encuentra doce milisegundos debajo del horizonte 1A. En el horizonte 2A, los valores de amplitud son de -80 db a 240 db (figura 6.10). En la zona aledaña al pozo A hacia el este se observan los valores más altos de amplitud, los

cuales están en el rango de 150 db a 240 db. El área restante del horizonte muestra valores menores de amplitud, de -80 db a 100 db. El horizonte se puede dividir en dos regiones como en el horizonte 1A.

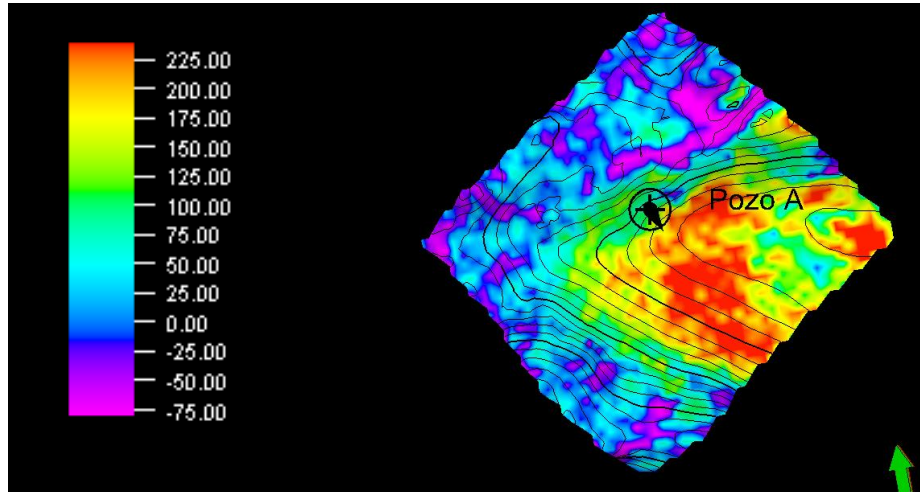


Figura 6. 10 2A Atributo de Envolverte de Amplitud

Factor de calidad

El factor de calidad se puede observar en la figura 6.11. Se continúa observando dos regiones que dividen dicho horizonte. El rango de valores de este factor es cercano a cero (0 a 6). Aunque se pueden apreciar dos regiones distintas, ambas son medios atenuantes en el mismo grado.

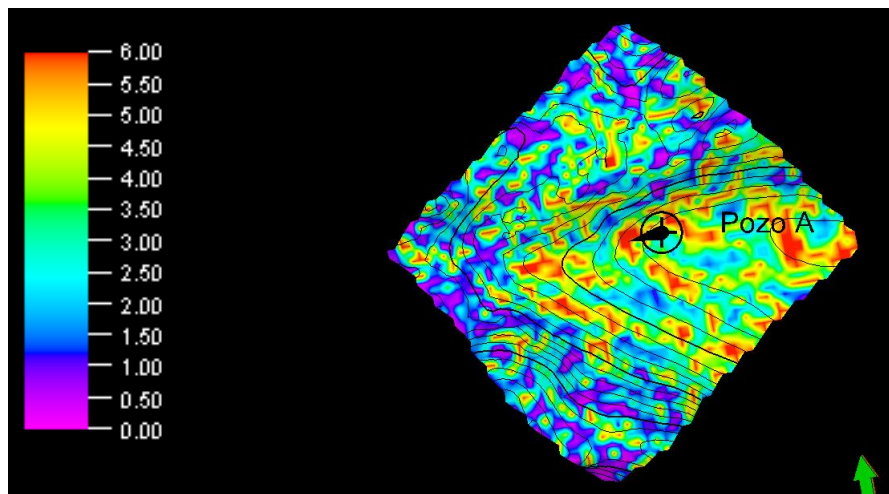


Figura 6. 11 2A Atributo de Factor de calidad

Frecuencia dominante.

Las frecuencias en este horizonte van de 12 Hz (color morado) a 28 Hz (color rojo). El patrón de comportamiento de este atributo es similar al horizonte 1A.

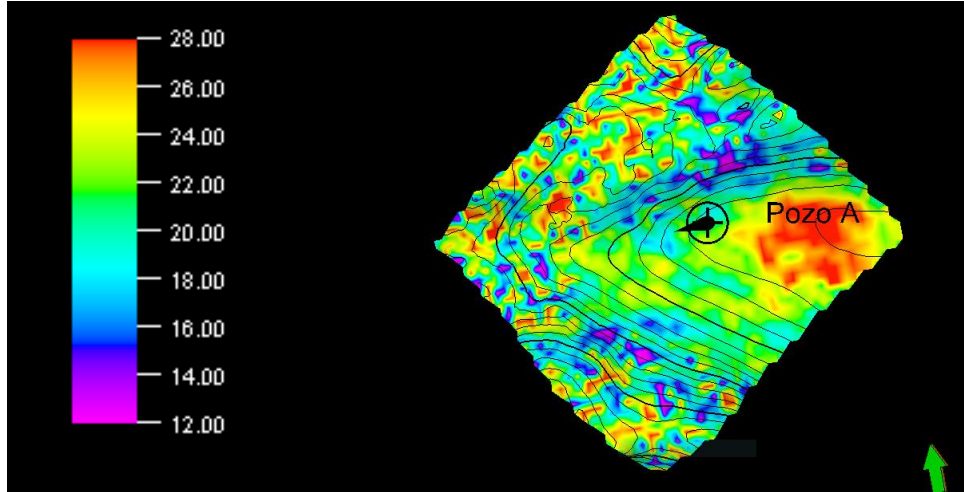


Figura 6. 12 2A Atributo de Frecuencia dominante

Descomposición espectral

La figura 6.13 muestra al horizonte 2A con un ancho de banda de 0 Hz a 10 Hz, cuyo rango de amplitudes va de -20 db (morado) a 30 db (rojo). Respecto del horizonte 1A (figura 6.4), las dos regiones persisten pero la región Este contiene amplitudes positivas. Mientras que la misma región para el horizonte 1A, las amplitudes son negativas. En la región oeste sucede el mismo comportamiento, es decir, para el horizonte 2A tenemos amplitudes ponderantemente negativas o cercanas a cero y en el horizonte 1A se encuentran amplitudes de polaridad opuesta.

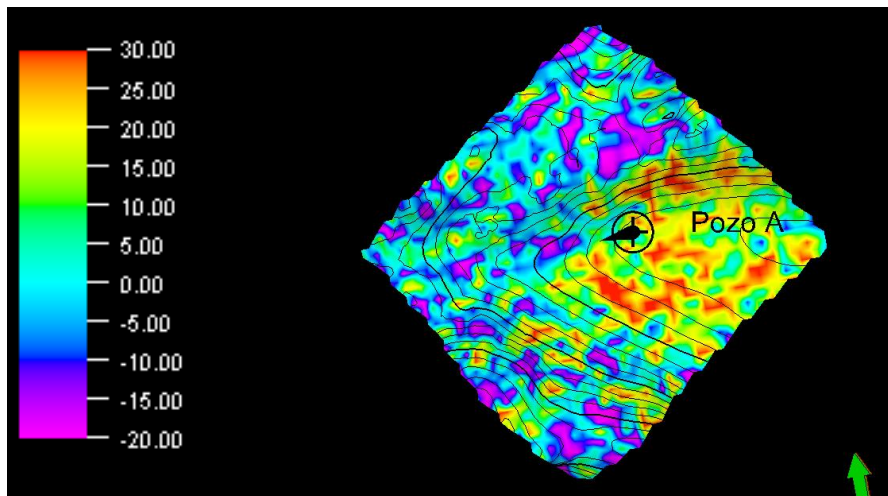


Figura 6. 13 2A Banda espectral de 0-10 Hz

Para el ancho de banda de 10 Hz a 20 Hz, las amplitudes son de -80 db (morado) a 200 db (rojo), figura 6.14. Aparece el efecto de sintonía en la región este, los valores de amplitud de disparan hasta 200 db. En la parte norte de la región complementaria existe una anomalía de amplitud negativa que contrasta con valores cercanos a cero de amplitud. En comparación con el horizonte 1A (figura 6.5) el patrón de conducta de la amplitud es similar al horizonte 2A.

