

JOSE LLOREDA CAMACHO & CO.

ABOGADOS

Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, D.C. Tel: 6069700 Fax 6069701

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-163533-00006-0000

Fecha: 2011-08-29 17:10:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 329 CTOINFORMACION Folios: 43

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. _____ S. _____ D. _____

Re: PI.-ARCHON TECHNOLOGIES LTD.-Solicitud de Patente de Invención para
"PROCESO DE RECUPERACIÓN DE LA COMBUSTIÓN IN SITU MEJORADO
UTILIZANDO UN SOLO POZO HORIZONTAL PARA PRODUCIR PETRÓLEO
Y GASES DE COMBUSTIÓN A LA SUPERFICIE".-Clase E21B 43/243.-
Expediente número 10-163.533.-

1. Me refiero a mi memorial de 25 de Febrero de 2011.
2. Por medio del presente memorial me permito manifestar que es deseo del solicitante realizar, de manera voluntaria, las siguientes modificaciones en la descripción y el capítulo reivindicatorio de la solicitud:

En la descripción

- En la página 10 de la descripción se reemplazó el párrafo:

"En concordancia, en un aspecto amplio del proceso de la presente invención dicho proceso comprende un proceso mejorado de combustión in situ para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que tiene petróleo y recuperar dicho petróleo de viscosidad reducida de la reserva, proceso que no emplea uno o más pozos de producción de gas separados, que comprende:..."

por el nuevo párrafo:

"En concordancia, en un aspecto amplio del proceso de la presente invención dicho proceso comprende un proceso mejorado de combustión in situ para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que tiene petróleo y recuperar dicho petróleo junto con los gases de combustión de la reserva, proceso que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas de combustión separados, que comprende:..."

Las modificaciones realizadas en el párrafo anterior obedecen simplemente a la necesidad de redactar de manera clara las características técnicas del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos pesados que es revelado en la presente invención. Así, por ejemplo, teniendo en mente que el objetivo técnico de la presente invención es llevar a cabo un proceso de combustión in situ que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas separadamente, es claro que, tal como se modificó en el párrafo en cuestión, el petróleo recuperado será extraído de la reserva junto con los gases de combustión generados.

- Así mismo, en la página 10 de la descripción se reemplazó el párrafo:

"b) proveer al menos uno pozo de inyección vertical posicionado en relación espaciada a dicha porción de extremidad horizontal y sustancialmente de forma directa sobre dicha porción de extremidad horizontal y aproximadamente en la sección media de la misma, para inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva para formar un frente de combustión que avanza, extendiéndose lateralmente sobre cada lado de dicho al menos un pozo de inyección;"

por el siguiente párrafo:

"b) proveer al menos uno pozo de inyección en una región intermedia a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal y en relación espaciada a dicha porción de extremidad horizontal y posicionada sustancialmente de forma directa sobre dicha porción de extremidad horizontal, para inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva por encima de dicha porción de extremidad horizontal y en una región intermedia mutuamente a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal;"

La modificación realizada en el párrafo anterior encuentra pleno sustento en, por ejemplo, el literal b) de la reivindicación 1 actualmente presentada, toda vez que allí se menciona que como parte del proceso de combustión in situ revelado por el solicitante, se emplea al menos un pozo de inyección ubicado en una región intermedia a los extremos opuestos de la porción horizontal del pozo de producción. (Con respecto a lo anterior considero de gran importancia aclarar que el literal b) de la reivindicación 1 se tradujo originalmente de la siguiente manera: *"proveer al menos un pozo de inyección en extremos opuestos de una región intermedia de dicha porción de extremidad horizontal..."*. Sin embargo, dicha traducción no es correcta, razón por la cual se modificó de tal manera que ahora se lee como sigue: *"proveer al menos un pozo de inyección en una región intermedia a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal"*).

Así mismo, es claro que la nueva frase del párrafo bajo análisis encuentra pleno sustento en, por ejemplo, el resumen de la solicitud, toda vez que allí se establece claramente que el al menos un pozo de inyección de gas oxidante se posiciona sobre y en relación espaciada a lo largo del pozo horizontal aproximadamente en la sección media del mismo.

- En las páginas 10 y 11 de la descripción también se reemplazó el párrafo:

c) inyectar un gas oxidante a menos de la presión de fractura a través de dicho al menos un pozo de inyección e iniciar la combustión de hidrocarburos en dicha reserva próxima a dicho pozo de inyección para establecer un par de frentes de combustión que avanzan lateralmente en direcciones mutuamente opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y hacia afuera de dicho pozo de inyección, dicho frente de combustión causa que la viscosidad del petróleo en dicha reserva se reduzca y se drene hacia abajo hacia dicha porción de extremidad horizontal;"

por el nuevo párrafo:

"c) inyectar un gas oxidante a menos de la presión de fractura a través de dicho al menos un pozo de inyección e iniciar la combustión de hidrocarburos en dicha reserva próxima a dicho pozo de inyección para establecer al menos uno o más frentes de combustión por encima de dicha porción de extremidad horizontal, dichos uno o más frentes de combustión causando que la viscosidad del petróleo en dicha reserva se reduzca y se drene hacia abajo hacia dicha porción de extremidad horizontal;"

Las modificaciones realizadas en el párrafo anterior presentan pleno sustento en, por ejemplo, el literal c) de la reivindicación 1 presentada originalmente, toda vez que allí se menciona que la inyección de un gas oxidante en una reserva establece por lo menos uno o más frentes de combustión por encima de la porción horizontal del pozo de producción.

- En la página 11 se han reemplazado los párrafos:

*"(d) permitir que los gases de combustión a alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida se recolecten en dicha porción horizontal; y
(e) producir que dichos gases de alta temperatura y petróleo a la superficie; y
(f) separar en la superficie o en el talón de dicho pozo horizontal dicho petróleo de dichos gases de alta temperatura."*

por los nuevos párrafos:

*"(d) permitir que los gases de combustión a alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida se recolecten juntos en dicha porción horizontal; y
(e) producir dichos gases de alta temperatura y petróleo a la superficie; y
(f) separar en la superficie o en el talón de dicho pozo horizontal dicho petróleo de dichos gases de combustión de alta temperatura."*

Las modificaciones realizadas en el párrafo anterior obedecen simplemente a la necesidad de redactar de manera clara las características técnicas del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos pesados que es revelado en la presente invención. Así, por ejemplo, teniendo en mente que el objetivo técnico de la presente invención es llevar a cabo un proceso de combustión in situ que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas separadamente, es claro que, tal como se modificó en los párrafos en cuestión, el petróleo recuperado será extraído de la reserva junto con los gases de combustión generados.

• De otro lado, en la página 11 de la descripción se adicionaron los siguientes párrafos:

"En una primera mejora del método anterior, dicho al menos un pozo de inyección comprende al menos un pozo de inyección vertical situado a lo largo de un tramo del pozo horizontal e intermedio a los extremos mutuamente opuestos del mismo extendiéndose hacia abajo desde la superficie hasta dicha porción de extremidad horizontal, y luego de la inyección de gas oxidante y la ignición del mismo, dicho pozo de inyección supe dicho gas oxidante a al menos dos frentes de combustión cada uno de los cuales se mueve en direcciones opuestas hacia afuera de dicho pozo de inyección vertical y en una dirección a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción."

En una segunda mejora alternativa, dicho al menos un pozo de inyección comprende un pozo horizontal que se extiende tanto por encima como a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción, para inyectar dicho gas oxidante por encima de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción."

Tales párrafos corresponden exactamente a las reivindicaciones 3 y 5 originalmente presentadas, respectivamente, demostrando así que tal modificación de ninguna manera amplía el alcance de la solicitud presentada originalmente, toda vez que de acuerdo con lo establecido en el Manual Andino de Patentes "Si hay características que están claramente en las reivindicaciones y no en la descripción, se permite que sean incorporadas tal cual a la descripción para dar soporte y así cumplir con los

*requisitos del Art. 30 D 486. Esta modificación no supone ampliación siempre y cuando las reivindicaciones iniciales se hubieran presentado con la descripción."*¹

- En la línea 34 de la página 11 de la descripción se reemplazó el término "proveer" por el nuevo término "perforar", lo anterior de conformidad con lo establecido en el literal a) de la reivindicación 16 presentada originalmente.

- En la página 12 de la descripción se reemplazó el párrafo:

"b) proveer una pluralidad de pozos verticales de inyección de gas oxidante posicionados directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancial con ellos;"

...

"iniciar la combustión in situ en dicha reserva en proximidad de cada uno de los pozos de inyección verticales para formar un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente y avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y hacia afuera de cada uno de dichos inyectoros verticales, dicho frente de combustión causa que el petróleo en dicha formación se vuelva de viscosidad reducida y para drenar hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;"

por los nuevos párrafos:

"b) perforar al menos un pozo de inyección localizado directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancial con ellos, posicionado o extendiéndose intermedio a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal;"

...

d) iniciar la combustión in-situ en dicha reserva próxima a dicho pozo de inyección para formar al menos un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente y avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal, dichos frentes de combustión ocasionan que el petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y sea drenado hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;

Las modificaciones realizadas en los párrafos anteriores encuentran pleno sustento en los literales b) y d) del proceso revelado en la reivindicación 16 presentada originalmente. Y finalmente,

¹ **SECRETARÍA GENERAL DE LA COMUNIDAD ANDINA.** Manual para el examen de solicitudes de patentes de invención en las Oficinas de Propiedad Industrial de los países de la Comunidad Andina. Lima, Perú: 2004. Página 43.

- En la página 13 de la descripción se reemplazaron los párrafos:

"(b) proveer una pluralidad de pozos verticales de inyección de gas oxidante posicionados directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancial con ellos; al menos uno de los pozos de inyección verticales situados aproximadamente en el punto medio a lo largo de dicho pozo de perforación horizontal;

(c) inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva vía uno de dichos pozos verticales localizados aproximadamente en el punto medio a lo largo de dicho pozo de perforación horizontal;

(d) iniciar combustión in situ en dicha reserva próxima a dicho uno de dichos pozos verticales de inyección para formar un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente avanzando lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de la extremidad horizontal y hacia afuera de dicha inyección vertical, dicho frente de combustión causa que el petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y para drenar hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;"

Por los nuevos párrafos:

"(b) proveer una pluralidad de pozos verticales de inyección posicionados directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancial con ellos, extendiéndose hacia abajo hacia dicha porción de extremidad horizontal;

(c) inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva vía al menos dos de dichos pozos verticales;

(d) iniciar combustión in situ en dicha reserva próxima a al menos dos de dichos pozos verticales de inyección para formar en cada pozo de inyección un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente, los cuales avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de la extremidad horizontal y hacia afuera de cada uno de dichos al menos dos pozos de inyección vertical, dichos frentes de combustión causando que el petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y para drenar hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;"

donde las modificaciones realizadas en tales párrafos encuentran pleno sustento en los literales (b), (c) y (d) de la reivindicación 21 presentada originalmente.

En el capítulo reivindicatorio:

- En el literal (b) de la reivindicación 1 se ha adicionado la frase: "...y en *alineación sustancialmente vertical con ellos*,...", lo cual encuentra pleno sustento en, por ejemplo, la página 10 de la descripción presentada originalmente;
- En el literal (b) de la reivindicación 16 se ha adicionado la frase: "...*sustancialmente vertical*...", lo cual encuentra pleno sustento en, por ejemplo, la página 11 de la descripción presentada originalmente; y,
- En el literal (c) de la reivindicación 21 se ha adicionado el término: "...*vertical*...", lo cual encuentra pleno sustento en, por ejemplo, la página 12 de la descripción presentada originalmente.

