

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

**SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-264529- -00000-0000

Fecha: 2013-11-08 16:27:08 Dep. 2020 DIR NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 172

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TÍTULO SISTEMA Y MÉTODO PARA
LA DETECCIÓN DE HIDROCARBUROS

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE HYDROCARBON IMAGING SERVICES
DOMICILIO TEXAS, USA.

74. APODERADO CARLOS FDO MORENO G.

22. BOGOTÁ, D.C., NOVIEMBRE 2013.



DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/US2012/037161	Fecha Mayo 09 de 2.012
Publicación Internacional No.		WO2012/154882 A1	Fecha Noviembre15 2012
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)		
SISTEMA Y MÉTODO PARA LA DETECCIÓN DE HIDROCARBUROS			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)		
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN TIPO
1.	HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC		
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		1260 S. Hwy. 385	No. TELÉFONO
CIUDAD		ANDREWS	CORREO ELECTRÓNICO
DEPARTAMENTO/ESTADO		TEXAS	NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN
PAÍS DE RESIDENCIA		ESTADOS UNIDOS	ESTADOS UNIDOS
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1.	CLARK	ROBERT J.	ESTADOUNIDENSE
2.	SMITH	DANIEL P.	ESTADOUNIDENSE
3.			
4.			
5.			
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD DIRECCIÓN
1.	ESTADOS UNIDOS	TEXAS	ANDREWS 366 NE 1500
2.	ESTADOS UNIDOS	TEXAS	ODESSA 1452 Tanglewood Lane
3.			
4.			
5.			
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			
9	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO		
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
MORENO GARCÍA		CARLOS FERNANDO MORENO G.	C.C. 18.393.182 T.P. 121.129
DIRECCIÓN		CRA. 10 No. 24-76 Oficina 205	No. TELÉFONO 3524805
CIUDAD		BOGOTÁ, D.C.	CORREO ELECTRÓNICO mpr@mpr.com.co
PAÍS		COLOMBIA	No. RADICACIÓN DE PROTOCOLO DE PODER GENERAL

10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. ESTADOS UNIDOS		US	61/518.615	2011/05/09
2.				
3.				
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS			
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.				
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES			
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.				
13	REDUCCIÓN DE TASAS			
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.				
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐				
Universidades públicas o privadas ☐				
Entidades sin ánimo de lucro ☐				
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos				
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☒ SI ☐ NO			
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.				
15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N°	Fecha
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL			
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)				
17	ANEXOS			
Documentación Técnica		Documentación Jurídica		
Solicitud Internacional en castellano				
1. X Descripción N° de folios:		9. X Poderes, si fuera el caso.		
2. X Reivindicaciones N° Reivindicaciones:		10. ☐ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.		
3. X Dibujos y/o figuras N° folios:		11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
4. X Resumen.		12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.		13. Reducción de tasas		
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.		Micro, pequeñas o medianas empresas		
7. X Arte final 12 x 12.		☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		
8. X Anexo formato digital.		☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.		
		Universidades públicas o privadas		
		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación		
		Entidades sin ánimo de lucro		
		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
		☐ Hoja de información complementaria.		
		☐ Otros, especificar		
		14. X Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.		
		15. X Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.		
		16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.		
		17. X Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.		

SISTEMA Y MÉTODO PARA LA DETECCIÓN DE HIDROCARBUROS

REFERENCIA CRUZADA A APLICACIONES RELACIONADAS

Esta aplicación reivindica el beneficio de la aplicación provisional de patente en los Estados Unidos, número de serie 61/518,615, presentada el 9 de mayo, 2012, la cual se incorpora como referencia en su integridad.

Ámbito de la invención

La invención actual se relaciona con la detección de depósitos de hidrocarburos en la tierra. Más particularmente, la invención se relaciona con sistemas y métodos para localizar petróleo, gas natural u otros depósitos fósiles, a través de la detección, explotación y gráfico de los rayos beta y gama emitidos de la base de la tierra.

TRASFONDO

La detección sísmica de petróleo y gas, puede ser muy costosa, demorada e inexacta. Adicionalmente, en orden a producir resultados exactos, el gráfico sísmico a menudo requiere que el estudio sísmico se expanda a las áreas que rodean el área de inmediato interés. Esto puede ser muy costoso para el grupo que compra o contrata los datos, y en algunos casos, los datos pueden no ser disponibles para el grupo, en el marco de un tiempo comercialmente viable.

La radiación que emana de la tierra en forma natural, como los rayos gama o beta, puede proporcionar cierta comprensión sobre la localización de depósitos de hidrocarburos bajo la superficie de la tierra. Esto debido a que los depósitos de hidrocarburos tienden a bloquear la radiación. Por lo tanto, en localizaciones en las cuales se encuentran hidrocarburos, puede emanar menor radiación. Sin embargo, tales técnicas para localizar depósitos de hidrocarburos han sido históricamente inexactas. Adicionalmente, debido a que el agua tiende a absorber la radiación, tales técnicas no han sido usadas en medios bajo el agua.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Todas las figuras señalando la imagenología de los hidrocarburos, son para los propósitos de demostración, exclusivamente.

Ninguna información cuantificable sobre hidrocarburos puede ser acumulada de los mapas e información mostrada en las figuras.

La figura 1 es un diagrama en bloque de un sensor para receptar la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

Las figuras 2A y 2B, ilustran sistemas para pasar a través de un área de interés para medición de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 2C muestra el mapa de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 3A ilustra un sistema aéreo para medir un área de interés, para registro medición de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 3B muestra el mapa de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 4A ilustra un sistema para evaluación subacuosa de un área de interés, para registrar la medida de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 4B ilustra el ensamblaje principal del cable, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 5 ilustra un sistema subacuoso para la medida de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 6 ilustra un sistema sensor para uso subacuoso, de acuerdo con una caracterización de la invención.

3

Las figuras 7A-7B ilustran un sistema sensor subacuoso para montaje en un buque navegable, de acuerdo con una caracterización de la invención.

Las figuras 8A y 8B ilustran un sistema subacuoso de un área de interés para registrar la medida de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 9 ilustra un sistema para determinar la posición de un sensor bajo el agua, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 10 ilustra un sistema para determinar la posición de un sensor bajo el agua, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 11 ilustra un sistema para determinar la posición de un sensor bajo el agua, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 12A ilustra un mapa y una vía para atravesar un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 12B ilustra un mapa de perfil que muestra la medida de la radiación, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 13A-13H muestra mapas de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

Las figuras 14A-14C muestran mapas de un área de interés, incluyendo bloques de rayos gama, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 15 muestra un mapa de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 16 muestra un mapa de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 17 muestra un mapa de un área de interés, de acuerdo con una caracterización de la invención.

La figura 18 muestra un sistema para detectar hidrocarburos, de acuerdo con una caracterización de la invención.

DESCRIPCION DETALLADA

VISIÓN GENERAL

La presente invención se relaciona con la detección de depósitos de hidrocarburos como petróleo y gas, por debajo de la superficie terrestre. Las caracterizaciones de los métodos y sistemas para detectar depósitos de hidrocarburos pueden ser usados sobre la tierra, desde el aire o bajo el agua.

En una caracterización, en orden a detectar depósitos de hidrocarburos bajo la superficie de la tierra, un sensor puede ser usado para detectar la radiación que emana de la tierra. La radiación puede resultar de isótopos que actúan en forma natural, como el uranio, potasio, torio y similares localizados bajo el sustrato terráqueo. El sensor puede ser movido a lo largo de la superficie de la tierra, sobre la tierra o bajo el agua, de manera que la radiación puede ser detectada a medida que el sensor atraviesa a través de la superficie del área de interés.

Como el sensor atraviesa el área de interés, el nivel de radiación recogido por el sensor puede variar. Por ejemplo, los depósitos de hidrocarburos como petróleo, gas u otros combustibles fósiles bajo la superficie de la tierra, pueden bloquear la radiación y reducir la cantidad de radiación en ciertas áreas. En consecuencia, en áreas donde se encuentran presentes depósitos de hidrocarburos, el sensor puede recoger menor radiación que en áreas donde no hay depósitos de hidrocarburos.

El sensor puede ser parte de un sistema de posicionamiento, como GPS u otro sistema de posicionamiento, de manera que la localización del sensor puede estar asociado con cada medición de radiación del sensor. Esto permite, que la medida de la radiación pueda ser usada para crear dos o tres mapas dimensionales del área de interés, basados en las lecturas de radiación tomadas sobre la superficie del área. Los mapas pueden ser usados para

5

determinar locaciones en el área de interés, donde se puedan encontrar depósitos de hidrocarburos, y donde la perforación comercial puede ser factible.

En orden a aumentar la seguridad de los mapas, el sistema puede incorporar otra información. Esta puede incluir información histórica sobre pozos de hidrocarburos en el área, información geográfica sobre el área de interés, localizaciones de caminos u otras estructuras construidas por el hombre y otra información que es descrita posteriormente.

Sensor

En una caracterización, una sensor empleado para detectar la radiación que emana de la tierra, puede incluir un receptáculo, al menos un contador de centelleo dentro del receptáculo, el cual puede convertir la radiación en pulsos luminosos y un circuito que puede convertir los pulsos luminosos en señales eléctricas y datos para vizualizar y/o cartografía.

La figura 1 muestra el diagrama de un sensor 10, de acuerdo con una caracterización de la invención. Como se muestra, el contador de centelleo 100 para detectar la radiación 101 de la tierra, puede ser alojado dentro de un receptáculo 102 o sensor 10. Los contadores de centelleo 100 pueden ser conectados a uno o más tubos foto multiplicadores 104, que pueden traducir pulsos de luz, convertidos de la radiación detectada moviéndose a través de contadores de centelleo 100, en signos eléctricos. Un circuito 106, conectado a tubos foto multiplicadores 104, puede entonces procesar los signos eléctricos para posterior uso generando un vista, como un mapa. Aunque los contadores de centelleo multiple 100 son mostrados, el sensor 10 puede tener un contador de centelleo único 100, en una caracterización.

En una caracterización, los contadores de centelleo 100 en el sensor 10, pueden incluir cristales de lutetio itrio ortosilicato (lyso), bismuto germinado (BGO), talio absorbente yoduro de sodio (Nal), cerio absorbente lantano bromuro (LaBr_3), o similares materiales policristalinos.

Cuando la radiación, como la gama radiación, golpea el contador de centelleo 100, éste puede causar un fotón o pulso de luz dentro de una estructura cristalina del contador de

centelleo. La intensidad del pulso de luz puede ser directamente proporcional a la fuerza de la radiación. Una vez que la radiación se convierte en un pulso de luz, el circuito 106 puede recibir un pulso de luz y producir la correspondiente señal eléctrica. Debido a que la magnitud de la señal eléctrica puede ser directamente proporcional a la intensidad del pulso de luz, si la fuerza de la radiación en el área es elevada, la correspondiente magnitud de la señal eléctrica puede también ser alta.

En otra caracterización, los contadores de centelleo pueden incluir cualquier otro tipo de cristal o material que puede centellear y convertir la radiación en pulsos de luz. En otras caracterizaciones, otros métodos no centelleantes para detectar la radiación pueden ser empleados, tanto como la radiación detectada puede ser capturada y luego registrada como información.

La radiación de la tierra puede proceder de diferentes fuentes. En orden a diferenciar la radiación de diferentes fuentes, el circuito 106 puede incluir al menos un controlador programable (no mostrado) para generar una señal eléctrica. El controlador puede ser en una caracterización, un procesador digital de señales (DSP) un chip u otro procesador que pueda manipular la señal eléctrica, por ejemplo, separando la señal eléctrica en las señales componentes, que representan la radiación recibida de un isótopo o fuente de radiación particular. En una caracterización, el circuito 106 puede separar la señal eléctrica en señales componentes que representan la radiación recibida de torio, uranio y/o potasio. La separación se puede basar en el nivel de voltaje de las señales eléctricas recibidas del contador de centelleo 100. El circuito 106, puede también proporcionar una medida de la cantidad total de radiación recibida.

Mientras muchos elementos que ocurren en forma natural tienen isótopos radioactivos, potasio (^{40}K), uranio (^{238}U) y torio (^{232}Th), series decadentes pueden tener radioisótopos que producen rayos gama relativamente fuertes, para uso en espectrometría de rayos gama. Con este propósito, la DSP puede separar las señales de radiación en señales componentes, basadas en los niveles de microvoltaje individual de la radiación recibida. Para ejemplo, los niveles de voltaje entre alrededor de 1.2 MeV y de 1.6 MeV, pueden indicar que la fuente de la radiación es potasio; los niveles de voltaje alrededor de 1.6 MeV a 2 MeV, pueden indicar que el origen de la radiación es uranio, y los niveles de voltaje entre alrededor de 2

MeV y 3 MeV, pueden indicar que la fuente de la radiación es torio. La DSP puede también producir una cuenta total de rayos gama, que puede corresponder a niveles de voltaje entre alrededor de 0.4 MeV y 3 MeV. Separando la radiación en señales componentes representativas de determinados isotópos, puede ayudar para desarrollar visuales, como mapas, que pueden ser usados para visualizar la localización de los depósitos de hidrocarburos, como se discutirá posteriormente.

El circuito 106 puede también contar el número o la frecuencia de pulsos de radiación recibidos en un área, a lo largo de la cual la detección se realiza para determinar el número de pulsos de radiación recibidos por los contadores de centelleo 100 y/o la intensidad de la radiación que emana de la tierra. Como se puede notar, los hidrocarburos bajo la superficie de la tierra, pueden bloquear la radiación que emana de la tierra. En consecuencia, en áreas donde los depósitos de hidrocarburos se encuentran, el sensor 10 puede recibir menos pulsos de radiación, o pulsos de radiación de menor frecuencia, que en áreas donde no se encuentran hidrocarburos. El conteo de la radiación puede posteriormente ser usado para determinar la posibilidad de depósitos de hidrocarburos en el área de interés, lo cual será discutido posteriormente en detalle.

En otra caracterización, el sensor 10 puede ser colocado dentro de un receptáculo para protección. Varios receptáculos 102 pueden permitir que el sensor 10 sea usado en el mar, en la tierra, sobre o cerca del piso oceánico, sobre o cerca de masas de tierra secas, sobre o cerca de fondos pantanosos, sobre o cerca de fondos marinos, en áreas de espesa forestación, etc. Por ejemplo, como se muestra en la figura 2A, un receptáculo 200, dentro del cual un sensor 10 se encuentra situado, puede ser montado en un vehículo 202. En otra caracterización, como se muestra en la figura 2B, un receptáculo 204 se puede adecuar dentro de una mochila 206 o alforja. Estas caracterizaciones pueden permitir que el sensor 10 sea transportado por un vehículo, persona o animal, de manera que pueda atravesar un área de tierra de interés para detectar radiación. Como se muestra, el sensor 10 puede ser enlazado, por medio de un enlace de comunicación con o sin cable, a una computadora o cualquier otro sistema de computación 210, que puede recibir y procesar los datos de la radiación.

Un receptáculo 300 puede también montarse dentro de un aeroplano 302, como un helicóptero o aeroplano, como se muestra en la figura 3A. Esto puede permitir al sensor 10 moverse sobre la superficie de un área de interés para detectar radiación. Las cartas de travesía 208 (figura 2C) y 304 (figura 3B), muestran un ejemplo de los patrones de travesía que pueden ser recorridos por un vehículo, persona o animal, o aeroplano que transporta un sensor 10.

En otra caracterización, un receptáculo 400 puede ser diseñado para uso subacuoso, como se muestra en la figura 4A, en donde el receptáculo 400 puede sustancialmente ser apropiado para el agua, de manera que el sensor 10 puede atravesar un área bajo el agua para detectar radiación. En tal caracterización, el sensor 10 puede ser conectado a un navío en la superficie, como un bote 402, por un cable 404. El cable 404 puede incluir cables eléctricos o cables que puedan proveer energía a un sensor 10, y permitir al sensor 10 comunicarse con el equipo de computación del bote 402. En una caracterización, el sensor 10, puede ser usado a profundidades que van de 1 metro a alrededor de 3000 metros o más.

El receptáculo 400 puede incluir un conducto, manguera, o tubo, dentro del cual pueden ser acomodados el contador de centelleo 100 y las conexiones electrónicas asociadas. En una caracterización, el receptáculo 400 puede ser remolcado tras el navío en una posición sustancialmente horizontal. Esto puede permitir al contador de centelleo 100, permanecer cerca o integrado dentro del piso bajo el agua, para una medición exacta de la radiación. Puede el sensor 20 hundir el piso, los rayos gama y otras lecturas de la radiación pueden ser inexactas debido a la dispersión y absorción por el agua. En una caracterización, el receptáculo 400 puede ser adherente para el líquido, de manera que el sensor 10 no se expone directamente al agua.

El cable 404, en una caracterización, puede ser enrollado en un carrete 408, sobre la cubierta del bote 402, que permita extenderlo a una longitud suficiente, de manera que el receptáculo 400 pueda permanecer sobre o cerca del piso 406. Debido a que la radiación que emana de la tierra tiende a disiparse o ser absorbida por el agua, a unos pocos pies bajo el agua de la superficie 406, manteniendo al sensor 10, sobre o cerca de la superficie 406, permitiendo al sensor 10 recibir las lecturas de la radiación en un medio acuoso.

Se puede apreciar que si el piso 406 bajo el agua es irregular o tiene obstáculos, remolcar el sensor 10 detrás de un bote 402 puede determinar que el sensor 10 sea rudamente ajustado, o dañado, o despegado y perdido. En orden a minimizar el daño, el cable 404 y el receptáculo 400, pueden incluir caracteres para proteger el sensor 10 cuando este es jalado. Estos caracteres pueden incluir alivios de tensión, amortiguadores de golpes y similares. La figura 4B muestra un ejemplo de un cable subacuoso con un aliviador de tensión, que puede actuar disminuyendo el daño al sensor 10 jalado tras de un bote.

En una caracterización, la enrolladura del cable 412 dentro del ensamble de la cabeza del cable 410, puede actuar como un aliviador de tensión y proveer suficiente fuerza conectiva para evitar al sensor 10 ser desalojado del cable 404 y perdido.

En otra caracterización, el receptáculo 400 puede incluir una barra vertical 504 o conducto, que puede mover hacia arriba y abajo el sensor 10, de tal manera que pueda acceder al piso 406.

Como se muestra en la figura 5, el receptáculo 500 puede ser montado sobre la superficie del navío 502. El receptáculo 500 puede incluir una barra vertical 504, la cual puede ser un tubo sólido, segmentado y/o hueco, por ejemplo. La barra 504 puede ser movida arriba y abajo por un pistón de impulso 506, tal como un motor. El receptáculo 500 puede también incluir una terminal distal 508, dentro de la cual los contadores de centelleo 100 pueden ser posicionados. Como el pistón de conducción 506 mueve la barra 504 arriba y abajo, la terminal distal 508 puede penetrar el piso debajo del agua 510, de manera que los centelladores 100, puedan obtener una lectura adecuada de la radiación 512. En una caracterización, el pistón de conducción 506 y el terminal distal 508, pueden ser usados en profundidades de alrededor de 1 metro a 200 metros o más.

La figura 6 muestra otro ejemplo de un pistón de conducción 506 y del tubo 504. El pistón de conducción 506 incluye un engranaje 600, el cual puede ser rotado por un motor eléctrico 602. Un controlador conductor programable 604 puede controlar la velocidad, el tiempo y la dirección del motor, en orden a controlar el movimiento hacia arriba y abajo de la sonda terminal 508. En una caracterización, el controlador 604 puede determinar que la sonda terminal 508 se mueva hacia arriba y abajo en forma repetida, con una frecuencia

específica o variable, durante la travesía del área de interés. El panel visual 606 puede visualizar la información del sondeo, como la frecuencia del movimiento hacia arriba o abajo, tanto como la provisión de controles de emergencia para cierre.

En una caracterización, si los datos del cable 610, para comunicarse con el sensor 10 están fuera del tubo 504, un sistema de cabrestante 608 puede ser usado para proveer un dato de conexión a la sonda terminal 508. En esta caracterización, el sistema de cabrestante 608 puede ser usado para soltar o captar en el cable de datos 610, cuando la sonda terminal 508 es elevada o bajada.

El pistón de conducción 506, puede también incluir mecanismos para muestreo y prueba del agua durante la travesía del área de interés. Por ejemplo, una bomba líquida 612 puede bombear líquido de la superficie debajo del agua cerca del terminal distal 508, de manera que el líquido pueda ser muestreado a bordo de un navío de superficie como el bote 502.

También, un separador de líquido-gas 614 puede ser empleado para separar el gas del agua, en el caso de que muestras de gas sean necesarias o deseadas. Un sistema de muestreo de líquidos 616 puede también ser incluido, y se puede emplear para coleccionar las muestras de líquido o de gas que han sido bombeadas dentro del navío. En una caracterización, el sistema de muestreo de líquidos 616, puede almacenar las muestras en recipientes sin exponerlos a la atmósfera, en orden a reducir el riesgo de contaminación.

El pistón de conducción, en una caracterización, puede ser montado sobre una viga 700, que permite al bote moverse mientras la extremidad distal 580 tiene acceso al piso debajo del agua. La viga puede ser instalada sobre la cubierta del bote o navío 502. Como se muestra en la figura 7A, la viga 700 puede permitir al pistón de conducción 506 migrar atrás y adelante sobre las pistas 701, entre la Posición 1 y la Posición 2 que se muestra en la figura vástago 705, para permitir al pistón de conducción 506 pivotar entre la posición 3 y la posición 4 mostrada en la figura 7B. El vástago 700 puede también incluir una abrazadera 704, para evitar que el pistón de conducción 506 pivotee más allá del ángulo deseado. Estos vástagos de rotación deslizantes 700, determinan un juego mecánico entre el terminal distal 506 y el navío o bote 502, que puede permitir al terminal distal 506, permanecer penetrado dentro de la superficie bajo el agua, mientras el bote continúa en

11

movimiento. Si se desea, el vástago 700 puede incorporar ambas pistas 701 y el vástago 705, para permitir el movimiento del bote o navío.

En otra caracterización, como se muestra en la figura 8A, un receptáculo para sensor 102, puede ser montado sobre un coche debajo del agua, tal como un transporte remotamente operado 802. El coche 802 puede tener propulsores (no mostrados), ruedas (no mostradas) y/o pistas 814 para propulsión bajo el agua. En una caracterización, el receptáculo 102 puede ser montado de manera que una sección 806 del sensor 10 penetre en el cieno, en el sedimento o en cualquier otro material del piso debajo del agua. Los coches pueden estar en comunicación con un navío 810 a través del cable 808. El cable 808 puede proveer energía, controles para operar los coches, y puede también ser usado para levantar o bajar el coche dentro del agua.

Como se muestra en la figura 8B, múltiples coches 802, cada uno transportando un sensor 10, pueden estar en comunicación y controlados desde un solo navío. Esto puede permitir sea atravesada el área de interés en menos tiempo, si se desea. Como los coches 802 atraviesan el área, los datos recibidos por el sensor 10 pueden ser almacenados en un sistema central de computación a bordo del navío.

El receptáculo 102 puede incorporar o incluir varios elementos que incluyen pero no se encuentran limitados a una plataforma estructural y a la configuración electrónica para integrar y conectar fuentes de energía y facilitar la transferencia de datos; un complejo de un sistema de cables conectando, o paquetes de baterías para energía, transferencia de datos y remolque; cobertura para absorción de choque, esto es mangueras, cubierta estéril, espuma no absorbente, plástico; instrumentos adicionales para estudio geocientífico adicional, esto es instrumentos sónicos, densidad de neutrones de rayos gama, resistencia, magnética, densidad, neutrones, temperatura, presión, catador lateral, un receptor controlador de datos electrónicos, un sistema de computador para almacenamiento, organización y recolección de datos, un programa modelo para ingreso de datos e interpretación; un programa integrado de mapeo que incorpora todos los datos de campo junto con la información de soporte histórico que incluye las historias de los pozos, interpretaciones sísmicas, bloques de pozos, etcétera.

12

Otros instrumentos que pueden ser usados junto con el sensor 10 o sistema, incluyen pero no se encuentra limitados a:

Un instrumento Sónico de Onda Completa: un instrumento que envía un pulso sonar activo que puede ser usado para identificar las matrices de porosidad y permeabilidad, dentro de la formación de la estructura rocosa.

Un instrumento de conductividad para medir la sensibilidad eléctrica a las saturaciones de agua y contenido.

Instrumentos de densidad para neutrones rayos gama: la inducción activa de isótopos radioactivos elaborados por el hombre, así como la medición de las características de absorción de hidrocarburos de la roca de un determinado estrato.

Un gravitómetro para medir la respuesta gravitacional de una formación con líneas de base contra estructuras conocidas en contraste a las polaridades de la tierra.

Instrumentos magnéticos localizadores para la medición de tendencias magnéticas, para los elementos de hierro nativos en una determinada formación.

Instrumentos electromagnéticos para identificar una combinación de propiedades eléctricas y magnéticas, en las cuales pueden ser cuantificadas formaciones conocidas, para el contenido de hidrocarburos y profundidad de la posible formación.

Un magnetómetro para medida de las tendencias magnéticas, a los elementos de hierro nativo en una determinada formación.

Una herramienta neutron general. Un equipo especialmente afinado para trazar e identificar el movimiento de los neutrones mas activos y de vida corta, dentro de una formación de la tierra.

Instrumentos para densidad, ésto es, densidad compensada, densidad cercana, densidad lejana, densidad de alta resolución. Estos instrumentos identifican la concentración en bulto dentro de los espacios porosos de una formación dada, cuantificando de este modo las porosidades y permeabilidad asociada de una formación.

13

Un televisor acústico: un instrumento que mira los lentes de falla cercanas, de una formación terráquea de un portal vertical.

Un instrumento potencial espontáneo. Este instrumento mide el potencial eléctrico y cuantifica la interacción entre el petróleo y el contenido de agua dentro de un reservorio.

Instrumentos de resistividad total, ésto es, resistividad líquida, resistividad guardia, resistividad lateral, micro resistividad, resistencia de un punto simple. Estos instrumentos de medida pueden inducir pulsos eléctricos y de corriente dentro de un determinado reservorio, identificando de este modo las proporciones de petróleo y el contenido de agua.

Instrumentos de temperatura: Un instrumento que mide la temperatura.

Un indicador de vibración: un instrumento que mide la vibración y contacta con un lado de la pared sobre un plano vertical o una placa horizontal.

Un medidor líquido: un portal que abre una cámara de retención para muestreo de agua y/o muestras sólidas.

Un instrumento Petro Sonde: un instrumento que incita un pulso de eco sónico intenso, como para identificar anomalías de la formación en profundidad.

Un transpondedor acústico: un equipo que emplea una señal acústica en un patrón direccional u omni-direccional, enviando la localización al receptor.

Estos instrumentos pueden ser usados para tomar medidas adicionales, mientras el sensor 10 atravieza el área de interés y mide la radiación. Las medidas de estos instrumentos pueden ser incorporadas en mapas que muestran la posibilidad de la presencia de depósitos de hidrocarburos bajo la superficie de la tierra.

Posición del sensor

Debido a que las lecturas de la radiación del sensor 10 pueden ser empleadas para mapeo de la radiación en el área de interés, es deseable asociar una posición con cada lectura de la radiación. Si el sensor 10 es montado en un vehículo sobre la tierra, un helicóptero o aeroplano, o transportado por una persona, un GPS (no se muestra) puede ser usado para

14

proporcionar la posición de cada lectura. Sin embargo sí el sensor 10 es usado debajo del agua, otros métodos de posicionamiento pueden ser necesarios.

La figura 9 muestra un sistema para determinar la posición de un sensor 10 debajo del agua. Los módem acústicos 900, 902, 904 y 906, en una caracterización, pueden ser posicionados por boyas en el agua. El sensor 10 puede incluir un transpondedor acústico que puede enviar continua o periódicamente, señales acústicas de los módem 900, 902, 904 y 906. Estos módem pueden entonces transmitir la señal al navío 910, el cual puede triangular la posición del sensor 10 y asociar tal posición con las lecturas de la radiación recibidas del sensor 10.

La figura 10 muestra una vista por debajo del agua de un módem acústico 900. El módem acústico 900 puede ser unido a un cable 1001 que corre entre la boya 1000 y la pesa 1002. El transpondedor acústico 1004, puede enviar una señal acústica 1006 al módem acústico 900. El módem acústico 900 puede entonces pasar información, por ejemplo a través de la antena 1008, al navío 910. Una vez recibida, un sistema de computación a bordo del navío 910 puede triangular la posición del sensor 10.

La posición de un sensor 10 bajo el agua, puede también ser determinada si el navío 910 se encuentra equipado con un GPS, un detector profundo, un transpondedor acústico, como se muestra en la figura 11. En esta caracterización, un transpondedor acústico 1004 sobre el sensor 10, puede enviar una señal acústica al transpondedor 1100, sobre el navío 910. La longitud de la hipotenusa 1102 puede ser calculada sobre la base del tiempo que ésta toma para recibir la señal acústica. Debido a que el detector de profundidad (no se muestra) puede determinar la profundidad Y del agua, puede ser calculada la distancia X del navío. El rumbo o dirección del navío al sensor 10, puede también ser determinado basado en el ángulo del cable de remolque 1104, o basado en la fase de medida de las señales acústicas. La posición GPS del navío 910, puede entonces ser ajustada por la distancia y medidas de ajuste, en orden a determinar la posición del sensor 10 bajo el agua.

Mapeo

La radiación medida puede ser empleada para determinar en una caracterización, si los depósitos de hidrocarburos se encuentran presentes bajo la superficie terrestre. La presente invención puede detectar la presencia de hidrocarburos en una variedad de litologías bajo la superficie, las cuales incluyen pero no se encuentran limitadas a: esquistos, asperón, caliza, caliza dolomita vulgar, dolomita, domos sal, o cualquier combinación parecida. Una vez que la radiación ha sido medida, los datos pueden ser combinados con otra información, como las anomalías geográficas y estructuras en el área de interés, información histórica sobre pozos de petróleo, información sobre estructuras construidas por el hombre como carreteras, oleoductos y similares. El sistema puede entonces usar la combinación de datos para generar mapas que muestren la posibilidad de depósitos de hidrocarburos en el área de interés.

Medición de la radiación

En orden a medir la radiación, el sensor 10 de la presente invención puede tomar lecturas de radiación mientras atravieza el área de interés. Durante la travesía, la radiación recibida por el sensor 10, y la posición donde las lecturas tienen lugar, pueden ser registradas por un sistema de computación. La tabla 1, abajo, muestra un ejemplo de datos que pueden ser registrados cuando el escaner atravieza el área.

Número de muestras	Número de serie	Canal 1 Cuenta total	Canal 2 uranio	Canal 3 potasio	Canal 4 torio	Latitud	Longitud	Velocidad (nudos)	Fecha (UTC)	Tiempo (UTC)
--------------------	-----------------	-------------------------	-------------------	--------------------	------------------	---------	----------	----------------------	----------------	-----------------

18
19

2225	276365	195.4	5.3	1	3.4	31.75373333	-99.8586367	11.27	260811	220749
2224	276365	192.1	5.4	1.2	3	31.75373167	-99.8585717	11.3	260811	220748
2226	276365	195.8	5.3	1.2	3.5	31.75372833	-99.8586967	11.28	260811	220750
2223	276365	192.1	5.5	1.5	3	31.75372333	-99.8585083	11.31	260811	220747
2227	276365	198.4	5	1.1	3	31.75372333	-99.858755	11.26	260811	220751
2228	276365	201.1	5.2	1.1	2.6	31.75372167	-99.85881	10.26	260811	220752
2229	276365	199.9	5.6	0.9	2.3	31.75371833	-99.8588667	10.91	260811	220753
2222	276365	191.1	5.9	1.6	3	31.753715	-99.858445	10.52	260811	220746
2230	276365	202.1	5.2	0.7	2.2	31.753715	-99.85893	11.72	260811	220754
2231	276365	204.3	5.8	0.6	3	31.753715	-99.858995	11.76	260811	220755

Tabla 1

Como se describe arriba, el sensor 10 puede separar la radiación en señales componentes representativas de la radiación recibida de diferentes isótopos. En la tabla superior, cada fila representa una muestra de radiación tomada por el sensor 10. La columna titulada “Canal 1” muestra la cuenta total de rayos gama recibidos por el escaner. La columna titulada “Canal 2” muestra la cuenta de rayos gama atribuibles al uranio, la columna titulada “Canal 3” muestra la cuenta de rayos gama atribuibles al potasio y la columna titulada “Canal 4” muestra la cuenta de rayos gama atribuibles al torio. Las columna marcada longitud y latitud muestra la información posicional para cada muestra. La tabla también incluye una columna con el número que muestra el número de muestras, un número con la unidad de la serie que muestra el número de serie del escaner, y las columnas con la fecha y el tiempo que muestran la fecha y el tiempo que se obtuvo cada muestra. También puede ser registrada información adicional con cada muestra, como se desee.

Datos como los mostrados en la tabla 1, pueden ser colectados mientras el sensor 10 atravieza el área de interés. En una caracterización, el sensor 10 se puede mover en un patrón cuadrícula a través de la superficie del área de interés, de manera que los datos pueden ser extrapolados a la mayoría o a toda el área de superficie. Por ejemplo, la línea negra en la figura 12, muestra una ruta de travesía 1202, a lo largo de la superficie de un

20

área de interés. Como el sensor 10 viaja a lo largo de la ruta, pueden ser registrados los datos de radiación, como los mostrados en la tabla 1.

Cuando se atravieza el área de interés, la vía 1202 puede no cubrir la superficie entera del área de interés. En otras palabras, debido a que puede ser difícil o demorado tomar medidas de la superficie entera, sí el área tuviese espacios o huecos entre las vías 1202, donde no se toman medidas de la radiación. En otras áreas, puede ser difícil atravesar el área debido al terreno. Esto puede ser apreciado por las áreas blancas en la figura 12.

En orden a proveer información más exacta de las áreas donde no se han tomado medidas de la radiación, el sistema puede extrapolar las lecturas tomadas durante el paso por la vía 1202, para cubrir áreas adyacentes donde no se tomaron lecturas. Por ejemplo, un sistema de computador, ejecutando un programa de software, puede realizar una extrapolación de rutina, como un cálculo vecino natural por ejemplo, sobre los datos de radiación registrados, en orden a extrapolar las medidas de radiación para cubrir el area completa de interés.

Una forma de un cálculo vecino natural es:

$$G(x, y) = \sum w_i f(x_i, y_i)$$

donde $G(x, y)$ es el estimado de localización (x, y) dentro del area de interés, w_i es un factor de peso , y $f(x_i, y_i)$ son los datos conocidos (ésto es la radiación registrada) en la locación (x_i, y_i) . Estos cálculos pueden usar datos XYZ “irregularmente espaciados” y producir o estimar un espacio regularmente, un arreglo rectangular de los valores de radiación. Debido a que la ruta de travesía 1202 puede no seguir un patrón particular, los datos registrados pueden tener muchos huecos, en los cuales los datos son erróneos. Los cálculos de extrapolación, como un vecino natural, pueden ser usados para llenar estos huecos por interpolación de los valores de radiación, en aquellas locaciones donde no fue tomado el registro de radiación. El espacio de la cuadrícula regularmente espaciada es ajustada, basada en el tamaño del área de interés.

Una vez que los datos han sido registrados, el sistema puede calcular la posibilidad de que existan depósitos de hidrocarburos bajo la superficie del área. En una caracterización,

puede ser usada la ley de Lambert durante el cálculo. La ley de Lambert se define como sigue:

$$I = I_0 e^{-xm}$$

donde I es el incidente de radiación, I_0 es la radiación emergente (o medida), m es el coeficiente de absorción de la materia a través de la cual viaja la radiación, y x es el grosor de la materia. Usando la ley de Lambert, se puede medir y estimar la transmisibilidad de los elementos nucleares individuales, a través de conocidos o presumibles estratos dentro del área de interés, esto es asperón, caliza, esquisto, agua salada, gas natural, hidrocarburos ligeros, hidrocarburos pesados. En la formulación de una línea de base, el sistema puede establecer una chimenea de hidrocarburo cero, o línea de base, por la cual no ocurre ninguna absorción de los rayos gama, dentro de una área física específica, y las lecturas de todas las áreas adyacentes son posiblemente identificadas y ponderadas para formar la base de todos los mapas. Usando la ley de Lambert, la línea de base tomará en consideración la profundidad del complejo terrestre basal y el material entre el complejo terrestre basal y la superficie del área de interés.

La lectura en la línea de base de 180 cuentas por segundo o más, por ejemplo, puede significar que no se encuentra presente ningún hidrocarburo comercialmente viable. Además, debido a que los depósitos de hidrocarburos, petróleo, gas o parafinas, absorben o bloquean la radiación que emana de la tierra, una cuenta menor por segundo en un área particular, puede indicar la absorción graduada de los rayos gama, y así indicar la migración vertical más intensa de hidrocarburos como resultado de la oxidación-reducción, oxidación reducción celular y termalización. En otras palabras, una cuenta menor por segundo, indica la presencia de hidrocarburos en una localización en particular. Por ejemplo, una cuenta de 160 por segundo en un área en particular puede indicar menos hidrocarburos que una cuenta de 130 por segundo. En una caracterización, una cuenta de alrededor de 180 a 160, puede indicar un área de producción marginal. Una cuenta de alrededor de 150 por segundo puede indicar la presencia de depósitos de hidrocarburos adecuados para pozos bajos o medio profundos. Una cuenta de alrededor de 120 a 140

cuentas por segundo, puede indicar la presencia de depósitos de hidrocarburos para pozos profundos. Y una cuenta de alrededor de 80 a 110 cuentas por segundo, puede indicar la presencia de depósitos de hidrocarburos adecuados para pozos más profundos.

Todas estas cuentas, pueden ser directamente calculadas para estimar los hidrocarburos en bruto presentes en un área determinada. La viabilidad comercial puede entonces ser calculada, dependiendo del costo de adquisición de la propiedad, del costo de la perforación y terminación del pozo y de la producción disponible total de petróleo y gas.

La figura 12B muestra un ejemplo de la cantidad estimada de los depósitos de petróleo y gas dentro de un área de interés, calculados por el sistema que emplea la ley de Lambert.

La actual invención puede estimar las reservas iniciales o remanentes, basada en la reducción de la radiación por debajo de 180 cuentas por minuto. La respuesta de los hidrocarburos puede ser sostenida por física nuclear, que contrasta con la sal marina en los reservorios de roca, contra el coeficiente de absorción de hidrocarburos. La ley de Lambert de la migración de los rayos gama, puede ser usada junto con estos estimados, sobre un reservorio de roca promedio, esto es asperón, caliza, esquisto. La invención puede establecer datos y/o información para la detección de hidrocarburos, para cualquier área de concesión que tenga 180 cuentas por segundo, o menos. Esto puede además establecer la cantidad comercial o no comercial de hidrocarburos, en el área dependiente de los costos de perforación y/o desarrollo.

Los estimados de reservas pueden usar la columna de volumen de cada segmento de la cuadrícula, el cual generalmente puede ser 50 x 50 pies (área), multiplicado por 180 cuentas por segundo. Si la radiación de la superficie es de 100 cuentas por segundo, el área 50 x 50 pies, puede tener 80 pies de alto. Este volumen multiplicado por un coeficiente propietario puede proporcionar las reservas, los barriles por acre de petróleo o la superficie ajustada al volumen de gas por acre. El número total de segmentos de la cuadrícula, puede proporcionar reservas para el área evaluada. El procedimiento considera la variación sobre el área y el estado de agotamiento de un campo en producción. Este puede ser sensible al agotamiento de un campo de gas y mostrar las reservas sobrantes.

La propiedad promedio puede ser condensada en las 3 áreas primarias de reservas, relacionadas con los factores de recuperación. En algunas caracterizaciones, el foco estima sobre 180 cps, 150 cps y 140 cps y el correspondiente acreaje.

180 + cuentas por segundo: No comercial en todos o la mayoría de casos.

180 - 160 cuentas por segundo: Comercial para bajo costo general y poca producción, marginal.

150 cuentas por segundo: reservas por encima del promedio. Comercial para pozos medio profundos. Las recuperaciones primarias pueden ser consistentes con los promedios de la industria.

120 - 140 cuentas por segundo: Excelente base de reserva. Comercial para pozos profundos y recuperaciones sostenidas, prolongadas.

80 - 110 cuentas por segundo: Base superior de reserva. Fuerte posibilidad comercial para la profundidad de los pozos. Fuerte proporción gas/petróleo.

