

P - 20.757

A 54007  
File DP 50-6-66 AMS(AMS)  
US. 755.480



264 957

MEMORIA DESCRIPTIVA

que se presenta para unir a la solicitud  
de

PATENTE DE INTRODUCCION  
formulada el 17 de Febrero de 1961, con el No. 264.957  
en

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:

"METODO DE RECUPERACION DE PETROLEO DE UN YACIMIENTO NO AGOTADO".

5 El presente invento se refiere a un método para recuperar el petróleo de las formaciones del subsuelo. En un aspecto más específico, el presente invento se refiere a un método para recuperar el petróleo de las formaciones del subsuelo inyectando gases que contienen cantidades sustanciales de nitrógeno a presiones comprendidas en un ámbito crítico.

En la recuperación del petróleo de las formaciones del subsuelo aplicando energía externa en oposición a la energía natural del yacimiento o depósito, ha sido propuesto hasta:

264957



ahora inyectar gas natural y otros gases que son poco solubles en el petróleo del depósito a la presión convencional reinante en el depósito o aire y otros gases que son inertes en lo que se refiere a su acción o reacción con el petróleo del depósito y que son sustancialmente insolubles en el mismo. A las presiones acostumbradas, empleadas en tales operaciones, por lo general inferiores a unos  $10^5$  kg/cm<sup>2</sup>, cualquier fluido en estado gaseoso actúa simplemente por su empuje y debido a las grandes diferencias existentes entre la movilidad del gas en comparación con la movilidad del petróleo que es más viscoso, se pierden cantidades sustanciales de petróleo que no pueden ser recuperadas. Además, el aire u otro gas que contenga componentes inertes, es mucho menos eficaz que el gas natural puesto que los gases inertes son, sustancialmente, menos solubles en el petróleo de los depósitos que el gas natural.

Por lo tanto, es una finalidad del presente invento, proporcionar un método perfeccionado para recuperar el petróleo de un depósito de petróleo no agotado, inyectando en el depósito gases que contengan cantidades sustanciales de gases inertes a una presión comprendida en un ámbito crítico.

Otra finalidad del presente invento, es la de proporcionar un método perfeccionado para la recuperación del petróleo de un depósito de petróleo no agotado, inyectando gases que contengan cantidades sustanciales de gases inertes, a una presión inferior a la presión que ocasionaría la fractura de la formación del subsuelo y por encima de la presión que mantendría miscible en todos los puntos de contacto, el gas inyectado y el petróleo del depósito.

Otra finalidad más del presente invento, es la de proporcionar un método perfeccionado para producir petróleo de un

264957



deposición no agotado, inyectando un gas que contenga entre el 15 y el 70 por ciento en volumen, de nitrógeno, a una presión inferior a la que pueda fracturar la formación pero superior a la presión que pueda mantener miscibles en todos los puntos de contacto, el gas inyectado y el petróleo del depósito.

Otra finalidad más, aún, del presente invento, es la de proporcionar un método perfeccionado para recuperar el petróleo de un depósito de petróleo no agotado, inyectando un gas que contenga del 50 por ciento en volumen, de nitrógeno, a una presión inferior a la presión que pueda fracturar la formación, pero superior a la presión que mantendría miscibles en todos los puntos de contacto, el gas inyectado y el petróleo.

Otras finalidades más del presente invento, se harán aparentes con la descripción detallada que sigue, al ser leída en conjunción con los dibujos, en los cuales:

la figura 1 es una gráfica de presiones cricondenbar proyectadas para los sistemas de metano-hidrocarburos  $C_{4+}$  contra las presiones cricondenbar para sistemas de nitrógeno e hidrocarburos  $C_{4+}$  y la figura 2 es una gráfica del por ciento en volumen de nitrógeno en una mezcla de nitrógeno y gas natural proyectada contra la presión miscible de desplazamiento.