De lo anterior es claro que las modificaciones realizadas por el solicitante en la descripción y el capítulo reivindicatorio de la invención de ninguna manera corresponden a una ampliación de la materia originalmente presentada ante ese Despacho, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el Artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

3. Anexo me permito presentar:

- (i) Formulario único de correcciones y modificaciones;
- (ii) Recibo número 11-0065232, expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio, que acredita el pago de las modificaciones mencionadas;
- (iii) Copia de la nueva descripción de la solicitud, en la cual se han realizado las modificaciones previamente mencionadas en el presente memorial; y
- (iv) Copia del nuevo capítulo reivindicatorio, el cual está compuesto por 21 reivindicaciones y en el que se han realizado las modificaciones previamente mencionadas en el presente memorial.

4. Ruego a usted tomar atenta nota de lo anterior y proceder de conformidad.

Señor Superintendente,


ALICIA LLOREDA RICAURTE

T.P. 53.215



No. 10-163533-00006-0000

Fecha: 2011-08-29 17:10:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 329 CTOINFORMACION Folios: 43

FORMULARIO ÚNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES.
2000-10

①

SOLICITUD DE:

☐

Corrección de Error Material.

☒

Modificación a una Solicitud.

②

SOLICITANTE

Nombre: **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**, sociedad existente y organizada de conformidad con las leyes de Alberta, Canadá.

Dirección: 1900, 111-5th Avenue S.W. Calgary, Alberta, T2P 3Y6, Canadá.

Teléfono: 3 264270 Fax: 6 069701

E-mail: jllcco@lloredacamacho.com

Domicilio: Alberta, Canadá.

IDENTIFICACION

C.C. ☐

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Número _____

③

**REPRESENTANTE
O APODERADO**

Nombre: **ALICIA LLOREDA RICAURTE**

Dirección: Calle 72 No. 5-83 5° Piso

Teléfono: 3 264270 Fax: 6 069701

E-mail: jllcco@lloredacamacho.com

IDENTIFICACION

C.C. ☒

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Número 39.690.713 TP 53.215

④

Número de expediente:

10-163.533

⑤

Descripción de la corrección o modificación solicitada modificaciones voluntarias a la
descripción y al Capítulo Reivindicatorio.

⑥

Comprobante de pago No. 11-0065232

Fecha 6 de Julio de 2011

⑦

Anexos:

☒

Comprobante de pago de la tasa.

☐

Poderes, si fuere el caso.

☐

Certificado de existencia y representación legal de las partes, cuando sean personas jurídicas.

⑧

NOMBRE ALICIA LLOREDA RICAURTE

FIRMA


C.C. 39.690.713 T.P. 53.215

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 0065232

Bogotá D.C., Julio 06 de 2011 - 11:51:04

RECIBIDO DE : LLOREDA & CIA. S.A.

NI 830.022.145

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	415004811	06/07/2011	10.822.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-03 CAMBIO DE MODALIDAD Y MODIFICACIONES	MARCAS Y LEMAS COMERCIALES	118.000.00	118.000.00
				\$118.000.00

SON: **CIENTO DIECIOCHO MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable:

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-163533- -00006-0000

Fecha: 2011-08-29 17:10:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 329 CTOINFORMACION Folios: 43

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Julio 6 de 2011 - 11:51:08

5 **PROCESO DE RECUPERACIÓN DE LA COMBUSTIÓN IN SITU MEJORADO**
UTILIZANDO UN SOLO POZO HORIZONTAL PARA PRODUCIR PETRÓLEO Y
GASES DE COMBUSTIÓN A LA SUPERFICIE

RESUMEN – OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

10

15

20

25

Un proceso de combustión in-situ en donde el proceso no emplea uno o más pozos de ventilación de gas separadamente. Se provee al menos un pozo de producción vertical que tiene una porción sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo en la reserva y una extremidad horizontal que se extiende desde ahí hacia afuera horizontalmente y se completa en una parte relativamente inferior en la reserva. Al menos un pozo vertical de inyección de gas oxidante, posicionado sobre y en relación espaciada con el pozo horizontal, se posiciona lateralmente a lo largo del pozo horizontal aproximadamente en la sección media del mismo. El gas oxidante se inyecta ahí y se causa que los frentes de combustión progresen hacia afuera de dicho pozo de inyección en direcciones mutuamente opuestas a lo largo del pozo horizontal. Preferiblemente se proveen una pluralidad de pozos de inyección, a lo largo de la dirección del pozo horizontal, y se inyecta el gas oxidante en cada uno de los frentes de combustión que progresan hacia afuera y en direcciones opuestas de cada uno, y se causa que el petróleo se drene hacia el pozo horizontal, petróleo que junto con los gases de combustión calientes se produce en la superficie.

5 **PROCESO DE RECUPERACION DE LA COMBUSTIÓN IN SITU MEJORADO
UTILIZANDO UN SOLO POZO HORIZONTAL PARA PRODUCIR PETRÓLEO Y
GASES DE COMBUSTIÓN A LA SUPERFICIE**

CAMPO DE LA INVENCION

10 Esta invención se relaciona con un proceso para recuperar hidrocarburos viscosos a partir de una reserva subterránea utilizando combustión in-situ, un pozo vertical de inyección de gas oxidante, y un pozo horizontal separado, y en particular con un proceso mejorado que no emplea pozos de ventilación adicionales separados.

15 **ANTECEDENTES DE LA INVENCION**

Los procesos de combustión in situ para producir petróleo a partir de formaciones subterráneas de hidrocarburos viscosos y varios métodos para separar hidrocarburos a partir de formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos son bien conocidos en el arte.

20 A manera de ejemplo, la Patente de E.U. 3,502,372 (M. Prats) revela un proceso en donde el esquisto bituminoso y los compuestos de aluminio solubles se recuperan de una formación de esquisto bituminoso, pulverizado o fragmentado mediante quemado de la parte inferior del esquisto bituminoso. La remoción del petróleo se realiza para limpiar el esquisto para una minería del aluminio en la solución posterior en el esquisto con químicos alcalinos. El agente pirolizante puede ser una mezcla
25 caliente de aire y agua pero se debe inyectar a una temperatura sobre 500 °F (260 °C) y la temperatura en la formación se debe controlar a 600-950°F (315 -510°C) para prevenir daño a los minerales. La presente invención, como se discute en el Resumen de la Invención y más adelante en la descripción detallada no requiere
30 pulverización de la reserva o utilizar quemado en la parte inferior. En cambio, un frente de combustión establecido se mueve lateralmente a lo largo del pozo de perforación horizontal.

La Patente de E.U. 3,515,212 (Allen et al) revela un proceso de combustión in situ que combina combustión in situ directa y reversa entre los pozos verticales. La
35 región de un pozo de inyección se calienta con vapor a temperatura de auto-ignición y se inyecta aire de un pozo de compensación y fluye en la dirección del pozo de inyección. Mientras que el aire entra a la zona de petróleo que se calentó cerca del

5 pozo de inyección, se da la ignición. El gas de combustión se libera en el pozo de ignición y el frente de combustión crece hacia el pozo de compensación, en un proceso de combustión in situ reverso. Después de que el frente se aproxima al pozo de compensación, se toma la inyección de aire y el inyector original se convierte en un productor de petróleo, y se inicia un proceso de combustión in situ
10 directo en donde el frente de combustión se mueve hacia el pozo de inyección original y se produce a partir del pozo de inyección original.

La Patente de E.U. 4,566,537 (Gussis) se relaciona con la producción de petróleo inmóvil, tal como el bitumen de Athabasca. El problema de comunicación entre los pozos verticales se supera realizando una serie de ciclos de vapor cíclicos para
15 calentar el petróleo cerca al inyector y crear espacios vacíos. En una segunda etapa, se inyecta alto en la reserva en uno de los pozos y se producen gases de combustión en el otro pozo, estableciendo comunicación entre los pozos en la parte superior de la reserva. Esto permite ahora inyección de vapor en la base de un pozo, con producción de petróleo en el otro pozo. Este proceso es diferente al
20 proceso de la presente invención, como se discute más adelante, utiliza drenaje por gravedad en un productor horizontal y sin requerir una etapa de transmisión del vapor. Posteriormente, la remoción continua de petróleo y gas de combustión ocurre en el mismo pozo.

La Patente de E.U. 4,566,537 (Shu) revela un método para conducir la etapa temprana de combustión in situ que utiliza oxígeno puro. Hasta que el frente de
25 combustión alcanza una distancia de 30 pies (1019,4 m) a partir del inyector, el oxígeno se diluye con dióxido de carbono. Después se inyecta oxígeno puro. A manera de contraste, como se discute en el Resumen de la Invención y la descripción detallada, el proceso de la presente invención no emplea mezclas de
30 oxígeno con dióxido de carbono en cualquier etapa.

La Patente de E.U. 4,418,751 (Emery) revela un proceso de combustión in situ en donde se inyecta agua a la parte superior de una reserva de petróleo separadamente del oxígeno que se inyecta cerca de la base. El agua y los gases de combustión se mezclan en la reserva, vaporizando el agua y depurando calor. El
35 presente proceso no requiere o emplea inyección simultánea de oxígeno y agua. De hecho la inyección de oxígeno cerca al pozo horizontal en la base de la reserva sería muy peligrosa ya que el oxígeno entraría al pozo de perforación y se quemaría petróleo ahí, causando altas temperaturas que amenazarían la integridad del pozo de perforación y depositar coque que parcialmente taponaría el pozo de perforación.

5 La Patente de E.U. 4,493,369 (Odeh et al) revela esencialmente el mismo arreglo de pozos y fluido que la patente '751 con inyección de gas oxidante en la base de la reserva y agua en la parte superior.

La Patente de E.U. 5,456,315 revela un proceso de combustión in situ en donde un gas oxidante se inyecta en pozos verticales que se perfora en la parte superior de una reserva de petróleo. Los pozos verticales se localizan en una fila directamente sobre un pozo horizontal que se sitúa en la base de la reserva. La orientación de los pozos es la misma que en el presente proceso. Sin embargo, la patente '315 requiere una fila horizontal/vertical de pozos de ventilación de gas que se localizan en alguno de los lados y en paralelo a un productor horizontal, pero cada uno situado en la parte superior de la reserva. El propósito de los pozos de ventilación es liberar los gases de combustión a la superficie separadamente de los líquidos que se drenan por gravedad hacia el productor horizontal. El presente proceso, como se describe más completamente más adelante, no utiliza pozos de ventilación de gas de combustión separados pero produce líquidos y gases juntos a través del mismo pozo horizontal, y por lo tanto necesita sólo un pozo productor horizontal, y por consiguiente sustancialmente menor cantidad de pozos horizontales caros. Adicionalmente, la liberación del gas de combustión separadamente de los líquidos como se hace en el proceso de la patente '315 elimina la transferencia convectiva de calor en la zona de drenaje del petróleo, haciendo que el proceso de la patente '315 menos eficiente energéticamente. Específicamente, inhibiendo la mezcla de gas de combustión con líquidos, la patente '315 remueve el hidrógeno producido a partir de contacto con petróleo caliente de modo que el grado de hidrocrackeo in situ y el refinado in situ de petróleo se reduce en gran medida. La remoción de dióxido de carbono, que ocurre a 16% en el gas de combustión, inhibe el beneficio de solvencia que ocurre en la presente invención como se describe más adelante, por lo que la presente invención de ese modo es más capaz de reducir posteriormente la viscosidad del petróleo y ensanchar la zona de drenaje de petróleo, resultando así en tasas de producción de petróleo más altas que en el método revelado en '315.