Los recepción de rayos beta y gama y el gas radón, en la superficie del área de interés, puede ser coexistente y puede estar asociada inseparablemente con la actividad de neutrones a través de radiación de la subsuperficie. Debido a que la actividad de los neutrones y sus consecuentes efectos sobre la actividad de los rayos gama y beta, son activadas alternativamente, determina que la radiación recibida en la superficie de la tierra puede permitir una disminución de tales actividades. Esto puede determinar lecturas inexactas de la radiación o de los cálculos para la silueta de la estructura geológica. Esto particularmente se aplica al uso del espectrómetro para recepción de los rayos gama en elevadas altitudes y a altas velocidades. Tal monitoreo y recepción de rayos gama puede producir errores y también patrones llamados "halos" bordeando los reservorios de gas y petróleo bajo la tierra, basado en la búsqueda subacuosa de la superficie. En consecuencia, el sistema puede ser calibrado para velocidad lenta, para superficie, cercana proximidad a superficies terrestres, sumersión al piso marino, o cualquier otro factor ambiental que pueda afectar la detección de los rayos beta y/o gama y así reducir el efecto halo.

Una vez calculada la línea de base, el sistema puede incorporar al cálculo factores externos de interferencia. Los factores de interferencia pueden referir las estructuras dentro del área que tienden a bloquear, absorber o causar termalización o decadencia de la radiación de los neutrones que emana de la tierra.

Los factores de interferencia como la presencia y tipo de estrato, roca, suelo y otro material bajo la corteza, puede afectar la cantidad de radiación recibida en la superficie. Por lo tanto, los cálculos basales pueden ser ajustados basados en el estrato conocido en el área de interés. Por ejemplo, la salmuera, el agua salada, comúnmente presentes en el estrato sedimentario, pueden bloquear la radiación. Estas pueden reducir la radiación registrada leída alrededor de 30 a 45 cuentas por segundo, por ejemplo. En consecuencia, si está presente salmuera o agua salada, el sistema puede ajustar las medidas basales por una cantidad apropiada, en compensación. En forma parecida, el sistema puede también ajustar las medidas de base, para calcular la presencia y espesor de otros materiales, tales como esquisto, caliza, arena y cualquier otro material en el área de interés. Otras formas que pueden ser compensadas, ajustando las medidas basales, incluye los domos en la sub superficie, fallas, fallas en contra plano, anticlinas, sinclinas, agua con petróleo, reservorios de agua saturada, estructuras construidas por el hombre (por ejemplo, caminos, asfalto, edificios, canteras, oleoductos, derrames de petróleo, filtraciones, etcétera), campos recién arados, vegetación, dunas cambiantes y arena, uranio natural, formaciones de esquisto, gas radón, y condiciones del tiempo incluyendo rocío, presión barométrica y lluvia reciente, tanto como otros factores.

La presencia de hidrógeno 100 y carbón 15 en el estrato sedimentario, puede bloquear de manera significativa al neutrón y la radiación asistente pasando dentro de tal estrato y puede reducir las medidas basales, por ejemplo, alrededor de 110 a 120 cuentas por segundo. Por lo tanto, una vez que la línea basal haya sido ajustada para materiales conocidos bajo la superficie del área de interés, las caídas en las lecturas de la radiación del orden alrededor de 110 a 120 cuentas por segundo, pueden indicar la presencia de depósitos de hidrocarburos en el área.

Otro factor que puede ser considerado en el cálculo de la línea de base, es la producción de pozos en el área. Esta información puede ser usada para situar la localización exacta del

25

pozo durante el proceso de mapeo, tanto como para mostrar las posibles razones para las tendencias encontradas durante la imagen de búsqueda. Realizar las lecturas e interpretar los mapas en y alrededor de los pozos históricos y las áreas de conocidos depósitos de hidrocarburos, puede aumentar la seguridad de futuras lecturas y/o la determinación de la presencia de hidrocarburos.

Un técnico de campo puede realizar lecturas basales en y alrededor de localizaciones conocidas, activas o inactivas. Estas lecturas de los pozos, pueden también ser realizadas cerca o alrededor de canteras abiertas, hoyos y afloramientos.

Cambios rápidos y significativos de bajas a elevadas cuentas, pueden ser una clara indicación de factores de interferencia. Bajo condiciones normales sin factores de interferencia, puede haber un cambio gradual en las lecturas por un factor de alrededor de 10 a 20 cuentas (ésto es, lecturas de la radiación) por segundo. Si las lecturas aumentan o disminuyen con una frecuencia acelerada en un área particular, o cuando se mueven de una a otra área, puede estar presente un factor de interferencia, y puede ser registrado en un sistema de procesamiento.

Además, la toma de lecturas en y alrededor de los pozos existentes, puede proveer información valiosa acerca de los pozos y/o depósitos de hidrocarburos en y alrededor del pozo. Por ejemplo, la toma de lecturas y análisis de un mapa de la cuadrícula en y alrededor de los pozos existentes, puede ayudar a determinar si el pozo esta produciendo o esta seco, si más hidrocarburos se encuentran presentes en el área, si el pozo fue perforado lo suficientemente profundo, y/o si el pozo es candidato para una reentrada, por ejemplo.

Otras determinaciones, acerca de los pozos existentes también se puede realizar con la lectura de la radiación y/o procesando los datos de los mapas y cuadrículas.

Estas lecturas pueden ser usadas para ajustar la radiación basal para el área de interés, debido a que diferentes regiones pueden tener diferente radiación basal. Por ejemplo, una región primera puede producir 150 cuentas por segundo de radiación de los pozos productivos, mientras otra región puede producir 220 cuentas por segundo de radiación de los pozos productivos.

Usando las lecturas iniciales de pozos productivos y no productivos en el área, el sistema puede ajustar o normalizar las medidas de radiación basales en el área, de manera que las lecturas que difieren de las basales puedan ser usadas más exactamente para determinar si se encuentran presentes depósitos de hidrocarburos.

Elaboración de mapas

El sistema puede también elaborar mapas basados en la lectura de la radiación. Estos mapas pueden ser útiles para identificar áreas donde existen depósitos de hidrocarburos dentro del área de interés. Ejemplos de tales mapas se muestran en las figuras 13A y 13F.

Durante la elaboración de los mapas, la imagen satélite, los mapas de topografía, mapas sísmicos y similares, pueden servir como mapas básicos sobre los cuales pueden ser sobrepuestos mapas y los datos del perfil. Las imágenes satélite, en una caracterización, pueden ser obtenidas de sitios o servicios públicos como el software Google Earth®, por ejemplo. El proceso de elaboración de mapas, puede en ciertos casos producir mapas y otros archivos que pueden ser abiertos en Google Earth®. Estas imágenes satelitales pueden ser útiles para determinar si la localización potencial de un pozo puede ser o no accesible.

Los datos registrados pueden también ser usados para generar proyecciones en 3 dimensiones de los datos en la superficie de los mapas. La proyección tridimensional puede incluir el mapa de perfil del pozo como otra información. Los valores Z en tal mapa, pueden representar las lecturas de las cuentas por segundo y el modelo puede tener la misma escala de color como el perfil del mapa y la dirección clasificada del mapa.

La aplicación del software, puede ser usada para procesar los datos para generar una cuadrícula de lecturas de la radiación. Por ejemplo, puede ser usado un perfil y mapeo de la superficie en 3D, para científicos e ingenieros. El software puede cubrir, sobreponerse, combinar o otros que incluyan las lecturas de la radiación en mapas de superficie 3D, por ejemplo.

Un programa de gráficos basado en cuadrículas, puede interpolar irregularmente datos XYZ espaciados y/o dispersados dentro de una cuadrícula regularmente espaciada, que puede ser usada para generar mapas de perfil.

En una caracterización, el eje Z puede ser una elevación y los ejes X y Y pueden ser la latitud o longitud u otro sistema coordinado proyectado. El eje Z también puede ser usado para representar un peso, lectura, probabilidad o posibilidad de la presencia de radiación y/o depósitos de hidrocarburos. Las varias cuentas de radiación, pueden ser sobrepuestas a un mapa de perfil, en orden a asistir a la detección de depósitos de hidrocarburos, por ejemplo.

Las figuras 13A y 13H, muestran ejemplos de mapas que pueden ser generados por la presente invención. La figura 13A muestra un mapa de perfil del área de interés. Los perfiles representan las lecturas de radiación tomadas del área que se atraviesa, mostrada en la figura 13B. Las áreas oscuras en la figura 13A, indican las locaciones donde la cuenta de la radiación fue baja, indicando la posibilidad de presencia de hidrocarburos bajo la superficie terrestre. La figura 13A, puede ser el punto principal para interpretar la imagen que lleve a la generación de todos los siguientes mapas, figuras 13B y 13H. En otras palabras, los datos tomados de la vía de travesía inicial pueden ser usados para generar otros mapas producidos por el sistema.

Las figuras 13B y 13C, son mapas que muestran una imagen satelital sobrepuesta del área de interés. La figura 13B también sobrepone en el mapa, la vía de la travesía recorrida para tomar las lecturas de radiación del área de interés.

La figura 13C sobrepone en el mapa el perfil de las lecturas de radiación. Las imágenes satélite sobrepuestas benefician la ilustración del patrón de recorrido en la figura 13B, la cual puede ser usada para verificar que el área correcta, completa, fue captada por el técnico en el campo. Adicionalmente, la figura 13C permite que el intérprete del mapa visualice los potenciales sitios de perforación o cualquier obstáculo construido por el hombre, que puedan impedir una adecuada localización del pozo. En ciertos casos, las imágenes satélite sobrepuestas son de beneficio para ilustrar si hay una relación entre las lecturas de la radiación y la vegetación en el área visualizada.

La figura 13D muestra dos perfiles: un perfil geográfico mostrando la superficie topográfica elevación del área de interés y el perfil de la radiación.

Los mapas topográficos, pueden ser usados para encontrar la correlación de lecturas de cuentas por segundo entre la superficie y el terreno del área. Los cambios en el terreno de la superficie, pueden ser indicadores de mecanismos de captura en la subsuperficie.

Las figuras 13E y 13F, muestran dos ejemplos de mapas de perfil tridimensional que pueden ser generados por el sistema. En estos mapas, el perfil bidimensional 1302 puede ser proyectado sobre un modelo tridimensional 1304, que muestra el perfil de las lecturas de radiación en el área. Inversamente, el modelo 1304, tridimensional, puede ser manipulado para ilustrar cambios específicos en las cuentas de radiación por segundo, proyectadas sobre el perfil 1302. Los mapas tridimensionales ilustrados en las figuras 13E y 13F, ayudan a mostrar las lecturas de radiación, cuentas por segundo, en una forma que simplifica la representación visual.

En una caracterización, la figura 13F es útil para mostrar los mecanismos de cierre potencial que justifican la presencia de depósitos de hidrocarburos, sólo por mostrar la más alta lectura de cuentas por segundo, protruyendo del contorno 1302, bidimensional.

La figura 13G muestra la sección cruzada del contorno del mapa tridimensional de la figura 13H, que puede ser generada por el sistema. Esta sección cruzada ilustrada en la Figura 13G, puede ser orientada a lo largo de cualquier plano tridimensional dentro del área de imagen. Este análisis de sección cruzada, puede ser generado a lo largo de una vía que conecta múltiples localizaciones de pozos. La sección cruzada a lo largo de la vía de pozos, puede entonces ser usada para mostrar una relación entre la superficie de las radiaciones de rayos gama, con la subsuperficie de bloques de rayos gama de los huecos de perforación de los pozos. Los bloques de rayos gama tienen que ser proveídos u obtenidos por otros medios.

En otro ejemplo, como se muestra en la figura 14A, el sistema puede producir una subsuperficie, un mapa tridimensional que muestra los rayos gama de la subsuperficie bloques 1402, con depósito potencial de hidrocarburos. Como se muestra en la figura 14B, los bloques 1406 de hidrocarburos, pueden ser incorporados dentro del proceso de mapas.

28
2a

Estos bloques 1406 muestran medidas de radiación que han sido tomadas bajo la superficie, y proveen un mapa de las capas de estrato y formaciones de la subsuperficie. Para obtener un bloque 1406, se perfora un hueco vertical y un sensor de radiación 10 se baja dentro del hueco. La radiación registrada se emplea para mapear las estructuras de la subsuperficie.

Estos bloques 1406 gama, pueden ser obtenidos de varias fuentes, terceras partes, o registradas por el sistema u otros medios, para incorporación en mapas proveídos por el sistema. Por ejemplo la figura 14A muestra una imagen ejemplo, que usa los rayos gama bloques 1406 junto con un mapa 1404 del perfil de superficie. El modelo tridimensional en la figura 14A, se emplea para ilustrar la correlación entre las cuentas de radiación de la superficie del mapa de perfil 1404 y las cuentas por segundo de la subsuperficie de los rayos gama bloque 1402. Los valores de superficie registrados, cuando se usan junto con los valores de rayos gama 1402 de la subsuperficie, pueden ser usados para determinar si un pozo fue perforado lo suficientemente profundo, o si hay una reserva comercial de hidrocarburos localizada más profundo. Esto puede ser realizado empleando estimados del reservorio basados en el área y el grosor de las zonas, junto con la porosidad, permeabilidad y saturación del agua.

La figura 14C es una versión bidimensional del mapa en la figura 14B. Similarmente a los rayos gama bloques 1402 en la figura 14B, los rayos gama bloques 1408, muestran lecturas de radiación y estratos bajo la superficie del area mostrada en el mapa de perfil 1410. En una caracterización, los rayos gama bloque 1408, pueden ser generados de lecturas tomadas en puntos sobre el mapa de perfil 1410.

Similarmente a la figura 14B, el mapa en 14C puede ser usado para determinar si un pozo fue perforado lo suficientemente profundo o si hay una reserva comercial de hidrocarburos mucho más profunda. Esto puede ser realizado empleando estimados del reservorio basados en el área y el grosor de las zonas, junto con la porosidad, permeabilidad y saturación del agua.

La figura 15 provee otro mapa del perfil 1502 tridimensional. El mapa 1502 también incluye información sobre fuentes particulares de radiación. Por ejemplo, el gráfico 1504 muestra las cuentas de radiación total recibida, mientras el gráfico 1506 muestra la

radiación atribuida a las fuentes de uranio, torio y potasio. El gráfico 1508 muestra la proporción entre dos de los elementos individuales de radiación. La proporción representada en el gráfico 1508 y los valores de radiación individual en el gráfico 1506, pueden ayudar a determinar una relación entre un reservorio conocido de hidrocarburos y un prospecto en la misma región.

Separar la radiación entre las fuentes de los componentes, permite una detección más exacta de los depósitos de hidrocarburos. Por ejemplo, por atribuir la radiación detectada a una fuente individual, como uranio, el sistema puede determinar si la radiación en la locación es naturalmente alta o baja, lo cual puede permitir una detección más exacta de los depósitos de hidrocarburos. Si la radiación en y alrededor de un área se espera sea naturalmente alta, sin embargo es captada una baja radiación, ésto puede indicar la presencia de hidrocarburos dentro del área.

Las proporciones señaladas 1508 en el gráfico, son uranio dividido por potasio, torio dividido por potasio y uranio dividido por torio. En este ejemplo, como la cuenta total por segundo descrita en el gráfico 1504 disminuye hacia la porción sur del área de interés, aumenta la proporción de uranio dividido por potasio descrita en el gráfico 1508, señalando un cambio en el potasio e indicando un posible marcador de hidrocarburos.

La figura 16 ilustra un mapa multi-perfil mostrando la separación entre la radiación recibida de diferentes fuentes. En la figura 16, el mapa de perfil 1602 muestra la radiación atribuida al torio, el mapa de perfil 1604 muestra la radiación atribuida al potasio, el mapa de perfil 1606 muestra la radiación atribuida al uranio, y el mapa de perfil 1608 muestra la cantidad total de radiación recibida del área de interés. Tal mapa de perfil puede ayudar en localizar y verificar los depósitos de hidrocarburos, por la provisión de una representación visual de la radiación recibida y como es habitual con los elementos individuales de radiación, pueden ser afectados por los depósitos de hidrocarburos de la subsuperficie o la falla parecida.

La información histórica de los pozos, tal como la localización de los pozos de petróleo que producen o no producen, puede también ser incorporada en los mapas. La información

sobre los pozos, puede producir información adicional sobre los depósitos de petróleo en el área y permitir al sistema apreciar si sus cálculos son exactos.

La figura 17 muestra un mapa de perfil 1702 producido por el sistema, que incluye los pozos conocidos y sus localizaciones. Por ejemplo, los pozos 1703 y 1704 fueron considerados como pozos no comerciales, lo cual se relaciona con las altas cuentas radiación por segundo en los lugares de los pozos, como se ilustra en un mapa de perfil 1702.

Los pozos 1705, 1706 y 1707 se muestra están en una area rica en hidrocarburos. Históricamente, estos pozos fueron productivos con sobrantes de reservas significativas. Las cifras bajas o medias de rayos gama verifican esta tendencia. Los pozos 1708 y 1709 fueron pozos vacíos no comerciales, pero los valores de rayos gama indican que depósitos de hidrocarburos pueden estar presentes a mayores profundidades. El pozo 1710, fue un pozo no comercial que fue perforado a una profundidad adecuada, pero no se hizo una producción consistente. Si los valores de rayos gama no verifican esta tendencia, pueden indicar por lo tanto un falso positivo. A pesar de la lectura de la radiación y la posibilidad de una perforación inadecuada o de técnicas de afinación, la información histórica de los pozos incorporada en el mapa de perfil 1702, mostrando que el pozo 1710 no produce, puede indicar que el área no es adecuada para perforación comercial. Por la correlación de las áreas donde una elevada posibilidad de hidrocarburos, fue computada con la información histórica de los pozos, el sistema puede chequear la exactitud de sus cálculos y predicciones sobre la presencia de hidrocarburos bajo el área de interés.

Numerosa información sobre los pozos existentes, que puede ser incorporada en el proceso de detección mapeo/hidrocarburos, puede obtenerse a través de agencias públicas como la Texas Railroad Commission u otras oficinas públicas. Los datos pueden igualmente ser obtenidos de servicios pagdos como Drillmap, Drilling Info, e IHS. Fuentes de datos como éstas pueden también proporcionar información empleada en el proceso de mapeo, como las línea de sección, las líneas del condado y carreteras, etc. La geología y básica del área puede ser adquirida y considerada en el proceso de hacer mapas. Esta información incluye la porosidad, grueso de la formación, las formaciones, saturación de petróleo, etc., todo lo cual puede ser incorporado en el proceso de detección de hidrocarburos.

En casos donde una fuente externa (como el comprador o usuario del proceso) tenga información adicional que pueda ser usada, la información puede ser incorporada en el proceso de detección de hidrocarburos. Generalmente, el sistema puede obtener un mapa plano con los límites exactos del área de concesión, de tal manera que durante el trabajo de imagen del campo, éstos permanezcan dentro del área designada. Si el operador o el productor tienen información como mapas de la estructura o mapas sísmicos, éstos pueden ser usados como mapas de base y sobreponer la información adicional.

La información histórica sobre pozos en y alrededor del área de interés puede ser usada para clasificar y lotizar los datos para exhibir el número API, el número del pozo, la producción acumulada de petróleo, la producción acumulada de gas, etc. Una tabla puede ser insertada en el mapa, que exhiba toda la información, junto con el color para las formaciones individuales.

Tal mapa, presentando la información histórica de los pozos, es beneficioso para relacionar la superficie registrada en cuentas por segundo, con zonas de producción potencial y la profundidad de las formaciones individuales. Si las cuentas por segundo de la radiación son suficientemente bajas, ella justifican una formación objetivo potencialmente más profunda.

Los pozos pueden por ejemplo, ser clasificados por cuánto gas o petróleo están produciendo o han producido. Un círculo con el correspondiente color, puede ser usado para diferenciar el área de localizaciones de las formaciones productoras. Estas pueden ser útiles para determinar las posibles tendencias de los valores de rayos gama y su alineación con las tendencias de las formaciones particulares.

Sistema

La figura 18 muestra un sistema 1800 para detectar depósitos de hidrocarburos de acuerdo con una caracterización de la invención. El sistema puede incluir un sensor 10, como se describe previamente, incluyendo contadores de centelleo, el receptáculo y un conjunto de circuitos para detectar la radiación. El sensor 10 se puede encontrar en comunicación con un dispositivo de computación 1804.

850

A través de un cable de datos 1806, el sensor 10 se puede comunicar con el equipo de computación 1804, empleando cualquier red Blue Tooth ®, una red celular, etc. El sistema 1800 puede también incluir un receptor GPS 1807 para determinar la posición del sistema, mientras el sensor 10 detecta la radiación en el área de interés.

En una caracterización, el sistema 1800 puede incluir múltiples equipos de computación, los cuales ejecutan parte o todo el software incluido dentro del sistema 1800. El equipo de computación puede ser local, o localizado a través de una o más redes a través de la cual éstos se pueden comunicar.

El equipo de computación 1804 incluye un procesador 1808, una memoria 1810 y un equipo de almacenamiento no volátil 1812 (por ejemplo un disco duro). La memoria 1810 y/o el equipo de almacenamiento 1812 pueden guardar las instrucciones de software, las cuales cuando son ejecutadas por el procesador 1808, determinan que el sistema de computación realice operaciones que implementen la invención. Tales operaciones pueden incluir, pero no se encuentran limitadas a recibir las medidas de radiación del sensor 10, realizando cálculos relacionados con la detección de hidrocarburos y la producción de mapas y reportes. El equipo de computación 1804, puede también incluir otros componentes conocidos en el arte de la computación, incluyendo pero no limitados a una pantalla de exhibición, teclado, un mouse, un audio I/O, un puerto USB, etc.

Operación

En la operación, un técnico puede usar el sensor 10 para detectar los depósitos de hidrocarburos bajo la superficie de la tierra. Una vez que el área de interés ha sido seleccionada, el técnico puede atravesar el área mientras toma las lecturas de la radiación con el sensor 10.

El sensor 10 puede ser transportado, montado en un vehículo terrestre o un aeroplano o remolcado por un bote. Durante la travesía, el sensor 10 puede detectar lecturas de radiación que emanan de la tierra, las cuales pueden ser registradas por el equipo de computación 1804.

Una vez que el area ha sido recorrida, el software del equipo de computación 1802, puede realizar cálculos sobre los datos recibidos por el sensor 10, para generar el nivel de radiación basal para el área. Los cálculos deben considerar factores externos como los aspectos geográficos bajo la superficie de la tierra, la información histórica de los pozos, clima, la presencia de radón o agua, etc.

La lectura actual de la radiación puede entonces ser comparada a la basal, en orden a determinar una diferencia entre las lecturas y la línea de base. Basada en la diferencia, el software puede determinar si la presencia de hidrocarburos es posible en la localización.

El software puede también producir mapas de perfil para visualizar los depósitos de hidrocarburos en el área.

En una caracterización, los mapas pueden incluir un mapa de la subsuperficie que muestre la localización, forma y/o volumen de los posibles depósitos de hidrocarburos.

Los posibles depósitos de hidrocarburos, pueden entonces ser evaluados por su valor comercial antes de la perforación de un pozo para extraer los depósitos.

Habiendo de este modo descrito las caracterizaciones preferidas de la invención, se debe comprender las numerosas modificaciones y adaptaciones que pueden ser recurridas, sin apartarse del alcance de la invención, la cual se define por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

Reivindicamos:

1. Un sensor para medir la radiación que emana de la superficie de la tierra, el sensor comprende:
 - ✓ Un receptáculo;
 - ✓ Al menos un contador de centelleo, acomodado dentro del receptáculo, estructurado para convertir la radiación que emana de la superficie terrestre en un pulso de luz; y
 - ✓ Un circuito, conectado a un contador de centelleo, que traslada el pulso de luz a una señal eléctrica, y separa la señal eléctrica en las señales componentes para la medición de datos y su posterior visualización.
2. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde el receptáculo incluye un mecanismo para minimizar el daño al contador de centelleo y el circuito de la agresión física.
3. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde el receptáculo es esencialmente adecuado para líquidos, para ser usado por debajo del agua.
4. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde el receptáculo incluye un pistón con un terminal distal para acceder a superficies bajo el agua, para permitir que el contador de centelleo detecte la radiación que emana de la superficie debajo del agua.
5. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en la cual el receptáculo incluye una estructura tubular, dentro de la cual se acomoda el contador de centelleo y el cual puede ser remolcado a lo largo de una superficie bajo el agua.

6. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, que además comprende un sistema de posicionamiento del sensor, por manera que la posición puede estar asociada con las medidas de radiación realizadas por el sensor.
7. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 6, en donde el sistema de posicionamiento es un GPS.
8. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 6, en donde el sistema de posicionamiento es un sistema de posicionamiento por debajo del agua, que puede detectar la localización del sensor en un medio por debajo del agua.
9. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde un contador de centelleo incluye uno de cristales de lutecio itrio bromuro, o una combinación parecida.
10. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde el circuito incluye al menos un controlador programable, para separar las señales eléctricas en las señales componentes.
11. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 1, en donde las señales componentes incluyen señales representativas de la radiación recibida de una fuente particular de radiación, señales representativas de la radiación total medida o una combinación parecida.
12. Un sensor como se señala previamente en la reivindicación 11, en donde las fuentes de radiación incluyen uno de los siguientes: uranio, torio, potasio, o una combinación parecida.
13. Un sistema para detectar depósitos de hidrocarburos, el sistema comprendiendo:

Un sensor que puede medir la radiación que emana de la superficie de la tierra dentro de un área de interés y separar la radiación medida en las señales

componentes, cada una con características particulares asociadas con una firma de hidrocarburo; y

Un proceso de computación, almacenado en un medio de computación legible, con instrucciones que produce un procesador para:

Recibir las señales componentes del sensor;

Determinar una diferencia entre las señales componentes y la radiación basal para el área de interés;

Exhibición de la información, mostrando la posibilidad de la presencia de depósitos de hidrocarburos en localizaciones dentro del área de interés, basados en las diferencias entre las medidas de radiación y la radiación en la línea de base.

14. Un sistema como se señala previamente en la reivindicación 13, en donde las señales componentes incluyen una de:

las señales representativas de la radiación recibidas de una fuente particular de radiación,

señales representativas de la radiación total medida,

o una combinación parecida.

15. Un sistema como se señala previamente en la reivindicación 13, además contiene las instrucciones que determinan al procesador generar a partir de la radiación medida, uno o más mapas del área de interés.

16. Un método para determinar si los depósitos de hidrocarburos se encuentran presentes, el método consiste en:

Establecer por un sistema de computación, la cantidad de radiación basal que se espera emane del área de interés;

ajustar por el sistema de computación, la cantidad basal de radiación, por la incorporación en la línea de base de un cambio predecible en la radiación, debido a factores de interferencia que se encuentran presentes en el área;

medir con un sensor de radiación, la radiación que emana del área de interés, y determinar, basado en la diferencia de radiación entre la línea de base y la radiación medida, la posibilidad que los depósitos de hidrocarburos se encuentren presentes en el área.

17. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, en donde en la fase de ajuste, los factores de interferencia incluyen los caracteres geográficos, carreteras, información histórica sobre los pozos, agua por debajo de la superficie, información sobre el clima o combinaciones parecidas.
18. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, en donde en la fase de determinación, la diferencia es producida por material bajo una superficie del área de interés que bloquea la emanación de radiación.
19. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, que además de la radiación medida, comprende la generación de un mapa del área que muestra la posibilidad de que los depósitos de hidrocarburos se encuentren presentes en el área.
20. Un método como se señala previamente en la reivindicación 19, en donde el mapa es un mapa con los perfiles representando una de:
 - las diferencias entre la cantidad de radiación en la línea de base y las mediciones de radiación recibidas del sensor,
 - la radiación medida total,
 - las señales componentes derivadas de la radiación medida,
 - la posibilidad que los depósitos de hidrocarburos se encuentren presentes, o una combinación parecida.
21. Un método como se señala previamente en la reivindicación 19, en donde el mapa incluye información de un estrato bajo la superficie, en particular localizaciones sobre el perfil del mapa, así como proveer correlaciones entre los estratos conocidos y las medidas de radiación.

22. Un método como se señala previamente en la reivindicación 21, en donde la información sobre el estrato de la subsuperficie incluye los bloques de rayos gama.
23. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, que además comprende la medición de la radiación con un sensor de radiación mientras se atraviesa el área de interés, de manera que se pueda crear un mapa de radiación con mediciones a través de la superficie del área.
24. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, que además comprende la asociación de una posición con las medidas de radiación que pueden ser mapeadas.
25. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, además comprende la extrapolación de las medidas de radiación sobre las localizaciones dentro del área de interés, donde no fueron tomadas medidas de radiación para inclusión en un mapa de lecturas de radiación.
26. Un método como se señala previamente en la reivindicación 16, además comprende la visualización de un mapa que incluye la representación visual de capas de sustrato, basadas en la presencia de rayos gama bajo el área de interés, para la determinación de la cantidad de depósitos de hidrocarburos en el área de interés.

RESUMEN



RESUMEN

Un sistema y método para la detección de depósitos de hidrocarburos que incluye un sensor que puede medir la radiación que emana de la superficie terrestre dentro de un área de interés y separa la radiación medida en señales componentes, cada una teniendo una característica particular, asociada con la presencia de depósitos de hidrocarburos. El sistema también incluye un procesador, que puede recibir las señales componentes del sensor, determinando una diferencia entre las señales componentes y la radiación basal del área de interés, y exhibe datos que muestran la posibilidad de la presencia de depósitos de hidrocarburos en localizaciones dentro del área de interés, basados en la diferencia entre la radiación medida y la radiación en la línea de base. El procesador puede también generar mapas del área de interés.

DIBUJOS Y/O FIGURAS

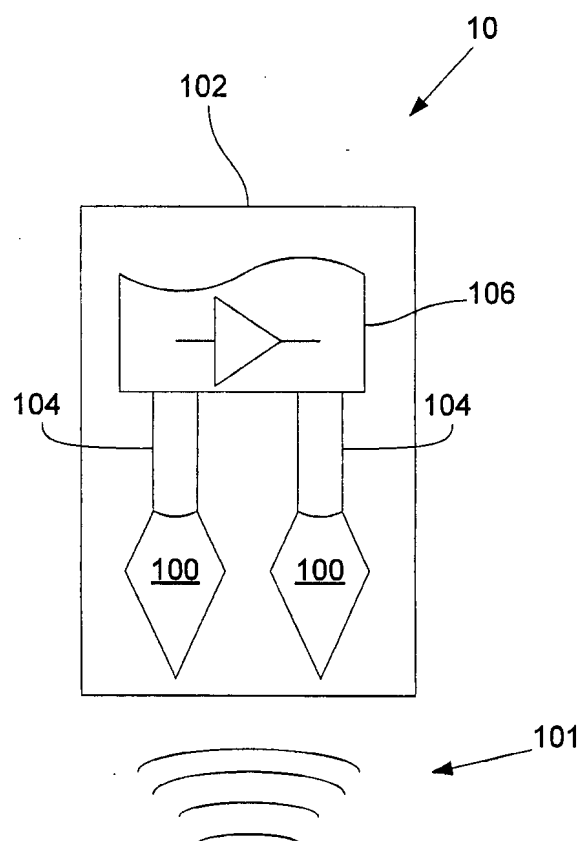


FIG. 1

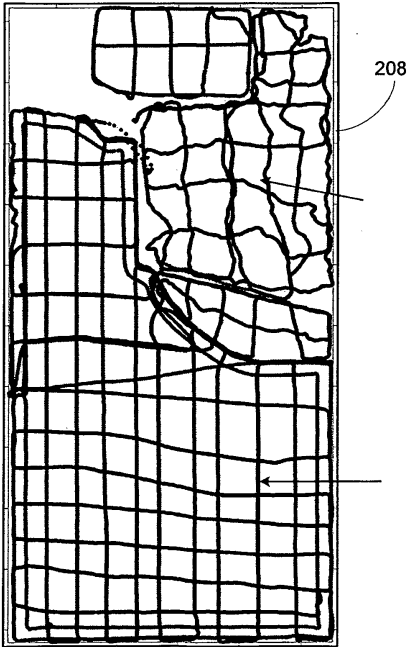


FIG. 2C

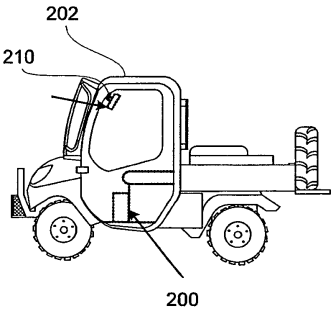


FIG. 2A

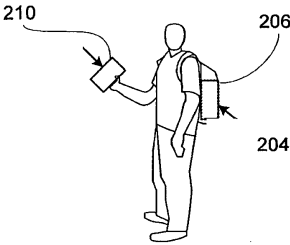


FIG. 2B

44

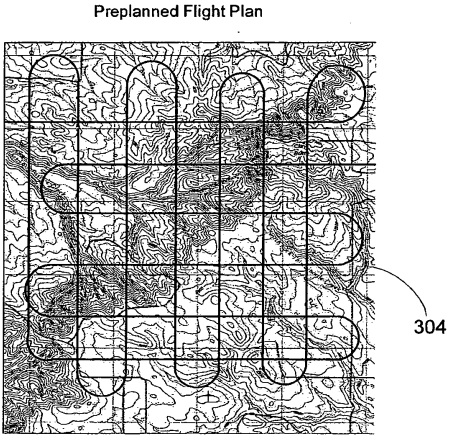


FIG. 3B

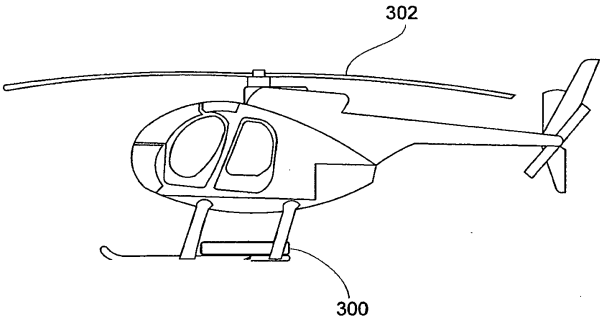


FIG. 3A

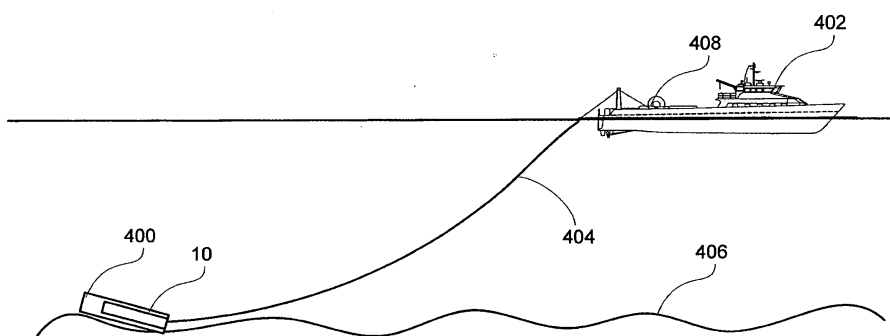
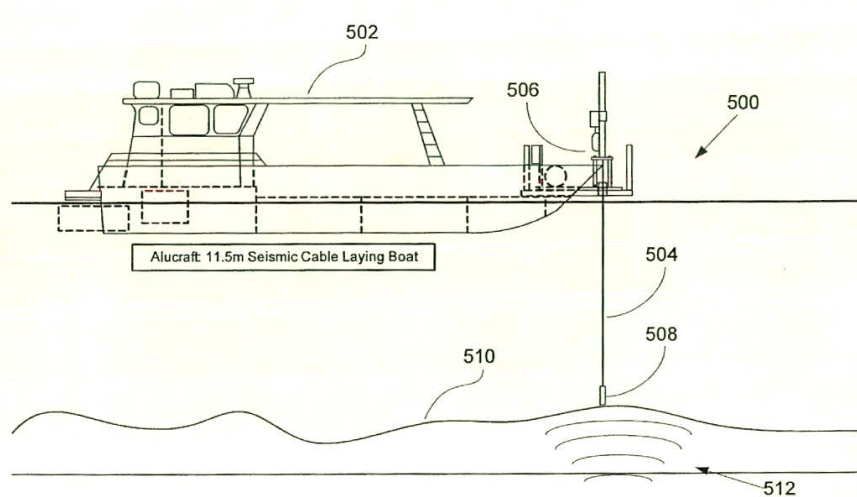


