

Caracas, 4 de Abril de 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Pedro Khristopher Alvarez Petit, titulado:

**USO DE ATRIBUTOS AVO EN DATOS SÍSMICOS 4D PARA LA ESTIMACIÓN
DE CAMBIOS DE PRESIÓN Y DE SATURACIÓN**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Antonio Feijoo

Jurado

Prof. Juan José Infante

Jurado

Prof. Andrey A. Ortega

Tutor Académico

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

USO DE ATRIBUTOS AVO EN DATOS SÍSMICOS 4D PARA LA ESTIMACIÓN DE CAMBIOS DE PRESIÓN Y DE SATURACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Alvarez Petit, Pedro Khristopher

Caracas, Abril del 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

USO DE ATRIBUTOS AVO EN DATOS SÍSMICOS 4D PARA LA ESTIMACIÓN DE CAMBIOS DE PRESIÓN Y DE SATURACIÓN

Tutor Académico: Ph.D. Andrey A. Ortega

Tutor Industrial: M.Sc. Hermes Malcotti

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Alvarez Petit, Pedro Khristopher

Caracas, Abril del 2003

DEDICATORIA

A Dios
A mi Madre y a mi Padre
A mis Hermanos

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres por haberme ayudado y apoyado en todos los momentos de mi vida, ser ejemplos a seguir y haberme guiado durante todos mis estudios.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser la institución donde día a día, clase a clase y pasillo a pasillo aprendí muchas de las cosas que me permitieron formarme como Ingeniero.

A PDVSA-Intevep por ser la empresa donde realice la tesis, y cuyo financiamiento e instalaciones me permitieron realizar el proyecto de forma cómoda y segura.

Al cuerpo de profesores de Ingeniería Geofísica de la Universidad Central de Venezuela por ser personas dispuestas a enseñar y a contribuir con la formación de los estudiantes del Departamento.

A Hermes Malcotti, mi tutor industrial por haberme permitido realizar la tesis bajo su asesoría, haberme enseñado una forma de trabajar, y haberme apoyado en todo momento desde el comienzo hasta el final de la tesis.

Al Prof. Andrey A. Ortega, mi tutor académico por haberme permitido realizar la tesis bajo su asesoría, y por haber estado dispuesto a ayudar y a contribuir con el desarrollo del trabajo.

A Elieser Pérez por haber estado interesado en mi trabajo, haber estado dispuesto a ayudar, y haber contribuido en el desarrollo del mismo.

A mis hermanos mayores Kelly y Kristhiam por haberme ayudado y apoyado a lo largo de la carrera, y haber sido siempre ejemplos a seguir tanto personal como académicamente. A mi hermano menor Kryztof por permitirme enseñarle lo que he aprendido, y estar dispuesto a ayudar cuando es necesario.

A todo el Staff del Grupo Scout Cayaurima por ser mis amigos: A Gloria, Thais, Raksha, Alejandra, Jennifer, Martha, Pedro, Miguel y Tomas. Y especialmente a Mailin por haber estado pendiente del desarrollo de mi tesis, a Fernando por haber ayudado en la parte instrumental y a Jesús por haberme ayudado continuamente con la computadora.

A mi hermana y amiga de toda la carrera Karla Ríos (alias la Bruja) por ser una persona especial y haberme acompañado, guiado por el camino del bien y aguantado por tanto tiempo. Gracias Brujita.

A Magdalena por ser una persona sumamente especial con la que he compartido estos últimos meses. Te mereces el sol, la luna y las estrellas.

A los panas de la escuela, Carlitos, Rómulo, Omar, Juan Sandia, Hector, Robertico, Jean Carlos, Javier y Martica. Y especialmente a Ernesto, Liscar y María Alejandra, por ser excelentes personas.

A los panas del primer semestre Anais, Rosa, Johana, Wladimir, El Chino, Herlis, Trina, Jorge, Oswaldo, Celina y Sixto; así como también a Luis Peraza por ser un gran amigo y a Janis Maldonado por haberme acompañado durante gran parte de mi carrera.

A los compañeros tesisistas de Intevp por haber hecho que la estadía allí fuera mejor: Hamilton, Inre, Miguel, Luz, Imanaida, Cesar, Yesenia, El Gonzo, Melibeth, Darwin, Amindred, Anny, Woenly, Kerly y Pedro. Y especialmente a Gaby por ser una excelente persona y amiga.

A todos aquellas personas que de una forma u otra me ayudaron en Intevp: Ana Altuve, Jhony Calderón, Oswaldo Salazar, Danilo, Cesar Vasquez, Carlos Monsalve, Manuel González, Ramón Gómez y especialmente a Carlos Bustamante por haber estado siempre dispuesto a ayudar.

Pedro K. Alvarez P.

USO DE ATRIBUTOS AVO EN DATOS SÍSMICOS 4D PARA LA ESTIMACIÓN DE CAMBIOS DE PRESIÓN Y SATURACIÓN

Tutor Académico: Ph.D. Andrey A. Ortega. Tutor Industrial: M.Sc. Hermes Malcotti.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.

Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2003, 132 p.

Palabras claves: Sísmica 4D, AVO, física de rocas, cambios de presión y saturación
seguimiento sísmico de yacimientos.

Resumen. El objetivo de este trabajo consiste en presentar una metodología para estimar cambios en la presión de poro y en la saturación de fluido a nivel de yacimiento, inducidos por procesos de producción y de recuperación mejorada, a partir de atributos AVO extraídos de datos sísmicos 4D. La metodología presentada está dividida en tres fases: La primera fase, tiene como objetivo estimar atributos AVO4D a partir de datos sísmicos 4D. La segunda fase, tiene como finalidad modelar el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y de saturación, utilizando para ello una combinación de relaciones fenomenológicas y teóricas extraídas de la Física de rocas. En la última fase, se realiza una inversión cualitativa y cuantitativa de los cambios de presión de poro y de saturación de agua que ocurren en el yacimiento. Esta metodología fue aplicada a datos sísmicos sintéticos del Campo Snorre en el Mar del Norte, y en datos reales de un Campo del Oriente de Venezuela.

En este trabajo se demuestra que los atributos AVO4D relacionados con la velocidad de cizalla [$\Delta_t(R_s)$, $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$, $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$] son buenos indicadores de los cambios de presión de poro en el yacimiento. Por otra parte, los atributos relacionados con el módulo de Poisson [$\Delta_t(\sigma)$, $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$], presentan una alta correlación con los cambios de saturación de agua, mientras que los atributos relacionados con la velocidad de onda P [$\Delta_t(R_p)$, $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$, $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$] están influenciados por cambios en la presión de poro y en la saturación de agua

que ocurren en el yacimiento. La metodología utilizada en datos sintéticos permitió estimar mapas cualitativos y cuantitativos de cambios de saturación de agua que varían entre 0-35%, y de presión de poro que varían entre 0-25%, con un error asociado del orden de 5%.

Un estudio de factibilidad sísmica 4D realizado en un campo localizado en el Oriente del País, permitió estimar cambios de 35% saturación de agua y de 16 MPa en la presión de poro, a una profundidad promedio de 4,73 Km en un tiempo de producción de aproximadamente cinco años. Estos inducen cambios en la velocidad de onda compresional y de cizalla de 60 m/seg y 45 m/seg respectivamente, y en los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ de aproximadamente 2 y 2,5% respectivamente; los cuales son difícilmente detectables con sísmica de superficie. Por lo tanto se recomienda no hacer sísmica 4D a esta profundidad, en este tipo de yacimiento.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. MARCO TEORICO	4
2.1 Efecto de las propiedades dinámicas del yacimiento sobre las velocidades sísmicas	4
2.1.1 Fluido y Saturación	5
2.1.2 Presión	6
2.1.3 Temperatura	7
2.2 Propiedades sísmicas de los fluidos del poro.	8
2.2.1 Relaciones de Batzle y Wang	8
2.2.2 Propiedades sísmicas de la mezcla de fluidos	12
2.3 Sustitución de fluidos	13
2.3.1 Ecuación de Gassmann.....	14
2.3.2 Consideraciones de la ecuación de Gassmann	16
2.4 Modelos de saturación de fluidos y sus efectos en la respuesta sísmica del yacimiento	18
2.5.1 Inyección de agua	18
2.5.2 Producción de hidrocarburo	19
2.5 Sísmica 4D	20
2.5.1 Factibilidad de monitoreo sísmico	21
2.5.2 Factores que afectan a la sísmica 4D	22
2.5 Análisis de la variación de la amplitud con la distancia fuente-receptor (AVO)	24
2.7 Ecuaciones de Zoeppritz	25
2.8 Aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz	26
2.8.1 Aproximación de Aki y Richards	27
2.8.2 Aproximación de Shuey	27
2.8.3 Aproximación de Smith y Gidlow	29

2.9 Modelado de la respuesta AVO usando la ecuación de Zoeppritz	29
2.10 Obtención del gradiente y el intercepto a partir de un conjunto de trazas agrupadas por punto común en profundidad. (CDP Gather)	30
2.11 Obtención de atributos AVO a partir del gradiente y el intercepto.....	33
2.11.1 Reflectividad de incidencia normal de onda S: R_s	34
2.11.2 Cambios relativos de la velocidad de onda P: $\Delta\alpha/\alpha$	35
2.11.3 Cambios relativos de la velocidad de onda S: $\Delta\beta/\beta$	35
2.11.4 Cambios del Módulo de Poisson: $\Delta\sigma$	36
2.11.5 Pseudo Reflectividad de Poisson. $\Delta\sigma/\sigma$	37
2.11.6 Cambio relativo de impedancia de onda P y onda S: $\Delta I_p/I_p$ y $\Delta I_s/I_s$	37
2.12 Atributos sísmicos AVO4D	38
3. METODOLOGÍA UTILIZADA.....	39
3.1 Análisis de Atributos AVO4D.....	40
3.2 Modelado AVO4D.....	41
3.3 Inversión de los cambios de presión de poro y saturación de agua.....	42
4. DATOS SINTÉTICOS DEL CAMPO SNORRE	43
4.1 Datos sintéticos	43
4.2 Campo Snorre	44
4.3 Propiedades del Yacimiento Snorre	45
4.4 Influencia de las propiedades del yacimiento sobre los datos Sísmicos 4D	45
4.5 Tope y base del yacimiento	47
4.6 Cambios en la presión de poro y la saturación de agua del yacimiento	48
4.7 Construcción de los datos sísmicos sintéticos	50
5. ATRIBUTOS AVO Y AVO4D	52

5.1 Atributos intercepto y gradiente AVO para un <i>CDP Gather</i>	52
5.2 Atributos intercepto y gradiente AVO para el tope del yacimiento	53
5.3 Atributos AVO obtenidos a partir del gradiente y el intercepto	55
5.3.1 Atributos relacionados con la onda P	57
5.3.2 Atributos relacionados con la onda S	58
5.3.3 Atributos relacionados con el módulo de Poisson	59
5.4 Atributos Sísmicos AVO4D	61
5.4.1 Atributos AVO4D relacionados con cambios de presión de poro.....	61
5.4.2 Atributos AVO4D relacionados con cambios de saturación de agua...	62
5.4.3 Atributos AVO4D Relacionados con cambios de saturación de agua y presión de poro	64
5.5 Interpretación de atributos AVO4D	65
 6. INTERPRETACIÓN Y MODELADO AVO Y AVO4D	67
6.1 Propiedades sísmicas de la roca seca	68
6.2 Propiedades sísmicas de los fluidos del poro	72
6.2.1 Propiedades sísmicas del petróleo	72
6.2.2 Propiedades sísmicas del agua de formación	74
6.2.3 Propiedades sísmicas de la mezcla de fluidos	75
6.3 Propiedades de la roca saturada	76
6.4 Modelado de los atributos AVO para el tope del yacimiento	78
6.5 Modelado de los atributos AVO4D para el tope del yacimiento	79
6.6 Variaciones del espacio modelado debido a heterogeneidades del yacimiento	84
 7. INVERSIÓN DE CAMBIOS DE PRESIÓN DE PORO Y SATURACIÓN DE AGUA	85
7.1 Atributos utilizados en la inversión	85
7.2 Calibración entre los atributos modelados y los datos sísmicos	86

7.3 Inversión cualitativa de cambios de presión y saturación	89
7.4 Inversión cuantitativa de cambios de presión y saturación.....	94
7.5 Condiciones favorables para los métodos de inversión planteados.....	98
8. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD 4D PARA EL ORIENTE VENEZOLANO.....	102
8.1 Características geológicas de la zona de interés	102
8.2 Propiedades de la roca yacimiento	103
8.3 Características de las muestras	104
8.4 Propiedades sísmicas de la roca seca	105
8.5 Modelado de las propiedades sísmicas de la roca saturada.....	111
8.6 Modelado del comportamiento de los atributos AVO4D.....	112
8.7 Sensibilidad del modelado AVO4D a los cambios de porosidad	113
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
10. BIBLIOGRAFÍA	116
APENDICES	120
Apéndice A.....	120
Apéndice B.....	122
Apéndice C.....	126
Apéndice D.....	130

LISTA DE FIGURAS

Figura	Pág.
2.1. Velocidad como función de la saturación de agua para una arenisca.....	5
2.2 Presión de confinamiento y presión de poro en un yacimiento.....	7
2.3 Velocidad de onda P en función de la presión diferencial.....	8
2.4 Cambios en la velocidad de onda P como resultado de Inyección de Agua en el Yacimiento.....	19
2.5 Cambios en la velocidad de onda P como resultado de la producción de petróleo en el Yacimiento.....	19
2.6 Onda generada por una onda P incidente en una interfase entre dos medios elásticos semi-infinitos.....	26
2.7 Modelado de la respuesta AVO usando registros de pozos, a partir de las ecuaciones Zoeppritz.....	30
2.8 Obtención de los Atributos Gradiente AVO e Intercepto AVO a partir de un <i>CDP Gather</i>	33
3.1 Esquema general de la metodología usada para estimar los cambios de presión de poro y saturación de agua.....	39
3.2 Esquema con los pasos seguidos para realizar el análisis de los atributos AVO4D.....	40
3.3 Esquema con los pasos seguidos para realizar el modelado AVO4D.....	41
3.4 Esquema con los pasos seguidos para realizar la inversión de los cambios de presión y saturación.....	42
4.1 Cubos de datos sísmicos sintéticos utilizados.....	43
4.2 Ubicación Geográfica del Campo Snorre.....	44
4.3 Interpretación del tope y la base del yacimiento para la <i>inline</i> 150.....	47
4.4 Mapa del tope del yacimiento en tiempo.....	47
4.5 Cambios de presión de poro exactos en el tope del yacimiento.....	48
4.6 Cambios de saturación de agua exactos en el tope del yacimiento.....	49
4.7 Cambios de presión de poro y saturación de agua exactos en el tope del yacimiento convolucionados con una ondícula sísmica.....	50

4.8 Flujo del Modelado Sísmico 4D seguido para generar los datos.....	51
5.1 Cálculo del Gradiente y el Intercepto para el tope del yacimiento y el <i>CDP gather</i> ubicado en el <i>Inline</i> 210 y <i>Crossline</i> 210, de los datos para pre-producción.....	52
5.2 Atributo gradiente AVO para el tope del yacimiento. a) Pre-producción, b) Post-producción.....	53
5.3 Atributo intercepto AVO para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	54
5.4 Atributo AVO $\Delta V_p/V_p$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	57
5.5 Atributo AVO $\Delta I_p/I_p$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	57
5.6 Atributo AVO Reflectividad de onda S para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	58
5.7 Atributo AVO $\Delta V_s/V_s$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	58
5.8 Atributo AVO $\Delta I_s/I_s$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	59
5.9 Atributo AVO $\Delta \sigma$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	63
5.10 Atributo AVO $\Delta \sigma/\sigma$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.....	60
5.11 Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(R_s)$. b) $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$	61
5.12 a) Atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ para el tope del yacimiento. b) Cambios de presión de poro promediados verticalmente para el tope del yacimiento.....	62
5.13 Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(\Delta \sigma)$. b) $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$	63
5.14 Cambios de saturación de agua exacto promediados verticalmente para el tope del yacimiento.....	63
5.15 Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(R_o)$. b) $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$	64
5.16 Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$. b) $\Delta_t(\text{Gradiente})$	65
5.17 Gráficos cruzados de los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$	65

5.18 Gráficos cruzados de atributos AVO4D. a) $\Delta t(\Delta V_p/V_p)$ vs $\Delta t(\Delta V_s/V_s)$. b) $\Delta t(\Delta V_s/V_s)$ vs $\Delta t(\Delta \sigma/\sigma)$. c) $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta t(\Delta \sigma/\sigma)$. d) $\Delta t(R_o)$ vs $\Delta t(G)$	66
6.1 Esquema usado para modelar la respuesta AVO. Cada color representa una etapa del modelado.....	67
6.2 Módulos elásticos de la roca seca con respecto a la presión diferencial y la porosidad. a) Módulo de Volumen. b) Módulo de Cizalla.....	69
6.2.1 Funciones de los módulos elásticos de la roca seca para el rango de valores de presión efectiva donde para una determinada porosidad la función presenta un comportamiento biyectivo. a) $K_{dry}(\phi, P_{eff})$. b) $\mu_{dry}(\phi, P_{eff})$	70
6.3 Densidad de la roca seca con respecto a la porosidad.....	71
6.4 Velocidades de onda de la roca seca con respecto a la presión diferencial y la porosidad. a) Velocidad de onda P. b) Velocidad de onda S.....	72
6.5 Propiedades del petróleo en función de la presión de poro. a) Velocidad de onda P. b) Densidad.....	73
6.6 Módulo de volumen del petróleo en función de la presión de poro.....	73
6.7 Propiedades del agua de formación en función de la presión de poro. a) Velocidad de onda P. b) Densidad.....	74
6.8 Módulo de volumen del agua de formación en función de la presión de poro.....	75
6.9 Propiedades de una mezcla de fluido de 50% agua y 50% petróleo. a) Velocidad de onda P. b) Densidad.....	75
6.10 Velocidad en función de la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%. A) Velocidad de onda P. b) Velocidad de onda S.....	76
6.11 Densidad de la roca en función de la saturación de fluido y la presión diferencial, para una porosidad igual a 30%.....	77
6.12 Atributos AVO en función de la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%. A) $\Delta I_p/I_p$. b) $\Delta I_s/I_s$	78
6.13 Atributos AVO4D en función de los cambios en la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%, representado a través de líneas de igual cambio de saturación de agua. a) $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$. b) $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$	79

6.14	Atributos AVO4D en función de los cambios en la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%, representado a través de líneas de igual cambio de presión de poro. a) $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$. b) $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$	80
6.15	$\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios de presión y saturación. a) Representado a través de líneas de igual cambio de saturación. b) Representado a través de líneas de igual cambio de presión diferencial.....	81
6.16	Modelado del espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios de presión y saturación de fluido	82
6.17	Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$ vs $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$. b) $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$ vs $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$	82
6.18	Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(R_o)$ vs $\Delta_t(R_s)$. b) $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$ vs $\Delta_t(\Delta \sigma)$	83
6.19	Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$ vs $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$. b) $\Delta_t(G)$ vs $\Delta_t(R_o)$	83
6.20	Variaciones del Modelado del espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ a cambios en: a) GOR. b) porosidad.....	84
7.1	Densidad de la roca en función de la presión diferencial. a) Obtenida usando las relaciones de física de roca. b) Calculada con la relación de Gardner.....	86
7.2	Espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$. a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.....	87
7.3	Espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ normalizados. a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.....	89
7.4	Espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ normalizados mostrando los ejes de cambios de saturación y presión. a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.....	90
7.5	Espacio de atributos AVO4D rotados. a) Para colocar el eje de presión de poro en posición horizontal. b) Para colocar el eje de saturación de agua en posición vertical..	91
7.6	a) Mapa del atributo 1, o de cambios cualitativos de saturación de agua. b) Mapa exacto de cambios de saturación de agua promediados verticalmente.....	92
7.7	a) Mapa del atributo 2, o de cambios cualitativos de presión de poro. b) Mapa exacto de cambios de presión de poro promediados verticalmente.....	93

7.8 Solapamiento entre el modelado del espacio de atributos AVO4D y los atributos normalizados extraído de la sísmica.....	94
7.9 Valores de cambios de parámetros del yacimiento que predice el modelado del espacio de atributos AVO4D. a) Saturación de agua. b) Presión de poro.....	94
7.10 Representación gráfica de las funciones de inversión de parámetros del yacimiento junto con los atributos AVO4D extraídos de la sísmica. a) Función de inversión de saturación de agua. b) Función de inversión de presión de poro.....	95
7.11 Mapa de cambio de saturación de agua para el tope del yacimiento. a) Estimado. b) Exacto promediado verticalmente.....	96
7.12 Mapa de cambio de presión de poro para el tope del yacimiento.a) Estimado. b) Exacto promediado verticalmente.....	97
8.1 Ubicación de la formación Naricual.....	102
8.2 Velocidades de onda P y S vs. presión diferencial para la muestra #1.....	105
8.3 Módulo de cizalla de la roca seca en función del logaritmo neperiano de la presión diferencial para cada núcleo.....	106
8.4 Módulo de volumen de la roca seca en función del logaritmo neperiano de la presión diferencial para cada núcleo.....	106
8.5 Gráficas y ecuaciones de las funciones $a1(\phi)$ y $b1(\phi)$	108
8.6 Gráficas y ecuaciones de las funciones $a2(\phi)$ y $b2(\phi)$	108
8.7 Módulos elásticos de la roca seca en función de la porosidad y la presión efectiva. a) Módulo de Volumen. b) Módulo de Cizalla.....	109
8.8 Comparación entre los valores de módulos elásticos de la roca seca calculados con los valores de velocidad medidos en el laboratorio y los valores calculados con las funciones 8.3 y 8.4. a) Módulo de volumen. b) Módulo de cizalla.....	110
8.9 Porosidad contra densidad para cada núcleo.....	110
8.10 Modelado de las propiedades sísmicas de la roca saturada.....	111
8.11 Modelado del comportamiento de los atributos AVO4D.....	112
8.11 Sensibilidad del Modelado de los atributos AVO4D a los cambios en la porosidad.....	113

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pág.
2.1. Coeficientes para el cálculo las propiedades sísmicas del agua.....	11
4.1 Propiedades del yacimiento usadas para construir los volúmenes sísmicos.....	45
5.1 Tabla resumen asociada a las expresiones que permiten hallar atributos AVO a partir del gradiente y el intercepto.....	56
8.1 Propiedades del yacimiento necesarias para realizar el modelado de los atributos AVO4D.....	103
8.2 Propiedades del yacimiento necesarias para realizar el modelado de los atributos AVO4D.....	104
8.3 Resultados de los interceptos y gradientes asociado a las rectas de ajuste μdry vs $\ln(Pdif)$	107
8.4 Resultados de los interceptos y gradientes asociado a las rectas de ajuste κdry vs $\ln(Pdif)$	107

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La producción de un yacimiento de hidrocarburo ocasiona cambios en las propiedades dinámicas de este, como la presión de poro, la saturación de fluidos y la temperatura entre otros. Estos cambios en un determinado lapso de tiempo (generalmente mayor a cinco años) pueden ser capaces de producir alteraciones observables en las propiedades sísmicas de la roca, hecho que justifica el uso de datos sísmicos adquiridos en distintos tiempos de producción del yacimiento (sísmica 4D), como una herramienta para estudiar los cambios en las propiedades dinámica del sistema roca-fluido, lo que va a permitir tener un mejor entendimiento del movimiento de fluido y del mantenimiento de presión en el yacimiento.

El análisis de datos sísmicos 4D ha sido aplicado exitosamente en varias partes del mundo, como por ejemplo, en campos del Mar del Norte (Smith et al., 2001) y en campos canadienses (Hoversten et al. 2002) para monitorear los cambios en la saturación de fluidos durante la producción. Sin embargo, la diferencia de los registros sísmicos tomados en distintos tiempos puede ser producida no solo por cambios en la saturación de fluidos, sino también por cambios en otras propiedades del yacimiento como la temperatura y la presión, esto se debe a que los efectos de la presión, la saturación y la temperatura sobre los datos sísmicos pueden solaparse o competir uno con el otro, por lo que los cambios resultantes en las propiedades sísmicas dependen de los efectos combinados de los cambios de estas propiedades en el yacimiento.

El uso de técnicas de análisis AVO (*Amplitud vs Offset*) aplicadas a datos sísmicos 4D (AVO4D), ofrece una oportunidad de discriminar entre los cambios de presión de poro y saturación de fluidos que ocurren en el yacimiento, debido a que permite extraer de los datos medidas independientes de reflectividad que pueden ser usadas para separar los efectos de la presión y saturación de los datos sísmicos (Tura y Lumley, 1999). Por lo tanto, el método AVO4D es una herramienta adicional para tener una visión general de los procesos de extracción de hidrocarburos y de mantenimiento de presión del yacimiento, lo cual es una información útil y necesaria para la toma de decisiones relacionadas con la

explotación óptima del yacimiento, como por ejemplo, la planificación de nuevos pozos productores e inyectores que aumente la producción de hidrocarburo. En este trabajo se presenta una metodología basada en el uso de atributos AVO en datos sísmicos 4D para estimar los cambios de saturación de fluidos y presión de poro a lo largo del tiempo, y fue realizada tomando como referencia trabajos previos desarrollados por Landro (1999), Tura y Lumley (1999), Franco (2001), Meadows (2001) y Cole y colaboradores (2001 y 2002). Dicha metodología permite obtener como resultados mapas de cambios cualitativos y cuantitativos de saturación de agua y presión de poro, así como también realizar estudios de factibilidad de sísmica 4D como una herramienta para monitorear cambios en las propiedades dinámicas del yacimiento. Esta metodología se diferencia de las planteadas por otros autores en que se basa en la predicción del comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación usando para ello ecuaciones clásicas de la física de roca como las de Gassmann (1951) y Batzle y Wang (1992), así como también relaciones empíricas obtenidas a partir de medidas de núcleos del yacimiento, en tal sentido, estas relaciones son de suma importancia, ya que van a permitir relacionar los cambios en las propiedades sísmicas del yacimiento con los cambios en las propiedades dinámicas del mismo.

La metodología planteada fue aplicada a datos sintéticos provenientes del Campo Snorre, en el Mar del Norte. Estos datos fueron generados por Tura (2001) usando propiedades de la roca y el fluido extraídas del campo Snorre para estimar las velocidades y densidades del yacimiento, así como también las ecuaciones de Zoeppritz junto con una ondícula Ricker de frecuencia dominante de 25 Hz para construir datos sísmicos de reflexión dependientes del ángulo para el tiempo pre-producción y post-producción. La diferencia entre ambos conjuntos de datos fue introducida mediante modificaciones en las propiedades de roca y fluido extraídas de información de un simulador de yacimiento, lo que ocasiono cambios en las distintas características de la señal sísmica.

En la parte final de este trabajo de investigación se aplicó parcialmente la metodología a datos de núcleos de un campo del Oriente del País en el Edo. Anzoategui para estudiar la

factibilidad de realizar sísmica 4D en esa zona como una herramienta para hacer un seguimiento de los cambios de las propiedades dinámicas del yacimiento mencionadas.

El procesamiento de los datos para la obtención de los cambios de presión y saturación del yacimiento se realizó usando los paquetes computacionales Hampson y Russell; y Matlab. El primero se uso para extraer los atributos AVO y el segundo para generar el algoritmo que a partir de los atributos AVO extraídos del Hampson y Russell y basándose en el comportamiento que predice la física de roca, realiza la estimación de los cambios de presión y saturación del yacimiento.

El presente trabajo se encuentra estructurado de la siguiente forma: En este primer capítulo se presenta la introducción, así como la justificación y la motivación al estudio. En el segundo capítulo se muestran las bases teóricas involucradas, las cuales se pueden dividir principalmente en tres aspectos, los relacionados con la física de la roca y del fluido del poro, los vinculados con el monitoreo sísmico de yacimiento y finalmente los principales aspectos teóricos y ecuaciones de la técnica AVO. En el tercer capítulo se muestra la metodología planteada y en el cuarto capítulo los datos sintéticos utilizados, sus características y los pasos realizados para su simulación. En el quinto capítulo se ilustran los atributos AVO y AVO4D obtenidos para el tope del yacimiento, así como la relación que presentan estos con los cambios de presión y saturación del mismo. En el sexto capítulo se muestra el estudio del comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación del yacimiento (modelado AVO4D), lo cual es un paso crucial para realizar la inversión de los datos.

En el séptimo capítulo se muestran los pasos seguidos para realizar la inversión de los cambios de presión y saturación, así como los resultados obtenidos de la inversión. En el octavo capítulo se muestra para un Campo del Oriente del País un estudio de factibilidad de sísmica 4D basado en un modelado del comportamiento de los atributos sísmicos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación que pueden ocurrir en el yacimiento. En el capítulo noveno se muestran las conclusiones y recomendaciones; y finalmente en el capítulo décimo las referencias bibliográficas consultadas en el desarrollo de este trabajo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Efecto de los procesos de producción sobre las velocidades sísmicas del yacimiento

La velocidad sísmica es una propiedad del medio, y se refiere a la rapidez de propagación de una onda sísmica. Para un medio homogéneo, isótropico y elástico las velocidades sísmicas de onda P (V_p) y onda S (V_s) están relacionadas con los parámetros elásticos de la roca de la siguientes forma:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{\kappa + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.3)$$

donde:

V_p es la velocidad de onda compresional en Km/seg.

V_s es la velocidad de onda de cizalla en Km/seg.

λ se refiere a la incompresibilidad del medio en GPa.

μ es el módulo de rigidez del medio en GPa .

κ es el módulo de volumen del medio en GPa.

ρ es la densidad del medio en gr/cc.

Como resultado de los procesos asociados a la producción de un yacimiento de hidrocarburo, bien sea por flujo natural o por mecanismos que aumentan la energía natural del yacimiento (recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburo), ocurren cambios en la

saturación de fluido, la temperatura y la presión que van a causar que las velocidades sísmicas del yacimiento varíen en el tiempo de producción, hecho que constituye la base física para usar datos sísmicos como una herramienta para monitorear cambios en el yacimiento. A continuación se describe cómo cada uno de los parámetros mencionados afectan las velocidades sísmicas del yacimiento.

2.1.1 Fluido y saturación

La Figura 2.1 muestra los cambios en velocidad de onda P y S, para una arenisca porosa como consecuencia del aumento de la saturación de agua (S_w), para valores típicos de porosidad, densidad de fluido y módulos elásticos de la roca.

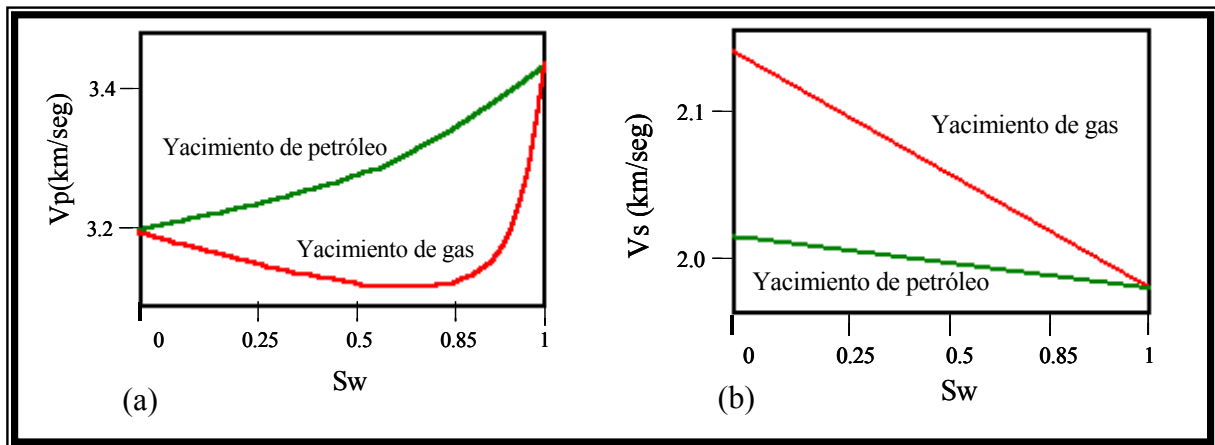


Figura. 2.1. Velocidad como función de la saturación de agua para una arenisca. a) Velocidad de onda P. b) Velocidad de onda S. (Modificado de Yuh et al., 2001).

De la Figura 2.1.a se observa como para yacimientos de petróleo la velocidad de onda P aumenta proporcionalmente con la saturación de agua, debido al mayor incremento del módulo de volumen del fluido respecto a la densidad del mismo. Para yacimientos de gas se aprecia como la velocidad de onda P decrece moderadamente desde una saturación de gas inicial de 100% hasta un 85%, para posteriormente aumentar hasta alcanzar una saturación de agua de 100%, el decremento que sufre la velocidad de onda P de 0 a 85% en saturación de agua se debe a que en este rango de saturación el módulo de volumen del fluido prácticamente no cambia, mientras que la densidad aumenta a medida que se

incrementa la saturación de agua. El gran incremento de la velocidad de onda compresional es consecuencia del incremento que sufre el módulo de volumen del fluido en mezclas de agua con poca cantidad de gas.

En la figura 2.1.b se puede apreciar como la velocidad de onda S decrece a medida que la saturación de agua aumenta, y que esta disminución tiene una mayor pendiente para yacimiento de gas seco que para yacimientos de petróleo vivo. Este comportamiento se produce como consecuencia de que el módulo de cizalla de la roca no se ve afectado por la saturación de fluido y la densidad de la roca aumenta a proporcionalmente a la saturación de agua, siendo mayor el aumento para rocas saturadas con gas.

En general la magnitud de la velocidad de onda P que presenta una roca saturada con fluido va a depender de la compresibilidad del fluido, las rocas saturadas con fluidos menos compresible muestra mayor impedancia de onda P y velocidad de onda P. Otro factor que interviene sobre el efecto del fluido sobre las velocidades sísmicas rocas es la compresibilidad del poro. En rocas con poros menos compresibles el fluido tienen un efecto menor que en rocas con poros mas compresibles (Wang. 2001).

2.1.2 Presión

En un yacimiento siempre existen dos diferentes presiones: La presión de confinamiento (P_c) y la presión de poro o de yacimiento (P_p). La presión de confinamiento es la presión ejercida por la masa total de rocas que esta encima del yacimiento, y la presión de poro es fuerza ejercida por la estructura del poro y la masa del fluido que se encuentra dentro del poro, que contrarresta la presión de confinamiento y evita que el poro colapse. La diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de poro es llamada presión diferencial (P_{dif}), esta es la presión que controla las propiedades sísmicas de la roca yacimiento. La Figura 2.2 ilustra las direcciones de aumento de la presión de confinamiento y la presión de poro en un modelo de un sistema roca fluido.

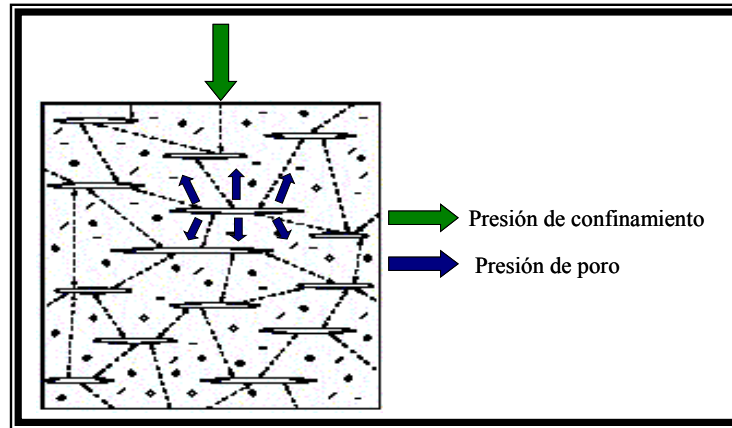


Figura. 2.2. Presión de confinamiento y presión de poro en un yacimiento.
(Modificado de Liu et al., 2002).

Las velocidades sísmicas de onda P y S, se incrementa cuando la presión diferencial se incrementa. La relación entre las velocidades sísmicas y la presión diferencial sin embargo no es lineal, estas se incrementan rápidamente en regiones de baja presión diferencial como consecuencia de que en estas regiones la roca se encuentra menos consolidada y presenta una mayor cantidad de espacio poroso que puede ser reducido como consecuencia del aumento de presión en la roca. La Figura 2.3 muestra el comportamiento de la velocidad de onda P en función de la presión diferencial en una arenisca. Para este caso el incremento de la presión diferencial de 1650 a 2650 psi causa incremento en velocidad de onda P de 5.2%, mientras que la misma cantidad de aumento de presión diferencial de 4500 a 5500 psi solo resulta en un 0,5% de aumento de dicha velocidad. Es importante resaltar que un comportamiento similar presenta la velocidad de cizalla.

2.1.3 Temperatura

Las velocidades sísmicas y las impedancias decrecen suavemente con el aumento de la temperatura en rocas saturadas con gas o agua, pero cuando una roca es saturada con petróleo las propiedades sísmicas pueden decrecer cantidades capaces de alterar las propiedades sísmicas de las rocas especialmente en arenas no consolidadas con petróleo pesado (Wang. 2001). Tosaya et al. (1987) mostró decrementos en la velocidad de onda compresional de areniscas saturadas con petróleo pesado que variaban en un rango de 30 a

90%, cuando la temperatura se incrementaba de 25 a 125°C. Esta dependencia de la velocidad con la temperatura en rocas saturadas con hidrocarburo provee la base física para el seguimiento sísmico de hidrocarburo cuando son usados mecanismos de recuperación termal para mejorar el recobro del yacimiento (Wang, 2001).

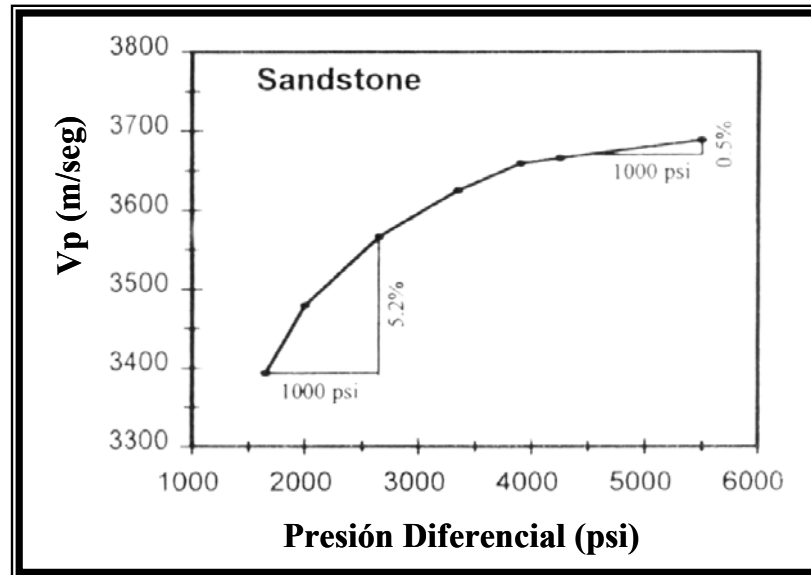


Figura.2.3. Velocidad de onda P en función de la presión diferencial.
(Tomado de Wang, 2001).

2.2 Propiedades sísmicas de los fluidos del poro

Recientes avances en exploración sísmológica están orientados a delinear y ubicar los fluidos del poro, su tipo y distribución en yacimientos de petróleo. Para lograr este objetivo los datos sísmicos tienen que ser capaces de resolver contrastes de compresibilidad entre los fluidos del poro en el yacimiento. Como resultado las propiedades sísmicas de los fluidos del poro tienen que ser completamente entendidos (Wang, 2001).

Batzle y Wang (1992) resumieron las propiedades sísmicas de los fluidos del poro comúnmente encontrados basándose en sus propios datos, así como también en datos reportados en la literatura. A continuación se presentan las relaciones para el petróleo y el agua los cuales son los fluidos estudiados en el presente trabajo.

2.2.1 Relaciones de Batzle y Wang (1992)

- **Relaciones para el petróleo**

Wang (1988) mostró que las velocidades ultrasónicas de onda P de una variedad de petróleos decrecen rápidamente con la densidad. Una simplificada forma de la relación desarrollada es la siguiente:

$$V_o = 2096 \left(\frac{\rho_o}{2.6 - \rho_o} \right)^{1/2} - 3.7T + 4.64P + 0.0115[4.12(1.08\rho_o^{-1} - 1)^{1/2} - 1]TP \quad (2.4)$$

Donde:

V_o es la velocidad de onda P del petróleo en Km/seg.

T es la temperatura en grados centígrados.

P es la presión en MPa.

ρ_o es la densidad de referencia medida a 15,6°C y una atmósfera de presión.

Las velocidades sísmicas de petróleo con gas (petróleo vivo o *live oil*) son estimadas considerando una mezcla de gas libre original del petróleo y liquido liviano, para este caso las velocidades pueden aún ser calculadas usando la ecuación 2.4, pero sustituyendo una pseudo densidad ρ' basada en la expansión causada por el gas en sitio.

$$\rho' = \frac{\rho_o}{B_o} (1 + 0.001R_G)^{-1} \quad (2.5)$$

donde B_o es un factor de volumen escalar, que se estima a partir de la siguiente ecuación derivada por Standing (1962),

$$B_o = 0.972 + 0.00038 \left[2.4R_G \left(\frac{G}{\rho_o} \right)^{1/2} + T + 17.8 \right]^{1.175} \quad (2.6)$$

donde:

G es la gravedad del gas.

R_G es la relación gas-petróleo en Litros/litro (L/L).

Finalmente la densidad verdadera del petróleo también puede ser estimada a partir de la siguiente ecuación

$$\rho_G = (\rho_o + 0.0012GR_G) / B_o \quad (2.7)$$

- **Relaciones para el agua:**

Para calcular la velocidad de una solución acuosa con sal una simplificada forma de la función de velocidad dada por Chen et al (1978) es usada

$$V_B = V_w + S(1170 - 9.6T + 0.55T^2 - 8.5 \times 10^{-5}T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2) + S^{1.5}(780 - 10P + 0.16P^2) - 820S^2 \quad (2.8)$$

donde:

V_o es la velocidad de la solución salina en Km/seg.

S es la es la fracción de peso de cloruro de sodio en ppm/1000000.

V_w es la velocidad del agua en m/seg. a una determinada temperatura T y presión P , la cual se obtiene por la siguiente ecuación:

$$V_w = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^3 W_{ij} T^i P^j \quad (2.9)$$

donde las constantes W_{ij} están dadas en la tabla 2.1

$W_{00} = 1402.85$	$W_{02} = 3.437 \times 10^{-3}$
$W_{10} = 4.871$	$W_{12} = 1.739 \times 10^{-4}$
$W_{20} = -0.04783$	$W_{22} = -2.135 \times 10^{-6}$
$W_{30} = 1.487 \times 10^{-4}$	$W_{32} = -1.455 \times 10^{-8}$
$W_{40} = -2.197 \times 10^{-7}$	$W_{42} = 5.230 \times 10^{-11}$
$W_{01} = 1.524$	$W_{03} = -1.197 \times 10^{-5}$
$W_{11} = -0.0111$	$W_{13} = -1.628 \times 10^{-6}$
$W_{21} = 2.747 \times 10^{-4}$	$W_{23} = 1.237 \times 10^{-10}$
$W_{31} = -6.503 \times 10^{-7}$	$W_{33} = 1.327 \times 10^{-10}$
$W_{41} = 7.987 \times 10^{-10}$	$W_{43} = -4.614 \times 10^{-13}$

Tabla 2.1. Coeficientes para el cálculo las propiedades sísmicas del agua.

Un polinomio simple puede ser construido para calcular la densidad de una solución de cloruro de sodio.

$$\rho_B = \rho_w + S \left\{ 0.668 + 0.44S + 1 \times 10^{-6} \left[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS) \right] \right\} \quad (2.10)$$

Donde

ρ_B es la densidad de la solución salina en m/seg.

ρ_w es la densidad del agua en m/seg. a una determinada temperatura T y presión P , la cual se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\rho_w = 1 + 1 \times 10^{-6} (-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P) - 1.3 \times 10^{-5} T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2 \quad (2.11)$$

Para finalizar esta sección es necesario mencionar que a pesar de que es necesario conocer las propiedades sísmicas del fluido del poro para caracterizar las propiedades sísmicas del sistema roca-fluido, generalmente la velocidad de onda P del yacimiento como función de la salinidad, la temperatura o la presión del fluido del poro producen cambios que por si solos son difícilmente detectables con sísmica de superficie (Ortega, 2003, comunicación personal).

