

**INTEGRACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE ATRIBUTOS  
AVO Y DE MODELADO DE SUBSTITUCION DE FLUIDOS PARA LA  
DISCRIMINACIÓN DE ZONAS DE GAS FIZZ Y DE GAS COMERCIAL EN  
EL CARIBE COLOMBIANO.**

**LORENA GIRALDO CANDAMIL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**INTEGRACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE ATRIBUTOS  
AVO Y DE MODELADO DE SUBSTITUCION DE FLUIDOS PARA LA  
DISCRIMINACIÓN DE ZONAS DE GAS FIZZ Y DE GAS COMERCIAL EN  
EL CARIBE COLOMBIANO.**

**LORENA GIRALDO CANDAMIL**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Geofísico M.Sc. ANDRÉS EDUARDO CALLE OCHOA  
DIRECTOR ICP**

**Ingeniero de Petróleos. CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
DIRECTOR UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*A Dios por acompañarme y darme fortaleza en todo momento.*

*A mi madre por su amor, fortaleza, consejos y estar conmigo en todas las etapas de mi vida, por que me enseñó a creer en mí y a luchar por todos mis ideales y sueños.*

*A la memoria de padre.*

*A mi hermana por su cariño, constancia, por brindarme amistad incondicional cuando más lo necesite, por creer y confiar en mí.*

*A mi hermano por su cariño, brindarme su apoyo y por enseñarme a crecer como persona y profesionalmente.*

*A mi familia que me ha dado fortaleza en todo mi camino universitario.*

*A mis amigos de toda la vida.*

*Lorena Giraldo Candamil*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Andrés Eduardo Calle por haber sido un apoyo y guía durante todo el proyecto, por sus consejos de padre y su complicidad de amigo. Por haber sido mi maestro y enseñarme cosas muy valiosas de la academia y de la vida.

A Cesar Augusto Pineda por haber cumplido un papel fundamental en la elaboración de este trabajo, por guiarme, aconsejarme, por ser mi amigo incondicional y Por la valiosa confianza que depositó en mí.

A Alexandra Plata por su gran amistad y colaboración en todo momento, por su complicidad y constancia, por enseñarme academia y vida.

A Germán Yuri Ojeda, Por sus valiosos consejos de formación profesional, por creer y confiar en mí y sobre todo por su valiosa amistad.

A Joel, amigo incondicional, por estar conmigo en momentos difíciles de mi vida, por apoyarme en todo, por enseñarme a ser guerrera y a luchar por todos mis sueños y alcanzar mis metas.

A Diana, Edwin y Sandra, porque me enseñaron el importante significado de la amistad, por ser mi familia y estar conmigo en momentos difíciles, por sus valiosos consejos y amistad incondicional.

A, Leandro, Franklin, Jorge, José, Cándelo, Rolo, Marce, Héctor, Carlitos, Cata, Lelis, Alfonso, Snake, Darlintong, Javier, Soni por su amistad durante la estadía en la universidad, por ser mis cómplices, por los buenos momentos que pasamos, que se quedaron en mi corazón y en mis recuerdos.

ACIPET capitulo estudiantil UIS, John, Diego, Gabo, por el trabajo en grupo, por brindarme amistad y cariño y por acompañarme en el desarrollo del proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo-Ecopetrol, En especial a geofísica, por aportar cada uno un grano de arena para la elaboración del proyecto.

Al Grupo de investigación Petrosísmica que me dio la oportunidad de ser líder, amar la investigación y conocer personas que me brindaron una excelente amistad, de las cuales aprendí mucho. Personas que marcaron una etapa importante de mi vida en especial y Two Brains, Leydy, Ingrid, María T, Cristian, Diego, Camilo y Wilson...Amigos para toda la vida.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	1
1. GENERALIDADES .....	2
1.1. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA.....	2
1.1.1. Evidencias de Hidrocarburos.....	2
1.1.2. Estratigrafía.....	3
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. PRINCIPIOS AVO (AMPLITUD VS OFFSET) .....	9
2.2. TEORIA AVO.....	10
2.3. ATRIBUTOS AVO.....	12
2.3.1. Ecuación de Bortfeld.....	13
2.3.2. Ecuación de Shuey.....	13
2.3.3. Ecuación de Smith y Gidlow.....	15
2.3.4. Ecuación de Fatti.....	15
2.4. SUBSTITUCION DE FLUIDOS.....	16
2.4.1. Suposiciones del modelo de Gassmann.....	18
2.4.2. Propiedades elásticas de la roca.....	19
2.4.3. Uso de la ecuaciones de Gassmann.....	20
2.4.4. Cálculo de las Velocidades.....	24
2.4.5. Limitaciones de las ecuaciones de Gassmann.....	25
2.4.6. Física de Rocas.....	25
2.4.7. Ecuaciones Empíricas de Velocidad.....	27
3. ANALISIS DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD .....	29

3.1.	USO DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD.....	31
3.1.1.	Parametrización de la ecuación de Bortfeld .....	31
3.2.	INVERSIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD.....	33
3.3.	INVERSA GENERALIZADA .....	33
4.	METODOLOGÍA.....	36
4.1.	RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	36
4.2.	MODELAMIENTO.....	38
4.2.1.	Generación de Registro Vs.....	38
4.3.	DISCRIMINACIÓN MEDIANTE LA ECUACION DE BORTFELD ....	44
4.4.	INVERSIÓN DE LOS PARAMETROS ELÁSTICOS.....	46
4.5.	APLICACIÓN.....	50
5.	RESPUESTA AVO Y DISCRIMINACION DE GAS FIZZ Y DE GAS COMERCIAL.....	52
5.1.	RESPUESTA AVO.....	52
5.1.1.	Clases de anomalías AVO para arenas.....	52
5.2.	DISCRIMINACION DE GAS FIZZ ENTRE GAS COMERCIAL .....	55
5.2.1.	Discriminación mediante la ecuación de Bortfeld .....	55
5.2.3.	Discriminación mediante Intercepto y Gradiente .....	60
5.3.	APLICACIÓN A DATOS REALES .....	62
	CONCLUSIONES .....	70
	RECOMENDACIONES.....	71
	BIBLIOGRAFÍA.....	72
	ANEXOS.....	74
	1 ECUACIÓN DE ZOEPPRITZ.....	74

2. INTERCEPTO Y GRADIENTE.....	76
--------------------------------	----

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de la Guajira. ....	6
Figura 2. Mapa de localización del área de estudio .....	7
Figura 3. Variación de la amplitud con el offset para arenas saturadas de gas y salmuera. ....	9
Figura 4. Variación de las velocidades Vs la saturación para el caso estudio. ....	10
Figura 5. Ondas generadas por una onda P incidente.....	11
Figura 6. Relación Cuantitativa de la Velocidad - Densidad. ....	27
Figura 7. Respuesta de las curvas de Bortfeld para caso agua.....	30
Figura 8. Respuesta de las curvas de Bortfeld para caso gas. ....	30
Figura 9. Metodología aplicada en el caso estudio. ....	36
Figura 10. Registros de pozo y sismograma en el intervalo objetivo. ....	40
Figura 11. Registros de pozo y sismogramas sintéticos para caso gas fizz ( Sw 90%). ....	41
Figura 12. Registros de pozo y sismograma sintético para caso gas comercial (Sw 30%). ....	42
Figura 13. Modelo geofísico del caso estudio. ....	43
Figura 14. Respuesta del método sísmico.....	44
Figura 15. Respuesta de la ecuación de Bortfeld. ....	45
Figura 16. Representación de Bortfeld para Sw 100%. Estado original.....	51
Figura 17. Representación de Bortfeld después de la inversión. ....	51
Figura 18. Clasificación de anomalías. Para topes de arenas saturadas con gas. ....	54
Figura 19. Determinación de Anomalía para el pozo del Caribe Colombiano	55

Figura 20. Discriminación de los diferentes escenarios de saturación mediante la ecuación de Bortfeld.....	57
Figura 21. Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 100%. .....	58
Figura 22. Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 90%. .....	59
Figura 23 Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 30%. .....	59
Figura 24. Cross Plot para arenas saturadas con agua (Sw 100%) .....	60
Figura 25. Cross-Plot para arenas saturadas con gas fizz (Sw 90%). .....	61
Figura 26. Cross-Plot para arenas saturadas con gas comercial (Sw 30%).	61
Figura 27. Línea sísmica apilada del caso estudio. ....	62
Figura 28. Sección sísmica, con la anomalía AVO. ....	64
Figura 29. Gather`s sección sísmica pre-apilada.....	65
Figura 30. Aplicación de Bortfeld para Datos reales. ....	66

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Constantes empíricas de la relación de velocidades para diferentes litologías.....	28
Tabla 2. Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 100%.....	46
Tabla 3. Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 90%.....	46
Tabla 4. Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 90%.....	47
Tabla 5. Matriz G.....	47
Tabla 6. Matriz $G^t$ .....	48
Tabla 7. Producto $G^t * G$ .....	48
Tabla 8. Inverso $G^t * G$ .....	48
Tabla 9. Multiplicación $(G^t * G) \text{ inv.} * G^t * d$ .....	49
Tabla 10. Parámetros A, B y C para Sw 100%.....	49
Tabla 11. Parámetros A, B y C para Sw 90%.....	49
Tabla 12. Parámetros A, B y C, para Sw 30 %.....	50

## RESUMEN

**TITULO:** INTEGRACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE ATRIBUTOS AVO Y DE MODELADO DE SUBSTITUCIÓN DE FLUIDOS PARA LA DISCRIMINACIÓN DE ZONAS DE GAS FIZZ Y DE GAS COMERCIAL EN EL CARIBE COLOMBIANO<sup>1</sup>

**AUTORES:** LORENA GIRALDO CANDAMIL<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** AVO, Substitución de fluidos, Gas Fizz, Atributos.

### DESCRIPCIÓN:

El análisis de atributos AVO (Amplitud Vs Offset), basado en la integración de modelos geofísicos y petrofísicos se ha convertido en una herramienta importante e innovadora en la evaluación y ejecución de proyectos de exploración de hidrocarburos, específicamente de yacimientos de gas. Sin embargo, aún se identifican algunos inconvenientes a la hora de reconocer y/o diferenciar formaciones saturadas con volúmenes considerables de gas comercial (saturaciones de gas mayores al 50%), de otras con proporciones inferiores, incluso al 10%, denominadas Gas fizz, generando expectativas prometedoras sobre proyectos no comerciales.

En este trabajo se integró la geofísica y petrofísica con la finalidad de evaluar indicadores de hidrocarburos confiables, para la identificación y discriminación de gas fizz y gas comercial en el Caribe Colombiano, mediante modelado sísmico, sustitución de fluidos y extracción de atributos AVO, utilizando toda la información de registros de pozo disponible, a partir del análisis de sensibilidad de la ecuación propuesta por BORTFELD (1961) como una aproximación lineal de ZOEPPRITZ para estudiar los coeficientes de reflexión y refracción.

Esta ecuación consta de dos términos principalmente: término fluido que depende de la velocidad de la onda P, y término rigidez de la velocidad de la onda S, ambos determinan un patrón discriminante para casos donde la roca está saturada con agua y cuando hay presencia de gas fizz y comercial. La ventaja que tiene este atributo es que permite analizar explícitamente el comportamiento de las velocidades, basado en la variación de la amplitud con el offset en función de las propiedades elásticas de la roca para cada escenario de saturación propuesto (Sw 100%, Sw 90% y Sw 30%). De esta manera se aplica al caso estudio del Caribe Colombiano como herramienta adicional en la etapa de exploración para tener un entendimiento del estado de saturación de gas en la roca.

---

<sup>1</sup> Proyecto de grado

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director ICP M.Sc. Andrés Eduardo Calle,  
Director UIS Ing. Cesar Augusto Pineda

## ABSTRACT

**TITLE:** DISCRIMINATION OF FIZZ AND COMMERCIAL GAS ZONES IN THE COLOMBIAN CARIBBEAN RESERVOIR ROCKS BY USING AVO ATTRIBUTES EVALUATION TECHNIQUES AND FLUID SUBSTITUTION MODELING<sup>Y</sup>

**AUTHORS:** LORENA GIRALDO CANDAMIL<sup>¥</sup>

**KEY WORDS:** AVO, Fluid Substitution, Fizz Gas, Attributes

### DESCRIPTION:

The AVO (Amplitude vs Offset ) attributes analysis based in the integration of geophysical and petro physical models has become a very important and innovative tool for evaluation and execution of exploration projects, mostly in gas reservoirs. However, there are still uncertainties at the time of recognize or difference saturated formations with remarkable volumes of commercial gas (saturations over 50%), with others formations with lower proportions, even at 10%, denominated Fizz Gas, latter generate high expectative over non commercial projects.

In this work, geophysics and petrophysics has been integrated to evaluate indicators of hydrocarbons to identify and discriminate fizz and commercial Gas in the Colombian Caribbean Through seismic modeling, fluids substitution and AVO attributes extraction. To achieve this goal we made use of all the information of available well logs and the sensitive analysis of the equation proposed by BORTFELD (1961) as a lineal approximation of ZOEPPRITZ to study the reflection and refraction coefficients.

This equation has two terms: The fluid term that depends on P-wave velocity, and the rigidity term which depends on S-wave velocity, both determinate a discriminating pattern for cases where the rock is saturated with water, Fizz Gas or commercial Gas. The advantage, of using the attributes fluid and rigidity, is because they allow analyze explicitly the velocity behaviors, based in amplitude variations with the offset as a result of the rock's elastic properties for each saturation scenarios proposed (Sw 100%, Sw 90% and Sw 30%). In this way, it applies for the case study of Colombian Caribbean as an additional tool in the exploration stage to understand the gas rock saturation state.

---

<sup>Y</sup> Graduate Project

<sup>¥</sup> Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical and Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.  
Director ICP M.Sc. Andrés Eduardo Calle  
Director UIS Ing. Cesar Augusto Pineda

## INTRODUCCIÓN

La técnica AVO estudia las variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica con cambios en la distancia entre puntos de disparo y receptores. El análisis AVO permite a los geofísicos tener una mayor identificación del contenido de fluido en la roca. Esta técnica ha sido desarrollada desde inicio de los 80s, y desde entonces, es de gran utilidad como indicador de hidrocarburos, obteniendo, resultados exitosos y otros casos no tanto (MUKERJI et al 2002).

En las etapas de exploración y explotación de yacimientos es necesario hacer un estudio preliminar de las características elásticas de las rocas y de los registros de pozo, con el objeto de generar mayor confianza en los resultados obtenidos. El análisis de atributos AVO, basado en modelos geofísicos, física de roca y modelado sísmico se ha convertido en una herramienta importante en proyectos de exploración petrolera, ayudando a reconocer zonas de posible interés comercial. Desafortunadamente se ha reconocido que es difícil hacer una discriminación de rocas saturadas con gas comercial (mayores a 50%) de aquellas con bajo contenido, llamado Gas fizz (1-10 %) siendo este el responsable de interpretaciones erróneas de falsos indicadores de hidrocarburo.

En este trabajo se integró geofísica y petrofísica para observar la respuesta del pozo estudio del Caribe Colombiano utilizando toda la información de registros de pozo disponible, mediante modelado sísmico, sustitución de fluidos y extracción de atributos AVO, evaluando los indicadores de hidrocarburos que hagan confiable la identificación y discriminación de gas comercial y gas fizz basados en la aproximación lineal de la ecuación de Bortfeld analizando la sensibilidad de los términos rigidez y fluido para diferentes escenarios de saturación en la roca.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA**

La cuenca de la guajira está localizada en la parte Norte de Colombia, comprende la península de la guajira y una parte del offshore limita al norte y al noroeste con el cinturón deformado del sur del Caribe (S.C.D.B) al sur con la falla de Oca y al este con el límite entre Colombia y Venezuela.

La guajira esta dividida en dos provincias distintas, Alta Guajira y Baja Guajira. En el mapa de relieve (Figura 2) se observa el contraste de las dos provincias.

La cuenca de la alta Guajira está localizada al norte de la falla de Cuiza, limita al noroeste con el cinturón deformado del sur del Caribe y al este con el límite geográfico entre Colombia y Venezuela.

La cuenca de la baja Guajira está localizada entre la falla de Oca en el sur y la falla de Cuiza al norte, el cinturón deformado del Caribe al oeste y el límite geográfico entre Colombia y Venezuela al oriente. Esta cuenca se caracteriza por tener una morfología suave en comparación con la cuenca de la alta Guajira.

#### **1.1.1. Evidencias de Hidrocarburos**

El mayor potencial de Gas descubierto en Colombia proviene de la cuenca de la Guajira, Chuchupa (Aprox 3500 GCFG), Ballena (Aprox 1257 GCFG), Riohacha (Aprox 92 GCFG) y Santa Ana (Aprox 400 GCFG-15 MCFGD)<sup>1</sup>. (MOJICAJ.,CASTILLO H., CASTILLO H.,BICEÑO L., ARCE C.,CUARTAS

C.,JIMENEZ D., PEÑAFORT C: KHURAMA S.,REY C., RESTREPO J;; CERON M., ANH Special Publication 2009. Bogotá.)

### **1.1.2. Estratigrafía**

Las rocas sedimentarias de la cuenca de la Guajira están caracterizadas por una regresión en el Cenozoico (KRAUSE, 1971), la cual consiste en rocas calcáreas y siliciclásticas del Cretácico y Terciario, depositados en diferentes ambientes tales como continental, deltaico, de plataforma, marino somero, y batial. Estas rocas yacen en contacto discordante sobre el complejo Precámbrico, y rocas ígneas y metamórficas del Paleozoico y Mesozoico (HOSIE, 1994).

El espesor de la Secuencia de sedimentos del Mioceno depositados en la cuenca llevó a Case (1990) a sugerir un posible cuenca *pull-apart* entre la falla de Oca y Cuiza (Hoise, 1994).

RUBIO y RAMÍREZ (2000) mostraron que durante el Paleoceno y Eoceno inferior hay un hiato estratigráfico debido a un periodo de exposición extensiva y sedimentación en el área norte de la falla Oca.

#### **🚧 Formación Macarao (E<sub>2m</sub>)**

Según ROLLINS (1965), esta formación está constituida, hacia la base, por arcillolitas limosas, seleníticas, ligeramente carbonáceas, de color gris claro, suprayacentes por bancos de areniscas glauconíticas de grano fino, micáceas, finamente estratificadas, con intercalaciones de arcillas; hacia el tope las areniscas gradan a calizas arenosas, arcillosas, limolíticas, fosilíferas con *Ostrea* y *Venericardia*, de color pardo a pardo oscuro, y gradan

a calizas puras, pardas, masivas, densas y fosilíferas. *Globorotaloides suteri*, *Chiloguembelina cf. Cubensis* y *Globigerina venezolana*.

La Formación fue depositada bajo condiciones marinas poco profundas en una bahía, para este autor, las calizas fueron depositadas probablemente costa fuera como bancos de corales y las arenas y arcillas en las lagunas traseras.

### **Formación Siamana (Eoceno Superior – Oligoceno)**

RENZ (1960) reconoció dos miembros: uno inferior compuesto de conglomerado con clastos de caliza “ftanites”, cuarcitas y rocas metamórficas, y uno superior compuesto de calizas arrecifales, calizas lodosas, calizas arenosas, calizas margosas y margas de color amarillo rojizo claro y limonitas arcillosas grises. Estas facies son interpretadas como un complejo regresivo de arrecifes, y está representada por areniscas fosilíferas y areniscas bioesparíticas e intraesparíticas.

La zona de *Globigerinae ciperensis* de oligoceno para su formación. La presencia de abundante material terrígeno dentro de calizas arrecifales indica un cambio lateral de facies de arrecifes, mostrando aguas someras en un mar abierto, con desarrollo de arrecifes. Un promedio de espesor de esta formación es de 300 m. El contacto con la formación Uitpa es variable de no concordante a concordante.