El término "gas inerte" tal como aquí se emplea, significa la inclusión de aquellos gases que son sustancialmente inertes frente a los petróleos de los depósitos, en cuanto se refiere a una acción o reacción con los mismos y que son igualmente o menos solubles, en el petróleo del depósito que el nitrógeno.

El término "gases solubles" tal como aquí se emplea, significa la inclusión de aquellos gases y mezclas de gases

264957



que tienen una mayor solubilidad en el petróleo de los depósitos que el nitrógeno e incluyen, sin limitación, el metano u otros hidrocarburos normalmente gaseosos, el anhídrido carbónico, las mezclas de estos gases y los análogos.

5 Aunque el término "cricondenbar" ha sido empleado clásicamente para indicar la presión máxima a la que un sistema binario de una composición dada puede existir en dos fases (CHEMICAL ENGINEERING THERMO-DYNAMICS Dodge-McGraw-Hill, primera edición, página 545), el término cricondenbar, a los fines  
10 nes del presente invento, significará la presión máxima a la temperatura del depósito o yacimiento, a la cual pueden existir dos fases para cualquier mezcla formada por el petróleo del depósito y los gases de inyección que se propone inyectar en el depósito o yacimiento. Un ejemplo de la presión cricondenbar tal como es empleada en este sentido, está expuesta en  
15 PETROLEUM TRANSACTIONS, AIME, volumen 195, página 181, 1952.

Los términos "depósito no agotado" o "depósito productor" tal como aquí son empleados, significan que comprenden un depósito de petróleo que, al comienzo del tratamiento por  
20 el método de este invento, contienen petróleo de depósito que no está saturado de gas o un depósito que, al comienzo del tratamiento por el método de este invento, contiene petróleo de depósito saturado de gas y un pequeño volumen de gas libre; pero el cual, al serle aplicada la presión previamente elegida de acuerdo con el presente invento, quedará subsaturado  
25 por disolución en el petróleo de la fase de gas libre.

En las Patentes de los Estados Unidos Nº 2.724.437 y Nº 2.724.438 ha quedado expuesto que puede ser obtenida una recuperación del petróleo sustancialmente mejorada, inyectando  
30 do en un depósito no agotado, gas natural u otros hidrocarbu-

264 957



ros normalmente gaseosos a presiones que mantengan la miscibilidad entre el gas inyectado y el petróleo del depósito. En algunos casos, esta miscibilidad puede ser obtenida inyectando el gas natural a presiones superiores a la presión cricondenbar con tal que la formación pueda resistir esta elevada presión sin que tenga lugar la fractura de la formación. Sin embargo, como específicamente se dice de acuerdo con la Patente de los Estados Unidos No. 2.724.438, la miscibilidad en todos los puntos de contacto entre el gas inyectado y el petróleo del depósito, puede ser conseguida a presiones muy por bajo de la presión cricondenbar y, sustancialmente, la misma producción final puede ser obtenida a estas presiones más bajas, que la que puede ser obtenida a presiones por encima de la presión cricondenbar.

15           A la vista de los descubrimientos anteriores, de que los gases inertes que contengan cantidades sustanciales de nitrógeno, pueden ser empleados en los procedimientos de inyección de gas a baja presión, unidos a lo que se especifica en la Patente de los Estados Unidos No. 2.724.438, podría suponerse que los hidrocarburos normalmente gaseosos podrían ser sustituidos directamente por gases inertes en el procedimiento de desplazamiento miscible objeto de la patente. Sin embargo, basados en todos los datos de que se dispone, concernientes a los sistemas nitrógeno-hidrocarburos, resulta bastante evidente que tal sustitución no es práctica. Basados en los datos de que se dispone, concernientes a las presiones cricondenbar de los sistemas metano-hidrocarburos  $C_{4+}$ , la relación de las cricondenbar para los sistemas nitrógeno-hidrocarburo y metano-hidrocarburo, pueden ser ilustradas con la gráfica de la figura 1. En la figura 1 puede observarse que

