

GENERACIÓN DE SISMOGRAMAS SINTÉTICOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS DE GASSMANN

JOHN HENRY ALZATE B.

Ingeniero de Petróleos, Universidad Nacional de Colombia. e-mail: jhalzate@unalmed.edu.co

GUILLERMO ARTURO ALZATE E.

Ingeniero de Petróleos, M.Sc., Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. e-mail: gaalzate@unalmed.edu.co.

RESUMEN:

Este artículo presenta la aplicación de la ecuación de Gassmann para generar sismogramas sintéticos y la diferencia entre sismogramas cuando cambia alguna de las propiedades del yacimiento. La ecuación de Gassmann es ampliamente usada en la industria del petróleo para modelar los efectos del tipo de fluido y las propiedades del fluido y de la roca sobre la respuesta sísmica. La ecuación de Gassmann también tiene en cuenta el cambio en el estado de esfuerzos por medio del módulo total de la roca seca, el cual es función del esfuerzo efectivo.

Los sismogramas obtenidos se asemejan a los registros sísmicos procesados. Es decir, a los sismogramas obtenidos después de llevar a cabo la migración de las trazas y de realizar la convolución de la serie de coeficientes de reflexión con una ondata tipo Ricker de fase cero.

El modelo desarrollado (codificado en FORTRAN – MATLAB) se aplica al análisis de los siguientes efectos sobre los sismogramas: (i) efecto del cambio en temperatura, (ii) efecto de la porosidad, (iii) efecto de las intercalaciones arcillosas, (iv) efecto de la sustitución de fluidos con y sin cambio en presión y temperatura, (v) efecto de la profundidad del yacimiento o magnitud del esfuerzo efectivo.

PALABRAS CLAVES: Sismograma sintético, Ecuación de Gassmann, Sustitución de fluidos, Monitoreo sísmico, Sísmica 4D.

ABSTRACT:

This paper presents the application of the Gassmann equation to produce synthetic seismograms and the difference between seismograms when any reservoir property changes. The Gassmann equation is a widely used relationship in the oil industry to model the effects of fluid type, fluid properties, and rock properties on the seismic response. The Gassmann equation also takes account of the change in the stress state through the change in the dry rock bulk modulus with the effective stress.

The seismograms obtained resemble the seismic survey after processing. That is, the seismograms after migration, convoluted with a zero phase Ricker wavelet and noise free. To model the wave propagation, the ray tracing theory is employed.

The model (codified in FORTRAN – MATLAB) is applied to analyze the following effects: (i) Temperature effect, (ii) Porosity effect, (iii) Shally interlayer beds, (iv) Fluid substitution with and without pressure and temperature changes, and (v) Reservoir depth or magnitude of the effective stress.

KEYWORDS: Synthetic seismogram, Gassmann equation, Fluid substitution, Seismic monitoring, 4D seismic, time-lapse seismic.

INTRODUCCIÓN

Una de las ciencias que más se relaciona con la ingeniería de petróleos es la geofísica, y entre sus técnicas la que más evolucionado es la sísmica. De los primeros registros sísmicos bidimensionales o sismogramas se ha pasado a la generación de volúmenes sísmicos; con lo cual se mejora la interpretación de las estructuras del subsuelo y se hace más fácil para el usuario final tener una concepción tridimensional de la corteza terrestre. A mediados de la década de 1980 se inicia la aplicación de la sísmica en la detección de los cambios en la saturación de fluidos durante la explotación de yacimientos de petróleo, lo que requiere en esencia, la repetición de registros sísmicos sobre el mismo sitio pero espaciados en el tiempo.

Por ser la toma de dichos registros sísmicos una técnica costosa, es pertinente para efectos de control de calidad de los registros o

para realizar estudios previos que determinen su aplicabilidad y para predecir la respuesta sísmica del medio. La ecuación de Gassmann, desarrollada desde 1951, posibilita calcular el cambio en la velocidad de propagación de las ondas compresionales y de cizalla cuando cambian las propiedades del fluido saturante o las propiedades de la roca misma como resultado del cambio en el estado de esfuerzos. Estos cambios pueden ser provocados por la producción de fluidos o por la implementación de algún método de recobro mejorado sobre el yacimiento bajo estudio. La ecuación de Gassmann predice con exactitud la velocidad de propagación de ondas en el rango de 0-200Hz; y facilita por ende la generación de los sismogramas sintéticos.

La generación de sismogramas sintéticos es de vital importancia para realizar estudios de factibilidad de monitoreo de yacimientos de hidrocarburos (producción primaria y procesos de recobro

mejorado) con sísmica; para interpretar resultados que inicialmente no están de acuerdo con lo esperado y para comparar el modelo de computador con sismogramas reales. Otra aplicación con gran potencial lo constituye el acople de la generación de los sismogramas con un simulador de flujo de fluidos en el yacimiento encaminado a realizar el ajuste histórico (history matching) de los datos de producción y realizar pronósticos de producción para diferentes escenarios de desarrollo de un yacimiento.

Para modelar la propagación de las ondas se emplea la teoría del trazo del rayo, la cual supone que la dirección de propagación de la onda es perpendicular al frente de onda en cada punto. También se supone que los rayos inciden perpendicularmente a las interfaces acústicas (rayos de cero offset).

Los resultados generados por el programa muestran que: (i) cualquier proceso que se lleve a cabo en un yacimiento es más factible de monitorear sísmicamente cuando se trata de un yacimiento somero, (ii) el monitoreo sísmico de una inyección de agua se puede realizar siempre que el fluido de yacimiento sea un gas o un crudo liviano, (iii) una interfase gas-líquido en una roca con las mismas propiedades, se ve como una deflexión positiva de las trazas, (iv) el mayor cambio entre sismogramas debido a un cambio en saturación se presenta cuando se reemplaza gas por agua o viceversa, (v) la presencia de un estrato con alto contenido de arcillas se aprecia como una deflexión negativa de las trazas.