### **Formación Uitpa (E<sub>3u</sub>)**

La Formación Uitpa está constituida por *shales* arcillosos, *shales* y, en menor proporción, por capas de areniscas y calizas arenosas (ROLLINS, 1965). En la zona de Jarara está constituida por lodolitas limosas yesíferas y

cantidades menores de limolitas, areniscas, margas y algunas capas delgadas de calizas (LOCKWOOD, 1965). Los *shales* y *shales* arcillosos, varían de color pardo grisáceo a gris y pardo, pero meteorizan a color pardo amarillento, son blandos, en parte limosos, seleníticos y con lentes escasos de areniscas de grano grueso. En la parte baja son comunes capas delgadas de areniscas calcáreas arcillosas, de color pardo grisáceo a pardo, de grano fino, resistentes y fosilíferas; estas mismas capas se encuentran ocasionalmente en otros niveles a lo largo de la formación. Para Rollins (1965), la formación Uitpa se depositó aparentemente en un ambiente marino nerítico a marino profundo. La zonación Foraminífera publicada en 1965 asigna la unidad una edad de Oligoceno superior a Mioceno inferior.

#### **Formación Jimol (N<sub>1j</sub>)**

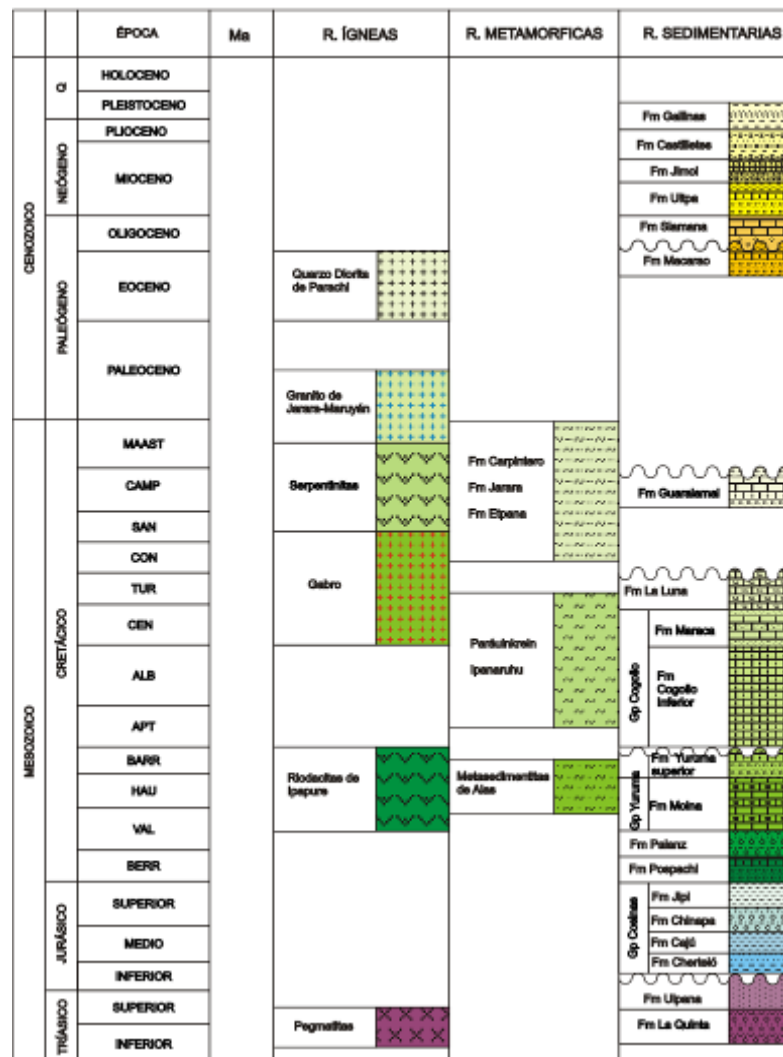
RENZ (1960) definió esta formación como compuesta de calizas interestratificadas, lodolitas calcáreas y shale. Ocasionalmente las calizas son arenosas, contienen fragmentos de cuarzo, chert y feldespato. La interpretación del ambiente de sedimentación para la unidad calcárea de la Formación Jimol varía de marino somero de alta energía a plataforma interna. Los datos de Moluscos y la posición estratigráfica le asignan una edad de Mioceno medio.

#### **Formación Castilletes (N<sub>1c</sub>) y Formación Gallinas**

Constituida hacia la parte inferior por rocas calcáreas y hacia la parte superior por arcillas. Las calizas son de color pardo amarillento a pardo grisáceo, margosas, arcillosas, arenosas, de textura gruesa, fosilíferas y algo duras con algunas intercalaciones de areniscas calcáreas. Las arcillolitas varían de color entre pardo, pardo amarillento, gris y gris verdoso, son limosas y localmente arenosas (RENZ 1960) La Formación Castilletes

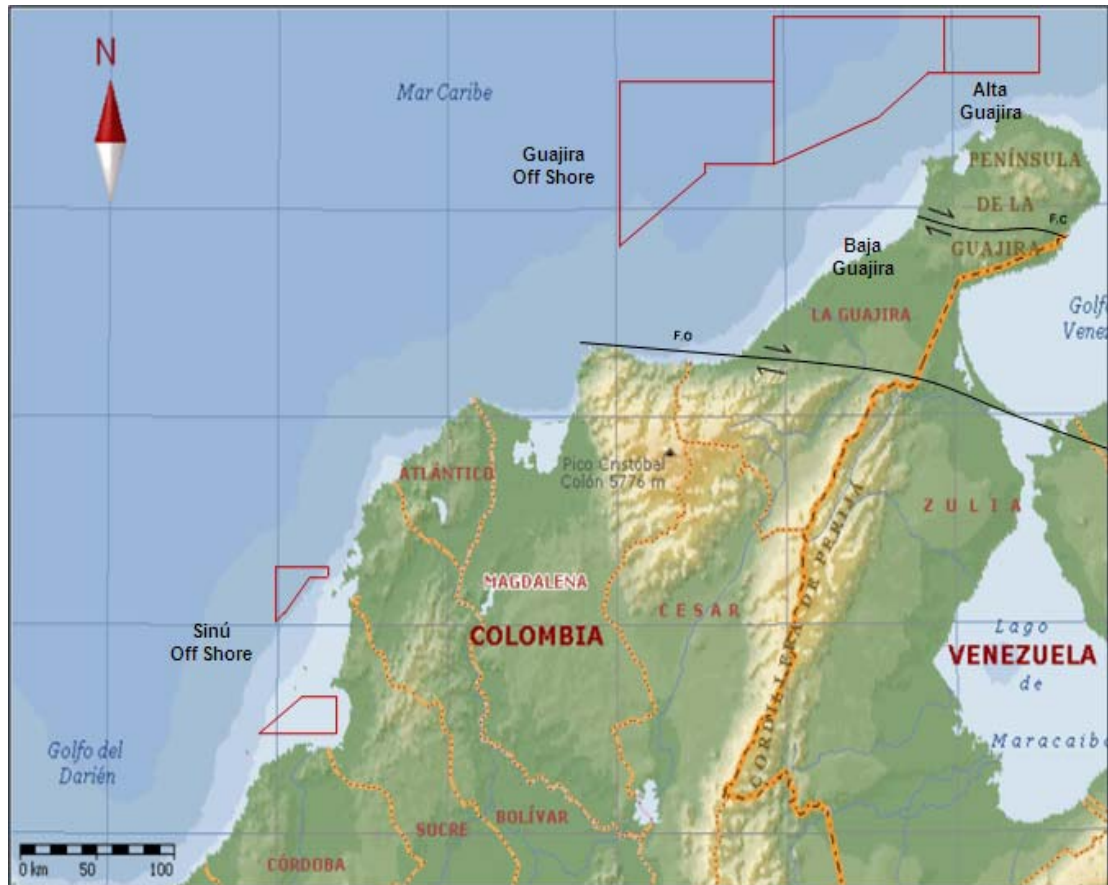
descansa conforme sobre la Formación Jimol. Su contacto superior no está expuesto, pero es probablemente discordante con las rocas del Pleistoceno y sedimentos recientes. La Formación Gallinas está compuesta de caliza arenosa y arenita calcárea con interestratificaciones de arena, arcilla y guijas (THOMAS ,1972).

**Figura 1.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de la Guajira.



Fuente: Ramírez, 2007

**Figura 2.** Mapa de localización del área de estudio



**Fuente:** IGAC (Instituto Geográfico Agustín Codazzi)

## 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mayor potencial de Gas descubierto en Colombia proviene de la cuenca de la Guajira, solo una pequeña parte de lo que comprende el Caribe Colombiano, ante esta situación surge la necesidad de evaluar indicadores de hidrocarburos confiables que agrupen estudios petrofísicos y geofísicos,

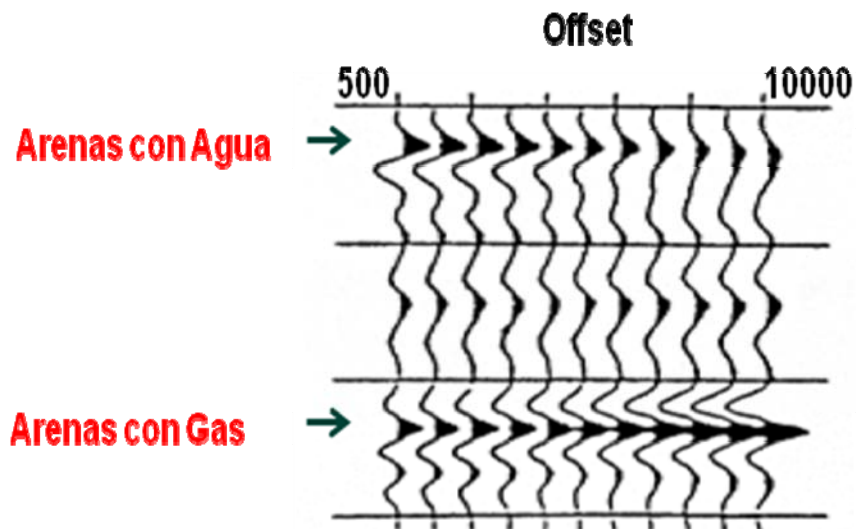
para evaluar mediante metodología el comportamiento de los parámetros elásticos de la roca ante diversos escenarios de saturación, disminuyendo el nivel de incertidumbre en la etapa de exploración de hidrocarburos especialmente Gas.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. PRINCIPIOS AVO (AMPLITUD VS OFFSET)

El análisis AVO es una técnica utilizada en exploración como un indicador de hidrocarburos, fue propuesta por Ostrander (1984) quien demostró que los coeficientes de reflexión en arenas saturadas con gas varían de una forma anómala con el incremento de la distancia fuente-receptor (offset).

**Figura 3.** Variación de la amplitud con el offset para arenas saturadas de gas y salmuera.

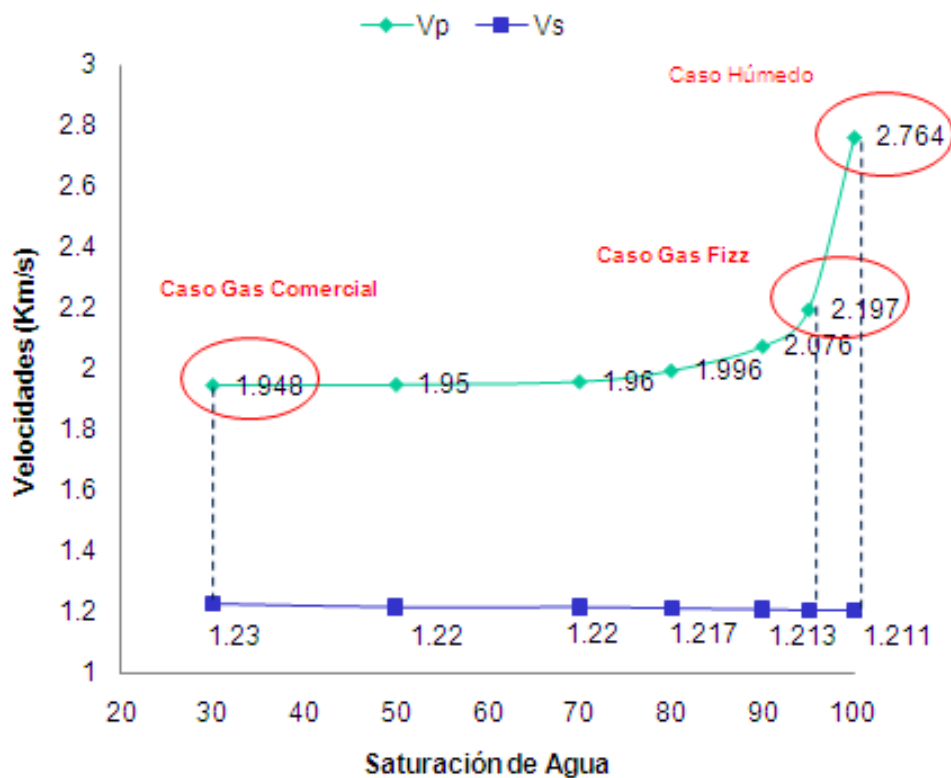


**Fuente:** CASTAGNA, J. Offset-Dependent Reflectivity-Theory and Practice of AVO Analysis. 1993.

Estos cambios de la amplitud con el offset se debe a que los coeficientes de reflexión están en función de la velocidad de onda compresiva ( $V_p$ ), de cizalla

( $V_s$ ), la densidad ( $\rho$ ) y ángulo de incidencia ( $\theta$ ), cuando la roca está saturada con salmuera,  $V_p$  y  $\rho$  son mayores en comparación a casos donde la roca está saturada de gas, en la **figura 4** se observa el comportamiento de las velocidades para diferentes escenarios de saturación de la roca para el caso estudio.

**Figura 4.** Variación de las velocidades Vs la saturación para el caso estudio.



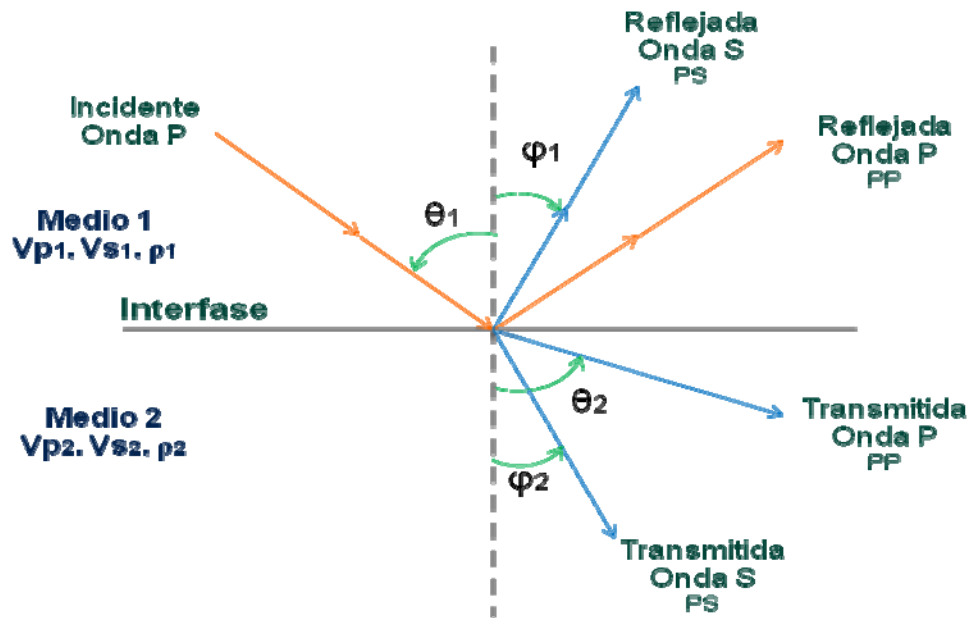
**Fuente:** Autor

## 2.2. TEORIA AVO

El análisis AVO está basado en la propagación de la onda compresiva plana a través de una interface plana entre dos medios elásticos, semi-infinitos e

isótopos (CASTAGNA, 1993). La incidencia de la onda compresiva o P en la interface involucra una partición de la energía puesto que una parte de la onda se refleja, refracta y se transmite, inclusive se convierte (en onda S o de cizalla), esta división de la energía se determina por los coeficientes de reflexión y transmisión. Si la incidencia de la onda P es normal a la superficie solo se refleja y se transmite ondas P, pero si la incidencia no es normal se refleja y se transmite tanto ondas P como ondas S, ondas convertidas, como se observa en la **figura 5**.

**Figura 5.** Ondas generadas por una onda P incidente.



**Fuente:** CASTAGNA, J. Offset-Dependent Reflectivity-Theory and Practice of AVO Analysis. 1993.

ZOEPPRITZ (1919) desarrollo dieciséis ecuaciones que describen los coeficientes de reflexión y transmisión en función del ángulo de incidencia y las propiedades elásticas del medio, con dos condiciones:

1. Que haya continuidad en el desplazamiento, es decir, que la interface responda a la onda incidente como si los dos medios estuvieran soldados.
2. Que haya continuidad en el esfuerzo, para evitar aceleraciones infinitas y discontinuas.

Debido a que las ecuaciones son muy extensas y de difícil manipulación, AKI y RICHARD (1980) representan estas ecuaciones en forma matricial (ver **anexo1**).

De las ecuaciones de Zoeppritz, la ecuación  $R_{PP}$ , reflectividad de onda incidente y emergente compresiva o P, es la más utilizada para el análisis AVO, debido a que en la adquisición sísmica convencional la fuente genera ondas P y los receptores captan la señal que llega como onda P. En la práctica generalmente se utiliza ángulos menores a  $60^\circ$ , para agilizar el proceso de cómputo.

### **2.3. ATRIBUTOS AVO**

Los atributos sísmicos son medidas basadas en el tiempo, la amplitud, atenuación y la frecuencia de datos sísmicos, con el fin de hacer interpretaciones estratigráficas, estructurales o caracterizar yacimientos. Estos atributos han sido desarrollados por diferentes autores con el objetivo de estudiar el fenómeno de propagación de las ondas en un medio, los

cuales los más destacados son BORTFELD (1961), SHUEY (1985), SMITH y GIDLOW (1987), FATTI (1994) entre otros.

### 2.3.1. Ecuación de Bortfeld

BORTFELD en 1961 presenta una aproximación lineal de la representación de Zoeppritz estudiando la variación de las amplitudes vs el ángulo de incidencia en función de los parámetros elásticos de la roca, y esta ecuación consta de dos términos: el primero, denominado término fluido, el cual depende principalmente de  $V_p$ , y el segundo término, denominado rigidez, que depende principalmente de  $V_s$ , como es mostrado en la ecuación 3.1.

$$R_{PP} \approx \underbrace{\frac{\rho_2 V_{p2} \cos^2 \theta_2 - \rho_1 V_{p1} \cos^2 \theta_1}{\rho_2 V_{p2} \cos^2 \theta_2 + \rho_1 V_{p1} \cos^2 \theta_1}}_{\text{Término fluido}} + \underbrace{\left(\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}}\right)^2 [V_{s2} + V_{s1}] \left[ 2(V_{s2} + V_{s1}) + 2\left(\frac{V_{s2} - V_{s1}}{\rho_2 + \rho_1}\right) \right]}_{\text{Término rigidez}} \quad (3.1)$$

Donde:

$\rho_2$  Corresponde a la densidad de la capa suprayacente.

$V_{p2}$  Corresponde a la velocidad de la onda p capa suprayacente.

$V_{s2}$  Corresponde a la velocidad de la onda s de la capa suprayacente.

$\rho_1$  Corresponde a la densidad de la capa subyacente.

$V_{p1}$  Corresponde a la velocidad de la onda p de la capa subyacente.

$V_{s1}$  Corresponde a la velocidad de la onda s de la capa subyacente.