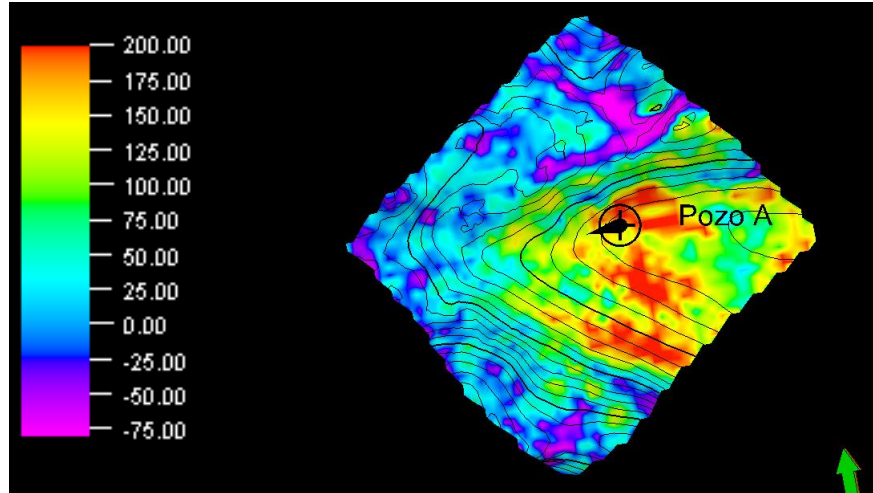


Figura 6. 14 2A Banda espectral de 10-20 Hz

Con la banda de 20 Hz a 30 Hz (figura 6.15) podemos apreciar que los valores de amplitud aumentan respecto de la banda anterior. Las amplitudes varían de -80 db (morado) a 240 db (rojo). El efecto de sintonía se mantiene pero se concentra en la parte central hacia el Este.

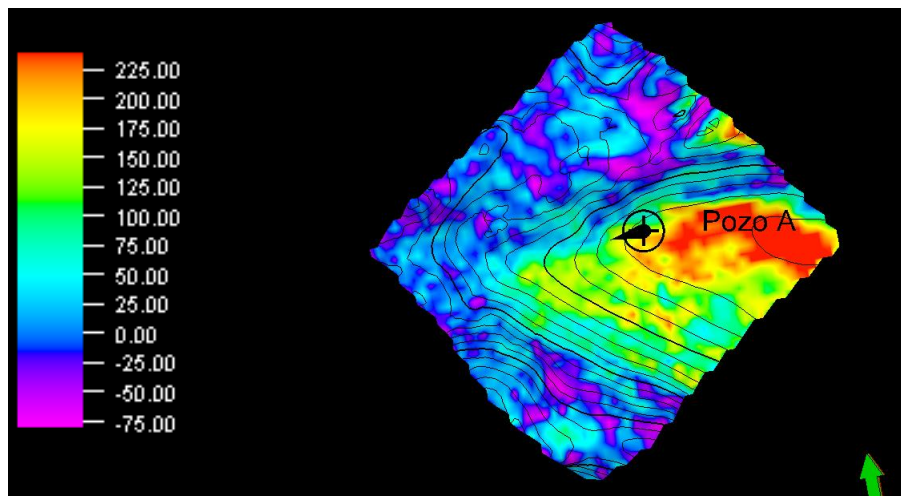


Figura 6. 15 2A Banda espectral de 20-30 Hz

Al aplicar la banda de 30 Hz a 40 Hz (figura 6.16), se nota un gran decremento en las amplitudes. Los valores de amplitud oscilan entre los -40 db (rojo) y los 40 db (morado). Como en las imágenes previas, el horizonte muestra dos regiones, pero

los valores de polaridad son opuestos inclusive al horizonte 1A (figura 6.7). La presencia de la polaridad opuesta y la súbita caída en la amplitud pueden asociarse a un proceso de atenuación de la energía por absorción; valores cercanos a cero en el factor de calidad se encuentran en esta región del horizonte.

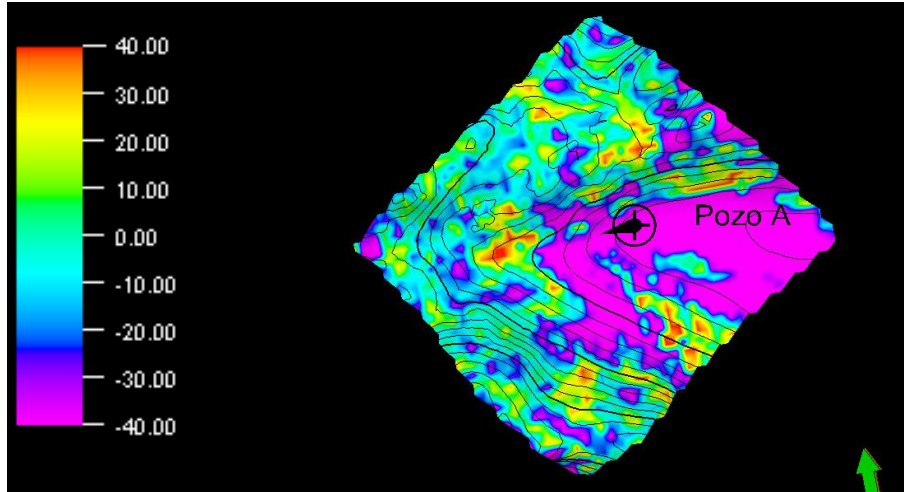


Figura 6. 16 2A Banda espectral de 30-40 Hz

En el siguiente ancho de banda (40 Hz -50 Hz), mostrado en la figura 6.17, se tiene un incremento repentino en los valores de amplitud de -50 db (color morado) a 70 db (color rojo), sin embargo, no llegan a ser tan altos como los de las figuras 6.14 y 6.15. La polaridad es similar a las de las figuras 6.14 y 6.15, así como del horizonte 1A para la misma banda.

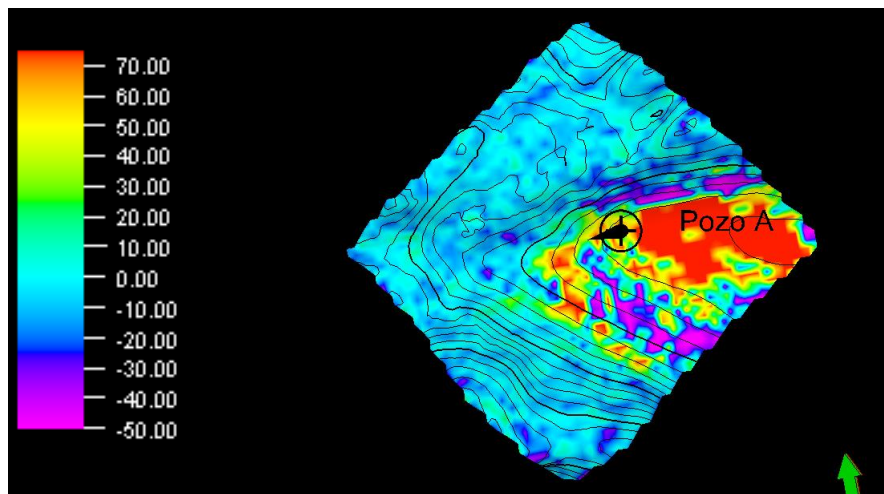


Figura 6. 17 2A Banda espectral de 40-50 Hz

Atributos evaluados sobre el horizonte 3A.

Envolvente de amplitud

El horizonte 3A es más profundo que los anteriores (1A y 2A) por poco más de 600 ms. El atributo de envolvente de amplitud para el horizonte (figura 6.18) muestra una gran diversidad de amplitudes, cuyo rango posee valores de -25 db (morado) a 75 db (rojo). La figura, además, se ve claramente afectada por la huella de adquisición. Hacia el Noroeste del pozo, el horizonte contiene una pequeña anomalía de amplitudes altas con valores de 75 db.

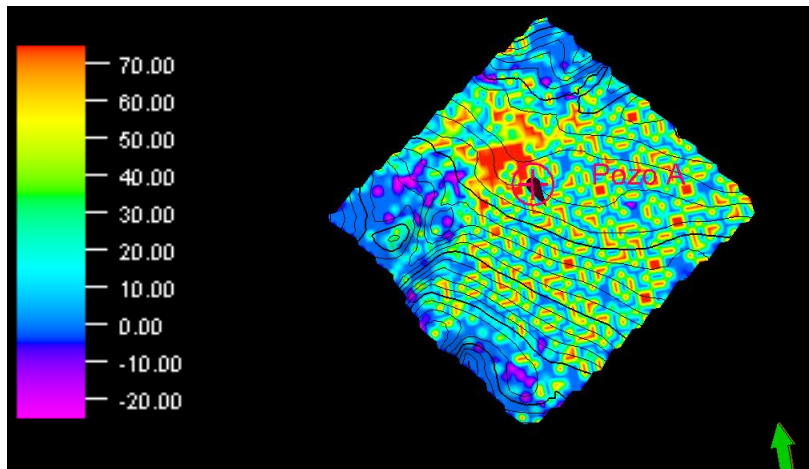


Figura 6. 18 3A Atributo de Envolvente de Amplitud

Frecuencia dominante.

