



Organización y
Distribución CSA Ltda

1-2-2000
OR

PS

Industria y Comercio

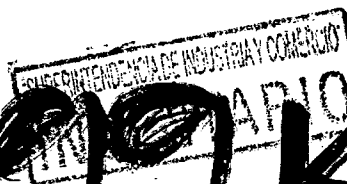
SUPERINTENDENCIA

PCT

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

PCT FASE NACIONAL



009-6091714

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO

UN PROCESO MODIFICADO PARA LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS
UTILIZANDO COMBUSTION IN SITU

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

DOMICILIO

CALGARY, ALBERTA, CANADA

74. APODERADO

CAMILO ALVAREZZ

22. BOGOTÁ, D. C.,

PETITORIO



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-069914- -00000-0000

Fecha: 2009-07-07 13:30:58 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL

① SOLICITUD DE :
☒ Patente de Invención. ☐ Patente de Modelo de Utilidad,

☒ Capítulo I. ☐ Capítulo II

② SOLICITANTE (71)
Nombre: ARCHON TECHNOLOGIES LTD.
Dirección: 111-5th Avenue SW, Suite #1900,
Calgary, Alberta, Canada T2P 3Y6
Nacionalidad o Domicilio: Canada
Lugar de Constitución: Canada
Teléfono: Fax:
E-mail:
IDENTIFICACIÓN
C.C. ☐ NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☒
Cual _____
Número _____

③ REPRESENTANTE O APODERADO
Nombre: Camilo Alvarez (Folio 124)
Dirección: Carrera 14 No. 81 - 19 (Of. 507),
Bogotá D.C. Colombia
Teléfono: 636 7334 Fax: 636 7650
E-mail: calvarez@alvarezbernate.com
IDENTIFICACIÓN
C.C. ☒ , NIT ☐
C.E. ☐ Otro ☐
Cual _____
Número 19219009 TP 20343

④ INVENTOR (ES) (72)
Nombre: (Ver anexo 1 adjunto)
Dirección:
Nacionalidad o Domicilio

⑤ PCT (86)
Solicitud Internacional No. PCT/CA2009/000066 Fecha Enero 23, 2009
Publicación Internacional No. 002009/100518 Fecha 20-08-2009

⑥ Título (54) Un Proceso Modificado Para La Recuperacion de Hidrocarburo Utilizando
Combustion In Situ

⑦ Clasificación Internacional (51) E21B 43/243

⑧ Prioridad	(33) Pais de Origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud
SI ☒ NO ☐	CA	Febrero 13/08	2,621,013
	US	Febrero 13/08	12/068,881

⑨ Comprobante de pago No. 09-48,842 y 09-48843 Fecha Julio 6, 2009

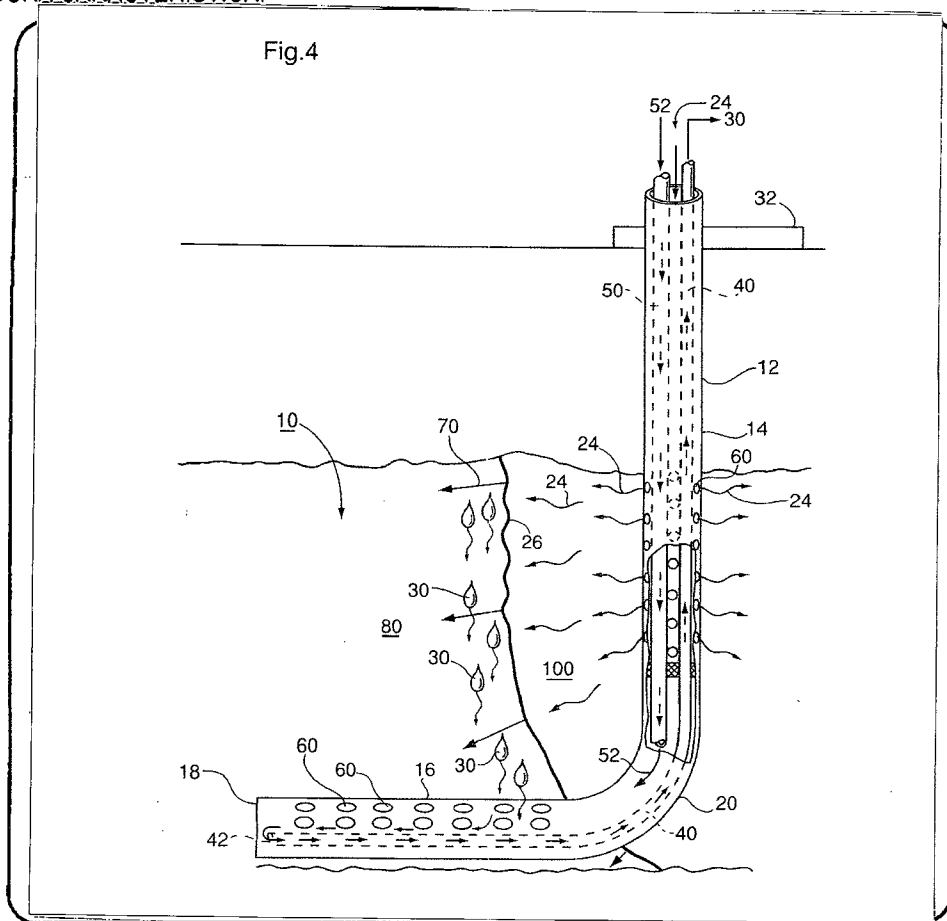
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de representación de la solicitud.
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Poderes, si fuere el caso.
- ☐ Documentos de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones.
- ☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos).
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos).
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen Preliminar (IPEA)
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☒ Arte final 12x12.
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros.

11

FIGURA CARACTERÍSTICA:



12

Solicito la concesión de la patente.

NOMBRE: Camilo Alvarez

FIRMA: *Camilo Alvarez*

C.C. 19219009 de Bogotá. T.P. 20343 del C.S.J

3

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-069914- -00000-0000

Fecha: 2009-07-07 13:30:58 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 48,842
FECHA : JULIO 6 DE 2009

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAMILLO ALVAREZ	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	20246671	06/07/2009	590,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	540,000.00
TOTAL :			\$ 540,000.00

SON: QUINIENTOS CUARENTA MIL PESOS

RESPONSABLE :

4

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-069914- -00000-0000

Fecha: 2009-07-07 13:30:58 Dep. 2020 NUECREACIONI
 Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
 Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 09 - 48,843
 FECHA : JULIO 6 DE 2009

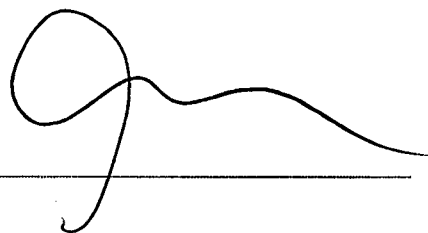
***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
CAMILO ALVAREZ	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	20246671	06/07/2009	590,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	DTRDS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	50,000.00
		99 DTRDS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	50,000.00
		TOTAL :	50,000.00

SON: CINCUENTA MIL PESOS

RESPONSABLE : 

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

S

ANEXO 1

1. INVENTOR(ES)
(72)

Nombre: AYASSE, Conrad
Dirección: 3931 Point McKay Road N.W.
Calgary, Alberta, T3B 4V7
Canada

Nombre: WU, Xinjie
Dirección: 5735 Dalhousie Drive N.W.
Calgary, Alberta T3A 1T2
Canada

Nombre; BLOOMER, Chris
Dirección: 40 Sliverwoods Drive N.W.
Calgary, Alberta, T3R 1E2
Canada

S

ANEXO 1

1. INVENTOR(ES)
(72)

Nombre: AYASSE, Conrad
Dirección: 3931 Point McKay Road N.W.
Calgary, Alberta, T3B 4V7
Canada

Nombre: WU, Xinjie
Dirección: 5735 Dalhousie Drive N.W.
Calgary, Alberta T3A 1T2
Canada

Nombre; BLOOMER, Chris
Dirección: 40 Sliverwoods Drive N.W.
Calgary, Alberta, T3R 1E2
Canada

ABSTRACT

A modified method of *in situ* recovery of hydrocarbon from an underground hydrocarbon-containing formation. An "L" shaped production well, having a vertical upper section, and a lower horizontally-extending leg which is positioned low in the hydrocarbon formation, is provided. The horizontal leg connects to the vertical section of the production well at a heel portion and has a toe portion at an opposite end thereof. An oxidizing gas is injected into the formation proximate the vertical section of the production well. A vertical combustion front is created which is caused to sweep outwardly therefrom and laterally within the formation above the horizontal leg, from the heel to the toe of the horizontal leg, causing hydrocarbons in the formation above the horizontal leg to be upgraded and liquefy, and thereafter to drain downwardly into the horizontal leg which is permeable, where such liquefied hydrocarbons are then delivered to surface via production tubing. A non-oxidizing gas is injected into the heel portion of the horizontal leg via injection tubing contained within the vertical section of the production well. Benefits of the modified method of *in situ* recovery include decreased costs and lessened environmental impact.

A MODIFIED PROCESS FOR HYDROCARBON RECOVERY USING IN SITU COMBUSTION

FIELD OF THE INVENTION

5 This invention relates to an modified process for hydrocarbon recovery from an underground reservoir by *in situ* combustion and employing a horizontal production well.

BACKGROUND OF THE INVENTION

Commonly assigned U.S. Patent 5,626,191 issued May 6, 1997 (hereinafter the '191 patent) discloses an *in situ* combustion processes for producing hydrocarbon from an underground hydrocarbon reservoir utilizing (i) at least one injection well placed relatively high in an oil reservoir for injecting an oxidizing gas into the hydrocarbon formation, and (ii) a production well for producing liquefied or gasified hydrocarbon from the hydrocarbon reservoir. The production well has a vertical section which is in communication with a horizontal leg extending substantially perpendicularly outwardly from the vertical section and having a "toe" portion and a "heel" portion. The horizontal leg is completed relatively low in the reservoir, and at a "heel" portion thereof is in communication with the vertical section. Air, or other oxidizing gas, such as oxygen-enriched air, is injected through the injection well into the hydrocarbon reservoir, typically via perforations in the upper part of a vertical injection well, located in the vicinity of the "toe" of the horizontal leg of the production well. The horizontal leg of the production well is oriented generally perpendicularly to a generally quasi-vertical combustion front of combusting hydrocarbon which is produced upon ignition of a portion of the hydrocarbon in the reservoir proximate the injection well. Such combustion front is supplied with oxidizing gas via the injection well. The "toe" of the horizontal leg portion is positioned in the path of the advancing combustion front. The resulting combustion front propagates from the "toe" of the horizontal leg along the horizontal leg in the direction of and towards the "heel" portion. During this process heated hydrocarbon in the reservoir in advance of the moving combustion front becomes liquefied or gasified and flows into the horizontal leg, and from such leg thereafter removed to the surface via the vertical section of the production well. This process of U.S. Patent 5,626,191 is called "THAI™", an acronym for "toe-to-heel air injection", and a registered trademark of Archon Technologies Ltd., a subsidiary of Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canada.

U.S. Patent 6,412,557, also commonly assigned, discloses a similar but modified process having the added step of placing a hydrocarbon upgrading catalyst along, within, or around the horizontal leg to substantially decrease the viscosity of the hydrocarbon and upgrade the quality of the hydrocarbon and increasing the flow of hydrocarbon from the reservoir into the horizontal leg of the production well for subsequent removal to surface. Such modified process is known in the industry by the trademark CAPRI™, likewise a registered trademark of Archon Technologies Ltd.

2

WO2005121504 (PCT/CA2005/000833) published December 12, 2005, also commonly assigned, teaches a similar process to that of THAI™, further comprising the additional step of providing injection tubing inside the production well within the vertical section and substantially along the length of the horizontal leg to a position proximate the "toe" thereof, for the purpose of injecting a non-oxidizing medium comprising steam, water, or a non-oxidizing gas via said tubing to the "toe" region of said horizontal leg. The injection of such non-oxidizing medium into the "toe" region of the horizontal leg has the effect of displacing any oxidizing gas in such area and thus preventing combustion of upgraded hydrocarbon which has flowed into the horizontal leg, and further increases the ambient pressure in the horizontal leg so as to prevent or reduce further inflow of oxidizing gas from the injection well which is injecting oxidizing gas into the hydrocarbon reservoir.

Disadvantageously, in each of the above prior art methods for recovering liquefied and/or gasified hydrocarbons from a hydrocarbon formation oxidizing gas is needed to be injected proximate the toe of the horizontal leg, and remote from the vertical section of the production well. Such site of injection of oxidizing gas is remote from the vertical section of the production well, the surface of the production well being the location where oxidizing gas is typically generated. The injection and vertical section of the production wells can be separated by one (1) kilometre or more. Thus such prior art methods thus typically require transport of the oxidizing gas to the site of the injection well via piping from the production well, or alternatively require installation of equipment at the injection well site to permit generation of oxidizing gases for subsequent injection. Such requires clear access, via clearcutting, and/or increased space at the injection well site to accommodate additional oxidizing gas delivery and/or generation and compression facilities, thereby increasing the environmental "footprint" and impact of drilling operations on the environment, and also typically results in increased cost.

Thus a need thus exists for a modified process of THAI™ and CAPRI™ wherein such drawbacks are eliminated.

SUMMARY OF THE INVENTION

The method of the present invention is to a modified *in situ* hydrocarbon recovery process that instead of injecting oxidizing gas near the "toe" portion of the horizontal leg injects oxidizing gas in or near the producing vertical section of the producing well (i.e., at the "heel" portion). The modified process obviates the need for a separate drilling/production pad for oxidizing gas injection, thereby reducing cost and decreasing detrimental environmental impact of *in situ* recovery methods.

Advantageously, the process of the present invention in a particular third embodiment described below further eliminates the need for a separate oxidizing gas injection well, in that in such refinement the vertical section of the production well also serves as the injection well, thereby reducing well drilling costs and reducing the capital costs.

Specifically, rather than being a "toe-to heel" process, the process of the present invention is a "heel-to-toe" process. The oxidizing gas injection point is modified to be at the "heel" as opposed to the "toe" so that the combustion front moves in the opposite direction from that of the THAI™ process, namely from the direction of the "heel" of the horizontal well towards the "toe".

In the present invention three regions of the reservoir are developed relative to the position of the combustion zone. Near the "heel" and after the passage of the combustion front away from the "heel" lies the burned oil-depleted zone which results after injection of the oxidizing gas and after the combustion front has advanced for a period outwardly and away from the injection well and the "heel" portion of the horizontal leg. Such burned zone is filled substantially with oxidizing gas. Next lies the coke zone, which is essentially the area within the reservoir which the oxidizing gas has been able to then penetrate in the reservoir, and is essentially the area at which the combustion front exists (the combustion which occurs being that of the remaining coke which is the hydrocarbon then remaining after the lighter hydrocarbons within such reservoir and ahead of such combustion front have been liquefied or gasified and have flowed into the horizontal leg and thereafter removed to surface. Lastly, towards the "toe" of the horizontal well lies the region of the reservoir containing hydrocarbons which the combustion front is advancing toward.

At higher oxidant injection rates, reservoir pressure increases and oxidizing gas in the burned zone, containing residual oxygen, can be forced into the horizontal leg of the production well. This is prevented in the process of the present invention by injecting, either for a limited time, or continuously, a medium such as a non-oxidizing gas such as carbon dioxide, and/or steam or water, to increase the pressure within the horizontal leg of the production well.