LA ECUACIÓN DE GASSMANN

Las ecuaciones de Gassmann relacionan los módulos total y de cizalla de un medio poroso isotrópico saturado, conformado por un sólo mineral; con los módulos total y de cizalla del mismo medio seco. El estudio de Gassmann establece que el módulo de cizalla es independiente de la presencia de fluido. Gassmann (Gassmann, 1951) basó su deducción y análisis para un sistema cuasi estático, es decir, baja frecuencia de onda, y por lo tanto los fenómenos de dispersión son irrelevantes. Las suposiciones básicas del trabajo de Gassmann son:

1. Tanto la matriz como el esqueleto de la roca son macroscópicamente homogéneos.
2. Todos los poros están interconectados o intercomunicados.
3. Los poros están llenos con un fluido que no presenta fricción con el medio.
4. El sistema roca-fluido en estudio es cerrado (no drenado).
5. El fluido no interactúa con el sólido para ablandar o endurecer el esqueleto.

Las ecuaciones de Gassmann son:

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

Donde K_j y G_j representan respectivamente el módulo total o inverso de la compresibilidad y el módulo de cizalla para:

$j = d$: roca a saturación irreducible del fluido humectante.

$j = m$: matriz sólida o mineral.
 $j = f$: fluidos que saturan la roca.

Mientras que K^* y G^* representan respectivamente el módulo total o inverso de la compresibilidad y el módulo de cizalla para la roca saturada con fluidos. A continuación se describe en forma breve la obtención de los parámetros presentes en las ecuaciones (1).

El módulo total y el módulo de cizalla de un medio se relacionan con la velocidad de propagación de las ondas compresionales y de cizalla según las siguientes ecuaciones:

$$K_d = \rho_d \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (2)$$

$$G_d = \rho_d V_s^2 \quad (3)$$

En el laboratorio, K_d y G_d deben ser medidos a condición de saturación irreducible

del fluido humectante. La saturación irreducible de fluido se considera como parte del esqueleto de la roca y no del espacio poroso.

El módulo total de la fase fluido, K_f , se calcula a partir del módulo total y la saturación de cada uno de los fluidos presentes. La ecuación de Wood (Ecuación 4) es una aproximación muy utilizada para su cálculo y supone que la presión capilar entre las fases presentes es despreciable.

$$\frac{1}{K_f} = \sum_i \frac{S_i}{K_i} \quad (4)$$

La densidad total del medio saturado, ρ^* , se calcula como:

$$\rho^* = \rho_d + \phi \rho_f \quad (5)$$

Donde la densidad del fluido se calcula como,

$$\rho_f = \sum_i \rho_i S_i \quad (6)$$

y la densidad del esqueleto de la roca es,

$$\rho_d = (1 - \phi) \rho_m \quad (7)$$

De las ecuaciones (2) hasta (7) se calculan los dos (2) parámetros fundamentales que afectan la propagación de las ondas en un medio poroso y que están presentes en las ecuaciones de Gassman, ecs. (1).

Generación de sismogramas.

Para un medio poroso de propiedades conocidas de litología, saturación, presión y temperatura, es posible calcular la velocidad a la que se propagan las ondas sísmicas en dicho medio, y por ende también, se puede calcular la impedancia acústica, definida como:

$$Z = \rho V \quad (8)$$

Al suponer rayos de incidencia perpendicular a la interfase, el

coeficiente de reflexión R, se puede calcular como:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (9)$$

El cálculo del coeficiente de reflexión para cada una de las interfases, modelo físico, permite obtener el vector de reflectividades, el cual representa el contraste acústico a lo largo de todas las unidades que conforman el modelo físico. La respuesta de esta serie de reflectividades al paso de una ondita sísmica se conoce como traza sísmica (Figura 1). El efecto del paso de la ondita, impulso sísmico, por las diferentes unidades está descrito por la convolución de dichas señales en el dominio del tiempo.

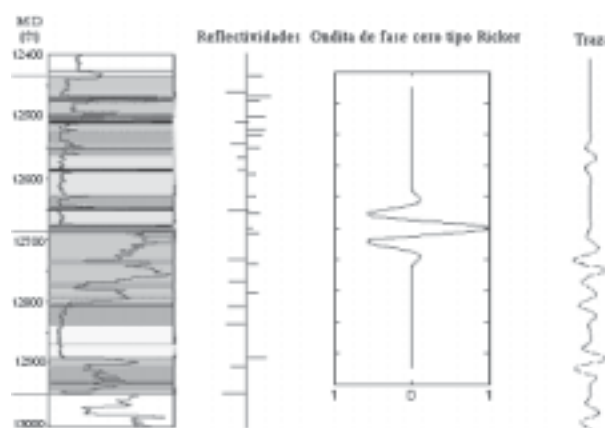


Figura 1. Efecto de la perturbación sísmica.

A continuación se realiza una breve descripción del concepto matemático de convolución. Si $R(t)$ es la función que describe la serie de reflectividades y $w(t)$ la función que representa la ondita; la convolución de R y w se define como (Percival et. al 2000):

$$R(t) * w(t) = \int_{-\infty}^{\infty} R(u)w(t-u)du \quad (10)$$

En el espacio discreto, el equivalente de la ecuación (10) es:

$$R * w = \sum_{u=-\infty}^{\infty} R_u w_{t-u}, \quad t = \dots, -1, 0, 1, \dots \quad (11)$$

Para el caso en estudio, no se tiene una serie infinita sino que la serie de coeficientes de reflexión es una serie finita y la ondita también puede ser representada por una serie finita.

Si m es la longitud del vector que almacena los coeficientes de reflexión (R_m) y n es la longitud del vector que contiene la ondita discretizada (w_n), entonces la convolución entre R y w es un vector h de longitud $m+n-1$ cuyo k -ésimo elemento se calcula como:

$$h(k) = \sum_{j=1}^{\min(m,n)} R_j w_{k+1-j} \quad (12)$$

La figura 2 muestra el proceso de convolución de una ondita digitalizada; con una serie de reflectividades y la respuesta que se obtiene, la cual sería la traza sísmica. Este proceso se lleva a cabo con cada columna de la matriz de coeficientes de reflexión para obtener cada columna de la matriz que representa el sismograma.