Un gran inconveniente adicional de la liberación de gas de ventilación como se revela en la patente '315 es la seguridad del proceso ya que los pozos de ventilación deben estar enfriados en agua por cuenta de la alta temperatura alcanzada por el gas de ventilación quemado (o a veces mientras se quema) dentro de la reserva. Además, recordar que todos los pozos de inyección de aire y los pozos de ventilación están comunicados, hay una posibilidad de que el oxígeno se mezcle con los líquidos hidrocarbonados y gases en los pozos de ventilación, lo que puede crear

5 una mezcla explosiva allí o en la superficie.

La Patente de E.U. 5,339,897 (Leaute) revela un proceso similar al de la patente '315 para producir hidrocarburos a partir de arenas alquitranadas en donde se ubica un pozo vertical en la parte superior de la reserva que contiene petróleo sobre un productor horizontal y un segundo pozo vertical se emplaza al exterior del primer
10 pozo vertical, también en la parte superior de la reserva, y lateralmente desde el productor horizontal. Se logra comunicación entre los pozos verticales utilizando fluidos calientes, luego se inyecta un gas oxidante en el pozo sobre el productor y se libera gas de combustión vía el pozo de compensación. El petróleo caliente pasa hacia abajo al productor. Adicionalmente, el proceso de la patente '897 de inyectar
15 un fluido de craqueo tal como vapor supercaliente al petróleo acumulado sobre el productor horizontal induce reacciones de craqueo.

La Patente de E.U. (Greaves et al) revela un proceso in situ en donde un inyector de gas oxidante se ubica cerca a la parte superior de una reserva de petróleo en la vecindad de la base de un productor horizontal que está emplazado en la base de la
20 reserva. Se desarrolla un frente de combustión que es casi vertical, se extiende lateralmente y se mueve desde la base del productor hacia la curva del productor. El petróleo y el gas se drenan juntos hacia el mismo productor horizontal. La presente invención, como se describe más adelante, es una valiosa mejora sobre la patente '191 porque al ubicar el inyector en la mitad entre el productor horizontal o ubicar
25 múltiples inyectores sobre el productor como en la presente invención mejora en gran medida la tasa de producción de petróleo y el grado de refinado del petróleo a un costo moderado. En esta configuración, cada inyector soporta dos frentes de avance de combustión/drenaje a velocidades iguales hacia la base y el talón del productor. La Patente de E.U. 5.626,191 se incorpora aquí en su totalidad.

30 La Patente de E.U. 6,412,557 (Ayasse et al) es una mejora de la patente '191 en donde un catalizador se emplaza sobre o alrededor del pozo productor horizontal para mejorar el refinado del petróleo. La Patente de E.U. 6,412,557 se incorpora aquí en su totalidad.

. La Patente de E.U. 7,493,952 (Ayasse) revela una mejora de la patente '191 y
35 '557 en donde un gas no oxidante se inyecta dentro del productor horizontal en la base para prevenir la entrada de oxígeno y mejorar la seguridad del proceso controlando la temperatura y la presión dentro del pozo de perforación. La Patente de E.U. 7,493,952 se incorpora aquí en su totalidad.

La Publicación de la Patente de E.U. 20090308606 (Sol. Pat. E.U. No. 12/280,832)

- 5 (Ayasse) revela una mejora a '191 y a '952 en donde un diluyente tal como nafta u otro solvente de hidrocarburos, o se inyecta CO₂ en una tubería larga que se extiende hacia la base del productor horizontal para controlar la presión y temperatura del pozo y para facilitar el flujo del petróleo del pozo de perforación mediante reducción de la densidad y la viscosidad.
- 10 La Publicación de la Patente de E.U. 20090200024 (Sol. Pat. E.U. No. 12/068,881) (Ayasse et al) revela un nuevo proceso, similar a '191, en donde se inyecta gas oxidante cerca del talón de un pozo horizontal que tiene una tubería que se extiende hacia la base. Un frente de combustión se desarrolla con movimiento desde el talón hacia la base. La ventaja del proceso de la presente invención como se describe
- 15 más completo más adelante, sobre la Patente de E.U. '191 es que a diferencia de ésta, no se requiere la perforación de un inyector vertical distante cerca de la base. En vez de esto, en la presente invención, el inyector se puede perforar lejos de la base, tal como en la mitad del recorrido a lo largo de la extremidad horizontal. La ventaja del presente proceso sobre la Solicitud de E.U. '881 es que un solo pozo
- 20 inyector se puede ubicar en la mitad del recorrido entre la base y el talón del pozo productor horizontal y los frentes de combustión duales se moverán hacia la base y el talón sin importar que se queme el segmento vertical del productor horizontal como podría pasar con '881 en donde el punto de inyección de aire está cerca o en el segmento vertical. La presente invención, como con '881, también tiene la ventaja
- 25 de ubicar un pozo vertical inyector de aire desde la base del pozo horizontal (por ejemplo a 500 metros de la base para una extremidad del productor horizontal de 1000 metros) de modo que la inaccesibilidad de la superficie, tal como la que es causada por un pantano o lago en la región de la base, no prohíbe la perforación de un inyector vertical allí e inhibe la explotación de la reserva.

30

RESUMEN DE LA INVENCION

- Esta invención está dirigida a un proceso mejorado para recuperar hidrocarburos viscosos a partir de una reserva subterránea utilizando combustión in situ, utilizando al menos un pozo vertical de inyección de gas oxidante y un pozo horizontal
- 35 separado, y en particular para un proceso mejorado que no emplea pozos de ventilación de gas adicionales y en vez de esto utiliza un pozo de perforación horizontal situado inferiormente en una formación para recolectar no sólo el petróleo que se ha calentado sino también los gases de combustión calientes, y para entonces producirlos ambos hacia la superficie, en donde el petróleo es

5 posteriormente separado de los gases de combustión a alta temperatura.

En la realización de la invención, en donde sólo se utiliza un pozo de inyección vertical, el pozo de inyección vertical se dispone y completa en la parte superior de la reserva, para inyectar gas que contiene oxígeno adentro de la reserva para soportar la combustión in situ allí. Dicho pozo de inyección vertical se sitúa sobre el
10 pozo horizontal y aproximadamente en un punto medio a lo largo de dicho pozo horizontal, y por inyección de un gas oxidante a la reserva adentro de la reserva vía el pozo de inyección y por ignición de hidrocarburos en dicha reserva cercano a dicho pozo de inyección vertical en el que el frente de combustión se propaga hacia afuera del pozo de inyección en direcciones mutuamente opuestas siendo a lo largo
15 del pozo horizontal, así como lateralmente hacia el pozo horizontal. Tanto los gases de combustión a alta temperatura como el petróleo calentado se retiran hacia abajo desde la formación de hidrocarburo y se recolecta dentro del pozo horizontal, y de allí en adelante juntos se producen hacia la superficie vía dicho pozo horizontal, en donde en la superficie los gases de combustión a alta temperatura se separan del
20 petróleo utilizando un separador multi-fase, técnicas de separación con vórtex u otras técnicas bien conocidas para personas versadas en la materia, y adicionalmente donde se desee los gases de combustión calientes se utilizan para calentar agua para producir vapor entonces, preferiblemente para uso en la potenciación de turbinas de vapor para la producción de vapor eléctrico.
25 Alternativamente, los gases de combustión, que contienen componentes inflamables tales como metano, etano, propano, monóxido de carbono, hidrógeno y sulfuro de hidrógeno, se pueden quemar en la superficie para producir electricidad con una turbina de vapor o una turbina de gas. En procesos con pozos de ventilación de gas, estos gases se queman en el horizonte de la reserva y se deben enfriar para
30 proteger los pozos de ventilación del daño térmico, de modo que se desperdicia energía.

De forma similar, en una realización preferida del proceso de la presente invención empleando pozos verticales múltiples de inyección de gas oxidante alineados y extendiéndose en dirección a un pozo horizontal, cada pozo de inyección de gas
35 oxidante se completa arriba y se espacia apropiadamente a lo largo del pozo de perforación horizontal, y se crean en cada inyector frentes de combustión dual de gases de combustión calientes y petróleo que se drena, dichos frentes de combustión se propagan a lo largo del pozo de perforación horizontal sustancialmente ortogonal al pozo de perforación horizontal y a través de la
40 formación de hidrocarburos, en direcciones mutuamente opuestas desde el pozo de

5 perforación de inyección vertical así como hacia la base y el talón del pozo horizontal.

Por ejemplo, para 5 inyectores de gas oxidante se habrán generado diez (10) frentes de drenaje fluidos, que provee altas tasas de producción de petróleo a un bajo extra costo.

10 De forma notable, si el diámetro interno de la extremidad horizontal del pozo productor es muy pequeño, entonces la hidráulica del pozo de perforación interferirá con la simetría del avance del frente de combustión- el avance del frente en dirección del talón del productor horizontal será más rápido que hacia la base, reduciendo de ese modo la eficiencia del proceso, y la simetría de simultáneamente
15 procediendo igualmente en direcciones mutuamente opuestas a lo largo del productor horizontal se perderán, y de un modo más importante se disminuirán en dirección que progresa hacia la base.

En consecuencia, en una realización preferida del proceso de la presente invención, en donde el pozo horizontal puede estar en la vecindad de aproximadamente 400
20 metros de reserva sobre el mismo, con la correspondiente hidráulica del pozo de perforación a dicha profundidad, el diámetro interno de la extremidad horizontal del pozo productor debe ser mayor a 3 pulgadas (0,0762m) para mantener la simetría del avance frontal, preferiblemente mayor a 5 pulgadas (0,127m) y más preferiblemente mayor a 7 pulgadas (0,1778m) para permitir el diámetro suficiente
25 en el pozo productor.

También se contempla dentro de esta invención un proceso por el que una pluralidad de pozos verticales de gas oxidante se puede completar inicialmente sobre el pozo de perforación horizontal a lo largo de una línea del mismo y se inyecta inicialmente un gas oxidante dentro de la formación en uno de dichos de
30 pozos verticales de inyección localizado aproximadamente en la sección media del pozo horizontal y se forma un frente de combustión en la cercanía del mismo, que avanza en direcciones mutuamente opuestas a lo largo del pozo horizontal. Después de que el frente de combustión ha avanzado una distancia dada en direcciones mutuamente opuestas después de pasar adicionalmente por los pozos
35 verticales de inyección de gas oxidante, sobre lados opuestos respectivos de dicho pozo de inyección inicial, el gas oxidante adicional se puede inyectar entonces hacia uno o cada uno de dichos pozos de inyección adicional para mantener la combustión y permitir que el(los) frente(s) de combustión para que siga(n) avanzando a lo largo del pozo de perforación horizontal.

5 Ventajosamente, utilizando un pozo de perforación horizontal para llevar hacia abajo el petróleo caliente y los gases de combustión calientes (desprovistos de oxígeno) hacia la superficie, las siguientes ventajas se hacen acumulativas, es decir:

- 10 (i) Los gases de combustión calientes que se llevan hacia el pozo de producción horizontal junto con el petróleo caliente sirven para mantener el petróleo continuamente caliente y por consiguiente mejorar no sólo las tasas de recolección de dicho petróleo sobre la formación de hidrocarburos, sino que también asegura que la viscosidad del petróleo caliente se mantenga baja y por consiguiente se lleve petróleo a la superficie utilizando gas "ligero", que elimina el uso y la necesidad de bombas;
- 15 (ii) Se necesita perforar una menor cantidad de pozos, y en particular no se necesita perforar pozos de ventilación de gas para recolectar y ventilar separadamente gases de combustión calientes, como era necesario con ciertos procesos del arte previo; y
- 20 (iii) los gases de combustión calientes se pueden utilizar posteriormente en la superficie para calentar agua para producir vapor, que se puede utilizar para calentar y/o darle potencia a turbinas de vapor para generar energía eléctrica, y por consiguiente energía que de otro modo se habría perdido se puede utilizar en este proceso.
- 25 (iv) el refinado del petróleo se lograra debido a las altas temperaturas del petróleo y la mezcla de petróleo en la reserva con hidrógeno generado en este proceso.