Accordingly, in one broad aspect of the process of the present invention, to realize the advantage of being able to inject the oxidizing gas proximate or in the vertical section of the production well, a modified process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon reservoir is disclosed, comprising the steps of:

(a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said reservoir, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;

(b) providing production tubing inside said production well extending within said vertical section and within at least a portion of said horizontal leg to collect said hydrocarbon which flows into said horizontal leg;

(c) injecting periodically or continuously a medium into the horizontal leg proximate the heel portion thereof, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas such as carbon dioxide, steam, or water;

(d) supplying an oxidizing gas to said underground reservoir, at least initially, at a location of or proximate said vertical section of said production well;

(e) igniting hydrocarbon within said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section of said production well, so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said injection well in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof;

(f) causing heated hydrocarbon from said reservoir to flow from upper regions thereof and collect in said horizontal leg; and

(g) removing from the production well, via said production tubing, said hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.

Regarding step (g) above, the removal of the hydrocarbon from the production well via the production tubing is typically without pumping, but may require pumping in order to be removed from the horizontal leg if sufficient quantities of inert gases such as gasified hydrocarbon, carbon dioxide or nitrogen do not flow into the horizontal leg and thus the production tubing under significant ambient pressure of the hydrocarbon formation, as may occur during a start-up period. The normal mechanism of producing oil by reducing the mixed-fluid density with gases is called 'gas lift'.

In a first refinement/embodiment of the above process of the present invention, the injection of the oxidizing gas proximate the vertical section of the production well is accomplished via the drilling of a separate injection well proximate the vertical section of the production well so as to permit the oxidizing gas to be injected into the formation via such injection well proximate the production well. In this manner, and advantageously, the same drilling pad can then be used for drilling both the production well and the injection well, thus saving on expense and cost of well drilling.

Additionally, and advantageously, because the injection well is situated proximate the production well which typically has power generation equipment used for production, oxidizing gas can usually and more easily be obtained and immediately injected into the injection well, which would not otherwise be capable of being done were the injection well positioned remote from the vertical section of the production well as in the prior art.

In a second embodiment of the invention, the injection well is a side entry well within the vertical section of the production well, thus again allowing the injection well to be situated proximate the injection well so as to achieve the above benefits, as well as the additional benefit in that the upper portion of the vertical section of the production well can be used when drilling the side entry well, thus further reducing drilling costs.

11

Specifically, in such second preferred embodiment, the present invention comprises a process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon formation comprising the steps of:

(a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said formation, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion situated in the formation slightly lower in elevation than said heel portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of liquefied hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;

(b) providing production tubing inside said production well extending downwardly within said vertical section and along said horizontal leg to said toe portion, to collect said hydrocarbon which flows into said horizontal leg;

(c) providing injection tubing in said production well, said injection tubing extending downwardly in said vertical section to said heel portion;

(d) injecting a medium into said production well via said injection tubing wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas, steam, water, or carbon dioxide;

(e) providing an injection well as a side track re-entry from said vertical section of said production well, which injection well extends into the hydrocarbon formation;

(f) supplying an oxidizing gas to a portion of said hydrocarbon formation via said injection well;

(g) igniting said hydrocarbon in said hydrocarbon formation proximate said vertical section so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon formation and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said vertical section in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof; and

(h) removing from the production well, via said production tubing, hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.

In a third preferred embodiment the present invention comprises a method of producing hydrocarbon from a hydrocarbon reservoir whereby the necessity of an injection well for injecting the oxidizing gas is completely eliminated, thus reducing the cost of implementing the *in situ* process of the present invention.

Specifically, in such third and preferred embodiment of the present invention, the vertical section of the production well is perforated to permit an oxidizing gas (which is provided to such vertical section) to escape into the hydrocarbon formation proximate the vertical section. In such manner, the need to drill a separate injection well is eliminated.

Again, as part of the method of the present invention, a medium in the form of a non-oxidizing gas such as carbon dioxide, steam or water is injected either continuously or intermittently into the production well via injection tubing, which extends to the heel portion of the production well. A series of "packers" located in the production well may be provided to isolate the oxidizing gas supplied to the vertical section of the production well from the heel portion of the horizontal leg of the production well to which the non-oxidizing medium is supplied.

Thus in such third preferred embodiment, the method of the present invention comprises a process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon reservoir, comprising the steps of:

(a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said reservoir, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of liquefied hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;

(b) providing production tubing in said production well, extending from a surface of said production well to at least said heel portion of said production well to collect said hydrocarbon which flows into said horizontal leg;

(c) providing injection tubing in said production well, said injection tubing extending downwardly in said vertical section to a position extending into at least said heel portion of said horizontal leg;

(d) injecting a medium into the production well, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas such as carbon dioxide, steam, or water;

(e) providing perforations in said vertical section of said production well at a position above said heel portion;

(f) supplying an oxidizing gas to said vertical section and thus to a portion of said hydrocarbon reservoir via said perforations in said vertical section;

(g) igniting said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said vertical section in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof; and

(h) causing heated hydrocarbon from said reservoir to flow from upper regions thereof and collect in said horizontal leg; and

(i) removing from the production well, via said production tubing, said hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.

Advantageously, the third embodiment of the present invention also eliminates the need as in the prior art to "close off" (using a cement plug or the like) the horizontal leg of each production well when a series of production wells are situated end to end and when the vertical section of a first production well is subsequently converted to an injection well (see. US '191, col 6, lines 47-col 7, line 9 and Figs. 14D-F thereof). The *in situ* method of the present invention, in particular the third embodiment, is a method of further reducing the cost of *in situ* recovery by reducing the number of steps, including not only eliminating the need to drill injection wells but also eliminating the necessity of "closing off" other wells as is necessary in the *in situ* methods of the prior art, as exemplified in US '191 above.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

In the accompanying drawings, which illustrate a number of exemplary embodiments of the invention:

Figure 1A is a perspective schematic view of a prior-art *in situ* recovery arrangement in a hydrocarbon reservoir, showing air injection wells situated at the toe of each of corresponding horizontal legs of associated production wells;

Figure 1B is a cross section through one injection well and associated production well shown in Figure 1A;

Figure 2A is a schematic cross-section (not to scale) through one injection well and associated production well of a first embodiment of the present invention, using the method of the present invention of causing a combustion front to propagate in the direction of the "toe" of the horizontal leg of the production well, at a point in time close to the time of ignition of the hydrocarbon and the initial propagation of the combustion front;

Figure 2B is a similar cross-section to that of Figure 2A, likewise not to scale, at a subsequent point in time when the combustion front has propagated for a time and moved closer to the "toe" portion of the horizontal leg of the production well;

Figure 2C is a similar cross-section to that of Figure 2B, likewise not to scale, at a still further point in time when the combustion front has further propagated and moved even closer to the "toe" portion of the horizontal leg of the production well;

Figure 3 is a schematic partial cross-section through a hydrocarbon reservoir containing a hydrocarbon-containing formation, which shows a second embodiment of the method of the present invention, namely a production well and associated side entry injection well (not to scale) and further depicting the method of the present invention of causing a combustion front to propagate in the direction of the "toe" of the horizontal leg of the production well, at a point in time close to the time of ignition of the hydrocarbon and the initial propagation of the combustion front;

Figure 4 is a schematic partial cross-section through a hydrocarbon reservoir containing a hydrocarbon-containing formation, which shows a third preferred embodiment of the present invention, namely a cross-section through a production well (not to scale) employing the method of the present invention of causing a combustion front to propagate in the direction of the "toe" of the horizontal leg of the production well, at a point in time close to the ignition of the hydrocarbon and the initial propagation of the combustion front; and

Figure 5 is a perspective schematic view of an *in situ* recovery method of **Figure 4**, showing the third and preferred embodiment of the method of the present invention for recovering hydrocarbons from a hydrocarbon reservoir.

DESCRIPTION OF THE PREFERRED EMBODIMENT

Figure 1A shows a schematic, semi-transparent view of an arrangement of wells utilized in the prior art for *in situ* recovery of hydrocarbon from a subsurface hydrocarbon reservoir or formation **10**.

Specifically, Figure 1A schematically depicts the prior art method of *in situ* recovery of hydrocarbon disclosed in US 5,626,191, comprising locating a series of production wells **12**, each comprising a substantially vertical section **16** and a substantially horizontal leg **16**, having a "toe" portion **18** and a "heel" portion **20**. The horizontal leg **16** of production well **12** is located at a lower region of hydrocarbon formation **10**, and is substantially porous to allow ingress of fluids. A series of injection wells **22** are provided, situated at a region proximate the "toe" and extending downwardly into the formation **10**, with perforations in the upper reaches of the oil-bearing reservoir.

Figure 1B shows a schematic cross-section through an injection well **22** and associated production well **12** of Figure 1A.

In the prior art *in situ* recovery process depicted in Figures 1A & B, an oxidizing gas **24**, such as air (which contains oxygen), oxygen, or oxygen-enhanced air, is injected into the formation **10** via each of injection wells **22**, so as to permit a portion of the hydrocarbon in formation **10** to be combusted. Specifically, a portion of the hydrocarbon in hydrocarbon formation **10** in the region of the injection well **22** when supplied with the oxidizing gas **26** is caused to be ignited and caused to combust, thereby forming and creating within formation **10** a substantially vertical and laterally-extending combustion front **26**. Such combustion front **26**, by way of heat conduction and creation of heated combusted gases within formation **10**, heats hydrocarbons in the formation **10** directly ahead and in advance of combustion front **26**, causing the more volatile hydrocarbon compounds in formation **10** to gasify and further cause upgrading of a portion of the hydrocarbon solids or bitumens in the formation simultaneously increasing their viscosity so as to create mobile liquefied hydrocarbons **30**. The remaining heavier hydrocarbons, particularly coke, remain, which provide fuel for the advancing combustion front **26** and sustain the advance of the combustion front **26** and the *in situ* combustion and hydrocarbon upgrading process. Then-mobile liquefied hydrocarbons **30** and gasified

components (some of which may subsequently condense as liquids 30), then flow downwardly by action of gravity through the formation and are collected in a lowermost region of the formation 10 by flowing into horizontally-extending horizontal leg 16 of the production well 12. Horizontal leg 16 of production well 12 generally has, at least for a limited time, a gas pressure therein less than that of the formation 10 (due to removal of collected liquid hydrocarbons 30 as well as gaseous hydrocarbons therefrom). Such reduced gaseous pressure in horizontal leg 16 as opposed to within formation 10 in advance of combustion front 26 assists in liquid and gaseous hydrocarbon inflow from hydrocarbon formation 10 into the horizontal leg 16. At other times, due to injection of medium 52 via injection tubing 50 (discussed below) into horizontal leg 16, horizontal leg 16 may at times may have a gaseous pressure close to, or even in excess of the gas pressure within formation 10.

Importantly, in the prior art method of *in situ* recovery as shown in Figures 1A & B and described above, injection wells 22 are situated proximate the "toe" of the horizontal leg 16, and oxidizing gas injected into the formation at these locations via the injection wells 22. The combustion front 26 which receives oxidizing gas 24 is thus caused to progress outwardly from the injection well 22, and perpendicular to and along the horizontal wells 16 in a direction from the "toe" portion to the "heel" portion.

Disadvantageously with this prior art method, not only need a drilling pad 32 be created for the production well 12, but an additional and separate drilling pad need be created for the injection well 22, and such separate injection well 22 need be drilled into such formation. In addition, oxygen creation and injection equipment (not shown) must be hauled to and installed at the surface of such injection well 22, as such injection well is remote from the surface of production well 12. Both of such requirements add significantly to the cost of carrying out the prior art methods of *in situ* recovery of hydrocarbons.

Figures 2A-2C herein show a modified (first) *in situ* recovery process, which is expressly adapted to eliminate at least one of the above expenses in the prior art methods of *in situ* hydrocarbon recovery, namely the expense of creating a separate drilling pad for the injection well 22.

Specifically, as seen in Figures 2A-2C, a single drilling pad 32 is created by way of clearing of trees and other obstacles, and a single drill platform erected thereon. A production well 12 is drilled using conventional drilling techniques, comprising a vertical section 14, and a further horizontal leg 22 in communication with vertical section 14. The horizontal leg 16 has a "toe" portion 18 and a "heel" portion 20 where it meets vertical section 14. The production well 12 is completed by the usual process of casing well 12, and further by the insertion within such production well 12 of production tubing 40, which extends downwardly in vertical section 14 to such heel portion 20 and preferably along the horizontal leg 16, preferably to toe portion 18 thereof, such production tubing 40 having an open end 42 within said horizontal leg 16. Production tubing 40 is typically coiled tubing as is conventionally used in drilling operations.

15

Additional injection tubing **50**, likewise typically coiled tubing as is conventionally used in drilling operations, is further provided for injection of a medium **52** into production well **12**, such medium **52** comprising a non-oxidizing gas, preferably carbon dioxide due to its diluent effect on hydrocarbons, or alternatively or in combination steam or water or other non-combustible flowable medium. As seen from Figures 2A-2C, injection tubing **50** extends into the "heel" portion **20** of horizontal leg **16**. At least one isolation packer **54** is provided to allow medium **52** to be injected, if desired, in a pressurized state from time to time or continuously injected, so as to pressurize from time to time or continuously if desired, horizontal leg **16** to assist in forcing liquefied hydrocarbon **30** into production tubing **40** and inhibiting entry of oxidizing gas into the horizontal leg **16**.

Using the single drilling pad **32**, a further injection well **22** is drilled, extending into at least the upper region of the hydrocarbon formation **10**. Injection well **22** typically has perforations **75** in a lower end thereof to permit infusion and injection of an oxidizing gas **24** such as air or oxygen into the hydrocarbon-containing region of hydrocarbon formation **10**.

The method of the present invention, in the first embodiment shown in Figures 2A-2C, thereafter operates as follows:

Oxidizing gas **24** is injected into formation **10** via injection well **22**. Advantageously, equipment (not shown) used to create oxidizing gas **24** and inject such oxidizing gas **24** need not be located remote from the production well **12**, but instead can, by virtue of the method of the present invention, be located proximate to production well **12**, and in particular if desired may be located on drilling pad **32** or closely proximate thereto, thereby eliminating the need for clearing and creating a separate drilling pad at a remote site such as would occur if the injection well **22** were located towards the "toe" of horizontal well **16**. Also, operation and maintenance of the oxidizing gas supply equipment can conveniently be conducted at the oil-treating site located near well **12**. Hydrocarbons proximate the injection well **22** are ignited, and due to the supply of oxidizing gas **24**, a combustion front **26** is created, which in the method shown in Figures 2A-2C, advances as a substantially vertical laterally extending front (see also Fig. 5 herein) from the "heel" **20** of horizontal leg **16** towards the "toe" **18**. Viscous and high viscosity hydrocarbons, including bitumen, in the hydrocarbon formation **10** in advance of the advancing combustion front **26**, due to heat which is generated, are caused to upgrade and become liquid, and in the process become less viscous. Some hydrocarbons in the formation **10** in advance of the front **26** will gasify. Liquefied hydrocarbons **30** and gasified hydrocarbons, now being mobile, flow downwardly and into horizontal leg **16** which is made porous (i.e., has apertures **60** in an upper portion thereof) to permit infusion of such hydrocarbons **30** and thus collection of such hydrocarbons **30**.

Such process continues as combustion front **26** progresses and thus "sweeps" from the "heel" portion **20** to the "toe" **18** of horizontal leg **16**.

