

19 JUN 1965

P. 29.347

37800

U.S. Serial  
No 378.138  
File 3644A-BB



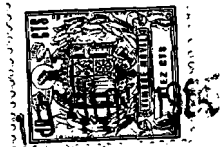
MEMORIA DESCRIPTIVA  
para solicitar  
PATENTE DE INVENCION  
en  
E S P A Ñ A  
por VEINTE años

a nombre de BUCK J. MILLER, de nacionalidad norteamericana, residente en 4401 Stanhope Avenue, Dallas, Tejas, Estados Unidos de América, por:

"METODO PARA ACONDICIONAR UNA  
FORMACION PRODUCTORA DE PETROLEO"

5 La presente invención se refiere a un método para inundar formaciones productoras de petróleo, para la recuperación secundaria del petróleo de las mismas, y, más en particular, a un perfeccionamiento del método de inundar formaciones productoras de petróleo, usando una sustancia que tiene una densidad alta, para la recuperación secundaria de petróleo.

La inundación ha sido una técnica que se ha venido usando hace mucho para la recuperación secundaria del



petroleo de formaciones productoras de petróleo. Aunque en el pasado la recuperación secundaria de formaciones productoras solo se ha venido usando, la mayoría de las veces, después de haberse agotado hasta el punto de que ya no era económica la producción de petróleo por medios de recuperación primaria, el uso de técnicas de recuperación secundarias después de haberse producido sólo aproximadamente el 10% del petróleo de un yacimiento es una tendencia actual que encuentra mucha aceptación en la industria. Por tanto, las técnicas de recuperación secundaria se están aplicando ahora realmente, incluso durante el periodo de recuperación primaria.

El método más corriente de inundación para recuperación secundaria que se ha usado en el pasado ha sido la inyección de agua disponible, directamente a la formación productora de petróleo, mediante una perforación. Un perfeccionamiento de este método es la inundación por bombeo de agua hasta una zona de la formación productora que esté debajo del petróleo. Por ser mas porosa que los extractos que la rodean, la formación productora se satura de forma que la presión del agua empuja al petróleo que queda en la formación, hasta la vecindad de los pozos de petróleo, por los cuales se produce.

Entre los perfeccionamientos que se han hecho en la técnica básica de la inundación que se acaba de describir, se encuentran los de Doherty, 1.885.807, y Atkinson, 1.651.311. Doherty muestra que forzando un gas al área de encima de la formación productora se puede disminuir la presión de resistencia normal del petróleo que está siendo "empujado" por el agua de inundación.



Atkinson, 1.651.311, muestra que añadiendo una solución alcalina al agua de inundación se puede hacer que se disuelva el enlace adhesivo entre el petróleo y las partículas de arena. Esto permite que el petróleo desalojado de la arena flote o fluya a un nivel superior del yacimiento de petróleo, desde el cual se separa dicho petróleo.

Aunque la inundación ha aumentado la cantidad de recuperación de petróleo, y se han usado diversas técnicas para aumentar la eficacia de la recuperación, hasta ahora no se ha ideado una técnica satisfactoria que, al emplearla con la técnica de inyectar el agua de inundación en un nivel por debajo del petróleo, extienda de forma económica la recuperación de una mezcla de petróleo natural con, por ejemplo, gas, la cual tenga aproximadamente la misma densidad relativa que el agua de inundación usada.

Además, no se ha empleado con anterioridad una técnica de recuperación secundaria, tal como la aquí descrita, que refuerce la recuperación de petróleo, en un número sustancial de situaciones de producción, por inundación con una sustancia que tenga una densidad mucho mayor que la densidad del petróleo que se está produciendo.

Por tanto, el método aquí ilustrado y descrito es un método preferido para inundar un yacimiento productor de petróleo, de dimensiones considerables de relieve estructural, tal como una sección productiva variable o desusadamente grande, para recuperar un petróleo secundario, el cual método comprende: obtener agua



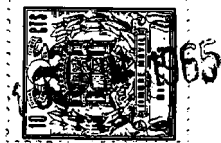
1955

en cantidad suficiente para inundar el yacimiento; ha-  
cer pasar dicha agua, que se ha de usar en la operación  
de inundación, a través de una sustancia de alta densi-  
dad, típicamente por bombeo del agua por el alma de un  
5 pozo situado en una formación de cloruro sódico, con el  
fin de producir una mezcla que tenga aproximadamente una  
relación 4:1 en peso, entre partículas sólidas y líquidi-  
do; perforar un pozo de entrada hasta un nivel cercano  
al fondo de la formación productora de petróleo; trans-  
10 portar dicha mezcla por una tubería, o similar, hasta di-  
cho pozo de entrada; y bombear dicha mezcla hacia abajo,  
por dicho pozo de entrada, hasta que se suministre a la  
formación productora de petróleo una cantidad suficiente  
para que el petróleo allí contenido flote hasta las cer-  
15 canías de un pozo productor de petróleo; con todo lo cual  
se puede recuperar petróleo de forma secundaria, con más  
eficacia, por dicho pozo productor de petróleo.

