

P.- 19.610

A 46.365
Rehecha I



257850

MEMORIA DESCRIPTIVA

que se presenta para unir a la solicitud

d e

P A T E N T E D E I N T R O D U C C I O N

formulada el 5 de Mayo de 1960, con el núm. 257.850

e n

E S P A Ñ A

por DIEZ años

a nombre de THE ATLANTIC REFINING COMPANY, entidad norteamericana, establecida en 260 South Broad Street, Filadelfia, Pensilvania, Estados Unidos de América, por:

» UN METODO DE EXPLORACION DE DEPOSITOS PETROLIFEROS SUBTERRANEOS»

La presente invención se refiere a un método y un aparato de exploración en busca de yacimientos petrolíferos. Más particularmente, la presente invención se refiere a un método y un aparato de localización de yacimientos petrolíferos subterráneos en áreas cubiertas por el agua. En un aspecto aún más específico, la presente invención se refiere a un método y un aparato de localización de infiltraciones procedentes de yacimientos petrolíferos subterráneos en áreas cubiertas por el agua.

En la exploración en busca de yacimientos petrolíferos subterráneos se han venido poniendo en práctica hasta el presen-

257850



te diversos métodos, en la superficie de la tierra. Los métodos actuales pueden repartirse entre las siguientes categorías generales: métodos sísmicos para localizar y perfilar formaciones bajo la superficie, que presentan características similares a las formaciones que tienen hidrocarburos; la medición, en la superficie, de ciertos fenómenos físicos o fisico-químicos, tales como de propiedades gravimétricas, magnéticas o radiactivas, asociadas en general con formaciones que tienen hidrocarburos; y la detección o medición, en la superficie de la tierra, de ciertos elementos o compuestos resultantes de uno o más constitutivos de un yacimiento petrolífero, que se infiltran hasta la superficie de la tierra. A pesar del hecho de que el tercero de los métodos enumerados confía en el empleo, como indicador, de uno de los propios constitutivos de un yacimiento petrolífero situado bajo la superficie, mientras los métodos primero y segundo se basan en indicadores indirectos de formaciones subsuperficiales, que pueden o no contener depósitos petrolíferos, hasta ahora, en áreas cubiertas por el agua, tales como golfos, bahías navegables y similares, sólo se vienen aplicando los métodos sísmico, magnético y gravimétrico, y nadie ha sugerido hasta este momento la localización de infiltraciones como medio de explorar tales áreas. Este hecho de no recurrirse a poner en práctica el método más directo de exploración, es decir, la localización de infiltraciones, en áreas cubiertas por el agua, se debe probablemente, en primer lugar, a ciertas limitaciones inherentes a los actuales métodos de detección de infiltraciones en tierra, que se desprenden de manera evidente del breve estudio que sigue de los actuales métodos de detección de infiltraciones.

Es sabido, por ejemplo, que el metano, etano u otros



257850

constitutivos de yacimientos petrolíferos subsuperficiales se infiltran a veces hasta la superficie de la tierra. Aun cuando el mecanismo de tal infiltración o migración no se conoce de modo definido, habiéndose dado diversas explicaciones hipotéticas del mismo, se cree que tales constitutivos se infiltran hasta la superficie a lo largo de una falla u otro trayecto de fractura. En todo caso, las correlaciones estadísticas de los depósitos productores con las infiltraciones demuestran que las infiltraciones constituyen indicadores extremadamente valiosos de yacimientos petrolíferos subsuperficiales. De hecho, muchos campos petrolíferos valiosos han sido localizados perforando sobre infiltraciones, particularmente en los primitivos días de la industria. Ahora bien, la localización de estas infiltraciones viene dependiendo de la observación visual de burbujeo de gas o aceite a través del agua en la mayoría de los casos, no existiendo hasta ahora medios instrumentales dignos de confianza para localizar infiltraciones de manera sistemática. Por ejemplo, los actuales métodos de exploración geoquímica serían muy ineficaces si se emplearan para localizar infiltraciones. En estos métodos, se recogen sistemáticamente, del área de interés, muestras del gas de subsuelo, o del suelo, de las cuales se extrae a continuación el gas que contienen; y el gas extraído se analiza buscando un constitutivo previamente escogido. Como la base de estos métodos está constituida por el estudio de muestras del suelo o la extracción de gas del suelo, es preciso emplear, para obtener una muestra representativa, equipos relativamente complicados. Y tal extracción de muestras habría de realizarse a intervalos muy poco separados, para no perder o pasar por alto una infiltración. Por consiguiente, estos métodos serían costosos, su-

7350



jetos a inexactitud, laboriosos, de campo limitado a áreas extremadamente pequeñas, y decididamente inadaptables para un trabajo continuo.

5 Por consiguiente, es objeto de la presente invención un método y un aparato perfeccionados para la exploración en busca de yacimientos petrolíferos.

Otro objeto de la presente invención consiste en un método y un aparato perfeccionados para la exploración en busca de yacimientos petrolíferos en áreas cubiertas por el agua.

10 Otro objeto más de la presente invención consiste en un método y un aparato perfeccionados para localizar infiltraciones procedentes de yacimientos petrolíferos subterráneos.

Otro objeto más de la presente invención consiste en un método y un aparato perfeccionados para la localización de infiltraciones procedentes de yacimientos petrolíferos subterráneos, método que puede ponerse en práctica de manera continua.

15 Otro objeto más de la presente invención consiste en un método y un aparato perfeccionados para localizar infiltraciones procedentes de yacimientos petrolíferos subterráneos mediante prospección de áreas cubiertas de agua, navegables.

Otro objeto más de la presente invención consiste en un método y un aparato perfeccionados para localizar infiltraciones procedentes de yacimientos petrolíferos subterráneos, en el que se utiliza el metano como indicador.

25 Otros objetos más de la presente invención se irán describiendo de la siguiente descripción detallada de la misma.

Conforme a la presente invención, se ha descubierto que los gases de infiltración, tales como metano u otros hidrocarburos normalmente gaseosos de mayor peso molecular, suben a la superficie de la tierra en cantidades suficientes para indicar

257850



la presencia de formaciones subsuperficiales que tienen hidrocarburos, y pueden encontrarse disueltos, en cantidades apreciables, en diversas fuentes acuáticas. Por consiguiente, la presente invención hace uso del contenido de gas hidrocarburado disuelto en el agua, como indicador de la presencia de formaciones subsuperficiales que tiene hidrocarburos, mediante la obtención de una muestra del agua a analizar, el paso de dicha muestra a través de un separador adaptado para extraer el gas de la solución y separarlo del agua, y el análisis ulterior del gas separado, en busca de un componente determinado.