Notably, prior to generation of combustion front **26**, hydrocarbon formation **10** is preferably initially preheated by injection of a heated non-oxidizing medium **52** such as steam,

which is injected into the horizontal leg **16** of production well **12** via injection tubing **40**, and removed via production tubing **50** or alternatively via annulus **80** in vertical section **16** if isolation packers **54** are not present. Pre-injection of a heated medium has the benefit of heating the production well **12** and its production components thereby increasing the flowability of liquefied hydrocarbons **30** which flow into horizontal leg **16** of production well **12**. This procedure is useful in bitumen reservoirs because cold oil that may enter the horizontal leg **16** will be very viscous and will flow poorly, possible plugging the horizontal leg **16**. For formations **10** with mobile oil, extensive pre-ignition steaming is not required for the purpose of heating the oil so that it will flow, however, it can be useful to reduce oil saturations near the oxidizing gas injection well **22** and to raise the hydrocarbon temperature to achieve ignition thereof. Other ignition methods may be employed such as the injection of easily ignitable fuels such as linseed oil, or by injection of hot combustion gas. For bitumen reservoirs, steam is also injected via injector well **22** and may also be injected into the reservoir **10** in the region between the injector well **22** and the toe **18** of the horizontal well **16** to warm the oil and increase its mobility prior to initiating injection of oxidizing gas **24** into the reservoir formation **10**.

After initiation of combustion and combustion front **26**, a non-oxidizing medium **52** in the form of steam, a non-oxidizing gas such as carbon dioxide, or water, is injected, either continuously or sporadically via injection tubing **50** into horizontal leg **16**, which due to isolation packers **54**, can be pressurized. The purpose of such non-oxidizing medium **52** is for a number of reasons. Firstly, increased pressure within horizontal leg **16** reduces or prevents oxidizing gas **24** infusing into horizontal leg **16** from formation **10** which could otherwise detrimentally, in combination with liquefied and gaseous hydrocarbons therein, form an explosive mixture with potentially explosive consequences, or alternatively react with oxygen directly so as to form coke which could otherwise seal the horizontal leg **16** of production well **12**. The consequence of having hydrocarbon (oil) and oxygen together in a wellbore is combustion and potentially an explosion with the attainment of high temperatures, perhaps in excess of 1000°C. This can cause irreparable damage to the wellbore, including the failure of the sand retention screens (not shown). The presence of oxygen and wellbore temperatures over 425°C must be avoided for safe and continuous oil production operations. Secondly, injection of medium **52** can serve to pressurize horizontal leg **16** and assist in driving liquefied and gaseous hydrocarbons **30** collected in horizontal leg **16** into the open end **42** of production tubing **40**, thereby assisting in drawdown of such liquids **30** and producing such hydrocarbons **30** from producing well **12**. Thirdly, medium **52** when injected via injection tubing **50** can be heated. Advantageously, means for heating such medium **52** are, in this method, conveniently capable of being located at the surface of production well **12** and on or near drilling pad **32**. Lastly, where the injected medium **52** is carbon dioxide, injection thereof into horizontal well **16** serves as not only a convenient carbon "sink" to allow disposal of such greenhouse gas, but further due to the diluent properties on carbon dioxide on liquid hydrocarbons **30**, reduces the viscosity thereof and thus aids in the drawdown of collected liquid hydrocarbons **30** via production tubing **40**.

As seen from Figures 2A-2C, during the advance of combustion front **26**, coke is deposited in the reservoir **10** and serves as fuel for the *in situ* combustion process. Hot combustion gases **70** advance into formation **10** heating the hydrocarbon therein and any connate water that is present. A portion of these hydrocarbons liquefies and such liquefied hydrocarbons **30** flow, along with combustion gases, into the horizontal leg **16** through the perforations **60**, as shown in Figures 2A-2C. The liquefied hydrocarbons **30** flow along and to the "toe" **18** of horizontal leg **16** and enter the open end **42** of production tubing **40** therein, and flow back and then upward to the surface. The process is stable and continuous, with the combustion front **26** continuously advancing towards the "toe" **18** of the horizontal leg **16**.

The oxidizing gas **24**, typically air, oxygen or oxygen-enriched air, is injected into the upper part of the reservoir **10**. Coke that was previously laid down consumes the oxygen so that only oxygen-free gases contact the oil ahead of the coke zone at the combustion front **26**. Combustion gas temperatures of typically 600°C and as high as 1000°C are achieved from the high-temperature oxidation of the coke fuel. In the mobile oil zone **80** in advance of the combustion front **26**, these hot gases **70** and steam heat the oil to over 400°C, partially cracking the oil, vaporizing some components and greatly reducing the oil viscosity. The heaviest components of the oil, such as asphaltenes, remain on the rock and will constitute the coke fuel later when the combustion front **26** arrives at that location. In the mobile oil zone **80**, gases and oil drain downward into the horizontal leg **16**, drawn by gravity and at times by the low-pressure sink of the horizontal leg **16** when unpressurized. The coke zone at the combustion front **26** and the mobile oil zone **80** move laterally from the direction from the heel **20** towards the toe **18** of the horizontal well **16**. The burned zone section **100** behind the combustion front is depleted of liquids (oil and water) and is filled with oxidizing gas **24**. The section of the horizontal well **16** opposite this burned zone **100** is in jeopardy of receiving oxygen or oxidizing gas **24** which will combust the oil present inside horizontal well **16** creating extremely high wellbore temperatures that would damage the steel casing and especially the sand screens that are used to permit the entry of fluids **30** but exclude sand. If the sand screens fail, unconsolidated reservoir sand will enter the horizontal wellbore **16** and necessitate shutting for cleaning-out and remediation with cement plugs. This operation is very difficult and dangerous since the horizontal wellbore **16** can contain explosive levels of oil and oxygen.

The method of the present invention contemplates a number of ways to prevent influx of oxidizing gas **24** from the formation **10** into the horizontal leg **16**. A first method is to reduce the injection rate of the oxidizing gas **24** in order to reduce the reservoir pressure in formation **10**. A second method is to reduce the liquefied hydrocarbon **30** drawdown rate via the production tubing **40** (i.e., reduce the production rate via production tubing **40**) to thereby increase wellbore pressure in horizontal leg **16**. Both of these methods result in the reduction of hydrocarbon production rates, which is economically detrimental. An alternative and preferred method is that as described previously herein, namely the injection of non-oxidizing medium **52** into horizontal leg **16** via injection tubing **50**, which is believed to have little effect on gravity draining of hydrocarbon liquids into horizontal well **16**. In any event, such injection of medium **52** may be

19

done periodically and only for a time sufficient to reduce concentrations of oxygen within horizontal leg **16** to less-than-explosive concentrations. In a typical operation, a thermocouple string can be placed along the horizontal section, or within, and the occurrence of elevated temperatures will signal the intrusion of oxidizing gas so that water or steam may be added via tubing **52** to reduce well-bore temperatures, dilute the oxygen present and increase wellbore pressure to inhibit further oxidizing gas entry.

Figure 3 schematically illustrates a further more preferable embodiment of the method of the present invention, having similar components to those identified in Figures 2A-2C, and having similar methodology. Again, an oxidizing gas is injected into formation **10** via injection well **22**, and a combustion front **26** created which "sweeps" from heel **20** to toe **18** of horizontal leg **16**, causing liquefied hydrocarbons **30** as well as gasified hydrocarbons to flow into horizontal leg **16** and be delivered to surface via production tubing **40**.

Notably, however, the important and sole distinction in the method of *in situ* recovery shown in Figure 3 over the method previously discussed and as shown in Figures 2A-2C is that injection well **22** in the method depicted in Figure 3 is formed as a side entry well from within vertical section **16** of production well **12**.

Advantageously, using the method depicted in Figure 3, injection well **22** is less expensive to drill as an upper portion of such injection well has already been drilled as it is common with vertical section **16** of production well **12**.

Accordingly, not only are cost savings realized in locating the injection well **22** at the location of and in close proximity to the production well **12** and its associated equipment and no separate drill pad **32** needed to be created, but in addition, well drilling costs are reduced when drilling injection well **22**.

Figure 4 depicts a third and most preferred embodiment of the method of the present invention for carrying out *in situ* recovery of hydrocarbon. Such method, like the first embodiment of the method of the present invention depicted in Figures 2A-2C, and like the second embodiment of the invention depicted in Figure 3, includes as an integral component of the method the creation of a combustion front **26** which "sweeps" from "heel" **20** to "toe" **18** of horizontal leg **16**, thereby causing liquid hydrocarbons **30** to be collected in horizontal leg **16**, and thereafter drawdown by production tubing **40** and produced to surface.

Importantly, however, in this third embodiment of the method of the present invention shown in Figure 4, there is no step of drilling an injection well **22**. Instead, perforations **110** are made in the vertical section **16** of production well **12**, and an oxidizing gas **24** injected into such vertical section **16** and thus into formation **10**. Oxidizing gas **24** is prevented from injection into horizontal leg **16** by the presence of isolation packers **54** which effectively separate produced liquefied hydrocarbons in horizontal leg **16** from oxidizing gas **24** such as oxygen, thereby preventing formation of explosive mixtures. Injection tubing **50** still serves, like in earlier embodiments, to permit sporadic or continuous injection of non-oxidizing gas **52** into horizontal

20

leg **16** to prevent oxidizing gas **24** within the burned zone **80** of the formation from permeating into horizontal leg **16**.

Advantageously, using the method depicted in Figure 4, the cost of drilling an injection well **22** is completely eliminated. Accordingly, with the method depicted in Figure 4, not only are cost savings realized and environmental impact reduced in being able to have oxidizing injection apparatus at the production well and only on a single drill pad **32** at the production well which is otherwise the case in prior art methods which require creation of a separate drill pad and additional clearing for oxidizing gas creation and injection equipment (not shown), but in addition substantial cost savings are achieved by elimination the necessity to drill any injection well.

Figure 5 depicts how the method of Figure 4 (i.e., the third embodiment of the method of the present invention) may be deployed with a series of production wells **12** in a hydrocarbon formation **10**, using a combustion front **26** which advances from "heel" **20** to "toe" **18**.

Although the disclosure describes and illustrates preferred embodiments of the method of the present invention, it is understood that the invention is not limited to these particular embodiments. Many variations and modifications will now occur to those skilled in the art. For a full definition of the invention, reference is to be made to the appended claims.

I. CLAIM:

1. A process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon reservoir comprising the steps of:
 - (a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said reservoir, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of liquefied hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;
 - (b) providing production tubing inside said production well extending within said vertical section and within at least a portion of said horizontal portion to collect said liquefied hydrocarbon which flows into said horizontal leg;
 - (c) injecting a medium into the production well, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas, steam, water, or carbon dioxide;
 - (d) supplying an oxidizing gas to said underground reservoir, at least initially at a location of, or proximate, said vertical section of said production well;
 - (e) igniting hydrocarbon within said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section of said production well, so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said injection well in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof;
 - (f) causing heated liquefied hydrocarbon from said reservoir to drain from upper regions thereof and collect in said horizontal leg; and
 - (g) removing from the production well, via said production tubing, said hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.
2. The process of claim 1 wherein said step of supplying said oxidizing gas is accomplished by supplying said oxidizing gas to said hydrocarbon formation via perforations in an injection well.
3. The process of claim 2, wherein said vertical section of said production well and said injection well are one and the same.
4. The process of claim 1 wherein the injection well is a side track re-entry of the vertical section of the producer well, and extends into an upper region of the reservoir.

5. The process of claim 1 wherein the supply of oxidizing gas is accomplished by drilling an injection well proximate said vertical section of said production well, and said injection well is vertical, slanted, or horizontal.
6. The process of claim 1 wherein said vertical section of said production well is perforated in an upper part thereof, and said step of supplying an oxidizing gas is achieved at least in part by supplying said oxidizing gas via said vertical section of said production well.
7. The process of claim 1 further comprising the steps of:
 - (a) providing injection tubing in said production well, said injection tubing extending downwardly in said vertical section to proximate said heel portion of said horizontal leg, and
 - (b) said step of injecting said medium into said production well being conducted by injecting said medium via said injection tubing.
8. The process of claim 7 wherein an open end of the production tubing is situated in the vicinity of the toe portion of the horizontal leg.
9. The process of claim 1 where such medium further comprises a hydrocarbon condensate diluent.
10. The process of claim 1, 7, or 8 wherein said medium is injected continuously or periodically into said production well so as to maintain a positive pressure within the horizontal leg and thereby assist in preventing ingress of said oxidizing gas from the reservoir into the horizontal leg of the production well.
11. The process of claims 1-8 wherein catalyst is placed in, on or around the horizontal leg of the production well.
12. The process of claims 1-8 wherein the oxidizing gas is a mixture of oxygen and carbon dioxide.
13. A process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon reservoir comprising the steps of:
 - (a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said reservoir, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of liquefied hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;
 - (b) providing production tubing in said production well, extending from a surface of said production well to at least said heel portion of said production well to collect said hydrocarbon which flows into said horizontal leg;

- (c) providing injection tubing in said production well, said injection tubing extending downwardly in said vertical section to a position extending into at least said heel portion of said horizontal leg;
 - (d) injecting a medium into the horizontal leg, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas, steam, water, or carbon dioxide;
 - (e) providing perforations in said vertical section of said production well at a position above said heel portion;
 - (f) supplying an oxidizing gas to said vertical section and thus to a portion of said hydrocarbon reservoir via said perforations in said vertical section;
 - (g) igniting said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir proximate said vertical section so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon reservoir and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said vertical section in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof; and
 - (h) causing heated liquefied hydrocarbon from said reservoir to drain from upper regions thereof and collect in said horizontal leg; and
 - (i) removing from said production well, via said production tubing, said hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.
14. The process of claim 12 wherein an open end of the production tubing is situated in the vicinity of the toe portion of the horizontal leg.
15. The process of claim 13 or 14 wherein steam or water are injected continuously or periodically into said injection tubing so as to maintain a positive pressure within the horizontal leg and thereby assist in preventing ingress of said oxidizing gas from the reservoir into the horizontal leg of the production well.
16. A process for recovering liquefied or gasified hydrocarbon from an underground hydrocarbon formation comprising the steps of:
- (a) providing at least one production well having a substantially horizontal leg positioned relatively low in said formation, said horizontal leg having at one end thereof a heel portion and at an opposite end thereof a toe portion situated in the formation slightly lower in elevation than said heel portion, said horizontal leg adapted to permit inflow of liquefied hydrocarbon into an interior of said horizontal leg, said production well having a substantially vertical section connected to said horizontal leg proximate said heel portion thereof;

- (b) providing production tubing inside said production well extending downwardly within said vertical section and along said horizontal leg to said toe portion, to collect said hydrocarbon which flows into said horizontal leg;
 - (c) providing injection tubing in said production well, said injection tubing extending downwardly in said vertical section to said heel portion;
 - (d) injecting a medium into said production well via said injection tubing wherein said medium is selected from the group of mediums comprising alone or in combination, a non-oxidizing gas, steam, water, or carbon dioxide;
 - (e) providing an injection well as a side track re-entry from said vertical section of said production well, which injection well extends into the hydrocarbon formation;
 - (f) supplying an oxidizing gas to a portion of said hydrocarbon formation via said injection well;
 - (g) igniting said hydrocarbon in said hydrocarbon formation proximate said vertical section so as to cause combustion of a portion of said hydrocarbon in said hydrocarbon formation and thereby create a combustion front which advances outwardly and away from said vertical section in at least a direction along said horizontal leg and towards said toe portion thereof; and
 - (h) removing from said production well, via said production tubing, hydrocarbon which has flowed into said horizontal leg.
17. The process of claim 16 wherein steam or water is injected continuously or periodically into the production well so as to maintain a substantially positive pressure within the horizontal leg thereof and thereby assist in preventing ingress of said oxidizing gas from the formation into the horizontal leg of the production well.