Se puede ver una descripción más concreta de  
la presente invención, por referencia a los dibujos ad-  
20 juntos, que forman parte de la Memoria descriptiva. Sin  
embargo, se ha de observar que los dibujos adjuntos sólo  
ilustran aplicaciones típicas de la presente invención  
y, por tanto, no se han de considerar como limitación  
de la misma, ya que la invención admitirá otras aplica-  
25 ciones igualmente eficaces, dependiendo de las condicio-  
nes concretas del campo.

En los dibujos,

la figura 1 es un diagrama de la sección trans-  
versal de un terreno, mostrando las condiciones típicas  
30 que existen en y alrededor de una formación productora



de petróleo;

la figura 2 es un diagrama esquemático de una sección transversal del terreno, mostrando un yacimiento productor de petróleo que tiene un relieve considerable;

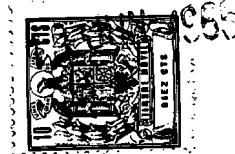
la figura 3 es un diagrama esquemático de una sección transversal del terreno, mostrando un yacimiento productor de petróleo que tiene una sección productiva grande;

la figura 4 es un diagrama gráfico de la eficacia aumentada que se puede esperar utilizando las enseñanzas de la presente invención.

En los dibujos, los números de referencia que se han usado para indicar las diversas partes son los siguientes:

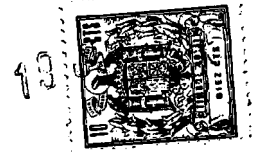
1. yacimiento de petróleo
2. petróleo
3. fondo de la roca que tiene petróleo
4. roca que tiene agua
5. pozo de entrada de agua densa
6. alma del pozo
7. homba
8. tubería
9. bomba
10. pozo de salinidad aumentada
11. formación de sal
12. roca de cierre
13. cavidad de erosión
14. alma del pozo
15. tubería de retorno del pozo

314380



16. bomba
17. tubería
18. pozo de suministro de agua
19. bomba
- 5 20. entubado de retención del pozo
21. formación de agua
22. perforaciones
23. asiento del entubado
24. pozo productor de petróleo
- 10 25. alma del pozo
26. perforaciones
27. no se usa
28. no se usa
29. no se usa
- 15 30. pozo productor nº 1
31. pozo productor nº 2
32. yacimiento
33. pozo de inyección
34. fondo de la roca que tiene petróleo
- 20 35. roca que tiene agua
36. no se usa
37. no se usa
38. no se usa
39. no se usa
- 25 40. pozo productor nº 1
41. pozo productor nº 2
42. yacimiento
43. pozo de inyección
44. fondo de la roca que tiene petróleo
- 30 45. roca que tiene agua

314330

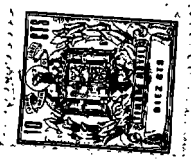


- 46. tuberías de petróleo saturadas de gas
- 47. tuberías de petróleo sin gas
- 48. tuberías de agua dulce
- 49. tubería con 2% de sólidos
- 50. tubería con 4% de sólidos
- 51. tubería con 20% de sólidos
- 52. tubería con 26% de sólidos
- 53. punto máximo de saturación.

10 Haciendo referencia a los dibujos, y en primer lugar a la figura 1, la sección transversal del terreno en y alrededor de una formación productora de petróleo se presenta, en general, tal como se muestra. Típicamente hay una formación de yacimiento de petróleo, tal como se indica de modo general por el número de referencia 1, que es más porosa que los estratos no productores que la rodean. Generalmente, la formación productora es, por ejemplo, muy arenosa.

20 Cuando se perfora inicialmente, se practica un pozo 24 productor de petróleo de tal forma que el alma 25 del pozo se abre al interior del yacimiento, tal como se muestra. El fluido de producción de petróleo crudo, o aceite 2, presente en la capa productora, puede variar en un amplio intervalo de densidades, dependiendo principalmente de la cantidad de gas natural mezclada con el 25 petróleo. Para los fines presentes se puede suponer que la densidad del petróleo se aproxima mucho a la del agua dulce, es decir, el agua de la que se dispone fácilmente para inundar, que puede proceder de un pozo, río, lago, 30 océano, u otra fuente.

314380



Aunque durante un cierto periodo de tiempo pueda ser posible la producción de petróleo por técnicas usuales de recuperación primaria, después de un periodo de tiempo se presenta una o ambas de las siguientes situaciones: 1) hay una disminución de la cantidad de fluido; y 2) hay un aumento del número de contaminantes en el fluido. Desde luego, cuantos más contaminantes haya más baja es la calidad del fluido producido, y menos económico es el refino.

En algún momento se tomará la decisión de tratar el yacimiento productor para la recuperación secundaria, ya sea en el momento en el que el yacimiento se "agote", o en el momento en el que parezca que las técnicas de recuperación secundaria beneficiarán económicamente la producción (el cual momento puede estar considerablemente lejos del "agotamiento", y se puede presentar posiblemente tan pronto como cuando solo se ha obtenido del yacimiento el 10% del petróleo). Entonces, este tratamiento para la recuperación "secundaria" sólo refuerza la recuperación primaria, o mezcla entre sí los periodos de recuperación primaria y secundaria.

