

CASTELLANOS & Co. LTDA

ABOGADOS

Calle 94 A No. 7 A - 09
Bogotá, D.C., COLOMBIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-170445- -00008-0000

Fecha: 2014-11-11 15:16:03 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 34

Señor

Director de la Dirección de Nuevas Creaciones

Superintendencia de Industria y Comercio

Ministerio de Comercio, Desarrollo Industria y Turismo

E. S. D.

Re.: Expediente No. **13 170445**

Solicitud de Patente PCT entrada en Fase Nacional, para:

“PROCESO DE GENERACIÓN DE VAPOR DE CERO EMISIONES”

Solicitantes: **CLEAR ENERGY SYSTEMS, INC.**

PAXTON CORPORATION

PARAMOUNT RESOURCES LTD.

RESPUESTA A EXAMEN DE FONDO

Yo, **MARGARITA CASTELLANOS ABONDANO**, mayor de edad, identificada y domiciliada como aparece al pie de mi firma, obrando en mi calidad de apoderada de la sociedad solicitante del asunto citado en la referencia, en atención a su oficio No. **7912** notificado el **08 de julio de 2014** y para el cual solicité oportunamente prórroga de treinta (30) días el **19 de septiembre de 2014**, atentamente me permito dar respuesta al mismo de la siguiente manera:

1. Modificación a la descripción, a las figuras y a las reivindicaciones

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 34 de la Decisión 486 y en vista de las observaciones realizadas por el examinador, se presenta en esta oportunidad una nueva descripción, un nuevo juego de figuras y un nuevo pliego reivindicatorio conformado por 12 reivindicaciones.

Así, siguiendo las amables sugerencias del examinador se ha modificado el texto de la descripción reemplazando la expresión “combustible de combustión” por “combustible”. Del mismo modo, se ha modificado la figura 2B, reemplazando la expresión “grados C”, por “C” en la leyenda de la gráfica y en la figura 3 se han convertido los valores expresados en “b/d” (barriles por día) y “MMcf” (millones de pies cúbicos), en “m3/d” (metros cúbicos por día), según el Sistema Internacional de Unidades. En la figura 3 también se ha corregido la estructura del dióxido de carbono.

Por otra parte, se han tenido en cuenta todas las observaciones formuladas en relación con las reivindicaciones y por lo tanto, se presentan nuevas reivindicaciones 1 a 12 dirigidas a un método

2

CASTELLANOS & Co. LTDA

A B O G A D O S
Calle 94 A No. 7 A - 09
Bogotá, D.C., COLOMBIA

de producción de vapor, en las cuales no se incluyen expresiones ambiguas, características funcionales y/o resultados. Adicionalmente, el método se encuentra definido según las disposiciones actuales, es decir, indicando cada uno de los pasos y condiciones correspondientes.

Se solicita atentamente tener en cuenta este nuevo pliego reivindicatorio para el análisis de patentabilidad, toda vez que no implica una ampliación de la materia inicialmente solicitada y además permite superar las objeciones comunicadas por el examinador.

2. Claridad del pliego reivindicatorio

Tal como se indicó anteriormente, se han tenido en cuenta todas las observaciones del examinador y en consecuencia, se presenta en esta oportunidad un pliego reivindicatorio más claro y conciso y descrito conforme las disposiciones actuales.

No obstante, se desea indicar que las expresiones "vapor de calidad 100%" y "<100% de saturación" resultan claras para la persona del oficio normalmente versada en la materia. Específicamente, dicha persona, basada en sus conocimientos, puede establecer que la calidad del vapor hace referencia a la fracción de masa que es vapor en una mezcla saturada, es decir, cuando se habla de vapor saturado se hace referencia a una "calidad" del 100% y cuando se habla de líquido saturado se hace referencia a una "calidad" de 0%. Una calidad inferior al 100% hace referencia a una fracción de masa de vapor menor al 100% en una mezcla saturada.

Por lo anterior, se solicita atentamente tener en cuenta que dichas condiciones definidas en el método son relevantes para la invención y que resultan claras para la persona del oficio normalmente versada en la materia.

3. Análisis de patentabilidad

3.1 Novedad

Para la evaluación de este requerimiento, el examinador citó el documento D1: WO 2010/101647. Según los argumentos expuestos, dicho documento afecta la novedad de la reivindicación 1 como fue presentada inicialmente.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la reivindicación 1 no ha sido incluida en el nuevo pliego reivindicatorio, esta objeción se ve superada.

CASTELLANOS & Co. LTDA**A B O G A D O S**

Calle 94 A No. 7 A - 09

Bogotá, D.C., COLOMBIA

3.2 Nivel inventivo

Adicional al documento D1 citado para la evaluación de novedad, el examinador citó los documentos D2: WO 1999/41490, D3: US 2008/0257543 y D4: US 6591908 para la evaluación del nivel inventivo.

A este respecto, se solicita atentamente tener en cuenta el pliego reivindicatorio modificado que se presenta, en donde se incluye una única reivindicación independiente que hace referencia al método para la producción de vapor. Específicamente, la nueva reivindicación 1 recita:

1. *Un método para producir vapor, dicho método comprende:*
 - a) *inyectar combustible y oxígeno juntos en una cámara de reacción a presiones entre 690 kPa y 17800 kPa,*
 - b) *ignición de la mezcla,*
 - c) *Pasar agua de alimentación a través de los gases de combustión;*
 - d) *Adicionar más agua corriente abajo de la llama hasta que se consiga una mezcla deseada de dióxido de carbono y de vapor;*
 - e) *Extraer las impurezas arrastradas incluyendo agua líquida salada o salmuera corriente abajo, antes de la inyección de una mezcla de vapor de calidad 100% y dióxido de carbono;*
 - f) *Recircular el agua líquida salada o salmuera al menos parcialmente de vuelta a la cámara de reacción.*

Esta nueva reivindicación está basada en la anterior reivindicación 4, la cual fue objetada por falta de nivel inventivo por el examinador. Según los argumentos expuestos, una persona normalmente versada en la materia incluiría el control de la presión en la cámara del generador de la mezcla vapor/CO₂ del documento D2 en el método de la anterioridad D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 4 lo cual es considerado obvio y, por lo tanto, sin altura inventiva.

Sin embargo, en vista de la nueva reivindicación 1, es posible establecer que ni el documento D1 ni el documento D2 revelan la recirculación del agua líquida salada o salmuera al menos parcialmente de vuelta a la cámara de reacción. Con dicha recirculación se logra un requerimiento menor de eliminación de agua líquida salada o salmuera. Adicionalmente, se requiere menos agua para uso en la cámara de reacción.

En consecuencia, el método de la presente invención es más eficiente y genera menos residuos.

4

CASTELLANOS & Co. LTDA

A B O G A D O S
Calle 94 A No. 7 A - 09
Bogotá, D.C., COLOMBIA

Por otra parte, el método de la presente invención posibilita el uso del generador de vapor de oxígeno-combustible con utilización de agua no tratada producida en el campo de petróleo para generar vapor de calidad 100% para uso en la recuperación térmica de petróleo. Esto se logra cambiando las condiciones de funcionamiento del generador, produciendo vapor de menos de 100% de calidad en el generador de vapor, y con la incorporación de un separador de vapor para eliminar la salmuera resultante.

A diferencia de todos los demás procesos de generación de vapor, los cuales requieren del ablandamiento del agua por encima de aproximadamente 5000 ppm de sólidos en suspensión en el agua de alimentación de la caldera, esta invención no requiere el acondicionamiento del agua de entrada en cualquier nivel de sólidos en suspensión en el agua.

Del mismo modo, el agua de alimentación incluye el agua subterránea no tratada, la cual es co-producida con la producción de petróleo. La capacidad de uso de esta agua producida no tratada da lugar a las siguientes ventajas:

- Se elimina el requerimiento continuo de agua adicional en un proceso de recuperación térmica de petróleo, tales como, pero no se limita a estos, Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD), Estimulación Cíclica por Vapor (CSS), o Inundación por Vapor, u otros procesos de recuperación que se inician con inyección de vapor, por ejemplo, en la combustión in situ. Con la captura del agua de combustión, una vez el proceso de producción es estable, no se requerirá agua adicional.
- Se aumenta la eficiencia térmica del proceso. Con la captura del calor perdido para acumular las emisiones y las pérdidas adicionales en tuberías, la eficiencia térmica puede aumentar en más de un 10%.
- Se reducen los costos operativos y de capital del proceso de recuperación térmica de petróleo hasta en un 50%, mediante la eliminación completa del equipamiento para el tratamiento del agua.

Estas ventajas asociadas a otras descritas en la invención demuestran que el método reivindicado provee un efecto inesperado y por ende, no resulta obvio a la luz de las enseñanzas del arte previo.

Por lo tanto, la objeción formulada en este sentido, se ve superada.

5

CASTELLANOS & Co. LTDA

A B O G A D O S
Calle 94 A No. 7 A - 09
Bogotá, D.C., COLOMBIA

4. Anexos

- Nueva descripción
- Nuevo pliego reivindicatorio conformado por doce (12) reivindicaciones.
- Nuevo juego de figuras

Señor Director,


Margarita Castellanos Abondano
C.C. No. **39.779.654** de Bogotá
T.P.A. No. **70.819** del C.S.J.
Calle 94A No. 7A-09 - Bogotá, D.C.
Teléfono: 7560770

Bogotá, D.C. **11 NOV. 2014**
MCA/jm
P2955
RESPUESTA EXAMEN DE FONDO

PROCESO DE GENERACIÓN DE VAPOR DE CERO EMISIONES

Campo técnico

5 La presente invención se relaciona con una zona de generación de vapor para la recuperación térmica de petróleo y bitumen a partir de yacimientos subterráneos de hidrocarburos. Específicamente, con la zona de utilización de una cámara de combustión, para combustible y oxígeno, como un generador de vapor.