La presente invención se describe a continuación en relación con el método y aparato preferidos para exploración en áreas cubiertas de agua, navegables. Ahora bien, se sobrentiende que diversas modificaciones del presente método y aparato, así como diversas subcombinaciones del aparato de esta invención, pueden emplearse con métodos de exploración en los que las muestras de agua proceden de aguas superficiales no navegables, aguas recogidas del nivel superficial, y aguas recogidas de diversas formaciones subsuperficiales.

Con referencia a los dibujos que se acompañan:

- la figura 1 ilustra la nueva combinación de aparatos de esta invención, montada en un buque para la exploración continua en aguas navegables;

- la figura 2 representa la nueva subcombinación de aparatos para la desorción o extracción del gas disuelto en el agua, conforme a la presente invención;

- la figura 3 ilustra la nueva subcombinación de aparatos para el tratamiento y análisis del gas obtenido mediante el aparato de la figura 2;

- la figura 4 representa un analizador usual por rayos

257850



infrarrojos del tipo no dispersivo, que es el analizador, según se ha visto, más conveniente para poner en práctica con éxito el método de esta invención;

5 - la figura 5 representa la distribución de gas hidrocarburado disuelto que, según se ha visto, existe junto a una infiltración de gas, e ilustra el mejor método de prospección continua del área de la infiltración; y

10 - la figura 6 es una representación gráfica de los datos obtenidos por prospección continua de un área que tiene una infiltración grande de gas, en comparación con un área que contiene una pequeña infiltración de gas.

Como consecuencia de extensos experimentos y empleo del presente método de localización de infiltraciones, se ha descubierto que el gas procedente de formaciones subsuperficiales que tienen hidrocarburos se irá disolviendo en el agua que
15 hay encima, al subir en forma de burbujas a través del agua y distribuirse en ésta paralelamente a la corriente dominante, efectuando una distribución en forma de penacho, muy parecida a la del humo procedente de una chimenea al ser distribuido
20 en el aire por las corrientes de éste. Evidentemente, al aumentar la distancia a partir de la infiltración en el sentido de recorrido de la corriente dominante, el contenido gaseoso del agua disminuirá, siendo del valor más pequeño en el extremo ancho del penacho, y llegando eventualmente a disiparse por
25 completo. Por consiguiente, para localizar tales infiltraciones, se realiza una serie de recorridos transversos de vaivén normales a la corriente dominante, tomando muestras, simultáneamente, y analizando hasta descubrir concentraciones anormales de un determinado gas; y estos recorridos de vaivén se continúan hasta determinar el área o punto de más alta concentra-
30



257850

ción, que está situado encima de la infiltración. Naturalmente una infiltración puede localizarse por medio de una serie de recorridos de vaiven, bien comenzando en un punto situado directamente sobre la infiltración y siguiendo corriente abajo de la mismo, o bien empezando en un punto distante de la infiltración y prosiguiendo corriente arriba hacia ésta, sin que ello afecte a los resultados obtenidos, ya que, al representar graficamente los resultados sobre un mapa del área, se obtendrá la misma distribución peculiar del agua contaminada de gas. Del mismo modo, es posible perfilar o determinar un penacho de agua contaminada mediante una serie de recorridos de vaiven paralelos a la corriente dominante. Ahora bien, las probabilidades de pasar por alto una infiltración trabajando de esta manera son muy elevadas, siendo necesario efectuar cada recorrido de vaivén mucho más cerca del recorrido inmediatamente anterior. Por otra parte, efectuando una serie de recorridos de vaiven normales a la corriente dominante, se ha visto que es posible detectar concentraciones anormales de gas mediante una serie de recorridos de vaiven espaciados hasta en cinco o seis kilómetros. En todo caso, una ventaja principal del presente método reside en la capacidad para explorar sistemáticamente grandes áreas y localizar infiltraciones dentro del área sin previo conocimiento de la existencia o situación de tales infiltraciones.

La distancia entre recorridos depende, naturalmente, de las dimensiones de la infiltración (volumen de gas desarrollado o desprendido del manantial por unidad de tiempo) a detectar, y del "fondo" o contenido de un determinado gas indicador originado en o procedente de manantiales distintos de las formaciones subsuperficiales que tienen hidrocarburos. Como el meta-



257850

no es el gas de infiltración más abundante, disuelto en aguas sobreyacentes, y el aparato analítico puede hacerse más fácilmente sensible a este componente, ha sido elegido el metano como gas indicador preferido en la puesta en práctica del presente método. Utilizando metano como indicador, se ha visto que las concentraciones de "fondo" de metano (por ejemplo, procedentes de materias orgánicas en descomposición), son de 0 a 3 partes de metano por millón de partes de gas extraído del agua en una extensa área, tal como el Golfo de Méjico, mientras en áreas de bahía menores o más protegidas, el "fondo" es de 10 a 15 partes por millón. En todo caso, estos fondos son esencialmente constantes. A los fines prácticos, en una mayoría de áreas, se ha descubierto que las concentraciones de metano superiores a cinco partes por millón son indicativas de infiltraciones procedentes de yacimientos subsuperficiales, y las áreas que presenten proporciones de esta magnitud han de ser objeto de detalladas prospecciones. Por ejemplo, se ha descubierto que es posible detectar infiltraciones de gas de solo 14 litros por hora, y distinguir las de las indicaciones de fondo a distancias hasta de unos 900 metros del manantial de la infiltración, y una infiltración de 850 litros por hora producirá una indicación de aproximadamente 100 partes por millón, esto es, unas 6 veces mayor que la más elevada indicación de fondo que en general se encuentra, a 915 metros del manantial de la infiltración. Por consiguiente, se ha visto que la distancia entre recorridos de vaivén ha de ser, de preferencia, de un valor comprendido entre 150 y 4500 metros. En ocasiones, las fugas en tuberías, etc., pueden conducir a la obtención de elevados índices locales, pero estos manantiales pueden localizarse generalmente con facilidad, y la lectura obtenida



1350

puede ser despreciada. En todo caso, el procedimiento preferido ha de incluir la etapa de efectuar al menos una comprobación local en el cuerpo de agua a explorar, para fijar o establecer el "fondo". Como antes se ha señalado, este fondo es esencialmente constante, pudiendo detectarse y distinguirse de éste
5 concentraciones incluso extremadamente pequeñas por encima de dicho fondo. Por consiguiente, las indicaciones de más de 0,5 partes de metano por millón, y preferiblemente superiores a 5 partes por millón, por encima del "fondo" de metano, se consi-
10 deran como indicaciones positivas de infiltración.