Cuando se toma esta decisión, se pueden aplicar las enseñanzas de la presente invención, con tal de que el estrato productor tenga unas dimensiones apreciables. Esto puede ser resultado de que el estrato tenga un relieve estructural considerable, o como resultado de que la sección productiva tenga una dimensión de espesor apreciable. En cualquier caso, la parte superior y el fondo del yacimiento de petróleo deben diferir considerablemente en altura relativa. Tal como se ilustra, el fon



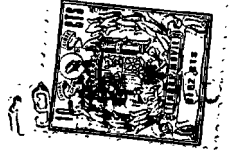
do 3 de la formación productora de petróleo está a un nivel considerablemente más profundo que la altura relativa en la que está situado el pozo productor.

El objeto de la recuperación secundaria es la concentración del petróleo que queda en el yacimiento, en las cercanías de la base del pozo productor de petróleo, habiéndose agotado parcialmente, por recuperación primaria, el petróleo originalmente presente en el yacimiento cerca de la base del pozo productor. Uno de los medios más satisfactorios para preparar el yacimiento para la recuperación secundaria es la inundación con agua.

La fuente del agua que se muestra en los dibujos es un pozo 18 de suministro de agua, el cual se perfora hasta el interior de una formación de agua 21, la cual puede ser una capa acuífera subterránea prolífica, tal como arena Woodbine. El asiento del entubado del pozo, 23, tiene unas perforaciones 22 por las que se bombea hasta la superficie el agua de la formación, mediante la bomba 19. Esta bomba, y las otras bombas usadas en el sistema aquí descrito, pueden ser una bomba corriente de turbina, una bomba centrífuga, una bomba de elevación de gases, o cualquier otra bomba adecuada de las que se usan corrientemente en la industria.

Aunque se muestra un pozo de agua, es satisfactoria cualquier fuente conveniente de suministro de agua para inundación, tal como una corriente o río, un lago, o el océano. Se puede suponer que el pozo que se practica en una arena Woodbine puede contener, como máximo, aproximadamente 4% en peso de sólidos.

El agua de suministro se transporta por la tu-



bería 17, por acción de la bomba 19, hasta el pozo 10 de salinidad aumentada. El pozo 10 tiene un alma 14 perforada hasta el interior de una formación salina, tal como una bóveda o amontonamiento salino intrusivo, indicado de forma general por el número de referencia 11, el cual está cerrado de forma natural por la roca de cierre 12.

La bomba 16 fuerza el descenso, por el alma 14 del pozo, del agua suministrada por la tubería 17, hasta el interior de la formación salina, preferiblemente a temperaturas del subsuelo, provocando así la percolación del agua a través del amontonamiento, para formar una cavidad de erosión 13. Es necesario el uso de la bomba 16, puesto que la acción del agua en el amontonamiento produce su mezcla con la sal, de forma que el agua de retorno por la tubería 15 del pozo tiene una densidad mucho mayor que el agua de la tubería 17.

La bomba 9 actúa como bomba para arrastrar a la superficie el agua muy salina, así como para producir la energía necesaria para transportar el fluido por la tubería 8.

El agua que entra por la tubería 8 es el agua para inundación que se ha de usar para preparar la formación de petróleo para la recuperación secundaria. Es conveniente que la densidad del agua se haya aumentado de forma que entre la sal y los otros sólidos de la mezcla haya una relación aproximada, en peso, de 1:4.

Se espera que se puede usar una tubería 8 de hasta 65 km de longitud, sin tropezar con ninguna dificultad. Probablemente se pueden usar longitudes incluso mayores, con las adaptaciones necesarias para la transmisión



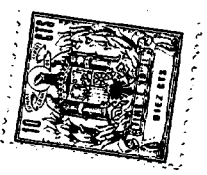
por tuberías largas.

Además, se puede aislar y/o dar presión a la tubería 8, para mantener la densidad necesaria de la solución.

5 En la formación del yacimiento de petróleo se perfora un pozo 5, de forma que el alma 6 del pozo se extienda hasta el interior de la formación, en un punto próximo al fondo del yacimiento. En el diagrama, las perforaciones 26 se abren al interior de la formación por  
10 debajo de la línea 3, que marca el fondo aproximado del yacimiento, en la roca 4 que tiene agua.

Mediante la bomba 7 se bombea hacia abajo el agua de alta densidad, por el pozo 5 de entrada, en cantidad continua, de forma que el área local de la formación que se halla en las proximidades de las bases de los  
15 pozos 5 y 24 queda saturada de agua de alta densidad. Se supone todavía que la densidad del petróleo crudo a recuperar, dentro del yacimiento, es parecida a la del agua dulce agua, que es una densidad menor que la del agua pa  
20 ra inundación que se está suministrando. Por tanto, a medida que se suministra el agua para inundación, de mayor densidad, el petróleo del yacimiento es desplazado, y flota hacia la superficie del agua para inundación recién  
25 está situada estratégicamente para aprovechar la ventaja del desplazamiento del petróleo, el petróleo queda concentrado en el área próxima a la base del pozo 24. Entonces se usan las técnicas normales de producción, para aprovechar el enriquecimiento de la formación.

