

Titulo:
**DESEMPEÑO DE UN SENSOR DISTRIBUIDO POLIMÉRICO DE
HIDROCARBUROS, EN HIDROCARBUROS COMERCIALES (GASOLINA
DIESEL)**

Miguel Orozco Alvarado*, Luis Garcia Hernandez, Alfredo Márquez Lucero*
Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Miguel de Cervantes #120,
Complejo Industrial Chihuahua,
Chihuahua, Chih. 31109, Mexico Tel.: 52 (614) 439 1100
miguel.orozco@cimav.edu.mx, alfredo.marquez@cimav.edu.mx

Resumen

Este trabajo muestra la respuesta de un sensor de hidrocarburos basado en el doblez de fibra óptica, en una instalación simulada de un oleoducto, con el fin de determinar el desempeño de este sensor en condiciones de campo para así poder compararlo con otros sistemas de detección de fugas de hidrocarburos a nivel comercial.

Keywords.- Posición en el sarcófago, atenuación, coeficiente de permeabilidad

1.- Introducción

Con la existencia de sistemas comerciales para la localización de fugas de hidrocarburos es necesario el conocer el comportamiento de nuestro sensor de hidrocarburos basado en el dobles de fibra óptica [1], bajo condiciones de operación en una instalación de campo [2] tomando en cuenta que el funcionamiento del sensor es de la siguiente manera: cuando un liquido o gas compatible con el elastómero entra en contacto con en sensor, el elastómero absorbe el liquido y se hincha, comprimiendo la fibra óptica contra el cable helicoidal; el fenómeno anterior produce una serie de dobleces senosoidales en la fibra, con esto, generando la atenuación en la señal óptica que viaja a través de la fibra óptica. La atenuación de la señal permite la detección de un liquido especifico en contacto con el sensor[3,4]. Por lo que este trabajo pretende determinar la respuesta del sensor óptico en un simulador de fugas de hidrocarburos, inmerso en tres diferentes tipos de tierras comunes para la región norte de México y con dos diferentes tipos de hidrocarburos los, cuales son gasolina y diesel.

Con la metodología de armar un sistema con el simulador de fugas, el cual consta de tres cámaras de un metro cúbico con un ducto inmerso y llenas con cada uno de los tipos de tierras [2], en donde se colocó el sensor en tres diferentes posiciones con respecto al ducto; además un equipo opto – electrónico, diseñado para esta aplicación en especifico, el cual da salida al dato de potencia luminosa hacia una computadora personal; el dato corresponde a la comparación logarítmica (dB) de la potencia luminosa que pasa por toda la fibra del sensor en un monitoreo a tiempo real, lo cual permite sentir la fuga en el momento de la caída de la potencia luminosa debida a la presencia de un hidrocarburo, con esto se determino a las condiciones de cada prueba el desempeño del sensor óptico.

2.- Experimental

Para que se llevaran a cabo las experimentaciones se desarrollaron y adecuaron los siguientes equipos y materiales:

1. Sensor: su configuración consta de tres secciones importantes
 - a. Mezcla polimérica sensible a la presencia de hidrocarburos: esta parte es en si la que logra el sensado, constando de polibutadieno (PB) con 2 PHR de ácido esteárico, 4 PHR de estearato de calcio y 4 PHR de aceite naftenico, 0.5 PHR de negro de humo y 0.02 PHR de peroxido de dicumilo (DCP) como agente entrecruzante [1]; de esta formulación se genera un filamento y se ubica en el sensor de tal manera que aplique la fuerza para la deformación de la fibra óptica, cause atenuación, Figura 1, esta formulación tiene un entrecruzamiento de 6:30 minutos para el sensado de gasolina y 6:10 minutos para el sensado de diesel, a una temperatura de 175 °C
 - b. Fibra óptica: la utilizada para este sensor es de tipo multimodal de vidrio con una atenuación de 2.65 dB/km a 850 nm de longitud de onda del haz inyectado, la cual tiene una atenuación no reflectiva a una curvatura critica de 7 mm, fenómeno que se aprovecha para la detección y localización de la fuga de hidrocarburo.
 - c. Componentes para la optimización de la fuerza hacia la fibra óptica: esta parte cuenta con un fleje rígido por la parte inferior del sensor y un devanado de alambre calibre 33 AWG en forma helicoidal con una separación entre cada vuelta de 0.7 cm, esto para la optimización de la deformación en valores cercanos al radio critico de curvatura para la perdida de potencia luminosa.