Fig.1A (Prior Art)

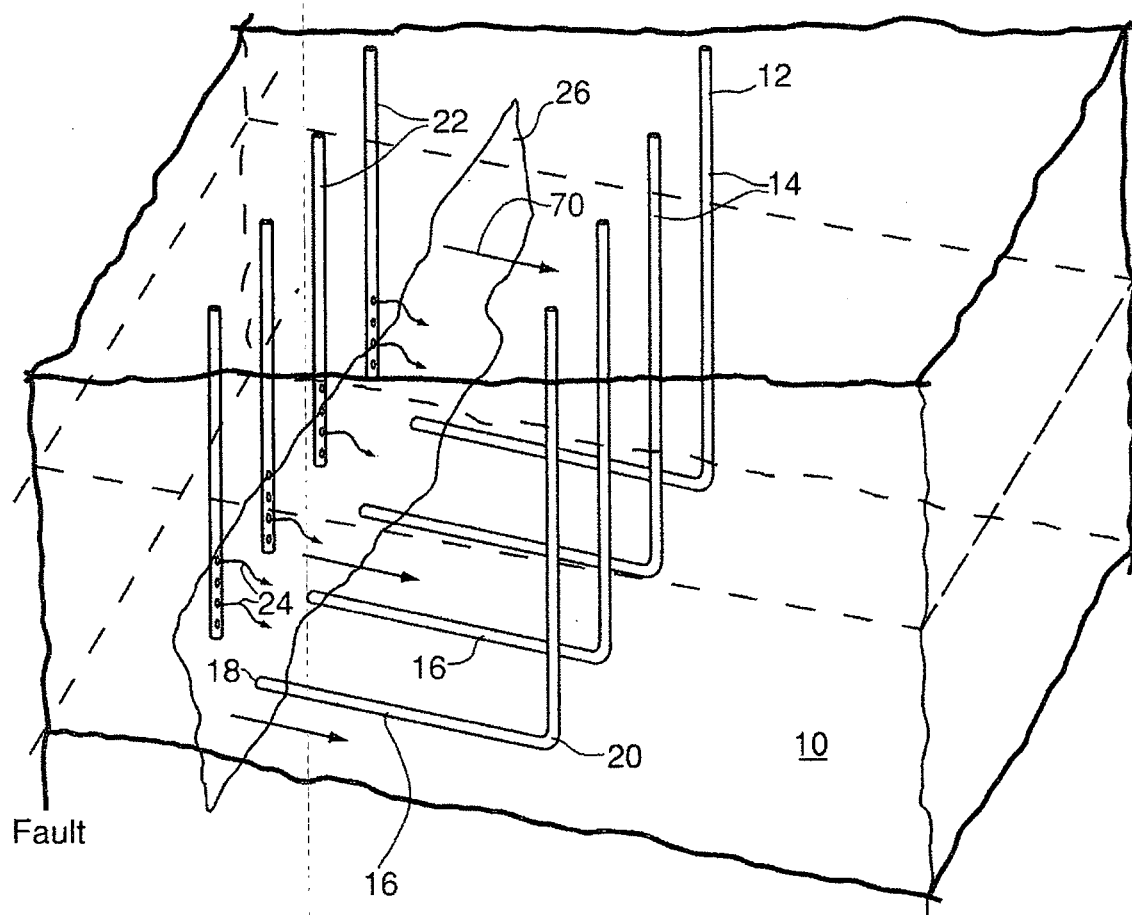


Fig.1B (Prior Art)

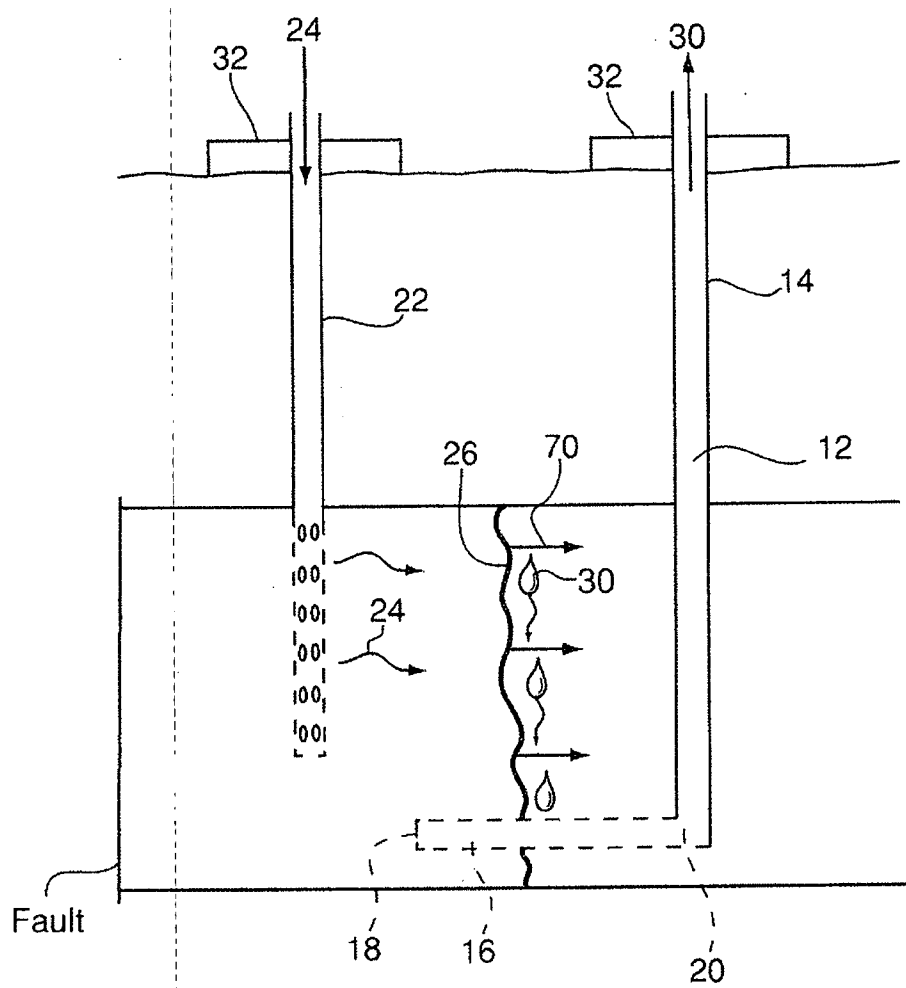


Fig.2A

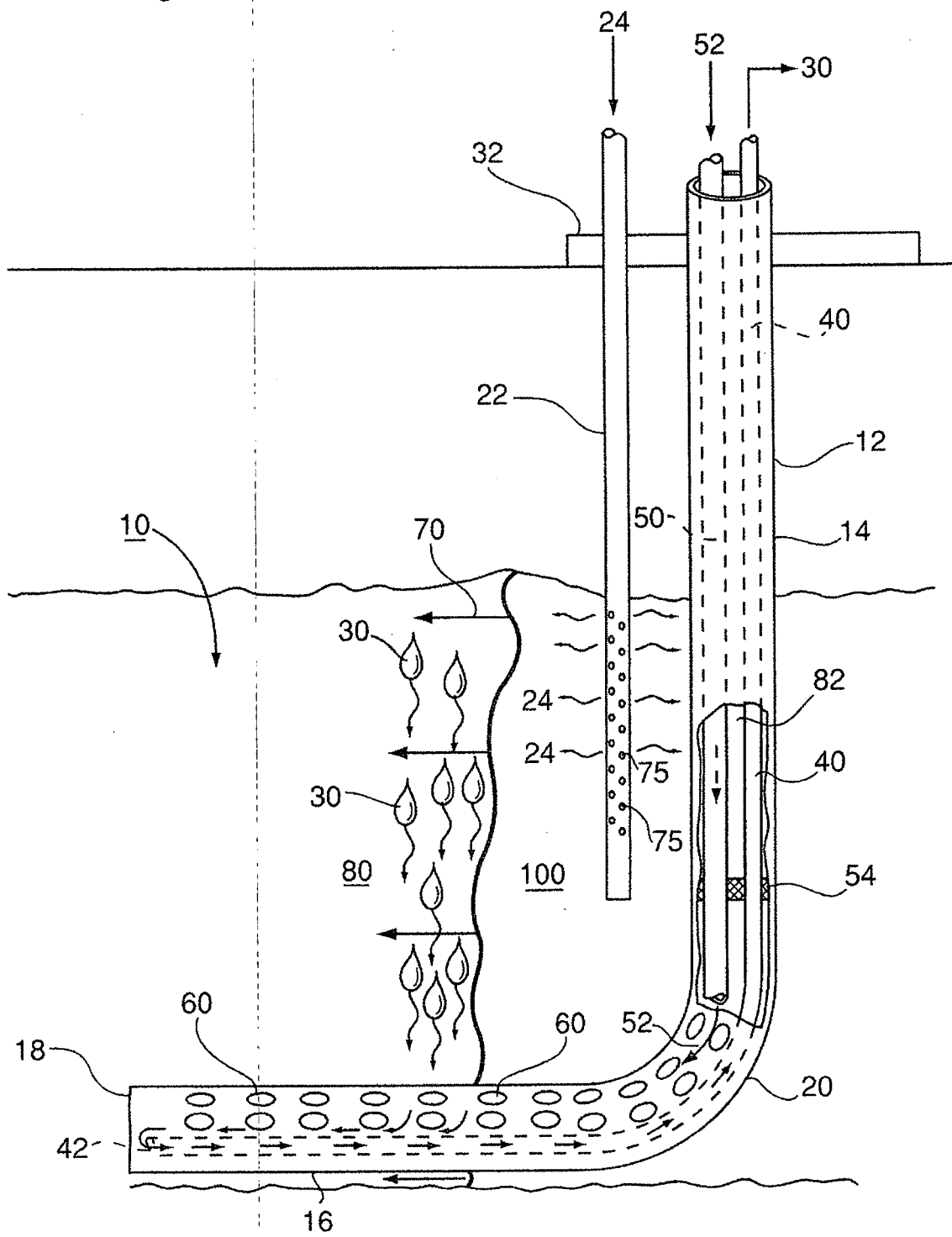


Fig.2C

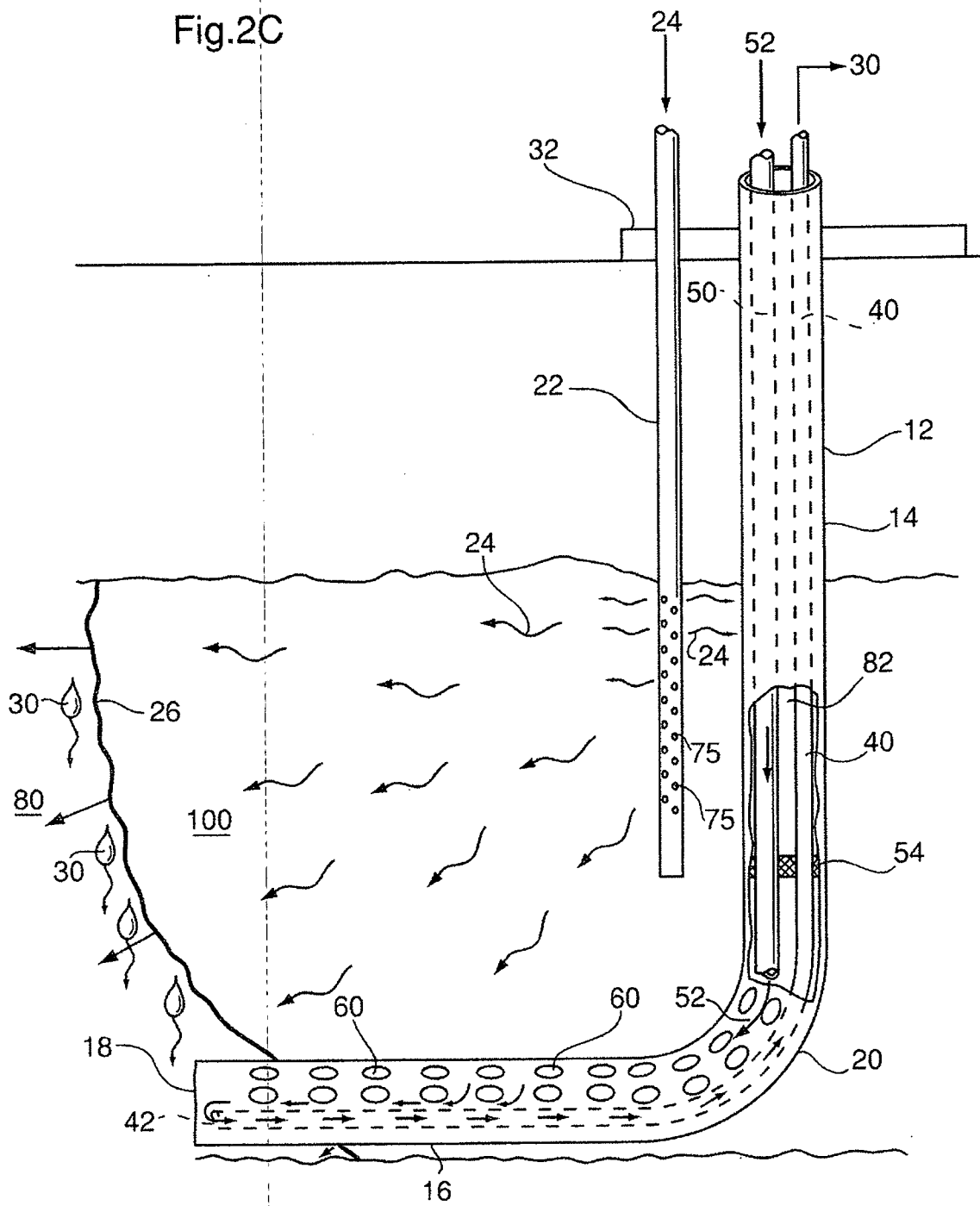
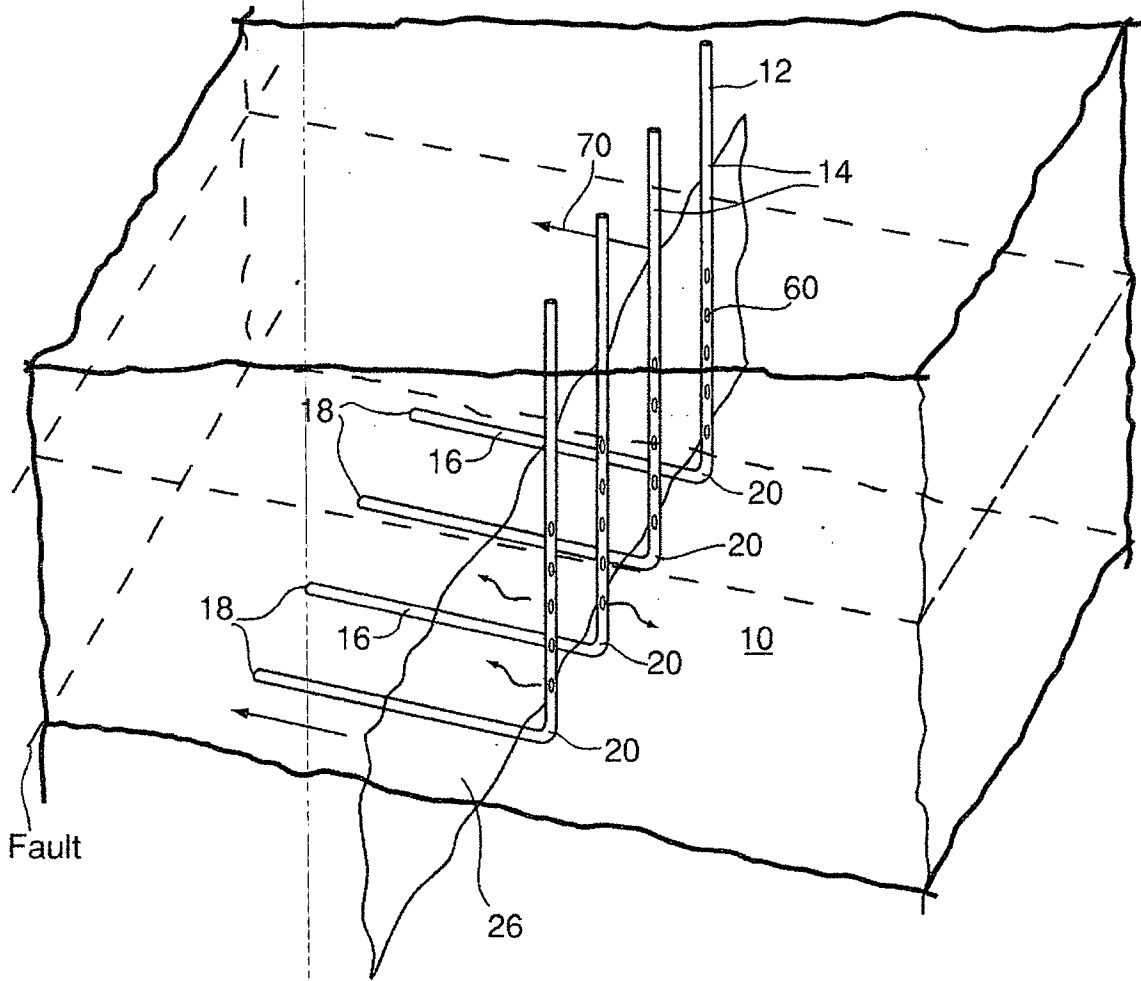


Fig.5



UN PROCESO MODIFICADO PARA LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBURO UTILIZANDO COMBUSTIÓN IN SITU

CAMPO DEL INVENTO

Este invento se relaciona con un proceso modificado para la recuperación de hidrocarburos de una reserva subterránea por combustión *in situ* y utilizando un pozo de producción horizontal.