### 2.3.2. Ecuación de Shuey

SHUEY (1985) presenta una aproximación lineal de la ecuación de Zoeppritz. Cada término de ésta ecuación describe un diferente rango angular de la

curva del offset el primer término de la **ecuación 3.2** describe el coeficiente de reflexión para incidencia normal, el segundo término para ángulos intermedios y el tercer término es para ángulos cercanos al crítico. Para ángulos restringidos menores del ángulo crítico (menores a 25°) se utiliza los dos primeros términos dando como resultado una ecuación lineal en  $\sin^2 \theta$ , ver **ecuación 3.3**.

$$R_{PP} = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3.2)$$

$$R_{PP} = A + B \sin^2 \theta \quad (3.3)$$

Donde A y B son llamados intercepto y gradiente, y son útiles para hacer el análisis AVO mediante Cross-plot. **Ver anexo 2**

Donde:

$$A = \frac{\rho_1 V_2 - \rho_2 V_1}{\rho_1 V_1 - \rho_2 V_2}$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 2 \left( \frac{V_c}{V_p} \right)^2 \left( 2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

### 2.3.3. Ecuación de Smith y Gidlow

SMITH y GIDLOW en 1987 proponen una simplificación de la expresión de Aki-Richards llamada factor fluido (**Ecuación 3.4**), y es considerado como un atributo AVO, siendo útil para identificar zonas de gas basado en la tendencia Background.

$$\Delta F \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} - 1.16 \left( v \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \quad (3.4)$$

Donde,

$$v = \frac{V_p}{V_s}$$

$$v = \frac{V_p}{V_s}$$

$$V_s = \frac{V_{p2} - V_{p1}}{2}$$

### 2.3.4. Ecuación de Fatti

FATTI (1994) presenta la siguiente aproximación, ver **ecuación 3.5**:

$$R_{FF} = \frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left( \frac{V_p}{V_s} \right) \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s} - \left( \frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \left( \frac{V_p}{V_s} \right) \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3.5)$$

Para la inversión de la anterior ecuación es necesario dejar la función como variable independiente utilizando la tendencia *Background* (HAMPSON, 2005):

$$\ln(L_p) = K \ln(L_s) + Kc + \Delta L_s \quad (3.6)$$

$$\ln(\rho) = m \cdot \ln(L_s) + mc + \Delta L_D \quad (3.7)$$

Donde K y m son los gradientes, y Kc y mc son los interceptos de las ecuaciones cuando la roca esta saturada con salmuera, los deltas representan a la roca cuando está saturada de hidrocarburo.

#### **2.4. SUBSTITUCION DE FLUIDOS**

Según SMITH et al. (2003) La substitucion de fluidos es una parte importante de cualquier trabajo de atributos sísmicos que suministran al intérprete una herramienta para modelar diferentes escenarion de saturación de fluido en la roca, los cuales podrían dar explicación a una anomalía AVO.

WYLLIE et al. (1956) propuso una relación empírica para modelar la velocidad y la porosidad, la cual en 1980 fue modifica por Raymer, Sin embargo, las relaciones del trabajo de GASSMANN (1951) son las más usadas ya que están relacionadas con el módulo de volumen de una roca y sus poros, su estructura y las propiedades de los fluidos.

El modelado de los efectos de la composición mineral, porosidad y fluidos sobre las velocidades sísmicas está basado en una combinación de relaciones empíricas y formulaciones teóricas. Aún cuando existen algunos

acercamientos empíricos los cuales intentan establecer relaciones entre la porosidad, las velocidades de los fluidos y de la matriz, éstas no están sustentadas en principios físicos y generalmente no trabajan muy bien para un modelado de substitucion de fluidos y de la matriz, (SMITH et al 2003).

Para realizar una substitución de fluidos generalmente se emplea la teoría de Gassmann debido a que relacionan el módulo de volumen de la roca saturada con su porosidad, el módulo de volumen de la estructura de la roca, el módulo de volumen de los minerales que conforman la matriz y el módulo de volumen de los fluidos que están contenidos en el espacio poroso:

$$K_{sat} = K^* + \frac{\left(1 - \frac{K^*}{K_o}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{(1-\phi)K^*}{K_m}} \quad (3.7)$$

Donde  $K_{sat}$  es el módulo de volumen de la roca saturada ( es decir, el modulo de la roca sin drenaje de fluidos),  $K_o$  es el módulo de los minerales que constituyen la matriz,  $K_f$  es el módulo de volumen del fluido de poros,  $K^*$  es el módulo de la estructura de la roca (módulo de volumen de la roca del drenaje de sus fluidos) y  $\phi$  es la porosidad. Cuando se realiza la substitución de un fluido por otro en la roca,  $K_{sat}=K_{final}$  se convierte en el módulo de la roca que está saturada con el fluido inicial. Por tanto, la ecuación anterior se transforma en:

$$\frac{K_{final}}{K_f - K_{final}} - \frac{K_{fluido\ final}}{\phi(K_f - K_{fluido\ final})} = \frac{K_{inicial}}{K_f - K_{inicial}} - \frac{K_{fluido\ inicial}}{\phi(K_f - K_{fluido\ inicial})} \quad (3.8)$$

Para poder aplicar esta ecuación se realiza un proceso que consta de dos etapas:

1. Primero se determina el módulo de volumen de la estructura porosa de la roca (módulo de la roca drenada de sus fluidos iniciales, también llamado módulo de la roca seca ( $K_{dry}$ ) o módulo de volumen de la roca que está saturada con el fluido inicial.
2. Posteriormente se calcula el módulo de volumen de la roca saturada con el fluido deseado.

#### ***2.4.1. Suposiciones del modelo de Gassmann***

El modelo considera que la roca es homogénea e isotrópica y que el espacio poroso está conectado completamente. Esta suposición es violada si el marco de la roca está compuesto por varios minerales con grandes contrastes de rigidez elástica (BERGE, 1998), o si contiene minerales anisótropos orientados preferencialmente. Afortunadamente, las ecuaciones de Gassmann están libres de suposiciones de la geometría de los poros, aunque los poros deberían estar completamente conectados y los fluidos deben ser móviles. Sin embargo, cuando diferentes tipos de poros están presentes en la roca, es conveniente usar modelos más complejos (BERRYMAN Y MILTON, 1991; O'CONNELL, 1984; BERRYMAN y WANG, 2000). Cabe destacar que en rocas de baja porosidad, las suposiciones de la conexión de los poros y el tipo de poros que son violadas posiblemente. Por ejemplo, las rocas carbonatadas pueden ser un problema debido a la diversidad de los tipos de poro y a su conexión.

Las ecuaciones de Gassmann son válidas a frecuencias, de la sísmica, suficientemente bajas tal que las presiones de poro se vuelvan iguales sobre

una escala de longitud mucho más grande que la dimensión de los poros y mucho más pequeña que la longitud de onda sísmica que pasa a través de la roca. En síntesis, se hace la observación: al aplicar las ecuaciones de Gassmann en arenas arcillosas, rocas carbonatadas o con baja porosidad pueden obtenerse resultados poco confiables debido a que son violadas las consideraciones de la frecuencia y la conexión entre los poros de la roca.

#### **2.4.2. Propiedades elásticas de la roca**

Las ecuaciones de Gassmann relacionan el módulo de la roca saturada ( $K_{\text{sat}}$ ) con las propiedades de su estructura porosa y las propiedades de los fluidos presentes. El módulo de volumen o de incompresibilidad de una roca isótropa se define como la relación de los esfuerzos hidrostáticos entre la deformación volumétrica. Los valores de los módulos de volumen pueden ser obtenidos de medidas dinámicas de velocidades hechas en laboratorio o de análisis de registro, por lo tanto, se pueden relacionar el módulo de la roca saturada,  $K_{\text{sat}}$  con su velocidad compresional, velocidad de cizalla y densidad a través de la siguiente expresión:

$$K = \rho \left( V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (3.9)$$

Donde  $\rho$  es la densidad de la roca,  $V_p$  es la velocidad compresional y  $V_s$  es su velocidad de cizalla.

El módulo de cizalla ( $\mu$ ) de una roca se define como la relación del esfuerzo de cizalla y la deformación de cizalla, al igual que el módulo compresional, este puede ser determinado por pruebas de laboratorio o análisis de registros, y está dado por la siguiente ecuación:

$$\mu = \rho^* V_s^2 \quad (3.10)$$

Si las velocidades están en Kilómetros por segundo y las densidades en gramos por centímetro cúbico, los módulos resultantes (K y  $\mu$ ) estarán en unidades de Giga-Pascales (GPa). El módulo de volumen de la roca saturada puede ser sensitivo a la composición del fluido de poro, mientras que el módulo de cizalla no es sensible al fluido de poro, lo que traduce en  $\mu_{dry} = \mu_{wet}$ . De esta manera, el módulo de cizalla, no varía durante la sustitución de fluidos, entender esto es fundamental para la aplicación de la teoría de Biot-Gassmann, en general, y las ecuaciones de Gassmann específicamente.

La siguiente ecuación también es importante para la sustitución de fluidos,

$$\rho = \rho_g * (1 - \emptyset) + \rho_{fl} * \emptyset \quad (3.11)$$

La ecuación describe la relación entre la densidad del fluido  $\rho_{fl}$ , la porosidad ( $\emptyset$ ), la densidad de grano de la matriz de la roca ( $\rho_g$ ) y la densidad de la roca ( $\rho$ ).

### **2.4.3. Uso de la ecuaciones de Gassmann**

Antes de realizar una sustitución de fluidos primero se debe determinar:

1. La porosidad  $\emptyset$
2. Propiedades de los fluidos que ocupan el espacio poroso ( $K_{fl}$ ,  $\rho$ )
3. Módulo de volumen de la matriz ( $K_o$ )
4. Módulo de volumen de la estructura porosa de la roca ( $K^*$ )

Estos cuatro componentes pueden ser calculados o inferidos a través de las medidas de laboratorio o de los análisis de registros de pozo. En el caso de la porosidad, ésta es comunmente calculada a partir del análisis de registros o de los datos de núcleos (SMITH et al., 2003).

En cuanto a las propiedades de los fluidos, deberían conocerse el módulo de volumen y la densidad de los fluidos de poros *in situ*, así como, el módulo de volumen y la densidad del nuevo fluido de poro que se desea modelar. Para determinar esos valores se pueden determinar directamente temperaturas y presiones de yacimiento, calculadas a partir de las ecuaciones de estado.

Debido a que existen típicamente dos o mas fases de fluidos ocupando el espacio poroso de una roca en el yacimiento, deberá primero calcularse el módulo de volumen y la densidad de los fluidos individuales y luego de la mezcla de fluidos de acuerdo a las siguientes reglas físicas. Las ecuaciones de Gassmann suponen que todo el espacio poroso está conectado y que la presión de poro está equilibrada a través de la roca. De esta manera, las suposiciones de fluido homogéneo, uniformemente distribuido a través del promedio de iso-esfuerzo, o promedio de Reuss (SMITH et al 2003):

$$K_{fl} = \left[ \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{K_i} \right]^{-1} \quad (3.12)$$

Donde  $K_{fl}$  es el módulo de volumen de la mezcla de los fluidos,  $K_i$  es el módulo de volumen de las fases individuales y  $S_i$  es su saturación, en el caso de un sistema simple de dos componentes agua-hidrocarburo, esta ecuación se convierte en:

$$K_{fi} = \left[ \frac{S_w}{K_w} + \frac{(1-S_w)}{K_{hc}} \right]^{-1} \quad (3.13)$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $K_w$  es el módulo de volumen del agua y  $K_{hc}$  es el módulo de volumen de hidrocarburo.

Para calcular la densidad de la mezcla de fluidos se usa una ecuación de mezcla simple de componentes:

$$\rho_{fi} = \sum_{i=1}^n S_i \rho_i \quad (3.14)$$

Donde  $S_i$  es la saturación de los componentes individuales y  $\rho_i$  es la densidad de estos mismos componentes, para un sistema de 2 componentes agua-hidrocarburo, esta ecuación se convierte en:

$$\rho_{fi} = S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_{hc} \quad (3.15)$$

Donde  $\rho_w$  es la densidad del agua y  $\rho_{hc}$  es la densidad del hidrocarburo.

Para calcular el módulo de Volumen de la matriz mineral,  $K_o$ , debería estar disponible información de la composición de la roca. Si no se tiene muestra de núcleo, la litología puede ser aproximada a partir de los registros por el análisis de volumen de arcilla y suponiendo que la matriz se encuentra constituida por los minerales cuarzo y arcilla (SMITH et al., 2003). Una vez que la abundancia de los minerales es conocida,  $K_o$  es calculado aplicando el promedio de Voigt-Reuss (VRH) a los constituyentes minerales. Un promedio de VRH es simplemente un promedio de la media armónica (promedio Reuss) y la media aritmética (Promedio de Voigt) para los constituyentes minerales. Si los minerales están localizados en los contactos de grano puede ser más apropiado usar un promedio de Reuss cuando se calcula  $K_o$ .

Para una simple roca que consiste de dos minerales esto puede ser expresado como:

$$K_{Reuss} = \left[ \frac{F_1}{K_1} + \frac{F_2}{K_2} \right]^{-1} \quad (3.16)$$

$$K_{Voigt} = [F_1 * K_1 + F_2 * K_2] \quad (3.17)$$

Donde  $F_1$  y  $F_2$  son las fracciones volumétricas de los dos componentes, y  $K_1$  y  $K_2$  son los módulos de volumen de los dos componentes.

Antes de aplicar las ecuaciones de Gassmann, también es necesario determinar el módulo de volumen de la estructura de la roca porosa,  $K^*$ , o el módulo de volumen de la roca saturada con el fluido inicial. Una vez determinado,  $K^*$  se mantiene constante durante el curso de la sustitución de fluido. Es importante destacar que el módulo de cizalla  $\mu$ , es también una propiedad de la estructura rocosa y por lo tanto también es mantenida constante durante el proceso de sustitución de fluidos.

El  $K^*$  puede ser derivado a partir de:

- ✚ Medidas de velocidad en núcleos drenados con humedad controlada,
- ✚ Aplicación de relaciones empíricas o teoría de un medio efectivo (BUDIANSKY Y O'CONNELL, 1976; MURPHY et al., 1993; Spencer et al., 1994; VERNIK, 1998; WANG 2000,2001, ó
- ✚ Cálculo directo de los registros de datos (Zhu y McMechan,1990).

Cuando se trabaja con los datos de registros, un acercamiento común para la determinación de  $K^*$  es reescribir la ecuación 3.7:

$$K^* = \frac{K_{sat} \left( \frac{Q_0 K_0}{K_f} + 1 - \phi \right) - K_0}{\frac{Q_0 K_0 + K_{sat}}{K_f} - 1 - \phi} \quad (3.18)$$

De esta manera, el módulo de volumen de la roca saturada ( $K_{sat}$ ) Para las condiciones *in situ* son primero calculadas usando la ecuación 3.9, y los otros términos ( $K_f$ ,  $K_0$ ,  $\phi$ ) son calculados usando pasos descritos anteriormente.

#### 2.4.4. Cálculo de las Velocidades

Suponiendo que se ha calculado la porosidad, así como las propiedades de la matriz y de la estructura de la roca, ahora se puede hacer uso de la ecuación 3.8, para calcular un nuevo módulo de volumen saturado para cualquier fluido deseado. Luego, deberían usarse las ecuaciones (3.11) y (3.14) para calcular una nueva densidad de la roca. Una vez calculada la nueva densidad de la roca, se puede reescribir la ecuación 3.9 y calcular la velocidad de la onda p ( $V_p$ ):

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (3.19)$$

Luego al reescribir la ecuación (3.10) y usando la nueva densidad se obtiene la expresión para la nueva velocidad de cizalla:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.20)$$

El módulo de cizalla  $G$ , se mantiene constante durante el curso de la sustitución de fluido.

#### **2.4.5. Limitaciones de las ecuaciones de Gassmann**

Es bueno conocer que las aplicaciones de las ecuaciones de Gassmann tienen sus limitaciones, tales como: Efectos de invasión, la determinación exacta de las propiedades de la estructura porosa de la roca  $K^*$ , lo cual es un trabajo difícil pues generalmente se realizan suposiciones acerca de la matriz y las propiedades de los fluidos, lo que hace que  $K^*$  sea interpretativo y conlleve a errores en el valor de  $K^*$  calculado. Se supone también que todas las fases de los fluidos son homogéneamente distribuidas a través del espacio poroso (saturación homogénea) lo cual no sucede comúnmente en la realidad, conllevando a errores en el cálculo de las ecuaciones.

Por otro lado si se tiene, por ejemplo, una sustitución de gas o petróleo en una arena con agua, las densidades deberían decrecer y las velocidades de cizalla incrementar. Si los cambios esperados en  $V_s$  o en la densidad no son observados o la magnitud de los cambios no es la esperada, deben existir estos errores en uno o más de los parámetros de entrada. Para la densidad y la velocidad de cizalla estos errores estarán, la mayoría de las veces, probablemente en la densidad de granos utilizada o en la porosidad.

#### **2.4.6. Física de Rocas**

Conocer la relación básica de las propiedades físicas de las rocas es fundamental para el análisis AVO, ya que cuando se reconoce una anomalía en una sección sísmica, lo importante es distinguir qué afecta las

propiedades de las rocas cuando hay un cambio (HILTERMAN, 2001). Para distinguir estas variaciones, generalmente se evalúa cómo se afecta la velocidad por cambios en: los módulos elásticos, la densidad y las condiciones ambientales. Los principales factores que afectan las velocidades ( $V_p$  y  $V_s$ ) son: La porosidad, la composición, la densidad de fluido, la densidad de la matriz, el grado de cementación y compactación, la saturación de agua, la presión de poro y la presión de sobre carga. Conociendo como afectan estos factores las propiedades físicas de las rocas se pueden establecer tendencias regionales y locales. Numerosos investigadores (PICKET, OSTRANDER, GARDNER, RAFAVICH, CASTAGNA, GREENBERG, MAVKO) en búsqueda de estas tendencias han encontrado ciertas relaciones entre  $V_p$ ,  $V_s$ , ó,  $\rho$ , los resultados obtenidos los han expresado en ecuaciones. Las principales ecuaciones empíricas serán comentadas a continuación:

***Ecuación de Gardner***

GARDNER (1974) muestra la relación entre velocidad y la densidad para varias litologías, con base en esta relación ajustó una curva que mejor representara la relación entre velocidad y densidad de todas las litologías.

$$\rho = .23V_p^{.26} \tag{3.21}$$

Posteriormente castagna (1993) extendió el trabajo de Gardner, hallando la relacion velocidad-densidad para cada litología.

Arena  $\rho = .300V_p^{.261} \tag{3.22}$

Lutita  $\rho = .204V_p^{.263} \tag{3.23}$

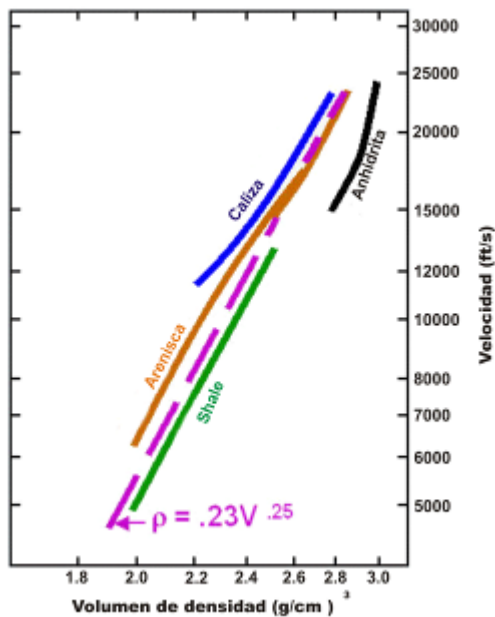
Caliza  $\rho = .243V_p^{.263} \tag{3.24}$

Dolomita  $\rho = .226V_p^{.443}$  (3.25)

Anhidrita  $\rho = .600V_p^{.160}$  (3.26)

Las unidades correspondientes son:  $V_p$  en ft/s y  $\rho$  en g/cc

**Figura 6.** Relación Cuantitativa de la Velocidad - Densidad.



**Fuente:** GARDNER, 1974.

### 2.4.7. Ecuaciones Empíricas de Velocidad

#### ✚ Ecuaciones de Mavko

Mavko (2003) hace una recopilación de ecuaciones empíricas de velocidades, estas son ecuaciones lineales donde relacionan  $V_p$  con  $V_s$  para diferentes litologías saturadas de agua.

$$V_p = aV_s + b \quad (3.27)$$

Donde a y b son constantes empíricas.