10 Antecedentes del estado del arte

Los proyectos de recuperación térmica de petróleo, incluyendo pero no limitados a Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD), Estimulación Cíclica por Vapor (CSS), o Inundaciones por Vapor, o los procesos de recuperación que
15 potencialmente comienzan con inyección de vapor (por ejemplo la combustión in situ) utilizan grandes cantidades de agua en forma de vapor, para llevar la energía térmica subterránea para movilizar el petróleo, el petróleo pesado o el bitumen. Esta agua, típicamente en una proporción de tres o más partes de agua por una parte de petróleo, se transporta de nuevo a la superficie con el petróleo. Los
20 procesos previos han requerido tratamiento extensivo con agua y el manejo para limpiar el agua antes de reutilizarla como agua de alimentación de calderas. Por ejemplo, el tratamiento del agua puede involucrar uno o más de la separación por gravedad, el ablandamiento del agua, la filtración, la desalinización, el desengrasado y los tratamientos químicos.

25 El tratamiento del agua es una parte esencial de cualquier proceso, debido a que la introducción del agua "sucia" en la caldera podría limitar o incluso detener el proceso debido a la exfoliación de la caldera, y a otros procesos que interrumpen los eventos. La acumulación creciente de las impurezas en la caldera
30 requiere de la limpieza de la caldera, la construcción de una caldera auxiliar para los períodos de mantenimiento para limpiar la caldera principal y así sucesivamente. Hacerle frente a las impurezas tiene como resultado recursos económicos, mantenimiento, costos de operación e impacto ambiental cada vez mayores. Por lo general, en un sistema tradicional de recuperación térmica del

petróleo, el proceso de tratamiento del agua representa hasta el 50% de los costos de operación.

Por lo tanto, hay una necesidad de eliminar la dependencia del proceso de
5 producción de petróleo del tratamiento del agua y de las operaciones de limpieza.

Además hay una necesidad de un proceso que utilice agua de mala calidad
o agua "sucio", o un agua que no haya sido sometida a ningún tratamiento y
ablandamiento, para producir vapor para la recuperación térmica del petróleo.

10

Por otra parte, todos los proyectos de recuperación térmica tienen
requerimientos constantes de agua para compensar las pérdidas de agua y el
tratamiento de agua de purga. Estas pérdidas pueden ser de hasta 20% por día de
la operación. Hay una necesidad de reducir o eliminar estos requerimientos
15 adicionales de agua.

Además, hay un requisito medioambiental para reducir la liberación a la
atmósfera de los subproductos de combustión, tales como componentes de óxido
nitroso y componentes de óxido de carbono.

20

Tradicionalmente, los procesos de calentamiento/enfriamiento se llevan a
cabo en recipientes y dispositivos de intercambio de calor, que tienen una
deficiencia común: todos esos recipientes y dispositivos utilizados en todas las
industrias mantienen una separación entre las sustancias reactivas y los objetivos
25 de calentamiento o enfriamiento. Por ejemplo, todas las calderas industriales
utilizan bien sea tubos de humo o tubos de caldera de uno o múltiples pasos, que
separan el agua (para ser calentada) desde la fuente de calor (zona de
combustión). Del mismo modo, los enfriadores de glicol o los de superficie separan
los medios de enfriamiento del fluido de proceso. Esta separación reduce
30 sustancialmente la eficiencia de los calentadores y los enfriadores.

Hay una oportunidad de lograr una mayor eficiencia y flexibilidad de los
procesos mediante la combinación estrecha del proceso de combustión y el agua
de alimentación dentro de un recipiente para proceso simple. La combinación de

los gases de combustión con el agua de alimentación, suprime todas las superficies de transferencia de calor y conduce a eficiencia térmica mayor que la de una caldera típica de tambor o generador de vapor de un solo paso, ya que no se pierde calor con los gases de chimenea. Los ejemplos de tal recipiente se
5 presentan en las patentes de EE.UU. 5.680.764 y 6.170.624 entre otras, y en la solicitud actual se mencionan como "generador de vapor oxi-combustible".

Los proyectos térmicos de petróleo utilizan grandes cantidades de energía y emiten dióxido de carbono a la atmósfera en forma de un subproducto. La patente
10 canadiense 2.576.896 por Kresnyak y Bunio, entre otros, ilustra el uso de la tecnología de combustión del oxígeno para generar una corriente de emisión de gas que consiste predominantemente de dióxido de carbono, el cual puede retirarse luego o utilizarse para la recuperación mejorada de petróleo o de gas. La solicitud de Patente Canadiense 2.619.557 por Turta et al., entre otros, ilustra los
15 métodos para utilizar el dióxido de carbono para mejorar la recuperación de petróleo y de gas. En todos esos casos, los métodos de captura de dióxido de carbono para utilización en la recuperación mejorada de hidrocarburos son complicados y de capital intensivo.

20 Es bien conocido en la técnica de mejorar la recuperación de petróleo, que el dióxido de carbono puede actuar como un solvente y agente de hinchamiento, que incrementa la recuperación de petróleo en algunas situaciones cuando se inyecta en la formación de petróleo. En la recuperación térmica, sin embargo, el gas libre en un yacimiento puede bajar la temperatura in situ del yacimiento, que a
25 su vez reducirá la recuperación de petróleo. Se requiere la mezcla correcta de dióxido de carbono y vapor de agua que permita, al menos, el mismo nivel de recuperación, a la vez que se separa el gas de invernadero.

Por lo tanto, hay una necesidad de un proceso para la generación de vapor
30 de alta calidad, es decir, vapor con la mayor parte de su masa en forma de vapor, a partir del agua producida, sin el tratamiento por adelantado de esta agua. Hay una necesidad de un nuevo método de captura de dióxido de carbono para su uso en la recuperación térmica de hidrocarburos y la separación. Por último hay una

necesidad de reducir la dependencia en el agua de compensación para los procesos de recuperación térmica de petróleo.

Más allá y otros objetos de la invención serán evidentes para un experto en la técnica al considerar el siguiente resumen de la invención y la descripción más detallada de las implementaciones preferidas ilustradas en este documento.

Divulgación de la invención

Se proporciona un nuevo proceso térmico para la generación de una mezcla gaseosa de vapor y dióxido de carbono, mediante la provisión de un generador de vapor oxi-combustible que emplea agua sin tratar, lo cual elimina el requisito de manipulación y tratamiento previo a la generación del vapor de agua.

En concreto, el proceso utiliza el aparato, diseñado como un generador de gas, como un nuevo concepto de recipiente de proceso para usar aguas subterráneas, que son co-producidas con el petróleo, directamente en vapor sin suavizar o tratar antes de la ebullición. La recuperación térmica incluye, pero no se limita a, Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD), Estimulación Cíclica por Vapor (CSS), Inundaciones por Vapor, o los procesos combinados vapor-aditivo, donde el aditivo puede ser uno o más de gas no condensable, disolvente, o tensoactivo. Además, el proceso captura todos los gases de combustión producidos e inyecta vapor y gases de combustión subterráneamente y al mismo tiempo, eliminando la exigencia permanente de agua tratada en la recuperación térmica de petróleo.

El generador alternativo de gas se desarrolló inicialmente para crear una corriente de vapor de agua sobrecalentado y dióxido de carbono para utilización en la generación de energía eléctrica, y se ilustra en las Patentes US 5.680.764 y 6.170.624 entre otros. Este generador alternativo de gas es una nueva generación del recipiente de proceso que mezcla íntimamente los fluidos del proceso con medios de calentamiento o de enfriamiento. En todos los demás recipientes de proceso, la fuente de calor o el drenaje está físicamente separada por una barrera tal como una pared de tubo de metal a través del cual se produce la transferencia

de calor. Por ejemplo, todas las calderas convencionales utilizan bien sea los tubos de humo o los tubos de caldera (agua) para mantener una separación de los gases de combustión y los fluidos del agua de alimentación. En la implementación original, el generador de gas utiliza agua desmineralizada, el gas natural y el oxígeno para generar una mezcla relativamente pura de dióxido de carbono y vapor de agua para accionar una turbina eléctrica. En la última parte del proceso, el vapor se condensó para la reutilización y el dióxido de carbono se separó subterráneamente. El Generador de Gas que puede ser utilizado como generador oxi-combustible de vapor es fabricado por "Sistemas de Energía Limpia".

10

Esta invención amplía la Solicitud anterior de Patente WO 2010/101647 por Anderson et al, que demuestra una implementación inicial del generador de gas como un reemplazo de una caldera tradicional en una operación de Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD). En la divulgación original, se producen vapor y dióxido de carbono de calidad 100%, con remoción de trazas de impurezas, mediante un separador de sales, antes de la utilización en un proceso SAGD.

15

Esta invención posibilita el uso del generador de vapor de oxígeno-combustible con utilización de agua no tratada producida en el campo de petróleo para generar vapor de calidad 100% para uso en la recuperación térmica de petróleo. Esto se logra cambiando las condiciones de funcionamiento del generador, produciendo vapor de menos de 100% de calidad en el generador de vapor, y con la incorporación de un separador de vapor para eliminar la salmuera resultante. A diferencia de todos los demás procesos de generación de vapor, los cuales requieren del ablandamiento del agua por encima de aproximadamente 5000 ppm de sólidos en suspensión en el agua de alimentación de la caldera, esta invención no requiere el acondicionamiento del agua de entrada en cualquier nivel de sólidos en suspensión en el agua.