ANTECEDENTES DEL INVENTO

La comúnmente cedida U.S. patente 5,626,191 emitida en Mayo 6, 1997 (en adelante la patente '191) revela un proceso de combustión *in situ* para producir hidrocarburos de una reserva subterránea de hidrocarburos utilizando (i) por lo menos un pozo de inyección colocado relativamente alto en una reserva de petróleo para inyectar un gas oxidante en una formación de hidrocarburos, y (ii) un pozo de producción para producir hidrocarburo licuado o gasificado de la reserva de hidrocarburo. El pozo de producción tiene una sección vertical que esta en comunicación con una pata horizontal que se extiende sustancialmente perpendicular hacia el exterior de la sección vertical y que tiene una parte "dedo" y una parte "talón". La pata horizontal esta completa relativamente bajo en la reserva, y la parte "talón" del mismo esta en comunicación con la sección vertical. Aire, u otro gas oxidante, tal como aire enriquecido con oxígeno, es inyectado a través del pozo de inyección a la reserva de hidrocarburo, típicamente a través de perforaciones en la parte superior del pozo vertical de inyección, localizado en la vecindad del "dedo" de la pata horizontal del pozo de producción. La pata horizontal del pozo de producción esta generalmente orientada en forma perpendicular a un generalmente frente de combustión cuasi-vertical de hidrocarburos en combustión que es producido al encendido de una parte del hidrocarburo en la reserva próxima al pozo de inyección. Tal frente de combustión es aprovisionado con gas oxidante vía el pozo de inyección. El "dedo" de la

parte horizontal de la pata esta posicionado en el camino de avance del frente de combustión. El frente de combustión resultante se propaga del “dedo” de la pata horizontal a través de la pata horizontal en dirección o hacia la parte “talón”. Durante este proceso hidrocarburo calentado en la reserva, con anterioridad al frente de combustión que se esta moviendo, se torna licuado o gasificado y fluye a la pata horizontal, y de allí pata, posteriormente, es extraído a la superficie por vía de la sección vertical del pozo de producción. Este proceso de la patente U.S. 5,626,191 es llamado “THAI®”, un acrónimo de “inyección de aire de dedo-a-talón”, y una marca registrada de Argon Technologies Ltd., subsidiaria de Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canada.

La Patente U.S. 6,412,557, también comúnmente cedida, revela un proceso similar pero modificado, habiendo agregado el paso de poner un poco mas adelante, dentro de, o alrededor de la pata horizontal, un catalizador para mejorar hidrocarburos de categoría, para sustancialmente disminuir la viscosidad del hidrocarburo y mejorar la calidad del hidrocarburo y aumentar el flujo del hidrocarburo de la reserva a la pata horizontal del pozo de producción, para su posterior extracción a la superficie. Tal proceso modificado es conocido en la industria por la marca CAPRI®, similarmente una marca registrada de Archon Technologies Ltd.

La WO2005121504 (PCT/CA2005/000833) publicada en Diciembre 12, 2005, también comúnmente cedida, enseña un proceso similar al de la THAI®, abarcando ademas el paso adicional de proporcionar tubería de inyección dentro del pozo de producción en la sección vertical y sustancialmente a lo largo de la pata horizontal a una posición próxima al “dedo” del mismo, con el propósito de inyectar un medio no oxidante que contenga vapor, agua, o un gas no oxidante por vía de tal tubería a la región del “dedo” de tal pata horizontal. La inyección de dicho medio no oxidante a la región del “dedo” de la pata horizontal tiene el efecto de desplazar cualquier gas oxidante en tal área, evitando entonces la combustión del hidrocarburo mejorado en categoría que ha fluido dentro de la pata horizontal,

y además aumenta la presión ambiental de la pata horizontal para evitar o disminuir aún más la entrada de gas oxidante del pozo de inyección que está inyectando gas oxidante a la reserva de hidrocarburo.

Desventajosamente, en cada una de los anteriores artes previos, para recuperar hidrocarburos licuados y/o gasificados de una formación de hidrocarburos es necesario un gas oxidante para ser inyectado en forma próxima al dedo de la pata horizontal, y alejado de la sección vertical del pozo de producción. Tal lugar de inyección del gas oxidante es alejado de la sección vertical del pozo de producción, siendo la superficie del pozo de producción el lugar donde el gas oxidante es típicamente generado. La inyección y sección vertical de pozos de producción pueden estar separados por un (1) kilómetro o más. Entonces, tales métodos de arte anterior, de este modo, típicamente requieren el transporte del gas oxidante al lugar de inyección por vía de tubería desde el pozo de producción, o en forma alternativa, requiere la instalación de equipos en el lugar del pozo de producción para permitir la generación de gases oxidantes para su posterior inyección. Tal caso requiere acceso despejado, apertura de vía, y/o un aumento de espacio en el lugar del pozo de inyección para acomodar la entrega del gas oxidante adicional y/o instalaciones de generación y compresión, entonces aumentando la "marca" ambiental e impacto de las operaciones de perforación en el medio ambiente, y también resulta típicamente en un aumento de costo.

Entonces existe la necesidad de un proceso modificado de THAI® y CAPRI® donde tales desventajas sean eliminadas.

RESUMEN DEL INVENTO

El método del presente invento es de un proceso modificado de recuperación de hidrocarburo *in situ* que en lugar de inyectar gas oxidante cerca de la parte del "dedo" de la pata horizontal inyecta gas oxidante en o cerca de la sección vertical de producción del pozo de producción (i.e., en la

parte del “talón”). El proceso modificado obvia la necesidad de un camino separado al de perforación/producción para la inyección de gas oxidante, entonces reduciendo costos y disminuyendo el impacto ambiental perjudicial de los métodos de recuperación *in situ*.

Ventajosamente, el proceso del presente invento, en una tercera inclusión abajo descrita, elimina además la necesidad de un pozo separado de inyección de gas oxidante, en el sentido de que, en tal refinamiento, la sección vertical del pozo de producción también sirve como pozo de inyección, reduciendo de ese modo los costos de perforación de pozos y reduciendo los costos de capital.

Específicamente, en lugar de ser un proceso “dedo a talón”, el proceso del presente invento es un proceso “talón a dedo”. El punto de inyección de gas oxidante es modificado para estar en el “talón” en oposición al “dedo” de tal manera que el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al de proceso THAI®, a saber de la dirección del talón del pozo horizontal hacia el “dedo”.

En el presente invento, tres regiones de la reserva son desarrolladas en relación con la posición de la zona de combustión. Cerca del “talón” y después del pasaje del frente de combustión lejos del talón se encuentra la zona de aceite agotado quemado que resulta después de la inyección del gas oxidante y después de que el frente de combustión haya avanzado por un tiempo hacia el exterior y fuera del pozo de inyección y la parte “talón” de la pata horizontal. Tal zona quemada es sustancialmente llenada con gas oxidante. Al lado se encuentra la zona de coque, que es esencialmente el área dentro de la reserva a la que el gas oxidante ha podido penetrar entonces en el reservorio, y es esencialmente el área donde existe el frente de combustión (la combustión que ocurre siendo ella del coque restante que es el hidrocarburo restante entonces después de que los hidrocarburos mas livianos dentro de tal reservorio y antes de tal frente de combustión han sido licuados o gasificados y han fluido a la pata horizontal y posteriormente extraídos a la

superficie. Finalmente, hacia el “pie” del pozo horizontal se encuentra la región de la reserva que contiene hidrocarburos hacia la que el frente de combustión avanza.

A mas altas tasas de inyección de oxidación, aumenta la presión de la reserva y el gas oxidante en la zona quemada, que contiene oxígeno residual, puede ser forzada hacia la pata horizontal del pozo de producción. Esto es evitado en el proceso del presente invento inyectando, bien por tiempo limitado, o continuamente, un medio tal como un gas no oxidante tal como dióxido de carbono, y/o vapor o agua, para aumentar la presión en la pata horizontal del pozo de producción.

Por consiguiente, en un amplio aspecto del proceso del presente invento, logra la ventaja de poder inyectar el gas oxidante cerca o en la sección vertical del pozo de producción, un proceso modificado para recuperar hidrocarburo licuado o gasificado de una reserva subterránea de hidrocarburos es revelado, que abarca los pasos de:

- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción que sustancialmente tenga una pata horizontal posicionada relativamente bajo en tal reserva, tal pata horizontal teniendo a un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo, tal pata horizontal adaptada para permitir la entrada de hidrocarburo al interior de tal pata horizontal, tal pozo de producción teniendo una parte sustancialmente vertical conectada a tal pata horizontal cercana a tal parte de talón del mismo;
- (b) Proporcionar tubería de producción dentro de dicho pozo de producción que se extienda dentro de tal sección vertical y por lo menos dentro de una parte de tal pata horizontal para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha pata horizontal;

- (c) Periódicamente o continuamente inyectar un medio en la pata horizontal cercana a la parte talón del mismo, donde tal medio es escogido de un grupo de medios que incluyen individualmente o en combinación, un gas no oxidante tal como dióxido de carbono, vapor, o agua.
- (d) Proporcionar un gas oxidante a dicha reserva subterránea, por lo menos inicialmente, en un lugar en o cerca a dicha sección vertical de dicho pozo de producción;
- (e) Encender hidrocarburo dentro de dicha reserva de hidrocarburo, cerca de dicha sección vertical de dicho pozo de producción, de manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicha reserva cercana a dicha sección vertical y de ese modo crear un frente de combustión que avance hacia el exterior y lejos de dicho pozo de inyección por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte dedo del mismo;
- (f) Causando que el hidrocarburo calentado de dicha reserva fluya de las regiones superiores del mismo y se acumule en dicha pata horizontal; y
- (g) Extraer del pozo de producción, por vía de dicha tubería de producción, dicho hidrocarburo que ha fluido a dicha pata horizontal.

En relación con la etapa (g) anterior, la extracción del hidrocarburo del pozo de producción por vía de la tubería de producción es típicamente sin bombeo, pero puede requerir bombeo para ser extraído de la pata horizontal, si suficientes cantidades de gases inertes, tales como hidrocarburo gasificado, dióxido de carbono o nitrógeno, no fluyen a la pata horizontal y entonces el tubo de producción recibe importante presión ambiental de la formación de

hidrocarburo, como puede ocurrir durante el periodo de arranque. El mecanismo normal de producir petroleo mediante la reducci3n de la densidad de los fluidos mixtos con gases es denominada "elevaci3n de gas".

En un primer refinamiento/inclusi3n del anterior proceso del presente invento, la inyecci3n del gas oxidante cerca a la parte vertical del pozo de producci3n es lograda por v3a de la perforaci3n de un pozo de inyecci3n separado cercano a la parte vertical del pozo de producci3n de tal manera que permita que el gas oxidante sea inyectado en la formaci3n por v3a de dicho pozo de inyecci3n cercano al pozo de producci3n. De esta manera, y ventajosamente, el mismo camino de perforaci3n puede entonces ser usado para perforar tanto el pozo de producci3n y el pozo de inyecci3n, entonces ahorrando en gastos y costos en la perforaci3n de pozos.

Adicionalmente, y ventajosamente, debido a que el pozo de inyecci3n esta situado cerca al pozo de producci3n que t3picamente tiene equipo para generaci3n de electricidad usado para producci3n, el gas oxidante usualmente y mas f3cilmente puede ser obtenido e inmediatamente inyectado en el pozo de inyecci3n, que de otra manera no podr3a ser hecho donde la inyecci3n bien posicionada lejos de la secci3n vertical del pozo de producci3n como en el arte previo.

En una segunda inclusi3n del invento, el pozo de inyecci3n es pozo de entrada lateral en la secci3n vertical del pozo de producci3n, entonces, nuevamente permitiendo que el pozo de inyecci3n este localizado cerca al pozo de inyecci3n para lograr los beneficios anteriores, como el beneficio adicional de que esa parte superior de la secci3n vertical del pozo de producci3n pueda ser usada al perforar el pozo de entrada lateral, entonces reduciendo aun mas los costos de perforaci3n.

Espec3ficamente, en tal segunda inclusi3n preferida, el presente invento incluye un proceso para recuperar hidrocarburo licuado o gasificado de una formaci3n subterr3nea de hidrocarburos abarcando los pasos de:

- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción que sustancialmente tenga una pata horizontal posicionada relativamente bajo en tal reserva, tal pata horizontal teniendo en un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo situada en la formación un poco mas abajo en elevación que dicha parte talón, tal pata horizontal adaptada para permitir la entrada de hidrocarburo licuado al interior de tal pata horizontal, dicho pozo de producción teniendo una parte vertical sustancialmente conectada a tal pata horizontal cercana a tal parte de talón del mismo;
- (b) Proporcionar tubería de producción dentro de dicho pozo de producción que se extienda hacia abajo dentro de tal sección vertical y a lo largo de dicha pata a dicha parte dedo, para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha pata horizontal;
- (c) Proporcionar tubería de inyección en dicho pozo de producción, dicha tubería de inyección extendiéndose hacia abajo en dicha sección vertical a dicha parte talón;
- (d) Inyectar un medio en dicho pozo de producción por vía de dicha tubería de inyección donde dicho medio sea escogido de un grupo de medios incluyendo individualmente o en combinación, un gas no oxidante, vapor, agua, o dióxido de carbono;
- (e) Proporcionar un pozo de inyección como camino lateral de re-entrada a dicha sección vertical de dicho pozo de producción, cuya inyección bien se extiende a la formación de hidrocarburos.
- (f) Proporcionar un gas oxidante a una parte de dicha formación de hidrocarburos por vía de dicho pozo de inyección;

- (g) Encender dicho hidrocarburo in dicha formación de hidrocarburo cercana a dicha sección vertical de manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicha formación de hidrocarburos y de ese modo crear un frente de combustión que avance hacia el exterior y lejos de dicha sección vertical por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte dedo del mismo; y
- (h) Extraer del pozo de producción, por vía de dicha tubería de producción, el hidrocarburo que haya fluido a dicha pata horizontal;

En una tercera inclusión preferida el presente invento incluye un método para producir hidrocarburos de una reserva de hidrocarburos a través del cual la necesidad de un pozo de inyección para inyectar el gas oxidante es totalmente eliminada, reduciendo entonces el costo de implementar el proceso *in situ* del presente invento.