**Tabla 1.** Constantes empíricas de la relación de velocidades para diferentes litologías.

Tipo de Roca	A	B (Km/s)
Chalk	0.49511	0.34543
Dolomita	0.5036	0.25524
Arena	0.7683	-0.73327
Caliza	0.5443	-0.039208

**Fuente:** HILTERMAN, F. Seismic Amplitude interpretation. 2001.

### Ecuaciones de Castagna

GREENBERG y CASTAGNA (1992) en su trabajo de técnicas de sustitución de fluido de poro, publican unas ecuaciones adicionales  $V_p$ -  $V_s$  para varias litologías saturadas de agua. Estas ecuaciones son:

$$\text{Arena} \quad V_s = -0.856 + 0.804V_p \quad (3.28)$$

$$\text{Lutita} \quad V_s = -0.867 + 0.770V_p \quad (3.29)$$

$$\text{Caliza} \quad V_s = -1.030 + 1.017V_p - 0.055V_p^2 \quad (3.30)$$

$$\text{Dolomita} \quad V_s = -0.078 + 0.583V_p \quad (3.31)$$

Donde  $V_p$  y  $V_s$  están en unidades de Km/s

### 3. ANALISIS DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD

BORTFELD en 1961 estudió los coeficientes de reflexión y transmisión de la onda P y onda S, basada en la aproximación de Zoeppritz para estudiar el comportamiento de los parámetros elásticos de la roca con diferentes escenarios de saturación de fluido.

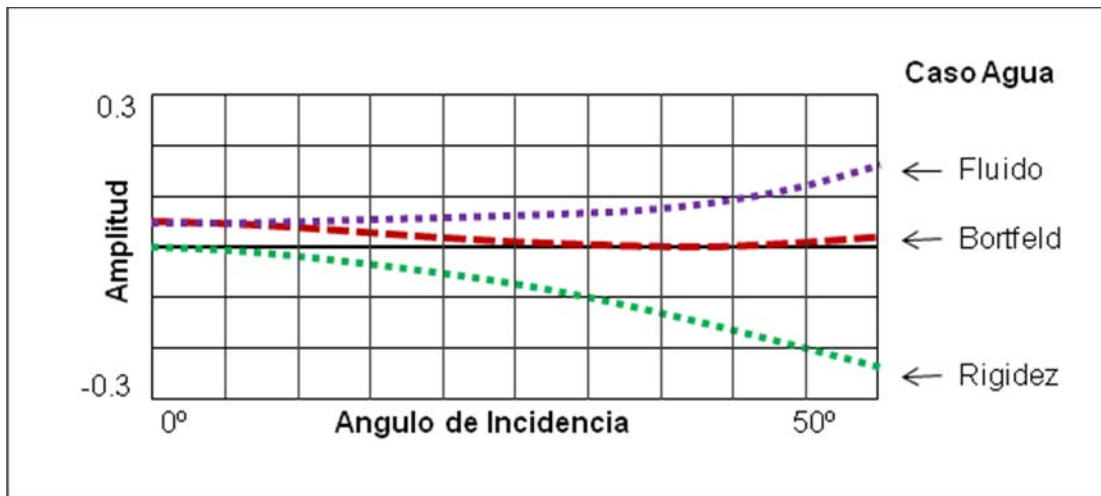
La respuesta AVO de Bortfeld es, generalmente, para un sistema agua-gas, como está descrita en la **ecuación 3.1**, ésta ecuación consta de dos términos: rigidez y fluido.

$$R_{PP} \approx \underbrace{\frac{\rho_2 V_{P2} \cos \theta_2 - \rho_1 V_{P1} \cos \theta_1}{\rho_2 V_{P2} \cos \theta_2 + \rho_1 V_{P1} \cos \theta_1}}_{\text{Término fluido}} + \underbrace{\left(\frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}}\right)^2 [V_{S2} + V_{S1}] \left[ 3 (V_{S2} + V_{S1}) + 2 \left(\frac{V_{S2} - V_{S1}}{\theta_1 + \theta_2}\right) \right]}_{\text{Término rigidez}}$$

Bortfeld estudiando la variación de las curvas basado en el cambio de las propiedades elásticas como la densidad de la roca y las velocidades de la onda P y S, encontró que para caso donde la roca estaba saturada de agua y/o de gas el término rigidez no tenía un cambio relevante, como sí lo presenta el término fluido, esto implicaría que la discriminación entre gas comercial, gas fizz y agua estaría dada por el término fluido, debido a la sensibilidad de la velocidad de la onda P ante los diferentes cambios de saturación de gas en la roca, como es observado en las **figuras 5-6**.

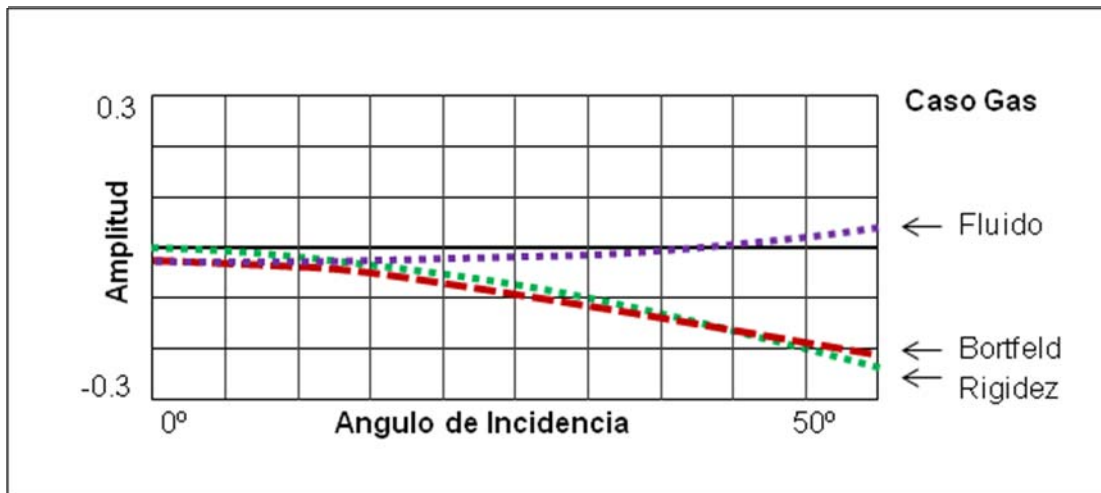
También es importante resaltar que las propiedades elásticas del medio no solo varían con la saturación de gas en la roca sino también con las profundidades, debido al nivel de compactación, con cambios significativos en la densidad y porosidad.

**Figura 7.** Respuesta de las curvas de Bortfeld para caso agua.



**Fuente:** HILTERMAN, F. *Seismic Amplitude Interpretation*. 2001.

**Figura 8.** Respuesta de las curvas de Bortfeld para caso gas.



**Fuente:** HILTERMAN, F. *Seismic Amplitude Interpretation*. 2001.

Al parecer la Ecuación de Bortfeld es un perfecto discriminante de fluido ya que se puede observar explícitamente el comportamiento de las velocidades de la onda P y S, mediante los términos fluido y rigidez, para casos donde la roca esta saturada de gas o agua.

### **3.1. USO DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD**

La ecuación de Bortfeld es aplicada principalmente en rocas siliciclasticas (HILTERMAN 2001) para realizar analisis AVO, y se recomienda tener un conocimiento previo de la zona donde se aplicará este atributo, como datos de registros de pozo, sísmicos y estratigraficos con la finalidad de disminuir el nivel de incertidumbre en proyectos de exploracion.

La aplicación en zonas donde no se tiene informacion de registros de pozo y solo se cuente con datos sísmicos será necesario dejar la ecuación en función de los parámetros elásticos de la roca, los cuales se podrán estimar apartir de una inversión, para este caso es aplicando la inversa generalizada de la ecuación en función de tres parámetros.

#### **3.1.1. Parametrizacion de la ecuación de Bortfeld**

La parametrización de la ecuación de Bortfeld permite representar una curva o superficie en el espacio, mediante valores arbitrarios llamados parámetros, en lugar una variable independiente de cuyos valores desprendan los de la variable independiente.

Se conoce como parametrización a la representación de una curva o superficie como una imagen de una función vectorial. Su importancia radica en que permite tratar como funciones a curvas que no lo son, si se consideran dentro del sistema de coordenadas clásico.

El estudio de la variación de la amplitud vs el ángulo de incidencia en función de las propiedades elásticas fue propuesta por Zoeppritz en 1919, y desde entonces diversos autores hicieron aproximaciones lineales las cuales a partir de inversión se pueden obtener diversos términos para estudiar la saturación de fluido en la roca, aunque la ecuación de Bortfeld es una aproximación de Zoeppritz, no fácilmente utilizada para realizar una inversión, por eso es necesario dejar esta ecuación en función de parámetros para ser utilizada en diversos casos de campo, la ecuación 4.1 muestra la simplificación de los términos rigidez y fluido que mediante la parametrización se puede reducir a solo tres parámetros.

$$R_{pp} = \frac{1}{\cos^2 \theta} \times \frac{\Delta V_p}{2V_p} + \frac{\Delta \rho}{2\rho} - \frac{2\Delta \mu}{\rho V_p^2} \sin^2 \theta \quad (4.1)$$

$$A = \frac{\Delta V_p}{2V_p}$$

$$B = \frac{\Delta \rho}{2\rho}$$

$$C = \frac{2\Delta \mu}{\rho V_p^2}$$

Donde la ecuación queda representada así:

$$R_{pp} = \frac{1}{\cos^2 \theta} * A + B - 2C \sin^2 \theta$$

$$R_{pp} = \underbrace{\sec^2 \theta * A + B}_{\text{Término fluido}} - \underbrace{2C \sin^2 \theta}_{\text{Término rigidez}} \quad (4.2)$$

### **3.2. INVERSIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS DE LA ECUACIÓN DE BORTFELD**

GOODWAY et al. (1997) examinaron la sensibilidad de los parámetros de Lamé en presencia de hidrocarburos y concluyeron que la incompresibilidad por la densidad ( $\lambda\rho$ ), el módulo de cizalla por la densidad ( $\mu\rho$ ) y la relación entre incompresibilidad y el módulo de cizalla ( $\lambda/\mu$ ) son muy sensibles a la saturación con hidrocarburos.

Para calcular  $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$  y  $\lambda/\mu$  de los datos sísmicos se utiliza inversión elástica, la cual consiste en:

1. Extraer la reflectividad de la onda P, amplitudes, a partir de la respuesta AVO de los datos sísmicos.
2. Hacer una inversión de la reflectividad donde se calculan las impedancias los parámetros A, B y C, los cuales están en función de las velocidades e implícitamente en función de  $\lambda\rho$  y  $\mu\rho$  (ecuación 3.19-3.20) mediante el método de la inversa generalizada.

### **3.3. INVERSA GENERALIZADA**

En esta sección se desarrolla un sistema de ecuaciones simultáneas que relacionan los cambios de los parámetros del modelo con una serie de datos, el método de la inversa generalizada ha sido de utilidad para problemas relacionados con sísmica, por la cantidad de parámetros que se manejan en dichos problemas. La inversión de los parámetros mediante la inversa generalizada son desarrolladas mediante formulaciones matriciales y vectoriales.

Las funciones continuas de propiedades de los materiales son estudiados por un modelo finito simplificado para asegurar que  $n > m$ , donde  $n$  son las filas y  $m$  la columnas.

Para  $n > m$  la matriz  $G$  (generalizada) no es cuadrada, debido a que tiene más filas que columnas, de tal modo que si la matriz  $G$  es cuadrada significaría que  $n=m$ , y eso sería lo conveniente para la inversión de los parámetros elásticos de la roca, entonces multiplicaríamos ambos lados de la ecuación por " $G^{-1}$ " el inverso de  $G$ . Por definición, la  $G^{-1}G = I$ , donde  $I$  es la matriz identidad, el sistema de ecuaciones se representaría así:

$$G^{-1}m = Rpp \quad (4.3)$$

$$m = (G^T G)G^{-1}Rpp \quad (4.4)$$

Donde  $m$  representa los parámetros que se desea conocer y  $Rpp$  el vector resultante.

$$\begin{bmatrix} a_{11}(\theta) & a_{12}(\theta) & a_{1N}(\theta) \\ a_{21}(\theta) & a_{22}(\theta) & a_{2N}(\theta) \\ a_{M1}(\theta) & a_{M2}(\theta) & a_{MN}(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{pp1} \\ R_{pp2} \\ R_{pp3} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

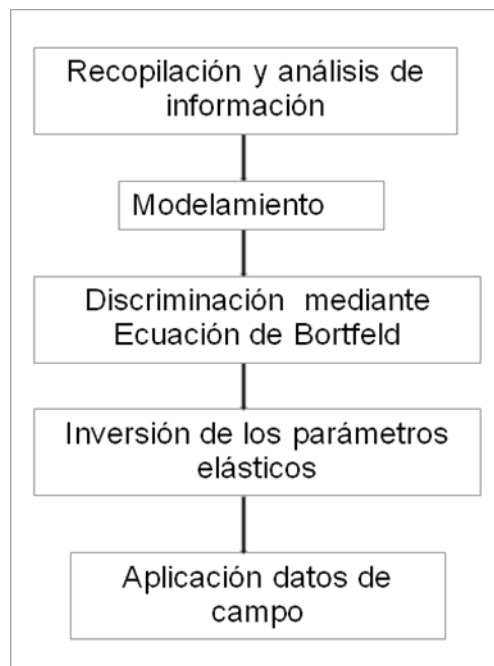
De esta manera se puede resolver  $m$  directamente, pero desafortunadamente no se tiene este caso para la sísmica, en algunas ocasiones se trata con datos que contiene errores, y se asume que se debe conocer bien las propiedades de la estructura, por lo general tratamos de estudiar las ecuaciones con el más mínimo número de incógnitas posible,

para determinar propiedades elásticas que con los datos sísmicos no son posible conseguir de manera directa, de esta manera se propone hacer la inversión de la ecuación paramétrica de Bortfeld para determinar los parámetros A,B y C, y analizar la sensibilidad de los términos rigidez y fluido para cualquier caso.

## 4. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este trabajo, se seleccionó un área de interés del caribe Colombiano con información de pozo y geologicamente bien definida, dividiendo el proceso o metodología en cinco etapas:

**Figura 9.** Metodología aplicada en el caso estudio.



### 4.1. **RECOPILACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

Esta etapa consta de la recopilación y análisis de la información del pozo estudio del Caribe Colombiano, seleccionando la información disponible que sea útil para realizar el modelado de sustitución de fluidos, para ello se contó con información de pozo, como registros e historial del campo, evaluando la evidencia de hidrocarburo de la zona. Los registros de pozo están sujetos a errores en medición por factores ambientales y técnicos, por

eso es necesario hacer análisis de calidad antes de realizar el modelado con el fin de tener un entendimiento en qué estado esta la información.

Antes de seleccionar el área estudio, se seleccionaron los registros de pozo que se necesitan para desarrollar la discriminación:

✚ **Registro de pozo RHOB (Densidad):** Mide la densidad aparente de la formación y se corre hueco abierto, es útil también conocer el comportamiento de la porosidad, en rocas de baja densidad la porosidad es alta y cuando la densidad incrementa la porosidad disminuye, solo se excluye esta relacion en casos donde la roca esta saturada de fluido livianos, como el gas.

✚ **Registro de Pozo Sónico:** Mide la velocidad del sonido a través de las formaciones, ésta herramienta consiste en un transmisor y dos receptores. El transmisor emite ondas de sonido que viajan hacia la formacion y retorna a los receptores. La velocidad de la formación ( tiempo de tránsito o  $\Delta T$ ) es determinada por los tiempos de arribo a los dos receptores, donde el tiempo de tránsito es dependiente de la densidad del medio a través del cual el sonido viaja. Este registro es útil para determinar la velocidad de la onda P, ya que es el inverso del registro sónico, donde es afectado principalmente por formaciones no consolidadas, formaciones naturalmente fracturadas y zonas de hidrocarburos, especialmente gas.

✚ **Registro de pozo Gamma Ray:** Es útil para medir la radiación gamma de las formaciones en un pozo. Las rocas emiten diferentes cantidades y espectros de radiación gamma. En particular las lutitas por el contenido de potasio radioactivo de las arcillas y por su capacidad de intercambio catiónico que hace que absorban uranio y torio. Debido a esta diferencia en la radioactividad se hace posible distinguir las formaciones arcillosas de las nos

arcillosas, de esa manera es importante el conocer dónde están las zonas de lutitas y las de arenas, ya que es en las arenas donde se hará el modelado y discriminación de fluidos.

Es importante que los registros de pozo estén corridos en la zona de interés para el desarrollo de la metodología, no siendo así, implicaría la creación de registros de pozo sintéticos como datos de entrada y disminuiría el nivel de confianza en los datos de salida.

## **4.2. MODELAMIENTO**

La segunda etapa consta del modelado de sustitución de fluidos donde se generan registros de pozo sintéticos mediante los diferentes escenarios de saturación en la roca, partiendo de los datos originales que corresponden al pozo saturado con agua.

Es importante desarrollar una correlación de los datos sísmicos con los registros de pozo mediante la generación de sismogramas sintéticos con ondícula de ricker a cero fase ya que representa una señal transitoria en el dominio del tiempo, la cual tiene una duración finita, es decir que tiene un principio y un fin, y su energía está confinada a estas dos posiciones de tiempo.

### **4.2.1. Generación de Registro Vs**

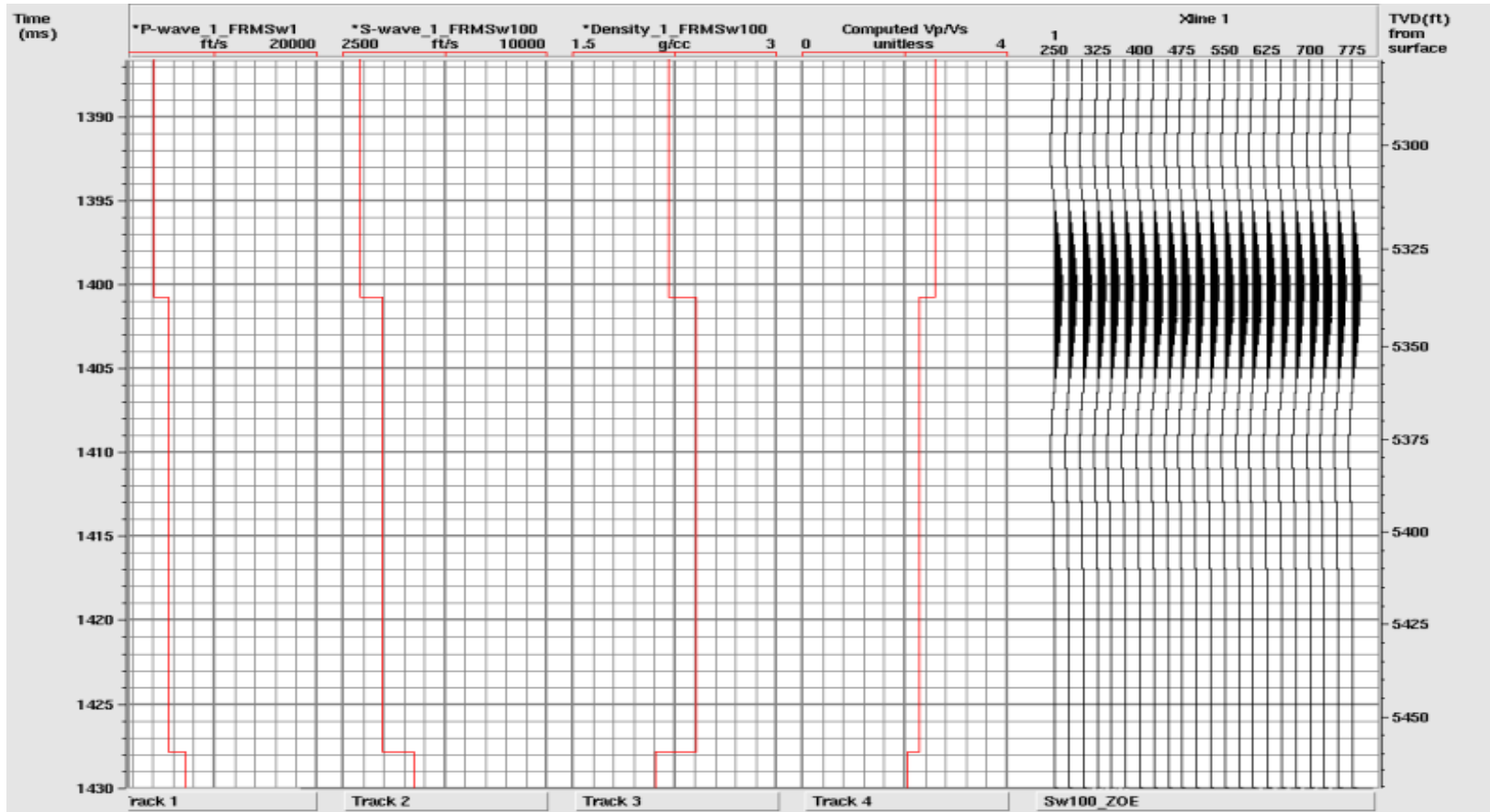
El registro de densidad y los registros de la velocidad de la onda P y S son fundamentales para la generación de sismogramas sintéticos y en casos donde se carece de uno de estos registros se recurren a las ecuaciones empíricas para obtener un registro aproximado.