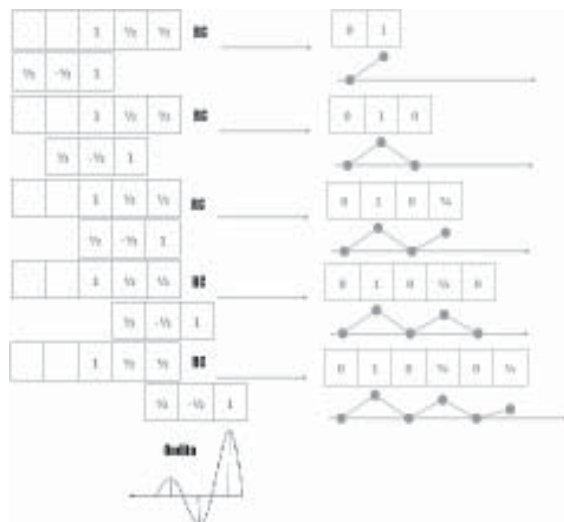


Figura 2. Convolución en el espacio discreto.

Para analizar la respuesta sísmica simulada ante el cambio de las principales variables en el yacimiento se fijan unas variables y se ejecuta el programa cambiando la variable de interés. Los siguientes son los parámetros básicos del modelo físico adoptados en este estudio:

- La columna estratigráfica está conformada por ocho unidades diferentes. Las cuatro primeras unidades representan la sobrecarga. Las otras cuatro unidades corresponden a la zona con hidrocarburos. Esto implica que en las imágenes se espera observar siete interfases o anomalías.
- La señal u ondita sísmica empleada es una ondita tipo Ricker, de fase cero y 100 Hz de frecuencia.
- La composición mineralógica introducida para todas las unidades corresponde a diferentes composiciones típicas para areniscas. Lo anterior debido a que las correlaciones para calcular el cambio del módulo total con porosidad, contenido de arcillas y esfuerzo efectivo están desarrolladas para areniscas.
- El tope del yacimiento está a 4386 m (14390 pies) y una presión de 51.02 MPa y 75.0° C de temperatura.
- A través del yacimiento se tienen cuatro unidades con diferente saturación de fluidos. El fluido analizado es un crudo de 22.3° API. El gas tiene una gravedad específica de 0.70 y el agua de formación es una salmuera de NaCl 75000 ppm. El GOR del campo es 630 scf/bbl (112.20 l/l).

Las imágenes producidas y que se reportan en este artículo siguen la convención adoptada por la mayoría de las empresas de

geofísica a nivel mundial. La figura 3 ilustra la convención empleada. Esta convención es como sigue:

- Un coeficiente de reflexión positivo, se produce cuando hay un aumento en la impedancia acústica (cuando se va de superficie hacia el fondo). Esto implica que la amplitud de la traza es positiva y se representa con diferentes tonos azul, dependiendo de la magnitud.
- Un coeficiente de reflexión negativo, se produce cuando la impedancia acústica disminuye (al comparar la unidad de arriba con la unidad adyacente). Esto implica que la amplitud de la traza es negativa y se representa con diferentes tonos de rojo, dependiendo de la magnitud.

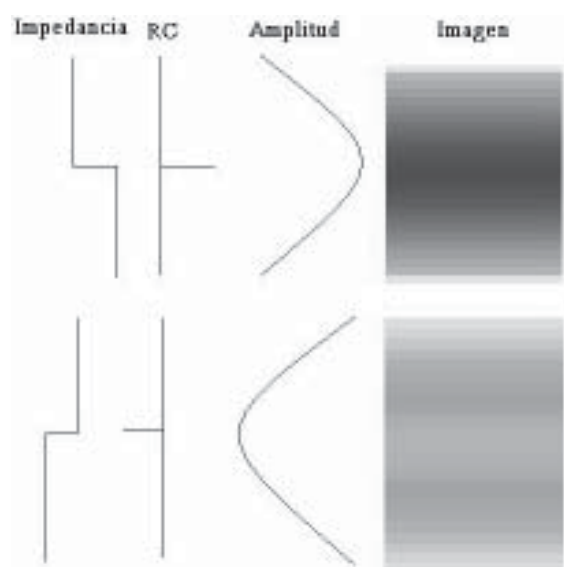


Figura 3. Convenciones usadas al generar las imágenes sísmicas.

RESULTADOS

Cambio en temperatura. Se analiza el efecto del cambio en temperatura sobre la respuesta sísmica. La temperatura inicial del yacimiento es 75° C. En el caso de una disminución de temperatura (figura 4), se toma como temperatura final 65°C y en el caso de aumento en temperatura (figura 5), la temperatura es 85°C.

En las figuras 4 y 5 se puede ver que el cambio en temperatura afecta principalmente las propiedades de los fluidos de yacimiento, pues para las zonas o estratos no yacimiento la diferencia es imperceptible. De acuerdo con la diferencia entre los sismogramas no es posible interpretar si lo ocurrido en el yacimiento es un aumento o una disminución en la temperatura, pues ambas imágenes son similares. Las propiedades de los fluidos de yacimiento son más sensibles al cambio en temperatura que los fluidos que puedan estar en los estratos superiores; pues por fuera del yacimiento la diferencia entre sismogramas es imperceptible.

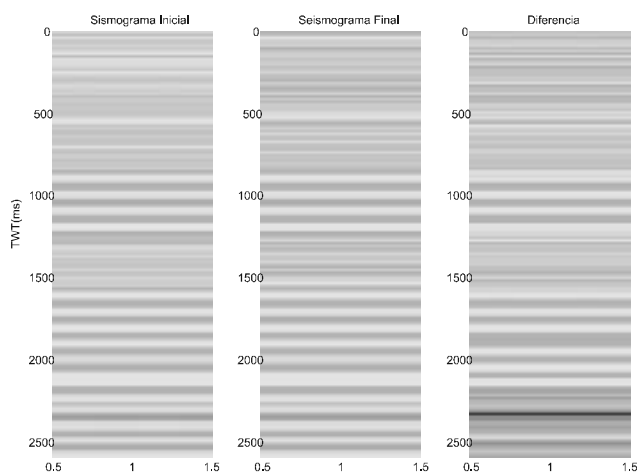


Figura 4. Disminución de temperatura.

