

CAVELIER

ABOGADOS

WEB SITE: www.cavelier-abogados.com
E-MAIL: cavelier@cavelier.com

EDIFICIO SISKI
CARRERA 4 No. 72 - 35
BOGOTA 8, COLOMBIA

TELEFONO: (57) (1) 347-3611
TELEFAX: (57) (1) 217-9211 (57) (1) 310-4995

Señora Jefe de la
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 01042596 00000002 Folios: 87
Fecha (AMD): 2001-06-29 17:29:11
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 444 REPUESTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Referencia : Expediente No01.042.596.
Solicitante : **MARATHON OIL COMPANY**
Asunto : Solicitud de patente para: "METODO PARA
PREDECIR VALORES CUANTITATIVOS DE UNA
PROPIEDAD DE UNA ROCA O DE FLUIDO EN UN
YACIMIENTO QUE USA DATOS SISMICOS"
Fecha de la solicitud : 29 de mayo de 2001

TRAMITE:02 - EVENTO:01 - ACTUACION:444

1. Yo, Emilio FERRERO, obrando como apoderado del solicitante en el asunto antes identificado, me refiero al oficio número 1835, notificado por fijación en lista de fecha del 14 de junio de 2001.

2. Mediante el oficio número 1835 se puso en conocimiento del solicitante el informe que contiene las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente. Atiendo a las observaciones de la manera siguiente:

2.1. En la descripción. Presento con este escrito un nuevo capítulo descriptivo y reivindicatorio, ya que el presentado junto con la solicitud no era legible.

2.2. Arte Final. Adjunto a este memorial presento el arte final de acuerdo con lo requerido.

2.3. Copia Certificada.

Presento con este escrito copia certificada de la solicitud de patente estadounidense número 09/584,063 del 31 de mayo de 2000, en la cual se basa la reivindicación de la prioridad.

55 89

2.4. Documento de cesión de inventores. Aunque este despacho no lo requiere presento junto con este escrito el documento en que consta la cesión del derecho a la patente otorgado por los inventores al solicitante.

3. Puesto que se han atendido a cabalidad las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente, atentamente solicito que se continúe su tramitación.

Bogotá, 23 JUN. 2001
Señora Jefe,



EMILIO FERRERO
T.P.A. No. 31.929

COLO 00729-801-004-7
ASN ASN-ID-88

56

AB

**METODO PARA PRONOSTICAR LOS VALORES
CUANTITATIVOS DE UNA PROPIEDAD DE ROCA O
FLUIDO EN UN YACIMIENTO, UTILIZANDO DATOS
SISMICOS**

Resumen

Se proporciona un método para pronosticar un valor de una propiedad designada de roca o fluido en un volumen geológico subterráneo. Se asigna un valor sísmico experimentalmente determinado de impedancia acústica a un volumen modelo correlacionado con el volumen geológico subterráneo. Se asigna también al volumen modelo un primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido. Se calcula un primer valor pronosticado de impedancia acústica para el volumen modelo a partir de un modelo de respuesta, utilizando el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en el cual el modelo de respuesta es sensible a cambios en los valores pronosticados de la propiedad designada de roca o fluido. Se compara al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de impedancia acústica para determinar una diferencia entre los valores pronosticado y sísmico de impedancia acústica. Se ajusta al primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en respuesta a la diferencia, para crear un segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en el cual dicho segundo valor pronosticado reduce la diferencia.

CAMPO TECNICO

La presente invención se refiere generalmente a un método para crear un modelo geológico dimensional de un yacimiento fluido subterráneo. Más particularmente, la invención se refiere a un método para poblar al modelo geológico dimensional con valores cuantitativos de una propiedad designada de roca o fluido, los cuales tienen un mínimo de error, utilizando un modelo de respuesta petrofísica y datos sísmicos. El modelo geológico dimensional resultante facilita la exploración o manejo de producción de yacimientos de hidrocarburo.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

En la exploración de hidrocarburos y la explotación de los mismos desde ambientes subterráneos, existe la necesidad constante de caracterizar exactamente a los yacimientos de interés. El conocer la extensión del área, el contenido de hidrocarburo y la permeabilidad al fluido de un yacimiento de hidrocarburo es sumamente importante con el fin de reducir el riesgo de pérdida económica y aumentar las ganancias de la producción de hidrocarburo desde dicho yacimiento. Tal información referente al yacimiento subterráneo es obtenida fácilmente desde uno o más pozos que se perforan a través del yacimiento. Las velocidades de perforación, cortes del taladro, cambios en la composición del lodo de perforación y muestras de núcleos tomadas desde un pozo, proporcionan la información requerida. Los perfiles generados por herramientas de perfilaje de pozo constituyen

58 62

también una fuente de información. Los perfiles ofrecen información valiosa acerca de las propiedades de la roca y fluido del yacimiento, tales como porosidad, identificación de fluido y volumen de esquisto. Los perfiles ejemplares incluyen resistividad, rayos gamma, densidad, velocidad de compresión, velocidad de corte y perfiles de neutrones.

Ya que los perfiles miden solamente las propiedades de la roca y fluido hasta más o menos un pie desde el orificio de pozo y la gran mayoría del yacimiento no es penetrada por los pozos, los perfiles desgraciadamente pueden caracterizar solamente una fracción sumamente pequeña de un yacimiento. Además, el acto de perforar somete a tensión a la roca que rodea al orificio de pozo, cambiando así las propiedades de la roca e introduciendo error en las mediciones obtenidas por el perfilaje del pozo y análisis del núcleo. Existe la necesidad permanente de caracterizar exactamente a las propiedades de la roca y del fluido en todo el yacimiento subterráneo y, en particular, caracterizar exactamente las propiedades de la roca y el fluido en regiones del yacimiento de las cuales no se toman muestras mediante los pozos.

Los datos de los pozos son extrapolados convencionalmente desde el orificio de pozo para caracterizar a todo el yacimiento, cuando están limitados los datos del pozo. Las técnicas convencionales de extrapolación ilustran al yacimiento subterráneo como varias disposiciones tridimensionales de bloques o celdas que están integrados

entre sí para formar un modelo tridimensional del yacimiento. Típicamente, las coordenadas X, Y y Z de cada bloque están determinadas en superficies de elevación absoluta y estratigráficas, y se utilizan algoritmos de búsqueda para determinar los puntos de datos relativos en la vecindad de cada bloque. Además, las propiedades de roca de cada bloque son asignadas por medio de métodos de estimación tales como métodos basados en la distancia, utilizando métodos de promedios interpolados que se basan en valores de datos cercanos y métodos geostatísticos que toman en cuenta la distancia y continuidad espacial de las propiedades de la roca.

Se han utilizado también estudios sísmicos para proporcionar información sísmica sobre las porciones del yacimiento subterráneo que no son muestreadas por el pozo. Se emplean dispositivos de impacto, tales como fuentes de vibración, pistolas de gas, pistolas de aire y caída de pesos, en la superficie de la tierra o en un orificio de pozo como una fuente sísmica para generar ondas de corte y compresión en los estratos subterráneos. Estas ondas son transmitidas a través de los estratos subterráneos, reflejadas en impedancia acústica y grabadas, generalmente en la superficie de la tierra, mediante dispositivos colocados en una disposición. Estos datos grabados son procesados típicamente utilizando software que está diseñado para reducir el ruido y preservar la amplitud de reflexión. Los estudios sísmicos son transformados finalmente en grupos de

datos tridimensionales que representan una medición directa de las superficies de la roca que definen al yacimiento. Los grupos de datos se utilizan cada vez más para evaluar y levantar mapas de estructuras subterráneas para el propósito de explorar o explotar reservas de petróleo, gas o mineral. Sin embargo, los datos sísmicos no han utilizados en general en modelos geológicos tridimensionales para cualquier propósito que no sea el de definir el tope y base del modelo. La presente invención reconoce la necesidad de integrar en forma más efectiva a los datos sísmicos con los modelos geológicos para la caracterización exacta de los yacimientos.

Por lo tanto, un objetivo de la presente invención consiste en proporcionar un método para predecir exactamente los valores cuantitativos de las propiedades de roca o fluido en un yacimiento subterráneo, mediante el uso integrado de datos sísmicos y modelos geológicos dimensionales. Otro objetivo de la presente invención consiste en proporcionar un método para pronosticar valores cuantitativos de propiedades de roca o fluido en un yacimiento, los cuales tienen utilidad específica para la exploración de hidrocarburos, permitiendo al operador definir con mayor exactitud la magnitud y límites de un yacimiento de hidrocarburos. Aún otro objetivo de la invención consiste en proporcionar un método para pronosticar los valores cuantitativos de propiedades de roca o fluido en un yacimiento subterráneo, los cuales tienen utilidad específica para el manejo del yacimiento de hidrocarburo, permitiendo al operador aumentar estrechamente o mejorar de

otro modo la producción de hidrocarburos desde el yacimiento. Se logran estos y otros objetivos de acuerdo con la invención descrita más adelante.

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención consiste generalmente en un método para crear un modelo geológico dimensional de un yacimiento de fluido subterráneo, el cual está poblado con datos cuantitativos relativamente precisos de las propiedades de la roca o fluido. El modelo geológico dimensional resultante proporcionar una caracterización exacta del yacimiento de fluido, facilitando así la exploración o manejo de producción de los yacimientos de hidrocarburo. Se realiza el método caracterizando inicialmente a un volumen geológico, que incluye al yacimiento de fluido que interesa, en términos de volumen de modelo que se subdivide en varios subvolúmenes de modelo. Los subvolúmenes de modelo se correlacionan con sitios específicos en todo el volumen geológico. Los valores con mínimo de error de una propiedad designada de roca o fluido sin determinados iterativamente para cada uno de los subvolúmenes del modelo. Los valores resultantes con mínimo de error de una propiedad convenientemente designada de roca o fluido tienen utilidad específica para la exploración de hidrocarburo, permitiendo al operador definir con mayor exactitud la magnitud y límites de un yacimiento de hidrocarburo dentro del volumen geológico. Además o en forma alternativa, los valores

resultantes con mínimo error de una propiedad convenientemente designada de roca o fluido tienen utilidad específica para el manejo del yacimiento de hidrocarburo dentro del volumen geológico, permitiendo al operador aumentar estrechamente u optimizar de otro modo la producción de hidrocarburo desde el yacimiento.

De acuerdo con una forma específica de la presente invención, se proporciona un volumen geológico subterráneo en el cual se ha determinado experimentalmente la distribución de valores sísmicos de la impedancia acústica. Se caracteriza el volumen geológico por un volumen modelo que tiene varios subvolúmenes modelo. Se selecciona un subvolumen modelo a partir de los varios subvolúmenes modelo y se asigna un valor sísmico de impedancia acústica al subvolumen modelo a partir de la distribución. Se designa una propiedad de roca o fluido pertinente al volumen geológico y se asigna también un primer valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido al subvolumen modelo. Se calcula un primer valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo a partir de un modelo de respuesta utilizando el primer valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido, en el cual el modelo de respuesta es sensible a los cambios en los valores pronosticados de la propiedad designada de la roca o fluido. Se compara al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de impedancia acústica para determinar una primera diferencia entre los valores

pronosticados y sísmicos de tal impedancia acústica. Se ajusta el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido, en el cual ese segundo valor pronosticado reduce la primera diferencia.

Luego, se calcula un segundo valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo a partir del modelo de respuesta utilizando al segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido. Se compara el segundo valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de la impedancia acústica para determinar una segunda diferencia entre los valores pronosticado y sísmico de la impedancia acústica, en el cual la segunda diferencia es menor que la primera. Se repiten estas etapas iterativamente hasta que la diferencia no exceda de la tolerancia máxima predeterminada. El valor pronosticado de la propiedad designada de la roca o fluido al concluir la repetición iterativa es un valor de error minimizado de la propiedad designada de la roca o fluido para el subvolumen seleccionado. Se repite el método para otro subvolumen modelo hasta que se hayan determinado los valores minimizados de error de la propiedad designada de la roca o fluido para cada subvolumen modelo del volumen modelo.

Se comprenderá mejor a la invención en los dibujos adjuntos.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

La figura 1 es un flujograma esquemático que ofrece una visión general del método de la presente invención.

La figura 2 es una representación esquemática de un volumen geológico subterráneo que incluye un yacimiento fluido de interés.

Las figuras 3A, 3B, 3C son un flujograma esquemático que ilustra una forma detallada del método de la figura 1.

La figura 4 es una representación esquemática de un modelo geológico 3-D construido de acuerdo con la forma de las Figuras 3A, 3B, 3C.

La figura 5 es una representación esquemática de una celda del modelo geológico 3D de la figura 4, en la cual dicha celda está poblada con datos iniciales.

La figura 6 es una representación gráfica de los datos pronosticados para las propiedades de roca y fluido determinadas de acuerdo con el método de la figura 1.

DESCRIPCION DE LAS FORMAS PREFERIDAS

Se ofrece una visión general del método de la invención, en el flujograma de la Figura 1 y se describe más adelante con referencia a la figura 1. El método comprende cinco etapas. La primera etapa es la construcción de un modelo geológico dimensional basado en el volumen geológico físico real que incluye un yacimiento fluido de interés. El modelo geológico dimensional comprende un volumen modelo dividido en una disposición de subvolúmenes modelo. Esta disposición ofrece una estructura dimensional para

correlacionar los valores experimental o pronosticado de las propiedades geofísica y petrofísica con los sitios especificados dentro del volumen geológico. Se construye al modelo geológico dimensional utilizando una distribución de valores sísmicos experimentalmente determinados de impedancia acústica para el volumen geológico y otros datos conocidos experimentales o derivados que se refieren al volumen geológico que se obtiene en forma preliminar en el presente método.

La segunda etapa del método es la población inicial de valores de datos en el modelo geológico dimensional. De acuerdo con la etapa de la población de datos iniciales, se asignan valores cuantitativos de ciertas propiedades geofísicas y petrofísicas del volumen geológico a todo el modelo geológico dimensional. En particular, se asignan valores sísmicos experimentalmente determinados de impedancia acústica a partir de la distribución descrita anteriormente, a cada subvolumen del modelo geológico dimensional. Se asignan también valores estimados de propiedades de roca y fluido del volumen geológico a cada subvolumen del modelo geológico dimensional. Los valores estimados de las propiedades de roca y fluido incluyen valores estimados iniciales de la propiedad designada de roca o fluido (denominados alternativamente primeros valores pronosticados) que son de particular utilidad para el presente método.

La tercera etapa del método es el establecimiento de un modelo de respuesta petrofísica. En la etapa de

establecimiento del modelo de respuesta petrofísica, se selecciona una o más ecuaciones de respuesta o se derivan de otro modo de las relaciones físicas entre propiedades de roca, fluido y sísmicas en un yacimiento, las cuales son perfectamente conocidas por los expertos en el campo de la física de roca y fluido. Las ecuaciones de respuesta permiten calcular un valor pronosticado de impedancia acústica mediante la inserción de los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en las ecuaciones de respuesta. Como tal, el modelo de respuesta petrofísica genera un valor pronosticado de impedancia acústica que responde a los cambios en el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido.

La cuarta etapa del método es la minimización de error de los valores pronosticados de la propiedad designada de roca o fluido. Se inicia la etapa de minimización de error utilizando el modelo de respuesta petrofísica y los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo el primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido a fin de calcular un primer valor pronosticado de la impedancia acústica para un subvolumen modelo seleccionado. Se determina el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido comparando al primer valor pronosticado de la impedancia acústica con el valor sísmico de la misma; ajustando iterativamente al valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en

respuesta a la comparación; y calculando nuevamente el valor pronosticado de la impedancia acústica, utilizando el modelo de respuesta petrofísica y el valor pronosticado ajustado de la propiedad designada de roca o fluido hasta lograr una coincidencia aceptable entre el valor pronosticado y en valor sísmico de la impedancia acústica. El valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido que logra esta coincidencia es el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para el subvolumen modelo seleccionado. Luego se selecciona un nuevo subvolumen modelo y se repite la etapa de minimización de error hasta determinar un valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para cada subvolumen modelo en el volumen modelo. Se debe observar que se mantienen fijos durante toda la etapa de minimización a la forma del modelo de respuesta petrofísica, a los valores estimados de las propiedades de roca y fluido diferentes a la propiedad designada de roca o fluido y a los valores sísmicos de la impedancia acústica.

La quinta y última etapa del método es la repoblación de los valores minimizados de error en el modelo geológico dimensional. De acuerdo con la etapa de repoblación de los valores minimizados de error, estos valores correspondientes a la propiedad designada de roca o fluido son sustituidos para cada primer valor pronosticado correspondiente de la propiedad designada de roca o fluido que fue inicialmente poblada en el modelo geológico

dimensional en la segunda etapa. El producto final del presente método es un modelo geológico dimensional que está poblado íntegramente con valores de datos con mínimo error de la propiedad designada de roca o fluido y que está correlacionado con el volumen geológico de interés.

Se describe en las figuras 2-5 una forma preferida del método de la presente invención. Con referencia a la figura 2, se ilustra un volumen geológico físico y se designa generalmente con el número 10. Se aplica el método de la presente forma al volumen geológico 10 que comprende una superficie de tierra 12 y varios estratos subterráneos 14, 16, 18 que contienen materiales de roca y fluido. Como tal, el volumen geológico 10 incluye un yacimiento fluido que no está específicamente delineado en las figuras. Los estratos 14, 16, 18 se extienden por debajo de la superficie terrestre 12 en capas que están apiladas en serie y en profundidad. Los estratos 14, 16, 18 se distinguen entre sí por diferentes propiedades de roca y fluido. Por lo tanto, los respectivos estratos 14, 16, 18 están separados por eventos estratigráficos que definen límites de secuencia de yacimiento 15, 17. Sin embargo, se comprenderá que la figura 2 es simplemente una representación conceptualizada de un volumen geológico subterráneo. La práctica del presente método no está limitada a cualquier volumen geológico específico, pero se aplica generalmente a cualquier volumen geológico a partir del cual se pueden generar experimentalmente datos sísmicos.

Las figura 3A, 3B, 3C son un flujograma detallado de la presente forma que ilustra al método por etapas. En forma preliminar a la iniciación del presente método, los datos sísmicos son generados experimentalmente en el volumen geológico 10 de interés mediante un estudio sísmico que utiliza métodos convencionales bien conocidos por los expertos en el arte. Se definen generalmente los datos sísmicos para propósitos del presente método como información generada mediante la creación de ondas sísmicas dentro de un volumen geológico desde fuentes de energía sísmica artificial y observando los tiempos de llegada y amplitudes de ondas que se refractan a través de intervalos de alta velocidad dentro del volumen geológico u ondas que se reflejan desde caras de contacto dentro del volumen geológico en respuesta a ondas sísmicas. Tales caras de contacto son típicamente el resultado de cambios en la velocidad acústica o densidad volumétrica. Se aplica comúnmente cierto números de técnicas de procesamiento de datos a los datos sísmicos para reducir el ruido o hacer más significativos a los datos. En particular, el presente método utiliza los datos sísmicos una vez que los mismos han sido convertidos en impedancia acústica utilizando una técnica convencional conocida como inversión sísmica. Se encuentra comercialmente disponible cierto número de paquetes de software de inversión sísmica, los cuales procesan a los datos sísmicos, los convierten en una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica con respecto al tiempo o a la profundidad dentro del volumen

geológico. Se dispone de un paquete de software de inversión sísmica ejemplar bajo la denominación comercial "TDROV" de CGG Americas Inc., 16430 Park Ten Place, Houston, Texas 77084, USA.