264957



las presiones cricondenbar para los sistemas nitrógeno-hidrocarburo, son varias veces mayores que las de los sistemas metano-hidrocarburo y que, a medida que aumenta el peso molecular del hidrocarburo, la divergencia entre las dos presiones cricondenbar para el mismo hidrocarburo se hacen aun mayores. Basados en la gráfica de la figura 1, puede predecirse la presión cricondenbar para un depósito de petróleo determinado, basándose en la presión cricondenbar conocida ó medida, para el mismo petróleo y el metano. Por ejemplo, para un fluido de un depósito subsaturado que tenga la siguiente composición:

	<u>Peso por ciento</u>
C <sub>1</sub>	11,3
C <sub>2</sub>	6,2
C <sub>3</sub>	6,6
C <sub>4</sub>	5,8
C <sub>5</sub>	3,5
C <sub>6</sub>	5,1
C <sub>7+</sub>	61,5

es sabido que la presión cricondenbar de las mezclas de este petróleo de depósito con el metano, es de 597 kg/cm<sup>2</sup>. Volviendo a la figura 1, la presión cricondenbar calculada para mezclas de nitrógeno con este mismo petróleo, sería de 2.531 kg/cm<sup>2</sup>. Evidentemente, esta última presión está muy por encima de los límites prácticos. Excede grandemente de la presión que ocasionaría la fractura de la formación petrolífera y es también mucho mayor que la presión que pueden resistir los equipos de laboratorio empleados en el estudio de los procedimientos de inyección de gases. Por lo tanto, es evidente que no habría posibilidad de obtener la miscibilidad inyectando nitrógeno en un depósito a/o por encima de la presión cricondenbar.

254957



Sin embargo, como se expone en la Patente de los Estados Unidos Nº 2.724.438 la miscibilidad en todos los puntos de contacto entre un gas natural inyectado y el petróleo de un depósito, puede conseguirse a presiones muy por bajo de la presión cricondenbar y la recuperación final de petróleo, 5  
equivalente a la obtenible operando a/o por encima de la presión cricondenbar, puede ser obtenida a esta presión menor.

Empleando gas natural que contenga 85 por ciento de metano y 15 por ciento de etano, como fluido impulsor se ha visto 10  
que puede obtenerse la miscibilidad a una presión de  $246 \text{ kf/cm}^2$  cuando se emplea este gas para desplazar el petróleo de un depósito, de la composición antes indicada. Esta presión de miscibilidad es aproximadamente, 60 por ciento más baja que la presión cricondenbar para el mismo sistema. Haciendo uso de 15  
estas enseñanzas de la patente, se podría por lo tanto predecir, que la miscibilidad podría obtenerse entre el fluido del depósito a que antes se hace referencia y el nitrógeno, a una presión algo superior a  $984 \text{ kg/cm}^2$ . Esta presión de miscibilidad predicha para el sistema nitrógeno-petróleo tiene, 20  
sin embargo poco valor, pues de nuevo, esta presión está por encima de todos los límites prácticos.

Contrariamente a estas enseñanzas anteriores y a las conclusiones que los versados en el asunto podrían sacar basados en estas enseñanzas, se ha visto, de acuerdo con el presente invento, que el nitrógeno o los gases que contengan 25  
cantidades sustanciales de nitrógeno, pueden ser empleados para desplazar por miscibilidad el petróleo de un depósito no agotado, a presiones ligeramente superiores a las necesarias para conseguir el desplazamiento por miscibilidad con hidrocarburos normalmente gaseosos. Empleando el mismo petróleo de de- 30

254957



pósito del ejemplo anterior, se ha visto, de acuerdo con el presente invento, que puede lograrse la miscibilidad y un procedimiento de desplazamiento por miscibilidad efectuado inyectando nitrógeno puro a una presión de 272 kg/cm<sup>2</sup>. Para este sistema en particular, la diferencia entre la presión de miscibilidad del gas natural y la del nitrógeno puro, es tan solo de 26 kg/cm<sup>2</sup> y esta presión de miscibilidad del nitrógeno es 702 kg/cm<sup>2</sup> más baja que la presión de miscibilidad que era de esperar.