En el dominio de la frecuencia, la figura 6.19 ilustra que las frecuencias dominantes van de 0 Hz (morado) a 30 Hz (rojo). El medio presenta frecuencias mayoritariamente bajas y cercanas a cero. Resalta nuevamente una anomalía en la dirección noroeste del pozo A, aunque parece ser la misma, en esta imagen se vislumbra más grande y sus valores de frecuencia llegan a ser de hasta 30 Hz.

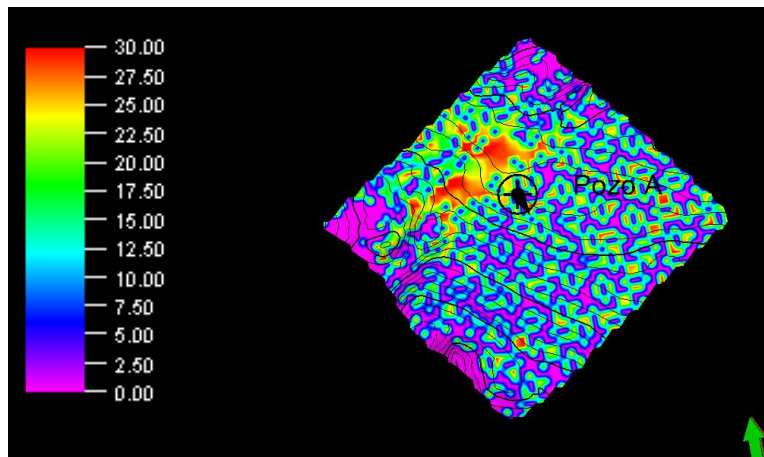


Figura 6. 19 3A Atributo de Frecuencia dominante

Factor de calidad

En la figura 6.20 se muestra el factor de calidad del horizonte 3A, siendo 0 el valor mínimo (color morado) y 4 el máximo (color rojo). A pesar de que existe una anomalía con valor máximo de cuatro, todo el horizonte es un medio atenuante.

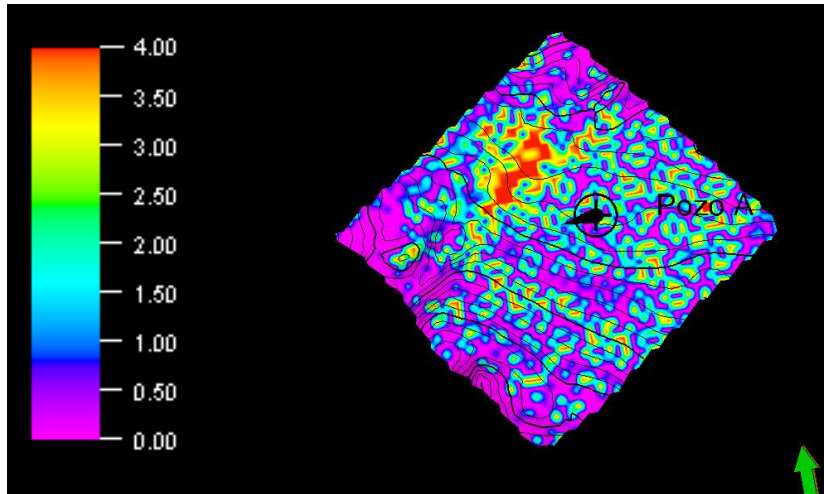


Figura 6. 20 3A Atributo de Factor de calidad

Descomposición espectral

En la figura 6.21 se observa la banda espectral de 0 Hz a 10 Hz. Las amplitudes van de -10 db (morado) a 20 db (rojo). La onda tiene una amplitud muy pequeña en todo el horizonte, desaparece la anomalía que se observa en las figuras anteriores, sin embargo, se mantiene la presencia de las dos regiones. Múltiples cambios de polaridad se pueden apreciar.

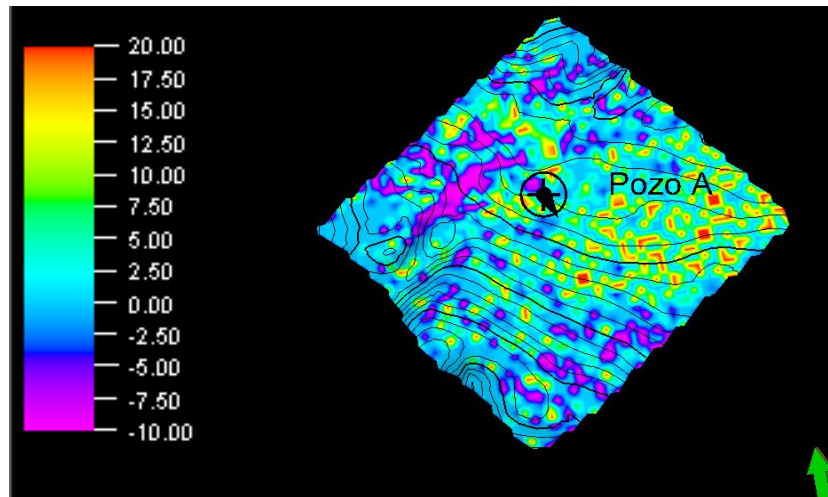


Figura 6. 21 3A Banda espectral de 0-10 Hz

La figura 6.22, contiene una banda de 10 Hz a 20 Hz, con amplitudes de -40 db (morado) a 80 db (rojo). El comportamiento de la amplitud es similar respecto a la banda anterior. Sin embargo, la magnitud de la amplitud incremento así como la extensión de la región Este. La anomalía de amplitud positiva, al noroeste del pozo A reaparece.

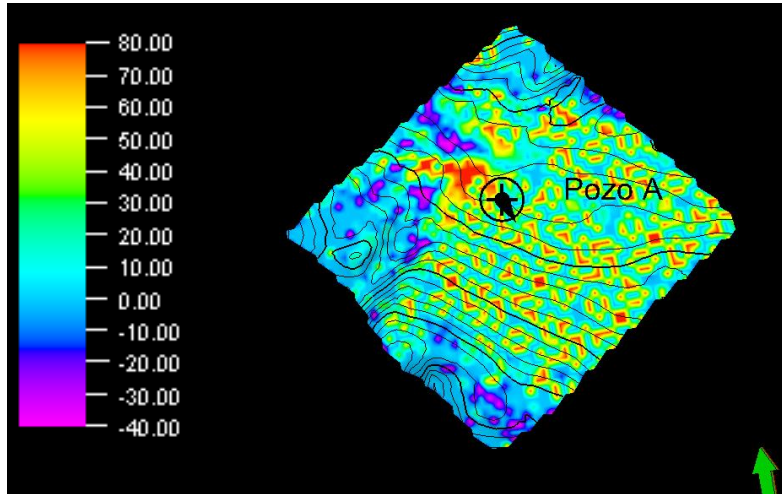


Figura 6. 22 3A Banda espectral de 10-20 Hz

Con la banda de 20 Hz a 30 Hz (figura 6.23) la cantidad de amplitudes positivas aumenta. La anomalía de amplitud positiva incrementa su extensión y se podría asociar a la sintonía identificada anteriormente. El comportamiento de la amplitud sobre todo el horizonte es similar a las bandas anteriores.

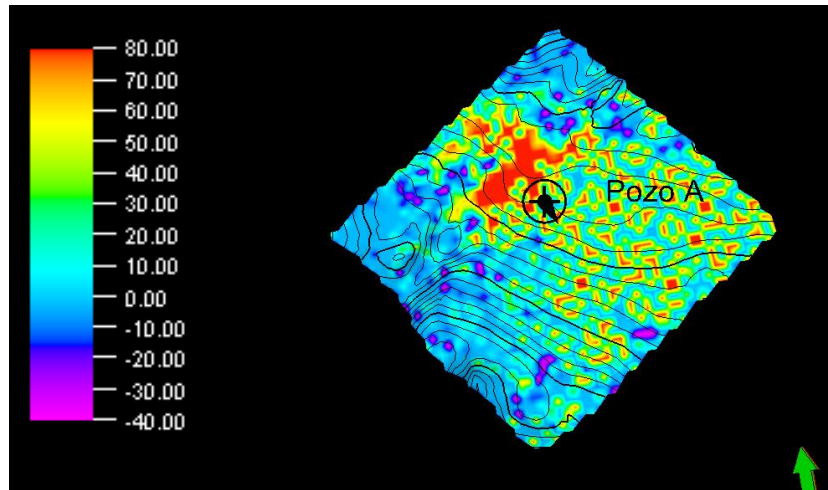


Figura 6. 23 3A Banda espectral de 20-30 Hz

En el ancho de banda de 30 Hz a 40 Hz (figura 6.24) las amplitudes son de -50 db (morado) a 75 db (rojo). Aunque las amplitudes en magnitud son muy cercanas a la banda anterior, el comportamiento de la amplitud es distinto en toda la extensión del horizonte. La anomalía de amplitud positiva ya no se observa.