2.2.3 Propiedades sísmicas de la mezcla de fluidos

El fluido que se encuentra en el poro de la roca yacimiento comúnmente esta formado por mezclas homogéneas o multifasicas de petróleo, agua y gas, o una combinación de dos de estos fluidos. En consecuencia con el objetivo de estudiar el efecto del fluido del poro sobre las velocidades del sistema roca-fluido se hace necesario caracterizar sísmicamente las mezclas de los fluidos previamente mencionados. Mavko y colaboradores (1997), han demostrado que las propiedades acústicas de una mezcla de fluidos homogénea se puede calcular para las condiciones de presión y temperatura dadas, si se conocen las propiedades acústicas de las diferentes fases de fluido constituyentes de la mezcla y las fracciones de volumen total de fluido que ocupan cada una de esas fases.

El módulo de volumen de una mezcla homogénea de fluido K_f puede ser calculado usando la ecuación 2.12, la cual representa un promedio armónico ponderado por la saturación; (Mavko et al, 1997), y se obtiene a partir del calculo del promedio aritmético de las inversas de la variable en estudio multiplicado por su respectiva saturación.

$$\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_g}{K_g} \quad (2.12)$$

Donde:

S_w la saturación de agua.

S_o la saturación de petróleo.

S_g la saturación de gas.

Expresados como una fracción del volumen del espacio poroso y,

K_w , módulos de volumen del agua en GPa.

K_o módulos de volumen del petróleo en GPa.

K_s módulos de volumen del gas en GPa.

Estos últimos pueden ser hallados por la ecuación 2.13 una vez conocidos las velocidades y densidades del fluido mediante las relaciones de Batzle y Wang.

$$K = \rho V_p^2 \quad (2.13)$$

Donde:

K es módulos de volumen del fluido en GPa.

ρ es la densidad del fluido en gr/cc.

V_p es la velocidad de onda compresional del fluido en Km/seg.

Por otro lado la densidad de una mezcla homogénea del fluido ρ_f se puede calcular mediante el uso de la ecuación 2.14

$$\rho_f = S_w \rho_w + S_o \rho_o + S_g \rho_g \quad (2.14)$$

Donde

ρ_w es la densidad del agua en gr/cc.

ρ_o es la densidad del petróleo en gr/cc.

ρ_g es la densidad del gas en gr/cc.

2.3 Sustitución de fluidos

En el ámbito de la geofísica de prospección, los problemas de sustitución de fluidos se refieren a aquellos que pretenden predecir velocidades sísmicas de rocas saturadas con un fluido a partir de las velocidades sísmicas de rocas saturadas con otro fluido o rocas secas. Una vía para la solución de este tipo de problema esta dada por el uso de la ecuación de Gassmann (1951), la cual esta basada en un modelo que presenta una serie de consideraciones que serán discutidas a continuación.

2.3.1 Ecuación de Gassmann

La ecuación de Gassmann (1951) permite relacionar el módulo de volumen de una roca seca con el módulo de volumen de una roca saturada y viceversa, información necesaria para calcular posteriormente las velocidades sísmicas de una roca con condiciones de saturación deseada. Explicado de forma más específica, la ecuación de Gassmann calcula el módulo de volumen de un medio poroso saturado de fluido usando el módulo de volumen de la matriz sólida, la cual consiste de los minerales que forma la roca, el módulo de volumen de la roca saturada solamente con fluido irreducible y el modelo de volumen de fluido del poro, el cual puede ser gas, petróleo, agua, o una mezcla de los tres. Esta ecuación se presenta a continuación, y sus limitaciones y consideraciones se presentan en la sección 2.3.2.

$$K^* = K_d + \frac{\left(1 - \frac{K_d}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_m} - \frac{K_d}{K_m^2}} \quad (2.15)$$

Donde

K_f es el módulo de volumen del fluido que satura la roca en GPa.

K^* es el módulo de volumen de la roca monocristalina saturada en GPa.

K_d es el módulo de volumen de la roca saturada con fluido irreducible en GPa.

K_m es el módulo de volumen de la matriz (granos) en GPa.

ϕ es la fracción de volumen poroso de la roca.

Es importante señalar que el módulo de volumen del fluido puede ser hallado a través de medidas de laboratorio o mediante el uso de las ecuaciones de Batzle-Wang previamente descritas.

Otra información necesaria para calcular las velocidades sísmicas de la roca saturada, es el valor del módulo de cizalla y la densidad de la roca saturada. El primero es obtenido directamente, debido a que este no es afectado por la saturación de fluido, así que:

$$\mu^* = \mu_d \quad (2.16)$$

Donde

μ^* es módulo de volumen de la roca saturada con fluido en GPa.

μ_d es el módulo de volumen de la roca seca en GPa.

La densidad de la roca saturada es obtenida por la siguiente relación:

$$\rho^* = \rho_d + \phi \rho_f \quad (2.17)$$

Donde

ρ^* es la densidad de la roca saturada con fluido en gr/cc.

ρ_d es la densidad de la roca seca respectivamente en gr/cc

ρ_f es la densidad del fluido del poro en gr/cc.

ϕ es la fracción de volumen poroso de la roca.

Es importante resaltar que $\rho_d = (1 - \phi) \rho_m$, donde ρ_m es la densidad de la matriz.

Aunque la relación de Gassmann generalmente es descrita como la herramienta para predecir el módulo de la roca saturada a partir del módulo de roca seca y viceversa, también puede ser usada para predecir los cambios en el módulo de volumen de la roca cuando es saturada con un fluido diferente al original. Una forma de lograrlo es aplicar la ecuación de Gassmann dos veces, transformando el módulo de saturación de un fluido inicial a un estado seco mediante el uso de la ecuación 2.18 y luego transformarlo de módulo seco a un nuevo estado de saturación con otro fluido.

$$Kd = \frac{K^* \left(\frac{\phi K_m}{K_f} + 1 - \phi \right) - K_m}{\frac{\phi K_m}{K_f} + \frac{K^*}{K_m} - 1 - \phi} \quad (2.18)$$

En este caso el módulo de volumen y de cizalla de la roca saturada con el fluido original se puede calcular mediante las siguientes expresiones:

$$K = \rho \left(Vp^2 - \frac{4}{3} Vs^2 \right) \quad (2.19)$$

$$\mu = \rho Vs^2 \quad (2.20)$$

Donde

K es el módulo de volumen de la roca saturada en GPa.

μ es el módulo de cizalla de la roca saturada en GPa..

ρ es la densidad de la roca de la roca saturada en gr/cc.

Vp es la velocidad de onda compresional en Km/seg.

Vs la velocidad de onda de cizalla en Km/seg.

2.3.2 Consideraciones de la Ecuación de Gassmann

Al momento de aplicar la relación de Gassmann se deben tomar en consideración las siguientes premisas (Wang, 2001):

- 1) La ecuación de Gassmann (ecuación. 2.15) es una aproximación de bajas frecuencias, lo que implica que los fluidos dentro del espacio poroso van a tener suficientemente tiempo como para eliminar los gradientes de presión de poros inducido por la onda sísmica. Como consecuencia de lo mencionado esta relación trabaja mejor para bajas frecuencias, por ejemplo: sísmica *in situ* (<100 Hz) con relación a frecuencias mayores como registros de pozos ($\approx 10^4$ Hz) y medidas de laboratorio ($\approx 10^6$ Hz).

- 2) El espacio poroso es isótropo y la fase mineral que lo conforma es homogénea; es decir la roca es macroscópicamente homogénea. Se asume que la longitud de onda es grande comparada con el tamaño de los granos y los poros. Para la mayoría de las rocas, ondas con frecuencias dentro del rango de la sísmica a medidas de laboratorio reúnen esta condición.
- 3) Todos los poros están comunicados o interconectados, lo que implica una alta porosidad y permeabilidad. Esto asegura un completo equilibrio del flujo de fluido de poro; por consiguiente la interconectividad del poro es relativa a la longitud de onda o a la frecuencia. La ecuación de Gassmann supone una longitud de onda infinita (frecuencia cero). Para ondas sísmicas, sólo las arenas no consolidadas pueden aproximadamente reunir esta condición ya que son arenas de alta porosidad y permeabilidad. Para altas frecuencias es más difícil que las rocas cumplan esta condición. Por tanto, las velocidades medidas de registro y de laboratorio son en general más altas que las calculadas por Gassmann.
- 4) Asume que los poros están llenos de fluidos sin fricción; esto implica que la viscosidad es cero. Esta condición asegura de nuevo el equilibrio del flujo de fluido de poro, ya que en la realidad todas las longitudes de onda y viscosidades son finitas; la mayoría de las veces no se cumple esta premisa.
- 5) El sistema roca-fluido bajo estudio es cerrado; esto significa que para las muestras de laboratorio, el sistema roca-fluido es sellado en los bordes de manera que los fluidos no puedan salirse o fluir a la superficie de la roca. Esta es la clave para calcular el efecto de los cambios del fluido de poro en las propiedades sísmicas, ya que si el sistema es abierto, los cambios en propiedades sísmicas debido a cambios en los fluidos de poro sólo serán debidos a los cambios de densidad del fluido.
- 6) El fluido poroso no interactúa con el sólido de modo que pueda suavizar o endurecer la estructura de la roca, eliminando así algún efecto de interacciones químicas/físicas entre la matriz de la roca y el fluido de poro, lo que implicaría que no existe diagénesis. Por

tanto, se asume que los módulos, tanto el de volumen como el de cizalla, no varían con la mezcla.

2.4 Modelos de saturación de fluidos y sus efectos en las velocidades sísmicas del yacimiento

A continuación se presentan los modelos de saturación de fluidos utilizados en este trabajo, los cuales son los asociados a los procesos de inyección de agua y extracción de hidrocarburo. Estos modelos permiten estudiar como los cambios en la presión y saturación asociados a los procesos de producción mencionados modifican las velocidades sísmicas, información que puede resultar útil para inferir cambios en las condiciones dinámicas del yacimiento una vez conocido los cambios en las respuestas sísmicas de este.

2.4.1 Inyección de agua

Los objetivos de la inyección de agua consisten en el empuje del petróleo barriendo el área de drenado, y además, incrementar la presión del yacimiento para que el petróleo pueda subir por la tubería de producción. Esta estrategia de producción es utilizada para yacimientos asociados con acuíferos, los cuales constituyen las zonas donde el agua será inyectada. Los resultados en el ámbito de la física de rocas de una inyección de agua en el yacimiento, comprenden el incremento de la presión de poro y la sustitución de los fluidos existentes en el mismo por agua.

En la Figura 2.4 se muestra un esquema del comportamiento de la velocidad de onda P en un proceso de inyección de agua: Primero esta se reduce desde el punto A hasta el punto B como resultado del incremento de la presión de poro y luego se incrementa desde el punto B hasta el punto C, ocasionado por la sustitución del petróleo por agua. En este modelo de sustitución los cambios en la velocidad de onda compresional serán positivos o negativos dependiendo del nivel de sustitución de fluido que ocurra en el yacimiento, así como del grado de sensibilidad que presente la roca a los cambios de presión.

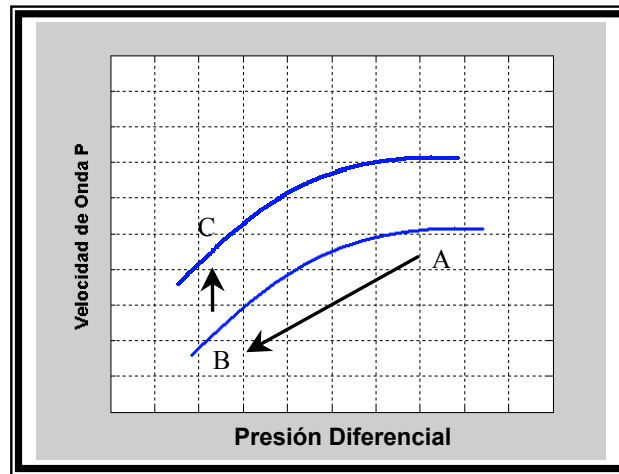


Figura.2.4. Cambios en la velocidad de onda P como resultado de Inyección de Agua en el Yacimiento. (Modificado de Mavko, 1997).

2.4.2 Producción de Petróleo

Los resultados a nivel de física de rocas de la producción de hidrocarburo en un yacimiento con acuífero activo, comprenden inicialmente el decremento de la presión de poros del yacimiento y posterior sustitución de los fluidos existentes por agua, siempre y cuando el yacimiento sea bifásico. La Figura 2.5 ilustra el proceso de producción de hidrocarburo, el aumento de la presión efectiva a lo largo de la curva de velocidad de onda P contra presión diferencial, desde el punto A hasta el punto B como resultado de la disminución de la presión de poros, seguida por otro aumento de la velocidad resultante de la sustitución del fluido (petróleo) por agua desde el punto B hasta el punto C.

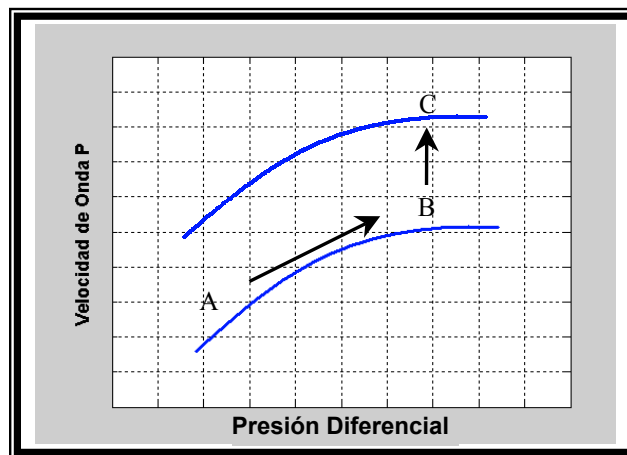


Figura.2.5. Cambios en la velocidad de onda P como resultado de la producción de petróleo en el Yacimiento. (Modificado de Mavko, 1997).

Finalmente es necesario mencionar que tanto el proceso de inyección de agua como el de producción de petróleo produce un aumento en la densidad de la roca yacimiento proporcional al incremento en la saturación de agua de la roca. Este comportamiento es causado por el incremento que sufre esta propiedad al aumento de la saturación de agua y por la escasa sensibilidad que tiene la densidad al aumento o disminución de la presión de poros (Meadows et al., 2002).

2.5 Sísmica 4D

La interpretación de datos sísmicos 3D grabados en distintos lapsos de tiempo o sísmica 4D provee una herramienta efectiva para el seguimiento de yacimientos. Esta técnica corresponde a la grabación de registros sísmicos en el mismo campo, en diferentes periodos de la vida de producción del yacimiento.

Para garantizar una interpretación 4D efectiva de los cambios que ocurren en el yacimiento es necesario realizar un cuidadoso trabajo en la adquisición y procesamiento de los datos sísmicos repetidos, que tenga como objetivo maximizar las diferencias que se encuentran relacionadas con el proceso de producción del yacimiento y atenuar todas las demás anomalías entre los volúmenes a comparar, las cuales van a ser principalmente causadas por diferencias entre los parámetros de adquisición y los flujos de procesamiento aplicados.

Con el propósito de asegurar la confiabilidad de la interpretación 4D y garantizar que las anomalías de amplitud detectadas entre los levantamientos sísmicos se deban a las variaciones inducidas por los procesos de producción y no a las diferencias existentes entre la adquisición y el procesamiento de los datos, es imprescindible contar con una alta repetibilidad en la señal sísmica, la cual es una medida de la reproducibilidad de los parámetros y geometrías de adquisición así como también los flujos de procesamiento de una traza, sección o volumen sísmico sobre otra traza, sección o volumen sísmico adquirido un tiempo después (García y Malcotti, 2002).

Obtener estos registros sísmicos repetidos es algo difícil de lograr, especialmente cuando los diferentes grupos de datos no han sido adquiridos o procesados de la misma forma. Para

minimizar esta variación indeseable, un cuidadoso procesamiento de los datos denominado *cross-equalization* es realizado, sin embargo la homogeneización de los diferentes registros nunca es perfecta, lo que significa que una fracción dentro de los cambios de amplitudes no está relacionada a los cambios en las propiedades dinámicas del yacimiento. En consecuencia es necesario relacionar la medida de repetibilidad de los datos sísmicos con los cambios esperados en la señal causadas por las alteraciones en las propiedades dinámicas del yacimiento, para de esta manera poder dar una medida de incertidumbre sobre la posibilidad que existe de que la falta de repetibilidad destruya el efecto de los cambios en la señal causados por los procesos dinámicos del yacimiento.

2.5.1 Factibilidad de sísmica 4D

Cuando los fluidos de un yacimiento son producidos o inyectados durante procesos de producción de petróleo, las propiedades sísmicas del yacimiento pueden cambiar; si esos cambios son capaces de modificar la señal sísmica, repetidos levantamientos sísmicos pueden ser relacionados a cambios en las saturaciones de fluido, la presión y la temperatura, lo cual significa que es factible realizar una sísmica 4D para el monitoreo de las propiedades dinámicas del yacimiento.

La sísmica 4D no es un método viable de monitoreo para todos los yacimientos o todos los procesos de recobro, debido a que la combinación total de cambios en las propiedades sísmicas que ocurren en el yacimiento como consecuencia de su explotación, pueden no ser lo suficientemente altos como para ser apreciables a una dada repetibilidad y resolución sísmica.

En consecuencia resulta necesario realizar estudios de factibilidad de monitoreo sísmico previo a la adquisición de los datos 4D, para estudiar las posibilidades de éxito de aplicación de dicha técnica. Este estudio se realiza simulando las condiciones del sistema roca-fluido cuando es sometido a procesos de producción o mejoramiento a través de la física de rocas; lo que va a permitir estimar la magnitud de los cambios en las propiedades sísmicas antes y después de tales proceso (Lumley et al, 1997). Por tanto, el objetivo de

una factibilidad técnica es determinar si los cambios que predice la física de roca son lo suficientemente significativos como para que puedan ser estudiados usando registros sísmicos repetidos, dada unas ciertas condiciones de repitibilidad y resolución sísmica.

2.5.2 Factores que afectan a la sísmica 4D

Es importante conocer aquellos aspectos relacionados con el yacimiento y su producción que influyen en la calidad de la respuesta sísmica 4D, ya que esta información nos permitirá identificar las características que debe tener un yacimiento para que el monitoreo sísmico resulte exitoso. Entre estos factores están (Wang, 1997):

- ***Propiedades elásticas de la matriz de la roca yacimiento***; bajos valores de las propiedades elásticas (κ y μ) son requeridos en primer orden para un exitoso estudio de factibilidad. Rocas no consolidadas o pobremente consolidadas, rocas con fracturas abiertas, baja relación de aspecto de poro o paquetes de contactos grano a grano y rocas con una baja presión de soterramiento cumplen con esa condición; su compresibilidad a condiciones de saturación dependerá fuertemente del tipo de fluido en el espacio poroso.
- ***Naturaleza del proceso de recobro***; cambios en las propiedades sísmicas son causados por los procesos de producción. Debido a que no todos los procesos de recobro pueden ser monitoreados sísmicamente, resulta de extrema importancia entender la naturaleza del tipo de proceso de recobro y los cambios que estos pueden causar en las propiedades sísmicas del yacimiento, por ejemplo la producción primaria causa que la presión de yacimiento disminuya, algunas veces sustancialmente y por otro lado velocidades sísmicas/impedancias incrementan. En este caso la sísmica 4D puede ser capaz de monitorear el proceso de agotamiento y de localizar los yacimientos divididos en compartimentos.
- ***Profundidad***; en general, profundidades someras son más favorables para estudiar a partir de imágenes 4D los efectos del flujo de fluido, ya que las frecuencias en la imagen sísmica tienden a ser altas, permitiendo imágenes de alta resolución. Otra causa

que hace las profundidades someras más favorables, es que se disminuye el efecto del *overburden*, el cual induce o puede inducir complicados efectos de enfocamiento y desenfocamiento, así como efectos causados por la complicada transmisibilidad de la amplitud del coeficiente de reflexión del objetivo de interés que ocurre en objetivos profundos (Ortega, 2003. Comunicación personal).

- ***Presión efectiva***; las rocas yacimientos son más propensas a mostrar los efectos de las saturaciones de los fluidos y cambios de presión cuando la presión efectiva es baja, como consecuencia que en estas condiciones la roca es más compresible.
- ***Temperatura***; cambios en la temperatura del yacimiento inducen cambios tanto en la matriz como en las propiedades del fluido de poro. Generalmente, yacimientos petrolíferos a altas temperaturas son más compresibles que el agua y así ofrecen una mejor oportunidad para ser monitoreados sísmicamente.
- ***Espesor de la Unidad***; el espesor de la zona yacimiento que va ser monitoreado, generalmente debe ser más grande que la mitad de una longitud de onda sísmica (promedio de la velocidad de la roca yacimiento dividido por la frecuencia sísmica dominante) para que pueda ser resuelto temporalmente
- ***Porosidad***; una alta porosidad tienden a debilitar la roca reservorio dando un factor positivo para la sísmica 4D. Para que cambios sutiles del fluido sean detectables sísmicamente, un volumen grande de la roca debe experimentar sustitución de fluido.
- ***GOR (relación gas-petróleo)***; petróleos con altos valores de GOR tienden a ser muy compresibles y livianos, esto produce un buen contraste en las propiedades sísmicas en aguas salinas o aún en aguas frescas.
- ***Salinidad***; el agua de yacimiento que es extremadamente salada (≈ 200.000 ppm), puede ser considerada menos compresible que el agua marina o que el petróleo típico. Esta “extra-rigidez” del agua salada puede sísmicamente distinguirse del petróleo.

- ***Cambios de Saturación de Fluidos***, se refieren a la diferencia entre los valores de saturación inicial y final de los fluidos a ser monitoreados. Un cambio ideal en la saturación de fluido para ser monitoreado es aproximadamente 80%.
- ***Contraste de Compresibilidad del Fluido***, este es el cambio en el módulo de volumen del fluido inicial al fluido reemplazante. Generalmente, mientras más grande es el contraste, mejor es la oportunidad de obtener separadamente una imagen sísmica de los dos fluidos.

2.6 Análisis de la variación de la amplitud con la distancia fuente-receptor (AVO)

El análisis de la variación de la amplitud en función de la distancia fuente receptor u *offset* para un determinado CDP se conoce como análisis AVO. Este se fundamenta en el comportamiento que los coeficientes de reflexión, proporcionales a las amplitudes sísmicas de la señal, presentan al incidir sobre un frente de onda P plana sobre una interfase elástica sólido-sólido, con distintos ángulos de incidencia (Hilterman, 2001).

El análisis se realiza en registros de CDP común y no en secciones apiladas, debido a que si la anomalía de amplitud es recibida por un registro de CDP común, cuando se apila se destruye la anomalía. El principal uso que se da al AVO esta en la identificación litológica y fluidos, y ha probado ser de gran utilidad en la identificación de yacimientos gasíferos.

La ventaja del análisis AVO radica en el hecho de que permite extraer de los datos sísmicos convencionales no apilados información relacionada con la velocidad de cizalla del medio, la cual se ve poco afectada cuando el fluido de saturación varía. La eficacia del análisis AVO depende de la habilidad para predecir coeficiente de reflexión, esta habilidad se basa en las ecuaciones de Zoeppritz, que satisfacen las condiciones de borde para la continuidad de los esfuerzos normal y tangencial, y los desplazamientos de ondas planas a través de una interfase entre dos medios elásticos.

2.7) Ecuaciones de Zoeppritz

Las ecuaciones de Zoeppritz (1919) están escritas en forma matricial y son mostradas a continuación,

$$\begin{pmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \phi_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & \sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2 \alpha_2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\theta_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{pmatrix} \quad (2.19)$$

en donde:

A es el coeficiente de reflexión de onda P.

B es el coeficiente de reflexión de onda S.

C es el coeficiente de transmisión de onda P.

D es el coeficiente de transmisión de onda S.

θ_1 es el ángulo reflejado para la onda P.

θ_2 es el ángulo transmitido para la onda P.

ϕ_1 es el ángulo reflejado para la onda S.

ϕ_2 es el ángulo transmitido para la onda S.

α_1 es la velocidad para la onda P en el medio 1.

α_2 es la velocidad para la onda S en el medio 2.

β_1 es la velocidad para la onda S en el medio 1

β_2 es la velocidad para la onda S en el medio 2

Como se muestran en la Figura 2.6.

Para el modelo de interfase ideal y onda plana las ecuaciones dadas por Zoeppritz describen la relación entre la onda incidente, ondas transmitidas y ondas reflejadas. En las soluciones

de las ecuaciones de Zoeppritz, los coeficientes de reflexión están expresados como funciones de los ángulos incidentes, reflejados y transmitidos, velocidades de onda compresional y de cizalla y densidades a ambos lados de la interfase.

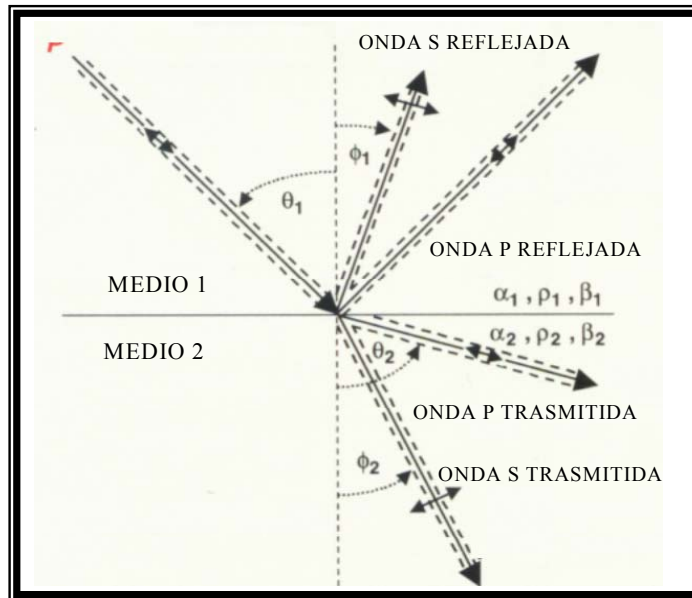


Figura.2.6. Onda generada por una onda P incidente en una interfase entre dos medios elásticos semi-infinitos. (Modificado de Hiltermann, 2001).

Las ecuaciones de Zoeppritz proveen solución para cualquier caso de propagación de onda plana ideal: 1) una onda incidente P convertida en ondas P y S transmitidas y reflejadas, 2) una onda incidente S convertida en ondas P y S transmitidas y reflejadas. Estas ecuaciones nos permiten predecir el cambio esperado en la amplitud para cualquier combinación de propiedades de rocas.

2.8 Aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz

Debido a que las ecuaciones de Zoeppritz requieren de muchas variables las cuales son desconocidas cuando se trabajan con datos sísmicos reales, se han desarrollado ecuaciones simplificadas basadas en una serie de suposiciones y trabajando con diferencias y promedios en las interfaces. Estas aproximaciones para el caso de una onda incidente P convertida en una onda reflejada P, permiten estimar buenos resultados dentro de un cierto rango de ángulo de incidencias, el cual generalmente varía entre 0 y 30 grados. Esto ocurre

debido a que para ángulos de incidencia cercanos al crítico el coeficiente de reflexión de onda P tiende a aumentar de forma brusca (en una magnitud que va a depender de las características del medio), lo cual es un comportamiento que no es exactamente modelado por las aproximaciones que a continuación son mencionadas.

2.8.1 Aproximación de Aki y Richards.

Aki y Richards en 1980 dieron aproximaciones para los coeficientes de reflexión para una onda incidente P y una onda reflejada P.

$$R_{pp} \approx \frac{1}{2}(1 - 4p^2\beta^2) \left(\frac{\Delta\rho}{\rho} \right) + \frac{1}{2\cos^2\theta} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4p^2\beta^2 \frac{\Delta\beta}{\beta} \right) \quad (2.20)$$

Donde:

$$\begin{aligned} p &= \frac{\sin(\theta_1)}{\alpha_1} & \rho &= \frac{1}{2}(\rho_2 + \rho_1) & \Delta\rho &= \rho_2 - \rho_1 \\ \theta &= \frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_1) & \alpha &= \frac{1}{2}(\alpha_2 + \alpha_1) & \Delta\alpha &= \alpha_2 - \alpha_1 \\ & & \beta &= \frac{1}{2}(\beta_2 + \beta_1) & \Delta\beta &= \beta_2 - \beta_1 \end{aligned}$$

Es necesario resaltar que en esta aproximación y las que se presentan a posteriormente se mantiene la nomenclatura mostrada en la Figura 2.6, así como también que las unidades de las velocidades de ondas y la densidad son m/seg y gr/cc respectivamente.

2.8.2 Aproximación de Shuey

Shuey en 1985 modificó la ecuación dada por Aki y Richards (1980) sustituyendo la velocidad de onda S por el módulo de Poisson (σ)

$$R(\theta) = R_o + \left[A_o R_o + \frac{\Delta\sigma}{(1 - \sigma)^2} \right] \sin^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2\theta - \sin^2\theta) \quad (2.21)$$

donde:

$$R_0 \approx \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right), A_o = B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma}{(1-\sigma)} \text{ y } B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

donde: R_0 es el coeficiente de reflexión para incidencia normal σ y $\Delta\sigma$ es el promedio y la diferencia de los valores de módulo de Poisson en las interfaces respectivamente.

La ventaja de esta aproximación es que cada término describe un rango angular diferente. El primer término da la amplitud de incidencia normal ($\theta=0$), el segundo término caracteriza $R(\theta)$ a ángulos intermedio, y el tercer término describe la aproximación a ángulo cercanos al crítico. El coeficiente del segundo término es la combinación de propiedades elásticas que pueden ser determinadas analizando la dependencia de la amplitud de los eventos con el *offset* en convencionales datos sísmicos de reflexión. (Shuey, 1985)

Para ángulos de incidencia alejados al ángulo crítico (donde $\tan^2\theta \approx \sin^2\theta$) podemos eliminar el tercer término, quedando la siguiente ecuación

$$R_{pp}(\theta_1) \approx R_p + B \sin^2 \theta_1 \quad (2.22)$$

En esta ecuación R_p es el atributo intercepto AVO, el cual representa una medida de la reflectividad de incidencia normal de onda P, y B es el atributo gradiente AVO el cual puede ser visto como una medida de cambio de la reflectividad de onda P con respecto al ángulo de incidencia, y esta dado por la siguiente ecuación:

$$B = \left[\left(\frac{\frac{\Delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho}} \right) - 2 \left(1 + \left(\frac{\frac{\Delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho}} \right) \right) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) \right] R_p + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \quad (2.23)$$

La ecuación 2.23 es una buena aproximación para un cierto rango de ángulos incidente (usualmente hasta 25 grados) pero el error de esta aproximación es representativo para ángulos mayores al mencionado.

2.8.3 Aproximación de Smith y Gidlow

Smith and Gidlow (1987) introduce una aproximación de tres términos basada en un método de apilamiento por peso

$$Rp(\theta) = \frac{1}{2}(\Delta\rho/\rho + \Delta\alpha/\alpha) - \frac{2\beta^2 \sin^2 \theta}{\alpha^2}(\Delta\rho/\rho + 2\Delta\beta/\beta) + \frac{\Delta\alpha \tan^2 \theta}{2\alpha} \quad (2.24)$$

2.9 Modelado de la respuesta AVO usando la ecuación de Zoeppritz

Las variaciones de la amplitud con el ángulo de incidencia y la distancia fuente-receptor puede ser modelada usando la ecuación de Zoeppritz. Para modelar las amplitudes de reflexión se necesita curvas de registros de pozos de velocidad de onda P, onda S y densidad. Luego usando la ecuación de Zoeppritz (ecuación 2.19) se calculan los coeficientes de reflexión en función del ángulo de incidencia y se hace la convolución con una ondícula para obtener las amplitudes. La Figura. 2.7 muestra un conjunto de trazas agrupadas por punto común en profundidad modeladas usando registros de pozos.

En este caso en particular un registro de pozo fue primero convertido a forma de bloque para simplificar el modelo de amplitudes, luego se uso la relación de Gardner (ec. 2.25), la cual relaciona la velocidad de onda P con la densidad para generar un perfil de densidad y se uso una relación lineal para vincular la velocidad de onda P con la de onda S y obtener un perfil de velocidad de cizalla.

$$\rho = aV_p^{1/4} \quad (2.25)$$

Donde

ρ es la densidad en gr/cc.

V_p es la velocidad de onda en m/seg.

a es un escalar que depende de la litología.

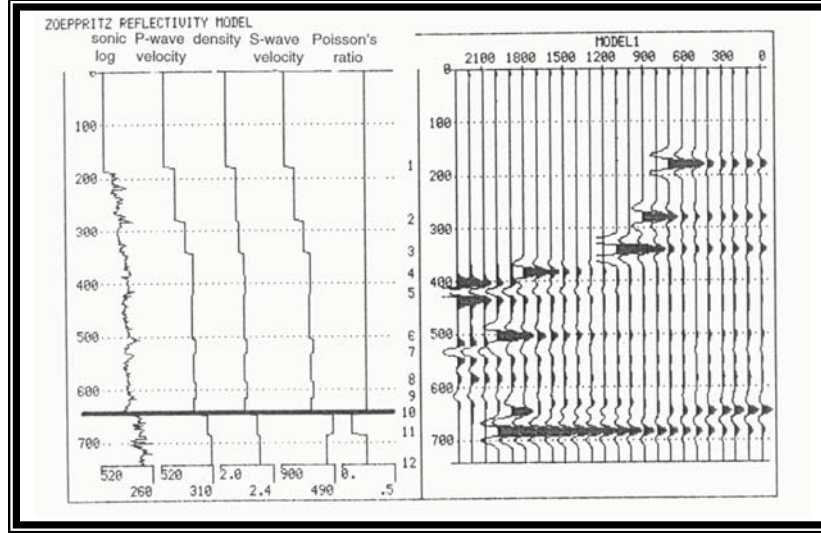


Figura.2.7. Modelado de la respuesta AVO usando registros de pozos, a partir de las ecuaciones Zoeppritz. (Tomado del Yilmaz. 2001).

2.10 Cálculo de los atributos gradiente e intercepto a partir de un conjunto de trazas agrupadas por punto común en profundidad (*CDP Gather*)

Uno de los pasos que fue necesario para realizar este trabajo fue la obtención de los mapas de los atributos gradiente e intercepto para el horizonte sísmico de interés. Esto se realizó mediante el uso del *software Hampson and Russell*. A continuación se presenta las ecuaciones que dicho software resuelve para estimar los valores de estos atributos en un determinado punto del volumen sísmico. (Hampson and Russell Software Services, 2001).

Dado un conjunto de trazas agrupadas por punto común en profundidad, $R(x,t)$, se asume que para cada muestra de tiempo t , y distancia fuente receptor (*offset*) x , los datos están dados por la siguiente ecuación :

$$R(x,t) = R_p(t) + G(t)\sin^2\theta(t,x) \quad (2.26)$$

Esta ecuación es la aproximación de dos términos de Shuey para la ecuación de Zoeppritz, donde $\theta(t, x)$ es el ángulo de incidencia correspondiente a la data grabada en el punto (t, x) .

Si para cualquier valor dado de tiempo t , se asume que R es medido en los N offset x_i , $i=1, 2, \dots, N$. De la ecuación (2.26) nosotros podemos escribir la ecuación definida para este tiempo como:

$$\begin{pmatrix} R(x_1) \\ R(x_2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ R(x_n) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & \sin^2 \theta(t, x_1) \\ 1 & \sin^2 \theta(t, x_2) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 1 & \sin^2 \theta(t, x_n) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} Rp(t) \\ G(t) \end{pmatrix} \quad (2.27)$$

Esta ecuación matricial ($B=AC$) representa N ecuaciones con dos incógnitas, lo cual es un sistema sobredeterminado que puede ser resuelto mediante un ajuste lineal a través de una solución de mínimos cuadrado de forma que se muestra en la ecuación 2.28, donde $Rp(t)$ representa la intersección de la recta solución con el eje de las ordenadas y $G(t)$ representa la pendiente de dicha recta:

$$C = (A^T A)^{-1} (A^T B) \quad (2.28)$$

donde:

$$A^T A = \begin{pmatrix} N & \sum_{i=1}^N \sin^2 \theta(t, x_i) \\ \sum_{i=1}^N \sin^2 \theta(t, x_i) & \sum_{i=1}^N \sin^4 \theta(t, x_i) \end{pmatrix} \quad (2.29)$$

$$A^T B = \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^N R(x_i) \\ \sum_{i=1}^N R(x_i) \sin^2 \theta(t, x_i) \end{pmatrix} \quad (2.30)$$

Si se definen las siguientes constantes

$$S2 = \sum_{i=1}^N \sin^2 \theta(t, x_i) \quad (2.31)$$

$$S4 = \sum_{i=1}^N \sin^4 \theta(t, x_i) \quad (2.32)$$

$$SD = \sum_{i=1}^N R(x_i) \quad (2.33)$$

$$S2D = \sum_{i=1}^N R(x_i) \sin^2 \theta(t, x_i) \quad (2.34)$$

Es necesario resolver la siguiente ecuación:

$$\begin{pmatrix} R_p \\ G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} N & S2 \\ S2 & S4 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} SD \\ S2D \end{pmatrix} \quad (2.35)$$

La cual tiene como solución:

$$G = \frac{S2 * SD - N * S2D}{(S2)^2 - N * S4} \quad (2.36)$$

$$Rp = \frac{S2 * S2D - S4 * SD}{(S2)^2 - N * S4} \quad (2.37)$$

En la práctica este procedimiento puede ser realizado para un determinado evento de un *CDP Gather* graficando las amplitudes del evento corregido por NMO para contra el seno cuadrado del ángulo de incidencia y ajustando una línea recta. La pendiente de esta línea representa el atributo Gradiente AVO y la intersección de esta línea con la ordenada el atributo intercepto AVO o reflectividad de incidencia normal (Ro). La Figura. 2.8 ilustra

un ejemplo de este procedimiento. Es necesario resaltar una aproximación que se realiza cuando se estiman estos atributos a partir de datos sísmicos, y es el hecho de que los valores de las amplitudes son aproximados a los valores de los coeficientes de reflexión con un error asociado a la suposición de que el coeficiente de reflexión es función solamente de las propiedades físicas de la roca, mientras que la amplitud además de ser función de las propiedades de la roca, es afectada por un amplio rango de factores como la atenuación, el ruido y la divergencia esférica entre otros.

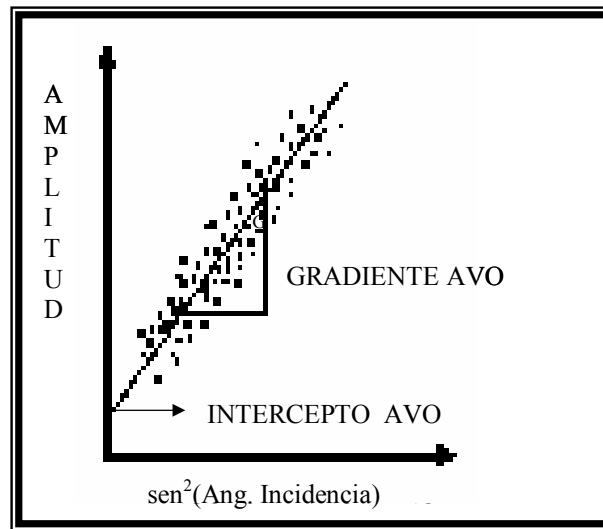


Figura.2.8. Obtención de los Atributos Gradiente AVO e Intercepto AVO a partir de un *CDP Gather*.

2.11 Obtención de atributos AVO a partir del gradiente y el intercepto

La aproximación de Aki y Richards (1980), Shuey (1985), Smith y Gidlow (1987) y la ecuación de Gardner (1974) permiten redefinir los atributos gradiente (G) e intercepto AVO (R_p) como función de los parámetros elásticos de la roca, lo que permite estimar los siguientes atributos con significado físico: Reflectividad de Incidencia normal de onda S (R_s), Cambios relativos de velocidad de onda P y onda S ($\Delta V_p/V_p$ y $\Delta V_s/V_s$), Cambios en el módulo de Poisson ($\Delta \sigma$), Pseudo reflectividad de Poisson ($\Delta \sigma/\sigma$) y cambios relativos de impedancia de onda P y onda S ($\Delta I_p/I_p$ y $\Delta I_s/I_s$). Es importante resaltar que al igual que la notación usada en la ecuación 2.20, los delta (Δ) nos indican diferencias y la propiedad por

si sola nos indica promedios de dicha propiedad entre las interfaces, así como también el hecho que estos atributos están sujetos a la aproximación mencionada anteriormente para el atributo gradiente e intercepto.

2.11.1 Reflectividad de incidencia normal de onda S: R_s

Reagrupando la aproximación de Zoeppritz dada por Aki y Richards (1980) (ecuación 2.20) se obtiene la siguiente ecuación:

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \frac{\Delta\beta}{\beta} - 2 \frac{\beta^2 \Delta\rho}{\alpha^2 \rho} \right) \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.38)$$

Asumiendo una relación $\alpha / \beta = 2$, lo cual es una aproximación que permite simplificar los cálculos, pero que no se cumple necesariamente a lo largo de todo un yacimiento; e ignorando el tercer término de la ecuación arriba mostrada nos queda:

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - \frac{\Delta\beta}{\beta} - \frac{1}{2} \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \sin^2 \theta \quad (2.39)$$

Como la reflectividad de incidencia normal de onda P y onda S están dadas por las ecuaciones:

$$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (2.40)$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (2.41)$$

La ecuación 2.39 se puede escribir como

$$R(\theta) = R_p + (R_p - 2R_s) \sin^2 \theta \quad (2.42)$$

Igualando esta ecuación con la aproximación de Shuey de dos términos (ecuación 2.22) nos queda:

$$Rs = (Rp - G) / 2 \quad (2.43)$$

2.11.2 Cambios relativos de la velocidad de onda P: $\Delta\alpha/\alpha$

De la ecuación de Gardner (1974) se sabe que la densidad se relaciona con la velocidad de la siguiente manera:

$$\rho = a\alpha^{1/4} \quad (2.25)$$

Diferenciando esta ecuación nos queda:

$$\frac{\Delta\rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \quad (2.44)$$

Sustituyendo esta ecuación en la 2.40 nos queda:

$$Rp = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{1}{4} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] = \frac{5}{8} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \quad (2.45)$$

lo cual implica que:

$$\frac{\Delta\alpha}{\alpha} = 1.6Rp \quad (2.46)$$

2.11.3 Cambios relativos de la velocidad de onda S: $\Delta\beta/\beta$

Sustituyendo la ecuación 2.44 en la ecuación 2.41 nos queda:

$$R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{1}{4} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] \quad (2.47)$$

Sustituyendo la ecuación 2.46 en la 2.47 y despejando $\frac{\Delta\beta}{\beta}$ nos queda:

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = 2R_s - \frac{2}{5} R_p \quad (2.48)$$

sustituyendo la expresión de R_s hallada previamente (ecuación 2.43) nos queda

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = \frac{3}{5} R_p - G \quad (2.49)$$

2.11.4 Cambios del Módulo de Poisson: $\Delta\sigma$

Partiendo de la ecuación de Shuey de dos términos (ecuación 2.22) y asumiendo que $\alpha / \beta = 2$, lo que implica que el módulo de Poisson σ es igual a 1/3 y $A_o = -1$, nos queda la siguiente ecuación:

$$R(\theta) = R_p(1 - \text{sen}^2 \theta) + 9 / 4 \Delta\sigma \text{sen}^2 \theta \quad (2.50)$$

Sacando factor común sen^2 nos queda:

$$R(\theta) = R_p + [9 / 4 \Delta\sigma - R_p] \text{sen}^2 \theta \quad (2.51)$$

Igualando esta ecuación con aproximación de Shuey de dos términos (ecuación 2.22), y despejando $\Delta\sigma$ nos queda:

$$\Delta\sigma = 4 / 9 (R_p + G) \quad (2.52)$$

2.11.5 Pseudo Reflectividad de Poisson. $\Delta\sigma/\sigma$

Smith y Gidlow (1987) definió el termino Pseudo Reflectividad de Poisson ($\Delta\sigma/\sigma$) de la siguiente manera:

$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (2.53)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.45) y (2.49) en la ecuación (2.53) nos queda:

$$\frac{\Delta\sigma}{\sigma} = \frac{8}{5}Rp - \left[\frac{3}{5}Rp - G \right] = Rp + G \quad (2.54)$$

2.11.6 Cambio relativo de impedancia de onda P y onda S: $\Delta Ip/Ip$ y $\Delta Is/Is$

Comparando las ecuaciones 2.55 y 2.56 con las ecuaciones 2.40 y 2.41

$$\frac{\Delta Ip}{Ip} = \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \quad (2.55)$$

$$\frac{\Delta Is}{Is} = \frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \quad (2.56)$$

se puede apreciar que:

$$\frac{\Delta Ip}{Ip} = 2Rp \quad (2.57)$$

$$\frac{\Delta Is}{Is} = 2Rs \quad (2.58)$$

sustituyendo Rs por la ecuación 2.43, nos queda

$$\frac{\Delta I_s}{I_s} = R_p - G \quad (2.59)$$

2.12 Atributos sísmicos AVO4D

Los atributos sísmicos AVO4D se pueden definir como un observable sísmico que se construye usando información AVO de cada uno de los volúmenes que forman la sísmica 4D. Estos pueden dividirse en dos tipos: Los obtenidos mediante el estudio de la similitud de los atributos obtenidos en los distintos tiempos (Nivlet y Fournier, 2001), para lo cual se pueden usar técnicas de clasificación como las redes neuronales; y los calculados mediante la resta de los atributos obtenidos en cada uno de los tiempos (Landro, 1999), los cuales son los que se usan en este trabajo.