FIG. 4A

Shallow Water Boat Example



6 / 28

FIG. 5

78

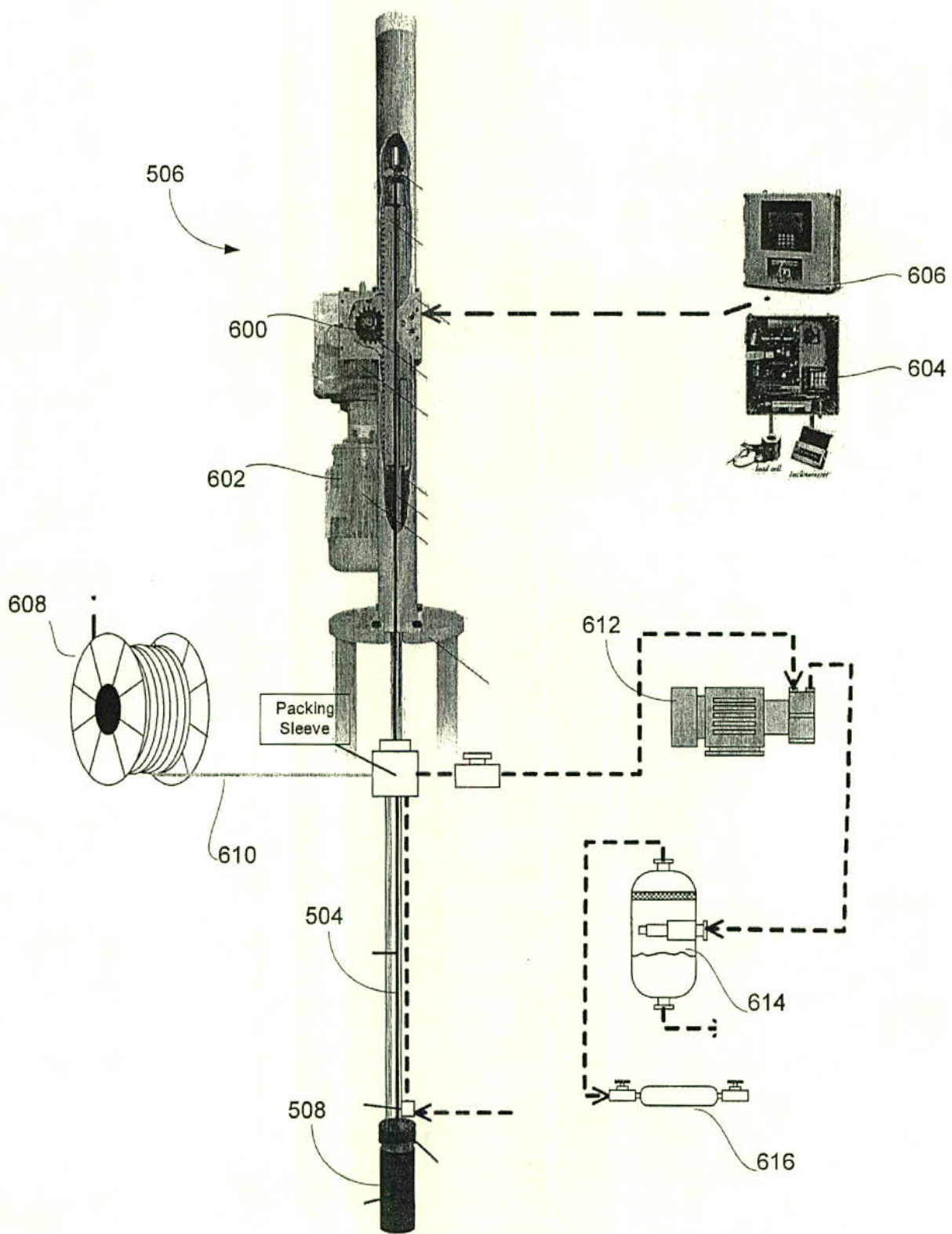


FIG. 6

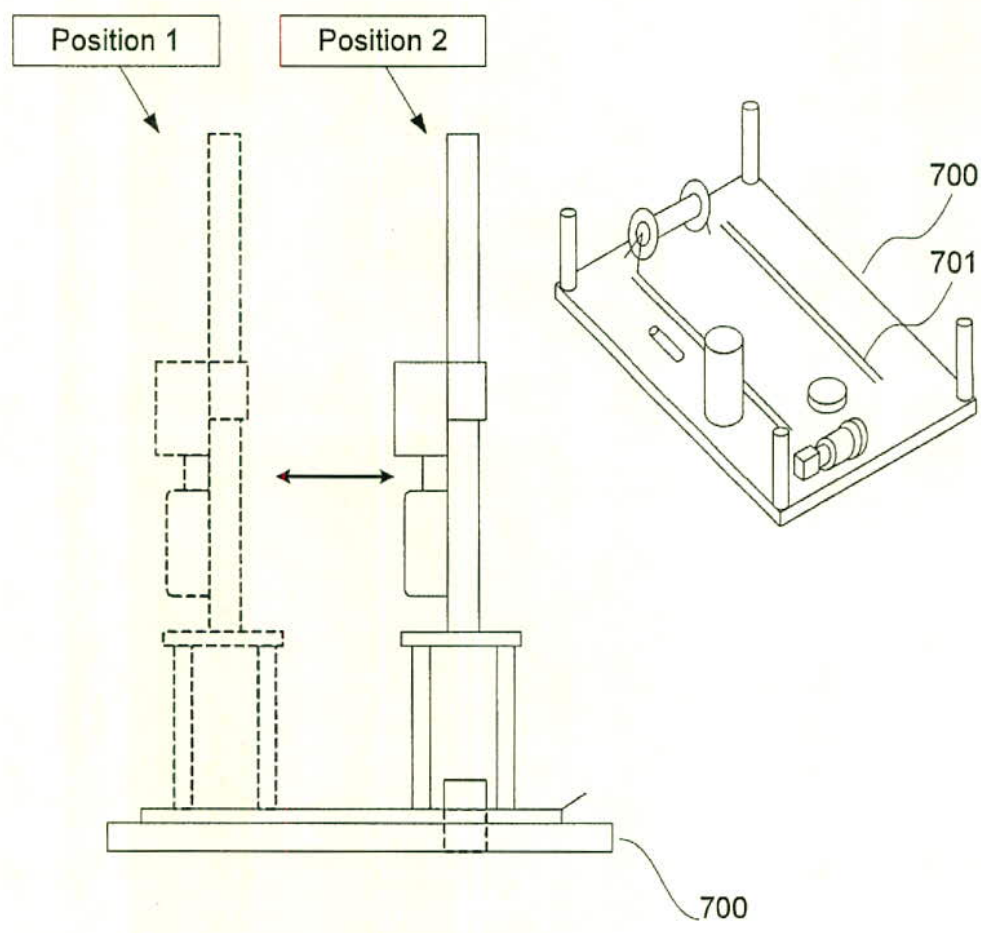


FIG. 7A

5^

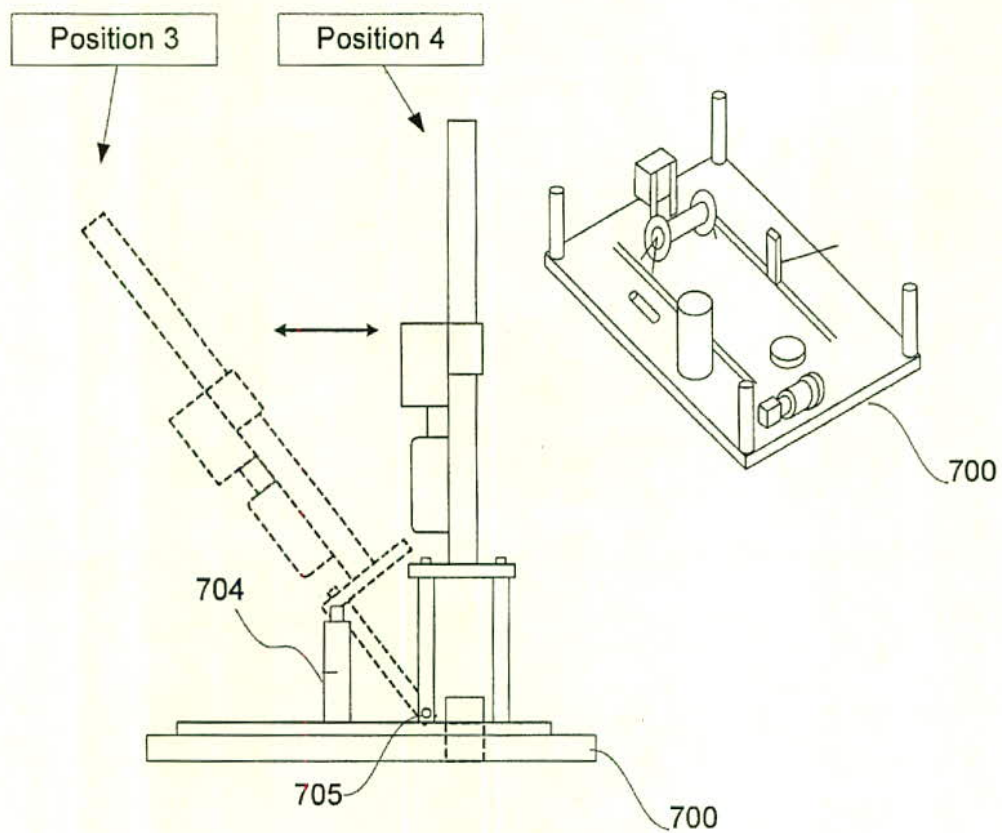


FIG. 7B

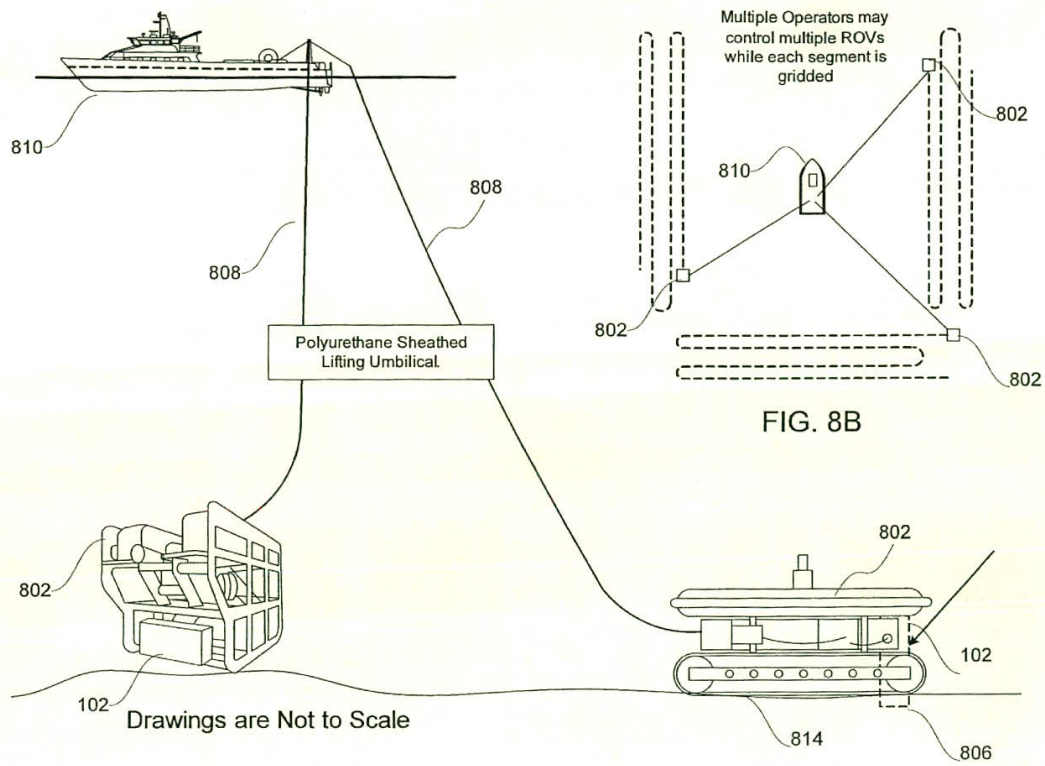


FIG. 8A

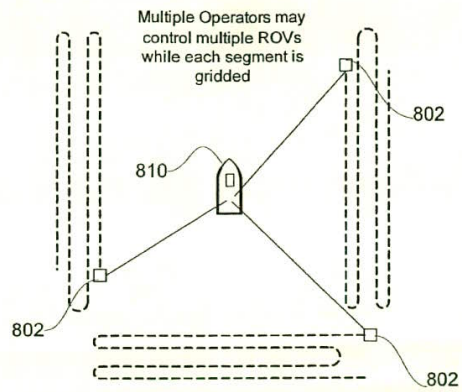


FIG. 8B

51

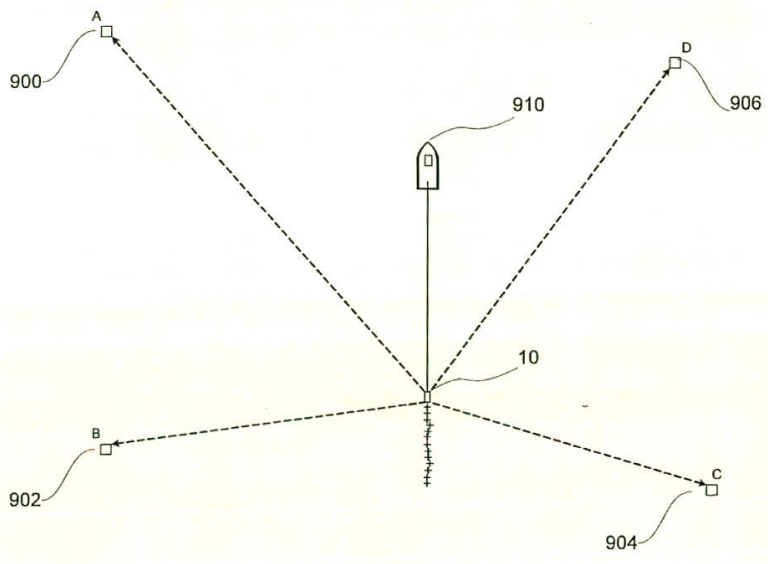


FIG. 9

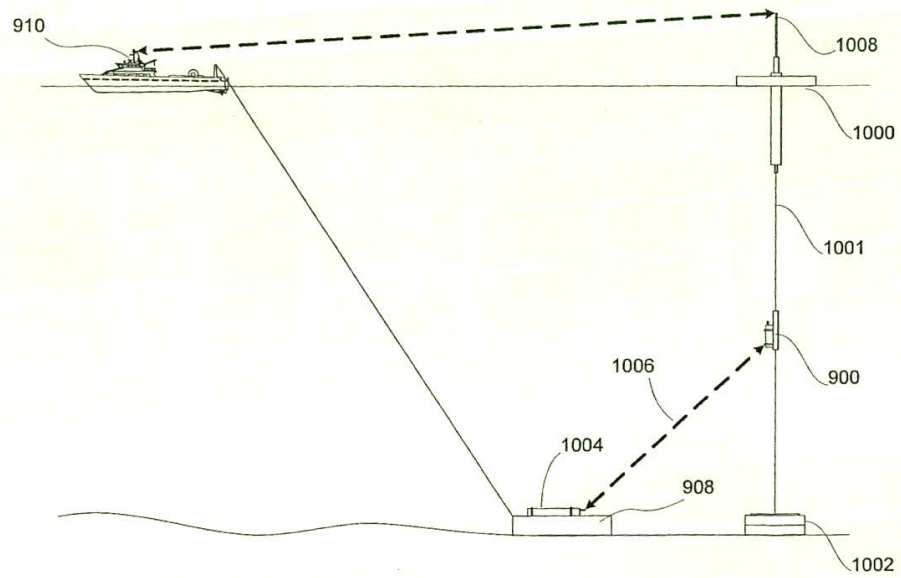


FIG. 10

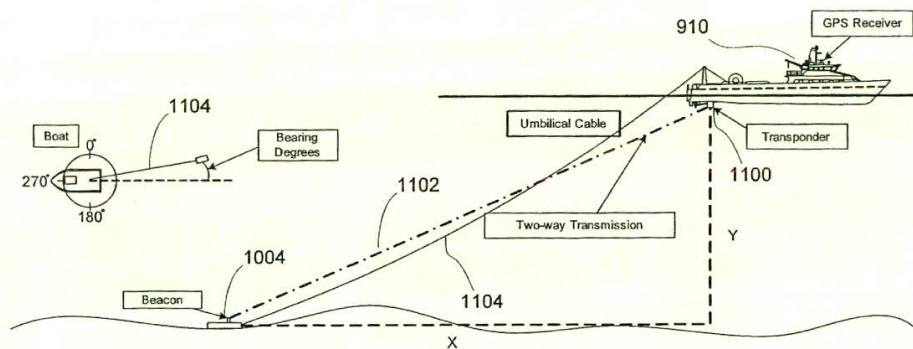


FIG. 11

5

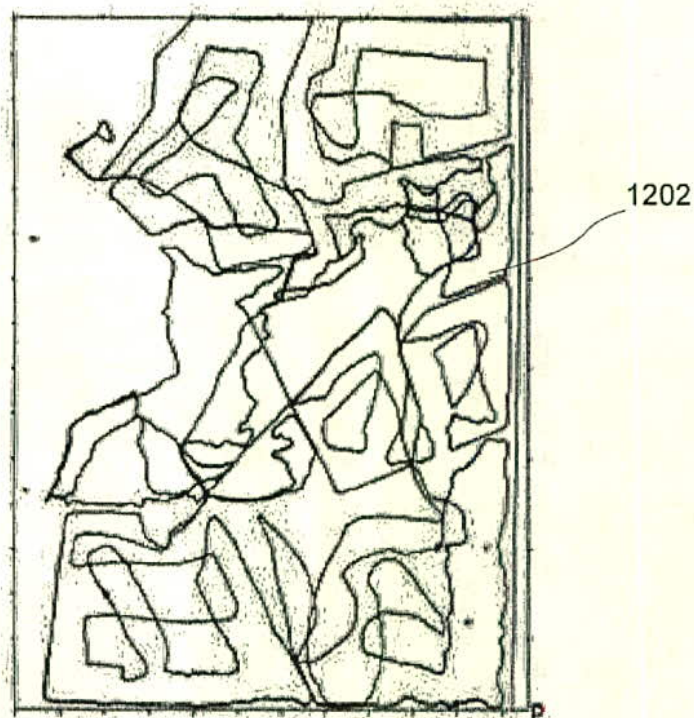


FIG. 12A

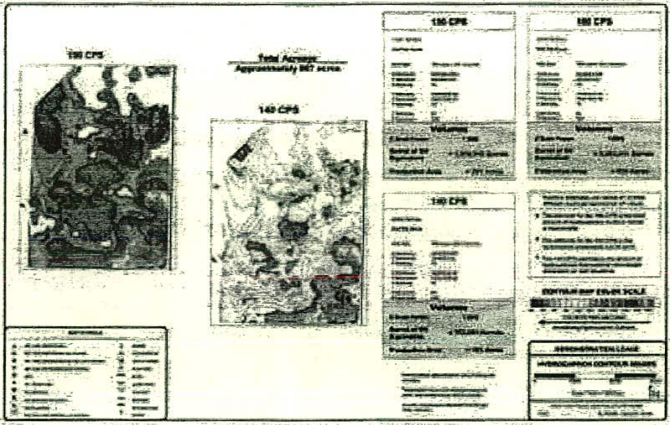


FIG. 12B

15

5

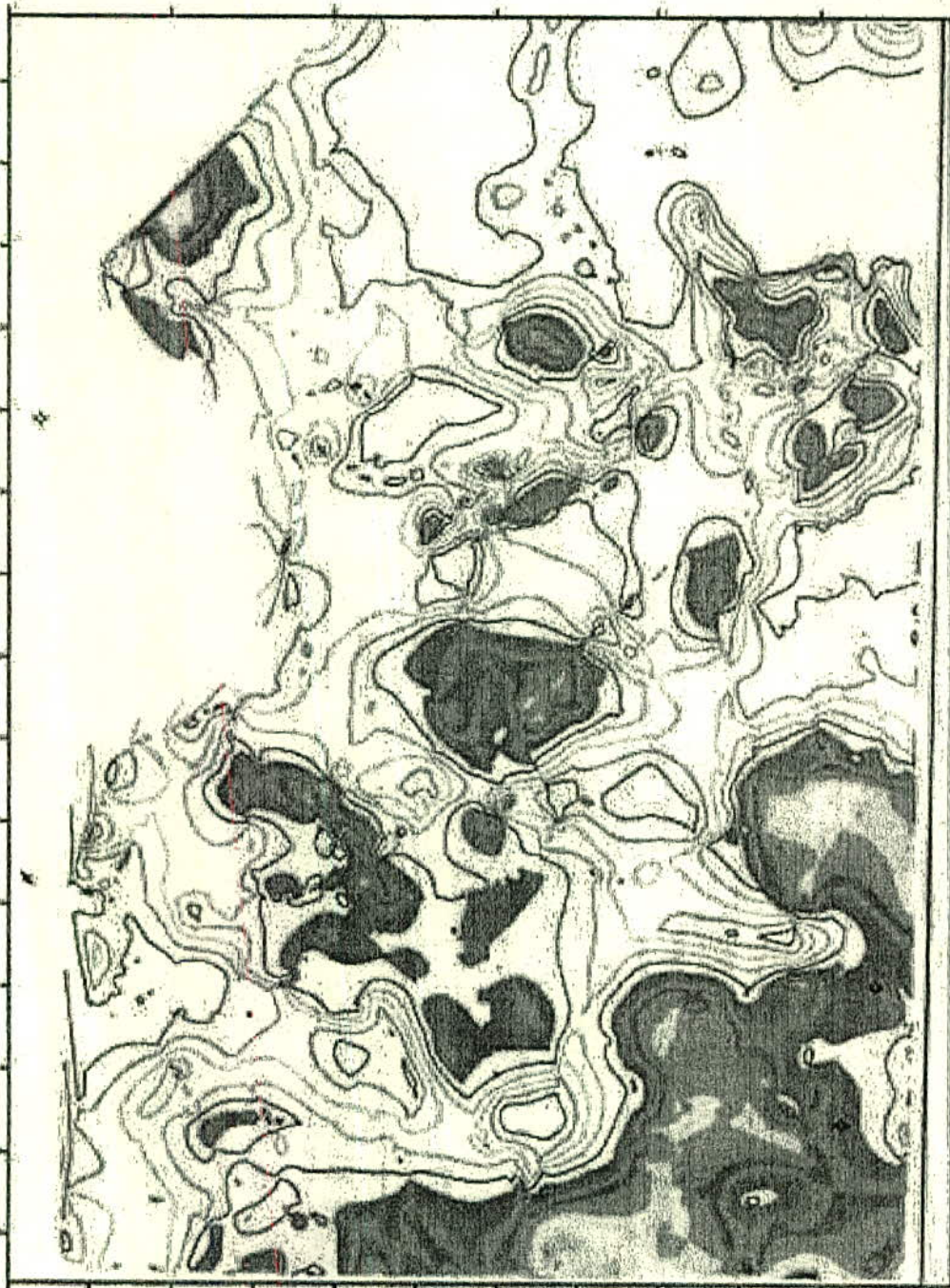


FIG. 13A

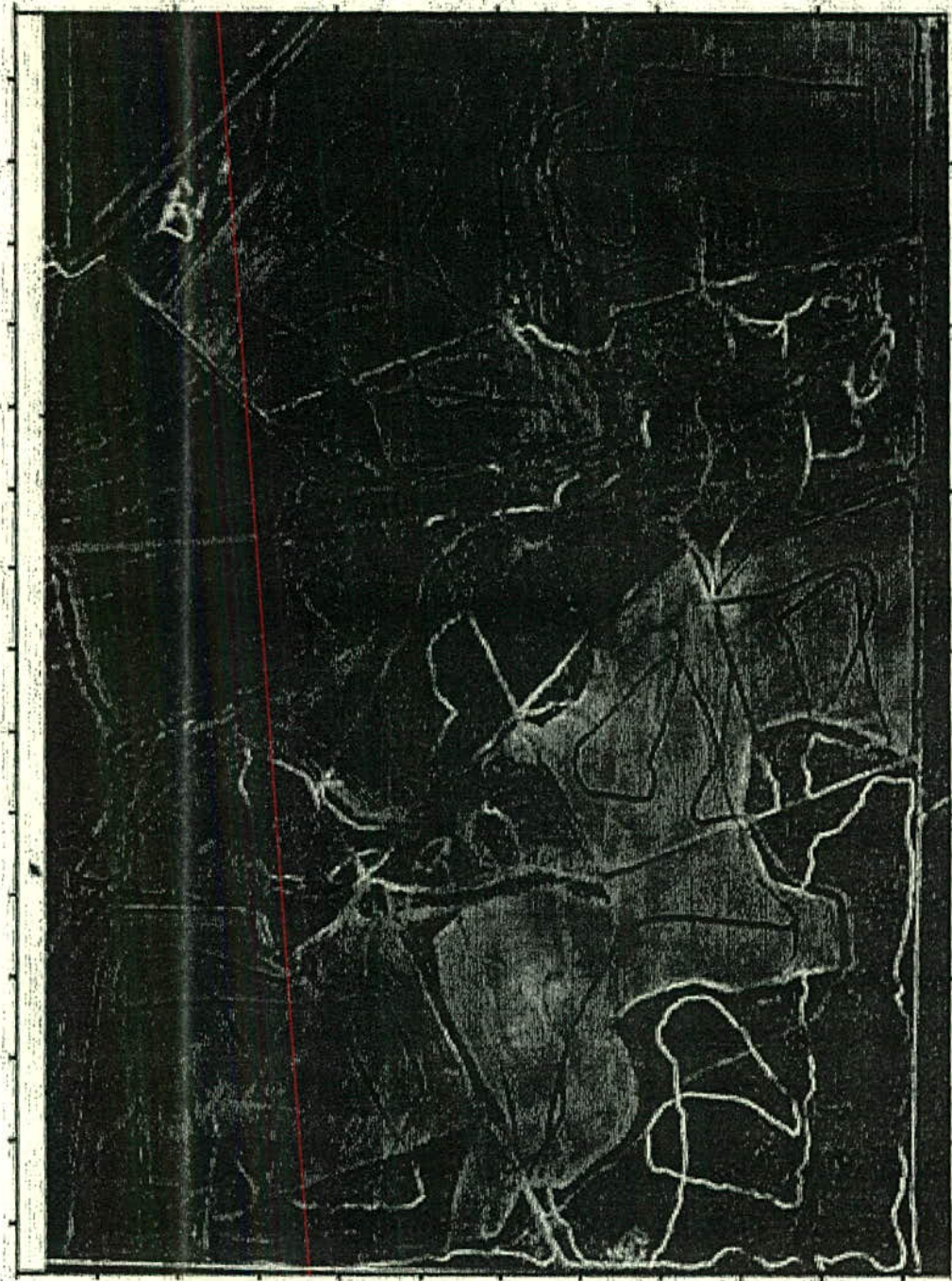


FIG. 13B

18 / 28

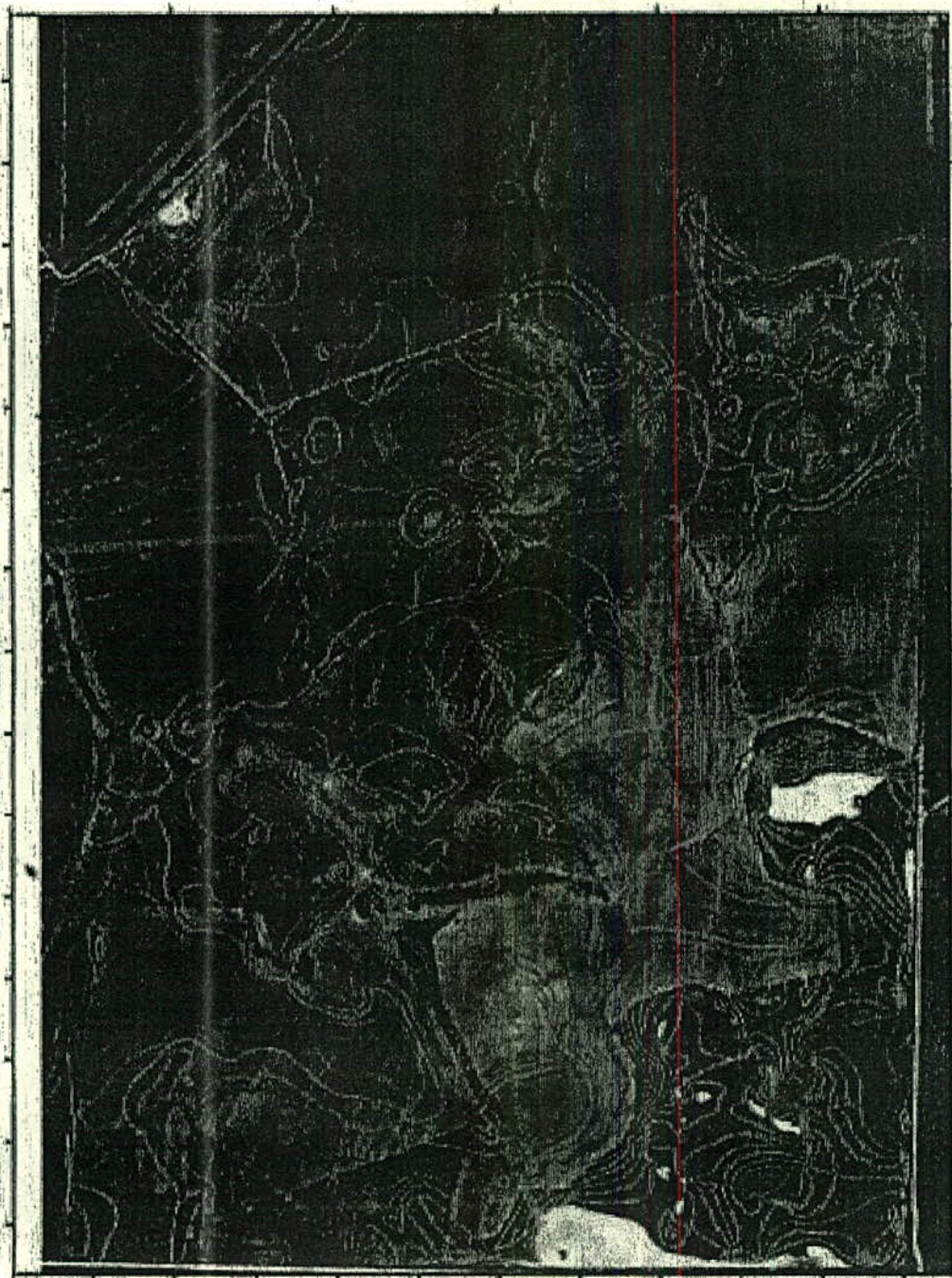


FIG. 13C

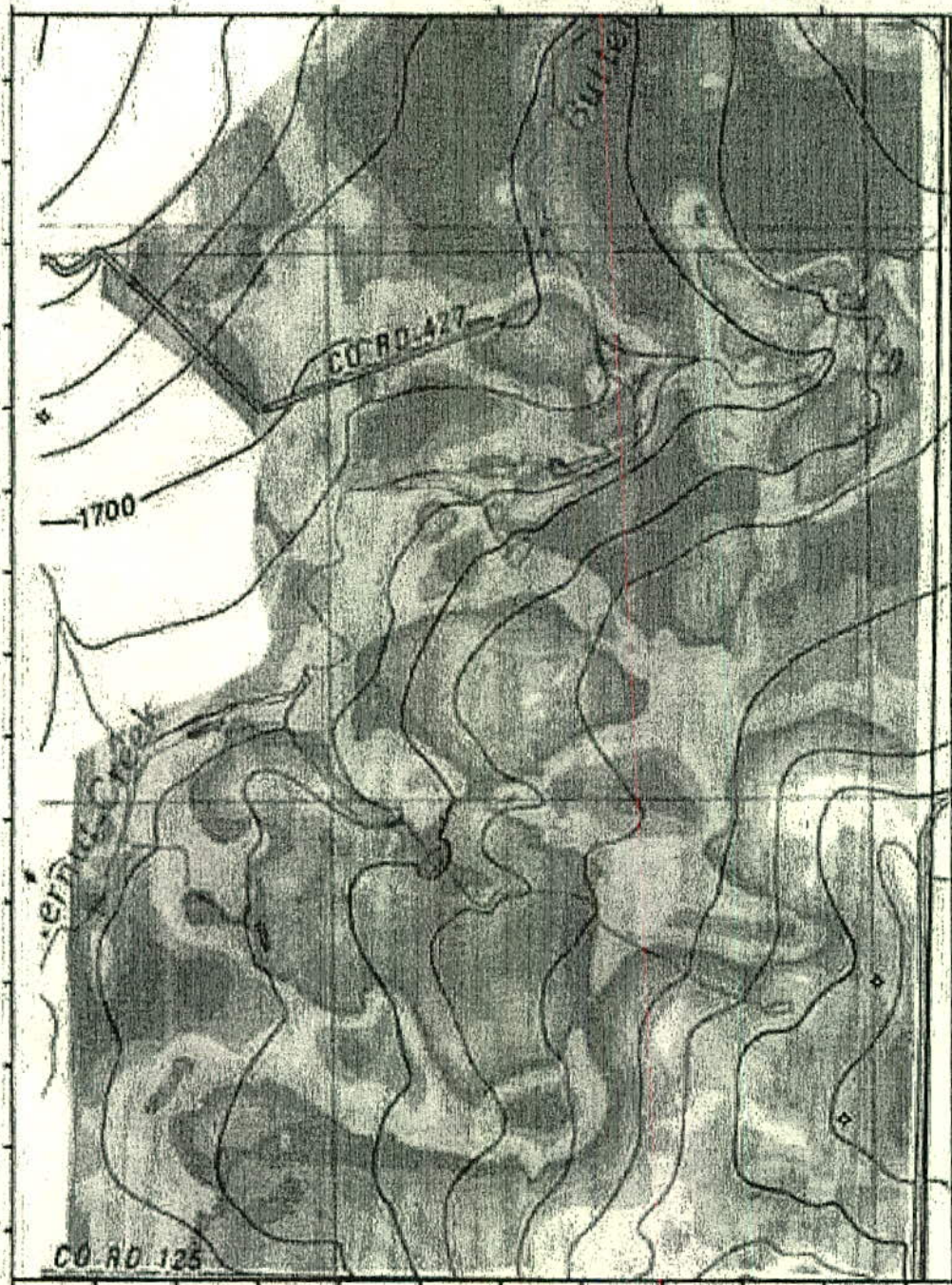


FIG. 13D

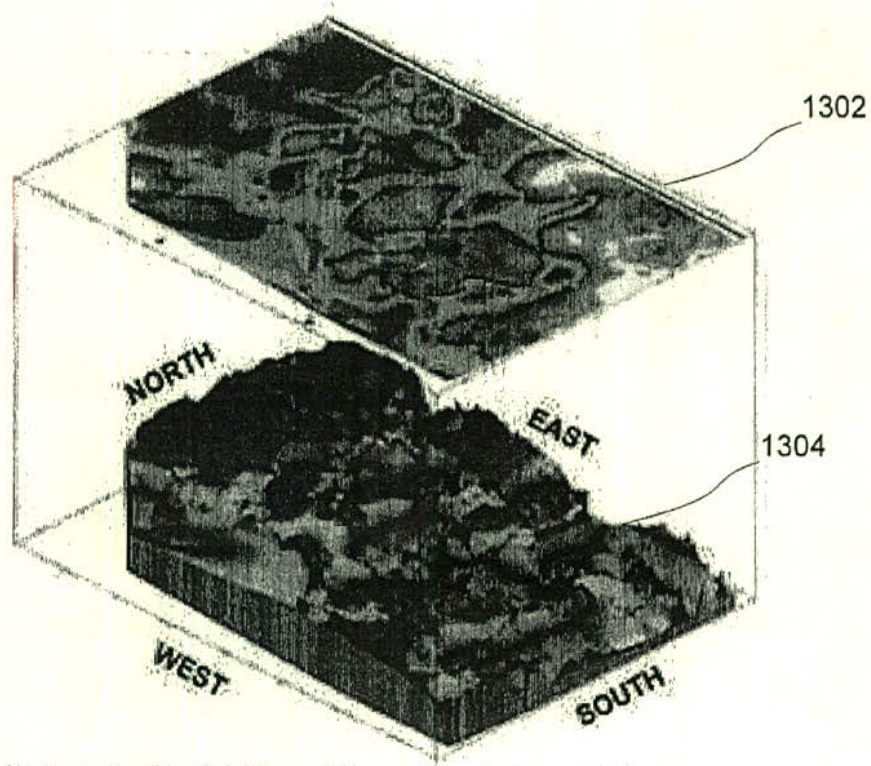


FIG. 13E

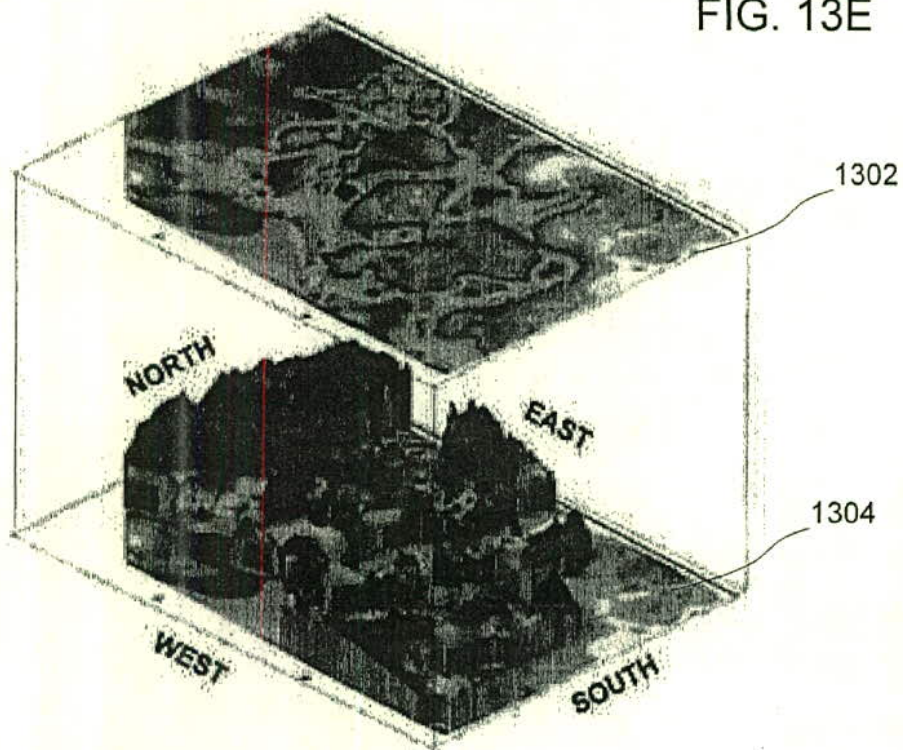


FIG. 13F

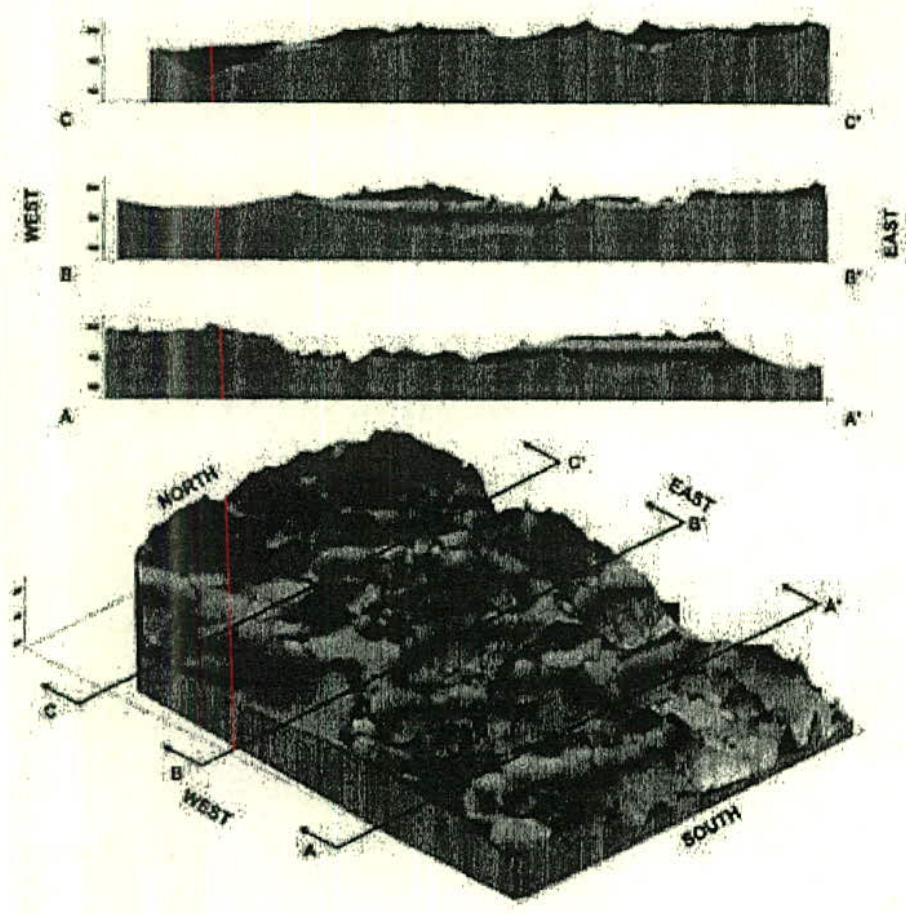


FIG. 13G

FIG. 13H

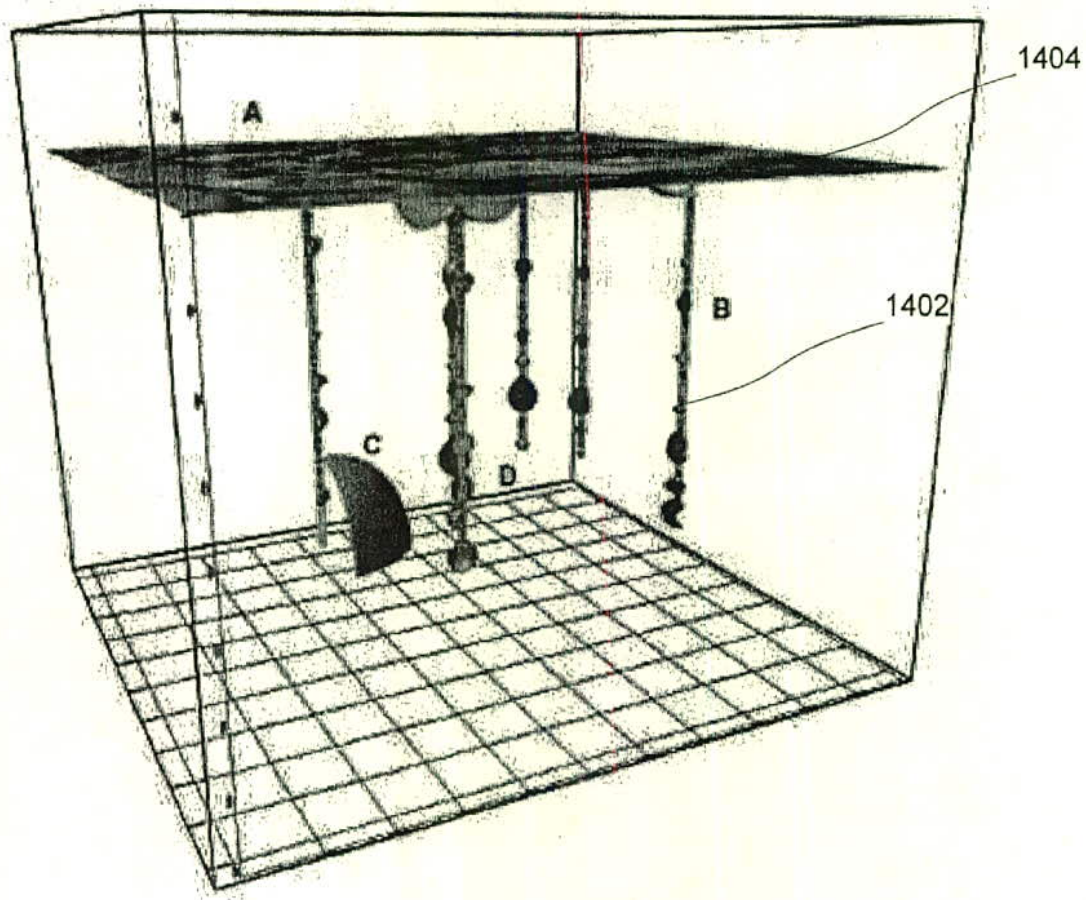


FIG. 14A

5

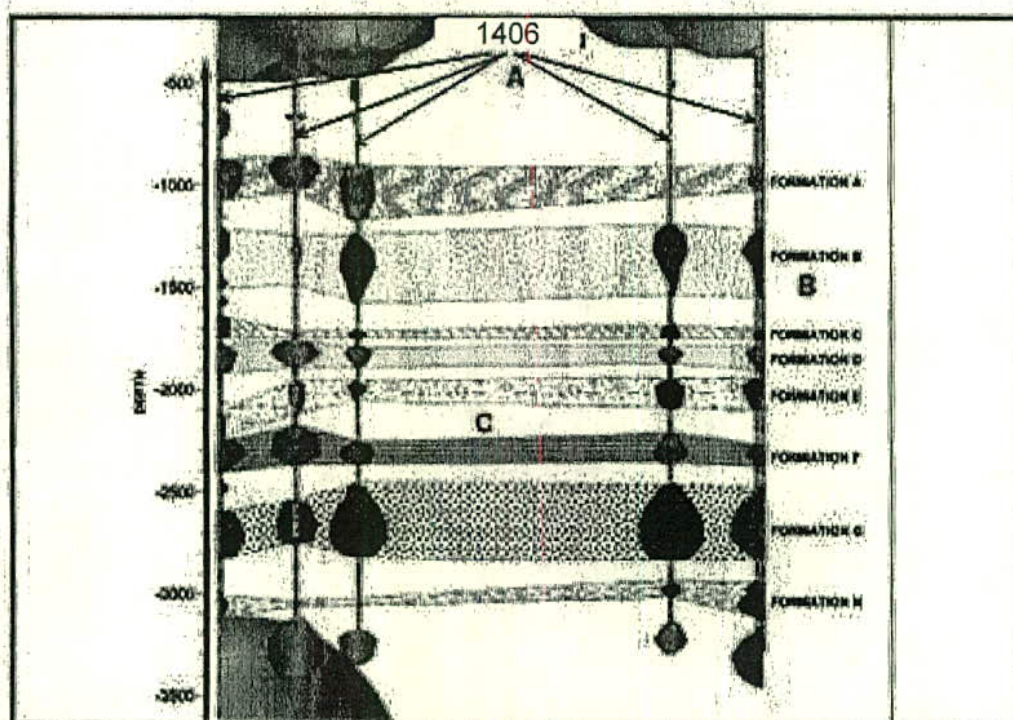


FIG. 14B

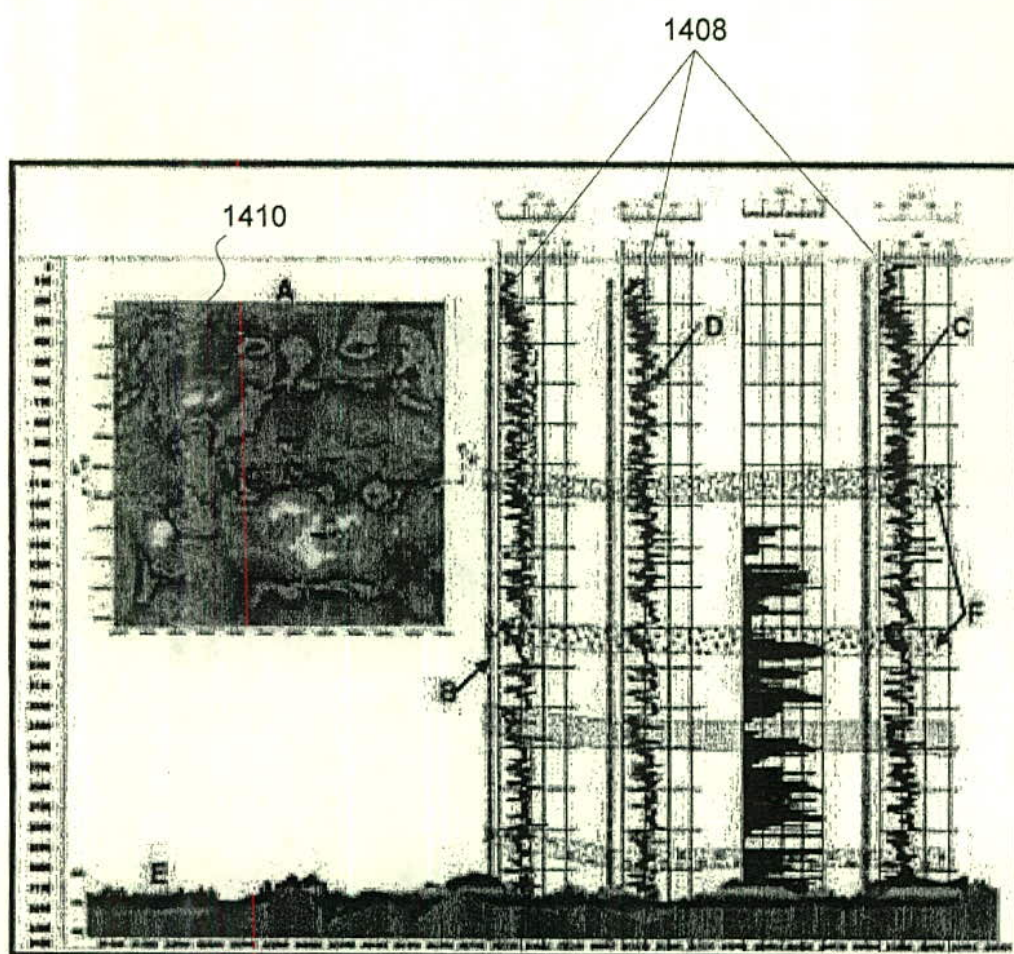


FIG. 14C

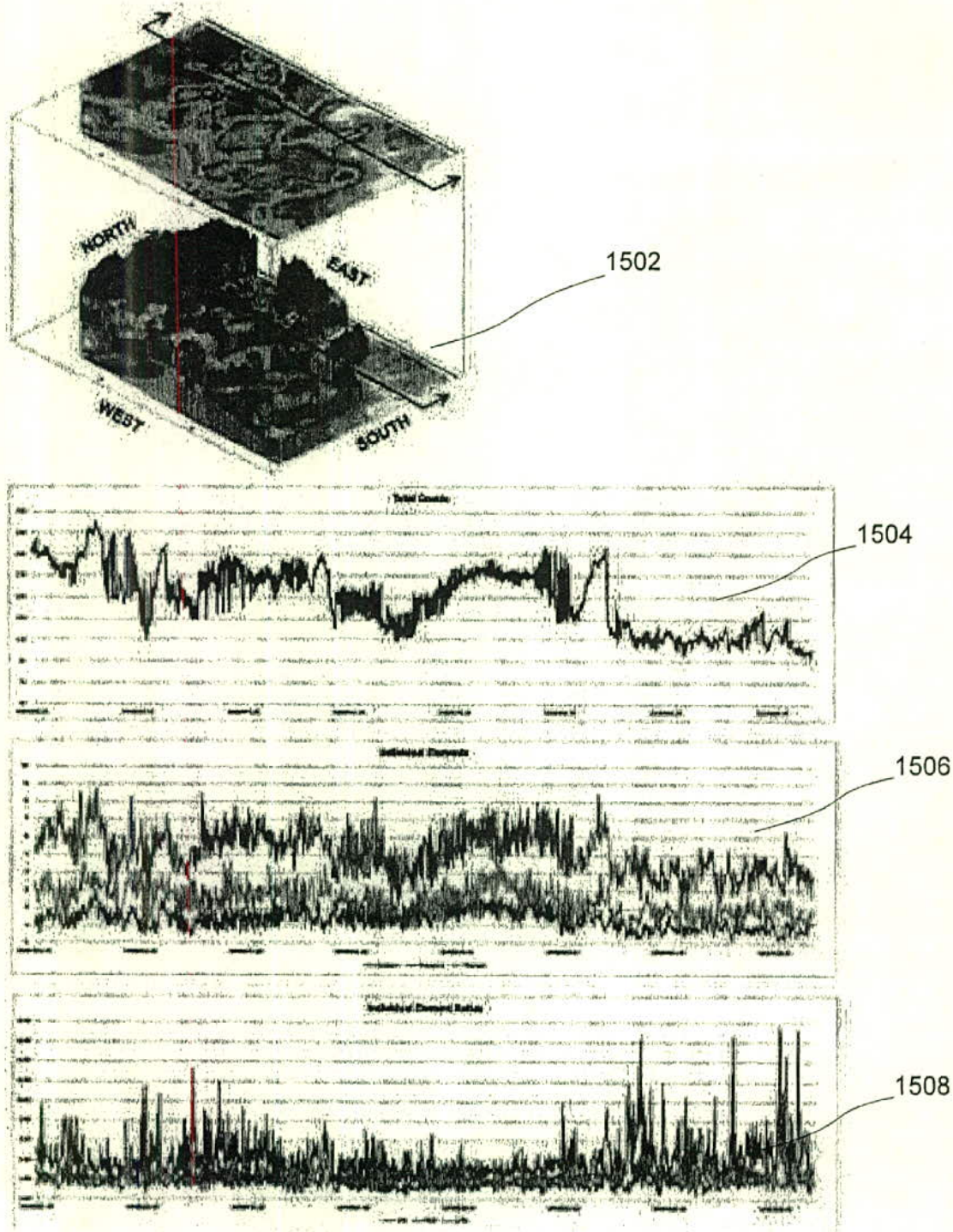


FIG. 15

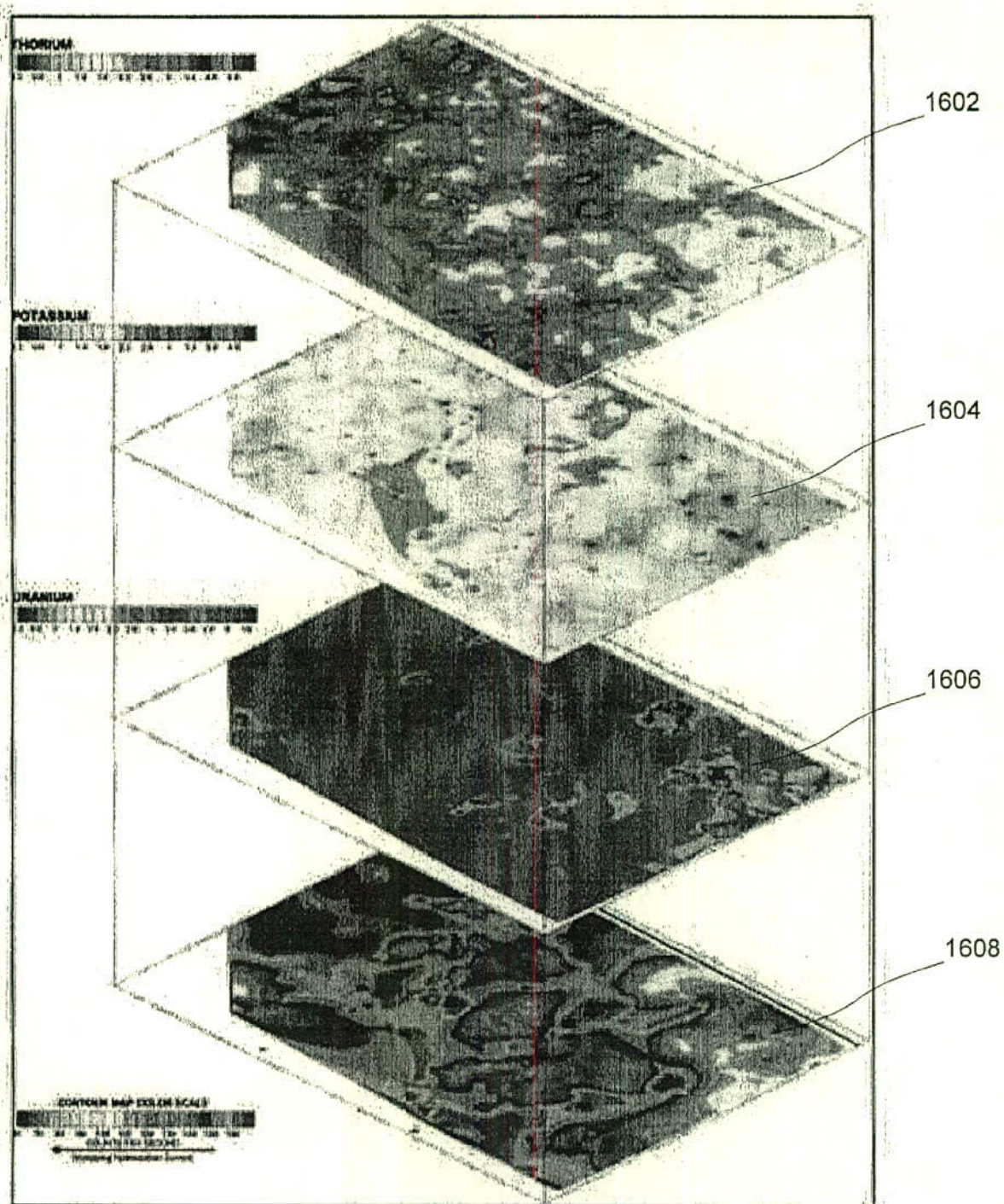


FIG. 16

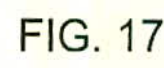


FIG. 17

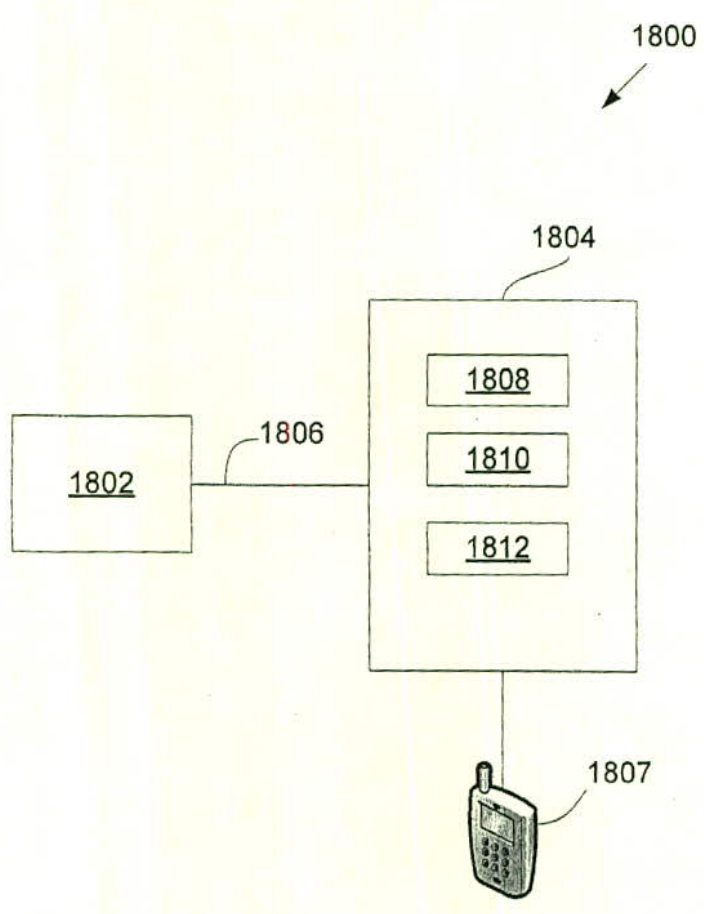


FIG. 18

71
④

PODER

PODER

El abajo firmante Robert J. Clark, identificado con Pasaporte Norteamericano no 134929547, como representante legal de la sociedad **Hidrocarbon Imagin Services INC.** sociedad comercial domiciliada en 1260 S. Hwy 385, Andrews Texas 79714, Estados Unidos de America, nombro por el presente a los Drs. **CARLOS FERNANDO MORENO GARCIA Y/O NANCY MILENA SANDOVAL VALBUENA**, apoderados verdaderos, y legales con el poder especial, amplio y suficiente, para recabar de las oficinas y autoridades de COLOMBIA la obtención de signos distintivos tales como registros de marcas, lemas comerciales, deposito de nombres y/o enseñas comerciales, así como la obtención de nuevas creaciones a saber patentes de invención, patentes de modelos de utilidad, patentes PCT, diseños industriales, esquema de circuitos de trazados industriales. Para cumplir cabalmente con el presente mandato se les faculta para presentar cuando haya lugar y de acuerdo a nuestras instrucciones: renovaciones, anotaciones de traspasos (cesión/transferencia), cambios de nombre y/o domicilio y/o dirección, licencias de uso; para lo cual quedan autorizados a firmar documentos de cesión y/o de traspaso a nuestro nombre, así como para otorgar licencias, todas las mencionadas actuaciones guiados bajo nuestras indicaciones e instrucciones. Se les faculta para presentar administrativa o judicialmente demandas contra terceros que pretendan usurpar derechos de propiedad intelectual que estén en cabeza nuestra, por lo que se les autoriza a presentar demandas de oposición contra solicitudes de propiedad industrial; acciones cancelación, así como acciones de nulidad y de nulidad con restablecimiento del derecho; acciones reivindicatorias, acciones de competencia desleal; acciones en defensa de protección al consumidor, acciones de indemnización de perjuicios, acciones derivadas de la obtención o explotación de las licencias de uso, formular querellas o denuncias penales e incluso hacer ejercicio de medidas cautelares y otras acciones o medidas similares, por tanto entonces quedan plenamente autorizados para requerir judicial y extrajudicialmente a terceros, conciliar y transigir a nuestro nombre. De otra parte quedan autorizados para actuar como nuestros defensores en posibles acciones o demandas contra nosotros. En conclusión puede intervenir como demandantes o como demandados en cualquier instancia y recurso y ante cualquier juez, corporación, funcionario público o autoridad en acciones judiciales, administrativas y de policía. Queda facultados para presentar o solicitar registros de derechos de autor y contratos sobre los mismos e incluso solicitar registros sanitarios, licencias sanitarias y licencias de importación.

A este efecto, lo faculto para elevar solicitudes, formular descripciones, enmiendas, protestas, declaraciones, recibir notificaciones, interponer recursos, desistir, transigir, recibir, reclamar; pagar impuestos, cuotas y gravámenes prescritos por la Ley; recibir toda clase de documentos, y en general para dar ante dichas autoridades los pasos necesarios a los efectos indicados y tomar todas las medidas que creyeran conducentes al resguardo de mis intereses, con todas las demás facultades legales necesarias, sustituir completa o parcialmente en los mismos términos en que aquí se le confiere el presente mandato, reasumirlo y en general le otorga todas las facultades necesarias para adelantar las mencionadas gestiones. Además con el presente documento se ratifica o confirma todo lo actuado a nombre de la sociedad que represento.

I Jessica R Sarmiento, a dully licensed Notary in Texas, did witness the execution of this document by Mr. R.J. Clark, this 6th day of November, 2013.

Signed

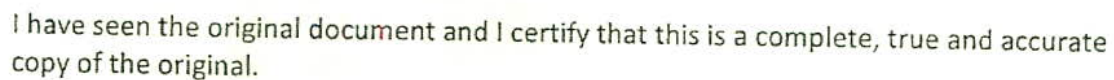


11-6-13

73

El Secretario de Estado de los Estados Unidos de América por el presente solicita a las autoridades competentes permitir el paso del ciudadano o nacional de los Estados Unidos aquí nombrado, sin demora ni dificultades, y en caso de necesidad, prestarle toda la ayuda y protección lícitas.

NOT VALID UNTIL SIGNED



Name: Joe Lopez Date: 6/11/12

Seal: 

21

DOCUMENTOS DE PRIORIDAD

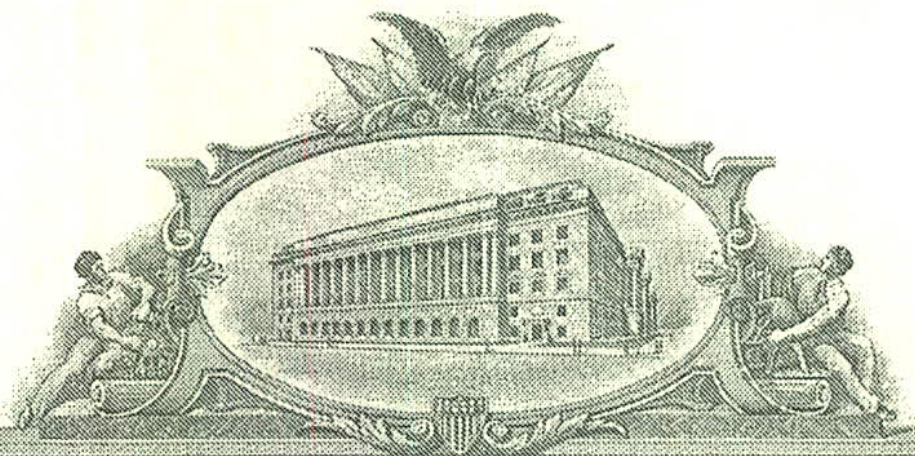
75



**DOCUMENT MADE AVAILABLE UNDER THE
PATENT COOPERATION TREATY (PCT)**

International application number:	PCT/US2012/037161
International filing date:	09 May 2012 (09.05.2012)
Document type:	Certified copy of priority document
Document details:	Country/Office: US
	Number: 61/518,615
	Filing date: 09 May 2011 (09.05.2011)
Date of receipt at the International Bureau:	18 May 2012 (18.05.2012)

Remark: Priority document submitted or transmitted to the International Bureau in compliance with Rule 17.1(a),(b) or (b-bis)



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
United States Patent and Trademark Office

May 17, 2012

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.

APPLICATION NUMBER: 61/518,615
FILING DATE: *May 09, 2011*
RELATED PCT APPLICATION NUMBER: PCT/US12/37161

THE COUNTRY CODE AND NUMBER OF YOUR PRIORITY APPLICATION, TO BE USED FOR FILING ABROAD UNDER THE PARIS CONVENTION, IS *US61/518,615*



Certified by
David J. Kyfas

Under Secretary of Commerce
for Intellectual Property
and Director of the United States
Patent and Trademark Office

05/11/2011 12:57 FAX

U.S. PTO

61/518615

05/09/2011

USER NOT LISTED # 01515615

Attorney Docket No. 133000-010100/PRO

PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT COVER SHEET

This is a request for filing a PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT under 37 CFR 1.53(c).

CERTIFICATE OF MAILING UNDER 37 CFR 1.10

I hereby certify that the paper (and any paper or fee referred to as being enclosed) is being deposited with the United States Postal Service using Express Mail to Addressee Service, under 37 C.F.R. Section 1.10, Express Mail Label No. EV 383576936 US on this date, May 9, 2011, postage prepaid, in an envelope addressed to Commissioner for Patents, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450.

Richard Gilmore

Name of Person Mailing Paper

Richard Gilmore
Signature of Person Mailing Paper

Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, VA 22313-1450

INVENTOR(S)

Given Name (first and middle)	Family Name or Surname	Residence (City and either State or Foreign Country)
Robert J.	Clark	Andrews, Texas
Daniel P.	Smith	Odessa, Texas

TITLE OF THE INVENTION (500 characters max)

HYDROCARBON DETECTION SYSTEM AND METHOD

CORRESPONDENCE ADDRESS

Direct all correspondence to Customer Number 35893.

ENCLOSED APPLICATION PARTS (check all that apply)

- | | | |
|---|-----------|--|
| ☒ Specification | 25 pages | ☐ CD(s), Number _____ |
| ☒ Color Drawing(s) (3 sets) | 21 sheets | ☒ Return Receipt Postcard |
| ☒ Application Data Sheet | 2 pages | ☒ Other (specify) Fee Transmittal in duplicate |

METHOD OF PAYMENT OF FILING FEES FOR THIS PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT

- ☒ Applicant claims small entity status.
- ☐ A check or money order is enclosed to cover the filings fees. Filing Fee: \$110.00
- ☒ The Director is hereby authorized to charge filing fees or credit
Any overpayment to Deposit Account No. 50-2678, Ref. No. 133000-010100/PRO.
- ☐ No fees are submitted at this time.

The invention was made by an agency of the United States Government or under a contract with an agency of the United States Government.

- ☒ No
- ☐ Yes, the name of the U.S. Government agency and the Government contract number are:

Respectfully submitted,

Seth A. Milman
Seth A. Milman, Reg. No. 64,573
Attorney for the Applicant(s)
Greenberg Traurig, LLP
One International Place
Boston, MA 02110-2600

Date: May 9, 2011

Phone No.: (617) 310-6000
Fax No.: (617) 310-6001
Email: Bosipmail@gtlaw.com

18,096,275

78

Attorney Docket No. 133000-010100/PRO

PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT COVER SHEET

This is a request for filing a PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT under 37 CFR 1.53(c).

CERTIFICATE OF MAILING UNDER 37 CFR 1.10

I hereby certify that the paper (and any paper or fee referred to as being enclosed) is being deposited with the United States Postal Service using Express Mail to Addressee Service, under 37 C.F.R. Section 1.10, **Express Mail Label No. EV 383576936 US** on this date, **May 9, 2011**, postage prepaid, in an envelope addressed to Commissioner for Patents, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450.

Richard Gilmore

Name of Person Mailing Paper

Richard Gilmore

Signature of Person Mailing Paper

Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, VA 22313-1450

INVENTOR(S)

Given Name (first and middle)	Family Name or Surname	Residence (City and either State or Foreign Country)
Robert J.	Clark	Andrews, Texas
Daniel P.	Smith	Odessa, Texas

TITLE OF THE INVENTION (500 characters max)

HYDROCARBON DETECTION SYSTEM AND METHOD

CORRESPONDENCE ADDRESS

Direct all correspondence to Customer Number 35893.

ENCLOSED APPLICATION PARTS (check all that apply)

☒ Specification	25 pages	☐ CD(s), Number _____
☒ Color Drawing(s) (3 sets)	21 sheets	☒ Return Receipt Postcard
☒ Application Data Sheet	2 pages	☒ Other (specify) Fee Transmittal in duplicate

METHOD OF PAYMENT OF FILING FEES FOR THIS PROVISIONAL APPLICATION FOR PATENT

- ☒ Applicant claims small entity status.
- ☐ A check or money order is enclosed to cover the filings fees. Filing Fee: \$110.00
- ☒ The Director is hereby authorized to charge filing fees or credit
Any overpayment to Deposit Account No. 50-2678, Ref. No. 133000-010100/PRO.
- ☐ No fees are submitted at this time.

The invention was made by an agency of the United States Government or under a contract with an agency of the United States Government.

- ☒ No
- ☐ Yes, the name of the U.S. Government agency and the Government contract number are:

Respectfully submitted,

Seth A. Milman

Seth A. Milman, Reg. No. 64,573
Attorney for the Applicant(s)
Greenberg Traurig, LLP
One International Place
Boston, MA 02110-2600

Date: May 9, 2011

Phone No.: (617) 310-6000
Fax No.: (617) 310-6001
Email: Bosipmail@gtlaw.com

01919 U.S. PTO
050911

FEE TRANSMITTAL For FY 2009		Complete if Known	
Effective on 12/08/2004. Fees pursuant to the Consolidated Appropriations Act, 2005 (H.R. 4818).		Application Number	Not yet assigned
☒ Applicant claims small entity status. See 37 CFR 1.27		Filing Date	Herewith
TOTAL AMOUNT OF PAYMENT (\$)		First Named Inventor	Robert J. Clark
110.00		Examiner Name	Not applicable
		Art Unit	Not yet assigned
		Attorney Docket No.	133000-010100/PRO

METHOD OF PAYMENT (check all that apply)

☐ Check ☐ Credit Card ☐ Money Order ☐ None ☐ Other (please identify): _____

☒ Deposit Account Deposit Account Number: 50-2678 Deposit Account Name: Greenberg Traurig, LLP

For the above-identified deposit account, the Director is hereby authorized to: (check all that apply)

☒ Charge fee(s) indicated below ☐ Charge fee(s) indicated below, except for the filing fee

☒ Charge any additional fee(s) or underpayments of fee(s) under 37 CFR 1.16 and 1.17 ☒ Credit any overpayments

WARNING: Information on this form may become public. Credit card information should not be included on this form. Provide credit card information and authorization on PTO-2038.

FEE CALCULATION

1. BASIC FILING, SEARCH, AND EXAMINATION FEES

Application Type	FILING FEES		SEARCH FEES		EXAMINATION FEES		Fees Paid (\$)
	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	
Utility	330	165	540	270	220	110	
Design	220	110	100	50	140	70	
Plant	220	110	330	165	170	85	
Reissue	330	165	540	270	650	325	
Provisional	220	110	0	0	0	0	\$110.00

2. EXCESS CLAIM FEES

Fee Description	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)
Each claim over 20 (including Reissues)	52	26
Each independent claim over 3 (including Reissues)	220	110
Multiple dependent claims	390	195

Total Claims **Extra Claims** **Fee (\$)** **Fee Paid (\$)**

