O||

3.1

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA

DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

"ANÁLISIS DE AVO EN EL CAMPO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS TEEKIT."

MARÍA JOSEFINA HERNÁNDEZ DÍAZ

TESIS

PRESENTADA A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO **FACULTAD DE INGENIERÍA** DE LA **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO** COMO REQUSITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERÍA (INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL, EXPLORACIÓN)

> DIRECTOR DE TESIS: M. en C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA



CIUDAD UNIVERSITARIA 2004



VNIVERIDAD NACIONAL AVPN°MA DE MEXICO



Universidad Nacional Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA

DE MÉXICO



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

"ANÁLISIS DE AVO EN EL CAMPO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS TEEKIT."

MARÍA JOSEFINA HERNÁNDEZ DÍAZ

TESIS

PRESENTADA A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO COMO REQUSITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERÍA (INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL, EXPLORACIÓN)

> DIRECTOR DE TÉSIS: M. en C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA



CIUDAD UNIVERSITARIA 2004



VNIVEF4DAD NACIONAL AVFN9MA DE MEXICO

AGRADECIMIENTOS

. .

Esta Tesis es un trabajo que se fue realizando con la cooperación de muchas personas, que de una u otra manera me ayudaron a plasmarla.

Por tal razón agradezco a mis maestros, sinodales, compañeros de trabajo del Activo Litoral de RMSO y a mis compañeros de clases (Guadalupe, Gonzalo, David, Guillermo y Reynaldo) por su apoyo durante estos dos años de estudios.

Pero también quiero agradecer en especial a mi esposo, Gabino Cruz García; a mis padres, José Hernández. Bazaldúa y Juana Díaz Ramírez; y a mi hija, Gabriela; que sin su ayuda, no hubiera logrado terminar éste postgrado.

1

CONTENIDO

RESUMEN	3
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	
	4
1.2 OBJETIVO DEL TRABAJO	5
1.3 JUSTIFICACIÓN	5
1.4 ANTECEDENTES	5
Marco Geológico.	7
Geología Histórica	15
Campo Teekit	17
1.5 METODOLOGÍA	20
CAPITULO 2: TEORÍA FUNDAMENTAL DEL AVO	23
2.1 Historia	23
2.2 Conceptos básicos	24
Ecuaciones de Zoeppritz	26
Ecuaciones de Richards y Frasier y	
de Aki y Richards	28
Aproximación de Wiggins	29
Aproximación de Shuey	30
Aproximación de Smith y Gidlow	31
Aproximación de Hilterman	32
2.3 Atributos de AVO	32
Atributos de Smith-Gidlow	34
Atributos de Shuey	34
2.4 Clasificación de yacimientos utilizados en AVO	35
Clasificación de Koefoed	35
Clasificación de Ostrander	36
Clasificación de Rutherford y Williams	36
Clasificación de Castagna y Swan	37
2.5 AVA	39
2.6 Fisica de las rocas	42
Porosidad	42
Medición de la porosidad	43
Saturacion	44
Permeabilidad	45
Densidad	45
2.7 Teoría de la elasticidad	40
Ley de Hooke	47
Volocidados sísmicas	47
2.8 Modele de medios noreses de Gaseman Piet	49
2.0 modelo de medios porosos de Gassman-Biol	49

CAPÍTULO 3: PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS PARA AVO 3.1 PROCESAMIENTO DE DATOS PARA AVO TERRESTRES 3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS PARA AVO MARINOS 54

S.S FILOCESAMILITO DEL CODO SISMICO II. DE TAADITAN S	3.3	PROCESA	MIENTO I	DEL	CUBO	SISMICO	W. DE	YAABKAN	56
---	-----	---------	----------	-----	------	---------	-------	---------	----

CAPÍTULO 4: METODOLOGÍA E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN	59
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE AVO	62
5.1. PREPARACIÓN DE LOS DATOS	62
5.2. ANÁLISIS PETROFÍSICO	64
Antecedentes del Pozo "Teekit-1"	64
Columna Estratigráfica	65
Núcleos	66
Pruebas de Producción	66
Registros Geofísicos	69
Graficas cartesianas de registros (crossplot)	76
Cálculo de la línea Mudrock y relación de Gardner	85
5.3. CREACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS	87
VOLÚMENES DE ATRIBUTOS AVO	90

CONCLUSIONES

104

BIBLIOGRAFÍA

ł

RESUMEN

El análisis de la amplitud sísmica con respecto al offset se propone como una herramienta útil en la delimitación de yacimientos petroleros.

La Técnica del AVO consiste en estudiar los cambios que presentan las amplitudes con respecto a la distancia, pretendiendo inferir las propiedades elásticas a través de una interfase geológica, y de esta forma determinar variaciones en la litología y en el contenido de fluidos del subsuelo. Para aplicar este concepto es requisito fundamental contar con gathers de CMP de buena calidad, con migración pre-apilamiento y conservación de amplitudes de la zona en estudio.

En el cubo de estudio, se encuentra perforado el pozo Teekit-1, el cual resultó ser productor de gas y aceite en varios intervalos. El pozo se encuentra sobre una estructura contra falla, limitada hacia al norte y sur por fallas normales.

De acuerdo con los resultados obtenidos por el pozo, la zona presenta varios objetivos con presencia de gas, que han sido mapeados en forma de anomalías de amplitudes obtenidas a partir de varios análisis de atributos aplicados a la sísmica convencional; y las cuales nos indican la forma del reservorio y nos permite decidir sobre su desarrollo como campo. Con base en estos resultados, se realizó un análisis AVO en las pruebas de producción VII, VI y V para corroborar la existencia de estas anomalías de amplitud sobre los intervalos productores con la finalidad de conocer el área verdadera del yacimiento.

Primeramente se procedió a conocer la información de las propiedades petrofísicas a partir de los registros geofísicos y de esta manera conocer el tipo de arena que se pretende analizar en AVO. Una vez analizado el pozo, se generó el sismograma sintético, el cual se utilizó para convertir los registros de profundidad a tiempo; con los registros de densidad, sónico P y sónico S se crearon los gathers sintéticos para comparar su comportamiento con los datos reales.

A partir de los datos reales se clasificaron cada una de las arenas en clases de AVO, resultando las pruebas de producción VII y V (arena A y C) como probables arenas tipo II, mientras que la prueba de producción VI se comportó como una arena también de tipo II con la diferencia de que, al aplicarle el atributo SIGN (NI)×GR no presentó ninguna anomalía. Con los diferentes tipos de atributos, se logró definir la geometría de las arenas productoras; visualizando que pertenecen a posibles canales, tal como se muestra en el último capítulo. Al definir la forma de las arenas, podemos decir que las arenas aquí estudiadas, presentan un riesgo alto, debido a que el comportamiento de su geometría es errático.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Los datos sísmicos son comúnmente usados para la interpretación de las características estructurales o estratigráficas del subsuelo. La respuesta sísmica depende principalmente de las propiedades físicas de la roca y de los fluidos que contengan los poros, por lo que es indispensable entender los cambios que presentan las velocidades de las ondas compresionales (ondas P), de cizalla (ondas S) y la densidad para reconocer el efecto que producen sobre los cambios en las amplitudes y los tiempos de viaje.

Las propiedades de los fluidos son importantes en el análisis de la variación de la amplitud contra el offset (comúnmente llamado AVO), donde el comportamiento de un evento sísmico varía con la distancia, a partir de un gather de punto medio común. El cambio en la relación de las velocidades de onda P y S en presencia de una arena con gas dará como resultado un cambio de amplitud contra el offset cuando el dato sísmico sea analizado.

El modelado sísmico de AVO de un campo o área de interés es determinado a partir de la información de registros petroleros de un área cercana con hidrocarburos. Basados en estos datos de entrada, la influencia de los fluidos de un reservorio pueden ser calculados. Las velocidades de las ondas P, S y la densidad de los fluidos que ocupan los poros de una roca (a partir de los registros o por estimaciones) pueden ser usadas para el modelado del AVO y así poder comparar el resultado del modelo sintético calculado con el modelo de campo.

Los fluidos más importantes que nos interesan en la exploración petrolera son: hidrocarburos gaseosos, hidrocarburos líquidos y el agua intersticial. Generalmente los tres fluidos se encuentran mezclados hasta cierto grado en un yacimiento; además de que los hidrocarburos se pueden encontrar desde pesados (residuos sólidos) hasta ligeros (residuos gaseosos). La influencia de estos factores afecta la velocidad de propagación sísmica.

Los coeficientes de reflexión de las ondas P de una interfase que separa dos medios varían con respecto al ángulo de incidencia. La manera en que la amplitud sísmica varía depende del valor relativo de la relación de Poisson (σ) en los dos medios. La relación de Poisson es un parámetro relacionado con las propiedades elásticas de las rocas y se encuentra en función de la relación de las velocidades de onda P y S. Los valores de σ para areniscas con alta porosidad con gas presentan valores anormalmente bajos.

Empleando la tecnología del AVO, se pueden localizar zonas con valores anómalos de la relación de Poisson, y de esta forma delimitar mejor los intervalos con gas de un yacimiento petrolero.

1.2 .OBJETIVO DEL TRABAJO

El objetivo principal es la aplicación del AVO para la disminución del riesgo geológico en delimitación de campos exploratorios.

Como objetivo académico se pretende estudiar la respuesta de AVO en el <u>P</u>ozo Teekit-1 de los intervalos productores y compararla con un sitio en el que se obtuvo agua (utilizando el atributo SIGN (NI) \times GR que detecta especialmente anomalías de clase II).

1.3 JUSTIFICACIÓN

Es necesario tener un mayor control de las dimensiones de un yacimiento productor para su explotación, por lo cual, se utiliza el análisis de AVO para conocer mejor el desarrollo de los intervalos productores del pozo

1.4 ANTECEDENTES

Alrededor de la zona de estudio se han encontrado trampas estructurales y estratigráficas con condiciones favorables para el almacenamiento de hidrocarburos.

El área de estudio se encuentra ubicada en la Plataforma Continental del Golfo de México, en tirantes de agua que varían de 0 a 30 metros (Figura 1.1)



Fig. 1.1.- Localización geográfica del Cubo W. de Yaabkan (color verde) y el Campo Teekit (área color azul).

El Campo Teekit tiene un área de 330 km² y se encuentra dentro del Cubo Oeste de Yaabkan 3D (W. de Yaabkan). Los campos exploratorios que han resultado ser productores se encuentran caracterizados por una litología tipo del Terciario, siendo una secuencia terrígena, principalmente constituida por lutitas y arenas cementadas en material calcáreo. Las figuras 1.2 y 1.3 se muestran núcleos de los Pozos Thel y Winak, perforados con objetivo terciario.



Fig.1.2.- Descripción litológica del núcleo 1 (N1) del pozo Thel-1. Está constituido por arena gruesa hacia la base, arenas con arcilla de grano fino en la parte media y un cuerpo arcilloso hacia la cima. A la izquierda, se muestran microfotografías de la fracción arcillosa (illita, caolinita y esmectita) de la parte media del núcleo analizadas en el microscopio electrónico de barrido.



Fig. 1.3.- Descripción litológica del núcleo 1 Complemento (N1C) del pozo Winak-1. Está constituido por arena de cuarzo subangulosa a subrredondeada, mal clasificada, que varía de en tamaño de arena muy fina a grava. Esta litología es representativa de los intervalos productores en este pozo.

Marco Geológico.

- 4

Para el marco geológico regional, se utilizó bibliografía proporcionada por el M. en I. Ángeles Aquino, 2004 y el M. en C. Mandujano Velásquez, la cual se presenta a continuación.

El cubo sísmico analizado se ubica en la Sonda de Campeche, la cual se localiza en el Golfo de México, al sureste de la República Mexicana. Fisiográficamente forma parte de la plataforma continental hasta la isobata de 500 metros. Geológicamente queda incluida en la Provincia Geológica Marina de Coatzacoalcos, frente a las costas de Tabasco y Campeche.

El Marco Geológico Regional se encuentra formado por: la Plataforma de Yucatán, las Cuencas terciarias del Sureste y la Sierra de Chiapas, sobre las que se llevaron a cabo diferentes eventos estratigráficos y estructurales relacionados con la distensión del Golfo de México.



Fig. 1.5.- Plano de localización de La Sonda de Campeche, donde se muestran sus principales rasgos estructurales y campos productores más importantes La Plataforma de Yucatán esta formada por un banco carbonatado cuyo desarrollo inicia desde el Mesozoico y continúa en la actualidad. Este banco se extiende hasta el escarpe de Campeche, en el que replegados sobre su porción occidental se encuentran grandes cuerpos deformados de sal, cubiertos por sedimentos Mesozoicos y Terciarios.

La Sierra de Chiapas es el resultado de la acción de la placa del caribe contra la de Norte América, a través del sistema de fallas Motagua Polochic, las cuales conforman diferentes estilos estructurales que rigen en la región marina de Campeche.

Las Cuencas Terciarias constituyen grandes depresiones, resultado de la tafrogenesis del Evento Chiapaneco, llevado a cabo entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el Sur-Este de la republica y en las que se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrígenos.

La secuencia sedimentaria esta representada principalmente por rocas carbonatadas del Mesozoico y por rocas terrígenas del Terciario. Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de arenas.

Desde los inicios del Jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una plataforma (Plataforma de Yucatán) y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste. Estos elementos constituyeron la fuente de aporte de los sedimentos depositados durante el Mesozoico Tardío y todo el Terciario en la zona de estudio.

En el contexto estructural, la acción de la placa del caribe con la de Norteamérica, generaron en el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados, orientados NW-SE en la Región Marina, dando lugar al denominado Evento Chiapaneco. Debido a este evento, la sal plegada se inyectó a niveles superiores donde fue sepultada y posteriormente reactivada, siendo expulsada formando cuencas de desalojo de sal. Algo muy parecido sucedió con los domos arcillosos que se observan en la columna terciaria, debido a su alto límite elástico y a la abundante presencia de agua, se deformaron e inyectaron en niveles superiores.

Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas lístricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco y ocasionaron además del diapirismo en la Cuenca Salina del Istmo y el desalojo de sal. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los flujos turbidíticos de las arenas postmiocénicas que constituyen los yacimientos del Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de La sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales (Ángeles-Aquino, 1982) a saber:

- 1.- Antigua Plataforma de Yucatán
- 2.- Zona de Talud
- 3.- Fosa de Macuspana
- 4.- Pilar de Akal

1

- 5.- Fosa de Comalcalco
- 6.- Zona de Domos salinos

Estas provincias se describen brevemente a continuación y se ilustran en la figura 2 abajo anexa.

Antigua Plataforma de Yucatán.-Se localiza en la porción oriental de la Sonda de Campeche. La constituyen principalmente carbonatos de plataforma.

Zona de Talud.-Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán. La constituyen principalmente brechas de talud.

<u>Fosa de Macuspana</u>.- Es la prolongación de la Cuenca de Macuspana al mar. Está constituida por rellenos terrígenos del Terciario Tardío.

Pilar de Akal.- Se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche. Esta provincia es la principal productora de hidrocarburos del Mesozoico.

Fosa de Comalcalco.- Es la prolongación de la Cuenca de Comalcalco hacia el mar, la constituyen principalmente rellenos terrígenos del Terciario tardío.

Zona de Domos.- Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y está constituida principalmente por domos e intrusiones salinas.



Fig. 1.6. - Esquema que ilustra las provincias Morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche

A continuación se muestra la columna sedimentaria desde el terciario al mesozoico tardío en la en la sonda de Campeche.



Fig. 1.7.- Tabla estratigráfica en donde se indica la cronología, la litoestratigafía, los horizontes productores y las intrusiones salinas en la Sonda de Campeche

El terciario tardío está constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de arenas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos, estas rocas han cobrado recientemente interés en la Sonda de Campeche por los últimos descubrimientos de gas seco en el Pleistoceno y Plioceno (Pozos Kopo-1 y Chukua-1) abriendo un nuevo horizonte en la prospección de la Región Marina.

La fuente de suministro de las rocas del Mesozoico fue la Plataforma de Yucatán, la primera actúo como un enorme cratón sedimentario, dando origen a la enorme columna de carbonatos presente en la Sonda de Campeche, la segunda como resultado de un elemento activo que plegó la sierra a través del sistema Motagua/Polochic formando la Sierra de Chiapas y aportando todos los sedimentos terrígenos presentes en la Sonda de Campeche.

Los cuerpos de arenas bien clasificadas del Oxfordiano, presente en los campos Balam, Ek y Batab, indican la presencia de zonas de antecosta y barras arenosas, cuyas fuentes de aporte debieron haber sido el Bloque de Yucatán y el Macizo Granítico de Chiapas dada la cantidad de cuarzo, feldespatos y fragmentos líticos que constituyen estas arenas. (Bass y Zartman, 1969).



Fig. 1.8.- Modelo sedimentario del Oxfordiano donde se proponen barras costeras para las arenas productoras en esta unidad

A partir de la información de los pozos Chac-1 u Uech-1, el Kimmeridgiano tal parece que se desarrolló en zonas muy someras en un ambiente marino restringido, pero con alta energía; dando lugar a la formación de los bancos oolíticos que restringieron la circulación de aguas y permitieron la evaporación y reflujo de las soluciones cargadas de magnesio.

Estas condiciones de energía permiten postular en la Sonda de Campeche un modelo sedimentario en el que se pueden apreciar la existencia de tres zonas de depósito, con mayor contenido de granos (zona de barra) ó menor contenido de ellos (zona de laguna y prebarra) y que fueron migrando con la trasgresión, tendiendo a acuñarse hacia el continente con influencia terrígena (Fig. 1.9)

En cuanto a la Brecha productora, la gran cantidad de exoclastos que existen en el Cretácico Superior y parte del Paleoceno hace suponer que estas rocas cayeron a una cuenca dentro de la misma plataforma, precipitándose en forma caótica a través de canales como enormes flujos de detritus constituyendo estructuras que fueron posteriormente selladas por sedimentos finos, cuya velocidad de depósito fue muy inferior (Fig. 1.10).



3._) ZONA LAGUNAL 4._) BARRA INTERIOR

MODELO SEDIMENTARIO DE LA BARRA OOLITICA (Jurasico Sup.)

Fig. 1.9.- Modelo sedimentario de la franja oolitica que muestra las barras de barrera que restringieron la circulación de aguas formando la zona lagunal y las barras interiores

El análisis sedimentológico de los depósitos que constituyen a las brechas nos permiten considerar tres tipos de sedimentos y fuentes de aporte: <u>De origen bentonítico</u>, cuya fuente de aporte fueron las emanaciones producidas por la gran cantidad de Volcanes que existieron durante el Terciario Tardío como resultado de la formación del eje Neovolcanico y de todos los volcanes terciarios del país, incluyendo las manifestaciones registradas en la Sierra de Chiapas y que a través de fuentes eólicas y fluviales se depositaron en la zona, constituyendo las lutitas, limos y arenas bentoníticas que observamos invariablemente en toda la región.

De origen Terrígeno, constituido por arenas detríticas, maduras bien clasificadas, cuya fuente de aporte es la Sierra de Chiapas como producto del máximo paroxismo del evento Chiapaneco. Dichos sedimentos fueron

erosionados y llevados a las planicies por corrientes fluviales donde constituyeron complejos deltáicos que fueron progradando sobre la planicie costera, constituyendo Barras costeras y de desembocadura en la zona Nerítica y flujos turbidíticos y abanicos submarinos en la zona Batial (Figura 1.11).