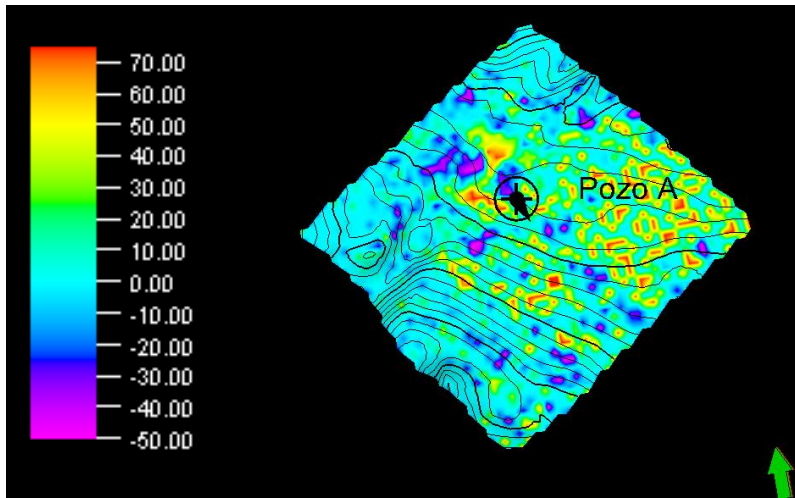


Figura 6. 24 3A Banda espectral de 30-40 Hz

La figura 6.25 tiene una banda de 40 Hz a 50 Hz y amplitudes de -20 db (morado) a 20 db (rojo). El rango de amplitudes disminuye notablemente y el patrón de conducta en la amplitud se mantiene respecto a la banda anterior.

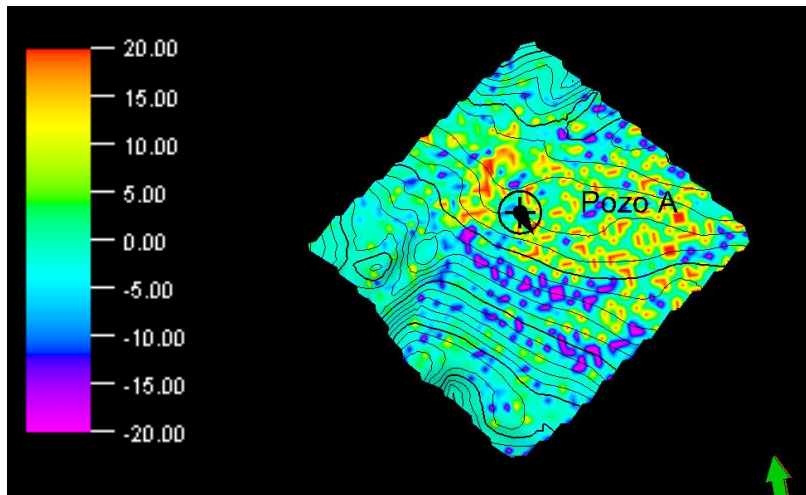


Figura 6. 25 3A Banda espectral de 40-50 Hz

En la última banda aplicada al horizonte (50 Hz a 60 Hz), el rango de amplitudes son de -10 db (morado) a 10 db (rojo) como se muestra en la figura 6.26. La mayoría de las amplitudes son negativas y cercanas a cero: la onda casi no tiene energía.

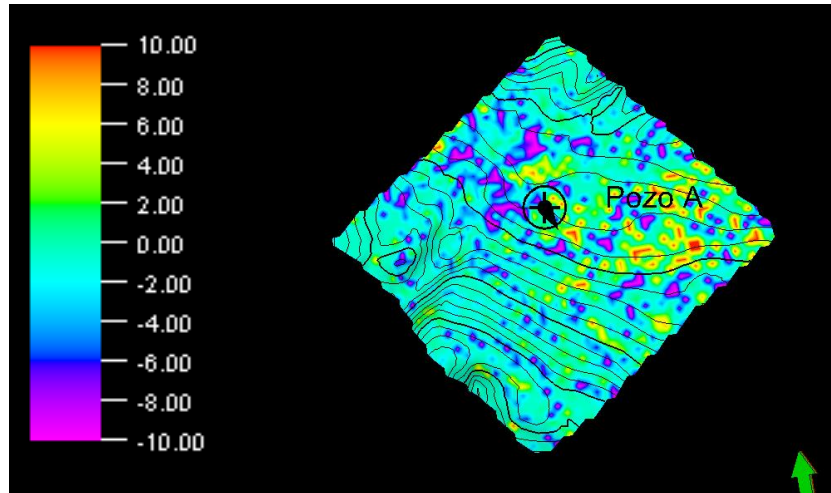


Figura 6. 26 3A Banda espectral de 50-60 Hz

Atributos evaluados sobre el horizonte 4A.

Envolvente de amplitud

El horizonte 4A se encuentra aproximadamente a 600 ms del horizonte 1A. La figura 6.27 muestra el atributo envolvente de amplitud en este horizonte. Observamos que la superficie se divide en dos áreas o regiones Este y Oeste. Se encuentra el mayor valor de amplitud hacia el sureste. El rango de las amplitudes es de -80 db (morado) a 240 db (rojo).

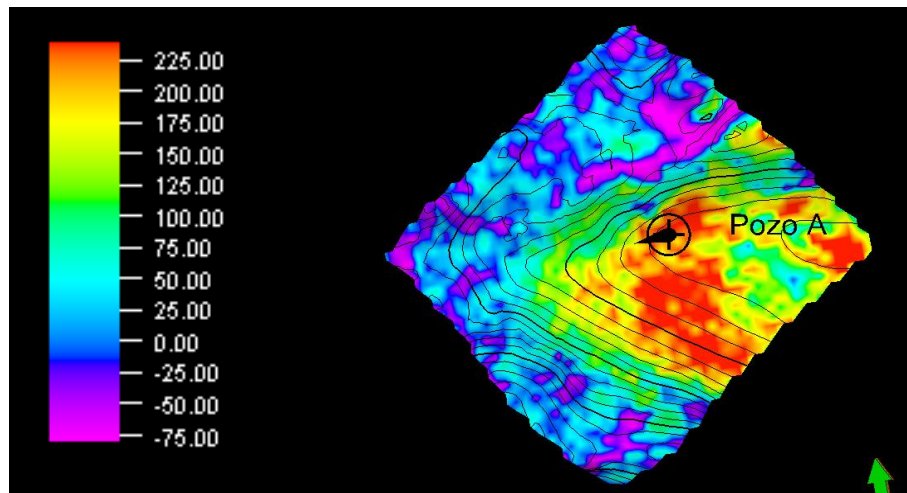


Figura 6. 27 4A Atributo de Envolvente de Amplitud

Frecuencia dominante.

En la figura 6.28, se encuentran las frecuencias dominantes, cuyo rango es de 16 Hz (morado) a 28 Hz (rojo). La distribución es similar a los horizontes 1A y 2A. Rumbo al Este del pozo se puede ver una anomalía de frecuencias altas.

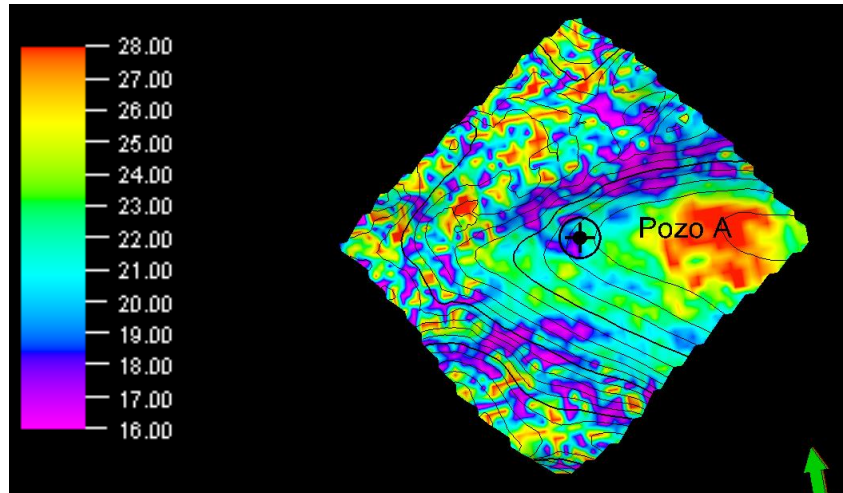


Figura 6. 28 4A Atributo de Frecuencia dominante

Factor de calidad

El factor de calidad, figura 6.29, es de 0 a 8. El horizonte es un medio atenuante en toda su extensión. El área correspondiente a la anomalía de frecuencia alta es la zona que menos atenúa la energía.