20

25

30

En esta solicitud, los términos "agua sucia", "agua salobre" y "agua no tratada" se refieren a líquidos con contenido alto de impurezas de aproximadamente 500 a 20.000 ppm o más alto. Siendo así que las impurezas pueden estar constituidas por sales, petróleos residuales y otros contaminantes

orgánicos e inorgánicos. La fuente del agua puede ser el agua subterránea local, agua subterránea o el agua extraída del proceso de recuperación de hidrocarburos. En la implementación preferida, el agua sucia no se trata antes de introducirla en el generador de vapor.

5

Esta invención también amplía los usos a todas las aplicaciones de recuperación térmica de petróleo y se tratan otras sustancias para la co-inyección, lo que podría mejorar aún más la recuperación térmica de petróleo.

10

De acuerdo con una implementación preferida de la invención, se proporciona un sistema de procesamiento de vapor que tiene:

15

a) un generador de vapor oxi-combustible que tiene una entrada para fluidos, una cámara de reacción y una salida. Este generador adiciona calor directamente a los fluidos de entrada mediante la combinación íntima de los combustibles, el oxígeno y el agua de alimentación en la cámara de reacción en proporciones suficientes, para una combustión sustancialmente completa. Este sistema proporciona una mezcla de vapor de agua con dióxido de carbono y trazas de impurezas en la salida.

20

b) un separador de vapor que controla la calidad de la mezcla de vapor.

Además, la mezcla de vapor resultante se usa como un inyectante en un proceso térmico de petróleo.

25

De acuerdo con otro aspecto preferido de la invención, se proporciona un sistema de procesamiento de vapor que tiene:

30

un generador de vapor oxi-combustible con una entrada para fluidos que incluye combustibles, oxígeno y agua que contiene un porcentaje de agua sucia del proceso de retorno que tiene sustancialmente más de 4000 ppm de sólidos en suspensión. Dicho generador que adiciona calor directamente a los fluidos de entrada, mediante la combinación íntima de los combustibles, el oxígeno y el agua de alimentación en una cámara de reacción, en proporciones suficientes a la presión sustancialmente operativa:

a) por lo general entre 690 y 17.800 kPa,

b) para SAGD entre 500 a 5.000 kPa y preferiblemente entre 1000 y 3000 kPa.

5 c) para CSS en o por encima de la presión de fractura del yacimiento para una combustión sustancialmente completa. Este sistema proporciona una mezcla de vapor de agua con dióxido de carbono y trazas de impurezas en la salida. El sistema también tiene un separador de vapor, construido utilizando la metalurgia avanzada con inertes, y que controla la calidad de la mezcla de vapor; en donde la mezcla de vapor resultante se usa como un inyectante en un proceso térmico de
10 petróleo.

De acuerdo con otro aspecto de la invención, se proporciona un método de utilización del sistema de procesamiento de vapor que tiene los siguientes pasos:

- 15 a) Inyección de combustible y oxígeno juntos en una cámara de combustión/unidad de llama;
- b) Ignición de la mezcla / o mantenimiento de la mezcla encendida;
- c) Paso del agua de alimentación a través de los gases de combustión;
- d) Adición de más agua corriente abajo de la llama hasta que se consiga
20 una mezcla deseada de dióxido de carbono y de vapor;
- e) Remoción de las impurezas arrastradas corriente abajo, antes de la inyección de una mezcla de vapor y de dióxido de carbono de calidad 100%.

25 De acuerdo con una implementación preferida, el agua de alimentación incluye el agua subterránea no tratada, la cual es co-producida con la producción de petróleo. La capacidad de uso de esta agua producida no tratada dará lugar a las ventajas siguientes:

30 Se eliminará el requerimiento continuo de agua adicional en un proceso de recuperación térmica de petróleo, tales como, pero no se limita a estos, Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD), Estimulación Cíclica por Vapor (CSS), o Inundación por Vapor, u otros procesos de recuperación que se inician con inyección de vapor, por ejemplo, en la combustión in situ.

Con la captura del agua de combustión, una vez el proceso de producción es estable, no se requerirá agua adicional.

5 Se aumentará la eficiencia térmica del proceso. Con la captura del calor perdido para acumular las emisiones y las pérdidas adicionales en tuberías, la eficiencia térmica puede aumentar en más de un 10%.

10 Se reducirán los costos operativos y de capital del proceso de recuperación térmica de petróleo hasta en un 50%, mediante la eliminación completa del equipamiento para el tratamiento del agua.

Todavía, de acuerdo con otro aspecto de la invención, se proporciona un método para la utilización de un sistema de procesamiento de vapor en donde la mezcla generada para la inyección consiste mayormente en vapor y dióxido de carbono. Esta mezcla se utiliza como una inyección en un proceso térmico de petróleo, tales como, pero no se limita a estos, Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD), Estimulación Cíclica por Vapor (CSS), Inundación por Vapor, u otros procesos de recuperación que se inician con inyección de vapor, por ejemplo, en la combustión in situ. Esta mezcla se genera por:

20

a) Inyección del combustible y el oxígeno juntos en una cámara de reacción a una presión entre 690 y 17800 kPa;

b) Ignición de la mezcla de los gases de combustión/o mantenimiento de la ignición

25

c) Paso del agua producida a través de los gases de combustión;

d) Adición de más agua producida corriente abajo de la llama hasta que se consiga una mezcla deseada de dióxido de carbono, de vapor gaseoso y de agua líquida.

30

e) Remoción de cualquier agua líquida salada o salmuera corriente abajo, antes de la inyección de una mezcla, de calidad sustancialmente pura, de vapor y de dióxido de carbono.

Finalmente, el método proporcionado anteriormente podría resultar en un vapor y dióxido de carbono de calidad inferior (<100% de saturación) generados por el sistema de procesamiento de vapor.

- 5 Preferiblemente, el combustible para el proceso se selecciona de entre: metano, petróleo, petróleo pesado, bitumen, emulsiones, o mezclas de los mismos o materiales fluidos similares que se someten a combustión con oxígeno.

10 El método puede además dar como resultado la producción de agua condensada proveniente del vapor inyectado y petróleo asociado del proceso térmico de recuperación a través del pozo de inyección, un pozo de producción, un pozo adyacente, o la combinación de estos.

15 Todavía, de acuerdo con otro aspecto de la invención, el método puede utilizar además algo de agua líquida de purga proveniente del separador de vapor, como agua de alimentación del proceso, y desechar el residuo de agua líquida de purga. Preferiblemente, el método comprende además la eliminación de los sólidos provenientes del agua líquida de purga antes de la separación o de la reutilización como agua de alimentación.

20

El método puede opcionalmente tener variaciones tales como:

- Variación de la fracción de dióxido de carbono en la corriente de inyección mediante la utilización de otros combustibles y/o la recirculación de dióxido de carbono.
- 25 • Variación del dióxido de carbono en la corriente de inyección utilizada para aumentar la recuperación térmica de petróleo desde un yacimiento.
- Adición de hidrocarburos livianos o de otras sustancias a la mezcla de vapor y dióxido de carbono corriente abajo del separador de vapor para
- 30 actuar como un solvente adicional.

El sistema de procesamiento de vapor puede incluir además un yacimiento y las instalaciones de superficie para capturar la mayoría del dióxido de carbono producido para reinyectar el dióxido de carbono de vuelta en el yacimiento.

Todavía, de acuerdo con otro aspecto de la invención, los sistemas de procesamiento de vapor utilizados por los métodos mencionados anteriormente pueden estar situados a distancia de los sitios de los pozos, en contraste con la práctica estándar de construcción de una planta central.

Finalmente, el método puede llevarse a cabo de manera que una combustión parcial tiene lugar para producir un gas de síntesis que se envía a un pozo térmico de petróleo para la inyección en un proceso térmico de recuperación de petróleo.

Breve Descripción de los Dibujos

La Figura 1 es un diagrama de flujo esquemático de acuerdo con la implementación preferida de la invención.

La Figura 2A muestra un plano de presión-temperatura-solubilidad-viscosidad para mezclas de dióxido de carbono y bitumen y la Figura 2B es un ejemplo de la viscosidad de mezclas de hexano y bitumen.

La Figura 3 es un ejemplo de un diagrama de flujo de los materiales en la implementación preferida de la invención.

La Figura 4 es una ilustración esquemática de un proceso convencional de recuperación térmica de petróleo.

Las figuras 5 y 6 son vistas laterales y frontales esquemáticas del proceso térmico de recuperación de Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor.

La Figura 7 es una vista esquemática del proceso térmico de recuperación de Estimulación Cíclica por Vapor.

La Figura 8 es una vista esquemática de proceso térmico de recuperación de Inundación de Vapor.

Mejores Modos de Llevar a Cabo la invención

En la presente invención se abordan varias deficiencias en los esquemas corrientes de recuperación térmica de petróleo conocidos en el estado del arte:

5

En primer lugar, los esquemas de recuperación térmica utilizan grandes cantidades de agua. Mientras que los esquemas modernos alcanzan hasta un 95% de sus requerimientos de agua a través de la reutilización del agua producida; usualmente, algo del agua tratada se requiere todavía. De acuerdo con
10 la presente invención, se produce el agua como un subproducto de la combustión, cuando el combustible, por ejemplo, gas natural y el oxígeno se combinan. Esta agua se captura y se adiciona al vapor disponible para la inyección. Esto significa que una vez que el sistema está funcionando en el estado estacionario, ya no se requiere agua tratada. En la mayoría de los casos, se espera que el proceso
15 requerirá que una pequeña cantidad de agua de purga sea desechada en las formaciones subterráneas profundas.