Específicamente, en tal tercera y preferida inclusión del presente invento, la sección vertical del pozo de producción esta perforada para permitir que un gas oxidante (que es proporcionado a tal sección vertical) escape a la formación de hidrocarburos cercana a la sección vertical. De esa manera, es eliminada la necesidad de perforar un pozo de inyección separado.

Otra vez, como parte del método del presente invento, un medio en forma de un gas no oxidante tal como dióxido de carbono, vapor o agua, es inyectado bien continuamente o intermitentemente en el pozo de producción por vía de la tubería de inyección, que se extiende a la parte talón del pozo de producción. Una serie de "bloques" localizados en el pozo de producción pueden ser proporcionados para aislar el gas oxidante proporcionado a la sección vertical del pozo de producción de la parte talón de la pata horizontal a la que el medio de gas no oxidante es proporcionado.

De este modo en tal tercer inclusión preferida, el método del presente invento incluye un proceso para recuperar hidrocarburos licuados o gasificados de una reserva subterránea de hidrocarburos, abarcando los pasos de:

- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción que tenga una pata horizontal sustancialmente posicionada relativamente bajo en tal reserva, tal pata horizontal teniendo en un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo, tal pata horizontal adaptada para permitir la entrada de hidrocarburo licuado al interior de dicha pata horizontal, dicho pozo de producción teniendo una parte vertical sustancialmente conectada a dicha pata horizontal cercana a tal parte de talón del mismo;
- (b) Proporcionar tubería de producción en dicho pozo de producción, que se extiende desde de la superficie de dicho pozo de producción por lo menos hasta dicha parte talón de dicho pozo de producción para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha pata horizontal;
- (c) Proporcionar tubería de inyección en dicho pozo de producción, dicha tubería de inyección extendiéndose hacia abajo en dicha sección vertical, a una posición que se extiende por lo menos a dicha parte talón de dicha pata horizontal;
- (d) Inyectar un medio al pozo de producción, donde dicho medio es escogido de un grupo de medios que incluyan individualmente o en combinación, un gas no oxidante, dióxido de carbono vapor o agua;
- (e) Proporcionar perforaciones en dicha sección vertical de dicho pozo de producción en posición sobre dicha parte talón;

- (f) Proporcionar un gas oxidante a tal sección vertical y por lo tanto a una parte de dicha reserva de hidrocarburo por vía de dichas perforaciones en dicha sección vertical:
- (g) Encender dicho hidrocarburo in dicha formación de hidrocarburo cercana a dicha sección vertical de manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicha formación de hidrocarburos y de ese modo crear un frente de combustión que avance hacia el exterior y lejos de dicha sección vertical por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte de dicho mismo; y
- (h) Causando que el hidrocarburo calentado de dicha reserva fluya de las regiones superiores del mismo y se acumule en dicha pata horizontal; y
- (i) Extraer del pozo de producción, por vía de dicha tubería de producción, dicho hidrocarburo que ha fluido a dicha pata horizontal.

Ventajosamente la tercer inclusión del presente invento también elimina la necesidad que aparece en el arte previo de "cerrar" (usando un tapón de cemento o algo similar) la pata horizontal de cada pozo de producción cuando una serie de pozos de producción están situados de lado a lado y cuando la sección vertical del primer pozo de producción es convertida posteriormente en un pozo de inyección. (ver US '191 col 6, líneas 47 -col7, línea 9 y Figs. 14D-F del mismo). El método *in situ* del presente invento en particular la tercera inclusión, es un método de reducir aun mas el costo de la recuperación *in situ* mediante la disminución del número de pasos, incluyendo no solo eliminar la necesidad de perforar pozos de inyección pero también eliminar la necesidad de "cerrar" otros pozos, como es necesario en los métodos *in situ* del arte previo, como ejemplizado en US '191 anterior.

66

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

En los dibujos adjuntos, que ilustran un número de inclusiones ejemplizadas del invento:

La **Figura 1 A** es una vista esquemática en perspectiva de una distribución para recuperación *in situ* en una reserva de hidrocarburo, mostrando pozos por inyección de aire situados al dedo de cada uno de las correspondientes patas horizontales de pozos de producción asociados;

La **Figura 1B** es un corte transversal a través de un pozo de inyección y el pozo de producción asociado mostrado en la Figura 1A;

La **Figura 2A** es un corte esquemático (no a escala) a través de un pozo de inyección y el pozo de producción asociado de una primera inclusión del presente invento, usando el método del presente invento de causar que un frente de combustión se propague en la dirección del “dedo” de la pata horizontal del pozo de producción, en un punto en el tiempo cercano al momento de encendido del hidrocarburo y la propagación inicial del frente de combustión;

La **Figura 2B** es un corte transversal similar al de la Figura 2A, similarmente no a escala, en un punto posterior en el tiempo cuando el frente de combustión se ha propagado por un tiempo y movido mas cerca a la parte “dedo” de la pata horizontal del pozo de producción;

La **Figura 2C** es un corte transversal similar al de la Figura 2B, similarmente no a escala, en un punto aun mas lejano en el tiempo cuando el frente de combustión se ha propagado mas lejos y movido aun mas cerca a la parte “dedo” de la pata horizontal del pozo de producción;

La **Figura 3** es un corte esquemático transversal parcial a través de una reserva de hidrocarburos que contiene una formación que contiene

hidrocarburos, que muestra una segunda inclusión del método del presente invento, específicamente un pozo de producción y el pozo de inyección de entrada lateral (no a escala) y además representando el método del presente invento de causar que un frente de combustión se propague en dirección del “dedo” de la pata horizontal del pozo de producción, en un punto en el tiempo cercano al momento de encendido del hidrocarburo y la propagación inicial del frente de combustión;

La **Figura 4** es un corte esquemático transversal parcial a través de una reserva de hidrocarburo que contiene una formación que contiene hidrocarburos, que muestra una tercera inclusión preferida del presente invento, específicamente un corte transversal a través de un pozo de producción (no a escala) empleando el método del presente invento de causar que un frente de combustión se propague en dirección al “dedo” de la pata horizontal del pozo de producción, en un punto en el tiempo cercano al encendido del hidrocarburo y la propagación inicial del frente de combustión:
y

La **Figura 5** es una vista esquemática en perspectiva de una recuperación *in situ* de la **Figura 4**, mostrando la tercera e inclusión preferida del método del presente invento para la recuperación de hidrocarburos de una reserva de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DE LA INCLUSIÓN PREFERIDA

La **Figura 1A** muestran una vista esquemática, semitransparente, de la distribución de pozos utilizados en el arte previo para recuperación *in situ* de hidrocarburos de una reserva subterránea de hidrocarburos o formación **10**.

Específicamente, la **Figura 1A** esquemáticamente representa el método del arte previo de recuperación *in situ* de hidrocarburos revelado en US 5,626,191, que incluye situar una serie de pozos de producción **12**, cada uno incluyendo una sección vertical **16** sustancialmente y una pata horizontal

sustancialmente **16**, que tiene una parte “dedo” **18** y una parte talón **20**. La pata horizontal **16** del pozo de producción **12** esta localizada en una parte inferior de la formación de hidrocarburo **10**, y sustancialmente es porosa para permitir el ingreso de fluidos. Una serie de pozos de inyección **22** son proporcionados, situados en una región próxima al “dedo” y extendiendose hacia abajo de la formación **10**, con perforaciones en los niveles superiores de la reserva que contiene petróleo.

La Figura 1B muestra un corte transversal esquemático a través de un pozo de inyección **22** y el pozo de producción asociado **12** de la Figura 1A.

En el arte previo el proceso de recuperación *in situ* representado en las Figuras 1A y B, un gas oxidante **24**, tal como aire (que contiene oxígeno), oxígeno, o aire enriquecido con oxígeno, es inyectado en la formación **10** por vía de cada uno de los pozos de inyección **22**, de tal manera que permita a una parte del hidrocarburo en la formación **10** ser combustido. Específicamente, una parte del hidrocarburo en la formación de hidrocarburo **10** en la región del pozo de inyección **22** cuando proporcionado con el gas oxidante **26** es causada a encender y causada a combustir, de ese modo formando y creando en la formación **10** un frente de combustión **26** sustancialmente vertical y extendiendose lateralmente. Tal frente de combustión **26**, a través de conducción térmica y creación de gases combustidos calentados en la formación **10**, calientan los hidrocarburos en la formación **10** directamente adelante y con anterioridad al frente de combustión **26**, ocasionando la gasificación de los compuestos hidrocarburos mas volátiles en la formación **10** y aun mas ocasionan una mejor categoría de una parte de los hidrocarburos sólidos o betunes en la formación simultáneamente aumentando su viscosidad para crear hidrocarburos licuados móviles **30**. Los restantes hidrocarburos mas pesados, particularmente coque, permanecen, lo que proporciona combustible para adelantar el frente de combustión **26** y mantener el avance del frente de combustión **26** y la combustión *in situ* y el proceso de elevación de categoría del hidrocarburo. Entonces los hidrocarburos móviles licuados **30** y componentes gasificados (algunos de los cuales pueden posteriormente

condensarse como líquidos **30**), y después fluir hacia abajo por acción de la gravedad a través de la formación y son recogidos en la región mas baja de la formación **10** mediante su flujo a la pata horizontal que se extiende horizontalmente **16** del pozo de producción **12**. La pata horizontal **16** del pozo de producción **12** generalmente tiene, por lo menos por tiempo limitado, una presión de gas en el menor que la de la formación **10** (debido a la extracción de los hidrocarburos líquidos acumulados **30** así como hidrocarburos gaseosos del mismo). Tal presión gaseosa reducida en la pata horizontal **16** en oposición a en la formación **10** adelante del frente de combustión **26** ayuda al ingreso en hidrocarburos líquidos y gaseosos de la formación de hidrocarburos **10** a la pata horizontal **16**. En otros periodos, debido a la inyección del medio **52** por vía de la tubería de inyección **50** (discutido posteriormente) a la pata horizontal **16**, la pata horizontal **16** puede en ciertos momentos, puede tener una presión gaseosa cercana a, o hasta en exceso de la presión de gas en la formación **10**.

Importantemente, en el método del arte previo de recuperación *in situ* como se muestra en las Figuras 1A y B y arriba descritas, los pozos de inyección **22** están situados cerca al “dedo” de la pata horizontal **16**, y el gas oxidante inyectado en la formación en estos lugares por vía de los pozos de inyección **22**. El frente de combustión **26** que recibe gas oxidante **24** es entonces causado a progresar hacia el exterior del pozo de inyección **22**, y perpendicularmente y a lo largo de los pozos horizontales **16** en dirección de la parte “dedo” a la parte “talón”.

Desventajosamente con el arte del arte previo, no solamente se necesita que un camino de perforación **32** sea creado para el pozo de producción **12**, pero un camino de perforación adicional y separado debe ser creado para el pozo de inyección **22**, y tal pozo de inyección **22** separado debe ser perforado en tal formación. Adicionalmente, la creación de oxígeno y equipo de inyección (no mostrado) debe ser transportado e instalado en la superficie de tal pozo de inyección **22** debido a que tal pozo de inyección esta distante de la superficie del pozo de producción **12**. Ambos de tales exigencias suman

significativamente al costo de adelantar los métodos del arte previo de recuperación de hidrocarburos *in situ*.

Las Figuras 2A-2C aquí muestran un proceso de recuperación *in situ* modificado (primero), que esta expresamente adaptado para eliminar por lo menos uno de los anteriores gastos de crear un camino separado de perforación para el pozo de inyección 22.

Específicamente, como se ve en las figuras 2A-2C, un único camino de perforación 32 es creado mediante la remoción de árboles y otros obstáculos, y una única plataforma de perforación erigida sobre ese. Un pozo de producción 12 es perforado usando técnicas de perforación convencionales, incluyendo una sección vertical 14 y ademas una pata horizontal 22 en comunicación con la sección vertical 14. La pata horizontal 16 tiene una parte "dedo" 18 y una parte "talón" 20 donde se encuentra la sección vertical 14. El pozo de producción 12 es completado por el proceso regular de pozo revestido 12, y ademas mediante la inserción dentro de tal pozo de producción 12 de tubería de producción 40, que se extiende hacia abajo en la sección vertical 14 a tal parte "talón" 20 y preferiblemente a lo largo de la pata horizontal 16, preferiblemente a la parte dedo 18 del mismo, tal tubería de producción teniendo un lado abierto 42 entre dicha pata horizontal 16. Tubería de producción 40 es típicamente tubería enrollada y es convencionalmente usada en operaciones de perforación.

Tubería de inyección 50 adicional, similarmente típicamente enrollada como es convencionalmente usada en operaciones de perforación, es ademas previsto la inyección de un medio 52 en el pozo de producción 12, tal medio incluyendo 52 un gas no oxidante, preferiblemente dióxido de carbono debido a su efecto diluyente en hidrocarburos, o alternativamente o en combinación con vapor o agua un otro medio no combustible que fluya. Según aparece en las Figuras 2A-2C, la tubería de inyección 50 se extiende a la parte "tacón" 20 de la pata horizontal 16. Por lo menos un bloque de aislamiento 54 es proporcionado para permitir que el medio 52 a ser inyectado, si deseado, en

estado presurizado, de tiempo en tiempo o continuamente inyectado, para presurizar de tiempo en tiempo o continuamente si deseado, la pata horizontal **16** para ayudar a forzar el hidrocarburo licuado **30** al tubo de producción **40** e impedir la entrada de gas oxidante a la pata horizontal **16**.

Usando el camino de perforación único **32**, otro pozo de inyección **22** es perforado, extendiéndose por lo menos a la región superior de la formación de hidrocarburos **10**. El pozo de inyección **22** típicamente tiene perforaciones **75** en una parte inferior del mismo para permitir la infusión e inyección de un gas oxidante **24** tal como aire u oxígeno en la región que contiene hidrocarburo de la formación de hidrocarburos **10**.

El método del presente invento, en las primeras inclusiones mostradas en las Figuras 2A-2C, a partir de entonces opera de la siguiente manera:

El gas oxidante **24** es inyectado en la formación **10** por vía del pozo de inyección **22**. Ventajosamente, el equipo (no mostrado) usado para crear el gas oxidante **24** e inyectar tal gas oxidante **24** no necesita estar localizado lejos del pozo de producción **12**, pero en lugar, en virtud del método del presente invento, puede estar localizado cerca al pozo de producción **12**, y específicamente si deseado puede estar localizado en el camino de perforación **32** o muy cerca al mismo, entonces eliminando la necesidad de limpiar y crear un camino de perforación separado en un lugar remoto como pudiera ocurrir si el pozo de inyección **22** estuviera situado hacia el “dedo” del pozo horizontal **16**. Además, la operación y mantenimiento del equipo de suministro de gas oxidante puede convenientemente ser transportado al lugar de tratamiento de petróleo localizado cerca al pozo **12**. Los hidrocarburos cercanos al pozo de inyección **22** son encendidos, y debido al suministro de gas oxidante **24**, un frente de combustión **26** es creado, que en el método mostrado en las Figuras 2A-2C, avanza como un frente sustancialmente lateral que se extiende (ver también la Fig. 5 en este) del “tacón” de la pata horizontal **16** hacia el “dedo” **18**. Hidrocarburos viscosos y de alta viscosidad, incluyendo betún, en la formación de hidrocarburos **10** antes del frente de

combustión que avanza **26**, debido al calor que es generado, se causa que aumente de categoría y se vuelva líquido y en el proceso se vuelve menos viscoso. Algunos hidrocarburos en la formación **10** con anterioridad al frente **26**, se gasificarán. Los hidrocarburos licuados **30** e hidrocarburos gasificados, ahora siendo móviles, fluyen hacia abajo y a la pata horizontal **16** que se vuelve porosa (i.e., tiene aperturas **60** en una parte superior de la misma) para permitir la infusión de tal hidrocarburo **30** y entonces la acumulación de tales hidrocarburos **30**.