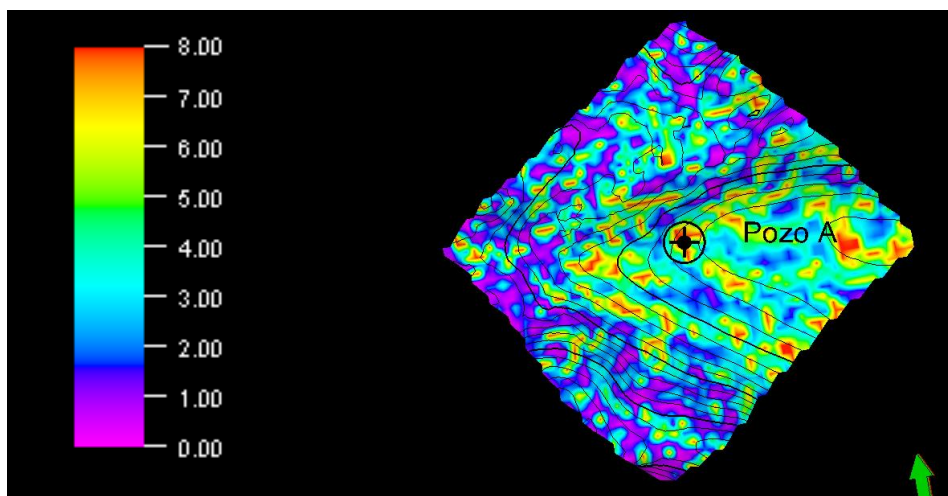


Figura 6. 29 4A Atributo de Factor de calidad

Descomposición espectral

Aplicando el primer ancho de banda de 0 Hz a 10 Hz al horizonte 4A (figura 6.30), vemos que las amplitudes son de -20 db (morado) a 30 db (rojo). El horizonte aún se divide en dos regiones, prevaleciendo del lado derecho las amplitudes con valores altos de 16 db a 30 db.

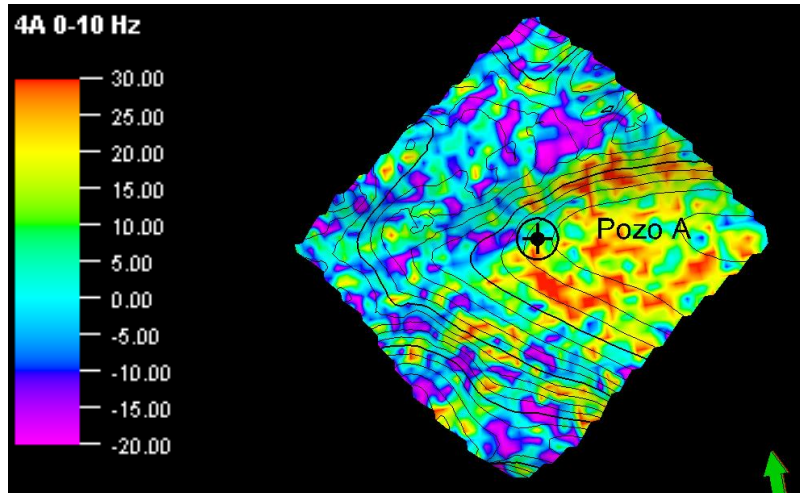


Figura 6. 30 4A Banda espectral de 0-10 Hz

Para la banda de 10 Hz a 20 Hz (figura 6.31) el rango de amplitud es de -80 db (morado) a 200 db (rojo). En este ancho de banda se encuentran los valores más grandes de amplitud para el horizonte. El efecto de sintonía se presenta nuevamente en la región Este, misma que es tocada por el pozo A con registros de aceite. El comportamiento de la amplitud es semejante respecto los horizontes 1A y 2A.

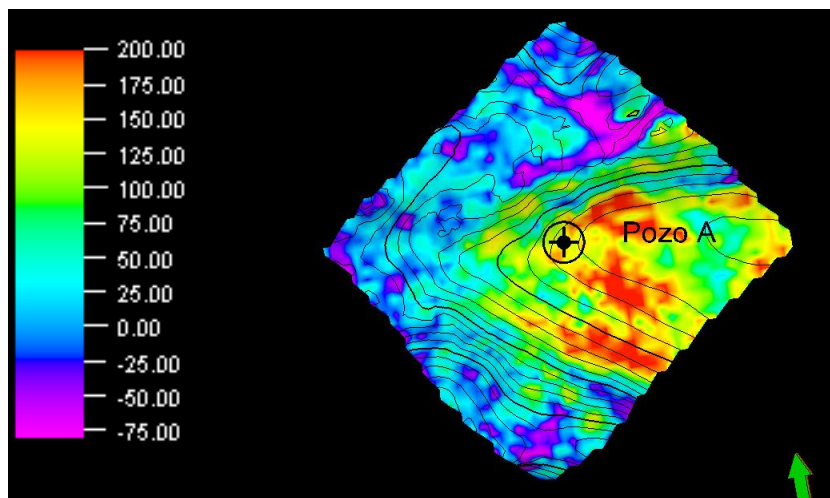


Figura 6. 31 4A Banda espectral de 10-20 Hz

Figura 6.32 ancho de banda o banda de 20 Hz a 30 Hz amplitud de -80 db (morado) a 200 db (rojo).

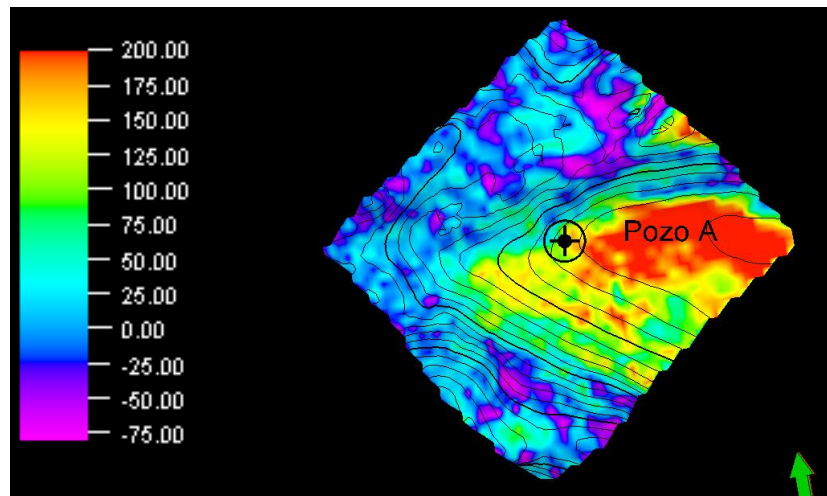


Figura 6. 32 4A Banda espectral de 20-30 Hz

En el siguiente rango de frecuencias mostrado en la figura 6.33 (30 Hz a 40 Hz), las amplitudes presentan valores entre -80 db (morado) a 40 db (rojo). La sintonía se pierde y la polaridad cambia de signo en comparación a las bandas anteriores.

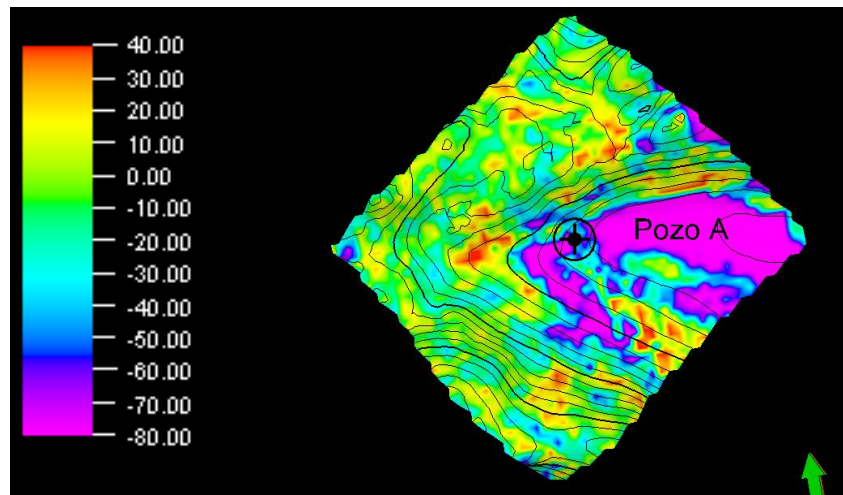


Figura 6. 33 4A Banda espectral de 30-40 Hz

Posteriormente la polaridad cambia de signo en el ancho de banda de 40 Hz a 50 Hz, figura 6.34. La amplitud disminuye en relación a la banda anterior: mostrando valores de -25 db (morado) a 25 db (rojo). La región Este mantiene amplitudes positivas ponderantemente.