Específicamente, respecto a la ventaja (ii) anterior, situando un pozo de inyección vertical próximo a la sección media de un pozo horizontal y mediante propagación del frente de combustión en dos direcciones mutuamente opuestas a lo largo de dicho pozo de perforación, lo que permite una recolección más rápida de petróleo que en el método revelado en la 5,626,191 (propagación del frente de combustión "base a talón") o la Patente de E.U. 7,493,952 (propagación del frente de combustión "talón a base") lo que causa simplemente que el frente de combustión avance en una sola dirección a lo largo del pozo de perforación horizontal.

35 Además, inyectando un gas que contiene oxígeno a una presión de fractura menor a través del pozo de inyección y estableciendo una zona de gas que contiene oxígeno alrededor del pozo de inyección que se extiende hacia arriba a la roca que tapa la

5 reserva y hacia abajo (pero sin alcanzar) el pozo horizontal de producción, y
estableciendo un frente de drenaje de agua, petróleo y gas de combustión que crece
a lo largo del pozo horizontal en direcciones hacia la base y hacia el talón del pozo
horizontal y también crece perpendicularmente a la intersección del pozo horizontal,
el petróleo caliente y el agua y el gas de combustión caliente pueden todos drenarse
10 bajo la influencia de las fuerzas de gravedad y presión y recolectarse adicionalmente
en el pozo horizontal libre de oxígeno o gas oxidante, que reduce enormemente la
oportunidad de explosión. En comparación con el proceso de liberación del gas de
ventilación mediante pozos de separación separados, el presente proceso preserva
los componentes inflamables valiosos para producción en la superficie más que para
15 quemarlos en la reserva en donde se desperdicia el calor, y utiliza algo del
hidrógeno generado para hacer hidrocrackeo del petróleo caliente, produciendo por
consiguiente un aceite estable parcialmente refinado.

En concordancia, en un aspecto amplio del proceso de la presente invención dicho
proceso comprende un proceso mejorado de combustión in situ para reducir la
20 viscosidad del petróleo contenido en una reserva que tiene petróleo y recuperar
dicho petróleo junto con los gases de combustión de la reserva, proceso que no
emplea uno o más pozos de ventilación de gas de combustión separados, que
comprende:

(a) proveer al menos un pozo de producción que tiene una porción
25 sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo en dicha reserva y tiene
una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con dicha porción
vertical y se extiende horizontalmente hacia afuera del mismo, dicha porción de
extremidad horizontal se completa en una parte relativamente inferior en la
reserva;

30 (b) proveer al menos uno pozo de inyección en una región intermedia a los
extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal y en relación
espaciada a dicha porción de extremidad horizontal y posicionada
sustancialmente de forma directa sobre dicha porción de extremidad horizontal,
para inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva por encima de dicha
35 porción de extremidad horizontal y en una región intermedia mutuamente a los
extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal;

(c) inyectar un gas oxidante a menos de la presión de fractura a través de dicho al
menos un pozo de inyección e iniciar la combustión de hidrocarburos en dicha
reserva próxima a dicho pozo de inyección para establecer al menos uno o

5 más frentes de combustión por encima de dicha porción de extremidad horizontal, dichos uno o más frentes de combustión causando que la viscosidad del petróleo en dicha reserva se reduzca y se drene hacia abajo hacia dicha porción de extremidad horizontal;

10 (d) permitir que los gases de combustión a alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida se recolecten juntos en dicha porción horizontal; y

(e) producir dichos gases de alta temperatura y petróleo a la superficie; y

(f) separar en la superficie o en el talón de dicho pozo horizontal dicho petróleo de dichos gases de combustión de alta temperatura.

15 En una primera mejora del método anterior, dicho al menos un pozo de inyección comprende al menos un pozo de inyección vertical situado a lo largo de un tramo del pozo horizontal e intermedio mutuamente a los extremos opuestos del mismo extendiéndose hacia abajo desde la superficie hasta dicha porción de extremidad horizontal, y luego de la inyección de gas oxidante y la ignición del mismo dicho
20 pozo de inyección supe dicho gas oxidante a al menos dos frentes de combustión cada uno de los cuales se mueve en direcciones opuestas hacia afuera de dicho pozo de inyección vertical y en una dirección a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción.

25 En una segunda mejora alternativa, dicho al menos un pozo de inyección comprende un pozo horizontal que se extiende tanto por encima como a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción, para inyectar dicho gas oxidante por encima de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción.

30 Alternativamente, en otro amplio aspecto del método de la presente invención, dicho método comprende un proceso mejorado de combustión in situ para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que contiene petróleo y recuperar dicho petróleo de viscosidad reducida de la formación, proceso que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas separados, que comprende adicionalmente:

35 (a) perforar al menos un pozo de producción que tiene una porción sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo dentro de dicha reserva y tiene una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con dicha porción vertical y se extiende horizontalmente hacia afuera del mismo, dicha

5 porción de extremidad horizontal se completa relativamente en la parte inferior de la reserva;

10 (b) perforar al menos un pozo de inyección localizado directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancial con ellos, posicionado o extendiéndose intermedio a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal;

 (c) inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva vía cada uno de dichos pozos verticales localizados a lo largo de dicho pozo de perforación horizontal;

15 (d) iniciar la combustión in situ en dicha reserva en proximidad del pozo de inyección para formar al menos un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente y avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal, dichos frentes de combustión causa que el petróleo en dicha formación se vuelva de viscosidad reducida y para drenar hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;

20 (e) recolectar dichos gases de combustión de alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida en dicha extremidad horizontal; y

 (f) producir simultáneamente dichos gases de alta temperatura y petróleo a la superficie; y

 (g) separar en la superficie o en el talón de dicho pozo horizontal dicho petróleo de dichos gases de alta temperatura.

25 En una mejora adicional, en donde la combustión se inicia sólo en un pozo de inyección vertical localizado en el punto medio a lo largo del pozo horizontal, dado que el frente de combustión sustancialmente vertical avanza lateralmente a lo largo de dicho pozo de perforación horizontal y mas allá de los pozos verticales de inyección, se inyecta gas oxidante dentro de dicha reserva en dicha sucesión de
30 pozos verticales de inyección para acelerar el movimiento de los frentes de combustión verticales en ambas direcciones a lo largo de dicho pozo horizontal.

 Todavía en una realización adicional, dicho proceso mejorado de combustión in situ (cuyo proceso no emplea uno o más pozos de ventilación de gas de combustión
35 separados) comprende:

- 5 (a) proveer al menos un pozo de producción que tiene una porción
sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo dentro de dicha reserva
y tiene una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con
dicha porción vertical y se extiende horizontalmente hacia afuera del mismo,
10 dicha porción de extremidad horizontal se completa relativamente en la parte
inferior de la reserva;
- (b) proveer una pluralidad de pozos verticales de inyección posicionados
directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación
sustancial con ellos, extendiéndose hacia abajo hacia dicha porción de
extremidad horizontal;
- 15 (c) inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva vía al menos dos de dichos
pozos verticales;
- (d) iniciar combustión in situ en dicha reserva próxima a al menos dos de dichos
pozos verticales de inyección para formar en cada pozo de inyección un par
de frentes de combustión que se extienden verticalmente, los cuales avanzan
20 lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de la
extremidad horizontal y hacia afuera de cada uno de dichos al menos dos
pozos de inyección vertical, dichos frentes de combustión causando que el
petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y para drenar hacia abajo
dentro de dicha porción de extremidad horizontal;
- 25 (e) recolectar dichos gases de combustión de alta temperatura junto con dicho
petróleo de viscosidad reducida en dicha extremidad horizontal; y
- (f) desde ahí producir dichos gases de alta temperatura y petróleo a la
superficie; y
- (g) separar en la superficie dicho petróleo de dichos gases de alta temperatura.

30

En una mejora adicional de dicho proceso inmediatamente precedente, dicho frente
de combustión sustancialmente vertical que avanza lateralmente a lo largo de dicho
pozo de perforación horizontal después de uno de una pluralidad de dichos pozos
de inyección, se inyecta el gas oxidante dentro de dicha reserva en uno de dichos
35 pozos de inyección.

5 Opcionalmente, estimular cíclica o directamente la reserva con vapor a través del
pozo de inyección y el pozo de producción se puede conducir inicialmente antes de
iniciar la combustión in situ, con el propósito de establecer comunicación fluida entre
el pozo de inyección y el pozo horizontal de producción de petróleo, para asegurar
mejor el flujo de los gases de combustión calientes y el petróleo caliente una vez
10 inicia la combustión in situ. Opcionalmente, la ignición del petróleo se puede lograr o
asistir mediante la técnica conocida de inyectar aceite de linaza u otro fluido que se
enciende con facilidad dentro de la reserva a través de las perforaciones de aire.

Se notará que el proceso de la presente invención comprende ventajosamente y se
caracteriza por las siguientes características:

- 15 (i) No hay producción dividida de las fases líquida y gaseosa ya que ambas
entran al mismo pozo de producción (i.e. el pozo horizontal) completo inferior
en la reserva cerca a la base del mismo;
- (ii) La proporción gas/líquido en el pozo horizontal, cuando se usa aire como gas
oxidante, debido a la profundidad del pozo y el ingreso de gases de alta
20 temperatura dentro del pozo de producción, asegura que el levantamiento de
gas natural será efectivo en una reserva que no tiene la presión reducida de
modo que el uso de bombas es innecesario, reduciendo la complejidad y el
costo del proceso;
- (iii) Como consecuencia directa del petróleo y el gas de combustión (y a veces
25 agua y/o vapor) fluyendo juntos dentro del pozo horizontal, se logra alta
eficiencia de energía porque toda la energía del calor de combustión se
transfiere de forma convectiva al petróleo que está dentro de y más adelante
de la zona de drenaje en la reserva, lo que de ese modo, debido a la
transferencia de energía de los gases de combustión al petróleo provee la
30 mayor disminución de viscosidad de los fluidos y maximiza la tasa de
producción del aceite. La proporción aire-petróleo también disminuye,
reflejando eficiencia energética aumentada en comparación con el caso del
gas dividido y la producción de líquido con diferentes pozos;
- (iv) La coproducción del gas de combustión y los líquidos hidrocarbonados
35 también mejora la tasa de producción de petróleo dado que el CO₂ presente
en el gas de combustión permea el petróleo más adelante del frente de
drenaje y actúa como un solvente para reducir adicionalmente la viscosidad
del aceite y facilitar el drenaje del petróleo hacia el pozo horizontal. También,
el CO₂ en el gas de combustión tiene su mayor solubilidad en petróleo frío, de

5 modo que la zona de drenaje se hace más amplia como consecuencia del CO_2 disolviéndose en el petróleo frío;

(v) El hidrógeno que se lleva con el petróleo caliente que fluye en la zona de drenaje y en el pozo de perforación permite el hidro craqueo y refinado parcial del petróleo.

10 (iv) La baja presión de inyección de aire se requiere en el presente proceso porque el gas de combustión está en comunicación directa con el pozo horizontal de producción adyacente, estando en su mayoría distante por el espesor de la zona petrolera.