La posición del buque explorador y, por consiguiente, de una infiltración, puede situarse por cualquier medio conocido, tal como toma de rumbos sobre objetivos en la costa, rumbo estimado, shoran, etc.

15 La descripción detallada que sigue, con referencia a los dibujos, ilustrará el mejor modo previsto para poner en práctica el presente método, juntamente con los detalles del aparato preferido de la presente invención.

El agua conteniendo gas disuelto se hace pasar por medio de una bomba centrífuga 10, por la sección desgasificadora que tiene el aparato. Por la acción de la bomba 10, el agua es impulsada a lo largo de la tubería 12, que va provista por su extremo de entrada de un tamiz 14. El tamiz 14 sirve para impedir la entrada de peces y otros objetos grandes. El agua pasa
20 por la tubería 12, equipada con una válvula 16, y de aquí a la cámara desgasificadora 18, que se encuentra preferiblemente inclinada formando un ángulo de entre 5° y 45° con la horizontal. Se ha descubierto que los mejores resultados se obtienen dispersando el agua en la cámara desgasificadora 18 por medio
25 de una cabeza de dispersión 20 adecuada. El agua, despojada
30



257350

de gases disueltos, en la cámara desgasificadora 18, sale de ésta por la tubería 22, la bomba 10 y la tubería 24, que está provista de la válvula 26, siendo luego descargada otra vez en el mar. La cámara desgasificadora 18 está provista de una sección o parte 28 que se extiende hacia arriba sirviendo de espacio colector de gases de dicha cámara 18. En el interior de la sección 28 de la cámara desgasificadora 18 va situado un contacto 30 de control del nivel de líquido que actúa manteniendo el nivel apropiado de fluido en la cámara desgasificadora 18. Cuando el nivel en el interior de la cámara desgasificadora 18 llega al contacto 30, se pone en acción una válvula de solenoide 32 situada en la tubería 34, que de ese modo incrementa el volumen de agua que se extrae de la cámara desgasificadora 18 y se descarga en el mar. También en comunicación con la sección 28 de la cámara desgasificadora 18 hay colocado un depósito 36 de sustancias químicas. Se ha visto que, tratando las aguas del mar con arreglo a la presente invención es normalmente necesario agregar un agente antiespumante, tal como del tipo de silicona, para reducir la formación de espuma en el interior de la sección 28 de la cámara desgasificadora 18. Este agente antiespumante se almacena en el recipiente 36 de sustancias químicas y se lleva a la sección 28 de la cámara desgasificadora 18 según necesidades. En lugar de utilizar un agente antiespumante, la sección en que tiende a formarse espuma puede ser caldeada localmente, o bien puede preverse una agitación local. En todo caso, es necesario prever algún medio para impedir la excesiva formación de espuma en el agua del mar. Los gases separados del agua en la cámara desgasificadora 18 son arrastrados desde la sección 28 de dicha cámara por medio de una bomba de vacío 38 y a través de la tubería 40. La



257850

bomba 38 es de preferencia una bomba de diafragma o de fuelle, ya que se ha visto que las bombas de émbolo usuales dan lugar a escape de gases cuando se utiliza grafito para lubricar el émbolo, y el gas es contaminado o absorbido cuando se emplea
5 aceite como lubricante. La bomba 38 se hace funcionar en general produciendo una presión absoluta ligeramente superior a la presión de vapor del agua en la cámara desgasificadora 18 (por ejemplo, un vacío de 69 cm de columna de mercurio), que así contribuye notablemente a extraer el gas del agua. A la tube-
10 ría 40, entre la bomba 38 y la cámara desgasificadora 18, va conectado un vacuometro 42 que sirve para indicar si la bomba 38 está funcionando a satisfacción. Los gases que atraviesan la bomba 38 son descargados desde ésta, por la tubería 44, a una presión mayor, en algunas decenas de gramos, que la atmos-
15 ferica. Los gases se llevan después a la separadora centrífuga 46. La separadora centrífuga 46 desempeña la función de extraer del gas recogido el agua condensada. La separadora centrífuga 46, está provista de una válvula de solenoide 48 adecuada, adaptada para descargar automáticamente el agua recogida en la
20 separadora centrífuga 46. Cuando el agua sube, en el interior de la separadora centrífuga 46, hasta el contacto eléctrico 50, la válvula de solenoide 48 se pone en acción descargando agua. Los gases separados, liberados del agua condensada, se pasan entonces al tubo de desecación 52, por medio de la tubería
25 54. El tubo de desecación 52 está provisto de un absorbente sólido adecuado, tal como gel de sílice, sulfato cálcico anhidro, etc. adaptado para eliminar prácticamente del gas separado toda la humedad. Como el vapor de agua es un fortísimo absorbente de los rayos infrarrojos, e interfiere en general con la mayo-
30 ría de los métodos de análisis de gases, es necesario eliminar



257850

todo el vapor de agua posible del gas recogido. El gas seco se hace pasar después por la tubería 58 al filtro 56. El filtro 56 está adaptado para extraer del gas las partículas sólidas de tamaño superior a una micra. El gas seco y filtrado se lleva luego al analizador 60, a través de la tubería 62. Después del análisis del gas, éste se descarga del analizador por la tubería 64 y pasa luego a través del medidor de caudal 66, que mide el volumen de gas que atraviesa el analizador. El gas, a la salida del medidor de caudal 66, se descarga luego por la tubería 68 y la válvula de solenoide 70.