En segundo lugar, los esquemas de recuperación térmica se perciben para producir emisiones de dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero. En esta
20 implementación, todo el dióxido de carbono producido durante la generación de vapor de agua se inyecta al fondo de pozo. Una vez en el fondo de pozo, la mayoría del dióxido de carbono se retiene allí mediante la disolución en el agua natural presente en el yacimiento. Alguna fracción del dióxido de carbono también se disolverá en el petróleo no producido en el yacimiento. Potencialmente, alguna
25 otra fracción del dióxido de carbono se puede convertir químicamente a la forma sólida a través de reacciones de mineralización. Además, la mayoría del dióxido de carbono arrastrado en los fluidos producidos será capturado en la superficie de la planta, circulado a través del generador de vapor con el gas de combustible asociado, e inyectado una vez más. Cuando un pozo es finalmente un recurso
30 agotado, una masa significativa de dióxido de carbono se abandonará permanentemente, es decir, será retenida, en el yacimiento.

En tercer lugar, la inversión de capital y el equipamiento requeridos para la reutilización del agua producida (producida con el petróleo del yacimiento) en los

esquemas convencionales de recuperación térmica de petróleo son inmensos, acercándose a la mitad del capital total y los gastos de funcionamiento necesarios. Debido a que esta implementación elimina el requisito de tratamiento del agua, los costos de capital se reducen considerablemente, y la huella medioambiental se disminuye. Con la nueva tecnología, dada la eliminación de tratamiento del agua y de la operación y el equipamiento de manejo, los costos operativos y de capital se reducirán hasta en un 50% respecto a los de un sistema de instalaciones tradicionales.

En cuarto lugar, el dióxido de carbono que se inyecta simultáneamente con el vapor puede tener propiedades de solvente cuando se utiliza en yacimientos específicos y en fracciones específicas. Mediante la adecuación de la fracción de masa del dióxido de carbono, el impacto en la recuperación de petróleo se puede maximizar, desde ningún impacto incremental hasta un máximo de 25% de recuperación adicional.

En la primera implementación de este nuevo proceso, que se muestra en la Figura 1, el generador de vapor oxi-combustible mezcla directamente combustible, tal como gas natural, oxígeno y agua de alimentación para generar una mezcla de vapor, agua líquida y dióxido de carbono. El combustible y el oxígeno se mezclan y se queman en la cámara de reacción que también se conoce como una cámara de combustión de la unidad de Ignición. El agua de alimentación se adiciona directamente a esta cámara de reacción en la mezcla de los gases de combustión, mientras que parte de las impurezas en el agua toma parte en el proceso de combustión, mientras que se genera la mezcla de vapor.

El agua en la entrada del generador que contiene entre 500 hasta 20.000 ppm de sólidos disueltos. Esta es una mejora sustancial, ya que las calderas industriales corrientes tienen un límite superior para los sólidos disueltos de hasta 5.000 ppm. La calidad de salida del generador de vapor se verá alterada desde el 100% hasta por debajo del 60%, dependiendo de los sólidos en suspensión presentes en el agua de entrada. La metalurgia del generador de vapor se modificará para asegurar que la corrosión no ocurrirá en el breve contacto dentro del generador de vapor. En la implementación preferida, la fracción de dióxido de

carbono en el vapor es de entre 7% y 15% en masa. El dióxido de carbono actúa tanto como un agente para reducir la viscosidad del petróleo como un agente de hinchamiento. Mientras se hincha el petróleo, aparecen poros estrechos y debido a que es más móvil (la viscosidad es menor), fluye más fácilmente hacia el pozo de producción. La Figura 1 ilustra además el uso del vapor generado en varios procesos térmicos del petróleo. Esos procesos mostrados en más detalles en las figuras 4 a 7. En la Figura 1 se ilustran los pozos de inyección, que reciben el vapor y los pozos de producción, a partir de los cuales se extraen el petróleo y el agua. En consecuencia, después de la separación del petróleo del agua producida, en la unidad de tratamiento del petróleo, el agua producida se alimenta directamente al sistema de procesamiento de vapor, sin ningún tratamiento adicional.

Una consecuencia de tener la combustión directa del combustible con el agua para la generación de vapor es que el otro producto principal de la combustión es dióxido de carbono. Separar el vapor y el dióxido de carbono es técnicamente difícil (preservando al mismo tiempo la calidad del vapor) y costoso. Por lo tanto, el dióxido de carbono se inyecta con el vapor y tiene un impacto sobre el proceso como disolvente del petróleo (lo cual reduce la viscosidad del petróleo y causa hinchamiento del petróleo). El diagrama muestra la viscosidad de las mezclas de petróleo-carbono versus la presión y la temperatura. La temperatura del petróleo se establece por la temperatura del vapor y la solubilidad del dióxido de carbono y la viscosidad resultante del petróleo se determina tanto por la temperatura como por la presión parcial del dióxido de carbono en la cámara de vapor en el proceso de recuperación. Por lo tanto, un beneficio adicional del sistema es la capacidad para inyectar vapor más dióxido de carbono (un solvente y un agente de hinchamiento) en el yacimiento. La Figura 2A muestra esto. Se puede realizar la adición posterior de solventes más pesados en la mezcla de vapor-dióxido de carbono. Esta adición reduce la viscosidad de la fase de petróleo incluso por debajo de aquella alcanzada con la inyección de únicamente vapor y vapor-dióxido de carbono produciendo, de esta manera, incluso mayores tasas de petróleo.

La fracción de dióxido de carbono se puede variar, para alcanzar la recuperación económica óptima, desde el yacimiento modificando el porcentaje en volumen del dióxido de carbono en la corriente de inyección mediante la utilización de otros combustibles y/o la recirculación de dióxido de carbono. La Figura 2A muestra un plano de presión-temperatura-solubilidad-viscosidad para mezclas de dióxido de carbono y bitumen. Mientras que "x" indica la fracción molar del dióxido de carbono disuelto en la fase de petróleo. La solubilidad que se presenta es la solubilidad del dióxido de carbono en el bitumen a una temperatura y presión parcial de dióxido de carbono dadas en la corriente de inyección. Las líneas de iso-viscosidad revelan que la viscosidad del dióxido de carbono y el bitumen versus la temperatura y la presión se pueden modificar mediante la variación de la solubilidad, en otras palabras, la temperatura y la presión parcial del dióxido de carbono en la corriente de inyección. La presión parcial del dióxido de carbono en la corriente de inyección se establece por la presión total de inyección y el porcentaje en volumen de dióxido de carbono en la corriente de inyección. También, la temperatura de la corriente de inyección se establece por la presión parcial del vapor en la corriente. Por lo tanto, existe una competencia entre la temperatura del vapor (temperatura más alta significa viscosidad más baja del petróleo) y la presión parcial de dióxido de carbono (mayor contenido de dióxido de carbono significa mayor disolución en el petróleo, lo que significa menor viscosidad del petróleo). Para los procesos de producción de bitumen tal como el SAGD, la tasa de producción es proporcional principalmente a la movilidad del petróleo (relación entre la permeabilidad efectiva de petróleo y la viscosidad del petróleo), así, la reducción óptima de la viscosidad del petróleo puede llevarse a cabo mediante el uso de cantidades variables de dióxido de carbono en la corriente de inyección. Otros solventes más allá del dióxido de carbono se pueden adicionar a la corriente de inyección para reducir adicionalmente la viscosidad del petróleo. Por ejemplo, propano, butano, pentano, hexano, condensados de gas natural, diluyente, nafta y combinaciones se pueden adicionar a la corriente de inyección para reducir la viscosidad del petróleo por debajo de la alcanzada mediante la disolución de dióxido de carbono en la fase de petróleo. Por ejemplo, la Figura 2B muestra la viscosidad de una mezcla de hexano y bitumen frente al porcentaje en volumen de hexano. Solventes tales como propano, butano, pentano, hexano, condensados de gas natural, diluyente, nafta y combinaciones

pueden ser costosos, de tal manera que adicionando dióxido de carbono a la corriente de inyección se reducirá el costo total del paquete de solventes (solvente más dióxido de carbono) adicionado al inyectado.

- 5 La Figura 3 muestra un ejemplo del balance de masa del sistema de la unidad de procesamiento de vapor que comprende la generación de vapor oxí-combustible de la Figura 1.

Corriente abajo del generador de vapor, un separador de vapor de alta
10 presión elimina la fracción de agua líquida desde el 100% hasta 60% de la mezcla vapor & dióxido de carbono (agua de purga). La composición metálica del separador de vapor es crítica para el éxito del nuevo proceso. Los separadores de vapor utilizados anteriormente con las calderas convencionales o de combustión directa limitaban la composición de la salmuera debido a los problemas de
15 corrosión y de erosión. En esta implementación, el separador está construido de un metal muy inerte, tal como Hastalloy o Inconel, que permiten que el agua líquida se sature con sales extremadamente corrosivas, metales y productos de la combustión. Esta agua se puede re-inyectar directamente para la generación de vapor, a diferencia de las calderas tradicionales en donde esta agua de purga
20 debe desecharse y se debe agregar agua tratada. En esta implementación sólo el agua innecesaria para los requerimientos del vapor se desecha a través de la inyección. En todos los casos el agua se vuelve a inyectar a profundidad bajo tierra junto con todos los productos corrosivos y de combustión, algunos de los cuales se liberan a la atmósfera, en los procesos tradicionales de recuperación
25 térmica de petróleo.

Desde el separador de alta presión, la mezcla de vapor-dióxido de carbono, fluye hacia uno o más pozos de inyección para enviarla al yacimiento subterráneo. La mezcla de vapor y dióxido de carbono puede suministrarse a cualquier presión
30 entre 690 hasta 17.800 kPa (100 y 2.000 psi) y en cualquier calidad del vapor entre 65 y 100%, dependiendo únicamente de una retención de agua líquida suficiente para la suspensión de los sólidos arrastrados en la entrada del agua producida. El rango recomendado de condiciones de operación es entre 500 kPa y 12.000 kPa, mientras que el rango preferido para SAGD es 500 hasta 5.000 kPa y

el más preferido es entre 1000 y 3000 kPa. El rango operacional preferido para CSS está en o por encima de la presión de fractura del yacimiento. Respecto a la calidad del vapor - el valor preferido es el 100% (pero en la práctica es > 90% para SAGD y ~ 65% para CSS).