Como en este trabajo no se cuenta con un registro de velocidad de la onda S, y el pozo es seco, se decidió aplicar las ecuaciones empíricas de velocidad para generar un registro sintético de la onda S. Para la generación del registro se siguieron los siguientes pasos:

- a) Se seleccionaron las ecuaciones empíricas de velocidades que se van aplicar de acuerdo con la litología presente.
- b) Se generó el registro sísmico en unidades de m/s, aplicando en el rango de cada litología la ecuación adecuada.

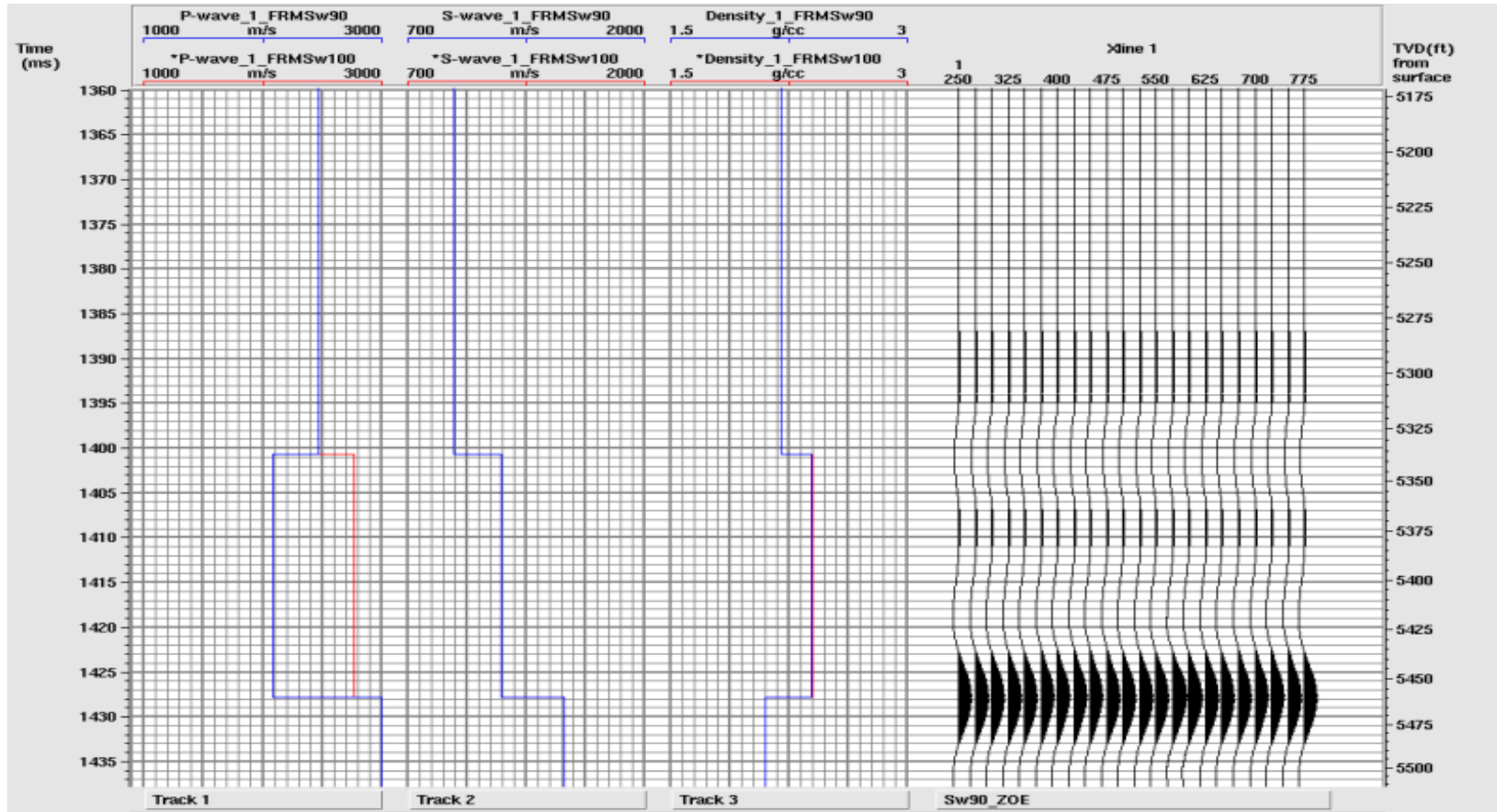
El pozo estudio tiene una profundidad aproximada 6000 ft, donde el intervalo a modelar esta entre los 5325-5425 ft, pertenece a arenas poco consolidadas del terciario de la formacion jimol inferior. La capa suprayacente hace referencia a lutitas consideradas como el sello del yacimiento. tanto las arenas como las lutitas tienen propiedades elásticas diferentes y se modela sólo estos dos intervalos con sus respectivas propiedades para determinar la sensibilidad ante los diferentes cambios de saturación en la roca.

**Figura 10.**Registros de pozo y sismograma en el intervalo objetivo.



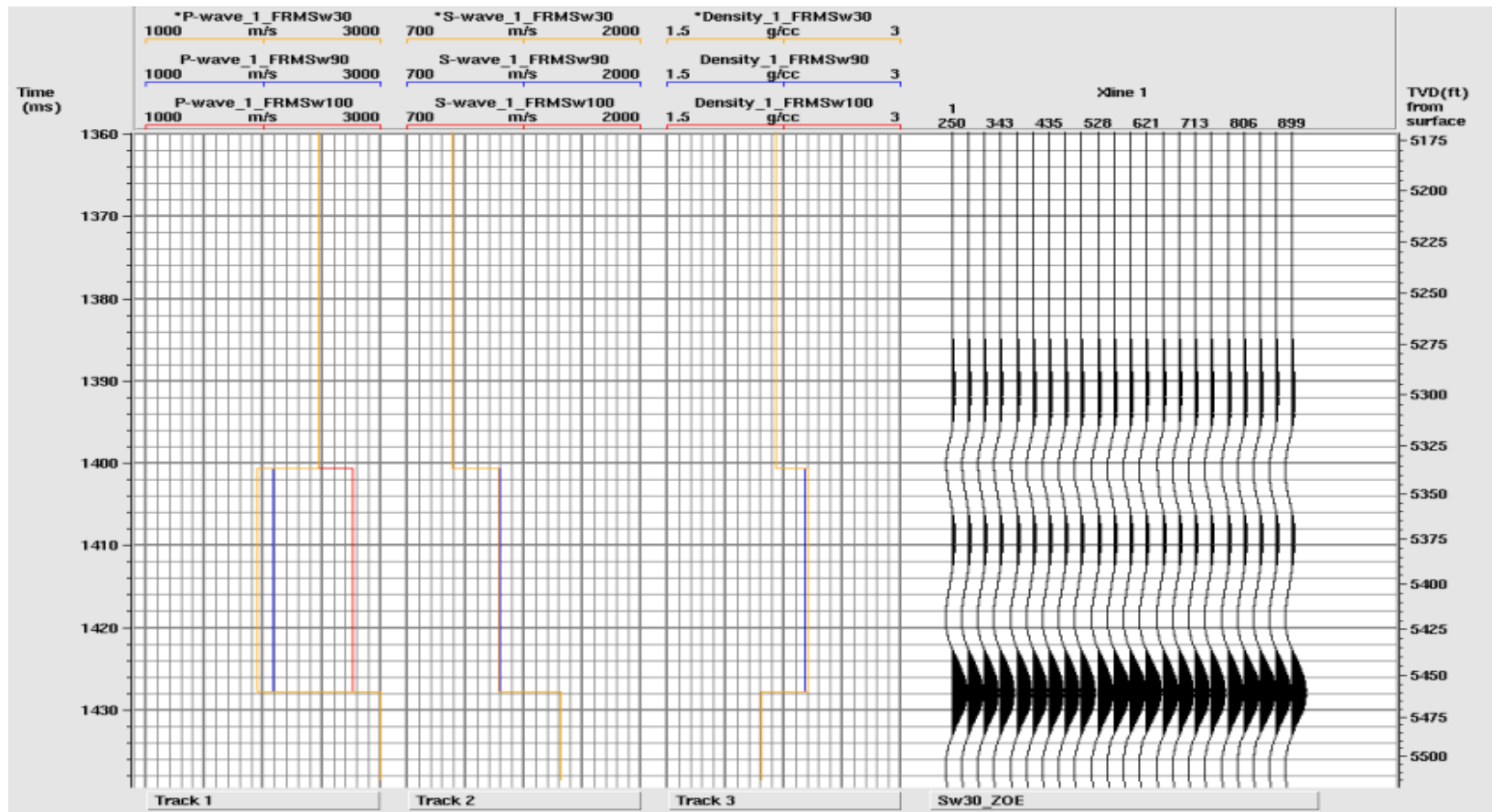
Fuente: Autor

Figura 11. Registros de pozo y sismogramas sintéticos para caso gas fizz ( Sw 90%).



Fuente: Autor

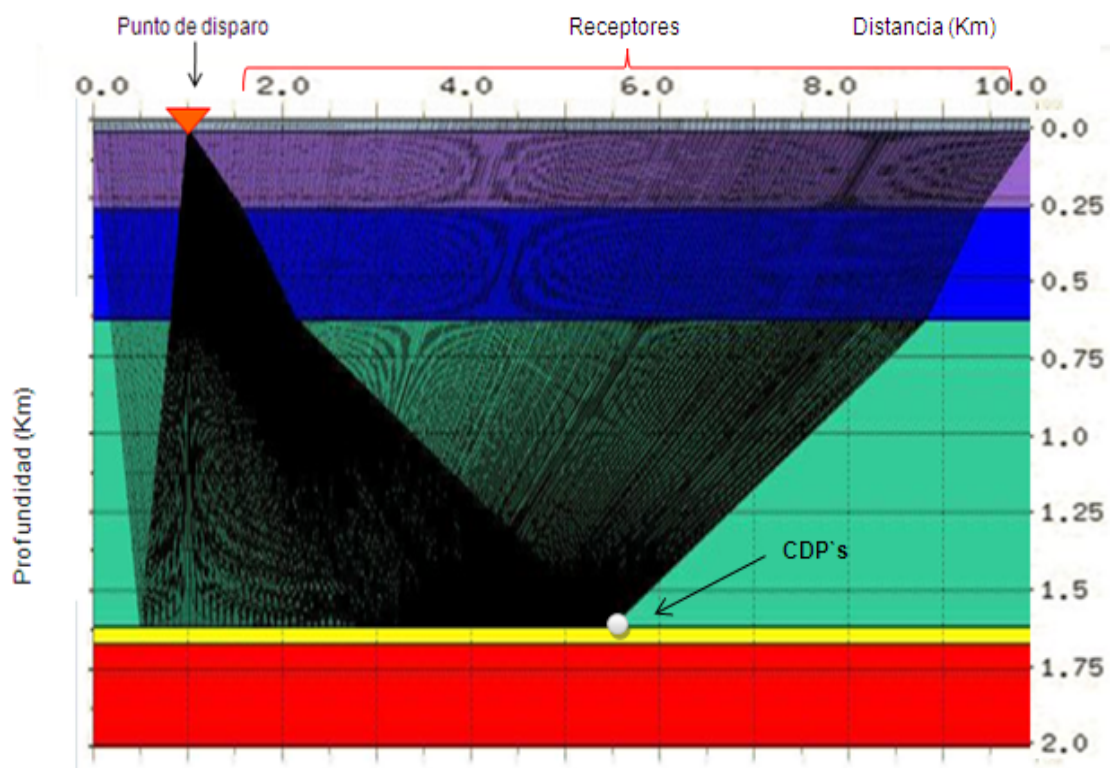
Figura 12. Registros de pozo y sismograma sintético para caso gas comercial (Sw 30%).



Fuente: Autor

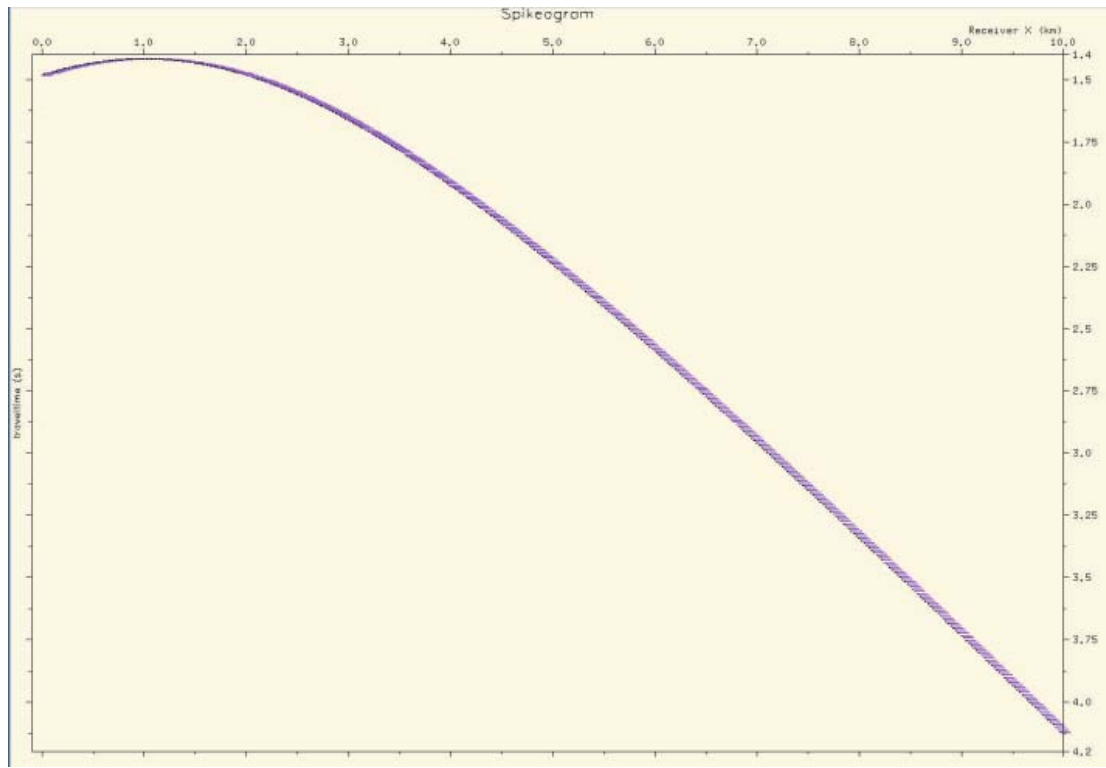
Posterior al modelado de sustitución de fluidos, se hace el modelado geofísico (figura 11) de las propiedades de los registros originales y de los sintéticos para cada uno de los escenarios de saturación de gas en la roca, la fuente ilumina hasta la capa de las arenas objetivo determinando los coeficientes de reflexión, amplitudes, para cada caso ( $S_w$  100%,  $S_w$  90% y  $S_w$  30%) como es mostrado en la figura 12 generando CDPs que hacen referencia al punto medio en común de la distancia entre puntos de disparo y receptores.

**Figura 13.** Modelo geofísico del caso estudio.



**Fuente:** Autor

**Figura 14.** Respuesta del método sísmico.



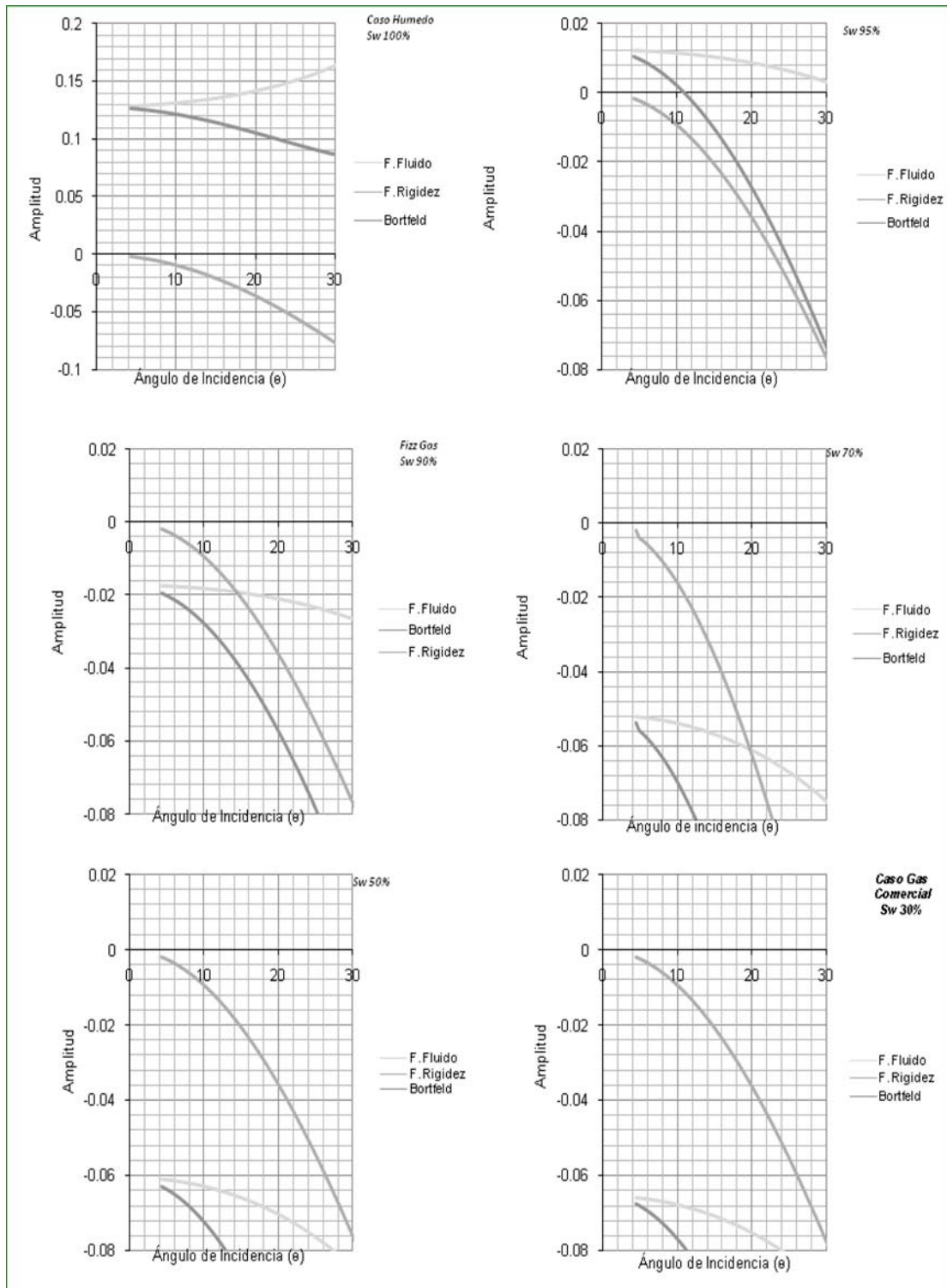
**Fuente:** Autor

### **4.3. DISCRIMINACIÓN MEDIANTE LA ECUACION DE BORTFELD**

Después de obtener las amplitudes con sus respectivos ángulos de incidencia y propiedades elásticas para los diferentes escenarios de saturación de gas en la roca se hace uso de la **ecuación 3.1** .