Por lo tanto, de acuerdo con el presente invento, pueden ser obtenidos resultados sustancialmente mejorados con relación a los de los procedimientos convencionales de inyección de gases inertes a baja presión, inyectando gases que contengan cantidades sustanciales de gases inertes en el depósito, a una presión superior a la necesaria para mantener la miscibilidad, tal como es determinada por un procedimiento convencional de laboratorio que más adelante se describe, pero inferior a la que ocasionaría la fractura de la formación del depósito.

La figura 2 ilustra las presiones de miscibilidad intermedias obtenidas para el petróleo de depósito antes mencionado y mezclas de gas natural y nitrógeno. Es significativo observar el aumento comparativamente rápido y esperado de las presiones de miscibilidad, cuando se emplean gases que contengan de 0 a 15 por ciento de nitrógeno. Sin embargo, por encima del 15 por ciento de nitrógeno, desaparece esta tendencia y, finalmente, para el 100 por ciento de nitrógeno, se llega a la inesperada baja presión de miscibilidad. Además, entre el 15 y el 70 por ciento de nitrógeno, no tienen lugar cambios importantes en la presión de miscibilidad. De acuerdo con esto, con el fin de aprovechar la presión más baja posible, debería

264957



elegirse un gas cuya composición correspondiente a la parte casi horizontal de la curva de la figura 2 (15 a 70 por ciento de nitrógeno). Evidentemente, la ventaja de una presión más baja de operación, puede ser unida al empleo económicamente ventajoso del nitrógeno, haciendo uso de más del 50 por ciento de nitrógeno y, de preferencia, entre el 50 y el 70 por ciento de nitrógeno.

Como ya se ha dicho anteriormente, el límite superior de las presiones a emplear de acuerdo con el presente invento, es aquella presión que sería suficiente para fracturar la formación petrolífera en la que se llevase a cabo el procedimiento. En general, la presión de fractura de formaciones para formaciones de profundidad superior a los 1.220 metros es, predominantemente, la presión necesaria para levantar los terrenos de recubrimiento. Esta presión de fractura de la formación puede ser calculada, con una exactitud razonable y oscila entre 40 y 59 gr/cm<sup>2</sup> por cada 30 cm de profundidad, para formaciones a profundidad superior a los 1.220 metros. A profundidades inferiores a los 1.220 metros, la presión de fractura de la formación está formada, predominantemente, por la presión necesaria para vencer la fuerza que mantiene unida la roca y que también puede ser calculada por procedimientos conocidos y que es en general de 1.220 kg/cm<sup>2</sup> o menos.

La presión mínima de acuerdo con el presente invento, es aquella presión a la cual la miscibilidad entre el petróleo del depósito y el gas de inyección existe tal como es determinada en el laboratorio mediante ensayos de desplazamiento en núcleo largo. Estos ensayos de desplazamiento en núcleo largo, están explicados con detalle en la Patente de los Estados Unidos Nº 2.724.438 y consisten, en resúmen, en desplazar petróleo de

264957



deposición de un núcleo llenado con dicho petróleo por medio de un gas de inyección a una serie de presiones diferentes, observando a través de una célula visual la presión más baja a la cual todo el efluente es una sola fase. A/o por encima de esta presión de miscibilidad, el efluente del núcleo es una sola fase en todos los momentos y tal como se observa por la célula visual, el efluente varía gradualmente desde un petróleo líquido de una sola fase antes de que en ella penetre el gas, hasta un gas de una sola fase cuando tiene lugar una variación sustancial en la relación gas/petróleo (entre 10.000 SCF/STB y 15.000 SCF/STB, aproximadamente). Como dato práctico, el ensayo es continuado, por lo general, hasta alcanzar la relación gas/petróleo final (elegida generalmente como la de 849 m<sup>3</sup> de gas por barril de aceite en tanque). En resumen, dos fases de gas y líquido, fluyendo simultáneamente, no aparecerán en ningún momento durante un desplazamiento por miscibilidad, es decir, en ningún momento aparecerán burbujas de gas en una fase líquida y en ningún momento aparecerán gotitas en una fase gaseosa.