Para obtener una comprobación de cero del equipo analizador, se disponen medios para hacer pasar aire atmosférico a través del analizador en cualquier momento deseado, lo que ordinariamente sucede una vez al día. El analizador se conmuta pasando de probar gas a aire atmosférico, mediante accionamiento de la bomba de vacío 72 y de las válvulas de solenoide 74 y 76 de la tubería 54, y de la válvula de solenoide 70 de la tubería 68. Durante esta operación, la válvula de solenoide 74 se abre con el objeto de descargar o dar salida al gas de ensayo e impedir que se acumule el gas en la cámara desgasificadora 18. La válvula de solenoide 76 se abre para hacer pasar el aire por el analizador, y, después de salir del analizador, el aire es descargado a través de la bomba 72. La lumbrera de descarga atmosférica de la válvula de solenoide 70 está, naturalmente, cerrada durante esta operación. De modo semejante, las lumbreras atmosféricas de las válvulas 74 y 76 están cerradas durante el funcionamiento normal.

Con referencia ahora al analizador 60 de rayos infrarrojos, no dispersivo, que se representa esquemáticamente en la figura 4, este analizador incluye dos tubos similares 78 y 80

257850



provistos de ventanillas de material transparente a la radiación infrarroja. En el caso particular en que el metano sea el gas indicador a analizar, el tubo 78 se divide en dos secciones o tramos 82 y 84. El gas a analizar se hace pasar por el tramo 5 82 del tubo 78, y la absorción en el tubo de gas de ensayo se compara con la absorción en el tubo 80, que está lleno de aire seco. Como los gases separados del agua contienen CO_2 , y la amplia banda de absorción del CO_2 se superpone a la del metano, el tramo 84 del tubo 78 se llena de CO_2 para compensar el 10 contenido de CO_2 del gas de ensayo. La energía procedente del filamento caldeado 86 se hace pasar a través de los tubos 78 y 80, y la parte de la energía transmitida a través de los tubos es recibida por dos cámaras de medición 90 y 92 que contienen ambas una muestra pura del gas indicador escogido, en 15 este caso el metano.

Las cámaras 90 y 92 llenas de gas están en conexión de presión entre sí, hallándose separadas por un delgado diafragma 94 que constituye un electrodo de un pequeño condensador eléctrico. La radiación transmitida a través de los tubos de 20 análisis 78 y 80 es absorbida por el gas puro en las cámaras de medición 90 y 92 ocasionando un aumento de temperaturas y, por tanto, de presión; y cuando la transmisión a través de las dos trayectorias es idéntica, el diafragma 94 que separa las cámaras de medición 90 y 92 permanece estacionario. Por otra 25 parte cuando en el tubo de análisis 78 se introduce una muestra de gas que absorbe radiación infrarroja dentro de la misma gama que el gas indicador de las cámaras 90 y 92, la transmisión a través de los dos tubos de análisis 78 y 80 se hace desigual y el diafragma 94 sufre un desplazamiento, volviendo a su posición 30 normal cuando se corta o interrumpe la radiación.

257850



El desplazamiento del diafragma 94 produce cambios correspondientes en la capacidad eléctrica del condensador. Aplicando al condensador un potencial de polarización, estos cambios de capacidad se convierten en cambios de intensidad de corriente, los cuales son amplificados por el amplificador 96 para obtener una indicación directamente relacionada con la diferencia de presiones entre las cámaras de medición 90 y 92 cuando se recibe radiación. La corriente procedente del amplificador 96 se hace pasar luego al registrador 98, donde pone en acción el índice trazador 100 de registro, que marca el grafico 102 en continuo movimiento, dando un registro de intensidad en función del tiempo.

Para hacer que la medición no padezca de desplazamiento del cero, una lámina rotatoria 104, accionada por el motor 106, interrumpe la radiación procedente del filamento 86, dejandola caer simultáneamente sobre las cámaras 90 y 92 y cortandola o interrumpiéndola a su vez simultáneamente. Esta operación se efectua a una baja frecuencia, de unos pocos ciclos por segundo, dejando que los cambios de presión estén directamente relacionados con los cambios de temperatura, los cuales están relacionados a su vez con la diferencia de absorción de radiación entre el tubo 78 que contiene el gas a analizar y el tubo 80 que contiene aire seco. Para efectuar los ajustes de cero durante la operación correspondiente de puesta a cero con gas atmosférico, se dispone el obturador 108, para reducir o incrementar según necesidades la luz transmitida al tubo 80.

En la figura 5, el punto 110 representa un lugar situado directamente encima de una infiltración. La línea 112 representa la derrota más conveniente, del buque explorador, para localizar una infiltración tal como la del punto 110.

En la figura 6 la curva A es para una infiltración de 28



25735

litros por hora, y la curva B es para una infiltración de 850 litros por hora.

5 Por cuanto precede, y particularmente por los datos presentados por la figura 6, resulta evidente que se pueden localizar
pequeñísimas concentraciones de gases de infiltración, conforme al presente invento. Los datos registrados en la gráfica 102 de la figura 4, se pueden relacionar fácilmente con los datos de situación y tiempo del buque explorador, y es posible levantar un mapa del área en el cual se perfilen y delineen las
10 infiltraciones. De todo ello se desprende asimismo que es posible efectuar diversas modificaciones de elementos individuales del aparato, o sustituciones de etapas o de elementos del aparato equivalentes sin apartarse por ello de la presente invención. Por ejemplo, pueden preverse medios para registrar directamente
15 concentraciones en un mapa del área. Pueden también emplearse otros aparatos para extraer del agua gases disueltos, aparatos tales como columnas de extracción gaseosa de líquidos a contracorriente, y similares, así como para analizar el gas separado aun cuando se ha visto, por los experimentos y en la práctica
20 real, que otros aparatos ya conocidos, en el desempeño de estas funciones, son inferiores a los aparatos particularmente descritos, y aún en ciertos casos son completamente inútiles.