Se reemplaza en cada uno de los términos graficando  $R_{pp}$  (Amplitud) vs  $\theta$  (ángulo de incidencia) generando diversas curvas evaluando el cambio de las propiedades elásticas en función de la saturación (figura 15).

**Figura 15.** Respuesta de la ecuación de Bortfeld.



**Fuente:** Autor

#### 4.4. INVERSIÓN DE LOS PARAMETROS ELÁSTICOS

En esta etapa se determinan los parámetros elásticos a partir de la inversa generalizada de la ecuación paramétrica de Bortfeld, para ser aplicada con los datos sintéticos iniciales generando ocho ecuaciones en función de ángulos de incidencia y coeficientes de reflexión, con tres incógnitas que son los parámetros A,B y C de la **ecuación 4.2**.

**Tabla 2.** Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 100%.

Ángulos de incidencia	Amplitud
5	0.1000459
10	0.09663024
15	0.09123255
20	0.08431399
25	0.07656568
30	0.06897894
40	0.06077886
45	0.06600301

**Fuente:** Autor

**Tabla 3.** Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 90%

Ángulos de incidencia	Amplitud
5	-0.04654301
10	-0.05316644
15	-0.0641288
20	-0.07932941
25	-0.09865711
30	-0.12202312
40	-0.18092952
45	-0.21693461

**Fuente:** Autor

**Tabla 4.**Ángulos de incidencia y amplitudes para Sw 90%.

Ángulos de Incidencia	Amplitud
5	-0.094447
10	-0.101092
15	-0.112087
20	-0.127328
25	-0.146699
30	-0.170102
40	-0.229014
45	-0.264943

**Fuente:** Autor.

 **Calculo de la matriz generalizada G.**

**Tabla 5.** Matriz G.

1.214876487	1	-0.35374
1.260000547	1	-0.4127
1.309422135	1	-0.47261
1.363141263	1	-0.5328
1.421157906	1	-0.5927
1.483472101	1	-0.65181
1.550083797	1	-0.70975
1.620993055	1	-0.76619

**Fuente:** Autor.

## Cálculo de la Transpuesta de la matriz G

**Tabla 6.** Matriz  $G^t$

1.21487649	1.260000547	1.3094221	1.363141	1.421157	1.483472	1.550083	1.620993
1	1	1	1	1	1	1	1
-0.353742	-0.4126991	-0.472608	-0.53280	-0.59261	-0.65181	-0.70974	-0.766188

**Fuente:** Autor.

## Multiplicacion $G^t * G$

**Tabla 7.** Producto  $G^t * G$ .

15.8870242	11.22314729	-6.44629458
11.2231473	8	-4.49229449
-6.44629458	-4.492294489	2.66962307

**Fuente:** Autor.

## Inverso de $G^t * G$

**Tabla 8.** Inverso  $G^t * G$ .

1050.9721	-896.0832994	1029.88535
-896.083299	766.2910571	-874.285158
1029.88535	-874.2851581	1016.02281

**Fuente:** Autor.

**Tabla 9.** Multiplicación (Gt\*G) inv.\*G<sup>t\*</sup>d.

16.40417	3.109362	-6.649926	-12.18342	-12.89579	-8.286643	2.053307	18.44894
-13.06799	-1.9576909	6.134506	10.62262	11.00124	6.845618	-2.191726	-16.38658
17.48827	4.0592410	-5.911690	-11.74354	-12.84897	-8.734349	1.004111	16.68692

**Fuente:** Autor.

Posteriormente se calculan los coeficientes A, B y C, para cada uno de los escenarios de saturación (Sw 100%, Sw 90 % y Sw 30%) como se indica en el capítulo cuatro mediante la inversa generalizada..

**Tabla 10.** Parámetros A, B y C para Sw 100%.

0.08601389	<b>A</b>
0.01586282	<b>B</b>
0.01369762	<b>C</b>

**Fuente:** Autor

**Tabla 11.** Parámetros A, B y C para Sw 90%.

-0.04029814	<b>A</b>
-0.00380396	<b>B</b>
0.11588777	<b>C</b>

**Fuente:** Autor

**Tabla 12.** Parámetros A, B y C, para Sw 30 %.

-0.0603345	<b>A</b>
-0.0312902	<b>B</b>
0.12934397	<b>C</b>

**Fuente:** Autor

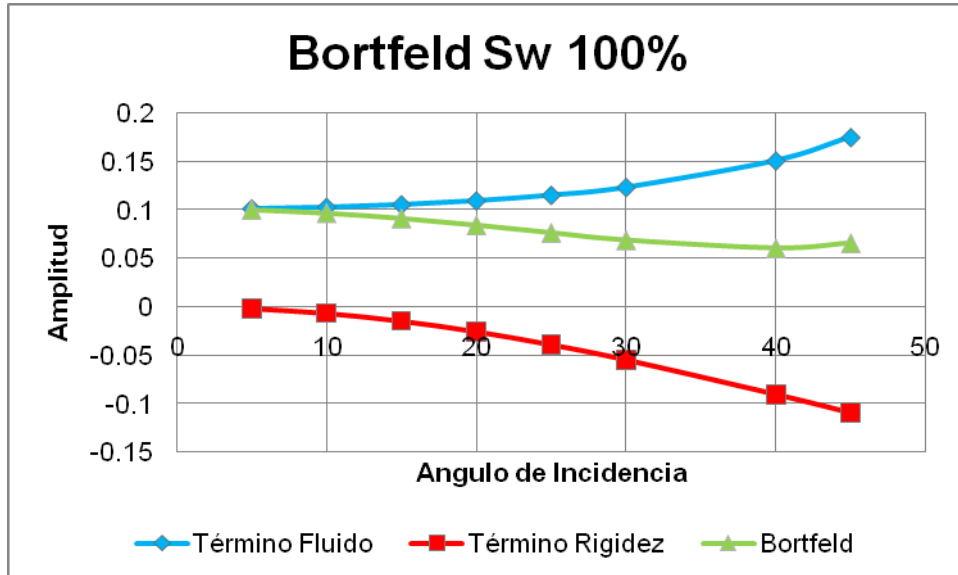
Posteriormente, cuando se conocen los parámetros A,B y C, se calcula nuevamente el término fluido y de rigidez, con el objeto de conocer el estado de saturación de gas en la roca y la efectividad de la aplicación del método de inversión.

#### **4.5. APLICACIÓN**

En esta etapa se aplica el modelo de inversión al pozo estudio, comparando la respuesta con los datos iniciales (Sw 100) con el objeto de establecer la metodología como una herramienta para disminución del nivel de incertidumbre en la etapa de exploración de Hidrocarburos . La **figura 14** Representa a los datos originales de pozo, con los cuales se inició la sustitución de fluidos.

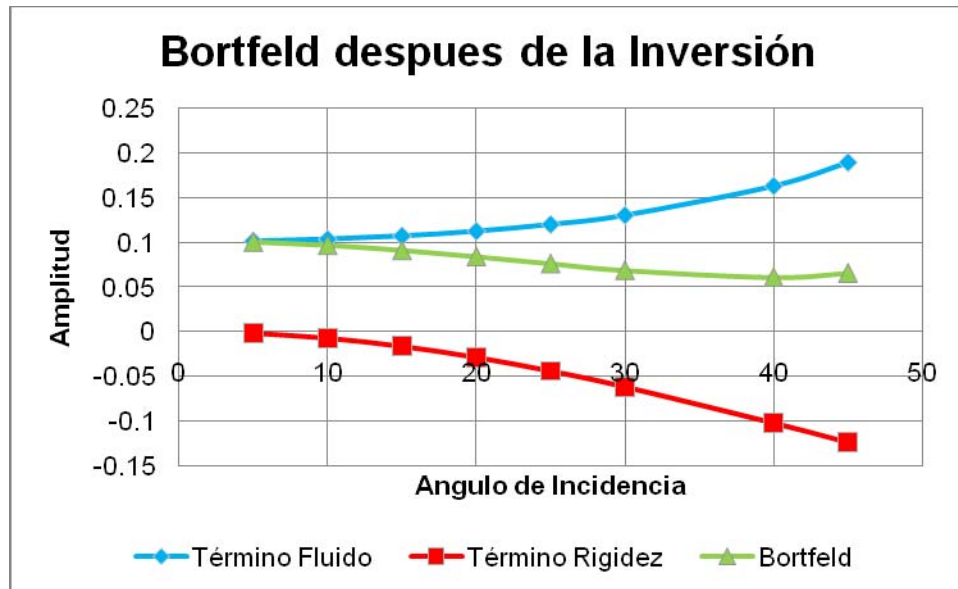
La **figura 15** representa los datos obtenidos a partir de la inversión de los parámetros elásticos.

**Figura 16.** Representación de Bortfeld para Sw 100%. Estado original.



Fuente: Autor.

**Figura 17.** Representación de Bortfeld después de la inversión.



Fuente: Autor.

## 5. RESPUESTA AVO Y DISCRIMINACION DE GAS FIZZ Y DE GAS COMERCIAL

El análisis AVO es una técnica utilizada en estudios de exploración, como una alternativa para la identificación de zonas de interés, fue propuesta por Ostrander (1984) quien demostró que los coeficientes de reflexión en arenas saturadas de gas varían de una forma anómala con el incremento de la distancia fuente-receptor (*offset*). Las reflexiones sísmicas de arenas con gas muestran un amplio rango de características AVO.

Los factores que determinan el comportamiento de la variación de la amplitud con el *offset* son el coeficiente de reflexión de incidencia normal ( $R_0$ ) y la relación de *poisson*.

Rutherford y Williams (RUTHERFORD y WILLIAMS, 1989), basados en las características AVO en términos definieron las anomalías Como clase I, II, y III, Como se observa en la figura 18 donde las amplitudes se ajustan a líneas con pendientes negativas. La clase I un cambio de fase en ángulos de incidencia cercanos a  $25^\circ$  (*Dim-Out*), en la clase II cambio de fase en ángulos cercanos a los  $5^\circ$  (*phase reversal*) y en la clase III valores mas negativos de coeficientes de reflexión (*Bright Spot*). Posteriormente Castagna y Swan (1998) definieron otra anomalía denominada clase IV, donde la pendiente es positiva y a cero *offset* el valor de la amplitud es negativo.

### 5.1. RESPUESTA AVO

#### 5.1.1. Clases de anomalías AVO para arenas

✚ **Clase I:** son arenas de alta impedancia con respecto a la roca suprayacente, Ocurre cuando el coeficiente de reflexión  $R_0$  es fuertemente positivo y muestra un decrecimiento en amplitud con el offset y un posible cambio de fase para offset lejano. A este tipo de anomalías se asocian a rocas consolidadas (Areniscas). En las secciones sísmicas se conocen como *Dim-spot*.

✚ **Clase II:** Son arenas que tienen casi la misma impedancia que la roca suprayacente. Esta clase se puede subdividir en 2: Clase II-a y Clase II-b, donde:

✚ Clase II-a cuando  $R_0$  es positivo (0-0.02), se observa un pequeño cambio de fase en ángulos cercanos;

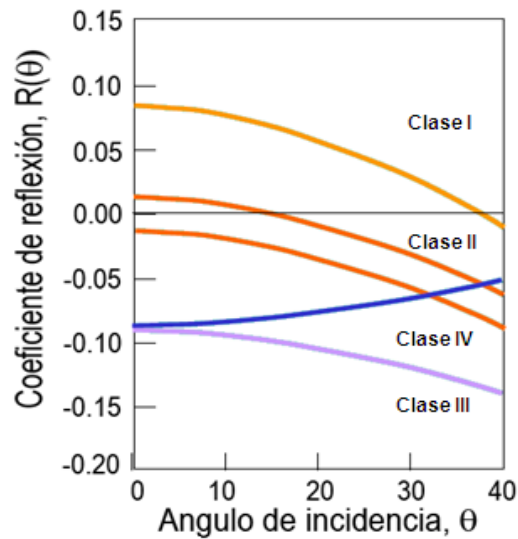
✚ Clase II-b es  $R_0$  negativo (-0.02-0) se observa que va decreciendo la amplitud con el offset. En ambos casos se observa que la amplitud es más negativa con el offset (la amplitud va aumentando en valor absoluto con el offset).

✚ **Clase III:** son arenas de baja impedancia con respecto a la roca suprayacente, El coeficiente  $R_0$  es negativo y se observa que la amplitud se vuelve más negativa con el incremento de offset. Este tipo de anomalía es común para sedimentos o arenas no consolidadas. En las secciones sísmicas se conocen como puntos-brillantes (*bright-spot*).

✚ **Clase IV:** son arenas de baja impedancia con respecto a la roca suprayacente, tiene un valor  $R_0$  negativo igual que la clase tres pero se diferencia en que la amplitud va aumentando ligeramente con el offset (va disminuyendo ligeramente en valor absoluto con el offset), también se observa como un *bright spot*. Este comportamiento diferente con respecto a

las otras clases es debido entre otros factores a que la velocidad de cizalla de las arenas con gas es menor que la velocidad de cizalla de la roca suprayacente.

**Figura 18.** Clasificación de anomalías. Para topes de arenas saturadas con gas.



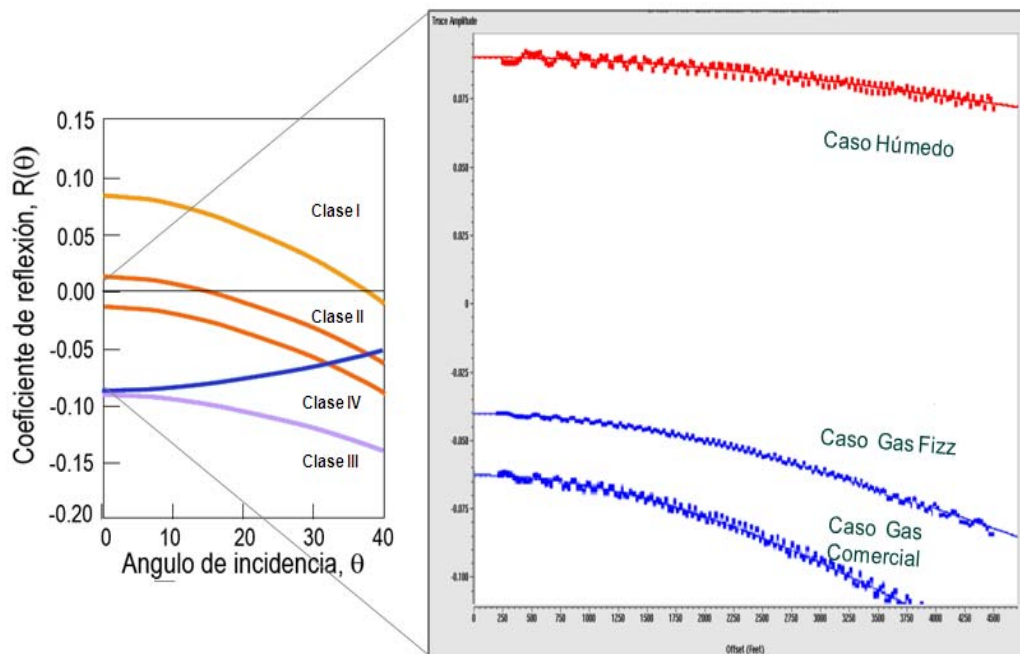
**Fuente:** CASTAGNA J. Theory and Practice of AVO Analysis. 1993.

Determinar la clase de anomalía AVO en el caso estudio es importante, por que mediante la magnitud de las amplitudes es más práctico predecir un comportamiento de la respuesta de las curvas de Bortfeld.

Debido a lo anterior en el pozo estudio del Caribe Colombiano se determinó la case de anomalía presente, y se hizo un análisis de la variación de la

amplitud con el offset, y se determinó anomalía clase II, donde el contraste de impedancia entre la capa suprayacente y el tope de la arenas saturadas con gas es casi nulo, lo que significaría que tienen velocidades ( $V_p$ ) similares.

**Figura 19.** Determinación de Anomalía para el pozo del Caribe Colombiano



Fuente: Autor

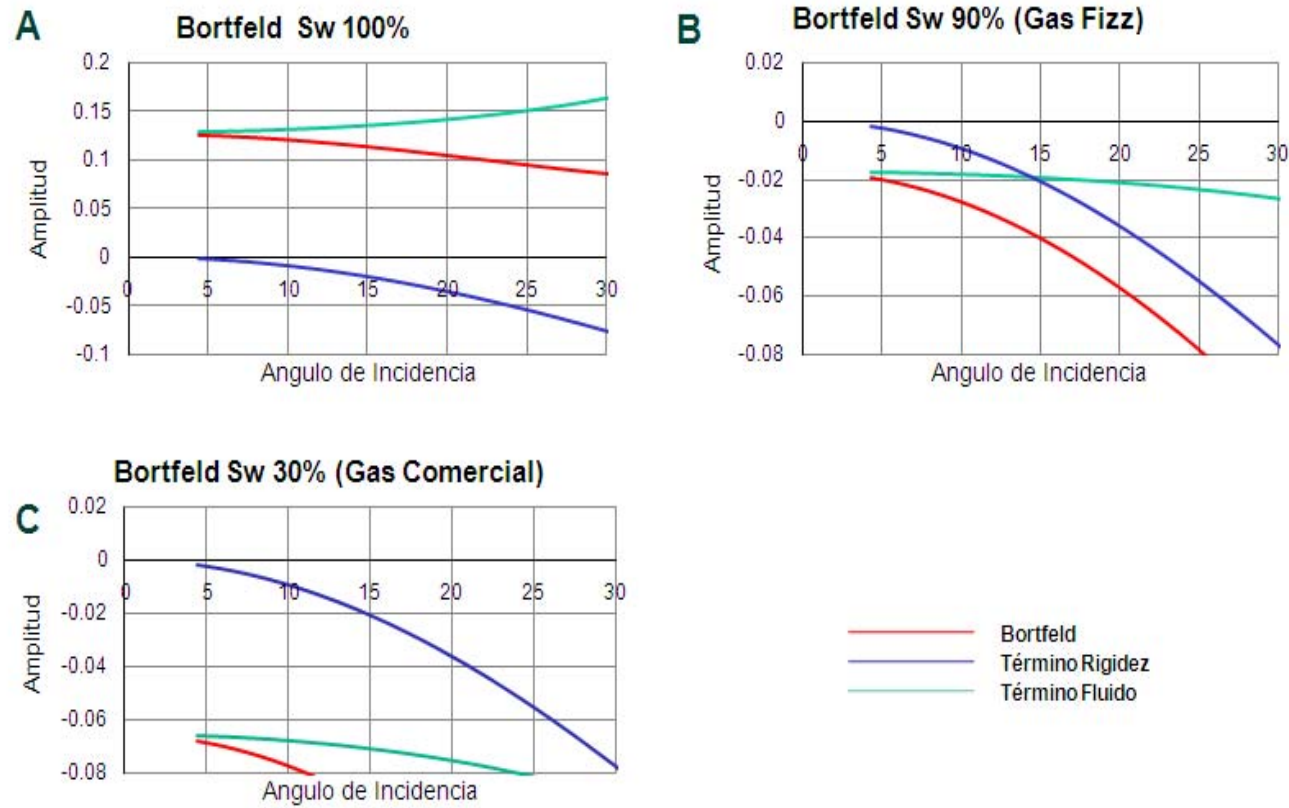
## 5.2. DISCRIMINACION DE GAS FIZZ ENTRE GAS COMERCIAL

### 5.2.1. Discriminación mediante la ecuación de Bortfeld

La discriminación de gas fizz y gas comercial se realizó mediante la ecuación de Bortfeld debido a que provee al intérprete una predicción de la saturación

de gas en la roca cuando hay una variación de la amplitud con el *offset* en función de las propiedades elásticas de la roca. Cada uno de sus términos son graficados con las propiedades correspondientes a los diferentes escenarios de saturación de gas en la roca. De la figura 20 el gráfico A, hace referencia a la roca saturada con agua ( $S_w100\%$ ), B la roca saturada con gas fizz ( $S_w90\%$ ) y la C la roca saturada con gas comercial ( $S_w30\%$ ).