Para el cálculo de estos atributos en los datos en estudio se usó el programa *Hampson and Russell* para extraer los atributos gradiente e intercepto AVO para cada uno de los volúmenes, posteriormente mediante el uso del programa *Matlab* se usó esta información para calcular todos los atributos AVO que se muestran en la sección 2.11, haciendo uso de las ecuaciones que en mencionada sección se especifican, y finalmente se calcularon los atributos AVO4D restando los atributos AVO obtenidos en cada uno de los volúmenes sísmicos.

Los atributos AVO4D calculados fueron los siguientes: Cambios temporales de reflectividad de onda P y S ($\Delta_t R_p$ y $\Delta_t R_s$), cambios temporales de cambios relativos de velocidad de onda P y S ($\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$ y $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$), cambios temporales de cambios en el módulo de Poisson ($\Delta_t(\Delta \sigma)$), cambios temporales de la Pseudo Reflectividad de Poisson ($\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$) y cambios temporales de cambios relativo de impedancia de onda P y S ($\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$). Es importante mencionar que los mapas de estos atributos y la relación de los mismos con los cambios de presión de poro y saturación de agua se muestran en el quinto capítulo.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

Un esquema general de la metodología usada en este trabajo para estimar los cambios de presión de poro y saturación de agua que ocurren en el yacimiento como consecuencia de su producción se ilustra en la Figura 3.1.

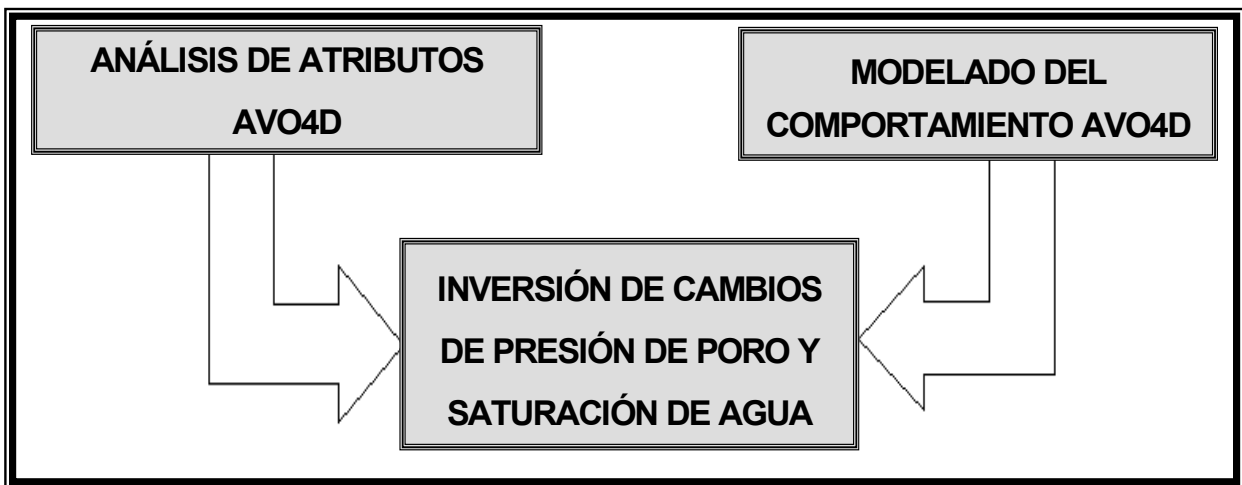


Figura 3.1. Esquema general de la metodología usada para estimar los cambios de presión de poro y saturación de agua.

Como se puede observar en la Figura 3.1 la metodología presentada consta de tres etapas: La primera que tiene como objetivo realizar la inversión de los atributos AVO4D a partir de la sísmica 4D. La segunda parte cuya finalidad es modelar el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación. Y la última parte de la metodología donde se realiza la inversión cualitativa y cuantitativa de los cambios de presión de poro y saturación de agua que ocurren en el yacimiento, esta parte como lo indica la Figura 3.1 necesita como parámetros de entrada los resultados obtenidos de las dos primeras etapas: La inversión de los atributos AVO4D y el modelado AVO4D. A continuación se describe de forma genérica cada una de las etapas de la metodología.

3.1 Análisis de atributos AVO4D

Esta parte de la metodología se desarrolla y especifica en detalle en el quinto capítulo. La Figura 3.2 muestra un esquema con los pasos seguidos para realizar para la inversión de mencionados atributos.

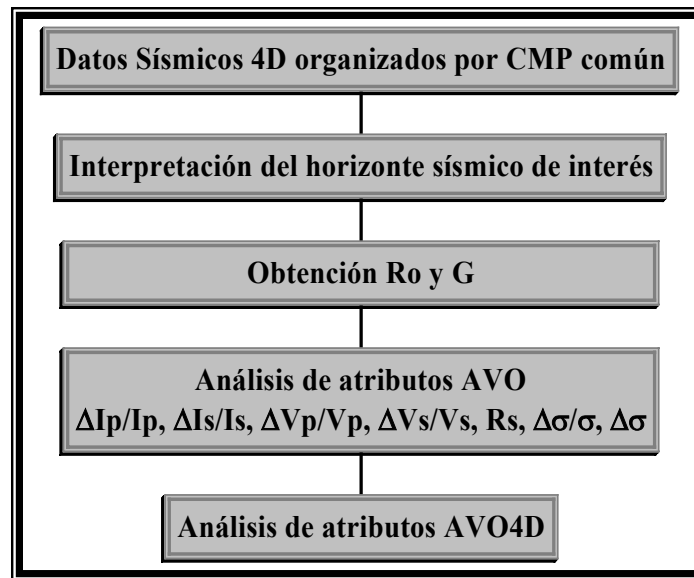


Figura 3.2. Esquema con los pasos seguidos para realizar el análisis de los atributos AVO4D.

Como se observa en la figura 3.2 los datos de entrada son los datos sísmicos 4D organizados por CDP común. A estos datos se les debe interpretar el horizonte sísmico de interés al cual se le quieren estimar los atributos AVO4D, y seguidamente se le deben calcular los atributos intercepto y gradiente AVO, lo cual se realiza como se especificó en la sección 2.10. Una vez realizado esto se calculan los atributos AVO $\Delta I_p/I_p$, $\Delta I_s/I_s$, $\Delta V_p/V_p$, $\Delta V_s/V_s$, R_s , $\Delta\sigma/\sigma$ y $\Delta\sigma$ mediante el uso de las ecuaciones que se muestran en la sección 2.11. Finalmente se calculan los atributos AVO4D mediante la diferencia de los atributos AVO obtenidos para cada uno de los tiempos de producción.

3.2 Modelado AVO4D

Esta parte de la metodología se desarrolla y especifica en detalle en el sexto capítulo. La Figura 3.3 muestra un esquema con los pasos seguidos para realizar esta etapa, la cual tiene como objetivo modelar el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión de poro y saturación de agua del yacimiento.

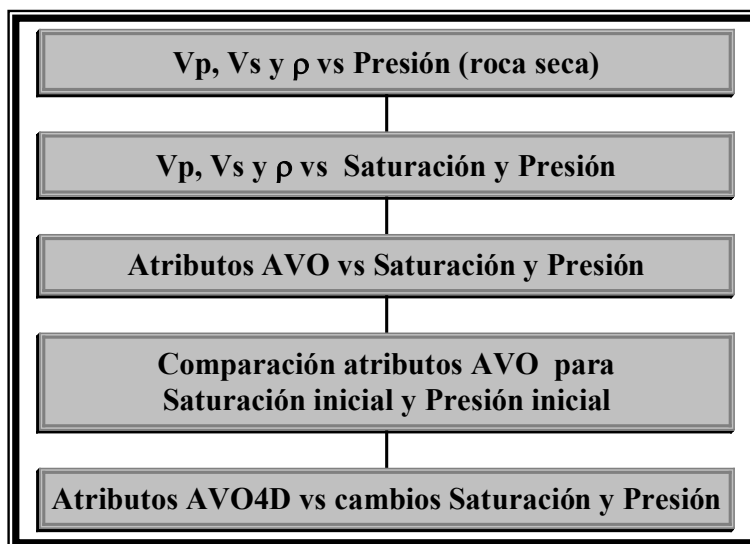


Figura 3.3. Esquema con los pasos seguidos para realizar el modelado AVO4D.

Como lo indica la Figura 3.3 el primer paso consiste en caracterizar el comportamiento de las velocidades de ondas P y S, y la densidad en función de la presión para la roca seca, paso para el cual se utilizan medidas de núcleos del yacimiento. Seguidamente se usan las ecuaciones de Batzle y Wang (1992) para estimar las propiedades sísmicas de los fluidos del poro, así como también la ecuación de Gassmann (1951) para estudiar el comportamiento de la roca saturada en función de la saturación. Una vez realizado esto se utilizan las velocidades y densidades de la capa supradacente, junto con las velocidades y densidades de la roca saturada para calcular el comportamiento teórico de los atributos AVO en función de la presión y la saturación, información que posteriormente es referenciada con los valores de los atributos AVO para las condiciones iniciales de presión y saturación del yacimiento para modelar o predecir el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación del mismo.

Es importante mencionar que esta parte de la metodología es la utilizada para realizar el estudio de factibilidad de sísmica 4D como una herramienta para monitorear los cambios en las propiedades dinámicas del yacimiento.

3.3 Inversión de los cambios de presión y saturación

Una vez realiza las dos etapas previamente explicadas una inversión cualitativa y una cuantitativa de los cambios de presión y saturación puede ser realizada. Los pasos realizados para lograr dicha inversión se ilustra en la Figura 3.4. Esta parte de la metodología se desarrolla y especifica con los datos utilizados en el séptimo capítulo.

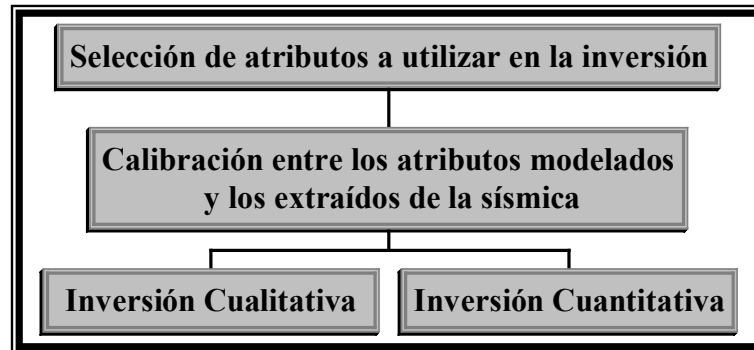


Figura 3.4. Esquema con los pasos seguidos para realizar la inversión de los cambios de presión y saturación.

Lo primero que se debe realizar es seleccionar los atributos a utilizar en el proceso de inversión de los datos; estos serán aquellos que puedan ser estimados a partir de la sísmica usando menos aproximaciones, ya que esto garantizará una mejor coherencia entre los atributos modelados y los extraídos de la sísmica. Seguidamente se debe realizar una calibración entre los atributos modelados y los extraídos de la sísmica con el objeto de llevar ambos espacios a una escala común. Finalmente una inversión cualitativa es realizada basándose en una extrapolación de ejes de cambios de presión y saturación del espacio modelado al espacio de atributos extraídos de la sísmica; y una inversión cuantitativa es realizada mediante el uso de funciones de inversión de cambios de presión de poro y saturación de agua creadas mediante el uso del modelado AVO4D.

CAPÍTULO IV

DATOS SINTÉTICOS DEL CAMPO SNORRE

4.1 Datos sintéticos

Los datos con los que se trabajó consisten de dos volúmenes sísmicos sintéticos pre-apilados, uno asociado a datos pre-producción (Año 92) y otro a datos post-producción. (Año 99). Estos fueron contruidos por Tura et al. en el 2001 y están basados en un modelo de sistema roca-fluido con características del yacimientos de areniscas suaves del Campo Snorre en el Mar del Norte, Noruega. En la Figura 4.1 se muestran los cubos de datos sísmicos sintéticos apilados, es importante señalar que debido a la escala entre ambos dibujos no se puede apreciar la diferencia entre ambos volúmenes:

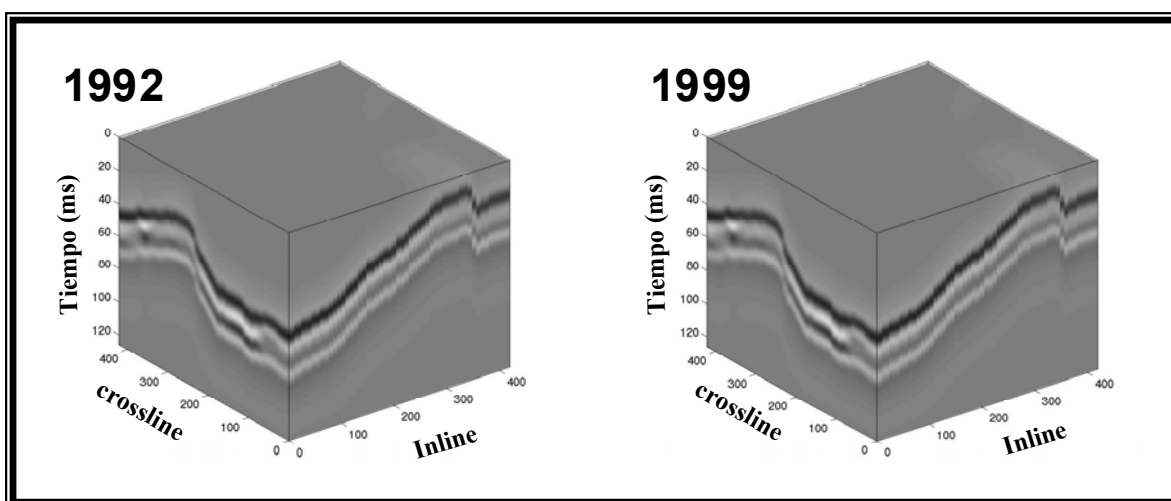


Figura 4.1. Cubos de datos sísmicos sintéticos utilizados.

Los datos consisten de 420 *inlines*, 420 *crosslines* y 126 milisegundos de grabación en la coordenada vertical a una rata de muestreo de 2 ms. En consecuencia cada cubo pre-apilado presenta 176.400 *cdp gather*, donde cada uno de estos presenta 5 trazas asociados a los ángulos de incidencia de 0, 10, 20, 30 y 40 grados, lo que da como resultado un total de 882.000 trazas para cada uno de los volúmenes pre-apilados. Los pasos realizados para la construcción de estos volúmenes se especificaran más adelante.

4.2 Campo Snorre

El Campo Snorre se encuentra ubicado en el Mar del Norte a 200 Km. al oeste de Florø en Noruega, la ubicación geográfica esta mostrada en la Figura 4.2. Las reservas se encuentran en areniscas fluviales de la formación Lunde del Triásico Tardío y de la Formación Statfjord del Jurásico Temprano. (Smith et al., 2001).

El campo posee reservas recuperables de 1,4 billones de barriles de petróleo, 6 billones de m³ de gas y 6 millones de toneladas de gas líquido natural. Posee una capacidad de producción de 360.000 barriles diarios. El mecanismo de recobro de gas y petróleo es alternando inyección de gas y agua en la formación Statfjord y se estima que el 41% del POES (Petróleo Original en Sitio) puede ser producido.

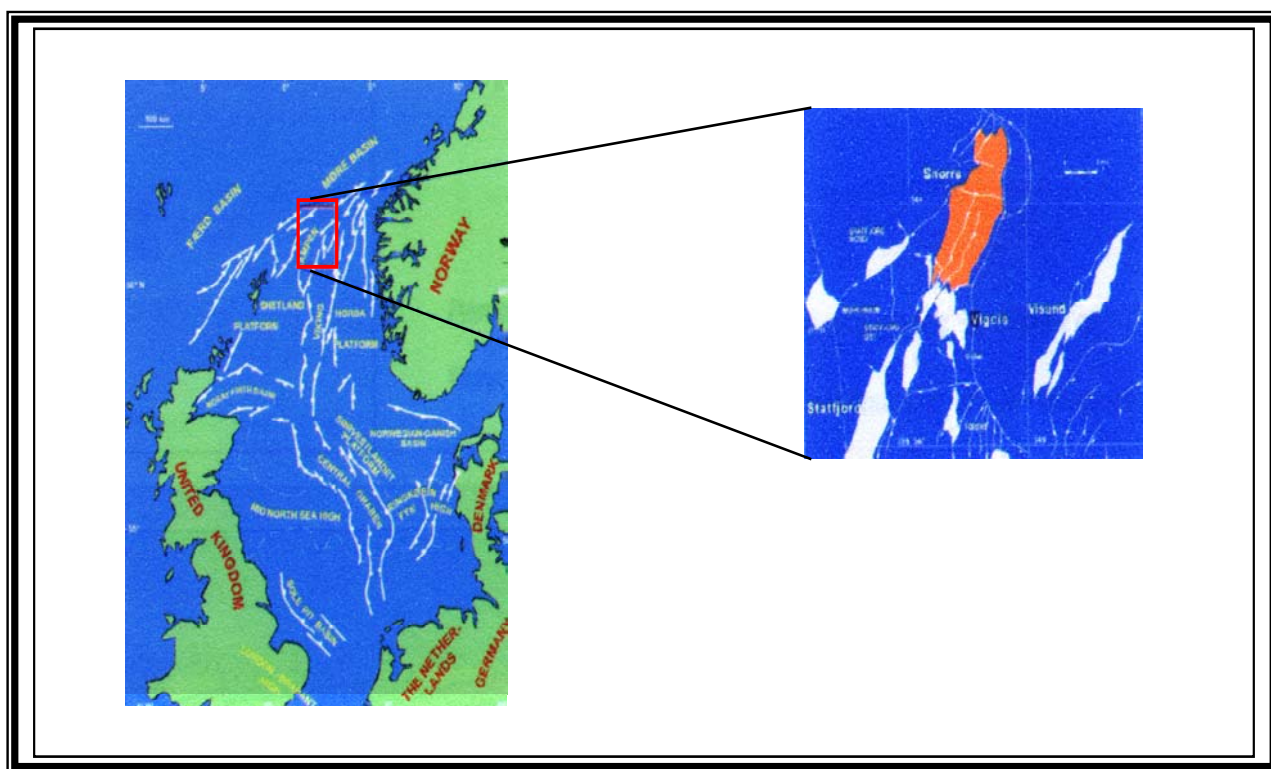


Figura 4.2. Ubicación Geográfica del Campo Snorre.

(Tomada de Smith et al., 2001).

4.3 Propiedades del Yacimiento Snorre

Las principales propiedades del yacimiento Snorre que fueron usados para construir los dos volúmenes sísmicos se muestran a continuación en la tabla 4.1:

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad Promedio	2500 m
Espesor	500 m
Porosidad	25 a 35 %
GOR	450 scft / barril
API	40
Salinidad del Agua	37000 ppm
Temperatura	195 °F
Presión de confinamiento	8200 psi
Saturación de Agua Inicial	6 %
Presión de Poro Inicial	5800 psi

Tabla 4.1. Propiedades del yacimiento usadas para construir los volúmenes sísmicos.

4.4 Influencia de las propiedades del yacimiento sobre los datos sísmicos 4D

- **Profundidad:** El yacimiento modelado se encuentra ubicado a una profundidad de 2500 m. Como se mencionó en la sección 2.6.2 las profundidades someras son más favorables para monitorear los efectos del flujo de fluido, por presentar mejor resolución. Para nuestro caso en particular por tratarse de datos sintéticos, los cuales presentan una resolución óptima este parámetro en particular no influenciara los datos.
- **Espesor de la unidad:** El espesor de la zona yacimiento que va a ser monitoreado, generalmente debe ser más grande que la mitad de una longitud de onda (λ_o) sísmica (promedio de la velocidad de onda P de la roca ($\overline{V_p}$) yacimiento dividido por la frecuencia sísmica dominante (f_m)), para que tenga resolución vertical. El modelo de

yacimiento que aquí se presenta cuenta con un grosor promedio de 500 m, lo cual cumple con la condición expuesta, ya que la longitud de la onda sísmica en nuestro caso esta dado por:

$$\lambda_o = \frac{\overline{Vp}}{fm} \quad \lambda_o = \frac{2650m/seg}{30Hz} = 80,33m$$

- **Porosidad:** Nuestro modelo de yacimiento cuenta con una alta porosidad que varía de 25 a 35% y con un valor promedio de 30%. Esta alta porosidad tienden a debilitar la roca reservorio haciéndola más sensible a cambios de saturación y presión, hecho que facilita su monitoreo a partir de datos sísmicos 4D.
- **GOR, grados API y salinidad del agua:** La relación gas/petróleo del yacimiento modelado es de 450 scft/barril, la gravedad API es de 40 y la salinidad del agua es de 37.000 ppm. Estas características de los fluidos van a causar un buen contraste de compresibilidad entre ellos, lo cual aumenta la capacidad de obtener separadamente una imagen sísmica de los dos fluidos.
- **Presión efectiva:** La presión de confinamiento es de 8200 psi y la presión de poro para el tiempo post-producción se ubica entre los 3800 a 7800 psi, esto genera como resultado que la presión efectiva varíe entre los 400 y 4400 psi. En general las rocas yacimientos son más propensas a mostrar los efectos de las saturaciones de los fluidos y cambios de presión cuando la presión efectiva es baja Lumley et al. (1997), por lo que las zonas del yacimiento que cumplen con estas condiciones, como las zonas asociadas a pozos inyectores van a tener una mejor respuesta sísmica 4D.
- **Temperatura:** La temperatura del yacimiento es de 195 °F, como para nuestro caso no se consideran cambios en la temperatura este factor prácticamente no va a influenciar la respuesta sísmica 4D

4.5 Tope y base del Yacimiento

Los eventos de reflexión del tope y la base del yacimiento fueron interpretados de la data sísmica apilada. La Figura 4.3 muestra la interpretación del tope y la base del yacimiento para la *inline* 150. El mapa en tiempo del tope del yacimiento es mostrado en la Figura 4.4.

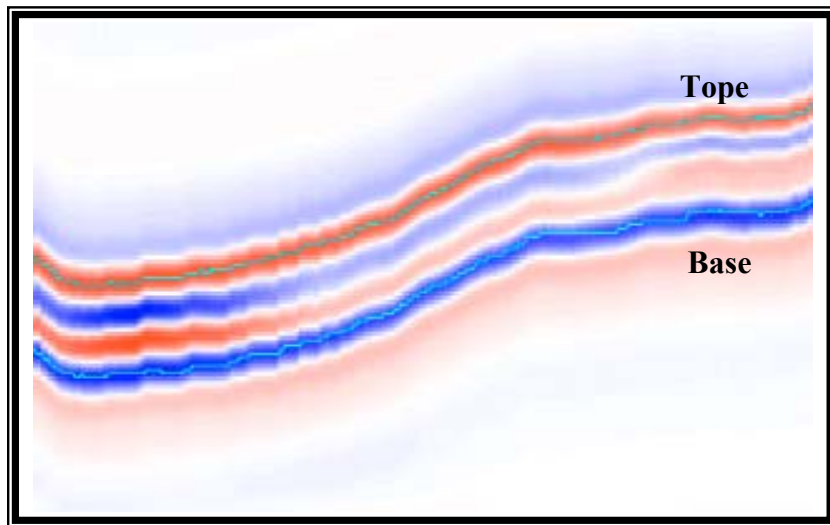


Figura 4.3. Interpretación del tope y la base del yacimiento para la *inline* 150.

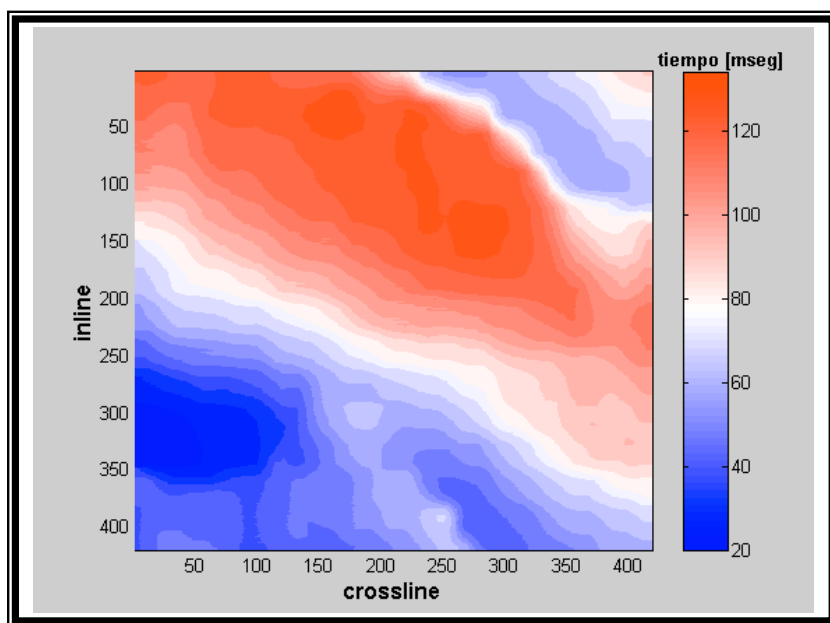


Figura 4.4. Mapa del tope del yacimiento en tiempo.

4.6 Cambios en la presión de poro y la saturación de agua del yacimiento

Una caída en la presión de poro fue introducida con la presencia de dos pozos productores y un incremento en la presión fue inducido con la presencia de dos pozos inyectores. La Figura 4.5 muestra los cambios de presión de poro exactos del yacimiento entre el tiempo pre-producción y el tiempo post-producción.

Los dos pozos inyectores se encuentran situados en los máximos de presión que se encuentran coloreados de azul, y los dos pozos productores en los mínimos de presión que se encuentran coloreados de rojo. En la Figura 4.5 se muestra junto con los cambios de presión de poro exactos del yacimiento la ubicación precisa de los pozos inyectores y los pozos productores dada por cruces verdes y amarillas respectivamente. Los valores de presión entre los pozos fueron calculados aplicando un peso radial hacia fuera de los pozos. Debido a la complejidad e incertidumbre envuelta una variación vertical de la presión no fue introducida. Estos cambios en la presión de poro varían en un rango de -20 a 20% , con respecto a su valor para el tiempo pre-producción de 5800 psi.

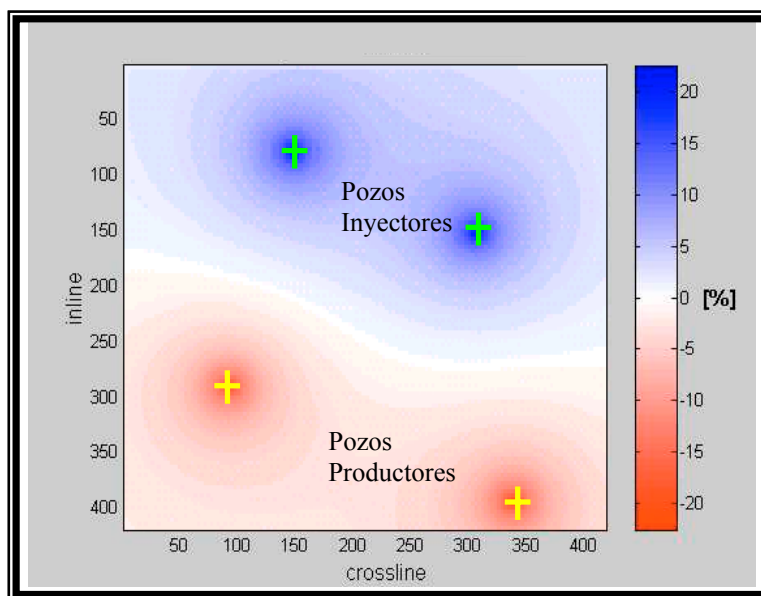


Figura 4.5. Cambios de presión de poro exactos en el tope del yacimiento. Se muestra también la ubicación exacta de los pozos productores e inyectores.

(Modificado de Meadows, 2001)

Los cambios en la saturación de agua introducidos al modelo fueron extraídos de un simulador de flujo de fluidos y presentan variación tanto lateral como vertical en la zona yacimiento. En la Figura 4.6 se muestran los cambios de saturación de agua exactos en el tope del yacimiento entre el tiempo antes de producción y el tiempo después producción. En esta Figura se puede notar como los cambios de saturación de agua no presentan una relación directa con la ubicación de los pozos inyectores y productores, como en el caso del mapa de cambio de presión de poro mostrado en la Figura 4.5.

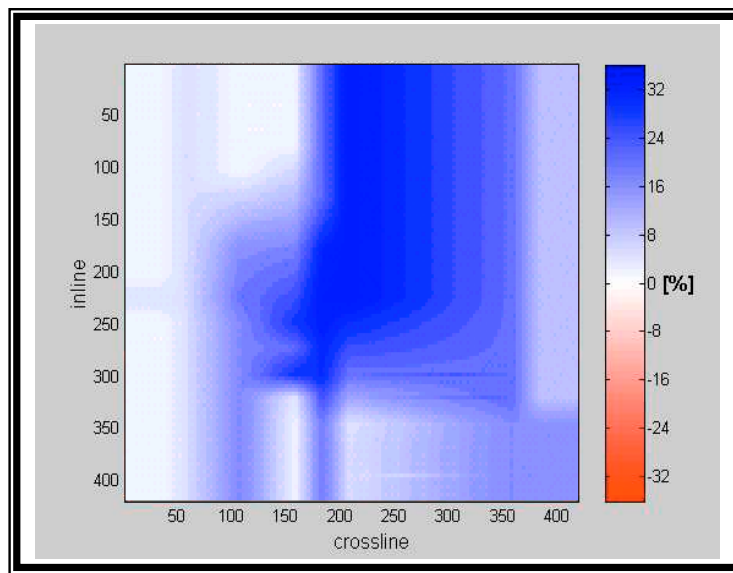


Figura 4.6. Cambios de saturación de agua exactos en el tope del yacimiento.

(Modificado de Meadows, 2001)

Es importante destacar que Lumley y Tura en el 2001 demostraron que cuando se calculan parámetros de presión y saturación a partir de datos sísmicos, los resultados que se obtienen van a ser afectados por la ondícula sísmica de forma tal que pueden ser vistos como la convolución de los parámetros de presión y saturación exactos por la ondícula sísmica, lo que causa un efecto de promediar verticalmente los parámetros exactos de presión y saturación una distancia igual a una longitud de onda. La Figura 4.7 muestra los mapas resultantes de convolver los mapas de cambios exactos de presión y saturación que se muestran en las Figuras 4.5 y 4.6 respectivamente con la ondícula sísmica usada para construir los datos, la cual es una ondícula Ricker de frecuencia dominante de 25 Hz. Estos

mapas son de particular importancia debido a que son los que van a ser usados para validar los resultados obtenidos con los métodos de inversión que se plantean en este trabajo.

Al comparar los dos mapas de cambios presión de poro y los dos de cambios saturación de agua, podemos observar como las dos primeros presentan más similitud que las dos últimos, los que se produce como consecuencia de que los cambios de presión de poro no varían verticalmente y por lo tanto se ve menos afectados por el efecto de la ondícula, mientras que caso contrario ocurre con los cambios de saturación de agua inducidos al yacimiento.

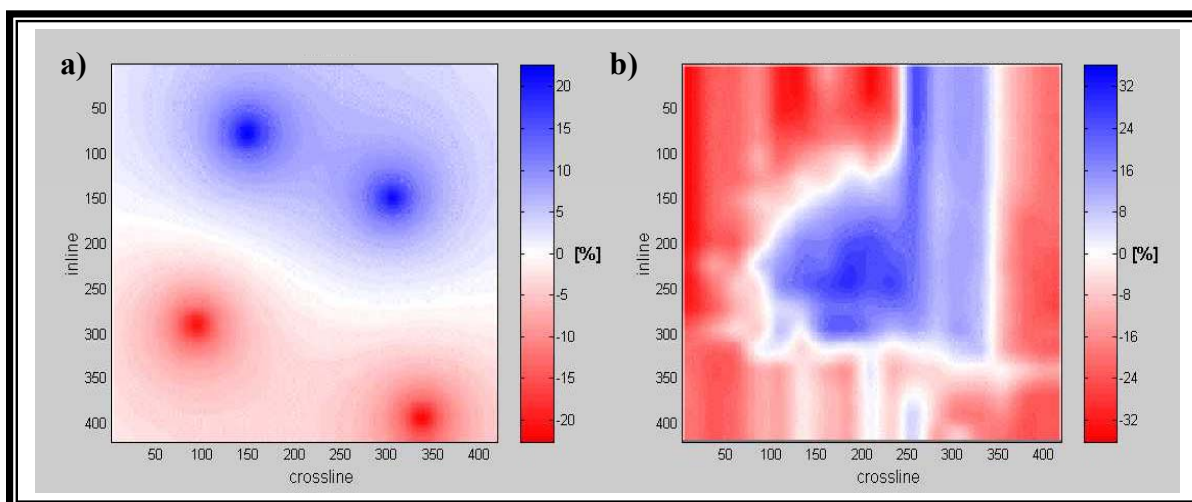


Figura 4.7. Cambios de presión de poro y saturación de agua exactos en el tope del yacimiento convolucionados con una ondícula sísmica. a) Presión de poro. b) Saturación de agua. (Modificado de Lumley y Tura, 2001).

4.7 Construcción de los datos sísmicos sintéticos

El flujo utilizado por Tura et al. (2001) para construir los datos sísmicos sintéticos se ilustran en la Figura. 4.8. Inicialmente se construyo un modelo geológico que contenía información sobre estructuras geológica, porosidad, permeabilidad, facies y volumen de lutitas. Dado el modelo geológico y con información en los pozos de la zona (tasa de inyección, barriles de producción, saturación de petróleo, presión y temperatura del yacimiento) se realizó una simulación del comportamiento de la presión de poro y las saturaciones de fluido en el yacimiento a lo largo del tiempo.

Seguidamente se establecieron relaciones de físicas de rocas basándose en areniscas típicas del Mar del Norte, las cuales son areniscas limpias con una porosidad que varía entre 25 y 35%. Estas relaciones permitieron determinar propiedades de la roca seca como función de la porosidad y la presión. Luego se caracterizaron las propiedades sísmicas de los fluidos usando información de fluidos extraídos del Campo Snorre y las relaciones de Batzle y Wang (1992), y por último se caracterizaron las propiedades de la roca saturada usando las ecuaciones de Gassmann (1951).

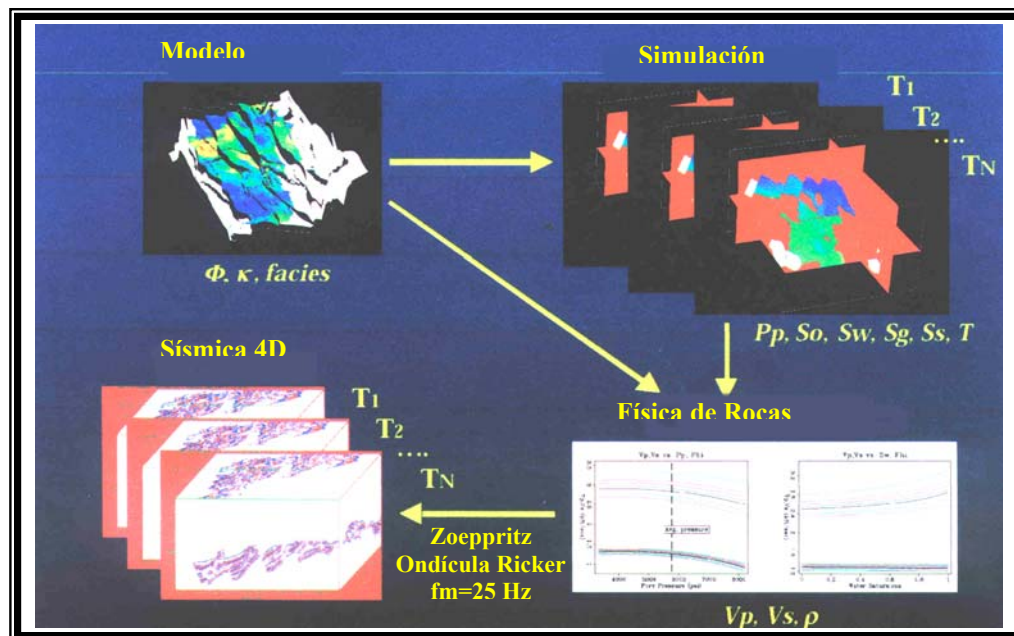


Figura 4.8. Flujo del Modelado Sísmico 4D seguido para generar los datos.

(Modificado de Tura et al., 2001)

Usando el modelo geológico, la información extraída del simulador y las relaciones de física de roca para la velocidad y densidad del yacimiento, fueron calculados datos sísmicos de reflexión dependientes del ángulo para los tiempos de pre-producción y post-producción. El modelo fue hecho usando las ecuaciones de Zoeppritz linealizadas para calcular los coeficientes de reflexión para cero, diez, veinte, treinta y cuarenta grados. Como resultado, diez cubos de reflectividad (cinco para cada tiempo de producción) fueron generados. Los cubos de reflectividad fueron luego convolucionados con una ondícula Ricker de frecuencia dominante de 25 Hz y remuestreados a 2ms. Los cubos de datos sísmicos pre-producción y post-producción son mostrados en la Figura 4.1.

CAPÍTULO V

ATRIBUTOS AVO Y AVO4D

5.1 Atributos intercepto y gradiente AVO para un *CDP Gather*

Los atributos AVO intercepto y gradiente fueron calculados para el tope del yacimiento en cada uno de los tiempos de producción. Esto se realizó a través del *software Hampson and Russell*, el cual calcula los valores de estos atributos para cada *CDP gather* y genera como salida un volumen sísmico de cada atributo. Con la finalidad de validar los resultados extraídos del *software Hampson and Russell*, se calculó para el tope del yacimiento y el *CDP gather* ubicado en el *Inline 210* y *Crossline 210* de los datos sísmicos pertenecientes al tiempo pre-producción, los valores de los atributos intercepto y gradiente.

Para esto se graficaron las amplitudes del evento corregido por NMO contra el seno cuadrado del ángulo de incidencia (Figura 5.1) y se ajustó una línea recta, cuya pendiente nos permitió obtener el valor del atributo gradiente AVO y la intersección de esta línea con el eje de amplitud nos dio el valor del atributo intercepto AVO para el punto especificado. Los valores obtenidos de los atributos gradiente e intercepto AVO, son $2,7 \times 10^{-3}$ y $-6,84 \times 10^{-3}$ respectivamente, y pueden ser validados en las Figuras 5.2 y 5.3.

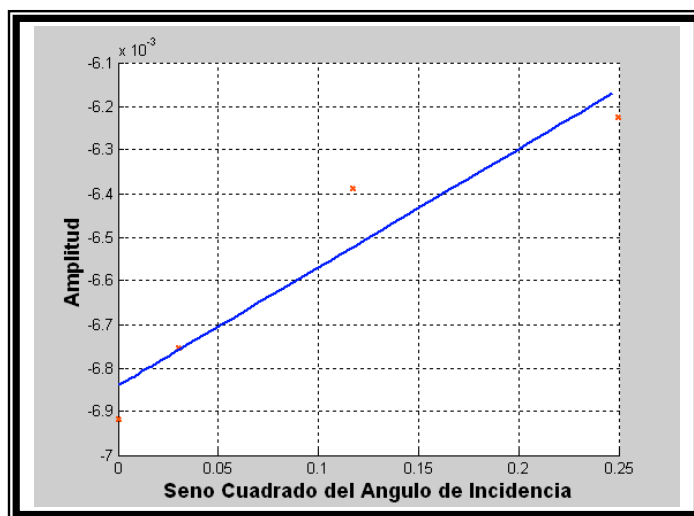


Figura 5.1. Cálculo del Gradiente y el Intercepto para el tope del yacimiento y el *CDP gather* ubicado en el *Inline 210* y *Crossline 210*, de los datos para pre-producción.

5.2 Atributos intercepto y gradiente AVO para el tope del yacimiento

Las Figuras 5.2 y 5.3 muestran los mapas de los atributos Gradiente e Intercepto respectivamente, para cada uno de los tiempos de producción. Estos mapas fueron obtenidos una vez interpretado el tope del yacimiento de los datos sísmicos sintéticos, el cual se muestra en la Figura 4.4; y para su obtención se uso el programa *Hampson and Russell*, el cual calcula estos atributos a partir de los datos sísmicos usando la metodología descrita previamente en la sección 2.11 e ilustrada para un punto particular de los datos sísmico para el tiempo pre-producción en la sección 5.1.

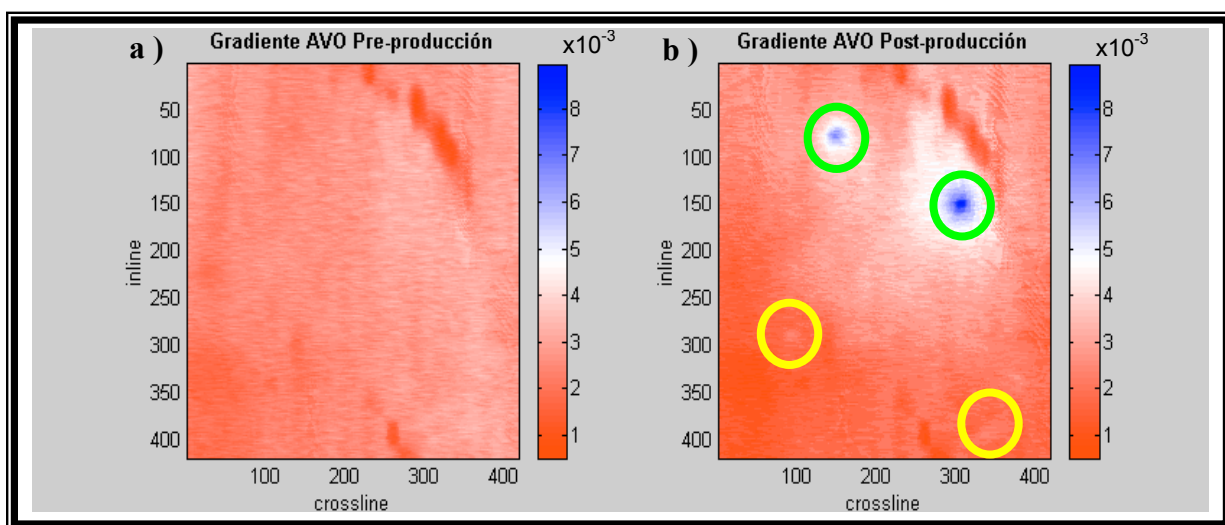


Figura 5.2. Atributo gradiente AVO para el tope del yacimiento. a) Pre-producción, b) Post-producción.