_____ - 20 or HP = _____ x _____ = _____

HP = highest number of total claims paid for, if greater than 20.

Indep. Claims **Extra Claims** **Fee (\$)** **Fee Paid (\$)**

_____ - 3 or HP = _____ x _____ = _____

HP = highest number of independent claims paid for, if greater than 3.

3. APPLICATION SIZE FEE

If the specification and drawings exceed 100 sheets of paper (excluding electronically filed sequence or computer listings under 37 CFR 1.52(e)), the application size fee due is \$270 (\$135 for small entity) for each additional 50 sheets or fraction thereof. See 35 U.S.C. 41(a)(1)(G) and 37 CFR 1.16(s).

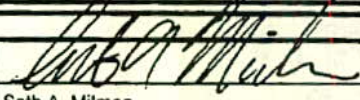
Total Sheets **Extra Sheets** **Number of each additional 50 or fraction thereof** **Fee (\$)** **Fee Paid (\$)**

_____ - 100 = _____ / 50 = _____ (round up to a whole number) x _____ = _____

4. OTHER FEE(S)

Non-English Specification, \$130 fee (no small entity discount) **Fees Paid (\$)**

Other (e.g., late filing surcharge): _____

SUBMITTED BY		Registration No.	Telephone (617) 310-6000
Signature		(Attorney/Agent) 64,573	
Name (Print/Type)	Seth A. Milman	Date	May 9, 2011

This collection of information is required by 37 CFR 1.136. The information is required to obtain or retain a benefit by the public which is to file (and by the USPTO to process) an application. Confidentiality is governed by 35 U.S.C. 122 and 37 CFR 1.14. This collection is estimated to take 30 minutes to complete, including gathering, preparing, and submitting the completed application form to the USPTO. Time will vary depending upon the individual case. Any comments on the amount of time you require to complete this form and/or suggestions for reducing this burden, should be sent to the Chief Information Officer, U.S. Patent and Trademark Office, U.S. Department of Commerce, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450. DO NOT SEND FEES OR COMPLETED FORMS TO THIS ADDRESS. SEND TO: Commissioner for Patents, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450.

If you need assistance in completing the form, call 1-800-PTO-9199 and select option 2.

40

PTO/SB/17 (10-08)

Approved for use through 09/30/2010. OMB 0651-0032
U.S. 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

Effective on 12/08/2004.
Fees pursuant to the Consolidated Appropriations Act, 2005 (H.R. 4818).

FEE TRANSMITTAL

For FY 2009

☒ Applicant claims small entity status. See 37 CFR 1.27

TOTAL AMOUNT OF PAYMENT (\$) 110.00

Complete If Known

Application Number	Not yet assigned
Filing Date	Herewith
First Named Inventor	Robert J. Clark
Examiner Name	Not applicable
Art Unit	Not yet assigned
Attorney Docket No.	133000-010100/PRO

METHOD OF PAYMENT (check all that apply)

☐ Check ☐ Credit Card ☐ Money Order ☐ None ☐ Other (please identify): _____

☒ Deposit Account Deposit Account Number: 50-2678 Deposit Account Name: Greenberg Traurig, LLP

For the above-identified deposit account, the Director is hereby authorized to: (check all that apply)

☒ Charge fee(s) indicated below ☐ Charge fee(s) indicated below, except for the filing fee

☒ Charge any additional fee(s) or underpayments of fee(s) under 37 CFR 1.16 and 1.17 ☒ Credit any overpayments

WARNING: Information on this form may become public. Credit card information should not be included on this form. Provide credit card information and authorization on PTO-2038.

FEE CALCULATION

1. BASIC FILING, SEARCH, AND EXAMINATION FEES

Application Type	FILING FEES		SEARCH FEES		EXAMINATION FEES		Fees Paid (\$)
	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)	
Utility	330	165	540	270	220	110	
Design	220	110	100	50	140	70	
Plant	220	110	330	165	170	85	
Reissue	330	165	540	270	650	325	
Provisional	220	110	0	0	0	0	\$110.00

2. EXCESS CLAIM FEES

Fee Description	Fee (\$)	Small Entity Fee (\$)
Each claim over 20 (including Reissues)	52	26
Each independent claim over 3 (including Reissues)	220	110
Multiple dependent claims	390	195

Total Claims	Extra Claims	Fee (\$)	Fee Paid (\$)	Multiple Dependent Claims	Fee (\$)	Fee Paid (\$)
- 20 or HP =	x	=				
HP = highest number of total claims paid for, if greater than 20.						
Indep. Claims	Extra Claims	Fee (\$)	Fee Paid (\$)			
- 3 or HP =	x	=				
HP = highest number of independent claims paid for, if greater than 3.						

3. APPLICATION SIZE FEE

If the specification and drawings exceed 100 sheets of paper (excluding electronically filed sequence or computer listings under 37 CFR 1.52(e)), the application size fee due is \$270 (\$135 for small entity) for each additional 50 sheets or fraction thereof. See 35 U.S.C. 41(a)(1)(G) and 37 CFR 1.16(s).

Total Sheets	Extra Sheets	Number of each additional 50 or fraction thereof	Fee (\$)	Fee Paid (\$)
- 100 =	/ 50 =	(round up to a whole number) x	=	

4. OTHER FEE(S)

Non-English Specification, \$130 fee (no small entity discount) Fees Paid (\$)
Other (e.g., late filing surcharge):

SUBMITTED BY		
Signature		Registration No. 64,573 (Attorney/Agent)
Name (Print/Type)	Seth A. Milman	Telephone (617) 310-6000 Date May 9, 2011

This collection of information is required by 37 CFR 1.136. The information is required to obtain or retain a benefit by the public which is to file (and by the USPTO to process) an application. Confidentiality is governed by 35 U.S.C. 122 and 37 CFR 1.14. This collection is estimated to take 30 minutes to complete, including gathering, preparing, and submitting the completed application form to the USPTO. Time will vary depending upon the individual case. Any comments on the amount of time you require to complete this form and/or suggestions for reducing this burden, should be sent to the Chief Information Officer, U.S. Patent and Trademark Office, U.S. Department of Commerce, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450. DO NOT SEND FEES OR COMPLETED FORMS TO THIS ADDRESS. SEND TO: Commissioner for Patents, P.O. Box 1450, Alexandria, VA 22313-1450.

If you need assistance in completing the form, call 1-800-PTO-9199 and select option 2.

48
Express Mail Label No. EV383576936US

APPLICATION DATA SHEET

Application Information

Application Number::	Not yet assigned
Filing Date::	Herewith
Application Type::	Provisional
Subject Matter::	Utility
Title::	Hydrocarbon Detection System and Method
Attorney Docket Number::	133000-010100/PRO
Total Drawing Sheets::	21
Small Entity?::	Yes

Applicant Information

Application Authority Type::	Inventor
Primary Citizenship Country::	US
Status::	Full Capacity
Given Name::	Robert
Middle Name::	J.
Family Name::	Clark
City of Residence::	Andrews
State or Province of Residence::	TX
Country of Residence::	US
Street of Mailing Address::	366 NE 1500
City of Mailing Address::	Andrews
State or Province of Mailing Address::	TX
Country of Mailing Address::	US
Postal or Zip Code of Mailing Address::	79714

Application Authority Type::	Inventor
Primary Citizenship Country::	US
Status::	Full Capacity
Given Name::	Daniel

42

Express Mail Label No. EV383576936US

Middle Name:: P.
Family Name:: Smith
City of Residence:: Odessa
State or Province of Residence:: TX
Country of Residence:: US
Street of Mailing Address:: 1452 Tanglewood Lane
City of Mailing Address:: Odessa
State or Province of Mailing Address:: TX
Country of Mailing Address:: US
Postal or Zip Code of Mailing Address:: 79761

Correspondence Information

Correspondence Customer Number:: 35893

Representative Information

Representative Customer Number:: 35893

Assignee Information

Assignee Information:: Hydrocarbon Imaging
Services, Inc.
City of Mailing Address:: Andrews
State or Province of Mailing Address:: TX
Country of Mailing Address:: US

43

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Hydrocarbon Detection System and Method

FIELD OF THE INVENTION

[0001] The instant invention refers detection of hydrocarbon deposits in the earth. More particularly, the invention relates to locating oil, natural gas, or other fossil deposits through the detection, logging and charting of both the beta and gamma rays emitted from the earth basement.

BACKGROUND

[0002] Seismic detection of oil and gas can be costly, time consuming, and inaccurate. Additionally, in order to provide accurate results, seismic graphing often requires that the survey be expanded into areas surrounding the immediate area of interest. This can be very expensive for the party purchasing or contracting the data, and in some cases the data may not be available for the party in a commercially viable time frame.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0003] The present invention relates to the detection, logging and charting of atomic radiation of the earth. The radiation may be used to detect oil, natural gas, or other fossil fuels. The invention may be used at sea, on land, on or near the ocean floor, on or near dry land masses, on or near marsh bottoms, on or near inland sea bottoms, etc.

[0004] The present invention may detect radiation and for maps including subsurface structure contour characteristic alterations brought about as the result of thermalization, pressure, and vertical migration, or blocking of the neutron, particularly due to hydrocarbon and/or brine concentrations in porous media of the earth sediments beneath the indigenous aqueous body.

[0005] One object of this invention is to provide the method and/or system for using earth radiation (e.g. radiation from the earth basement complex and from

42

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

radioactive elements in earth sedimentary formation members) to facilitate detection of oil and gas, by the blocking, adsorption, and thermalizing effects of the hydrogen atom upon the neutron, and the receiving and logging of all beta and gamma rays and radon gas attendant to such neutron activities.

[0006] The instant equipment and materials used in topographical data gathering include one or more of the following: 1). a single element or a series of multiple elements of a full spectrum or total count sodium iodide, germanium, or similar polycrystalline materials, and a photomultiplier tube, amplifier, circuitry, and connecting electronics. 2.) a structural platform and electronic configuration so as to integrate and connect power sources and facilitate data transfer. 3). a composite connecting cable system for power, data transfer, and towing 4.) a shock absorbing encasement, i.e. hose, spayed coating, non-absorbing foam, plastic. 5). additional geoscientific survey instruments, i.e. sonic tool, gamma ray neutron density, resistivity, magnetic, density, neutron, temperature, pressure, side sampler. 6.) a receiving controller of electronic data 7.) Computer System for storing, organizing, and retrieving data 8.) A modeling program for data input and interpretation.

[0007] The equipment and materials may be used, for example, to image and document of gamma ray and other anomalies beneath the surface of brackish, fresh, or salt water bodies. The equipment and materials may also be used to image gamma ray and other anomalies on land. Total count and individual count gamma rays, or other neutron counts, may be used for the identification and interpretation of oil and gas accumulations for offshore bodies of water, or subsurface accumulations on land. The presence of hydrocarbons in shales, sandstones, limestones, vugular limestone-dolomite, dolomite, salt domes, or a combination of any of the above formations may be detected.

[0008] The system may be customized to include a multiple array of sodium iodide, germanium, and/or berrilium crystals along with specific supplemental instruments that include but not limited to the following:

- a. Total count Gamma Ray
- b. Gamma Ray Full Spectrum: i.e. individual count elements, uranium, thorium, and potassium
- c. Sonic Full Wave tool

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

- d. Conductivity
- e. Gamma ray neutron density tools
- f. Gravimeter
- g. Magnetic locator tools
- h. Electro Magnetic tools
- i. Magnetometer
- j. General Neutron tool
- k. All Density tools, i.e. compensated density, near density, far density, high resolution density,
- l. Accoustic Televiwer
- m. Spontaneous Potential
- n. Total Resistivity tools, i.e. fluid resistivity, guard resistivity, lateral resistivity, guard resistivity, micro resistivity, Single point resistance
- o. Temperature tools
- p. Vibration Indicator
- q. Fluid Sampler
- r. Petro Sonde tool

The system can analyze the data and integrate this data into a composite mapping array that can pictorially relate the location and intensity of both hydrocarbon strata as well as various closure mechanisms that include but not limited to the following structural and stratigraphic traps:

- a. Domes
- b. Faults
- c. Reverse Faults
- d. Anticline
- e. Synclines
- f. Water-Oil Contact
- g. Water saturated reservoirs

[0009] Other objects and advantages will become apparent in the following specification when considered in light of the attached drawings.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0010] The patent or application file contains at least one drawing executed in color. Copies of this patent or patent application publication with color drawing(s) will be provided by the Office upon request and payment of the necessary fee.