5

Después de tiempo suficiente de permanencia en el yacimiento para permitir la transferencia de calor, el vapor condensado - agua - se genera el pozo de producción alternativo. El pozo de inyección también puede actuar como un pozo de producción, alternativamente, un pozo o pozos adyacentes se pueden utilizar para la producción de petróleo. El agua y el petróleo se separan a continuación en el equipo de separación convencional de los campos de petróleo, y el agua "sucia" producida se alimenta sin tratarla a la entrada del generador de vapor oxi-combustible.

15

La cámara de combustión oxi-combustible, la cual se puede utilizar como un generador de vapor oxi-combustible se produce, por ejemplo, por los Sistemas de Energía Limpia. El oxígeno para el proceso puede ser proporcionado por cualquier medio conocido en el estado del arte, tales como métodos criogénicos, cambio rápido de la presión a partir de las técnicas de aire o cualquier otro dispositivo de tratamiento de aire.

20

Los beneficios adicionales del nuevo sistema son los siguientes: La nueva cámara de combustión oxi-combustible es pequeña y modular y se puede mover fácilmente alrededor del campo, mientras que las antiguas eran muy grandes y no se mueven nunca o casi nunca. Además, dada la naturaleza de la generación de vapor en el nuevo generador (contacto directo del frente de combustión y el agua), la transferencia de calor es mucho más eficiente. En el estado del arte previo, la combustión calienta la tubería, la cual calienta el agua para hacer la vaporización dentro. En la nueva, no hay tuberías, por lo tanto, no hay pérdidas de calor de tubería reduciendo las ineficiencias de transmisión de calor. La calidad del vapor del nuevo generador puede ser alta o cerca de 100%, ya que las impurezas son conducidas por convección a través del sistema. En el generador antiguo, el vapor se generaba a menudo con una calidad inferior para evitar la acumulación

25

30

creciente de sólidos en las tuberías. Debido a que no hay tuberías en el nuevo diseño, la acumulación de sólidos no es un problema.

En una segunda implementación, el proceso utiliza el generador de vapor y las combinaciones de separadores directamente en el sitio apartado del pozo (en ubicaciones satélites en el campo de petróleo), en lugar de la práctica convencional en donde son localizados en una planta central. El combustible (por ejemplo gas natural), el oxígeno y el agua producida se conducen a los satélites remotos donde los generadores de vapor se pueden localizar. En esta implementación, la ubicación ya no está ligada a un aparato para el tratamiento extensivo y costoso del agua. La capacidad sugerida para el generador de vapor oxi-combustible remoto es de aproximadamente 20 MW. Sin embargo, los tamaños y las capacidades de esos generadores pueden variar de acuerdo con los requerimientos de la industria.

15

En una tercera implementación de la invención, el generador de vapor oxi-combustible puede utilizar aire parcialmente enriquecido, con un máximo de 10% de contenido de nitrógeno restante, en lugar de oxígeno puro. El uso de oxígeno de menor pureza como el oxidante puede aumentar los óxidos de nitrógeno (NOx) en los gases de combustión, pero como todos los productos de la combustión se inyectan subterráneamente, no hay efectos ambientales nocivos.

20

La figura 4 muestra un proceso convencional térmico de petróleo, con el bloque de tratamiento de agua y la eliminación del agua y corrientes tratadas resaltadas. Estos bloques de procesos de tratamiento de agua se han requerido para todas las tecnologías anteriores, porque todos los procesos térmicos de petróleo anteriores utilizan bien sea calderas industriales corrientes, que tienen un límite superior para los sólidos disueltos de hasta 5.000 ppm con umbrales mucho más bajos para la dureza del agua y la sílice, o tienen condiciones de funcionamiento referenciadas para las calderas de combustión directa que requieren "agua sucia" que aún así esté con umbrales por debajo de los que requiere el ablandamiento. Esos bloques de proceso se eliminan todos en la implementación propuesta.

25

30

En un proceso típico de recuperación térmica de petróleo, los gastos de manejo de capital y de operación y el tratamiento del agua pueden acercarse a 50% del total del capital y los costos de operación. El equipo requerido para alcanzar la calidad del agua requerida puede constituir hasta una mitad de la
5 instalación de superficie de un proyecto térmico de petróleo. De esta manera, esta invención tiene como resultado la reducción drástica de los costos operativos y de capital, así como un espacio de la instalación.

Una cuarta implementación de la invención, permite el uso de combustibles
10 más pesados, tales como destilado o petróleo pesado combustible, para crear una fracción más grande de dióxido de carbono, tan alta como 35%. En esta implementación, la fracción de masa de dióxido de carbono se ajusta a los parámetros del yacimiento y el petróleo para maximizar la recuperación.

15 Una quinta implementación de la invención permite la adición de hidrocarburos más ligeros u otros compuestos a la corriente de vapor dióxido de carbono, corriente abajo del separador de vapor, para que actúen como solventes adicionales para utilización en la recuperación de hidrocarburos.

20 Una sexta implementación de la invención permite la oxidación parcial del combustible, la cual junto con la pirolisis y la hidrotermolisis, puede producir un gas de síntesis (consta de agua, hidrógeno, dióxido de carbono y monóxido de carbono) que se puede inyectar en la formación de petróleo para permitir la recuperación de petróleo y el enriquecimiento parcial, si el gas es inyectado a
25 temperaturas suficientes para posibilitar la gasificación in situ del petróleo (típicamente por encima de aproximadamente 300 ° C).

Otro beneficio de la inyección del agua con trazas de petróleo e impurezas en el generador de vapor oxi-combustible, es el uso de esas impurezas como
30 combustible durante el proceso de combustión. En este caso, las impurezas se incineran y proporcionan energía calórica adicional para la generación de vapor. Hasta el 80% del petróleo en el agua puede consumirse durante este proceso.

El vapor generado a partir del generador de vapor oxi-combustible puede utilizarse en diversos proyectos de recuperación térmica de petróleo, tales como aquellos ilustrados en las Figuras 5, 6, 7 y 8. Sin embargo, este proceso puede también utilizarse en otras industrias que requieren el uso de vapor. Esas industrias pueden incluir industrias del petróleo y gas, industrias de fabricación de reactivos químicos, industrias de alimentos, industrias farmacéuticas y otras. El proceso puede adaptarse a los requerimientos del gas, proporción de impurezas permitidas en el vapor y la calidad del agua inyectada.

Aunque se han mostrado y descrito las implementaciones preferidas de esta invención, las modificaciones de las mismas las puede hacer un experto en la técnica sin apartarse del alcance o de la enseñanza de esta invención. Las implementaciones descritas en este documento son solamente ejemplificantes y no son limitantes. Muchas variaciones y modificaciones del sistema son posibles y están dentro del alcance de la invención. Para ejemplo adicional, las dimensiones relativas de las diversas partes, los materiales de los que están hechas las diversas partes, un parámetro de funcionamiento se pueden variar, siempre y cuando el sistema y los métodos mantengan las ventajas discutidas en este documento. En consecuencia, el alcance de la protección no se limita a las implementaciones descritas en este documento, sino que está limitado sólo por las reivindicaciones que siguen, el alcance de las cuales deberá incluir todos los equivalentes de la materia objeto de las reivindicaciones.

Como muchos cambios, por lo tanto, se pueden hacer a la implementación preferida de la invención sin apartarse del alcance de la misma, se considera que toda la materia contenida en este documento es ilustrativa de la invención y no es en un sentido limitativo.

Aplicabilidad industrial

Esta invención presenta aplicabilidad industrial en la medida en que proporciona un sistema de recuperación de petróleo que utiliza vapor y con reciclaje de agua a partir de un agua combinada y la descarga de petróleo del sistema para suministrar agua para un generador de vapor del sistema.

Otro objeto de la presente invención es proporcionar un generador de vapor que utiliza agua no tratada o no tratada completamente, a partir de la cual se genera el vapor.

- 5 Otro objeto de la presente invención es proporcionar un generador de vapor el cual genera vapor a partir de la entrada de agua aceitosa.

Otro objeto de la presente invención es proporcionar un vapor que utiliza un sistema y método de recuperación de petróleo con poco o nada de agua neta
10 requerida, sino más bien con reciclaje de agua integrado en el sistema.

Otro objeto de la presente invención es proporcionar un generador de vapor de combustión oxi-combustible, con al menos, captura parcial de CO₂ y que utiliza agua no tratada o entrada de agua mínimamente tratada en el generador de vapor
15 de combustión oxi-combustible.

Otro objeto de la presente invención es proporcionar un vapor utilizando un sistema de recuperación de petróleo con reciclaje de agua a partir de una descarga del sistema de agua y petróleo para suministrar agua para la generación
20 de vapor dentro del sistema, y con al menos captura parcial de dióxido de carbono.