15 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

En los dibujos acompañantes que ilustran realizaciones ejemplares de la presente invención:

20 **La Figura 1** es una sección cruzada a través de una reserva que contiene petróleo, mostrando el arreglo de pozos utilizados para llevar a cabo el método de la invención, dicha sección cruzada corta a través del pozo vertical de inyección y el par de pozos de producción horizontal/vertical. Una capa de sobrecarga yace sobre la reserva que contiene petróleo, dentro de la cual se ubican un pozo vertical de inyección de gas oxidante y un par de pozos de producción vertical/horizontal para producir el petróleo;

La Figura 2 es una vista de una sección cruzada a través de la reserva que contiene petróleo mostrada en **la Figura 1**, tomada a lo largo del plano **B-B**, con el pozo horizontal de producción mostrado en la sección cruzada;

30 **La Figura 3** es una vista superior parcialmente transparente de la reserva que contiene petróleo mostrada en **la Figura 1** a partir de simulación numérica;

La Figura 4 es una sección cruzada a través de una reserva que contiene petróleo similar a **la Figura 1**, que muestra una variación del método de la presente invención, en donde una pluralidad de pozos de inyección de gas oxidante se utilizan para hacer avanzar un frente de combustión en dos direcciones mutuamente opuestas; y

- 5 La **Figura 5** es similar a la **Figura 1**, pero empleando pozos de inyección de gas oxidante como inyectores simultáneos.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE UNA REALIZACIÓN PREFERIDA

- 10 Con respecto a la **Figura 1**, una reserva que contiene petróleo **20** mostrada en la **Figura 1** se cubre típicamente por una sobrecarga **1**, preferiblemente constituida de esquisto o roca suficientemente gruesa como para ser impermeable al flujo de gas de modo que el gas inyectado que contiene oxígeno **22** estará contenido dentro de la reserva que contiene petróleo **20**.

- 15 De acuerdo con el método de la presente invención, al menos un pozo vertical de inyección de gas oxidante **6a** se perfora desde la superficie **30** hacia abajo dentro de una porción superior de la reserva **20**, y se perfora de modo que permite la inyección de gas oxidante **22** en la reserva **20** próxima a la parte superior de la reserva que contiene petróleo **20**, dicho gas oxidante se comprime y se fuerza
20 dentro del pozo **6a** vía el compresor **71**.

- Se provee un par de pozos de producción horizontal/vertical **9**, que tiene una porción de pozo vertical **10** y una porción horizontal **8**. La porción de pozo horizontal **8** se complete en la parte inferior en la reserva **20** y que se extiende preferiblemente a lo largo de una longitud de una reserva que contiene petróleo **20** o una porción de la
25 misma a partir de la cual se desea recuperar petróleo mediante el proceso de la presente invención. La envoltura del pozo horizontal, se perfora como se muestra en las **Figuras 1 y 4**, o puede consistir de pantallas porosas, como se muestra y enseña en PCT/CA a los asignados aquí, Archon Technologies Ltd., ranuras angostas o tapones FacsRite™¹ y los mencionados para permitir el ingreso de
30 petróleo caliente **3** y los gases de combustión calientes **5** desde la reserva **20** hacia el pozo horizontal **8**, para una producción posterior a la superficie **30**. El diámetro interno del pozo productor horizontal es preferiblemente mayor a 3 pulgadas (0,0762m) para mantener la simetría la simetría frontal del avance, y preferiblemente mayor a 5 pulgadas (0,127m) y más preferiblemente mayor a 7 pulgadas (0,1778m)
35 (i.e. un diámetro interno de aproximadamente 9 5/8 pulgadas (0, 2448m) en un tamaño de pozo de perforación estándar actual típico) para permitir un diámetro suficiente en el pozo productor.

¹ FacsRite™ es una marca registrada de Schlumberger Inc. para producir lija de malla de pozos.

5 El al menos un pozo inyector de gas oxidante **6a** mencionado, de acuerdo con el método de la presente invención, se localiza sobre y aproximadamente en la mitad del recorrido a lo largo del pozo de perforación horizontal **8** (i.e. en donde la distancia " d_1 " es aproximadamente igual a la distancia " d_2 " como se muestra en la la **Figura 1**), aunque la posición precisa se puede alterar con base en la conocida
10 heterogeneidad de la reserva u otros factores.

El primer paso en iniciar y conducir el proceso de recuperación del petróleo de la presente invención, en una realización preferida, es establecer comunicación fluida entre el pozo de inyección vertical **6a** y el pozo de producción horizontal **8** de modo que el gas oxidante **22** se pueda inyectar más fácilmente dentro de la reserva **20** y el
15 petróleo caliente **3** y el gas de combustión **5** se puede remover de la reserva **20** vía el par de pozos horizontal/vertical **9**. Inicialmente, el vapor (no mostrado) se puede inyectar de forma cíclica o continua en el pozo vertical **6a**, y también se inyecta desde la superficie dentro del pozo horizontal **8** y circula ahí para calentar el pozo horizontal **8** y aumentar la movilidad del petróleo caliente **3** allí. La presión del vapor
20 inyectado inicialmente no debe ser tan grande como para forzar grandes volúmenes de vapor directamente a través de la reserva **20** and dentro del pozo horizontal **8**, pero lo suficiente como para asistir líquidos viscosos en la reserva **20** para que sean asistidos bajo dicha presión de asistencia para drenar hacia abajo en la reserva **20** a un área de presión inferior, es decir la región del pozo horizontal **8** en el que el pozo
25 horizontal **8** remueve fluidos de dicha región y por esto crea un área de presión relativamente inferior, y por consiguiente estabiliza el flujo de fluidos en dicha dirección. Para el petróleo **3** que esta inmóvil en las condiciones de la reserva, el vapor también puede inyectarse vía el pozo de inyección **6a** de forma continua, que depende de la dilatación de la reserva para lograr que el vapor se inyecte. Cuando
30 el petróleo **3** es tan viscoso que está inmóvil en la reserva **20**, precalentar el pozo horizontal de producción **8** previene que el petróleo **3** se solidifique en el pozo horizontal **8** e inhiba la producción, especialmente cuando el pozo de producción **8** se debe cerrar, pues pueden ocurrir dificultades con las locaciones de tratamiento de petróleo en la superficie. Dicho precalentamiento se puede realizar haciendo
35 circular vapor en la extremidad horizontal **8** de la base **40** al talón **42** del pozo horizontal **8**. La circulación se logra ubicando una tubería larga (no mostrada) dentro del pozo horizontal **8** para inyectar vapor que fluye vía la tubería hacia la base **40** and y regresa de vuelta al talón **42** vía el espacio anular entre la tubería y la envoltura del horizontal **8** y posteriormente a la superficie **30**. Una vez se establece
40 la comunicación fluida entre el pozo inyector **6a** y el pozo horizontal productor **8**, un gas que contiene oxígeno, por ejemplo aire, aire enriquecido con oxígeno, aire

5 enriquecido con CO₂, o una mezcla de oxígeno- CO₂, se inyecta dentro de la reserva
20 vía el pozo inyector 6a como se muestra en la Figura 1. Al principio, se usan
tasas de aire relativamente moderadas, pero estas tasas se ajustan en una rampa
de temperatura ascendente hasta el máximo objetivo manteniendo mientras tanto la
temperatura del pozo de perforación bajo aproximadamente 350 °C como se mide
10 en una serie de termopares localizados en el pozo de perforación. Después de
iniciar la inyección de gas oxidante, los subproductos de combustión tales como CO₂
aparecerán en la superficie del gas producido, indicando que la combustión se ha
logrado en la reserva.

15 Precalentar la 20 cerca al pozo inyector vertical 6a sirve para un segundo importante
propósito ya que el petróleo a temperaturas de vapor usualmente puede auto
encenderse e iniciar el quemado y los procesos de producción de petróleo. También
reduce la saturación de petróleo en la arena cerca al inyector vertical, que sirve para
reducir la fuerza de la combustión exotérmica y prevenir sobre calentamiento del
20 pozo inyector.

Al inicio del proceso de combustión *in-situ*, cuando el gas oxidante 22 entra en
contacto con el petróleo 3 en la formación 20, suceden reacciones de quemado y se
crea coque en la región 4 inmediatamente siguiente a los frentes de combustión 50,
como se muestra en las Figuras 1-4. De ahí en adelante, el coque es el único
25 combustible consumido, por lo que tras el consumo queda una zona quemada 2,
como se muestra en las Figuras 1-4. El coque, en la región 4 (ver Figuras 1 – 4),
está constituido por pequeñas partículas carbonáceas dispersas en los granos de
arena. La relación hidrógeno/carbono es de manera típica 1.13 de acuerdo con las
mediciones en reactores de laboratorio y refinerías de coquización que involucran
30 bitúmen de Atabasca. Las arenas que contienen partículas de coque permanecen
sustancialmente permeables al gas, de tal manera que el gas oxidante 22 y el gas
de combustión producido 4 pueden fluir fácilmente a través de éstas, entrando en
contacto con el petróleo frío y transfiriendo calor. El calentamiento convectivo del
petróleo es tan extenso que el hidrocraqueo del petróleo ocurre por cuenta de las
35 altas temperaturas producidas durante la combustión del coque y la presencia del
hidrógeno generado. El presente proceso operará de manera similar al proceso
THAI²™ (del inglés Toe-to-Heel Air Injection) con respecto al mecanismo de
quemado y al frente de drenaje. La empresa Petrobank Energy and Resources Ltd.,

² THAI™ es una marca registrada de Archon Technologies Ltd, de Calgary, Alberta, para los servicios de licenciamiento
de un método/tecnología patentada particular para recuperación mejorada de petróleo en formaciones de petróleo.

5 que opera el proceso THAI™ en Conklin, Alberta ha reportado temperaturas de reserva por encima de 600°C, hasta 8 por ciento en volumen de hidrógeno en el gas producido y 3-4 puntos de refinado de bitúmen. En consecuencia, el petróleo producido 3 con la presente invención será sustancialmente refinado.

De manera ventajosa, en el método de la presente invención que provee la remoción de los gases calientes de combustión 5 mediante una pareja de pozos horizontal/vertical 9, permite ventajas significativas a ser alcanzadas con respecto al arte previo tales como el proceso de la patente US 5,456,315, que depende de pozos extra 4 (ver la Fig. 2 de US 5,456,315) ubicados en los tramos superiores de la reserva para remover dichos gases de combustión. De manera no ventajosa, tales métodos del arte previo como se muestra en la Patente U.S 5,456,315 reducen en gran cantidad la habilidad de proveer transferencia de calor convectiva de los gases de combustión calientes al petróleo, y con mayor desventaja, tales métodos del arte previo remueven el hidrógeno producido que se necesita para el hidro craqueo, así como el CO₂ solvente que posteriormente sirve para reducir de manera ventajosa la viscosidad del petróleo. Tales procesos del arte previo, al depender principalmente de la transferencia de calor conductiva, son menos eficientes en energía y tienen menores tasas de petróleo que el presente proceso. En el presente proceso, se establece una zona de drenaje de fluido 15 y el petróleo refinado caliente 3, (así como el agua/vapor (no se muestra) y los gases de combustión 5 fluyen hacia abajo y hacia adentro del pozo horizontal 8 para su transporte conjunto a la superficie 30.