Además de los datos sísmicos, antes de iniciar el proceso el operador dispone de una cantidad limitada de datos de pozo que se refieren a las propiedades de roca o fluido en el volumen geológico 10. Tales datos se adquieren típicamente a partir de pozos de exploración o producción (no ilustrados) que penetran en el volumen geológico 10. Como se indicó anteriormente, los datos de pozo se encuentran limitados en cuanto al área de alcance, teniendo confiabilidad en el mejor de los casos hasta solamente un pie de radio desde el orificio de pozo. En cualquier caso, esos datos de pozo, si están disponibles, pueden ser utilizados en la práctica del presente método tal como se describe más adelante. Sin embargo, se comprenderá que la disponibilidad de datos de pozo no es un prerequisite para la práctica del presente método. Se requiere solamente que se encuentre disponible en forma preliminar una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica para el volumen geológico 10 o que los datos sísmicos se encuentren disponibles preliminarmente y a partir de los cuales es posible generar la distribución. Si los datos sísmicos no están disponibles preliminarmente para el volumen geológico 10, los datos sísmicos pueden ser generados alternativamente para el volumen geológico 10 mediante la realización de un estudio

sísmico como una etapa incidental del presente método.

Con referencia a las figuras 3A, 3B, 3C, se inicia la presente forma mediante la etapa 30, en la cual se proporciona una distribución de los valores sísmicos de impedancia acústica con respecto al tiempo, la cual ha sido obtenida a partir del volumen geológico subterráneo 10 de la figura 2. La distribución define un volumen de impedancia acústica sísmica tridimensional (volumen A1), en el cual los ejes x e y del volumen A1 se expresan en unidades de longitud y el eje z está en unidades de tiempo. Se construye un modelo tridimensional (3-D) del volumen geológico a partir del volumen A1 mediante las etapas 32, 34, 36, 38, 40. El modelo geológico 3-D tiene un volumen modelo en el cual los tres ejes del volumen x , y , z están en unidades de longitud.

La etapa 32 inicia la construcción del modelo geológico 3D mediante la interpretación de los límites mayores de impedancia acústica en el volumen A1 y confirmando la correlación de tales límites a los límites de secuencia del yacimiento. Los cambios en la impedancia acústica sísmica con tiempo en el volumen A1 deben correlacionarse con los cambios en las propiedades de roca o fluido con respecto a la profundidad en el volumen geológico. Una vez que se ha confirmado que ocurren los tiempos correctos de interconexión de impedancia acústica en los eventos estratigráficos correctos, se trazan las superficies cuadrículadas de correlación de tiempo a través de todo el volumen A1 utilizando rejillas de líneas y líneas cruzadas.

La etapa 34 deriva horizontes de tiempo a partir de las superficies cuadriculadas de correlación de tiempo, las cuales se verifican con respecto a los valores isocron negativos. Se combinan los horizontes de tiempo para completar una estructura de capas en tiempo.

La etapa 36 convierte a cada superficies cuadriculada de correlación de tiempo en una superficie de correlación en profundidad utilizando un mejor estimado de la velocidad promedio para cada horizonte dentro del volumen A1. Se pueden realizar ajustes mineros en las superficies de correlación en profundidad en los sitios de pozo, si hubiese alguno, ya que tales superficies por lo general no coinciden de manera idéntica con los picos de horizonte desde los sitios de pozo. Se pueden realizar ajustes menores en las superficies de correlación en profundidad lejos de los sitios de pozo, si hubiese alguno, confiando en el hecho de que los contactos de fluido son identificables frecuentemente como cambios espaciales altamente correlacionados en el valor de la impedancia acústica. Se pueden reajustar también las velocidades promedio estimadas en respuesta a ajustes en las superficies de correlación en profundidad. La etapa 38 deriva horizontes en profundidad a partir de las superficies de correlación en profundidad, las cuales se verifican con respecto a valores "isopach" negativos. Se combinan los horizontes en profundidad para completar una estructura de capas en profundidad. Existe una correspondencia de horizonte uno a uno entre la estructura de capas en

profundidad y la estructura por capas en tiempo.

La etapa 40 genera un modelo geológico 3-D dividiendo a la estructura de capas en profundidad, en varias celdas o bloques de modelo tridimensional. Con referencia adicional a la figura 4, se ilustra el modelo geológico 3-D del volumen geológico y se designa generalmente con 42 y se designa a una celda representativa con 44. Los modelos geológicos 3-D de este tipo contienen generalmente decenas de millones de celdas. El límite externo de la estructura por capas en profundidad define al volumen 46 modelo. Se ordenan las celdas dentro del modelo geológico 3-D 42 de modo que no haya sobreposición entre las celdas. Refiriéndonos adicionalmente a la figura 5, se ilustra que la celda 44 tiene dos dimensiones expresadas en unidades de longitud a lo largo de los ejes x e y, los cuales delinean típicamente un rectángulo o cuadrado en una vista en planta. La celda 44 tiene una tercera dimensión expresada en unidades de longitud a lo largo del eje z que es representativa de la profundidad y delinea el espesor. Se seleccionan las dimensiones específicas de cada celda en respuesta al volumen A1 que es la entrada al modelo geológico 3-D y datos de datos, si están disponibles. Por ejemplo, se pueden seleccionar las dimensiones de celda como una función de la línea, mediante el espaciamiento de líneas cruzadas con un régimen de muestreo del perfil de pozo. Se pueden configurar las capas finas de las celdas de modo que las mismas queden definidas equitativamente entre dos horizontes de estructura en capas

en profundidad (proporcionales), paralelos a un horizonte superior (en sobreposición) o paralelos a un horizonte de fondo (fuera de sobreposición).

Se ofrecen aquí las figuras 4 y 5 para propósitos de ilustración. El modelo geológico 42 3-D y las celdas asociadas son solamente una posible configuración del modelo geológico dimensional dentro de los alcances de la presente invención. Se comprenderá que el modelo geológico dimensional, tal como se describe aquí, no está limitado a cualquier número específico de dimensiones o unidades de expresión. Tampoco las celdas están limitadas a cualquier configuración geométrica. Por lo tanto, esta dentro de los alcances de la presente invención construir un modelo geológico dimensional de dimensiones n y teniendo celdas que están configuradas dimensionalmente de manera correspondiente.

Refiriéndonos nuevamente a las figuras 3A, 3B, 3C, se llena al modelo geológico 3-D con valores de datos iniciales mediante las etapas 48 y 50. La estructura por capas en tiempo y la estructura por capas en profundidad proporcionan en forma cooperativa un campo de velocidad 3-D que permite la elaboración de mapas de profundidad a tiempo y ofrece correspondencia entre el modelo geológico 3-D el volumen A1. Como resultado de esto, la etapa 48 traduce a los valores x , y y z para cada celda del modelo geológico 3-D a línea, línea cruzada y tiempo en el volumen A1. Se extrae al valor de la impedancia acústica sísmica en

determinada línea, línea cruzada y tiempo en el volumen A1 a partir de este último y se carga en la correspondiente celda del modelo geológico 3-D. Se repite este procedimiento hasta que cada celda en el modelo geológico 3-D queda poblada con un valor de impedancia acústica sísmica apropiada a partir del volumen A1. Se carga frecuentemente el mismo valor de impedancia acústica en muchas celdas debido a la naturaleza limitada de banda, o sea, una resolución vertical relativamente baja del volumen A1.

La etapa 50 estima los valores de la roca y las propiedades de fluido, incluyendo al primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido y distribuye a los valores estimados en cada celda en el modelo geológico 3-D. Se seleccionan las propiedades de roca y fluido en base a su utilidad en el modelo de respuesta petrofísica que se describe más adelante con referencia a la etapa 52. Se estiman los valores de las propiedades de roca y fluido utilizando principios científicos y de ingeniería bien conocidos y todos los datos petrofísicos disponibles para el volumen geológico. Por ejemplo, los datos de pozo pueden estar disponibles a partir de perfiles que ofrecen ciertos valores de propiedades de roca y fluido a lo largo de capas de alta resolución del modelo geológico 3-D que corresponden a sitios de pozo. Los datos de pozo proporcionan típicamente valores localizados de porosidad de pozo además de la identidad de tipos de fluido, tales como valores de gas, petróleo y agua, así como valores de

76

saturación con fluido. Otros datos disponibles pueden incluir cálculos PVT que ofrecen estimados de capacidad de compresión de fluido. Las muestras de núcleo proporcionan densidades de grano y composición mineral de la roca. Se puede realizar la distribución de los valores estimados iniciales de las propiedades de roca y fluido en el modelo geológico 3-D, de acuerdo con cualquier número de técnicas convencionales tales como ponderación de distancia, "co-kriging" co-localizada, etc. Puede ser necesario retener la relación específica entre los valores estimados iniciales de una determinada propiedad de roca o fluido proporcionada por la distribución en etapas de ajuste subsiguientes del presente método. Por ejemplo, se debe retener en etapas de ajuste subsiguientes la naturaleza relativa de la porosidad de estratos como una función de la localización vertical proporcionada por la distribución.

La etapa 52 establece el modelo de respuesta petrofísica que se basa en la relación conocida entre las propiedades de roca y fluido, y la impedancia acústica. El modelo de respuesta petrofísica es distinto del modelo geológico 3-D, siendo un sistema de ecuaciones de respuesta, en el cual la propiedad designada pronosticada de roca o fluido es una variable independiente primaria y la impedancia acústica pronosticada es una variable dependiente primaria. Se utiliza el modelo de respuesta petrofísica para el cálculo directo de los valores pronosticados de impedancia acústica, utilizando los valores estimados de las

propiedades de roca y fluido, incluyendo los valores pronosticados de propiedad designada de roca o fluido. Así, el modelo de respuesta petrofísica describe la forma en que varía la impedancia acústica con una o más propiedades de roca y fluido, incluyendo la propiedad designada de fluido o roca dentro del volumen geológico.

Se deriva preferiblemente al modelo de respuesta petrofísica a partir de ecuaciones de módulos elásticos convencionales, con capacidad de predicción, de roca y fluido. Se describe un ejemplo de sistema de tales ecuaciones en Mavko, G. y otros, editores; Rock Physics Formulas, Rock Physics Laboratory, Stanford University, 1993, incorporado aquí a modo de referencia. La impedancia acústica (AI) está relacionada con las propiedades de roca y fluido mediante el siguiente sistema de ecuaciones:

$$AI = v_p \rho_b$$

donde: v_p = velocidad de compresión

ρ_b = densidad volumétrica

La velocidad de compresión está relacionada con las propiedades de roca y fluido mediante la primera ecuación de Christoffle:

$$v_p = [(K^* + 4/3 G^*)/\rho_b]^{1/2}$$

en la cual:

K^* = módulo volumétrico (inversa de la compresibilidad del sistema)

G^* = módulo de corte

Se calcula el módulo volumétrico a partir de la expresión de Gassmann:

$$K^* = K_A + [(1 - (K_A/K_M)^2)/((\Phi/K_F) + ((1-\Phi)/K_M) - (K_A/(K_M)^2))]$$

en la cual:

K_A = módulo del sistema (inversa de la compresibilidad de la roca seca)

K_M = módulo mineral (inversa de la compresibilidad de gramo)

ϕ = porosidad de la roca

K_F = módulo de fluido (inversa de la compresibilidad de fluido)

Se estima el módulo de corte G^* como una función lineal de la porosidad de la roca.

Se calcula la densidad volumétrica como:

$$\rho_b = \rho_{ma} * (1 - \phi) + \phi(S_w * \rho_w + (1 - S_w) * \rho_{HC})$$

en la cual:

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_w = densidad del agua congénita

ρ_{HC} = densidad del hidrocarburo a las condiciones FVT correctas

S_w = saturación del agua del yacimiento

Como se indicó anteriormente con referencia a los valores de estimación de las propiedades de roca y fluido, la aplicación del modelo requiere el uso exhaustivo de todos los datos petrofísicos disponibles para el volumen geológico de

determinada por el signo de la diferencia entre el valor promedio pronosticado y el valor sísmico de la impedancia acústica.

La etapa 64 retorna al circuito de minimización de error a la etapa 56, en la cual se calcula un segundo valor pronosticado utilizando al modelo de respuesta petrofísica y a los valores estimados de las propiedades de roca y fluido, incluyendo al segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, el cual reemplaza al primer valor pronosticado. Se repiten las etapas 58, 60, 62 y 64 tan frecuentemente como sea necesario, hasta que el valor absoluto de la diferencia entre el valor pronosticado de la impedancia acústica y el valor sísmico de la misma para el grupo seleccionado de celdas sea menor o igual a la tolerancia máxima. El valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido para cada celda del grupo que logra este resultado es el valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para esa celda. Es evidente que se varían los valores pronosticados de impedancia acústica y los valores pronosticados de propiedad designada de roca y fluido durante el circuito de minimización de error, mientras que los valores estimados restantes de las propiedades de roca y fluido, los valores sísmicos de impedancia acústica y la forma de las ecuaciones de respuesta del modelo de respuesta petrofísica son mantenidos fijos.

La etapa 66 actualiza al modelo geológico 3-D

mediante la repoblación de las celdas seleccionadas del modelo geológico 3-D con los valores minimizados de error de la propiedad designada de roca o fluido. En particular, los valores minimizados de error recién determinados de la propiedad designada de roca o fluido son sustituidos por cada primer valor pronosticado correspondiente de la propiedad designada de roca o fluido poblada en el modelo geológico 3-D en la etapa 50. La etapa 68 retorna al circuito de selección de agregado de celda a la etapa 54, en la cual se selecciona otro grupo de celdas contiguas a partir del modelo geológico 3-D en el cual es constante la impedancia acústica sísmica. Se realiza el circuito de minimización de error para el grupo recién seleccionado de celdas contiguas a fin de determinar los valores minimizados de error de la propiedad designada de roca o fluido para estas celdas. Luego, se actualizan estos valores minimizados de error en el modelo geológico 3-D. Se repite el circuito de selección de agregado de celdas tan frecuentemente como sea necesario en la forma indicada anteriormente, hasta que se determina un valor minimizado de error de la propiedad designada de roca o fluido para cada celda en el modelo geológico.

Una característica adicional del presente método es la selección de la propiedad designada de roca o fluido. La selección de una propiedad adecuada designada de roca o fluido permite al operador caracterizar exactamente al yacimiento de fluido dentro del volumen geológico cuando el

85
81

modelo geológico 3-D está poblado con los valores minimizados de error de la propiedad. El operador selecciona típicamente la propiedad designada de roca o fluido en asociación o en forma preliminar con las etapas indicadas anteriormente de la figura 4. Los criterios de selección están dentro del punto de vista de los expertos en el arte y son una función de las necesidades específicas del operador. Típicamente, los criterios de selección son una función de la aplicación deseada del modelo geológico resultante 3-D y los valores de datos minimizados de error. Por ejemplo, los expertos en el arte reconocen generalmente a la porosidad, tipo de fluido o saturación como una propiedad significativa en las aplicaciones de exploración de hidrocarburos. En forma similar, un experto en el arte reconocen generalmente a la porosidad, tipo de fluido o permeabilidad como una propiedad significativa en las aplicaciones de manejo de yacimiento. Por lo tanto, aunque el presente método no está limitado a cualquier propiedad específica designada de roca o fluido, las propiedades indicadas anteriormente de roca y fluido, o sea porosidad, tipo de fluido, saturación y permeabilidad, son ejemplos de propiedades designada de roca o fluido que tienen utilidad en el presente método.

La figura 6 ilustra la capacidad del presente método para pronosticar exactamente valores de una propiedad designada de roca o fluido. Se selecciona a la porosidad como la propiedad designada de roca o fluido para esta aplicación. Se determinan los valores minimizados de error

de la porosidad a lo largo del orificio de pozo de acuerdo con el presente método. Se determinan también los valores estimados de propiedades de roca y fluido, o sea saturación y permeabilidad, y los valores pronosticados de impedancia acústica, a lo largo de la longitud del pozo de acuerdo con el presente método. Se trazan estos valores en ejes verticales separados con una línea punteada. Se trazan los valores experimentales medidos reales de porosidad, saturación, permeabilidad e impedancia acústica, en los mismos ejes respectivos con una línea continua para comparación. Es evidente que el presente método pronostica en forma exacta los valores de porosidad en el volumen geológico, logrando un ajuste estrecho entre los valores minimizados de error y los valores experimentales medidos de porosidad, aún cuando los valores estimados de las propiedades restantes de la roca y fluido del modelo de respuesta petrofísica sean menos exactos.

Si bien se han ilustrado y descrito las formas preferidas de la invención, se comprenderá que se pueden establecer alternativas y modificaciones tales como las sugeridas y muchas otras, que caen dentro de los alcances de la presente invención.

REIVINDICACIONES

1. Un método par determinar iterativamente un valor minimizado de error de una propiedad designada de roca o fluido en un sitio de un volumen geológico subterráneo; dicho método comprende:

proporcionar un volumen geológico subterráneo, en el cual se ha determinado experimentalmente una distribución de valores sísmicos de impedancia acústica para dicho volumen geológico;

caracterizar a dicho volumen geológico mediante un volumen modelo que tiene varios subvolúmenes modelo;

seleccionar un subvolumen modelo a partir del grupo de subvolúmenes modelo;

asignar un valor sísmico de impedancia acústica a partir de dicha distribución hacia el subvolumen modelo;

designar una propiedad de roca o fluido pertinente para dicho volumen geológico;

asignar un primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido a dicho subvolumen modelo;

calcular un primer valor pronosticado de impedancia acústica para dicho subvolumen modelo a partir de un modelo de respuesta utilizando un primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido, en el cual dicho modelo de respuesta es sensible a cambios en los valores pronosticados de la propiedad designada de roca o fluido;

comparar al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de esta última para determinar una primera diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos de impedancia acústica; y

ajustar dicho primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido, en la cual dicho segundo valor reduce a dicha primera diferencia.

2. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo el cálculo de un segundo valor pronosticado de impedancia acústica para el subvolumen modelo de dicho modelo de respuesta, utilizando a dicho segundo valor pronosticado de la propiedad designada de roca y fluido.

3. El método, de acuerdo con la reivindicación 2, comprendiendo además la comparación del segundo valor pronosticado de impedancia acústica con la impedancia acústica del valor sísmico a fin de determinar una segunda diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos de impedancia acústica, en el cual dicha segunda diferencia es menor que la primera diferencia

4. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además la repetición iterativa de las etapas de ajustar el valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido; calcular al valor pronosticado ajustado de la propiedad designada de roca o fluido; y comparar al valor pronosticado calculado de impedancia acústica con el valor

sísmico de esta última para determinar a dicha diferencia entre los valores pronosticados y sísmicos calculados de impedancia acústica.

5. El método, de acuerdo con la reivindicación 4, en el cual se termina la repetición iterativa cuando la diferencia no excede a una tolerancia máxima predeterminada.

6. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el subvolumen modelo seleccionado es un primer subvolumen modelo dentro de un grupo de subvolúmenes modelo contiguos que tienen un valor sísmico común de impedancia acústica.

7. El método, de acuerdo con la reivindicación 6, en el cual los valores pronosticados de impedancia acústica par todos los subvolúmenes modelo en dicho grupo son promediados para crear un valor pronosticado promedio de impedancia acústica para dicho grupo y se determina la diferencia entre el valor pronosticado promedio de la impedancia acústica y el valor sísmico común de impedancia acústica para dicho grupo.

8. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual la propiedad designada de roca o fluido está seleccionada del grupo que consiste de porosidad, saturación y permeabilidad.

9. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además:

seleccionar un segundo subvolumen modelo a partir del grupo de subvolúmenes modelo;

asignar un valor sísmico de impedancia acústica desde dicha distribución a un segundo subvolumen modelo;

asignar un primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido a dicho segundo subvolumen modelo;

calcular un primer valor pronosticado de impedancia acústica para el segundo subvolumen modelo desde el modelo de respuesta utilizando al primer valor pronosticado de la propiedad designada de roca o fluido para dicho segundo subvolumen modelo;

comparar al primer valor pronosticado de impedancia acústica con el valor sísmico de la impedancia acústica para el segundo subvolumen modelo a fin de determinar una primera diferencia entre los valores pronosticado y sísmico de impedancia acústica para el segundo subvolumen; y

ajustar al primer valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido para el segundo subvolumen modelo en respuesta a la primera diferencia para crear un segundo valor pronosticado de dicha propiedad designada de roca o fluido para el segundo subvolumen modelo, en el cual el segundo valor pronosticado reduce a dicha primera diferencia.

10. El método, de acuerdo con la reivindicación 9, en el cual el segundo subvolumen modelo está incluido dentro de un segundo grupo de subvolúmenes modelo contiguos que tienen un valor sísmico común de impedancia acústica.

91
87

FIG. 1

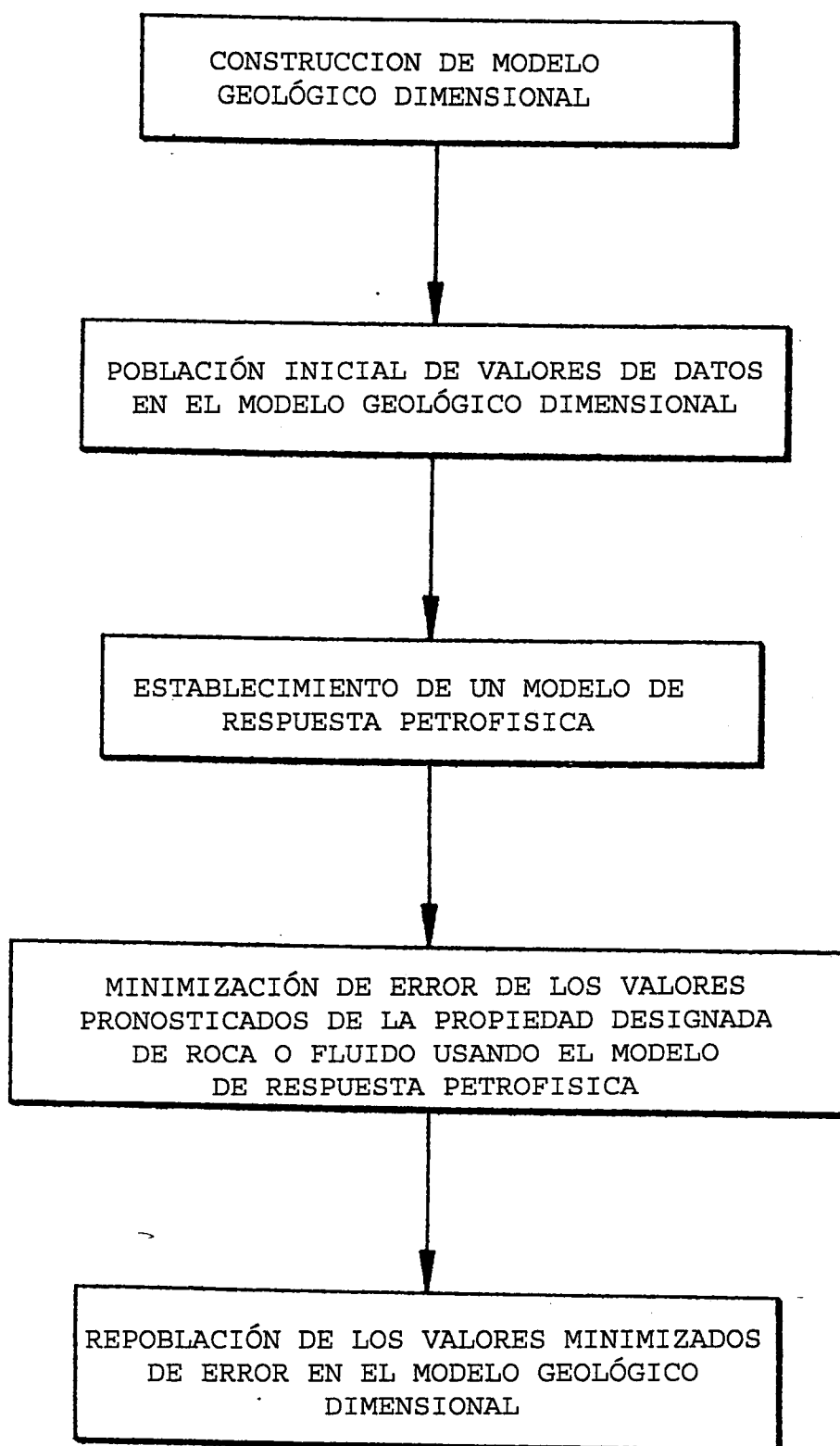
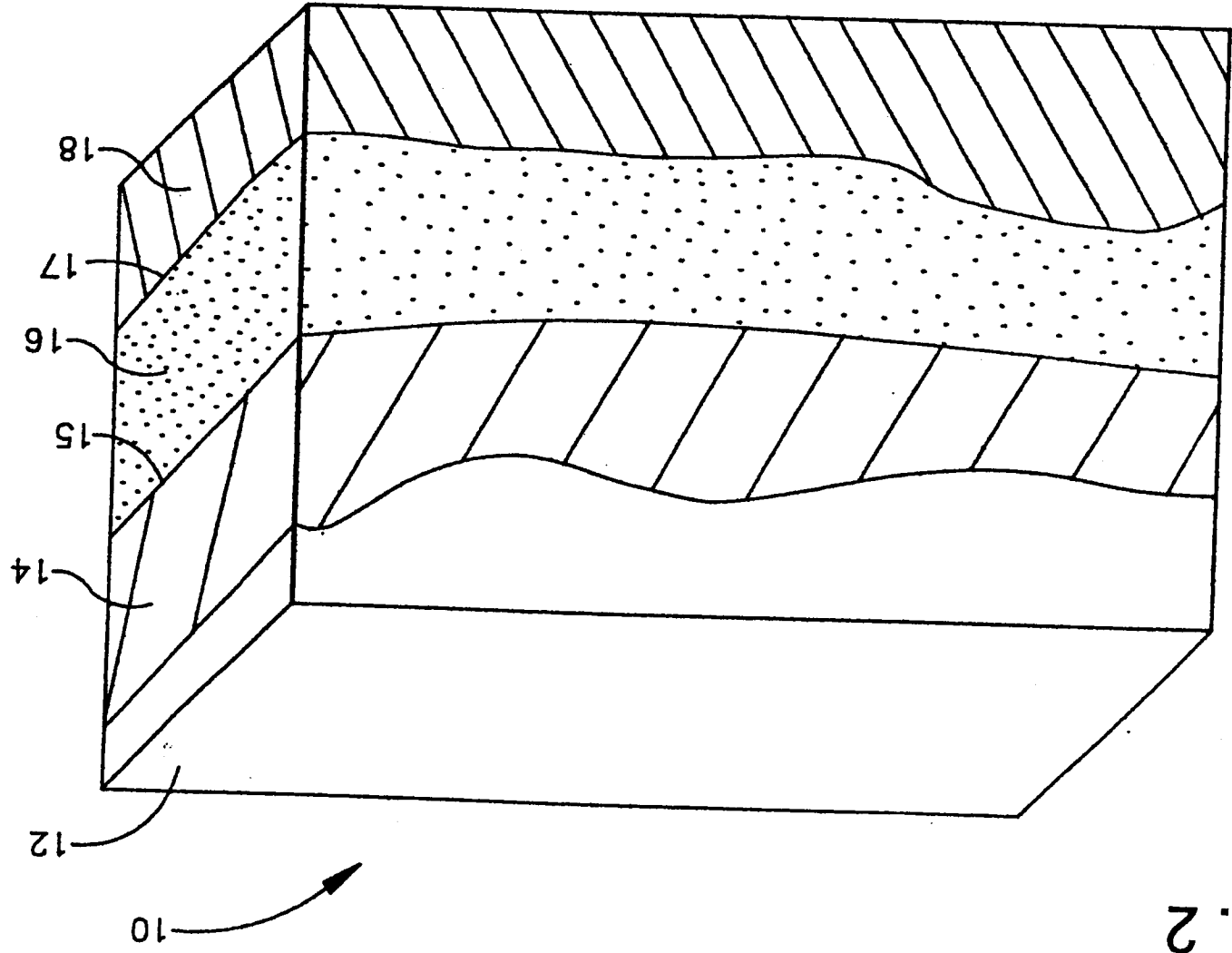