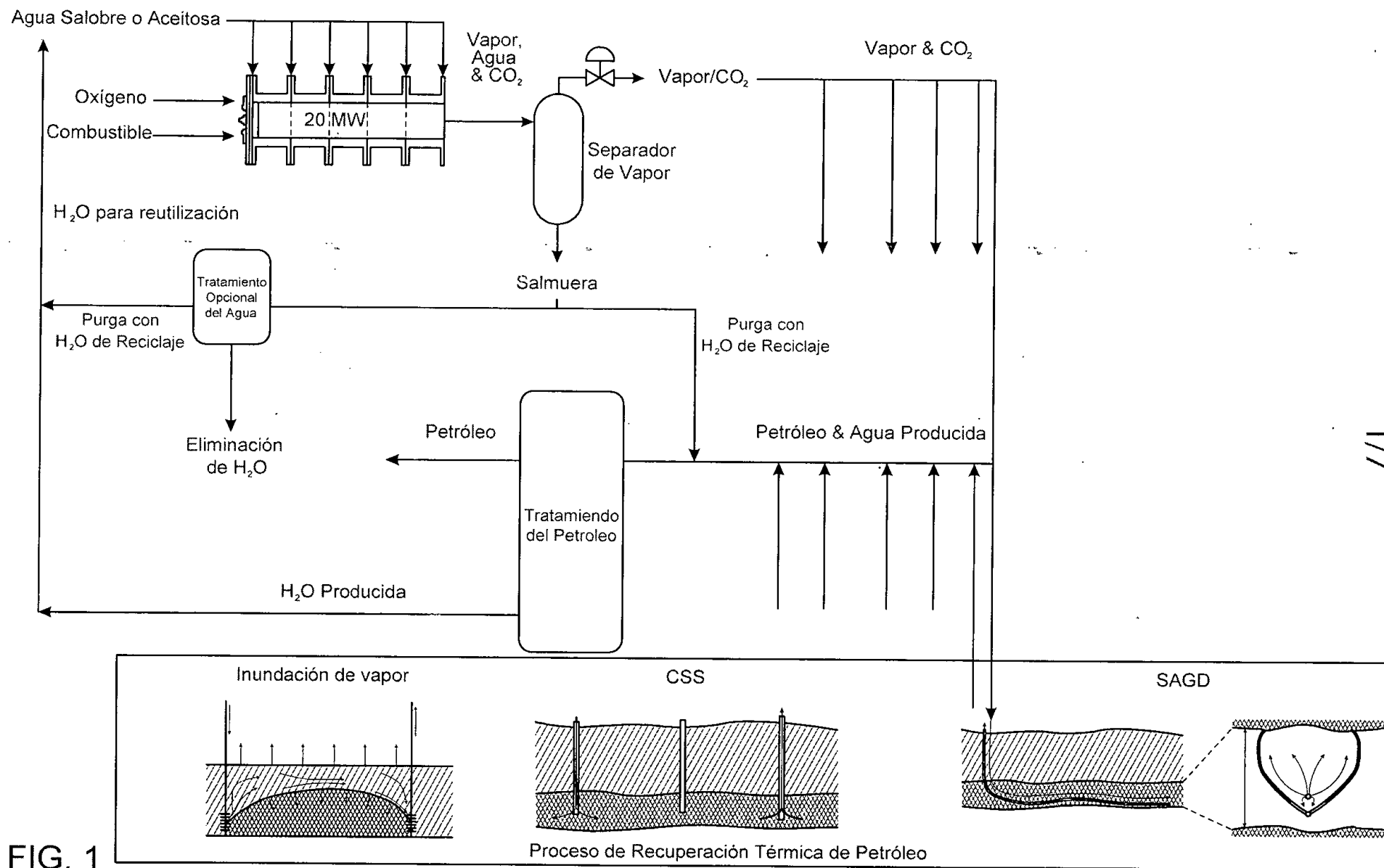
Otro objeto de la presente invención es proporcionar un sistema de recuperación de petróleo que utiliza vapor con poco o nada de agua neta
25 requerida, pero con reciclaje de agua dentro del sistema, y con captura de dióxido de carbono de tal manera que el dióxido de carbono generado por la combustión de oxi-combustible del vapor dentro del sistema se captura, al menos parcialmente, para retenerlo lejos de la atmósfera.

30 Otros objetos adicionales de esta invención que demuestran su aplicabilidad industrial, se harán evidentes a partir de una cuidadosa lectura de la descripción detallada incluida, a partir de una revisión de los dibujos adjuntos y de la revisión de las reivindicaciones incluidas en este documento.

REIVINDICACIONES MODIFICADAS EN RESPUESTA
A EXAMEN DE FONDO

1. Un método para producir vapor, dicho método comprende:
- 5
- a) Inyectar combustible y oxígeno juntos en una cámara de reacción a presiones entre 690 kPa y 17800 kPa,
 - b) Ignición de la mezcla,
 - c) Pasar agua de alimentación a través de los gases de combustión;
 - 10 d) Adicionar más agua corriente abajo de la llama hasta que se consiga una mezcla deseada de dióxido de carbono y de vapor;
 - e) Extraer las impurezas arrastradas incluyendo agua líquida salada o salmuera corriente abajo, antes de la inyección de una mezcla de vapor de calidad 100% y dióxido de carbono;
 - 15 f) Recircular el agua líquida salada o salmuera al menos parcialmente de vuelta a la cámara de reacción.
2. El método de la reivindicación 1, en donde el agua de alimentación comprende agua subterránea no tratada, la cual es co-producida con la
- 20 producción de petróleo.
3. El método de la reivindicación 1, en donde el vapor de calidad inferior (<100% de saturación) y dióxido de carbono se genera por el sistema de procesamiento de vapor.
- 25
4. El método de la reivindicación 1, en donde el combustible se selecciona entre: metano, petróleo, petróleo pesado, bitumen, emulsiones, o mezclas de los mismos.
- 30 5. El método de la reivindicación 1, que comprende además la producción de agua condensada proveniente del vapor inyectado y el petróleo asociado desde el proceso térmico de recuperación a través del pozo de inyección, un pozo adyacente, o ambos.

6. El método de la reivindicación 1, que comprende además el uso de agua líquida de purga, desde un separador de vapor, como agua de alimentación del proceso, y que desecha el residuo de agua líquida de purga.
- 5
7. El método de la reivindicación 6, que comprende además la remoción de los sólidos a partir de la purga líquida antes de la separación o la reutilización como agua de alimentación.
- 10
8. El método de la reivindicación 1, que comprende además la variación de la fracción de dióxido de carbono desde 1 hasta 50 por ciento en volumen de la corriente de inyección mediante la utilización de otros combustibles y/o la recirculación del dióxido de carbono.
- 15
9. El método de la reivindicación 8, que comprende además la modificación del dióxido de carbono en la corriente de inyección utilizada para aumentar la recuperación térmica de petróleo desde un yacimiento, en donde el dióxido de carbono se incrementa desde 1 hasta 50 por ciento en volumen según se desarrolla el proceso de recuperación o se disminuye de 50 a 1 por ciento en
- 20
- volumen según se desarrolla el proceso de recuperación.
10. El método de la reivindicación 1, que comprende además la operación del yacimiento y las instalaciones de superficie para capturar el dióxido de carbono producido con el fin de re-inyectar el dióxido de carbono de vuelta al yacimiento.
- 25
11. El método de la reivindicación 1, que comprende además la adición de hidrocarburos livianos a la mezcla de vapor y dióxido de carbono corriente abajo del separador de vapor para actuar como un solvente adicional.
- 30
12. El método de la reivindicación 11, en donde el solvente es propano, butano, pentano, hexano, condensados de gas natural, diluyente, nafta y combinaciones de los mismos.