A medida que el proceso avanza, la parte externa de la capa de coque 4 más cercana al gas inyectado que contiene oxígeno 22 se quema y el coque fresco se forma donde el gas caliente de combustión entra en contacto por primera vez con el petróleo. En esta operación, el petróleo de la reserva 3 nunca se encuentra con el oxígeno, de tal manera que no se generan orgánicos oxigenados y las emulsiones de petróleo producidas son fáciles de romper en las instalaciones de tratamiento de petróleo en la superficie. El petróleo 3 más allá de la zona de drenaje de fluidos 15 permanece sustancialmente sin calentar hasta el avance de la zona de drenaje 15 y el frente de combustión 50. Para los reservorios 20 que contienen petróleo móvil, el petróleo nativo sin calentar 3 que está lejos del frente de combustión de drenaje 15 se mezcla con el petróleo hidro craqueado 3 en el pozo horizontal 8 para reducir el grado total de refinado. Sin embargo, para los reservorios de petróleo móvil la tasa de producción de petróleo se incrementa porque la totalidad del pozo de perforación horizontal es productivo a lo largo de la vida del pozo. En todas las reservas 20, la zona de gas oxidante inyectado permanece aislada del pozo horizontal mediante

5 una capa 24 de petróleo 3, previniendo la entrada de gas oxidante (e.g. oxígeno) al
pozo horizontal 8. Esta capa 24 es alimentada por el petróleo refinado caliente 3 que
es drenado del frente de combustión que se expande lateralmente 50 y fluye a la
base de la reserva 20 en el pozo horizontal 8. A medida que procede el proceso de
10 la presente invención, el volumen de petróleo 3 que entra al pozo horizontal 8 desde
la capa protectora 24 se incrementa con respecto al volumen relativo de petróleo 3
que es drenado junto con los gases de combustión 5 (cf Figura 1 y Figura 4 en
relación con el volumen de capa 24 incrementado).

15 La Figura 2 es una vista de sección transversal a lo largo del plano B-B de la
reserva 20 que lleva el petróleo y está presente en el método que se muestra en la
Figura 1, con componente idénticos itemizados de manera idéntica a aquellos de la
Figura 1. Esta figura muestra cómo se forma la capa protectora de petróleo sobre el
pozo horizontal.

20 La Figura 3 es una vista de arriba hacia abajo del presente proceso que muestra la
reserva 20 que porta el petróleo, la zona quemada 2, la zona de depósito de coque
combustible 4 y la zona de drenaje de fluidos 15. El pozo inyector de gas que
contiene oxígeno 6a está ubicado en la parte superior de la reserva 20 que porta el
petróleo y el segmento horizontal 8 del par del pozo de producción 9 se encuentra
en la base de la reserva 20. El segmento vertical 10 del par de pozos
25 horizontal/vertical 9 está conectado al segmento horizontal 8 en el talón 42 del pozo
de producción 9 y se conecta a las instalaciones de tratamiento de petróleo en la
superficie (no se muestran). Mientras la zona de drenaje de fluidos 15 interseca el
pozo horizontal 8 en dos puntos, 17 y 18, todo el petróleo producido 3 se mueve
dentro del pozo horizontal 8 hacia el talón 42 del pozo horizontal 8. De manera
30 sorprendente, la distancia entre la proyección del pozo inyector 6a y los puntos de
entrada del drenaje 17, 18 en el pozo horizontal 8 permanecen sustancialmente
iguales a lo largo de la operación del proceso. Uno habría esperado que la porción
(punto de entrada) 18 de la zona de drenaje 15 que se mueve hacia el talón 42 del
pozo productor horizontal 8 permitiera avanzar mucho más rápido que esa porción
35 (punto de entrada) 17 de la zona de drenaje 15 que se mueve hacia la base 40,
dado que la porción (punto de entrada) 18 está más cercana al talón de baja presión
42; sin embargo, este no es el caso.

Haciendo referencia a la Figura 1, la cubierta del tapón de roca 1 evita que los
fluidos, incluyendo gas oxidante 22, escapen de la reserva 20 que contiene el

5 petróleo. La **Figura 1** también muestra la zona quemada **2**, la zona de depósito de coque combustible **4**, la zona de drenado de fluido **15**, el inyector de gas que contiene oxígeno **6a**, la extremidad horizontal **8** del par de pozos de producción **9**, y el segmento vertical del productor horizontal **9**.

10 A medida que procede el proceso de la presente invención que se muestra en la **Figura 1**, cada una de las zonas de coque **4** y zonas de drenado de fluido **15** se mueven lateralmente hacia afuera desde el pozo de inyección **6a**, en dos direcciones que se oponen mutuamente, primero hacia la base **40** y luego hacia el talón **42** del par de pozos de producción **9**, a medida que los puntos de entrada de fluido **17**, **18**, y la zona quemada **2** se expanden. (cf **Figura 1**, y **Figura 4**) Este
15 proceso continúa hasta que las zonas de drenado de fluidos **15** alcanzan la base **40** y el talón **42**, lo que ocurrirá aproximadamente al mismo tiempo si el pozo inyector **6a** se ubica en el punto medio a lo largo del pozo horizontal **8** del par de pozos de producción **9**. De manera importante, el banco de petróleo **24**, que protege el pozo horizontal **8** de la exposición al oxígeno, se espesa con el petróleo **3**, como se
20 muestra en la **Figura 4** que se drena de las regiones de drenado **15** al pozo horizontal en los puntos **17**, **18**. Una vez los puntos finales de la base **40** y el talón **42** son alcanzados por los puntos de drenado **17**, **18**, la tasa de inyección del gas oxidante debe ser reducida o detenida para evitar una sobre presión en la reserva lo que podría causar ya sea la fractura de la reserva o forzar la entrada de oxígeno en
25 el pozo horizontal **8**.

De manera específica, debe prevenirse el ingreso de oxígeno o gas que contiene oxígeno en el pozo horizontal **8** o pozo vertical **10** pues de lo contrario el petróleo **3** allí sería capaz de quemarse o explotar generando de esta manera temperaturas muy altas que podrían dañar el par de pozos de producción **9** y ocasionar una
30 formación extensa de coque que podría taponar el par de pozos de producción **9**. Una manera de controlar la temperatura y la presión en el pozo horizontal **8** (y por lo tanto en el pozo vertical **10**) es continuar la circulación de vapor o gas no oxidante a través de la tubería del pozo de perforación (no se muestra, pero se describió anteriormente) que se usó para precalentar el pozo horizontal **8**. Son adecuadas
35 tasas muy bajas de vapor, de manera típica 1-10 m³/d. Una serie de termopares (no se muestra) ubicada al costado de la tubería (no se muestra) en el pozo horizontal **8** alertará a los operadores de que debe incrementarse la tasa del vapor para reducir la temperatura del pozo horizontal **8**.

Proveer una tubería en el pozo horizontal **8**, además de permitir la provisión de
40 vapor para precalentar el pozo de perforación horizontal **8** y las áreas alrededor del

5 pozo de perforación horizontal **8** e iniciar la comunicación de fluidos entre la reserva
20 y el pozo horizontal **8**, podría usarse de manera ventajosa para suministrar un
diluyente al petróleo **3** en el pozo de perforación horizontal **8**, y en particular un
diluyente hidrocarbonado tal como VAPEX, solventes hidrocarbonados o nafta, o de
manera alternativa CO₂, como es sugerido por la solicitud de patente relacionada US
10 20090308606 (Solicitud de Patente US 12/280,832), incorporada aquí en su
totalidad por referencia, y cedida al cesionario de la invención aquí. De manera
ventajosa, inyectar CO₂ a la tubería dentro del pozo horizontal **8** tiene las ventajas
no solo de actuar como un diluyente para el petróleo **3** que está siendo recolectado
dentro del pozo horizontal **8** y en la acumulación **24** que rodea el pozo horizontal **8**,
15 sino que además sirve para presurizar levemente el pozo horizontal **8** y de esta
manera ayudar a la prevención del ingreso de gas oxidante **22**, al que si se le
permite la entrada al pozo horizontal **8** tras el descenso del nivel de de la capa de
petróleo **24**, puede crear una mezcla potencialmente explosiva con el petróleo **3** allí.

Después de que la base **40** y el talón **42** del pozo horizontal **8** son alcanzados de
20 manera simultánea por los frentes de drenado **17**, **18**, comienza una nueva etapa de
operación – la etapa de descenso de nivel. De manera específica, en este punto de
tiempo ya no habrá cantidades suficientes de gases de alta temperatura **5**
producidos para proveer el levantamiento natural por gas del petróleo **3** a la
superficie **30** porque toda la longitud del pozo horizontal **8** estará cubierta por la
25 capa **24** y sellada con petróleo **3**. Por lo tanto, se requiere bombeo líquido o
levantamiento artificial por gas para recuperar la gran acumulación de petróleo
refinado caliente **3** que permanece en la base del reservorio **20**. Posteriormente, se
ajusta la tasa de inyección del gas oxidante **22** en el pozo inyector **6a** para mantener
una presión de inyección sustancialmente por debajo de la presión de fractura de la
30 reserva. Durante la etapa de disminución de nivel se prefiere un máximo de presión
de inyección de gas oxidante de menos de 70% por encima de la presión de la
reserva, y se prefiere aún más una que esté menos de 50% por encima de la
presión de la reserva. La etapa de disminución de nivel es ventajosa porque los
requerimientos de gas comprimido son bajos y la producción del compresor **71** que
35 provee aire comprimido como el gas oxidante **22** puede ser redirigido
sustancialmente a nuevas operaciones que requieren inicialmente grandes
volúmenes de gas oxidante **22**. La relación gas/petróleo es mucho menor durante la
etapa de disminución de nivel lo que incrementa la eficiencia energética global de
este proceso. Para las arenas alquitranadas de Atabasca, la relación acumulativa
40 aire petróleo puede ser tan baja como 715:1 (m³ de aire/m³ de petróleo).

- 5 El proceso se caracteriza por la operación suave y consistente con factores de recuperación de petróleo de hasta 80%, y eso minimiza el ciclado térmico de los productores lo que lleva a fallas frecuentes del pozo de perforación en los procesos de vapor tales como drenado por gravedad asistido con vapor (SAGD, por las siglas en inglés de steam-assisted gravity drainage).
- 10 En situaciones en las que existe una pobre permeabilidad de la reserva, puede ser necesario usar una pluralidad de pozos inyectores de gas oxidante **6a**, **6b**, como se muestra en la **Figura 4** y adaptar el método de la presente invención de manera acorde. De manera acorde, en un refinamiento adicional de la presente invención, cuando los frentes de combustión **50** avanzan una distancia específica del pozo inyectador de gas oxidante original **6a**, pueden proveerse pozos inyectores de gas oxidante adicionales **6b**, (completados en lugares opuestos mutuamente del pozo inyectador **6a**), luego de que los frentes de combustión han progresado hacia afuera de estos como se muestra en la **Figura 4**, con gas oxidante (aire) **22** mediante un compresor **71** para la inyección en la reserva **20** para asegurar que los frentes de combustión **50** continúen avanzando hacia afuera en la dirección de la base **40** y el talón **42** del pozo horizontal y no ocurra que no puedan avanzar y/o que se extingan.

Pueden completarse pozos inyectores adicionales **6b**, como se muestra en la **Figura 4**, en lados opuestos del pozo inyectador inicial **6a** de manera previa al comienzo inicial del proceso de la presente invención, o de manera alternativa pueden perforarse y completarse una vez haya iniciado el proceso durante un periodo de tiempo y ser aparente que los frentes de combustión **50** hayan avanzado hasta un punto en donde están muy lejos del pozo inyectador original **6a** y requieren un suministro más inmediato y próximo de gas oxidante **22** con el fin de que los frentes de combustión **50** progresen hacia afuera a lo largo del pozo horizontal **8** y continúe el proceso de ese modo. El paso adicional de utilizar o completar pozos de inyección de gas **6b** adicionales puede repetirse, según sea necesario, en los lados externos respectivos de pozos de inyección completados de manera temprana **6b**, hasta cuando los puntos de intersección **17**, **18** de la zona de drenado **15** respectivamente alcanzan la porción de la base **40** y la porción del talón **42** del pozo horizontal **8**.

En la realización más favorecida del presente proceso, se emplean múltiples inyectores de gas oxidante desde el inicio.