Fig. 1.10.- Modelo sedimentario de las brechas productoras que muestran el flujo de detritus hacia la cuenca.



Fig. 1.11.- Modelo sedimentario del Terciario tardío que muestra sistemas deltáicos y turbidíticos de las arenas potencialmente productoras

<u>De origen calcáreo</u>, constituido principalmente por lodos carbonatados y cuya fuente de aporte es obviamente la península de Yucatán que aporto estos sedimentos a través de corrientes subacuaticas que llevaban en solución el

carbonato de calcio precipitándolo en el lecho marino en forma de lodos calcáreos, o mezclándose con el sedimento.



Fig. 1.12.- Plano índice paleogeografico que indica los avances del mar sobre el continente durante el Jurásico Superior en un modelo típico de rampa.

Los depósitos más antiguos conocidos en la zona corresponden al Oxfordiano (Campos Chac, Ek-Balam y Bacab), cuyo depósito tuvo lugar en mares someros epicontinentales de topografía irregular, de acuerdo a toda la información sedimentaria anteriormente descrita.

Durante el Kimmeridgiano, la transgresión jurásica cambia las condiciones de depósito en la Sonda de Campeche, dando lugar a la presencia de ambientes propicios para la acumulación de carbonatos.

Debido a cambios en las condiciones de energía, se tuvieron durante el Kimmeridgiano ambientes reductores de escasa circulación en la que se depositaron sedimentos terrígenos con abundante materia orgánica (pozo Kokay-1A), mismos que fueron cubiertos por los carbonatos anteriormente mencionados, por lo menos en dos ocasiones.

Dichos carbonatos constituyeron barras de barrera que restringieron la circulación de las aguas hacia el oriente, dando margen al depósito simultáneo de evaporitas que permiten postular para el Kimmeridgiano la existencia de condiciones de intermarea y supramarea en un ambiente litoral.

Durante el Titoniano la trasgresión se acelera, el cambio brusco de las meso dolomías del Kimeridgiano a las calizas arcillosas del Titoniano (Pozos Uech-1, int. 4840 y Batab-1A, int. 4480), hacen inferir una subsidencia muy rápida de la plataforma; la que continúa en forma gradual dando lugar a depósitos arcillosos.

Durante el Tithoniano Superior disminuyó el aporte de terrígenos y aumentó la precipitación de carbonatos y los sedimentos se hicieron más claros y carbonatados.

De acuerdo a lo anterior podemos considerar que en la parte alta del Tithoniano existieron condiciones de mares abiertos mejor oxigenados, generándose lodos calcáreos que constituyeron mudstones bentoníticos con una gran proliferación de nanoplancton calcáreo que dieron lugar a las calizas bentoníticas criptocristalinas, que caracterizan el Cretácico Inferior en la Sonda de Campeche.

Durante el Cretácico medio vuelven a existir condiciones de reducción propias de zonas anóxicas depositándose rocas arcillosas de color oscuro con abundante pedernal negro y se inicia una regresión producto probablemente de una primera pulsación del evento laramidico alcanzando su máximo paroxismo en el Cretácico Superior constituyendo brechas basales e intraformacionales que dan inicio a un cambio en el deposito.

En una ultima pulsación de este evento estos cuerpos calcáreos son solapados por una gruesa columna de terrígenos propios de ambientes marinos profundos, misma que es interrumpida en el Mioceno Inferior-Oligoceno Superior por el máximo paroxismo del evento chiapaneco dando lugar a los depósitos terrígenos del Terciario Tardío generados como consecuencia de estos movimientos eustáticos y que constituyeron sistemas turbidíticos y deltáicos en la Sonda de Campeche.

Geología Histórica

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos en el área productora son del Tithoniano.

De acuerdo a la información anterior podemos ver que son las rocas arcillo carbonosas del Tithoniano; las que tienen la mejor calidad como generadoras de hidrocarburos. Estas rocas están presentes en toda el área y contienen abundante materia orgánica de tipo algáceo-herbáceo, la cual alcanzó un grado de madurez adecuado para la generación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos. Con relación a su contenido de carbono orgánico total (COT), contiene un potencial generador que varía de bueno a excelente. Como se aprecia en el plano de isolineas de la figura 1.13.

Migración

Los estudios sedimentarios y geoquímicos desarrollados por diversos investigadores, conllevan a pensar que la mayoría de los hidrocarburos

entrampados en las rocas jurásicas, migraron hacia los yacimientos aledaños por capilaridad. Es decir, los hidrocarburos a nivel molecular se disolvieron y junto con las aguas, por presión diferencial, migraron de las rocas generadoras (Tithoniano, Kimmeridgiano u Oxfordiano) a las rocas almacenadoras (Kimmeridgiano y Oxfordiano).



Fig. 1.13.- Plano de isolíneas que muestra la distribución de Carbono Orgánico Total (COT) de la parte media del Tithoniano, donde se pueden observar valores muy altos que tienden a incrementarse hacia el occidente del área, hacia las áreas más profundas.

La migración hacia los Yacimientos del Cretácico y Terciario se lleva a cabo a través de fallamientos producidos como resultado del evento Chiapaneco, se considera que estros hidrocarburos a medida que avanzaban hacia la superficie se degradaban perdiendo sus elementos volátiles constituyendo en los yacimientos mas jóvenes gas seco, sin embargo, el origen de estos últimos yacimientos son motivo de discusión dado que su origen también puede ser biogénico no existiendo migración sino descomposición por acción bacteriana.

Acumulación

En la secuencia sedimentaria del Terciario y Mesozoico existen rocas con capacidad apropiada para almacenar fluidos. Estas están presentes en todas las latitudes de la Sonda de Campeche: En el Terciario Temprano tenemos las Calcarenitas del Eoceno Medio (Formación Kumaza) localizadas en la porción nororiental de la Sonda constituida por flujos turbidíticos dístales con excelente porosidad primaria y secundaria.

Por ultimo en el Terciario Tardío tenemos los cuerpos arenosos del Pleistoceno, Plioceno y Mioceno constituido por barras arenosas provenientes de sistemas deltáicos y turbidíticos con porosidades que varían del 20% al 35%.

Roca Sello

Las rocas sello están representadas por los cuerpos arcillosos del Tithoniano, Cretácico Medio y la gran columna Terciaria que empaqueta cuerpos arenosos lenticulares, así como los carbonatos impermeables del Cretácico, Kimmeridgiano y Oxfordiano, que son generadoras e impermeables, además de las evaporitas y los cuerpos de sal que han intrusionado la columna mesozoica y terciaria constituyendo trampas combinadas como en el campo Ek-Balam. Se tienen también las calizas criptocristalinas del Cretácico Superior que en condiciones naturales son prácticamente impermeables y su distribución cubre toda el área de estudio.

Entrampamiento

Todos los yacimientos hasta ahora conocidos que constituyen trampas en el Mesozoico en la Sonda de Campeche, se comportan como trampas combinadas. Por su origen, se pueden considerar estratigráficas, tanto las de la franja oolítica del Kimeridgiano, como las de las barras arenosas del Oxfordiano y las brechas productoras del Cretácico superior, sin embargo, los procesos diastróficos posteriores generaron deformaciones transformando estos reservorios en anticlinales resultado de la acción de un sistema combinado de esfuerzos dando lugar a todos los yacimientos que hoy conocemos en la Sonda de Campeche. En el Terciario Tardío posterior a esta deformación se formaron trampas estratigráficas principalmente aunque también podemos encontrar trampas combinadas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas.

Campo Teekit

Sísmicamente, el Campo Teekit se define como una estructura asimétrica tipo rollover asociada a fallas de crecimiento, con orientación oesteeste; se encuentra limitado en dirección norte y sur, por un sistema de fallas normales, las cuales se pueden observar en dirección de las crosslines en el cubo sísmico. (Fig. 1.14)

El modelo estructural del cubo W. de Yaabkan y por ende del campo Teekit-1, fue definido por la compañía Paradigm (PEMEX-Paradigm 2003), del cual se muestran a continuación los resultados más relevantes.



Inline 3000



Se interpretaron un conjunto de secciones estructurales que pasan por los Pozos Teekit-1 y Oktan-1A, con la finalidad de correlacionar su información estructura. La ubicación de las secciones estructurales se pueden observar en la figura 1.15.



Fig. 1.5.- Plano Base de secciones estructurales

La sección estructural Inline 75200, fue calibrada con la información de cimas estructurales suministradas por el Pozo Oktan-1A y del Pozo Teekit-1. El

pozo Oktan-1A se perforó en la cima de una estructura anticlinal que parece estar asociada al flujo de sal. Penetró hasta el Jurásico Superior encontrando sal a una profundidad de 3302 metros (Oligoceno).

En la figura 1.16, se muestra el modelo estructural interpretado a partir de la línea 75200, interpretándose la presencia de sal debajo del Terciario en su mayor parte. El efecto de la tectónica salina se observa con la presencia de anticlinales locales y fallas a lo largo de los flancos de los cuerpos de sal.



Fig. 11.6.- Modelo estructural de la inline 75200.

La sección estructural de la crossline 509 se orienta en dirección perpendicular al rumbo de la tendencia general de las fallas. En esta línea se identificaron tres bloques estructurales en el cubo W. de Yaabkan (bloque norte, central y sur), definiendo el Campo Teekit como bloque Central. (Fig. 1.17)



Fig. 1.17.- Modelo estructural construido a partir de la interpretación de la Xline 509 calibrado con el Pozo Teekit-1 y la inline 75200.





La sección estructural inline 73150, se construyó calibrándola con la crossline 509 y el pozo Teekit-1. Las características estructurales y sedimentarias mostradas en esta línea permiten identificar una estructura "rollover" definida en la secuencia terciaria sobre un substrato Mesozoico con la presencia de sal que altera la geometría de este "rollover". Cuerpos salinos que se encuentran a diferentes niveles generan anticlinales y fallas que complican el estilo estructural de esta zona. La presencia de sal se ha interpretado por encima y debajo del Jurásico Superior; pero debido a esto, la calidad de la sísmica se deteriora y existe incertidumbre a estos niveles.

1.5 METODOLOGÍA

Para el estudio del AVO es necesario procesar los datos sísmicos preservando la amplitud, generando gathers con migración pre-apilamiento en tiempo, corregidos por NMO y en fase cero. (Castagna, 1993b)

A continuación se mencionan los pasos que se utilizan generalmente en un estudio de AVO; sin que se pretenda decir que cada paso que se enlista deba cumplirse:

1 1

1.-Carga de datos:

Análisis de gathers.-La verificación de los gathers en forma visual es muy importante, se debe de observar que los eventos sean lo más horizontales, con la menor cantidad de ruido; así como que existan variaciones laterales de amplitudes. Es aconsejable que la calidad de los datos sea buena, con la finalidad de extraer e interpretar correctamente los atributos que se generarán de los mismos. (Resnick, 1993) Curvas Tiempo-Profundidad (T-Z).- Se emplean para la conversión de la profundidad detectada en el registro a tiempo de reflejo sísmico.

Correlación de Horizontes.- Es conveniente utilizar los horizontes que ya han sido correlacionados anteriormente en el proyecto y correlacionar los horizontes que tengan un interés particular.

Carga de registros geofísicos.- Los registros nos permiten hacer el análisis petrofísico del pozo, principalmente en intervalos arcillosos, arenas con agua, y también en los intervalos que manifestaron gas y/o resultaron productores durante el desarrollo de la perforación.

Carga de cubo de velocidades.- Las velocidades RMS (de migración) nos permiten transformar los datos sísmicos del dominio del offset al dominio del ángulo (ángulo de incidencia).

2.- Análisis Petrofísico

La respuesta de la amplitud en el dominio del preapilado esta dada por tres parámetros claves de la petrofísica: la velocidad de la onda P, la velocidad de la onda S, y la densidad. El valor de la amplitud es dependiente de los valores iniciales de estos parámetros físicos en las rocas. Su posición espacial con respecto a las otras rocas y el cambio del porcentaje de estas propiedades serán claves para la estimación de la presencia de hidrocarburos.

Los resultados de los análisis petrofísicos pueden ser resumidos como sigue:

- Con respecto a la velocidad de onda P, las arenas pueden presentar velocidades mas lentas, iguales o mas rápidas a una profundidad equivalente.
- Las arenas tendrán una densidad mas baja que las lutitas a la misma profundidad.
- La velocidad de la onda P en arenas produce una relación lineal con respecto a la porosidad y al contenido de arcilla.
- La introducción de gas en las arenas bajará la velocidad de onda P y la densidad, manteniendo la velocidad de la onda S relativamente intacta.

ł

3.-Modelado de gathers sintéticos:

El modelado de gathers sintéticos nos proporciona la información sobre la manera en que se comportan los valores de amplitud con respecto al ángulo de incidencia de los intervalos arenosos que resultan de interés, permitiendo determinar de esta forma, el tipo de respuesta y los atributos de AVO que serán representativos de las capas de areniscas. Los atributos de AVO son valores numéricos que representan la variación del valor de la amplitud de un evento sísmico detectado con diferente offset. (Castagna, 1993)

Debido a que los cambios en la densidad y los módulos afectarán el comportamiento de la velocidad de la onda P y la relación de Poisson, es necesario tomar en cuenta dichos comportamientos durante el análisis del modelado del pozo.

4.- Modelado en Datos Reales

Una vez realizado el análisis del comportamiento de las diferentes posibilidades que se pueden presentar en las arenas con gas o sin gas, en el proyecto en estudio; se procede a compararlos con los datos reales.

La siguiente lista resume, en forma general, los indicadores potenciales de la existencia de un reservorio de gas, en un análisis de AVO:

- El incremento de la relación de aceite y gas repercutirá en un decremento en la densidad, el módulo de incompresibilidad y por tanto la velocidad sísmica de onda P.
- También se observará un decremento de la impedancia acústica, y de la relación de Poisson.



Fig. 1.19.- Ejemplos de diferentes tipos de cubos de atributos: a) Apilado de gathers, b) Factor de fluido, c) Gradiente y d) Producto de Reflectividad de onda P y S.

A partir de la respuesta del AVO, los valores de atributos y los gathers, se generan diferentes cubos de atributos como son: Reflectividad de onda P y S, Gradiente, Relación de Poisson, Factor de fluido, etc. (Fig. 1.19) Estos cubos nos permitirán visualizar aquellas zonas que presentan las mismas características anómalas que se obtuvieron en el modelado de gather sintético; de esta manera se pueden delimitar y caracterizar yacimientos de gas. (Castagna, 1993b)

CAPITULO 2: TEORÍA FUNDAMENTAL DEL AVO.

2.1 Historia

1. 1

La técnica de AVO se ha utilizado con éxito desde hace 20 años en diferentes partes del mundo (Loertzer y Berkhout, 1993; Hall y Adamick, 1995; Peddy y Sengupta, 1995; Verm y Hilterman, 1995; Ross y Kinman, 1996).

El desarrollo del AVO ha sido logrado gracias al trabajo de varios investigadores, los cuales han participado de diferentes maneras a lo largo de su desarrollo.

Los cálculos efectuados por Muskat, M. y Meres_(1940), fundamentados en las ecuaciones de Zoeppritz; propiamente fueron los que iniciaron la metodología del AVO. Ellos estudiaron el comportamiento de la magnitud de la energía sísmica reflejada para una onda plana de tipo compresivo, a diferentes ángulos de incidencia.

Koeffoed, O., (1955), investigó el efecto del módulo de Poisson sobre la magnitud del coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia y enunció proféticamente lo que posteriormente se denominaría como la tecnología del AVO: "En un futuro remoto será posible predecir las propiedades litológicas de los estratos del subsuelo a través de las gráficas de las curvas de los coeficientes de reflexión de las interfases que los limitan".

Las investigaciones de Bortfeld, R. (1961), Aki-Richards (1980) y Shuey (1985), dan como resultado la teoría clásica del desarrollo matemático, que fundamenta la dependencia entre la amplitud de los coeficientes de reflexión y el subsuelo. Cada uno de ellos simplificó las ecuaciones de Zoeppritz en función de las velocidades de onda P y S, densidad, módulo de Poisson, densidad, etc.

El investigador W. J. Ostrander (1986) presentó por primera vez el concepto del análisis de AVO como una herramienta de exploración bastante promisoria para la localización de hidrocarburos.

Smith y Gidlow (1987), usaron la aproximación de Aki-Richards para inferir propiedades petrofísicas (Factor fluido y el parámetro de Pseudo-Poisson) de los reservorios a partir de los estudios del AVO.

Rutherford y Williams, en 1989, propusieron 3 clases de AVO para yacimientos clásticos cargados de gas basados en contrastes de impedancia acústica y de la relación de Poisson

Castagna documentó otra clase en 1997. Esta clase se le identificó como Clase 4 y presenta un contraste de impedancia negativa y un gradiente positivo.

Sin embargo, el conocimiento sobre la variación de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia (o distancia) no es nuevo. En la teoría de la elasticidad se desarrollaron varios trabajos de investigación.

En la rama de la petrofísica, varios investigadores colaboraron en el desarrollo del AVO.

Gassman (1951), Gardner (1974), Domenico (1976, 1977), Gregory (1976), Hamilton (1979) lograron realizar mediciones y predecir las velocidades de las ondas elásticas para varios tipos de litologías y fluidos.

Varios modelos teóricos han sido desarrollados para predecir las velocidades de los medios porosos. Los modelos desarrollados han sido para rocas isotrópicas, las cuales caen en dos categorías: 1) para una geometría de poro específica y 2) una geometría global. Los trabajos realizados por O'Connell-Budiansky (1974) y Kuster-Toksoz (1974) estudiaron el comportamiento de las velocidades en medios con una geometría específica del poro. Estos modelos requieren de la suposición de una distribución idealizada de los poros y no se han podido aplicar a rocas sedimentarias. Mavko y Nur (1977) demostraron que los resultados pueden ser fuertemente dependientes de la forma asumida de los poros.

O'Connell y Budiansky (1974) realizaron investigaciones sobre el comportamiento de la propagación de las ondas sísmicas en los medios porosos, considerando que la geometría de los poros es regular. O'Connell desarrolló varios modelos teóricos para predecir la velocidad sísmica en los medios porosos; sin embargo, tales mediciones han demostrado que no son generalmente aplicables cuando la frecuencia de la energía es del orden de la exploración sismológica.

Gassaway, 1984, y Castagna, 1993, reportan la aplicación exitosa del empleo de AVO para la detección de yacimientos de aceite. Otras aplicaciones reportadas (Castagna, 1993) incluyen la identificación de la litología y porosidad.

2.2 Conceptos básicos

El AVO es una técnica que predice la presencia de hidrocarburos (gas) y litologías para la exploración y caracterización de reservorios; para esto, analiza la variación de las amplitudes sísmicas en función del offset.

La variación de la amplitud es función de la variación del coeficiente de reflexión.

El coeficiente de reflexión depende principalmente de la variación de cuatro parámetros:

1.- Velocidad de la onda P (Vp)

2.- Velocidad de la onda S (Vs)

3.- Densidad

4.- Ángulo de Incidencia

Cuando la onda P arriba a una interfase entre dos capas, una parte de la energía se refleja y otra se transmite. La cantidad de la energía reflejada y transmitida dependerán del contraste Vp, Vs, y densidad de las dos capas.