FIG. 2



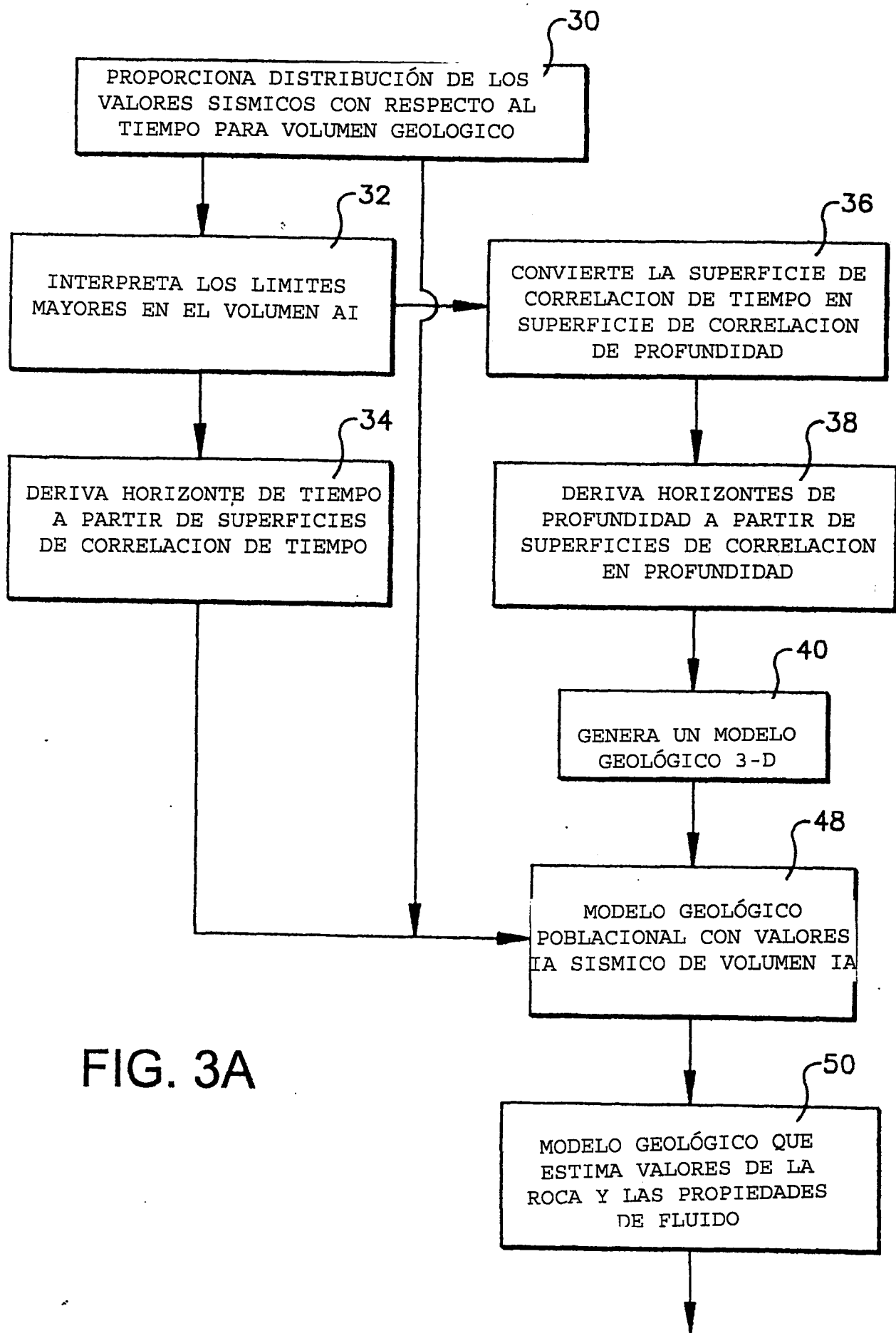


FIG. 3A

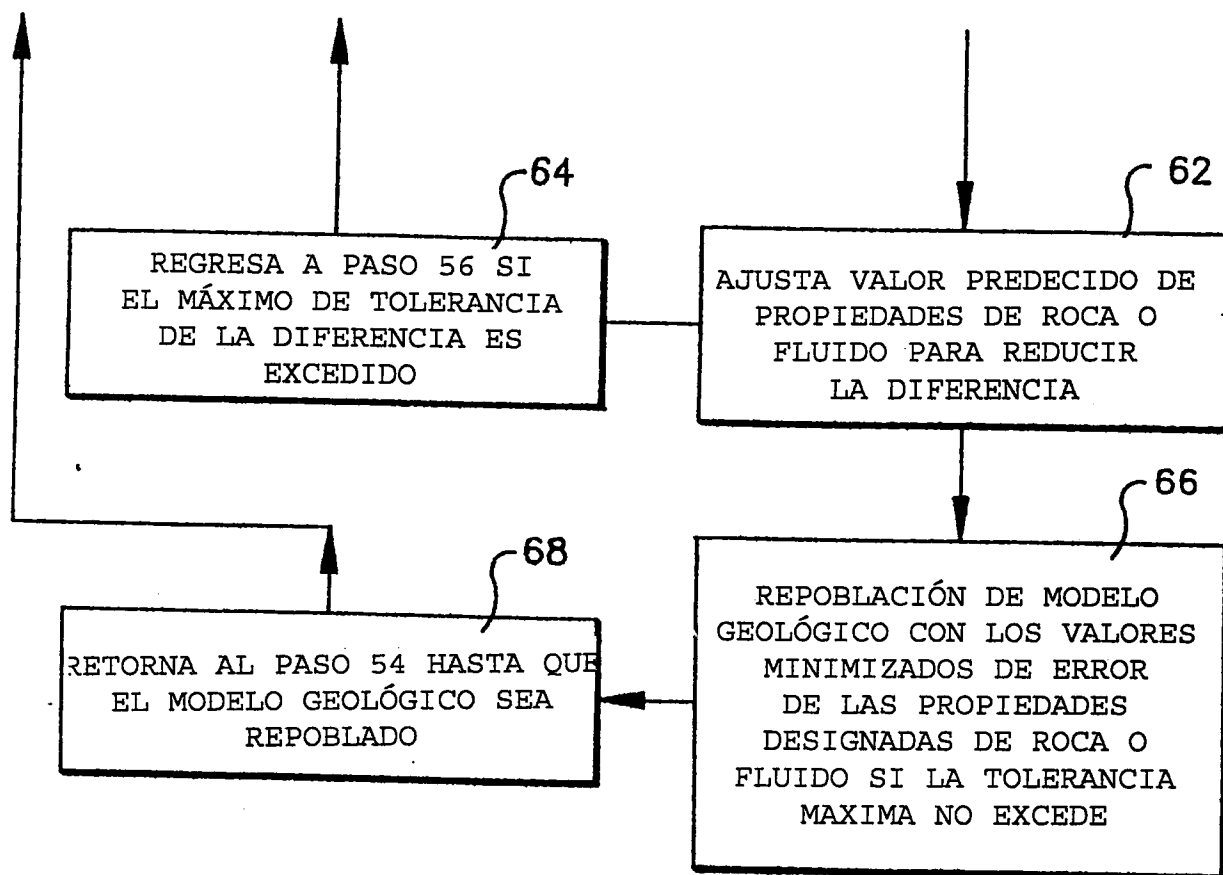


FIG. 3C

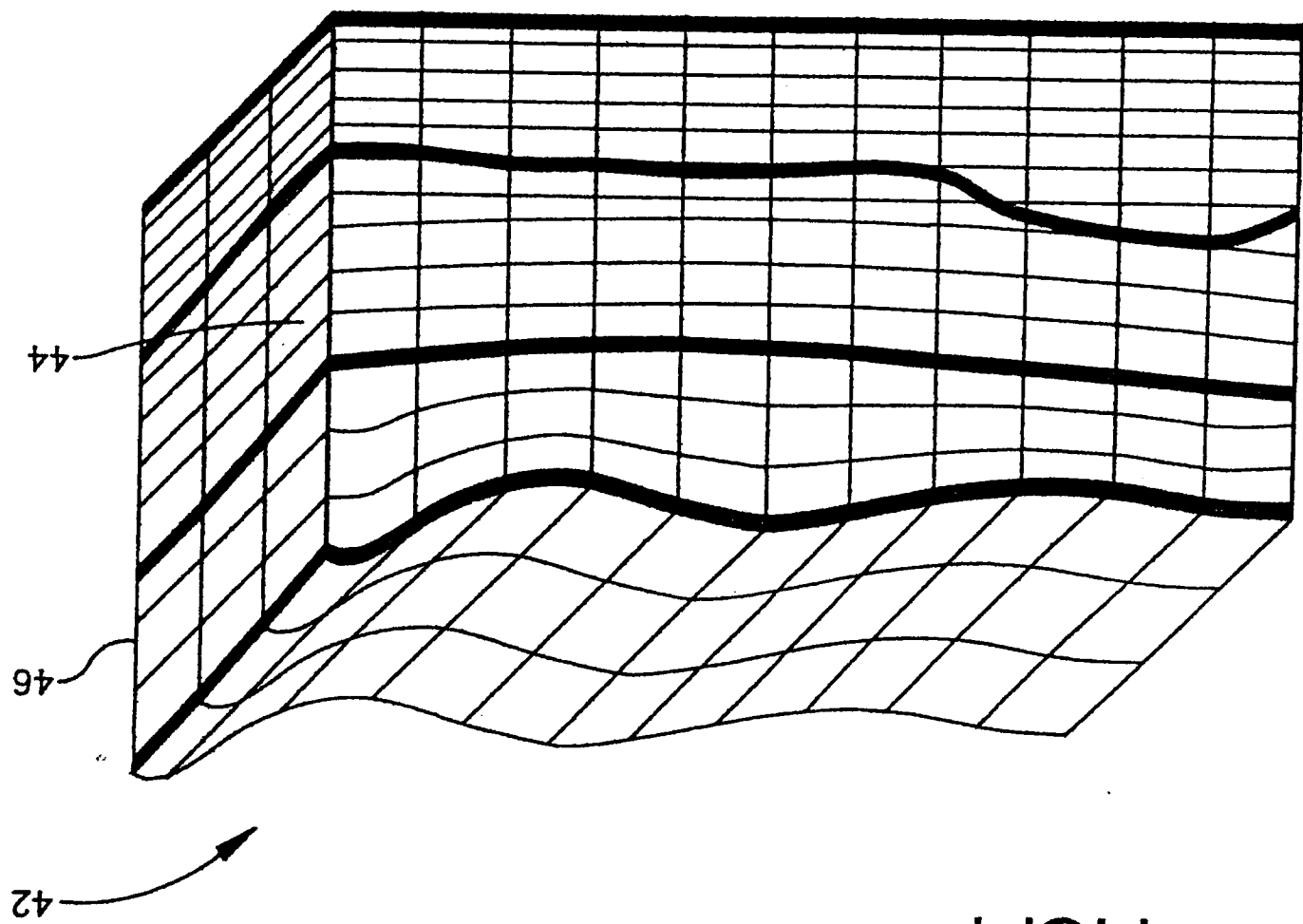


FIG. 4

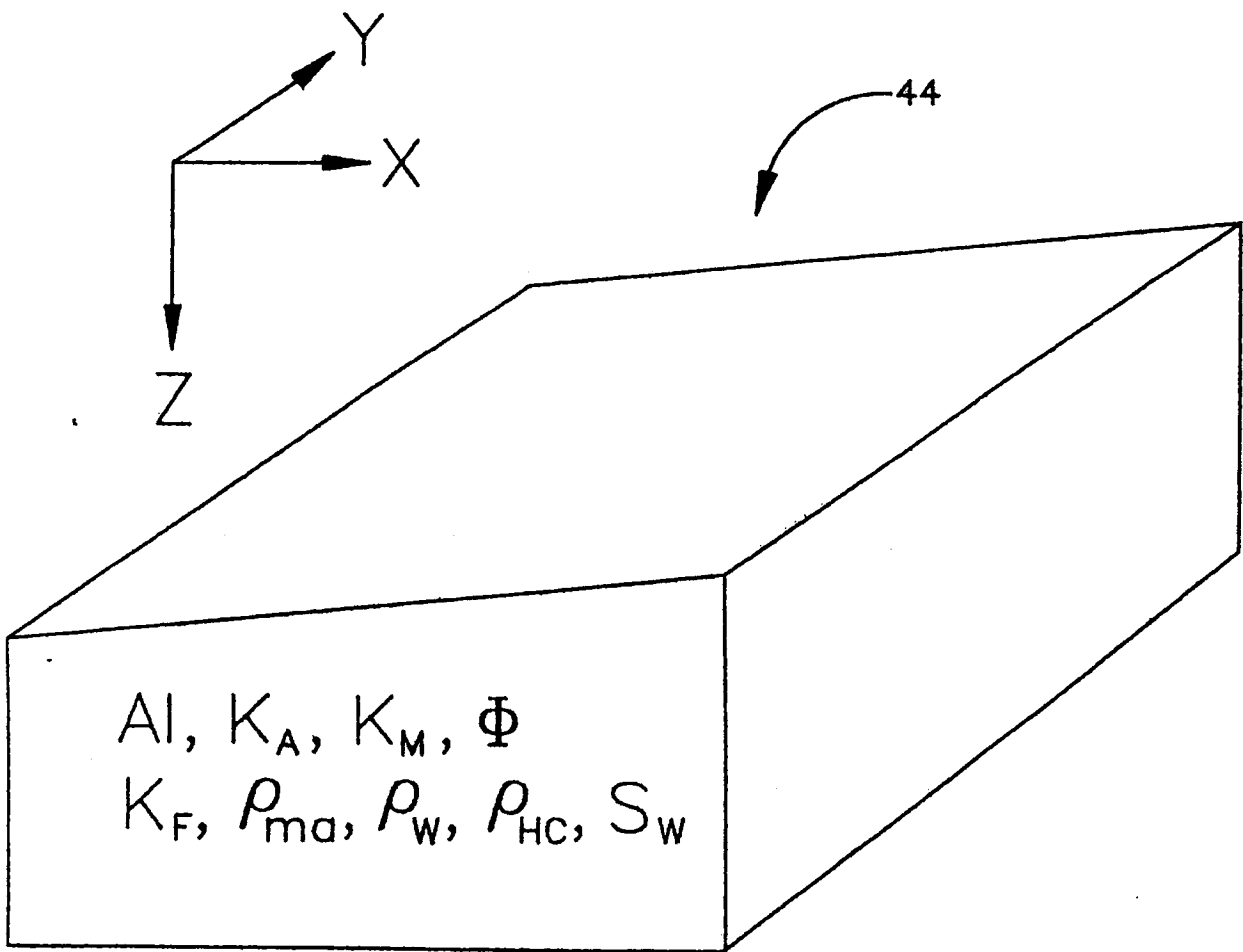


FIG. 5

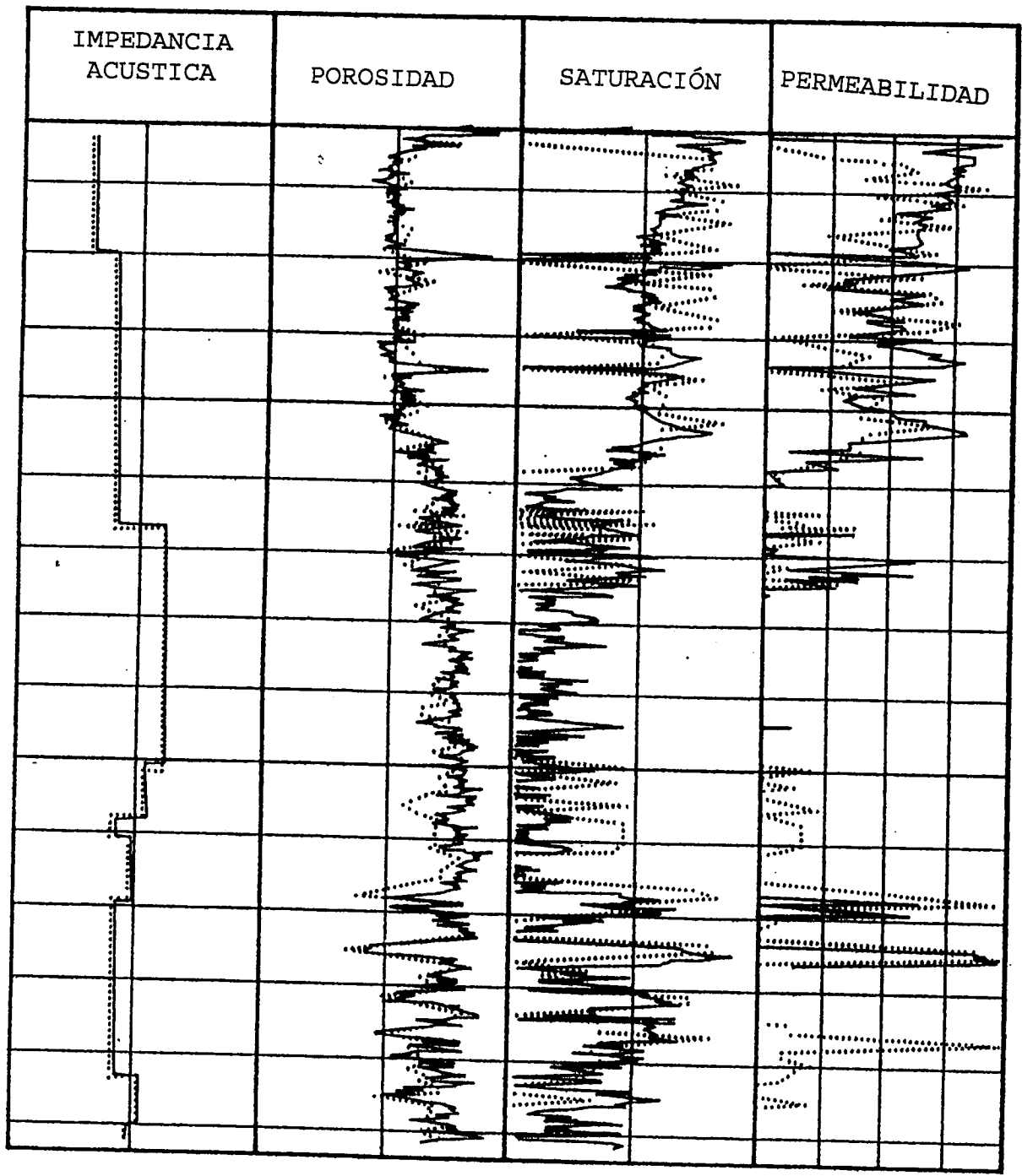
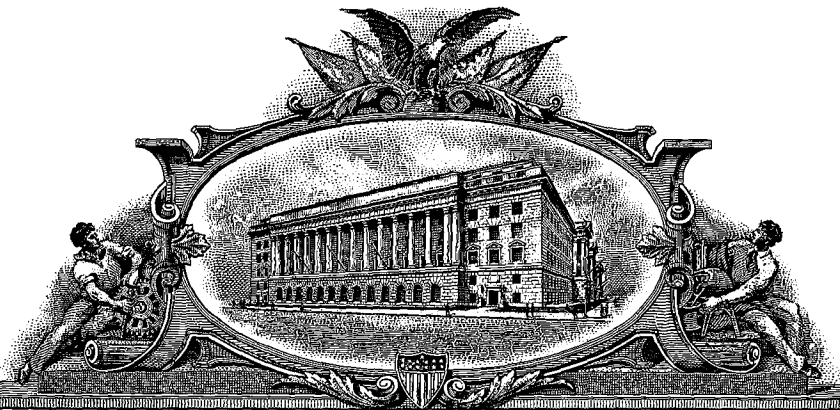


FIG. 6

VALORES DE ERROR
MINIMIZADO (O PREDECIDO)
VALORES EXPERIMENTALES

PA 388657



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

April 17, 2001

THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED HERETO IS A TRUE COPY FROM THE RECORDS OF THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE OF THOSE PAPERS OF THE BELOW IDENTIFIED PATENT APPLICATION THAT MET THE REQUIREMENTS TO BE GRANTED A FILING DATE UNDER 35 USC 111.

APPLICATION NUMBER: 09/584,063

FILING DATE: May 31, 2000



By Authority of the
COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS

T. LAWRENCE
Certifying Officer

06-01-80

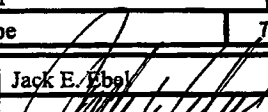
H

102

97

Please type a plus sign (+) inside this box → ☐Approved for use through 09/30/2000. OMB 0851-0032
Patent and Trademark Office: U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE

Under the Paperwork Reduction Act of 1995, no persons are required to respond to a collection of information unless it displays a valid OMB control number.

UTILITY PATENT APPLICATION TRANSMITTAL		Attorney Docket No. 990017 USA	
(Only for new nonprovisional applications under 37 C.F.R. § 1.53(b))		First Inventor or Application Identifier Jeffrey G. Hamman et al.	
		Title Method for Predicting Quantitative Values of a Rock or Fluid Property in a Reservoir Using Seismic Data	
		Express Mail Label No. IB790834726	
APPLICATION ELEMENTS See MPEP chapter 600 concerning utility patent application contents.		ADDRESS TO: Assistant Commissioner for Patents Box Patent Application Washington, DC 20231	
1. ☒ *Fee Transmittal Form (e.g., PTO/SB/17) (Submit an original and a duplicate for fee processing)		6. ☐ Microfiche Computer Program (Appendix)	
2. ☒ Specification (Total Pages 26) (preferred arrangement set forth below) - Descriptive title of the invention - Cross References to Related Applications - Statement Regarding Fed sponsored R & D - Reference to Microfiche Appendix - Background of the invention - Brief Summary of the invention - Brief Description of the Drawings (if filed) - Detailed Description - Claim(s) - Abstract of the Disclosure		7. ☐ Nucleotide and/or Amino Acid Sequence Submission (if applicable, all necessary) a. ☐ Computer Readable Copy b. ☐ Paper Copy (identical to computer copy) c. ☐ Statement verifying identity of above copies	
3. ☒ Drawing(s) (35 U.S.C. 113) (Total Sheets 8)		ACCOMPANYING APPLICATION PARTS	
4. Oath or Declaration (Total Pages 2) a. ☒ Newly executed (original or copy) b. ☐ Copy from a prior application (37 C.F.R. § 1.63(d)) (for continuation/divisional with Box 17 completed) (Note Box 5 below) i. ☐ DELETION OF INVENTOR(S) Signed statement attached deleting inventor(s) named in the prior application, see 37 C.F.R. §§ 1.63(d)(2) and 1.33(b).		8. ☐ Assignment Papers (cover sheet & document(s))	
5. ☐ Incorporation By Reference (useable if Box 4b is checked) The entire disclosure of the prior application, from which a copy of the oath or declaration is supplied under Box 4b, is considered to be part of the disclosure of the accompanying application and is hereby incorporated by reference therein.		9. ☐ 37 C.F.R. § 3.73(b) Statement ☐ Power of Attorney (when there is an assignee)	
17. If a CONTINUING APPLICATION , check appropriate box, and supply the requisite information below and in a preliminary amendment: ☐ Continuation ☐ Divisional ☐ Continuation-in-part (CIP) of prior application No: _____ Prior application information: Examiner _____ Group / Art Unit: _____		10. ☐ English Translation Document (if applicable)	
		11. ☐ Information Disclosure Statement (IDS)/PTO-1449 ☐ Copies of IDS Citations	
		12. ☐ Preliminary Amendment	
		13. ☒ Return Receipt Postcard (MPEP 503) (Should be specifically itemized)	
		14. ☐ *Small Entity Statement(s) ☐ Statement filed in prior application, Status still proper and desired (PTO/SB/09-12)	
		15. ☐ Certified Copy of Priority Document(s) (if foreign priority is claimed)	
		16. ☒ Other: Cover letter transmittal.	
18. CORRESPONDENCE ADDRESS			
☐ Customer Number or Bar Code Label ☒ Correspondence address below (Insert Customer No. or Attach bar code label here)			
Name Jack E. Ebel Marathon Oil Company			
Address P. O. Box 269			
City Littleton		State CO	Zip Code 80160
Country Arapahoe	Telephone (303) 347-5622	Fax (303) 347-5369	
Name (Print/Type) Jack E. Ebel		Registration No. (Attorney/Agent) 28,148	
Signature 		Date 05/31/00	

Burden Hour Statement: This form is estimated to take 0.2 hours to complete. Time will vary depending upon the needs of the individual case. Any comments on this amount of time you are required to complete this form should be sent to the Chief Information Officer, Patent and Trademark Office, Washington, DC 20231. **DO NOT SEND FEES OR COMPLETED FORMS TO THIS ADDRESS. SENT TO:** Assistant Commissioner for Patents, Box Patent Application, Washington, DC 20231.

1c826 U.S. PTO
05/31/00

5584053-053400

In The United States Patent and Trademark Office

Docket No. 990017 USA

DATE: May 31, 2000

Assistant Commissioner for Patents
Washington, D.C. 20231

Dear Sir or Madam:

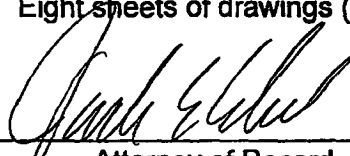
Transmitted herewith for filing is the patent application of:

Inventor(s): Jeffry G. Hamman, Donald H. Caldwell, and Stephen D. Wilson

Entitled: METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR
FLUID PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA

Enclosed are:

- ☒ Cover Letter with Certificate of Mailing by Express Mail dated 05/31/00.
- ☒ Utility Patent Application Transmittal, Form PTO/SB/05.
- ☒ Fee Transmittal Form PTO/SB 17 (in duplicate).
- ☒ Combined Declaration and Power of Attorney for Patent Application.
- ☒ 26 pages of specification, including claims and abstract.
- ☒ Eight sheets of drawings (FIGS. 1-6).



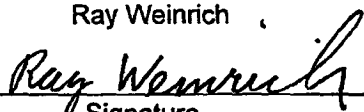
Attorney of Record
P.O. Box 269, Littleton, CO 80160
(303) 347-5622

"Express Mail" Mailing Label No. IB790834726

Date of Deposit: May 31, 2000

I hereby certify that this paper and the enclosures are being deposited with the United States Postal Service "Express Mail Post Office to Addressee" service under 37 CFR 1.10 on the date indicated above and is addressed to the Assistant Commissioner for Patents, Washington, D. C. 20231.

Ray Weinrich



Signature

990017 USA
Docket Number

May 31, 2000
Date

10511 U.S. PTO
09/584063
05/31/00

103

98

007E50" C304B560

METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR FLUID PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA

TECHNICAL FIELD

- 5 The present invention relates generally to a method for creating a dimensional geologic model of a subterranean fluid reservoir. More particularly, the invention is a method for populating the dimensional geologic model with quantitative values of a designated rock or fluid property which are error minimized using a petrophysical response model and seismic data. The
- 10 resulting dimensional geologic model facilitates exploration or production management of hydrocarbon-bearing reservoirs.

BACKGROUND OF THE INVENTION

- 15 In the exploration for hydrocarbons and the exploitation of hydrocarbons from subterranean environs, there is an ongoing need to accurately characterize subterranean reservoirs of interest. Knowing the areal extent, hydrocarbon content, and fluid permeability of a hydrocarbon-bearing reservoir is extremely important to reduce the risk of economic loss and conversely to increase the rate of return on hydrocarbon production from the
- 20 reservoir. Such information regarding the subterranean reservoir is most readily obtained from one or more wells which are drilled through the reservoir. Drilling rates, drill cuttings, changes in drilling mud composition, and core samples from a well provide the requisite information. Logs generated by passing well logging tools through a well are also a good source
- 25 of information. Logs provide valuable information concerning the rock and fluid properties of the subterranean reservoir, such as porosity, fluid identification, and shale volume. Exemplary logs include resistivity, gamma ray, density, compressional velocity, shear velocity, and neutron logs.

- 30 Since the logs only measure rock and fluid properties up to about one foot from the well bore and the vast majority of the reservoir is not penetrated by wells, the logs are unfortunately only capable of characterizing an extremely small fraction of a reservoir. Furthermore, the act of drilling stresses the rock surrounding the well bore, thereby changing the rock properties and introducing error into measurements obtained by well logging

990017

and core analysis. A long standing need exists to accurately characterize rock and fluid properties across substantially the entirety of a subterranean reservoir and, in particular, to accurately characterize rock and fluid properties in regions of the reservoir which are not sampled by wells.

5 Well data has conventionally been extrapolated away from the well bore to characterize the entirety of the reservoir when well data is limited. Conventional extrapolation techniques depict the subterranean reservoir as a plurality of three-dimensional arrays of blocks or cells which are integrated together to form a three-dimensional model of the reservoir. Typically, the X,
10 Y and Z coordinates of each block are determined in both absolute elevation and stratigraphic surfaces and search algorithms are used to determine relative data points in the vicinity of each block. In addition, the rock properties of each block are assigned by means of estimation methods, such as distance based methods using interpolated averaging methods which are
15 based upon nearby data values and geostatistical methods which account for both the distance and spatial continuity of rock properties.

Seismic surveys have also been used to provide seismic information over the portions of the subterranean reservoir which are not sampled by a well. Impact devices, such as vibratory sources, gas guns, air guns, and
20 weight drops, are employed at the earthen surface or in a well bore as a seismic source to generate shear and compressional waves in the subterranean strata. These waves are transmitted through the subterranean strata, reflected at changes in acoustic impedance, and recorded, usually at the earthen surface, by recording devices placed in an array. This recorded
25 data is typically processed using software which is designed to minimize noise and preserve reflection amplitude. The seismic surveys are ultimately evolved into three-dimensional data sets representing a direct measurement of the surfaces of the rock which define the subterranean reservoir. The data sets are increasingly used to evaluate and map subsurface structures for the
30 purpose of exploring or exploiting oil, gas or mineral reserves. However, seismic data has not generally been utilized in three-dimensional geologic models for any purpose other than to define the top and base of the model. The present invention recognizes a need to more effectively integrate seismic

990017

data with geologic models for accurate characterization of subterranean reservoirs.