30 La técnica de inundación que se acaba de descri

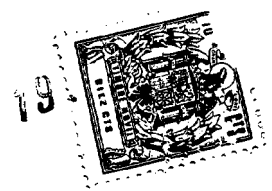


bir se puede usar cuando el yacimiento de petróleo tenga una configuración tal como la que se muestra en la figura 2, o bien tal como la de la figura 3. La figura 2 muestra una formación en faja, la cual serpentea de manera que la sección productora de petróleo está más próxima al nivel del mar que una parte no productora de la misma sección. La figura 3 muestra un depósito que tiene un relieve estructural grande, de forma que el espesor global es mayor de 15 m. En ambos casos hay unas dimensiones considerables de relieve estructural.

Cuando la estructura del relieve es tal como se muestra en la figura 2, los pozos productores 30 y 31 están situados cerca del límite superior del yacimiento 32. El agua para inundación se inyecta, por el pozo 33, en aquella parte del estrato productor que está por debajo de la línea 34, que en la figura 2 marca la separación aproximada entre la formación productora y la formación no productora, dentro del mismo yacimiento.

Análogamente, cuando la formación productora es parte de una estructura de relieve tal como se muestra en la figura 3, los pozos productores 40 y 41 están situados de forma que produzcan el petróleo del área 42, que es la sección del yacimiento productora de petróleo. Se designa con el número 44 la línea de separación entre el petróleo y aquella sección del yacimiento en la que se encuentra el agua. El pozo de inyección 43 se perfora hasta bien por debajo de la línea 44, y puede estar situado en cualquier sitio dentro del área 45, siempre que el fondo del pozo 43 capte agua para aprovechar la acción de flotamiento.

314380

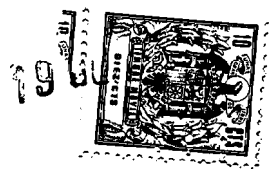


En la discusión anterior se ha supuesto que el petróleo crudo a producir tenía muy aproximadamente la misma densidad que el agua para inundación de que se disponga fácilmente. Por tanto, era necesario aumentar la densidad del agua para inundación, con el fin de obtener la gran diferencia de densidades que producía los resultados de recuperación perfeccionada.

La situación en la que el petróleo crudo y el agua disponible para inundación tienen aproximadamente la misma densidad es solo un ejemplo de la utilización de las enseñanzas de la presente invención. Incluso en las situaciones en las que ya haya una diferencia de densidades entre el agua disponible y el petróleo crudo, se puede aumentar significativamente la eficacia aumentando la densidad del agua para inundación.

Se cree que, bajo condiciones atmosféricas normales, el límite superior de sólidos disueltos en el agua es de aproximadamente 300.000 ppm, o 30% en peso. Bajo las condiciones típicas de presión y temperatura del subsuelo (la densidad es función de condiciones tales como la temperatura y presión, así como función de los aditivos de partículas sólidas), este límite superior es algo menor, probablemente del orden de 20 a 26%. Incluso así, esto es un aumento significativo sobre las aguas de formaciones naturales, tal como el agua de mar, cuyos sólidos disueltos rara vez sobrepasan las 40.000 ppm, o sea 4%. La mayoría de las veces, la relación es más próxima al 2%. Los ejemplos típicos descritos a continuación muestran como el agua para la inundación que tiene alta densidad hace aumentar mucho la eficacia de la recuperación.

314380



124

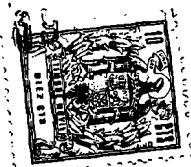
Un petróleo crudo de densidad igual a 30° API, saturado de gas bajo unas condiciones de presión en el yacimiento de 340 atm abs., y bajo unas condiciones de temperatura en el yacimiento de 112,2°C, tiene un peso específico de aproximadamente 0,65 g/ml. Bajo las mismas condiciones, el agua dulce tiene un peso específico de aproximadamente 0,9671 g/ml. La diferencia de pesos específicos entre el petróleo crudo y el agua dulce presentes en el yacimiento es igual a 0,9671 menos 0,65, o sea 0,3171 g/ml.

Supóngase ahora que en vez de agua dulce se usa una mezcla de agua y cloruro sódico que tenga aproximadamente 26% en peso de cloruro sódico. Bajo las mismas condiciones del ambiente dadas artes, la mezcla tiene una densidad de aproximadamente 1,1599 g/ml, o sea una diferencia de densidad, en comparación con el petróleo crudo, igual a 1,1599 menos 0,65, o sea 0,5099 g/ml. Esto representa un aumento de la diferencia de densidades igual a aproximadamente el 60%, cuando se usa el agua de alta densidad en vez del agua dulce. En la práctica real se puede conseguir un aumento de la diferencia de densidad comprendida entre el 30 y el 100%, sobre el uso de aguas de origen natural.

La figura 4 muestra diversas situaciones en el yacimiento, para diversas condiciones de petróleos crudos a producir y de aguas inyectadas, siendo por tanto un instrumento conveniente para predecir aquellos casos en los que tengan más fruto las enseñanzas de la presente invención.

El gráfico que se muestra en la figura 4 es una

314380



representación de las presiones del yacimiento, en  $\text{Kg/cm}^3$  absolutos, frente a la densidad en  $\text{g/ml}$ . También se relacionan las condiciones de temperatura típicamente reinantes para las diversas condiciones de presión.