Haciendo referencia a la **Figura 5**, hay 5 inyectores de gas oxidante, **6a-6e**, en una reserva de bitúmen **20** espaciados como se indica en las posiciones donde $x =$

- 5 longitud del pozo dividida por el número de inyectores. Esta disposición asegura que los frentes de quemado, cuya dirección de movimiento está indicada por flechas, se unen o alcanzan la base y el talón al mismo tiempo. Si los inyectores están ubicados de manera errónea el proceso operará de la misma manera con todos los beneficios, pero la eficiencia de energía se verá comprometida de alguna manera. El
- 10 petróleo 3 que cubre el pozo horizontal lo aísla del oxígeno. Aproximadamente al tiempo en que los frentes de combustión alcanzan la base y el talón, los puntos de drenado 17a-17e y 18a-18e se unirán y el pozo horizontal será cubierto completamente con petróleo. Si la tasa de inyección de aire se mantiene alta, la reserva será sobre presionada: Por lo tanto, el control operacional cambia de control
- 15 de flujo de gas a control de presión de gas. En consecuencia, de ahí en adelante la tasa de inyección de gas disminuye bastante a medida que el petróleo drenado se dispersa sobre la sección inferior de los flujos de la reserva en el pozo productor horizontal. Debido a la baja relación gas-petróleo durante esta etapa de disminución de nivel, el petróleo debe ser producido mediante bombeo o levantamiento artificial.
- 20 En comparación con el uso de un único pozo de inyección de gas oxidante, el uso de múltiples pozos reduce la cantidad de aire que puede inyectarse de manera segura a un único inyector, pero incrementa el inyectable total en todos los inyectores, lo que incrementa considerablemente la tasa de producción de petróleo.

EJEMPLO 1

- 25 La Tabla 1 a continuación presenta una lista de Parámetros Numéricos Modelo usados en este Ejemplo.

Simulador Numérico: STARS™ 2009.1, Computer Modelling Group Limited

Dimensiones del modelo:

Largo: 540 metros, 216 bloques de rejilla a 2.5 metros cada uno

- 30 Ancho: 50 m, 20 bloques de rejilla de 2.5 metros cada uno con un elemento de simetría, dando un espaciamiento del pozo de perforación de 100 m

Alto: 20m, 20 bloques de rejilla de 1 metro cada uno

Pozo de producción horizontal

- Un pozo de perforación horizontal discreto de 500 m se extendió desde los bloques
- 35 de rejilla 9 a 208, dejando una zona de amortiguación de 20 metros en cada extremo del pozo horizontal. El diámetro interno de la extremidad horizontal era 9 5/8

5 pulgadas (0.244 metros). Se mantuvo una tasa de vapor en la tubería del pozo horizontal de 10 m³/d (agua equivalente) a lo largo de los ensayos, aunque este procedimiento es opcional.

Inyectores de vapor y gas oxidante

10 Se corrieron diversos modelos que tenían de 1 a 5 inyectores verticales ubicados sobre el productor horizontal y se perforaron en los bloques de rejilla 6-9 para precalentar el vapor (durante 3 meses) y en los 4 bloques de rejilla superiores para la inyección de aire. Las tasas de aire por inyector comenzaron en 10.000 m³/d y se incrementaron hasta un máximo de 100.000 m³/d.

Tabla 1. Propiedades de Reservas, Propiedades del petróleo y control de pozos.

Propiedades de la reserva		
		Reserva
	Unidades	Roca
Espesor útil	M	20
Porosidad	%	33
Saturación de petróleo	%	80
Saturación de agua	%	20
Fracción molar de gas	%	0
H. Permeabilidad	mD	6700
V. Permeabilidad	mD	5360
Temperatura de la reserva	°C	12
Presión de la reserva	kPa	2600

Compresibilidad de la roca	/Kpa	3.5E-5
Conductividad	J/m.d.C	1.5E+5
Capacidad calorífica	J/m ³ .c	2.35E+6
Propiedades del petróleo (Bitúmen de Atabasca)		
Densidad	Kg/m ³	995.7
Viscosidad	cP	200.000
Peso molecular	UMA	508
Fracción molar		0.886
Capacidad calorífica		
Entalpía de Combustión	J/gmol	6.29E+7
Los pozos se controlaron usando los siguientes parámetros:		
Presión máxima de inyección de aire.	kPa	6075
Productor BHP Mínimo	kPa	2600
Tasa máxima de aire por inyector	m ³ /d	20k-100k

5 Corridas de Ensayo

Se llevaron a cabo siete corridas de simulación numérica: Los resultados se proveen en la Tabla 2. La corrida 1 fue para el proceso THAI de la Patente US'191 y es para fines comparativos únicamente. Las corridas 2-7 se hicieron con inyectores de gas oxidante ubicados sobre el pozo productor horizontal a lo largo de su longitud de tal manera que la distancia entre los puntos medios entre los inyectores adyacentes o los extremos del productor sean iguales. Los números de bloque de rejilla para las ubicaciones del inyector de aire fueron las siguientes:

Corrida 1- 9

Corrida 2 -109

15 Corrida 3- 59, 158

Corrida 4 -42,109, 175

Corrida 5 -29, 69, 109, 149, 188

Corrida 6- 29, 69, 109, 149, 188

20 Se encontró que el drenado de petróleo sobre el pozo horizontal 8 de cada pozo inyector se completaba al mismo tiempo con esta configuración. Sin embargo, tal configuración de inyectores no es imperativa. La combustión también funcionó bien con orientaciones del inyector altamente asimétricas. En comparación con la configuración de pozo de la Patente US '191 (el proceso "THA™"), donde se ubica un único inyector cerca a la base del productor horizontal y tiene un único frente de drenado, las Corridas 2-7 tenían dos frentes de drenado para cada inyector de aire.

Las Corridas 1-6 tenían todas la misma tasa total máxima de inyección de aire, 100.000 m³/día, de tal manera que la eficiencia de cada Corrida pudiera compararse con la misma capacidad de compresor de aire. Para las corridas con múltiples inyectores de aire, el aire total se dividió de manera uniforme entre los inyectores. Por ejemplo, en la Corrida 2 el único inyector 6a recibió todo el aire disponible, 100.000 m³/d, mientras que la Corrida 6, con 5 inyectores, recibió únicamente 20.000 m³/d de aire por inyector. Con el fin de cuantificar el beneficio de incrementar la capacidad total del compresor de aire, en la Corrida 7 se incrementó de 100.000 a

5 300.000 m³/d en total, suministrando 60.000 m³/d de aire en cada uno de los 5
inyectores. La tasa de aire por pozo inyector se configuró en una rampa ascendente
con el siguiente cronograma mensual hasta alcanzar la tasa de aire máxima
objetivo: 10.000 m³/d; 20.000; 33.333; 50.000; 70.000 y 100.000. Después de
10 alcanzar todas las tasas de aire máximas deseadas, se continuó con dicha tasa
hasta que el frente de quemado alcanzó simultáneamente la base y el talón del
productor horizontal. En ese punto, los puntos de salida para el gas de combustión
en el pozo horizontal fueron sellados por la capa de petróleo que cubría el pozo
horizontal y fue necesario controlar la tasa de aire mediante presión de inyección, de
lo contrario, se habría excedido la presión de fractura. Se seleccionó una presión de
15 inyección de 4000 kPa, y ésta fue suficiente para rellenar los espacios vacíos del
petróleo producido. Los requerimientos de aire una vez el frente alcanzó la base y el
talón del productor se redujeron considerablemente desde el máximo objetivo y por
ende se redujo la relación aire/petróleo.

20 La 'tasa pico de petróleo' se refiere a la mayor tasa de petróleo que se consiguió en
una Corrida. Para Corridas con 1 ó 2 inyectores de aire.

5 **Tabla 2.** Resultados de la simulación numérica

Número de Corrida	1	2	3	4	5	6	7
# de Inyectores de Aire	1* THAI	1	2	3	4	5	5
Aire máx. por inyector, m ³ /día.pozo	100k	100k	50k	33.3k	25k	20k	60k
Aire Total inyectado máx., m ³ /día	100	100	100	100	100	100	300
Tasa de petróleo después del primer año, m ³ /d	28	47	57	68	81	90	156
Tasa de petróleo pico, m ³ /d	183	141	141	134	130	121	176
Días para factor de recuperación de petróleo 60%	2948	2067	2045	2019	1992	1990	1923
Factor de recuperación a una tasa de petróleo de 30m ³ d, en %	72	77	78	77	77	78	78

Relación aire/petróleo mínima acumulada	1291	1023	1021	923	819	764	924
--	------	------	------	-----	-----	-----	-----

5 * Resultados para el proceso THAI – no es parte de la presente invención.

Comparando las Corridas 1 y 2, hubo dos beneficios principales. En primer lugar, la Corrida 2 dio una tasa de petróleo mucho mayor después del primer año de operación: 47 m³/d versus 28 m³/d para THAI, para el mismo costo capital de inyector y la misma tasa de costo de compresión de aire. Esto es muy importante para la economía de la producción de petróleo y se logró moviendo simplemente el inyector de aire a una ubicación diferente con respecto al THAI. En segundo lugar, la relación aire/petróleo fue sustancialmente menor en la Corrida 2, 1023 en lugar de 1291. Un costo operativo importante de los procesos de combustión es el costo de la energía de compresión del aire y ésta fue de manera acorde reducida en un 20% [i.e. (1291-1023)/1291] usando un único inyector central en comparación con THAI. Además de los beneficios de altas tasas tempranas de petróleo y los bajos costos de energía, el uso de un inyector central generaba un mayor factor de recuperación de petróleo (porcentaje del petróleo original que se recuperó en el sitio).

20 El uso de múltiples inyectores de aire ubicados sobre el pozo productor horizontal está representado en las Corridas 3-6. A medida que aumenta el número de los inyectores, se logran beneficios adicionales de altas tasas tempranas de producción de petróleo, alcanzando 90 m³/d con 5-inyectores. Además, la eficiencia en energía del proceso se mejora sustancialmente con múltiples inyectores, alcanzando 764 m³ de aire/m³ de petróleo para una mejora del 25% en comparación con un único inyector de aire central.

30 Comparando la Corrida 6 y la Corrida 7, ambas Corridas tienen 5 pozos inyectores y la única diferencia está en las tasas de inyección de aire. Al incrementar la tasa de aire de 20.000 m³/d-pozo a 60.000 m³/d-pozo, se logra un gran beneficio en la tasa temprana de petróleo y la tasa pico de petróleo, aunque a una ligera reducción en eficiencia energética. Comparando la Corrida 7 con la Corrida 1 (arte previo), empleando 5 inyectores de aire y 3-veces la tasa pico de aire se incrementó la tasa de petróleo del primer año 5.57 veces.

5 Aquellas personas versadas en la materia serán capaces de seleccionar la combinación óptima de tasa de aire y el número óptimo de inyector de aire para una reserva y ambiente de negocios específicos, teniendo en cuenta parámetros tales como las tasas de electricidad (para compresión de aire) y los costos de perforación de pozos verticales. Debe notarse que un pozo horizontal llamado
10 "SMART" podría ser perforado a partir de la misma plataforma de perforación que el pozo horizontal en el presente proceso para la inyección de aire en varios puntos en la porción superior de la reserva. En los pozos SMART hay secciones perforadas individuales y cada una está aislada con obturadores y tiene su propia serie de tuberías separadas desde la superficie lo que permite administrar volúmenes
15 específicos de aire a cada sección perforada. Un pozo SMART puede ser ventajoso para aquellos casos en donde hay un lago o algún otro impedimento en la superficie de tierra sobre la reserva que pudiera impedir la perforación de pozos inyectores de aire verticales.