Accordingly, it is an object of the present invention to provide a method for more accurately predicting quantitative values of rock or fluid properties in a subterranean reservoir by the integrated use of seismic data and dimensional geologic models. It is another object of the present invention to provide a method for predicting quantitative values of rock or fluid properties in a subterranean reservoir which have specific utility for hydrocarbon exploration, enabling the practitioner to more accurately define the magnitude and bounds of a hydrocarbon-bearing reservoir. It is still another object of the present invention to provide a method for predicting quantitative values of rock or fluid properties in a subterranean reservoir which have specific utility for management of the hydrocarbon-bearing reservoir, enabling the practitioner to more closely maximize or otherwise optimize hydrocarbon production from the reservoir. These objects and others are achieved in accordance with the invention described hereafter.

SUMMARY OF THE INVENTION

The present invention is generally a method for creating a dimensional geologic model of a subterranean fluid reservoir which is populated with relatively precise quantitative rock or fluid property data. The resulting dimensional geologic model provides an accurate characterization of the fluid reservoir, thereby facilitating exploration or production management of hydrocarbon-bearing reservoirs. The method is performed by initially characterizing a geologic volume, including the fluid reservoir of interest, in terms of a model volume which is subdivided into a plurality of model subvolumes. The model subvolumes correlate to specified locations throughout the entirety of the geologic volume. Error-minimized values of a designated rock or fluid property are iteratively determined for each of the model subvolumes. The resulting error minimized values of an appropriately designated rock or fluid property have specific utility for hydrocarbon exploration, enabling the practitioner to more accurately define the magnitude and bounds of a hydrocarbon-bearing reservoir within the geologic volume. In

addition or in the alternative, the resulting error minimized values of an appropriately designated rock or fluid property have specific utility for management of the hydrocarbon-bearing reservoir within the geologic volume, enabling the practitioner to more closely maximize or otherwise optimize

5 hydrocarbon production from the reservoir.

In accordance with a specific embodiment of the present method a subterranean geologic volume is provided, wherein a distribution of seismic values of acoustic impedance has been experimentally determined for the geologic volume. The geologic volume is characterized by a model volume

10 having a plurality of model subvolumes. A model subvolume is selected from the plurality of model subvolumes and a seismic value of acoustic impedance from the distribution is assigned to the model subvolume. A rock or fluid property relevant to the geologic volume is designated and a first predicted value of the designated rock or fluid property is also assigned to the model

15 subvolume. A first predicted value of acoustic impedance for the model subvolume is calculated from a response model using the first predicted value of the designated rock or fluid property, wherein the response model is responsive to changes in predicted values of the designated rock or fluid property. The first predicted value of acoustic impedance is compared to the

20 seismic value of acoustic impedance to determine a first difference between the predicted and seismic values of acoustic impedance. The first predicted value of the designated rock or fluid property is adjusted in response to the first difference to create a second predicted value of the designated rock or fluid property, wherein the second predicted value reduces the first difference.

25 Thereafter a second predicted value of acoustic impedance for the model subvolume is calculated from the response model using the second predicted value of the designated rock or fluid property. The second predicted value of acoustic impedance is compared to the seismic value of acoustic impedance to determine a second difference between the predicted and

30 seismic values of acoustic impedance, wherein the second difference is less than the first difference. These steps are iteratively repeated until the difference does not exceed a predetermined maximum tolerance. The predicted value of the designated rock or fluid property upon termination of

the iterative repetition is an error minimized value of the designated rock or fluid property for the selected subvolume. The method is repeated for another model subvolume until error minimized values of the designated rock or fluid property have been determined for every model subvolume of the model volume.

The invention will be further understood from the accompanying drawings and description.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

Figure 1 is a schematic flowchart providing an overview of the method of the present invention.

Figure 2 is a schematic representation of a subterranean geologic volume including a fluid reservoir of interest.

Figure 3A, 3B, 3C is a schematic flowchart showing a detailed embodiment of the method of Figure 1.

Figure 4 is a schematic representation of a 3-D geologic model constructed in accordance with the embodiment of Figure 3A, 3B, 3C.

Figure 5 is a schematic representation of a cell from the 3-D geologic model of Figure 4, wherein the cell is populated with initial data.

Figure 6 is a graphical representation of predicted data for rock and fluid properties determined in accordance with the method of Figure 1.

DESCRIPTION OF PREFERRED EMBODIMENTS

An overview of the present method is shown in the flow chart of Figure 1 and described below with reference to Figure 1. The method comprises five stages. The first stage is construction of a dimensional geologic model based on an actual physical geologic volume which includes a fluid reservoir of interest. The dimensional geologic model comprises a model volume divided into an array of model subvolumes. The array of model subvolumes provides a dimensional framework for correlating experimental or predicted values of geophysical and petrophysical properties to specified locations within the geologic volume. The dimensional geologic model is constructed using a distribution of experimentally determined seismic values of acoustic

impedance for the geologic volume and other known experimental or derived data relating to the geologic volume which are obtained preliminary to the present method.

The second stage of the method is initial population of data values into the dimensional geologic model. In accordance with the initial data population stage, quantitative values of certain geophysical and petrophysical properties of the geologic volume are assigned to the entirety of the dimensional geologic model. In particular, the experimentally determined seismic values of acoustic impedance from the above-recited distribution are assigned to every subvolume of the dimensional geologic model. Estimated values of rock and fluid properties of the geologic volume are also assigned to every subvolume of the dimensional geologic model. The estimated values of the rock and fluid properties include initial estimated values of the designated rock or fluid property (alternately termed first predicted values) which are of particular utility to the present method.

The third stage of the method is establishment of a petrophysical response model. In the petrophysical response model establishment stage one or more response equations are selected or otherwise derived from physical relationships between rock, fluid, and seismic properties in a reservoir, which are well known to those skilled in the art of rock and fluid physics. The response equations enable calculation of a predicted value of acoustic impedance by inserting the estimated values of the rock and fluid properties, including the predicted value of the designated rock or fluid property, into the response equations. As such, the petrophysical response model generates a predicted value of acoustic impedance which is responsive to changes in the predicted value of the designated rock or fluid property.

The fourth stage of the method is error minimization of the predicted values of the designated rock or fluid property. The error minimization stage is initiated by using the petrophysical response model and estimated values of the rock and fluid properties including the first predicted value of the designated rock or fluid property to calculate a first predicted value of acoustic impedance for a selected model subvolume. The error minimized value of the designated rock or fluid property is determined by comparing the first

predicted value of acoustic impedance to the seismic value of acoustic impedance, iteratively adjusting the predicted value of the designated rock or fluid property in response to the comparison, and recalculating the predicted value of acoustic impedance using the petrophysical response model and adjusted predicted value of the designated rock or fluid property until an acceptable match is achieved between the predicted value and the seismic value of acoustic impedance. The predicted value of the designated rock or fluid property which achieves this match is the error minimized value of the designated rock or fluid property for the selected model subvolume. A new model subvolume is then selected and the error minimization stage is repeated until an error minimized value of the designated rock or fluid property has been determined for every model subvolume in the model volume. It is noted that the form of the petrophysical response model, the estimated values of the rock and fluid properties other than the designated rock or fluid property, and the seismic values of acoustic impedance are maintained fixed throughout the error minimization stage.

The fifth and final stage of the method is repopulation of the error minimized values into the dimensional geologic model. In accordance with the error minimized values repopulation stage, the error minimized values of the designated rock or fluid property are substituted for every corresponding first predicted value of the designated rock or fluid property which was initially populated into the dimensional geologic model in the second stage. The final product of the present method is a dimensional geologic model which is populated in its entirety with error minimized data values of the designated rock or fluid property and which is correlated to the geologic volume of interest.

A preferred embodiment of the method of the present invention is described below with reference to Figures 2-5. Referring initially to Figure 2, a physical geologic volume is shown and generally designated 10. The method of the present embodiment is applicable to the geologic volume 10 which comprises an earthen surface 12 and a plurality of subterranean strata 14, 16, 18 containing rock and fluid materials. As such, the geologic volume 10 includes a fluid reservoir which is not specifically delineated in the Figures.

106 ~~11~~

The strata 14, 16, 18 extend beneath the earthen surface 12 in layers which are serially stacked with depth. The strata 14, 16, 18 are distinguished from one another by different rock and fluid properties. Accordingly, the respective strata 14, 16, 18 are separated by stratigraphic events which define reservoir sequence boundaries 15, 17. It is understood, however, that Figure 2 is merely a conceptualized representation of a subterranean geologic volume. Practice of the present method is not limited to any specific geologic volume, but is generally applicable to substantially any geologic volume from which seismic data can be experimentally generated.

10 Figure 3A, 3B, 3C is a detailed flow chart of the present embodiment which depicts the method in a stepwise manner. Preliminary to initiating the present method, seismic data is experimentally generated in the geologic volume 10 of interest by a seismic survey using conventional methods well known to the skilled artisan. Seismic data is generally defined for purposes of
15 the present method as information generated by creating seismic waves within a geologic volume from artificial seismic energy sources and observing the arrival times and amplitudes of waves which are refracted through high velocity intervals within the geologic volume or waves which are reflected from interfaces within the geologic volume in response to the seismic waves. Such
20 interfaces are typically the result of changes in acoustic velocity or bulk density. A number of data processing techniques are commonly applied to the seismic data to reduce noise or otherwise render the data more meaningful. In particular, the present method utilizes the seismic data after the data has been converted to acoustic impedance using a conventional
25 technique known as seismic inversion. A number of seismic inversion software packages are commercially available which process the seismic data, converting the data to a distribution of seismic values of acoustic impedance over time or depth within the geologic volume. An exemplary seismic inversion software package is available under the tradename
30 "TDROV" from CGG Americas Inc., 16430 Park Ten Place, Houston, Texas 77084, USA.

In addition to seismic data, a limited amount of well data relating to rock or fluid properties in the geologic volume 10 may also be available to the

107 112

practitioner before the process is initiated. Such data is typically acquired from exploration or production wells (not shown) penetrating the geologic volume 10. As noted above, well data is extremely limited in areal scope, having reliability at best up to only about one radial foot away from the well bore. In any case, well data, if available, can be used in the practice of the present method as described hereafter. It is understood, however, that the availability of well data is not a prerequisite to practice of the present method. It is only required that a distribution of seismic values of acoustic impedance for the geologic volume 10 be preliminarily available or that seismic data be preliminarily available from which it is possible to generate the distribution. If seismic data is not preliminarily available for the geologic volume 10, seismic data can alternatively be generated for the geologic volume 10 by conducting a seismic survey as an incidental step of the present method.

Referring to Figure 3A, 3B, 3C, the present embodiment is initiated by step 30, wherein a distribution of seismic values of acoustic impedance over time is provided which has been obtained from the subterranean geologic volume 10 of Figure 2. The distribution defines a three-dimensional seismic acoustic impedance volume (AI volume), wherein the x and y axes of the AI volume are in units of length and the z axis is in units of time. A three-dimensional (3-D) model of the geologic volume is constructed from the AI volume by steps 32, 34, 36, 38, 40. The 3-D geologic model has a model volume, wherein all three axes of the volume x, y, z are in units of length.

Step 32 initiates construction of the 3-D geologic model by interpreting the major acoustic impedance boundaries in the AI volume and confirming correlation of the acoustic impedance boundaries to the reservoir sequence boundaries. Changes in seismic acoustic impedance with time in the AI volume must correlate to changes in the rock or fluid properties with depth in the geologic volume. After it is confirmed that the correct acoustic impedance interface times occur at the correct stratigraphic events, gridded time correlation surfaces are plotted throughout the AI volume using grids of lines and cross-lines. Step 34 derives time horizons from the gridded time correlation surfaces, which are checked for negative isochron values. The time horizons are combined to complete a time layered framework.

108 113

990017

Step 36 converts each gridded time correlation surface to a depth correlation surface using a best estimate of the average velocity to each horizon within the AI volume. Minor adjustments may be made to the depth correlation surfaces at well locations, if any, since the depth correlation surfaces do not usually identically match the horizon picks from the well locations. Minor adjustments may also be made to the depth correlation surfaces away from the well locations, if any, relying on the fact that fluid contacts are often identifiable as highly correlated spatial changes in the value of acoustic impedance. The estimated average velocities may also be readjusted in response to adjustments in the depth correlation surfaces. Step 38 derives depth horizons from the depth correlation surfaces, which are checked for negative isopach values. The depth horizons are combined to complete a depth layered framework. There is a one-to-one horizon correspondence between the depth layered framework and the time layered framework.

Step 40 generates a 3-D geologic model by dividing the depth layered framework into a plurality of three-dimensional model cells or blocks. Referring additionally to Figure 4, the 3-D geologic model of the geologic volume is shown and generally designated 42 and a representative cell is designated 44. 3-D geologic models of this type usually contain tens of millions of cells. The external boundary of the depth layered framework defines the model volume 46. The cells are ordered within the 3-D geologic model 42 so that no overlap occurs between the cells. Referring additionally to Figure 5, the cell 44 is shown to have two dimensions expressed in units of length along axes x and y which typically delineate a rectangle or square in plan view. The cell 44 also has a third dimension expressed in units of length along the z axis which is representative of depth and delineates thickness. The specific dimensions of each cell are selected in response to the AI volume which is input into the 3-D geologic model and well data, if available. For example, the cell dimensions can be selected as a function of line by cross-line spacing by well log sampling rate. Fine layering of the cells can be configured such that the cells are divided equally between two depth layered

framework horizons (proportional), parallel to a top horizon (on-lap) or parallel to the bottom horizon (off-lap).

Figures 4 and 5 are presented herein for purposes of illustration. The 3-D geologic model 42 and associated cells are but one possible configuration of the dimensional geologic model within the scope of the present invention. It is understood that the dimensional geologic model as taught herein is not constrained to any specific number of dimensions or units of expression. Nor are the cells constrained to any geometric configuration. It is, therefore, within the scope of the present invention to construct a dimensional geologic model of n-dimensions and having cells correspondingly dimensionally configured.

Referring again to Figure 3A, 3B, 3C, the 3-D geologic model is populated with initial data values by steps 48 and 50. The time layered framework and depth layered framework cooperatively provide a 3-D velocity field which enables mapping of depth to time and provides correspondence between the 3-D geologic model and the AI volume. As a result, step 48 translates the x, y and z values for each cell of the 3-D geologic model to line, cross-line and time in the AI volume. The value of the seismic acoustic impedance at a given line, cross-line and time in the AI volume is extracted from the AI volume and loaded into the corresponding cell of the 3-D geologic model. This procedure is repeated until every cell in the 3-D geologic model is populated with an appropriate seismic acoustic impedance value from the AI volume. The same acoustic impedance value is often loaded into many cells due to the band limited nature, i.e., relatively low vertical resolution, of the AI volume.

Step 50 estimates values of the rock and fluid properties including the first predicted value of the designated rock or fluid property and distributes the estimated values to every cell in the 3-D geologic model. The rock and fluid properties are selected based on their utility in the petrophysical response model which is described below with reference to step 52. The values of the rock and fluid properties are estimated using known scientific and engineering principles and all available petrophysical data for the geologic volume. For example, well data may be available from well logs which provide certain localized well values of rock and fluid properties along the high resolution

layers of the 3-D geologic model corresponding to well locations. Well data typically provides localized rock porosity values in addition to the identity of fluid types, such as gas, oil and water, and fluid saturation values. Other available data may include PVT calculations which provide estimates of fluid compressibility. Core samples provide grain densities and mineral composition of the rock. Distribution of the initial estimated values of the rock and fluid properties in the 3-D geologic model can be performed in accordance with any number of conventional techniques such as distance weighting, co-located co-kriging and the like. It may be necessary to retain the specific relationships between the initial estimated values of a given rock or fluid property provided by the distribution in subsequent adjustment steps of the present method. For example, the relative nature of strata porosity as a function of vertical location provided by the distribution must be retained in subsequent adjustment steps.

Step 52 establishes the petrophysical response model which is based on known relationships between rock and fluid properties and acoustic impedance. The petrophysical response model is distinct from the 3-D geologic model, being a system of response equations, wherein the predicted designated rock or fluid property is a primary independent variable and the predicted acoustic impedance is a primary dependent variable. The petrophysical response model is used to forward calculate predicted values of acoustic impedance using the estimated values of the rock and fluid properties including the predicted values of the designated rock or fluid property. Thus, the petrophysical response model describes how acoustic impedance varies with one or more rock and fluid properties including the designated fluid or rock property within the geologic volume.

The petrophysical response model is preferably derived from conventional predictive rock and fluid elastic moduli equations. An exemplary system of such equations is disclosed in Mavko, G., et al., editors; *Rock Physics Formulas*, Rock Physics Laboratory, Stanford University, 1993, incorporated herein by reference. Acoustic impedance (AI) is related to rock and fluid properties by the following system of equations:

$$AI = v_p \rho_b$$

990017

where: v_p = compressional velocity
 ρ_b = bulk density

Compressional velocity is related to the rock and fluid properties by the First
5 Christoffle equation:

$$v_p = [(K^* + 4/3 G^*)/\rho_b]^{1/2}$$

where: K^* = bulk modulus (inverse of system compressibility)
 G^* = shear modulus

10

The bulk modulus is calculated from the Gassmann expression:

$$K^* = K_A + [(1 - (K_A/K_M)^2)/[(\Phi/K_F) + ((1-\Phi)/K_M) - (K_A/(K_M)^2)]]$$

15 where: K_A = frame modulus (inverse of dry rock compressibility)
 K_M = mineral modulus (inverse of grain compressibility)
 Φ = rock porosity
 K_F = fluid modulus (inverse of fluid compressibility)

20 Shear modulus G^* is estimated as a linear function of rock porosity.

Bulk density is calculated as:

$$\rho_b = \rho_{ma} * (1 - \phi) + \phi(S_w * \rho_w + (1 - S_w) * \rho_{HC})$$

25

where: ρ_{ma} = matrix density
 ρ_w = connate water density
 ρ_{HC} = hydrocarbon density at the correct PVT conditions
 S_w = reservoir water saturation

30

As noted above with reference to estimating values of the rock and fluid properties, application of the model requires exhaustive use of all available petrophysical data for the geologic volume of interest. Well logs, if

available, are examined to estimate variations, dependencies and limits on every parameter required by the petrophysical response model. PVT calculations are performed to estimate fluid compressibility. Levert J functions are used to estimate fluid saturations. Core samples are used in the determination of grain densities and mineral composition of the rock. Thus, the values of the designated rock or fluid property ultimately predicted by the present method are desirably constrained by physically acceptable values of the remaining rock and fluid properties used in the petrophysical response model.

- 10 Step 54 initiates a cell aggregate selection loop, wherein a grouping of contiguous cells is selected from the 3-D geologic model over which the seismic acoustic impedance is constant. The selected cell grouping described herein is a vertically stacked aggregate of contiguous cells, but it is understood that the present method likewise applies to selection of a
- 15 horizontal aggregate of contiguous cells. Upon selection of the cell grouping, an error minimization loop is initiated within the cell aggregate selection loop which comprises steps 56, 58, 60, 62 and 64. Step 56 calculates the first predicted value of acoustic impedance for each cell of the grouping using the petrophysical response model and the estimated values of the rock and fluid
- 20 properties including the first predicted value of the designated rock or fluid property. Step 58 weight averages the calculated first predicted values of acoustic impedance for each cell of the grouping over the entire cell grouping. Step 60 calculates the difference between the average first predicted value of acoustic impedance and the seismic value of acoustic impedance of the cell
- 25 grouping by subtracting the average first predicted value from the seismic value.