5                   Mediante las líneas 46 se muestran las densidades del petróleo crudo de diversas clasificaciones API, completamente saturados de gas natural. La densidad del petróleo crudo de la misma clasificación API, pero que no contiene gas natural, se muestra mediante las líneas  
10                   47. Las condiciones reinantes en la realidad que se presentan más a menudo serán unas condiciones de saturación parcial con gas, es decir, representadas por líneas que tienen pendientes comprendidas entre las líneas 46 y 47.

15                   La densidad del agua dulce, que está sustancialmente exenta de aditivos, se muestra mediante la línea 48. La densidad del agua natural típica que contiene partículas sólidas, línea del 2% (en peso) de sólidos, se muestra mediante la línea 49. La línea del 4% de sólidos es la línea 50.

20                   Las líneas 51 y 52 muestran respectivamente la densidad, bajo diversas condiciones, del agua que tiene 20% y 26% de sólidos, típicamente cloruro sódico. Finalmente, el punto 53 designa el que se cree que es el límite máximo de saturación de partículas sólidas suspendidas en agua.  
25

                  Para calcular la diferencia de densidad, para una situación dada, entre el agua para inundación que se propone usar y el petróleo crudo a producir, es necesario determinar en primer lugar las condiciones reinantes en  
30                   el ambiente del subsuelo que más se parezcan a una de las



condiciones relacionadas en el eje vertical. Después es necesario trazar una horizontal hasta alcanzar la línea 46 ó 47, o una línea interpolada entre ellas, tal que sea la que más se parezca a las condiciones del petróleo crudo a producir. Después se lee la densidad en la escala horizontal. A continuación hay que seguir horizontalmente a lo largo de la línea de las condiciones reinantes, hasta que se llega al tipo de agua para inundación cuyo uso sea más probable, y se lee la densidad en la escala horizontal. La diferencia de densidad se obtiene restando estos dos valores leídos.

Análogamente, se pueden calcular y comparar otras diferencias de densidad para aguas para inundación propuestas como alternativa. Cuanto mayor sea la diferencia de densidad mayor será la eficacia.

Es evidente que el menor tanto por ciento de ventaja al usar agua de alta densidad para inundación, en vez de agua presente espontáneamente en la naturaleza, se obtiene cuando hay una cantidad considerable de gas mezclado con el petróleo crudo (con los petróleos crudos más ligeros), y bajo condiciones de presión y temperaturas elevadas. De todas formas se puede esperar un tanto por ciento de aumento de eficacia igual al 30%.

Cuando hay poco o ningún gas disuelto en el petróleo crudo, hay mucha más ventaja al usar las enseñanzas de la presente invención. Puede verse que la eficacia aumenta en algunos casos tanto como tres veces.

En la discusión anterior se ha usado la sal como ejemplo de un aditivo abundante de partículas sólidas, para aumentar la densidad del agua para inundación. Sin em-



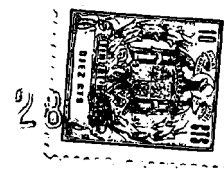
bargo, no se pretende limitar la presente invención a la sal, puesto que hay otros aditivos que se comportarán igual de bien, tales como el mercurio líquido. Además, se ha de observar que, simplemente por aumento de la densidad del agua para inundación, la separación de fluidos dentro de la formación productora parcialmente agotada es más completa, sin tener que confiar en la disminución de la capacidad de los fluidos para ser mojados, o en el aumento del contenido en alcalinidad.

5  
10           Se debe observar también que en el caso de que los sólidos disueltos en el agua que se extrae por bombeo del pozo 10 de salinidad aumentada sean más de los que se pueden mantener en solución a la temperatura de la formación productora de petróleo, se puede mezclar o añadir, mediante un circuito derivado, una cantidad de agua, procedente del pozo 18 de suministro de agua, o de cualquier otra fuente, tal que sea suficiente para reducir la cantidad de sólidos disueltos en la mezcla resultante hasta por debajo del nivel que se puede mantener a la temperatura y presión del yacimiento de petróleo.

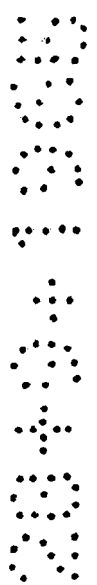
15  
20           Aunque la presente invención se ha descrito en relación con formaciones de relieve estructural determinado, materiales determinados, y un equipo sugerido determinado, es evidente que se pueden hacer diversas modificaciones sin salirse del ámbito de la presente invención.

25  
30           La presente solicitud que corresponde a la presentada en los Estados Unidos de América, el 26 de Junio de 1964, bajo el número 378.138, se acoge a los beneficios del artículo 51 del vigente Estatuto sobre Propiedad Industrial.