En los mapas gradiente e intercepto de cada uno de los tiempos de producción, se puede observar la presencia de valores anómalos en la parte superior e inferior izquierda de los mapas, estos valores fueron causados por errores en los volúmenes sísmicos sintéticos en esas zonas, y en consecuencia no están asociados a cambios en la señal sísmica debido a los procesos de producción del yacimiento, como es el caso de las anomalías que se aprecian en las zonas asociadas a los pozos inyectoras, cuya ubicación se muestran con círculos verdes, y se manifiestan por un aumento del atributo gradiente y una disminución del atributo intercepto.

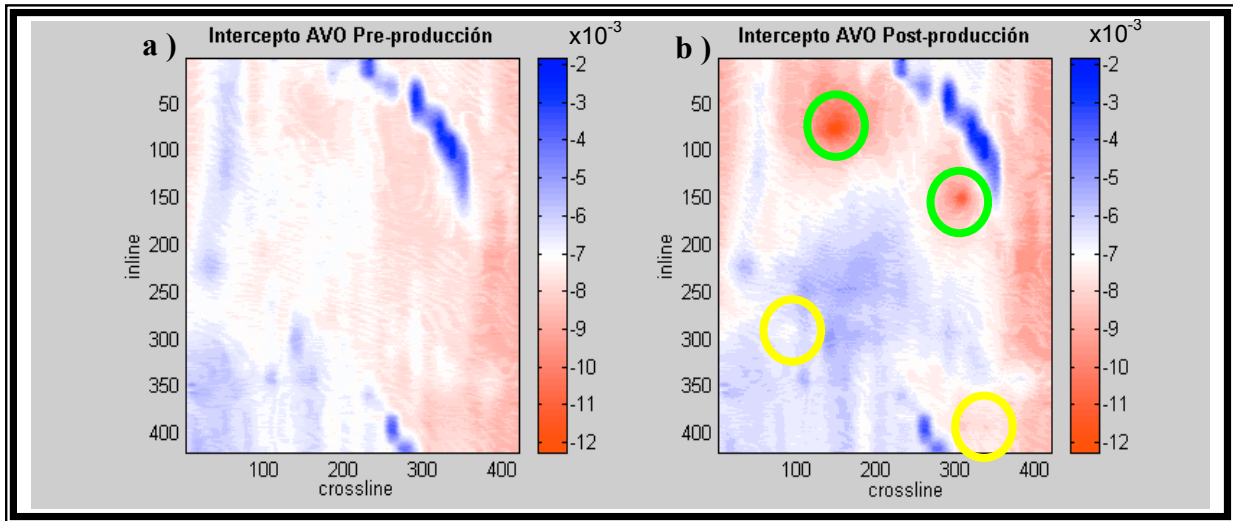


Figura 5.3. Atributo intercepto AVO para el tope del yacimiento. a) Pre-producción, b) Post-producción.

En los círculos amarillos se muestra la ubicación de los pozos productores, donde se observa que los procesos asociados a estas zonas no causan un alto impacto sobre los datos sísmicos. Esta diferencia de sensibilidad de los atributos con respecto a las zonas asociadas a los pozos productores e inyectores puede ser explicada mediante la Figura 2.3 la cual fue previamente mostrada en el segundo capítulo.

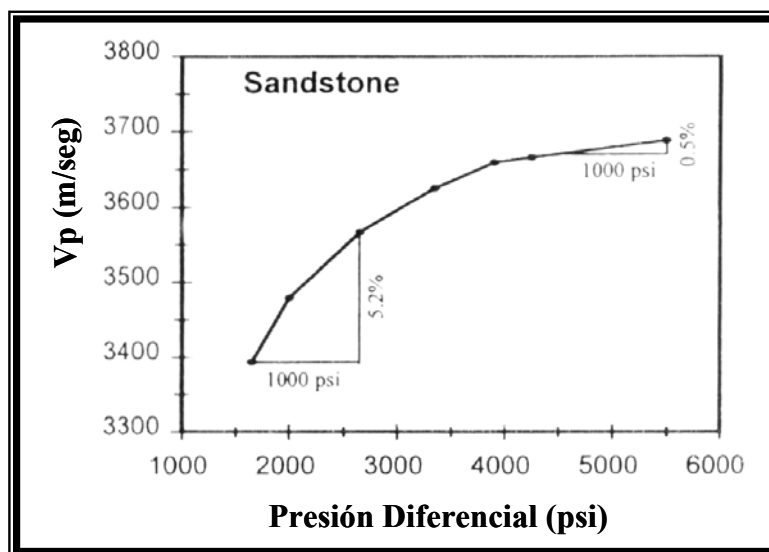


Figura.2.3. Velocidad de onda P en función de la presión diferencial. (Tomado de Wang, 2001).

Supóngase que se tiene una roca con características similares a las mostradas en la Figura 2.3 y que para el tiempo pre-producción presenta una velocidad de onda P de 3650 m/seg asociada a una presión diferencial de 3500 psi, si esta roca es sometida a un aumento en la presión diferencial de 2000 psi sufrirá menos cambios en su velocidad que si es sometida a un decremento en la presión diferencial de 2000 psi. En consecuencia las velocidades sísmicas y por ende los atributos sísmicos AVO son más sensibles a las condiciones de disminución de presión diferencial (aumento de la presión poro) la cual es asociada a las zonas de inyección, que a las condiciones de aumento de presión diferencial (disminución de la presión de poro) la cual es asociada a las zonas de producción.

Es importante notar en las Figuras 5.2 y 5.3 que aparte de las anomalías asociadas a los pozos inyectoras descritas previamente, también se pueden apreciar otros cambios entre estos atributos para los distintos tiempos de producción, los cuales en el atributo gradiente se encuentran en la zona inferior y en el atributo intercepto en la zona central del mapa de dichos atributos. Por la ubicación de estos cambios no es posible inferir si fueron ocasionados por cambios en la presión, cambios en la saturación, ó combinaciones de ambos factores.

5.3 Atributos AVO obtenidos a partir del gradiente y el intercepto

Como se mencionó en la sección 2.11, las aproximaciones de la ecuación de Zoeppritz y la ecuación de Gardner (1974) permiten usar los términos gradiente (G) e intercepto (Ro) para hallar expresiones que permiten estimar atributos AVO con los siguientes significados físico: Reflectividad de Incidencia normal de onda S (Rs), Cambios relativos de velocidad de onda P y onda S ($\Delta V_p/V_p$ y $\Delta V_s/V_s$), Cambios en el módulo de Poisson ($\Delta \sigma$), Pseudo reflectividad de Poisson ($\Delta \sigma/\sigma$) y cambios relativos de impedancia de onda P y onda S ($\Delta I_p/I_p$ y $\Delta I_s/I_s$).

La ecuación 5.1 muestra la forma genérica que presentan las expresiones que permiten hallar los atributos AVO previamente mencionados a partir de los atributos gradiente e intercepto; y la tabla 5.1 muestra el valor de los escalares a y b que se debe sustituir en la

en ecuación 5.1, para hallar la ecuación que permite estimar cada atributo, así como la aproximación de la ecuación de Zoeppritz y las aproximaciones utilizadas para deducir dichos escalares en cada caso. Es importante resaltar que las deducciones de estos escalares se muestran en detalle en la sección 2.11.

$$X = aRo + bG \quad (5.1)$$

Atributo	a	b	Ec. Base	Aproximación
Rs	0.5	-0.5	Aki y Richards (1980) Shuey (1985)	$V_p/V_s = 2$
$\Delta V_p/V_p$	1.6	0	Aki y Richards (1980) Smith y Gidlow (1989)	$\rho = a\alpha^{1/4}$
$\Delta V_s/V_s$	0.6	-1	Aki y Richards (1980) Smith y Gidlow (1989)	$\rho = a\alpha^{1/4}, V_p/V_s = 2$
$\Delta\sigma$	4/9	4/9	Aki y Richards (1980) Shuey (1985)	$\sigma = 1/3$
$\Delta\sigma/\sigma$	1	1	Aki y Richards (1980) Smith y Gidlow (1989)	$\rho = a\alpha^{1/4}, V_p/V_s = 2$
$\Delta I_p/I_p$	2	0	Aki y Richards (1980)	--
$\Delta I_s/I_s$	1	-1	Aki y Richards (1980)	$V_p/V_s = 2$

Tabla 5.1. Tabla resumen asociada a las expresiones que permiten hallar atributos AVO a partir del gradiente y el intercepto.

Por las características físicas de los atributos que se muestran en la tabla 5.1, así como por las características de los escalares asociados a los atributos, se pueden clasificar los atributos AVO que se muestran en la tabla 5.1 en tres tipos: Los relacionados con la onda P, los relacionados con la onda S y los relacionados con el módulo de Poisson.

5.3.1 Atributos relacionados con la onda P

Entre estos atributos están: $\Delta Vp/Vp$ y $\Delta Ip/Ip$, los cuales como se puede ver en la tabla 5.1 son atributos que no presentan ninguna influencia del gradiente AVO y son proporcionales al valor del atributo intercepto AVO, por lo que van a tener un comportamiento similar al de este atributo, como se aprecia en las Figuras 5.4 y 5.5.

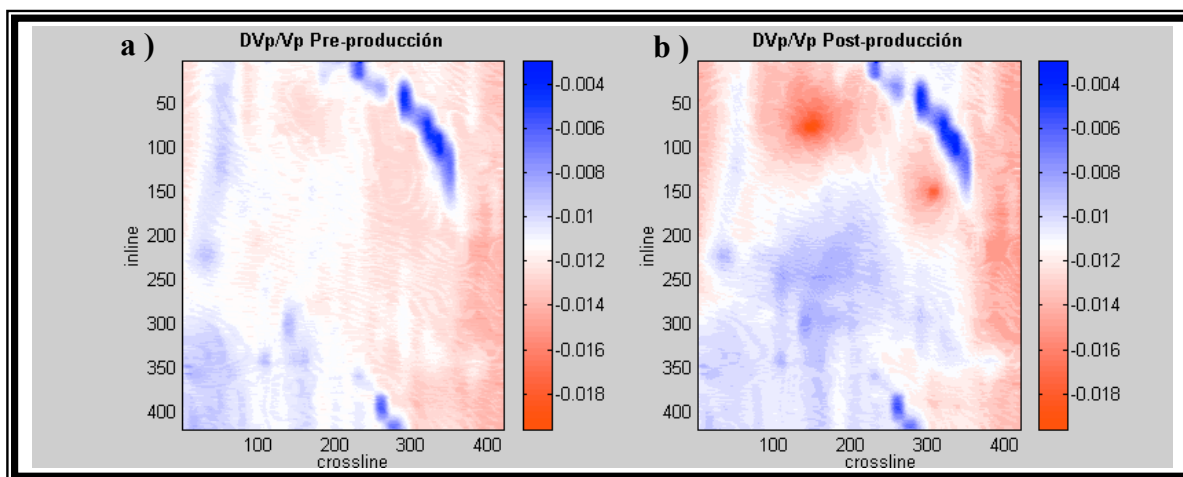


Figura 5.4. Atributo AVO $\Delta Vp/Vp$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.

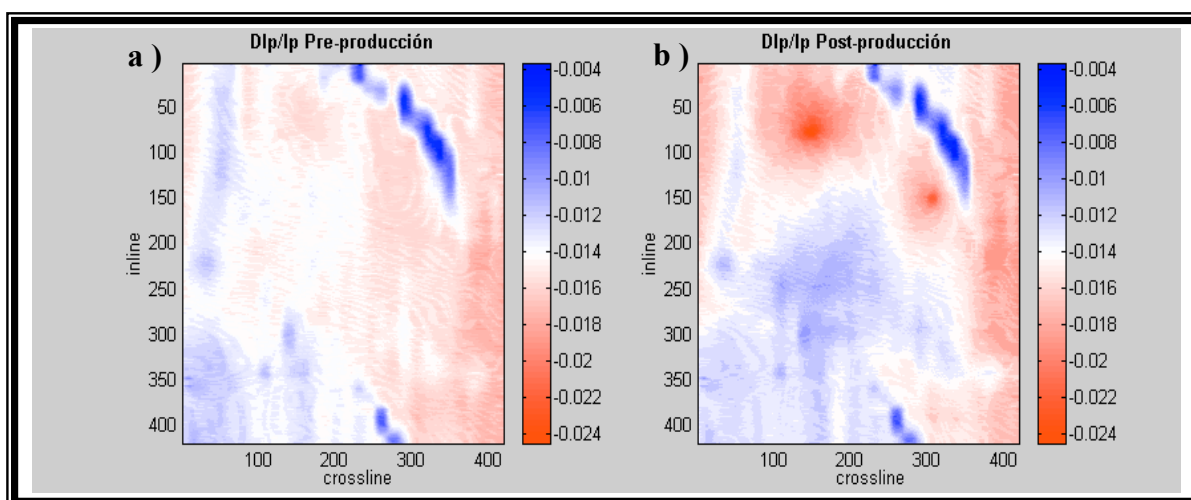


Figura 5.5. Atributo AVO $\Delta Ip/Ip$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción. b) Post-producción.

5.3.2 Atributos relacionados con la onda S:

Entre estos atributos están: R_s , $\Delta V_s/V_s$ y $\Delta I_s/I_s$, los cuales son atributos que tienen la particularidad que se obtienen a partir de la ecuación 5.1 usando un escalar a positivo y un escalar b negativo. Estos son atributos que están vinculados principalmente a la presión del yacimiento, como consecuencia del hecho de que la velocidad de onda S, es poco sensible a la saturación de fluido de la roca.

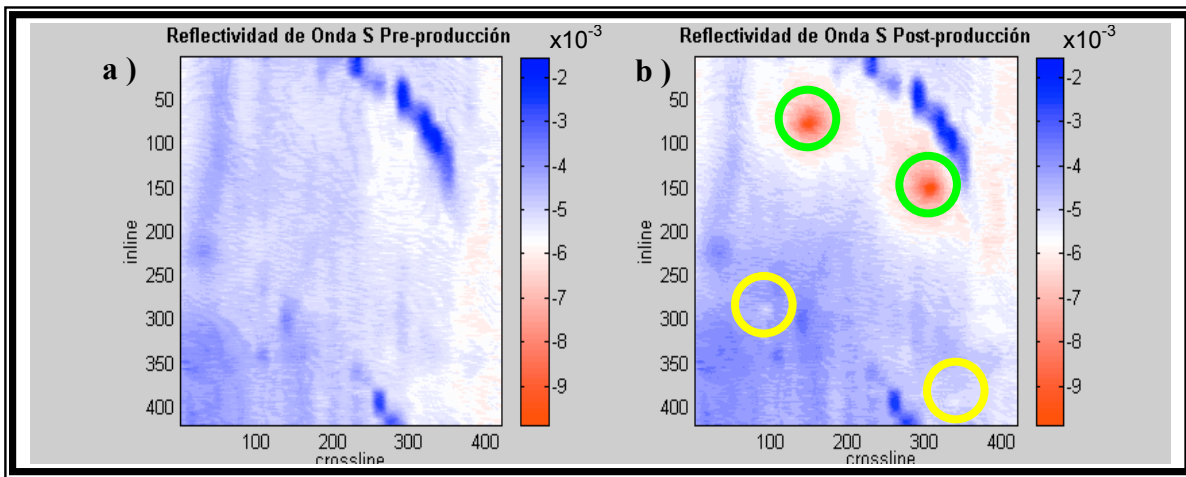


Figura 5.6. Atributo AVO Reflectividad de onda S para el tope del yacimiento.

a) Pre-producción. b) Post-producción.

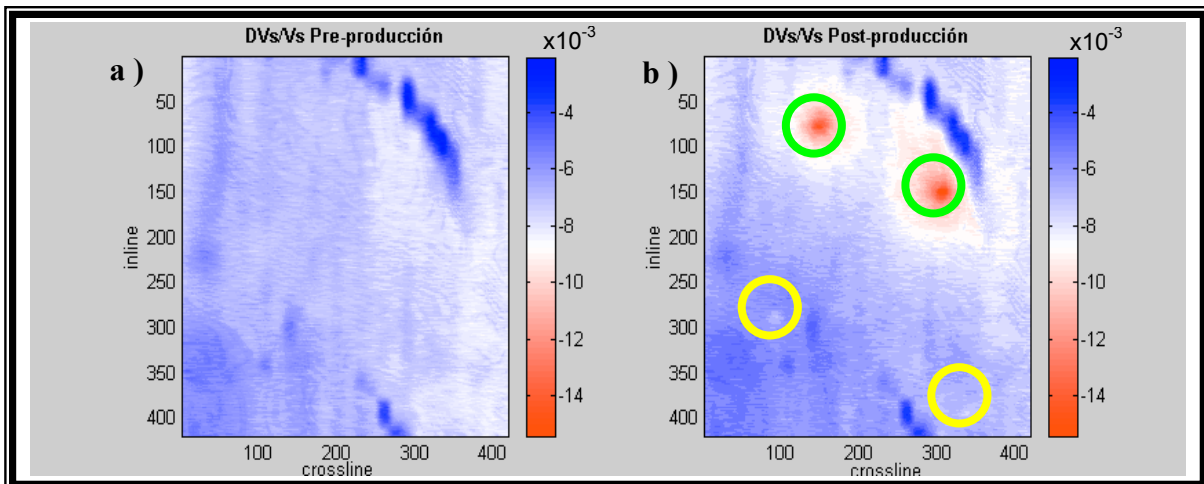


Figura 5.7. Atributo AVO $\Delta V_s/V_s$ para el tope del yacimiento.

a) Pre-producción. b) Post-producción.

En las Figuras 5.6, 5.7 y 5.8, se muestra los mapas de estos atributos R_s , $\Delta V_s/V_s$ y $\Delta I_s/I_s$, respectivamente para el tope del yacimiento en cada uno de los tiempos de producción. En estas gráficas se puede observar la gran similitud que existe entre los mapas de los distintos atributos, lo cual se debe a la naturaleza de los escalares que rigen sus expresiones. En todas las figuras que se muestran se identifican con facilidad la ubicación de los pozos inyectoros, la cual se muestra con círculos verdes, pero al igual que con los otros atributos mostrados previamente, las zonas asociadas a los pozos productores las cuales se muestran con círculos amarillos, se encuentran con pocos cambios.

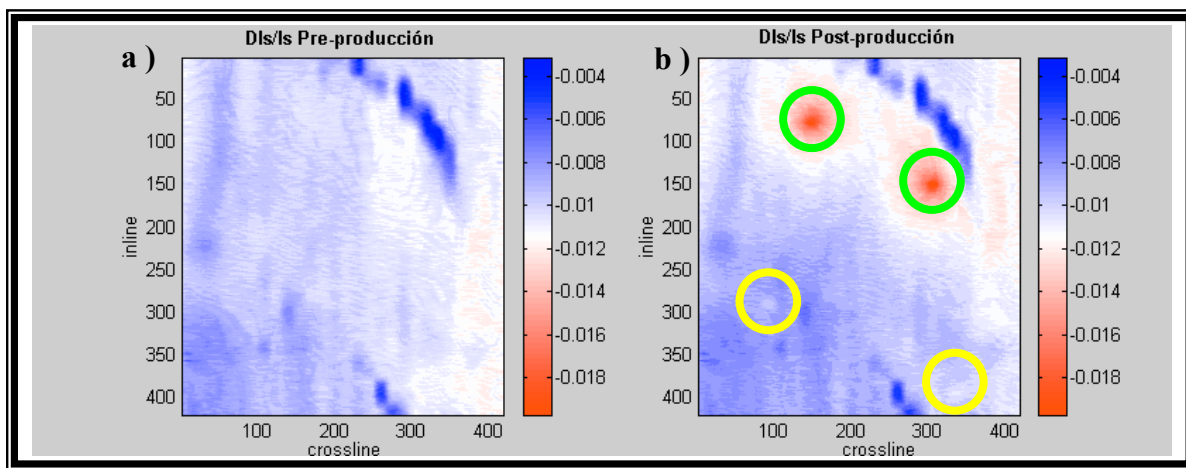


Figura 5.8. Atributo AVO $\Delta I_s/I_s$ para el tope del yacimiento.

a) Pre-producción. b) Post-producción.

5.3.2 Atributos relacionados con el módulo de Poisson

Estos son los atributos cambios en el módulo de Poisson ($\Delta\sigma$) y Pseudo reflectividad de Poisson ($\Delta\sigma/\sigma$), que se forman mediante la suma escalada de los atributos intercepto y gradiente. El módulo de Poisson es una propiedad que se relaciona directamente con la saturación de fluido en la roca yacimiento (Yilmaz, 2001). Esta relación se debe a la alta influencia que tiene esta propiedad con la relación V_p/V_s , la cual es una relación poco sensible a la presión efectiva, debido a que ambas velocidades son afectadas por la presión de manera similar, especialmente a valores altos de presión efectiva. (Xu et al.1999).

Por lo previamente mencionado es de esperarse que los atributos relacionados con el módulo de Poisson para cada uno de los tiempos de producción, los cuales se muestran en las Figuras 5.9 y 5.10, estén principalmente vinculados con la saturación de fluidos del yacimiento. Prueba de esto representa el hecho de la ausencia de las anomalías asociadas a los pozos inyector, las cuales están principalmente asociadas a cambios en la presión, ya que como se mostró en la sección 4.6, la distribución de saturación de agua en el yacimiento no presenta una relación directa con la ubicación de los pozos. Es importante notar que al igual que en los casos anteriores la similitud entre estos atributos se debe a la proporcionalidad de los escalares usados para su estimación.

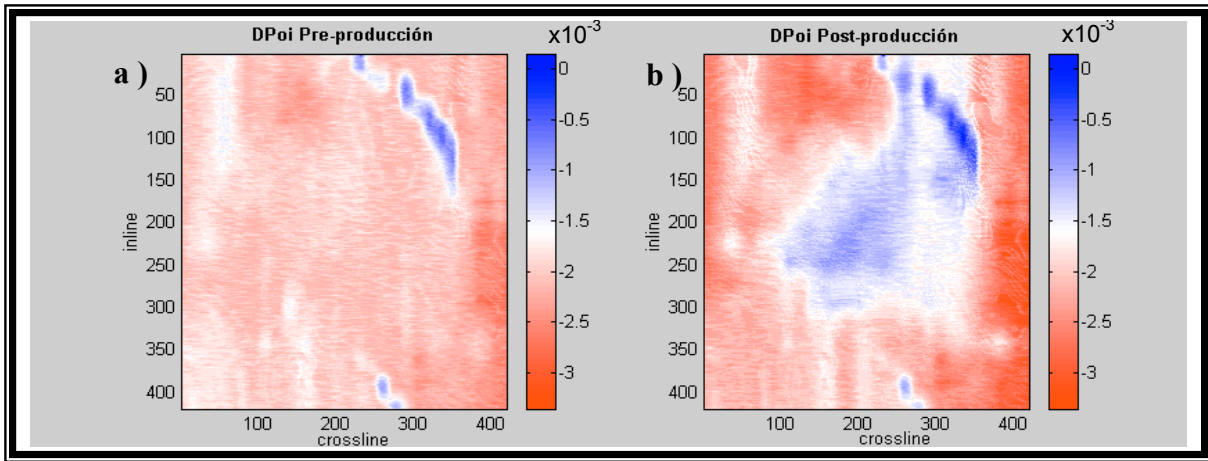


**Figura 5.9. Atributo AVO $\Delta\sigma$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción.
b) Post-producción.**

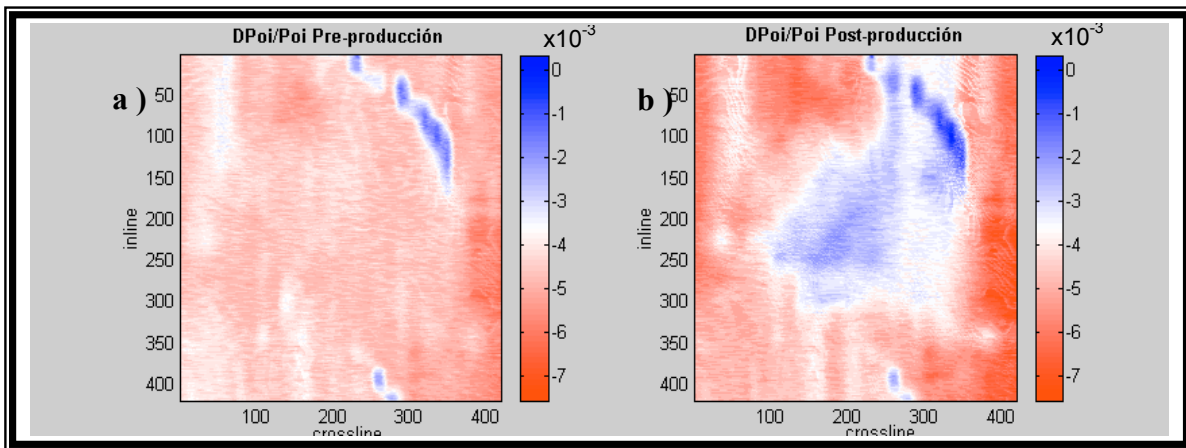


**Figura 5.10. Atributo AVO $\Delta\sigma/\sigma$ para el tope del yacimiento. a) Pre-producción.
b) Post-producción.**

5.4 Atributos sísmicos AVO4D

Como se mencionó en la sección 2.12, en este trabajo se usaron los atributos AVO4D contruidos mediante la resta de los atributos AVO obtenidos en los distintos tiempos de producción. Comparando los atributos AVO4D generados con los mapas de cambios de presión de poro y saturación de agua, los cuales se muestran en la sección 3.6, se puede observar como algunos de ellos están vinculados a cambios de presión de poro, otros a cambios de saturación de agua y otro muestran un efecto combinado de ambas propiedades, a continuación se presentan cada uno de estos casos:

5.4.1 Atributos AVO4D relacionados con cambios de presión de poro

Los atributos AVO4D vinculados con cambios de presión de poro son $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$, $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$ y $\Delta_t(R_s)$. Es un comportamiento lógico que sea los atributos AVO relacionados con la velocidad de onda S, los que muestren este comportamiento, ya que esta velocidad se ve levemente afectada cuando se presentan cambios en los fluidos en la roca como consecuencia de que el módulo de cizalla de la misma no se ve afectado por los cambios en la saturación de fluidos de la roca. La Figura 5.11 y 5.12 muestran los mapas de estos atributos para el tope del yacimiento y los cambios exactos de presión de poro del yacimiento promediados verticalmente por el efecto de la ondícula.

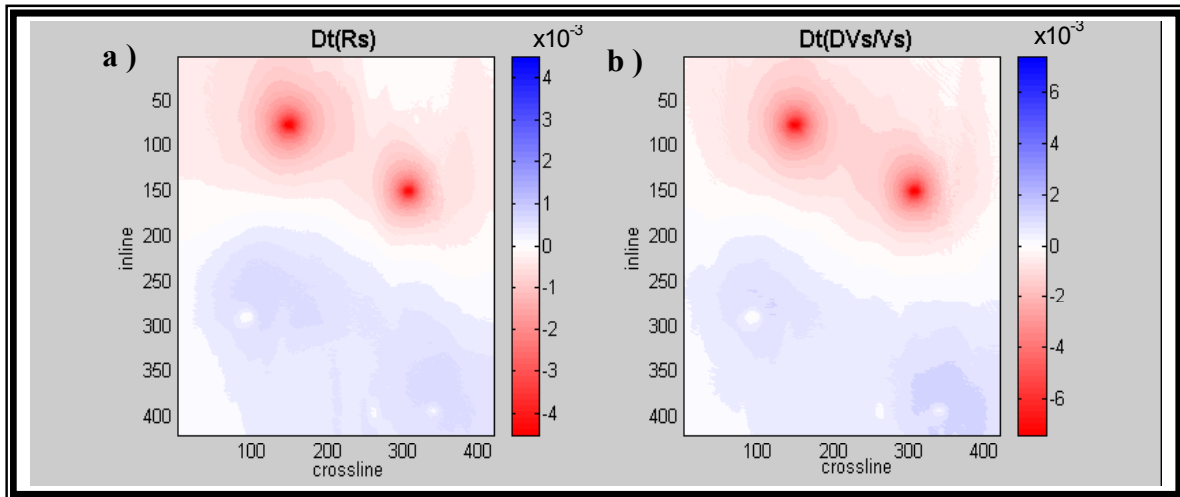


Figura 5.11. Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(R_s)$. b) $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$.

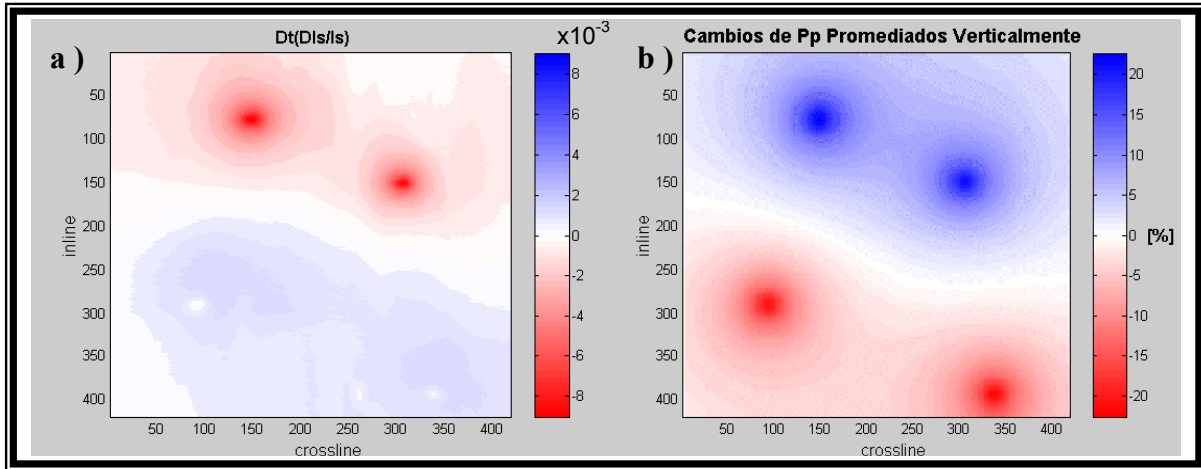


Figura 5.12. a) Atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ para el tope del yacimiento. b) Cambios de presión de poro promediados verticalmente para el tope del yacimiento.

En forma general se puede observar como existe una alta correlación en la forma que presentan los mapas de los atributos con el mapa de cambios de presión de poro, y que esta similitud aumenta especialmente en las zonas asociadas a cambios positivos de presión de poro, las cuales están relacionadas a zonas de inyección de agua en el yacimiento. La menor correlación con respecto a la forma entre estos atributos AVO y las zonas donde la presión de poro disminuye, se debe a la pobre sensibilidad a las disminuciones de velocidad de onda P y onda S que se produce cuando disminuye la presión de poro.

Con respecto a la relación existente entre las magnitudes de los valores obtenidos en los mapas de los atributos mencionados y el mapa de cambios exactos de presión de poro, se aprecia que los valores bajos de los atributos están asociados a cambios positivos de presión de poro y viceversa, así como también que no existe una correlación lineal entre la magnitud de los valores de los mapas de los atributos y el de los mapas de presión de poro.

5.4.2 Atributos AVO4D relacionados con cambios de saturación de agua

Los atributos AVO4D vinculados con cambios saturación de agua son $\Delta_t(\Delta\sigma)$ y $\Delta_t(\Delta\sigma/\sigma)$, este es un comportamiento esperado por la relación existente entre el módulo de Poisson y la saturación de fluido explicada previamente, y además puede ser apreciado si

comparamos la semejanza entre los mapas de estos atributos (Figura 5.13) y el mapa de cambios de saturación de agua exacto promediados verticalmente (Figura 5.14).

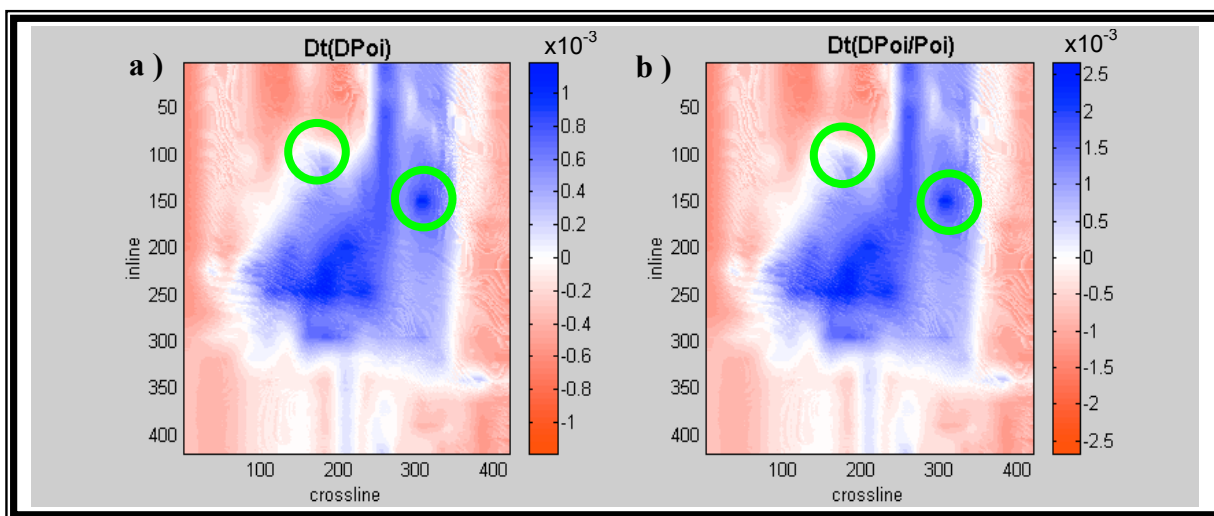


Figura 5.13. Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(\Delta\sigma)$. b) $\Delta_t(\Delta\sigma/\sigma)$.

En la Figura 5.13 también se puede apreciar que hay una leve influencia de los pozos inyectores, la cual se manifiesta con un aumento local de los valores de estos atributos en la zona donde se encuentran ubicados dichos pozos (círculos verdes).

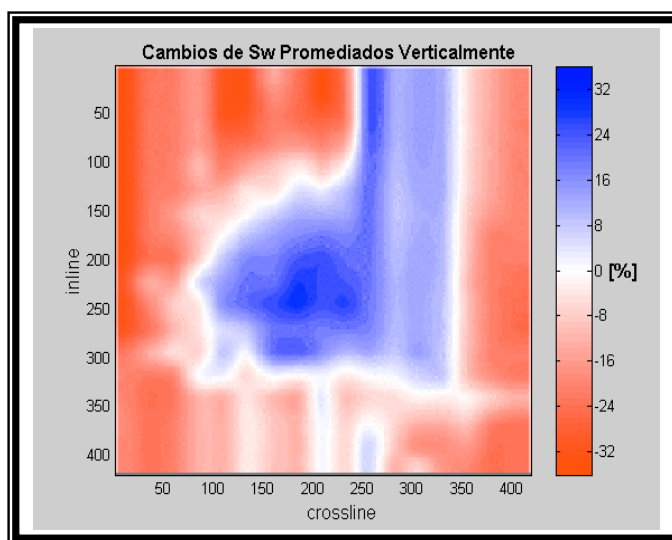


Figura 5.14. Cambios de saturación de agua exacto promediados verticalmente para el tope del yacimiento.

5.4.3 Atributos AVO4D relacionados con cambios de saturación de agua y presión de poro

Entre estos atributos se encuentran los relacionados con la velocidad de onda P como lo son: $\Delta t(R_o)$, $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta t(\Delta V_p/V_p)$, los cuales se muestran en las Figuras 5.15 y 5.16. El hecho de que sean estos atributos los que se encuentran influenciados por ambas propiedades se produce como consecuencia de que la velocidad de onda P se ve afectada por los cambios en la presión de poro y la saturación de fluido de la roca.

En los mapas de estos atributos se aprecia la influencia de ambas propiedades que se representa por aumentos de los valores de estos atributos en las zonas de aumento de saturación de agua y disminuciones en las zonas de aumento de presión de poro, las cuales están asociadas a los pozos inyectores y se muestran en los círculos verdes.

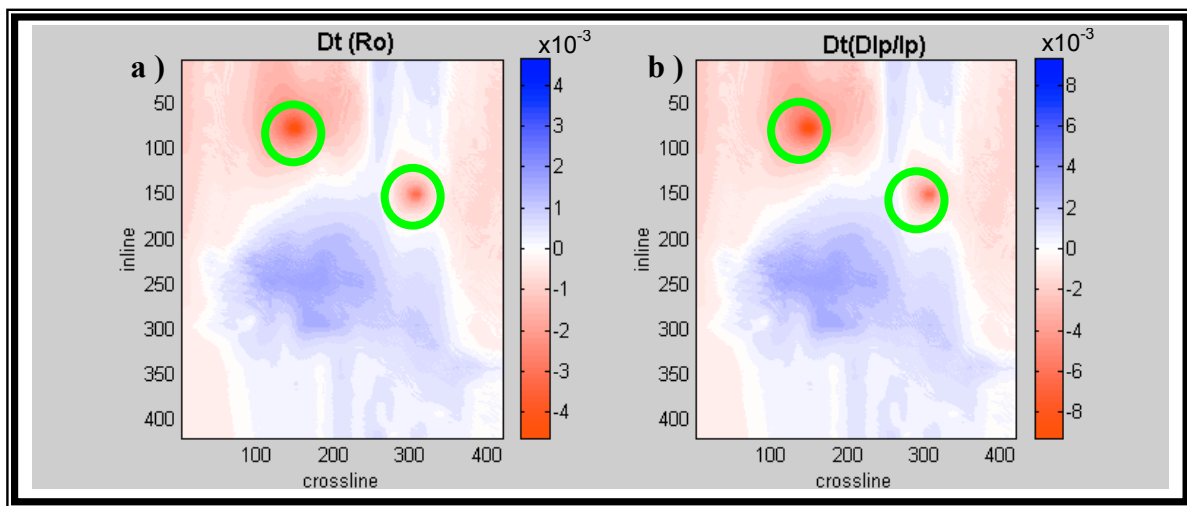


Figura 5.15. Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta t(R_o)$. b) $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$.

Entre estos atributos también se encuentra el atributo $\Delta t(\text{Gradiente})$; el cual se muestra en la Figura 5.16.b. Este atributo presenta un comportamiento singular al presentado por los otros atributos AVO4D, y a pesar de que se encuentra influenciado por ambas propiedades su principal influencia proviene de los cambios de presión de poro que ocurren en el yacimiento.

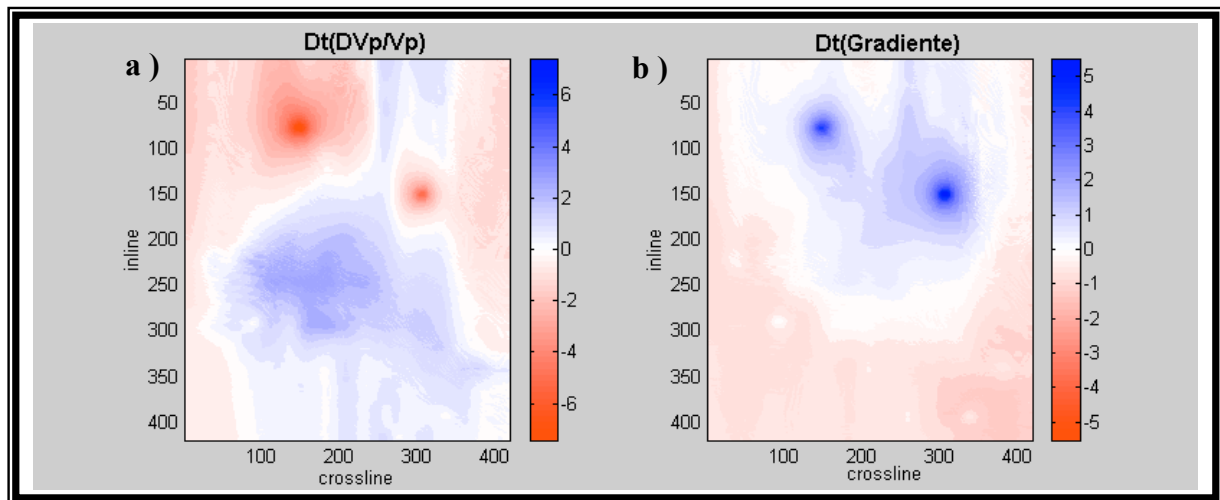


**Figura 5.16. Atributos AVO4D para el tope del yacimiento. a) $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$.
b) $\Delta_t(\text{Gradiente})$.**

5.5 Gráficos cruzados de los atributos AVO4D

Finalmente se presentan los gráficos cruzados de los atributos AVO4D en las Figuras 5.17 y 5.18, junto con la ubicación de los datos de los atributos cercanos a los pozos productores e inyectores.

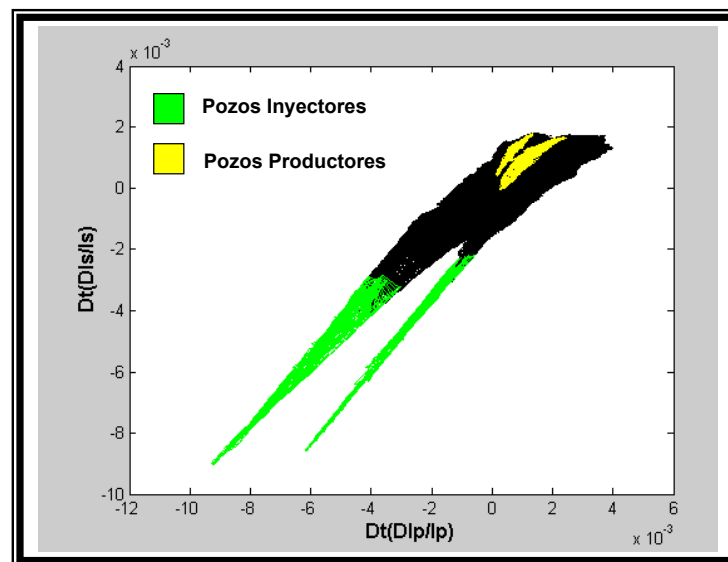


Figura 5.17. Gráficos cruzados de los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$.

En estos gráficos al igual que con los mapas presentados previamente, se destaca la mayor sensibilidad de los atributos a las condiciones de aumento de presión de poro asociadas a los pozos inyectores que a las zonas de disminución de presión de poro vinculadas a pozos productores, así como también el hecho que la ubicación de los datos asociados a los pozos nos puede permitir inferir direcciones aproximadas de aumento de presión, la cual debe ir desde la zona asociada a los pozos inyectores hasta la zona asociada a los pozos productores, como se indica en la Figura 5.18.

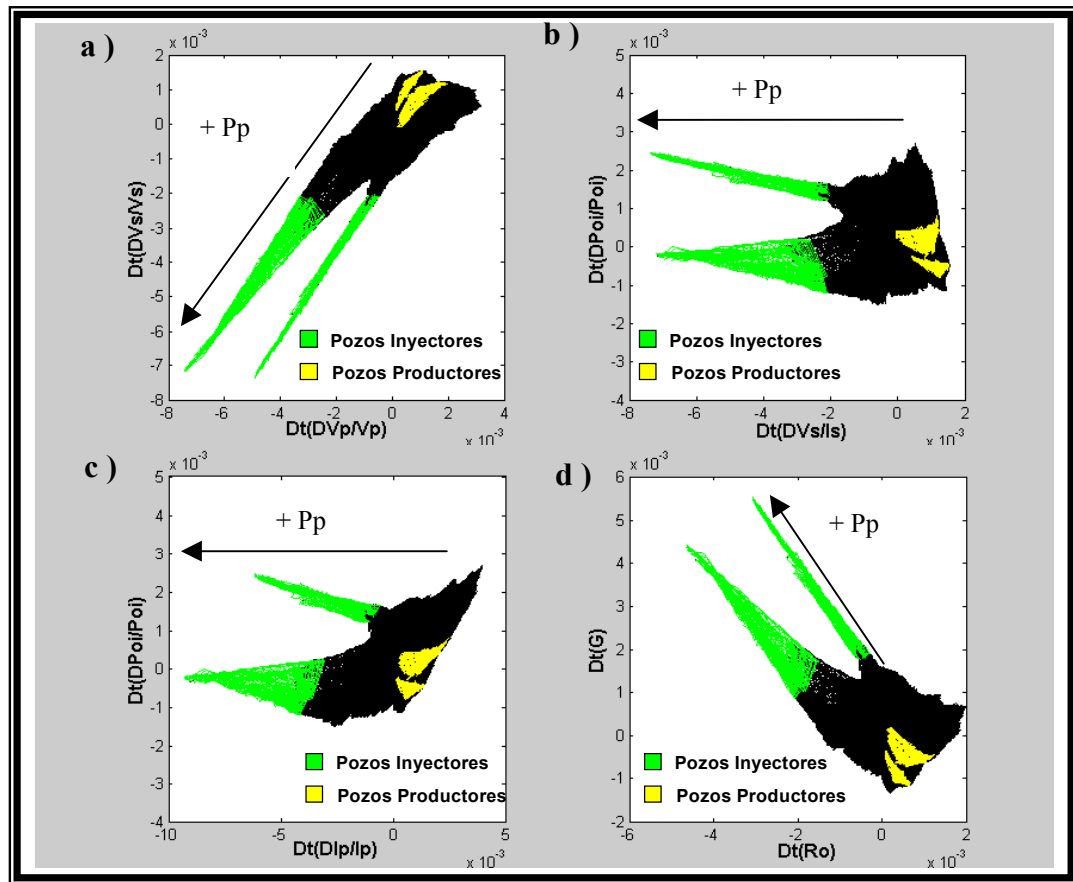


Figura 5.18. Gráficos cruzados de atributos AVO4D. a) $\Delta t(\Delta Vp/Vp)$ vs $\Delta t(\Delta Vs/Vs)$. b) $\Delta t(\Delta Vs/Vs)$ vs $\Delta t(\Delta \sigma/\sigma)$. c) $\Delta t(\Delta Ip/Ip)$ vs $\Delta t(\Delta \sigma/\sigma)$. d) $\Delta t(Ro)$ vs $\Delta t(G)$. Se muestra también direcciones aproximadas de aumento de presión de poro inferida por los pozos.