- The absolute value of the difference between the average predicted value and seismic value of acoustic impedance is the objective function desirably minimized by the algorithm of the error minimization loop. If the
- 30 absolute value of the difference exceeds a maximum tolerance, for example, 1%, step 62 adjusts the first predicted value of the rock or fluid property within acceptable limits to a second predicted value. As indicated by step 64, the first predicted value of the designated rock or fluid property is adjusted such

990017

113 118

that the second predicted value reduces the objective function of the difference between the first average predicted value and the seismic value of acoustic impedance of the cell grouping when the second predicted value is substituted for the first predicted value of the designated rock or fluid property

5 in the petrophysical response model. The direction in which the first predicted value of the rock or fluid property is adjusted is determined by the sign of the difference between the average predicted value and the seismic value of acoustic impedance.

10 Step 64 returns the error minimization loop to step 56, wherein a second predicted value of acoustic impedance is calculated using the petrophysical response model and the estimated values of the rock and fluid properties including the second predicted value of the designated rock or fluid property which replaces the first predicted value. Steps 58, 60, 62 and 64 are repeated as often as necessary until the absolute value of the difference

15 between the predicted value of acoustic impedance and the seismic value of acoustic impedance for the selected cell grouping is less than or equal to the maximum tolerance. The predicted value of the designated rock or fluid property for each cell of the grouping which achieves this result is the error minimized value of the designated rock or fluid property for that cell. It is

20 apparent that only the predicted values of acoustic impedance and the predicted values of the designated rock and fluid property are varied during the error minimization loop, while the remaining estimated values of the rock and fluid properties, the seismic values of acoustic impedance, and the form of the response equations of the petrophysical response model are

25 maintained fixed.

Step 66 updates the 3-D geologic model by repopulating the selected cells of the 3-D geologic model with the error minimized values of the designated rock or fluid property. In particular, the newly-determined error minimized values of the designated rock or fluid property are substituted for

30 each corresponding first predicted value of the designated rock or fluid property populated into the 3-D geologic model in step 50. Step 68 returns the cell aggregate selection loop to step 54, wherein another grouping of contiguous cells is selected from the 3-D geologic model over which the

seismic acoustic impedance is constant. The error minimization loop is performed for the newly-selected grouping of contiguous cells to determine the error minimized values of the designated rock or fluid property for these cells. These error minimized values are then updated into the 3-D geologic model. The cell aggregate selection loop is repeated as often as necessary in the above-recited manner until an error minimized value of the designated rock or fluid property is determined for every cell in the 3-D geologic model.

An additional feature of the present method is selection of the designated rock or fluid property. Selection of an appropriate designated rock or fluid property enables the practitioner to accurately characterize the fluid reservoir within the geologic volume when the 3-D geologic model is populated with the error minimized values of the property. The practitioner typically selects the designated rock or fluid property in association with or preliminary to the above-recited steps of Figure 4. The selection criteria are within the purview of the skilled artisan and are a function of the specific needs of the practitioner. Typically the selection criteria are a function of the desired application of the resulting 3-D geologic model and error minimized data values. For example, one skilled in the art generally recognizes porosity, fluid type, or saturation as a meaningful rock or fluid property in hydrocarbon exploration applications. Similarly, one skilled in the art generally recognizes porosity, fluid type, or permeability as a meaningful rock or fluid property in reservoir management applications. Therefore, although the present method is not limited to any specific designated rock or fluid property, the above-recited rock and fluid properties, i.e., porosity, fluid type, saturation, and permeability, are exemplary of designated rock or fluid properties having utility in the present method.

The ability of the present method to accurately predict values of a designated rock or fluid property is demonstrated by Figure 6. Porosity is selected as the designated rock or fluid property for this application. Error minimized values of porosity are determined along the length of a well bore in accordance with the present method. Estimated values of rock and fluid properties, i.e., saturation and permeability, and predicted values of acoustic impedance are also determined along the length of the well bore in

990017

120
115

accordance with the present method. These values are plotted on separate vertical axes with a dotted line. Actual measured experimental values of porosity, saturation, permeability, and acoustic impedance are plotted on the same respective axes with a solid line for comparison. It is evident that the

5 present method accurately predicts the values of porosity in the geologic volume, achieving a close fit between the error minimized values and measured experimental values of porosity even when the estimated values of the remaining rock and fluid properties of the petrophysical response model are less accurate.

10 While the foregoing preferred embodiments of the invention have been described and shown, it is understood that alternatives and modifications, such as those suggested and others, may be made thereto and fall within the scope of the present invention.

007ESD" E9048560

We claim:

- 1 1. A method for determining a value of a designated rock or fluid
2 property in a subterranean geologic volume, the method comprising:
3 assigning an experimentally determined seismic value of acoustic
4 impedance to a model volume correlated to a subterranean geologic volume;
5 designating a rock or fluid property relevant to said geologic volume;
6 assigning a first predicted value of said designated rock or fluid
7 property to said model volume;
8 calculating a first predicted value of acoustic impedance for said model
9 volume from a response model using said first predicted value of said
10 designated rock or fluid property, wherein said response model is responsive
11 to changes in predicted values of said designated rock or fluid property;
12 comparing said first predicted value of acoustic impedance to said
13 seismic value of acoustic impedance to determine a difference between said
14 predicted and seismic values of acoustic impedance; and
15 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid
16 property in response to said difference to create a second predicted value of
17 said designated rock or fluid property, wherein said second predicted value
18 reduces said difference.
- 1 2. A method for iteratively determining an error-minimized value of
2 a designated rock or fluid property at a location in a subterranean geologic
3 volume, said method comprising:
4 providing a subterranean geologic volume having an experimentally
5 determined distribution of seismic values of acoustic impedance;
6 characterizing said geologic volume by a model volume having a
7 plurality of model subvolumes;
8 selecting a model subvolume from said plurality of model subvolumes;
9 assigning a seismic value of acoustic impedance from said distribution
10 to said model subvolume;
11 designating a rock or fluid property relevant to said geologic volume;
12 assigning a first predicted value of said designated rock or fluid
13 property to said model subvolume;

117-122

14 calculating a first predicted value of acoustic impedance for said model
15 subvolume from a response model using said first predicted value of said
16 designated rock or fluid property, wherein said response model is responsive
17 to changes in predicted values of said designated rock or fluid property;

18 comparing said first predicted value of acoustic impedance to said
19 seismic value of acoustic impedance to determine a first difference between
20 said predicted and seismic values of acoustic impedance; and

21 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid
22 property in response to said first difference to create a second predicted value
23 of said designated rock or fluid property, wherein said second predicted value
24 reduces said first difference.

1 3. The method of claim 2 further comprising calculating a second
2 predicted value of acoustic impedance for said model subvolume from said
3 response model using said second predicted value of said designated rock or
4 fluid property.

1 4. The method of claim 3 further comprising comparing said
2 second predicted value of acoustic impedance to said seismic value of
3 acoustic impedance to determine a second difference between said predicted
4 and seismic values of acoustic impedance, wherein said second difference is
5 less than said first difference.

1 5. The method of claim 2 further comprising iteratively repeating
2 said steps of adjusting said predicted value of said designated rock or fluid
3 property, calculating said predicted value of said acoustic impedance using
4 said adjusted predicted value of said designated rock or fluid property, and
5 comparing said calculated predicted value of acoustic impedance to said
6 seismic value of acoustic impedance to determine said difference between
7 said calculated predicted and seismic values of acoustic impedance.

1 6. The method of claim 5 wherein said iterative repetition is
2 terminated when said difference does not exceed a predetermined maximum
3 tolerance.

1 7. The method of claim 6 wherein said predicted value of said
2 designated rock or fluid property upon termination of said iterative repetition is
3 an error minimized value of said designated rock or fluid property.

118
123

1 8. The method of claim 2 wherein said response model has a
2 plurality of rock and fluid properties as model parameters including said
3 designated rock or fluid property.

1 9. The method of claim 8 wherein said plurality of rock and fluid
2 properties include elastic rock and fluid moduli.

1 10. The method of claim 9 further comprising assigning estimated
2 values of said plurality of rock and fluid properties to said model subvolume in
3 addition to said first predicted value of said designated rock or fluid property.

1 11. The method of claim 10 further comprising maintaining said
2 estimated values of said plurality of rock and fluid properties other than said
3 designated rock or fluid property fixed while adjusting said first predicted value
4 of said designated rock or fluid property.

1 12. The method of claim 2 further comprising correlating said model
2 subvolume to a location in said geologic volume.

1 13. The method of claim 2 wherein said selected model subvolume
2 is a first model subvolume included within a grouping of contiguous model
3 subvolumes having a common seismic value of acoustic impedance.

1 14. The method of claim 13 wherein said predicted values of
2 acoustic impedance for all said model subvolumes in said grouping are
3 averaged to create an average predicted value of acoustic impedance for said
4 grouping and said difference is determined between said average predicted
5 value of acoustic impedance and said common seismic value of acoustic
6 impedance for said grouping.

1 15. The method of claim 2 wherein said designated rock or fluid
2 property is selected from the group consisting of porosity, fluid type, saturation
3 and permeability.

1 16. The method of claim 2 further comprising:
2 selecting a second model subvolume from said plurality of model
3 subvolumes;

4 assigning a seismic value of acoustic impedance from said distribution
5 to said second model subvolume;

6 assigning a first predicted value of said designated rock or fluid
7 property to said second model subvolume;

001250 22040520

8 calculating a first predicted value of acoustic impedance for said
9 second model subvolume from said response model using said first predicted
10 value of said designated rock or fluid property for said second model
11 subvolume;

12 comparing said first predicted value of acoustic impedance to said
13 seismic value of acoustic impedance for said second model subvolume to
14 determine a first difference between said predicted and seismic values of
15 acoustic impedance for said second subvolume; and

16 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid
17 property for said second model subvolume in response to said first difference
18 to create a second predicted value of said designated rock or fluid property for
19 said second model subvolume, wherein said second predicted value reduces
20 said first difference.

1 17. The method of claim 16 wherein said second model subvolume
2 is included within a second grouping of contiguous model subvolumes having
3 a common seismic value of acoustic impedance.

1 18. The method of claim 17 wherein said predicted values of
2 acoustic impedance for all said model subvolumes in said second grouping
3 are averaged to create an average predicted value of acoustic impedance for
4 said second grouping and said difference is determined between said average
5 predicted value of acoustic impedance and said common seismic value of
6 acoustic impedance for said second grouping.

1 19. A method for determining a value of a rock or fluid property in a
2 subterranean geologic model subvolume comprising:

3 providing a subterranean geologic volume having an experimentally
4 determined distribution of seismic values of acoustic impedance;

5 characterizing said geologic volume by a model volume having a
6 plurality of model subvolumes;

7 assigning a seismic value of acoustic impedance from said distribution
8 to each of said model subvolumes;

9 designating a rock or fluid property relevant to said geologic volume;

10 assigning a first predicted value of said designated rock or fluid
11 property to each of said model subvolumes;

12 selecting a first grouping of contiguous model subvolumes from said
13 plurality of model subvolumes, wherein each model subvolume of said first
14 grouping has a common seismic value of acoustic impedance;
15 calculating a first predicted value of acoustic impedance for each model
16 subvolume of said first grouping from a response model using said first
17 predicted value of said designated rock or fluid property for said respective
18 model subvolume, wherein said response model is responsive to changes in
19 predicted values of said designated rock or fluid property;
20 averaging said first predicted values of acoustic impedance for all said
21 model subvolumes of said first grouping to create an averaged first predicted
22 value of acoustic impedance for said first grouping;
23 comparing said averaged first predicted value of acoustic impedance to
24 said common seismic value of acoustic impedance to determine a first
25 difference between said averaged first predicted value and said common
26 seismic value;
27 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid
28 property for each model subvolume of said first grouping in response to said
29 first difference to create a second predicted value of said designated rock or
30 fluid property for each model subvolume of said first grouping, wherein said
31 second predicted value reduces said first difference;
32 calculating an averaged second predicted value of acoustic impedance
33 for said first grouping from said petrophysical response model, wherein said
34 second predicted value of said rock or fluid property is substituted for said first
35 predicted value of said rock or fluid property in said petrophysical response
36 model; and
37 determining said difference between said averaged second predicted
38 value and said common seismic value of acoustic impedance and iteratively
39 repeating said steps of adjusting said predicted value of said designated rock
40 or fluid property and recalculating said averaged predicted value of acoustic
41 impedance for said first grouping until said difference does not exceed a
42 predetermined maximum tolerance.

001250 23043500

121 126

1 20. The method of claim 19 further comprising:
2 selecting a second grouping of contiguous model subvolumes from
3 said plurality of model subvolumes, wherein each model subvolume of said
4 second grouping has a common seismic value of acoustic impedance;
5 calculating a first predicted value of acoustic impedance for each model
6 subvolume of said second grouping from said response model using said first
7 predicted value of said designated rock or fluid property for said respective
8 model subvolume;
9 averaging said first predicted values of acoustic impedance for all said
10 model subvolumes of said second grouping to create an averaged first
11 predicted value of acoustic impedance for said second grouping;
12 comparing said averaged first predicted value of acoustic impedance to
13 said common seismic value of acoustic impedance for said second grouping
14 to determine a first difference between said averaged first predicted value and
15 said common seismic value;
16 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid
17 property for each model subvolume of said second grouping in response to
18 said first difference to create a second predicted value of said designated rock
19 or fluid property for each model subvolume of said second grouping, wherein
20 said second predicted value reduces said first difference;
21 calculating an averaged second predicted value of acoustic impedance
22 for said second grouping from said petrophysical response model, wherein
23 said second predicted value of said rock or fluid property is substituted for
24 said first predicted value of said rock or fluid property in said petrophysical
25 response model; and
26 determining said difference between said averaged second predicted
27 value and said common seismic value of acoustic impedance for said second
28 grouping and iteratively repeating said steps of adjusting said predicted value
29 of said designated rock or fluid property and recalculating said averaged
30 predicted value of acoustic impedance for said second grouping until said
31 difference does not exceed a predetermined maximum tolerance.

122 129

1 21. The method of claim 19 further comprising repeating said steps
2 of selecting a grouping of contiguous model subvolumes, averaging said
3 predicted values of acoustic impedance, determining a difference between
4 said averaged predicted value and said common value of seismic impedance,
5 adjusting said first predicted value of said designated rock or fluid property for
6 each model subvolume of said grouping to reduce said difference,
7 recalculating said averaged predicted value of acoustic impedance from said
8 petrophysical response model, redetermining said difference and iteratively
9 repeating said steps until said difference does not exceed said maximum
10 tolerance for substantially every grouping of models subvolume in said model
11 volume having a common seismic value of acoustic impedance.

1 22. The method of claim 1 further comprising using said second
2 predicted value or a succeeding adjusted predicted value of said designated
3 rock or fluid property to explore for a hydrocarbon-bearing reservoir in said
4 geologic volume.

1 23. The method of claim 1 further comprising using said second
2 predicted value or a succeeding adjusted predicted value of said designated
3 rock or fluid property to exploit production of hydrocarbons from a
4 hydrocarbon-bearing reservoir in said geologic volume.

1 24. The method of claim 2 further comprising using said second
2 predicted value or a succeeding adjusted predicted value of said designated
3 rock or fluid property to explore for a hydrocarbon-bearing reservoir in said
4 geologic volume.

1 25. The method of claim 2 further comprising using said second
2 predicted value or a succeeding adjusted predicted value of said designated
3 rock or fluid property to exploit production of hydrocarbons from a
4 hydrocarbon-bearing reservoir in said geologic volume.

1 26. The method of claim 19 further comprising using an adjusted
2 predicted value of said designated rock or fluid property to explore for a
3 hydrocarbon-bearing reservoir in said geologic volume.

001250-2504356

173-128

990017

- 1 27. The method of claim 19 further comprising using an adjusted
- 2 predicted value of said designated rock or fluid property to exploit production
- 3 of hydrocarbons from a hydrocarbon-bearing reservoir in said geologic
- 4 volume.

001650" E 30413560

124 129

ABSTRACT

A method is provided for predicting a value of a designated rock or fluid property in a subterranean geologic volume. An experimentally determined seismic value of acoustic impedance is assigned to a model volume correlated to the subterranean geologic volume. A first predicted value of the designated rock or fluid property is also assigned to the model volume. A first predicted value of acoustic impedance for the model volume is calculated from a response model using the first predicted value of the designated rock or fluid property, wherein the response model is responsive to changes in predicted values of the designated rock or fluid property. The first predicted value of acoustic impedance is compared to the seismic value of acoustic impedance to determine a difference between the predicted and seismic values of acoustic impedance. The first predicted value of the designated rock or fluid property is adjusted in response to the difference to create a second predicted value of the designated rock or fluid property, wherein the second predicted value reduces the difference.

NOTES: 051000

**Combined Declaration and Power of Attorney
For Patent Application**

As a below named inventor, I hereby declare that:

My residence, post office address and citizenship are as stated below next to my name,

I believe I am the original, first and sole inventor (if only one name is listed below) or an original, first and joint inventor (if plural names are listed below) of the subject matter which is claimed and for which a patent is sought on the invention entitled:

**METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR FLUID
PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA**

the specification of which is attached hereto.

I hereby state that I have reviewed and understand the contents of the above identified specification, including the claims, as amended by any amendment referred to above.

I acknowledge the duty to disclose information which is material to the examination of this application in accordance with Title 37, Code of Federal Regulations, §1.56(a).

As a named inventor, I hereby appoint the following attorney(s) and/or agent(s) to prosecute this application and transact all business in the Patent and Trademark Office connected therewith.

Jack E. Ebel, Reg. No. 28,148; and Rodney F. Brown, Reg. 30,450.

Address all correspondence to Patent Department, Marathon Oil Company, P.O. Box 269, Littleton, Colorado 80160 at telephone number (303) 347-5622.

I hereby declare that all statements made herein of my own knowledge are true and that all statements made on information and belief are believed to be true; and further that these statements were made with the knowledge that willful false statements and the like so made are punishable by fine or imprisonment, or both under Section 1001 of Title 18 of the United States Code and that such willful false statements may jeopardize the validity of the application or any patent issued thereon.