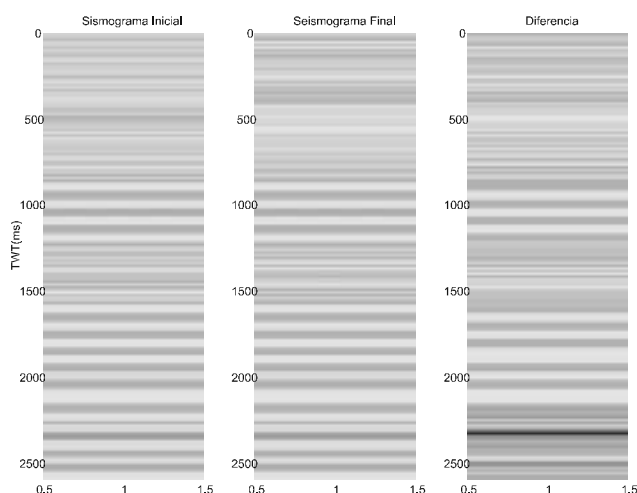


Figura 5. Aumento de temperatura.

UNIDAD	POROSIDAD %	Sw, %	So, %
1	30	100	0
2	27	100	0
3	25	100	0
4	30	100	0
5	28	30	50
6	16	32	50
7	14	33	50
8	10	40	50

Tabla 1 Estado de saturación y porosidades.

Efecto de la porosidad. Para analizar el efecto de la porosidad sobre el sismograma se considera que se tienen los valores que

se presentan en la Tabla 1 para las porosidades y saturaciones para las diferentes unidades que conforman el modelo físico.

entre las unidades 6 y 8.

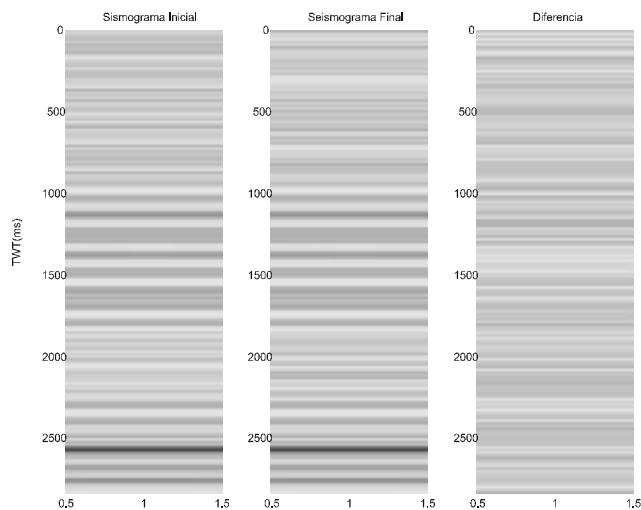


Figura 6. Efecto de la porosidad.

De la figura 6, se observa que en las interfases donde la porosidad disminuye, el coeficiente de reflexión es positivo, y por lo tanto la interfase aparece de color azul. Este es el caso de la primera y la segunda interfase. Entre las unidades 3 y 4 se presenta un aumento en la porosidad y el resultado es una interfase de color rojo, indicando un coeficiente de reflexión negativo. Entre las unidades 4 y 5, el tope del yacimiento, el efecto predominante es el contraste en saturaciones; pues aunque la porosidad disminuye entre las capas 4 y 5, la interfase aparece de color rojo, indicando que la impedancia en la unidad 5 es menor que en la unidad 4.

Entre las unidades 5 y 6 se presenta la mayor disminución de porosidad y la saturación de fluidos se mantiene igual. Es por esto que el coeficiente de reflexión es positivo y además es el mayor a través de toda la sección sísmica. Las dos últimas interfases son positivas y la intensidad en el color se corresponde con la magnitud del contraste en porosidad entre dichas unidades. El sismograma 'diferencia' no presenta ninguna anomalía. Es claro que si entre el sismograma inicial y final no hay ningún cambio en las condiciones de yacimiento, en dicha sección no aparecerá ningún tipo de anomalía.

En forma general se puede decir que cuando la porosidad disminuye, si la saturación y las demás variables se mantienen constantes, la impedancia acústica aumenta y por tanto se presenta una interfase de color azul. Lo contrario sucede cuando la porosidad aumenta. En este caso dicha interfase se observa de color rojo. Cuando se presentan cambios en las demás variables junto con el cambio en porosidad; el resultado es impredecible.

Efecto de la litología. Para analizar el efecto de la litología, se mantienen constantes tanto la porosidad como la saturación utilizados en el análisis del efecto de la porosidad (Tabla 1), pero se incluye un cambio en la composición mineralógica de algunos estratos. En la tabla 2 se presenta la composición mineralógica adoptada para cada una de las unidades litológicas que conforman el modelo físico. Se pretende analizar el efecto de incluir un estrato de arcillas, intercalado entre las unidades 3 y 5, y otro intercalado

UNIDAD	CUARZO	FELDESPATOS	ARCILLAS
1	77	23	0
2	77	23	0
3	77	23	0
4	0	0	100
5	77	23	0
6	77	23	0
7	0	0	100
8	77	23	0

Tabla 2. Composición mineralógica para analizar el efecto de las arcillas.

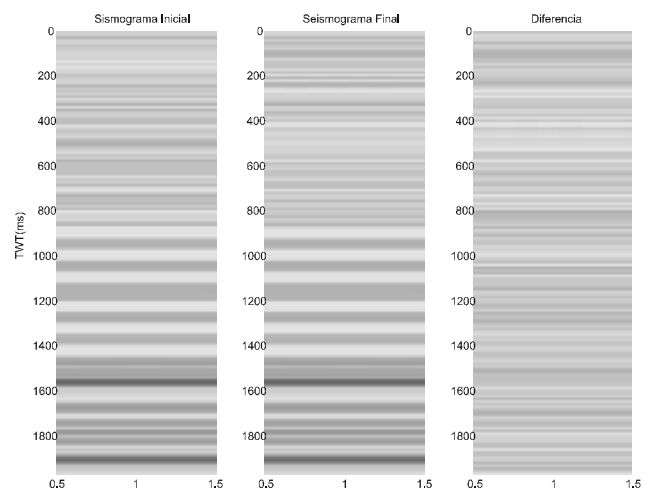


Figura 7. Efecto de la litología. Lutita en arenisca.

En la figura 7 no es posible observar la señal proveniente de las dos primeras interfases, pues tanto la composición mineralógica como la saturación se mantienen constantes, y la porosidad es muy semejante.