1/7

29

29

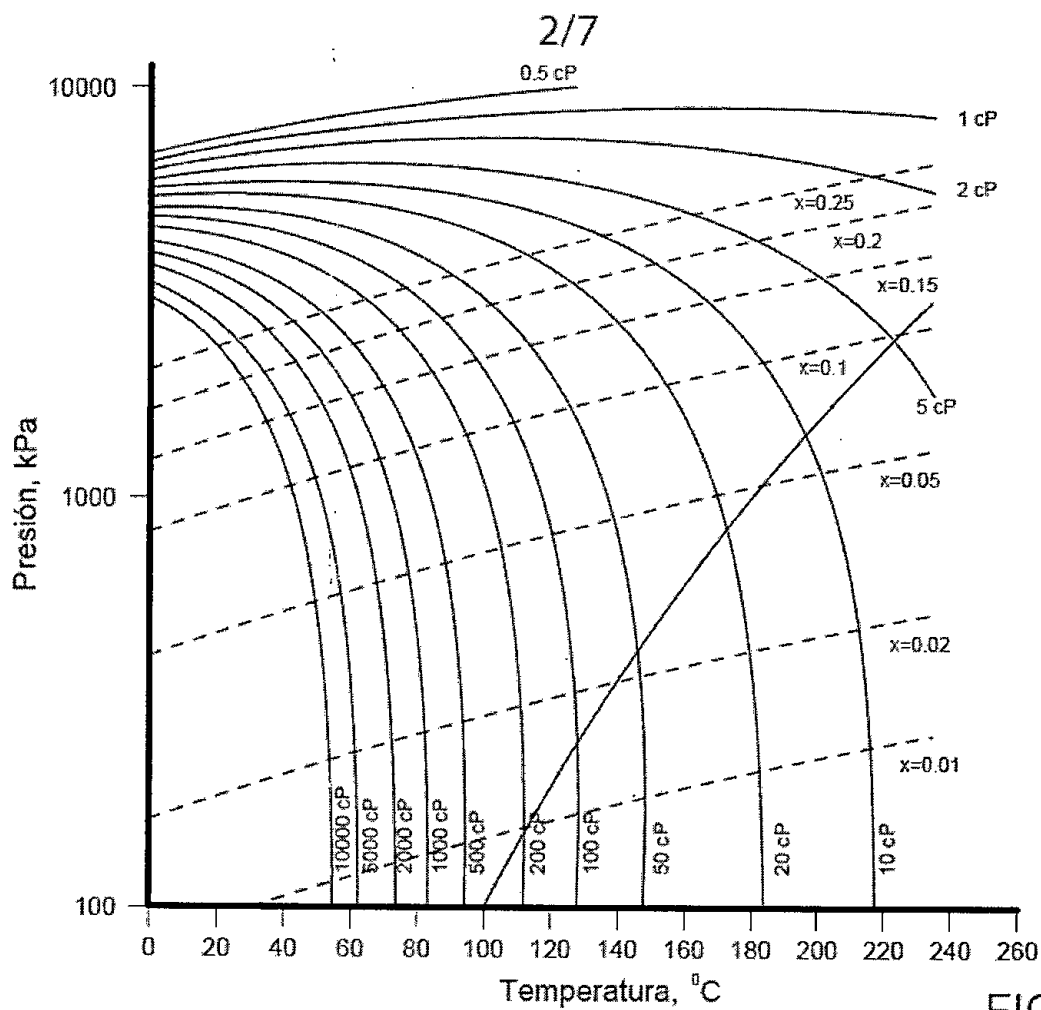


FIG. 2A

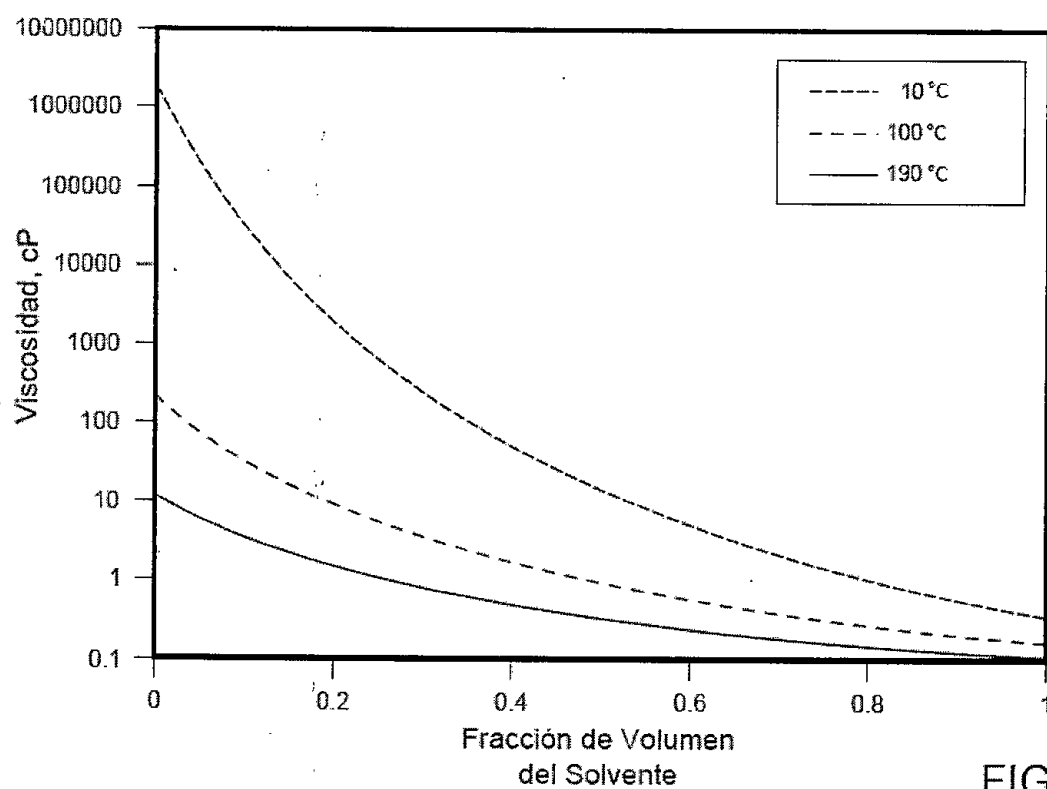


FIG. 2B

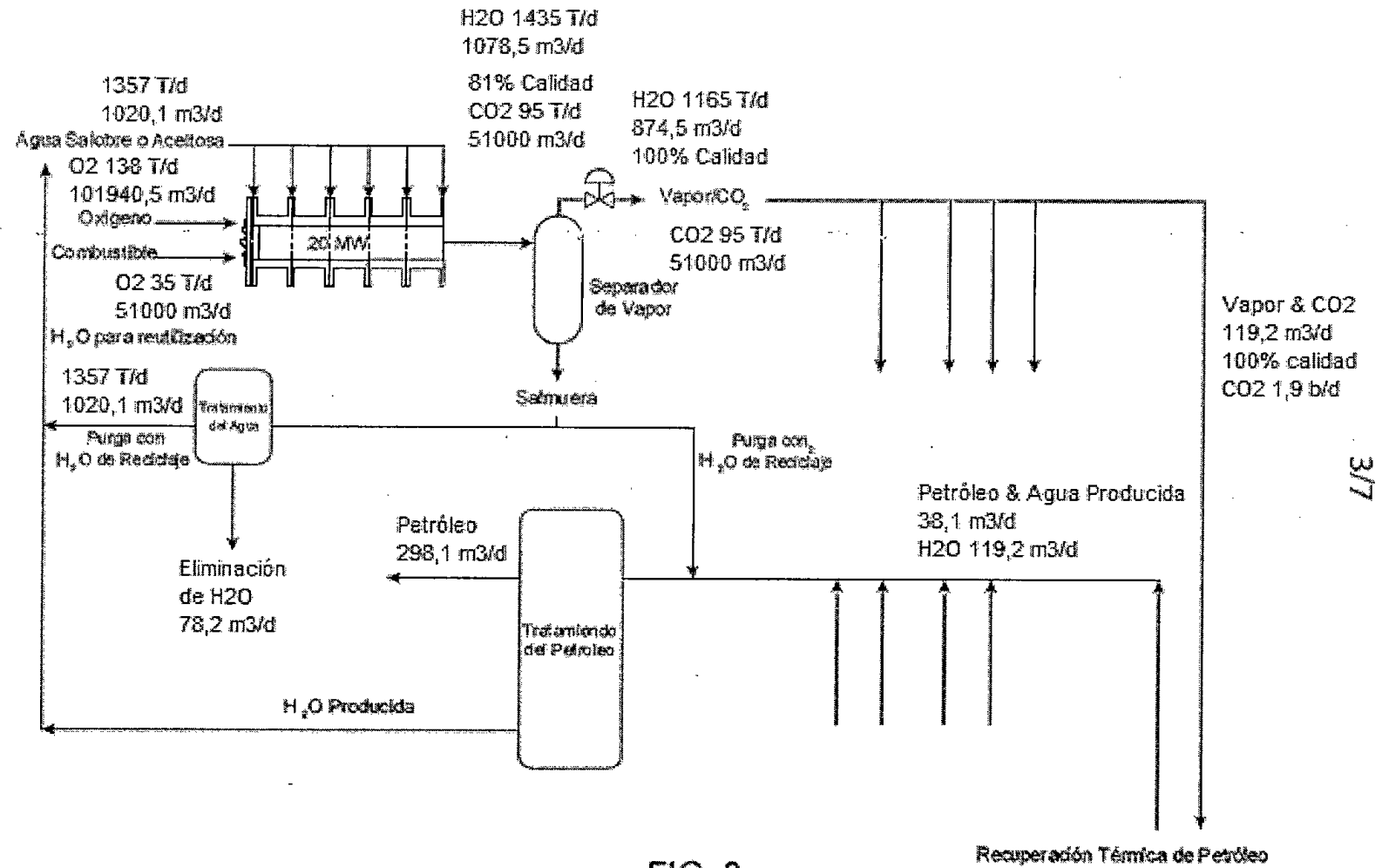


FIG. 3

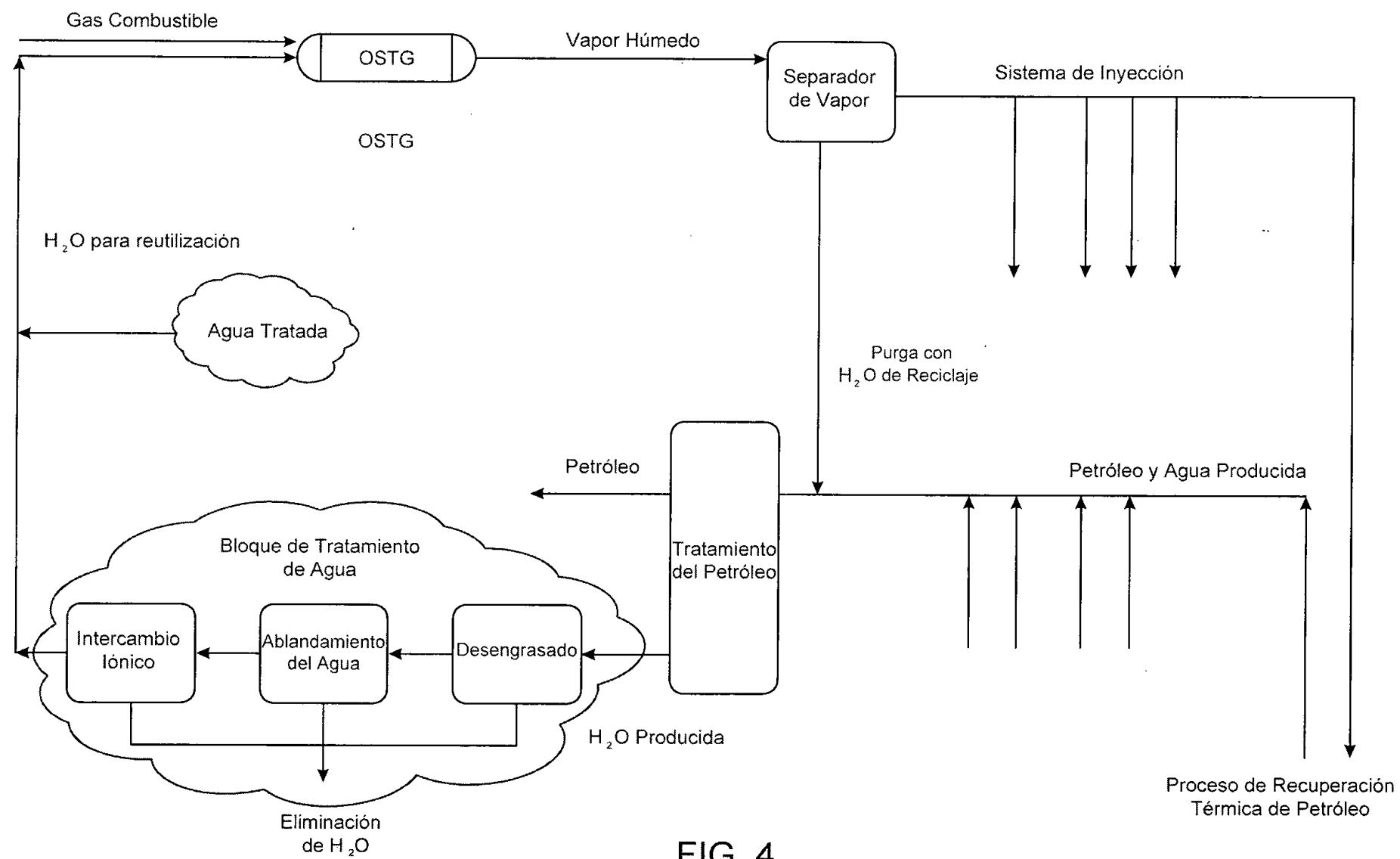