Tal proceso continua a medida que el frente de combustión **26** progresa y de este modo “barre” de la parte “tacón” **20** al “dedo” **18** de la pata horizontal **16**.

Notablemente, antes de la generación del frente de combustión **26**, la formación de hidrocarburo **10** es inicialmente precalentada preferiblemente mediante la inyección de un medio no oxidante calentado **52** tal como vapor, que es inyectado en la pata horizontal **16** del pozo de producción **12** a través de la tubería de inyección **40**, y retiradas por vía de la tubería de producción **50** o alternativamente por vía anular **80** en la sección vertical **16** si los bloques de aislamiento **54** no están presentes. La pre-inyección de un medio caliente tiene el beneficio de calentar el pozo de producción **12** y sus componentes de producción de ese modo aumentando la volatilidad de hidrocarburos licuados **30** que fluyen a la pata horizontal **16** del pozo de producción **12**. Este procedimiento es útil en reservas de betún debido a que el petróleo frío que pueda entrar a la pata horizontal **16** sera muy viscoso y fluirá pobremente, posiblemente tapando la pata horizontal **16**. Para formaciones **10** con petroleo móvil, considerable vapor de pre-encendido no es necesario para propósitos de calentar el petroleo de tal manera que fluya, sin embargo, puede ser útil para disminuir las saturaciones de petroleo cerca del pozo de inyección de gas oxidante **22** y para elevar la temperatura del hidrocarburo para lograr el encendido del mismo. Otros métodos de encendido pueden ser usados tales como la inyección de combustibles fácilmente encendibles tales como aceite de linaza, o por inyección de gas de combustión caliente. Para reservas de

betún, vapor es también inyectado por vía del pozo de inyección **22** y puede también ser inyectado en la reserva **10** en la región entre el pozo de inyección **22** y el dedo **18** del pozo horizontal **16** para calentar el petróleo y aumentar su movilidad antes de iniciar la inyección del gas oxidante **24** en el reservorio de la formación.

Después de la iniciación de la combustión y del frente de combustión **26**, un medio no oxidante **52** en forma de vapor, un gas no oxidante tal como dióxido de carbono, o agua, es inyectado, bien continuamente o esporádicamente por vía de la tubería de inyección **50** a la pata horizontal **16**, que debido a los bloques de aislamiento **54**, puede ser presurizada. El propósito de tal medio no oxidante **52** es por un número de razones. Primero, el aumento de presión en la pata horizontal **16** reduce o evita la infusión de gas oxidante **24** a la pata horizontal **16** de la formación **10** que puede de otra forma perjudicial, en combinación con los hidrocarburos licuados y gaseosos en ello, formar una mezcla explosiva con consecuencias explosivas potenciales, o alternativamente reaccionar directamente con oxígeno para formar coque que podría sellar la pata horizontal **16** del pozo de producción **12**. La consecuencia de tener hidrocarburo (petróleo) y oxígeno conjuntamente en un hoyo de perforación es combustión y potencialmente una explosión con la obtención de altas temperaturas, quizás en exceso de 1000°C. Esto puede causar daño irreparable al hoyo de perforación, incluyendo la falla de cortinas de retención de arena (no mostradas). La presencia de oxígeno y temperaturas de hoyo de perforación de sobre 425°C debe ser evitada en operaciones de producción de petróleo seguras y continuas. Segundo, la inyección de un medio **52** puede servir para presurizar la pata horizontal **16** y ayudar en manejar hidrocarburos licuados y gaseosos **30** acumulados en la pata horizontal **16** al lado abierto **42** de la tubería de producción **40**, de ese modo ayudando a la bajada de nivel de tales líquidos **30** y produciendo tales hidrocarburos **30** del pozo de producción **12**. Tercero, el medio **52** al ser inyectado por vía de la tubería de inyección **50** puede ser calentado. Ventajosamente, significa que los medios para calentar **52** están, en este método, convenientemente capaces de estar localizados en la superficie del

pozo de producción **12** y en o cerca del camino de perforación **32**. Finalmente, donde el medio inyectado **52** es dióxido de carbono, la inyección del mismo en el pozo horizontal **16** no solo sirve como un conveniente “lavamanos” de carbón para permitir la eliminación de gases de invernadero, pero además debido a las propiedades diluyentes del dióxido de carbono en los hidrocarburos líquidos **30**, reduce la viscosidad en ese y entonces ayuda en la bajada de nivel de hidrocarburos líquidos acumulados **30** por vía de la tubería de producción **40**.

Como aparece en las Figuras 2A - 2C, durante el avance del frente de combustión **26**, coque es depositado en el reservorio **10** y sirve como combustible para el proceso de combustión *in situ*. Gases calientes de combustión **70** avanzan a la formación **10** calentando el hidrocarburo en ella y cualquier agua conjunta que este presente. Una parte de estos hidrocarburos se licua y tales hidrocarburos licuados **30** fluyen, conjuntamente con los gases de combustión, a la pata horizontal **16** a través de las perforaciones **60**, como se muestra en las Figuras 2A - 2C. Los hidrocarburos licuados **30** fluyen a lo largo y al “dedo” de la pata horizontal **16** e ingresan al lado abierto **42** del tubo de producción **40** en ella, y fluye de vuelta y después hacia arriba, a la superficie. El proceso es estable y continuo, con el frente de combustión **26** continuamente avanzando hacia el “dedo” **18** de la pata horizontal **16**.

El gas oxidante **24**, típicamente aire, oxígeno o aire enriquecido con oxígeno, es inyectado en la parte superior del reservorio **10**. El coque que fue previamente colocado consume el oxígeno de tal manera que solamente gases libres de oxígeno entren en contacto con el petróleo antes de la zona de coque en el frente de combustión **26**. Las temperaturas de combustión del gas de típicamente 600°C y tan altas como 1000°C son logradas de la alta temperatura de oxidación del combustible de coque. En la zona de petróleo móvil **80** antes al frente de combustión **26**, estos gases calientes **70** y vapor calientan el petróleo a mas de 400°C, parcialmente rompiendo el petróleo, vaporizando algunos componentes y marcadamente reduciendo la viscosidad del petróleo. Los componentes mas pesados del petróleo, tales como

asfaltenos, permanecen en la roca y constituirán el combustible coque mas tarde cuando el frente de combustión **26** llegue a tal lugar. En la zona de aceite móvil **80**, gases y petroleo drenan hacia abajo a la pata horizontal **16**, atraídos por la gravedad y algunas veces por la baja presión se hunden de la pata horizontal **16** cuando despresurizada. La zona de coque en el frente de combustión **26** y la zona de aceite móvil **80** se mueven lateralmente de la dirección del tacón **20** hacia el dedo **18** del pozo horizontal **16**. La sección zona quemada **100** detrás del frente de combustión es agotada de líquidos (petroleo y agua) y es llenada con gas oxidante **24**. La sección del pozo horizontal **16** opuesta a esta zona quemada **100** esta en peligro de recibir oxigeno o gas oxidante **24** que combustionara el petroleo presente dentro del pozo horizontal **16** creando temperaturas extremadamente altas en el hoyo de perforación que pueden dañar el revestimiento de acero y especialmente las cortinas de arena que son usadas para permitir la entrada de fluidos **30** pero que excluyen la arena. Si la cortina de arena falla, arena sin consolidar del reservorio entrara al hoyo de perforación horizontal **16** y se necesitara cerrarlo para limpiarlo y arreglarlo con tapones de cemento. Esta operación es muy difícil y peligrosa debido a que el hoyo de perforación horizontal **16** puede tener niveles explosivos de petroleo y oxigeno.

El método del presente invento contempla un numero de maneras para evitar la entrada de gas oxidante **24** de la formación a la pata horizontal. Un primer método es reducir la tasa de inyección del gas oxidante **24** para disminuir la presión en formación del reservorio **10**. Un segundo método es reducir la tasa de bajada de nivel del hidrocarburo licuado **30** por vía del tubo de producción **40** (i.e., disminuir la tasa de producción por vía del tubo de producción) para así aumentar la presión del hoyo de perforación en la pata horizontal **16**. Ambos métodos resultan en una disminución de la tasa de producción de hidrocarburos, que es económicamente perjudicial. Una alternativa y método preferido es como previamente descrito en este, específicamente, la inyección de un medio no oxidante **52** en la pata horizontal **16** a través del tubo de inyección **50**, que se cree tener poco efecto en el drenaje por gravedad de los hidrocarburos licuados al pozo horizontal **16**. En

cualquier caso, tal inyección de medio **52** puede ser hecha periódicamente y solamente por un tiempo suficiente para reducir las concentraciones de oxígeno en la pata horizontal **16** a menos de concentraciones explosivas. En una operación típica una cuerda termopar puede ser colocada a lo largo de la sección horizontal, o dentro, y la ocurrencia de temperaturas elevadas serán señal de intrusión de gas oxidante de manera que el agua del vapor puede ser adicionada por vía de la tubería **52** para reducir temperaturas del hoyo de perforación, diluir el oxígeno presente y aumentar la presión del hoyo de perforación para impedir la entrada adicional de gas oxidante.

La Figura 3 ilustra esquemáticamente una inclusión aun mas preferida del método del presente invento, teniendo componentes similares a aquellos identificados en las Figura 2A - 2C, y teniendo una metodología similar. Una vez mas, un gas oxidante es inyectado en la formación **10** por vía del pozo de inyección **22**, y un frente de combustión **26** creado que "barre" del talón **20** al dedo **18** de la pata horizontal **16**, causando que los hidrocarburos licuados **30** así como los hidrocarburos gasificados fluyan a la pata horizontal, causando que los hidrocarburos licuados **30** e hidrocarburos gasificados fluyan a la pata horizontal **16** y sean entregados a la superficie por vía del tubo de producción **40**.

Notablemente, sin embargo, la importante y sola diferencia en el método de recuperación *in situ* mostrada en la Figura 3 sobre el método previamente discutido y mostrado en las Figuras 2 A - 2C es que el pozo de inyección **22** en el método representado en la Figura 3 es formado como un pozo de entrada lateral de adentro de la sección vertical **16** del pozo de producción **12**.

Ventajosamente, usando el método representado en la figura 3, el pozo de inyección es menos costoso de perforar debido a que una parte superior de tal pozo de inyección ha sido ya perforada debido a que es común con la sección vertical **16** del pozo de producción **12**.

Por consiguiente, no solamente se logra ahorro de costos al localizar el pozo de inyección **22** en el lugar y muy cerca al pozo de producción **12** y a su equipo asociado y no se necesita crear un camino separado de perforación **32**, pero además, los costos de perforación del pozo son disminuidos al perforar el pozo de inyección **22**.

La Figura 4 representa una tercera y mas preferida inclusión del método del presente invento para adelantar recuperación de hidrocarburos *in situ*. Tal método, como la primera inclusión del método de este invento representado en las Figuras 2A - 2C, y como la segunda inclusión del invento representado en la Figura 3, incluye como componente integral del método la creación de un frente de combustión **26** que "barre" del talón **20** al "dedo" **18** de la pata horizontal **16** de ese modo causando que los hidrocarburos líquidos **30** sean acumulados en la pata horizontal **16**, y posteriormente jalados hacia abajo por el tubo de producción **40** y extraído a la superficie.

Importantemente, sin embargo, en esta tercera inclusión del método del presente invento mostrado en la Figura 4, no hay el paso de perforar un pozo de inyección **22**. En su lugar las perforaciones **110** son hechas en la sección vertical **16** del pozo de producción **12**, y el gas oxidante **24** es inyectado en tal sección vertical **16** y entonces en la formación **10**. Se evita que el gas oxidante **24** sea inyectado en la pata horizontal **16** por la presencia de bloques aislantes **54** que efectivamente separan los hidrocarburos licuados producidos en la pata horizontal **16** del gas oxidante **24** tal como oxígeno, de ese modo evitando la formación de mezclas explosivas. La tubería de inyección **50** todavía sirve, como en las inclusiones anteriores, para permitir la inyección esporádica o continua de gas no oxidante **52** a la pata horizontal **16** para evitar el gas oxidante **24** en la zona quemada **80** de la formación de impregnarse a la pata horizontal **16**.

Ventajosamente, al usar el método representado en la Figura 4, el costo de perforación un pozo de inyección **22** es totalmente eliminado. Por consiguiente, con el método representado en la Figura 4, no solamente se

realizan ahorros y se reduce el impacto ambiental al poder tener un aparato de inyección oxidante en el pozo de producción y un único camino de perforación **32** en el pozo de producción que en forma contraria al caso de los métodos del arte previo que requiere la creación de un camino separado de perforación y limpieza adicional para la creación de gas oxidante y equipo de inyección (no mostrado), pero además un ahorro sustancial de costos son logrados por la eliminación de la necesidad de perforar cualquier pozo de inyección.

La Figura 5 representa la forma en que el método de la Figura 4 (i.e., la tercera inclusión del método del presente invento) puede ser desplegado con una serie de pozos de producción **12** en una formación de hidrocarburos **10**, usando un frente de combustión **26** que avanza del "talón" al "dedo" **18**.

A pesar que la revelación describe e ilustra la inclusión preferida del método del presente invento, es entendido que el invento no está limitado a estas específicas inclusiones. Muchas variaciones y modificaciones ahora ocurrirán a aquellos diestros en el arte. Para una completa definición del invento, se hace referencia a las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para la recuperación de hidrocarburos licuados o gasificados de un reservorio subterráneo de hidrocarburos que incluye los pasos de:

- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción teniendo una pata horizontal sustancialmente posicionada relativamente bajo en dicho reservorio, dicha pata horizontal teniendo de un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo, dicha pata horizontal adaptado para permitir la entrada de hidrocarburo licuado al interior de dicha pata horizontal, dicho pozo de producción teniendo una sección vertical sustancialmente conectada a dicha pata horizontal cercana a dicha parte talón del mismo;
- (b) Proporcionar tubería de inyección en el interior de dicho pozo de producción extendiéndose dentro de dicha sección vertical y dentro, por lo menos de una parte, de dicha parte horizontal para recoger dichos hidrocarburos licuados que fluyen a dicha pata horizontal;
- (c) Inyectar un medio dentro del pozo de producción, en donde tal medio es escogido de un grupo de medios incluyendo individualmente o en combinación, un gas no oxidante, vapor, agua, o dióxido de carbono;
- (d) Proporcionar un gas oxidante a dicho reservorio subterráneo, por lo menos inicialmente en un lugar en, o cercano, a dicha sección vertical de dicho pozo de producción;
- (e) Encender el hidrocarburo en dicho reservorio de hidrocarburo cerca a dicha sección vertical de dicho pozo de producción, de

ST

tal manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicho reservorio de hidrocarburo cerca a dicha sección vertical y de ese modo crear un frente de combustión que avance exteriormente y lejos de dicho pozo de inyección por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte de dicho mismo;

- (f) Causar que el hidrocarburo licuado caliente de dicho reservorio drene de las partes superiores del mismo y se acumule en dicha pata horizontal; y
 - g) Extraer del pozo de producción, por vía de dicha tubería de producción, dicho hidrocarburo que ha fluido a dicha pata horizontal.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde dicho paso de proporcionar dicho gas oxidante es logrado proporcionando dicho gas oxidante a dicha formación de hidrocarburo por vía de perforaciones en un pozo de inyección.
 3. El proceso de la reivindicación 2, donde dicha sección vertical de dicho pozo de producción y dicho pozo de inyección son una y la misma.
 4. El proceso de la reivindicación 1 en donde el pozo de inyección es un camino lateral de re-entrada de la sección vertical del pozo de producción, y se extiende a la región superior del reservorio.
 5. El proceso de la reivindicación 1 donde el suministro de gas oxidante es logrado perforando un pozo de inyección cerca a dicha sección vertical de dicho pozo de producción, y dicho pozo de inyección es vertical, inclinado, u horizontal.
 6. El proceso de la reivindicación 1 donde dicha sección vertical de dicho pozo de producción es perforada en una parte superior del mismo, y tal paso

de proporcionar un gas oxidante es logrado, por lo menos en parte, proporcionando dicho gas oxidante por vía de dicha sección vertical de dicho pozo de producción.