El método y aparato de la presente invención pueden también emplearse en relación con otras varias formas de exploración, como por ejemplo, como auxilio a la exploración sísmica.
25 Es necesario a veces, en la práctica del presente invento, distinguir infiltraciones posiblemente asociadas a yacimientos petrolíferos respecto a aquellas que provienen de acumulaciones bastante recientes, tales como de gas de los pantanos. Esto
30 puede hacerse de diversas maneras, tales como por análisis de



257855

los gases recogidos, determinando el metano y los hidrocarburos de mayor peso molecular que el metano, por análisis de probetas de las muestras recogidas para determinar la antigüedad por carbono 14, etc.

5

N O T A

10 Los puntos de invención propia no nueva, pero no presentada, practicada ni divulgada en España, que se presentan para que sean objeto de esta solicitud de Patente de Introducción en España, por DIEZ años, son los siguientes:

15 1ª.- Un método de exploración de depósitos petrolíferos subterráneos en zonas cubiertas con agua, que comprende tomar continuamente muestras de agua de la zona que se está explorando, retirar continuamente componentes gaseosos de dichas muestras de agua, someter continuamente dichos gases separados a análisis en relación con un gas preseleccionado por lo menos, registrar un parámetro de las concentraciones de dicho gas preseleccionado y correlacionar dicho parámetro registrado con la posición de la cual se obtuvo cada muestra de agua por incrementos para producir un mapa de dicha zona.

20 2ª.- Un método según el punto 1ª, en el cual el gas preseleccionado es metano.

25 3ª.- Un método según el punto 2ª, en el cual se registran concentraciones de metano por encima de 5 partes de metano por millón de partes de gas separado.

30 4ª.- Un método según el punto 2ª, en el cual se establece una concentración de fondo del metano en la zona que se está ex-



257850

plorando antes de la exploración real y se registran durante la exploración real concentraciones de metano por encima de la suma de dicha concentración de fondo, más 5 partes por millón.

5 5a.- Un método de explorar para hallar depósitos petrolíferos subterráneos en zonas cubiertas de agua y navegables, que comprende tomar continuamente muestras de agua de la zona que se está explorando, mientras se recorre dicha zona en una embarcación, retirar continuamente componentes gaseosos de dichas muestras de agua, someter continuamente dichos gases separados a
10 análisis respecto a un gas seleccionado por lo menos, registrar un parámetro de las concentraciones de dicho gas preseleccionado y correlacionar dicho parámetro registrado con la situación de la cual se obtuvo cada muestra de agua incremental para producir un mapa de dicha zona.

15 6a.- Un método de explorar para hallar depósitos petrolíferos subterráneos en zonas cubiertas de agua navegables que comprende pilotar un barco sobre dicha zona en una serie de desplazamientos normales a la corriente reinante en dicha zona, retirar continuamente muestras de agua de dicha zona, retirar continuamente
20 componentes gaseosos de dichas muestras de agua, someter continuamente dichos gases separados a análisis en relación con un gas seleccionado por lo menos, registrar un parámetro de las concentraciones de dicho gas preseleccionado y correlacionar dicho parámetro registrado con el lugar del cual se obtuvo cada muestra
25 de agua incremental para producir un mapa de dicha zona.

7a.- Un método según el punto 6a, en el cual los desplazamientos distan de 150 a 4500 metros de uno a otro.

8a.- Un aparato para explorar zonas cubiertas de agua localizando filtraciones de depósitos petrolíferos subterráneos
30 de acuerdo con el método de cualquiera de los puntos 1 a 7, que

257850



comprende medios para extraer continuamente muestras de agua de dicha zona, medios para separar continuamente componentes gaseosos de dicha agua extraída, medios analizadores destinados a analizar continuamente dicho gas separado en relación con un gas seleccionado por lo menos, medios para producir un parámetro eléctrico que es una función de la concentración de dicho gas preseleccionado y medios para registrar visualmente la magnitud de los cambios en dicho parámetro eléctrico.

9^a.- Un aparato según el punto 8^a, en el cual los medios analizadores consisten en un analizador de infrarrojo no dispersante.

10^a.- Un aparato según el punto 9^a, en el cual el analizador de infrarrojo está sensibilizado al metano.

11^a.- Un aparato según el punto 8^a, en el cual el medio para separar continuamente gases disueltos es una cámara de vacío.

12^a.- Un aparato para retirar gases disueltos desde agua de acuerdo con el método del punto 1^a, que comprende medios para recoger una muestra de agua, una cámara desgasificadora que tiene una zona de recogida de gas junto a su extremo superior y una zona colectora de agua junto a su extremo inferior, medios para introducir dicha muestra de agua recogida en dicha zona colectora de agua, medios para descargar agua de dicha zona colectora de agua, medios para crear un vacío en dicha zona colectora de gas y medios para descargar gas desde dicha zona colectora de gas.

13^a.- Un aparato según el punto 12^a, en el cual los medios para introducir agua en la zona colectora de agua incluyen una cabeza de dispersión.

14^a.- Un aparato según el punto 12^a, que incluye medios

257850



para introducir un producto químico en la zona colectora de gas.

5 15^a.- Un aparato para tratar y analizar continuamente gas separado de agua de acuerdo con el método del punto 1^a, que comprende medios para retirar agua condensada desde dicho gas separado, medios para retirar vapores de agua desde dicho gas separado, medios analizadores destinados a analizar dicho gas separado para determinar su concentración en al menos un compo-
10 nente gaseoso previamente seleccionado, medios para producir un parámetro eléctrico que es una función directa de la concentración de dicho componente gaseoso preseleccionado y medios para registrar visualmente la magnitud de los cambios en dicho parámetro eléctrico.

15 16^a.- Un aparato según el punto 15^a, que incluye medios de filtro para retirar partículas sólidas mayores de 1 micra en tamaño del gas separado.

17^a.- Un aparato según el punto 15^a, en el cual los medios analizadores consisten en un analizador de infrarrojo no dispersante.

20 18^a.- Un aparato según el punto 17^a, en el cual el analizador de infrarrojo está sensibilizado al metano.

19^a.- Un aparato según el punto 17^a, en el cual el analizador de infrarrojo tiene un tubo de absorción lleno de dióxido de carbono en serie con el tubo de absorción que contiene el gas separado.

25 20^a.- Un aparato según el punto 15^a, que incluye medios de comprobación de cero destinados a interrumpir el flujo de gas separado en un momento preseleccionado y a aspirar aire atmosférico a través del analizador.