314380



N O T A



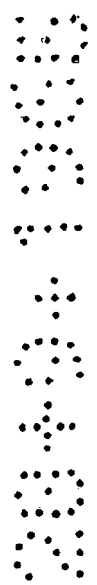
Los puntos de invención propia y nueva, que se presentan para que sean objeto de esta solicitud de Patente de Invención en España, por VEINTE años, son los siguientes:

5  
10  
15  
20  
25

1.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo, que tiene un considerable relieve estructural, para la recuperación de petróleo, el cual método comprende: obtener agua en cantidad suficiente para inundar el yacimiento; hacer pasar dicho agua, que se ha de usar en la operación de inundar, a través de una formación de partículas sólidas, con el fin de producir una mezcla que tenga una relación en peso entre partículas sólidas y líquido de por lo menos aproximadamente 1:4; perforar un pozo de entrada, hasta un nivel próximo al fondo de la formación productora de petróleo; transportar dicha mezcla, por una tubería, hasta dicho pozo de entrada; bombear dicha mezcla hacia abajo, por dicho pozo de entrada, hasta que se suministre a la formación productora de petróleo una cantidad suficiente para hacer flotar el petróleo allí almacenado, para que pase a las proximidades de un pozo productor de petróleo; con lo cual se puede recuperar de forma secundaria, por dicho pozo productor de petróleo, un petróleo que no se podía recuperar de otra manera.

2.- Método para acondicionar una formación

314380



productora de petróleo, según el punto 1, en el que en dicha etapa de hacer pasar dicho agua, que se ha de usar para la operación de inundar, a través de una formación de partículas sólidas, se incluye: bombear dicho agua por el alma de un pozo que conduce a una formación de cloruro sódico, con el fin de formar una mezcla de alta densidad a medida que dicho agua se mezcla con dicho cloruro sódico; y recuperar dicha mezcla de alta densidad, por el alma de otro pozo que conduce a dicha formación de cloruro sódico.

3.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo, que tiene unas dimensiones considerables de relieve estructural, para la recuperación secundaria de petróleo, el cual método comprende: obtener agua en cantidad suficiente para inundar el yacimiento; mezclar dicho agua, que se ha de usar en la operación de inundar, con una sustancia que tenga una densidad mayor que el agua, con el fin de producir una mezcla que tenga una densidad que sea al menos un 20% mayor que la del petróleo que se ha de producir; perforar un pozo de entrada hasta un nivel próximo al fondo de la formación productora de petróleo; transportar dicha mezcla por una tubería, hasta dicho pozo de entrada; bombear dicha mezcla hacia abajo, por dicho pozo de entrada, hasta que se suministre a la formación productora de petróleo una cantidad suficiente para hacer flotar el petróleo allí almacenado, para que pase a las proximidades de un pozo productor de petróleo; con lo que se puede recuperar de forma secundaria, por dicho pozo productor de petróleo, un petróleo que no se podía recuperar de otra forma.



4.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo, según el punto 1, en el que dicha etapa de obtener agua se hace a partir de una fuente natural de agua.

5 5.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo para recuperar petróleo, por inundación con agua, que comprende la etapa de: aumentar en al menos aproximadamente el 20% la densidad del agua para inundación, por mezcla con una sustancia de partículas sólidas.

10 6.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo para recuperar petróleo, según el punto 5, en el que la densidad del agua para inundación se aumenta por las etapas de: bombear dicho agua por el alma de un pozo que conduce a una formación de cloruro sódico, con el fin de formar una mezcla de alta densidad a medida que dicho agua se mezcla con dicho cloruro sódico; y recuperar dicha mezcla de alta densidad, por el alma de otro pozo que conduce a dicha formación de cloruro sódico.

15

20

25 7.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo para recuperar petróleo, que comprende las etapas de: perforar un pozo de entrada hasta un nivel próximo al fondo de una formación productora de petróleo, que tiene unas dimensiones considerables de relieve estructural; y bombear hacia abajo, por dicho pozo de entrada, una mezcla que tiene una densidad mayor que la del petróleo a recuperar, hasta que se suministra a la formación productora de petróleo una cantidad suficiente para hacer flotar el petróleo allí almacenado, para que

30

pase a las proximidades de un pozo productor de petróleo; con lo que se puede recuperar de forma secundaria, por dicho pozo productor de petróleo, un petróleo que no se podía recuperar de otra forma.

5  
10  
15

8.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo para recuperar petróleo, que comprende las etapas de: perforar un pozo de entrada hasta un nivel próximo al fondo de una formación productora de petróleo, que tiene unas dimensiones considerables de relieve estructural; y bombear hacia abajo. por dicho pozo de entrada, una mezcla que tiene una densidad mayor que la del petróleo a recuperar, hasta que se suministra a la formación productora de petróleo una cantidad suficiente para hacer flotar el petróleo allí almacenado, para que pase a las proximidades de un pozo productor de petróleo; con lo que se puede recuperar por dicho pozo productor de petróleo un petróleo que no se podía recuperar de otra forma.

15

9.- Método para acondicionar una formación productora de petróleo.

20


Tal y como se ha descrito en la Memoria que antecede, representado en los dibujos que se acompañan y para los fines que se han especificado.

25

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

Madrid, 28 SEP. 1965

P.A.