**Figura 20.** Discriminación de los diferentes escenarios de saturación mediante la ecuación de Bortfeld.



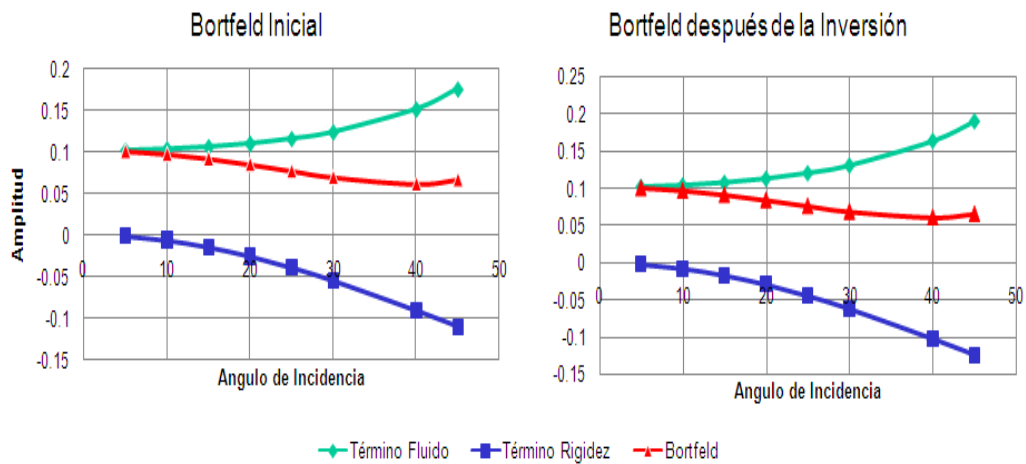
Fuente: Autor

### 5.2.2. Discriminación a partir de la Inversión

La inversión de las propiedades elásticas de la ecuación de Bortfeld, permite conocer los parámetros A, B y C, que son fundamentales para la discriminación a partir del método de la inversa generalizada, donde solo será necesario conocer los ángulos de incidencia y amplitudes, determinando el estado de saturación de gas en la roca.

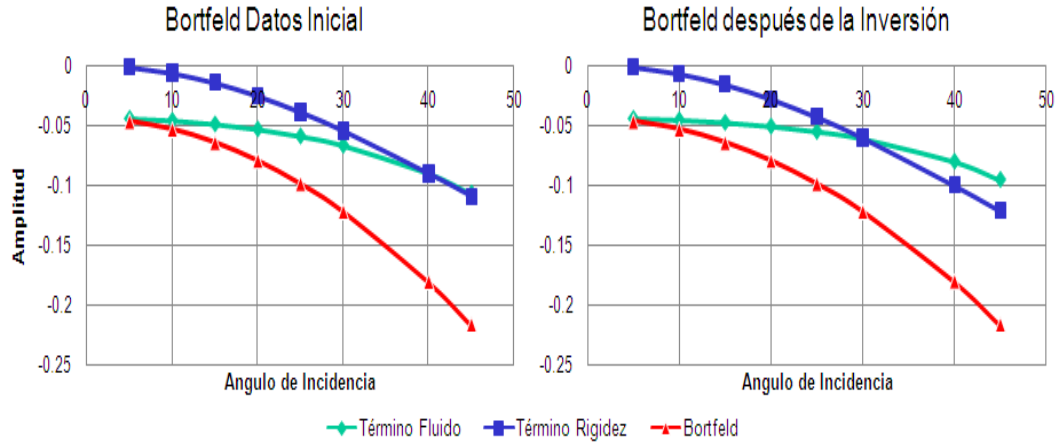
Para mayor confiabilidad en la aplicación del método se hace una correlación con los datos de las amplitudes y ángulos de incidencia del modelo inicial para determinar si el comportamiento entre la discriminación mediante Bortfeld inicial tiene gran variación entre la discriminación de Bortfeld después de la inversión (**figuras 21-22-23**).

**Figura 21.** Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 100%.



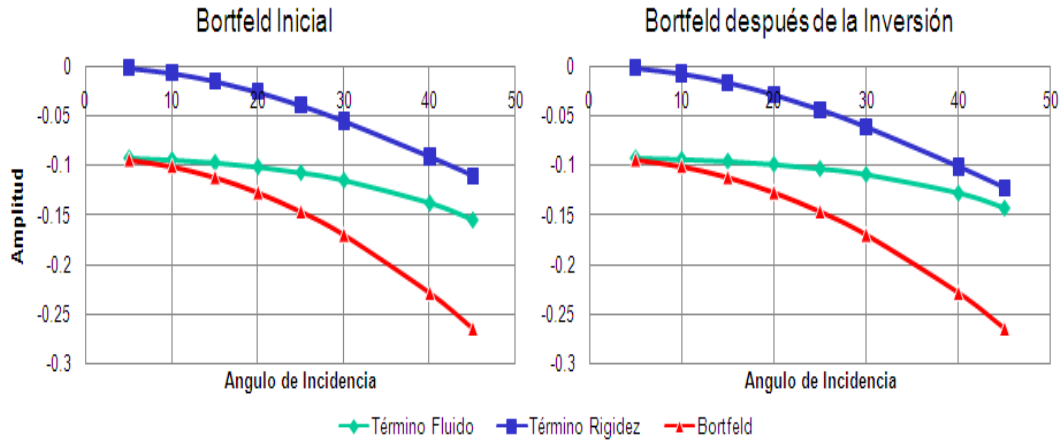
Fuente: Autor

**Figura 22.** Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 90%.



**Fuente:** Autor

**Figura 23** Comparación para antes y después de la Inversión para Sw 30%.



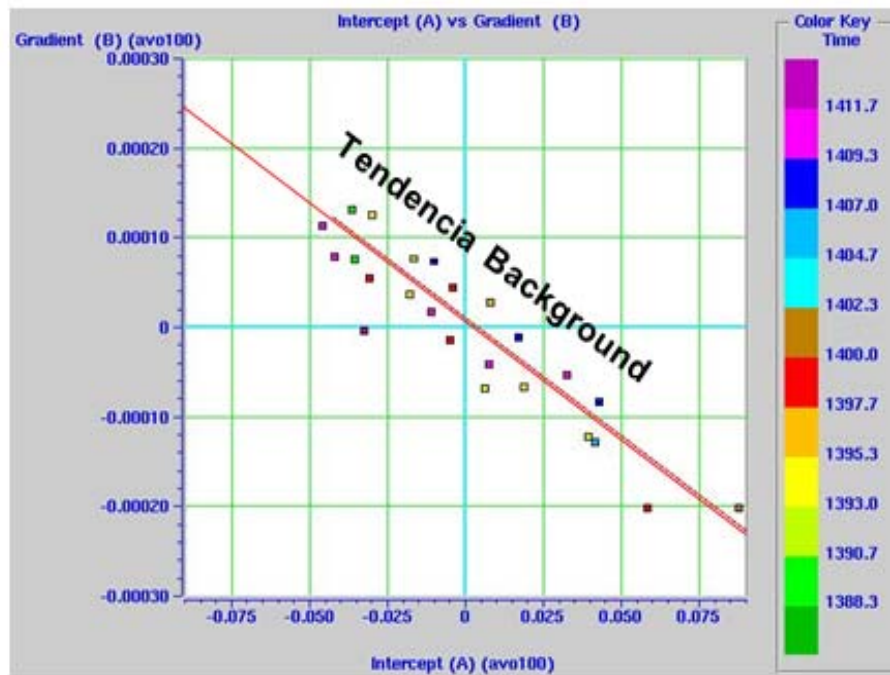
**Fuente:** Autor

### 5.2.3. Discriminación mediante Intercepto y Gradiente

La ecuación de Shuey es la más utilizada para diferenciar las arenas saturadas de gas de las arenas saturadas de salmuera. Con sus dos términos: Intercepto AVO (A) y el gradiente AVO (B). Determinando a partir la tendencia *Background* el posible estado de saturación de gas en la roca mediante la dispersión de los puntos presentes en los *cross-plot* (gráficas A vs B).

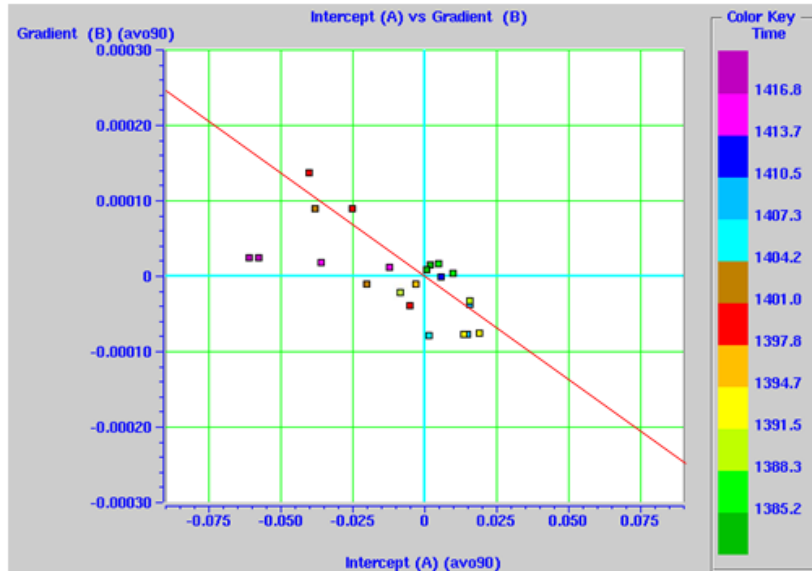
En la **figura 24** muestra el comportamiento de las arenas saturadas de salmuera la cual obedece la tendencia *Background* y las arenas saturadas de gas las cuales se dispersan a partir de la mínima cantidad de gas en la roca (gas fizz).

**Figura 24.** Cross Plot para arenas saturadas con agua ( $S_w$  100%).



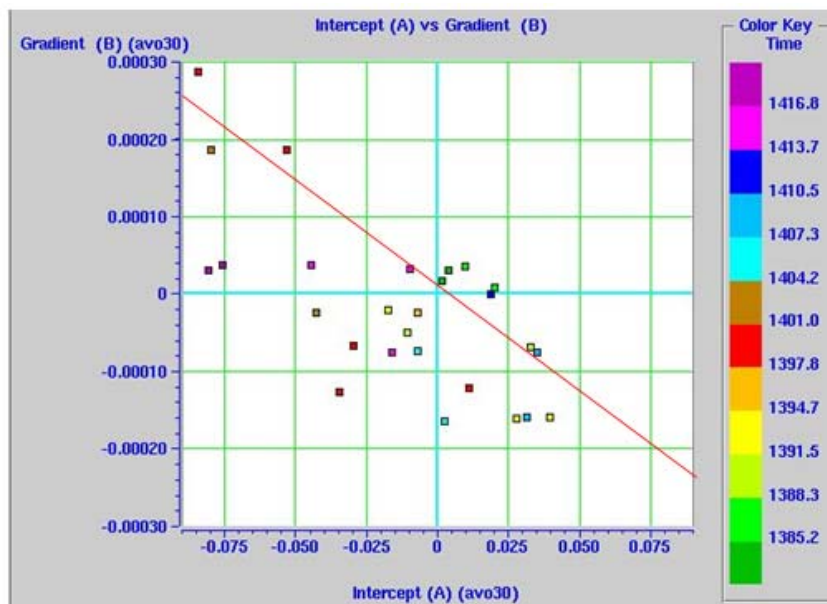
Fuente: Autor.

**Figura 25.** Cross-Plot para arenas saturadas con gas fizz (Sw 90%).



Fuente: Autor.

**Figura 26.** Cross-Plot para arenas saturadas con gas comercial (Sw 30%).



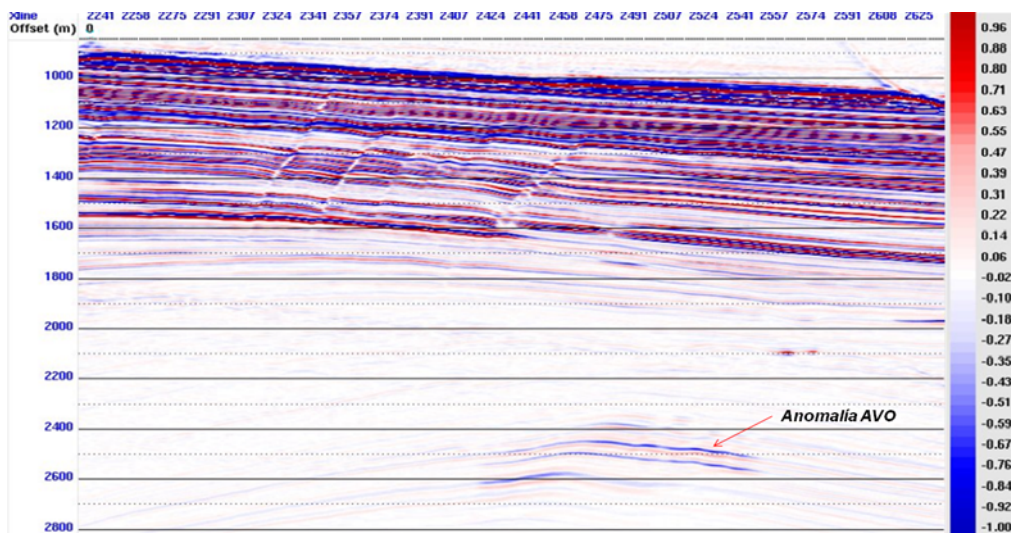
Fuente: Autor.

### 5.3. APLICACIÓN A DATOS REALES

Se aplica la metodología de discriminación en un volumen sísmico del Caribe Colombiano (**figura 27**), que presenta anomalía AVO clase III (**figura 28**). El análisis de amplitudes se extrae mediante los *gathers* 2448, 2470, 2493, 2512, 2527, y 2546 de los datos pre-apilados de la sección sísmica (**figura 29**)

Se analiza mediante las curvas de Bortfeld el estado de saturación de gas en la roca a partir de las respuestas generadas a partir de los *gathers* donde las respuestas elásticas de la roca tuvieron un comportamiento de gas fizz denominado gas no comercial (**figura 30**).

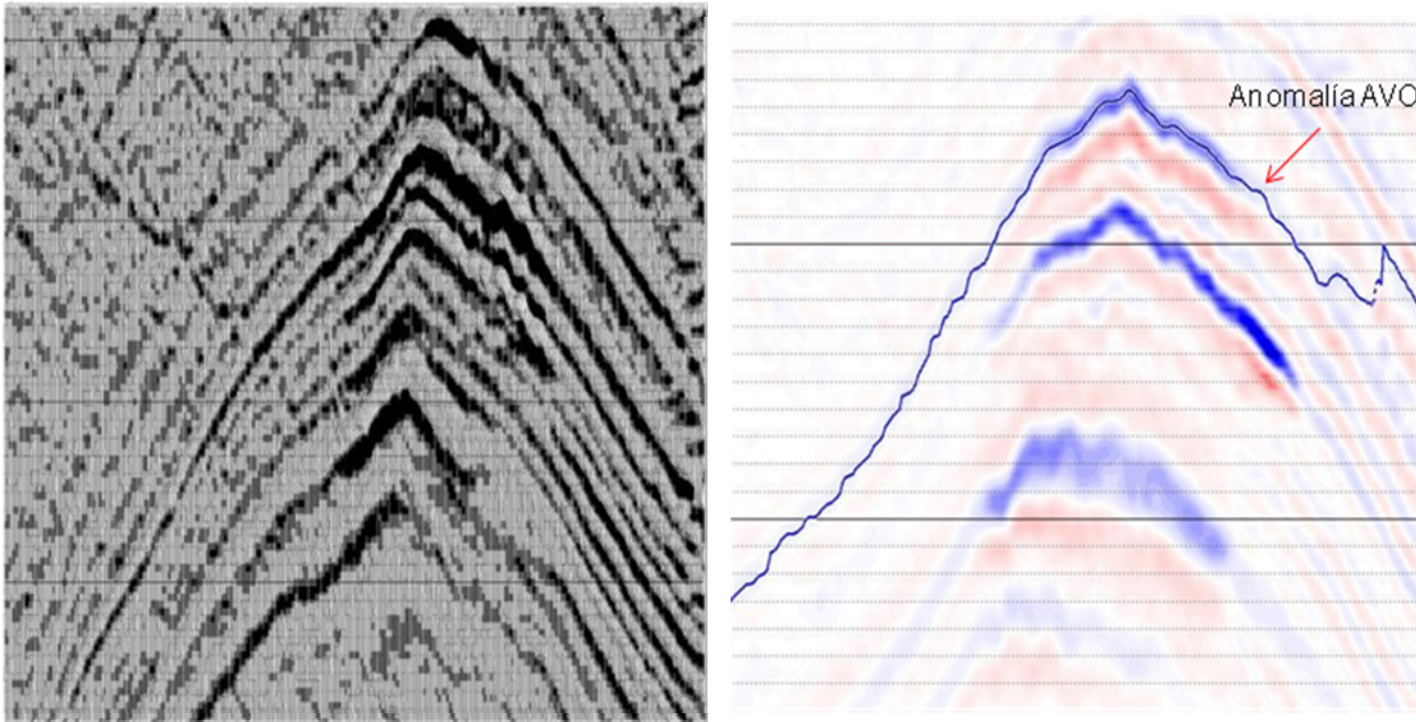
**Figura 27.** Volumen sísmico apilada del caso estudio.