FIG. 4

4/7

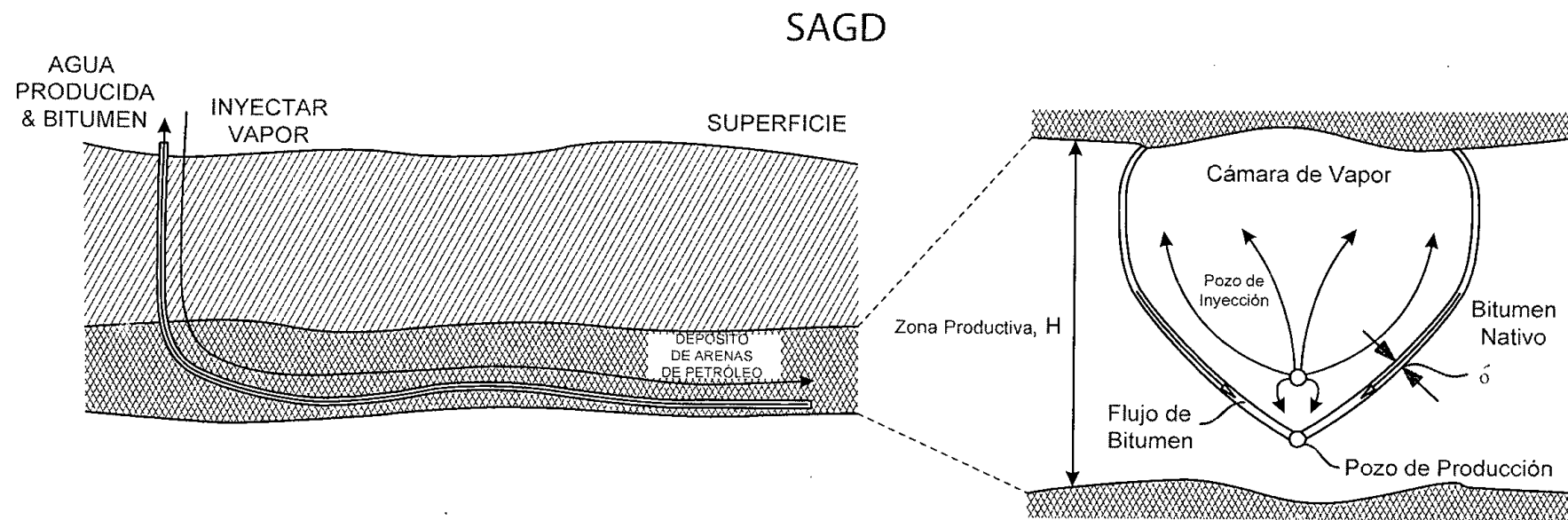


FIG. 5

FIG. 6

5/7

6/7

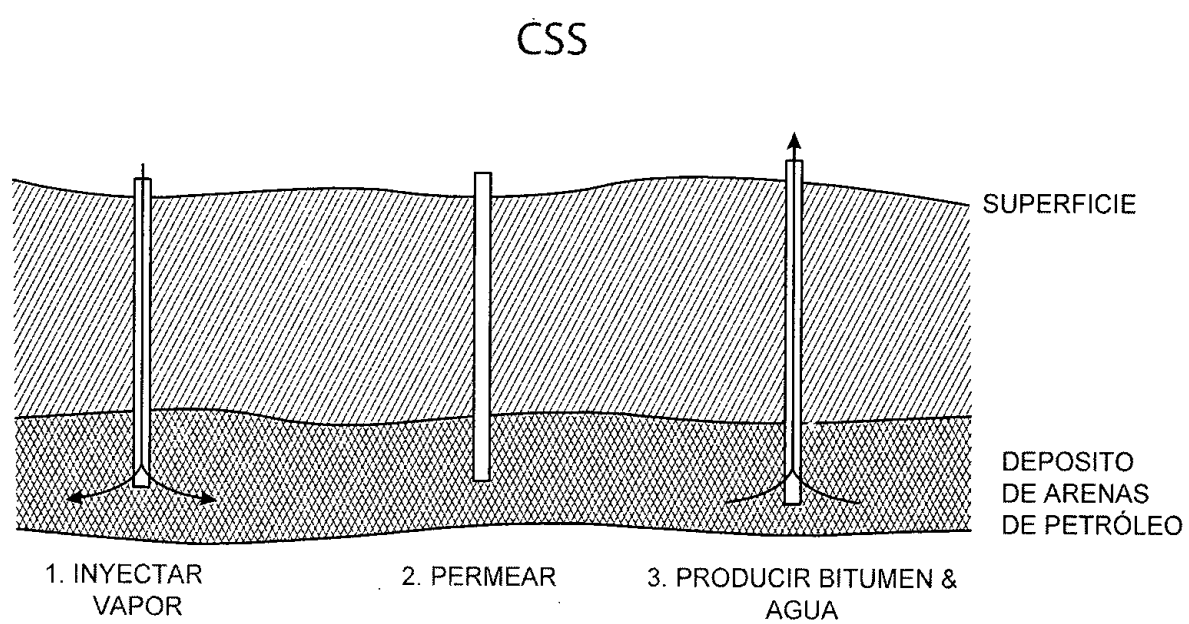


FIG. 7

7/7

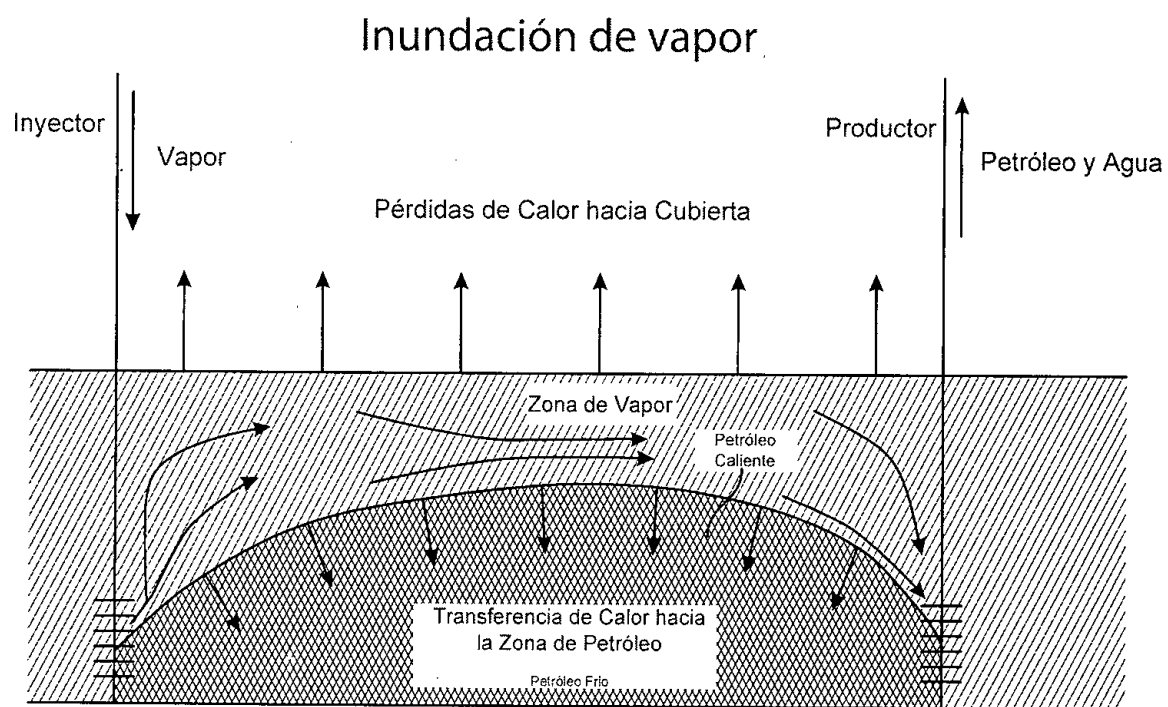


FIG. 8