31438 

ESCALA VARIABLE

314380

314380

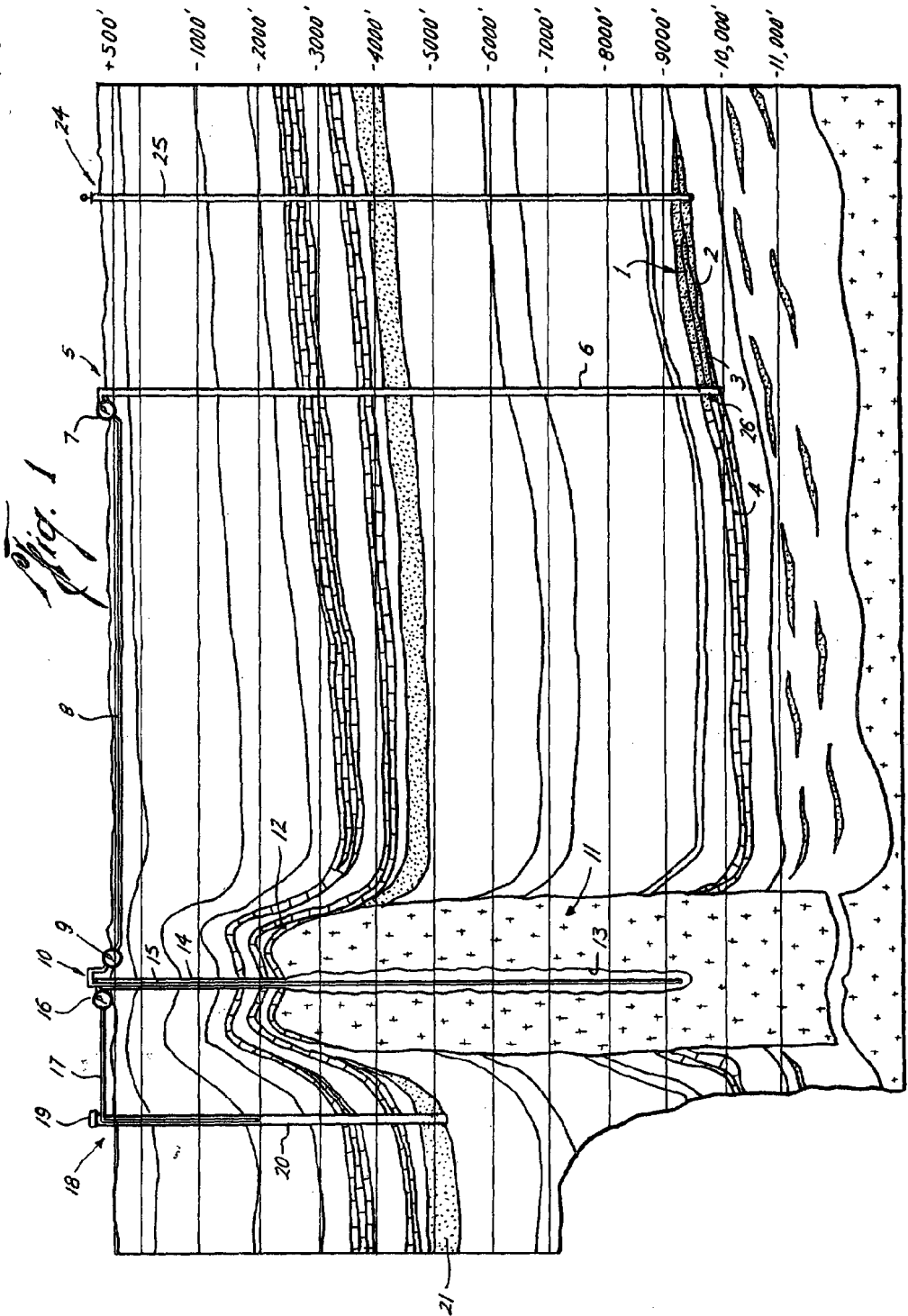


Fig. 1

Handwritten signature or initials.