La primera anomalía que se observa es un coeficiente de reflexión negativo y de gran magnitud. Sin lugar a dudas esta proviene de la interfase arenisca-arcilla (shale) entre las unidades 3 y 4. En la siguiente interfase se tiene un coeficiente de reflexión positivo (azul intenso) perteneciente a la siguiente interfase arcilla - arenisca. En este caso, se observa adyacente a la anterior interfase debido a que el paquete de arcillas es muy delgado comparado con la longitud de onda en este medio. La siguiente anomalía pertenece a una interfase arenisca - arenisca, y se hace visible debido a que el contraste en porosidad es grande (16%). Las últimas dos interfases (rojo sobre azul) representan el otro paquete de arcillas; en este caso más grueso.

Cambio en saturaciones.

Sustitución de petróleo por agua. En este caso se pretende analizar el efecto de sustituir petróleo por agua, sin cambiar la presión y la temperatura. Las propiedades de los fluidos se presentan en la

tabla 3, y en la figura 8 se muestran los sismogramas y el cambio entre estos.

El desplazar petróleo con agua manteniendo la presión y la temperatura constante puede ser el caso de un yacimiento produciendo debido a la presencia de un acuífero activo o también puede ser el caso de un proceso de inyección de agua como método de recobro.

Presión	51.02 MPa
Temperatura	75 °C
Gravedad API	22.3°
GOR	112.2 litro/litro
Gravedad específica del gas	0.7
Salinidad del agua de formación	75000 ppm de NaCl

Tabla 3. Propiedades empleadas para obtener las figuras 8 y 9

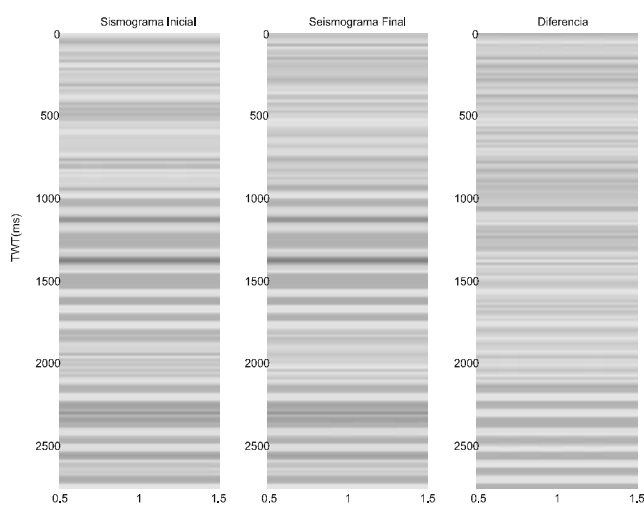


Figura 8. Desplazamiento de crudo con agua. Presión y temperatura igual entre sismogramas.

En la figura 8, se identifican sólo seis anomalías de las siete esperadas. La primera interfase se observa a unos 1100 ms y el coeficiente de reflexión es positivo. Esto se debe a que la porosidad es menor en la unidad inferior.

La siguiente anomalía proviene de la segunda interfase acústica. En este caso el coeficiente de reflexión también es positivo, pero de mayor magnitud que en la anterior interfase. Aunque la disminución en porosidad es similar comparada con la interfase anterior, el estar a una mayor profundidad resulta en una mayor diferencia en el esfuerzo efectivo (aumenta más rápido la presión de sobrecarga que la presión de poro); lo cual explica el mayor valor del coeficiente de reflexión.

La siguiente interfase acústica no se alcanza a apreciar. En este caso, lo único que diferencia las dos unidades es el esfuerzo efectivo y la diferencia es pequeña.

La tercera anomalía que se observa es un coeficiente de reflexión negativo y se constituye en el coeficiente negativo mayor en valor absoluto. En este caso, la propiedad que hace la diferencia es la saturación de fluido, pues se tiene la interfase entre una arenisca saturada 100 % con agua y una arenisca similar con una saturación del 30% agua, 35% crudo y 35% gas. El contenido de hidrocarburos hace que el módulo total sea menor en la unidad inferior.

Al continuar hacia abajo en el sismograma, se observa un pequeño coeficiente de reflexión negativo, el cual no tiene explicación si no es por el contenido de arcillas que es un poco mayor en la unidad inferior. El resto de las anomalías tienen exactamente la misma explicación. Dentro del yacimiento, cuando aumenta el contenido de arcillas, disminuye la impedancia y viceversa que es lo que se espera de un cambio en litología de estos, cuando el esfuerzo efectivo y las demás variables no cambian apreciablemente.

En el sismograma final, todas las interfases tienen la misma interpretación que para el sismograma inicial. La única diferencia es que la anomalía que representa el tope del yacimiento tiene un color rojo más intenso. Esto se debe a que en las condiciones futuras, la primera unidad dentro del yacimiento tiene más gas y menos crudo, conservando la cantidad de agua.

En el sismograma diferencia no se observa ninguna anomalía, lo que implica que a la profundidad que se encuentra el yacimiento es muy difícil monitorear la sustitución de hidrocarburos por agua.

Es probable que el principal factor limitante sea la profundidad, pues cabe recordar que a medida que el esfuerzo efectivo aumenta con el aumento en profundidad, la roca empieza a ser menos sensible a cambios en los fluidos y a cambios en su participación en la saturación.

Con miras a dilucidar en forma más clara cualquier diferencia poco notable entre los sismogramas, se plantea el método de normalizar la matriz diferencia. Este proceso consiste en dividir la matriz que almacena la diferencia entre los sismogramas por la mayor entrada en valor absoluto que contenga dicha matriz. En la figura 9 se presenta el resultado para el caso analizado en la figura 8.

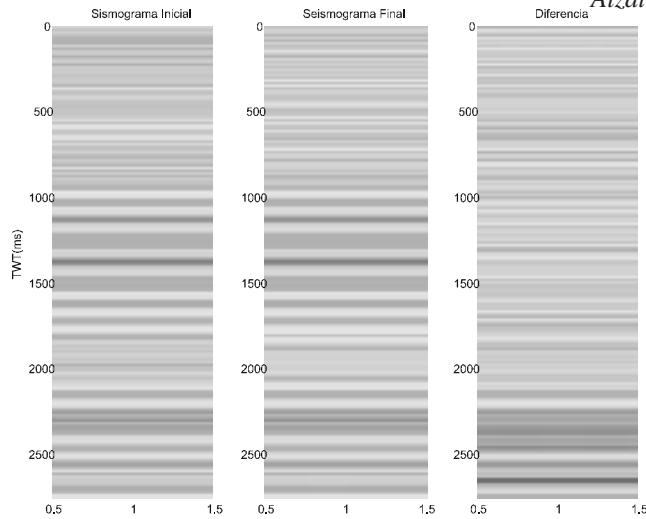


Figura 9. Sustitución de petróleo con agua. Presión y temperatura igual entre sismogramas. Diferencia normalizada.