Jeffry G. HammanUSA

Full Name of Sole or First Inventor

Citizenship

Jeffry G. Hamman
Inventor's Signature

Date

5/31/0010262 South Mountain Maple Drive, Highlands Ranch, Colorado 80126

Residence

10262 South Mountain Maple Drive, Highlands Ranch, Colorado 80126

Post Office Address

Donald H. CaldwellUSA

Full Name of Sole or First Inventor

Citizenship

Donald H. Caldwell
Inventor's Signature

Date

5/31/20005415 West Plymouth Drive, Littleton, Colorado 80128

Residence

5415 West Plymouth Drive, Littleton, Colorado 80128

Post Office Address

Stephen D. WilsonUnited Kingdom

Full Name of Sole or First Inventor

Citizenship

Stephen D. Wilson
Inventor's Signature

Date

05/31/20001625 East Adobe Place, Highlands Ranch, Colorado 80126

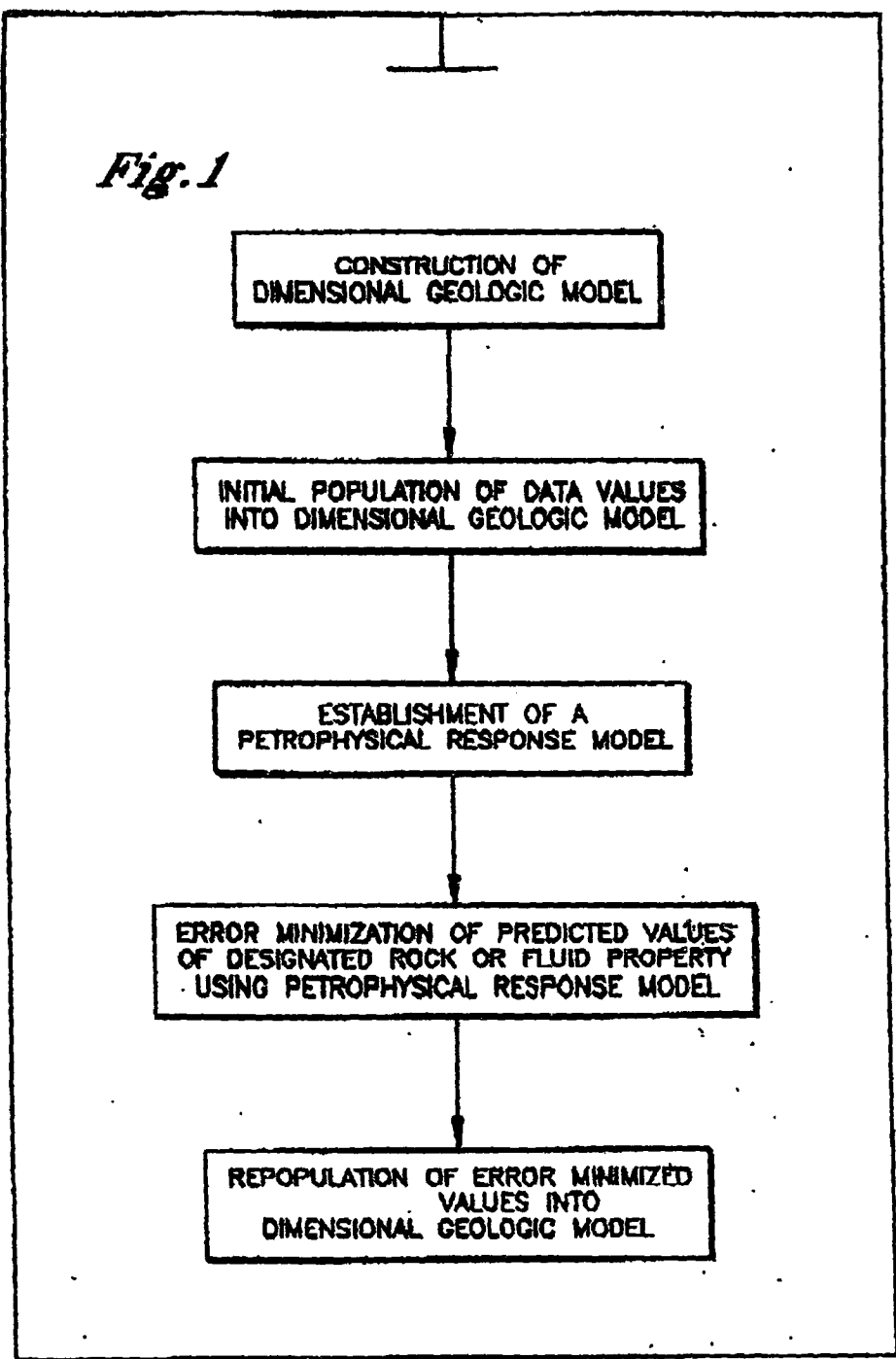
Residence

1625 East Adobe Place, Highlands Ranch, Colorado 80126

Post Office Address

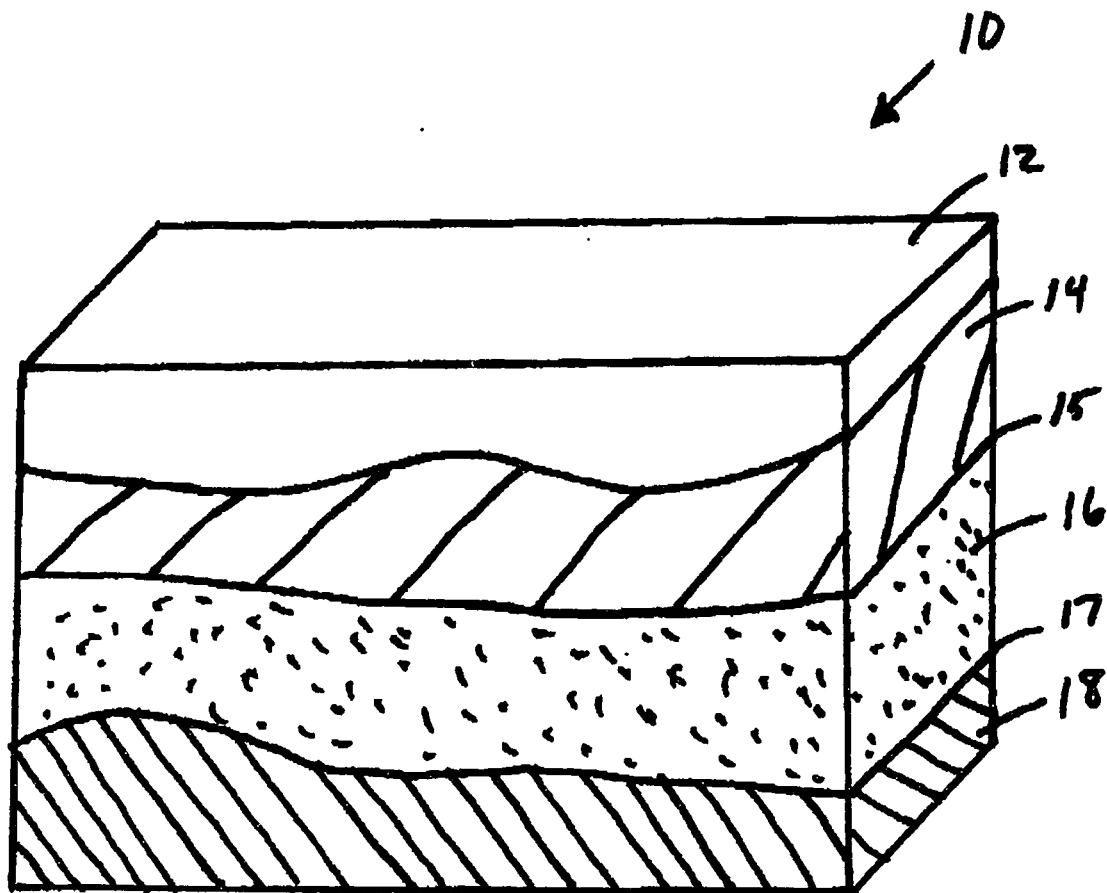
001150-01000000

Fig. 1



007250" ES048560

FIG. 2



007E50" E9048568

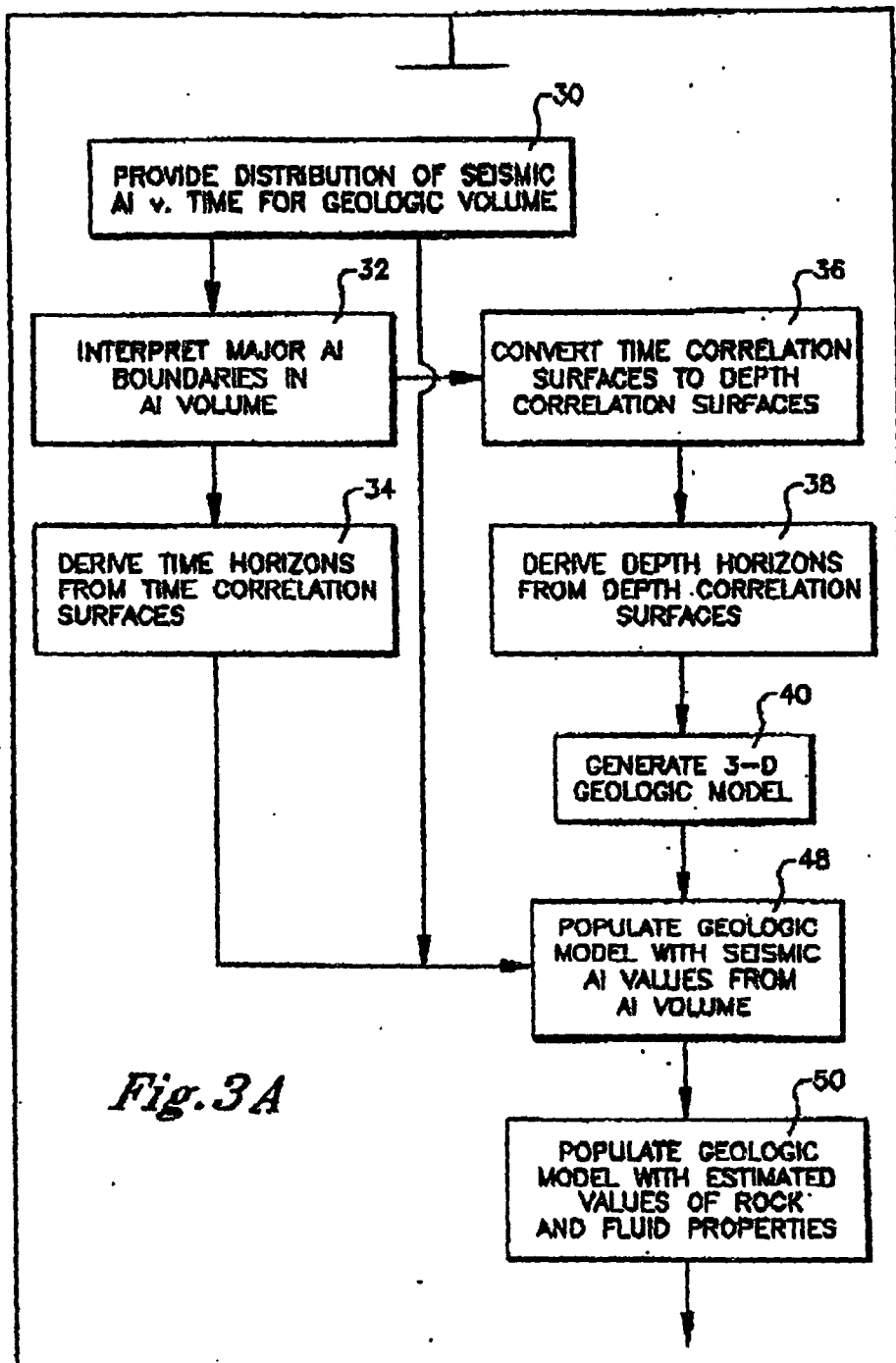


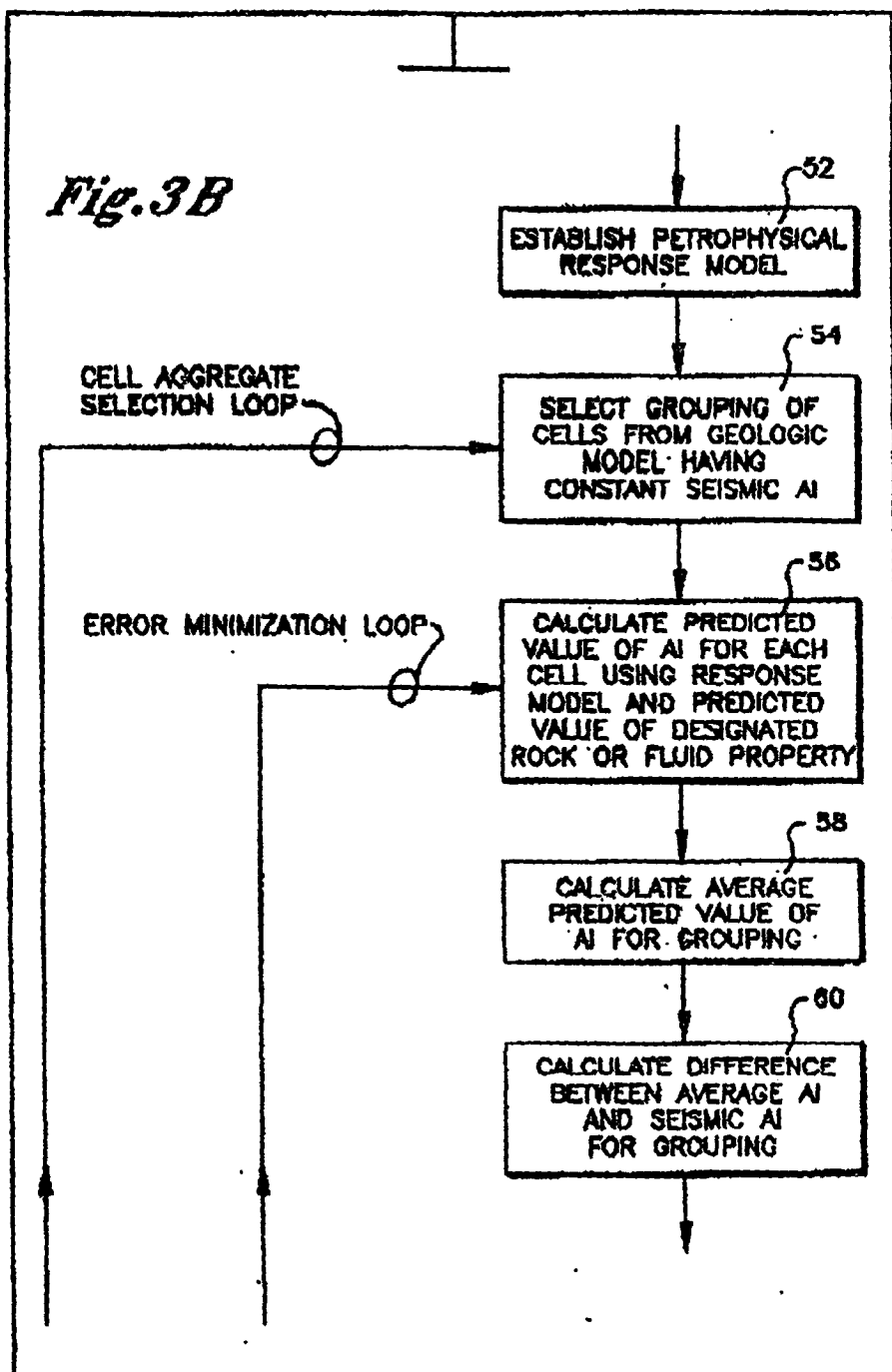
Fig. 3A

NOTES: 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.

130 ~~135~~

5

Fig. 3B



(5)

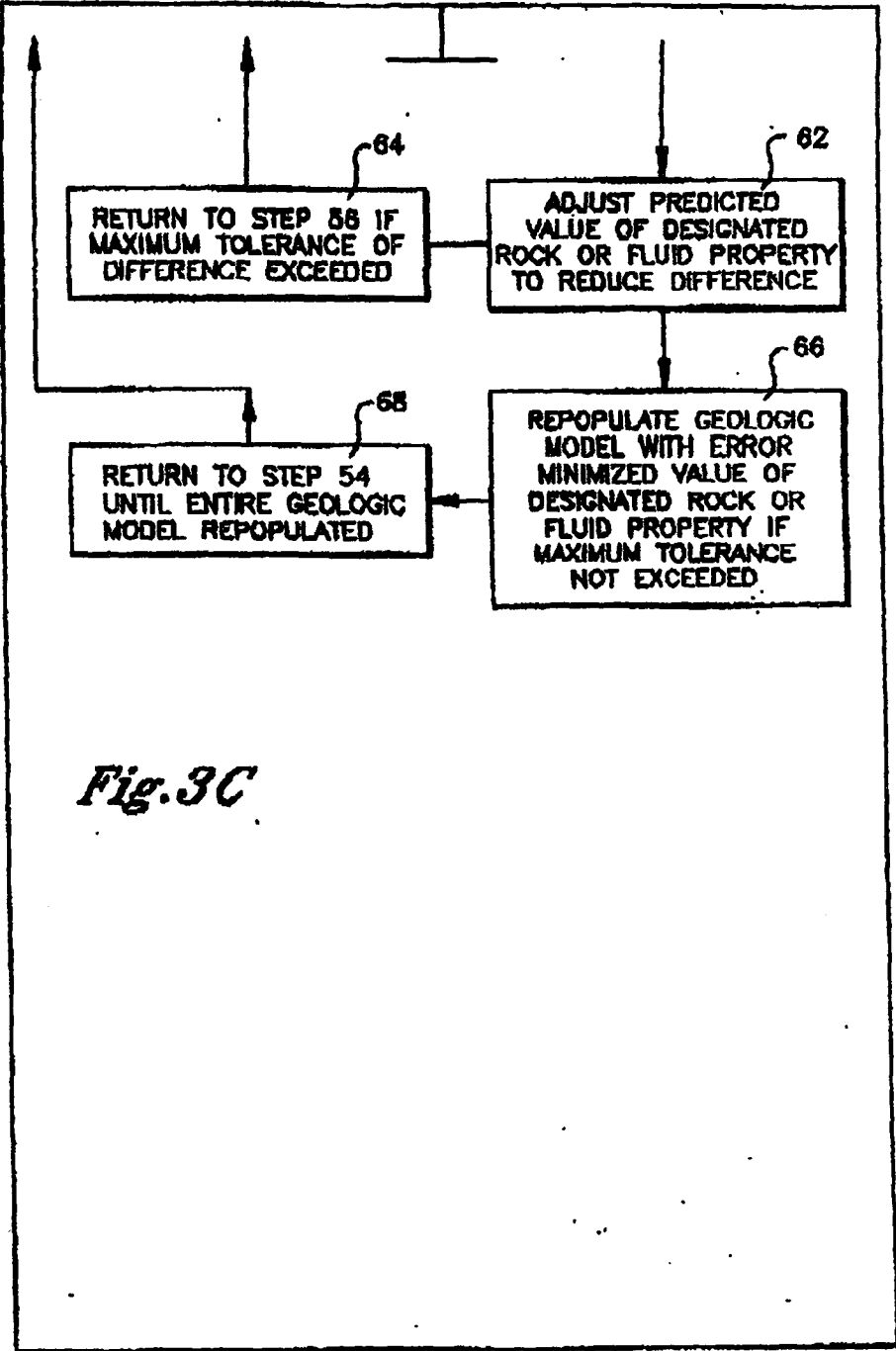
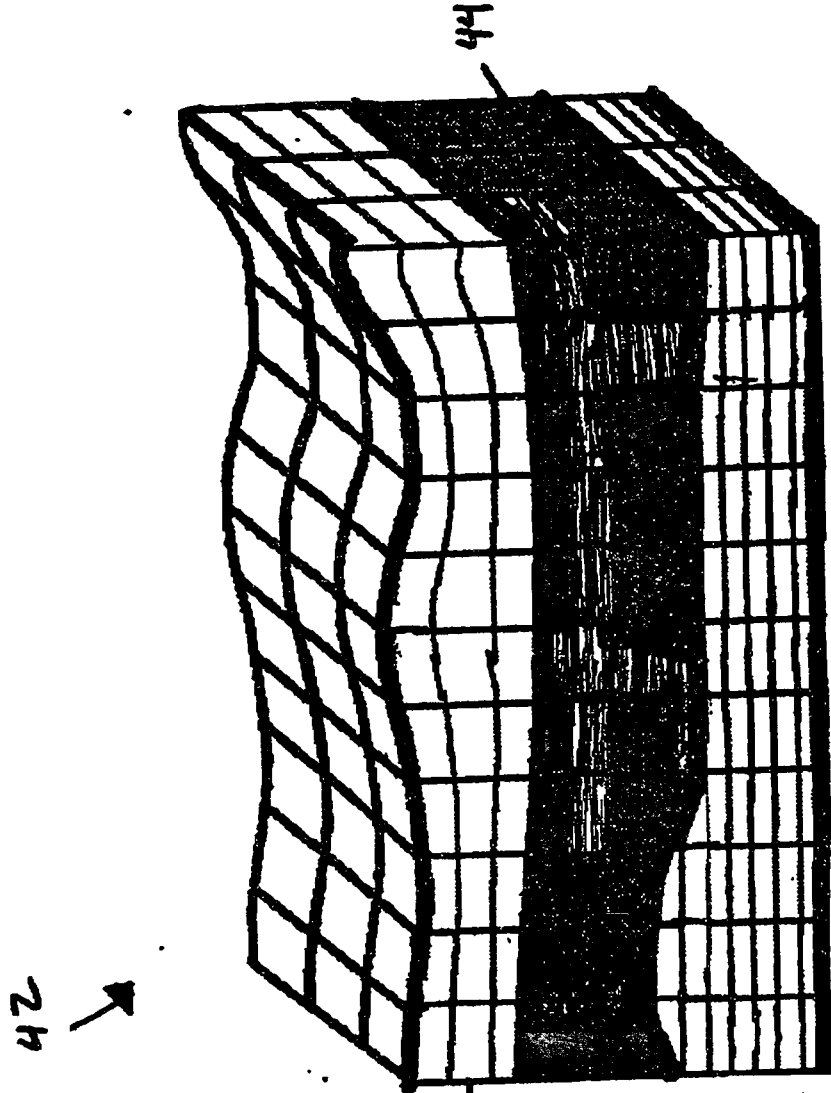