CAPÍTULO VI

INTERPRETACIÓN Y MODELADO AVO Y AVO4D

Se usaron ecuaciones clásicas de la física de roca como la ecuación de Gassmann, así como ecuaciones empíricas obtenidas para el yacimiento en estudio, con el objetivo de modelar los distintos espacios de atributos AVO4D (mostrados previamente en las Figuras 5.17 y 5.18) en función de los cambios de presión y saturación. Esto se realizó con la finalidad de obtener leyes o relaciones que en el dominio de los gráficos cruzados permitan realizar la inversión de los parámetros de presión y saturación del yacimiento. La Figura 6.1 ilustra el esquema general utilizado para modelar la respuesta AVO en función de los cambios de presión de poro y saturación del yacimiento.

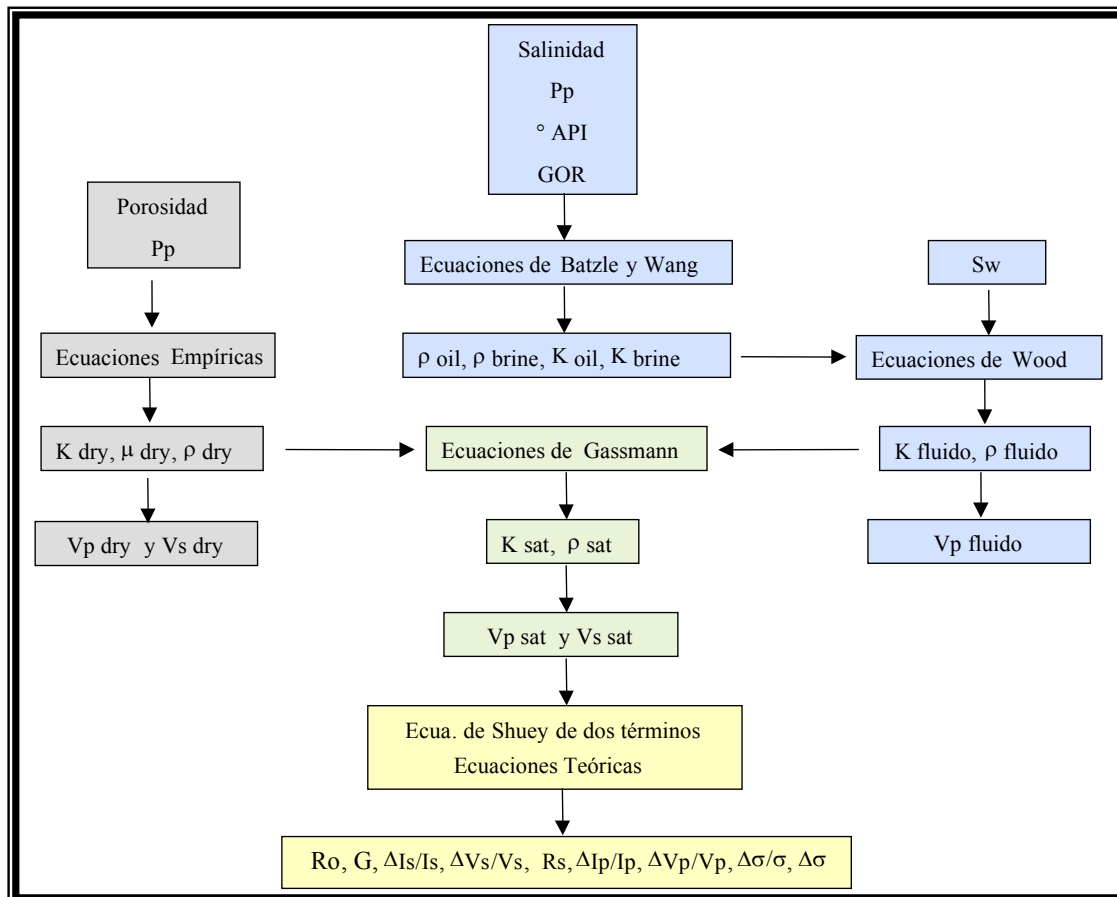


Figura. 6.1. Esquema usado para modelar la respuesta AVO. Cada color representa una etapa del modelado: Gris: Roca seca, azul: Fluido del poro, verde: Roca saturada y amarillo: Respuesta AVO.

En la Figura 6.1, la parte coloreada de gris representa el modelado de las propiedades de la roca seca, la parte azul representa el esquema seguido para modelar las propiedades sísmicas del fluido del poro, los cuadros verdes muestran los pasos para modelar la roca saturada y finalmente la parte amarilla ilustra las ecuaciones utilizadas para calcular la respuesta AVO en función de las velocidades previamente calculadas.

Para el modelado de la respuesta AVO4D se siguió el esquema presentado para los datos pre y post producción y una vez realizado esto se restaron los atributos para cada tiempo con lo que se obtuvieron los atributos AVO4D. Cada una de estas etapas se muestran en detalle a continuación.

6.1 Propiedades sísmicas de la roca seca

La velocidad de onda P y onda S de la roca seca puede ser definida si se conoce el módulo de volumen de la roca seca (K_{dry}), el módulo de cizalla de la roca seca (μ_{dry}) y la densidad de la roca seca (ρ_{dry}). Los dos módulos son propiedades que dependen de la porosidad (ϕ), el contenido de arcilla y la presión efectiva a la cual esta sometida la roca, mientras que la densidad es una propiedad que depende principalmente de la porosidad de la roca.

Las ecuaciones que modelan el comportamiento de los módulos de cizalla y volumen y la densidad de la roca seca con respecto a la porosidad, el contenido de arcilla y la presión efectiva, son extraídos de medidas de núcleos del yacimiento. Estas ecuaciones modelaran mejor el comportamiento del yacimiento en la medida que sean construidas con una cantidad de núcleos que sea representativa del yacimiento. De no tener disponibles información de núcleos se pueden usar ecuaciones empíricas como las reportadas por Phillips et al. (1988), las cuales fueron construidas para una alta cantidad de núcleos de yacimientos a nivel mundial.

Para las areniscas suaves del Mar de Norte no se considero la dependencia de estos parámetros con el volumen de arcilla por tratarse de areniscas limpias. Las ecuaciones que

rigen el comportamiento de K_{dry} , μ_{dry} y ρ_{dry} , para la zona en estudio se muestran a continuación.

$$K_{dry}(GPa) = 7 - 5\phi + 2.2\Delta P_{diff} - 1.4(\Delta P_{diff})^2 \quad (6.1)$$

$$\mu_{dry}(GPa) = 4 - 3\phi + 1.1\Delta P_{diff} - 0.9(\Delta P_{diff})^2 \quad (6.2)$$

$$\rho_{dry}(GPa) = 2 - \phi \quad (6.3)$$

Donde:

$$\Delta P_{diff} = (P_{diff} - P_{diffavg}) / P_{diffavg} \quad (6.4)$$

$$P_{diff} = P_{over} - P_p \quad (6.5)$$

$$P_{diffavg} = P_{over} - P_{pavg} \quad (6.6)$$

En las ecuaciones de arriba P_p es la presión de poro, P_{pavg} es la presión de poro promedio en el yacimiento, P_{over} es la presión de confinamiento, P_{diff} es la presión diferencial y $P_{diffavg}$ es la presión diferencial promedio. La Figura 6.2 ilustra el comportamiento de K_{dry} y μ_{dry} con respecto a la presión diferencial y la porosidad, en estas gráficas se puede observar como para la roca yacimiento en estudio el K_{dry} y μ_{dry} depende más del comportamiento de la presión diferencial que de la porosidad, y que ambos módulos aumentan a medida que aumenta la presión diferencial y disminuye la porosidad.

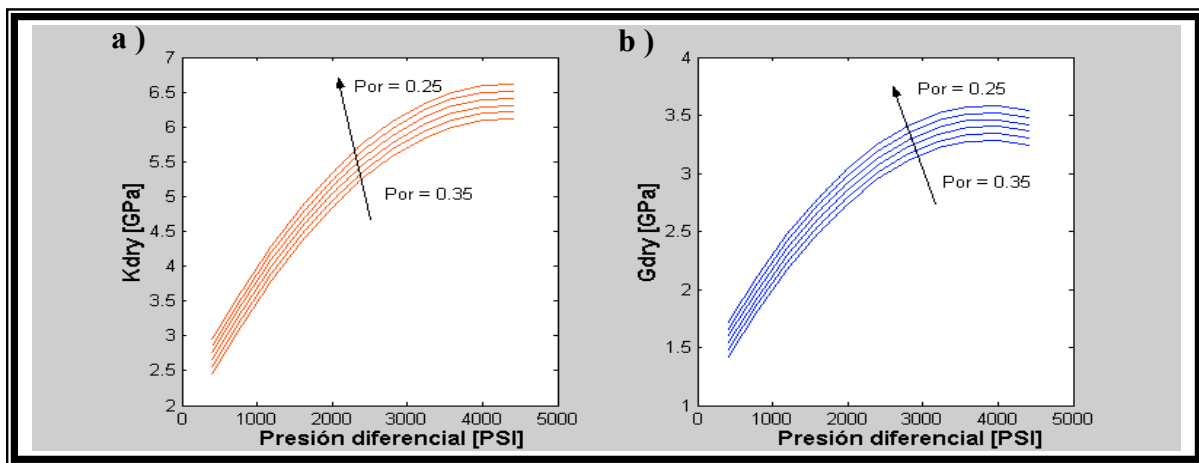


Figura 6.2. Módulos elásticos de la roca seca con respecto a la presión diferencial y la porosidad. a) Módulo de Volumen. b) Módulo de Cizalla.

Es importante resaltar que Meadows et al (2002) recomienda el uso de las ecuaciones logarítmicas sobre las ecuaciones polinómicas para modelar el comportamiento del módulo de cizalla y el módulo de volumen de la roca seca en función de la porosidad y la presión efectiva, a pesar de que ambas funciones pueden presentar índices de correlación igualmente buenos.

Este autor se basa en el hecho de que como ocurre en la función que modela el μ_{dry} en función de la porosidad y la presión efectiva (la cual se muestra en la Figura 6.2.b) este tipo de funciones tiende a modelar disminuciones del μ_{dry} para determinados valores altos de presión diferencial que no son representativos de las condiciones del yacimiento y puede introducir resultados no únicos en los pasos posteriores de inversión, ya que en las zonas de alta presión diferencial un determinado valor de módulo de cizalla esta asociado a dos valores distintos de presión diferencial. Este problema fue solucionado para el caso en estudio acotando las funciones $K_{dry}(\phi, P_{eff})$ y $\mu_{dry}(\phi, P_{eff})$ para el rango de valores de presión efectiva donde las función $\mu_{dry}(\phi, P_{eff})$ para una determinada porosidad presenta un comportamiento biyectivo, es decir relaciona un solo valor de μ_{dry} con un solo valor de presión efectiva. Las gráficas de las funciones $K_{dry}(\phi, P_{eff})$ y $\mu_{dry}(\phi, P_{eff})$ para el nuevo rango de valores se ilustran en la Figura 6.2.1

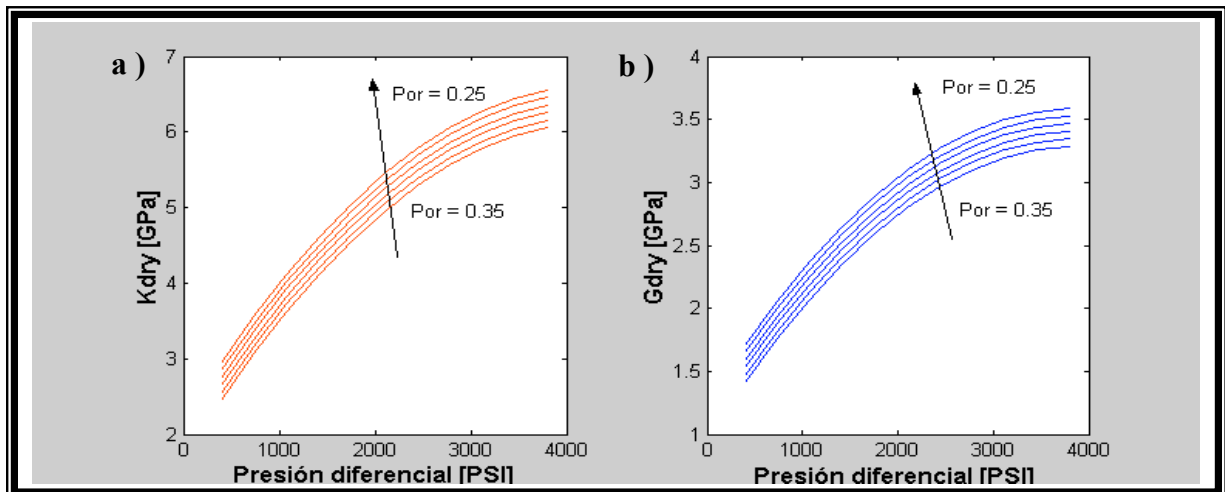


Figura 6.2.1. Funciones de los módulos elásticos de la roca seca para el rango de valores de presión efectiva donde para una determinada porosidad la función presenta un comportamiento biyectivo. a) $K_{dry}(\phi, P_{eff})$. b) $\mu_{dry}(\phi, P_{eff})$.

Por otra parte la Figura 6.3 ilustra el comportamiento de la densidad de la roca con respecto a la porosidad, en esta figura se observa como la densidad de la roca disminuye a medida que aumenta la porosidad de la roca, hecho que se debe a que a medida que aumenta el espacio poroso en la roca seca el volumen aumenta, mientras que la masa de la misma permanece constante.

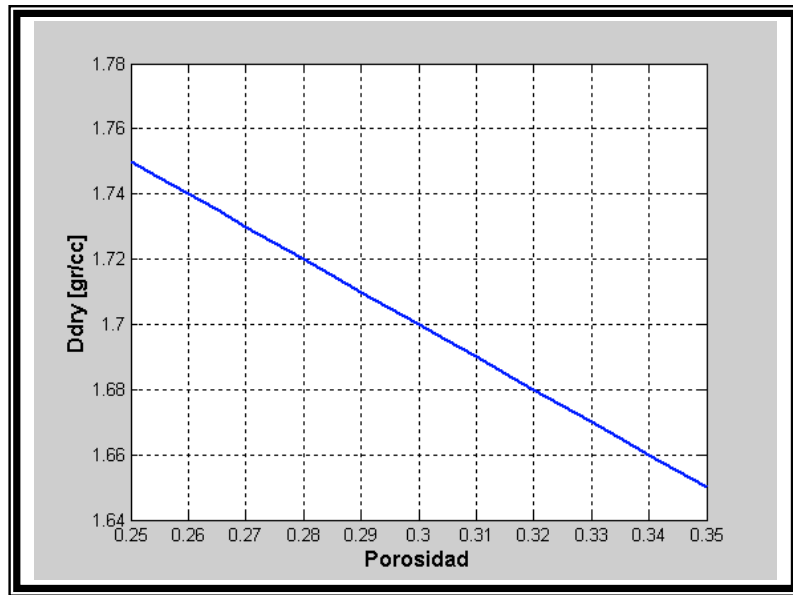


Figura 6.3. Densidad de la roca seca con respecto a la porosidad.

Las velocidades de onda P y onda S de la roca seca se pueden calcular a través de las ecuaciones 6.7 y 6.8, una vez conocida K_{dry} , μ_{dry} y ρ_{dry} . La Figura 6.4 ilustra la relación entre la velocidad de onda compresional y de cizalla de la roca seca, la presión diferencial y la porosidad.

$$V_{p_{dry}} = \sqrt{\frac{K_{dry} + \mu_{dry}}{\rho_{dry}}} \quad (6.7),$$

$$V_{s_{dry}} = \sqrt{\frac{\mu_{dry}}{\rho_{dry}}} \quad (6.8)$$

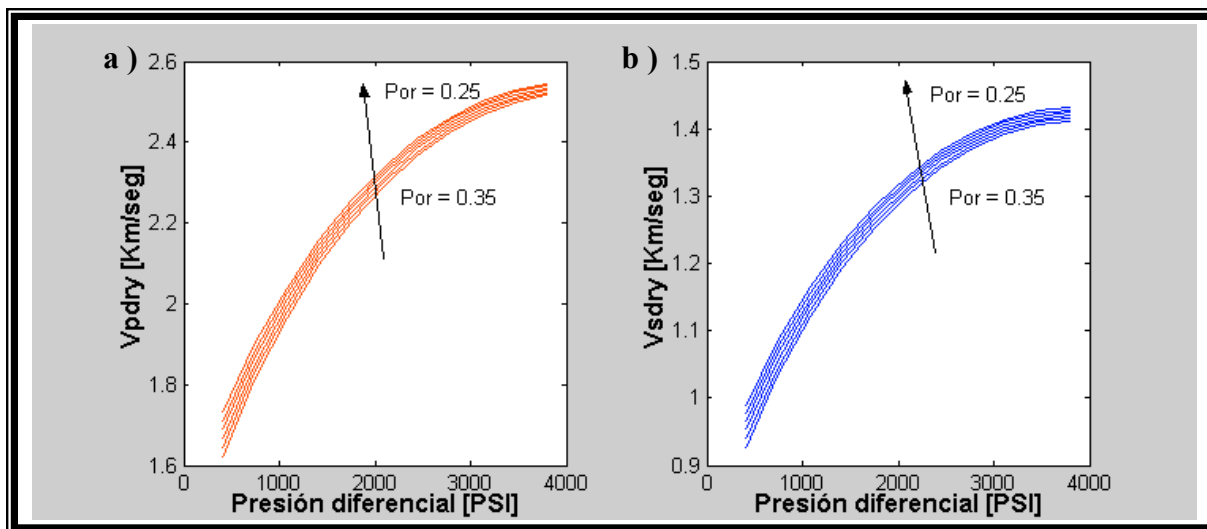


Figura 6.4. Velocidades de onda de la roca seca con respecto a la presión diferencial y la porosidad. a) Velocidad de onda P. b) Velocidad de onda S.

En esta figura se puede observar como al igual que con el módulo de volumen y el módulo de cizalla, la velocidad de onda P y onda S para el caso en estudio depende más de la presión diferencial que de la porosidad.

6.2 Propiedades sísmicas de los fluidos del poro

Las propiedades sísmicas del fluido del poro fueron calculadas por las relaciones dadas por Batzle y Wang (1992) (ecuaciones 2.4 a 2.11), las cuales son ecuaciones empíricas que permiten estimar la velocidad de onda P y la densidad de los fluidos del yacimiento en estudio, los cuales son petróleo y agua.

6.2.1 Propiedades sísmicas del petróleo

Los parámetros de entrada para calcular las propiedades sísmicas del petróleo son los siguientes: Temperatura igual a 195 °F, grados API del petróleo igual a 40, relación gas-petróleo de 450 scft/barril y una presión de poro variable de 3800 a 5800 psi. La Figura 6.5 muestra los valores de la velocidad de onda P y la densidad del petróleo en función de la presión de poro.

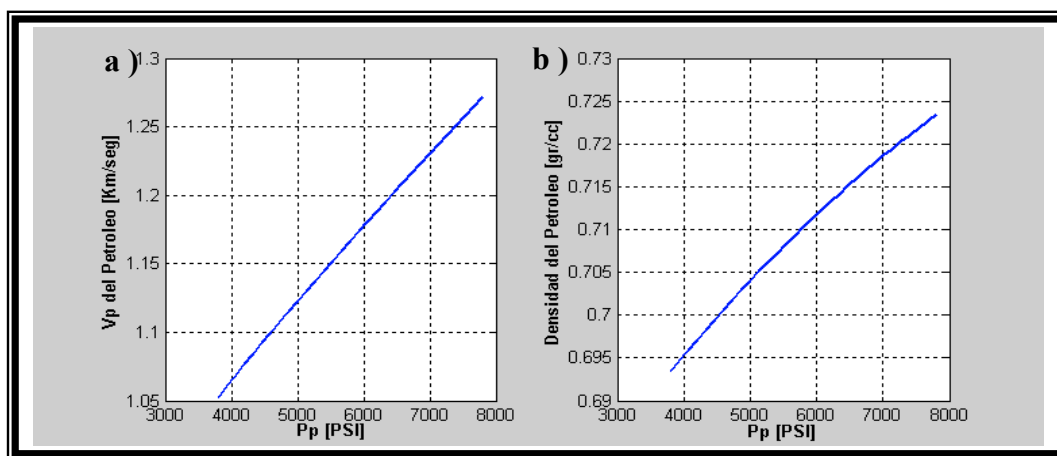


Figura 6.5. Propiedades del petróleo en función de la presión de poro.

a) Velocidad de onda P. b) Densidad.

En esta gráfica se observa como la velocidad de onda P y la densidad del petróleo aumenta proporcionalmente a la presión de poro, es decir la presión a la cual esta sometido el fluido. Una vez calculado la velocidad de onda P y densidad del petróleo el módulo de volumen del petróleo pudo ser calculado a través de la ecuación 6.9.

$$K_{oil} = \rho_{oil} (V_{oil})^2 \quad (6.9)$$

La Figura 6.6 muestra el módulo de volumen del petróleo para el caso en estudio, donde al igual que con la velocidad de onda P y la densidad del petróleo, esta propiedad aumenta de forma linealmente proporcional a la presión a la cual es sometido el fluido.

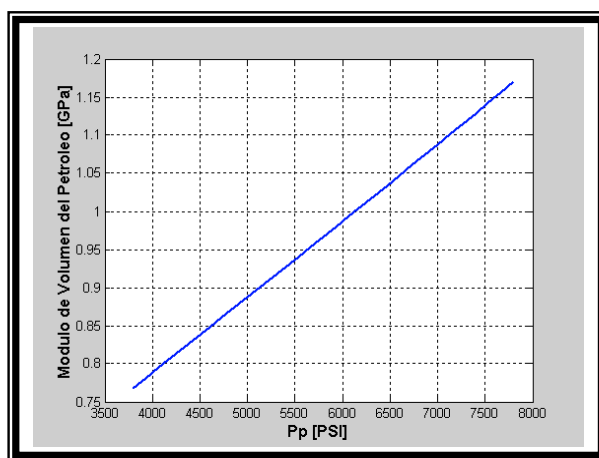


Figura 6.6. Módulo de volumen del petróleo en función de la presión de poro.

6.2.2 Propiedades sísmicas del agua de formación

Las propiedades sísmicas del agua de formación se pueden calcular si se conoce la temperatura, la presión de poro y la salinidad del agua de formación, la cual para nuestro caso es igual a 37000 ppm. La Figura 6.7 muestra los valores de la velocidad de onda P y la densidad del agua de formación en función de la presión de poro, en este caso al igual que con el petróleo la velocidad de onda P y la densidad aumenta de forma linealmente proporcional a la presión de poro.

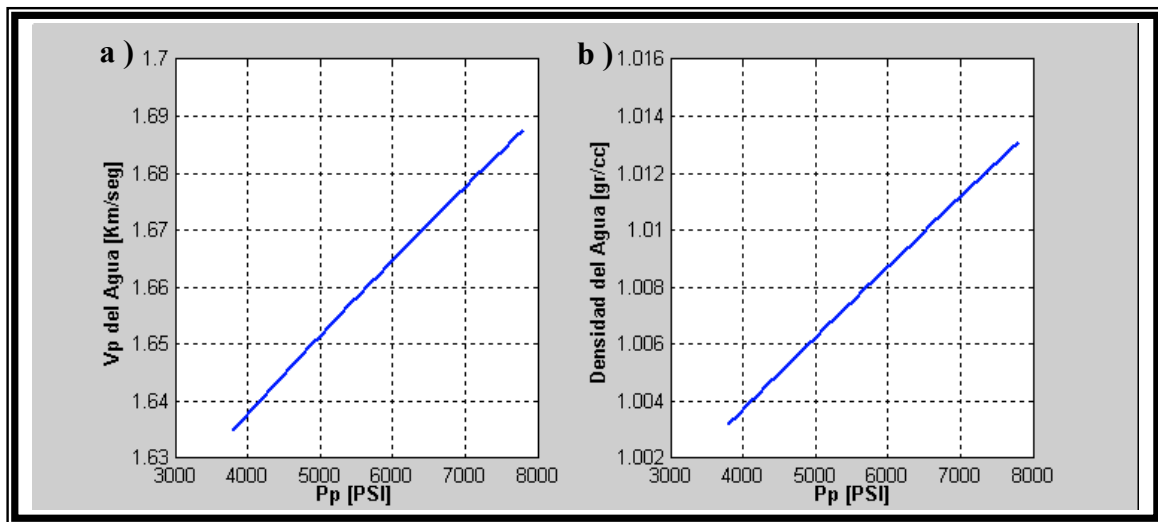


Figura 6.7. Propiedades del agua de formación en función de la presión de poro.

a) Velocidad de onda P. b) Densidad.

El módulo de volumen del agua de formación puede se calculó a través de la ecuación 6.10, una vez conocida la velocidad de onda P y la densidad de este fluido. La Figura 6.8 muestra el comportamiento de esta variable en función de la presión de poro.

$$K_{agua} = \rho_{agua} (V_{agua})^2 \quad (6.10)$$

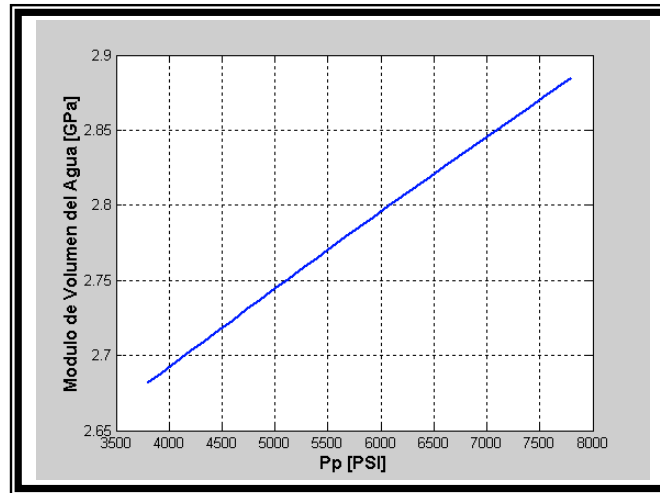


Figura 6.8. Módulo de volumen del agua de formación en función de la presión de poro.

6.2.3 Propiedades sísmicas de la mezcla de fluidos

El módulo de volumen y la densidad de mezclas de fluidos de agua y petróleo se calculó a través de las ecuaciones 2.12 y 2.14. La Figura 6.9 muestra el comportamiento de una mezcla de fluido compuesta por 50% agua y 50% petróleo en función de la presión de poro.

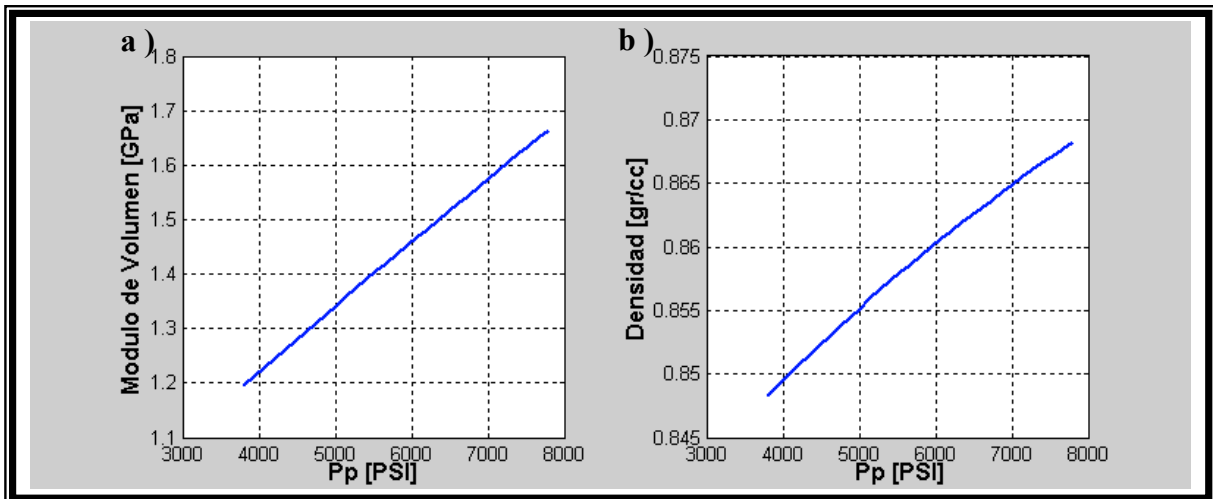


Figura 6.9. Propiedades de una mezcla de fluido de 50% agua y 50% petróleo.

a) Velocidad de onda P. b) Densidad.

6.3 Propiedades de la roca saturada

Dadas las propiedades sísmicas de la roca seca y la de los fluidos del poro, la ecuación de Gassmann (ecuación 2.15) y las ecuaciones 2.16 y 2.17 son usadas para calcular el módulo de volumen, de cizalla y la densidad de la roca saturada. Una vez calculado, estas propiedades las ecuaciones 6.13 y 6.14 son usadas para calcular la velocidad de onda P y onda S de la roca saturada

$$V_{p_{sat}} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \mu_{sat}}{\rho_{sat}}}, \quad (6.13),$$

$$V_{s_{sat}} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (6.14)$$

La Figura 6.10 muestra como varia la velocidad de onda P y onda S cuando varía la presión diferencial y la saturación de la roca. En esta gráfica se aprecia como ambas velocidades aumentan cuando aumenta la presión diferencial, y en consecuencia disminuye la presión de poro, así como también que la velocidad se ve mas afectada por la presión diferencial cuando esta toma valores bajos, lo que se produce como consecuencia que en estas regiones la roca está menos consolidada y en consecuencia es más sensible a aumento de la presión diferencial.

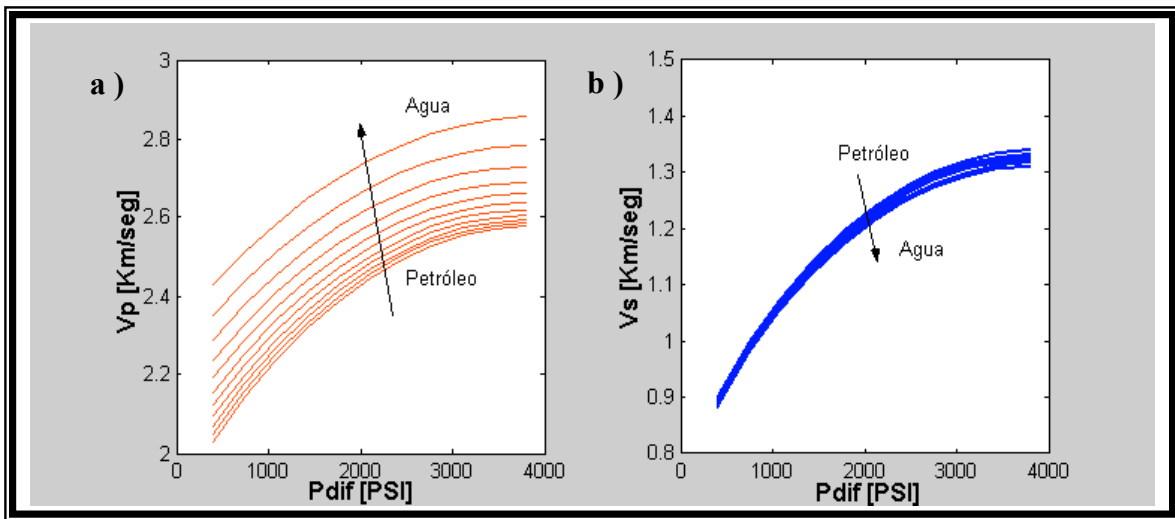


Figura 6.10. Velocidad en función de la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%. a) Velocidad de onda P. b) Velocidad de onda S.

La Figura 6.10 también ilustra como la velocidad de onda P y onda S varía en función de la saturación de fluido de la roca. Para el caso de la velocidad de onda P se puede observar como aumenta de forma proporcional a la saturación de agua que presenta la roca, esto se produce como consecuencia principal de que el módulo de volumen de la roca saturada con fluido aumenta a medida que se incrementa la saturación de agua de la roca, debido a que como se observa en las Figuras 6.6 y 6.7 el módulo de volumen del agua es mayor que el módulo de volumen del hidrocarburo.

También se ilustra en la Figura 6.10 como la velocidad de onda S decrece ligeramente a medida que la saturación de agua aumenta, esto se produce como consecuencia de que el módulo de cizalla de la roca no se ve afectado por la saturación de fluido y la densidad de la roca aumenta de forma proporcional a la saturación de agua, como se observa en la Figura 6.11 que se muestra a continuación.

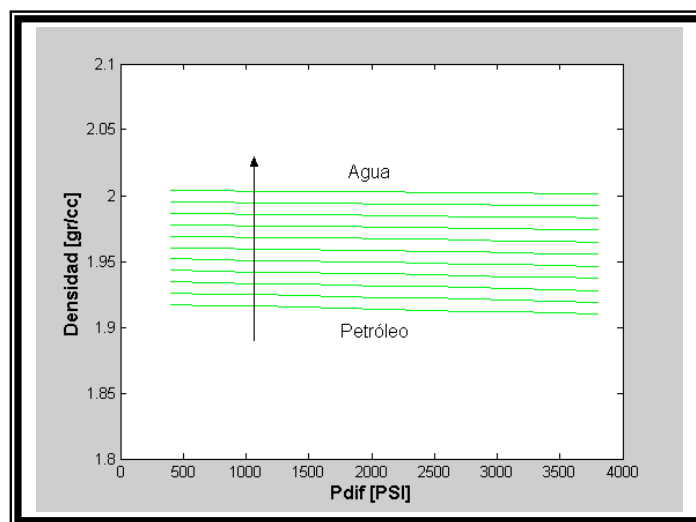


Figura 6.11. Densidad de la roca en función de la saturación de fluido y la presión diferencial, para una porosidad igual a 30%.

En esta figura también se puede observar como la densidad de la roca decrece ligeramente a medida que aumenta la presión diferencial, esta respuesta es producida debido a que el aumento de la presión diferencial y por ende la disminución de la presión de poro, causa una disminución en la densidad del fluido que satura la roca, como se observa en las Figuras 6.5, 6.7 y 6.8, la cual ocasiona una disminución en el sistema roca-fluido.

6.4 Modelado de los atributos AVO para el tope del yacimiento

Los atributos AVO para una determinada interface entre dos medios pueden ser calculados si se conoce la velocidad de onda P y onda S y la densidad de los medios que componen la interface. En nuestro caso el comportamiento de los atributos AVO en función de los cambios de saturación de fluido y presión diferencial fueron calculados para el tope del yacimiento usando para ello la velocidad de onda P y onda S y la densidad de la capa yacimiento en función de los cambios de saturación y presión, (propiedades mostradas en las Figuras 6.10 y 6.11), y las velocidades y densidades de la capa supradistante al yacimiento, la cual es una capa de lutita, cuyas propiedades sísmicas se asumen invariantes en el tiempo por no estar afectada directamente por los cambios que ocurren debido a los procesos de producción. La Figura 6.12 muestra el comportamiento de los atributos AVO, $\Delta I_p/I_p$ y $\Delta I_s/I_s$ calculados a partir de las ecuaciones 2.55 y 2.56, en función de la presión diferencial y saturación de fluidos del yacimiento.

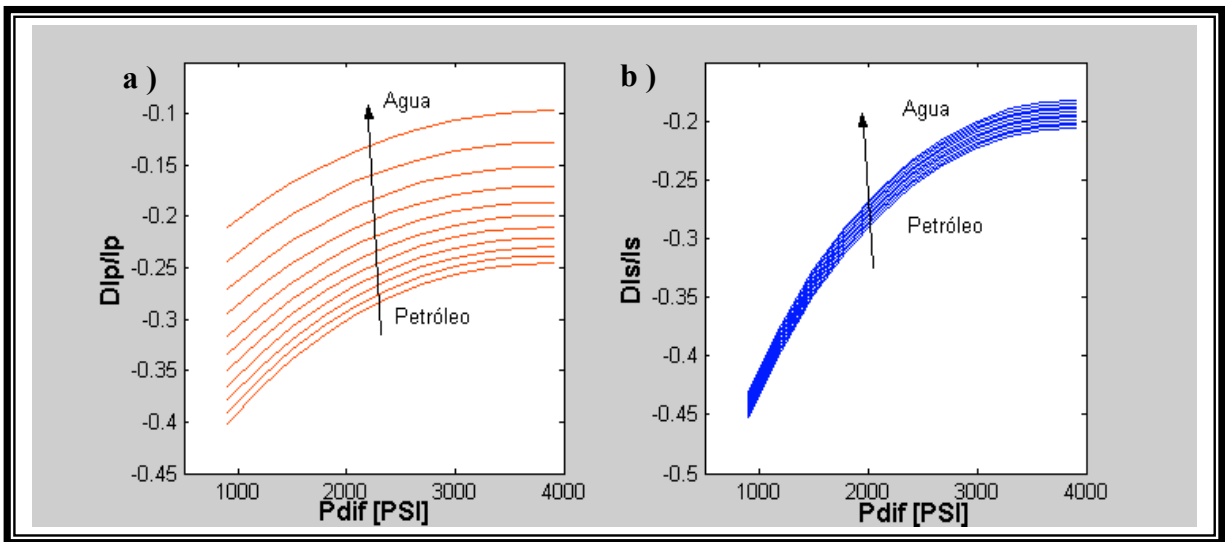


Figura 6.12. Atributos AVO en función de la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%. a) $\Delta I_p/I_p$. b) $\Delta I_s/I_s$.

En la Figura 6.12.a se puede observar como el atributo $\Delta I_p/I_p$, aumenta de forma proporcional a la presión diferencial y a la saturación de agua de la roca, presentando de esta manera un comportamiento parecido al que tiene la velocidad de onda P y puede ser

observado en la Figura 6.9. La Figura 6.12.b ilustra la respuesta que presenta el atributo $\Delta I_s/I_s$ a la presión diferencial y a la saturación de fluido de la roca, apreciándose como este atributo presenta una alta sensibilidad a la presión diferencial y una baja sensibilidad a la saturación de fluido, este último comportamiento se produce como consecuencia de la poca influencia que los cambios en la saturación de fluidos de la roca causan sobre la velocidad de onda S, hecho que se puede apreciar en la Figura 6.9.

6.5 Modelado de los atributos AVO4D para el tope del yacimiento

Como se explicó previamente en la sección 2.12, los atributos AVO4D que se utilizan en este trabajo son atributos diferencias, es decir, están basados en la resta de los atributos AVO calculados para las distintas condiciones de presión y saturación asociadas a los tiempos de producción. Los atributos AVO mostrados en la Figura 6.12, representan el modelado de los atributos para el tiempo post-producción, ya que fueron calculados para todo el rango de valores de presión y saturación que puede tener el yacimiento en esta etapa.

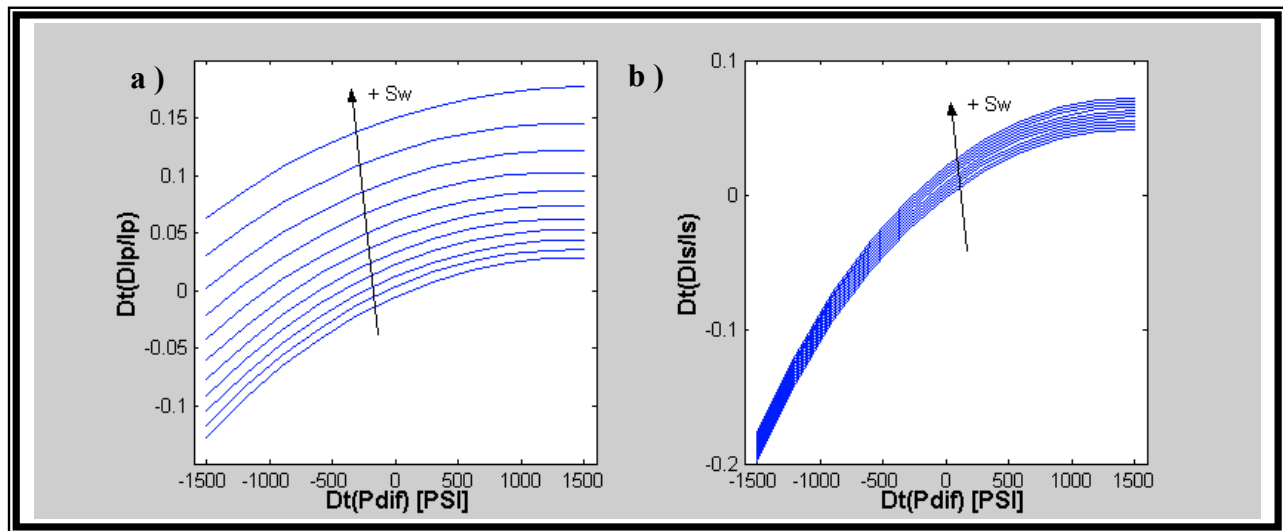


Figura 6.13. Atributos AVO4D en función de los cambios en la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%, representado a través de líneas de igual cambio de saturación de agua. a) $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$. b) $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$.

Si esta información es referenciada al valor del atributo para las condiciones iniciales de presión y saturación del yacimiento, el cual representa un valor de referencia asociado a la etapa de pre-producción, estaríamos estudiando el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios temporales de presión y saturación del yacimiento. La Figura 6.13 muestra el comportamiento de los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios temporales (Δ_t ó D_t) en la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%. Esta información puede ser representada de dos formas, mediante líneas de igual saturación que varíen con la presión, la cual fue la forma en que se presentó en la Figura 6.13, o mediante líneas de igual presión que varíen con la saturación, cuya forma se presenta a continuación en la Figura 6.14.