La onda P puede incidir a una interfase de dos formas:

1.- En forma perpendicular.

2.- En forma no normal.

En el primer caso, el coeficiente de reflexión dependerá solamente de Vp y densidad

$$CR = \frac{\rho_2 V_{\rho_2} - \rho_1 V_{\rho_1}}{\rho_2 V_{\rho_2} + \rho_1 V_{\rho_1}} = \frac{\Delta I_{\rho}}{I_{\rho_1}}$$

donde

CR= Coeficiente de reflexión ρ_1 = Densidad del primer medio ρ_2 = Densidad del segundo medio V₁= Velocidad del primer medio V₂= Velocidad del segundo medio Ip es la Impedancia de la onda P.

En el segundo caso, parte de la energía de onda P se convierte en energía de onda S; de esta forma tendremos onda S y onda P reflejadas y onda S y onda P transmitidas (Figura 2.1).





Como se mencionó anteriormente, el análisis de AVO mide las variaciones de la amplitud con el ángulo de incidencia; sin embargo, la amplitud

es medida en relación al offset debido a que cuando el offset se incrementa, el ángulo de incidencia también se incrementa.

La teoría del AVO se desarrolló a partir de las ecuaciones de Zoeppritz.

Ecuaciones de Zoeppritz

Las ecuaciones de Zoeppritz expresan la relación de la energía en una interfase cuando una onda plana incide contra un contraste de impedancia acústica (Sheriff, 1991) con ángulo variable.

Las ecuaciones de Zoeppritz pueden ser usadas para determinar la amplitud de las ondas reflejadas y refractadas en las interfases, para una onda incidente P. Los coeficientes de reflexión y transmisión dependen del ángulo de incidencia y las propiedades del material de las dos capas. (Mavko et. Al., 1998). Los ángulos de incidencia, reflexión y transmisión de la energía sísmica en la interfase están relacionados con la ley de Snell (Castagna y Backus, 1993).

Ley de Snell:

 $\rho = \frac{\sin \theta_1}{V_{\rho 1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{\rho 2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s 1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{s 2}}$

donde:

 $\begin{array}{l} \rho = Parámetro de trayectoria sísmica.\\ V_{p1} = Velocidad de la onda P en el medio 1\\ V_{p2} = Velocidad de la onda P en el medio 2\\ V_{s1} = Velocidad de la onda S en el medio 1\\ V_{s2} = Velocidad de la onda S en el medio 2\\ \theta_1 = Angulo incidente y reflejado de la onda P\\ \theta_2 = Angulo transmitido de la onda S\\ \phi_1 = Angulo reflejado de la onda S\\ \phi_2 = Angulo transmitido de la onda S \end{array}$

La variación del coeficiente de reflexión y transmisión con respecto al ángulo de incidencia y su correspondiente incremento al offset, es referido como una reflectividad dependiente del offset y es la base fundamental del AVO (Castagna y Backus, 1993).

ł

Debido a la complejidad de las ecuaciones de Zoeppritz, las aproximaciones son utilizadas más fácilmente.

Zoeppritz (1919) modeló el comportamiento de las ondas planas a través de una interfase, satisfaciendo las condiciones de continuidad de los esfuerzos y desplazamientos, tanto normales como tangenciales.

Para la continuidad en los desplazamientos normales:

 $R_{pp}Cos\theta_1 - R_{ps}Sen\phi_1 + T_{pp}Cos\theta_2 - T_{ps}Sen\phi_2 = PCos\theta_1$

Para la continuidad en los desplazamientos tangenciales:

 $R_{pp}Sen\theta_1 - R_{ps}Cos\phi_1 + T_{pp}Sen\theta_2 - T_{ps}Cos\phi_2 = PSen\theta_1$

Para la continuidad en los esfuerzos normales:

$$R_{pp}\rho_{1}V_{p_{1}}\cos 2\theta_{1} - R_{ps}\rho_{1}V_{s_{1}}Sen 2\phi_{1} + T_{pp}\rho_{2}V_{s_{2}}\cos 2\theta_{2} - T_{ps}\rho_{2}V_{s_{2}}Sen 2\phi_{2} = P\rho_{1}V_{p_{1}}\cos 2\theta_{1}$$

Para la continuidad en los esfuerzos tangenciales:

$$R_{pp}\rho_1 V_{s_1} Sen\theta_1 - R_{ps}\rho_1 V_{s_1} Cos2\phi_1 + T_{pp}\rho_2 V_{s_2} Sen2\theta_2 - T_{ps}\rho_2 V_{s_2} Cos2\phi_2 = P\rho_1 V_{s_2} Sen2\theta_1$$

Zoeppritz determinó las ecuaciones en forma matricial. Estas ecuaciones nos muestra que existe una dependencia entre los coeficientes de reflexión y transmisión de una onda con su ángulo de incidencia.

$$\begin{bmatrix} (1-2sen^{2}\phi_{1}) & -(1-2Sen^{2}\phi_{2}) & -2Sen\phi_{1}Cos\phi_{1} & -2Sen\phi_{2}Cos\phi_{2} \\ V_{s_{1}}^{2} Sen\theta_{1}Cos\theta_{1} & 2V_{\rho_{2}}^{2} Sen\theta_{2}Cos\theta_{2} & (1-2Sen^{2}\phi_{1}) & -(1-2Sen^{2}\phi_{2}) \\ V_{\rho_{1}}^{2} & V_{\rho_{2}}^{2} Sen\theta_{1}Cos\theta_{1} & 2V_{\rho_{2}}^{2} Sen\theta_{2}Cos\theta_{2} & (1-2Sen^{2}\phi_{1}) & -(1-2Sen^{2}\phi_{2}) \\ sen\phi_{1} & -\frac{\rho_{1}V_{s_{1}}}{\rho_{2}V_{s_{2}}} Sen\phi_{2} & Cos\phi_{1} & \frac{\rho_{1}V_{s_{1}}}{\rho_{2}V_{s_{1}}} \\ \rho_{2}V_{\rho_{2}}Cos\theta_{1} & \rho_{1}V_{\rho_{1}}Cos\theta_{2} & -\rho_{2}V_{\rho_{2}}Sen\theta_{1} & \rho_{1}V_{\rho_{1}}Sen\theta_{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Rpp \\ Tpp \\ Rsp \\ Tsp \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(1-2Sen^{2}\phi_{1}) \\ V_{s_{1}}^{2} Sen\theta_{1}Cos\theta_{1} \\ V_{\rho_{1}}^{2} Sen\theta_{1}Cos\theta_{1} \\ -Sen\phi_{1} \\ \rho_{2}V_{\rho_{2}}Cos\theta_{1} \end{bmatrix}$$

Si se despeja R_{pp} que representa el coeficiente de reflexión de la onda P, se obtiene:

$$Rpp(\theta) = \frac{\left[\left(A_{11}\rho_2 V_{\rho_2} \cos\theta_1 + A_{12} \cos\theta_1 \cos\theta_2 \right) - \left(A_{22}\rho_1 V_{\rho_1} \cos\theta_2 + A_{21} \sin\theta_1 \sin\theta_2 \right) \right]}{\left[\left(A_{11}\rho_2 V_{\rho_2} \cos\theta_1 + A_{12} \cos\theta_1 \cos\theta_2 \right) + \left(A_{22}\rho_1 V_{\rho_1} \cos\theta_2 + A_{21} \sin\theta_1 \sin\theta_2 \right) \right]}$$

donde:

$$A_{11} = \left[1 - \frac{Q}{\rho_2}\right]^2 \cdot \rho_2 V_{s_2} Cos\phi_1 + \rho_1 V_{s_1} Cos\phi_2$$
$$A_{22} = \left[1 + \frac{Q}{\rho_1}\right]^2 \cdot \rho_1 V_{s_1} Cos\phi_2 + \rho_2 V_{s_2} Cos\phi_1$$
$$A_{12} = \left[\frac{Q^2}{\rho^2}\right]^2 Cos\phi_1 Cos\phi_2$$

$$A_{21} = V_{s_1} V_{s_2} [\rho_1 - \rho_2 + Q]^2$$
$$Q = 2 p^2 [\rho_2 V_{s_2}^2 - \rho_1 V_{s_1}^2]$$
$$p = \frac{Sen\theta}{V_{p_1}}$$

Para el caso de una onda P, que incide normalmente la ecuación anterior nos queda:

$$Rpp(0^{0}) = \frac{\rho_{2}V_{p_{2}} - \rho_{1}V_{p_{1}}}{\rho_{2}V_{p_{2}} + \rho_{1}V_{p_{1}}} = Rp$$

que es la ecuación que se utiliza en el método sísmico de reflexión apilado (offset cero).

Las ecuaciones de Zoeppritz permiten derivar las amplitudes de onda plana de energía sísmica de tipo P reflejada en función del ángulo, pero son difíciles de manejar, debido a su complejidad matemática, por lo tanto, se presentan diversas aproximaciones:

Aproximación de Richards y Frasier (1976), de Aki y Richards (1980)

Primero Richards y Frasier (Richard, P.G., y Frasier, C. W., 1976) y luego Aki y Richards (Aki, K., y Richards, P.G., 1980), desarrollaron una aproximación de estas ecuaciones con la finalidad de facilitar su manejo y además de relacionar los parámetros físicos de las rocas.

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta\right) \bullet \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2\cos^2 \theta} \bullet \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \bullet \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

donde

$$\theta = \frac{(\theta_1 + \theta_2)}{2}$$

que es el promedio entre el ángulo de reflexión y el ángulo de transmisión

y también

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}$$
$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}$$
$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$$

La ecuación de Aki y Richards se puede interpretar como sigue:

1.- El primer término representa un gradiente multiplicado por el Sen² θ y presenta sensibilidad a los cambios de la amplitud en función de la distancia fuente-receptor. Depende de los contrastes de Vp, Vs y densidad del medio.

2.- El segundo término es una versión del coeficiente de reflexión de offset cero. Depende de densidad y Vp.

3.- El tercer término se le llama curvatura y depende de las variaciones de la Vp, Vs y su contribución es muy pequeña para ángulos menores a 30º.

La ecuación se puede simplificar de la siguiente forma:

$$R(\theta) \cong a \frac{\Delta \rho}{\rho} + b \frac{\Delta V p}{V p} + c \frac{\Delta V s}{V s}$$

en donde a,b y c son factores que dependen del ángulo de incidencia.

Aproximación de Wiggins

A partir de las ecuaciones de Aki y Richards, Wiggins en 1983, desarrolló una ecuación que aproxima la expresión de Zoeppritz:

$$R(\theta) = R_{a} + GSen^{2}\theta + C\tan g^{2}\theta Sen^{2}\theta$$

donde:

 θ = ángulo de incidencia

$$R_{p} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V p}{V p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$
$$G = \frac{1}{2} \frac{\Delta V p}{V p} - 4 \left[\frac{V s}{V p} \right]^{2} \frac{\Delta V s}{V s} - 2 \left[\frac{V s}{V p} \right]^{2} \frac{\Delta \rho}{\rho}$$
$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V p}{V p}$$

A partir de los términos utilizados por Wiggins, se originaron los atributos de AVO, para identificar anomalías asociadas a la presencia de fluidos.

1.1

Como se puede observar en las ecuaciones anteriormente señaladas, Rp está en función de la Vp y densidad; G está en función de Vp, Vs y densidad y el atributo de curvatura (C) se puede despreciar para ángulos menores de 30º; es decir:

$$R_{pp}(\theta) = R_p + GSen^2\theta$$

Aproximación de Shuey

Shuey (1985) simplificó la ecuación de Aki y Richards en términos del parámetro de Poisson y expresó el coeficiente de reflexión; de acuerdo a la expresión siguiente:

$$R_{pp}(\theta) \approx R_p + \underbrace{(A_o R_p + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2}) \sin^2 \theta}_{G} + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \left(\tan^2 \theta - \sin^2 \theta \right)$$

note que:

$$R_{p} = \frac{1}{2} \begin{pmatrix} \Delta V_{p} + \Delta \rho \\ V_{p} & \rho \end{pmatrix}$$
$$A_{o} = B - 2(1+B)(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma})$$
$$B = \frac{\Delta V_{p}}{V_{p}}$$
$$B = \frac{V_{p}}{\Delta V_{p} + \Delta \rho}$$
$$V_{p} & \rho$$

Shuey observó que para ángulos pequeños tenemos:

$$(\tan^2\theta - \sin^2\theta) \approx 0$$

denominando G al término intermedio, obtenemos:

$$Rpp(\theta) \approx Rp + G\sin^2\theta$$

donde G es llamado gradiente y Rp es la Reflectividad de incidencia normal o Intercepto. Cabe señalar que G está en función de los cambios relativos de la relación de Poisson de la interfase litológica.

stire.

3 1 22

Esta aproximación describe cada término en un rango angular; el primer término se refiere al coeficiente de reflexión de incidencia normal. El segundo abarca a los ángulos intermedios, y en el tercero toma en cuenta a los ángulos que se aproximan al ángulo crítico.

Wiggins en 1985, demostró que cuando Vp/Vs=2, entonces:

$$G = R_p - 2R_s$$

1.1

por lo tanto:

$$R_s = \frac{1}{2}(R_p - G)$$

la cual nos permite conocer los coeficientes de reflexión transversales a partir de Rp y la relación de Poisson.

Aproximación de Smith y Gidlow

En 1987, Smith y Gidlow aproximaron las ecuaciones de Zoeppritz con la siguiente ecuación:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) Sen^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} Tan^2 \theta$$

ellos utilizaron la relación de Gardner para eliminar la dependencia con la densidad, es decir:

$$\rho = cV^{1/4}$$

con la cual obtuvieron:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

sustituyendo esta ecuación, en la expresión inicial de Smith y Gidlow, obtenemos:

100

$$R_{pp} = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

donde
$$a = \frac{5}{8} - \frac{1}{2} \frac{V_s^2}{V_p^2} Sen^2\theta + Tan^2\theta$$

$$b = -4 \frac{V_s^2}{V_p^2} Sen^2\theta$$

Smith y Gidlow obtuvieron $\frac{\Delta V_p}{V_p}$ y $\frac{\Delta V_s}{V_s}$ al sustituir las amplitudes de los CDP's, y eligiendo valores de $\frac{V_s}{V_p}$ en el cálculo de a y b, es decir:

1. 1

$$\frac{\Delta V_{p}}{V_{p}}_{\Delta V_{s}} = \begin{pmatrix} \sum_{1}^{N} a_{i}^{2} & \sum_{1}^{N} a_{i} b_{i} \\ \sum_{1}^{N} a_{i} b_{i} & \sum_{1}^{N} b_{i}^{2} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \sum_{1}^{N} a_{i} x_{i} \\ \sum_{1}^{N} a_{i} b_{i} & \sum_{1}^{N} b_{i}^{2} \end{pmatrix}$$

donde: N= número de trazas en el CDP X_i= amplitudes sísmicas

Aproximación de Hilterman

Hilterman sugirió otra simplificación de las ecuaciones de Zoeppritz, esta fórmula asume ángulos pequeños y que Vp/Vs= $\sigma = \frac{1}{2}$.

$$R_{pp}(\theta) \approx R_p \cdot \cos^2 \theta + \frac{9}{4} \Delta \sigma \sin^2 \theta$$

1

Ésta fórmula nos muestra como la Reflectividad en ángulos cercanos es dominada por la velocidad de la onda P y la Reflectividad de ángulos lejanos es dominada por $\Delta\sigma$ (cambio en la Relación de Poisson).

$$\Delta\sigma=\frac{9}{4}(Rp+G)$$

En general, la velocidad de la onda P es dependiente de la litología (tipo de roca) y el contenido del fluido. La velocidad de la onda S es dependiente de la litología, pero no es sensitiva al contenido del fluido. La relación Vp/Vs o la relación de Poisson es utilizada para determinar anomalías sísmicas que pudieran contener hidrocarburos.

Las ecuaciones de Zoeppritz tienen la interpretación de que las trazas de los offsets cercanos revelan la impedancia de la onda P, y con las trazas de offset intermedio se obtiene la relación de Poisson (Castagna, 1993). Otro termino que puede ser añadido para cuantificar los offsets lejanos es el ángulo crítico, C(tan20-sin²0), donde C=1/2(Δ Vp/Vp) (Shuey, 1985).

2.3 Atributos de AVO

Utilizando los atributos de amplitud (AVO), caracterizamos la señal sísmica con una variable adicional. Los atributos AVO que se manejan comúnmente son:
- Traza apilada.- La cual es obtenida a partir del apilamiento de los gathers migrados.
- 2. Traza del gradiente (G ó B).- Se obtiene a partir de los gathers al medir la variación de la amplitud con el offset. Representa gráficamente la variación de las amplitudes de los CMP en un tiempo dado, con respecto a la variación del ángulo de reflexión θ. En la literatura se ha considerado al gradiente como un atributo, que es sensible a los cambios de amplitud con respecto a la distancia. Shuey determina (ver inciso 2.2) al gradiente en función de Poisson (lo que le permite percibir la presencia del gas). Poisson relaciona las velocidades de las onda Vp o Vs.
- 3. Traza de intercepción (Rp ó A).- Se obtiene a partir de los gathers, se puede considerar como una aproximación al apilado de PRC o CMP, en el cual se eliminan la información de las amplitudes que se encuentren fuera del ángulo de incidencia cero (Fig. 2.2). Este atributo es sensible a los contrastes de las variaciones de las velocidades de onda P y de densidad; las cuales están relacionadas con la presencia de gas en las rocas.
- Signo de P×G.- Nos representa imágenes sísmicas en donde el valor absoluto de la amplitud aumenta con respecto al ángulo de incidencia.



Fig. 2.2.- Los valores de reflexión son representados en la gráfica superior expresados en función del ángulo determinados a partir de los CMP's

Los atributos 2 y 3 se obtienen a partir de cada gather, con un intervalo de muestreo de 4 milisegundos y forman los atributos fundamentales del AVO.

ł

 $R_{pp}(\theta) = R_p + G \, sen^2 \theta$

donde Rpp(θ) es el coeficiente de reflexión, θ es el ángulo de incidencia.

 $z \neq t$

Atributos de Smith-Gidlow

 Factor Fluido.- Es un indicador de hidrocarburos, ya que cuando el yacimiento se encuentra invadido de agua, el valor del factor fluido es cercano a cero; pero cuando el gas ha desplazado al agua, el valor es diferente de cero.

$$F = \frac{\Delta V p}{V p} - 1.16 \left(\frac{V s}{V p} \right) \cdot \left(\frac{\Delta V s}{V s} \right)$$

Este atributo se deriva de la línea Mudrock. La línea de Mudrock es la relación lineal entre Vp y Vs para arenas saturadas con agua intersticial. Castagna establece que la Línea Mudrock es Vp=1.16Vs +1.36. Generalmente la Línea Mudrock esta referida como

 $Vp = A \cdot Vs + B$

donde A y B son constantes específicas para cada caso.