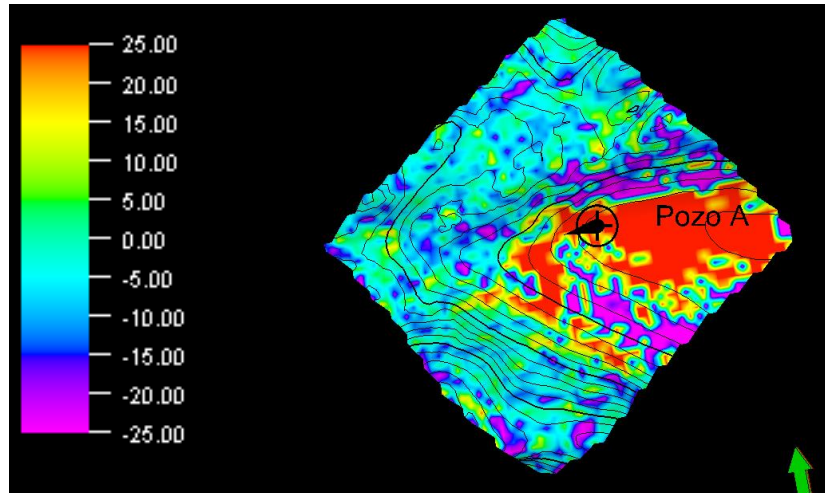


Figura 6. 34 4A Banda espectral de 40-50 Hz

En el último ancho de banda de 50 Hz a 60 Hz, ilustrado en la figura 6.35, el intervalo de amplitud va de -20 db (morado) a 10 db (rojo). En esta banda son escasos los valores de 10 db, mostrándose en mayor proporción los valores entre -5 db y -10 db (color morado). Además, la polaridad cambia de signo en las dos regiones que dividen al horizonte.

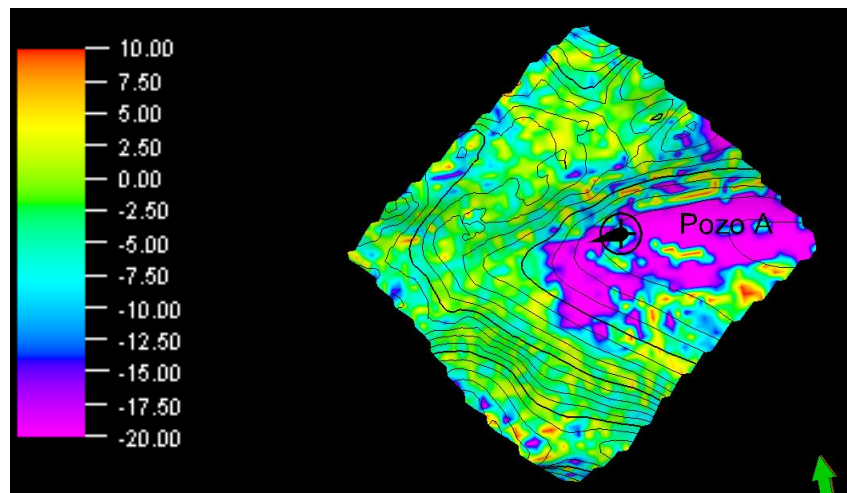


Figura 6. 35 4A Banda espectral de 50-60 Hz

CAPÍTULO VII. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.

“Self-knowledge is no guarantee of happiness but it is on the side of happiness and can supply the courage to fight for it”

Simone de Beauvoir

Discusión.

El análisis de los valores para cada uno de los atributos en los cuatro horizontes nos permite expresar lo siguiente:

1. La descomposición espectral permitió identificar áreas dentro del horizonte con posibles impregnaciones de hidrocarburos debido al efecto de sintonía y los registros de pozo, en comparación con los atributos de amplitud, frecuencia y factor de calidad. Por ejemplo, las zonas con una amplitud alta no siempre correspondían con frecuencias altas, comparar figura 6.1 y 6.2. con figuras 6.10 y 6.12.
2. Los cuatro horizontes se dividían en dos regiones con comportamiento diferente respecto de los atributos. La parte Este solía tener valores de amplitud altos y positivos, frecuencias medias y altas, valores altos de factor de calidad y sintonía. La parte Oeste regularmente presentaba valores negativos de amplitud, frecuencias bajas, factor de calidad cercano a cero y nunca entraba en sintonía.
3. En tres de los cuatro horizontes (1A, 2A y 4A) la región Este presentaban sintonía en las bandas de 10 Hz a 20 Hz y 20 Hz a 30 Hz. Dicha región es intersectada por el pozo 1A. En el caso del horizonte 3A la sintonía también estaba presente en dichas bandas, aunque los valores altos de amplitud se corrían hacia el lado Oeste.
4. Las áreas de sintonía en el horizonte 3A eran considerablemente menores en comparación con los otros horizontes.
5. Los cuatro horizontes presentaban factor de calidad cercano a cero. A pesar de que la zona Este exhibía los valores más altos de este factor, consideramos que los horizontes son medios atenuantes de energía sísmica en toda su extensión.
6. Se observa que para el horizonte 1A solo en la banda de 0 Hz a 10 Hz, la región Este exhibe una polaridad negativa. Para el horizonte 2A, la polaridad negativa en la misma región correspondía a la banda de 30 Hz a 40 Hz. En el horizonte 3A no se observó el comportamiento descrito en cuanto al cambio de polaridad. En cuanto al horizonte 4A el cambio a polaridad negativa se presentó en los anchos de banda de 30 Hz a 40 Hz y de 50 Hz a 60 Hz. Todas las zonas iluminadas por el cambio de polaridad fueron tocadas por el pozo A.

Conclusiones.

Las áreas de sintonía para las bandas de 10 a 20 y de 20 a 30 siempre tocaron al pozo A que en este trabajo lo asociamos con presencia de aceite. Si bien es cierto que el fenómeno de sintonía está íntimamente relacionado con los módulos elásticos del medio que entra en resonancia, las áreas en sintonía sobre los horizontes interpretados correspondían a módulos viscoelásticos, es decir, la sintonía se genera independientemente de la presencia de fluido.

La descomposición espectral resultó ser una herramienta más útil en la identificación de zonas con probable presencia de aceite con respecto a los atributos de amplitud envolvente, frecuencia envolvente y factor de calidad.

La interpretación de un horizonte a partir de un volumen de datos sísmicos y registros geofísicos, seguida del cálculo e interpretación de los atributos sobre los horizontes permitió identificar las zonas con probable presencia de aceite

Podemos concluir que el fenómeno ondulatorio es independiente del tipo de yacimiento (convencional o no convencional). Tal y como se demostró en el capítulo seis con los resultados de los atributos de amplitud, frecuencia, factor de calidad, así como con los cambios de polaridad observados en los cuatro horizontes.

La región Este en los horizontes 1A, 2A y 4A presentó cambio de polaridad en bandas de frecuencia distintas a las asociadas con la presencia de sintonía. Esta región siempre intersectó al pozo A. Por lo tanto, se cumple lo observado con los yacimientos convencionales, existe cambio de polaridad cuando hay hidrocarburos. En los horizontes 1A, 2A y 3A se pudo observar claramente el cambio de polaridad negativa a positiva en los anchos de banda en los que el medio caía en sintonía. Este fenómeno ocurre incluso en el horizonte 4A, sin embargo el cambio de polaridad ocurre con un cambio de polaridad opuesto de positivo a negativo.

BIBLIOGRAFÍA

“Books are the mirrors of the soul”

Virginia Woolf.

Alistar R. Brown (2004) Interpretation of three-dimensional seismic data, sixth edition. Estados Unidos. American Association of Petroleum Geologists.

Satinder Chopra, Kurt J. Marfurt (2007). Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. Estados Unidos. SEG

Arthur E. Barnes (2007). A tutorial on complex seismic trace analysis. Estados Unidos. GEOPHYSICS 72(6).

Arthur E. Barnes (2007). Redundant and useless seismic attributes. Estados Unidos. GEOPHYSICS 72 (3).