2. Equipo opto – electrónico para el monitoreo continuo.

El sistema de medición de potencia luminosa consta de un dispositivo acondicionador para la señal óptica que, mediante un transductor de luz a corriente eléctrica, capta un haz de luz y la transforma en un nivel de voltaje analógico; éste último es transferido a un módulo de control donde la señal analógica es convertida en un número binario mediante un convertidor analógico-digital que está conectado a un microcontrolador de 8 bits, el cual ha de convertir el número binario a un número de punto flotante basado en una escala logarítmica y de ahí enviado en forma de caracteres numéricos a una computadora personal de arquitectura basada en procesador Intel x86 por medio del puerto serie usando el estándar de comunicación RS-232, esto con ayuda de un software desarrollado para tal fin el cual tiene la capacidad de fijar la frecuencia de lectura de los datos y cuenta con una interfaz que muestra gráficamente el nivel de la lectura actual, así como un histórico de 100 valores, lo que permite el análisis del comportamiento de los datos y desplegar un indicador de alarma cuando el dato captado ha caído por debajo de un rango delimitado por el usuario. Además, el software guarda un registro del total de los datos leídos para su análisis posterior.

3. Simulador de fugas (sarcófago)

Este equipo cuenta con tres compartimientos de 1 por 1 por 1 metros, para diferentes tipos de tierras, las cuales son arena, arcilla gris y arcilla roja, además tiene una tubería de 32.5 cm de diámetro y 0.8 cm de espesor de acero que pasa por el centro de cada compartimiento (figura 3), simulando así las condiciones de instalación de un oleoducto; este equipo cuenta con la preparación de líneas para la inyección de un hidrocarburo (figura 4) lo cual hace el papel de la fuga y cuya instalación se encuentra situada a un costado y pegado al oleoducto.

4.- Metodología seguida para cada una de las pruebas:

Se tomo una sección de 15 cm de sensor y se enterró en cada uno de los puntos de medición (figura 4) y se conecto al modulo opto electrónico, el cual a su vez estaba conectado a una computadora personal con la interfase grafica corriendo, quedando así el sistema de monitoreo continuo armado, esperando 5 minutos para establecer la referencia, se procedió a la simulación de la fuga, la cual consto de un total de tres litros de hidrocarburo, gasolina o diesel según el caso, con un caudal de un litro por minuto y de aquí se registro la respuesta del sensor.

Adquisición de datos

La interfase grafica muestra los ultimo 100 valores adquiridos del equipo opto electrónico, además al momento de la terminación de la prueba se genera un archivo con el historial de la prueba completa, el cual sirvió para el análisis posterior, estos datos fueron graficados como tiempo (minutos) contra atenuación de potencia luminosa (dB)

5.- Determinación de permeabilidad de suelos.

Este parámetro se determino siguiendo la ley de Darcy para permeabilidad de suelos, con el objeto de cuantificar la acción de paso del hidrocarburo al sensor en el medio, ya que esto modifica el tiempo de sensado por la existencia de un tiempo muerto en donde no hay contacto sensor – hidrocarburo por transporte de masa. La experimentación para la determinación del coeficiente de permeabilidad se llevo a cabo con la construcción de un equipo prototipo (figura 5), el cual por una diferencia de altura promueve un flujo a través de la muestra en la parte inferior y se registra un caudal, aunado a esto con las condiciones de la prueba se determina el coeficiente de permeabilidad k .

$$\text{Ley de Darcy} \quad Q = k * I * A \quad (1)$$

Donde: Q es caudal en cm^3/h , k es coeficiente de permeabilidad en cm/h , I es el gradiente hidráulico adimensional, A es el área transversal.

A continuación se muestra los valores obtenidos de manera experimental del coeficiente de permeabilidad en donde de la ley de Darcy se despeja el coeficiente de permeabilidad k obteniendo

$$I = \frac{\Delta h}{L} \quad (2)$$

$$k = \frac{Q * L}{A * \Delta h} \quad (3)$$

Sustituyendo (2) en (1) y despejando k queda (3), donde:

Δh es la carga hidráulica en cm.

L es el espesor de la muestra.

Para obtener los datos para calcular el coeficiente de permeabilidad, la prueba se realizó de la siguiente manera:

Se tiene una carga hidráulica constante de 127 cm.

Un espesor de la muestra de 17 cm.

El área transversal del equipo es de 90.76 cm².

Se tomó el tiempo en el que pasan 500 ml de agua por la muestra a esas condiciones.

Se tomaron 6 mediciones para cada espécimen; esto porque en las primeras mediciones se generan los caminos preferenciales y hay un acomodo del medio y por esto se promedian las últimas mediciones en condiciones estables, analizando tres tipos de tierras: arena, arena blanca y tierra de jardín, las cuales son las que poseen en simulador de fugas.

Tabla No.

Coeficientes de permeabilidad para las diferentes tierras

Tipo de tierra	Coeficiente de permeabilidad k .
Arena	95.4 cm/h
Arcilla gris	92.9 cm/h
Arcilla roja	87.5 cm/h

3.- Resultados

En las gráficas (figuras 6 a 11) se muestra el comportamiento en las diferentes posiciones, esto para cada tipo de tierra y para cada tipo de hidrocarburo, empezando por las gráficas de diesel.