30 21^a.- Un método de exploración de depósitos petrolíferos subterráneos.



257850

Tal y como se ha descrito en la Memoria que antecede re-
presentado en los dibujos que se acompañan y para los fines que
se han especificado.

Esta Memoria consta de veinte hojas escritas a máquina por
5 una sola cara.

Madrid,

P.A.

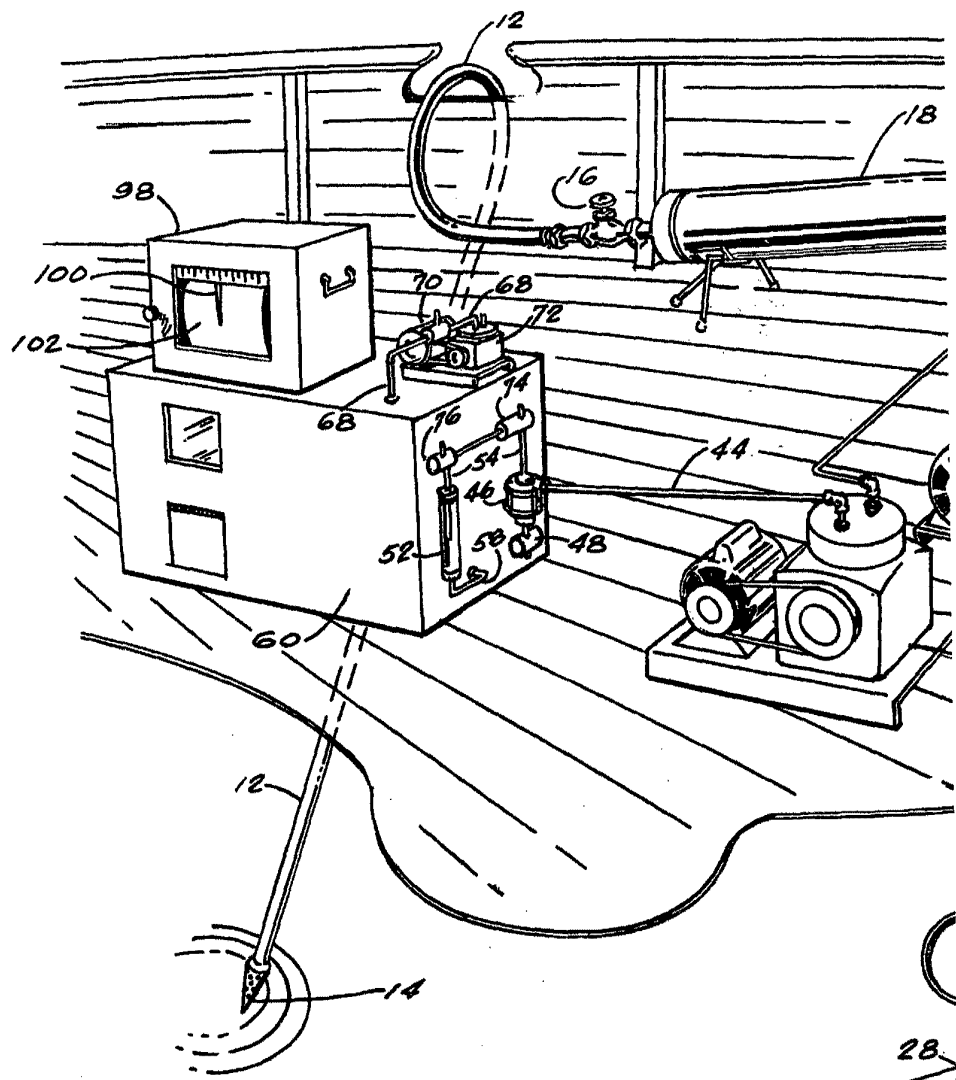
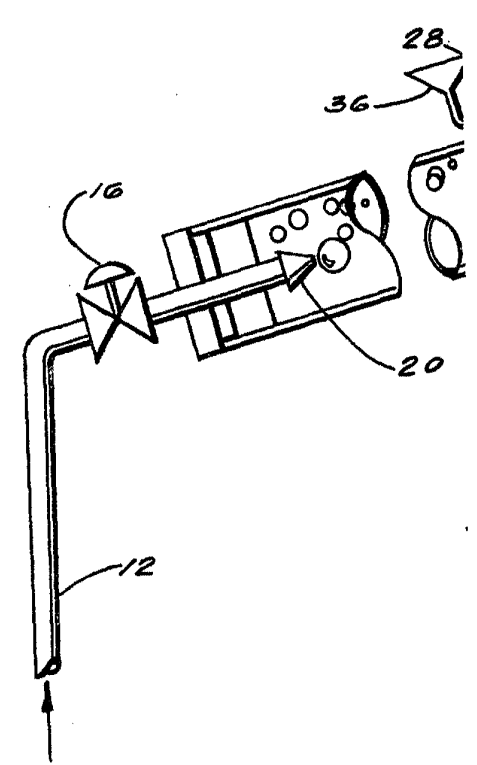
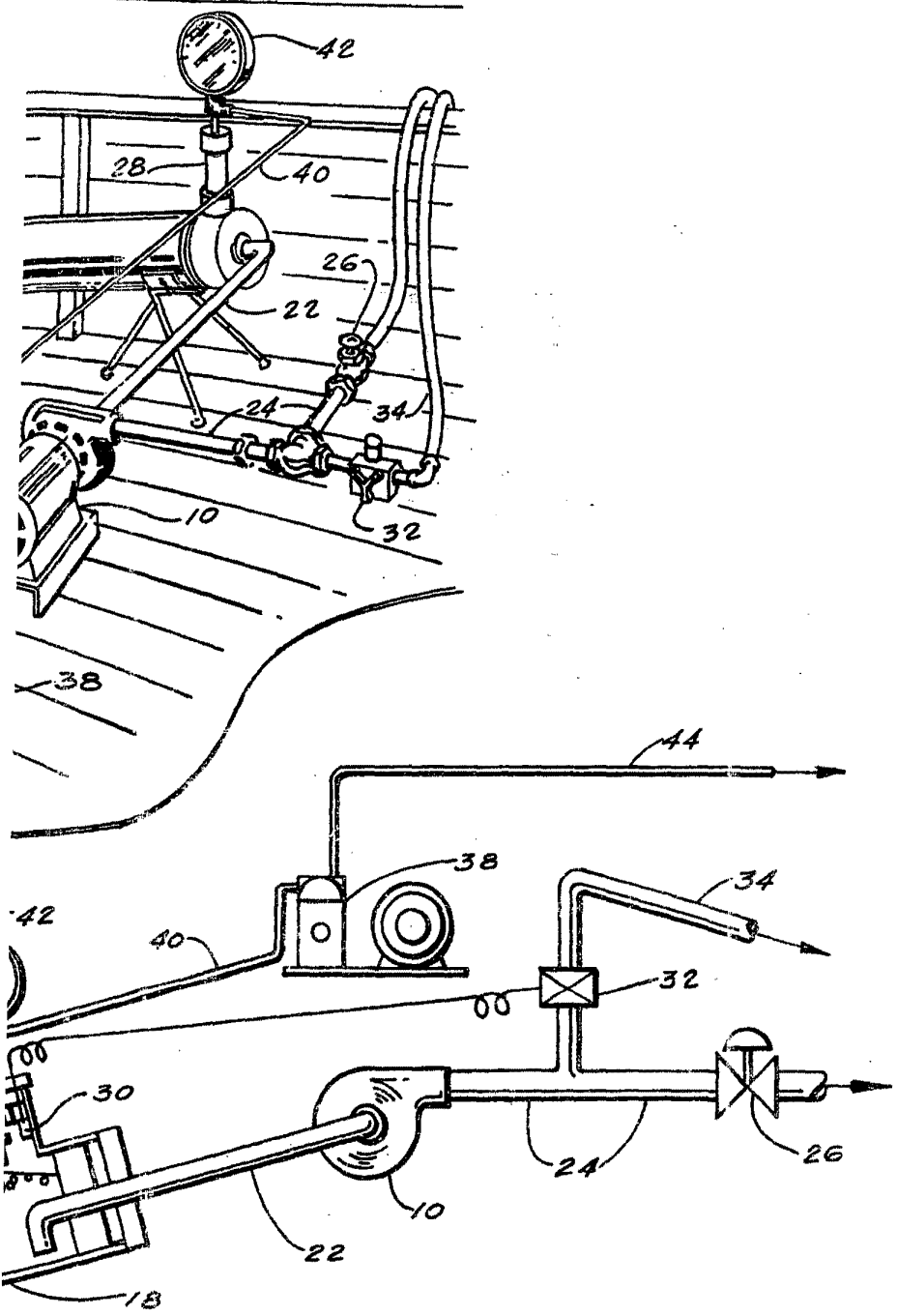