M. T. Taner, F. Koehler, R. E. Sheriff (1979). Complex seismic trace analysis. Estados Unidos. GEOPHYSICS 44 (6).

Partyka Greg, Gridley James, Lopez John (1999). Interpretational applications of spectral descomposition in reservoir characterization. Estados Unidos. The leading edge.

Holdtich Stephen A. (2003). The increasing role of unconventional reservoirs in the future of oil and gas business. Estados Unidos. SPE.

W. Lake, Larry. (2007) Petroleum Engeneering Handbook. Volume VI – Emerging and Peripheral Technologies. Texas, Estados Unidos. SPE.

World Energy Outlook, 2011. (2011). Inglaterra. International Energy Agency.

Tom Alexander (2011). Shale gas revolution. Estados Unidos. Schlumberger.

Partyka Greg (2005). Spectral descomposition. Estados Unidos. SEG Spring 2005 Distinguished Lecture.

Sinha Satish, Routh Patha S., Castagna John P. (2005). Spectral decomposition of 0seismic data with continuous-wavelet transform. Estados Unidos. GEOPHYSICS 70 (6)

Zhang Rongfeng (2013). Spectral decomposition with real seismic wavelet. Canadá. Universidad de Calgary.

Sam Boggs, Jr. (2001). Principles of Sedimentology and Stratigraphy, 3rd Edition. Estados Unidos. University of Oregon. Pearson.

2013 Petrel Geophysics- Seismic Visualization and interpretation (2013). Schlumberger. Estados Unidos.

Escalera Alcocer, J, Antonio (2012). Avances y resultados de la exploración en la porción mexicana del Golfo de México Profundo. México. PEMEX.

Proyecto aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones (2010). México.CNH.

Lewis Rick (2014). Formation evaluation in shale plays focus on liquids. Estados Unidos. Schlumberger.

Chopra Satinder, Marfurt Kurt J. (2008). Emerging and future trends in seismic attributes. Estados Unidos. The leading edge.

Las reservas de hidrocarburos de México (2013).México. PEMEX Exploración y Producción.

Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional: Chicontepec (2011). México. PEMEX Exploración y Producción.

Provincia petrolera Tampico–Misantla (2013). México. PEMEX Exploración y Producción.

Caineng Zou (2012). Unconventional petroleum geology. Estados Unidos. Elsevier.

Sheriff Robert E. (1991). Encyclopedic dictionary of applied geophysics. Estados Unidos. SEG.

Johan Paulo, Ragagnin Gilberto (2003). Spectral decomposition reveals geological hidden features in the amplitude maps from a deep water reservoir in the Campos Basin. Brasil. Eighth International Congress of the Brazilian Geophysical Society.

Stein Seth, Wysession Michael (2003). An introduction to seismology, earthquakes, and earth structure. Inglaterra. Blackwell Publishing.

Michelena Reinaldo J., Godbey Kevin S., Meng Hai-Zui (2014). Flow simulation models for unconventional reservoir: the role of seismic data. Estados Unidos. SEG.

Chávez Pérez Sergio (2015). Taller sobre incremento de frecuencia y de resolución en datos sísmicos. IMP.

Acosta Chelotti L. (2009). Procesamiento sísmico. Argentina. Cátedra de geofísica aplicada, U.N. P. S. J. B.

Enzo Levi (1991). Elementos de Mecánica del Medio Continuo. Edit. Limusa.

Alexander Tom, Baihly Jason, Boyer Chuck, Jochen Valerie, Le Calvez Joel, Lewis Rick, Thaeler John, Toelle Brian E. (2011). Shale gas revolution. Estados Unidos. Oil field Review, Schlumberger.

Miskimins Jennifer L. (2011). Unconventional frac Jobs for unconventional reservoirs-What should you be concerned about? Estados Unidos. SPE.

Escalera Alcocer José Antonio (2010). Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México. México. Academia de Ingeniería.

Caputo James (2011). Shale plays: Basic Geologic and engineering concepts. Estados Unidos. APPL's 57th annual meeting.

Holdtich Stephen A. (2007). Hydraulic fracturing: Overview, trends, issues. Estados Unidos. Texas A&M University.

World Energy Outlook, 2013. (2013). Inglaterra. International Energy Agency.

Escalera Alcocer J. Antonio (2013). Hydrocarbon exploration challenges and perspectives in Mexico. México. PEMEX Exploración y Producción.

Dürrast Helmut, Rasolofosaon P. N. J., Siegesmund Siegfried (2002). P-wave velocity and permeability distribution of sanstones from a fractured tight gas reservoir. Estados Unidos. GEOPHYSICS 67 (1).

Smith Tad, Sayers Colin M., Liner Chris (2010). Introduction to this special section: Tight gas sands. Estados Unidos. The leading edge.

Holdtich Stephen A. (2009). What will the oil and gas industry do this time? Estados Unidos. JPT.

Leimkuhler Joe, Leveille Gred (2012). Unconventional resources. Estados Unidos. The way ahead 8 (1).

Andreev Anton, Roberts Tyler (2012). Unconventional oil and gas resources. Estados Unidos. The way ahead 8 (1).

Understanding tight oil (2012). Canadá. Canadian Society of Unconventional Resources (CSUR).

Sorensen James A. (2011). Tight oil resources in North America- An emerging and evolving opportunity. Estados Unidos. Universidad del Norte de Dakota.

EIA/ARI Shale gas and shale oil resource assessment (2013). Estados Unidos. Advanced resources international, Inc.

González Luna Nancy Ruth (2011). Metodología de diseño de pozos no convencionales, en el paleocanal de Chicontepec. Posgrado de Ingeniería, UNAM.

De Anda Romero Juan Manuel (2013). Caracterización geológica-petrolera del campo Tajín en la cuenca de Chicontepec. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Avalos Torres, Hugo (2013). Petrofísica en Yacimientos compactos, porción central del paleocanal de Chicontepec, Centro-Oriente de México. Tesis para obtener el grado de maestría, UNAM.

Téllez González, Ricardo (2014). Evaluación geológico-petrolera de yacimientos de aceite pesado, caso sonda de Campeche. Facultad de Ingeniería, UNAM.

González Franco, Daniel (2013). Evaluación petrolera y métodos de explotación de hidratos de metano, un recurso no convencional. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Avendaño Bermudez, Orlando (2013). Evaluación petrolera y métodos de explotación del campo Humapa en la Cuenca de Chicontepec. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Ricco Macedo, Gustavo Alberto (2012). Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Pérez Ortega, Fernando (2015). Identificación de yacimientos de lutitas gasíferas y aceitíferas mediante inversión geofísica de registros de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Sánchez Guzmán, Luis Daniel (2013). Evaluación geológico-económica de un sector de Chicontepec. Facultad de Ingeniería, UNAM.

Alzaga Ruiz, Humberto (2008). Architecture et remplissage sédimentaire du bassin profond du Golfe du Mexique: Modélisation stratigraphique et structurale du transect de Tuxpan. Minéralogie. Université de Montpellier.

Salguero Hernández, Eduardo (2013). Aplicación de atributo sísmico de curvatura volumétrica para la caracterización de fallas y fracturas. XXVIII Jornadas técnicas de la AIMP. IMP.

Salguero Hernández, Eduardo (2008). Atributos sísmicos y caracterización de propiedades petrofísicas en la secuencia carbonatada de Chicxulub. Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM.

Índice de figuras.