4.- Discusión de resultados

Al analizar las gráficas se encuentra que la mayor atenuación obtenida en el lapso de tiempo de la prueba es aquella en donde se colocó el sensor en la posición número 2, la cual está situada a menor distancia de inyector de hidrocarburos, a su contraparte en la posición número 3 que está por encima del ducto y aquí hay una mayor distancia entre el inyector de hidrocarburos y el sensor, además de la necesidad de vencer la gravedad para llegar al sensor puesto en esta posición, de lo cual, hace necesario un transporte de masa y retarda el contacto hidrocarburo - sensor, este efecto es similar en los tres tipos de tierras y el índice de permeabilidad lo explica, la diferencia entre los índices no es lo suficientemente grande como para crear una alteración en la respuesta del sensor; en el diesel el fenómeno de retardo de sensado por variación del índice de permeabilidad es menos evidente por el hecho de que el tiempo de respuesta a este hidrocarburo es mayor y hace que el tiempo de difusión del hidrocarburo en el medio sea menos perceptible, pero está presente.

En lo que refiere al análisis de posición del sensor con respecto al oleoducto, se descarta la posición número 3, ya que requiere que el flujo sea ascendente

en casos en que la fuga sea por debajo del ducto, y en fugas en donde el caudal es pequeño, la manera en que el hidrocarburo llegue al sensor es por capilaridad, aspecto que aumenta el tiempo de sensado o, hasta no lograr el sensado, por el hecho de que la diversidad de tierras y condiciones de la intemperie limiten este fenómeno; por otro lado la posición 2 deja muy buenos resultados en la experimentación presentada, pero solo actuaría así si la fuga se suscitara del lado de la instalación, ya que de presentarse la fuga del lado contrario, el oleoducto se convertiría en una barrera, la cual aumentaría el tiempo de transporte del hidrocarburo al sensor y esto a su vez se traduce en un aumento en el tiempo de sensado; quedando solo la opción 3, la cual garantiza un contacto hidrocarburo – sensor sin importar en que parte del oleoducto se suscite la fuga. Ahora comparando los resultados con cada hidrocarburo, la tendencia es favorable para la gasolina, esto se debe a que la gasolina tiene menor viscosidad y menor peso molecular promedio que el diesel, disminuyendo así el tiempo tanto de transporte de masa en el medio y el tiempo de respuesta del sensor.

6.- Conclusiones

El sensor es capaz de actuar estando instalado en un oleoducto para la detección de fugas tanto de diesel como de gasolina siendo abajo del oleoducto la posición óptima; se observó que existe una diferencia entre los tiempos y magnitudes de sensado con gasolina y diesel, creando la necesidad de optimizar el desempeño del sensor con hidrocarburos mas viscosos.

7.- Referencias

- [1] A. Carrillo, E. Gonzalez, A. Rosas, A. Marquez; *New distributed optical sensor for detection and localization of liquid leaks. Part I. Experimental studies*, Sensors and actuators A 99 (2002) 229-235
- [2] C. Barrios Durstewitz, F. Almeraya-Calderon, C. Gaona-Tiburcio, R. Ibarra Gómez, R. Nuñez Jáquez, A. Martínez-Villafañe and A. Márquez Lucero, *Effect of Hydrocarbon Leak Detection Sensors on Pipeline Cathodic Protection*, Materials Performance, 24, May (2004).
- [3] Mónica Mendoza, Antonio Carrillo, Alfredo Márquez, *New distributed optical sensor for detection and localization of liquid hydrocarbons Part II: Optimization of the elastomer performance*, Sensors and actuators A 111 (2004) 154–165
- [4] R.M. Lopez, V.V. Spirin, S.V. Shlyagin, S.V. Miridonov, I. Marquez, A. Marquez, *Coherent optical frequency domain reflectometry for interrogation of microbend and microbend based fiber optic hydrocarbon sensors*, Proc. SPIE 4328 (2001) 114–121.

Figura 1.- Esquemático del sensor de hidrocarburos utilizado.

- 1.- Fibra óptica.
- 2.- Filamento de polímero
- 3.- Cable refuerzo.
- 4.- Soporte mecánico.
- 5.- Cable metálico helicoidal.

Figura 2.- Diagrama de bloques del equipo Opto - eléctrico.

- 1.- Fuente de señal luminosa.
- 2.- Fibra óptica embebida en sensor.
- 3.- Transductor Óptico-Eléctrico.
- 4.- Amplificador Eléctrico.
- 5.- Convertidor de señal análoga a digital
- 6.- Microcontrolador acondicionador de señal digital a escala logarítmica y de comunicación con PC.
- 7.- Computadora personal basada en Intel x86 para la captura y análisis de datos.

Figura 3.- Ilustración del sarcófago utilizado con la posición del equipo de medición

- 1.- Arena
- 2.- Arcilla gri
- 3.- Arcilla roja

Figura 4.- Ilustración de las posiciones del sensor para cada una de las corridas.