Para realizar los ensayos de desplazamiento en núcleo largo, de acuerdo con este invento, se construye un núcleo artificial llenando un tubo de 5 cm. de diámetro y 6 metros de longitud, con arena que pase por el tamiz de 140 a 200 mallas. Es importante la longitud del núcleo de arena puesto que se ha visto que un núcleo menor de 6 metros es demasiado corto para permitir la mezcla y contacto adecuados en la zona de contacto del petróleo con el gas. Sin embargo, también se ha visto que también pueden ser usados núcleos de mayor longitud, hasta 30 metros o más, pero la presión de miscibilidad observada en un núcleo de 6 metros es la misma que la observada en los núcleos

264957



mucho más largos. El petróleo, que ha sido estabilizado a la presión atmosférica y que es denominado por lo general "petróleo muerto" es bombeado entonces en el interior del núcleo a una presión de unos 35 kg/cm<sup>2</sup> para desplazar el gas o el aire que puedan estar presentes en el núcleo. El núcleo es calentado después mediante una camisa llena de un fluido caliente o por una resistencia eléctrica, para llevar la temperatura del núcleo a la temperatura deseada del depósito. Entonces se bombea en el núcleo petróleo del depósito o yacimiento que tenga la misma composición y características que el del depósito que haya de ser tratado, hasta que haya sido desplazado todo el petróleo muerto y esté lleno el núcleo con petróleo de depósito a la temperatura del depósito y a la presión existente en el depósito. El gas de inyección, en este caso nitrógeno o mezclas de gases solubles y gases inertes, es bombeado en el núcleo a una presión previamente determinada, produciendo simultáneamente fluidos del extremo de salida del núcleo. Se mantiene una contrapresión en el extremo de salida del núcleo que sea suficiente para mantener una diferencia de presiones de 35 kg/cm<sup>2</sup>, aproximadamente, de modo que el petróleo fluirá del núcleo debido a la presión ligeramente superior del gas de inyección.

Inmediatamente adyacente al extremo de salida del núcleo, el efluente pasa por una célula visual en la cual el operador puede observar, en todo momento, la naturaleza del efluente. Repitiendo este procedimiento a diferentes presiones del gas de inyección, se encontrará una presión a la cual sean miscibles el petróleo y el gas de inyección y a la cual y en todo momento, se observará una sola fase durante toda la marcha del ensayo. Por bajo de esta presión, se observarán dos fases que

264857



fluyen simultáneamente en algún punto durante el ensayo. Sin apartarse del presente invento, pueden ser introducidas variaciones y modificaciones en este procedimiento que son bien conocidas de los versados en el asunto. Por ejemplo, puede  
5 emplearse un tubo de menor diámetro siempre que su longitud sea la suficiente para permitir una mezcla y contacto adecuados (por lo menos 6 metros) o puede emplearse nafta en lugar de petróleo muerto para purgar de aire o gas el núcleo.

Si bien en la práctica del presente invento puede emplearse cualquier presión por bajo de la presión de fractura de  
10 la formación pero superior a la presión de miscibilidad, es evidente que la presión de miscibilidad o una presión ligeramente superior a la presión de miscibilidad, será la más conveniente y económica.

Como ya se ha dicho, el presente invento es aplicable a un depósito productor o no agotado, tal como ha quedado definido, puesto que solo en este tipo de depósito puede lograrse la miscibilidad entre el petróleo del depósito y el gas de  
15 inyección y que son posibles recuperaciones inesperadamente elevadas del petróleo del depósito. En los depósitos agotados que no están subsaturados o que no pueden ser subsaturados a la presión operante, el gas de inyección deja perder una cantidad considerable de petróleo y no se obtendrá ventaja con respecto a los procedimientos convencionales de desplazamiento a baja presión, efectuados a presiones de 105  
20 kg/cm<sup>2</sup> o más bajas aún.