Al normalizar el sismograma diferencia, figura 9, se observa que la diferencia por fuera del yacimiento sigue siendo cero, pero la diferencia al interior del yacimiento sí se hace visible como efecto de la sustitución de petróleo por agua. Se confirma entonces que la sustitución de fluidos sí genera un cambio en las propiedades acústicas que puede visualizarse a partir del manejo de la información sísmica.

Sustitución de petróleo por agua con aumento en presión y disminución en temperatura. En este caso se supone que como resultado de la inyección de agua, la presión del yacimiento aumenta y la temperatura disminuye. Las propiedades de los fluidos se reportan en la Tabla 3, y las condiciones inicial y final para el yacimiento son:

- Temperatura inicial: 75°C.
- Temperatura final: 65°C
- Presión inicial: 51.02 MPa.
- Presión final: 61.02 MPa.

La figura 10 presenta los resultados sin normalizar la diferencia y en la figura 11 se presenta el sismograma diferencia normalizado.

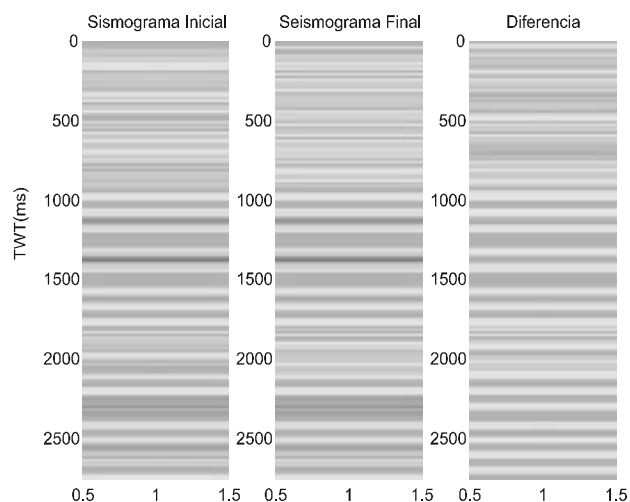


Figura 10. Sustitución de petróleo con agua con aumento de presión y disminución de temperatura.

Similar al caso anterior, el efecto en el cambio en presión y temperatura se ven opacados por el alto esfuerzo efectivo al que está sometida la roca a esta profundidad (figura 10). La diferencia normalizada entre sismogramas, figura 11, y que es semejante a lo mostrado en la figura 9, confirma que los cambios observados se deben exclusivamente a la sustitución de fluidos y no al cambio de presión y/o temperatura.

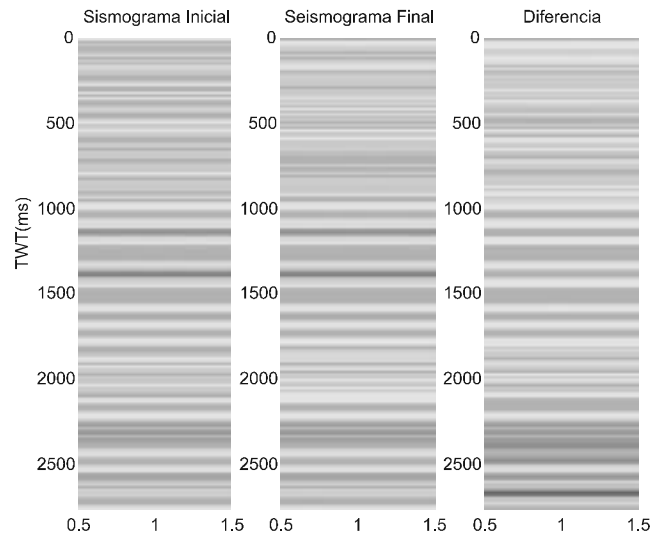


Figura 11. Sustitución de petróleo con agua con aumento de presión y disminución de temperatura. Diferencia normalizada.

Sustitución de petróleo por gas con aumento en presión y disminución en temperatura. En este caso se pretende analizar el caso de la sustitución de petróleo por gas. Se supone que como resultado de la inyección de gas, la presión del yacimiento aumenta y la temperatura disminuye. Las condiciones inicial y final para el yacimiento son:

- Temperatura inicial: 75°C.
- Temperatura final: 65°C
- Presión inicial: 51.02 MPa.
- Presión final: 61.02 MPa.

En la figura 12 se presentan los resultados obtenidos al normalizar el sismograma diferencia. Los cambios en presión y temperatura son los mismos que en el caso de sustitución de petróleo por agua. Al aumentar la profundidad del yacimiento, los cambios en las propiedades sísmicas como resultado de un cambio en el estado de saturación son muy pequeños. Se aprecia en la figura 12 que aunque la diferencia entre sismogramas es pequeña, ésta es diferente al cambio obtenido al desplazar el petróleo con agua bajo las mismas condiciones de presión y temperatura (figura 11).

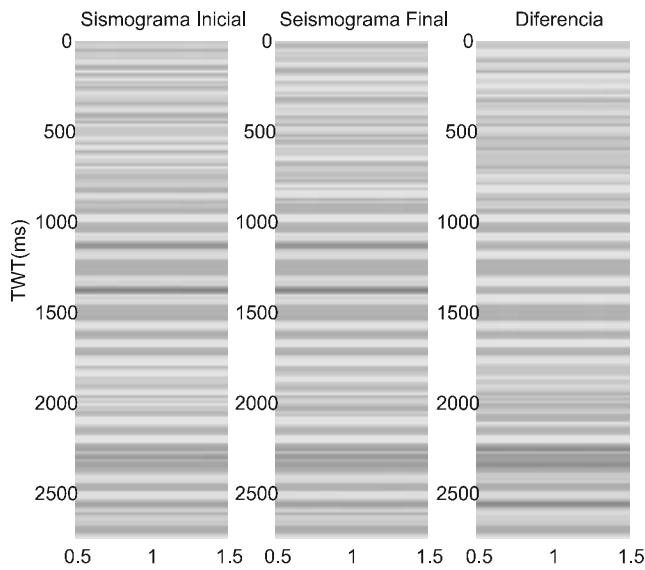


Figura 12. Sustitución de petróleo con gas con aumento en presión y disminución en temperatura. Diferencia normalizada.