Figura 1. 1 Triángulo de los recursos. Modificada de Holdtich (2003).....	16
Figura 1. 2 Ejemplo de una trampa estructural. Modificada de AAPL's 57 th Meeting, 2011.	18
Figura 1. 3 Ejemplo de una trampa estratigráfica. Modificada de AAPL's 57 th Meeting, 2011.	18
Figura 1. 4 Ejemplo de un yacimiento no convencional.....	19
Figura 1. 5 Correlación de la permeabilidad con la porosidad.Modificado de Exxon (2011).	20
Figura 1. 6 Ubicación de las mayores cuencas de aceite en areniscas compactas en Estados Unidos y Canadá. Modificada de Canadian Society for Unconventional Resources (2012).	22
Figura 1. 7 Ubicación de las mayores cuencas de gas en areniscas compactas en los Estados Unidos SPE(2011).	23
Figura 1. 8 Ubicación de los principales yacimientos de lutitas en Canadá, Estados Unidos y México.	24
Figura 1. 9 Ejemplo de ambientes de formación de las lutitas.	25
Figura 1. 10 Ejemplo de ambientes de formación de las lutitas. Modificada de Shale Gas Revolution, Oilfield Review, (2011).	26
Figura 1. 11 Ubicación de las mayores acumulaciones de hidrocarburos en lutitas alrededor del mundo. EIA (2013).....	26
Figura 1. 12 Demanda de energía mundial. Modificada de World Energy Outlook (2011).....	28
Figura 1. 13 Demanda de energía mundial proyectada desde el 2010 al 2035. Modificada de World Energy Outlook (2011).	28
Figura 2. 1 Localización Cuenca de Chicontepec y Faja de oro. Arellano Gil (2013).....	31
Figura 2. 2 Ubicación de la Cuenca de flexura de Chicontepec. Avendaño Bermúdez (2013).	32
Figura 2. 3 Orogenia Laramide en el Cretácico Superior. PEMEX E& P (2013).	35
Figura 2. 4 Depósitos turbidíticos en el Paleoceno-Eoceno. Tardío PEMEX E& P (2013)	35
Figura 2. 5 Modelo sedimentario de Chicontepec. PEMEX E& P (2013).....	36
Figura 2. 6 Modelo Paleoambiental del Kimmeridgiano. Modificada de PEMEX E&P (2013).	38
Figura 2. 7 Columna estratigráfica. Escalera y Hernández (2010).	40
Figura 3. 1 Diagrama de una porción de traza sísmica. Modificada de Taner et al. (1979).....	44
Figura 3. 2 Diagrama de conversión entre la parte real e imaginaria de la traza sísmica. Modificada de Barnes (2007).	45
Figura 3. 3 Principales fases y polaridad para un caso de baja impedancia Modificadas de Brown (2004).	47
Figura 3. 4 Principales fases y polaridad para un caso de baja impedancia. Modificadas de Brown (2004).	48
Figura 3. 5 . Flat spot. Tomada de R.Brown (2004) y Figura 3. 6 Punto brillante con polaridad Americana.	48
Figura 3. 7 Superficies que pueden generar altas amplitudes y sus perfiles de impedancia. Modificada de R. Brown (2004).....	49
Figura 3. 8 Indicadores de hidrocarburos, con fase cero y polaridad Europea. R.Brown (2004).....	51
Figura 3. 9 Respuesta de las ondas P y S para diferentes materiales encerrados en lutita. R. Brown (2004).	52
Figura 3. 10 Relación de la impedancia acústica y Figura 3. 11 Relación de los principales indicadores de hidrocarburos	53

Figura 3. 12 Sección con doble polaridad con puntos brillantes	54
Figura 3. 13 Frecuencia instantánea de una línea sísmica en el Golfo de México. Modificada de Taner et al, 1979.	56
Figura 3. 14 Sección sísmica con dos componentes espectrales, mostrando diferente reflectividad. Tomada de Marfurt et al. (2007).....	57
Figura 3. 15 Amplitudes y frecuencias que representan la presencia de gas. Brown (2004).	57
Figura 3. 16 a) Medio acuñado b) sección sísmica a través de un medio acuñado con una impedancia menor que la de su entorno c) gráfico de la amplitud contra el espesor del medio. Tomada de Sheriff (2001).....	59
Figura 3. 17 Diagrama de la descomposición espectral. Tomada de Partyka (1999).	61
Figura 3. 18 Horizontes de frecuencias a 32 Hz y 42 Hz.....	61
Figura 4. 1. Visualización espacial de los datos sísmicos y los pozos.	64
Figura 4. 2. Registros GR, HCAL, AT90, AT20 y Figura 4. 3. Registros GR, HCAL, AT90, AT20.....	66
Figura 4. 4. Relación del registro de rayos gamma con diferentes litologías (Ricco, 2012).....	66
Figura 4. 5 Cálculos de Ish, Vsh y Sw para el pozo A y Figura 4. 6 Cálculos de Ish, Vsh y Sw para el pozo B.....	69
Figura 4. 7. Relación tiempo- profundidad obtenida para y Figura 4. 8. Relación tiempo- profundidad obtenida	70
Figura 4. 9 Horizontes en tiempo del pozo A.	72
Figura 4. 10 Horizontes en tiempo del pozo B.	73
Figura 4. 11 Inline 545 con los reflectores cercanos al horizonte de tiempo y al pozo A.	74
Figura 4. 12 Datos vistos con el atributo de frecuencia	75
Figura 4. 13 Factor de calidad. Selección de los reflectores cerca del pozo A y del corte en tiempo 1666 [ms].....	75
Figura 4. 14 Datos sísmicos originales, Inline 545, pozo A.....	76
Figura 4. 15 Búsqueda de anomalías cercanas al horizonte y al pozo A en el dominio de la frecuencia dominante	76
Figura 4. 16 Factor de calidad. Selección de los reflectores cerca del pozo A y del corte en tiempo 1666 [ms].....	77
Figura 4. 17. Visualización de los datos sísmicos originales del corte en tiempo 1477 [ms].....	77
Figura 4. 18 Atributo de frecuencia dominante y búsqueda de anomalías cercanas al corte de tiempo 1477 [ms].....	78
Figura 4. 19. Factor de calidad en el corte de tiempo 1477 [ms].....	78
Figura 4. 20 Reflectores propuestos.	79
Figura 4. 21. Atributo de frecuencia dominante. Búsqueda de anomalías cercanas a los cortes de tiempo (0.946108501 [s] y 1.017667575 [s].	80
Figura 4. 22 Visualización de los datos con el factor de calidad	80
Figura 4. 23 Reflectores seleccionados para los dos primeros intervalos del pozo A.	81
Figura 4. 24. Reflector seleccionado para el tercer intervalo del pozo A.	81
Figura 4. 25. Reflector seleccionado para el cuarto intervalo del pozo A.....	81
Figura 5. 1 Diseño de las secciones a picar.	84
Figura 5. 2 Horizontes picados vistos de perfil y su simbología.....	84

Figura 5. 3 Superficies generadas para cada horizonte y Figura 5. 4 Superficies generadas y polígono de referencia.	85
Figura 5. 5 Fragmento de la Inline 545 interpretado.	86
/Figura 5. 6 Fragmento de la Crossline 540 interpretado.	86
Figura 6. 1 Envolvente de amplitud en la superficie 1A.	88
Figura 6. 2 Atributo de frecuencia dominante en la superficie 1A.	89
Figura 6. 3 Factor de calidad en la superficie 1A.	90
Figura 6. 4 Horizonte 1A con banda espectral de 0 [Hz] 10 [Hz].	91
Figura 6. 5 Horizonte 1A con banda espectral de 10 [Hz] a 20 [Hz].	91
Figura 6. 6 Horizonte 1A con banda espectral de 20 [Hz] a 30 [Hz].	92
Figura 6. 7 Horizonte 1A con banda espectral de 30-40 Hz.	92
Figura 6. 8 1A Banda espectral de 40-50 Hz.	93
Figura 6. 9 1A Banda espectral de 50-60 Hz.	93
Figura 6. 10 2A Atributo de Envolvente de Amplitud.	94
Figura 6. 11 2A Atributo de Factor de calidad.	94
Figura 6. 12 2A Atributo de Frecuencia dominante.	95
Figura 6. 13 2A Banda espectral de 0-10 Hz.	95
Figura 6. 14 2A Banda espectral de 10-20 Hz.	96
Figura 6. 15 2A Banda espectral de 20-30 Hz.	96
Figura 6. 16 2A Banda espectral de 30-40 Hz.	97
Figura 6. 17 2A Banda espectral de 40-50 Hz.	97
Figura 6. 18 3A Atributo de Envolvente de Amplitud.	98
Figura 6. 19 3A Atributo de Frecuencia dominante.	98
Figura 6. 20 3A Atributo de Factor de calidad.	99
Figura 6. 21 3A Banda espectral de 0-10 Hz.	99
Figura 6. 22 3A Banda espectral de 10-20 Hz.	100
Figura 6. 23 3A Banda espectral de 20-30 Hz.	100
Figura 6. 24 3A Banda espectral de 30-40 Hz.	101
Figura 6. 25 3A Banda espectral de 40-50 Hz.	101
Figura 6. 26 3A Banda espectral de 50-60 Hz.	102
Figura 6. 27 4A Atributo de Envolvente de Amplitud.	102
Figura 6. 28 4A Atributo de Frecuencia dominante.	103
Figura 6. 29 4A Atributo de Factor de calidad.	103
Figura 6. 30 4A Banda espectral de 0-10 Hz.	104
Figura 6. 31 4A Banda espectral de 10-20 Hz.	104
Figura 6. 32 4A Banda espectral de 20-30 Hz.	105
Figura 6. 33 4A Banda espectral de 30-40 Hz.	105
Figura 6. 34 4A Banda espectral de 40-50 Hz.	106
Figura 6. 35 4A Banda espectral de 50-60 Hz.	106