- 1.- Posición debajo del oleoducto
- 2.- Posición enseguida de la fuga
- 3.- Posición encima del oleoducto
- 4.- Posición de la fuga

Figura 5.- Diagrama del equipo para la determinación del coeficiente de permeabilidad

1. reservorio par el liquido
2. Muestra a determinar su coeficiente de permeabilidad k .
3. Piedras porosas
4. Volumen desplazado en cierta cantidad de tiempo $\Delta V, \Delta t, Q$.
5. Δh constante.
6. Longitud de la muestra L .
7. Área transversal

Figura 6.- Prueba de respuesta del sensor a la gasolina y al diesel (nivel laboratorio).

Figura 7.- Prueba en el simulador de fugas con gasolina en arena.

Figura 8.- Prueba en el simulador de fugas con gasolina en arcilla gris.

Figura 9.- Prueba en el simulador de fugas con gasolina en arcilla roja.

Figura 10.- Prueba en el simulador de fugas con diesel en arena.

Figura 11.- Prueba en el simulador de fugas con diesel en arcilla gris.

Figura 12.- Prueba en el simulador de fugas con diesel en arcilla roja.

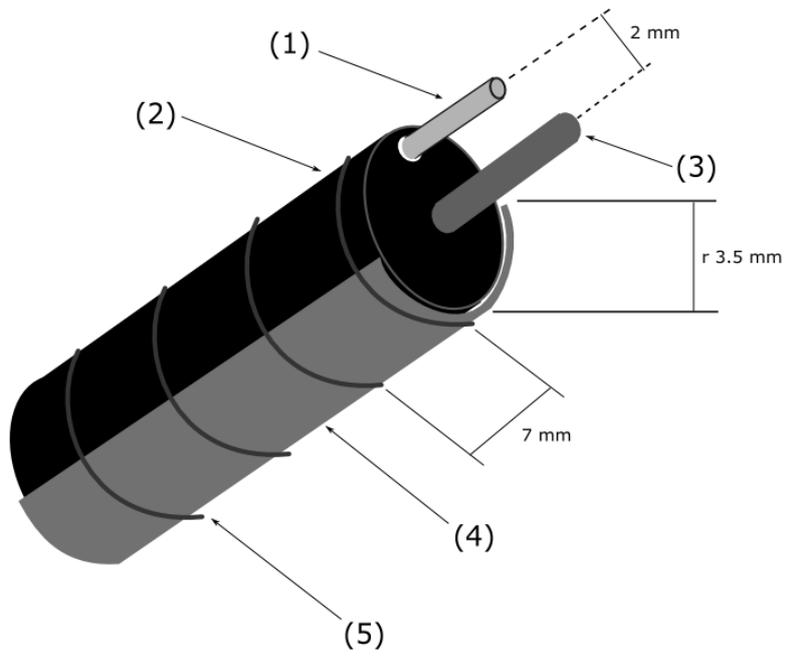


Figura 1.- García L., Orozco M., Márquez A.

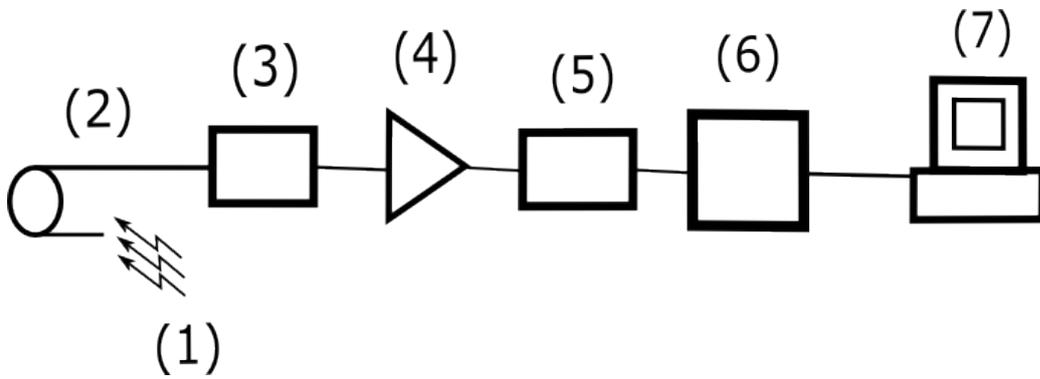


Figura 2.- García L., Orozco M., Márquez A.