Fig. 3C

001E50: E504550

FIG. 4



09554062.053100

132 137

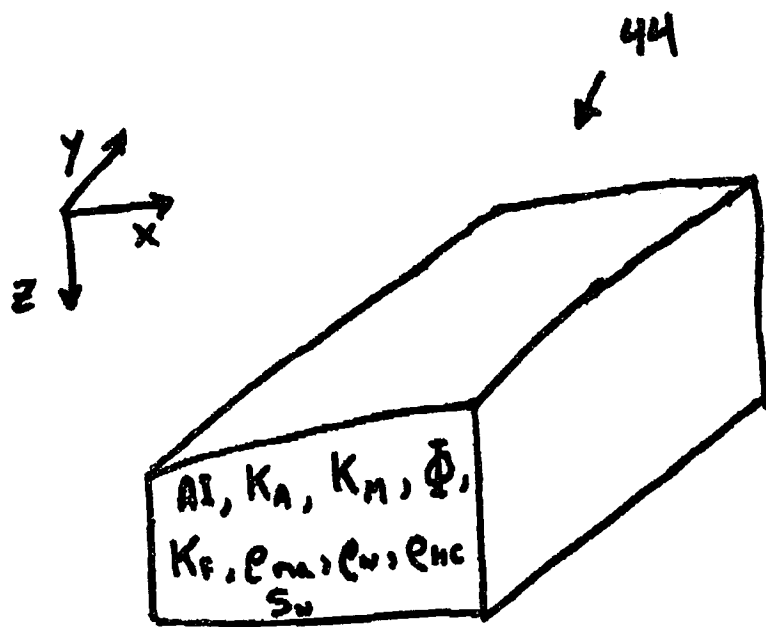
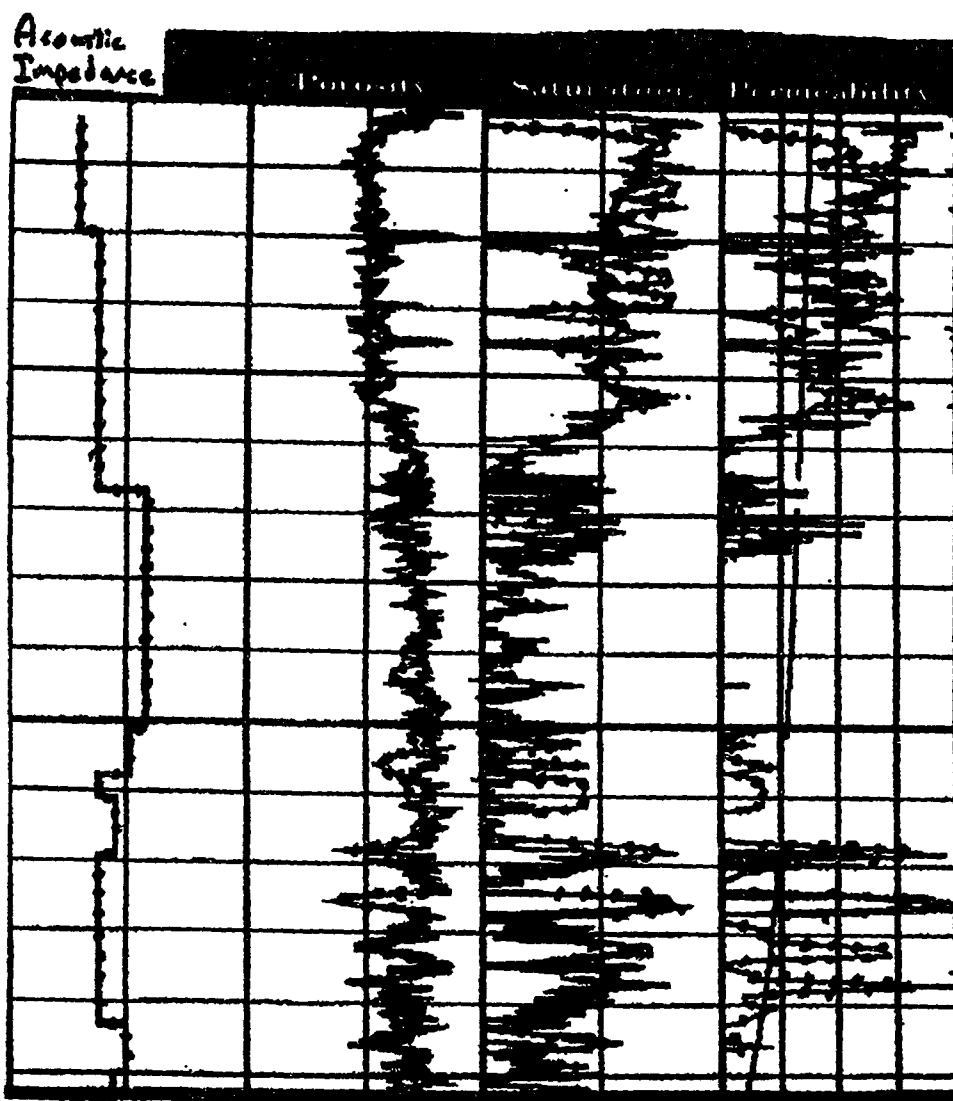


FIG. 5

FIG. 6



— experimental values
 error minimized (or predicted) values



APOSTILLE
(Convention de La Haye du 5 October 1961)

1. Country: United States of America
This public document
2. has been signed by JACLYN SENESE
3. acting in the capacity of Notary Public, State of Colorado
4. bears the seal/stamp of the JACLYN SENESE, Notary Public, State of Colorado

CERTIFIED

5. at Denver, Colorado
6. this 14th day of June, 2001
7. By DONETTA DAVIDSON, Secretary of State, State of Colorado
8. Certificate Number 47726.
9. (OFFICIAL SEAL)
10. Signature:

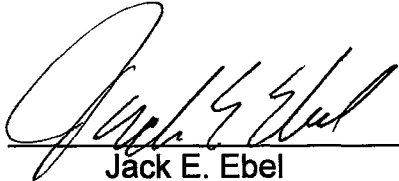
Donetta Davidson

136 142

990017 COLO

AFFIDAVIT

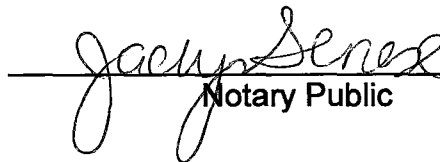
I hereby certify that the attached assignment is a true copy of the original assignment for U. S. Serial No. 09/584,063.



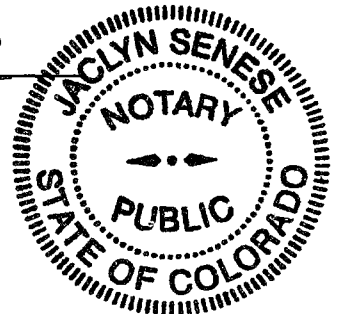
Jack E. Ebel

STATE OF COLORADO)
) ss.
COUNTY OF JEFFERSON)

Subscribed and sworn to before me this 9th day of May, 2001 by the above-named Jack E. Ebel to me personally known.



Notary Public



My commission expires:

2/13/05

My Commission Expires 02/13/05

Assignment

(Joint Form)

Whereas, we:

(#1) Jeffry G. Hamman of Highlands Ranch, County of Arapahoe, State of Colorado ;
(#2) Donald H. Caldwell of Littleton, County of Arapahoe, State of Colorado ;
(#3) Stephen D. Wilson of Highlands Ranch, County of Arapahoe, State of Colorado ;
respectively, have invented certain improvements in

METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR FLUID PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA

(Marathon Oil Company Disclosure No(s). 990017 USA) and executed a United States patent application therefor on (#1) May 31, 2000, (#2) May 31, 2000; and (#3) May 31, 2000;

Whereas, MARATHON OIL COMPANY, a corporation of Ohio, having a place of business at 539 South Main Street, Findlay, Ohio, desires to acquire the entire right, title, and interest in the said application and invention, and to any United States and foreign patents to be obtained therefor;

Now therefore, for Ten United States Dollars (\$10) and other valuable considerations, receipt whereof is hereby acknowledged, we, (#1) Jeffry G. Hamman, (#2) Donald H. Caldwell, and (#3) Stephen D. Wilson;

hereby sell, assign, and transfer to the aforesaid MARATHON OIL COMPANY, its successors and assigns, the entire right, title, and interest in the inventions contained in said application in the United States and foreign countries, and we request the Commissioner of Patents to issue any Letters Patent granted upon the inventions set forth in said applications to the said corporation, its successors and assigns; and we hereby agree that said corporation may apply for foreign Letters Patent on said invention and we will execute all papers necessary in connection with the United States and foreign applications when called upon to do so by the said corporation.

Signed and Sealed at (#1) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;
(#2) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;
(#3) Littleton, Colorado, on May 31, 2000;

(#1)

Jeffry G. Hamman
First Name Middle Initial Last Name
Jeffry G. Hamman

(#2)

Donald H. Caldwell
First Name Middle Initial Last Name
Donald H. Caldwell

(#3)

Stephen D. Wilson
First Name Middle Initial Last Name
Stephen D. Wilson

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#1) Jeffry G. Hamman
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#2) Donald H. Caldwell
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

State of Colorado)
County of Arapahoe) §

On this 31st day of May, 2000, before me personally came (#3) Stephen D. Wilson
to me personally known, and known to me to be the person described in and who executed the foregoing assignment,
and he acknowledged to me that he executed the same as his free act and deed.

Cynthia M. Sullivan

Notary Public

(SEAL)

My commission expires July 12, 2001

Cesión

Considerando que, nosotros:

- (#1) Jeffry G. Hamman de Highlands Ranch, Condado de Arapahoe; Estado de Colorado;
- (#2) Donald H. Caldwell de Littleton, Condado de Arapahoe; Estado de Colorado;
- (#3) Stephen D. Wilson de Highlands Ranch, Condado de Arapahoe; Estado de Colorado;

respectivamente, hemos inventado ciertas mejoras para el

METHOD FOR PREDICTING QUANTITATIVE VALUES OF A ROCK OR FLUID PROPERTY IN A RESERVOIR USING SEISMIC DATA

(Declaracion de Marathon Oil Company NOs. 990017 USA) y ejecutó en Estados Unidos una patente para su aplicación, por consiguiente, el (#1) 31 mayo 2000; (#2) 31 mayo 2000; y (#3) 31 mayo 2000;

Considerando que, MARATHON OIL COMPANY, una corporación de Ohio, que tiene su casa matriz en 539 South Main Street, Findlay, Ohio, desea adquirir el derecho total, el titulo y los intereses, y la invención de la patente de aplicación mencionada, y cualquier otras patentes de Estados Unidos o extranjeras que se obtengan por consiguiente;

Ahora, por lo tanto, por Diez Dólares Americanos (\$10) y otras contraprestaciones válidas, recibo que se reconoce aquí, nosotros, nosotros (#1) Jeffry G. Hamman, (#2) Donald H. Caldwell, y (#3) Stephen D. Wilson, y vendemos aquí, cedemos y transferimos a dicha corporación, MARATHON OIL COMPANY, sus sucesores y representantes, todo el derecho, el título y el interés de los inventors contenidos en dicha aplicación, en los Estados Unidos y paises extranjeros, y solicitamos que el Comisario de Patentes otorgue cartas de autorización de la patente de los inventos delineados en dichas aplicaciones de tal corporación, sus sucesores y representantes; y por medio del presente documento acordamos que dicha corporación puede solicitar cartas de patentes extranjeras de tal invento y nosotros ejecutaremos todos los documentos necesarios vinculados con la oficina de solicitudes de Estado Unidos y paises extranjeros cuando dicha corporación nos pida realizar tal tarea.

- (#1) Jeffry G. Hamman el 31 de mayo, 2000;
- (#2) Donald H. Caldwell el 31 de mayo, 2000;
- (#3) Stephen D. Wilson el 31 de mayo, 2000;

(#1)		
Primer nombre	Inicial del segundo nombre	Apellido
Jeffry	G.	Hamman
(#2)		
Primer nombre	Inicial del segundo nombre	Apellido
Donald	H.	Caldwell

141 ~~142~~

Apellido
Wilson

Estado de COLORADO)
) ss
Condado de ARAPAHOE)

Cynthia M. Sullivan
Notario Público

Mi comisión expira: el 12 de julio, 2001

Estado de COLORADO)
) ss
Condado de ARAPAHOE)

Cynthia M. Sullivan
Notario Público

Mi comisión expira: el 12 de julio, 2001

Estado de COLORADO)
) ss
Condado de ARAPAHOE)

Cynthia M. Sullivan
Notario Público

Mi comisión expira: el 12 de julio, 2001



142

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

2do. EXAMEN DE FORMA PATENTE DE INVENCION

Folio 148Radicación no 01-42596Concepto Técnico no 758Clasificación Internacional de Patentes E 21 B 43/00

Practicado el examen de acuerdo a lo establecido en el Art. 38 de la Decisión 486 se determinó que esta solicitud de **Patente de Invención**:

- SI ☒ NO ☐ Contiene un resumen de la invención (Art.26-e).
- SI ☒ NO ☐ Contiene el título o nombre de la invención (Art.27-d).
- SI ☒ NO ☐ Contiene la descripción de la invención (Art.26-b).
- SI ☒ NO ☐ NO ES APLICABLE ☐ Contiene los dibujos necesarios para comprender la invención (Art.26-d)
- SI ☒ NO ☐ Contiene una o más reivindicaciones. (Art.26-c).
- SI ☐ NO ☐ NO ES APLICABLE ☒ Han sido desarrollados los productos y/o procedimientos a partir de recursos genéticos o de sus productos derivados de los que cualquiera de los Países Miembros es país de origen. (Art. 26- h).
- SI ☐ NO ☐ NO ES APLICABLE ☒ Los productos y/o procedimientos han sido obtenidos o desarrollados a partir de los conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas, afroamericanas, o locales de los países miembros, de acuerdo a lo establecido en la Decisión 391 y sus modificaciones y reglamentaciones vigentes.(Art.26-i).
- SI ☒ NO ☒ La invención se refiere a un producto relativo a un material biológico. (Art.26-J).
- * SI ☒ NO ☐ La prioridad coincide con la materia reivindicada.
- SI ☒ NO ☐ **CUMPLE LOS REQUISITOS TÉCNICOS**

OBSERVACIONES Y OTROS: SI ☒ NO ☐ ver hoja(s) anexa(s)

- SE ACEPTA NUEVO RESUMEN FOLIO 60
- SE ACEPTA NUEVA DESCRIPCIÓN DE FOLIOS 61 A 86 Y 91 A 98
- SE ACEPTA NUEVO CAPÍTULO DESCRIPTIVO FOLIOS 89 A 90
- * SI COINCIDE PERO NO SE PRESENTÓ TRADUCCIÓN. SI SE TIENE EN CUENTA PRIORIDAD

EXAMINADOR TÉCNICO

202092Bogotá D. C., 11 ABR 02.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10

Conmutador: 382 0840

Fax: 382 2695

E-mail: info@sic.gov.cowww.sic.gov.co

Bogotá, D.C., Colombia

Folio 149

2020
Bogotá DC

Doctor
EMILIO FERRERO
Apoderado

REFERENCIA:

Radicación No.	01-42596
Trámite	002
Evento	001
Actuación	416
Oficio No.	1120
Folios	001

Teniendo en cuenta que la solicitud de privilegio de patente que se tramita bajo el expediente indicado en la referencia, reúne los requisitos de forma establecidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, y en las demás disposiciones vigentes sobre la materia, se envía el extracto de la solicitud a la Oficina de Comunicaciones para efecto de su publicación en la Gaceta de Propiedad Industrial, conforme lo establece el artículo 40 de la misma Decisión.

Siendo manifestación expresa del interesado, la solicitud no será publicada antes de los 18 meses contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud, esto es **a partir del día 29 de noviembre de 2002.**

Cúmplase
Dado en Bogotá DC, a los

ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

Bogotá, DC, 28-03-2006 El extracto de esta solicitud fue publicado en el número 522 de la Gaceta de Propiedad Industrial, de fecha 28-11-2002. El término hábil señalado por la ley expiró el 25-02-2003 y SI ☐ NO ☒ se presentaron oposiciones por parte de terceros.

202042

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador: 382 0840
Fax: 382 2695
E-mail: info@sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

CAVELIER

ABOGADOS

WEB SITE: www.cavelier.com
E-MAIL: cavelier@cavelier.com

EDIFICIO SISKI
CARRERA 4 No. 72 - 35
BOGOTA 8, COLOMBIA

TELEFONO: (57) (1) 347-3611
TELEFAX: (57) (1) 217-9211 (57) (1) 310-4995

Señora Jefe de la
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

144 150
Radicacion : 01042536 00000003
Fecha (AND): 2003-05-27 17:19:33
Tramite : 002 PATENTES D
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
Folios: 2
REGISTRO/ 538 PETICION

TRÁMITE : 002

EVENTO : 001

ACTUACIÓN : 538

Referencia : Expediente No. 01-042.596

Asunto : Solicitud de patente para: **METODO PARA PREDECIR VALORES CUANTITATIVOS DE UNA PROPIEDAD DE UNA ROCA O DE FLUIDO EN UN YACIMIENTO QUE USA DATOS SISMICOS**

Solicitante : **MARATHON OIL COMPANY**

Fecha de solicitud : 29 de mayo de 2001

Publicada en : la Gaceta No. 522 del 28 de noviembre de 2002

1. Yo, Emilio FERRERO, identificado como aparece al pie de mi firma, actuando como apoderado en el asunto de la referencia, atentamente, solicito se efectúe el examen de patentabilidad de la solicitud en referencia según lo establecido en el artículo 44 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina. Para tal efecto presento junto con este escrito el recibo No. 03-34,568 por valor de \$335.000.00, que corresponde a la tasa fijada según lo dispuesto en la resolución No. 41687 del 24 de diciembre de 2002.

2. Ruego atentamente a la Señora Jefe se sirva ordenar que se anexe este recibo, para que se efectúe dicho examen y se continúe con el trámite de la solicitud.

Bogotá, 27 MAY 2003
Señora Jefe,


EMILIO FERRERO
T.P.A. No. 31.929

COLO 00729 801 004 7

MRE/JFR/ID-000090/WPCL0729 NIT. 860.041.367-3