En la aplicación práctica del método del presente invento a un depósito, las fases básicas son las mismas que las descritas anteriormente en conexión con los ensayos de  
25 desplazamiento de núcleo largo. Resumiendo, una vez determi-  
30



264

nada previamente la presión de operación tal como se ha ex-  
puesto anteriormente, el gas es inyectado continuamente en  
uno o más pozos de inyección, a una presión suficiente para  
mantener dicha presión predeterminada en la zona de contacto  
entre el petróleo del depósito y el gas de inyección, mante-  
niendo continuamente la inyección de gas y la presión para  
obligar al gas a que atravesase el depósito y desplace el pe-  
tróleo del depósito por delante del gas y simultáneamente con  
tal inyección, son recuperados los fluidos por uno o más de  
los pozos de producción. Evidentemente, la presión superfi-  
cial en los pozos de producción debe ser ligeramente inferior  
a la de los pozos de inyección con el fin de obtener produc-  
ción y mantener el flujo en el depósito. Los fluidos recupe-  
rados por los pozos de producción consistirán, inicialmente,  
en una fase líquida de petróleo con pequeñas cantidades de  
gas natural en disolución hasta que irrumpa el gas de inyec-  
ción. Siguiendo a la irrupción del gas de inyección, empeza-  
rá a aumentar la relación gas-petróleo, debido a la presencia  
de cantidades crecientes de gas de inyección en el fluido,  
pero el fluido producido seguirá siendo una sola fase fluida  
que irá variando gradualmente desde petróleo líquido hasta  
gas de inyección. Finalmente, al llegar a la relación de abando-  
no gas-petróleo, que de costumbre es la de 30.000 SCF/STB, el  
fluido será, sustancialmente, una fase de gas de inyección con  
petróleo disperso en la misma, en cuyo momento, se detiene el  
procedimiento. Pueden ser elegidas varias disposiciones de po-  
zos de inyección y de producción, dependiendo de la geometría  
del campo petrolífero y de otros factores bien conocidos a  
los versados en la materia.

Las ventajas del presente invento son demostradas por

264857



la producción resultante de petróleo obtenida en la serie de ensayos efectuados para determinar las presiones de miscibilidad que aparecen en la figura 2. En esta serie de ensayos se empleó como gas de inyección el nitrógeno puro y mezclas de nitrógeno y gas natural, con un contenido en nitrógeno del 15 por ciento o mayor y estos gases fueron empleados para desplazar petróleo de depósito de una columna artificial de arena de 36 metros de longitud a la temperatura de 60°. La recuperación final de petróleo almacenado en tanque, a la relación gas-petróleo de abandono de 30.000 SCF/STB fué calculada en por ciento del petróleo puesto inicialmente en el núcleo. La recuperación final por ciento, se encontró que oscilaba entre el 83,6 y el 87,3 por ciento del petróleo puesto inicialmente. Las recuperaciones no variaron según la cantidad de nitrógeno en la mezcla ni tampoco aparecieron diferencias importantes entre el nitrógeno al 100 por ciento y el nitrógeno al 14 por ciento.

En la realidad, la recuperación final más elevada, fué obtenida con una inyección de mezcla de gases que contenía 66 por ciento de nitrógeno. Estas recuperaciones finales se comparan favorablemente con las medidas previamente cuando se usa gas natural como medio de desplazamiento, a la presión de miscibilidad del gas natural y del petróleo de depósito y en un depósito real, sería de esperar que fuera, aproximadamente, de un 95 por ciento, lo mismo que un desplazamiento por miscibilidad con gas natural a elevada presión.