El factor fluido se obtiene a partir de la traza de gradiente G, y la traza intercepto Rp de acuerdo a la expresión siguiente:

$$\Delta F = 1.252 R_{p} - 0.58 G$$

 Pseudo-Poisson (Reflectividad de Pseudo-Poisson).- Es la resta de las variaciones de las velocidades de onda P y onda S; es decir:

$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = \frac{\Delta V p}{V p} - \frac{\Delta V s}{V s},$$

en términos de intercepto (Rp) y gradiente (G), obtenemos:

$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = R_p - G$$

Este atributo nos permite distinguir la variación de la relación de Poisson, por lo que es sensible al contenido de gas en los poros de la roca.

Atributos de Shuey

1. Reflectividad de Poisson: Calcula el cambio normalizado en la relación de Poisson, este atributo fue sugerido por Hilterman, el cual es calculado a partir de los atributos fundamentales del AVO, como:

$$\frac{\Delta\sigma}{\left(1-\sigma\right)^2} = Rp + G$$

Este atributo es muy útil para analizar anomalías donde las arenas con gas presentan amplitudes muy pequeñas.

2. Apilado de ángulos.- Para analizar en forma cualitativa las diferencias de amplitud en un gather, se generan apilados en función al ángulo de incidencia; esto es, se crean tres apilados limitados por el ángulo:

- Apilado de ángulo cercano
- Apilado de ángulo medio
- Apilado de ángulo lejano

Esto nos da la posibilidad de visualizar cambios de amplitudes, por ejemplo, con una arena de clase III (anomalías de amplitudes grandes) en un apilado de ángulo lejano puede ser un indicador de gas; en las arenas de clase II, una inversión de polaridad entre el apilado de ángulo cercano y lejano pueden ser indicativo de gas.

2.4 Clasificación de Yacimientos utilizadas en AVO

A lo largo del desarrollo del método de AVO, se han propuesto diferentes tipos de clasificaciones, con el fin de predecir, ya sea litología o hidrocarburos.

Clasificación de Koefoed (1955)

Como se mencionó en el inciso 2.1 Koefoed determinó la variación de los coeficientes de reflexión al ángulo de incidencia entre dos medios, los cuales son caracterizados por sus respectivos valores de la relación de Poisson. Las conclusiones que obtuvo Koefoed en su investigación son:

- Cuando Vp1<Vp2 y σ1<σ2, para ρ1 ≅ ρ2; se presenta un incremento del coeficiente de reflexión conforme aumenta el ángulo de incidencia. Es decir un incremento de AVO
- Cuando Vp1<Vp2 y σ1>σ2, para p1 ≅ p2; entonces se presenta una disminución del coeficiente de reflexión conforme aumenta el ángulo de incidencia.
- Cuando Vp1<Vp2 y σ1 ≅ σ2, para ρ1 ≅ ρ2; entonces se presenta un aumento del coeficiente de reflexión conforme aumenta el ángulo de incidencia.
- Cuando Vp1 ≅ Vp2 y σ1<σ2, para ρ1=ρ2; entonces se genera un aumento del coeficiente de reflexión conforme aumenta el ángulo de incidencia mas pronunciado que en el primer caso.

 Estos resultados son esperados, para ángulos de incidencia menores a 30º.

Clasificación de Ostrander (1984)

Ostrander en su artículo publicado en 1984, demostró por medio de mediciones en laboratorio y teoricamente que en arenas de alta porosidad con gas tienden a presentar un parámetro de Poisson bajo. El resultado de su investigación se puede resumir en cuatro puntos importantes:

- Si Vp, ρ y σ se incrementa, la amplitud con respecto al offset (distancia fuente-receptor) se incrementa con una polaridad positiva.
- Si Vp y ρ se incrementan mientras que σ disminuye, la amplitud con respecto al offset disminuye con una polaridad positiva.
- Si Vp y ρ disminuyen mientras que σ aumenta, la amplitud con respecto al offset disminuye con una polaridad negativa.
- Si Vp, ρ y σ disminuyen, la amplitud con respecto al offset se incrementa con una polaridad negativa.

Clasificación de Rutherford y Williams (1989)

Como se mencionó en el inciso 1.6.1, Rutherford y Williams proporcionaron una clasificación de AVO en función a la variación del coeficiente de reflexión con respecto al offset. (Fig. 2.3)

A partir de los resultados que obtuvieron, se propusieron tres clases de anomalías de AVO:

- 1) Clase I AVO. Presenta una reflexión positiva grande a offset cero, la cual decrementa conforme se incrementa el offset.
- Clase II AVO. Presenta una pequeña reflexión positiva o negativa a offset cero y llega a convertirse en una reflexión muy pequeña o se puede convertir en una reflexión negativa al incrementarse el offset (incluye también la anomalía de calse III con bajo CR).
- Clase III AVO. Presenta una reflexión negativa a offset cero y se incrementa la reflexión negativa al incrementarse el offset. Este es el clásico comportamiento del AVO. Por ejemplo, una arena con gas de baja impedancia.

Clasificación de Castagna y Swan (1997)

Propusieron una cuarta clase de arenas adicional a la clasificación de Rutherford y Williams (Fig. 2.4) y también dividieron la clase II en 2 y 2p, una negativa y otra positiva con cambio de polaridad:



Fig.2.3. - Clasificación de Rutherford y Williams





. .

1. Clase IV AVO. Presenta una reflexión negativa a offset cero, la cual disminuye de amplitud en forma absoluta al aumentar la distancia contra el offset.

Este tipo de arenas se caracterizan por encontrarse en una roca confinante, muy compacta y de velocidad alta, las cuales presentan un coeficiente de reflexión que disminuye y un gradiente positivo (aumento de Poisson).

Castagna propuso una clasificación en base a la posición que ocupen las anomalías de AVO en una gráfica cartesiana (crossplot) de Rp (también llamado intercepto) vs G (Figura 2.5):

- Clase I.- Se presenta en la gráfica con valores de Rp positivos altos y valores de G negativos y altos. Estas arenas se localizan en el cuarto cuadrante, y decrecen en la magnitud de la amplitud con el incremento del offset más rápido que el tren del background. Estas arenas presentan un contraste de impedancia alto.
- Clase II.- Se presenta en la gráfica con valores Rp cercanos a cero y valores del G negativos. Esta clase se puede localizar en el II, III o IV cuadrante, debido a que son comunes las inversiones de polaridad. Pueden o no corresponden con anomalías de amplitud en datos apilados. El contraste de impedancia de estas arenas es aproximadamente similar al medio circundante. Generalmente están formadas por arenas consolidadas y compactadas.
- Clase III.- Se presenta en la gráfica con valores de Rp negativos grandes y valores del G negativos. Esta arena presenta contraste de impedancia bajos. Se localiza en el cuadrante III. Las arenas que caracterizan a esta clase están generalmente poco consolidadas.
- Clase IV.- Se presenta en la gráfica con valores Rp negativos altos y valores del G positivos. Esta arena cae en el II cuadrante.



Fig.2.5. - Clasificación de Castagna (1997) para arenas con gas.

A continuación se presenta una tabla que resume los diferentes tipos de anomalías de AVO.

Clase	Impedancia Acústica	Cuadrante	Rp	G	Amplitud contra offset
I	Más alta que la capa superior	IV .	. +	-	Disminuye
II	Igual que la capa superior	II, III o IV	+ 0 -	3	Incremento o decremento; puede cambiar de signo
Ш	Mas baja que la capa superior	111	~	•	Aumenta
IV	Mas baja que la capa superior	Ш	50 - 6	+	Disminuye

Tabla 1.- Resumen de Tipos de Anomalías de AVO

2.5 AVA

Todas las aproximaciones de Zoeppritz que se mencionaron en el inciso 2.2 utilizan valores de ángulos de incidencia, el inconveniente, es que este dato no es grabado en la adquisición de los datos sísmicos; por lo que es necesario calcularlo. Los datos que son grabados durante un levantamiento sísmico son trazas sísmicas, que se pueden agrupar en familias de punto de reflejo común (CDP en inglés); las cuales se encuentran en función de diferentes distancias fuente-receptor (offset) (fig. 2.6). Debido a que el offset y el ángulo de incidencia estan directamente relacionados, existiendo una dependencia no lineal entre ellos; esto debe tomarse en consideración para poder realizar los análisis y procesamientos en los que se requiere utilizar el ángulo de incidencia en lugar del offset. A este tipo de análisis se le denomina AVA (amplitud contra ángulo).



Fig.2.6. – Conjunto de familias de CMP



Fig.2.7. - Trayectoria de rayo sísmico para una capa.

Para el cálculo del ángulo de θ se utiliza una transformación geométrica que relaciona las distancias fuente-receptor con su ángulo de incidencia.

La figura 2.7 nos muestra la trayectoria de una onda sísmica reflejada al incidir sobre una interfase geológica; por trigonometría obtenemos que el valor del ángulo θ está dado por:

$$\tan\theta = \frac{X}{2Z}$$

donde θ es el ángulo de incidencia, X es la distancia fuente-receptor (offset) y Z es la profundidad.

Si en este caso se conoce la velocidad de la capa, entonces podemos expresar la siguiente relación:

$$Z = \frac{VTo}{2}$$

donde V es la velocidad promedio o RMS y To es el tiempo total de viaje a incidencia normal.

Si sustituimos la segunda ecuación en la primera, se obtiene la ecuación que relaciona la distancia fuente-receptor y el ángulo de incidencia para el caso de una capa:

$$Tan\theta = \frac{X}{VTo}$$
$$\theta = Tan^{-1} \begin{pmatrix} X \\ ToV \end{pmatrix}$$

En la adquisición real, se tiene el mismo fenómeno, pero con un número finito de capas, para lo cual se aplica la ley de Snell para la refracción (figura 2.8):

 $\frac{Sen\theta_1}{V_1} = \frac{Sen\theta_2}{V_2} \quad \frac{Sen\theta_2}{V_2} = \frac{Sen\theta_3}{V_3} \quad \dots \quad \frac{Sen\theta_{n-1}}{V_{n-1}} = \frac{Sen\theta_n}{V_n} = P$ donde P se le denomina parámetro del rayo.

Si Vn es la velocidad de la capa, es decir, velocidad de intervalo Vint, por lo que la ecuación en forma general nos quedaría:

$$P = \frac{Sen\theta}{V_{int}}$$

En la figura 2.8, se representa un modelo de reflexión para n capas, cuya trayectoria describe una parábola:

$$T^{2} = T_{0}^{2} + \frac{X^{2}}{V_{RMS}^{2}}$$

si se difrerencia con respecto a la distancia fuente-receptor, obtenemos:

$$\frac{dT}{dX} = \frac{d}{dx} \left(T_0^2 + \frac{X^2}{V_{RMS}^2}\right)^{1/2} = \frac{1}{2\left(T_0^2 + \frac{X^2}{V_{RMS}^2}\right)^{1/2}} \left(\frac{2X}{V_{RMS}^2}\right) = \frac{X}{TV_{RMS}^2} = P$$

$$\therefore$$
$$\frac{X}{TV_{RMS}^2} = \frac{Sen\theta}{V_{int}}$$

En forma algebraica podemos decir que:

$$T_0 = TCos\theta$$
$$T = \frac{T_0}{Cos\theta}$$





Figura 2.8.- Modelo de reflexión para n capas planas. Cada capa tiene una diferente velocidad de propagación; por lo tanto, tiene cada una un diferente ángulo de incidencia

sustituyendo y despejando Sen θ , obtenemos:

$$Sen\theta = \frac{XV_{int}}{T_0 V_{RMS}^2} = \frac{XV_{int}Cos\theta}{T_0 V_{RMS}^2}$$
$$Tan\theta = \frac{XV_{int}}{T_0 V_{RMS}^2}$$
$$si V_{RMS} = V_{int}$$
$$Tan\theta = \frac{X}{T_0 V}$$
$$\theta = Tan^{-1} \left(\frac{X}{T_0 V}\right)$$

El resultado nos proporciona familias de PRC, cuyas trazas representan una serie de eventos sísmicos con el mismo ángulo de incidencia sin afectar su patrón de variación de amplitudes.

2.6 Física de las rocas

El principal objetivo de la exploración sismológica es caracterizar estructural y estratigráficamente los campos de hidrocarburos; entender el comportamiento de las rocas en función del contenido de fluidos en sus poros y su litología, es crucial para relacionarlos con los resultados sísmicos de AVO.

Archie en 1950, introduce el concepto de petrofísica, el cual lo define como: Física de las rocas. Esta materia estudia las propiedades físicas de las rocas que están relacionadas a la distribución del espacio poroso, de los fluidos contenidos en los poros y su litología. (Martínez, 2000).

Los principales parámetros petrofísicos para analizar un yacimiento se pueden resumirse en:

- a) Porosidad
- b) Saturación de agua
- c) Permeabilidad
- d) Densidad

Además el espesor, el área, la geometría, la temperatura, la presión y la litología juegan un papel fundamental en la evaluación de un yacimiento.

Porosidad

Se puede definir como la capacidad que presenta una roca para almacenar fluidos y es denotada por la letra ϕ . Es la fracción del volumen total de una roca ocupada por poros o huecos:

$$\phi = \frac{volumen \quad de \quad poros}{volumen \quad total} \times 100\%$$

La porosidad se puede clasificar en:

Porosidad primaria: Es la porosidad intergranular creada en el momento que se depositaron los sedimentos formadores de la roca.

<u>Porosidad secundaria</u>: Creadas por los procesos diagenéticos y las discontinuidades originadas por esfuerzos en la matriz de la roca después de la depositación de los sedimentos y la litificación.

Porosidad total (PHIT).- Es el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de roca.

Porosidad efectiva (PHIE).- Se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de los poros comunicados, entre el volumen total de roca.

Los factores que afectan a la porosidad son:

- Grado de compactación.- Se relaciona al tamaño de los granos que presenta una roca; cuando es uniforme el tamaño de los granos se dice que tiene una buena clasificación.
- Forma de los granos
- Forma de empaque
- Cementación.
- Agua irreductible (Swi).- Es el agua de formación que se adhiere por tensión superficial a la matriz de la roca y no puede ser movida. Cuanto mas pequeños sean los granos de una roca, mayor será la tensión superficial de los granos por unidad de volumen; de esta forma aumenta la fracción de agua irreducible y por lo tanto disminuye la porosidad efectiva.

Medición de la porosidad

El tiempo de tránsito de una onda P en un medio poroso es:

 $\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m$

donde

, Δt= Tiempo de tránsito

Δt_f= Tiempo de tránsito del fluido.

 Δt_m = Tiempo de tránsito en la matriz de la roca

Si se considera un desplazamiento unitario para cada uno de los tiempos, es decir:

. :

$$\Delta t = \frac{1}{V}$$

1

tenemos que la ecuación nos queda:

$$\frac{1}{V} = \phi \frac{1}{V_f} + \left(1 - \phi\right) \frac{1}{V_m}$$

Esta expresión es la que nos permite calcular la porosidad del subsuelo a partir de los registros sísmicos.

De acuerdo a Gregory (1965) y Ostrander (1984), cuando un medio poroso contiene agua, no nos produce ninguna anomalía, en cambio cuando los poros de la roca, se encuentran llenos de agua y/o hidrocarburos nos genera una anomalía; la cual es mas notoria cuando se trata de gas.

Saturación

Al depositarse los sedimentos, lo hacen con un porcentaje de agua proveniente del ambiente sedimentario, es decir, se depositan conteniendo, cien por ciento de agua connata en el espacio poroso (en ambientes marinos).

La saturación de una formación, es la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido en consideración.

La saturación de agua es:

 $S_w = \frac{volumen}{volumen} \frac{de}{total} \frac{poro,}{de} \frac{lleno}{poro} \frac{de}{total} \frac{agua}{de} \times 100\%$

La saturación de hidrocarburos es:

 $S_{HC} = rac{Volumen}{volumen} rac{de}{de} rac{poro}{de} rac{hcs}{hcs}$

Los poros de una roca deben estar saturados con algún tipo de fluido por lo tanto la suma de todas las saturaciones debe ser 100%.

A medida que la roca es sepultada, una determinada cantidad de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos si la roca forma parte de una trampa estructural o estratigráfica, de esta manera la saturación de agua se torna irreducible si la migración de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de capilaridad apropiadas.

La determinación de la saturación de agua es el objetivo principal de la evaluación de formaciones. Cuando se evalúa un intervalo probablemente petrolero, se asume que la fracción del espacio poroso no ocupada por el agua contiene hidrocarburos, por lo tanto:

 $S_h = 1 - Sw$

- 1

La saturación es un factor que afecta la respuesta de AVO; ya que cuando existe presiones y saturaciones de gas altas, nos produce una disminución de la velocidad de la onda P y un pequeño incremento de la velocidad de onda S, con la correspondiente disminución de la densidad.

Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con la que un fluido puede moverse en la formación.

La unidad de la permeabilidad es el Darcy, la cual es muy grande por lo que se usa la milésima parte del mismo, el milidarcy (md) El símbolo es K.

Para que una roca sea permeable debe tener poros interconectados o fracturas. Por lo tanto existe una relación entre porosidad y permeabilidad: mientras más grande es la permeabilidad, generalmente más grande será la porosidad; es decir, depende de la porosidad efectiva.

Densidad

En la sismología, el contraste entre las densidades de dos medios elásticos, nos van a afectar el valor de la impedancia acústica y por lo tanto afecta también a los coeficientes de reflexión.

La densidad se encuentra relacionada con la variación de la velocidad (de las ondas transversales y longitudinales) a través de las relaciones de Gardner (1974) (ver inciso 1.6.2.5 y 4.2.4):

$$\rho = 0.3095 V_p^{1/4} (gr/cm^3)$$

la ecuación es empírica y se utiliza cuando no se cuenta con un registro de densidad.

Para una formación limpia con una densidad de matriz conocida ρ_{ma} , con porosidad ϕ y conteniendo un fluido de densidad ρ_f , la densidad total de la formación ρ_b será:

 $\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$

Para la densidad en función de la saturación, tenemos la siguiente ecuación:

$$\rho_f = \rho_w S_w + \rho_h (1 - S_w)$$

Al sustituir ρ_f en la ecuación de densidad total, tenemos:

 $\rho = \rho_{ma}(1-\phi) + \rho_{w}S_{w}\phi + \rho_{h}(1-S_{w})\phi$

la cual se le conoce como ecuación de Wyllie, es útil para evaluar la densidad en medios porosos.

Donde:

 ρ_{ma} = Densidad de la matriz de la roca.

 ρ_f = Densidad del fluido.

 ρ_w = Densidad del agua.

 ρ_h = Densidad del hidrocarburo.

2.7 Teoría de la elasticidad

El esfuerzo se define como fuerza entre el área unitaria. Así, cuando una fuerza se aplica a un cuerpo, el esfuerzo es la relación de la fuerza con el área sobre la que se aplica. Si la fuerza varía de un punto a otro, el esfuerzo también varía y su valor en cualquier punto se encuentra tomando un elemento infinitesimalmente pequeño del área centrado en el punto y dividiendo la fuerza total que actúa sobre esta área, entre la magnitud del área. Si la fuerza es perpendicular al área, se dice que el esfuerzo es normal. Cuando la fuerza es tangencial al elemento del área, el esfuerzo es cortante. Cuando la fuerza no es paralela ni perpendicular al elemento del área, ésta se puede dividir en componentes, paralelos y perpendiculares al elemento de área; por tanto, cualquier esfuerzo se puede dividir en un componente normal y cortantes.