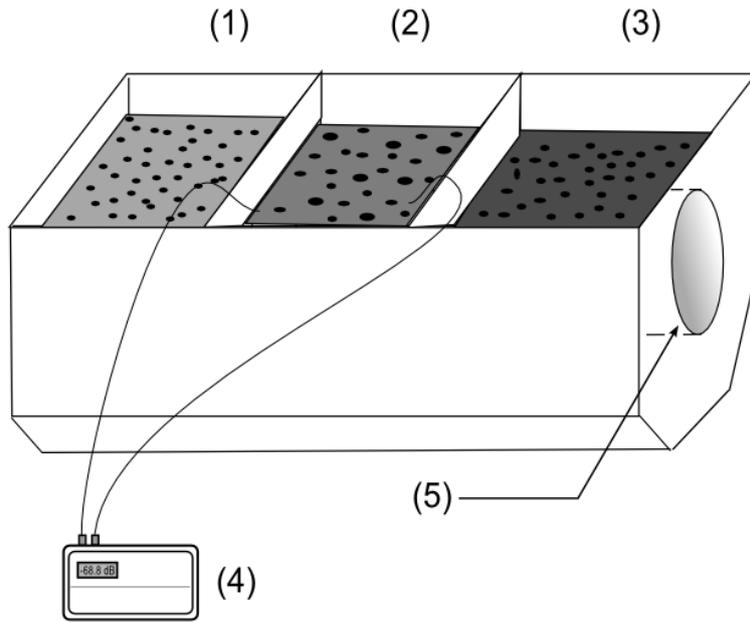


Figura 3.- García L., Orozco M., Márquez A.

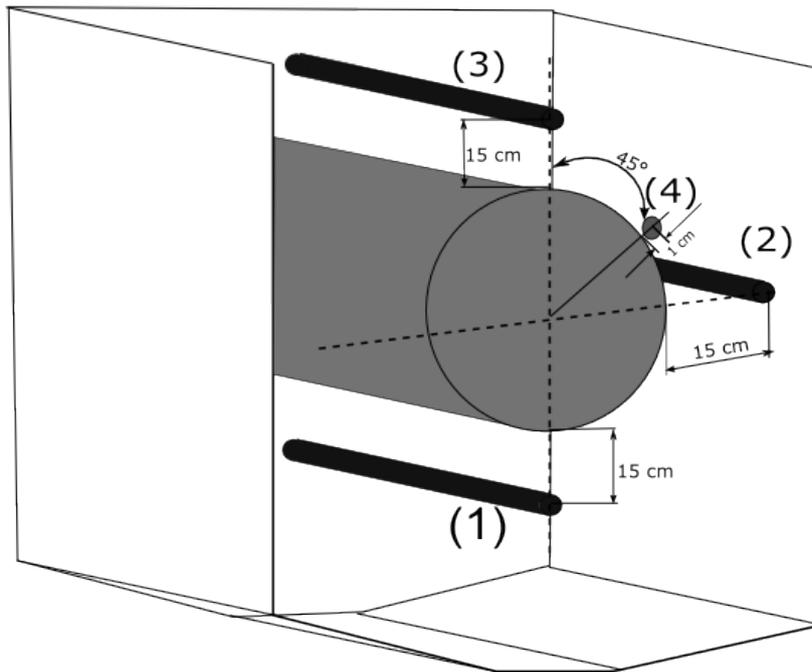


Figura 4.- García L., Orozco M., Márquez A.

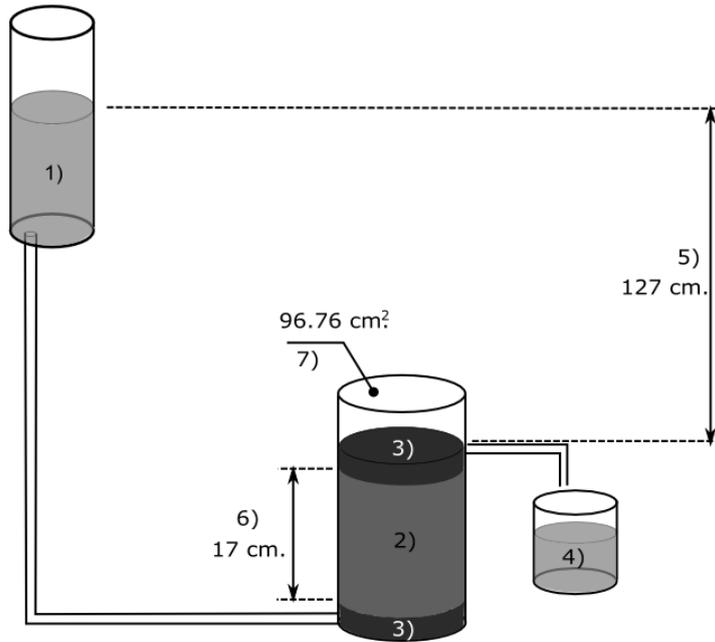


Figura 5.- García L., Orozco M., Márquez A.