FIG. 1





47350

FIG. 2

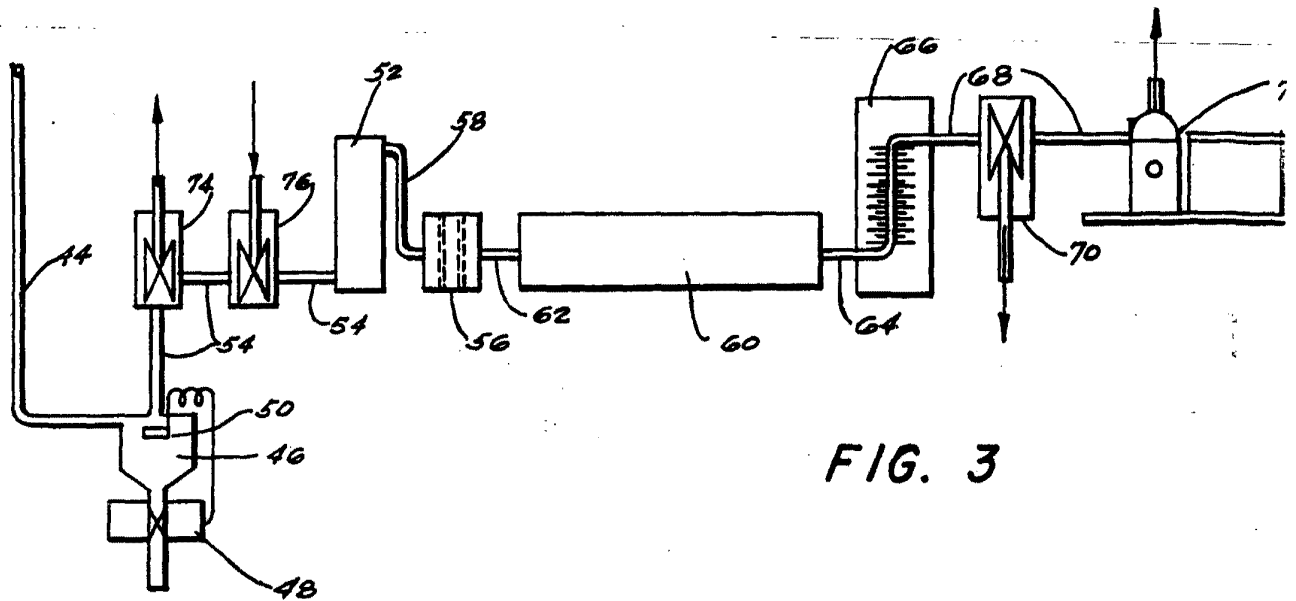


FIG. 3

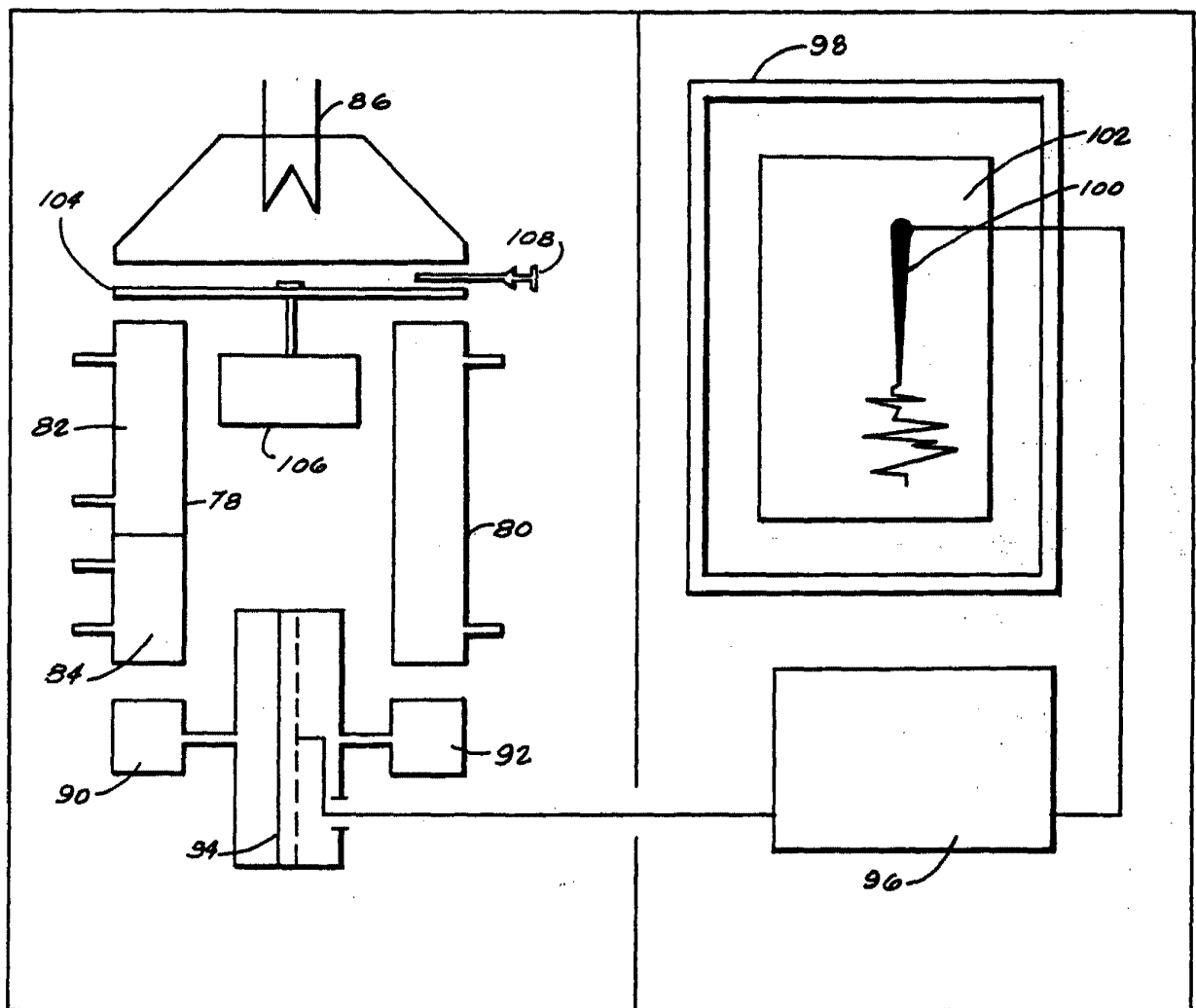