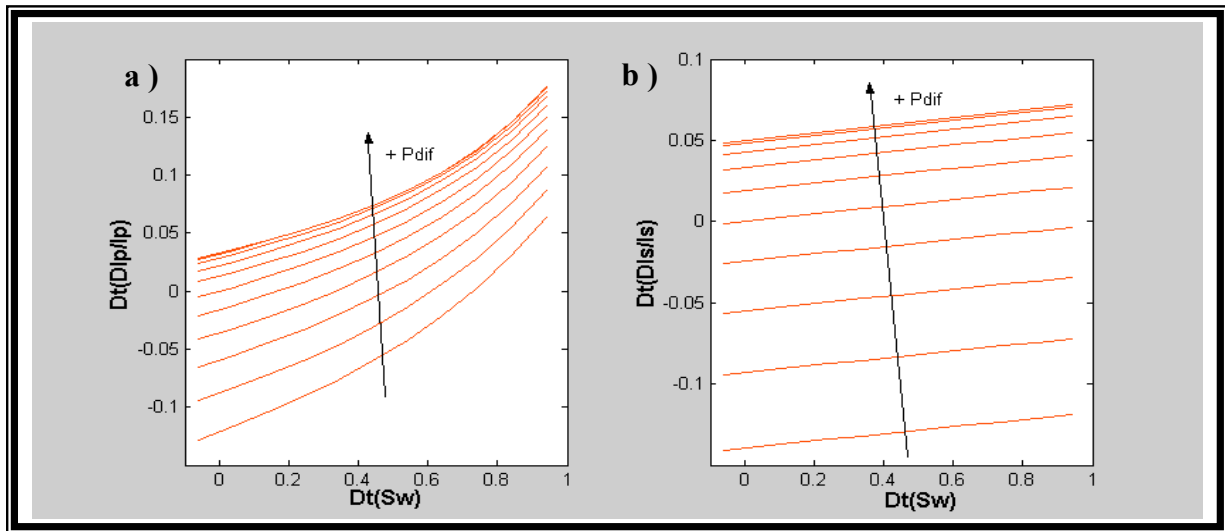


Figura 6.14. Atributos AVO4D en función de los cambios en la presión diferencial y la saturación de fluido, para una porosidad igual a 30%, representado a través de líneas de igual cambio de presión de poro. a) $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$. b) $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$.

En las Figuras 6.13 y 6.14 se puede observar como el modelado de los atributos AVO4D realizado, predice que los incrementos en la saturación de agua y en la presión diferencial que ocurren en el yacimiento debido a procesos de producción van a ocasionar un aumento en el valor de los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$.

Una caracterización del espacio de atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$, puede ser realizado si las líneas de igual cambio de saturación e igual cambio de presión mostradas respectivamente en la Figura 6.13 y 6.14 son llevadas al dominio de los gráficos cruzados de los atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$. La Figura 6.15 muestra la representación de estas líneas en el dominio mencionado previamente.

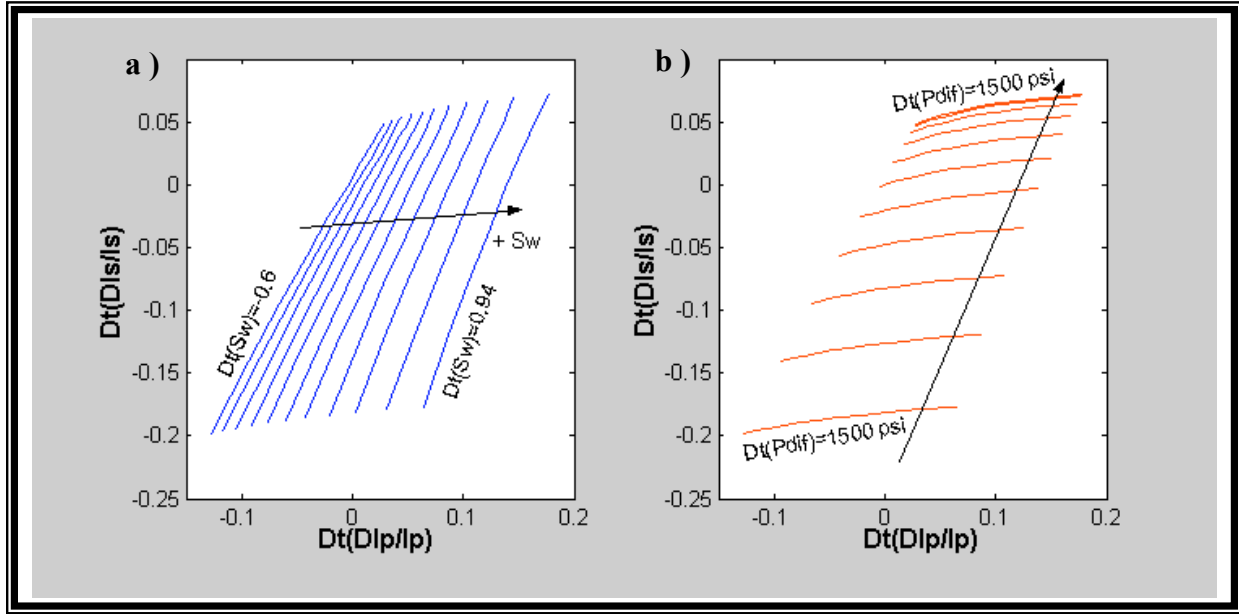


Figura 6.15. $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios de presión y saturación. a) Representado a través de líneas de igual cambio de saturación. b) Representado a través de líneas de igual cambio de presión diferencial.

Finalmente la caracterización del espacio de atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios de presión y saturación que ocurren en el yacimiento, para las características particulares con las cuales fueron modeladas las líneas de igual saturación y presión, se puede resumir en la Figura 6.16, donde un determinado valor de $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ esta asociado a un valor de cambio de saturación de agua y de presión diferencial en el yacimiento. Es importante señalar que debido a que no se consideran cambios en la presión de confinamiento a lo largo del tiempo los cambios en la presión diferencial van a ser opuestos a los cambios en la presión de poro o yacimiento; es decir:

$$\Delta_t P_{dif} = -\Delta_t P_p \quad (6.15)$$

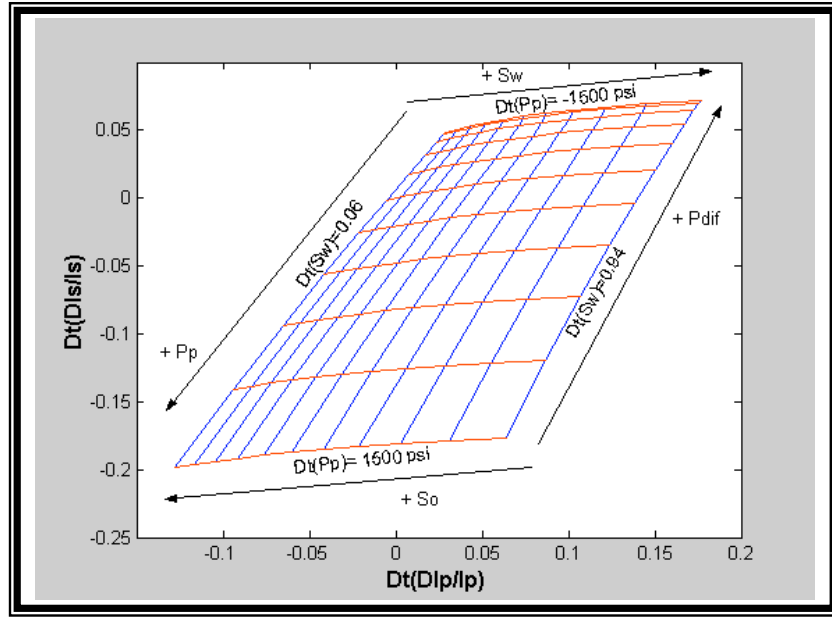


Figura 6.16. Modelado del espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ en función de los cambios de presión y saturación de fluido.

Un procedimiento similar se realizó para los espacios de atributos AVO4D: $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$ y $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$, $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$, $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$ y $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$, $\Delta_t(\Delta \sigma)$ y $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$, $\Delta_t(\Delta R_s)$ y $\Delta_t(\Delta R_o)$ y $\Delta_t(G)$ y $\Delta_t(R_o)$; con lo que se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 6.17, 6.18 y 6.19:

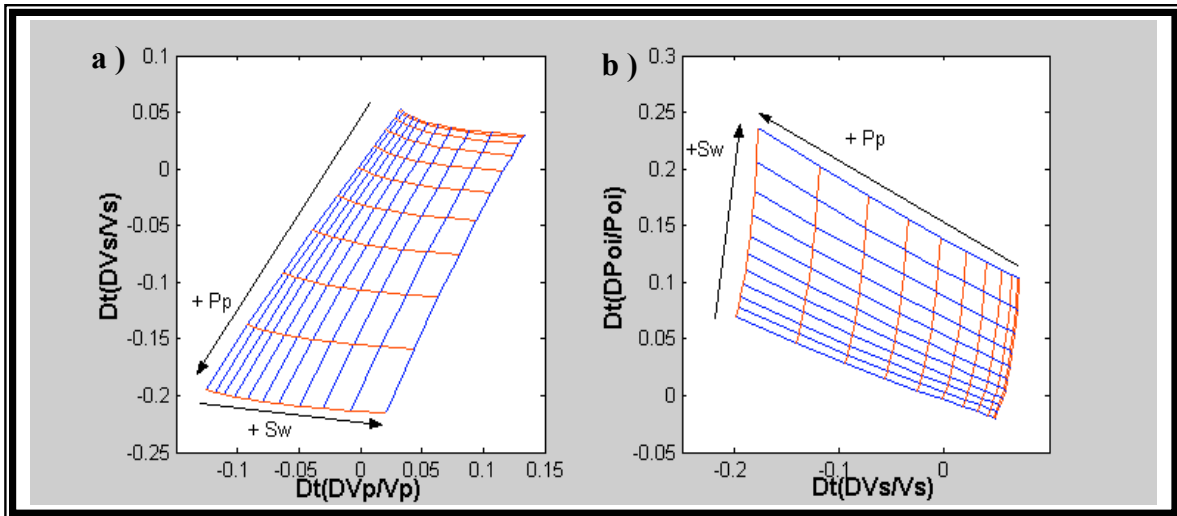


**Figura 6.17. Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$ vs $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$
b) $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$ vs $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$.**

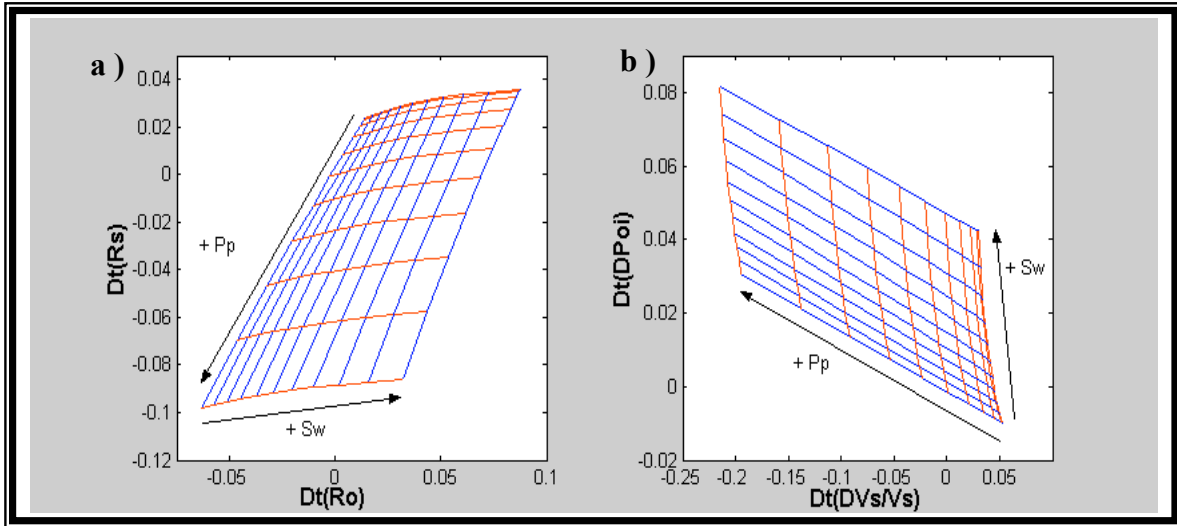


**Figura 6.18. Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(Ro)$ vs $\Delta_t(Rs)$.
b) $\Delta_t(\Delta Vs/Vs)$ vs $\Delta_t(\Delta \sigma)$.**

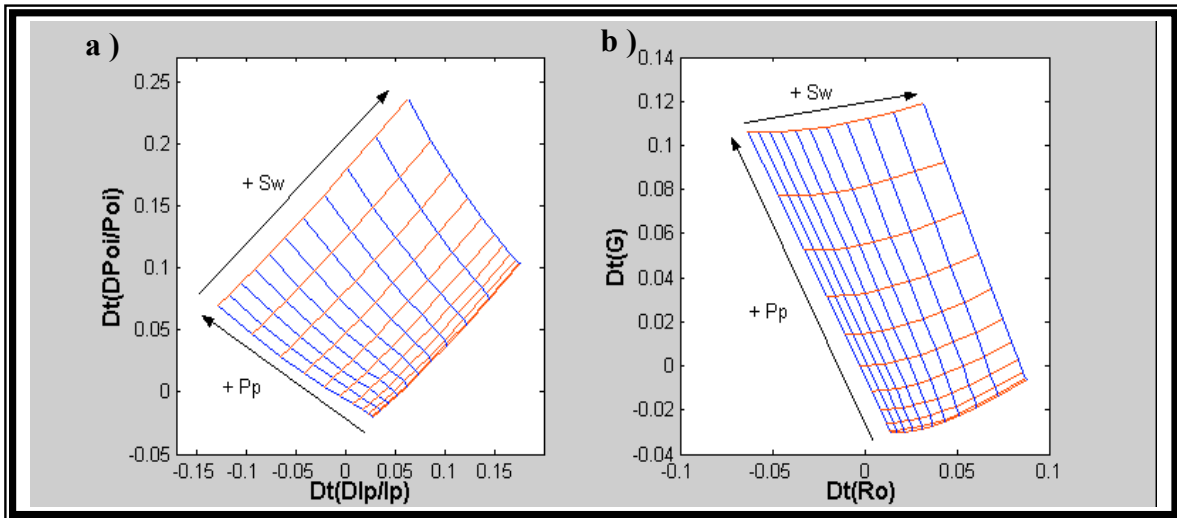


**Figura 6.19. Modelado de espacios de atributos AVO4D. a) $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$ vs $\Delta_t(\Delta Ip/Ip)$.
b) $\Delta_t(G)$ vs $\Delta_t(Ro)$.**

En estas figuras se puede observar que en general los atributos AVO4D son más sensibles a condiciones de aumento de presión de poro que a disminuciones de esta propiedad, así como también que los atributos $\Delta_t(\Delta Is/Is)$, $\Delta_t(\Delta Vs/Vs)$ y $\Delta_t(Rs)$ presentan poca variación con los cambios de saturación de agua, los que se evidencia debido a que las líneas de igual cambio de presión (líneas rojas) se encuentran poco influenciadas por estos atributos, hecho

que nos indica estos atributos están relacionados con los cambios de presión que ocurren en el yacimiento. Finalmente se puede observar que no hay un atributo que se relacione de forma única con los cambios de saturación de agua, debido a que las líneas de igual saturación (líneas azules) se encuentran en todos los espacio estudiados influenciados por ambos atributos.

6.6 Variaciones del espacio modelado debido a heterogeneidades en el yacimiento

A continuación se muestra la sensibilidad de la malla creada que modela el espacio de atributos $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta t(\Delta I_s/I_s)$, en función de los distintos valores de porosidad y relación gas-petróleo (GOR) que se encuentran presente en el yacimiento debido a la heterogeneidad del mismo. En estas gráficas se aprecia como distintas condiciones de yacimiento pueden estar asociadas a un mismo par de valores de atributos AVO4D, pero que en forma general se mantienen las direcciones de aumento en los distintos espacios modelados.

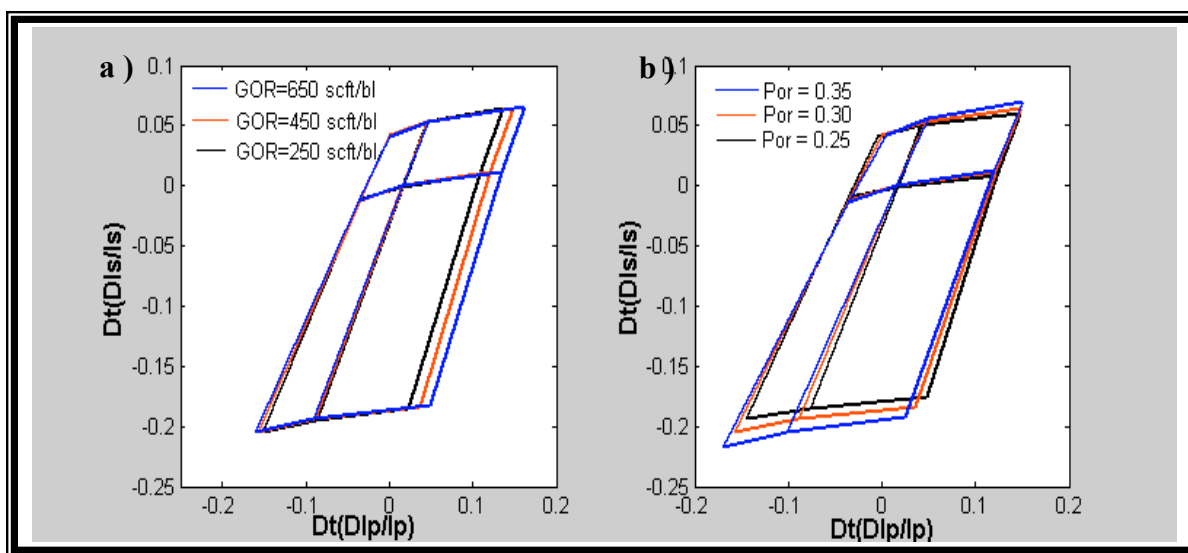


Figura 6.20. Variaciones del Modelado del espacio de atributos AVO4D

$\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta t(\Delta I_s/I_s)$ a cambios en: a) GOR. b) porosidad.

CAPÍTULO VII

INVERSIÓN DE CAMBIOS DE PRESIÓN DE PORO Y SATURACIÓN DE AGUA

Se plantan dos métodos de inversión, uno para realizar una inversión cualitativa basado en una transformación de coordenadas, y uno para realizar una inversión cuantitativa, a través de la creación de una función de inversión para cada una de las variables que se quiere invertir. Ambos métodos están basados en predecir el comportamiento de los atributos extraídos de la sísmica en función de los cambios de presión y saturación usando para ello los espacios de atributos AVO4D modelado a través de relaciones de física de roca que se muestran en el capítulo previo.

7.1 Atributos utilizados en la inversión

De todos los atributos mostrados previamente se decidió trabajar con los atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$, ya que como se muestra en la sección 2.12 y en la tabla 5.1, estos son los atributos que se estiman a partir del gradiente e intercepto usando menos aproximaciones, y por lo tanto son los que se pueden obtener de forma más exacta y en consecuencia permitirán obtener mejores resultados. Otra combinación de atributos que pudo haber sido usado para realizar la inversión de los datos es $\Delta_t(R_o)$ y $\Delta_t(R_s)$, ya que estos, al igual que los atributos relacionados con impedancia, son los que usan menos aproximaciones.

Los atributos $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$, $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$ y $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$ que usan entre sus aproximaciones el cumplimiento de la relación de Gardner (ecuación 2.25) no fueron usados para realizar la inversión de los datos, debido a que las relaciones de física de rocas usadas para modelar el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios en la presión y la saturación, (las cuales se muestran en la sección 5.3) predicen muy pocos cambios en la densidad de la roca cuando esta es sometida a cambios en la presión diferencial de la misma, lo que implicaría que la roca en estudio no se comporta como lo predice Gardner cuando es sometida a cambios en la presión, ejemplo de esto se muestra en la Figura 7.1.

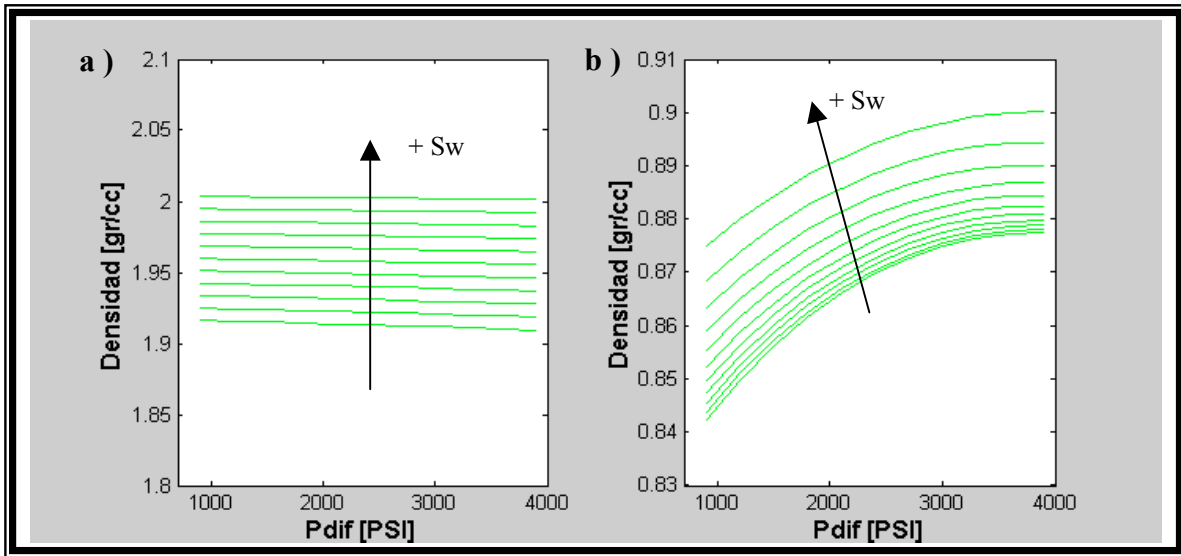


Figura 7.1. Densidad de la roca en función de la presión diferencial. a) Obtenida usando las relaciones de física de roca. b) Calculada con la relación de Gardner.

Se debe destacar que esta pobre relación entre la densidad y la presión, la cual implica un incumplimiento de la relación de Gardner cuando la roca es sometida a cambios en la presión, fue también observada por Meadows et al. (2002) en once núcleos secos pertenecientes al campo Schiehallion, en el Mar del Norte donde un aumento en la presión aplicada a estos núcleos de 500 a 5000 psi sólo produjo cambios en la densidad del 1 o 2%.

7.2 Calibración entre los atributos modelados y los datos sísmicos

Si se realiza una comparación entre los ordenes de magnitudes del espacio modelado y el del espacio de atributos extraído de la sísmica (Figura 7.2) se observa la discrepancia existente entre ambos ordenes de magnitudes, ya que el primero se encuentra en orden de magnitud de décimas y el segundo en un orden de magnitud de milésimas.

Esto se debe a que cuando se modela el comportamiento de los atributos en el sexto capítulo, se trabajó con los valores de los atributos de forma exacta, es decir se trabajó con una resolución ideal la cual puede ser asociado a una frecuencia infinita, mientras que con

los datos sísmicos se encuentra presente el efecto de la ondícula, el cual añade un efecto escalar al valor del atributo calculado en la interface para cada traza sísmica, como consecuencia que los atributos calculados en los datos sísmicos se encuentran convolucionados con la ondícula.

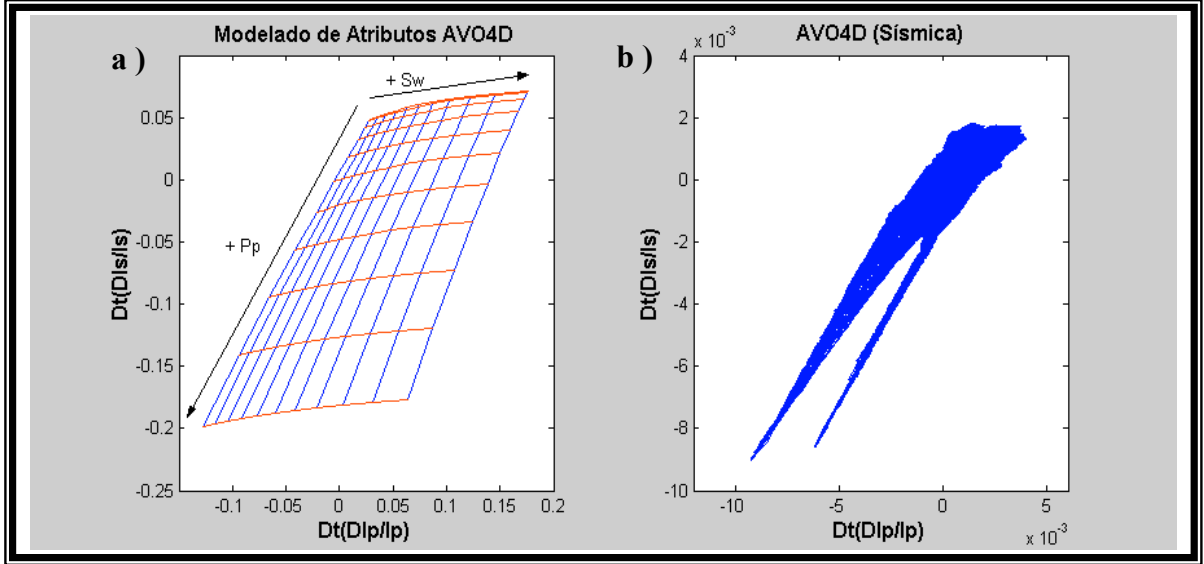


Figura 7.2. Espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$. a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.

Este efecto de la ondícula fue altamente disminuido normalizando el espacio de atributos modelado y el extraído de la sísmica con respecto a su valor para el tiempo pre-producción (año 92), de esta manera pasaríamos de usar atributos diferencias a utilizar atributos diferencias relativas, los cuales pueden ser asociados a cambios porcentuales del atributo en el tiempo.

La ecuación 7.1 fue utilizada para calcular los atributos diferencias relativas, donde la X representa el valor del atributo tanto modelado como extraído de la sísmica, dependiendo del caso que se quiera calcular.

$$(X)_{Normalizado} = \frac{[(X)_{t=99} - (X)_{t=92}]}{(X)_{t=92}} \quad (7.1)$$

Este razonamiento fue hecho basándose en la aproximación que se plantea en la ecuación 7.2, cuya parte izquierda representa los atributos obtenidos de la sísmica normalizados, y la parte derecha el espacio de atributos modelados normalizados.

$$\frac{[(X)_{t=99} * W_{99} - (X)_{t=92} * W_{92}]}{(X)_{t=92} * W_{92}} \approx \frac{[(X)_{t=99} - (X)_{t=92}]}{(X)_{t=92}} \quad (7.2)$$

Donde:

X es el valor del atributo.

$X*W$ es el valor del atributo convolucionado con la ondícula.

La ecuación 7.2 es cierta bajo la hipótesis que un buen procesamiento de los datos sísmicos 4D ha sido realizado y en consecuencia la característica de la ondícula de ambos volúmenes sísmicos para un determinado *CDP gather* en la zona en estudio presenta características similares; es decir:

$$W_{99} \approx W_{92} \quad (7.3)$$

Lo que permitiría escribir la ecuación 7.2 de la siguiente forma:

$$\frac{[(X)_{t=99} - (X)_{t=92}] * W_{92}}{(X)_{t=92} * W_{92}} \approx \frac{[(X)_{t=99} - (X)_{t=92}]}{(X)_{t=92}} \quad (7.4)$$

La Figura 7.3 muestra la comparación entre el espacio modelado y el espacio de atributos extraídos de la sísmica, una vez normalizados ambos espacios, donde se puede apreciar que los ordenes de magnitud que se presentan son similares.

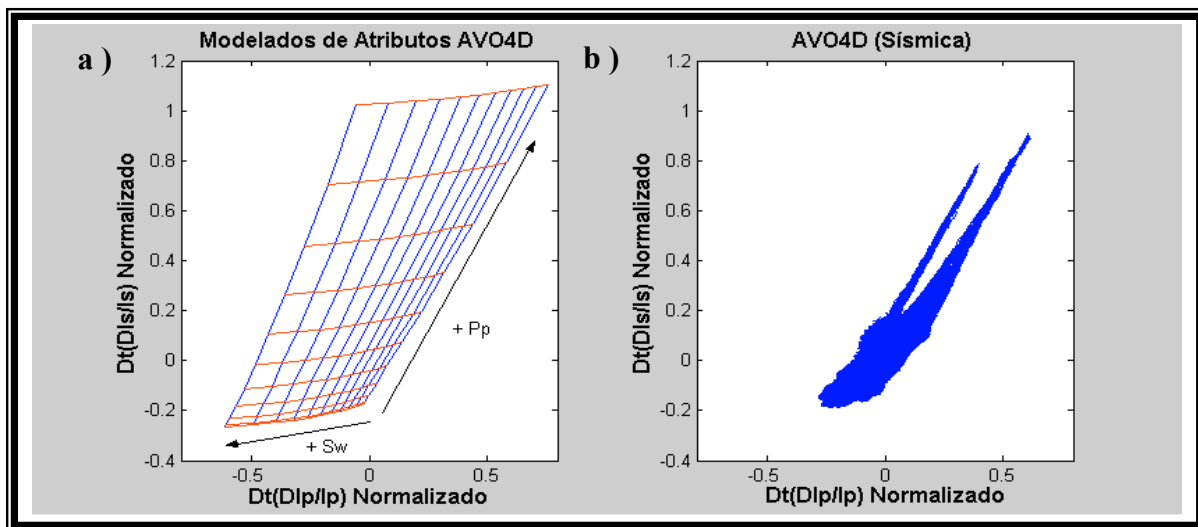


Figura 7.3. Espacio de atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ normalizados.

a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.

7.3 Inversión cualitativa de cambios de presión y saturación

Una vez calibrados los datos son extraídos del espacio modelado los ejes de igual cambio de saturación y presión, y extrapolados a los atributos obtenidos a partir de los datos sísmicos, como se muestra en Figura 7.4. Estos ejes deben pasar por el origen del sistema coordinado de los atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$, ya que como es de esperarse, este punto de cero cambios en los atributos esta relacionado con zonas sin cambios en la presión y la saturación. Es importante resaltar el hecho de que estos ejes fueron extraídos del espacio modelado construido con valores promedios del yacimiento, por lo que las variaciones en las heterogeneidades del yacimiento van a afectar levemente las direcciones de los ejes, como se puede observar en la Figura 6.18.

Posteriormente una transformación de coordenadas es realizada para rotar los ejes de cambio de presión y saturación desde su posición original donde se encuentran formando un sistema de coordenadas oblicuo, a una posición donde sean paralelos al sistema de coordenadas cartesianas donde van a formar un sistema rectangular, lo que va a permitir hallar dos nuevos atributos a partir de los atributos $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ normalizados,

que se van a relacionar de forma única con los cambios de saturación de agua y presión de poro respectivamente.

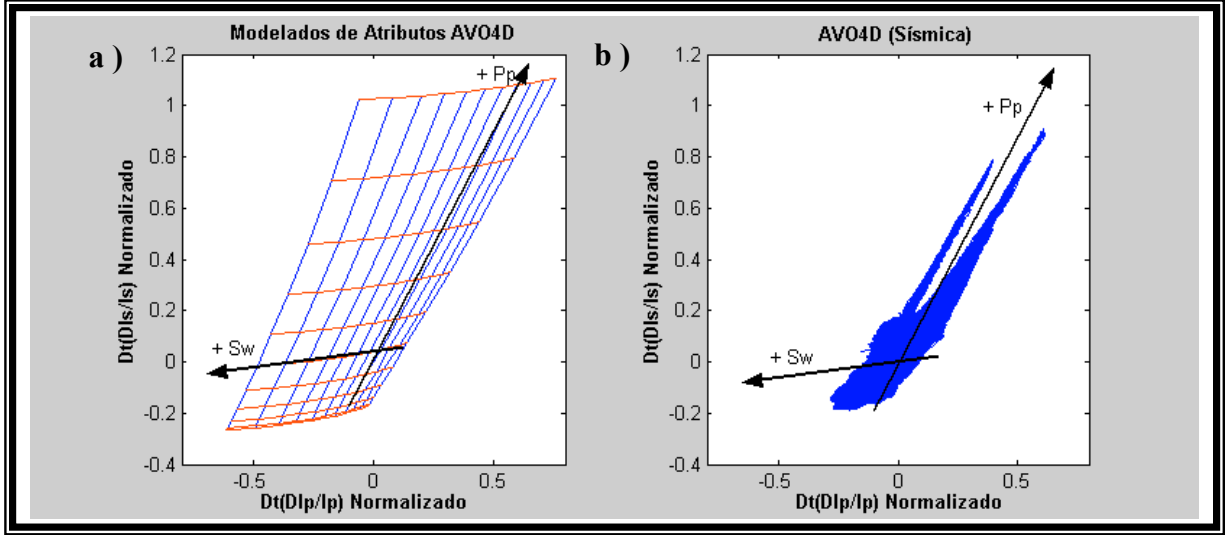


Figura 7.4. Espacio de atributos AVO4D $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ vs $\Delta t(\Delta I_s/I_s)$ normalizados mostrando los ejes de cambios de saturación y presión. a) Modelado. b) Extraído de la sísmica.

Para esto primero se roto el sistema de coordenadas original con respecto al origen de forma tal que el eje de presión quedara en posición horizontal, lo cual se ejecutó usando las ecuaciones 7.5 y 7.6, y cuyo resultado se muestra en la parte izquierda de la Figura 7.5.

$$x' = \Delta t(\Delta I_p / I_p)N \cos \alpha + \Delta t(\Delta I_s / I_s)N \sin \alpha \quad (7.5)$$

$$y' = \Delta t(\Delta I_s / I_s)N \cos \alpha - \Delta t(\Delta I_p / I_p)N \sin \alpha \quad (7.6)$$

Donde

$\Delta t(\Delta I_p/I_p)N$ es el atributo $\Delta t(\Delta I_p/I_p)$ normalizado.

$\Delta t(\Delta I_s/I_s)N$ es el atributo $\Delta t(\Delta I_s/I_s)$ normalizado.

α es el ángulo entre el eje de presión y una recta horizontal medido en sentido antihorario.

Posteriormente se roto con respecto al origen el eje de saturación de agua un ángulo tal que lo colocará en posición vertical, para esto se uso la ecuación 7.7, el resultado (x'') va a sustituir al eje de las ordenadas (x') hallado previamente, como se puede observar en la parte derecha de la Figura 7.5

$$x'' = y' \tan \beta + x' \quad (7.7)$$

Donde β es el ángulo entre el eje de saturación rotado (se muestra en la parte izquierda de la Figura. 7.5) y una recta vertical, medido en sentido antihorario.

De esta manera las ecuaciones 7.6 y 7.7 van a estar asociadas a los nuevos atributos, los cuales llamaremos atributo 1 y atributo 2, y se van a relacionar de forma única con los cambios de saturación de agua y presión de poro respectivamente.

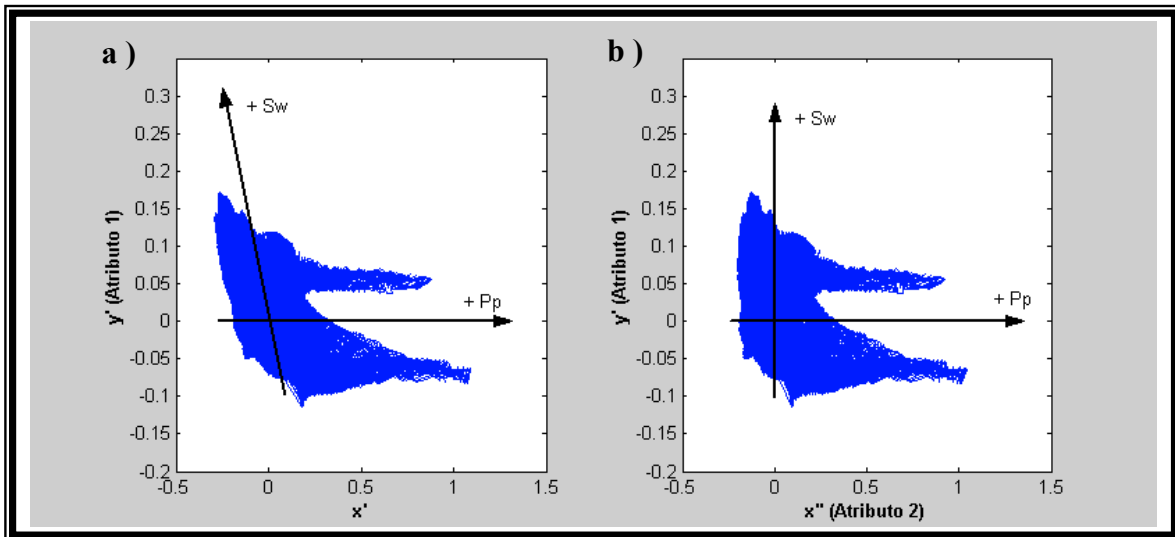
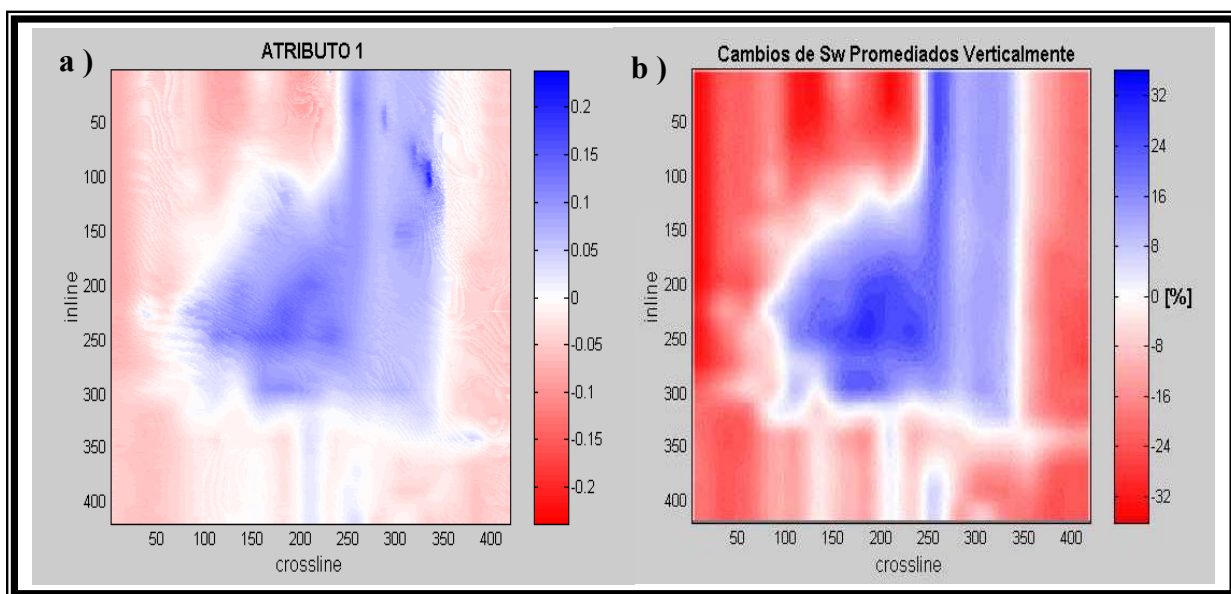


Figura 7.5. Espacio de atributos AVO4D rotados. a) Para colocar el eje de presión de poro en posición horizontal. b) Para colocar el eje de saturación de agua en posición vertical.

Los mapas de estos atributos pueden ser interpretados como mapas cualitativos de cambios de presión de poro y saturación de agua, ya que los valores de los atributos a pesar de estar relacionados de forma proporcional con las propiedades estudiadas no representan valores de cambio de dichas propiedades.

El apéndice B muestra el algoritmo usado para la estimación de los mapas de los atributos mencionados (mapas cualitativos de las propiedades estudiadas), y la Figura 7.6 muestra el mapa del atributo 1 junto con el mapa exacto de cambios de saturación de agua promediados verticalmente.

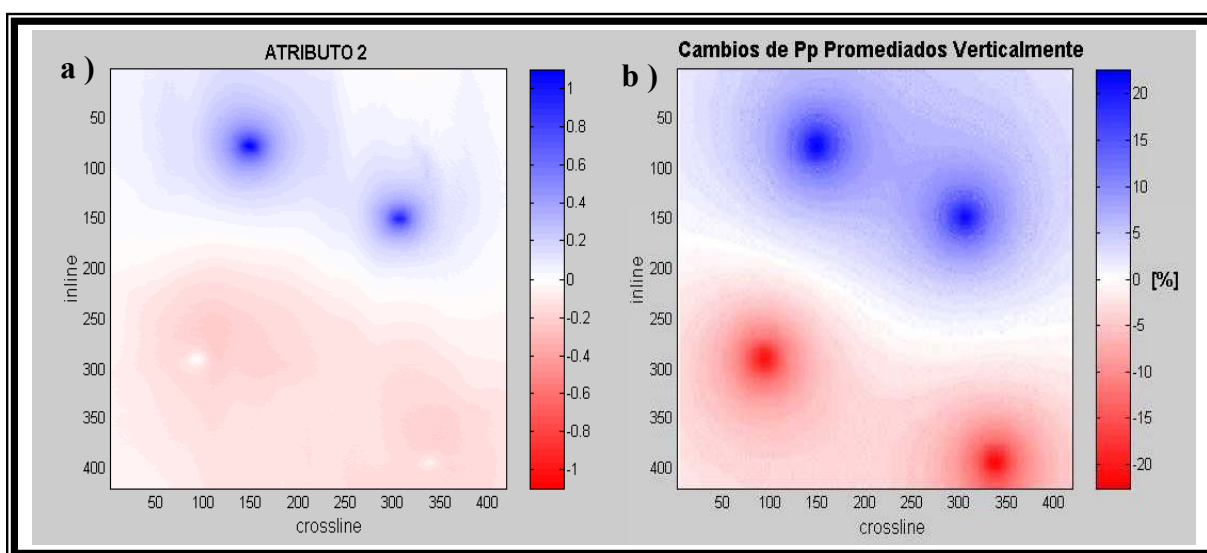


Figuras 7.6. a) Mapa del atributo 1, o de cambios cualitativos de saturación de agua. b) Mapa exacto de cambios de saturación de agua promediados verticalmente.

Comparando ambos mapas se puede observar como en forma general existe una alta similitud entre ellos en lo que se refiere a la forma y a la proporcionalidad entre los valores presentados en las escalas. Si se observa con detalle el mapa del atributo 1, se puede notar como alrededor de la zona ubicada entre el *inline* 100 y el *crossline* 300 existen tres pequeños máximos de saturación de agua que no se corresponden con el mapa exacto de esta propiedad. Estos máximos son producto de la presencia de los errores en los datos sísmicos sintéticos que se mencionaron en las secciones 5.2 y 5.3, los cuales causaron la presencia de ruido en los mapas de los atributos AVO obtenidos para cada uno de los tiempos de producción.

Por otro lado, la Figura 7.7 muestra el mapa del atributo 2 junto con el mapa exacto de cambio de presión de poro promediado verticalmente. En este se puede apreciar como

existe una mejor correlación entre ambos mapas en la zona asociada al aumento de presión de poro relacionada con los pozos inyectoros, que en las zonas de disminución de presión de poro relacionada con los pozos productores. Esto se produce como consecuencia de que como se observa en la Figura 7.4, la presión aumenta de forma exponencial, mientras que los valores de los atributos aumentan de forma lineal, lo que va a implicar que con este método de inversión los cambios que se predicen de presión de poro pueden no comportarse de forma proporcional a los cambios exactos, particularmente en las zonas de disminución de la presión de poro. Es importante mencionar que este comportamiento no ocurre con la saturación de agua debido a que esta propiedad bajo las condiciones en estudio aumenta de forma aproximadamente lineal.



Figuras 7.7. a) Mapa del atributo 2, o de cambios cualitativos de presión de poro.

b) Mapa exacto de cambios de presión de poro promediados verticalmente.

En consecuencia se puede decir que una de las limitaciones de este método de inversión cualitativo es que su éxito depende en buena medida del grado de linealidad que presente el comportamiento de los atributos AVO4D a los cambios de presión de poro y saturación de agua, característica que puede ser estudiada cuando se realiza el modelado de los atributos en función del comportamiento de dichas propiedades.

7.4 Inversión cuantitativa de cambios de presión y saturación

Una inversión cuantitativa es realizada solapando los datos de los atributos normalizados sobre el modelo normalizado como se indica en la Figura 7.8, y asignándole a cada punto del gráfico cruzado de los atributos extraídos de la sísmica los valores de cambio de saturación y la presión que predice el modelado del espacio de atributos AVO4D, los cuales se muestran en la Figura 7.9.