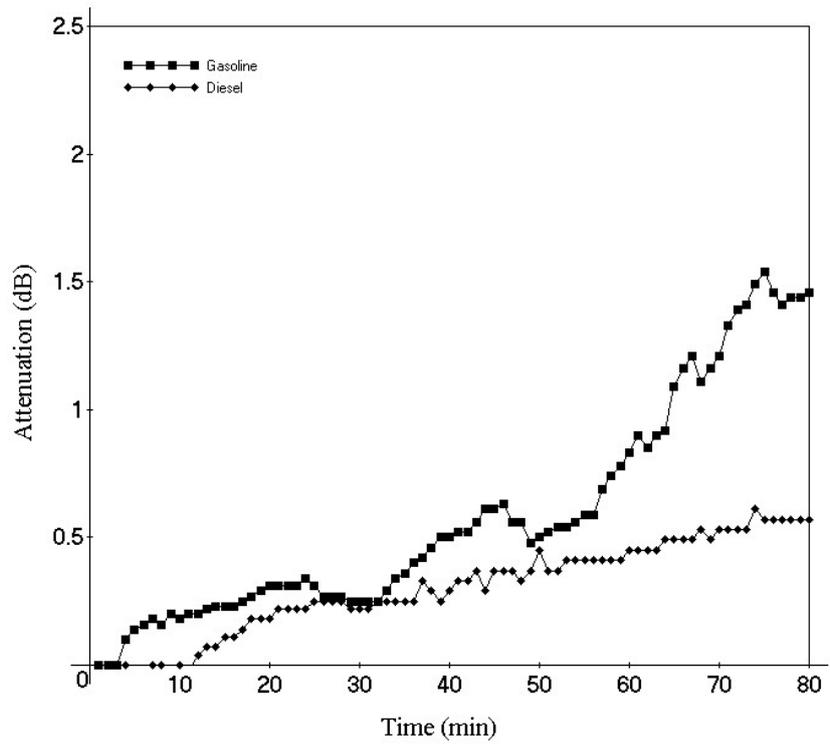


Figura 6.- García L., Orozco M., Márquez A.

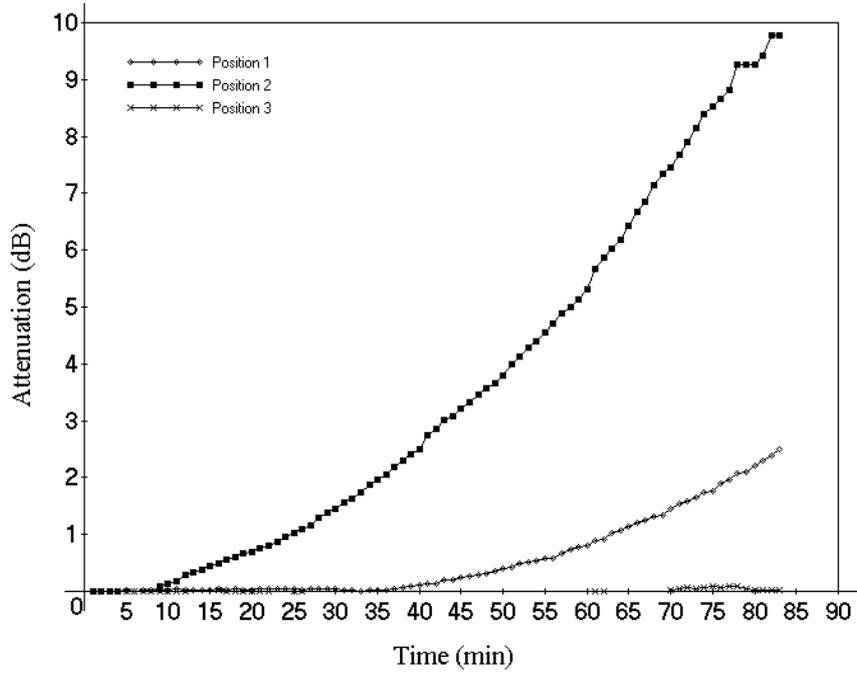


Figura 7.- García L., Orozco M., Márquez A.

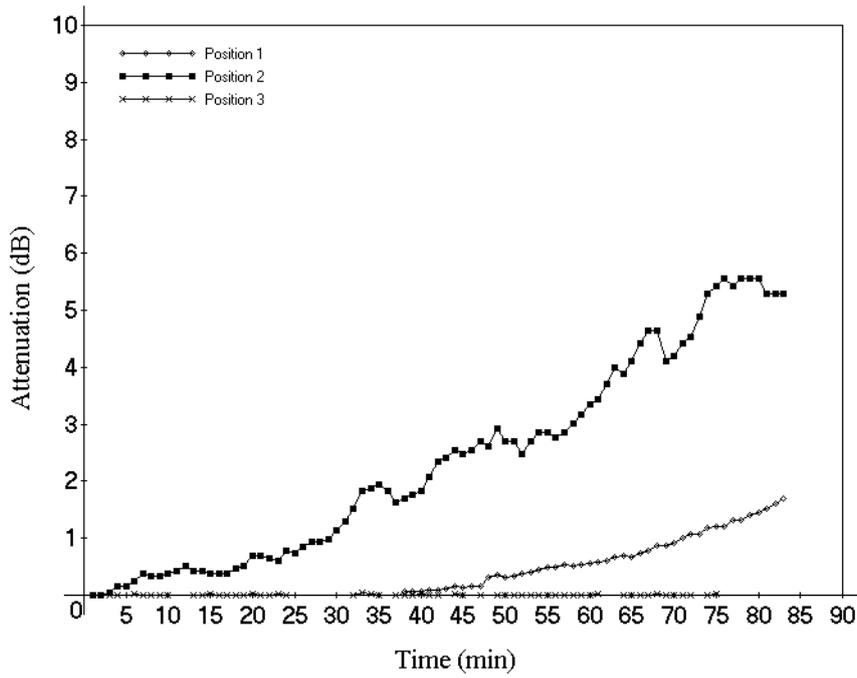


Figura 8.- García L., Orozco M., Márquez A.