FIG. 4



-72

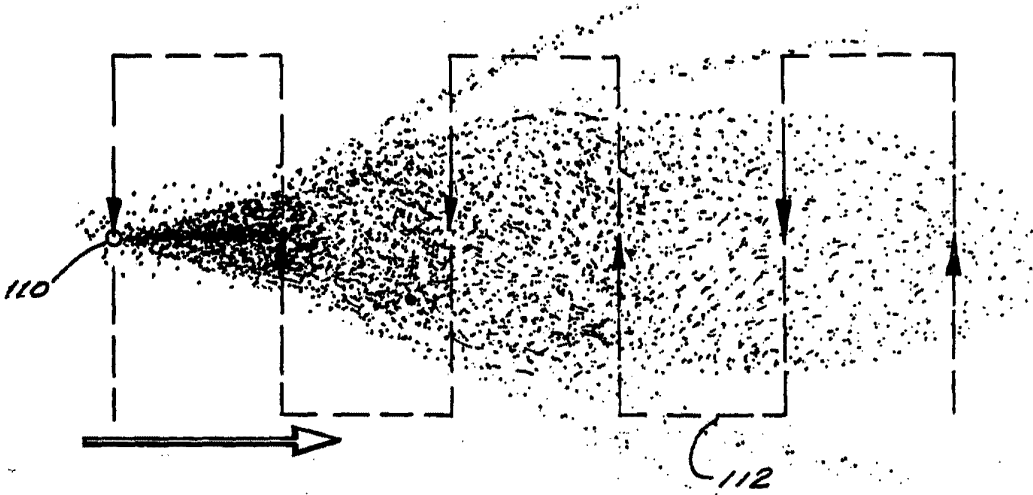


FIG. 5

257850

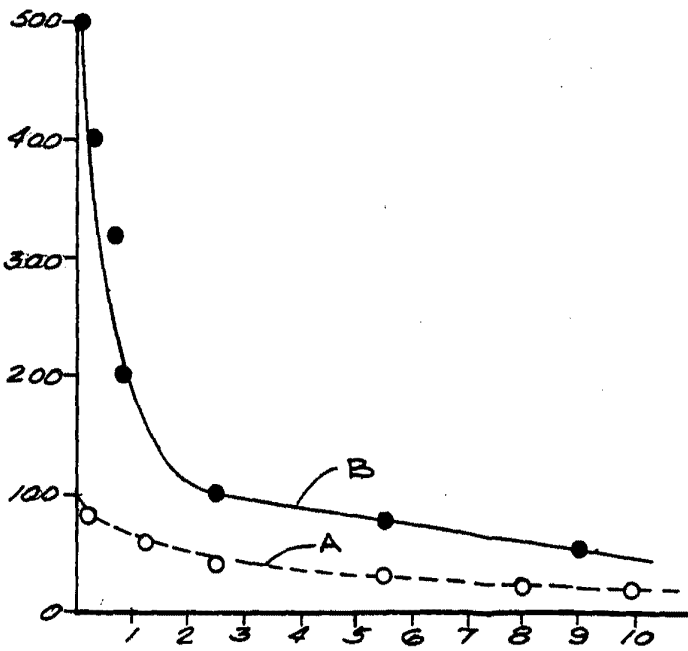


FIG. 6

Arts