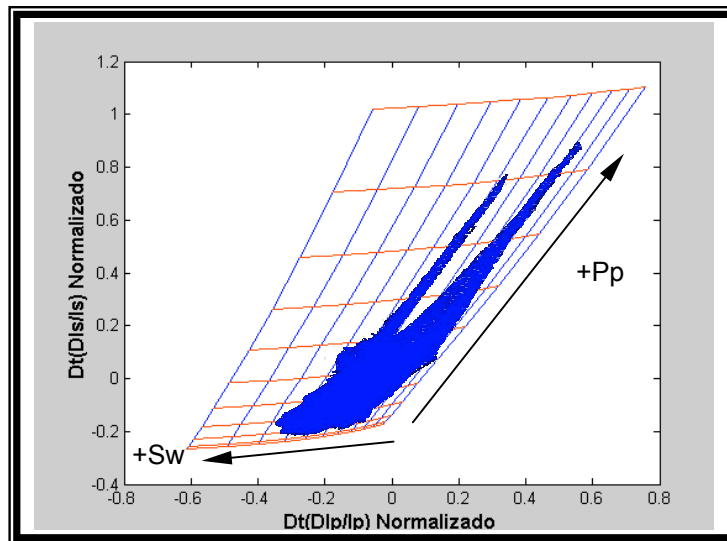


Figura 7.8. Solapamiento entre el modelado del espacio de atributos AVO4D y los atributos normalizados extraído de la sísmica.

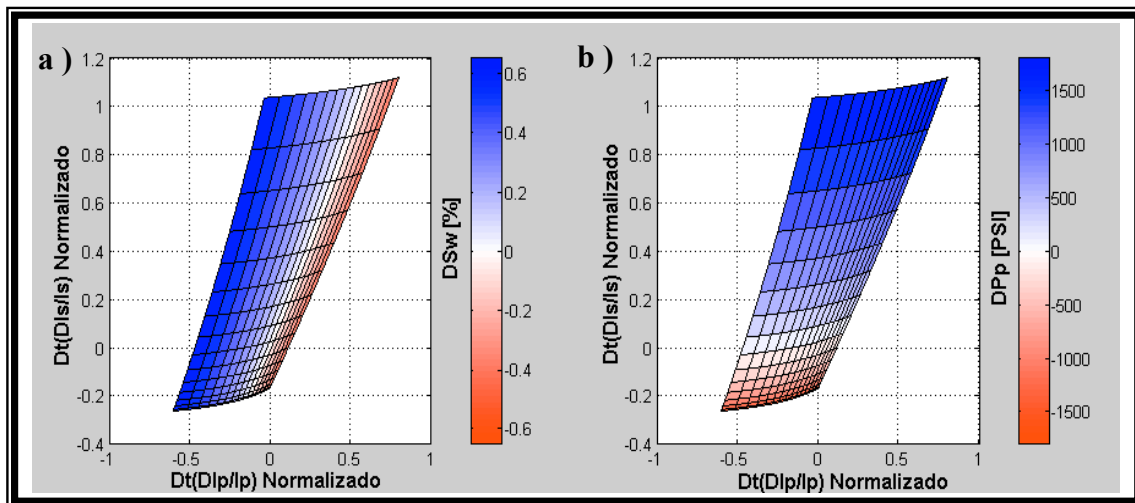


Figura 7.9. Valores de cambios de parámetros del yacimiento que predice el modelado del espacio de atributos AVO4D. a) Saturación de agua. b) Presión de poro.

Como paso previo a la inversión se puede realizar una calibración de los valores de cambios de saturación y presión que predice el modelado con información de producción del yacimiento, los cuales pueden ser extraídos de información del simulador, o a través de información de pozo como pruebas de presión o registros de producción.

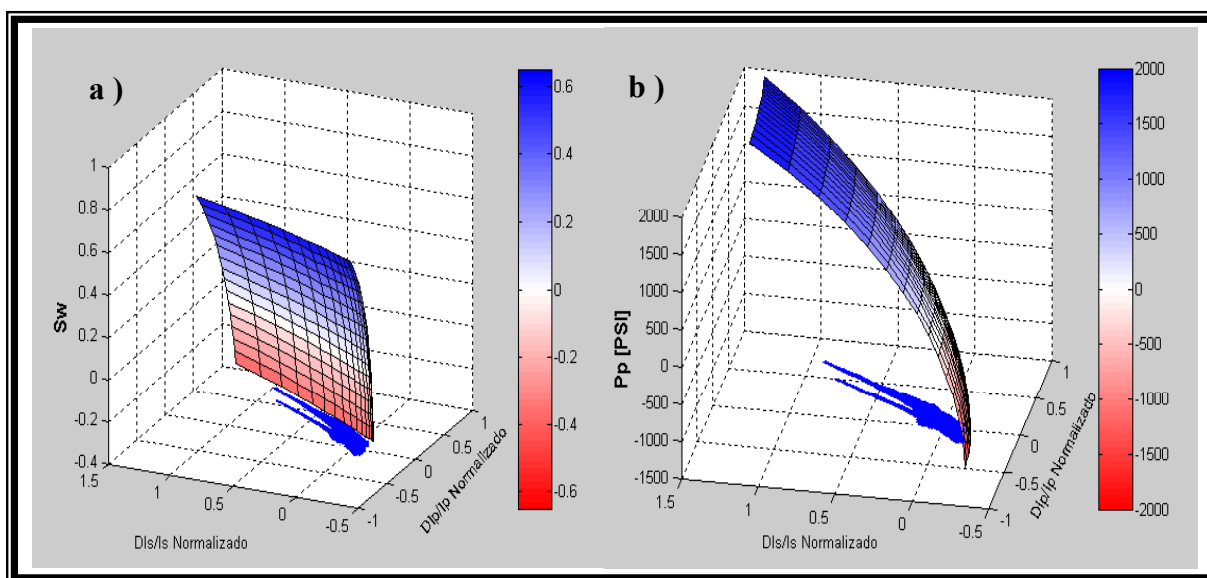


Figura 7.10. Representación gráfica de las funciones de inversión de parámetros del yacimiento junto con los atributos AVO4D extraídos de la sísmica. a) Función de inversión de saturación de agua. b) Función de inversión de presión de poro.

La asignación del valor de presión o saturación en cada caso se realizó a través de una función de inversión que se construyó colocando en un tercer eje los valores de cambios de saturación o presión dependiendo del caso para de esta manera obtener una superficie que va a representar la función de inversión, la cual va a permitir asociar a un determinado par de valores de atributos a un único valor de cambio de presión de poro o saturación de agua dependiendo del caso. La Figura 7.10 muestra las gráficas de estas funciones, y el apéndice C muestra el algoritmo realizado para la construcción de las funciones de inversión y la estimación de los cambios cuantitativos de presión de poro y saturación de agua.

Es importante resaltar que las funciones de inversión utilizadas fueron creadas para valores promedios del yacimiento, por lo que al igual que con la inversión cualitativa, las heterogeneidades del yacimiento van a producir errores en los resultados de la inversión.

Las Figuras 7.11 muestra el mapa cuantitativo de cambios de saturación de agua estimado, junto con el mapa exacto de cambios de saturación de agua promediados verticalmente.

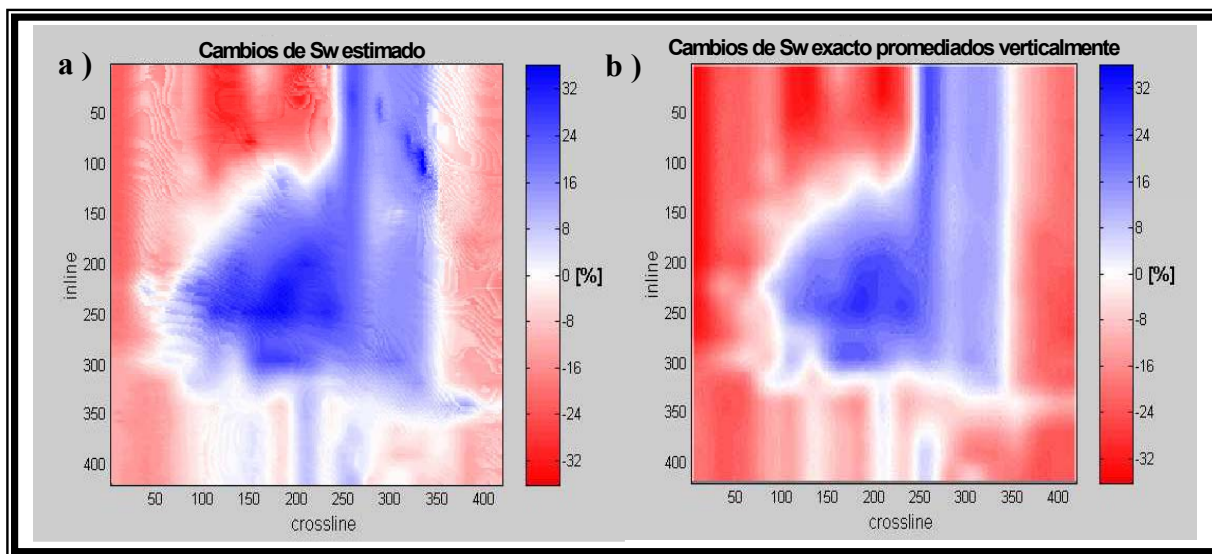


Figura 7.11. Mapa de cambio de saturación de agua para el tope del yacimiento.

a) Estimado. b) Exacto promediado verticalmente.

Si comparamos ambos mapas podemos observar que existe un alto grado de similitud entre en lo que se refiere a la forma que ambos presentan, también se puede notar como al igual que con el mapa cualitativo alrededor de la zona ubicada entre el *inline* 100 y el *crossline* 300 existen tres pequeños máximos de saturación de agua que no se corresponden con el mapa exacto de esta propiedad, los cuales representan ruido en los mapas de saturación de agua estimados, y son producidos como consecuencia de los previamente mencionados errores en los volúmenes sísmicos sintéticos que existen en esa zona.

Con respecto a la parte cuantitativa se aprecia como existe una buena correspondencia entre los valores estimados y los exactos, a pesar de que en algunas zonas estos valores fueron subestimados y en otras sobrestimados. Es importante resaltar que debido a que no se

manejava de forma digital los mapas exactos de cambio de saturación de agua del yacimiento no se pudo calcular la diferencia existente entre ambos mapas, aunque cualitativamente se observa una diferencia entre los valores de estos mapas no mayor a un 5%.

Finalmente en la Figura 7.12 se muestra el mapa cuantitativo de cambios de presión de poro estimado, junto con el mapa de cambio de presión de poro exacto promediado verticalmente.

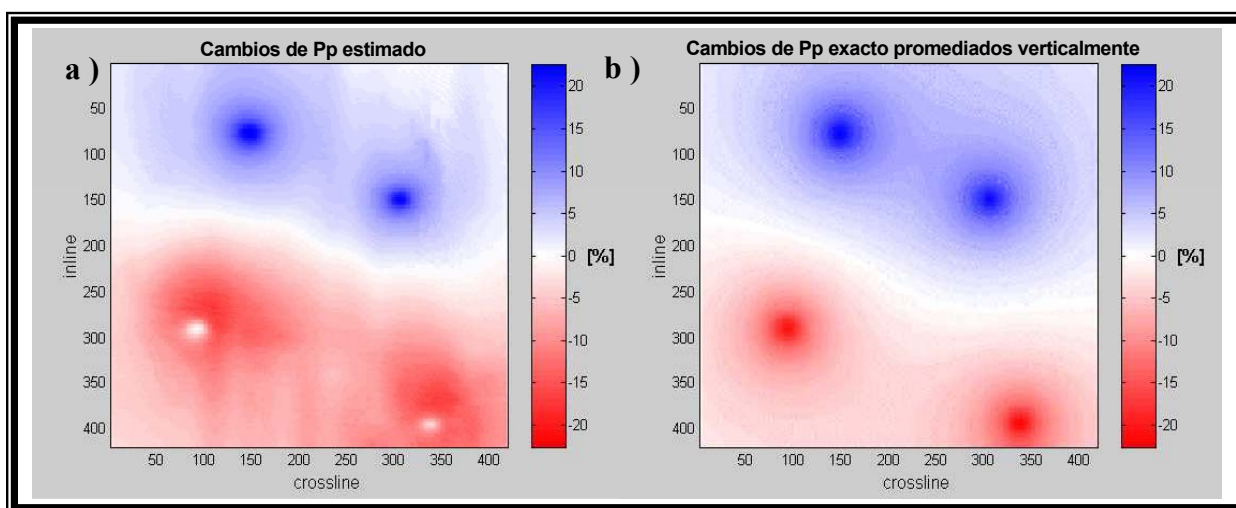


Figura 7.12. Mapa de cambio de presión de poro para el tope del yacimiento.

a) Estimado. b) Exacto promediado verticalmente.

En estos mapas podemos observar como a pesar de que existe una buena correlación entre ambos existen zonas que son levemente influenciadas por el mapa de saturación de agua como es el caso de la zona que se encuentra en los *inlines* 0 y 50, y los *crosslines* 300 y 350. También se nota como con relación al mapa cualitativo (Figura 7.7.a) existe una mejor estimación en la zona de disminución de presión de poro asociada a los pozos productores, lo que se produce como consecuencia de que con esta forma de inversión si se considera los incrementos de presión de poro de forma exponencial.

Es importante resaltar que como consecuencia de este comportamiento exponencial de la función de inversión, la zona de disminución de la presión de poro es más sensible a

errores, debido a que pequeñas variaciones en el espacio de atributos van a provocar un mayor error en la estimación del mapa de presión resultante. Este comportamiento se produce como consecuencia de la poca sensibilidad de que presenta las velocidades de onda P y onda S a las disminuciones de la presión de poro, lo que causa que en los gráficos cruzados de los atributos AVO4D dos puntos asociados a diferentes presiones se encuentren más juntos en las zonas productoras (zona de disminución de presión de poro) que lo que estarían en las zonas inyectoras (zona de aumento de presión de poro).

En el mapa estimado de cambio de presión de poro también se nota como justamente en las zonas asociadas a los pozos productores se encuentran dos aumentos bruscos de la presión con relación a las zonas adyacentes. Esto se produce como consecuencia de que para el modelo de yacimiento en estudio la relación que modela el comportamiento entre las velocidades de onda y la presión es de naturaleza polinómica, lo que trajo como consecuencia (debido a la particularidad de la relación) que los máximos valores de presión efectiva no estuvieran asociados a los máximos valores de los atributos.

Al igual que con el mapa de saturación de agua no se manejaba de forma digital los mapas exactos de cambio de presión de poro del yacimiento por lo que no se pudo calcular la diferencia existente entre ambos mapas, aunque cualitativamente se observa una diferencia entre los valores de estos mapas no mayor a un 5%, en la zona de aumento de presión y de 10% en las zonas de disminución de presión.

7.5 Condiciones favorables para los métodos de inversión planteados

Para que los métodos de inversión planteados previamente funcionen de forma óptima es necesario que tanto el yacimiento como los datos sísmicos y de núcleos a utilizar presenten las condiciones y características que se muestran a continuación:

- ***Respuesta sísmica del yacimiento favorable:*** Este punto se refiere a la alta sensibilidad que tienen que tener las propiedades sísmicas del yacimiento a los cambios en la presión y la saturación del mismo. Para que esta condición se cumpla es necesario que

tanto la roca como el fluido del yacimiento presenten características que faciliten dicha sensibilidad. Entre estas características están: Bajos valores de los módulos de cizalla y volumen, profundidad somera, baja presión efectiva (alta presión de poro) y alta porosidad, ya que estas son propiedades que tienden a debilitar la roca y en consecuencia la hacen más sensibles a cambios en la presión y saturación (Wang, 2001). También será necesario que el yacimiento presente alto cambio de saturación de fluido y que exista un alto contraste en la compresibilidad del fluido original y el reemplazante, ya que esto mejorara la oportunidad de obtener separadamente una imagen sísmica de los dos fluidos (Wang 2001).

Es necesario señalar que todas estas características expuestas generalmente son estudiadas previo a la adquisición de los datos sísmicos 4D, en un estudio de factibilidad de monitoreo sísmico. En consecuencia es de esperarse que si los datos sísmicos 4D fueron adquiridos, el estudio de factibilidad debió arrojar resultados positivos, lo que implicaría que el yacimiento presenta varias de las características mencionadas.

- ***Cambios en la temperatura despreciables:*** En este estudio se ha asumido que los cambios que ocurren en las propiedades sísmicas del yacimiento como consecuencia de la producción principalmente han sido causados por cambios en la presión y en la saturación. En la realidad cambios en la temperatura pueden estar presentes, y estos influenciaran levemente las propiedades sísmicas si la roca esta saturada con gas o agua, pero puede influenciar considerablemente las propiedades sísmicas si la roca se encuentra saturada con petróleo, en especial si este es pesado (Wang, 2001). En consecuencia estos cambios pueden competir o reforzar los cambios ocasionados en las propiedades sísmicas por efectos de la presión y la saturación, por lo que los métodos de inversión que se plantean en este trabajo no son recomendados para los casos en que los mecanismos de producción o de recuperación mejorada involucren altos cambios en la temperatura, como por ejemplo, el método de inyección de vapor.

- ***Efecto de escala:*** Es necesario que las relaciones que modelan las propiedades sísmicas de la roca seca en función de la porosidad y la presión, las cuales son obtenidas a partir de medidas de núcleos (en el caso en estudio las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3) sean representativas del yacimiento. Por lo que hay que tomar en cuenta que los datos de física de roca medidos en laboratorio solo representan propiedades de una pequeña porción del yacimiento. Una solución a este tipo de problemas de escala es que las relaciones obtenidas de medidas de laboratorio sean obtenidas a partir de un número suficiente de muestras que sean representativas de la facie, la secuencia depositacional y el tipo de litología del yacimiento (Wang, 2001), lo que implica que es necesario realizar un muestreo adecuado de los núcleos a utilizar para la obtención de las relaciones mencionadas.

Caso similar ocurre con las ecuaciones que modelan el comportamiento sísmico de los fluidos; en el caso en estudio las relaciones de Batzle y Wang. Estas ecuaciones a pesar de que han sido ampliamente usadas en el ámbito de la geofísica de prospección para modelar el comportamiento sísmico de los fluidos no debe olvidarse que son relaciones empíricas, y en consecuencia relaciones obtenidas a través de fluidos extraídos del yacimiento debidamente muestreados van a caracterizar mejor las propiedades sísmicas de los mismos.

- ***Procesamiento y Nivel de Ruido de los datos.*** Debido a que las diferencias entre los volúmenes sísmicos adquiridos en distintas etapas de producción de un yacimiento no solo están relacionados con los procesos de producción, sino que también se deben a las diferencias existentes en la adquisición y el flujo de procesamiento aplicado a los datos sísmicos a comparar (García y Malcotti, 2002), es necesario que el procesamiento de los datos sísmicos 4D realizados minimice la influencia de estos parámetros, ya que estos junto con el ruido presente en los datos sísmicos va a influenciar de forma aleatoria el comportamiento de los atributos y en consecuencia los resultados obtenidos de la inversión de los cambios de presión y saturación.

- ***Heterogeneidad del yacimiento:*** Como ya se ha mencionado tanto los ejes de cambio de saturación de agua y presión de poro como las funciones de inversión de las mismas propiedades, fueron extraídos del espacio modelado construido con valores promedios del yacimiento, por lo que las variaciones de estas condiciones van a afectar los resultados de la inversión cualitativa y cuantitativa, ya que como se puede observar en la Figura 6.18 las distintas condiciones de porosidad van afectar las direcciones de los ejes, y en consecuencia la forma de la función de inversión.

Este problema puede ser resuelto si se tienen disponible mapas de las propiedades causantes de heterogeneidad, como por ejemplo mapas porosidad o de volumen de arcilla, (los cuales pueden ser obtenidos por medio de técnicas como la geoestadística); ya que estos permitirá crear una función de inversión para cada punto del mapa, asociada al valor específico de la propiedad o las propiedades causante de la heterogeneidad.

CAPÍTULO VIII

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD 4D PARA EL ORIENTE VENEZOLANO

Se usaron información de cuatro núcleos pertenecientes a dos pozos de un campo del oriente del país, con el propósito de mostrar a través de un ejemplo como a partir de una serie de medidas de núcleos se puede obtener las relaciones que permiten realizar el modelado de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación; así como también con el objetivo de ilustrar como se vería afectada la respuesta sísmica del tipo de roca en estudio como consecuencia de procesos de producción, hecho que va a permitir analizar la factibilidad de realizar sísmica 4D en un yacimiento con características de roca similar a la que presentan los núcleos estudiados.

8.1 Características geológicas de la zona de interés

Los cuatro núcleos utilizados pertenecen a la formación Naricual en el oriente del País, la cual es de edad Oligoceno, y esta dividida actualmente en los miembros Naricual Superior y Naricual Inferior. La Figura 8.1 muestra la ubicación de la formación Naricual que reporta el léxico estratigráfico electrónico de Venezuela (PDVSA, 1999).

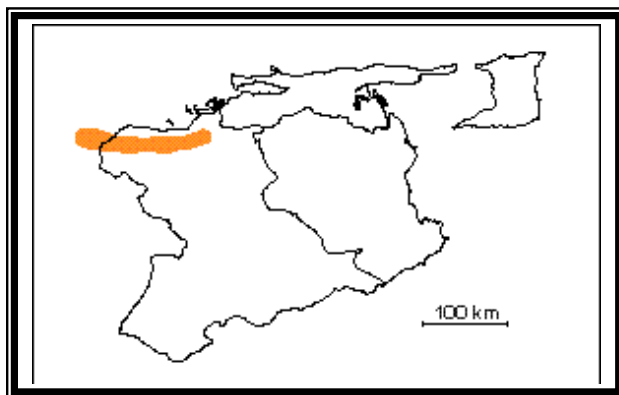


Figura 8.1. Ubicación de la formación Naricual (PDVSA, 1999).

Desde el punto de vista sedimentológico, la formación Naricual inferior es una espesa unidad de arenas cuarzosas, generalmente de grano fino a medio, con una porosidad primaria del orden del 10%. Por su carácter uniforme es difícil dividir en secuencias, lo cual puede resultar ventajoso desde el punto de vista de producción, ya que puede implicar

la existencia de pocas barreras para la comunicación vertical. El tope de Naricual superior esta formado por las secuencias P8 y P82. La secuencia P8 marca el tope de Naricual inferior y representa la capa más productiva en el área de Santa Barbara. (Pérez, 1999).

Por otra parte Naricual Superior consiste de intercalaciones de arenas con lutitas, depositadas en un ambiente deltáico a marino somero. La base de Naricual superior esta formada por las secuencias P75 y P78. La secuencia P75 es similar a la secuencia P78 y probablemente contribuye al intervalo sellante ubicado en la parte superior de Naricual Inferior, sin embargo esta secuencia es más condensada y menos arenosa que la secuencia P78 y consecuentemente produce más petróleo. La secuencia P78 es una unidad de origen marino profundo relativamente pobre en arenas lo cual puede incluir algunas calizas pobremente desarrolladas (Perez, 1999).

8.2 Propiedades de la roca yacimiento

Las propiedades de la roca yacimiento necesarias para realizar el modelado de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación se muestran en la tabla 8.1.

PROPIEDAD	VALOR
GOR	150,27 l/l
Profundidad Promedio	15788.9 pies / 4,73 Km.
Porosidad Promedio	15 %
API	26
Salinidad del Agua	8500 ppm
Temperatura	300 °F
Saturación de agua inicial	15 %
Presión de confinamiento	14000 psi
Presión de Poro inicial (1993)	56 Mpa = 8122 psi
Presión de Poro para 1998	40 Mpa = 5802 psi

Tabla 8.1. Propiedades del yacimiento en estudio

Estas propiedades fueron extraídas de información de producción del yacimiento de donde se extrajeron los núcleos. Entre las características más importantes del yacimiento que se muestran en la tabla 8.1 destaca la alta profundidad y la alta presión de poro de 56 MPa que presenta para el año de 1993 que causa que los pozos de la zona tenga una alta producción de hidrocarburo a pesar de estar asociados a un yacimiento de porosidad relativamente baja. Esta presión para el año de 1998 sufrió un decremento debido a la producción del mismo de 16 MPa quedando en el orden de 40 MPa, el cual sigue representando un valor alto de presión que para ese año contribuyó con la buena producción del mismo.

8.3 Características de las muestras

La tabla 8.2 muestra un resumen de las principales características de las muestras utilizadas. Es importante destacar que las cuatro muestras son areniscas consolidadas y que de estas la muestra #1 es la menos consolidada y la muestra 32-V es la más consolidada y presenta pequeñas laminaciones de arcilla (Han, 2001). Entre las características que se presentan en la tabla 8.2 se puede observar que la porosidad se comporta de forma proporcional a la densidad de las muestras.

Nombre del pozo	Número de la muestra	Profundidad [pies]	Porosidad	Densidad [g/cc]	Densidad del mineral [g/cc]
Pozo 1	# 1	14576.9	22.7 %	2.052	2.654
Pozo 1	# 2	15118.7	15.1 %	2.247	2.647
Pozo 2	32-V	16720.0	8.1 %	2.399	2.610
Pozo 2	25-V	16740.0	10.9 %	2.350	2.637

Tabla 8.2. Resumen de las principales características de los núcleos utilizados.

A cada una de estas muestras se le midió la velocidad de onda P y onda S en función de la presión para un rango de 2.000 a 10.000 psi a una temperatura de 100 °C. Estas medidas se realizaron para la roca seca, para la roca saturada con agua, y para una mezcla de hidrocarburo y agua. La Figura 8.2 muestra los resultados de las medidas tomadas en la muestra # 1.

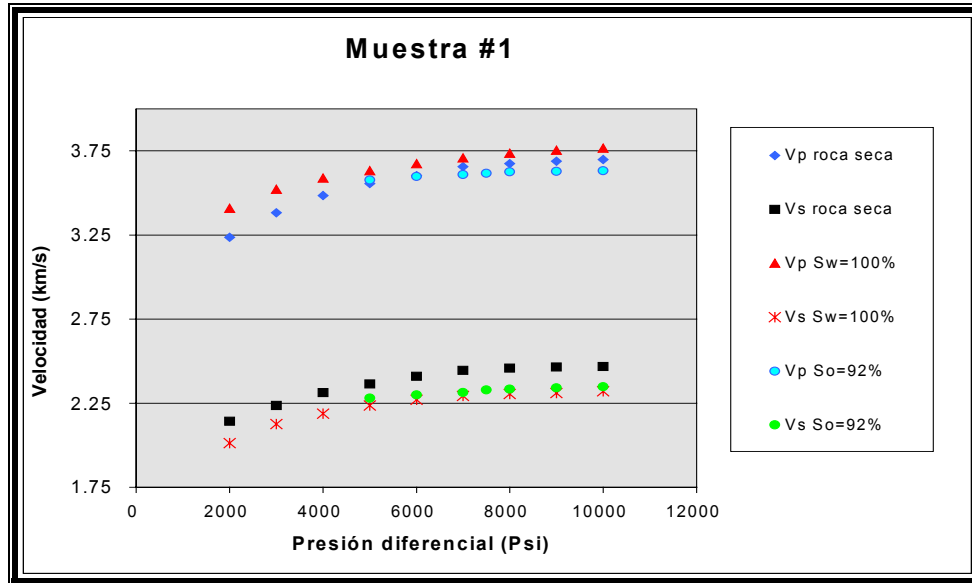


Figura 8.2. Velocidades de onda P y S vs presión diferencial para la muestra #1.

En esta figura se puede observar como al igual que con los datos sintéticos la velocidad de onda compresional aumenta de forma proporcional a la saturación de agua y la velocidad de onda de cizalla disminuye levemente con esta propiedad, aunque es necesario destacar que la sensibilidad de este tipo de roca a los cambios de presión y saturación es altamente menor a la que presenta el modelo de roca asociado a los datos sintéticos.

8.4 Propiedades sísmicas de la roca seca

El estudio de las propiedades sísmicas de la roca seca fue realizado siguiendo la metodología planteada Meadows et al. (2002) en el artículo titulado *Rock physics analysis for time-lapse seismic at Schiehallion Field, North Sea*, donde se plantea el uso de una función bidimensional que permita relacionar el módulo de volumen y cizalla de la roca seca (κ_{dry} y μ_{dry}) con la porosidad y la presión diferencial del yacimiento para la zona en estudio, usando todas las medidas de núcleo pertenecientes a la zona de interés. Meadows y colaboradores proponen el uso de funciones con la forma que se plantea en las ecuaciones 8.1 y 8.2 para relacionar las variables previamente mencionadas.

$$\kappa_{dry}(\phi, Pdif) = a_1(\phi) + a_2(\phi) \ln(Pdif) \quad (8.1)$$

$$\mu_{dry}(\phi, Pdif) = b_1(\phi) + b_2(\phi) \ln(Pdif) \quad (8.2)$$

donde $a_1(\phi)$, $a_2(\phi)$, $b_1(\phi)$ y $b_2(\phi)$ son funciones que dependen de la porosidad y se obtienen de la siguiente forma:

Primero se debe graficar para cada núcleo los valores de κ_{dry} y μ_{dry} vs $\ln(Pdif)$ y se debe ajustar una línea recta a los resultados obtenidos. Los resultados de estas gráficas asociadas a los núcleos en estudio se muestran en la Figura 8.3 y 8.4.

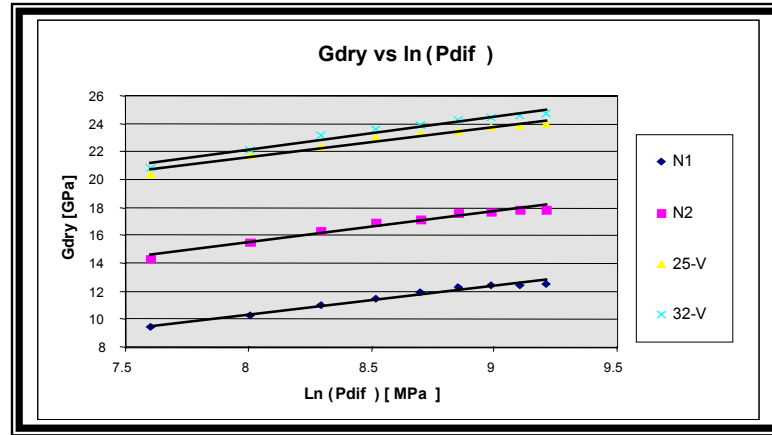


Figura 8.3. Módulo de cizalla de la roca seca en función del logaritmo neperiano de la presión diferencial para cada núcleo.

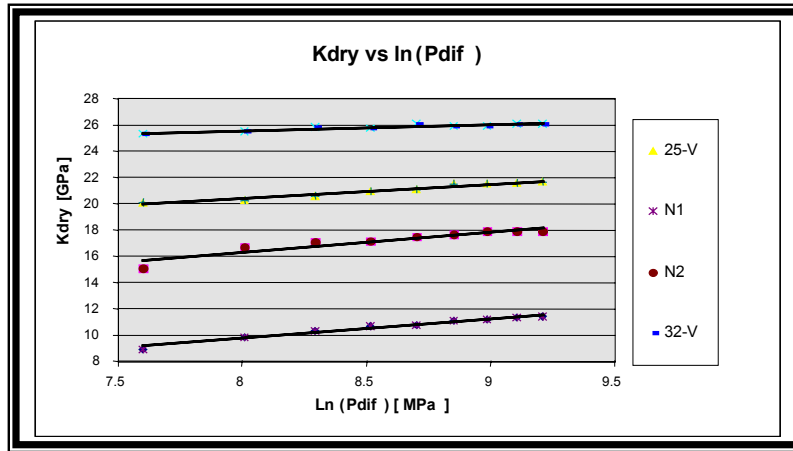


Figura 8.4. Módulo de volumen de la roca seca en función del logaritmo neperiano de la presión diferencial para cada núcleo.

Seguidamente se debe calcular el intercepto y el gradiente para cada una de las rectas de ajuste obtenidas. Las tablas 8.3 y 8.4 muestra los resultados de los interceptos y gradientes asociado a las rectas de ajuste de los valores de μdry vs $\ln(Pdif)$ y κdry vs $\ln(Pdif)$ respectivamente, para cada uno de los núcleos.

Núcleo	Intercepto	Gradiente	R ²
N1	2.215	-2.233	0.9659
N2	3.1537	2.372	0.9704
25-V	2.372	-4.1248	0.9645
32-V	3.1537	2.372	0.9704

Tabla 8.3. Resultados de los interceptos y gradientes asociado a las rectas de ajuste μdry vs $\ln(Pdif)$.

Núcleo	Intercepto	Gradiente	R ²
N1	-2.158	1.4855	0.9794
N2	3.6334	1.5808	0.8961
25-V	11.664	1.089	0.9722
32-V	21.835	0.465	0.8442

Tabla 8.4. Resultados de los interceptos y gradientes asociado a las rectas de ajuste κdry vs $\ln(Pdif)$.

Las funciones $a_1(\phi)$ y $b_1(\phi)$ vienen dadas por la ecuaciones de la mejor recta de ajuste de los valores de los interceptos contra la porosidad asociados a las gráficas de κdry y μdry respectivamente; y las función $a_2(\phi)$ y $b_2(\phi)$ viene dada por la ecuación de la mejor recta de ajuste de los valores de los gradientes contra la porosidad asociados a las gráficas de κdry y μdry respectivamente.

Las Figuras 8.5 y 8.6 muestran las gráficas de estas rectas así como las ecuaciones asociadas a las funciones mencionadas.

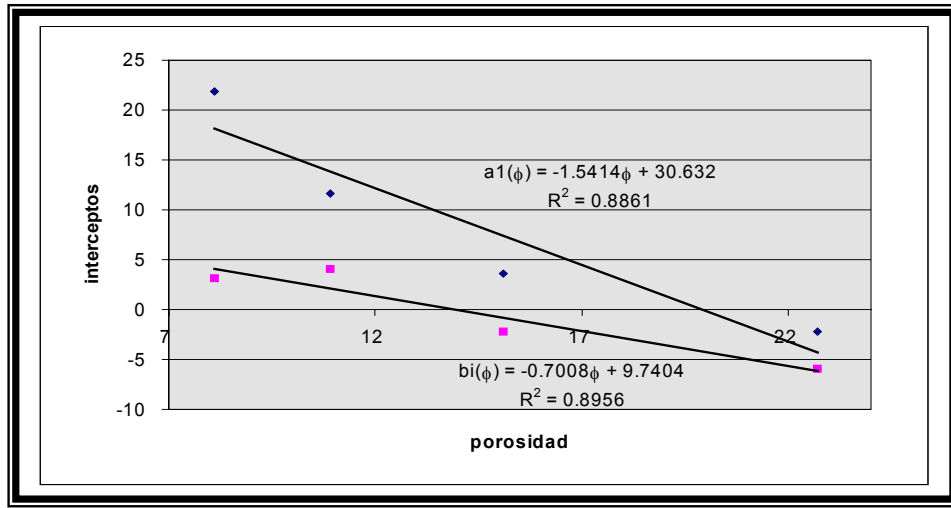


Figura 8.5. Gráficas y ecuaciones de las funciones $a1(\phi)$ y $b1(\phi)$.

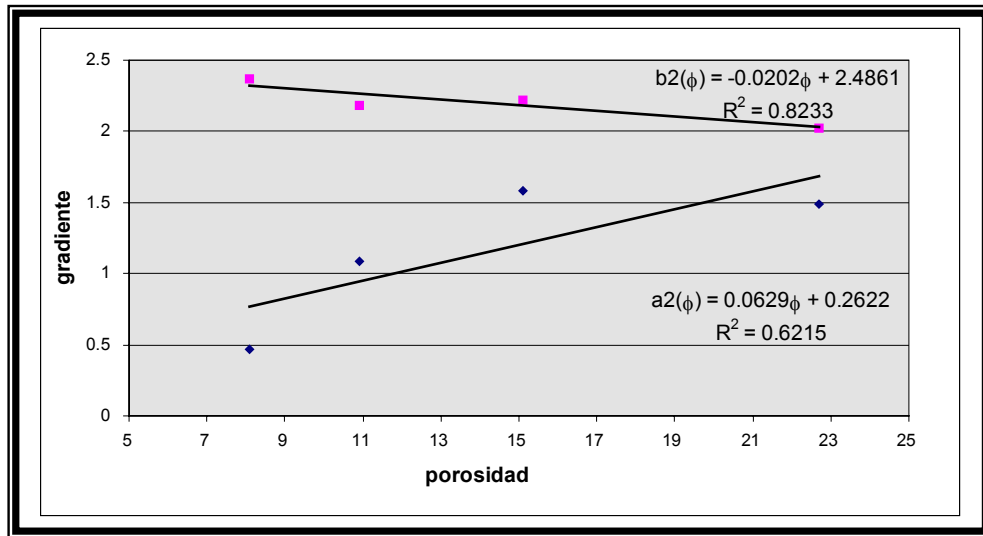


Figura 8.6. Gráficas y ecuaciones de las funciones $a2(\phi)$ y $b2(\phi)$.

Finalmente las ecuaciones equivalentes a las funciones 8.1 y 8.2 para las zonas en estudio vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$Gdry(\phi, Peff) = -0.7008\phi + 9.7404 + (-0.202\phi + 2.4861)\ln(Pdif) \quad (8.3)$$

$$Kdry(\phi, Peff) = -1.5414\phi + 30.632 + (0.0629\phi + 0.2622)\ln(Pdif) \quad (8.4)$$

Las representaciones gráficas de estas funciones se ilustran en la Figura 8.7

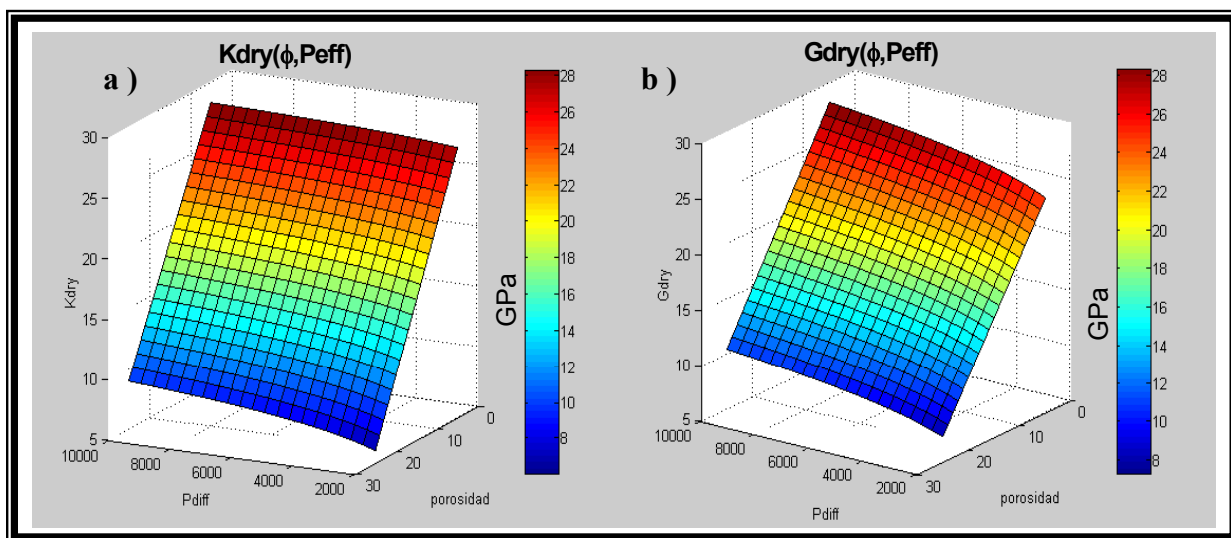


Figura 8.7. Módulos elásticos de la roca seca en función de la porosidad y la presión efectiva.

a) Módulo de Volumen. b) Módulo de Cizalla.

En esta figura se aprecia como los módulos de volumen y cizalla de la roca seca depende más de los cambios de porosidad que de los cambios de presión a la cual esta puede ser sometida, hecho que va a implicar una alta dependencia del comportamiento de los atributos AVO con la porosidad. Si comparamos este comportamiento con el que presentan los datos sintéticos del campo Snorre (Figura 6.3) se puede observar la diferencia existente con respecto a la sensibilidad de la roca seca con respecto a la porosidad, la cual para el caso de los datos sintéticos es significativamente menor.

Con el objetivo de validar las ecuaciones obtenidas estas fueron usadas para calcular los valores de κ_{dry} y μ_{dry} asociados a cada núcleo a partir de los valores de porosidad y presión efectiva de cada uno de estos, y posteriormente fueron comparados con los valores de κ_{dry} y μ_{dry} calculados con las medidas de velocidad tomadas en el laboratorio. La Figura 8.8 muestra los resultados de esta comparación donde se puede observar que se tiene una buena correlación entre valores de κ_{dry} y μ_{dry} calculados con medidas de laboratorio y los calculados con las ecuaciones 8.3 y 8.4, lo que permite comprobar el buen funcionamiento de estas ecuaciones, en especial la relacionada con κ_{dry} cuyas estimaciones son más precisas que para el caso de μ_{dry} .

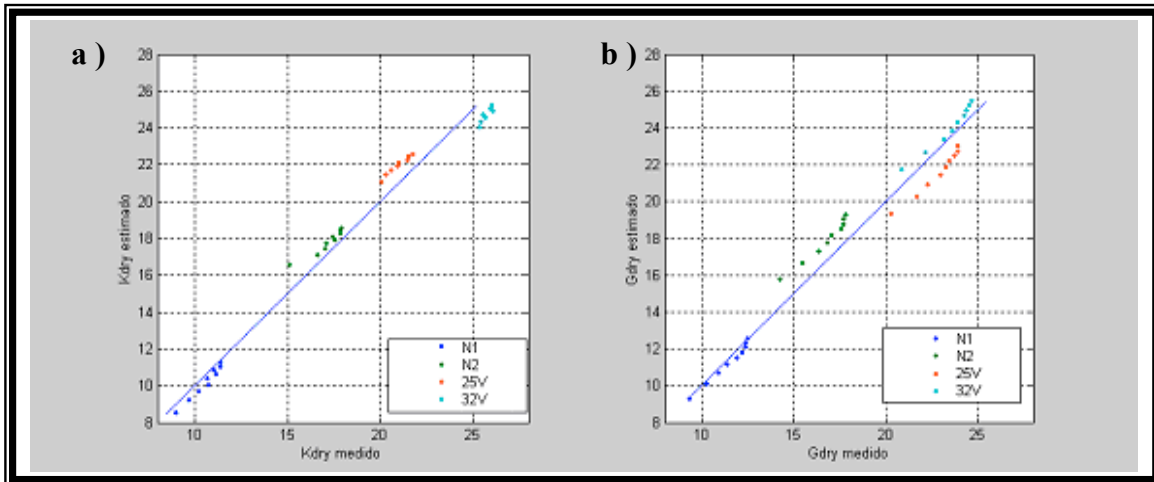


Figura 8.8. Comparación entre los valores de módulos elásticos de la roca seca calculados con los valores de velocidad medidos en el laboratorio y los valores calculados con las funciones 8.3 y 8.4. a) Módulo de volumen. b) Módulo de cizalla.

Otra propiedad de la roca seca que fue necesario estudiar fue el comportamiento de la densidad en función de la porosidad, para esto se gráfico para cada núcleo el valor de la porosidad contra su valor de densidad y se ajusto una línea recta como se muestra en la Figura 8.9. La ecuación de esta línea recta (ecuación 8.5), fue usada para modelar el comportamiento de la densidad en función de la porosidad.

$$\rho_{dry} = -2.4136\phi + 2.6045 \quad (8.5)$$

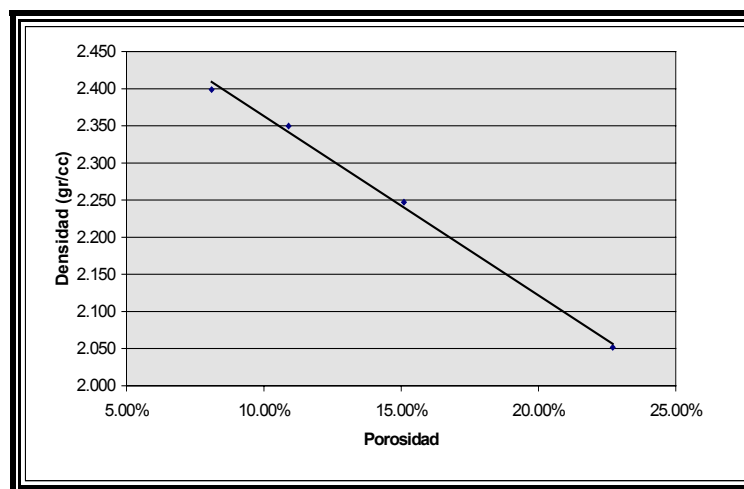


Figura 8.9. Porosidad contra densidad para cada núcleo.