Cuando un cuerpo elástico se sujeta a esfuerzos, se producen cambios de forma y dimension. Estos cambios, se llaman deformaciones. La deformación se define como el cambio relativo (es decir, el cambio fraccionario) en dimensión o forma de un cuerpo. Las deformaciones elementales son de dos tipos:

 $\varepsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x}, \quad \varepsilon_{yy} = \frac{\partial u}{\partial y}, \quad \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u}{\partial z}$; Deformaciones normales

 $\varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx} = \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y}, \quad \varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zy} = \frac{\partial w}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial z}, \quad \varepsilon_{zx} = \varepsilon_{xz} = \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x};$ Deformationes cortantes.

Los cambios de dimension dados por las deformaciones normales producen cambios de volumen cuando un cuerpo se sujeta a esfuerzos. El cambio de volumen unitario se llama dilatación y se representa por Δ . La dilatación Δ , indica el incremento de volumen sobre el volumen original y se relaciona con las deformaciones, de acuerdo con:

11

 $\Delta = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = \nabla \cdot \varepsilon$

ł

por tanto la dilatación es la divergencia del desplazamiento aproximadamente $(\varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz})dxdydz$. Como el volumen original era (dxdydz), se ve que

Ley de Hooke.

Para calcular las deformaciones cuando se conocen los esfuerzos se debe conocer la relación entre esfuerzo y deformación. Cuando las deformaciones son pequeñas, esta relación está dado por la ley de Hooke que establece que una deformación dada es directamente proporcional al esfuerzo que la produce. Cuando existen varios esfuerzos, cada uno produce deformaciones independientemente de los otros; por tanto la deformación total es la suma de las deformaciones producidas por esfuerzos individuales. Esto significa que cada deformación es una función lineal de todos los esfuerzos y viceversa. En general, la ley de Hooke conduce a relaciones complicadas, pero cuando el medio es isotrópico, es decir, cuando las propiedades no dependen de la dirección, se puede expresar en la siguiente forma:

$$\sigma_{ii} = \lambda \Delta + 2\mu \varepsilon_{ii}, \quad i = x, y, z;$$

$$\sigma_{ii} = \mu \varepsilon_{ii}, \quad ij = x, y, z, \quad i \neq j$$

Las cantidades λ y μ se conocen como constantes de Lamé. μ es una medida de la resistencia a la deformación cortante y a menudo se denomina módulo de rigidez o módulo cortante (dinas/cm²).

$$\mu = \frac{E}{2(1+\sigma)}$$
$$\lambda = \frac{E\sigma}{(1-2\sigma)(1+\sigma)}$$

donde E= módulo de Young σ = Relación de Poisson

 σ tiende a cero, conforme el medio se satura de agua σ tiende a 0.5, conforme la roca se vuelve mas compacta

Constantes elásticas

Las más comunes son el módulo de Young (E), la relación de Poisson (σ) y el módulo de incompresibilidad (K).

El módulo de Young es la relación que existe entre el esfuerzo longitudinal aplicado y la deformación longitudinal producida en un material elástico. Sus unidades son dinas/cm².

$$E = \sigma_{xx} / \varepsilon_{xx} = \frac{9K\mu}{3K+\mu}$$

En rocas compactas (con poca porosidad) E aumenta con pequeños incrementos de saturación de agua. Para rocas porosas saturadas de gas, E tiende a cero.

La relación de Poisson se puede definir como la relación de la deformación cortante con la deformación normal producida en un material elástico. La relación de Poisson es adimensional.

$$\sigma = -\varepsilon_{yy} / \varepsilon_{xx} = -\varepsilon_{zz} / \varepsilon_{xx} = \frac{\Delta W}{\frac{\Delta L}{L}} = \frac{\left(\frac{Vp}{Vs}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{Vp}{Vs}\right)^2 - 2}$$
$$\frac{Vp}{Vs} = \left(\frac{2\sigma - 2}{2\sigma - 1}\right)^{1/2}$$

Si Vs \Rightarrow 0, entonces σ =0.5, lo cual nos indica, que conforme σ tiende a 0.5, el material se va saturando de agua.

En cuanto a un medio poroso gaseoso $\sigma \equiv 0$, ya que Vp/Vs es del orden de (2)^{1/2}; esto nos indica que cuando σ tiende a cero, el material se va saturando de gas.

Si Vp/Vs = 1.5, entonces σ =0.1, lo cual es indicativo de un caso de gas en terrígenos.

Si Vp/Vs = 2, entonces σ =1/3, lo cual es indicativo de un caso de saturación de arena-agua.

K (módulo de incompresibildad) se define como la relación de la presión con la dilatación y sus unidades son (dinas/cm²).

$$K = \Delta P_h / \Delta V$$
$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu$$

Algunas veces la compresibilidad (1/k), se usa como una constante elástica se denomina, el módulo volumétrico.

Sustituyendo los valores anteriores en la ley de Hooke se pueden obtener las siguientes relaciones entre E,σ y K y las constantes de Lamé.

; :

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{(\lambda + \mu)},$$
$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)},$$
$$K = \frac{1}{3}(3\lambda + 2\mu)$$

Velocidades sísmicas.

Las velocidades de onda P y S, se pueden expresar en función a los módulos elásticos y parámetros de Lamé en medios isótropos y homogéneos:

$$Vp = \left(\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}\right)^{1/2} = \left(\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}\right)$$
$$Vs = \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^{1/2}$$

donde: Vp= Velocidad de la onda P Vs= Velocidad de la onda S K= Módulo de incompresibilidad μ = Módulo de rigidez ρ = densidad λ = Parámetro de Lamé

La velocidad de onda P decrece significativamente cuando un gas reemplaza a los líquidos en una roca, mientras que la velocidad de onda S se incrementan ligeramente debido al decremento en la densidad de la roca.

2.8 Modelo de medios porosos de Gassman-Biot

Gassman y Biot desarrollaron una relación fundamental para predecir las velocidades de los medios porosos usando las propiedades de los fluidos y el módulo de incompresibilidad (Sheriff y Geldart, 1955). Las suposiciones básicas del modelo de Biot-Gassman son las siguientes:

- Los fluidos están acoplados con la superficie de los poros de la roca.
- El módulo de rigidez para los fluidos es cero.
- La forma de los poros es esférica.
- El movimiento relativo entre fluidos y el esqueleto de la roca es despreciable.

Los datos necesarios para el cálculo del modelo de Biot-Gassman. El módulo de incompresibilidad y densidad de la porción sólida de la roca; los cuales son determinados a partir de la mineralogía de la matriz del reservorio. El módulo de incompresibilidad y de la densidad del hidrocarburo y agua intersticial son calculados a partir de las condiciones de presión y temperatura del modelado Petrofísico. Las velocidades de las ondas P y S, y la densidad de la formación (V_{pi}, V_{si}, ρ_{bi}) son obtenidas a partir de los registros de pozos y son utilizados estos valores para el cálculo del módulo de incompresibilidad y el módulo de rigidez de la muestra seca.

La densidad de la formación (pb) es calculada usando un volumen promedio de la densidad del reservorio. El modelo de incompresibilidad del fluido será estimado usando el promedio de Rauss, el cual es calculado usando las saturaciones del agua e hidrocarburo. El módulo de saturación de bulk será calculado para diversas condiciones de saturación, usando el módulo de incompresibilidad de la muestra seca, el módulo de incompresibilidad del material sólido, el módulo del fluido y la porosidad. Las velocidades compresionales y de cizalla (Vp y Vs) son calculadas usando la relación de Gassman.

Datos necesarios:

 $\phi = Porosidad \\ Ks= Módulo de incompresibilidad del material sólido (GPa) \\ \rho_s= Densidad del material sólido (gr/cm³). \\ K_w= Módulo de incompresibilidad del agua (GPa) \\ \rho_w= Densidad del agua (gr/cm³) \\ K_{hyd}= Módulo de incompresibilidad del hidrocarburo (GPa) \\ \rho_{hyd}= Densidad del hidrocarburo (gr/cm³). \\ S_w= Saturación del agua \\ Vpi= Velocidad de la onda P a partir del registro, (m/s) \\ Vsi= Velocidad de la onda S a partir del registro, (m/s) \\ p_{bi}= Densidad de la formación leída a partir del reg. (gr/cm³) \\ K_{fl}= Módulo de incompresibilidad del fluido bajo las condiciones del registro, (GPa)$

Ecuaciones de Biot-Gassman:

Módulo de incompresibilidad saturado, K_{bs}, en GPa:

$$K_{bs} = \left(\rho_{bi}\left(V_{pi}^2 - \left(\frac{4}{3}V_{si}^2\right)\right)\right) 10^{-6}$$

Módulo de incompresibilidad para una muestra seca, K_{df}, en GPa:

$$K_{df} = K_{bs} \left(\frac{(\phi - 1) + \frac{K_s}{K_{bs}} - \phi \frac{K_s}{K_{fl}}}{(\phi + 1) + \frac{K_{bs}}{K_s} - \phi \frac{K_{fl}}{K_s}} \right)$$

Módulo de rigidez para la cizalla de una muestra seca, G, en GPa: $G = (V_{si}^2 \rho_{bi}) 10^{-6}$

Densidad de la formación:

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_s + \phi S_w \rho_w + (1 - S_w)\rho_{hvd}\phi$$

Módulo de incompresibilidad del fluido, K_{fl}, en GPa:

$$K = \frac{1}{\begin{pmatrix} (1 - S_w) + S_w \\ K_{hyd} + K_w \end{pmatrix}}$$

Módulo de incompresibilidad saturada, K_{b.} en GPa:

$$K_{b} = \frac{K_{df} + (K_{s} - K_{df})^{2}}{K_{s}(1 - \phi) - K_{df} + \phi \begin{pmatrix} K_{s} \\ K_{f} \end{pmatrix}}$$

Velocidad de la onda P, Vp, en m/s:
$$Vp = \left[\frac{\left(K_{b} + \frac{4}{3}G\right)}{\rho_{b}} \right]^{0.5} 10^{3}$$

Velocidad de la onda S, Vs, en m/s:

1

$$Vs = \int_{\rho_b}^{G} 10^3$$

Usando estas ecuaciones (con los datos necesarios) es posible modelar las propiedades del reservorio tomando en cuenta la porosidad, propiedades de las rocas, y de los fluidos.

12

CAPÍTULO 3.- PROCESAMIENTO DE DATOS PARA AVO

Los datos grabados en el campo directamente no indican aquellas zonas de interés que sean objetivos en la búsqueda de hidrocarburos, debido a que existen numerosos factores, tales como: características de la fuente-receptor, instrumentación, atenuación y absorción, sintonización de las capas, variaciones someras de la densidad y velocidad, rasgos geológicos cercanos a la superficie, ruido, etc; que afectan la amplitud sísmica (Ostrander, 1884: Dey-Sarkar, et. al., 1986).

Existen una variedad de secuencias de procesamiento en la literatura; pero el objetivo fundamental de cada una consiste en revelar la amplitud "relativa", aunque no necesariamente sea la amplitud "verdadera" absoluta de los reflectores primarios (Resnick, 1993)

La secuencia de proceso debe ser lo más simple posible y procesando los datos en el dominio fuente-receptor común. El procesado atenúa muchas de las influencias indeseadas de los datos sísmicos, pero no todas, aunque la amplitud verdadera no sea recuperada, las anomalías de amplitud son visualizadas en forma eficaz (Resnick, 1993).

La secuencia de procesamiento también va a depender de la calidad de los datos y si los datos adquiridos son de origen marino o terrestre; presentando una mejor calidad los datos provenientes de levantamientos marinos; los levantamientos terrestres, presentan el inconveniente de que en algunos casos, su cobertura es irregular y con offsets sin recuperar, cuando esto es muy grave, es imposible el análisis de AVO en estos estudios. Sin embargo el procesamiento de ambos tipos de levantamientos tienen mucho en común, y por lo tanto, muchos de los procesos descritos en la literatura son aplicables en cada uno de ellos.

El procesamiento terrestre y marino difiere en algunos aspectos; por ejemplo: el procesado marino no necesita remover el ground roll, pero puede requerir atenuación de mùltiples de fondo marino.

Un punto relevante es la utilización de la deconvolución consistente con superficie, ya que nos proporciona trazas con menor variabilidad en la fase de la ondícula. La deconvolución puede ser formulada como una descomposición espectral consistente con la superficie (Taner y Coburn, 1981). En tal cálculo, la traza sísmica es descompuesta en el efecto convolucional de la fuente, receptor, offset y la respuesta impulsiva de la tierra.

ł

Todas las correcciones que se apliquen a los datos, deben ser consistentes con superficie y dependientes de la distancia fuente-receptor (corrección por divergencia esférica, por efecto de arreglo de receptores, atenuación de ruido, análisis de velocidades, etc.)

Por último, los datos procesados para AVO deben ser migrados en tiempo pre-apilamiento; ya que de esta forma, se tendrán gathers en el dominio CMP migrados y con offsets regulares.

A continuación se muestran dos ejemplos, que nos ilustran el procesamiento de datos sísmicos en tierra y en mar:



3.1.- PROCESAMIENTO DE DATOS PARA AVO TERRESTRES

Fig. 3.1.- Ejemplo de un diagrama de Flujo para procesamiento de datos terrestres para AVO

La carga de los datos se realiza una vez que se haya construido la, geometría, revisando cuidadosamente que los encabezados de las trazas se encuentren correctamente señalados.

Una vez que ya se encuentren cargados los datos con su geometría, se editan los registros, eliminando trazas ruidosas y al mismo tiempo se verifica que la geometría este correctamente generada; esta edición puede ser manual o automática. Para un estudio como el AVO, es necesario que los datos no sean grabados y procesados con ninguna función de ganancia (AGC); el balanceo de la amplitud y el procesamiento por ondícula deben ser consistentes con la superficie de tal forma que permitan cancelar los efectos originados por los cambios laterales inherentes a un cambio de posición del detector en la superficie, como pueden ser: velocidad, weathering, acoplamiento, etc.

La deconvolución es una técnica que nos permite compensar el efecto de absorción de las altas frecuencias tratando de recuperar la ondícula original de la fuente. La deconvolución spiking o impulsiva se recomienda para el procesado para AVO.

Después de limpiar lo mejor posible los datos, se reordenan formando familias de punto de reflejo común (CDP), y se procede a aplicar las correcciones necesarias como son:

- Correcciones por divergencia esférica.- Decaimiento de la amplitud de un frente de onda debido a su propagación geométrica durante su transmisión a través del subsuelo
- Corrección Estática (Corrección de intemperismo estático, corrección por elevación o corrección del terreno).- Corrección vertical que pone la fuente y el receptor en el mismo plano horizontal. (Sheriff, 1991)
- Corrección Dinámica.- También llamada corrección normal move outy es la corrección horizontal que pone la fuente y el receptor sobre el mismo plano vertical. (Sheriff, 1991). Elimina el sobre tiempo originado por efecto del offset.

Las estáticas de refracción consiste en la determinación del espesor de la capa de intemperismo y la velocidad de la capa subintemperizada, mediante la medición de los tiempo de arribo de ondas refractadas. (Sheriff, 1991)

Para el análisis de AVO se necesita trabajar con gathers en los que cada traza tiene datos migrados preapilados.

3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS PARA AVO MARINOS

Como se ve en la figura 3.2, es similar al flujo de procesado descrito para datos terrestres, solo que el que vemos en la presente, figura es más descriptivo.

Yilmaz (2001) recomienda que la deconvolución que se aplique tanto para datos marinos como terrestres sea una deconvolución spiking con una longitud de operador suficientemente grande. Tanto para los datos terrestres como marinos sería necesario aplicar además, correcciones de amplitud consistentes con superficie y una deconvolución consistente con superficie a causa de los efectos de la capa de intemperismo sobre las amplitudes.





4

NMO es una corrección que elimina el efecto de la distancia fuentereceptor, que se aplica al registro sísmico, simulando que la fuente y el detector están en un mismo punto en la superficie. (Fig. 3.3)



 $t(x) \rightarrow SDG$

 $t(0) \rightarrow 2MD$

. .

Fig. 3.3.-La diferencia entre el tiempo doble en un offset dado t(x) y el tiempo doble a un tiempo de offset cero t(0) es a lo que se le denomina NMO

3.3 PROCESAMIENTO DEL CUBO SÍSMICO W DE YAABKAN

El proceso que se le aplicó al Cubo W. de Yaabkan, donde se encuentra el Campo Teekit, se muestra en la figura 3.4, en la cual describe los pasos que se realizaron para acondicionar los datos para el estudio de AVO.

Los datos fueron cargados en el sistema Focus, utilizando el reporte de observador y el archivo de navegación se construyó su geometría. Posteriormente se revisó que la geometría estuviera correctamente establecida y se editaron las trazas ruidosas.

Se generó un análisis de velocidad en 2D como primera velocidad y se remuestreó a 4 milisegundos. La recuperación de amplitudes y una compensación consistente en tiro fueron aplicadas a los datos; esto fue con la finalidad de atenuar la pérdida de amplitudes por motivo de la divergencia esférica, por efectos de transmisión independientes de la frecuencia, absorción, dispersión, etc.

El siguiente paso fue aplicarle una transformada de Tau-P, este método tiene como función atenuar ruidos y es conocida también con los nombres de apilado inclinado, descomposición en ondas planas o transformada de Radón. La transformada Tau-P convierte los datos del dominio t-x al dominio τ -p, donde τ se refiere al tiempo de intercepción o tiempo de reflexión a la distancia cero y p es igual al ángulo de incidencia. En el dominio de τ -p los eventos sísmicos se encuentran bien separados unos de otros, transformando en puntos los eventos lineales y los eventos hiperbólicos en elipses (múltiples o alias); los datos filtrados o analizados en el dominio τ -p son llevados al dominio t-x por medio de la transformada inversa de Radon. (figura 3.5)



Yaabkan.

La deconvolución impulsiva se aplicó con la finalidad de producir trazas con menores variaciones en la fase de la ondícula, ya que es matemáticamente igual al proceso de filtrado inverso por mínimos cuadrados, a partir de las características de la ondícula de entrada.



Figura 3.5.- a) gathers con ruido, b) gathers después del filtro τ-p, y c) diferencia entre las imágenes a y b.

El DMO también se puede definir como una corrección dinámica que transforma trazas sísmicas ordenadas por punto medio común a punto de reflejo común (CDP); el DMO produce velocidades independientes del buzamiento de los reflectores, para el caso de eventos con buzamientos conflictivos, el DMO enfoca todos los eventos que ocurren al mismo tiempo, cualquiera que sea su buzamiento.

Deconvolución FXY es un filtro predictivo en el espacio bidimensional, Las ventajas de la deconvolución FXY, es que provee un análisis estadístico más efectivo, manteniendo el diseño y la aplicación del filtro mas local para cada CDP (un típico filtro FXY tiene un tamaño de CDP de 3x3 o 5x5). Otra deconvolución es la FX que es un filtro de multicanal que atenua el ruido. Generalmente se utiliza para zonas donde existe un echado fuerte.(Trickett, 2001)

CAPÍTULO 4.- METODOLOGÍA E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información utilizada en el presente trabajo fue generada por el Centro Nacional de Procesado Sísmológico (CNPS) y acondicionada por la compañía Paradigm en Houston, Texas. El cubo sísmico W. de Yaabkan 3D cubre un área de 880 Km² con un tamaño de bin de 12.5 por 25 m y un fold de los CRP de 42%.