Sustitución de gas con agua con aumento en presión y disminución en temperatura. Las propiedades de los fluidos se presentan en la tabla 3. En este caso se supone que como resultado de la inyección de agua, la presión del yacimiento aumenta y la temperatura disminuye. Las condiciones inicial y final para el yacimiento son:

- Temperatura inicial: 75°C.
- Temperatura final: 65°C.
- Presión inicial: 51.02 MPa.
- Presión final: 61.02 MPa.

Los resultados muestran una pequeña diferencia entre sismogramas sin tener que normalizar la diferencia (Figura 13). Esto se debe a que el mayor contraste entre las propiedades sísmicas de los fluidos se da entre el gas que es un fluido altamente compresible y el agua que es un fluido prácticamente incompresible. La diferencia normalizada (Figura 14) corrobora esto al mostrar una mayor intensidad de los colores en toda la zona de yacimiento.

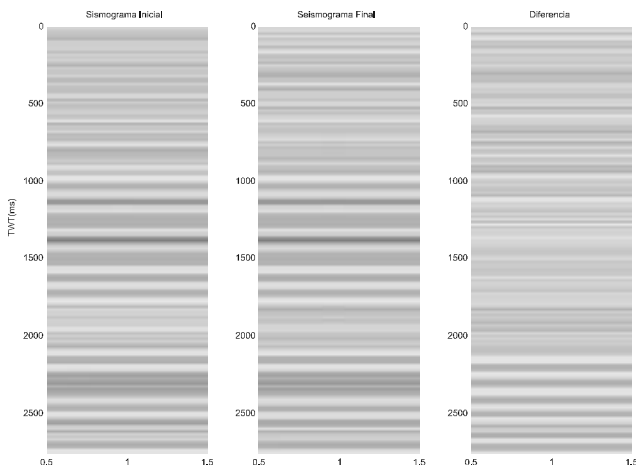


Figura 13. Sustitución de gas por agua con aumento en presión y reducción en temperatura.

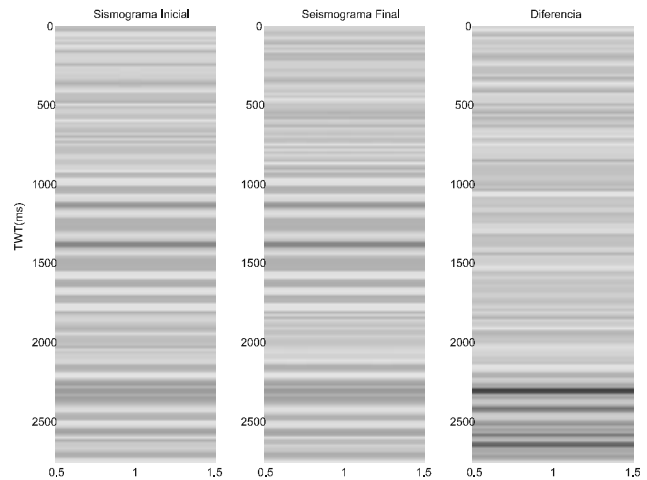


Figura 14. Sustitución de gas por agua con aumento en presión y reducción en temperatura. Diferencia normalizada.

Efecto de la profundidad del yacimiento. La profundidad a la cual se encuentra el yacimiento es una de las variables más importantes a la hora de analizar la factibilidad de monitoreo de un yacimiento mediante la señal sísmica. Para analizar el efecto de la profundidad del yacimiento se considera el caso de tener el tope del yacimiento a dos (2) profundidades diferentes, 1972 metros y 4386 metros, respectivamente; y para ambos casos calcular el cambio en el sismograma al reducir la presión del yacimientos de 51.02 a 41.02 Mpa.

En la figura 15 se observa la respuesta del yacimiento que se encuentra a 1972 metros de profundidad, y en la figura 16 se observa la respuesta del yacimiento a una profundidad de 4386 metros.

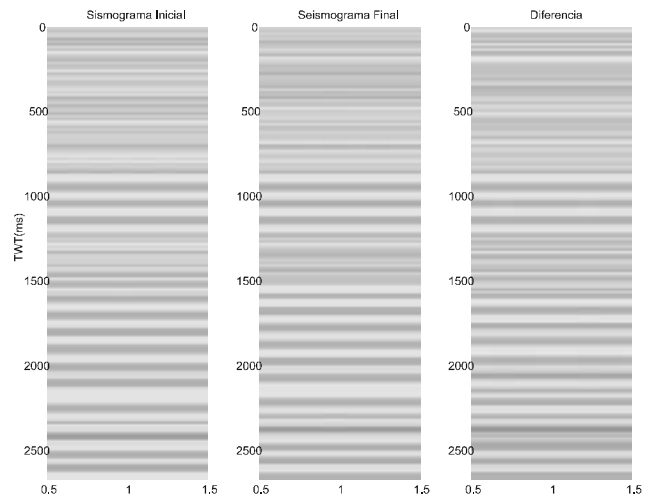


Figura 15. Cambio de presión. Yacimiento a 1972 metros.

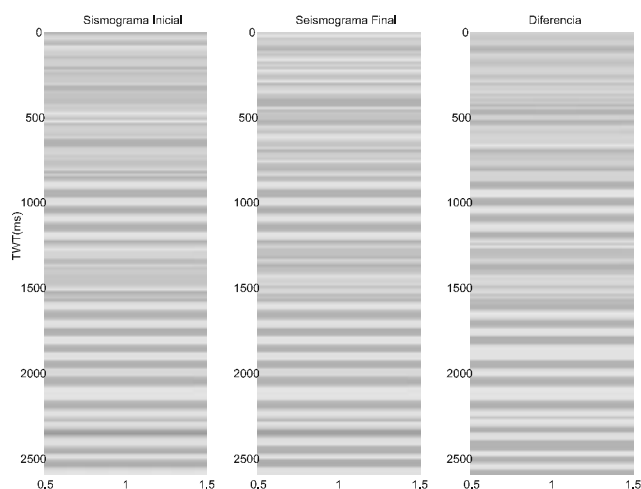


Figura 16. Cambio de presión. Yacimiento a 4386 metros.