Los gases conteniendo cantidades sustanciales de un gas inerte para ser usados de acuerdo con el presente invento, incluyen el aire, gas de combustión y otros gases que contienen cantidades considerables de nitrógeno. El gas de combustión es

264957



el gas preferido de acuerdo con el presente invento. Debe comprenderse que en el empleo de gas de combustión en lugar de gas natural, existe una ventaja económica sustancial puesto que la combustión de un volumen de gas natural producirá nueve volúmenes de gas de combustión. Por lo tanto, el presente invento está adaptado particularmente a ser empleado en aquellas áreas en las que el gas natural es escaso ya que convirtiendo simplemente el gas natural de que se disponga, en gas de combustión, se obtiene un aumento de volumen de nueve veces. Un gas de combustión típico, contendrá, aproximadamente, 89 por ciento en volumen de nitrógeno y 11 por ciento en volumen de anhídrido carbónico.

El procedimiento tal como queda descrito en lo que antecede, puede ser modificado de varias maneras. Primero, para desplazar el petróleo del depósito puede ser inyectado un tapón de gas inerte enriquecido con hidrocarburos desde  $C_1$  a  $C_6$  y este gas enriquecido puede ser seguido después por el gas de combustión u otros gases inertes que contengan poco o ningún hidrocarburo. En este caso, no es necesario que estén presentes en el gas enriquecido hidrocarburos  $C_1$  si el petróleo del depósito contiene suficiente metano para que tenga lugar una transferencia neta de metano desde el petróleo del depósito al gas enriquecido inyectado. En otra variante, un tapón de metano o de gas natural al cual se han añadido hidrocarburos desde  $C_2$  a  $C_6$ , puede ser inyectado en el depósito, seguido por gases que contengan cantidades sustanciales de un gas inerte. En cualquiera de estas variantes, la magnitud del tapón debe estar en las proximidades del 30 por ciento, aproximadamente, del volumen intersticial de hidrocarburos del depósito. Después de esto, la cantidad del segundo gas inyec-

264957



tado es ilimitada excepto que la inyección sería suspendida normalmente al llegar a la relación gas-petróleo de abandono. En cualquiera de estos dos casos, puede conseguirse la miscibilidad a presiones ligeramente inferiores a las mencionadas anteriormente y el procedimiento puede ser aplicado tanto a depósitos agotados como a depósitos no agotados.

Habiendo descrito el presente invento e ilustrado el mismo con ejemplos específicos, ha de entenderse que tales ejemplos son solo ilustrativos y no han de ser considerados como limitativos del presente invento y que materiales y técnicos equivalentes o modificaciones del mismo, serán manifiestas a cualquier versado en el asunto y que tales equivalentes y modificaciones están previstas para ser amparadas por las reivindicaciones anejas.

#### NOTA

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

12. - Un método de recuperación de petróleo de un yacimiento no agotado, que tiene en comunicación con él, por lo menos un pozo de inyección y un pozo de producción, que se caracteriza por la inyección en el interior de dicho yacimiento, a través de dicho pozo de inyección, y desplazamiento a través de dicho yacimiento de un gas, que contiene por lo menos el 15% en volumen de un gas inerte y no más del 85% en volumen



264957

de un gas soluble a una presión determinada previamente, inferior a aquella presión que fracturará la formación de dicho yacimiento, pero superior a la presión más baja a la cual dicho gas es miscible con dicho petróleo; siendo determinada dicha presión mínima de mezcla llenando una muestra cilíndrica de arena, de por lo menos 6 metros de longitud, con dicho petróleo, manteniendo dicha muestra cilíndrica de arena y el petróleo, a una temperatura igual a la temperatura de dicho yacimiento, inyectando dicho gas por un extremo de dicha muestra cilíndrica de arena, hasta que salga fluido por el otro extremo de dicha muestra cilíndrica de arena, simultáneamente con dicha inyección, y determinando la presión mínima a la cual todo el efluente es una sola fase que cambia gradualmente de una fase líquida a una fase gaseosa; y simultáneamente con dicha inyección y desplazamiento, sacando a través de dicho pozo de producción fluidos desplazados de dicho yacimiento, por dicho gas de inyección.