La carga a la estación de trabajo de los datos sísmicos, fue realizada por el equipo de sistemas y Tecnología de Informática (T.I.) del Activo de Exploración Litoral, Región Marina Suroeste, utilizando el sistema Paradigm y se almacenaron en el directorio PROBE.

Posteriormente, se verificó el pozo, así como la posición de los ejes del cubo, apilados, gathers, sísmica migrada, etc. y se revisó la carga de los datos, para lo cual se desplegaron varias líneas y crosslines para examinar la calidad de la información; haciendo un reconocimiento general de la información sísmica, e identificando en la parte somera, zonas en forma de bloques que puedieran indicar problemas de procesamiento y/o adquisición (Fig. 4.1. En cuanto a la calidad de los gathers con migración preapilamiento, les fué aplicado un filtro pasabanda para la eliminación de ruido aleatorio (ver inciso 5.1), con el cual se mejoró mucho la relación señal-ruido (esto lo realizó la compañía Paradigm). La presencia de múltiples deteriora la señal sísmica, complicando la estimación de velocidades para correcciones NMO residuales.



Fig. 4.1.- Crossline 1500 donde se observan "sombras" en la parte somera del cubo sísmico.

Los registros geofísicos en formato LAS se cargaron en la aplicación de WellLog de PROBE, para conocer las propiedades petrofísicas de la zona que cortó el pozo.

Toda la información perteneciente al pozo, tal como marcadores, pruebas de producción y horizontes sísmicos fueron cargados en forma particular. Fig. 4.2



Fig. 4.2.- A) Inline 7300 en la cual se encuentra el pozo Teekit-1B) Parte de los registros cargados en el sistema Paradigm

Los horizontes que se utilizaron para este trabajo de investigación se definieron en el sistema de interpretación de Landmark. Se interpretaron un total de 7 horizontes, posteriormente fueron exportados del sistema Landmark, al sistema Paradigm para su utilización dentro del proyecto de AVO.

En la figura 4.3 se pueden observar 3 horizontes correlacionados en la estructura de Teekit; que corresponden a los intervalos probados durante la perforación del pozo y que llevan por nombre PP7, PP6 y PP5. Los horizontes PP7 y PP5 corresponden a las pruebas de producción VII y V, encontrando aceite pesado y gas; la prueba de producción VI resultó invadido de agua.



Fig. 4.2. A) Horizonte PP7, B) Horizonte PP6, C) Horizonte PP5

Los gathers originales (generados por el CNPS), al ser recibidos por la compañía Paradigm, no presentaban corrección por NMO, así que les solicitaron el cubo de velocidades RMS para realizar esta corrección; al revisar los gathers ya corregidos por NMO, advirtieron que los gathers necesitaban la aplicación de un NMO residual debido a que presentaban un deficiente aplanado de las trazas lejanas; se realizó un análisis de velocidades residuales, para minimizar tal efecto y de esta manera, actualizar el cubo de velocidades. Posteriormente, el cubo de velocidades resultante, se suavizó mediante un filtro estadístico (5x5) (figura 4.3).



Fig. 4.3 Sección de velocidades actualizado (derecha) a partir de la corrección residual NMO y posteriormente suavizado (izquierda).

1.1

CAPÍTULO 5.- ANÁLISIS AVO

Para el análisis de AVO se utilizó la metodología de investigación, la cual comprende los siguientes procedimientos:

- 1. Preparación y estudios de factibilidad de los datos
- 2. Análisis de registros de pozos
- 3. Creación de Sismogramas sintéticos
- 4. Creación de volúmenes de Atributos AVO
- 5. Crossplots
- 6. Visualización.

5.1 PREPARACIÓN DE LOS DATOS

Frequency (Hz)] 15	Averaging Band Width (Hz)	i 10
Effective Q	\$00	Maximum Angle (deg)	(JJZ.0
theor Geoptune Array Length (m)] B.B.	Angle Threshold (%)) 190
Unicar Sisarce Paray Length (ar)] 18-31	Receiver Depth (m)	0.0 J
Environment	Marine	Depth (m)	0.0]
Gain(t) = (t ** F	n Control 0.0000)* e	xp ([0.0000 * t); (t < [5996)
-Tracernidal Band	nass filler Finn	woories (Hz)	device and the

Fig. 5.1 Parámetros de preacondicionamiento.

En el proceso de acondicionamiento los de datos para el análisis de AVO. es necesario preacondicionar los datos; entre los parámetros que se necesitan, pueden se mencionar: filtros de frecuencias, frecuencia dominante, ángulo máximo a considerar para la inversión y porcentaje de ángulo el máximo a utilizar. (Fig. 5.1)

Los gathers procesados originalmente presentaban ruidos aleatorios, esto lo detectaron en la ciudad de Houston, por lo cual, el personal de Paradigm aplicó trapezoidal un filtro pasabanda de 5-10-40-45: así como, una corrección residual NMO. (fig. 5.2).

El filtro pasabanda de frecuencias y la frecuencia dominante se obtuvieron a partir del espectro de amplitud de diferentes gathers seleccionados al azar. En la figura 5.3 se muestra el efecto del filtro pasabanda, una vez aplicados sobre los gathers.

El AVO en esencia, analiza los cambios de amplitud en función del ángulo de incidencia, ya que éste se encuentra relacionado al coeficiente de reflexión (ver inciso 2.5). Para obtener los ángulos solamente se requiere conocer la velocidad.



Fig. 5.2.- Gathers después de aplicar la corrección residual de NMO y un filtro para remover ruido aleatorio

: :

El ángulo máximo se define a partir del mute y del ángle threshold (porcentaje de ángulo máximo a utilizar). El ángulo máximo como su nombre lo indica, representa el máximo ángulo que se desea emplear en la inversión.

Una vez obtenidos los datos de cada parámetro de preacondicionamiento, se aplica a los gathers corregidos por NMO residual; como se logra ver en la figura 5.3, la calidad de la información se mejora notablemente.





63



Fig. 5.4.- Esta imagen nos muestra los ángulos de incidencia representados a partir de una franja de colores, así como el mute aplicado a los datos preacondicionados.

5.2.- ANÁLISIS PETROFÍSICO

ANTECEDENTES DEL POZO "TEEKIT-1"

Para la realización del estudio de AVO es necesario entender el comportamiento de la litología de la zona, por lo que se realiza un análisis de la información que nos dan los pozos utilizando crossplots; en nuestro caso utilizamos el pozo "Teekit-1", el cual se ubica en la intersección de la línea 73 000 y el croosline 505 del prospecto "W de Yaabkan". (PEMEX -PARADIGM, 2003)

Como se mencionó en el capítulo 1.4, el Pozo Teekit -1 se encuentra en una estructura tipo rollover asimétrica con orientación oeste-este seccionada en la parte superior por una falla normal. Las arenas que cortó el pozo son de ambiente marino de alta energía, según lo corroboran los núcleos de pozo que se obtuvieron (PEMEX, 2003.)



Fig. 5.5 Inline 7300 (A) y crossline 500 (B) donde se muestra la estructura que perforó el pozo "Teekit-1"

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

El pozo Teekit-1 se perforó con el propósito de evaluar cuatro objetivos que presentaban anomalías sísmicas de amplitud, asociadas a cuerpos de arenas; a continuación se presenta la columna estratigráfica que presentó el pozo (figura 5.6):

EDAD	PROGRAMADA (MVBMR)	REAL (MVBMR)	ESPESOR (M)	
Reciente-Pleistoceno	F.M.	63	2562	
Plioceno Superior (OBJ.1)	1830	1810		
Plioceno Superior (OBJ.2)	1930	1915	1.0.0	
Plioceno Superior (OBJ.3)	2460	2457	-	
Plioceno Superior (OBJ.4)	2670	2650 ·	•	
Plioceno Medio	-	2625	208*	
Profundidad Total	2830	2833		

Fig. 5.6.- Columna estratigráfica que cortó el Pozo Teekit-1

El primer objetivo que se propuso se programó para cortarse a 1830 m y se cortó a 1810 m; el cual se conforma por arenas de cuarzo blanco translucido y gris claro de grano fino a medio, presentando una mala clasificación. Los

granos de arena se muestran subredondeados y subangulosos. Éste intervalo está relacionado con un ambiente de mar profundo de alta energía en facies turbidíticas de edad Reciente-Pleistoceno. Estas arenas fueron cortadas por el núcleo no. 1 y en ellas se realizó la quinta prueba de producción.

A 1930 m se propuso el segundo objetivo y se cortó a 1915 m, el cual se encuentra constituido por arena de cuarzo blanco, translucido de grano fino a medio, subredondeado a subanguloso, presentando porosidad primaria intergranular buena y arenisca gris claro de grano fino a medio, cementada en material calcáreo, con porosidad primaria intergranular pobre. Son de ambiente marino de facies turbidíticas y presentaron ligera impregnación de aceite

El tercer objetivo se alcanzó a 2457 m, donde se corto el núcleo 3, y se efectuó la segunda prueba de producción dando aceite de 25 °API, éstas arenas son de ambiente marino de aguas profundas.

El cuarto objetivo se cortó a 2650 m, donde se corto el núcleo 4 en arenas de cuarzo con porosidad primaria buena.

NUCLEOS

El número de núcleos que se tomaron durante la perforación fueron 4, cuyas características principales se muestran en la figura 5.7

No. Núcleo	Intervalo	Edad	Litología
1	1834-1843	Rec. Pleist.	Arena con ligera impregnación de aceite
2	1931-1938.4	Rec. Pleist.	Arena con impregnación de aceite y lutita arenosa
3	2460-2465	Rec. Pleist.	Arena de cuarzo con impregnación de aceite
3	2465-2474	Rec. Pleist.	Arena de cuarzo con impregnación de aceite
4	2690-2699	Rec. Pleist.	Arena con impregnación de aceite y lutita arenosa.

Fig. 5.7 Litología que reportaron los núcleos obtenidos en el Pozo Teekit-1

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Se realizaron siete pruebas de producción, a continuación se describen las pruebas de producción VII, VI y V, que se utilizaron para el análisis de AVO del presente trabajo. Las pruebas de producción se determinaron a partir del comportamiento de los registros geofísicos y de los resultados de los núcleos obtenidos durante la perforación.

Las resistividades promedio que se tienen para esa zona, tomando en cuenta las del pozo "Teekit-1" en los intervalos productores, son de 15 Ω /m. Las porosidades para esta área están alrededor del 30 % en arenas de cuarzo que varían de mal clasificadas a regularmente clasificadas. El pozo se clasificó como productor de aceite . Litológicamente se describe como una arenisca de grano fino a medio, presentando buena cementación en material calcáreo y escasa arcilla, y porosidad primaria, observándose moluscos.

La prueba de producción VII, se realizó a una profundidad de 1362-1368; esta prueba de producción fue mapeada alrededor del pozo, mostrando una anomalía de amplitud de aproximadamente 2.4 Km², esta anomalía fue extraída utilizando el cubo sísmico convencional debido a que aún no se contaba con el cubo con preservación de amplitudes. (fig. 5.8). Presenta una litología de arena de cuarzo de grano fino a medio de forma subredondeado con porosidad primaria y fragmentos de moluscos.



Figura 5.8.- Prueba de Producción VII

En lo que respecta a la evaluación petrofísica, se obtuvo una porosidad efectiva del 34% y una Sw del 18%.

La prueba de producción VI fué realizada a una profundidad de 1537-1542, en la cual se calculó una porosidad efectiva de 38% y una saturación de agua de 38%; este intervalo resultó invadido de agua aunque se observan resistividades altas en el registro de AHTI 90 (mide la resistividad de la zona no invadida del pozo) conformada por una arena limpia registrada por el SP, lo cual lo hacía ver como un buen prospecto para la prueba de producción. (figura 5.9).

Ésta prueba de producción, presenta una litología conformada por arena arcillosa de aspecto bentonítico, con porosidad primaria pobre, de grano fino a medio y en su parte superior se encuentran restos de moluscos.



Figura 5.9.- Prueba de Producción VI

La prueba de producción V se efectuó a una profundidad de 1817-1823 y 1829-1833, como se muestra en la figura 5.10. Se calculó una porosidad efectiva de 31% y una saturación de agua de 10%; esta prueba de producción fue mapeada alrededor del pozo, presentando una anomalía de amplitud de aproximadamente de 1.5 Km², cabe mencionar que este intervalo se observa con buena amplitud aún en el cubo original (con amplitudes no preservadas). Las curvas de resistividad y SP indican una arena que presenta un fluido que opone resistencia (probablemente hidrocarburo) al paso de la corriente eléctrica (AHT90).


Figura 5.10.- Prueba de Producción V

Los resultados de las pruebas de producción IV, III, II y I, aunque no se utilizaron para el presente trabajo de investigación, se describen en la figura 5.11, en ésta, se muestran los resultados de todas las pruebas de producción realizadas en el Pozo Teekit-1.

P.P	Intervalo	Ф (%)	SW (%)	Edad	Estr ang.	Qo (bpd)	⁰ API	Qg (mpcd)	P.T.P. PSI	
1	2805 - 2810	18	50	Plioceno Medio	Fluyo	Aceite y G	as post	eriormente a	agua de 344 000 ppm	
11	2467-2472	25	40	Rec-Pleis	3/8"	482	25	228	406	
Ш	2007-2013	32	20- 30	Rec-Pleis	Invadi	ido de agu	a salada	a 90,000 ppn	n	
IV	1916-1921/ 1926-1931	26	19	Rec-Pleis	1⁄2"	1105	14	287	365	1
V	1817-1823 / 1829-1833	31	10	Rec-Pleis	3/8"	490	19	48.96	228	
VI	1537-1542	38	38	Rec-Pleis	Invadi	ido de agu	a salada	1 55,000 ppn	n	
VII	1362-1368	34	18	Rec-Pleis	Mues 1287	tra de 1.5 M	Lt. Con	ULA a 1349	M aceite de 10.4° A	PI y nivel a

Fig. 5.11.- Resumen de los resultados de las pruebas de producción del pozo Teekit-1

REGISTROS GEOFISICOS

La respuesta de la información obtenida de los registros geofísicos se relaciona con las características físicas de las rocas que constituyen a los yacimientos de hidrocarburos. En un análisis de AVO, los valores de velocidades de onda P, S y densidad nos permiten definir las características petrofísicas del yacimiento. Por tal motivo es importante conocer las condiciones de esta información como un control de calidad y para determinar la veracidad de los resultados de AVO para lo cual se generaron crossplot a partir de los registros.

Como se mencionó en el capitulo 4, se generó la base de datos del pozo con la información validada de los registros geofísicos, cimas cronoestratigráficas, tiros de velocidad, intervalos productores, coordenadas del pozos y su elevación de mesa rotaria.

Los registros que se adquirieron en el Pozo Teekit-1 presentan una buena calidad de la información. Para el AVO se utilizaron: el registro sónico, sónico dipolar y densidad; sin embargo, se consideraron todos los registros para su análisis petrofísico. Los registros que se tomaron en el Pozo se detallan en la figura 5.12.

REGISTRO	NOMBRE	INTERVALO (m)
AIT-SP-GR	ARREGLO DE INDUCCIÓN CON	2833-200
	POTENCIAL ESPONTÁNEO	
LDL-CNL-GR	LITODENSIDAD-NEUTRON	2833-200
	COMPENSADO	
DSI	SONICO DIPOLAR	2883-200
NGT	ESPECTOMETRIA DE RAYOS GAMMA	2833-758
CMR	RESONANCIA MAGNETICA	1938-1340
VSP	PERFIL SISMICO VERTICAL	2815-1000
HCS	REGISTRO CONTINUO DE	2833-200
	HIDROCARBUROS	
CBL	CEMENTACION	2815-756

Fig. 5.12.- Registros obtenidos en el Pozo Teekit-1

En la figura 5.12, se puede observar que los registros fueron tomados a lo largo de todo el pozo, por lo cual no se presentan problemas de información faltante en algún intervalo del pozo (excepto el registro de resonancia magnética).

: :

En la literatura del AVO, el comportamiento en los registros geofísicos analizados en arenas con gas exhiben las siguientes características: La curva de SP presenta un desarrollo de la curva hacia valores negativos, lo que nos indica presencia de arena; la resistividad debe presentar valores altos positivos para ser considerada como un probable yacimiento de hidrocarburo; la Velocidad de onda S pude presentar o no un ligero aumento de velocidad mientras que la Velocidad de onda P debe presentar una disminución considerable de sus valores enfrente de una arena con gas; en cuanto a la Relación de Poisson se deberá de comportar con una disminución en sus valores; también es importante tomar en cuenta el tipo de impedancia que presenta el yacimiento para la clasificación de AVO (figura 5.13).

SP	ILD	Vs	Vp	RHOB	Relación de Poisson
Disminución del valor de potencial espontáneo.	Aumento de la resistividad	Puede o no ser afectada por la presencia de gas	Disminución de la velocidad al pasar por un yacimiento de gas	Disminuye en presencia de una arena con gas	Disminuye en presencia de una arena con gas

Figura 5.13.- Resumen de las condiciones que presentan los registros en una arena con gas

La figura 5.14 nos muestra la prueba de producción VII; como ya se mencionó anteriormente, esta prueba de producción resultó contener hidrocarburo y gas; por lo que, se tratarán de evaluar los registros para corroborar la información que nos ofrecen. A la prueba de producción VII la llamaremos arena A.; el registro de potencial espontáneo nos confirma que se trata de una arena, la cual presenta una resistividad alta (registro ILD); la velocidad de onda P presenta un decaimiento en sus valores enfrente del intervalo de interés. La relación de Poisson se ve afectada por la presencia de gas, observándose una pequeña disminución en sus valores, la cual se muestra en la figura 5.15; en esta figura se puede notar que la arena A presenta una disminución de la impedancia de onda P con respecto a las capas adyacentes (figura 5.16), esto es, debido probablemente a que se trata de una arena.



Fig. 5.14.- Registros SP, Resistividad, Vs, Vp y Porosidad del Pozo Teekit-1 de la arena A (prueba de producción VII)



Fig. 5.15.- Registros SP y Relación de Poisson del Pozo Teekit-1 de la arena A (prueba de producción VII)



Fig. 5.16.- Grafico de la impedancia de la onda P del Pozo Teekit-1 de la arena A (prueba de producción VII, zona verde).

La figura 5.17 nos muestra la prueba de producción VI a la que llamaremos arena B; esta prueba de producción resultó invadida de agua. El registro de potencial espontáneo nos confirma que se trata de una arena, aunque presenta una resistividad alta (registro ILD), no resultó ser productor; la velocidad de onda P se observa una disminución de sus valores enfrente de la arena; en lo que respecta a la relación de Poisson indica una pequeña disminución en sus valores, la cual se muestra en la figura 5.18; esta arena presenta un aumento de la impedancia de onda P con respecto a las capas adyacentes al intervalo. (figura 5.19), debido probablemente a que corresponde litológicamente a una arenisca.