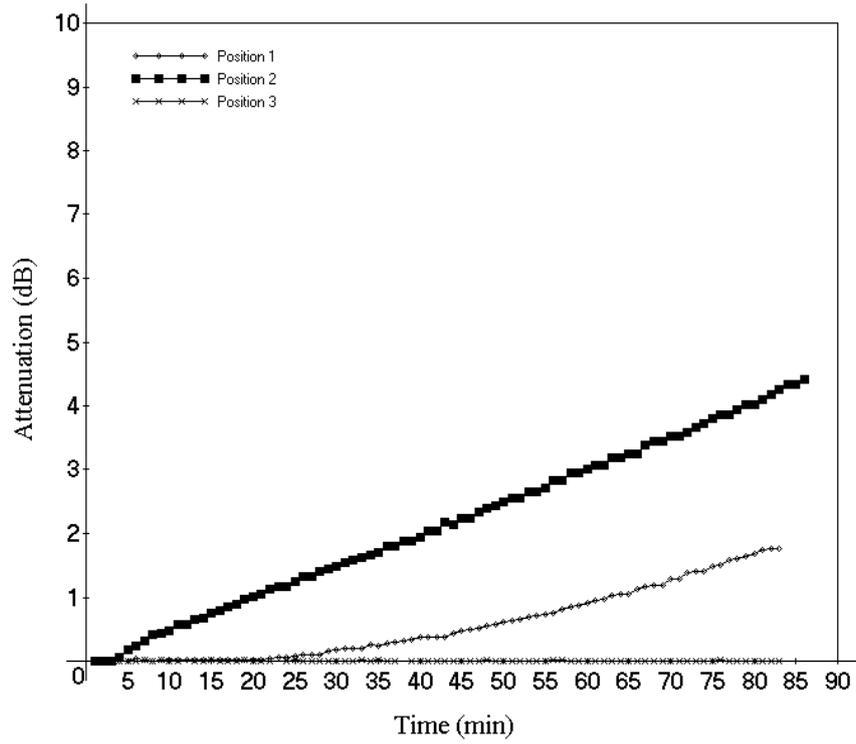


Figura 9.- García L., Orozco M., Márquez A.

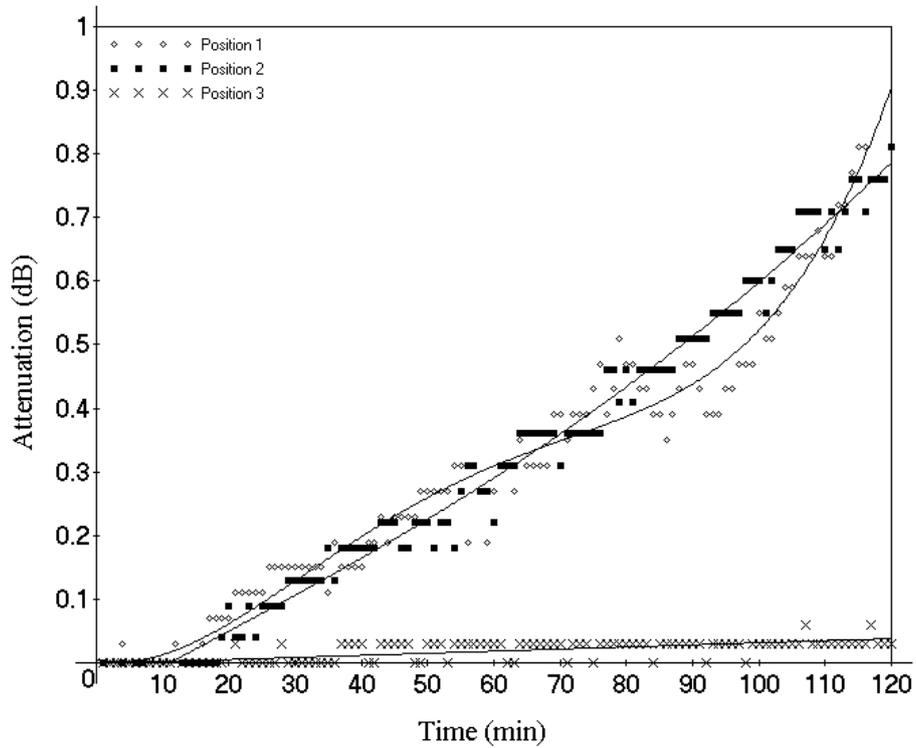


Figura 10.- García L., Orozco M., Márquez A.