Aunque se han descrito varias realizaciones particulares de la presente invención,
20 debe entenderse que son posibles otras realizaciones dentro del alcance de la invención y que se pretende estén incluidas aquí. Ahora será claro para cualquier persona versada en la materia que son posibles varias modificaciones, que no se muestran, sin apartarse del alcance de la invención como ha sido ejemplificado por los ejemplos aquí. Para una definición completa del alcance de la invención, debe
25 hacerse referencia a las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES

LO QUE SE REIVINDICA ES:

1. Un proceso de combustión in-situ mejorado para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que contiene petróleo y recuperar dicho petróleo, junto con los gases de combustión, desde la reserva, proceso que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas de combustión separados, que comprende:

(a) proveer al menos un pozo de producción que tiene una porción sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo en dicha reserva, y que tiene una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con dicha porción vertical y que se extiende horizontalmente hacia afuera del mismo, dicha porción de extremidad horizontal se completa en una parte relativamente inferior de la reserva;

(b) proveer al menos un pozo de inyección en una región intermedia a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal y en relación espaciada a dicha porción de extremidad horizontal y posicionada de manera sustancialmente directa sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancialmente vertical con ellos, para inyectar un gas oxidante en dicho reservorio por encima de dicha porción de extremidad horizontal y en extremos mutuamente opuestos de una región intermedia de dicha porción de extremidad horizontal;

(c) inyectar un gas oxidante a través de dicho al menos un pozo de inyección e iniciar la combustión de hidrocarburos en dicha reserva próxima a dicho pozo de inyección con el fin de establecer por lo menos uno o más frentes de combustión por encima de dicha porción de extremidad horizontal, ocasionando dichos uno o más frentes de combustión que el petróleo en dicha reserva reduzca su viscosidad por encima de dicha porción de extremidad horizontal y sea drenado hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;

(d) permitir que los gases de combustión a alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida sean recolectados en conjunto en dicha porción de extremidad horizontal: y

5 (e) producir dichos gases de alta temperatura y dicho petróleo a la superficie;
y

(f) separar en el talón de dicho pozo horizontal o en la superficie dicho
petróleo de dichos gases de combustión de alta temperatura.

10 2. El proceso de la reivindicación 1, en donde dicho al menos un pozo de inyección
inyecta gas oxidante en dicha formación a través de dicho al menos un pozo de
inyección a una presión menor a la presión de fractura.

15 3. El proceso de la reivindicación 1 ó 2, en donde dicho al menos un pozo de
inyección comprende al menos un pozo de inyección vertical situado a lo largo de
una longitud del pozo horizontal e intermedio a los extremos mutuamente opuestos
del mismo, extendiéndose hacia abajo desde la superficie hacia dicha porción de
extremidad horizontal, y tras la inyección de gas oxidante y la ignición del mismo
dicho pozo de inyección suministra dicho gas oxidante a al menos dos frentes de
combustión que se mueven cada uno en direcciones opuestas hacia el exterior
desde dicho pozo de inyección vertical y en una dirección a lo largo de dicha porción
20 de extremidad horizontal de dicho pozo de producción.

25 4. El proceso de la reivindicación 1, 2, ó 3 en donde una pluralidad de pozos de
inyección verticales se ubican por encima y a lo largo de una longitud del pozo
horizontal, y se inicia un frente de combustión en cada pozo de inyección el cual
avanza hacia el exterior de cada pozo de inyección en direcciones opuestas, a lo
largo de una línea de dicho pozo horizontal.

30 5. El proceso de la reivindicación 1 ó 2, en donde dicho al menos un pozo de
inyección comprende un pozo de inyección horizontal que se extiende por encima y a
lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción, para
inyectar dicho gas oxidante por encima de dicha porción de extremidad horizontal de
dicho pozo de producción.

35 6. El proceso de la reivindicación 5, en donde dicho al menos un pozo de inyección
inyecta gas oxidante en la formación en una pluralidad de lugares por encima de
dicha porción de extremidad horizontal, con el fin de establecer por lo menos un par
de frentes de combustión en cada lugar los cuales avanzan lateralmente hacia el
exterior de cada lugar en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de
extremidad horizontal de dicho pozo de producción en una dirección a lo largo de
dicha porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción.

5 7. El proceso de la reivindicación 1, en donde dichos gases de combustión calientes se utilizan posteriormente para calentar agua.

8. El proceso de la reivindicación 7, en donde dicha agua caliente se utiliza posteriormente para producir vapor para su uso en la producción de energía eléctrica usando turbinas.

10 9. El proceso de la reivindicación 1, en donde dichos gases de combustión a alta temperatura se utilizan o se queman posteriormente para producir electricidad utilizando turbinas de gas o turbinas de vapor.

10. El proceso de cualquiera de las reivindicaciones 1-9 en donde se ubica una tubería dentro de la porción de extremidad horizontal de dicho pozo de producción, y
15 se inyecta allí un medio seleccionado del grupo de medios que comprende agua, vapor, gas no oxidante incluyendo CO_2 , diluyente hidrocarbonado, y mezclas de los mismos.

11. El proceso de la reivindicación 1 en donde el diámetro interno de la porción de extremidad horizontal del pozo de producción es mayor a 3 pulgadas (0,076 m).

20 12. El proceso de la reivindicación 11 en donde el diámetro interno de la porción de extremidad horizontal del pozo de producción es mayor a 5 pulgadas (0,127 m).

13. El proceso de la reivindicación 12 en donde el diámetro interno de la porción de extremidad horizontal del pozo de producción es mayor a 7 pulgadas (0,178 m).

25 14. El proceso de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6 y 10 en donde el gas oxidante contiene oxígeno y CO_2 .

15. El proceso de cualquiera de las reivindicaciones 1-6 en donde la presión de inyección de gas oxidante se limita a un máximo de menos de 50% sobre la presión de la reserva mediante el ajuste de la tasa de inyección de gas oxidante.

30 16. Un proceso mejorado de combustión in-situ para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que contiene petróleo y recuperar dicho petróleo, junto con los gases de combustión, desde el reservorio, proceso que no emplea uno o más pozos de ventilación de gas de combustión separados, que comprende:

35 (a) perforar al menos un pozo de producción que tiene una porción sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo en dicha reserva y que tiene una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con dicha porción vertical y que se extiende horizontalmente hacia el exterior de la

5 misma, dicha porción de extremidad horizontal se completa en una parte relativamente inferior de la reserva;

10 (b) perforar al menos un pozo de inyección localizado directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancialmente vertical con ésta, posicionado o extendiéndose intermedio a los extremos opuestos de dicha porción de extremidad horizontal;

15 (c) inyectar un gas oxidante en dicha reserva a través de dicho al menos un pozo de inyección en una ubicación por encima de dicha porción de extremidad horizontal y extremos opuestos intermedios de dicha porción de extremidad horizontal;

20 (d) iniciar la combustión in-situ en dicha reserva próxima a dicho pozo de inyección para formar al menos un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente y avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal, dichos frentes de combustión ocasionan que el petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y sea drenado hacia abajo dentro de dicha porción de extremidad horizontal;

25 (e) recolectar los gases de combustión de alta temperatura a lo largo de dicho petróleo de viscosidad reducida en dicha extremidad horizontal, y

(f) producir tales gases a alta temperatura y petróleo a la superficie, y

(g) separar en el talón de dicho pozo horizontal o en la superficie, dicho petróleo de dichos gases a alta temperatura.

30 **17.** El método como se reivindica en la reivindicación 16, en donde dicho paso de perforar al menos un pozo de inyección comprende perforar al menos un pozo de inyección vertical de extremos opuestos intermedios de dicha porción de extremidad horizontal, y dicho paso de iniciar la combustión in-situ comprende iniciar la combustión próxima a dicho al menos un pozo vertical de inyección para formar al menos un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente avanzando lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal.

35

5 18. El método como se reivindica en la reivindicación 17, donde dicho paso de perforar por lo menos un pozo de inyección vertical comprende perforar una pluralidad de pozos de inyección verticales, y dicho paso de iniciar la combustión in-situ comprende iniciar la combustión próxima a un pozo de dicha pluralidad de pozos de inyección verticales situados a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y sus extremos opuestos intermedios, para formar así un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente avanzando lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal, y cuando dicho par de frentes de combustión que se extienden verticalmente avanzando respectiva y lateralmente a lo largo de dicho pozo de perforación horizontal pasa otro de dichos pozos de la pluralidad de pozos de inyección, se inyecta gas oxidante en dicha reserva en dicho pozo adicional de dichos pozos de inyección.

10 19. El método como se reivindica en la reivindicación 17, en donde dicho paso de perforar por lo menos un pozo de inyección comprende perforar una pluralidad de pozos de inyección verticales directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación con esta y los extremos opuestos intermedios de la porción de extremidad horizontal, comprendiendo dicho paso de iniciar la combustión in situ iniciar la combustión próxima a cada pozo de dicha pluralidad de pozos de inyección verticales para formar de esta manera pares de frentes de combustión que se extienden verticalmente avanzando lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y hacia el exterior de cada pozo de dicha pluralidad de pozos de inyección verticales.

20. El método como se reivindica en la reivindicación 16, en donde dicho paso de perforar al menos un pozo de inyección comprende perforar un pozo de inyección directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación con esta y extender extremos opuestos intermedios de dicha porción de extremidad horizontal, comprendiendo dicho paso de inyectar un gas oxidante en dicha reserva, inyectar dicho gas oxidante en dicho pozo de inyección y en la formación en ubicaciones por encima de dichas porciones de extremidad horizontal y a lo largo de dichos extremos opuestos intermedios de dicha porción de extremidad horizontal; comprendiendo dicho paso de iniciar la combustión in-situ iniciar la combustión próxima a cada una de dichas ubicaciones situadas por encima y a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal de tal manera que en cada ubicación se forman pares de frentes de combustión que avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y hacia el exterior de cada una de dichas ubicaciones.

- 5 21. Un proceso mejorado de combustión in-situ para reducir la viscosidad del petróleo contenido en una reserva que contiene petróleo y recuperar dicho petróleo, junto con gases de combustión, de la reserva, proceso que no emplea uno o más pozos separados de ventilación de gas de combustión, que comprende:
- 10 (a) proveer al menos un pozo de producción que tiene una porción sustancialmente vertical que se extiende hacia abajo dentro de dicha reserva y tiene una porción de extremidad horizontal en comunicación fluida con dicha porción vertical y se extiende horizontalmente hacia afuera del mismo, dicha porción de extremidad horizontal se completa relativamente en la parte inferior de la reserva;
- 15 (b) proveer una pluralidad de pozos de inyección verticales posicionados directamente sobre dicha porción de extremidad horizontal y en alineación sustancialmente vertical con ésta, que se extienden hacia abajo hacia dicha porción de extremidad horizontal;
- 20 (c) inyectar un gas oxidante dentro de dicha reserva vía al menos dos de dichos pozos verticales;
- 25 (d) iniciar la combustión in situ en dicha reserva en proximidad de dichos al menos dos pozos de inyección verticales para formar en cada pozo de inyección un par de frentes de combustión que se extienden verticalmente y avanzan lateralmente en direcciones opuestas a lo largo de dicha porción de extremidad horizontal y hacia afuera de cada uno de dichos al menos dos pozos de inyección verticales, dichos frentes de combustión ocasionan que el petróleo en dicha formación reduzca su viscosidad y sea drenado hacia abajo en dicha porción de extremidad horizontal;
- 30 (e) recolectar dichos gases de combustión de alta temperatura junto con dicho petróleo de viscosidad reducida en dicha extremidad horizontal; y
- (f) producir simultáneamente dichos gases de alta temperatura y petróleo a la superficie; y
- (g) separar en la superficie dicho petróleo de dichos gases de alta temperatura.