Fig. 5.17.- Registros SP, Resistividad, Vs, Vp y Porosidad del Pozo Teekit-1 de la arena B (prueba de producción VI)



Fig. 5.18.- Registros SP y Relación de Poisson del Pozo Teekit-1 de la arena B (prueba de producción VI)



Fig. 5.19.- Grafico de la impedancia de la onda P del Pozo Teekit-1 de la arena B (prueba de producción VI, zona verde).

La relación de Poisson es muy sensible al contenido de gas en los poros de la roca, aunque el intervalo VI fue clasificado como invadido de agua durante la prueba de producción, Poisson nos indica que es probable que contenga muy pequeñas cantidades de gas en los poros de la arena, pero no la suficiente cantidad ni condiciones para que manifestara; sin embargo este análisis es solo cualitativo y es el primer paso en lo que respecta al estudio del comportamiento de los registros.



Figura 5.20.- Registros SP, Resistividad, Vs, Vp y Porosidad del Pozo Teekit-1 de la arena C (prueba de producción V)

La figura 5.20 nos muestra la prueba de producción V a la que llamaremos arena C; esta prueba de producción resultó productora. El registro de potencial espontáneo nos confirma que se trata de una arena, y presenta una resistividad alta (registro ILD); la velocidad de onda P presenta una disminución de sus valores enfrente de la arena. La relación de Poisson indica una pequeña disminución en sus valores, la cual se muestra en la figura 5.21; esta arena presenta una impedancia de onda P cuyos valores disminuyen en comparación a las capas adyacentes al intervalo, de impedancia baja por ser una arena (figura 5.22).



Fig. 5.21.- Registros SP, Impedancia de onda P, Impedancia de onda S y Relación de Poisson del Pozo Teekit-1 de la arena C (prueba de producción V).



Fig. 5.22.- Grafico de la impedancia de la onda P del Pozo Teekit-1 de la arena B (prueba de producción VI, zona verde).

Gráficas cartesianas de registros (crossplot)

El crossplot nos ayuda a representar las características de un registro, ofreciéndonos información de la tendencia de los datos que de otra forma no se podría observar. El crossplot es una herramienta que nos permite examinar la respuesta entre dos o más registros y correlacionarlos con cambios litológicos o contenidos de fluidos.

Se realizaron diferentes tipos de análisis variando los crossplots, con background y sin background; esto fue con el fin de lograr caracterizar más eficazmente los diferentes intervalos productores.

CROSSPLOT SP vs GR

El SP nos ayuda a localizar formaciones permeables; es decir, nos ayuda a indicar en forma cualitativa la existencia de arenas .y los rayos gamma es un indicador del contenido relativo de arcilla en una roca, por lo cual, en arenas limpias, no feldespáticas ni radioactivas, el valor de rayos gamma será menor.

Teniendo en cuenta estas dos características principales de estos registros se realizaron crossplot entre estas curvas.

En el intervalo 1362 a 1368 mts (arena A), se observa una deflexión hacia valores negativos de la curva de SP, lo cual nos indica que el cuerpo es permeable, mientras que la curva de Rayos Gamma (GR) presenta valores pequeños en el intervalo de interés, en comparación con los valores de rayos gamma de las capas adyacentes; por lo que podemos concluir que es una arena de buena calidad. (Fig. 5.23a). En el crossplot se dividió la población en dos partes; la primera iluminada con color rosa, que representa los valores más negativos del registro SP y los valores más bajos del registro GR; y la segunda parte es iluminada con color azul y representa arcillas y arenas (menos limpias) del intervalo seleccionado. Los valores aue caracterizan esta arena son de -40 a -48 mv para SP y de 52 a 64 API para GR



Fig 5.23a Arena A

Lo mismo podemos observar en

el intervalo de 1537 a 1542 mts (arena B), en este caso se dividió el crossplot en tres zonas, la zona de color rosa corresponde a arena "limpias", el color azul corresponde a arenas con un contenido mayor de arcilla (arenas sucias) y por



Fig 5.23b Arena B

último el color rojo identifica a las lutitas. Para este intervalo los valores que caracterizan a la arena B presentan valores de -52 a -62 mv de SP y 54 a 70 API para GR. (Fig. 5.23b)

En el intervalo 1817-1823/1829-1835 mts (arena C) al parecer se presenta una arena menos limpia que los intervalos anteriores, pero aún tienen valores así se relativamente bajos de GR y de SP. El crossplot fue dividido en dos partes, la primera parte fue iluminada de color rosa v representa la arena C, presentando valores de -19 a -28 mv para SP v 59 a 78 API para GR (Fig. 5.23c).



Fig 5.23c Arena C

CROSSPLOT SP vs AIT

1 1

Después del análisis realizado con los registros de SP y GR, se procedió a observar el comportamiento que presentan las arenas A, B y C pero utilizando el registro SP contra resistividad. En este caso se utilizó el registro de AIT de 90 pulgadas, que mide directamente el valor de resistividad verdadera de la formación en la zona no invadida.

En la figura 5.24a; la arena A la define muy bien el registro SP (color rosa) v presenta una resistividad alta (mayor de 150 ohm-m). lo que se puede definir como una arena que contiene un fluido o material que muestra una resistividad más alta que las zonas aledañas al intervalo. Según el análisis litológico presentado en el informe final del pozo Teekit-1, la arena А presenta una litología arena de cuarzo de grano fino a medio de forma subredondeado con porosidad primaria V fragmentos de moluscos. En



Fig 5.24a Arena A

el crossplot se iluminaron de color rosa los valores más altos de resistividad (40 a 170 ohm-m) y los más bajos de potencial espontáneo (-36 a -48 mv).



Fig 5.24b Arena B

La arena B muestra un valor máximo de resistividad 12 ohm-m, aunque no es un valor tan alto en comparación con la arena A, se puede considerar un intervalo interesante debido a que su resistividad es mas alta que las capas adyacentes. Su población se dividió en dos partes:, la primera en color rosa, nos muestra que los valores representativos de resistividad y potencial espontáneo de esta arena es de 2.5 a 12 ohmm y -62 a -44 mv respectivamente (Figura 5.24b); la segunda parte se iluminó de color azul y en ella se identifican las zonas de arenas menos limpias arcillas. V Litológicamente el informe del pozo reporta que el intervalo se encuentra constituido por arenisca de grano fino a medio, presentando buena cementación en material calcáreo y escasa arcilla; y porosidad primaria, observándose moluscos.



Fig 5.24c Arena C

La arena C se muestra en la figura 5.24c, con un valor máximo de resistividad 18 ohm-m, aunque no es un valor tan alto que la arena A, tiene una resistividad más alta que la arena B. El crossplot se trató de distinguir la población en dos zonas; la primera, (color rosa) pretende mostrar los valores representativos de resistividad y potencial espontáneo, de esta manera se encontraron valores representativos de resistividad y potencial espontáneo de de 6 a 18 ohm-m y -32 a -10 mv respectivamente; la segunda zona (color azul) corresponde a arenas mas arcillosas y lutitas. De acuerdo al informe final de pozo, el intervalo donde se encuentra la arena C, se encuentra formado por arena arcillosa de aspecto bentonítico, con porosidad primaria pobre, de grano fino a medio y en su parte superior del intervalo se encontraron restos de moluscos.

ESTA TESIS NO SALE DE LA BIBLIOTECA

CROSSPLOT DENSIDAD VS POROSIDAD

La densidad como se mencionó en el inciso 2.6. es una propiedad petrofísica aue se encuentra relacionada con las velocidades, y por lo tanto, afecta al coeficiente de reflexión y a la amplitud de la onda sísmica. Por este motivo importante es conocer su comportamiento.

En un yacimiento con comportamiento el gas. característico de la densidad es una disminución de su valor. En cuanto a la porosidad, las arenas pertenecientes a un vacimiento de gas comúnmente presentan valores altos.



Fig. 5.25 a Arena A Crossplot Densidad vs Porosidad con Background.

ł

Para el análisis de la

arena A (figura 5.25a), el crossplot se clasificó en tres zonas; la primera de color rosa, representa las zonas donde se presentan los valores mas bajos de densidad y porosidad; mientras que los valores mas bajos de densidad y altos en porosidad se identifican con el color verde (zona de la Arena A),que en forma general presenta valores de densidad de 1.92 a 2.20 gr/cc. y 32 a 48 % de porosidad; por ultimo la zona que presenta valores altos de densidad se muestran en color azul.

Para la arena B (5.25b) el crossplot se clasificó en tres zonas, existiendo tres poblaciones que son representadas en color azul, rosa y verde; la zona rosa representa aquellos cuerpos que exhiben valores bajos de densidad y de porosidad no resultando de interés para nosotros, sin embargo parte del intervalo donde se encuentra la arena B es iluminado por esta zona; la zona de color verde representa los intervalos que contienen valores de densidad bajos y de porosidad altos, esta zona corresponde a los cuerpos que podrían representar condiciones de interés; pero no iluminan la arenisca B; y por último la zona de color azul ilumina aquellas zonas donde los valores de densidad son altos, correspondiendo a esta última clasificación parte del intervalo de la arena B. En resumen, la arenisca B se caracteriza por porosidades relativamente bajas con respecto a las capas adyacentes, y densidades relativamente altas, lo cual se muestra que este intervalo, efectivamente no presenta condiciones de densidad apropiadas para ser una arena con interés petrolero. La arenisca B presenta densidades de 2.08 a 2.15 gr/cc y 37 a 48 % de porosidad.

La arena C exhibe valores de densidad de 2.10 a 2.16 gr/cc y 38 a 46 % de porosidad, estos valores se identificaron al escoger en el crossplot los valores de densidad mas bajos y de porosidad altos.



Fig. 5.25 b Arena B Crossplot Densidad vs Porosidad con Background



Fig. 5.25 c Arena C Crossplot Densidad vs Porosidad con Background

CROSSPLOT Vp vs DENSIDAD

Debido a que la velocidad de la onda P se ve afectada por la presencia de gas en los poros de las rocas que lo almacenan, es importante ver su comportamiento; para esto se realizaron crossplot de Vp contra densidad, esperando encontrar valores de Velocidad de onda P y de densidad bajos para ser clasificada como una arena con posibilidad de contener gas.

En la figuras 5.26a se muestra un crossplot cuya población es dividida en tres zonas, de las cuales, la zona de color rosa, identifica a a arena A presentando valores de Vp y densidad bajos, lo cual, según la teoría se puede relacionar con la existencia de gas. Los valores que la caracterizan son: 2200 a 2600 m/s para Vp y 2.12 a 2.29 gr/cm³ para la densidad.



Fig. 5.26 a Arena A Crossplot Vp vs Densidad

El intervalo que involucra a la arenisca B, que, resultó invadida de agua (figura 5.26b), manifiesta un comportamiento diferente en su crossplot, ya que al dividirlo en tres partes, se observa que la arenisca corresponde a la zona iluminada en color azul exhibiendo valores bajos de velocidad pero altos de densidad. Los valores que la caracterizan son: 2340 a 2640 m/s para la velocidad de onda P y 2.14 a 2.24 gr/cm³ para la densidad.



Fig. 5.26 b Arena B Crossplot Vp vs Densidad

La arena C (figura 5.26c) presenta un comportamiento similar a la arena A; esto se definió a partir del resultado del análisis de crossplot, en el que los valores se separaron en tres zonas, iluminándolas con diferente color cada una de ellas; los valores que caracterizan a esta arena son: 2620 a 2760 m/s para la velocidad de onda P y 2.08 a 2.18 gr/cm³ para la densidad.



Fig. 5.26 c Arena C Crossplot Vp vs Densidad

CROSSPLOT POISSON VS POROSIDAD

Las arenas con gas presentan valores de Poisson de 0.1-0.2 y porosidades altas; a partir de esta condición se procede a analizar el comportamiento de las arenas en estudio, con la finalidad de comprobar la congruencia que presenta la literatura con los datos reales.

Para la arena A, ésta se clasificó en dos zonas, identificando el yacimiento con la zona de color rosa en el crossplot; en primer lugar se observa que los valores de Poisson no corresponden a los indicados en la literatura de una arena con gas, también se encuentra afectado por el contenido de arcilla e hidrocarburo; de esta manera, Poisson puede variar dependiendo del nivel de arcillosidad y cantidad de aceite, aumentando el valor hasta aproximadamente a 0.3 (aceite) a 0.4 (arcilla).



Fig. 5.27a Arena A Crossplot Poisson vs Porosidad

Para la arenisca B se dividió el crossplot también en dos zonas, identificando el yacimiento con la zona de color rosa; se observa que igual que la arena A, los valores de Poisson no corresponden a los indicados en la literatura; es más probable que en este caso se encuentre afectado por la cementación; de esta manera, los valores representativos de este intervalo es de 0.40 a 0.54 % de porosidad y 0.37 a 0.385 para Poisson



Fig. 5.27b Arena B Crossplot Poisson vs Porosidad

En cuanto a la arena C los valores se dividieron en el crossplot en dos zonas, identificando el yacimiento con la zona de color rosa en el crossplot; los valores de Poisson presentan similitudes con las dos arenas anteriores valores superiores a 0.3, pero en este caso se puede atribuir a la presencia de hidrocarburo. Los valores característicos son: 0.34 a 0.46 % de Porosidad y 0.33 a 0.35 para Poisson.



Fig. 5.27c Arena C Crossplot Poisson vs Porosidad

1 1

En resumen	se pueden	observar	las	caracteristicas	de	cada	arena	en I	a
siguiente tabla:									

Arena	Registros								
	SP	GR	ILD	RHOB	Porosidad	Vp	σ		
Α	bajos	bajos	altos	bajos	alta	baja	baja		
В	bajos	bajos	altos	altos	alta	baja	baja		
С	bajos	bajos	altos	bajos	alta	baja	baja		

	- 00
LICI	L '30
EIU.	0.70
	0.20

Cálculo de línea de Mudrock y relación de Gardner

Para realizar la inversión de AVO se necesitan los parámetros de la llamada linea de Mudrock, la cual define la relación entre la velocidad de onda P y la velocidad de onda S para las rocas saturadas con agua de salmuera, asumiendo que presentan una relación lineal; esto es Vs = A * Vp + B que se puede obtener a partir de los crossplot entre estos dos registros de pozos.

Se realizó el crossplot en exel, utilizando los registros Vp y Vs, con el fin de visualizar la tendencia y obtener los parámetros de A y B. La figura 4.29 muestra el resultado de este crossplot con la linea de tendencia aproximada a la que se obtuvo en el software. Cabe mencionar que los valores obtenidos originalmente son los que se muestan en la figura 5.31.



Fig. 5.29 Crossplot Vp vs Vs con la linea de tendencia.

De la misma forma se puede obtener la relación de Gardner, la cual se define como la relación entre la velocidad de onda P y la densidad como sigue: $log(\rho) = A \times log(Vp) + B$ (Figura 5.30). En esta figura también se utiliza en forma ilustrativa sin tomar en consideración los valores de la tendencia que se muestra, ya que los verdaderos datos se visualizan en la figura 5.31.



Fig. 5.30.- Crossplot Vp vs Vs con la linea de tendencia

1

En la figura 5.31 se presenta una imágen donde se resumen los datos obtenidos a partir del crossplot Vp vs Vs, obteniendo su relación lineal.

Significance I	_evel (%)	100.0
-Mudrock Line	relation—	
Vs = 0.77 *	Vp + []-89	1
-Gardner relati	on	
log(Density) =	0.30 *1	og(Vp)+ [-0.69
Angle Stacks	Parameters	
Near Normal Angle Range:	0.0	[10.0
Medium Angle Range:	<u>10.0</u>	20.0
Wide Angle Range:	20.0	32.0
Elastic Impeda	nce Angle:	32.0

Fig. 5.31 Ventana del módulo AVO Inversion

5.3 CREACION DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS

Con la finalidad de calibrar los datos sísmicos con el pozo, se generó un sismograma sintético AVO que involucra solamente los intervalos de interés. El flujo de trabajo que se siguió es el siguiente:

- 1. Se escogieron en la ventana de modelación los registros de Vp, Vs, relación Tiempo-Profundidad y densidad.
- 2. Se realizó el modelado.
- 3. Se creaó el sismograma sintético.
- 4. Se analizó y amarró el registro con la sísmica.

En el primer punto se escogió una ventana que involucra los intervalos productores (Figura 5.32), posteriormente se generó el modelado y se estimó la ondícula que mejor amarraba con los datos sísmicos (inline 7300, xline 505); en este caso se utilizó una ondícula ricker con una frecuencia central de 15 HZ. (figura 5.33), según el espectro de frecuencia analizado anteriormente en la zona de interés. El sismograma sintético se amarró manualmente, generándo, finalmente gathers sintéticos alredeor del pozo.

Como se observa en la figura 5.33, el amarre del sintético con el gather original, es regularmente aceptable, por lo cual se graba la traza sintética, utilizando para ello la opción Save gathers que se encuentra en la ventana de Model Output (figura 5.33).



Figura 5.32 Modelado elástico



Model Output
1 -100 -50 50 100 -0
0 Phase Rotation (deg.) Wavelet Parameters
Ricker I IS ISO Central Dumping Freq.(Hz) Factor Min Phase
BandPass Freqs (Hz) 4 14 40 45 Wavelet Length (ms) 256
Modeling Options TUse Background III NMO Model Angles Stretch Gathers
Default Offset Distribution Min. Offset 0 Offset 100 Fold 25
OK Apply Cancel

ł

Fig. 5.33 Sintético del Pozo Teekit-1

5.4 INVERSIÓN DE AVO Y CREACIÓN DE VOLÚMENES DE ATRIBUTOS AVO

Para la inversión de AVO se calcularon los siguientes atributos:

- 1. Reflectividad de la impedancia de la onda P
- 2. Reflectividad de la impedancia de la onda S
- 3. Factor Fluido
- 4. Gradiente
- 5. Incidencia normal (Intercepto)
- 6. Relación de Poisson
- 7. Apilado de ángulo cercano, lejano y medio

Estos atributos se generaron tanto para los datos sintéticos como para los datos reales (gathers) y a lo largo de horizontes correlacionados en los intervalos productores.

Al tratar de caracterizar el comportamiento que presentan estos intervalos, primero se investigó el comportamiento en los datos sintéticos, así que se generaron los atributos a partir de los gathers sintéticos; posteriormente se llevó este comportamiento a un grupo de gathers reales (en este caso se escogió una línea con un numero determinado de crosslines) para tratar de caracterizar el comportamiento que se observó en los sintéticos; por último se extrajeron los atributos utilizando horizont slices en los intervalos productores para su delimitación.

PRUEBA DE PRODUCCIÓN PPVII (arena A)

En la prueba de producción se recuperó muestra con línea de acero; aceite de 74.5% de 10.4 grados API, Agua de 24% de 2900 ppm y sedimentos 1.5%.