8.5 Modelado de las propiedades sísmicas de la roca saturada

Una vez estimadas las propiedades sísmicas de la roca seca, se estimaron las propiedades sísmicas de la roca saturada, para esto se siguió el procedimiento previamente explicado en el sexto capítulo.

Estas propiedades (velocidades e impedancias), fueron referenciadas a su valor para las condiciones iniciales del yacimiento para modelar los cambios en las velocidades e impedancias de onda P y onda S que se producen como consecuencia de los cambios en la presión y saturación que presenta el yacimiento. El resultado se muestra en la Figura 8.10, donde se pueden observar los cambios en las velocidades e impedancias asociados a variaciones en la saturación de agua y la presión de poro de sus condiciones originales de 15% y 56 MPa respectivamente a 50% y 40 MPa (desde el punto negro al punto rojo), es decir para cambios de saturación de agua de 35% y de presión de poro 16 MPa; los cuales son cambios que por cotejo histórico se conoce están asociados a un tiempo de producción del yacimiento de 5 años.

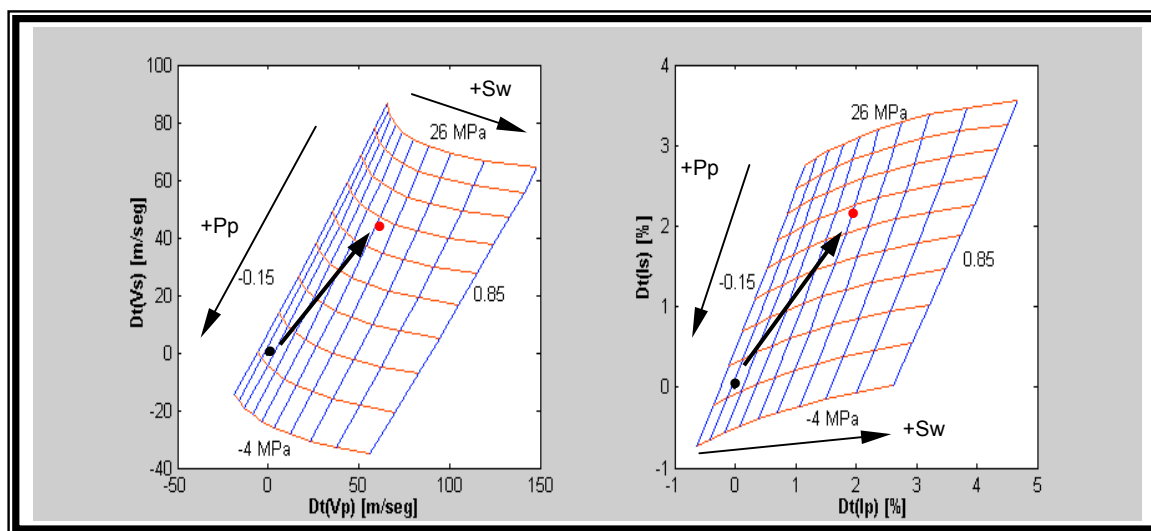


Figura 8.10. Modelado de los cambios en las propiedades sísmicas de la roca saturada en función de los cambios de presión y saturación. a) Velocidades sísmicas. b) Impedancias.

Como se puede observar en la Figura 8.10 estas alteraciones en las condiciones yacimiento producen pequeños cambios en las propiedades sísmicas, los cuales son para las

velocidades de onda P y onda S de aproximadamente 60 y 45 m/seg respectivamente, y para las impedancias de onda P y onda S de aproximadamente 2 y 2,25% respectivamente.

8.6 Modelado del comportamiento de los atributos AVO4D

Finalmente se modelo el comportamiento de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación debido a que estos son observables que se pueden estimar a través los datos sísmicos 4D. Esto se hizo haciendo uso de las expresiones teóricas de estos atributos, así como de las propiedades sísmicas estimadas previamente.

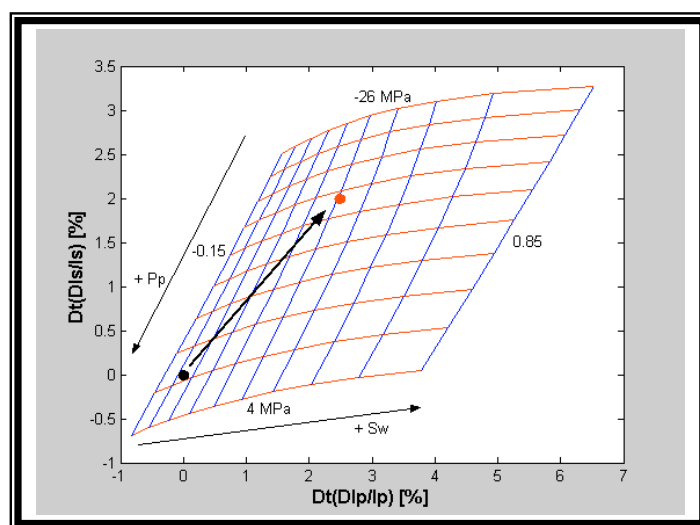


Figura 8.11. Modelado de los atributos AVO4D en función de los cambios de presión y saturación del yacimiento, para una porosidad promedio del yacimiento de 15%.

La Figura 8.11 muestra el resultado del modelado de los atributos AVO4D realizado, en esta se observa como las alteraciones en las condiciones yacimiento mencionadas asociadas a un tiempo de producción de 5 años, producirían cambios en los atributos $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ y $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ de aproximadamente 2 y 2.5% respectivamente, (desde el punto negro al punto rojo).

Finalmente se puede decir, que estos cambios en la saturación de agua y presión de poro serían difícilmente detectables a través de sísmica 4D, ya que debido a las pequeñas modificaciones que causan en las velocidades sísmicas, las impedancias y los atributos

AVO4D pueden ser enmascarados por efectos de ruido o simplemente por falta de repetibilidad entre los registros sísmicos tomados en los distintos tiempos, por lo que no sería conveniente realizar sísmica 4D dado un tiempo de producción de cinco años, para estudiar los cambios en las propiedades dinámicas del yacimiento en la zona en estudio.

8.7 Sensibilidad de los atributos AVO4D a la porosidad

Como ya se mencionó previamente es de esperarse una alta dependencia del comportamiento de los atributos AVO4D con la porosidad. Con el objetivo de comprobar la suposición previamente planteada se realizó el modelado de los atributos AVO4D para los distintos valores de porosidad que presentan los núcleos en estudio y los mismos valores de cambios de presión y saturación previamente mencionados. Los resultados se pueden observar en la Figura 8.7, donde se muestra la alta dependencia del comportamiento de los atributos con la porosidad, lo que va implicar que para realizar la inversión de los datos, en yacimientos con estas características no sería suficiente utilizar una ley única de inversión como en el caso de los datos sintéticos. En estos casos será necesario conocer las distribuciones de porosidad en el yacimiento (los cuales pueden ser estimados por métodos geoestadísticos), para de esta manera utilizar funciones de inversión que se ajusten a la distribución de la porosidad en el yacimiento.

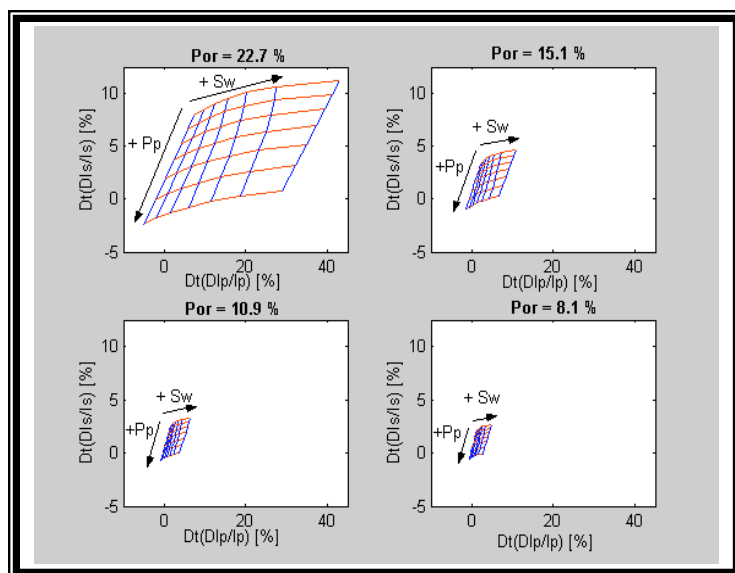


Figura 8.12. Sensibilidad del Modelado de los atributos AVO4D a los cambios en la porosidad.

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se presenta una metodología para estimar cambios en la presión de poro y en la saturación de agua que ocurren en un yacimiento como consecuencia de los procesos de producción y de recuperación mejorada de petróleo. Esta metodología puede ser utilizada para estimar mapas cualitativos y cuantitativos de cambios presión de poro y de saturación de agua, así como para estudiar la factibilidad de realizar sísmica 4D como una vía para hacer un seguimiento de las propiedades dinámicas del yacimiento.

En este trabajo se demuestra que los atributos AVO4D relacionados con la velocidad de cizalla [$\Delta_t(R_s)$, $\Delta_t(\Delta V_s/V_s)$, $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$] son buenos indicadores de los cambios de presión de poro en el yacimiento. Por otra parte, los relacionados con el módulo de Poisson [$\Delta_t(\sigma)$, $\Delta_t(\Delta \sigma/\sigma)$] presentan una alta correlación con los cambios de saturación de agua, mientras que los atributos relacionados con la velocidad de onda P [$\Delta_t(R_p)$, $\Delta_t(\Delta V_p/V_p)$, $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$] están influenciados por una combinación de ambas propiedades.

En este estudio se comprueba que los atributos AVO4D son más sensibles al aumento de presión asociado a zonas de inyección, que a disminuciones de presión vinculadas con zonas de producción; por lo que la inversión de parámetros de presión y de saturación en estas últimas zonas se ven afectadas.

La confiabilidad del proceso de inversión depende de cuan representativos sean las relaciones fenomenológicas que caracterizan el sistema roca-fluido extraídas a partir de mediciones de núcleo.

La metodología utilizada en datos sintéticos permitió estimar mapas cualitativos y cuantitativos de cambios de saturación de agua que varían entre 0-35%, y de presión de poro que varían entre 0-25%, con un error asociado del orden de 5%.

Integrando simulaciones realistas del modelo dinámico del yacimiento junto con el modelado sísmico de atributos AVO4D en función de los cambios de presión y de saturación, permite estimar ordenes de magnitud de los cambios en los atributos asociados a distintos años de producción, lo cual es útil para estudiar la factibilidad de realizar sísmica 4D.

Un estudio de factibilidad sísmica 4D realizado en un campo localizado en el Oriente del País, permitió estimar cambios de 35% saturación de agua y de 16 MPa en la presión de poro, a una profundidad promedio de 4,73 Km en un tiempo de producción de aproximadamente cinco años. Estos inducen cambios en la velocidad de onda compresional y de cizalla de 60 m/seg y 45 m/seg, y en los atributos AVO4D $\Delta_t(\Delta I_p/I_p)$ y $\Delta_t(\Delta I_s/I_s)$ de 2 y 2,5%; los cuales son difícilmente detectables con sísmica de superficie. Por lo tanto se recomienda no hacer sísmica 4D a esta profundidad, en este tipo de yacimiento.

Al igual que otros autores (e.g., Meadows y colaboradores, 2002) se recomienda utilizar relaciones fenomenológicas de forma exponencial o logarítmica para modelar el comportamiento de las velocidades interválicas en tiempo con respecto a la presión. De esta manera se reduce la no unicidad en la inversión de los parámetros de presión y de saturación.

En el caso en el que las velocidades interválicas en tiempo de la onda compresional y de cizalla sean altamente sensibles a la porosidad (como el tipo de roca estudiada en el capítulo 8), se recomienda incluir las distribuciones de porosidad del yacimiento en el proceso de modelado, para de esta manera generar funciones de inversión realistas que se ajusten a las condiciones del yacimiento.

Finalmente, se recomienda utilizar la metodología presentada en este trabajo con el objetivo de determinar mapas de cambios de presión de poro y de saturación de agua en datos reales, siempre y cuando los cambios en las propiedades sísmicas sean significativos; así como también, estudiar el efecto de la relación señal ruido.

CAPÍTULO X

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez P., Malcotti H. y Ortega A., (2002).** *Estimación de cambios de presión y saturación de fluidos del yacimiento a través del análisis de atributos AVO4D.* XI Congreso Venezolano de Geofísica.
- Batzle, M y Wang, Z., (1992).** *Seismic properties of pore fluids.* Geophysics, 57, 1396-1408
- Brown L., Davis T y Batzle M., (2002).** *Integration of Rock Physics, Reservoir Simulation, and Time Lapse Seismic Data for reservoir Characterization at Wyburn Field, Saskatchewan.* SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting. Salt Lake City, Utah. Expanded Abstracts.
- Cole S, Lumley D, Meadows M y Tura A., (2002).** *Pressure and Saturation Inversion of 4D Seismic Data by Rock Physics Forward Modeling.* SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting. Salt Lake City, Utah. Expanded Abstracts.
- Cole S, y Lumley D., (2001).** *Pressure and Saturation Inversion by forward modeling.* 4th Wave Imaging Consortium Report 1.
- Engelmark F. y Lumpur K., (2002).** *Error in propagation in Gassmann modeling for 4D feasibility studies.* The Leading Edge. October. 984-987
- Franco G. (2001),** *Estudio AVO4D para caracterización de parámetros de presión y saturación en un yacimiento.* Proyecto de Grado de la Universidad Simón Bolívar, Departamento de Ciencias de la Tierra.
- Garcia M. y Malcotti H. (2002),** *Desarrollo de técnicas de procesamiento de sísmica 4D: Repetibilidad y cross-equalización.* XI Congreso Venezolano de Geofísica.

Han D. (2001)., *Velocity Measurements on Sandstone Samples from Furrial Field, Venezuela*. Report to PDVSA.

Hampson and Russell Software Services., (2001). *AVO Theory*. Hampson and Russell Software Reference Manual, Calgary, Alberta, Canada.

Hilterman F., (2001). *Seismic Amplitude Interpretation*. Distinguished Instructor Short Course. N° 4. Soc of Expl. Geophys, European Association of Geoscientists & Engineers.

Hoversten M, Gritto R, Washbourne J., (2002). *Fluid saturation and pressure prediction in a multi-component reservoir by combined seismic and electromagnetic imaging*. SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting. Salt Lake City, Utah. Expanded Abstracts.

Landro, M., (1999). *Discrimination between pressure and Fluid saturation changes from time lapse data*. 69th Ann. Internat. Mtg. Soc of Expl. Geophys. Expanded Abstracts.

Lankston R., (1998). *Propagating uncertainty in fluid replacement modeling: a tool for time lapse seismic surveyplanning and amplitude variation with angle (AVA) analysis*. 68th Ann. Internat. Mtg. Soc of Expl. Geophys. Expanded Abstracts.

Liu E. y Xiang Y., (2002). *Effects of fluid saturation and pore pressure on seismic anisotropy*. 72th Ann. Internat. Mtg. Soc of Expl. Geophys. Expanded Abstracts.

Lumley, D., (2001). *Time-Lapse seismic reservoir monitoring*. Geophysics 66, 50-53

Lumley D y Tura A., (2001). *Pressure and saturation uncertainty due seismic noise and impedance inversion error*. 4th Wave Imaging consortium Report 1.

- Mavko, G, Mukerji, T., Dvorkin, J., (1998).** *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media.* Cambridge: Cambridge University Press.
- Meadows M., (2001).** *Enhancements to Landros's method for separating time-lapse pressure and saturation changes,* 71th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 1652-1655
- Meadows M., Adam D., Wright R., Tura A., Cole S., Lumley D. (2002).** *Rock physics analysis for time-lapse seismic at Schiehallion Field, North Sea.* SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting Salt Lake City, Utah. Expanded Abstracts.
- Nivlet F., y Fournier, F., (2001).** *A new methodology to account for uncertainties in 4D seismic interpretation.* 71th Ann. Internat. Mtg. Expanded Abstracts: Soc. of Expl. Geophys.
- Xu, H., Dvorkin J, y Nur A., (2002).** *Time lapse seismic monitoring of reservoir compaction the rock physics basis.* Stanford Rock Physics Laboratory. Report 86.
- Perez E., Mendoza J., Ortega A., (2000).** *Factibilidad de monitoreo sísmico 4-D en el Campo Santa Barbara, Norte de Monagas.* Geoenergía Siglo XXI. 11-15.
- Phillips D, Han D, and Zoeback M., (1989).** *Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity and clay content in sandstone.* Geophysics 54. 82-89.
- Shuey, R., (1993).** *A simplification of the Zoeppritz equations.* Geophysics, 50, 609-614.
- Smith, P., Berg, J. I., Verhelst, F., y Helgensen, J., (2001).** *4-D Seismic in a complex fluvial reservoir. The Snorre feasibility study.* The Leading Edge, March. 270-276.

- Tura A y Lumley D., (1999).** *Estimation pressure and saturation changes from time lapse AVO data*: 69th Ann. Internat. Mtg. Soc of Expl. Geophys. Expanded Abstracts.
- Tura A, y Lumley D., (2001).** *Time Lapse Impedance Crossplot Inversion method*, 4th Wave Imaging Consortium Report 1.
- Tura A, Meadows M., Lumley D y Cole S., (2001).** *Benchmark Synthetic 4D Seismic Data set*, 4th Wave Imaging Consortium Report 1.
- Wang, Z., (2001).** *Y2K Tutorial. Fundamentals of seismic rock physics*. Geophysics, vol 66, no 2, pág. 398-412.
- Yuh S., Yoon S, Gibson R., y Gupta A., (2001).** *Effects of pressure and fluid saturation changes on time-lapse AVO response*. Texas A&M University. 71th Ann. Internat. Mtg. Soc of Expl. Geophys. Expanded Abstracts.
- Yilmaz, O., (2001).** *Image Processing* S.E.G., 1807-1907.
- Xu S y Keys B., (1999).** *Study of the coupled effect of pressure, frequency and fluid content on P and S wave velocities*. S.E.G. 1999. Expanded Abstracts.
- Xu S., Dvorkin J., y Nur A., (2002).** *Time lapse monitoring of reservoir compaction: The rock physics basis*. Stanford Rock Physics Laboratory. Report # 86.

APÉNDICES

Los algoritmos que se presentan en los apéndices A, B y C usan las siguientes funciones:

- 1) **Gassmann**, para calcular las propiedades sísmicas de la roca saturada,
- 2) **Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp**, para calcular las propiedades sísmicas de la roca seca,
- 3) **Batzle_Wang_Brine**, para calcular las propiedades sísmicas del agua,
- 3) **Batzle_Wang_Oil**, para calcular las propiedades sísmicas del petróleo,
- 4) **At_AVO_Imp**, para calcular los atributos impedancias en una determinada interfaces.

Estas funciones se muestran en el Apéndice D

APÉNDICE A

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%                                MODELADO_AVO.M                                %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Este programa permite modelar los espacios de atributos AVO4D en función
% de los cambios de presión de poro y saturación de agua, usando para
% ello ecuaciones empíricas obtenidas para areniscas suaves del Mar del Norte
% para caracterizar el comportamiento de la roca seca, las relaciones de Batzle &
% Wang para caracterizar el fluido y la ecuación de Gassmann para estimar el
% comportamiento sísmico de la roca saturada. Los parámetros de entrada se
% especifican al comienzo del programa
%
% Algoritmo escrito por Pedro K. Alvarez P. (UCV PDVSA-Intevep)
%
clear all
m=10; %Cantidad de líneas
nl=1; %Tamaño de las líneas
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (PARAMETROS DE ENTRADA) %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
T=90.55; %Temperatura del yacimiento en Fahrenheit
API=40; %Densidad en grados API
sal=0.037; %Salinidad del agua en ppm/1000000
GOR=450/5.615; %Relación gas-petróleo en L/L
por=0.30; %Porosidad
Ksolid=36; %Módulo de volumen de la matriz (valor típico para una arenisca)
Sw92=0.35; %Sw inicial
So92=1-Sw92; %So inicial
PpPSI92=5800; %Presión de poro inicial en psi
Pp92=PpPSI92*0.006894757; %Presión de poro inicial en MPa
PoverPSI=8200; %Presión de confinamiento en psi
Pover=PoverPSI.*0.006894757; %Presión de confinamiento en MPa
Vpsh=3.5; %Vp de la capa suprayacente (lutita)
Vssh=1.75; %Vs de la capa suprayacente (lutita)
Dsh=1.8; %Densidad de la capa suprayacente (lutita)
%
Sw=[0:1/m:1]; %Rango de saturación de agua para post-producción
So=1-Sw; %Rango de saturación de petróleo para post-producción
DSw=Sw-Sw92; %Rango de cambios de saturación de agua
```

```

PpPSI=[4300:(7300-4300)/m:7300]; %Rango de Pp en psi para post-produccion
Pp=PpPSI.*0.006894757; %Rango de presion de poro en MPa para post-produccion
Ppavr=5800; %Presion de poro promedio en psi para post-produccion
DPpPSI=PpPSI-PpPSI92; %Rango de cambios de presion de poro
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ATRIBUTOS PARA EL TIEMPO PRE-PRODUCCION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
[Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI92,PoverPSI,Ppavr);
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp92,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp92,API,GOR);
Kflui=1./((Sw92./Kw)+(So92./Ko));
Dflui=(Sw92.*Dw)+(So92.*Do);
[Vpsat92,Vssat92,Dsat92]=Gassmann(Kdry,Gdry, Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
[DIp92,DIs92]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vpsat92,Vssat92,Dsat92);
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% MALLA %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Lineas de Isosaturacion
%
figure
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp,API,GOR);
[Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI,PoverPSI,Ppavr);
for j=1:m+1
    So=1-Sw(j);
    Kflui=1./((Sw(j)./Kw)+(So./Ko));
    Dflui=(Sw(j).*Dw)+(So.*Do);
    [Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry, Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
    [DIp99,DIs99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
    DDIp=(DIp99-DIp92);
    DDIs=(DIs99-DIs92);
    hold on
    d=plot(DDIp,DDIs,'b');
    set(d,'linewidth',nl)
end
%
% Lineas de Isopresion
%
Sw=[0:1/m:1];
So=1-Sw;
for j=1:m+1
    [Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp(j),sal);
    [Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp(j),API,GOR);
    [Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI(j),PoverPSI,Ppavr);
    Kflui=1./((Sw./Kw)+(So./Ko));
    Dflui=(Sw.*Dw)+(So.*Do);
    [Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry, Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
    [DIp99,DIs99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
    DDIp=(DIp99-DIp92);
    DDIs=(DIs99-DIs92);
    hold on
    d=plot(DDIp,DDIs,'r');
    set(d,'linewidth',nl)
end
%
xlabel('Dt (DIp/Ip) ')
ylabel('Dt (DIs/Is) ')

```

APÉNDICE B

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%                               INV_CUALITATIVA.M                               %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Algoritmo para realizar la inversión cualitativa de los cambios
% de presión de poro y saturación de agua en el yacimiento.
%
% Los parametros de entrada relacionados con las características del yacimiento
% se especifican al comienzo del programa.
%
% Otros parametros de entrada son dos archivos ASCII relacionado a los distitos
% tiempos de produccion del yacimiento que contengan en la columna 1
% el valor del gradiente, en la 2 el intercepto, en la 3 el inline, en la 4
% el x-line y en la 5 el tiempo. Para este caso estos archivos se llaman
% atributos_99 y atributos_92, y fueron exportados del software Hampson & Russell
%
% Los parametros de salida son los mapas cualitativos de cambios de
% presion de poro y saturacion de agua en el yacimiento
%
% Algoritmo escrito por Pedro K. Alvarez P. (UCV PDVSA-Intevep)
%
clear all
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%           PROPIEDADES DEL YACIMIENTO %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
T=90.55; %Temperatura del yacimiento en Farenheit
API=40; %Densidad en grados API
sal=0.037; %Salinidad del agua en ppm/1000000
GOR=450/5.615; %Relacion gas-petroleo en L/L
por=0.30; %Porosidad
Ksolid=36; %Módulo de volumen de la matriz (valor tipico para una arenisca)
Sw92=0.35; %Sw inicial
So92=1-Sw92; %So inicial
PpPSI92=5800; %Presion de poro inicial en psi
Pp92=PpPSI92*0.006894757; %Presion de poro inicial en MPa
PoverPSI=8200; %Presion de confinamiento en psi
Pover=PoverPSI*0.006894757; %Presion de confinamiento en MPa
Vpsh=3.5; %Vp de la capa supraduyente (lutita)
Vssh=1.75; %Vs de la capa supraduyente (lutita)
Dsh=1.8; %Dendidad de la capa supraduyente (lutita)
%
m=20;
Sw=[0:1/m:1]; %Rango de saturacion de agua para post-produccion
So=1-Sw; %Rango de saturacion de petroleo para post-produccion
DSw=Sw-Sw92; %Rango de cambios de saturacion de agua
PpPSI=[4300:(7300-4300)/m:7300]; %Rango de Pp en psi para post-produccion
Pp=PpPSI*0.006894757; %Rango de presion de poro en MPa para post-produccion
Ppavr=5800; %Presion de poro promedio en psi para post-produccion
DPpPSI=PpPSI-PpPSI92; %Rango de cambios de presion de poro
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DATOS DE LOS ATRIBUTOS AVO PARA CADA UNO DE LOS TIEMPOS DE PRODUCCION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%
load atributos_99
load atributos_92
```

```

%
mat=atributos_99;
G99=mat(:,1);%gradiente99
I99=mat(:,2);%intercepto99
Ip99=2*I99;
Is99=I99-G99;
%
mat2=atributos_92;
G92=mat2(:,1);%gradiente92
I92=mat2(:,2);%intercepto92
Ip92=2*I92;
Is92=I92-G92;
%
x=mat(:,4);
y=mat(:,3);
%
IpN=(Ip99-Ip92)./Ip92;
IsN=(Is99-Is92)./Is92;
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ATRIBUTOS PARA PRE-PRODUCCION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
[Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI92,PoverPSI,Ppavr);
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp92,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp92,API,GOR);
Kflui=1./((Sw92./Kw)+(So92./Ko));
Dflui=(Sw92.*Dw)+(So92.*Do);
[Vpsat92,Vssat92,Dsat92]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
[Dip92,DIs92]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vpsat92,Vssat92,Dsat92);
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% EJE DE CAMBIOS DE PRESION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp,API,GOR);
[Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI,PoverPSI,Ppavr);
Sw=Sw92;
So=1-Sw;
Kflui=1./((Sw./Kw)+(So./Ko));
Dflui=(Sw.*Dw)+(So.*Do);
[Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
[Dip99,DIs99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
DDDip=(Dip99-Dip92)/Dip92;
DDDis=(DIs99-DIs92)/DIs92;
%
% Coeficiente de la recta que mejor se ajusta al eje de presion
%
EEP=polyfit(DDDip,DDDis,1);
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% EJE DE CAMBIOS DE SATURACION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
Sw=[0:1/m:1];
So=1-Sw;
Pp=Pp92;PpPSI=PpPSI92;
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp,API,GOR);
[Kdry,Gdry, Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI,PoverPSI,Ppavr);
Kflui=1./((Sw./Kw)+(So./Ko));
Dflui=(Sw.*Dw)+(So.*Do);

```

```

[Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
[DIp99,Dis99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
DDIp=(DIp99-DIp92)/DIp92;
DDIs=(Dis99-Dis92)/Dis92;
%
% Coeficiente de la recta que mejor se ajusta al eje de saturacion
%
EES=polyfit(DDIp,DDIs,1);
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ESTIMACION DE LOS ATRIBUTOS 1 Y 2, MEDIANTE ROTACION DEL SIST. COOR. %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Angulo entre el eje de presión y una recta horizontal en sentido antihorario
%
ang=atan(EES(1));
%
% Angulo entre el eje de saturacion rotado y una recta vertical en sentido
%antihorario
%
ajEES=polyval(EES,DDIp);
xr=DDIp*cos(ang)+ajEES*sin(ang);
yr=-DDIp*sin(ang)+ajEES*cos(ang);
ESR=polyfit(xr,yr,1);
m=-1/ESR(1);
ang2=atan(m);
%
xrD=IpN*cos(ang)+IsN*sin(ang);
A1=-IpN*sin(ang)+IsN*cos(ang);
A2=tan(ang2)*A1+xrD;
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% MAPAS CUALITATIVOS DE LOS CAMBIOS DE Pp y Sw %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Escala de colores de azul a rojo con blanco para colores medios
%
factor=2.52;
%
for i=1:64
    t(i)=1-[(i-1)./factor].*0.04];
end
%
for i=1:32
    Color(32-(i-1),3)=t(i.*2);
    Color(32-(i-1),2)=t(i.*2);
    Color(32-(i-1),1)=1;
    Color(33+(i-1),3)=1;
    Color(33+(i-1),2)=t(i.*2);
    Color(33+(i-1),1)=t(i.*2);
end
%
[nc b]=size(x);
for l=1:nc
    matdP(x(l),y(l))=A1(l);
end
%
xax=1:1:420;
yax=1:1:420;
%
%
%
%

```

```

%
figure
contourf(xax,yax,matdP,100)
axis('ij')
colormap(Color)
shading flat
caxis([-max(A1),max(A1)])
xlabel('inline')
ylabel('xline')
colorbar ('vert')
title('ATRIBUTO 1 - CAMBIOS CUALITATIVOS DE Sw')
%
for l=1:nc
    matdP(x(l),y(l))=A2(l);
end
%
figure
contourf(xax,yax,matdP,100)
axis('ij')
colormap(Color)
shading flat
caxis([-max(A2),max(A2)])
xlabel('inline')
ylabel('xline')
colorbar ('vert')
title('ATRIBUTO 2 - CAMBIOS CUALITATIVOS DE Pp')

```

APÉNDICE C

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%                                INV_CUANTITATIVA.M                                %%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
% Algoritmo para realizar la inversión cuantitativa de los cambios
% de presión de poro y saturación de agua en el yacimiento.
%
% Los parametros de entrada relacionados con las características del yacimiento
% se especifican al comienzo del programa.
%
% Otros parametros de entrada son dos archivos ASCII relacionado a los distitos
% tiempos de produccion del yacimiento que contengan en la columna 1
% el valor del gradiente, en la 2 el intercepto, en la 3 el inline, en la 4
% el x-line y en la 5 el tiempo. Para este caso estos archivos se llaman
% atributos_99 y atributos_92, y fueron exportados del software Hampson & Russell
%
% Los parametros de salida son las graficas de las funciones de
% inversion, asi como los mapas cuantitativos de cambios de presion de
% poro y saturacion de agua en el yacimiento
%
% Algoritmo escrito por Pedro K. Alvarez P. (UCV PDVSA-Intevep)
%
clear all
m=15; %Discretizacion de la funcion de inversion
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%   PROPIEDADES DEL YACIMIENTO   %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
T=90.55; %Temperatura del yacimiento en Farenheit
API=40; %Densidad en grados API
sal=0.037; %Salinidad del agua en ppm/1000000
GOR=450/5.615; %Relacion gas-petroleo en L/L
por=0.30; %Porosidad
Ksolid=36; %Módulo de volumen de la matriz (valor tipico para una arenisca)
Sw92=0.35; %Sw inicial
So92=1-Sw92; %So inicial
PpPSI92=5800; %Presion de poro inicial en psi
Pp92=PpPSI92*0.006894757; %Presion de poro inicial en MPa
PoverPSI=8200; %Presion de confinamiento en psi
Pover=PoverPSI.*0.006894757; %Presion de confinamiento en MPa
Vpsh=3.5; %Vp de la capa supraduyente (lutita)
Vssh=1.75; %Vs de la capa supraduyente (lutita)
Dsh=1.8; %Dendidad de la capa supraduyente (lutita)
%
Sw=[0:1/m:1]; %Rango de saturacion de agua para post-produccion
So=1-Sw; %Rango de saturacion de petroleo para post-produccion
DSw=Sw-Sw92; %Rango de cambios de saturacion de agua
PpPSI=[4300:(7300-4300)/m:7300]; %Rango de Pp en psi para post-produccion
Pp=PpPSI.*0.006894757; %Rango de presion de poro en MPa para post-produccion
Ppavr=5800; %Presion de poro promedio en psi para post-produccion
DPpPSI=PpPSI-PpPSI92; %Rango de cambios de presion de poro
%
%
%
%
%
%
%
%
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DATOS DE LOS ATRIBUTOS AVO PARA CADA UNO DE LOS TIEMPOS DE PRODUCCION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
load atributos_99
load atributos_92
%
mat=atributos_99;
G99=mat(:,1);
I99=mat(:,2);
Ip99=2*I99;
Is99=I99-G99;
%
mat2=atributos_92;
G92=mat2(:,1);
I92=mat2(:,2);
Ip92=2*I92;
Is92=I92-G92;
IpN=(Ip99-Ip92)./Ip92;
IsN=(Is99-Is92)./Is92;
%
x=mat(:,4);
y=mat(:,3);
%
[nc b]=size(x);
%
for i=1:nc
    matIp(x(i),y(i))=IpN(i);
    matIs(x(i),y(i))=IsN(i);
end
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ATRIBUTOS PARA PRE-PRODUCCION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
[Kdry,Gdry,Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI92,PoverPSI,Ppavr);
[Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp92,sal);
[Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp92,API,GOR);
Kflui=1./((Sw92./Kw)+(So92./Ko));
Dflui=(Sw92.*Dw)+(So92.*Do);
[Vpsat92,Vssat92,Dsat92]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
[DIP92,DIS92]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vpsat92,Vssat92,Dsat92);
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% FUNCIONES DE INVERSION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
Sw=[0:1/m:1];
So=1-Sw;
for i=1:m+1
    for j=1:m+1
        [Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp(j),sal);
        [Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp(j),API,GOR);
        [Kdry,Gdry,Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI(j),PoverPSI,Ppavr);
        Kflui=1./((Sw(i)./Kw)+(So(i)./Ko));
        Dflui=(Sw(i).*Dw)+(So(i).*Do);
        [Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
        [DIP99,DIS99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
        DDIP(i,j)=(DIP99-DIP92)./DIP92;
        DDIS(i,j)=(DIS99-DIS92)./DIS92;
        PPpPSI(i,j)=PpPSI(j)-PpPSI92;
    end
end
end

```

```

%
for i=1:m+1;
    [Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp(i),sal);
    [Do,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp(i),API,GOR);
    [Kdry,Gdry,Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI(i),PoverPSI,Ppavr);
    for j=1:m+1
        So=1-Sw(j);
        Kflui=1./((Sw(j)./Kw)+(So./Ko));
        Dflui=(Sw(j).*Dw)+(So.*Do);
        [Vp2,Vs2,D2]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid);
        [DIp99,DIs99]=At_AVO_Imp(Vpsh,Vssh,Dsh,Vp2,Vs2,D2);
        DDDIp(i,j)=(DIp99-DIp92)/DIp92;
        DDDIs(i,j)=(DIs99-DIs92)/DIs92;
        SW(i,j)=Sw(j)-Sw92;
    end
end
%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ESCALA DE COLORES DE AZUL A ROJO Y BLANCO PARA COLORES MEDIOS %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
factor=2.52; %Factor de escalamiento de colores
%
for i=1:64
    t(i)=1-(((i-1)./factor).*0.04];
end
%
for i=1:32
    Color(32-(i-1),3)=t(i.*2);
    Color(32-(i-1),2)=t(i.*2);
    Color(32-(i-1),1)=1;
    Color(33+(i-1),3)=1;
    Color(33+(i-1),2)=t(i.*2);
    Color(33+(i-1),1)=t(i.*2);
end
%

figure
surf(DDIp,DDIs,PPpPSI);
colorbar
colormap(Color)
xlabel('DIp/Ip')
ylabel('DIs/Is')
zlabel('Pp [PSI]')
title('funcion de Inversion de Pp')
grid on
%
figure
surf(DDDIp,DDDIIs,SW);
colorbar
colormap(Color)
xlabel('DIp/Ip')
ylabel('DIs/Is')
zlabel('Sw')
title('funcion de Inversion de Sw')
grid on
%
%
%
%
%
%
%

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% EVALUACION DE LOS ATRIBUTOS EN LA FUNCION DE INVERSION %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%
k=1;
for i=1:420
    for j=1:420
        PpE(i,j)=griddata(DDIp,DDIs,PPpPSI,matIp(i,j),matIs(i,j),'cubic');
        SwE(i,j)=griddata(DDDIp,DDDis,SW,matIp(i,j),matIs(i,j),'cubic');
    end
    k=k+1
end
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% REPRESENTACION GRAFICA DE LOS CAMBIOS DE Pp Y Sw ESTIMADOS %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
figure
xax=1:1:420;
yax=1:1:420;
contourf(xax,yax,PpE,100)
axis('ij')
colormap (Color)
shading flat
caxis([-1*max(max(PpE)),max(max(PpE))])
colorbar ('vert')
xlabel('inline')
ylabel('xline')
title('Cambios de Pp estimados')
%
figure
contourf(xax,yax,SwE,100)
axis('ij')
colormap (Color)
shading interpolate
caxis([min(min(SwE)),max(max(SwE))])
xlabel('inline')
ylabel('xline')
colorbar ('vert')
title('Cambios de Sw estimados')

```

APÉNDICE D

FUNCIONES USADAS EN LOS PROGRAMAS PRESENTADOS EN LOS APÉNDICES A, B Y C

```
-----
%
%   Gassmann
%
%   Estima Vp y Vs de la roca saturada usando la ecuacion de Gassmann
%   Estima la densidad de la roca saturada
%
% Definicion de parametros
%
% Kdry=módulo de volumen de la roca seca
% Gdry=módulo de cizalla de la roca seca
% Kflui=módulo de volumen del fluido
% Dfluid=densidad del fluido
% por=porosidad
% Ksolid=módulo de volumen de la matriz
% Vpsat=velocidad de onda P de la roca saturada
% Vssat=velocidad de onda S de la roca saturada
% Dsat=densidad de la roca saturada
%
function [Vpsat,Vssat,Dsat]=Gassmann(Kdry,Gdry,Ddry,Kflui,Dflui,por,Ksolid)
%
N=(1-(Kdry./Ksolid)).^2;
D=(por./Kflui)+((1-por)./Ksolid)-(Kdry./(Ksolid^2));
Ksat=Kdry+(N./D);
Gsat=Gdry;
%
Dsat=Ddry+(Dflui.*por);
%
Vpsat=((Ksat./Dsat) + ((4/3)*Gsat./Dsat)).^0.5;
Vssat=(Gsat./Dsat).^0.5;
```

```
-----
%
%   Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp
%
%   Calcula la densidad, módulo de volumen y cizalla de la roca seca en
%   funcion de los cambios de Presion de poro, basado en ecuaciones
%   empiricas reportadas para areniscas suaves del Mar del Norte
%
% Definicion de parametros
%
% por=porosidad del yacimiento
% PpPSI=presion de poro en PSI
% PoverPSI=presion de confinamiento en PSI
% Ppavr=presion poro promedio
% Kdry=módulo de volumen de la roca seca en GPa
% Gdry=módulo de cizalla de la roca seca en GPa
% Ddry=densidad de la roca seca en gr/cc
%
function [Kdry,Gdry,Ddry]=Ecu_Emp_Rdry_vs_Pp(por,PpPSI,PoverPSI,Ppavr)
%
Kpor = 7 - 5.*por;
Gpor= 4 - 3.*por;
Dpor= 2 - 1.*por;
%
Pdiffavr=PoverPSI-Ppavr;
PefectPSI=PoverPSI-PpPSI;
Pdiff=PefectPSI;
```

```

DPdiff=(Pdiff-Pdiffavr)/Pdiffavr;
%
Kdry=Kpor + 2.2.*DPdiff - 1.4.*(DPdiff.^2);
Gdry=Gpor + 1.1.*DPdiff - 0.9.*(DPdiff.^2);
Ddry=Dpor;

-----

%
%   Batzle_Wang_Brine
%
%   Estima el módulo de volumen y la densidad de una solución salina
%   usando las ecuaciones Batzle & Wang
%
%   Definición de parámetros
%
%   sal=salinidad en ppm/1000000
%   T=temperatura en Grados Centígrados
%   Pp=Presión de poro en Mpa
%
function [Kw,Dw]=Batzle_Wang_Brine(T,Pp,sal)
%
Dww=1+1E-6*(-80*T-3.3*T^2+0.00175*T^3+489*Pp-2*T*Pp+0.016*T^2*Pp-1.3E-5*T^3*Pp-
0.333*Pp.^2-0.002*T*Pp.^2);
%
Dw=Dww+sal*(0.668+0.44*sal+1E-6*(300*Pp-2400*Pp*sal+T*(80+3*T-3300*sal-
13*Pp+47*Pp*sal)));
%
Vpw=(1402.85+1.524*Pp+3.437E-3*Pp.^2-1.197E-5*Pp.^3+4.871*T-0.0111*T*Pp+1.739E-
4*T*Pp.^2-1.628E-6*T*Pp.^3-0.04783*T^2+2.747E-4*T^2*Pp-2.135E-6*T^2*Pp.^2+1.237E-
8*T^2*Pp.^3+1.487E-4*T^3-6.503E-7*T^3*Pp-1.455E-8*T^3*Pp.^2+1.327E-10*T^3*Pp.^3-
2.197E-7*T^4+7.987E-10*T^4*Pp+5.230E-11*T^4*Pp.^2-4.614E-13*T^4*Pp.^3);
%
Vpb=(Vpw+sal*(1170-9.6*T+.055*T^2-8.5E-5*T^3+2.6*Pp-0.0029*T*Pp-
0.0476*Pp.^2)+sal^1.5*(780-10*Pp+0.16*Pp.^2)-820*sal^2)/1000;
%
Kw=Dw.*Vpb.^2;

-----

%
%   Batzle_Wang_Oil
%
%   Calcula el módulo de volumen y la densidad del petróleo según
%   las ecuaciones de Batzle & Wang
%
%   Definición de parámetros
%
%   T=temperatura en grados centígrados
%   Pp=Presión de poro en MPa
%   API=Grados API del petróleo
%   GOR=Relación gas-petróleo en L/L
%   Ko=Módulo de volumen del petróleo en GPa
%   Domg=Densidad del petróleo en gr/cc
%
function [Domg,Ko]=Batzle_Wang_Oil(T,Pp,API,GOR);
%
Doo=141.5/(API+131.5);
%
G=GOR./(2.03*(Pp*exp(0.02878*API-0.0037*T)).^1.205);
%
Bo=0.972+0.00038*(2.4*GOR*(G./Doo).^5+T+17.8).^1.175;
%

```

```

Do=(Doo./Bo)*(1+0.001*GOR)^-1;
%
Vpo=((2096*(Do./(2.6-Do)).^5-3.7*T+4.64*Pp)+0.0115*(4.12*((1.08./Do)-1).^5-1)*T.*Pp)/1000;
%
Dog=(Doo+0.0012*G.*GOR)./Bo;
%
Domg=(Dog+(0.0027*Pp-1.71*10^-7*Pp.^3).*(Dog-1.15).^2+3.49*10^-4*Pp)./(0.972+3.81*10^-4*(T+17.78)^1.175);
%
Ko=Domg.*Vpo.^2;

```

```

%
% Atr_AVO_Imp
%
% Calcula los atributos AVO cambios relativos de impedancia de onda P y S
% para una determinada interface
%
% Definicion de parametros
%
% DIp_Ip=Cambio relativo de impedancia de onda P
% DIIs_Is=Cambio relativo de impedancia de onda S
% Vp1= Velocidad de onda P de la capa superior
% Vs1= Velocidad de onda S de la capa superior
% D1= Densidad de la capa superior
% Vp2= Velocidad de onda P de la capa inferior
% Vs2= Velocidad de onda S de la capa inferior
% D2= Densidad de la capa inferior
%
function [DIp_Ip,DIIs_Is]=Atr_AVO_Imp(Vp1,Vs1,D1,Vp2,Vs2,D2);
%
Ip1=Vp1.*D1;
Ip2=Vp2.*D2;
%
Is1=Vs1.*D1;
Is2=Vs2.*D2;
%
DIp_Ip=(Ip2-Ip1)./(0.5*(Ip2+Ip1));
DIIs_Is=(Is2-Is1)./(0.5*(Is2+Is1));

```