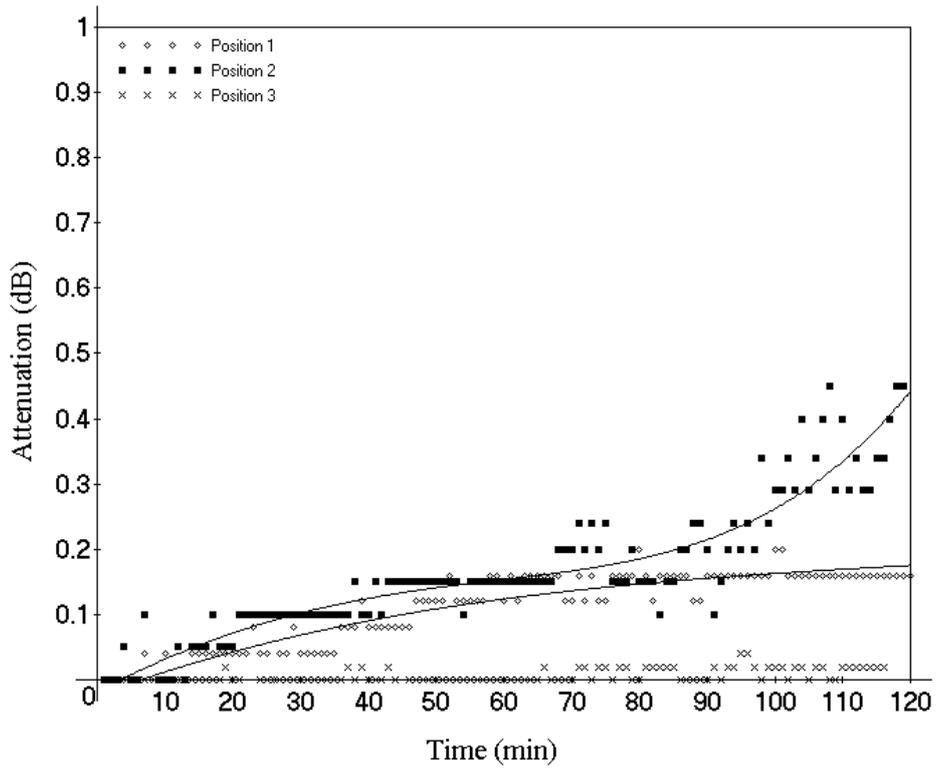


Figura 11.- García L., Orozco M., Márquez A.

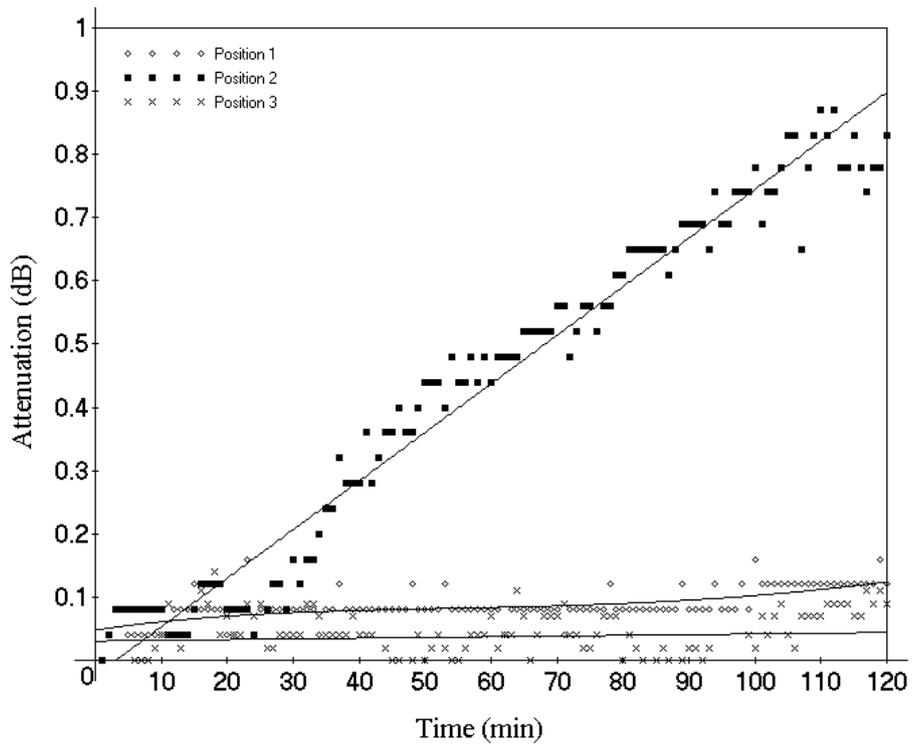


Figura 12.- García L., Orozco M., Márquez A.