2ª. - Un método de acuerdo con el punto 1ª, que se caracteriza por el hecho de que el gas inyectado contiene entre un 15 y un 70% en volumen de un gas inerte, y entre 85 y 30% en volumen de un gas soluble.

3ª. - Un método de acuerdo con el punto 1ª, que se caracteriza por el hecho de que el gas inyectado contiene por lo menos un 50% en volumen de un gas inerte y no más de un 50% en volumen de un gas soluble.

4ª. - Un método de acuerdo con cualquiera de los puntos precedentes, que se caracteriza por el hecho de que el gas inerte es nitrógeno.

5ª. - Un método de acuerdo con cualquiera de los puntos precedentes, que se caracteriza por el hecho de que el gas so-

264957



luble es gas natural.

6º. - Un método de acuerdo con el punto 1º, que se caracteriza por el hecho de que el gas inyectado es gas de combustión obtenido por la combustión de gas natural.

5 7º. - Un método de acuerdo con el punto 1º, que se caracteriza por el hecho de que el gas inyectado es una mezcla de gas natural y gas de combustión obtenido por la combustión de gas natural.

10 8º. - Método de recuperación de petróleo de un yacimiento no agotado.

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

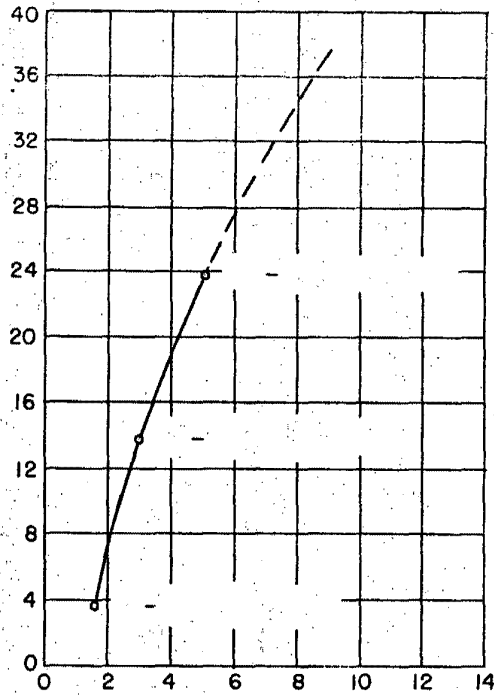
15 Esta Memoria consta de dieciocho hojas escritas a máquina por una sola cara.

Madrid, 13 ABR 1961

P. A.

Attestado en el...

DG/...



264957

FIG. 1

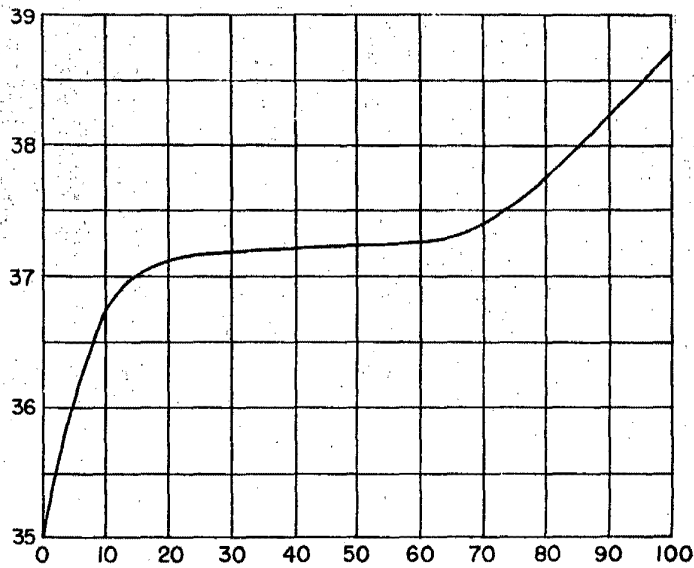


FIG. 2

*Handwritten signature or initials.*