[0011] Fig. 1 shows one embodiment of the system for sub-aqueous measurement.

- [0012] Fig. 2 depicts various radiation counts.
- [0013] Fig. 3 is a table containing an example of raw data received by the system.
- [0014] Fig. 3b is a map showing radiation counts.
- [0015] Fig. 4 is a contour map.
- [0016] Fig. 5 is a three dimensional projection of a contour map.
- [0017] Fig. 6 is an example of hydrocarbon reserves and recovery data.
- [0018] Fig. 7 is a spectrum gamma ray & contour interpretation.
- [0019] Fig. 8 is a flowchart showing a sample process for deploying the invention(s).
- [0020] Fig. 9 includes images of equipment, drawings, and user interfaces.
- [0021] Fig. 10 is a cable / assembly drawing.
- [0022] Fig. 11 is a flowchart showing a sample process for an embodiment of the invention(s).
- [0023] Fig. 12 is a post map.
- [0024] Fig. 13a is a contour map sample.
- [0025] Fig. 13b is a contour map sample.
- [0026] Fig. 14 is a satellite map sample.
- [0027] Fig. 15 is a satellite map sample.
- [0028] Fig. 16 is a topography map sample.
- [0029] Fig. 17 is a drawing showing reserve estimate data.
- [0030] Fig. 18 is a 3D contour map.
- [0031] Fig. 19 is a formation and/or hydrocarbon deposit map.
- [0032] Fig. 20 is a drawing showing reserve estimate data.

DETAILED DESCRIPTION

[0033] The equipment and materials may be used, for example, to image and document gamma ray and other anomalies beneath the surface of brackish, fresh, or salt water bodies in order to detect the presence of oil, gas, or other hydrocarbon deposits. The equipment and materials may also be used to image gamma ray and other anomalies on land and/or beneath the ground. Total count and individual count gamma rays, or other radiation counts such as beta rays, etc, may be used for the identification and

48

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

interpretation of oil and gas accumulations for offshore bodies of water, or subsurface accumulations on land. The presence of hydrocarbons in shales, sandstones, limestones, vugular limestone-dolomite, dolomite, salt domes, or a combination of any of the above formations may be detected.

[0034] The system may be customized to include a multiple array of sodium iodide, germanium, and/or polycrystalline crystals along with specific supplemental instruments that include but not limited to the following:

- s. Total count Gamma Ray: Interpretation of total gamma ray count
- t. Gamma Ray Full Spectrum: I.e. individual count elements, uranium, thorium, and potassium: Interpretation of individual gamma ray elements within a limited millivolt energy spectrum so as to identify the individual signatures.
- u. Sonic Full Wave tool: An active pulse tool so as to identify porosity and permeability matrices within the formation rock structure.
- v. Conductivity: Measurement of electrical sensitivity to water saturations and content.
- w. Gamma ray neutron density tools: Active inducement of man made radioactive isotopes so as to measure hydrocarbon absorption characteristics of the rock of a given formation strata.
- x. Gravimeter: Measurement of a formations gravitational response with baselines against known structures contrasted to the earth's polarities.
- y. Magnetic locator tools: Measurement of magnetic tendencies to the indigenous iron elements in a given formation,
- z. Electro Magnetic tools: Commonly known as magneto-telluric identifies a combination of electrical and magnetic properties in which known formations can be quantified for hydrocarbon content and possible formation depth.
- aa. Magnetometer: Measurement of magnetic tendencies to the indigenous iron elements in a given formation,
- bb. General Neutron tool: A specially tuned device so as to trace and identify the more active and short lived neutron movement within the formation.

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

- cc. All Density tools, i.e. compensated density, near density, far density, high resolution density, : These tools identify bulk concentration within the pore spaces of a given formation thus quantifying porosities and associated permeabilities of a formation.
- dd. Accoustic Televiwer: A speciality tool that mirrors the near faulting lenses of a formation from a vertical portal.
- ee. Spontaneous Potential: This tool measures the electrical potential and thus quantifies the interplay between oil and water content within a reservoir.
- ff. Total Resistivity tools, i.e. fluid resistivity, guard resistivity, lateral resistivity, guard resistivity, micro resistivity , Single point resistance: This measurement tool induces an electrical pulse and current into a given reservoir thus identifying oil and water content ratios.
- gg. Temperature tools: A simple tool that measures temperature
Vibration Indicator: A simple tool that measures vibration and contact with a side wall on a vertical plane or a horizontal plate.
- hh. Fluid Sampler: A manual or automatic portal that opens a retention chamber for sampling water and/or solid samples.
- ii. Petro Sonde tool: A specialty tool that incites a strong sonic echo pulse so as to identify formation anomalies and their depth.

[0035] The datum acquired subaqueous search surfaces may be based upon identifying interference factors and establishing trends favorable to the presence of hydrocarbons to depth. This type of geological or engineering mapping may be finite in only producing geophysical phenomena consistent with historical trends and experience of the inventor and other sanctioned investigators of the georadiometric methodologies that have had a positive and direct relationship relative to the positive location and delineation of oil or gas accumulative deposits beneath the earth and ocean surfaces.

[0036] In contrast to conventional geological or engineering mapping of certain geological horizons of specified earth stratum, the datum acquisition may result from receiving, logging and charting of all the beta and gamma rays produced from the earth basement complex, and radioactive elements inherent in all earth sedimentaries from the

earth basement complex up to the earth surface based upon definite minimum time periods of reception. The system may also log and plot variations of reception of these beta and gamma rays and radon gas, which may show blocking, absorption, and thermalization of the neutron by hydrogen and hydrogen association as a corporate part of or associated with earth sedimentaries.

[0037] There may be three primary factors involved in the blocking, absorption or thermalization of the neutron, and the reception of radiation from the earth bearing concentrations of highly radioactive agents. For example, (1) the inevitable variation of the depth of earth basement complex materials from the earth surface. (2) The invariable variations in the thickness of earth sedimentary strata resulting in variations of incorporation of radioactive elements in each respective member from the earth basement complex to the land surface. (3) The concentration of hydrocarbons, oil and gas, in porous or highly crystalline sedimentary members or formations of earth strata. Since hydrocarbons, oil, gas and paraffin are the principal natural sources of hydrogen, normally concentrated in porous or highly crystalline rock beneath the earth surface, it follows that oil or gas accumulations in earth strata, in any concentration, will bring about proportional blocking, thermalization or absorbing of the neutron associated within and passing through such media.

[0038] Beta and gamma ray and radon gas reception at the search surface are coexistent, and may be inseparably associated with neutron activity throughout subsurface radiation. Since neutron activity and its consequent effects upon the beta and gamma ray activities are alternately activated, it follows that radiation received at the earth surface may allow for the slowing down of such activities. Slowing down and indeterminate reception of the gamma and/or beta rays at the earth surface is in the order of uncertainty of continuous reception that reception and monitoring for datum values at high speed reception calibrated in seconds of only the gamma ray particularly, prohibits the possibility of accurate and dependable datum for geological structure contouring. This particularly applies to the use of scintillometer reception of gamma rays at high altitudes and at high speeds. Such gamma ray reception and monitoring produces wide and "high peaks" and values over miles of terrain and so-called "halo" patterns bordering oil and gas reservoirs beneath the subaqueous search surface. Accordingly, the system may be

Express Mail Label No. EV383576936US

Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

calibrated for slow speed, surface, close proximity to land surfaces, submersion to the sea floor, or any other environmental factor that may affect detection of beta and/or gamma rays.

[0039] The most effective elements present in sedimentary strata in blocking the neutron and attendant radiation in passing into such strata may be hydrogen 100 and carbon 15 which equates into a 115.8 cumulative effect and baseline value, with the singular exception of lead which is extremely rare. Brines, or salt water, commonly present in sedimentary strata, offer the maximum of 37.8 in blocking, absorption, and/or slowing down of the neutron. Thus, it is clear that hydrocarbons which equate 115.8 as against brines of 37.8 are far more effective in blocking the passage of neutrons and attendant beta, gamma rays, and radon gas through this area.

[0040] The inevitable variations in the thicknesses of the earth's strata naturally and inevitably result in the variation of the reception of the neutron and attendant radiation at the earth's surface even though there are no hydrocarbons in the buried strata. It is important therefore that the radiation levels from the buried subsurface structural conditions of the earth be indexed and mapped accurately using georadiograph surveying techniques and methods.

[0041] Referring now to the drawings in detail, wherein like reference characters indicate like parts throughout the several figures, FIG. 1 indicates generally the methodology of implementing a subaqueous georadiograph investigation.

[0042] When measurements are to be made as to the amount of radiation, a sodium iodide or like-kind scintillation crystal may be used in a towed array encased in a vibration dampening housing. Measurements may also be made from other vehicles, such as cars, trucks, helicopters, airplanes, etc. Measurement may also be made by a person on foot. Measurements may be made by any vehicle, device, or person having the the equipment to make the measurements. The measurements may also be made over land or sea, from the air, or under the surface of the sea.

[0043] The georadiograph surveyor records all radiation data obtained at each of these plurality of data points and from this data accurate contouring is done, resulting in accurate geological subsurface structural determinations. In addition thereto, positive and accurate detailed mapping of buried oil and/or gas reservoirs are obtained regardless of

the depth, type or their respective geological structural positions. In areas where the topography, debris and/or reef beds prohibits such ideal grid pattern the georadiograph surveyor traverses the search area at points that are advantageous to recording data that is the most accurate and finite determinations.

[0044] The radiation data may be associated with position/location data in order to provide a mapping. For example, a GPS system, or other positioning system (such as a gyroscope, dead reckoning system, etc), may be used to associated the radiation data with a location where the radiation data was obtained. Associating a location with the received radiation data may allow the data to be mapped onto a map or grid for additional processing and identification of locations that are rich in varying degrees of hydrocarbon material, oil, and/or gas, or which are void of such hydrocarbon material, oil, and/or gas.

[0045] FIG. 2 depicts a typical color code used for scalability of data points. As is consistent with the aforementioned absorption tendencies, the lower counts (on the left side of the figure, in the red and yellow color ranges) correlate to a higher concentration of hydrocarbons. The higher counts (on the right side of the figure in the green and blue color ranges) correlate to a lower concentration of hydrocarbons. FIG. 3 represents the raw data in which a modeling program can cut and fill and thus contour the anomalies.

[0046] FIG. 4, 5 and 6 provide representative interpretive maps for the determination of hydrocarbon reserves.

[0047] As a summary of the information shown on FIG. 1-6, the georadiograph methodology herein described depicts the unique, novel, new and useful apparatus, process, and values attributed to the use of radiation laws governing the radioactive neutron and attendant radiation emanating from the earth's interior beneath the overburdened stratified members beneath aqueous bodies, traveling always vertically from the earth's interior, through sedimentary deposits to the subaqueous surface, brings into practical use the inherent value of the ratio of the slowing down, absorbing, and/or blocking effect of the elements common in all earth strata overlying the earth's basement complex.

[0048] In interpreting the georadiograph map, contours, contour symbols, faults, and so forth are read in precisely the same manner as all geological subsurface maps. The data presented however represents the actual exactness of measurements of the varying

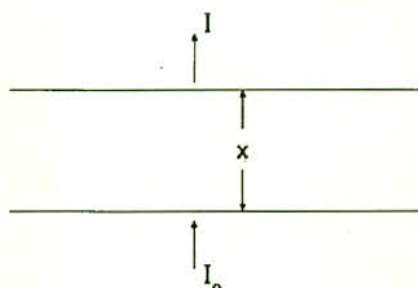
02

quantity of received neutrons and/or beta, gamma rays and radon gas and/or protons caused by two principal factors, that is: first, the effects of the blocking and/or absorption or thermalizing of certain elements in the earth's stratosphere; second, the effects of the varying thickness of formation deposits. These measurements do not necessarily represent measurements of depth in feet as to certain or specific formations in the earth's stratosphere. They do however indicate the locations of faults, and the locations and delineations of hydrocarbon in buried formations regardless of their geological structural position. Thus the features outlined by the georadiograph survey give accurately, in fact, not assumed, or projected in any manner, the structural delineations in every respect.

[0049] Further calculations using Lambert's Law for nuclear adsorption rates can be used to estimate the quantitative amount of hydrocarbons in an assumed or known geologic structure. Lambert's Law is defined as follows:

$$I = I_o e^{-mx}$$

- I_o = Incident Radiation
- I = Emerging Radiation
- m = Absorption Coefficient of Matter
- x = Thickness of Matter
- m for Oil or Gas is unique



[0050] Barrels of Oil Equivalent ("BOE") per acre foot can be calculated using incident radiation readings correlated to standard porosity and permeability constants. FIG. 6 depicts the estimated quantity of oil and gas deposits using the combined mathematics and nuclear physics of the georadiograph methodology. The formulas used in calculating quantities of oil and gas using absorption characteristics and tendencies of gamma rays within a given formation is similar to established reservoir engineering. One must know the following: a) cubic feet within a one foot section of an acre (7758 cubic feet) b). Porosity of a formation (normally this ranges between 10% and 30%) c) Water Saturation of a formation (normally this ranges from 15%-35%). Both sciences use mathematical equations in a volumetric "cut and fill" model to calculate the net

13

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

concentration of hydrocarbons. Adjustments for pressures and temperatures may also be included in the calculations.

[0051] Using Lambert's Law one can measure and estimate the transmissivity of the individual nuclear elements through known strata and its contents: i.e. sandstone, limestone, shale, brine water, natural gas, light hydrocarbons, heavy hydrocarbons. In formulating a baseline, one can establish a "zero hydrocarbon chimney" whereby no absorption of the gamma rays is occurring within a given physical area and the readings from all adjacent areas are likewise identified and averaged to form the basis of all maps. A baseline reading of 180 counts per second or greater at the "surface survey point" signifies no commercially viable hydrocarbons are present "to depth". Furthermore, the lower the counts per second indicate the graduated absorption of more gamma rays and thus indicates stronger vertical migration of hydrocarbons as a result of the redox cell thermalization. One can then surmise that when one has a lower gamma ray count, the more hydrocarbons are present to effect the absorption. A 160 count per second area will have fewer hydrocarbons present than that of an area with 130 counts per second. All of these counts can be directly calculated to estimate the gross hydrocarbons present in a given area. The commercial viability can then be calculated depending upon the cost of acquisition of the property, the cost of drilling and completing the well, and the total available production of oil and gas.

[0052] The interpretation of the individual gamma ray elements, Uranium, Thorium, and Potassium and their relationship to the trends of identifying hydrocarbon and non-hydrocarbon anomalies is varied and controversial. FIG. 7 is a mapping compilation of a basic georadiograph and the three elements. Advocates of the DRAD theory follow the assumption that thorium is a constant element while uranium and potassium are influenced by acid decomposition and dilution of water. The DRAD computation is a normalized equation of each element and ratios of each element to the other can be interpreted to establish trends in hydrocarbon anomalies. In any case, the computation of the ratios of each element and its total count, should be included as a possible factor in validating hydrocarbon and non-hydrocarbon anomalies.

[0053] The distance in which all gamma ray tools can penetrate the surface of the earth is limited to a meter or two. It is imperative that in all subaqueous environments, the

gamma ray must be submerged into the immediate top of the sea bed so as to be in direct contact with the gamma ray absorbing sands and muds. If the tool raises off the bottom, all gamma ray readings will cease due to the dispersion and absorption by the sea water. It is the novel configuration of the gamma ray crystals and its support structures that make it able to be pulled on the sea bottom under severe conditions.

[0054] For example, gamma ray crystals and other radiation detectors used to detect the presence of hydrocarbon may typically be deployed in a substantially vertical manner. Crystal detectors may be dropped or lowered vertically into a well bore or other hole in the ground, where they may be used to collect radiation measurements. Using the detectors within a well bore may not exert large amounts of physical stress on the detector because there is little motion and few external forces exerted on the detector once it is lowered into the hole.

[0055] In contrast, a gamma ray crystal or other radiation detector of the present invention may be deployed underwater. The detector may be housed within a host, for example, which may be dragged behind a boat, buoy, or other sea-going vessel or device. The hose may be connected to a cable, which in turn may be attached to the sea-going vessel or device. Pulling the detector horizontally across the sea floor may exert stress upon the detector due to the pulling force and/or any obstacles encountered by the detector as it moves across the sea floor. Accordingly, support structures may be required to prevent damage to the detector.

[0056] In one embodiment, the cable and hose configuration (as shown in Fig. 1, for example) may include features to prevent or limit damage to the detector. For example, the hose and/or cable may include strain relief mechanisms that reduce jarring forces from damaging the equipment as it is pulled across the ocean floor. Figure 10 shows an example of cable head assembly with cable windings that may act as a strain relief and provide enough connective force to keep the equipment from becoming dislodged from the cable and lost.

[0057] Other features and structures may be included to prevent the equipment from becoming damaged or lost. For example, robust connectors, adapters, shock absorbers, strain reliefs, electrical components, housings, water-tight apparatus, or any

as

other type of device or mechanism to prevent loss or damage of the detector while it is dragged across the sea floor may be utilized.

[0058] The measurement and calculations of the various elements begin as a matter of conversion of the radiation thresholds within the sodium iodide crystal. This reception of total count radiation is then converted to light impulses and boosted using photomultiplier tubes. As an electric signal, this data now becomes embedded into the transmission received by the computer and its programming. The software program is then used to interpret the data and to construct the maps so as to visually interpret the hydrocarbon concentrations and faulting structures. The modeling program has established and sophisticated parameters that enable the expediting of the interpretive maps. Skill and experience plays heavily in the creation of the end product. It is this end product that incorporates support data gained from published records, i.e. Drilling Info.com, state energy records, Google earth mapping, USGS mapping, and producer provided mapping.

Hydrocarbon Detection Process

[0059] Figure 11 depicts one embodiment of a hydrocarbon detection process.

[0060] Box 1. Field Work

[0061] Onshore: An individual or team of technicians may be deployed to the lease or work area. They may traverse said lease area with an all-terrain vehicle, walk with a backpack, or employ low level fly-overs, etc. Equipment for detecting hydrocarbon (e.g. by counting or monitoring radiation) may be mounted or carried so that the various displays and readings can be checked for operational integrity. The equipment may record radiation at predetermined timing intervals. The radiation may include, or be produced by, one or more of the following: gross gamma ray counts, individual elements of Potassium, Uranium, and Thorium, etc. The equipment may also record location information, such as longitude, latitude and elevation during this process. The data may be stored in various files, memories, or storage elements such as LAS, CSV, and PDF files, and the like.

[0062] Offshore: A team aboard a vessel may plot out a traverse grid ahead of time. The traverse grid may take into account water depth and possible debris along the

96

Express Mail Label No. EV383576936US

Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

bottom. A tool for recording radiation and/or detecting hydrocarbon may be pulled along the sea floor.

[0063] Box 2. Send Data to the Office

[0064] The data may be recorded to comma-separated valued files i.e. csv, las; these files may then be sent to the office or downloaded from the laptop computers. Generally, after the field imaging is completed for that day, the files are sent electronically to a field office or central location for processing and mapping. One skilled in the art will recognize, however, that various methods of communication may be employed to send the data to a central office, including, but not limited to: various data files (e.g. CSV, XML, TXT, etc). Data may also be streamed, faxed, or otherwise transmitted to the office location in any viable method of transmitting the data.

[0065] Box 3. Begin Research

[0066] Research of the site in which imaging took place may be performed. Supplemental data for research may be garnered from multiple sources, i.e. state or national energy offices and their archives, Fee-paid data banks, internet articles and studies, company provided maps and geoscience reports (seismic, stratigraphic work, geochem, etc.), university studies, third party geology.

[0067] 4. Locating Exact Imaging Area

[0068] The data files may be used to determine exactly where the imaging took place. As discussed, the data may include location data such as latitude and longitude where the readings took place. These latitude and longitude coordinates may be used to locate the site in question. The coordinates and/or readings may be overlaid on maps based upon established state plane coordinates and/or satellite mapping. An example of such an established state plane is a map acquired from the Google Earth® software.

[0069] Box 5. Determining Interference Factors

[0070] Before the data can be interpreted, interference factors within the specific lease may be considered and recorded by the field technician. Interference factors may be man-made or geophysically based, both on the surface and in the subsurface strata. Man-made interference factors include, but are not limited to, excavated road material either locally sourced or remotely sourced. Oiled roadways may sometimes skew the data and must be either avoided when possible because oiled roadways may affect the

27

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

monitoring of radiation from the earth. Oil spills and seeps may also be identified and avoided in order to provide accurate readings and/or determinations as to the presence of hydrocarbon deposits. Recently plowed fields or ever changing sand dunes may also be included in these interference factors. Geophysical interference factors may include naturally occurring structures that contain and generate excessive amounts of gamma rays or that constrict and absorb excessive amounts of gamma rays. For example, shale formations are a dominant feature in the interference of taking consistent and reliable gamma ray readings. In addition, naturally occurring uranium may be identified and considered as an interference factor.

[0071] Radon gas and certain weather conditions may also be considered interference factors. Radon gas may be active in both the immediate atmosphere and ground area during a field survey. Different barometric conditions and dew points can change the overall counts of the gamma rays to be measured by the field equipment. Recent or ongoing rain may sometimes affect radiation readings taken from the ground. In some instances, it may be desirable to take readings only after 2-3 hours have passed following a rainstorm. The time that has passed between a rainstorm and the readings may also be entered into the system as an interference factor.

[0072] A field technician may make baseline readings in and around known well locations, both active and non-active. Baseline readings may also be taken near and around open quarry pits and outcrops. Rapid and significant changes from low counts to high counts may be a clear indication of interference factors. Under normal conditions, with no interference factors present, there may be gradual change between readings by a factor of 10-20 counts (i.e. radiation readings) per second. If readings increase or decrease at an accelerated rate in a particular area, or when moving from one area to another, an interference factor may be present, and may be recorded in the system for processing.

[0073] Box 6. Consult Field Technicians

[0074] Field technicians may take notes when detecting radiation. The data recording program may provide the field technicians with a feature to include comments on the data points, and/or to change the label or other information for any interference factor they encounter.

28

[0075] Box 7. Interpret Data

[0076] Based on the report of the field technician and the resulting data, if the variables are unusable they are removed. For example, if an interference factor cannot be identified, or cannot be adequately explained and compensated for within the software, then the data and variables associated with the interference factor or the readings taken near and about the interference factor may be removed from the data set and not processed. If the interference factors can be isolated and identified, the readings can be raised or lower to account and/or compensate for these influences. This is done automatically or manually by a user of the system for each point of interest.

[0077] Box 8. Generating Grid with Software

[0078] A software application may be used to process the data may be used to generate a grid of radiation readings. For example, a Contouring and 3D Surface Mapping for scientists and engineers may be used. The software may overlay, superimpose, conflate, or otherwise include radiation and location readings onto 3D surface maps, for example. A grid-based graphics program may interpolate irregularly spaced and/or scattered XYZ data onto a regularly spaced grid and/or contour map. In one embodiment, the Z axis may be elevation, and the X and Y axes may be latitude and longitude. The Z axis may also be used to represent a weight, reading, probability, or likelihood of the presence of radiation and/or hydrocarbon deposits. The various radiation counts may be superimposed upon a contour map in order to assist in detecting hydrocarbon deposits, for example.

[0079] Gridding Method:

[0080] The software application may provide various ways to apply the data to a grid and/or contour map. The different gridding methods may employ various mathematical algorithms for computing the weights (e.g. the number of radiation counts, the interference factors, etc.) during the grid node interpolation. The Natural Neighbor method may be particularly useful for mapping radiation readings and/or detecting hydrocarbon.

[0081] Consider, for example, a set of Thiessen polygons. If a new point were added to the data set, these Thiessen polygons would be modified. Some of the polygons would shrink in size, while none would increase in size. The area associated with the

29

target's Thiessen polygon that was taken from an existing polygon is called the "borrowed area". The Natural Neighbor interpolation algorithm may use a weighted average of the neighboring observations and/or radiation readings, where the weights are proportional to the "borrowed area." This method may not extrapolate contours beyond the convex hull of the data locations.

[0082] One form of the Natural Neighbor equation is:

$$G(x,y) = \sum_{i=1}^n \omega_i f(x_i, y_i)$$

[0083]

[0084] where $G(x,y)$ is the estimate at (x,y) , w_i are the weights and $f(x_i,y_i)$ are the known data at (x_i,y_i) . The gridding methods may use "irregularly spaced" XYZ data and produce a regularly spaced, rectangular array of Z values. The data does not follow a particular pattern so the "irregularly spaced" data has many "holes" where the data is missing. Gridding fills in these holes by interpolating Z values at those locations where data does not exist between other data. The spacing of the regularly spaced grid is set based on the size of the imaging project. The smaller the grid spacing increases the grid line geometries which increase the roundness or smoothness of the contours and surface appearance of the maps.

[0085] Box 9. Gather Historical Well Information

[0086] One factor that may be considered is the historical production of wells in the area. This information may be used to plot the exact well locations during the mapping process, as well as show possible reasons for the trends found during the imaging survey. Performing readings and mapping/interpreting the data in and around historical wells and areas of known hydrocarbon deposits may increase the accuracy of future readings and/or determinations of the presence of hydrocarbon.

[0087] Furthermore, taking readings in and around existing wells may also provide valuable information about the well and/or hydrocarbon deposits in and around the well. For example, taking readings and performing a map/grid analysis in and around existing wells may help to determine whether the well is producing or dry, whether more hydrocarbon is present in the area, whether the well was drilled deeply enough, and/or whether the well is a candidate for re-entry, for example. Other determinations about the

Express Mail Label No. EV383576936US

Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

existing wells may also be made based on radiation readings and/or processing data on the maps and grids.

[0088] Various information about existing wells, which can be incorporated into the mapping / hydrocarbon detection process, may be obtained through public state agencies such as the Texas Railroad Commission. The data may also be obtained from paid services such as Drilling Info, and IHS. Data sources such as these may also provide information used in the mapping process such as the section lines, county lines, and roads, etc. The basic geology of the area may be acquired and taken into account in the mapping process. This information includes the porosity, formation thickness, the formations, oil saturation, etc., all of which may be incorporated into the hydrocarbon detection process.

[0089] Box 10. Get Overlay Images from Internet and Software Sources.

[0090] During the mapping, satellite images, topography maps, seismic maps, and the like may serve as base maps upon which our contour maps and data may be overlaid. Satellite images are obtained from public locations or services such as the Google Earth® software, for example. The mapping process may, in some cases, produce maps and other files that may be opened in Google Earth®. These satellite images may be useful in determining if a potential well location is accessible or not.

[0091] Box 11. Incorporate any Provided Information

[0092] In cases where an outside source (such as a customer or user of the process) has additional information that can be used, the information may be incorporated into the hydrocarbon detection process. Generally the system may obtain a plat map with the exact boundaries of the lease area so that during the imaging field work, they stay within the designated area. If the operator or the producer has information such as structure isopach maps or seismic maps, we use this as base maps and overlay information.

[0093] Box 12. Begin Mapping

[0094] Once the data grids have been created and the historical information and base maps are available to begin the mapping process.

[0095] Box 13. Combine All Data to Generate Maps

101

[0096] Using a grid file, the software may generate contour maps. The contour maps may be color coded. The data files may be used to generate post and classed post maps. A post map may display the XY locations of data with symbols and labels. The symbols may be used to show the different well types, and may include labels and/or API numbers. A classed post map may allow the symbols to be set to the same color scale as the contour maps.

[0097] The grid may also be used to generate three dimensional projection of surface maps of the data. The three dimensional projection may include the contour map as well as other information. The Z values may represent the count per second readings and the model may have the same color scale as the contour maps and the classed post map.

[0098] Maps – Some examples are shown, which were obtained by taking readings in and around the city of Andrews, Texas.

[0099] A. Traverse Map

[00100] a. Post Map

[00101] The post map may be a display of the XY data locations. This may be generally used to show and locate the traverse path and well locations.

[00102] b. Classed Post Map

[00103] The classed post map may also be a display of the XY locations, but the Z values of the data can be assigned symbols and colors to establish a scale similar to the contour maps. These may be used as, or in conjunction with, the satellite traverse maps to provide a color coded representation. See, for example, Figure 12.

[00104] B. Hydrocarbon Contour Map

[00105] The contour map may be a two-dimensional representation of three-dimensional data. Each contour lines may represent an equal Z value across the map. A color may be set to fill the contour spaces that represent a set interval of Z values.

[00106] a. Favorable Areas

[00107] The favorable area maps may be similar to the contour maps, but may “fill in” only certain intervals of the contour maps. These maps may be used to highlight favorable areas which may contain the most hydrocarbons.

[00108] b. Production for Surrounding Area Wells

[00109] Historical well information for the wells in the area surrounding the imaged area may be used to sort and plot the data to display the API number, well number, cumulative oil production, the cumulative gas production, etc. A table may be inserted into the map that displays all of the information along with the color for individual formations.

[00110] The wells may be sorted by the producing formation and each formation is assigned a color. A circle with the corresponding color may be used to differentiate the layout of the producing formations. These may be useful to determine possible trends of the imaging align with trends of certain formations.

[00111] c. Individual Element Contour Map

[00112] The equipment may break down the radiation counts per second into four segments: total counts, uranium, potassium, and thorium. Individual contour maps can be generated for the values of each element. These maps may help show the differences between the radioactive elements. The ratios and presence of the elements may help determine the type of formation present. The surface signatures of the formations from logs may be compared to the surface readings to determine if similar characteristics exist. See, for example, Figures 13a-b

[00113] C. Satellite Image with Traverse Map

[00114] Using satellite images as the base map, the software may provide classed post map on top of the satellite image. This map may be used to show exactly where the field technicians travelled during the imaging survey. The traverse can be used to determine if there were areas of the lease that should have been traversed but were not, or to show why they were not able to traverse it. For example, the map may show the presence of a lake in an area where technicians could not make a traverse and take readings. See, for example, figure 14.

[00115] D. Satellite Image with Hydrocarbon Contour Lines

[00116] Similar to the satellite image with traverse, the satellite image with the hydrocarbon contour lines may also use satellite image data. In an embodiment, areas more likely to contain hydrocarbon deposits may be filled in, while other areas are not. See, for example, figure 15.

[00117] E. Topography Map with Hydrocarbon Contour Lines

[00118] Using a topography map download from the United States Geological Survey website as the base map, the hydrocarbon contour image may be made transparent and placed on top of the topography map. In example shown, roads may partially occlude the topography lines. Topography maps may be used to find correlations between the imaging readings and the terrain of the area. Changes in the surface terrain can be indicators of subsurface trapping mechanisms, for example. See, for example, figure 16.

[00119] F. Reserve Estimates

[00120] The reserve estimate map may show the grid data used to calculate the estimate with hydrocarbon contour images that display the acreage for each of the three calculations. The reserve calculations are explained below in further detail. See, for example, Figure 17.

[00121] G. 3-D Hydrocarbon Contour Map

[00122] The three-dimensional surface maps may be visual representations of the imaging readings, and may show particular . The grids created by the software may be used to generate the three-dimensional surface maps. The maps may be used to show the changes from the high to low readings which can indicate structural changes. The three-dimensional models can be rotated or tilted to any angle to show different views of the model. Cross sections can also be made in any direction. The cross sections can be compared to well logs to determine if the readings agree with the thickness and formations shown in the logs.

[00123] Figure 18 is an example of a map showing a favorable low area with the higher readings rising above it in the background. This could indicate a favorable drilling area. See, for example, Figure 18.

[00124] Box 14. Begin Report

[00125] The software may generate a report including all the data, maps, notes, etc. In some embodiments, the report may be edited by a user.

[00126] Box 15. Reserve Calculations

[00127] Two estimates, a standard estimate and an estimate using the gridded imaging data, are used to determine if the imaging calculations are accurate with respect to the standard calculations. For example, the presence of several formations or a reading

101

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

in excess of all known formations may indicate the presence of additional formations and/or hydrocarbon deposits. See, for example, Figure 19.

[00128] 16. Standard Calculations Based on Area Geology

Standard Reserve Calculation:

Effective Porosity(φ_e)

Oil Saturation(S_o) = (1- S_w)

$$7758 \times \varphi_e \times S_o \times h \times A \times rf = Reserves$$

Formation Thickness(h)

Drainage Area(A)

Recovery Factor(rf)

[00129] The drainage area may be computed by the software.

Reservoir Estimate Source: Standard Reservoir Calculations							
Baseline	acres	net producing thickness	porosity	1-SW	BO In Place	Recovery Factor	Recoverable Reserves
7758	892	50	0.07	0.20	4,844,095	0.10	484,409
7758	623	50	0.07	0.20	3,383,263	0.15	507,489
7758	418	50	0.07	0.20	2,269,990	0.20	453,998

*The preceding data shows an example of calculations and may not show real-world data.

[00130] Box 17. Hydrocarbon Imaging Reserve Estimates

[00131] The present inventions may estimate initial or remaining reserves based upon the reduction of radiation below 180 counts per second. The hydrocarbon response may be supported by nuclear physics that contrasts saltwater in reservoir rock against the absorption coefficient of hydrocarbons. Lambert's law of gamma ray migration may be used along with these absorption estimates on an average reservoir rock, i.e. sandstone, limestone, shale. The invention may establish data and/or hydrocarbon detection information for area of any lease which has 180 counts per second or lower. This may further establish the commercial or non-commercial quantity of hydrocarbons in the area depending upon drilling and/or development costs.

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

[00132] Reserve estimates may use the column volume of each grid segment, which may be generally 50 x 50 feet (area) multiplied by 180 cps-Surface cps. If the surface radiation is 100 cps, the 50 x 50 ft area may be 80 ft high. This volume multiplied by a proprietary coefficient may provide the barrels per acre reserves of oil or surface adjusted volume of gas per acre. The total number of grid segments can provide reserves for the area surveyed. The procedure accounts for variation over the area and stage of depletion in a producing field. It may be sensitive to depletion in a gas field and will show remaining reserves.

[00133] The overall property may be condensed or conflated into three primary areas of reserves that correlate into recovery factors. In some embodiments, estimates focus on 180 cps, 150 cps, and 140 cps and the corresponding acreage. The following assumptions may be incorporated in the system and software.:

+180 counts per second: Non-commercial in all or most cases.

180-160 counts per second: Commercial for general low cost entry and Shallow, marginal production.

150 counts per second: Above Average reserves. Commercial for medium depth wells. Primary recoveries should be consistent with industry averages.

120-140 counts per second: Excellent reserve base. Commercial for deeper wells and longer sustained recoveries.

80-110 counts per second: Superior reserve base. Strong commercial likelihood for the deepest of wells. Strong GOR.

See, for example, Figure 20.

[00134] Box 18. Final Report

[00135] The final report may be generated by the invention. It may be a compilation of all available data and maps. It may be presented in a structured and consistent manner so as to educate the recipient as to the process and its interpretation.

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

The conclusions and reserve estimates may be supported by industry sanctioned information and calculations.

[00136] Box 19. Print, Bind and Deliver Report

[00137] The system may produce printed and bound hard copies of the reports for delivery to a customer, for example. All or some of the maps may be printed on eleven by seventeen inch paper in the appendix of the report.

[00138] Having thus described the preferred embodiment of the invention it should be understood that numerous modifications and adaptations may be resorted to without departing from the spirit of the invention.

157

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

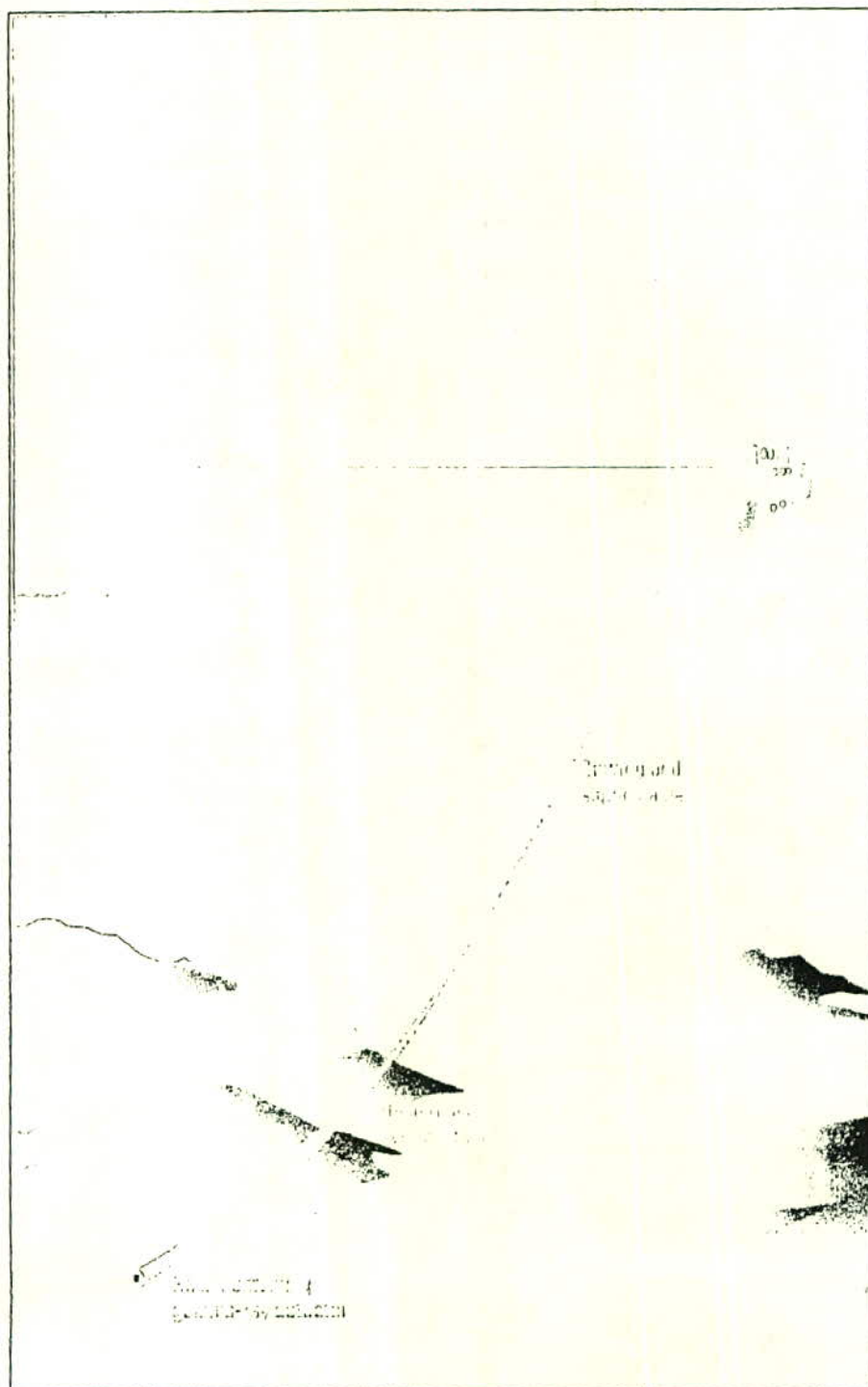
ABSTRACT

[00139] A novel subaqueous prospecting system for detecting gas and oil deposits by identifying and quantifying hydrocarbons using emanoradiation measurements of the neutron, beta, gamma rays, and radon gas taken within the physical, bottom sediment of the ocean floor. Such radiation sources that emanate from the earth basement complex and, the overlying sedimentary deposits of carbonaceous rocks, shales and sandstone that are impregnated with uranium, thorium and potassium derived from the eroded earth basement complex materials. A continuous series of recorded radiation data points are measured and the radiation levels are plotted to form a georadiograph. A visual comparison between the corresponding radiation anomalies altered in its variation by hydrocarbons, radiation active substances, and/or mineral deposits is constructed in various forms of charts, graphs, contours, geological overlays, 3-D modeling, historical hydrocarbon drilling and production, and the like.