Esta arena presenta un coeficiente de reflexión negativo en el apilado normal (figura 5.34)



: :

Figura 5.34 PPVII en apilado normal migrado

En cuanto a la tendencia que presentan en los ángulos cercano y lejanos se observa que presentan amplitud negativa, volviéndose más negativa en los ángulos lejanos. Figura 5.35



A B Fig. 5.35 PPVII en sección vertical y horizont slice (A) en el Apilado de ángulo cercano y (B) Apilado de ángulo lejano

Para corroborar las observaciones anteriormente visualizadas, se utilizó la herramienta que mide la amplitud contra el ángulo (Coeficiente de reflexión contra el ángulo de incidencia) sobre la localidad de la arena (arriba de 1300 milisegundos), dándonos como resultado una probable anomalía del tipo II. Figura 5.36



Figura 5.36.- Gráfica de amplitud contra ángulo de incidencia para la arena A

Posteriormente se generó un crossplot de gradiente vs intercepto con datos sintéticos y luego con datos reales. La figura 5.37 ilustra el

comportamiento del crossplot gradiente vs intercepto de datos reales confirmando la probable existencia de una anomalía de clase II.



Fig. 5.37 Crossplot gradiente contra intercepto de la arena A

El intercepto (figura 5.38), muestra que esta arena se puede clasificar como negativo, como lo comprueba el atributo de horizonte que muestra valores negativos cercanos a cero; en cuanto al atributo de gradiente nos muestra un valor de gradiente negativo (figura 5.39); estas características nos vuelven a confirmar que se trata de una arena probablemente de clase II.



Fig. 5.38 Atributo intercepto de la arena A



Fig. 5.39 Atributo gradiente de la arena A

Al observar los atributos generados por horizon slice se logro ver que existían geometrías de canales que atraviesan el pozo, con lo cual se puede inferir que el intervalo productor se debe a un probable canal como se puede observar en los atributos de reflectividad de impedancia de onda P y onda S mostradas en la figura 5.40.



Fig. 5.40 Horizon slice de los atributos de reflectividad de impedancia de onda P y S

El atributo de Factor fluido no muestra una clara anomalía de esta arena (figrua 5.41), posiblemente es por las características propias de las arenas de clase II que son muy difíciles de visualizar.



Figura 5.41 Atributo de factor fluido de la arena A

Sin embargo el atributo Sign NI × GR está diseñado para detectar anomalías clase II, en la figura 5.42 se muestra el atributo generado a lo largo del horizonte, mostrando una pequeña anomalía alrededor del pozo.





PRUEBA DE PRODUCCIÓN PPVI

El resultado de esta prueba de producción fue invadido de agua. Esta prueba se tomo mucho en consideración debido que nos permite conocer el comportamiento en amplitudes, y parámetros de AVO para zonas invadidas con agua y así discriminar mejor las zonas posiblemente productoras de gas e hidrocarburo. La figura 5.43 nos permite saber el posible comportamiento de este tipo de arenas invadidas de agua



Cima Fig. 5.43 Gráfica de amplitud contra ángulo de incidencia para la arena B



Fig. 5.44 Crossplot gradiente contra intercepto de la arena B



PPVI apilado normal



PPVI ángulo cercano



PPVI ángulo lejano

Fig. 5.45 Imágenes de la arena B en diferentes cubos

Esta prueba de producción al parecer se comporta como una arena clase II según el resultado del análisis de amplitud contra ángulo que se observa en la figura 5.43, esto se puede verificar a partir del crossplot gradiente intercepto contra mostrando una arena aue cae entre el cuadrante II al III que se puede observar en la figura 5.44. Las arenas con agua se pueden comportar como arenas de clase II, por lo que es muy importante realizar otros análisis para verificar la existencia comercial de un yacimiento.

La arena B presenta una amplitud positiva cercana a cero pero que sufre un cambio de polaridad de amplitud positiva (cubo de ángulo cercano) a negativa (cubo de ángulo lejano), lo cual se puede ver en la figura 4.45.

Se obtuvieron diferentes atributos utilizando el horizonte correlacionado para este intervalo de producción.

Primero se generaron los atributos de incidencia normal y de gradiente sobre el horizonte que corresponde a la arena B, observándose que no presentan una muy buena delimitación del yacimiento; sin embargo se puede verificar que efectivamente presentan valores de intercepto positivos (figura 5.46) y valores de gradiente negativos (figura 5.47)...



Figura 5.46 Atributo de incidencia normal en la arena B



Figura 5.47 Atributo de gradiente en la arena B

Los atributos de ángulo cercano y ángulo lejano sobre el horizonte, corroboran el comportamiento observado en el análisis de amplitud contra ángulo mostrado en la figura 5.48, corroborando nuevamente la clasificación de la arena como clase II.

Al ver que presenta este tipo de anomalía, se procedió a extraer un análisis de amplitudes RMS sobre el horizonte correspondiente a la arena B, utilizando el cubo de apilado normal migrado, resultando bosquejar una anomalía que se desarrolla en dirección desde el pozo hacia el Noreste (figura 5.49).



Ángulo lejano



Ángulo cercano

Figura 5.48 Análisis de atributos de ángulo cercano y lejano de la arena B sobre el horizonte



1.1

Atributo de amplitud RMS

Figura 5.49 Análisis de atributos de amplitud RMS de la arena B sobre el horizonte



Atributo de SIGN(NI)× GR



Factor fluido

ŧ



El atributo de Factor fluido no presenta un área delimitada del atributo, así como tampoco el atributo especial para arenas de clase II Sign (NI) x GR, por lo que se descarta la posibilidad de que sea una arena con gas. (Figura 5.50)

PRUEBA DE PRODUCCIÓN PPV

La zona de interés esta constituido por arena arcillosa de color gris claro y café claro, de grano fino a medio y con porosidad primaria. El resultado del núcleo No. 1 tomado a un metro de la base del presente intervalo mostró impregnación de aceite.



Ángulo cercano



Ángulo lejano

Figura 5.51 Visualización de la arena C en los cubos de Ángulo lejano y cercano

Al analizar las amplitudes de la arena C sobre los cubos de ángulo cercano y lejano se encontró que presentan una amplitud negativa, la cual se va haciendo mas negativa en el cubo de ángulo lejano. Esto nos indica la probable clasificación de que sea una arena de tipo II. (figura 5.51)

Para corroborar esta clasificación se realizó el análisis en Paradigm de amplitud contra el ángulo, el cual se muestra en la figura 4.52.

A partir de los atributos de incidencia normal y gradiente se realizó el crossplot, con el cual se observó que la cima de la arena C se localiza en el

cuadrante II de acuerdo a la clasificación de Castagna (figura 5.53)

Estos atributos también se realizaron utilizando el horizonte correspondiente a la arena C, confirmando las características presentadas en el análisis anterior, en estos atributos presentan una delimitación del yacimiento en cuanto a sus características de gradiente, como se observa en la figura 5.54, el atributo de gradiente ilumina la localidad del pozo, lo cual es un comienzo en el conocimiento de la naturaleza del yacimiento.



Fig. 5.52 Análisis de amplitud contra ángulo



Figura 5.53 Crossplot de Intercepto contra gradiente de la arena C

Utilizando la sísmica del apilado normal migrado se extrajo un análisis de amplitud RMS sobre el horizonte de la prueba de producción V, para investigar si la arena C presenta algún tipo de anomalía que nos pudieran dar una idea del área que abarca el yacimiento, y de esta manera comenzar a delimitarlo. El resultado de este análisis se puede observar en la figura 5.55, donde se muestra una anomalía de interés sobre la localización del pozo de 2.5 Km² aproximadamente; la parte restante de la anomalía se desplaza en dirección Noreste localizándose en el sinclinal de la estructura.

Una vez visualizada la anomalía en la estación de trabajo se generaron los atributos de AVO en el sistema Paradigm, resaltando en ellos los valores característicos del pozo en cada uno de los atributos. Estos atributos se pueden ver en la figura 5.56.



Gradiente



Intercepto







Figura 5.56 Atributos generados en el sistema Paradigm, la zona rosa corresponde a zonas de con probabilidad de presentar las mismas condiciones petrofísicas del Pozo Teekit-1

CONCLUSIONES

Las arenas que atravesó el pozo presentan características bien definidas que se pueden tomar en cuenta para la caracterización del campo y a la vez su utilización para encontrar otras áreas de interés.

La arena A que corresponde a la prueba de producción VII, se caracteriza por presentar en sus registros una densidad baja, porosidad alta, una disminución de la velocidad de la onda P y una relación de Poisson correspondiente a la presencia de hidrocarburo (valores de 0.3); en lo que respecta a su análisis de AVO, se encontró que probablemente corresponde a una arena del tipo II, lo cual se observa en los diferentes despliegues de atributos que se generaron. Esta arena al parecer se encuentra asociada a la existencia de probables canales de flujos turbidíticos característicos de la zona, logrando observarlos en los atributos de impedancia de onda P y onda S. Por otro lado esta arena se presume que sus dimensiones son muy pequeñas a partir del atributo SiGN (NI)× GR que nos presenta una anomalía menor de 2 Km²; lo que la hace como poco atractiva económicamente, además de que la calidad del aceite que presentó durante la prueba fue de aceite muy pesado.

La arena B que corresponde a la prueba de producción VI, se caracteriza por presentar en sus registros características similares a la arena A; sin embargo, la densidad resultó ser alta en comparación con la arena A y además de relación de Poisson nos da lecturas de alrededor de 0.4, lo que corresponde a una litología arenisca. En cuanto a los resultados del análisis de AVO se presenta como una arena clase II, lo cual es típico en las arenas con agua, las cuales se pueden comportar como arenas de esta clase; sin embargo, al aplicarle el atributo SIGN(NI) \times GR se observó que no presenta ninguna anomalía corroborando de esta forma que no es una arena con hidrocarburos comerciales.

La arena C que corresponde a la prueba de producción V, es la que presentó mejores resultados en sus análisis, clasificándola como una arena tipo II, con una relación de Poisson mas bajo en comparación de las otras dos arenas analizadas anteriormente, presentando valores cercanos a 0.3 y que podrían corresponder a la existencia de hidrocarburo asociado con gas. En cuanto a su análisis de AVO se presenta como una probable arena de tipo II, y el atributo SIGN (NI) × GR presenta una anomalía en la localidad del pozo, cuya existencia se verifica en cada uno de los atributos que se extrajeron a lo largo del horizonte.

. 1

Se puede concluir que a partir de los datos obtenidos, la delimitación de los yacimientos es muy complicada, debido principalmente a que los espesores son pequeños, y por ende existe una incertidumbre muy grande. A pesar de ello, los atributos sísmicos obtenidos: Reflectividad de Poisson, Reflectividad de onda P, Reflectividad de onda S, Factor Fluido, Intercepto, Gradiente, SignNI x G y RMS, nos mostraron las tendencias generales que presentan estas trampas, que nos muestran una distribución de las arenas discontinua y
errática, lo cual nos indica que estos cuerpos presentan una incertidumbre alta, que se debe de tener en consideración en el desarrollo del campo Teekit.

Por otro lado, las estructuras que se visualizaron de esta forma, nos indican que la arena A corresponde a arenas depositadas por canales; mientras que la arena C corresponde a la presencia de un probable lóbulo.

Por falta de tiempo, no se logró realizar más detalladamente el desarrollo de este trabajo, por lo que los resultados aquí presentados son solamente un bosquejo de lo que se puede realizar en esta área.

+

11

BIBILIOGRAFÍA

ł

Ángeles Aquino, F.J., Reyes Nuñez, J. Quezada Muletón, J.M. y Meneses Rocha, J.J., 1994. Tectonic Evolution, Structural Styles and Oil Habitat in the Campeche Sound, México. Association of Geological Societies Bulletin V. XLIV p.53-62

Ángeles Aquino. Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche (no publicado).

Aki, K., and Richards, P. G. 1980, Quantitative Seismology: theory and methods, (W. N. Freeman & Co., New York).

Barnes, A. E., *Seismic Attributes in your facies*: CSEG Recorder, September, 2001, pag. 41-47.

Batzle, M and Wang, Z... 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, Vol.57, No.11, p 1396-1408.

Bortfeld, R. and Rewss, 1961. Approximation to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves: Geophys. Prosp. 9. pgs. 485-502.

British Petroleum & PEMEX, 1994. Evaluación regional del suministro y la carga de los hidrocarburos y su relación con plays.

Castagna, J. P., 1993, Rock Physics: The Link Between Rock Properties and AVO Response, in eds. Castagna, J. P. and Backus, M. M. Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis (Society of Exploration Geophysicists, Tulsa), pgs. 135-171.

Castagna, J. P., 1993b, AVO Analysis: Tutorial and Review, in eds. Castagna, J. P. and Backus, M. M. Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis (Tulsa: Society of Exploration Geophysicists), pgs.3-36.

Castagna, J.P., y Herbert, W. Swan, 1997, Principles of AVO crossplotting. The Leading Edge, pgs. 337-342.

Castagna, J. P., Garcia, J. A., 2004 "Yaakban: Evaluation of AVO Analysis and Recommendations for Future Study"

Chen, Q., Sydney, S., *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*. The Leading Edge, May 1997, pag. 445-456.

Coordinación de Estrategias de Exploración, Interpretación de amplitudes y resultados de Análisis "AVO": Informe interno, PEMEX, Marzo 2001.

Coordinación de incorporación de Reservas; Activo de Exploración Litoral, RMSO. "Informe final de Estudio AVO ÝUM'3D". PARADIGM-PEMEX, Diciembre 2002.

Coordinación de incorporación de Reservas; Activo de Exploración Litoral, RMSO. "Informe final del Pozo Teekit-101", Diciembre 2003.

Coordinación de incorporación de Reservas; Activo de exploración Litoral, RMSO. "Técnicas de Identificación de anomalías AVO y su correlación con el modelo Geológico-Petrofísico". PARADIGM-PEMEX, Diciembre 2003.

Domenico, S.N., 1976, effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir: Geophysics, 41, pgs.882-894.

Domenico, S.N., 1977, elastic properties of unconsolidated porous sand reservoirs: Greophysics, 42, pgs. 1339-1368.

Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., and Gregory, A. R., 1974, Formation velocity and density--the diagnostic basis for stratigraphic traps, Geophysics, 39, pgs. 770-780.

Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres: Geophysics, Vol. 16, p 673-685.

Gassaway, G.S., 1983, SAMPLE: Seismic amplitude measurements for primary lithology estimation: 53rd. Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pgs. 610-613.

Gregory, A.R., 1976, Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks: Geophysics, 41., pgs. 895-921.

Hall, D.J., y Adamick, J.A., 1995, AVO as an exploration tool: Gulf of Mexico case studies and examples. The Leading Edge, pgs. 863-881.

Hamilton. E.L., 1979, Vp/Vs and Posson's ratios in marine sediments and rocks: J. Acoust. Soc. Amer., 66. pgs. 1093-1101.

Hampson D., Russell, B., and Chun, J.J., 1990, Noise elimination and the Radon Transform. Part 1 and part 2. The Leading Edge, October.

Han, D-H., Nur, A., and Morgan, D., 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: Geophysics, Vol. 51, No. 11, p. 2093-2107.

Hilterman, F. J., Sherwood, J. W. C., Schellhorn, R., Bankhead, B., and
DeVault, B. C., Detection of hydrocarbons with lithostratigraphy, pages 1751-1754 of 66th Annual International Mtg., Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts.

Hilterman, F. J., 1995, Seismic Lithology (unpublished course notes).

Knott, C. G., 1899. Reflexion and Refraction of Elastic Waves with Seismological Applications, Philos. Mag., XLVIII, pgs.64-97.

Koeffoed, O., 1955. On the effect of Poisson's rations of rock strata on the reflection coefficients of plane waves: Geophys. Prosp., 3, pgs. 381-387.

León, I. F., 1996, Variación de las Amplitudes con respecto a la Distancia (AVO), Gerencia de Exploración Región Norte, México. pgs. 53-61.

Loertzer, G. J. M. y Berkhout, A. J., 1993, Linearized AVO Inversion of Multicomponent Seismic Data, in eds. Castagna, J. P. and Backus, M. M. Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis (Society of Exploration Geophysicists, Tulsa), pgs.317-332.

Mandujano Velásquez, Duncan Keppie., 2002, Evolución Litoestratigráfica de 8 pozos en el Noroeste de la Sonda de Campeche: XVII XVI Convención Geológica Mundial, Sociedad Geológica Mexicana, p. 337-338.

Martínez, Hector; 2000. Apuntes de Registros de Pozos.(notas de curso no publicadas)

Marton, György y Buffer, R.T., 1993. The Southeastem Gulf of México in the Framework of the Opening of the Gulf of México Basin. GCSSEPM Foundation 13th Annual Research Conference, July 1, 1993, p. 51-67

Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 1998, The Rock Physics Handboork: Tools for Seismic Analysis in Porous Media: Cambridge University Press, Cambridge, New York, USA, 329 pp.

Muskat, M. y Meres, M.W., 1940, Reflection and Transmission Coefficients for Plane Waves in elastic Media, Geophysics V. pgs.113-148.

O'Connel, R. J., y Budianski, B., 1974, Seismic velocities in dry and saturated cracked solids, Journal of Geophysical Research, 79, 5412-5426.

Ostrander, W.J., 1984, Plane-wave reflection for gas sands at nonnormal angles of incidence. Geophysics Vol 49, No.10 (octubre 1984); pgs. 1637-1648.

Peddy, C.P., y Sengupta, M. K., 1995, AVO análisis in high-impedance sandstone reservoirs. The Leading Edge, pgs. 871-877.

Pindell, J.L. 1985. Alleghenian reconstruction and subsecuent evolution of the Gulf of México, Bahamas, and Proto-Caribbean. Tectonics, Vol.4, No.1, p 1-39, January, 1985.

Redd, C. T., 2000, Amplitude Variation with Offset Analysis in the Troll Field, North Sea. pgs. 8

Resnick, J. R., 1993, Seismic Data Processing for AVO and AVA Analysis, in eds. Castagna, J. P. and Backus, M. M. Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis (Society of Exploration Geophysicists, Tulsa), pgs. 175-189.

Robertson, J., Fisher, D. A., *Complex seismic trace attributes*: Geophysics: The Leading Edge, June 1988, pag 22-26.

Ross, C.P., y Kinman, D.L., 1996, Nonbright-spot AVO: Two examples.

Rutherford, S.R., and Willams, R.H., 1989, "Amplitude-versus-offset variations in gas sands, Geophysics, 54., pgs. 680-688.

Salvador, A., 1987. Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of México basin. AAPG Bulletin, V. 71 No.4 (April, 1987), p.419-451.

Sheriff, R. E., Geldart, L. P., *Exploración sismológica, Volumen I, Historia, teoría y obtención de datos*: México, D.F., Editorial Limusa, 1991.

Sheriff, R.E., 1991, Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. 3rd Edition: SEG Geophysical References Series 1, Tulsa, USA, p. 384.

Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1995, Exploration Seismology 2nd Edition: Cambridge University Press, New York, USA, p.592.

Shuey, R. A., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations, Geophysics, 50, no. 4, pgs. 609-614.

Schlumberger, *Seismic Interpretation Using Charisma, Training and Exercise Guide*: October 2000, cap. 11.

Trickett, 2001, "Eigenimage noise suppression of 3D seismic in the domain FXY", resumen SEG, pag. 1981.

Winker, C.D. y Buffer, R.T., 1988. Paleogeographic Evolution of the Early Deep-Water Gulf of México and its Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean). A.A.P.G. Bull. Vol.72, No.3 p. 318-346

Zoeppritz, K,.(1919) Über reflexion und durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkerlsfläschen: Berlin, Über Erdbebenwellen VII B, Nachrichten der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Math-Phys., KI, pgs. 57-84.

Ł

Sec. 3.