**Fuente:** Instituto Colombiano del Petróleo.

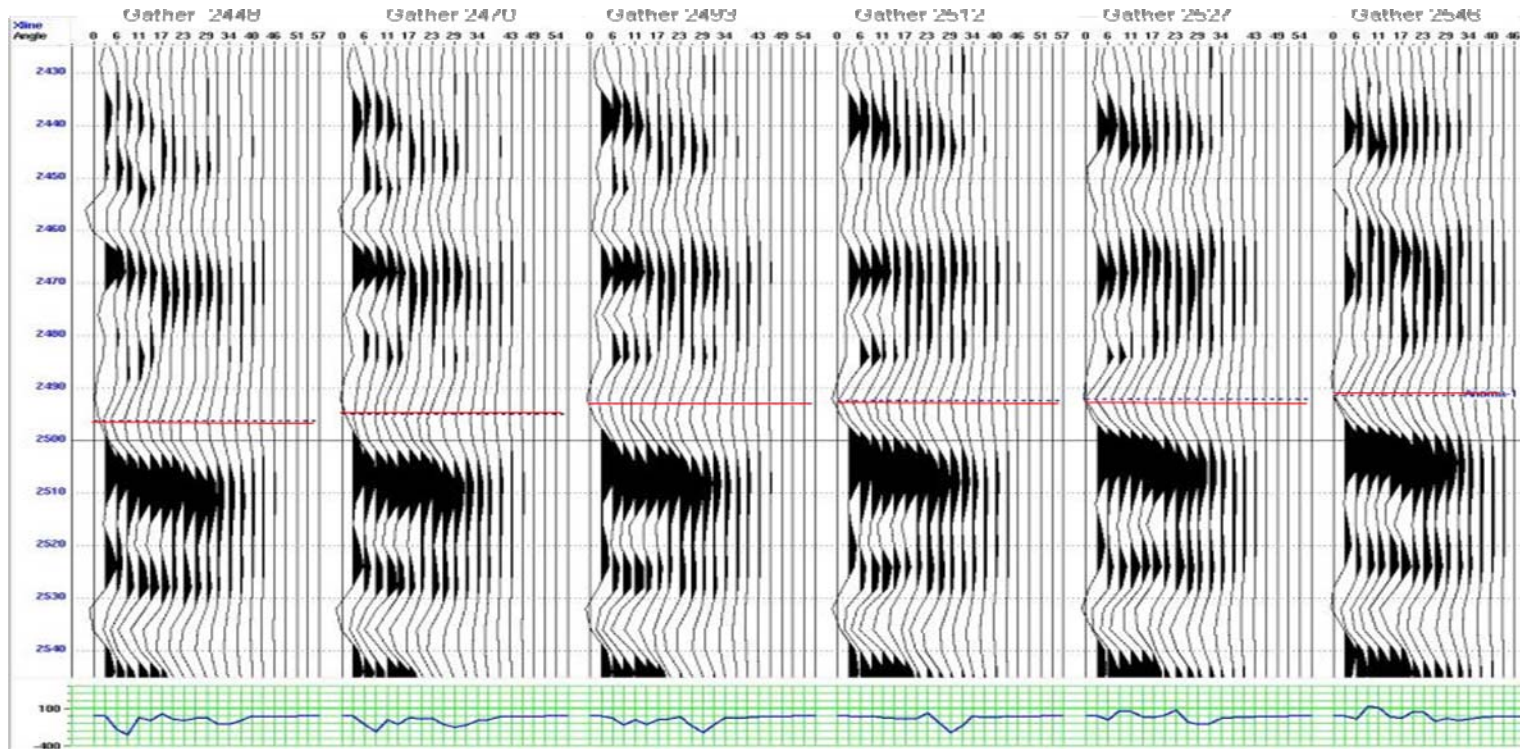


**Figura 28.** Sección sísmica, con la anomalía AVO.



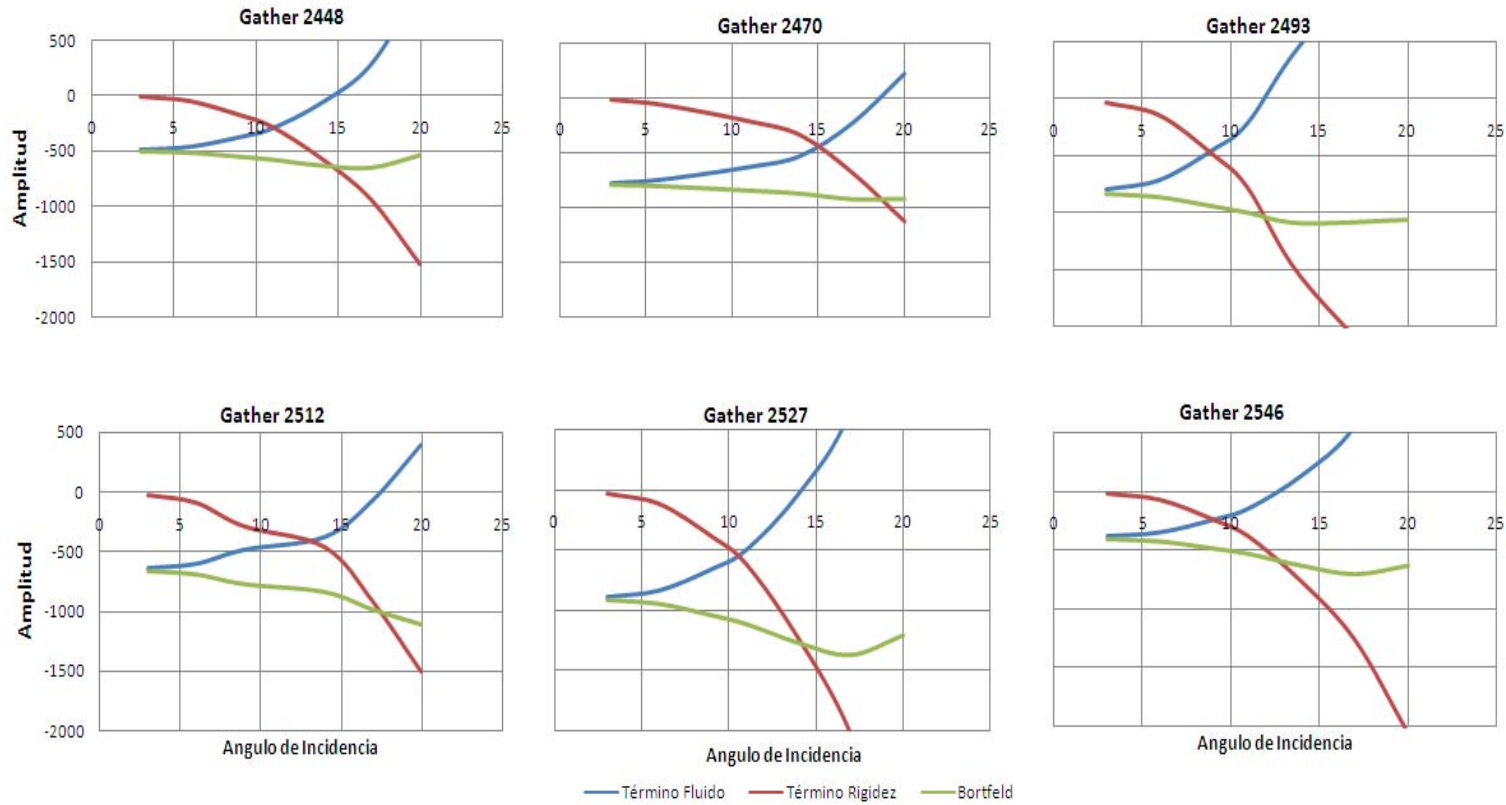
**Fuente:** Instituto Colombiano del Petróleo

**Figura 29.** Gather`s sección sísmica pre-apilada.



**Fuente:** Instituto Colombiano del Petróleo

**Figura 30.** Aplicación de Bortfeld para Datos reales.



ç

Fuente: Autor.

## 7 ANALISIS DE RESULTADOS

- ✚ En los tres modelos iniciales planteados en la substitución de fluidos se observa mediante los sismogramas sintéticos que la amplitud entre arenas saturadas de gas y saturadas de agua es significativa, lo que indicaría que las amplitudes sísmicas serán afectadas por propiedades elásticas y saturación de fluido en la roca.
- ✚ El análisis de la grafica de Bortfeld para el caso de saturación de agua en la roca, el termino fluido presenta valores de amplitud positivo, esta respuesta depende principalmente de la velocidad de la onda P, donde las velocidades de la capa suprayacente son mayores que las velocidades del los topes de las arenas saturadas de gas, y a su vez el contraste de impedancias será positivo y mayor que cuando la roca esta saturada de gas.
- ✚ Las curvas de Bortfeld presentan sensibilidad ante la presencia de gas en la roca, debido al cambio de sus propiedades elásticas. En el caso de gas fizz el término fluido tiene valores por debajo de cero presentando un cambio de polaridad en la amplitud y aumentando negativamente a medida que la saturación de gas en la roca aumenta, también presenta un cruce del termino fluido con el termino rigidez, lo que indicaría que las propiedades elásticas del tope de las arenas saturadas de gas y la capa suprayacente son similares.
- ✚ Para el caso de gas comercial, el término fluido presenta valores de amplitud más negativas en comparación con gas fizz, por debajo del término rigidez, debido al cambio de las propiedades elásticas del

medio y principalmente al comportamiento de las velocidades cuando en la roca el fluido predominante es gas. En esta curva no se presenta cruce entre el termino rigidez y fluido puesto las velocidades de la capa suprayacente son mayores que las velocidades del tope de las arenas saturadas con gas.

- ✚ La validación del modelo se realiza mediante la inversión de los parámetros A,B y C donde los resultados obtenidos son similares al modelo planteado inicialmente, Lo cual indicaría que es una herramienta útil para discriminar zonas de gas fizz entre gas comercial, cuando se carece de información de registros de pozo y solo se conoce datos sísmicos.
- ✚ El atributo intercepto y gradiente a pesar de que es el más utilizado para determinar anomalías de gas, no presenta mayores cambios en comparación con la ecuación de Bortfeld, puesto que ésta permite analizar por separado el comportamiento de las velocidades en función de la densidad.
- ✚ La anomalía AVO presente en el caso estudio es de clase II-b, lo que indicaría que las arenas saturadas con gas tienen impedancias similares a la capa suprayacente, observándose un pequeño cambio de fase en ángulos cercanos, donde la amplitud es mas negativa con el offset.
- ✚ Mediante la aplicación de la ecuación de Bortfeld para datos reales, se encontró presencia de gas fizz (no comercial) y anomalía AVO clase III, la cual se caracteriza por ser arenas de baja impedancia con respecto a la roca suprayacente y es común para sedimentos no consolidados, los resultados obtenidos fueron sometidos a análisis

adicionales, como cross-plot (intercepto y gradiente), con la finalidad de validar la herramienta para otros proyectos de exploración. Finalmente se encontró congruencia en la calibración de los datos y se determino el uso de la ecuación de Bortfeld como una herramienta adicional en la etapa exploratoria.

## CONCLUSIONES

- ✚ Los datos sintéticos obtenidos mediante el modelado de sustitución de fluidos muestran que es una herramienta de gran potencial para el análisis AVO
- ✚ El atributo de Bortfeld es un buen discriminante debido a que se puede observar mejor la respuesta de los parámetros elásticos ante los diversos escenarios de saturación de gas en la roca.
- ✚ El análisis de los atributos AVO permitió discriminar cualitativamente la zona de interés y determinar posibles zonas de interés comercial.
- ✚ La discriminación del trabajo presente sólo permite determinar posibles escenarios de saturación de gas en la roca, para conocer sus propiedades es necesario pruebas de laboratorio para los fluidos que se encuentran en el volumen poroso.
- ✚ El término Fluido de la ecuación de Bortfeld es mejor discriminante que el término rigidez, este presenta mayor sensibilidad ante los diferentes cambios de saturación de gas en la roca
- ✚ Las anomalías en el caso estudio (Caribe Colombiano) son de tipo II, motivo por el cual en la sísmica debido a las pequeñas amplitudes no se podrían observar con facilidad.

## RECOMENDACIONES

- ✚ Verificar y analizar la calidad de los registros de pozo para tener una adecuada y correcta interpretación.
- ✚ Establecer relación entre las propiedades físicas del yacimiento y datos sísmicos, para obtener una adecuada respuesta AVO.
- ✚ Calibrar los datos obtenidos con datos composicionales de las rocas del Caribe Colombiano.
- ✚ Estudiar la variación de las propiedades elásticas para otra clase de anomalía.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AVSETH, PER. MUKERJI, TAPAN. Y MAVKO, GARY.: Quantitative seismic interpretation, Primera publicación (2005).
2. BORTFELD, R. Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. Geophysical Prospecting No 9, pag 485-502. 1961.
3. CASTAGNA, JOHN. Y BACKUS, MILO. Offset dependent reflectivity-Theory and practice of AVO Analysis, Tulsa-Oklahoma: SEG 1993.
4. CASTAGNA, John y SWAN, Herbert. Principles of AVO crossplotting. En: Leading Edge, Vol. 16, N°. 4 (Abril 1997); p. 337-344
5. CONOLLY, PATRICK. Elastic Impedance. En: The Leading Edge, Vol. 18, N° 4 (1999); p. 438-452.
6. DE-HUA HAN: Fizz Water and Low Gas Saturated Reservoirs, San Antonio : SEG 2007.
7. GEORGE, SMITH. Y ARID, SUTHERLAND.: The fluid factor as an AVO indicator, GEOPHYSICS, Vol 61, No. 5 (Sep-Oct 1996).
8. GIDLOW, MAURICE. Y SMITH, GEORGE.: The fluid factor angle. EAGE 65th Conference & Exhibition — Stavanger, Norway, 2 - 5 June 2003.

9. GONZALES, EZEQUIEL. MUKERJI, TAPAN. Y MAVKO, GARY.: Near and far offset P-to-S elastic impedance for discriminating Fizz water from Commercial Gas, (2003).
10. HILTERMAN, FRED J.: Seismic Amplitude Interpretation. Distinguished Instructor Series No 4. (2001).
11. HONGBO, ZHANG. Y BROWN, JAMES.: A review of AVO analysis. CREWES Research Report. Volume 13. (2001).
12. KUI ,ZHANG. Y WEIGUO ,LI.: Gulf of Mexico fizz and gas separation with calibrated AVO Impedance, University of Houston, and Fred Hilterman, Geokinetics, San Antonio SEG:2007.
13. MALCOTTI, HERMES.: Inversión AVO en la exploración y caracterización de yacimientos de gas: Campo Kosni, Golfo de México, Veracruz, México, (2003).
14. PENNINGTON, WAYNE D.: Seismic Petrophysics. Course Notes (2004).
15. PLATA, MARÍA.: Tesis de pregrado, Análisis de variación de la amplitud sísmica con la distancia fuente-receptor en calizas de la formación jimol, guajira costa afuera, (Marzo. 2009).

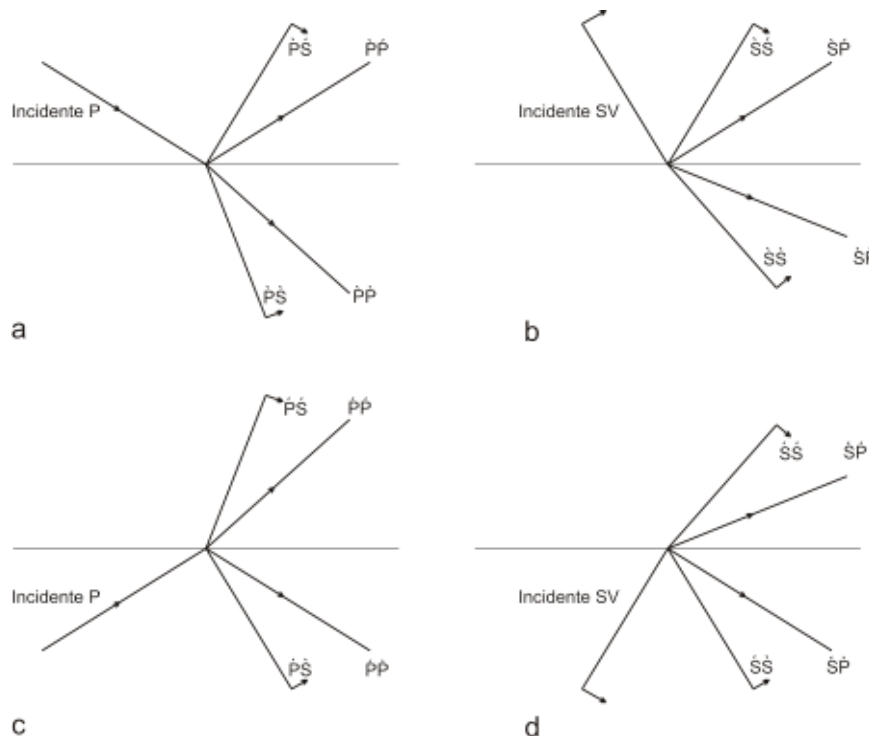
## ANEXOS

### 1 ECUACIÓN DE ZOEPPRITZ

Aki y Richard (1980) muestran las ecuaciones de Zoeppritz en forma de matriz.

Para una interface entre dos espacios elásticos semininfinitos, hay 16 coeficientes de reflexión y transmisión (ver **figura A. 1**)

**Figura A 1.** Coeficientes de reflexión y transmisión por ondas P-SV.



**Fuente:** CASTAGNA J. Offset dependent reflectivity- Theory and practice of AVO Analysis.1993.

Los coeficientes están representados por dos letras, la primera indica el tipo de onda incidente y la segunda indica el tipo de onda derivada.



Con esta notación la matriz de dispersión es:

$$Q = \begin{pmatrix} \begin{matrix} \backslash / \\ PP & SP & PP & SP \end{matrix} \\ \begin{matrix} \backslash / \\ PS & SS & PS & SP \end{matrix} \\ \begin{matrix} \backslash / \\ PP & SP & PP & SP \end{matrix} \\ \begin{matrix} \backslash / \\ PS & SS & PS & SS \end{matrix} \end{pmatrix} = P^{-1}R \quad (A1.1)$$

Donde P es la matriz

$$\begin{pmatrix} -\sin\theta_1 & -\cos\phi_1 & \sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & -\sin\phi_1 \\ 2\rho_1V_{s1}\sin\phi_1\cos\theta_1 & \rho_1V_{s1}(1-2\sin^2\phi_1) & 2\rho_2V_{s2}\sin\phi_2\cos\theta_2 & \rho_2V_{s2}(1-2\sin^2\phi_2) \\ -\rho_1V_{p1}(1-2\sin^2\phi_1) & \rho_1V_{s1}\sin 2\phi_1 & -\rho_2V_{p2}(1-2\sin^2\phi_2) & -\rho_2V_{s2}\sin 2\phi_2 \end{pmatrix}$$

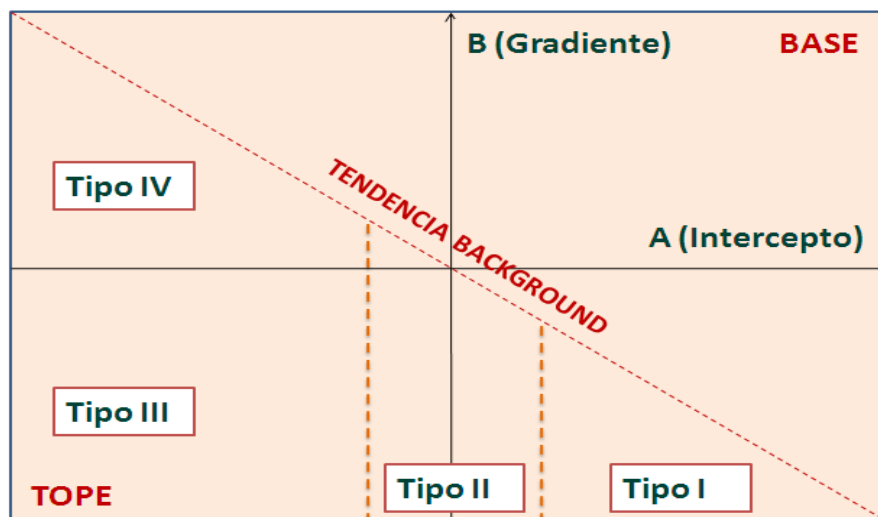
Y R es la matriz

$$\begin{pmatrix} \sin\theta_1 & \cos\phi_1 & -\sin\theta_2 & -\cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & -\sin\phi_1 \\ 2\rho_1V_{s1}\sin\phi_1\cos\theta_1 & \rho_1V_{s1}(1-2\sin^2\phi_1) & 2\rho_2V_{s2}\sin\phi_2\cos\theta_2 & \rho_2V_{s2}(1-2\sin^2\phi_2) \\ \rho_1V_{p1}(1-2\sin^2\phi_1) & -\rho_1V_{s1}\sin 2\phi_1 & -\rho_2V_{p2}(1-2\sin^2\phi_2) & \rho_2V_{s2}\sin 2\phi_2 \end{pmatrix}$$

## 2. INTERCEPTO Y GRADIENTE

Los dos términos de la ecuación de Shuey representan la dependencia angular de los coeficientes de reflexión con dos parámetros: El intercepto AVO (A) y el gradiente AVO (B). En la práctica el intercepto AVO es una medida de banda limitada de amplitud de la incidencia normal, mientras que el gradiente es una medida de la variación de la amplitud con el offset.

CASTAGNA (1997) mostró que una forma práctica de interpretar las variaciones de amplitud con el offset es graficar A vs B, ya que bajo una variedad de razonables circunstancias geológicas, las amplitudes y los interceptos de arenas saturadas de salmuera y los shales muestran una tendencia base bien definida (**Figura A. 2**), La desviación de esta tendencia base son definidos anomalías AVO que pueden relacionarse a hidrocarburos o a factores litológicos.



**Fuente:** CASTAGNA J. Framework for AVO gradient and intercept interpretation.1998.