708

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

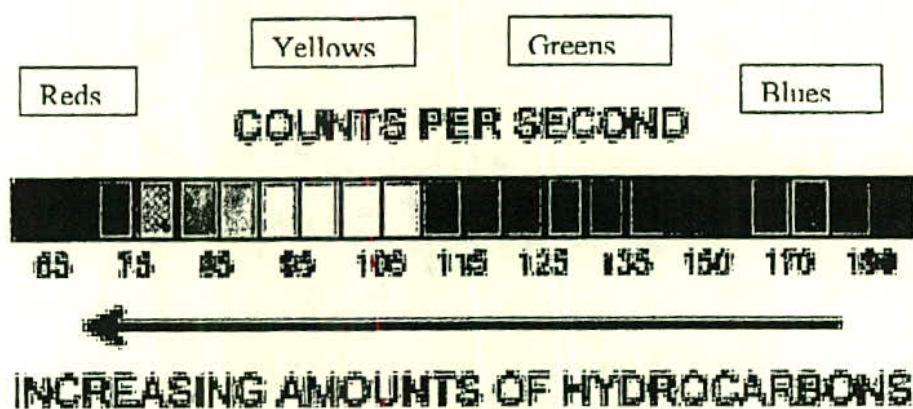
Fig: 1 Subaqueous Imaging Concept



709

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig: 2 Color Code for Gamma Ray Designation



MO

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

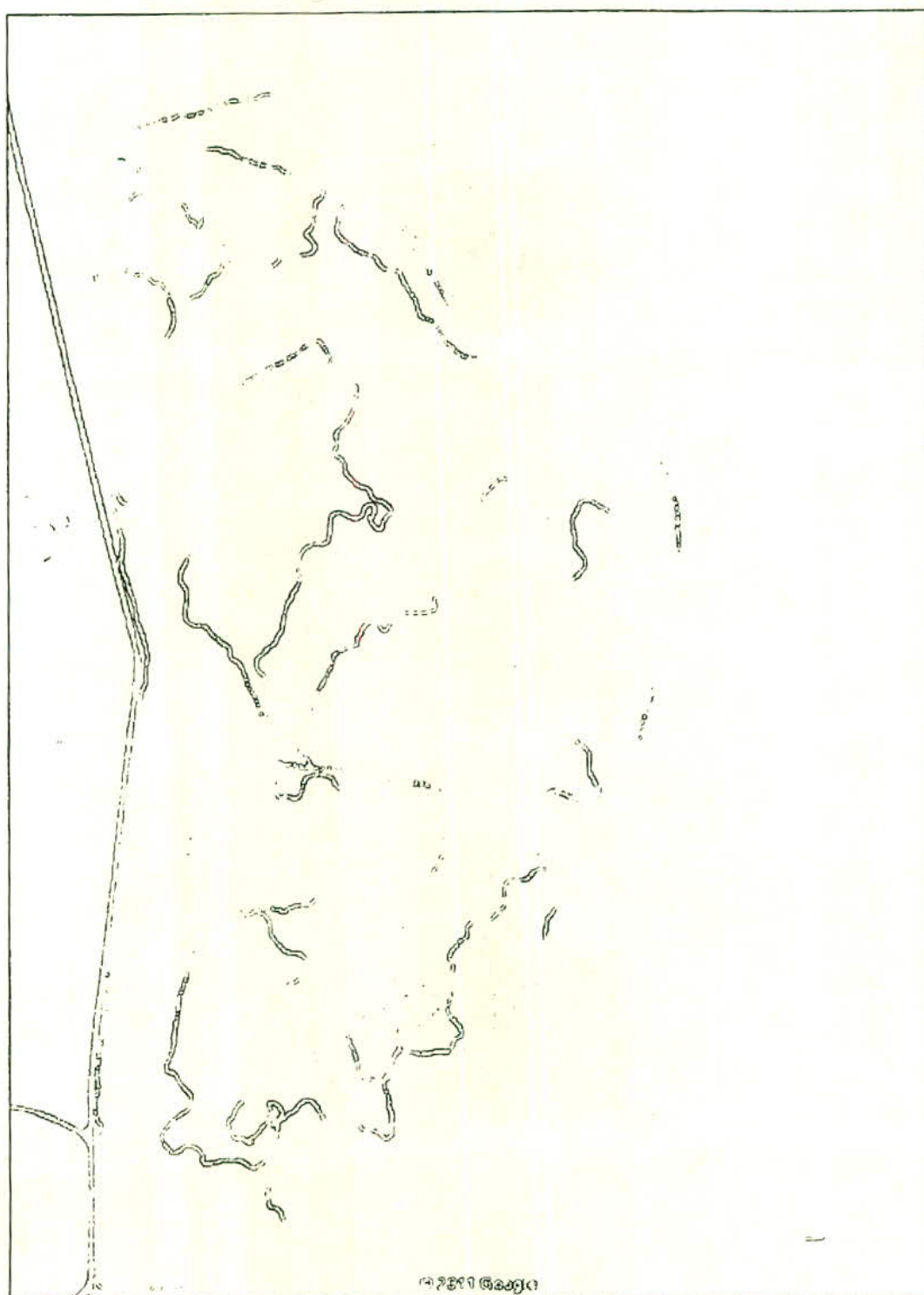
Fig 3: Raw Data Example

Sample Number	Unit Serial Number	Channel 1 Total Count	Channel 2 Uranium	Channel 3 Thorium	Channel 4 Potassium	Latitude	Longitude	Speed (Knots)	Date (UTC)	Time (UTC)
1	276367	178.1	5.5	1.4	3.3	35.1746	-97.4146	2.17	190411	220616
2	276367	176.8	5	1.3	3.8	35.1746	-97.4146	6.63	190411	220617
3	276367	177.5	5.6	1.6	4	35.1746	-97.4146	8.63	190411	220618
4	276367	178.2	4.9	1.9	3.6	35.1746	-97.4146	8.98	190411	220619
5	276367	176.9	5.1	1.7	3.5	35.1746	-97.4146	9.64	190411	220620
6	276367	176.8	4.5	1.6	3.2	35.1746	-97.4146	9.71	190411	220621
7	276367	178.8	4.4	1.9	3.4	35.1746	-97.4146	10.18	190411	220622
8	276367	179.2	4.7	1.7	2.9	35.1746	-97.4146	10.55	190411	220623
9	276367	176.2	5	1.8	2.7	35.1746	-97.4146	10.76	190411	220624
10	276367	177.8	5.2	1.8	2.6	35.1746	-97.4146	10.95	190411	220625

111

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig 3b: Recorded Gamma Ray Total Counts Color Coded



112

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig 4: General Contour with Arbitrary Color/Gamma Ray Designation

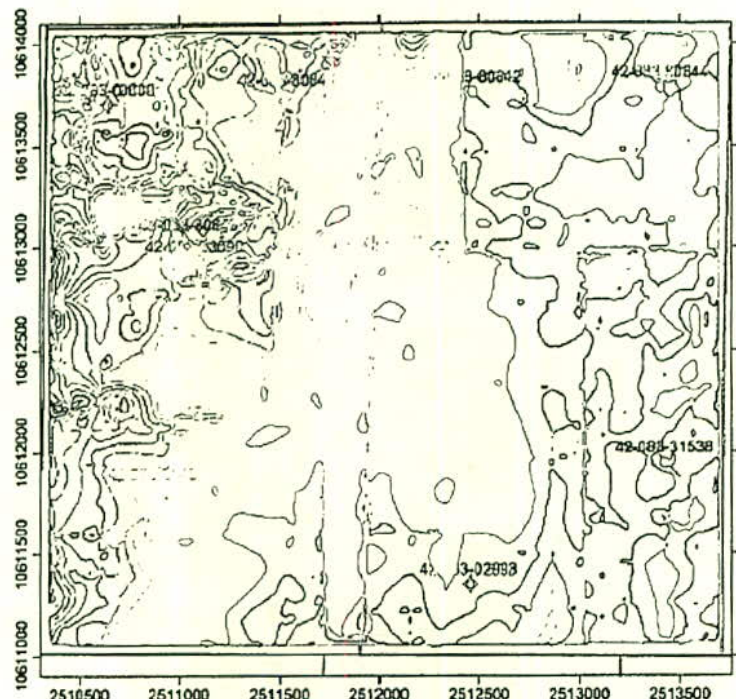


Fig 5:

3-D and Contour Map

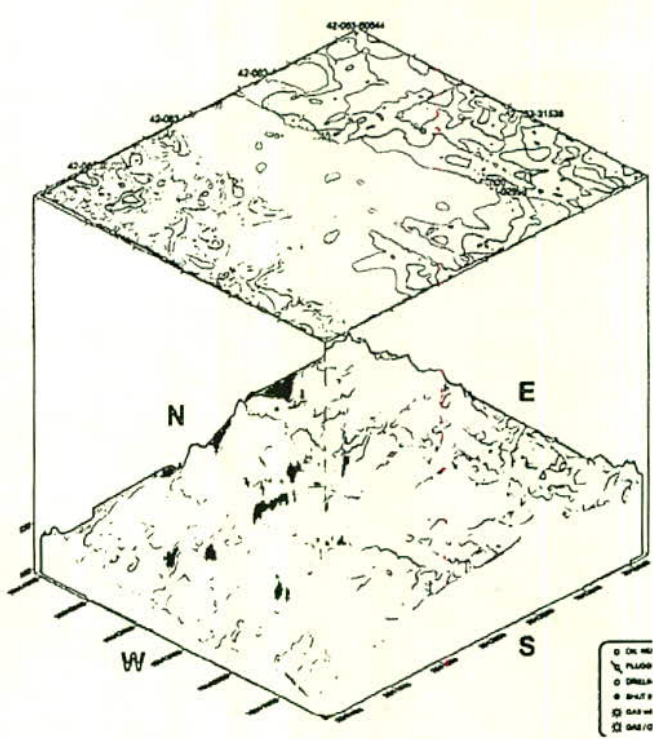
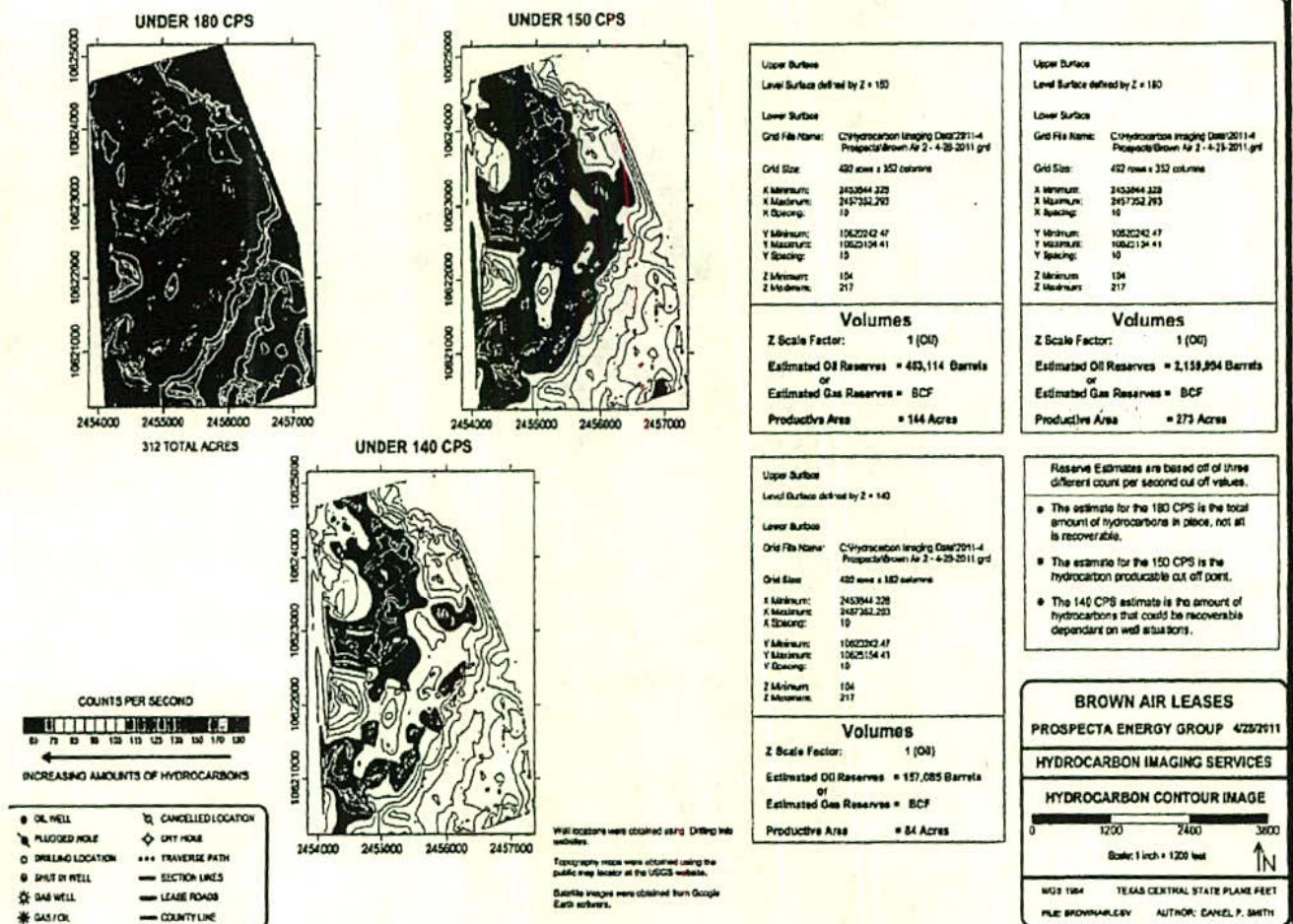


Fig 6: Quantifying Hydrocarbon Reserves and Recovery



114

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig. 7 Full Spectrum Gamma Ray & Contour Interpretation

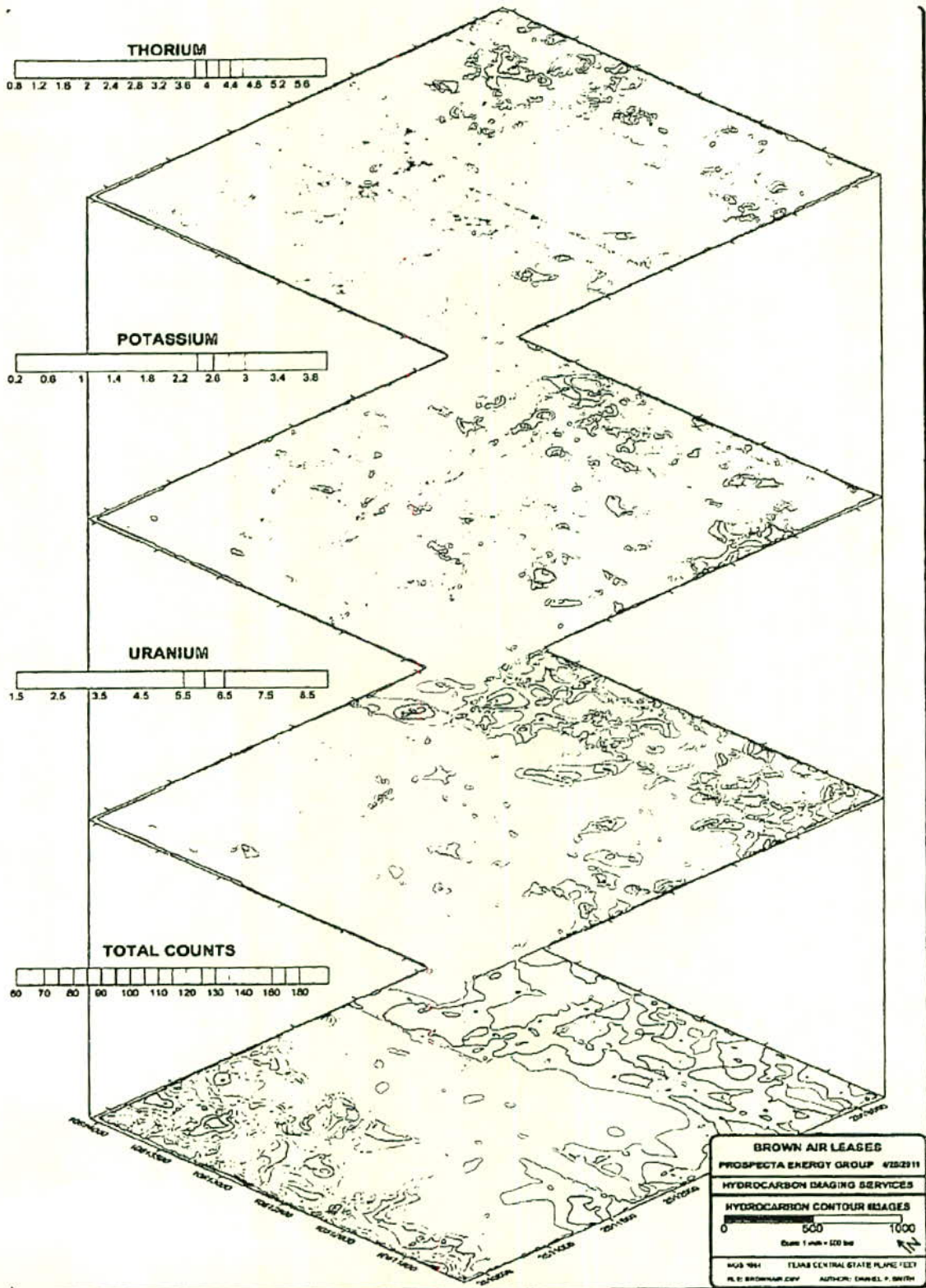
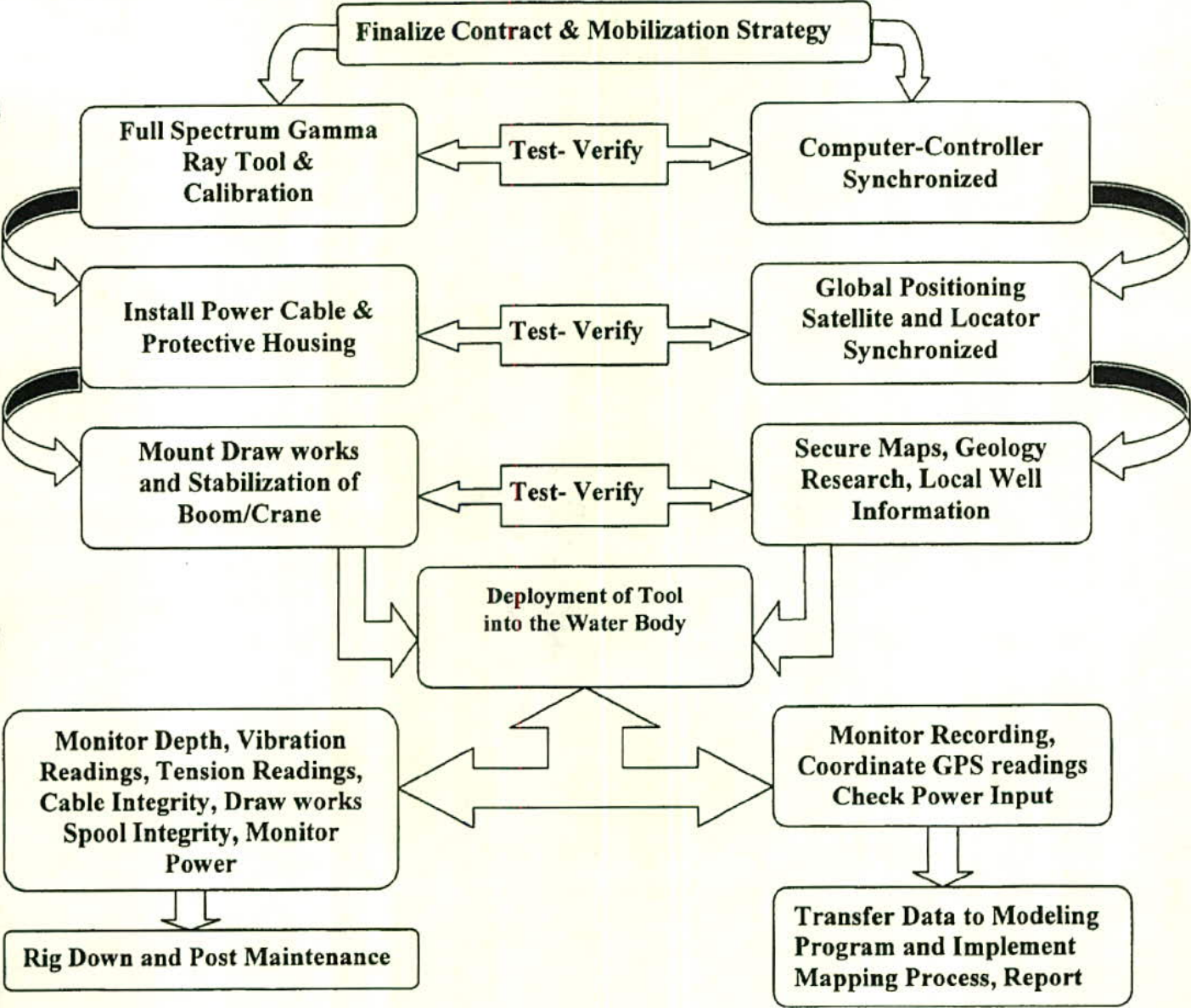


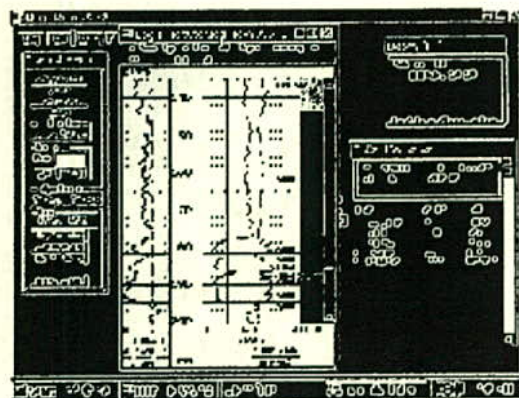
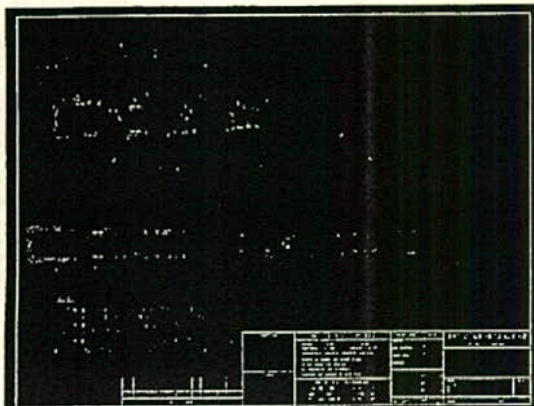
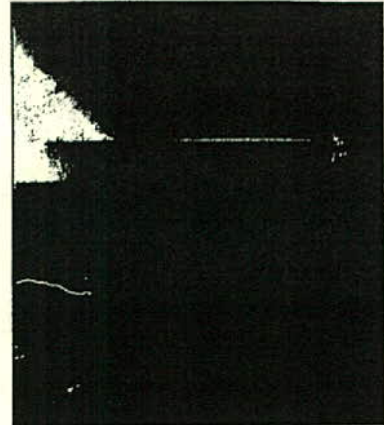
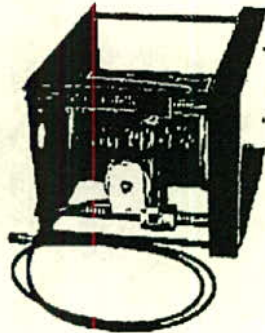
FIG. 8 - Flowchart



116

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

FIG. 9

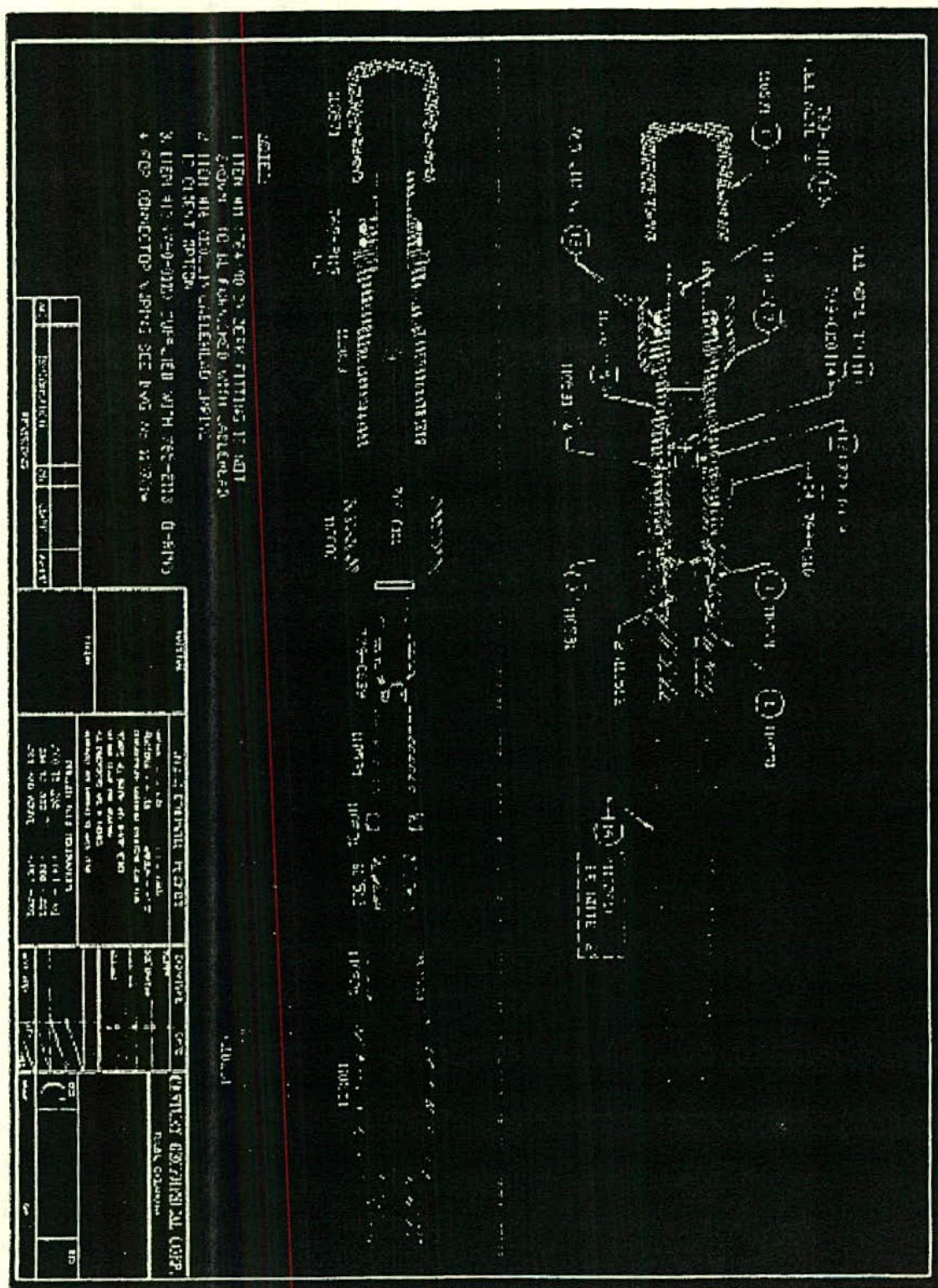


FEATURES

- 1. Potassium (K)
Percent 40
Offset: 135.63 cm (53.4in.)
- 2. Uranium (U):
Parts Per Million
Offset: 135.63 cm (53.4in.)
- 3. Thorium (T)
Offset: 135.63 cm (53.4in.)
- Length: 167 cm (65.75in.)
- Temperature: 65 C (150 F)
- Diameter: 60.96 mm (2.40 in.)
- Pressure: 232 kg/cm2 (3000 PSI)
- Weight: 16.82 kg (37 lb.)
- Logging Speed: 1.5 m/min. (5 ft./min.)
- Tool Voltage Required: 60 VDC



FIG. 10



718

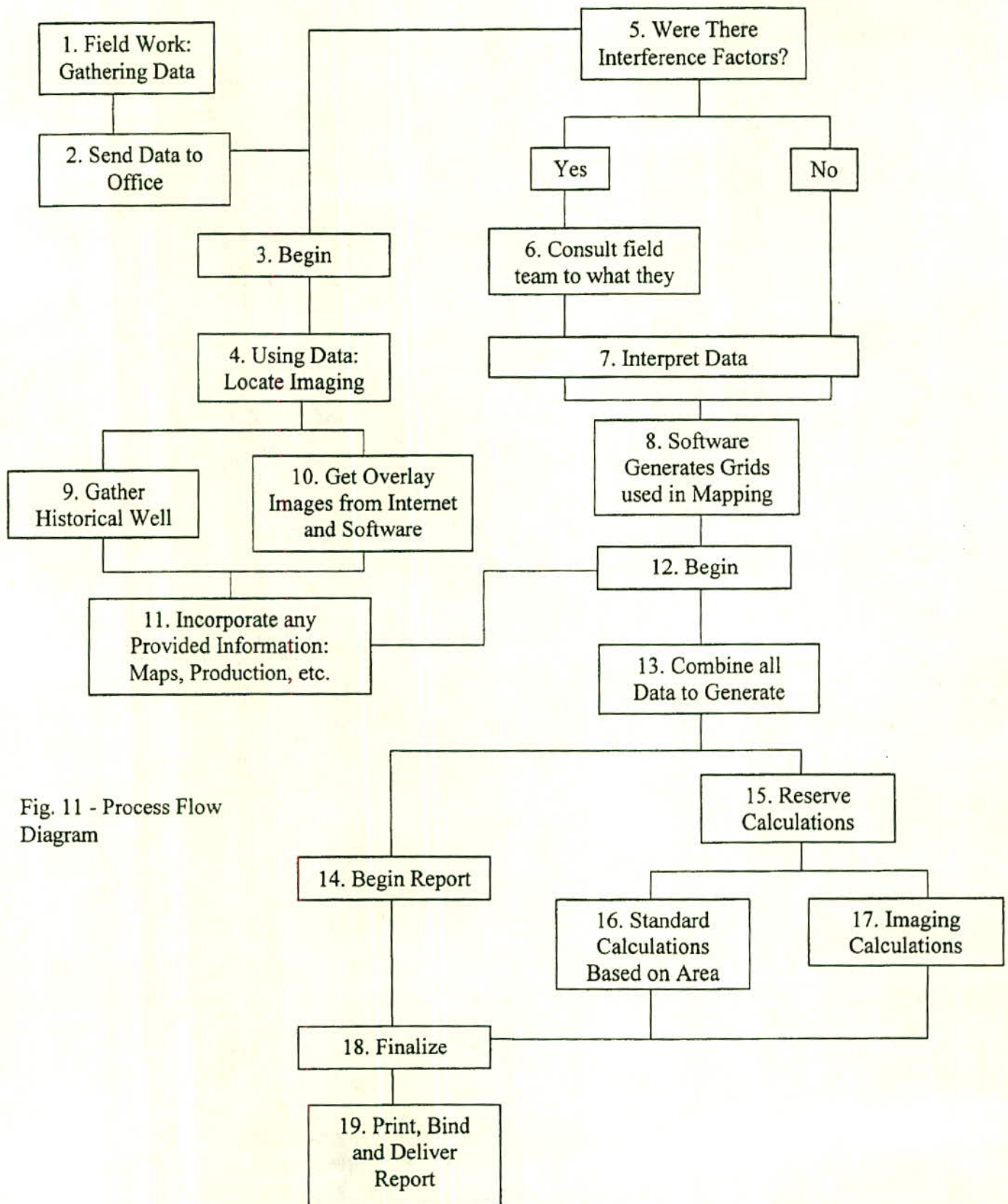
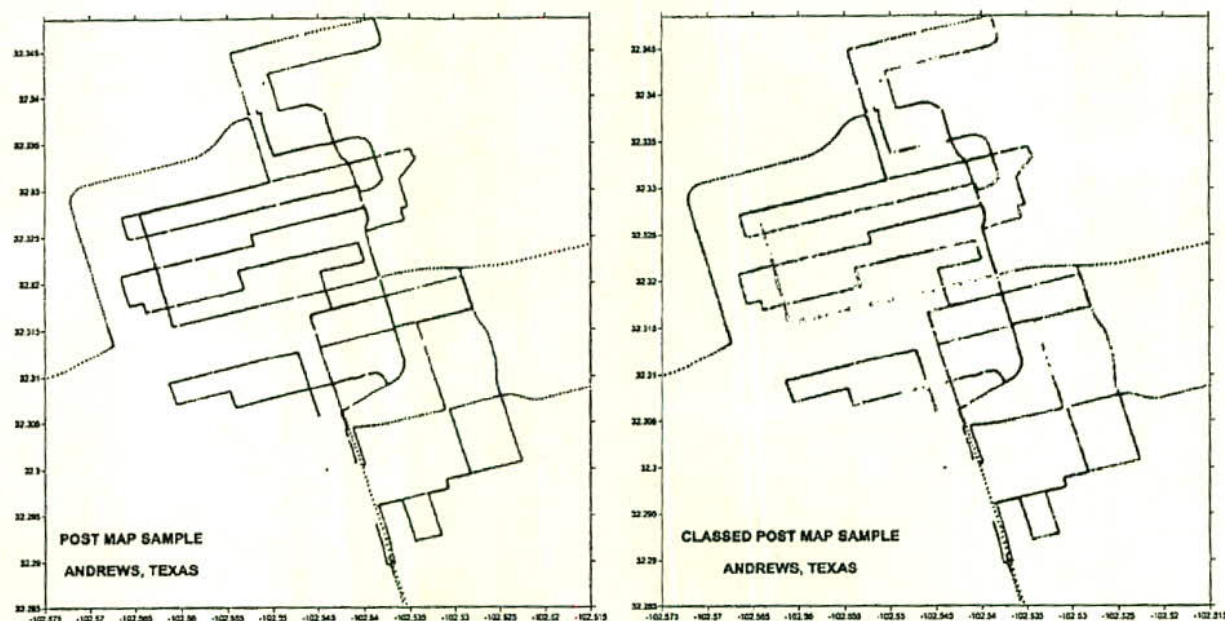


Fig. 11 - Process Flow Diagram

119

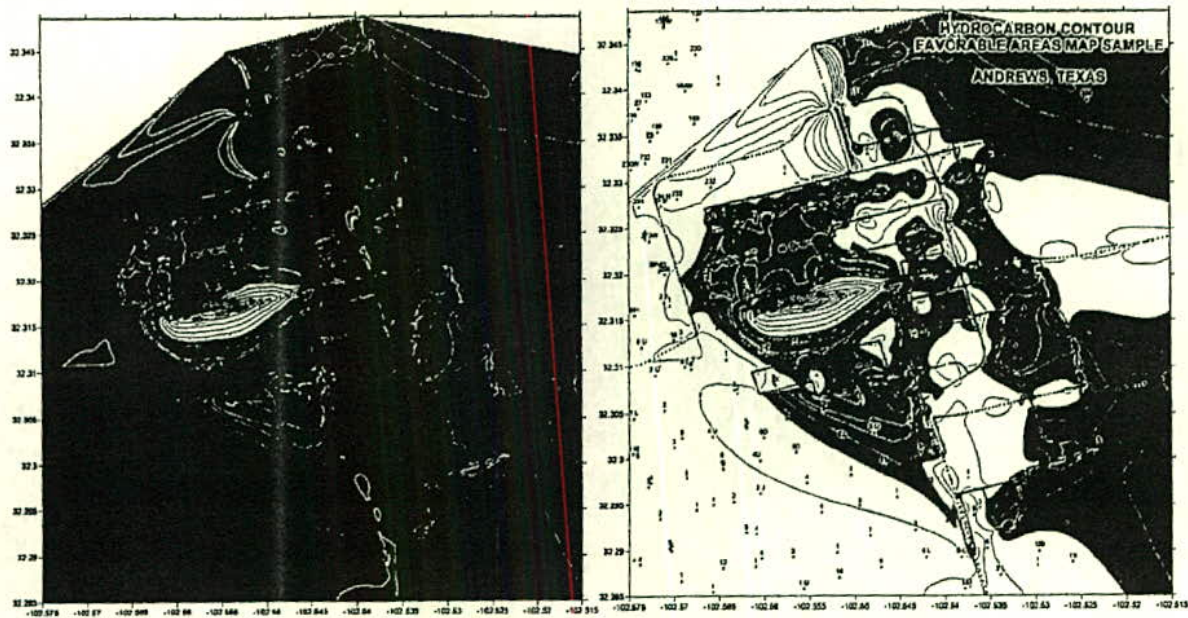
Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig. 12



Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

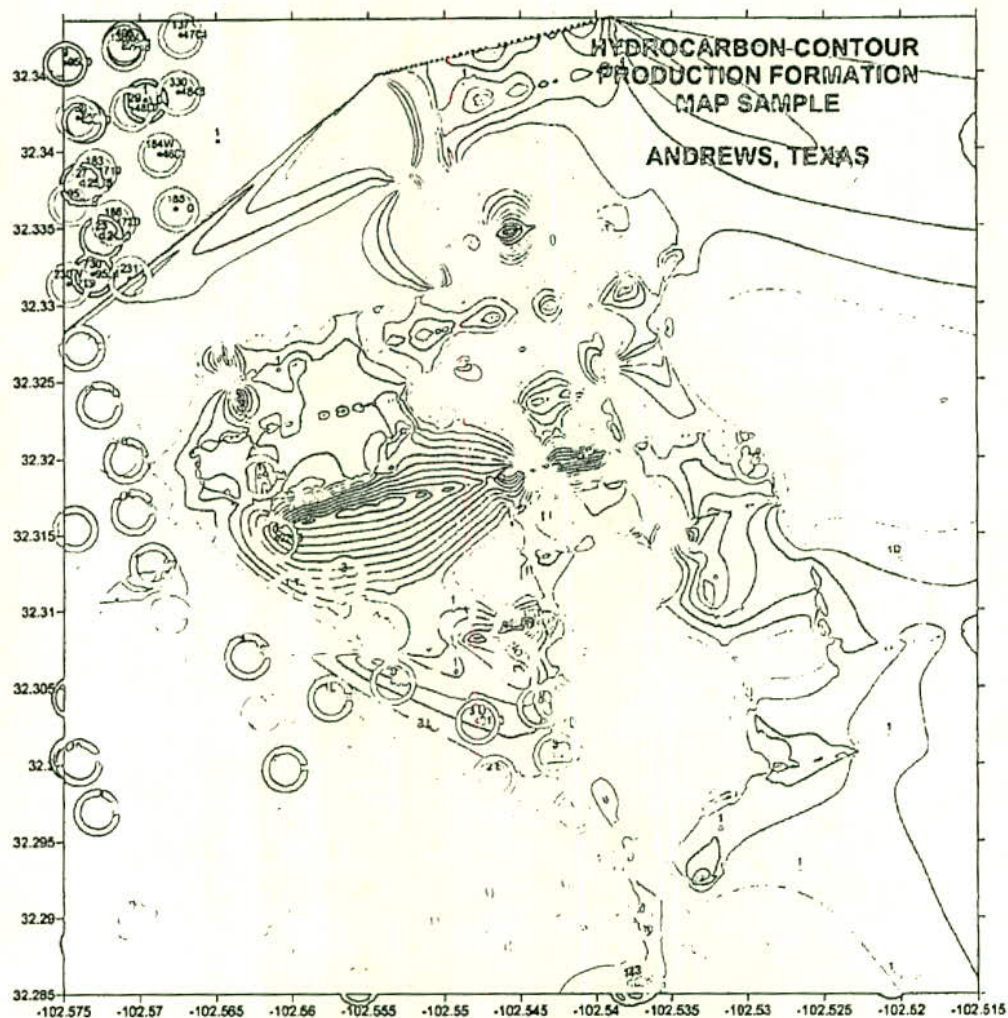
Fig. 13a



121

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Fig. 13b

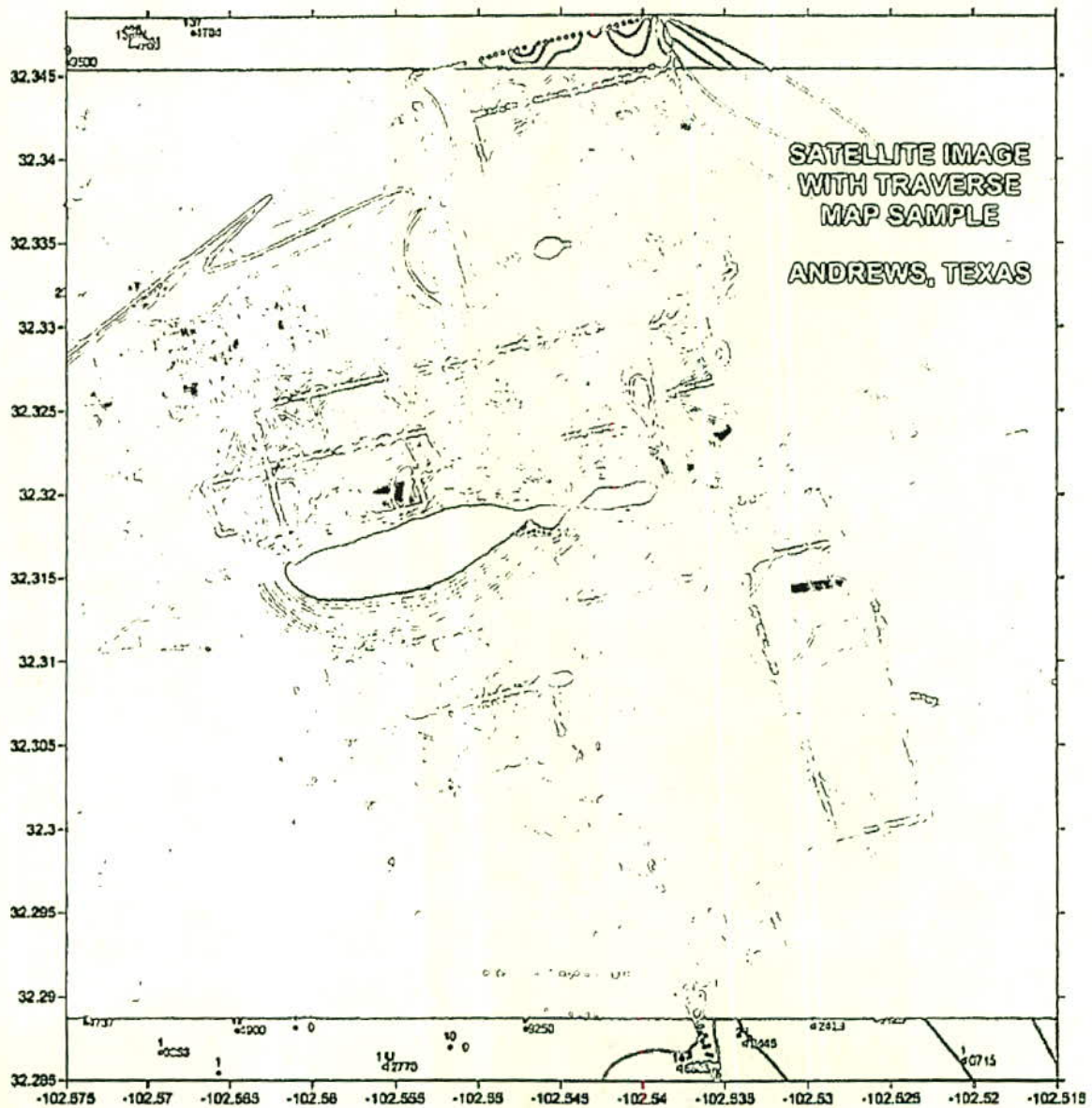


π^2

123

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

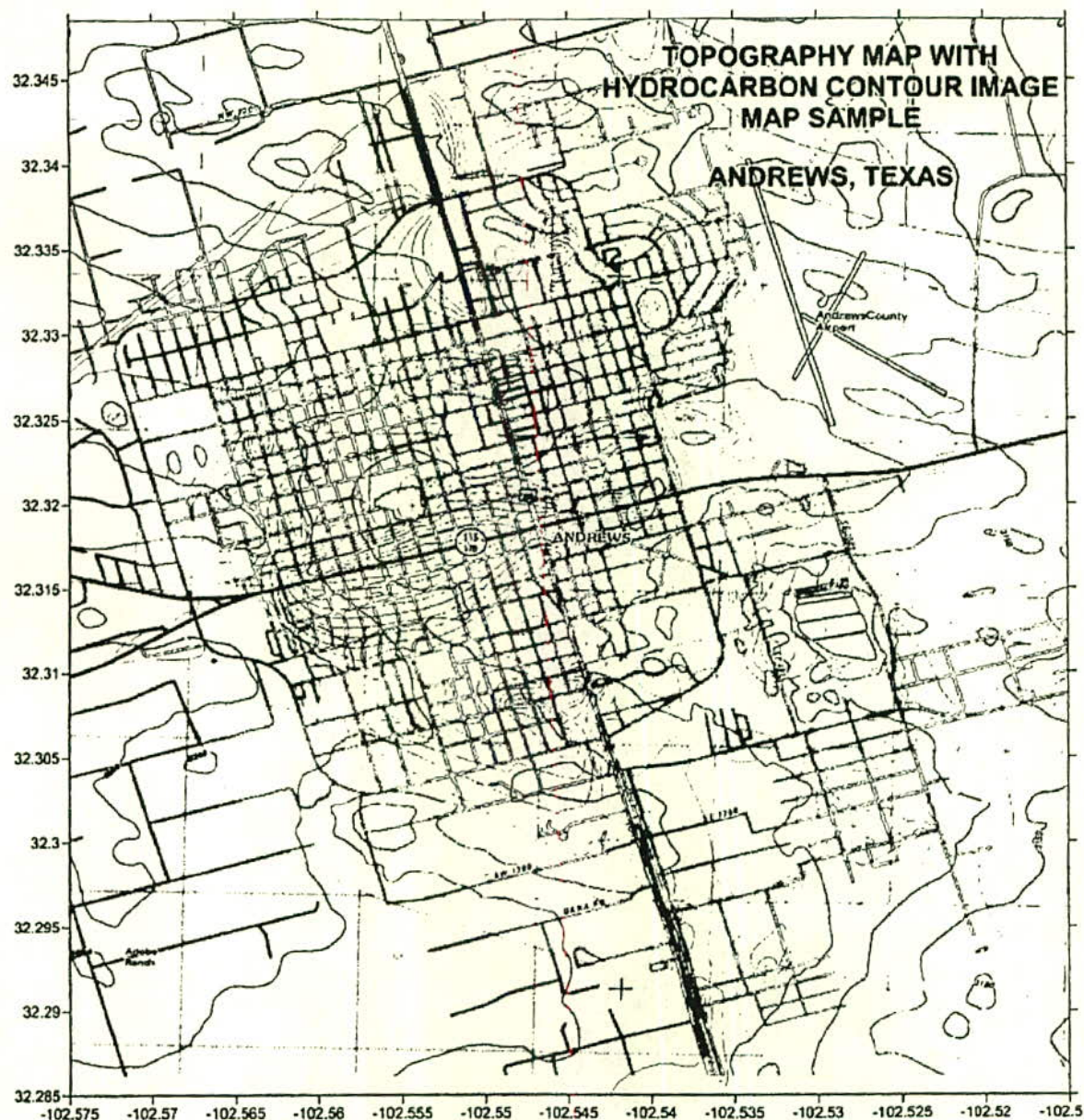
Figure 15



124

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

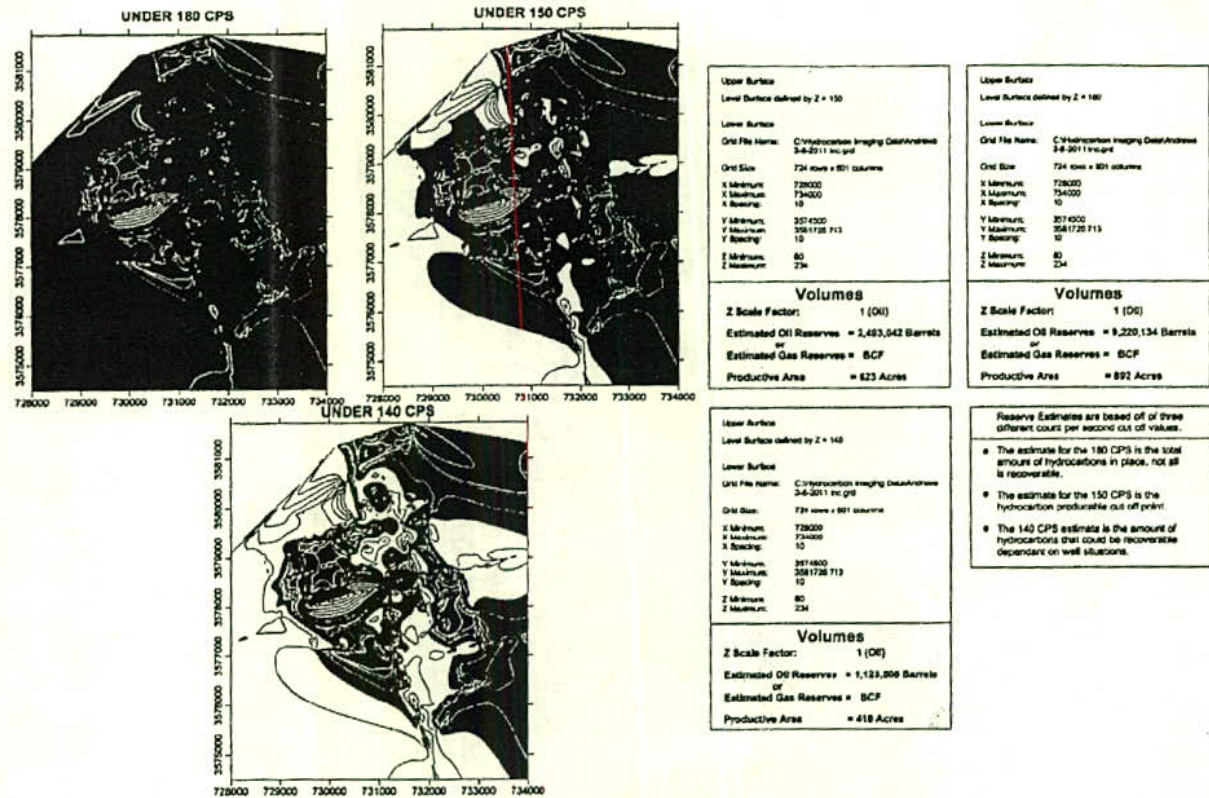
Figure 16.



125

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

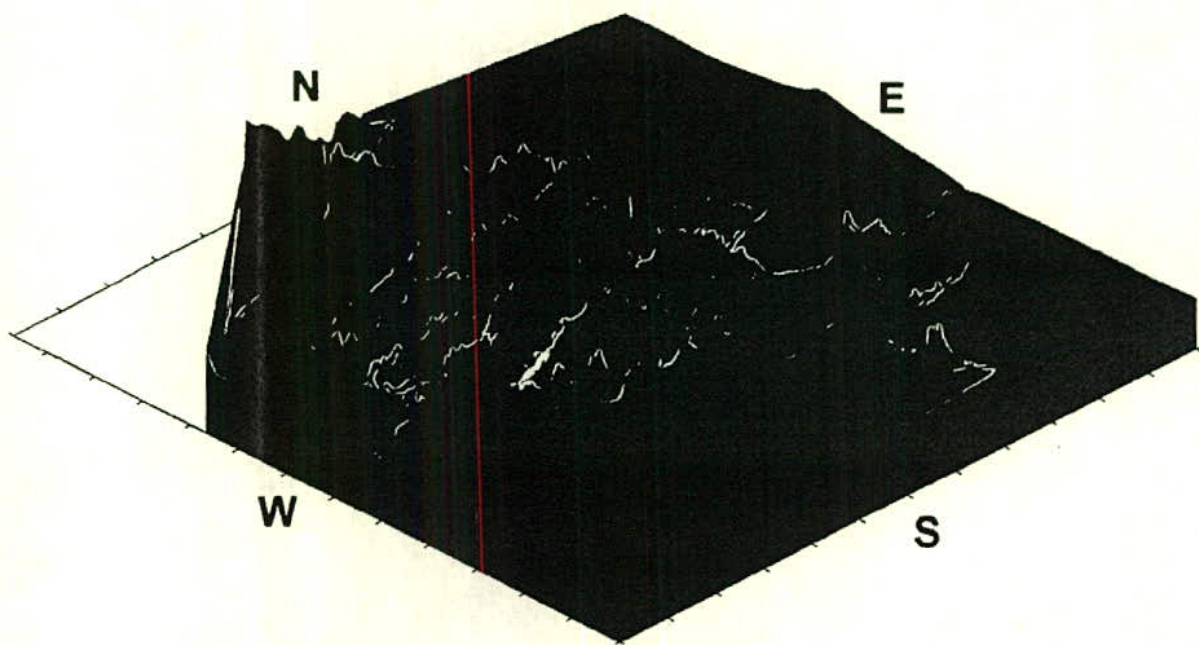
Figure 17.



126

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Figure 18



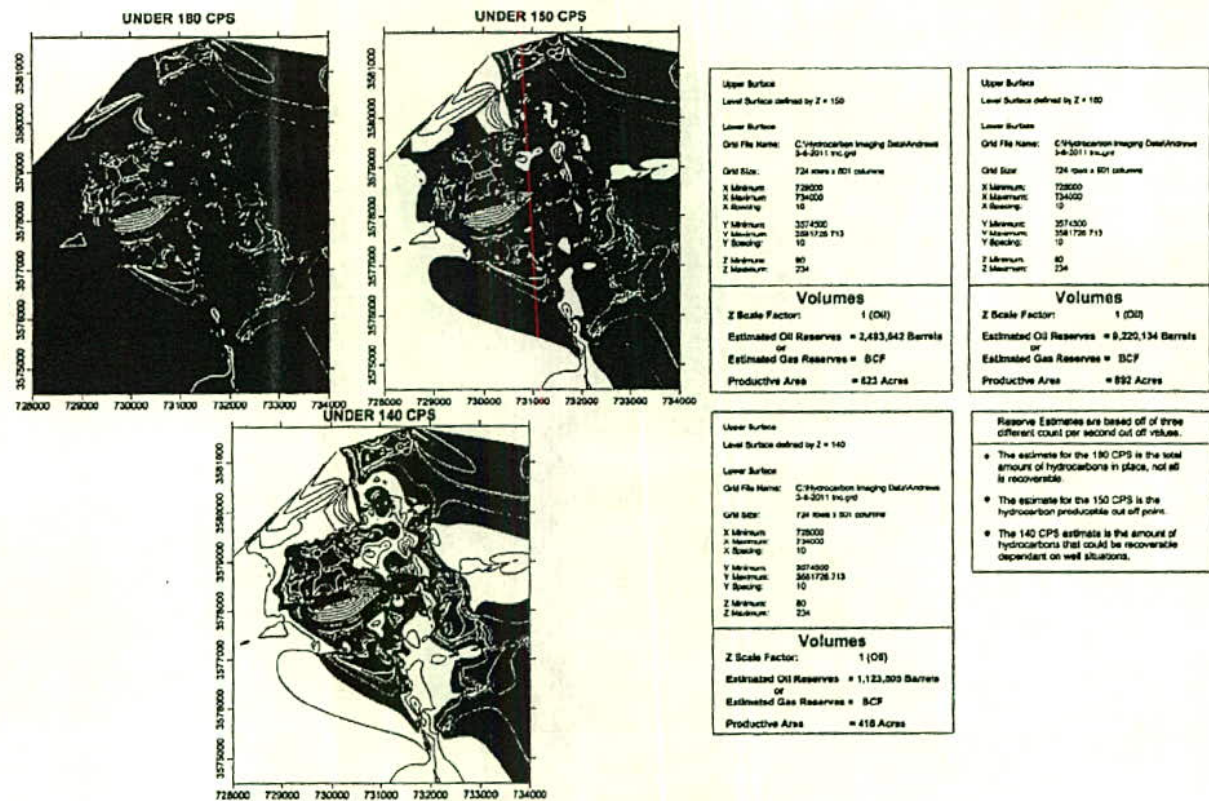
127

Express Mail Label No. EV383576936US
Atty. Docket No. 133000-010100/PRO

Figure 19.



Figure 20.



ATL 18,087,380v3 5-9-11

Upper Surface	
Level Surface defined by Z = 180	
Lower Surface	
Grid File Name:	C:\Hydrocarbon Imaging Data\Andrews 3-8-2011 Inc.grd
Grid Size:	724 rows x 601 columns
X Minimum:	728000
X Maximum:	734000
X Spacing:	10
Y Minimum:	3574500
Y Maximum:	3581726.713
Y Spacing:	10
Z Minimum:	80
Z Maximum:	234
Volumes	
Z Scale Factor:	1 (Oil)
Estimated Oil Reserves	= 9,220,134 Barrels
or	Estimated Gas Reserves = BCF
Productive Area	= 892 Acres

Upper Surface	
Level Surface defined by Z = 140	
Lower Surface	
Grid File Name:	C:\Hydrocarbon Imaging Data\Andrews 3-8-2011 Inc.grd
Grid Size:	724 rows x 601 columns
X Minimum:	728000
X Maximum:	734000
X Spacing:	10
Y Minimum:	3574500
Y Maximum:	3581726.713
Y Spacing:	10
Z Minimum:	80
Z Maximum:	234
Volumes	
Z Scale Factor:	1 (Oil)
Estimated Oil Reserves	= 1,123,505 Barrels
or	Estimated Gas Reserves = BCF
Productive Area	= 418 Acres

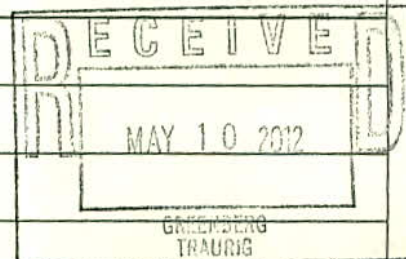
529

DOCUMENTOS PCT

130

Electronic Acknowledgement Receipt

EFS ID:	12743482
Application Number:	
International Application Number:	PCT/US12/37161
Confirmation Number:	7866
Title of Invention:	HYDROCARBON DETECTION SYSTEM AND METHOD
First Named Inventor/Applicant Name:	HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC.
Customer Number:	35893
Correspondence Address:	Chinh Pham Greenberg Traurig 77 West Wacker Drive Suite 3100 Chicago IL 60601 US 6173106000 bosipmail@gtlaw.com
Filer:	Chinh H. Pham
Filer Authorized By:	
Attorney Docket Number:	133000-010102/PCT
Receipt Date:	09-MAY-2012
Filing Date:	
Time Stamp:	20:06:05
Application Type:	International Application for filing in the US receiving office

**Payment information:**

Submitted with Payment	yes
------------------------	-----

Payment Type	Deposit Account				
Payment was successfully received in RAM	\$4114				
RAM confirmation Number	8247				
Deposit Account	502678				
Authorized User					
The Director of the USPTO is hereby authorized to charge indicated fees and credit any overpayment as follows: Charge any Additional Fees required under 37 CFR 1.445 (International application filing, processing and search fees) Charge any Additional Fees required under 37 CFR 1.17(t) (Acceptance of an unintentionally delayed claim for priority) Charge any Additional Fees required under PCT Rule 14 Charge any Additional Fees required under PCT Rule 15 Charge any Additional Fees required under PCT Rule 16					
File Listing:					
Document Number	Document Description	File Name	File Size(Bytes)/ Message Digest	Multi Part /.zip	Pages (if appl.)
1	ZIP	133000010102.zip	52504 7753363b733ed884755fb0661239ee65311cf8da	yes	
	Multipart Description/PDF files in .zip description				
	Document Description		Start	End	
	fees.pdf		1	2	
	pct101.pdf		1	5	
Warnings:					
Information:					
2	Drawings-only black and white line drawings	figs.PDF	1532116 6ebbc16bce09f20d029278a88733e102b491ce52	no	28
Warnings:					
Information:					
3		spec.pdf	238594 6e34cd2dc62381b1f111b8cd9a4bd9bc60d3a7e3e	yes	32
	Multipart Description/PDF files in .zip description				
	Document Description		Start	End	
	Specification		1	28	
	Claims		29	31	
	Abstract		32	32	
Warnings:					

Information:					
4	Fee Worksheet (SB06)	fee-info.pdf	36355	no	2
			75a04c19223000d910e8dfa30e7b525e25d2:c8be		
Warnings:					
Information:					
Total Files Size (in bytes):				1881010	
This Acknowledgement Receipt evidences receipt on the noted date by the USPTO of the indicated documents, characterized by the applicant, and including page counts, where applicable. It serves as evidence of receipt similar to a Post Card, as described in MPEP 503. <u>New Applications Under 35 U.S.C. 111</u> If a new application is being filed and the application includes the necessary components for a filing date (see 37 CFR 1.53(b)-(d) and MPEP 506), a Filing Receipt (37 CFR 1.54) will be issued in due course and the date shown on this Acknowledgement Receipt will establish the filing date of the application. <u>National Stage of an International Application under 35 U.S.C. 371</u> If a timely submission to enter the national stage of an international application is compliant with the conditions of 35 U.S.C. 371 and other applicable requirements a Form PCT/DO/EO/903 indicating acceptance of the application as a national stage submission under 35 U.S.C. 371 will be issued in addition to the Filing Receipt, in due course. <u>New International Application Filed with the USPTO as a Receiving Office</u> If a new international application is being filed and the international application includes the necessary components for an international filing date (see PCT Article 11 and MPEP 1810), a Notification of the International Application Number and of the International Filing Date (Form PCT/RO/105) will be issued in due course, subject to prescriptions concerning national security, and the date shown on this Acknowledgement Receipt will establish the international filing date of the application.					

133000010102

1/5

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

0	For receiving Office use only	
0-1	International Application No.	
0-2	International Filing Date	
0-3	Name of receiving Office and "PCT International Application"	
0-4	Form PCT/RO/101 PCT Request	
0-4-1	Prepared Using	PCT-SAFE [EASY/EFS-Web model] Version 3.51.051.227 MT/FOP 20111001/0.20.5.19
0-5	Petition The undersigned requests that the present International application be processed according to the Patent Cooperation Treaty	
0-6	Receiving Office (specified by the applicant)	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (RO/US)
0-7	Applicant's or agent's file reference	133000010102
I	Title of Invention	HYDROCARBON DETECTION SYSTEM AND METHOD
II	Applicant	
II-1	This person is	Applicant only
II-2	Applicant for	All designated States except US
II-4	Name	HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC.
II-5	Address	1260 S. Hwy. 385 Andrews, Texas 79714 United States of America
II-6	State of nationality	US
II-7	State of residence	US
III-1	Applicant and/or inventor	
III-1-1	This person is	Applicant and inventor
III-1-2	Applicant for	US only
III-1-4	Name (LAST, First)	CLARK, Robert J.
III-1-5	Address	366 NE 1500 Andrews, Texas 79714 United States of America
III-1-6	State of nationality	US
III-1-7	State of residence	US

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

III-2	Applicant and/or inventor	
III-2-1	This person is	Applicant and inventor
III-2-2	Applicant for	US only
III-2-4	Name (LAST, First)	SMITH, Daniel P.
III-2-5	Address	1452 Tanglewood Lane Odessa, Texas 79761 United States of America
III-2-6	State of nationality	US
III-2-7	State of residence	US
IV-1	Agent or common representative; or address for correspondence	
	The person identified below is hereby/ has been appointed to act on behalf of the applicant(s) before the competent International Authorities as:	Agent
IV-1-1	Name (LAST, First)	PHAM, Chinh H.
IV-1-2	Address	GREENBERG TRAURIG, LLP 77 West Wacker Drive Suite 3100 Chicago, Illinois 60601 United States of America
IV-1-3	Telephone No.	617-310-6000
IV-1-4	Facsimile No.	617-310-6001
IV-1-5	e-mail	BOSipmail@gtlaw.com
IV-1-5(a)	E-mail authorization) The receiving Office, the International Searching Authority, the International Bureau and the International Preliminary Examining Authority are authorized to use this e-mail address, if the Office or Authority so wishes, to send notifications issued in respect of this international application:	exclusively in electronic form (no paper notifications will be sent)
IV-1-6	Agent's registration No.	39,329
V	DESIGNATIONS	
V-1	The filing of this request constitutes under Rule 4.9(a), the designation of all Contracting States bound by the PCT on the International filing date, for the grant of every kind of protection available and, where applicable, for the grant of both regional and national patents.	
VI-1	Priority claim of earlier national application	
VI-1-1	Filing date	09 May 2011 (09.05.2011)
VI-1-2	Number	61/518,615
VI-1-3	Country	US

135

133000010102

3/5

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VI-2	Priority document request The receiving Office is requested to prepare and transmit to the International Bureau a certified copy of the earlier application(s) identified above as item(s):	VI-1	
VI-3	Incorporation by reference : where an element of the international application referred to in Article 11(1)(iii)(d) or (e) or a part of the description, claims or drawings referred to in Rule 20.5(a) is not otherwise contained in this international application but is completely contained in an earlier application whose priority is claimed on the date on which one or more elements referred to in Article 11(1)(iii) were first received by the receiving Office, that element or part is, subject to confirmation under Rule 20.6, incorporated by reference in this international application for the purposes of Rule 20.6.		
VII-1	International Searching Authority Chosen	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (ISA/US)	
VIII	Declarations	Number of declarations	
VIII-1	Declaration as to the identity of the inventor	-	
VIII-2	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent	-	
VIII-3	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application	1	
VIII-4	Declaration of inventorship (only for the purposes of the designation of the United States of America)	-	
VIII-5	Declaration as to non-prejudicial disclosures or exceptions to lack of novelty	-	

133000010102

4/5

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VIII-3-1	Declaration: Entitlement to claim priority Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application specified below, where the applicant is not the applicant who filed the earlier application or where the applicant's name has changed since the filing of the earlier application (Rules 4.17(iii) and 51bis.1(a)(iii)) Name	In relation to this international application HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC. is entitled to claim priority of earlier application No. 61/518,615 by virtue of the following:
VIII-3-1(i v)		an assignment from CLARK, Robert J. to HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC., dated 03 May 2012 (03.05.2012)
VIII-3-1(i v)		an assignment from SMITH, Daniel P. to HYDROCARBON IMAGING SERVICES, INC., dated 03 May 2012 (03.05.2012)

137

133000010102

5/5

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

IX	Check list	Number of sheets	Electronic file(s) attached
IX-1	Request (including declaration sheets)	5	✓
IX-2	Description	27	-
IX-3	Claims	4	-
IX-4	Abstract	1	✓
IX-5	Drawings	28	-
IX-7	TOTAL	65	
Accompanying Items		Paper document(s) attached	Electronic file(s) attached
IX-8	Fee calculation sheet	✓	-
IX-20	Figure of the drawings which should accompany the abstract	14	
IX-21	Language of filing of the international application	English	
X-1	Signature of applicant, agent or common representative	/Chinh H. Pham, Reg. No. 39,329/	
X-1-1	Name (LAST, First)	PHAM, Chinh H.	
X-1-2	Name of signatory		
X-1-3	Capacity (if such capacity is not obvious from reading the request)		

FOR RECEIVING OFFICE USE ONLY

10-1	Date of actual receipt of the purported international application	
10-2	Drawings:	
10-2-1	Received	
10-2-2	Not received	
10-3	Corrected date of actual receipt due to later but timely received papers or drawings completing the purported international application	
10-4	Date of timely receipt of the required corrections under PCT Article 11(2)	
10-5	International Searching Authority	ISA/US
10-6	Transmittal of search copy delayed until search fee is paid	

FOR INTERNATIONAL BUREAU USE ONLY

11-1	Date of receipt of the record copy by the International Bureau	
------	--	--

TITLE

HYDROCARBON DETECTION SYSTEM AND METHOD

CROSS-REFERENCE TO RELATED APPLICATIONS

[0001] This application claims benefit of United States provisional patent application serial number 61/518,615, filed May 9, 2011, which is incorporated herein by reference in its entirety.

FIELD OF THE INVENTION

[0002] The instant invention relates to detection of hydrocarbon deposits in the earth. More particularly, the invention relates to systems and methods for locating oil, natural gas, or other fossil deposits through the detection, logging and charting of both the beta and gamma rays emitted from the earth basement.

BACKGROUND

[0003] Seismic detection of oil and gas can be costly, time consuming, and inaccurate. Additionally, in order to provide accurate results, seismic graphing often requires that the seismic survey be expanded into areas surrounding the immediate area of interest. This can be very expensive for the party purchasing or contracting the data, and in some cases the data may not be available for the party in a commercially viable time frame.

[0004] Naturally occurring radiation emanating from the earth, such as gamma or beta rays, can provide insight into the location of hydrocarbon deposits under the surface of the earth. This is because hydrocarbon deposits may tend to block radiation. Therefore, in locations where hydrocarbon is present, less radiation may emanate. However, such techniques for locating hydrocarbon deposits have been historically inaccurate. Additionally, since water tends to absorb the radiation, such techniques have not been used in underwater environments.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

- [0005] All figures depicting hydrocarbon imaging results are for demonstration purposes only. No quantifiable hydrocarbon information can be garnered from the maps and information shown throughout the figures.
- [0006] FIG. 1 is a block diagram of a sensor for receiving radiation, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0007] FIG. 2A and 2B illustrate systems for over-land traversal an area of interest to record radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0008] FIG. 2C shows a map of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0009] FIG. 3A illustrates a system for air-traversal of an area of interest to record radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0010] FIG. 3B shows a map of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0011] FIG. 4A illustrates a system for subaqueous-traversal of an area of interest to record radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0012] FIG. 4B illustrates a cable head assembly, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0013] FIG. 5 illustrates a system for subaqueous-traversal of an area of interest to record radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0014] FIG. 6 illustrates a sensor system for subaqueous use, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0015] FIGs. 7A-7B illustrate a sensor system for mounting on a seagoing vessel, in accordance with an embodiment of the invention.

- [0016] FIG. 8A and 8B illustrate a system for subaqueous-traversal of an area of interest to record radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0017] FIG. 9 illustrates a system for determining the position of an underwater sensor, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0018] FIG. 10 illustrates a system for determining the position of an underwater sensor, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0019] FIG. 11 illustrates a system for determining the position of an underwater sensor, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0020] FIG. 12A illustrates a map and traversal path of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0021] FIG. 12B illustrates a contour map showing radiation measurements, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0022] FIG. 13A-13H show maps of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0023] FIG. 14A-14C show maps of an area of interest, including gamma ray logs, in accordance with embodiments of the invention.
- [0024] FIG. 15 shows a map of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0025] FIG. 16 shows a map of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0026] FIG. 17 shows a map of an area of interest, in accordance with an embodiment of the invention.
- [0027] FIG. 18 shows a system for detecting hydrocarbon, in accordance with an embodiment of the invention.

DETAILED DESCRIPTION

[0028] Overview

[0029] The present invention relates to the detection of hydrocarbon deposits such as oil and gas beneath the surface of the earth. Embodiments of the methods and systems for detecting hydrocarbon deposits can be used over or on land, from the air, or underwater.

[0030] In an embodiment, in order to detect hydrocarbon deposits under the surface of the earth, a sensor may be used to detect radiation emanating from the earth. The radiation may result from naturally occurring isotopes, such as uranium, potassium, thorium, and the like, under the earth substrata of the earth. The sensor may be moved along the surface of the earth, on land or underwater, so that the radiation can be detected as the sensor traverses across a surface area of interest.

[0031] As the sensor traverses the area of interest, the level of radiation picked up by the sensor will vary. For example, hydrocarbon deposits such as oil, gas, or other fossil fuels under the earth's surface can block the radiation so as to reduce the amount of radiation received in certain areas. Accordingly, in areas where hydrocarbon deposits are present, the sensor may pick up less radiation than it would in areas where there are no hydrocarbon deposits.

[0032] The sensor may be part of a system that includes a positioning system, such as a GPS or other positioning system, so that the location of the sensor can be associated with each radiation measurement from the sensor. This allows the radiation measurements to be used to create two or three dimensional maps of the area of interest based upon the radiation readings taken over the surface of the area. The maps can be used to determine locations, within the area of interest, where hydrocarbon deposits may be present, and where commercial drilling may be viable.

[0033] In order to increase the accuracy of the maps, the system can incorporate other information into the maps. This information can include historical information about hydrocarbon wells in the area, geographical information about the area of interest, locations of roads or other man-made structures in the area, and other information which will be described below.

[0034] Sensor

[0035] In an embodiment, a sensor used to detect radiation emanating from the earth may include a housing, at least one scintillator within the housing that can convert radiation into light pulses, and a circuit that can convert the light pulses into electrical signals and data for display and/or mapping.

[0036] FIG. 1 shows a diagram of a sensor 10 in accordance with an embodiment of the invention. As shown, scintillators 100 for detecting radiation 101 from the earth may be positioned within a housing 102 or sensor 10. The scintillators 100 may be connected to one or more photomultiplier tubes 104 that can translate light pulses, converted from detected radiation moving through the scintillators 100, into electrical signals. A circuit 106, coupled to the photomultiplier tubes 104, can then process the electrical signals for subsequent use in generating a display, such as a map. Although multiple scintillators 100 are shown, the sensor 10 may have a single scintillator 100 in an embodiment.

[0037] In an embodiment, the scintillators 100 in the sensor 10 may include crystals of Lutetium Yttrium Orthosilicate (LYSO), Bismuth Germinate (BGO), Thallium doped Sodium Iodide (NaI), Cerium doped Lanthanum Bromide (LaBr₃), or similar polycrystalline materials.

[0038] When radiation, such as gamma radiation, hits the scintillators 100, it may cause a photon or light pulse to occur within a crystalline structure of the scintillator. The intensity of the light pulse may be directly proportional to the strength of the radiation received. Once the radiation is converted into a light pulse, circuit 106 can receive the light pulse, and produce a corresponding electrical signal. Since the magnitude of the electrical signal may be directly proportional to the intensity of the light pulse, if the strength of the radiation in an area is high, the corresponding magnitude of the electrical signal may also be high.

[0039] In another embodiment, scintillators 100 may include any other type of crystal or material that can scintillate and convert radiation into light pulses. In other embodiments, other non-scintillating methods of detecting radiation can be employed, so long as the detected radiation can be captured and subsequently recorded as data.

[0040] The radiation from the earth may come from different sources. In order to differentiate the radiation from different sources, circuit 106 may include at least one programmable controller (not shown) to generate the electrical signal. The controller may be, in an embodiment, a digital signal processing (DSP) chip or other processor that can manipulate the electrical signal by, for example, separating the electrical signal into component signals each representing radiation received from a particular isotope or radiation source. In an embodiment, the circuit 106 may separate the electrical signal into component signals that represent the radiation received from thorium, uranium, and/or potassium. The separation may be based upon the voltage level of the electrical signals received from the scintillators 100. The circuit 106 may also provide a measurement of the total amount of radiation received.

[0041] While many naturally occurring elements have radioactive isotopes, potassium (40K), and the uranium (238U) and thorium (232Th) decay series, may have radioisotopes that produce relatively strong gamma rays for use in gamma ray spectrometry. To this end, the DSP can separate the radiation signal into component signals based upon the individual microvoltage levels of the radiation received. For example, voltage levels between about 1.2 MeV and about 1.6 MeV may indicate the source of the radiation is potassium; voltage levels between about 1.6 MeV to about 2 MeV may indicate the source of the radiation is uranium, and voltage levels between about 2 MeV and 3 MeV may indicate the source of the radiation is thorium. The DSP can also produce a total gamma ray count, which may correspond to voltage levels between about 0.4 MeV and about 3 MeV. Separating the radiation into component signals representative of particular isotopes can aid in developing displays, such as maps, that can be used to visualize the location of hydrocarbon deposits, as will be discussed below.

[0042] The circuit 106 may also count the number or frequency of radiation pulses received in an area along which detection is being carried out to determine the number of radiation pulses received by the scintillators 100 and/or the intensity of the radiation emanating from the earth. As noted, hydrocarbons under the immediate top surface of the earth can block radiation emanating from the earth. Accordingly, in areas where hydrocarbon deposits are present, the sensor 10 may receive fewer radiation pulses, or radiation pulses at a lower frequency, than in areas where no hydrocarbon is present. The

radiation counts can subsequently be used to determine the likelihood of hydrocarbon deposits in the area of interest, which will be discussed below in greater detail.

[0043] In one embodiment, the sensor 10 can be situated within a housing for protection against damage. Various housings 102 may allow the sensor 10 to be used at sea, on land, on or near the ocean floor, on or near dry land masses, on or near marsh bottoms, on or near inland sea bottoms, in areas of thick forestation and jungle environments, etc. For example, as shown in FIG. 2A, a housing 200, within which sensor 10 is situated, may be mounted to a vehicle 202. In another embodiment, as shown in FIG. 2B, a housing 204 may fit within a backpack 206 or saddlebag. These embodiments may allow the sensor 10 to be carried by a vehicle, person, or animal so that it can traverse an area of land that is of interest to detect radiation. As shown, the sensor 10 may be coupled, through a wireless or wired communication link, to a laptop or other computing device 210 that can receive and process the radiation data.

[0044] A housing 300 can also be mounted onto an aircraft 302 such as a helicopter or plane, as shown in FIG. 3A. This may allow the sensor 10 to be moved over the surface of an area of interest to detect radiation. Traversal charts 208 (FIG. 2C) and 304 (FIG. 3B) show sample traversal patterns that can be traveled by a vehicle, person or animal, or aircraft while carrying sensor 10.

[0045] In another embodiment, a housing 400 may be designed to be used subaqueously, as shown in FIG. 4A, where housing 400 can be substantially fluid-tight so that the sensor 10 can traverse an underwater area to detect radiation. In such an embodiment, the sensor 10 may be tethered to a surface vessel, such as boat 402, by a cable 404. Cable 404 may include electrical wires or cables so that can provide power to the sensor 10 and allow the sensor 10 to communicate with computer equipment on boat 402. In an embodiment, the sensor 10 may be used at depths ranging from about 1 meter to about 3000 meters or greater.

[0046] The housing 400 may include a pipe, hose, or tube within which the scintillator 100 and associated electronics and connectors can be accommodated. In an embodiment, the housing 400 may be towed behind the vessel in a substantially horizontal position. This may allow the scintillator 100 to remain near or embedded

into the underwater floor for accurate radiation readings. Should the sensor 10 rise off the floor, gamma ray and other radiation readings may become inaccurate due to the dispersion and absorption by the water. In an embodiment, the housing 400 may be fluid-tight so that the sensor 10 is not directly exposed to water.

[0047] The cable 404, in an embodiment, may be spooled onto spool 408 on the deck of the boat 402 and let out to a sufficient length so that the housing 400 can remain on or near the floor 406. Since radiation emanating from the earth may tend to dissipate or be absorbed by the water within a few feet of the underwater surface 406, maintaining the sensor 10 on or near the surface 406 may allow the sensor 10 to receive radiation readings in a water-based environment.

[0048] It should be appreciated that, if the underwater floor 406 is uneven or has obstacles, towing the sensor 10 behind a boat 402 may cause the sensor 10 to be roughly jostled and damaged, or detached and lost. In order to minimize damage, cable 404 and housing 400 may include features to protect the sensor 10 as it is towed. These features may include strain reliefs, shock absorbers, and the like. FIG. 4B shows an example of a subaqueous cable head assembly 410 with a strain relief that can act to minimize damage to a sensor 10 that is towed behind a boat. In an embodiment, the cable windings 412 within the cable head assembly 410 may act as a strain relief and provide enough connective force to keep the sensor 10 from becoming dislodged from the cable 404 and lost.

[0049] In another embodiment, the housing 400 may include of a vertical rod 504 or conduit that can move the sensor 10 up and down so that it can access the floor 406. As shown in FIG. 5, housing 500 may be mounted on a surface vessel 502. Housing 500 may include a vertical rod 504, which may be a solid, segmented, and/or hollow tube, for example. Rod 504 can be moved up and down by a piston drive 506, such as motor. Housing 500 may also include a distal end 508, within which the scintillators 100 may be positioned. As the piston drive 506 moves rod 504 up and down, the distal end 508 may penetrate the underwater floor 510 so that the scintillators 100 can obtain an accurate reading of radiation 512. In an embodiment, the piston drive 506 and distal end 508 may be used in depths of about 1 meter to about 200 meters or greater.