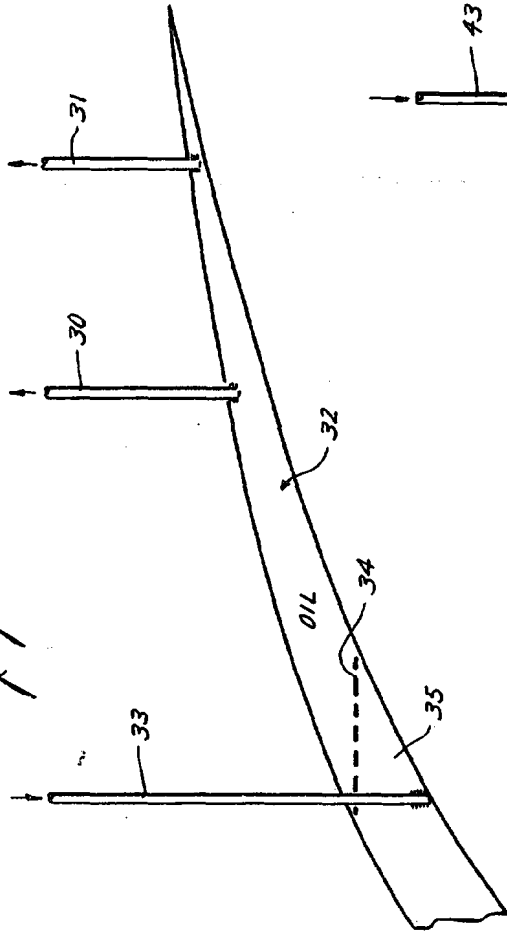


ESCALA VARIABLE

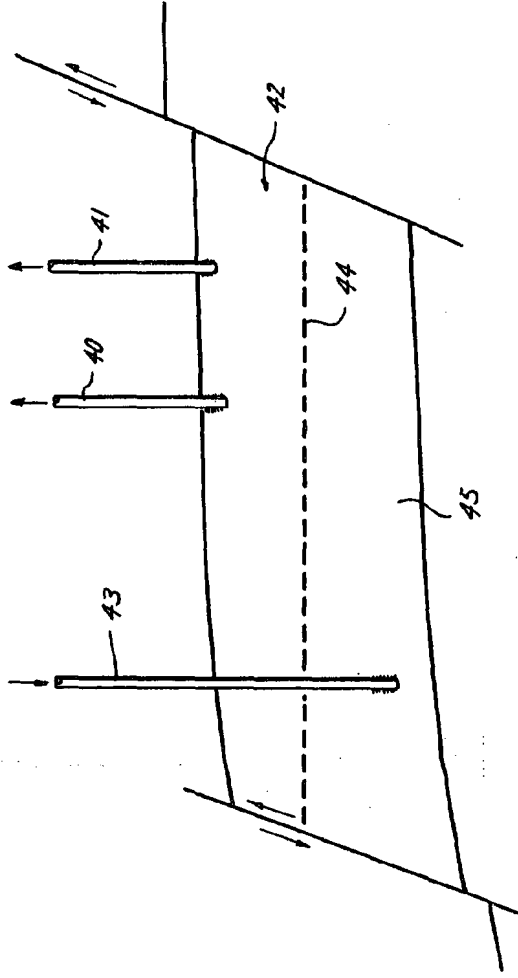
394530

394530

*Fig. 2*



*Fig. 3*



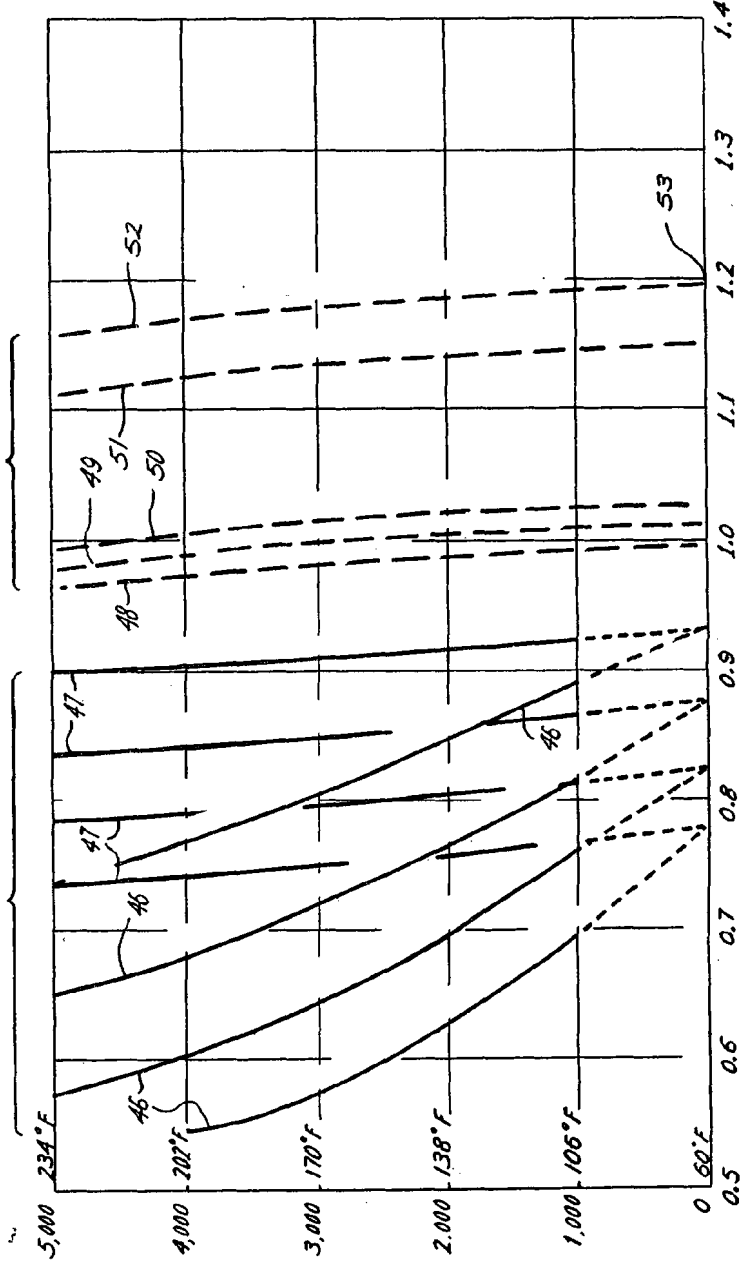
*Best*

ESCALA VARIABLE

314380

314380

Fig. A



*[Handwritten signature]*