De las figuras 15 y 16 se puede observar que el monitoreo de un yacimiento a través de la sísmica es mucho más factible cuando se trata de un yacimiento poco profundo. Para el yacimiento somero, a 1972 metros de profundidad (figura 15), el cambio en presión de 10 MPa produce una diferencia sísmica que se puede observar a simple vista. El aumento en el esfuerzo efectivo al reducir la presión de poro genera un aumento en la velocidad de propagación de las ondas, y el tiempo de viaje al cual aparecen las interfases acústicas que están en el yacimiento disminuye. Por ejemplo, la primera interfase roja que en el sismograma inicial se observa abajo de los 2000 milisegundos, en el sismograma final se presenta en los 2000 milisegundos de tiempo de viaje (TWT). Estas diferencias se observan también en el sismograma diferencia.

En el caso del yacimiento profundo (figura 16), la reducción en la presión de poro de 10 MPa, no es suficiente para generar diferencia visible entre los dos sismogramas, e inclusive en el sismograma diferencia. Los tiempos de viaje a los cuales aparece cada una de las interfases no varían considerablemente.

En el yacimiento somero; la sobrecarga es menor y el esfuerzo total es menor y por tanto, el esfuerzo efectivo es menor. De acuerdo con la relación entre esfuerzo efectivo y velocidad: un mismo cambio en el esfuerzo efectivo produce un mayor cambio en la velocidad cuando la magnitud del esfuerzo efectivo es menor. Este fenómeno es tal que a valores de esfuerzo efectivo muy altos, la curva se hace horizontal; y un cambio en la presión de poro o en el esfuerzo total no refleja un cambio en la velocidad.

CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló un modelo de computador para calcular secciones sísmicas sintéticas. Con este modelo es posible simular la respuesta sísmica en una sección del yacimiento y realizar estudios de sensibilidad que permitan visualizar en cada caso como cambia la respuesta sísmica cuando cambia alguna de las propiedades del medio poroso como estado de saturación, presión y/o temperatura. De los resultados que reporta el modelo y del análisis de los mismos se concluye que:

- Procesos de producción o de inyección de fluidos en yacimientos someros son más factibles de monitorear mediante sísmica 4D. Bajo condición de bajo esfuerzo efectivo, cambios en las propiedades del fluido saturante del medio poroso resultan en

cambios importantes en las velocidades acústicas.

- Una interfase gas-líquido en un yacimiento aparecerá como una deflexión positiva de la traza sísmica, siempre que los demás parámetros que afectan la impedancia acústica como la porosidad, la mineralogía, el módulo total y de cizalla sean iguales a ambos lados de la interfase.
- Cuando se presenta la sustitución de gas por agua en el yacimiento, sin variar mucho la presión, el efecto neto es el aumento de las propiedades sísmicas como las velocidades V_p y V_s , y la impedancia acústica.
- Para yacimientos profundos, el efecto del cambio en presión puede llegar a ser despreciable debido al alto valor de esfuerzo efectivo in-situ, y visualizar un cambio con tiempo en la traza sísmica es poco probable.
- El mayor cambio entre sismogramas debido a un cambio en saturación se presenta cuando se reemplaza gas por agua o viceversa debido a que el mayor contraste en compresibilidades se da entre estos dos fluidos.
- La presencia de un estrato con alto contenido de arcillas se aprecia de color rojo según las convenciones adoptadas; debido al bajo valor de módulo total que presentan las arcillas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos al convenio ECOPETROL-PIEDEMONT-UNALMED por el apoyo económico y a los miembros del Grupo de Investigación en Geomecánica Aplicada (GIGA) por los valiosos aportes y críticas constructivas.

Nomenclatura

K =	Módulo total, Mpa
G =	Módulo de cizalla, Mpa
V =	Velocidad de propagación, m/s
Z =	Impedancia acústica, kg/m ² s
S =	Saturación de fluidos
R =	Coefficiente de reflexión
w =	Ondita acústica digitalizada
h =	Vector que almacena el producto de la convolución entre R y w
TWT =	Tiempo de viaje, ms
?	Porosidad
?	Densidad, g/cm ³

Superíndices

*	Propiedades de la roca saturada
---	---------------------------------

Subíndices

d =	Propiedades de la roca a saturación irreducible de fluido humectante
f =	Propiedades de la fase fluida
m =	Propiedades de la matriz
p =	Ondas compresionales
s =	Ondas de cizalla

REFERENCIAS

- ALZATE, J.H. Generación de Sismogramas Sintéticos a Partir de la Ecuación de Sustitución de Fluidos de Gassmann. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Facultad de Minas (2004).
- BATZLE, M. and WANG, Z., Seismic properties of pore fluids, Geophysics, Vol. 57, No. 11, pp. 1396-1408, 1992.

- BERRYMAN, J.G., Origin of Gassmann's Equation, *Geophysics*, 1999, Vol. 64, N° 5, 1627.
- BROWN, R.J. and KORRINGA, J., On the Dependence of the Elastic Properties of a Porous Rock on the Compressibility of the Pore Fluid, *Geophysics*, 1975, Vol. 40, N° 4, 608.
- EBERHART-PHILLIPS, D., HAN, D., and ZOBACK, M., Empirical Relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone, *Geophysics*, vol. 54, No 1 (January 1989). pp 82-89.
- GASSMANN, F., Elastic Waves Through a Packing of Spheres, *Geophysics*, Vol. 16, pp. 673-685, 1951.
- NUR, A.M. and WANG, Z., 1987. In-Situ Seismic Monitoring EOR: The Petrophysical Basis: Artículo SPE 16865.
- PERCIVAL, D.B. and WALDEN, A.T.: *Wavelet Methods for Time Series Analysis*, primera edición, Cambridge University Press, Cambridge (2000).
- WANG, Z., *Fundamentals of Rock Physics: Y2K Tutorial*, *Geophysics*, 2001, Vol. 66, N° 2, 398.
- WANG, Z., Feasibility of time-lapse seismic reservoir monitoring: The physical basis. *The Leading Edge*, September 1997. pp 1327-1329.