146

- [0050] FIG. 6 shows another example of a piston drive 506 and tube 504. The piston drive 506 includes gears 600 which can be turned by an electric motor 602. A programmable drive controller 604 can control the speed, timing, and direction of the motor in order to control the up and down motion of probe end 508. In an embodiment, the controller 604 can cause the probe end 508 to repeatedly move up and down, at a specified or variable frequency, during traversal of the area of interest. The display panel 606 can display information about the probe, such as the frequency of the up and down motion, as well as provide emergency shut off controls.
- [0051] In an embodiment, if the data cable 610 for communicating with the sensor 10 is outside of tube 504, a winch system 608 may be used to provide a data connection to the probe end 508. In this embodiment, winch system 608 may be used to let out or take in the data cable 610 as the probe end 508 is raised and lowered.
- [0052] The piston drive 506 can also include mechanisms for sampling and testing water during traversal of the area of interest. For example, a liquid pump 612 may pump fluid from the underwater surface near the distal end 508, so that the fluid can be sampled on board a surface vessel such as boat 502. Also a gas-liquid separator 614 may be used to separate gas from the water in the event that gas samples are needed or desired. A fluid sampling system 616 may also be included, and may be used to collect the liquid or gas samples that have been pumped into the vessel. In an embodiment, the fluid sampling system 616 may store the samples in containers without exposing them to the atmosphere in order to reduce the risk of contamination.
- [0053] Piston drive 506, in an embodiment, may be mounted on a skid 700 that allows the boat to move while distal end 508 has accessed the underwater floor. The skid may be installed on the deck of the boat or vessel 502. As shown in FIG. 7A, skid 700 may allow piston drive 506 to travel back and forth on tracks 701 between Position 1 and Position 2 shown in FIG. 7A. In another embodiment, as shown in FIG. 7B, skid 700 may include a pivot 705 to allow piston drive 506 to pivot between position 3 and position 4 shown in FIG. 7B. Skid 700 may also include a brace 704 to prevent piston drive 506 from pivoting past a desired angle. These sliding and pivoting skids 700 provide mechanical play between the distal end 506 and the boat or vessel 502 that can allow the distal end 506 to remain penetrated within the

underwater surface while the boat continues to move. If desired, the skid 700 may incorporate both tracks 701 and pivot 705 to allow for movement of the boat or vessel.

[0054] In another embodiment, as shown in FIG. 8A a sensor housing 102 may be mounted on an underwater rover, such as remotely-operated rover 802. The rover 802 may have thrusters (not shown), wheels (not shown), and/or tracks 814 for underwater propulsion. In an embodiment, the housing 102 can be mounted so that a section 806 of the sensor 10 penetrates silt, sediment, or other material on the underwater floor. The rovers may be in communication with a vessel 810 through cable 808. Cable 808 can provide power, controls for operating the rovers, and can also be used to lift or lower the rover into the water.

[0055] As shown in FIG. 8B, multiple rovers 802, each carrying a sensor 10, can be in communication with and controlled from a single vessel. This can allow the area of interest to be traversed in less time, if desired. As the rovers 802 traverse the area, the data received by the sensor 10 can be stored in a central computing system on board the vessel.

[0056] The housing 102 can incorporate, or include, various elements including, but not limited to: a structural platform and electronic configuration so as to integrate and connect power sources and facilitate data transfer; a composite connecting cable system or battery pack for power, data transfer, and towing; a shock absorbing encasement, i.e. hose, sprayed coating, non-absorbing foam, plastic; additional geoscientific survey instruments, i.e. sonic tool, gamma ray neutron density, resistivity, magnetic, density, neutron, temperature, pressure, side sampler; a receiving controller of electronic data; a computer system for storing, organizing, and retrieving data; a modeling program for data input and interpretation; an integrated mapping program that incorporates all field data along with historical support information that includes well histories, seismic interpretations, well logs; etc.

[0057] Other instrumentation that can be used in conjunction with the sensor 10 or system includes, but is not limited to:

- [0058] A Sonic Full Wave tool: A tool that sends an active sonar pulse that can be used to identify porosity and permeability matrices within the formation rock structure.
- [0059] A Conductivity tool for measurement of electrical sensitivity to water saturations and content.
- [0060] Gamma ray neutron density tools: Active inducement of man-made radioactive isotopes so as to measure hydrocarbon absorption characteristics of the rock of a given formation strata.
- [0061] A gravitometer for measurement of a formation's gravitational response with baselines against known structures contrasted to the earth's polarities.
- [0062] Magnetic locator tools for measurement of magnetic tendencies to the indigenous iron elements in a given formation.
- [0063] Electro Magnetic tools for identifying a combination of electrical and magnetic properties in which known formations can be quantified for hydrocarbon content and possible formation depth.
- [0064] a Magnetometer for measurement of magnetic tendencies to the indigenous iron elements in a given formation.
- [0065] A General Neutron tool: A specially tuned device for tracing and identifying the more active and short lived neutron movement within a formation of the earth.
- [0066] All-Density tools i.e. compensated density, near density, far density, high resolution density. These tools identify bulk concentration within the pore spaces of a given formation thus quantifying porosities and associated permeability of a formation.
- [0067] An Acoustic Televiwer: A tool that mirrors the near faulting lenses of an earth formation from a vertical portal.
- [0068] A Spontaneous Potential tool: This tool measures the electrical potential and thus quantifies the interplay between oil and water content within a reservoir.
- [0069] Total Resistivity tools, i.e. fluid resistivity, guard resistivity, lateral resistivity, guard resistivity, micro resistivity, Single point resistance: These measurement tools may induce an

electrical pulse and current into a given reservoir thus identifying oil and water content ratios.

- [0070] Temperature tools: A a tool that measures temperature
- [0071] A Vibration Indicator: A tool that measures vibration and contact with a side wall on a vertical plane or a horizontal plate.
- [0072] A Fluid Sampler: A portal that opens a retention chamber for sampling water and/or solid samples.
- [0073] A Petro Sonde tool: A tool that incites a strong sonic echo pulse so as to identify formation anomalies and their depth.
- [0074] An Acoustic Transponder: A device that uses an acoustic signal in a directional or omni-directional pattern sending location to receiver.
- [0075] These tools can be used to take additional measurements while the sensor 10 transverses across the area of interest and measures radiation. The measurements from these tools can be incorporated into maps showing the likelihood of the presence of hydrocarbon deposits below the surface of the earth.
- [0076] Sensor Position
- [0077] Since the radiation readings from the sensor 10 may be used for mapping radiation in the area of interest, it may be desirable to associate a position with each radiation reading. If the sensor 10 is mounted in an overland vehicle, a helicopter or plane, or carried by a person, a GPS (not shown) may be used to provide the position of each reading. However, if the sensor 10 is used underwater, other methods of positioning may be necessary.
- [0078] FIG. 9 shows a system for determining the position of an underwater sensor 10. Acoustic modems 900, 902, 904, and 906, in an embodiment, may be positioned in the water by buoys. Sensor 10 may include an acoustic transponder that can continuously or periodically send an acoustic signals to the modems 900, 902, 904, and 906. These modems can then relay the signal to the vessel 910, which can

triangulate the position of the sensor 10 and associate that position with radiation readings received from sensor 10.

[0079] FIG. 10 shows an underwater view of an acoustic modem 900. Acoustic modem 900 may be attached to a cable 1001 that runs between buoy 1000 and weights 1002. Acoustic transponder 1004 can send an acoustic signal 1006 to acoustic modem 900. Acoustic modem 900 can then relay the signal, for instance through antenna 1008, to vessel 910. Once received, a computing system on board vessel 910 can triangulate the position of sensor 10.

[0080] The position of the underwater sensor 10 can also be determined if the vessel 910 is equipped with a GPS, a depth finder, and an acoustic transponder, as shown in FIG. 11. In this embodiment, an acoustic transponder 1004 on the sensor 10 can send an acoustic signal to transponder 1100 on vessel 910. The length of hypotenuse 1102 can be calculated based on the time it takes the acoustic signal to be received. Since the depth finder (not shown) can determine the depth Y of the water, the distance X from the vessel can be calculated. The bearing or direction from the vessel to the sensor 10 can also be determined based on the angle of the tow cable 1104, or based on phase measurements of the acoustic signal. The GPS position of the vessel 910 can then be offset by the distance and bearing measurements in order to determine the position of the underwater sensor 10.

[0081] Mapping

[0082] The measured radiation can be used to determine, in an embodiment, whether hydrocarbon deposits are present under the earth's surface. The present invention can detect the presence of hydrocarbons in a variety of subsurface lithologies which include but not limited to: shales, sandstones, limestones, vugular limestone-dolomite, dolomite, salt domes, or any combination thereof. Once the radiation has been measured, the data can be combined with other information such as geographical anomalies and structures in the area of interest, historical oil well information, information about man-made structures such as roads and pipes, and the like. The system can then use the combination of data to generate maps that show a likelihood of hydrocarbon deposits in the area of interest.

[0083] Measuring Radiation

[0084] In order to measure the radiation, the sensor 10 of the present invention may take readings of radiation while it traverses an area of interest. During traversal, the radiation received by the sensor 10, and the position where the readings took place, can be recorded by a computing system. Table 1 below shows an example of data that can be recorded as the scanner traverses the area:

Sample Number	Serial Number	Channel 1 Total Counts	Channel 2 Uranium	Channel 3 Potassium	Channel 4 Thorium	Latitude	Longitude	Speed (Knots)	Date (UTC)	Time (UTC)
2225	276365	195.4	5.3	1	3.4	31.75373333	-99.8586367	11.27	260811	220749
2224	276365	192.1	5.4	1.2	3	31.75373167	-99.8585717	11.3	260811	220748
2226	276365	195.8	5.3	1.2	3.5	31.75372833	-99.8586967	11.28	260811	220750
2223	276365	192.1	5.5	1.5	3	31.75372333	-99.8585083	11.31	260811	220747
2227	276365	198.4	5	1.1	3	31.75372333	-99.858755	11.26	260811	220751
2228	276365	201.1	5.2	1.1	2.6	31.75372167	-99.85881	10.26	260811	220752
2229	276365	199.9	5.6	0.9	2.3	31.75371833	-99.8588667	10.91	260811	220753
2222	276365	191.1	5.9	1.6	3	31.753715	-99.858445	10.52	260811	220746
2230	276365	202.1	5.2	0.7	2.2	31.753715	-99.85893	11.72	260811	220754
2231	276365	204.3	5.8	0.6	3	31.753715	-99.858995	11.76	260811	220755

[0085] Table 1

[0086] As described above, sensor 10 can separate radiation into component signals representative of radiation received from different isotopes. In the table above, each row represents a radiation sample taken by the sensor 10. The column labeled "Channel 1" shows the total gamma ray count received by the scanner. The column labeled "Channel 2" shows the gamma ray count attributable to Uranium, the column labeled "Channel 3" shows the gamma ray count attributable to Potassium, and the column labeled "Channel 4" shows the gamma ray count attributable to Thorium. The columns labeled longitude and latitude provide positional information for each sample. The table also includes a sample number column that shows the number of samples, a unit serial number that shows a serial number of the scanner, and date and time columns that show the date and time each sample was taken. Additional information can also be recorded with each sample, as desired.

[0087] Data, such as those shown in Table 1, can be collected while the sensor 10 traverses the area of interest. In an embodiment, the sensor 10 can be moved in a grid pattern across the surface of the area of interest so that data can be extrapolated from most or all of the surface area. For example, the black line in FIG. 12 shows a traversal path 1202 along the surface of an area of interest. As the sensor 10 travels along the path, radiation data, such as the data shown in Table 1, can be recorded.

[0088] When the area of interest is traversed, the traversal path 1202 may not cover the entire surface of the area of interest. In other words, because it may be difficult or time consuming to take measurements from the entire surface if the area, there may be spaces or holes between the paths 1202 where no radiation measurement is taken. In other areas, it may be difficult to traverse the area due to terrain. This can be seen by the white areas in FIG. 12.

[0089] In order to provide more accurate information about the areas where no radiation measurement has been taken, the system may extrapolate the readings taken along traversal path 1202 to cover adjacent areas where no readings were taken. For example, a computer system executing a software program can perform an extrapolation routine, such as a natural neighbor calculation for example, on the recorded radiation data in order to extrapolate the radiation measurements to cover the entire area of interest.

[0090] One form of the natural neighbor calculation is:

[0091]
$$G(x, y) = \sum \omega_i f(x_i, y_i)$$

[0092] Where $G(x, y)$ is the estimate at location (x, y) within the area of interest, ω_i is a weighting factor, and $f(x_i, y_i)$ are the known data (i.e. the recorded radiation) at location (x_i, y_i) . These calculations may use "irregularly spaced" XYZ data and produce or estimate a regularly spaced, rectangular array of radiation values. Since the traversal path 1202 may not follow a particular pattern, the recorded data may have many holes where the data is missing. Extrapolation calculations such as the natural neighbor can be used to fill in these holes by interpolating radiation values at those locations where recorded radiation data was not taken. The spacing of the regularly spaced grid is set based on the size of the area of interest.

[0093] Once the data has been recorded, the system can calculate the likelihood that hydrocarbon deposits exist under the surface of the area. In an embodiment, Lambert's Law may be used during the calculation. Lambert's Law is defined as follows:

[0094]
$$I = I_0 e^{-xm}$$

[0095] Where I is the incident radiation, I_0 is the emerging (or measured) radiation, m is the absorption coefficient of the matter through which the radiation traveled, and x is the thickness of the matter. Using Lambert's Law one can measure and estimate the transmissivity of the individual nuclear elements through known or assumed strata within the area of interest: i.e. sandstone, limestone, shale, brine water, natural gas, light hydrocarbons, heavy hydrocarbons. In formulating a baseline, the system can establish a zero hydrocarbon chimney, or baseline, whereby no absorption of the gamma rays is occurring within a given physical area and the readings from all adjacent areas are likewise identified and averaged to form the basis of all maps. Using Lambert's law, the baseline will take into account the depth of the earth basement complex and the material between the earth basement complex and the surface of the area of interest.

[0096] A baseline reading of 180 counts per second or greater, for example, may signify that no commercially viable hydrocarbons are present. Furthermore, since hydrocarbon deposits, oil, gas, and paraffin absorb or block radiation emanating from the earth, a lower count per second in a particular area may indicate the graduated absorption of gamma rays, and thus indicates stronger vertical migration of hydrocarbons as a result of the redox cell oxidation, reduction, and thermalization. In other words, a lower count per second may indicate the presence of hydrocarbons at a particular location. For example, a count of 160 per second in a particular area may indicate fewer hydrocarbons than a count of 130 per second. In an embodiment, a count of about 180 to about 160 may indicate an area of marginal production. A count of about 150 per second can indicate the presence of hydrocarbon deposits suitable for shallow or medium depth wells. A count of about 120 to about 140 counts per second may indicate the presence of hydrocarbon deposits suitable for deep wells. And a count of about 80 to 110 counts per second may indicate the presence of hydrocarbon deposits suitable for deeper wells.

[0097] All of these counts can be directly calculated to estimate the gross hydrocarbons present in a given area. The commercial viability can then be calculated depending upon the cost of acquisition of the property, the cost of drilling and completing the well, and the total available production of oil and gas. FIG. 12B shows

an example of estimated quantity of oil and gas deposits within an area of interest, calculated by the system using Lambert's law.

[0098] The present inventions may estimate initial or remaining reserves based upon the reduction of radiation below 180 counts per second. The hydrocarbon response may be supported by nuclear physics that contrasts saltwater in reservoir rock against the absorption coefficient of hydrocarbons. Lambert's law of gamma ray migration may be used along with these absorption estimates on an average reservoir rock, i.e. sandstone, limestone, shale. The invention may establish data and/or hydrocarbon detection information for area of any lease which has 180 counts per second or lower. This may further establish the commercial or non-commercial quantity of hydrocarbons in the area depending upon drilling and/or development costs.

[0099] Reserve estimates may use the column volume of each grid segment, which may be generally 50 x 50 feet (area) multiplied by 180 counts per second. If the surface radiation is 100 counts per second, the 50 x 50 feet area may be 80 feet high. This volume multiplied by a proprietary coefficient may provide the barrels per acre reserves of oil or surface adjusted volume of gas per acre. The total number of grid segments can provide reserves for the area surveyed. The procedure accounts for variation over the area and stage of depletion in a producing field. It may be sensitive to depletion in a gas field and will show remaining reserves.

[00100] The overall property may be condensed or conflated into three primary areas of reserves that correlate into recovery factors. In some embodiments, estimates focus on 180 cps, 150 cps, and 140 cps and the corresponding acreage. The following assumptions may be incorporated in the system and software:

[00101] 180+ counts per second: Non-commercial in all or most cases.

[00102] 180-160 counts per second: Commercial for general low cost entry and Shallow, marginal production.

[00103] 150 counts per second: Above Average reserves. Commercial for medium depth wells. Primary recoveries should be consistent with industry averages.

- [00104] 120-140 counts per second: Excellent reserve base. Commercial for deeper wells and longer sustained recoveries.
- [00105] 80-110 counts per second: Superior reserve base. Strong commercial likelihood for the deepest of wells. Strong Gas Oil Ratios.
- [00106] Beta and gamma ray and radon gas reception at the surface of the area of interest may be coexistent, and may be inseparably associated with neutron activity throughout subsurface radiation. Since neutron activity and its consequent effects upon the beta and gamma ray activities are alternately activated, it follows that radiation received at the earth surface may allow for the slowing down of such activities. This can cause inaccurate radiation readings or calculations for geological structure contouring. This particularly applies to the use of spectrometer reception of gamma rays at high altitudes and at high speeds. Such gamma ray reception and monitoring may produce errors and so-called "halo" patterns bordering oil and gas reservoirs beneath the land based and subaqueous search surface. Accordingly, the system may be calibrated for slow speed, surface, close proximity to land surfaces, submersion to the sea floor, or any other environmental factor that may affect detection of beta and/or gamma rays and thereby reduce the halo effect.
- [00107] Once the baseline has been calculated, the system may incorporate external interference factors into the calculation. Interference factors may refer to structures within the area that tend to block, absorb, or cause thermalization or decay of the neutron radiation emanating from the earth.
- [00108] Interference factors such as the presence and type of stratum, rock, soil, and other material below the crust can affect the amount of radiation received at the surface. Therefore, the baseline calculations can be adjusted based on known stratum in the area of interest. For example, brines, or salt water, commonly present in sedimentary strata, can block radiation. These may reduce the recorded radiation reading by about 30 to about 45 counts per second, for example. Accordingly, if brine or saltwater is present, the system may adjust the baseline measurement by an appropriate amount to compensate. In like manner, the system can also adjust the baseline measurement to account for the presence and thickness of other materials, such as shale, limestone, granite, sand, or any other earth material in the area of interest. Other features that can be compensated for by adjusting the baseline measurement include

subsurface domes, faults, reverse faults, anticline, synclines, water-oil contact, and water saturated reservoirs, man-made structures (e.g. roads, asphalt material, buildings, quarries, pipes, oil spills and seeps, etc.), recently plowed fields, vegetation, changing dunes and sand, naturally occurring Uranium, shale formations, radon gas, and weather conditions including dew point, barometric pressure, and recent rainfall, as well as other factors.

[00109] The presence of hydrogen 100 and carbon 15 in sedimentary strata may significantly block the neutron and attendant radiation in passing into such strata, and may reduce the baseline measurement by, for example, about 110 to about 120 counts per second. Therefore, once the baseline has been adjusted for known materials under the surface of the area of interest, drops in radiation readings on the order of about 110 to about 120 counts per second may indicate the presence of hydrocarbon deposits in the area.

[00110] Another factor that may be considered in calculating the baseline is the production of wells in the area. This information may be used to plot the exact well locations during the mapping process, as well as show possible reasons for the trends found during the imaging survey. Performing readings and mapping/interpreting the data in and around historical wells and areas of known hydrocarbon deposits may increase the accuracy of future readings and/or determinations of the presence of hydrocarbon.

[00111] A field technician may make baseline readings in and around known well locations, both active and non-active. These well readings may also be taken near and around open quarry pits and outcrops. Rapid and significant changes from low counts to high counts may be a clear indication of interference factors. Under normal conditions, with no interference factors present, there may be gradual change between readings by a factor of about 10 to 20 counts (i.e. radiation readings) per second. If readings increase or decrease at an accelerated rate in a particular area, or when moving from one area to another, an interference factor may be present, and may be recorded in the system for processing.

[00112] Furthermore, taking readings in and around existing wells may also provide valuable information about the well and/or hydrocarbon deposits in and around the well. For example, taking readings and performing a map/grid analysis in and around existing wells may help to determine whether the well is producing or dry, whether

more hydrocarbon is present in the area, whether the well was drilled deeply enough, and/or whether the well is a candidate for re-entry, for example. Other determinations about the existing wells may also be made based on radiation readings and/or processing data on the maps and grids.

[00113] These readings can be used to adjust the baseline radiation for the area of interest since different regions may have different baseline radiation. For example, a first region may produce 150 counts per second of radiation from productive wells, while another region may produce 220 counts per second of radiation from productive wells. Using initial readings from productive and non-productive wells in the area, the system can adjust or normalize the area's baseline radiation measurement, so that readings that differ from the baseline can be used to more accurately determine whether hydrocarbon deposits are present

[00114] Map Generation

[00115] The system can also generate maps based on the radiation readings. These maps may be helpful in identifying areas where hydrocarbon deposits exist within the area of interest. Examples of such maps are shown in FIGs 13A-13F.

[00116] During mapping, satellite images, topography maps, seismic maps, and the like may serve as base maps upon which contour maps and data may be overlaid. Satellite images, in an embodiment, can be obtained from public locations or services such as the Google Earth® software, for example. The mapping process may, in some cases, produce maps and other files that may be opened in Google Earth®. These satellite images may be useful in determining if a potential well location is accessible or not.

[00117] The recorded data may also be used to generate three dimensional projections of surface maps of the data. The three dimensional projection may include the contour map as well as other information. The Z values in such a map may represent the count per second readings and the model may have the same color scale as the contour maps and the classed post map.

- [00118] A software application may be used to process the data to generate a grid of radiation readings. For example, a Contouring and 3D Surface Mapping for scientists and engineers may be used. The software may overlay, superimpose, conflate, or otherwise include radiation and location readings onto 3D surface maps, for example. A grid-based graphics program may interpolate irregularly spaced and/or scattered XYZ data onto a regularly spaced grid which may be used to generate contour maps. In one embodiment, the Z axis may be elevation, and the X and Y axes may be latitude and longitude or other projected coordinate system. The Z axis may also be used to represent a weight, reading, probability, or likelihood of the presence of radiation and/or hydrocarbon deposits. The various radiation counts may be superimposed upon a contour map in order to assist in detecting hydrocarbon deposits, for example.
- [00119] Figures 13A-13H show examples of maps that can be generated by the present invention. FIG. 13A shows a contour map of the area of interest. The contours represent radiation readings taken from the traversal area shown in Fig. 13B. Shaded areas in FIG. 13A indicate locations where the radiation count was low, indicating a likelihood of the presence of hydrocarbons under the earth's surface. FIG. 13A may be the cornerstone of the imaging interpretation leading to the generation of all of the following maps, FIG. 13B-13H. In other words, the data taken from the initial traversal path may be used to generate the other maps produced by the system.
- [00120] FIG. 13B and FIG. 13C are maps showing a satellite image overlay of the area of interest. FIG. 13B also overlays onto the map the traversal path traveled to take radiation readings from the area of interest. FIG. 13C overlays the contour of radiation readings onto the map. The satellite image overlays are beneficial to illustrate the traversal pattern in FIG. 13B, which can be used to verify that the correct and complete area was imaged by the field technicians. In addition, FIG. 13C allows the interpreter of the map to visualize potential drilling locations and any natural or man-made obstacles that may prevent a well location. In certain situations the satellite images may also be beneficial in determining if there is a relationship between radiation readings and particular vegetation in the imaged area.

- [00121] FIG. 13D shows an overlay of two contours: a geographic contour showing the topographic surface elevation of the area of interest and the radiation contour. Topography maps may be used to find correlations between the surface count per second readings and the terrain of the area. Changes in the surface terrain can be indicators of subsurface trapping mechanisms.
- [00122] FIG. 13E and FIG. 13F show two examples of three-dimensional contour maps that can be generated by the system. In these maps, the two-dimensional contour 1302 can be projected onto a three-dimensional model 1304 that shows the contour of radiation readings in the area. Inversely, the three-dimensional model 1304 can be manipulated to illustrate specific changes in radiation counts per second projected over the contour 1302. The three-dimensional maps illustrated in FIG. 13E and FIG. 13F are beneficial for displaying the radiation count per second readings in a manner that simplifies the visual representation. In an embodiment, FIG. 13F is useful for displaying the potential closure mechanisms that justify the presence of hydrocarbon deposits by only displaying the higher count per second readings protruding from the two-dimensional contour 1302.
- [00123] FIG. 13G shows cross sections of the three-dimensional contour map of FIG. 13H, that can be generated by the system. This cross sections illustrated in FIG. 13G can be orientated along any three-dimensional plane within the imaged area. These cross sectional analysis' can be generated along a path that connects multiple well locations. The cross section along the well path can then be used to show a relationship between the surface gamma ray radiations with subsurface gamma ray logs from the well bore holes. The gamma ray logs have to be provided or obtained by other means.
- [00124] In another example, and as shown in FIG. 14A, the system can produce a subsurface, three-dimensional map showing subsurface gamma ray logs 1402 with potential hydrocarbon deposits. As shown in FIG. 14B, gamma ray logs 1406 can be incorporated into the mapping process. These logs 1406 show radiation measurements that have been taken below the surface, and provide a map of the layers of strata and subsurface formations. To obtain the logs 1406, a vertical hole is drilled, and a radiation sensor 10 is lowered into the hole. The recorded radiation is used to map the

subsurface structures. These gamma logs 1406 can be obtained from various third-party sources, or recorded by the system or other means, for incorporation into maps provided by the system. For instance, FIG. 14A shows an example display that uses the gamma ray logs 1406 in conjunction with a surface contour map 1404. The three-dimensional model in FIG. 14A is used to illustrate the correlation between the surface radiation counts from contour map 1404 and the subsurface counts per second from the gamma ray logs 1402. The surface recorded values, when used in conjunction with the subsurface gamma ray values 1402, can be used to determine if a well was drilled deep enough, or if there is a commercial hydrocarbon reserve deeper. This may be accomplished by using reservoir estimates based on the area and thickness of the zones, along with porosity, permeability and water saturation.

[00125] FIG. 14C is two-dimensional version of the map in FIG. 14B. Similarly to gamma ray logs 1402 in FIG. 14B, gamma ray logs 1408 show radiation readings and stratum under the surface of the area shown in contour map 1410. In an embodiment, the gamma ray logs 1408 may be generated from readings taken from points on contour map 1410. Similarly to FIG. 14B, the map in 14C can be used to determine if a well was drilled deep enough, or if there is a commercial hydrocarbon reserve deeper. This may be accomplished by using reservoir estimates based on the area and thickness of the zones, along with porosity, permeability and water saturation.

[00126] FIG. 15 provides another three-dimensional contour map 1502. The map 1502 also includes information about particular sources of the radiation. For example, graph 1504 shows the total radiation counts received, while graph 1506 show the radiation attributable to uranium, thorium, and potassium radiation sources. Graph 1508 may show the ratios between two of the individual element sources of radiation. The ratios represented in graph 1508 and individual element radiation values graph 1506 can assist in determining a relationship between a known hydrocarbon reservoir and a prospect in the same region. Separating the radiation into component sources allows for more accurate detection of hydrocarbon deposits. For example, by attributing detected radiation to an individual source, such as uranium, the system can determine whether radiation in the location is naturally high or naturally low, which can allow a more accurate detection of hydrocarbon deposits. If the radiation in and

around an area is expected to be naturally high, but a low radiation reading is taken, it can indicate the presence of hydrocarbons within the area. The ratios depicted in graph 1508 are uranium divided by potassium, thorium divided by potassium and uranium divided by thorium. In this example as the total counts per second depicted in graph 1504 decrease toward the southern portion of the area of interest, the uranium divided by potassium ratio depicted in Graph 1508 increases, signaling a change in potassium and indicating a possible hydrocarbon marker.

[00127] FIG. 16 illustrates a multi-contour map showing separation between radiation received from different sources. In FIG. 16, the contour map 1602 shows radiation attributable to thorium, contour map 1604 shows radiation attributable to potassium, contour map 1606 shows radiation attributable to uranium, and contour map 1608 shows the total amount of radiation received from the area of interest. Such contour maps can assist in locating and verifying hydrocarbon deposits by providing a visual representation of the radiation received and how the commonalities of the individual radiation elements may be affected by subsurface hydrocarbon deposits or the lack thereof.

[00128] Historical well information, such as the location of producing or non-producing oil wells, can also be incorporated into the maps. Well information can provide additional information about oil deposits in the area and allow the system to determine whether its calculations are accurate. FIG.17 shows a contour map 1702 produced by the system that includes known wells and their locations. For instance, wells 1703 and 1704 were deemed to be non-commercial wells, which correlate with high counts per second of radiation at the well locations, as illustrated on contour map 1702. Wells 1705, 1706, and 1707 are shown to be in a hydrocarbon rich area. Historically these wells were productive wells with significant reserves remaining. The medium to low gamma ray signatures verify this trend. Wells 1708 and 1709 were shallow non-commercial wells, but the gamma ray signatures indicate hydrocarbon deposits may be present at greater depths. Well 1710, was a non-commercial well that was drilled to a proper depth, but no consistent production was made. The gamma ray signature does not verify this trend and therefore may indicate a false positive. Despite the radiation reading and the likelihood of improper drilling

or completion techniques, the historical well information incorporated into the contour map 1702 and showing that well 1710 did not produce, may indicate that the area is not suitable for commercial drilling.. By correlating the areas where a high likelihood of hydrocarbon was computed with historical well information, the system can check the accuracy of its calculations and predictions for the presence of hydrocarbon deposits beneath the area of interest.

[00129] Various information about existing wells, which can be incorporated into the mapping / hydrocarbon detection process, may be obtained through public state agencies such as the Texas Railroad Commission or other public office. The data may also be obtained from paid services such as Drillmap, Drilling Info, and IHS. Data sources such as these may also provide information used in the mapping process such as the section lines, county lines, and roads, etc. The basic geology of the area may be acquired and taken into account in the mapping process. This information includes the porosity, formation thickness, the formations, oil saturation, etc., all of which may be incorporated into the hydrocarbon detection process.

[00130] In cases where an outside source (such as a customer or user of the process) has additional information that can be used, the information may be incorporated into the hydrocarbon detection process. Generally the system may obtain a plat map with the exact boundaries of the lease area so that during the imaging field work, they stay within the designated area. If the operator or the producer has information such as structure isopach maps or seismic maps, these may be used as base maps and overlay information.

[00131] Historical well information for the wells in and around the area of interest may be used to sort and plot the data to display the API number, well number, cumulative oil production, the cumulative gas production, etc. A table may be inserted into the map that displays all of the information along with the color for individual formations. Such a map, displaying formations of historical wells, is beneficial for relating the recorded surface counts per second with potential producing zones and the depths of individual formations. If the radiation counts per second are low enough, they justify a potentially deeper formation target.

[00132] The wells may, for example, be sorted by how much oil and gas they are producing or have produced. A circle with the corresponding color may be used to differentiate the area locations of the producing formations. These may be useful to determine possible trends of the gamma ray signatures and their alignment with trends of particular formations.

[00133] System

[00134] FIG. 18 shows a system 1800 for detecting hydrocarbon deposits in accordance with an embodiment of the invention. The system can include a sensor 10 as described above, including scintillators, housing, and circuitry for detecting radiation. The sensor 10 may be in communication with computing device 1804 through data cable 1806. Of course, sensor 10 may communication with computing device 1804 via any known data communication or network, including a wired network, a wireless network, a Bluetooth® network, a cellular network, etc. The system 1800 may also include a GPS receiver 1807 for determining the position of the system while the sensor 10 detects radiation within the area of interest.

[00135] In an embodiment, the system 1800 can include multiple computing devices which execute part or all of the software included within the system 1800. The computing devices can be local to one another, or located across one or more networks through which they can communicate.

[00136] Computing device 1804 may include a processor 1808, a memory 1810, and a non-volatile storage device 1812 (e.g. a hard drive). Memory 1810 and/or storage device 1812 may store software instructions, which, when executed by processor 1808, cause the computing system to perform operations that implement the invention. Such operations can include, but are not limited to: receiving radiation measurements from sensor 10, performing calculations relating to hydrocarbon detection, and producing maps and reports. Computing device 1804 may also include other components known in the computer arts including, but not limited to, a display screen, a keyboard, a mouse, an audio I/O, a USB port, etc.

- [00137] Operation

- [00138] In operation, a technician can use sensor 10 to detect hydrocarbon deposits under the earth's surface. Once an area of interest has been chosen, the technician can traverse the area while taking radiation readings with the sensor 10. The sensor 10 can be carried, mounted to a land vehicle or plane, or towed with a boat. During traversal, the sensor 10 may detect radiation readings emanating from the earth, which may be subsequently recorded by computing device 1804.

- [00139] Once the area has been traversed, software on the computing device 1802 can perform calculations on the data received by sensor 10 to generate a baseline radiation level for the area. The calculations can take into account external factors such as geographical features under the surface of the area, historical well information, weather, the presence of radon or water, etc. The actual radiation readings can then be compared to the baseline in order to determine a difference between the readings and the baseline. Based on the difference, the software may determine whether the presence of hydrocarbons in the location is likely.

- [00140] The software can also produce contour maps for visualizing hydrocarbon deposits within the area. In an embodiment, the maps can include a subsurface map showing the location, shape, and/or volume of likely hydrocarbon deposits.

- [00141] The likely hydrocarbon deposits can then be evaluated for their commercial value prior to drilling a well to extract the deposits.

- [00142] Having thus described the preferred embodiment of the invention it should be understood that numerous modifications and adaptations may be resorted to without departing from the scope of the invention, which is defined by the following claims.

CLAIMS

What is claimed is:

1. A sensor for measuring radiation emanating from an earth surface, the sensor comprising:

a housing;

at least one scintillator, accommodated within the housing, structured to convert radiation emanating from an earth surface to a light pulse; and

a circuit, connected to the scintillator, to translate the light pulse into an electrical signal and to separate the electrical signal into component signals for data measurement and subsequent display.

2. A sensor as set forth in claim 1, wherein the housing includes a mechanism to minimize damage to the scintillator and circuit from physical shock.

3. A sensor as set forth in claim 1, wherein the housing is substantially fluid-tight to be used subaqueously.

4. A sensor as set forth in claim 3, wherein the housing includes a piston having a distal end for accessing an underwater surface to permit the scintillator to detect radiation emanating from the underwater surface.

5. A sensor as set forth in claim 1, wherein the housing includes a tubular structure within which the scintillator is accommodated and which can be towed along an underwater surface.

6. A sensor as set forth in claim 1, further comprising a positioning system that measures the position of the sensor so that the position can be associated with radiation measurements made by the sensor.

7. A sensor as set forth in claim 6, wherein the positioning system is a GPS.

8. A sensor as set forth in claim 6, wherein the positioning system is an underwater positioning system that can detect the location of the sensor in an underwater environment.

9. A sensor as set forth in claim 1, wherein the scintillator includes one of lutetium yttrium orthosilicate crystals, bismuth germinate crystals, sodium iodide crystals, cerium doped lanthanum bromide crystals, or a combination thereof.

10. A sensor as set forth in claim 1, wherein the circuit includes at least one programmable controller for separating the electrical signal into the component signals.

11. A sensor as set forth in claim 1, wherein the component signals include signals representative of radiation received from a particular radiation source, signals representative of total measured radiation, or a combination thereof.

12. A sensor as set forth in claim 11, wherein the radiation sources include one of Uranium, Thorium, Potassium, or a combination thereof.

13. A system for detecting hydrocarbon deposits, the system comprising:
a sensor that can measure radiation emanating from an earth surface within an area of interest and separate the measured radiation into component signals, each having a particular characteristic associated with a hydrocarbon signature; and
a computer process, stored within a computer readable medium, having instructions that cause a processor to:
receive the component signals from the sensor;
determine a difference between the component signals and a baseline radiation for the area of interest; and
display data showing a likelihood of the presence of hydrocarbon deposits in locations within the area of interest based on the difference between the measured radiation and the baseline radiation.

14. A system as set forth in claim 13, wherein the component signals include one of: signals each representative of radiation received from a particular radiation source, signals representative of total measured radiation, or a combination thereof.

15. A system as set forth in claim 13, further comprising instructions that cause the processor to generate, from the measured radiation, one or more maps of the area of interest.

16. A method of determining whether hydrocarbon deposits are present, the method comprising:

establishing, by a computing system, a baseline amount of radiation expected to emanate from an area of interest;

adjusting, by the computing system, the baseline amount of radiation by incorporating into the baseline a predicted change in radiation due to interference factors that are present in the area;

measuring, by a radiation sensor, radiation emanating from the area of interest; and

determining, based on a difference between the baseline amount of radiation and the measured radiation, a likelihood that hydrocarbon deposits are present in the area.

17. A method as set forth in claim 16, wherein, in the step of adjusting, the interference factors include geographical features, roadway features, historical well information, subsurface water, weather information, or a combination thereof.

18. A method as set forth in claim 16, wherein, in the step of determining, the difference is caused by material beneath a surface of the area of interest that blocks the emanating radiation.

19. A method as set forth in claim 16, further comprising generating, from the measured radiation, a map of the area showing the likelihood that hydrocarbon deposits are present in the area.

20. A method as set forth in claim 19, wherein the map is a contour map with contours representing one of: the difference between the baseline amount of radiation and

radiation measurements received from the sensor, the total measured radiation, component signals derived from the measured radiation, the likelihood that hydrocarbon deposits are present, or a combination thereof.

21. A method as set forth in claim 19, wherein the map includes subsurface strata information in particular locations on the contour map so as to providing correlations between known strata and the radiation measurements.

22. A method as set forth in claim 21, wherein the subsurface strata information includes gamma ray logs.

23. A method as set forth in claim 16, further comprising measuring the radiation while traversing the area of interest with a radiation sensor, so as to create a map of radiation measurements across the surface of the area.

24. A method as set forth in claim 16, further comprising associating a position with the radiation measurements so that the radiation measurements can be mapped.

25. A method as set forth in claim 16, further comprising extrapolating the radiation measurements onto locations within the area of interest where no radiation measurements were taken for inclusion in a map of radiation readings.

26. A method as set forth in claim 16, further comprising displaying a map that includes a visual representation of layers of substrate, based on the presence of gamma rays, beneath the area of interest for estimating the amount of hydrocarbon deposits present in the area of interest.

Atty Docket: 133000-010102
Electronically Filed May 9, 2012

ABSTRACT

A system and method for detecting hydrocarbon deposits includes a sensor that can measure radiation emanating from an earth surface within an area of interest and separate the measured radiation into component signals, each having a particular characteristic associated with the presence of hydrocarbon deposits. The system also includes a processor that can receive the component signals from the sensor, determine a difference between the component signals and a baseline radiation for the area of interest, and display data showing a likelihood of the presence of hydrocarbon deposits in locations within the area of interest based on the difference between the measured radiation and the baseline radiation. The processor may also generate maps of the area of interest.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

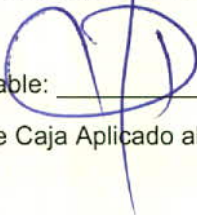
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 113714
		Bogotá D.C., Noviembre 08 de 2013 - 15:18:36

RECIBIDO DE : M . P. R. Y CIA NI 830.107.497

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	601679131	08/11/2013	980.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	500.000.00 500.000.00
			<u>\$500.000.00</u>

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-264529- -00000-0000

Fecha: 2013-11-08 16:27:08 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 172

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 113715
		Bogotá D.C., Noviembre 08 de 2013 - 15:18:36

RECIBIDO DE : M . P. R. Y CIA NI 830.107.497

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	601679131	08/11/2013	980.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
16 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	480.000.00
			\$480.000.00
=====			

SON: **CUATROCIENTOS OCHENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-264529- -00000-0000
Fecha: 2013-11-08 16:27:08 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 172

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 113716
		Bogotá D.C., Noviembre 08 de 2013 - 15:19:22

RECIBIDO DE : M . P. R. Y CIA	NI 830.107.497
-------------------------------	----------------

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	601689771	08/11/2013	175.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	82 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN NUEVAS CREACIONES	175.000.00 175.000.00
			\$175.000.00
=====			

SON: **CIENTO SETENTA Y CINCO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-264529- -00000-0000

Fecha: 2013-11-08 16:27:08 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 172

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐ Incompleta ☐	

PATENTE DE INVENCION PCT ☐

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☐	Indicación que se solicita una PCT
☐	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☐ Incompleta ☐	

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita Diseño industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐ Incompleta ☐	

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐ Incompleta ☐	

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-264529- -00000-0000

Fecha: 2013-11-08 16:27:08 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 172