7. El proceso de la reivindicación 1 además incluyendo los pasos de:
 - (a) Proporcionar tubería de inyección en dicho pozo de producción, dicha tubería de inyección extendiéndose hacia abajo en dicha sección vertical para aproximarse dicha parte talón de dicha pata horizontal, y
 - (b) Dicho paso de inyectar dicho medio en dicho pozo de producción siendo adelantado mediante la inyección de dicho medio por vía de dicha tubería de inyección.
8. El proceso de la reivindicación 7 donde un lado abierto del tubo de producción es situado en cercanías de la parte dedo de la pata horizontal.
9. El proceso de la reivindicación 1 donde tal medio además incluye un diluyente de hidrocarburo condensado.
10. El proceso de las reivindicaciones 1, 7, u 8 donde dicho medio es inyectado continuamente o periódicamente en dicho pozo de producción para mantener una presión positiva dentro de la pata horizontal y de ese modo ayudar a evitar el ingreso de dicho gas oxidante del reservorio a la pata horizontal del pozo de producción.
11. El proceso de las reivindicaciones 1-8 donde un catalizador es colocado en, o alrededor, de la pata horizontal del pozo de producción.
12. El proceso de las reivindicaciones 1-8 donde el gas oxidante es una mezcla de oxígeno y dióxido de carbono.

13. Un proceso para la recuperación de hidrocarburo licuado o gasificado de un reservorio subterráneo de hidrocarburos incluyendo los pasos de:

- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción teniendo una pata horizontal sustancialmente posicionada relativamente bajo en dicho reservorio, dicha pata horizontal teniendo de un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo, dicha pata horizontal adaptado para permitir la entrada de hidrocarburo licuado al interior de dicha pata horizontal, dicho pozo de producción teniendo una sección vertical sustancialmente conectada a dicha pata horizontal cercana a dicha parte talón del mismo;
- (b) Proporcionar tubería de inyección en dicho pozo de producción, extendiéndose de la superficie de dicho pozo de producción por lo menos hasta dicha parte talón de dicho pozo de producción para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha pata horizontal;
- (c) Proporcionar tubería de inyección dentro de dicho pozo de producción, dicha tubería de inyección extendiéndose hacia abajo en dicha sección vertical a una posición extendiéndose por lo menos a dicha parte talón de dicha pata horizontal;
- (d) Inyectar un medio en la pata horizontal, donde tal medio es escogido del grupo de medios incluyendo individualmente o en combinación, un gas no oxidante, vapor, agua, o dióxido de carbono;
- (e) Proporcionar perforaciones en dicha sección vertical de dicho pozo de producción en una posición sobre dicha parte talón;
- (f) Proporcionar un gas oxidante a dicha sección vertical y entonces

61

a una parte de dicho reservorio de hidrocarburos por vía de dichas perforaciones en dicha sección vertical;

- (g) Encender dicho hidrocarburo en dicho reservorio de hidrocarburo cerca a dicha sección vertical, de tal manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo in dicho reservorio de hidrocarburo y de ese modo crear un frente de combustión que avance exteriormente y lejos de dicha sección vertical por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte dedo del mismo;
 - (h) Causar que el hidrocarburo licuado calentado de dicho reservorio drene de las regiones superiores del mismo y se acumule en dicha pata horizontal; y
 - (i) Extraer de dicho pozo de producción, a través de dicha tubería de producción, dichos hidrocarburos que han fluido a dicha pata horizontal.
14. El proceso de la reivindicación 12 donde un lado abierto de la tubería de producción esta situado cerca a la parte dedo de la pata horizontal.
15. El proceso de las reivindicaciones 13 o 14 donde vapor o agua es inyectado continuamente o periódicamente en dicha tubería de inyección para mantener una presión positiva en la pata horizontal y entonces ayudar en evitar el ingreso de dicho gas oxidante del reservorio a la pata horizontal del pozo de producción.
16. Un proceso para la recuperación de hidrocarburo licuado o gasificado de una formación subterránea de hidrocarburos incluyendo los pasos de:
- (a) Proporcionar por lo menos un pozo de producción teniendo una pata horizontal sustancialmente posicionada relativamente bajo

en dicha formación, dicha pata horizontal teniendo de un lado de la misma una parte talón y en el lado opuesto de la misma una parte dedo, situada en la formación un poco mas baja en elevación que dicha parte talón, dicha pata horizontal adaptada para permitir el flujo de hidrocarburo liquido al interior de dicha pata horizontal, dicho pozo de producción teniendo una sección vertical sustancialmente conectada a dicha pata horizontal cercana a dicha parte talón del mismo;

- (b) Proporcionar tubería de producción dentro de dicho pozo de producción extendiéndose hacia abajo dentro de dicha sección vertical y a lo largo de dicha pata horizontal a dicha parte dedo, para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha pata horizontal;
- (c) Proporcionar tubería de inyección en dicho pozo de producción, dicha tubería de inyección extendiéndose hacia abajo en dicha sección vertical a dicha parte talón;
- (d) Inyectar un medio en dicho pozo de producción por vía de dicha tubería de inyección donde dicho medio es escogido de un grupo de medios incluyendo individualmente o en combinación, un gas no oxidante, vapor, agua, o dióxido de carbono;
- (e) Proporcionar un pozo de inyección como camino lateral de re-entrada de dicha sección vertical de dicho pozo de producción, cuya inyección bien se extiende a la formación de hidrocarburos.
- (f) Proporcionar un gas oxidante a una parte de dicha formación de hidrocarburo por vía de dicho pozo de inyección;
- (g) Encender dicho hidrocarburo en dicha formación de

hidrocarburo cerca a dicha sección vertical, de tal manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicha formación de hidrocarburo y de ese modo crear un frente de combustión que avance exteriormente y lejos de dicha sección vertical por lo menos en dirección a lo largo de dicha pata horizontal y hacia dicha parte deda del mismo;

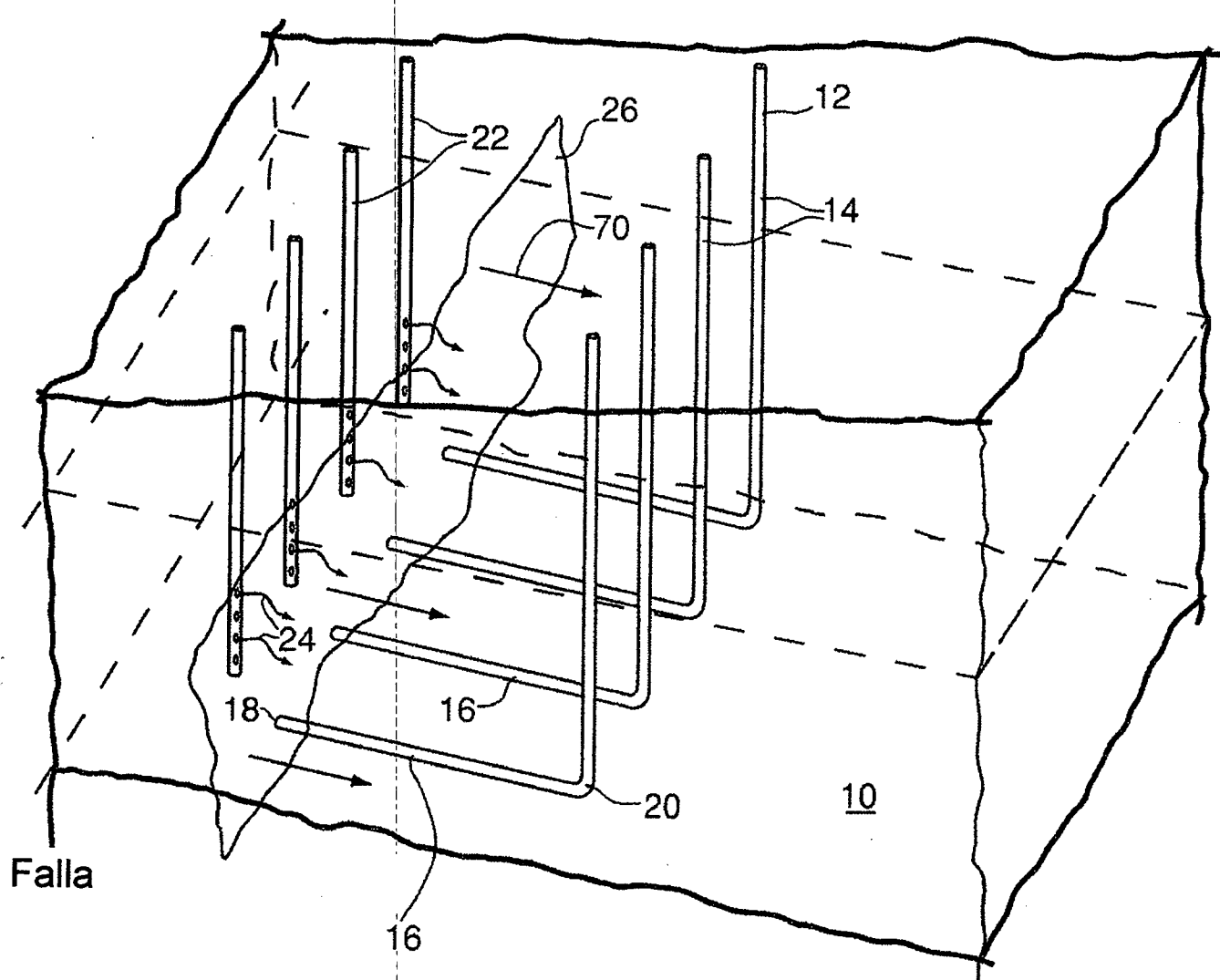
- (h) Extraer de dicho pozo de producción, por vía de dicha tubería de producción, el hidrocarburo que ha fluido a dicha pata horizontal.

17. El proceso de la reivindicación 16 donde se inyecta vapor o agua continuamente o periódicamente al pozo de producción para mantener una presión positiva sustancialmente en la pata horizontal del mismo y de ese modo ayudar a evitar el ingreso de dicho gas oxidante de la formación a la pata horizontal del pozo de producción.

ABSTRACTO

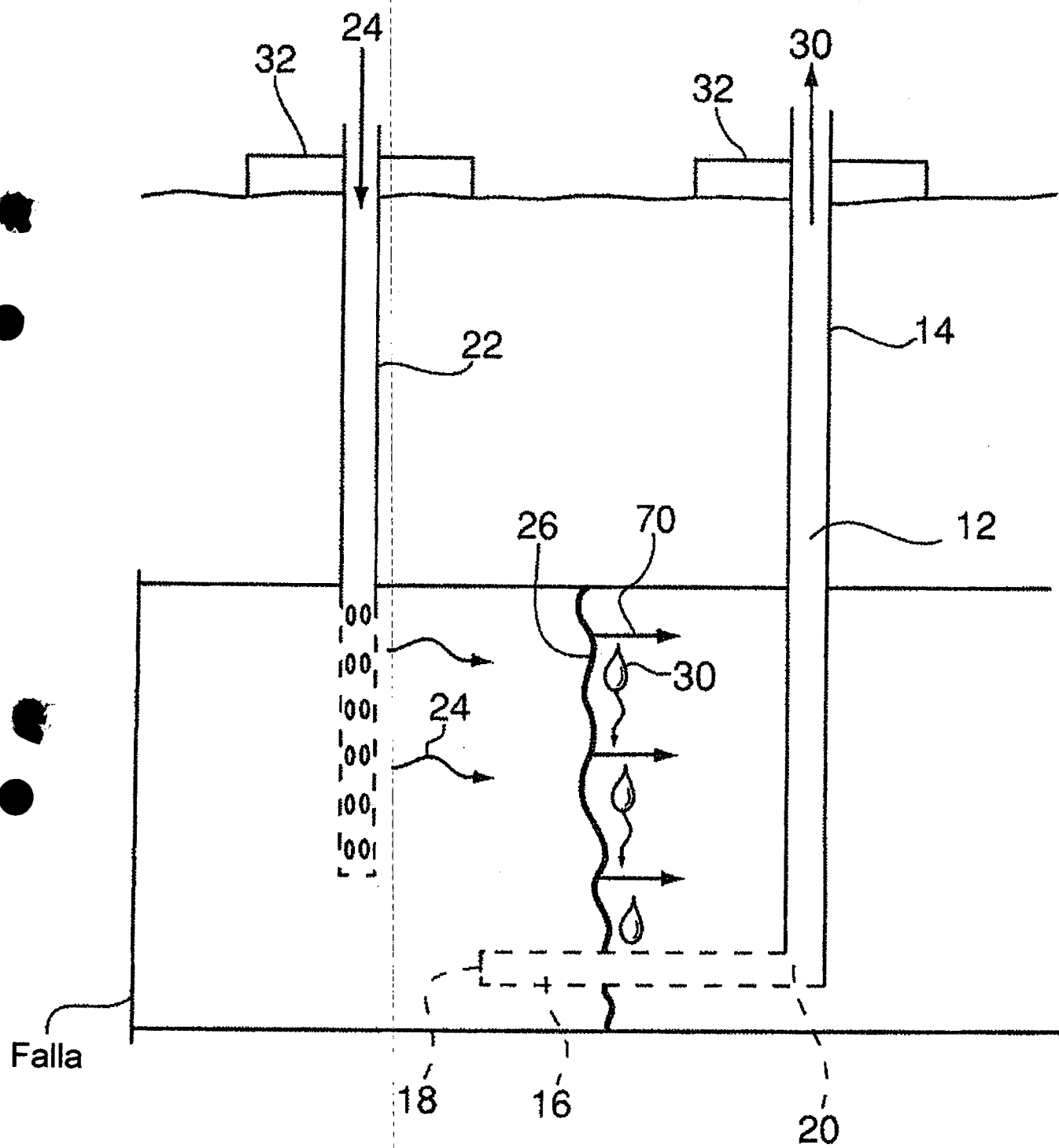
Un método modificado de recuperación *in situ* de hidrocarburos de una formación subterránea que contiene hidrocarburo. Un pozo de producción en forma de "L", que tiene una sección vertical superior, y una pata inferior horizontalmente extendida que esta posicionada baja en la formación de hidrocarburo, es proporcionada. La pata horizontal se conecta a la sección vertical del pozo de producción en una parte talón y tiene una parte dedo al final opuesto de la misma. Un gas oxidante es inyectado en la formación próxima a la sección vertical del pozo de producción. Un frente vertical de combustión es creado que se causa que barra hacia el exterior de este y lateralmente dentro de la formación sobre la pata horizontal, del talón al dedo de la pata horizontal, causando que los hidrocarburos en la formación sobre la pata horizontal sean mejorados de categoría y licuados, y posteriormente drenados hacia abajo hacia la pata horizontal que es permeable, donde tales hidrocarburos licuados son extraídos a la superficie por vía de un tubo de producción. Un gas no-oxidante es inyectado en la parte del talón de la pata horizontal por vía de un tubo de inyección contenido entre la sección vertical del pozo de producción. Los beneficios del método modificado del recuperación *in situ* incluyen una disminución de costos y un menor impacto del medio ambiente.

Fig.1A (Arte Previo)



26

Fig.1B (Arte Previo)



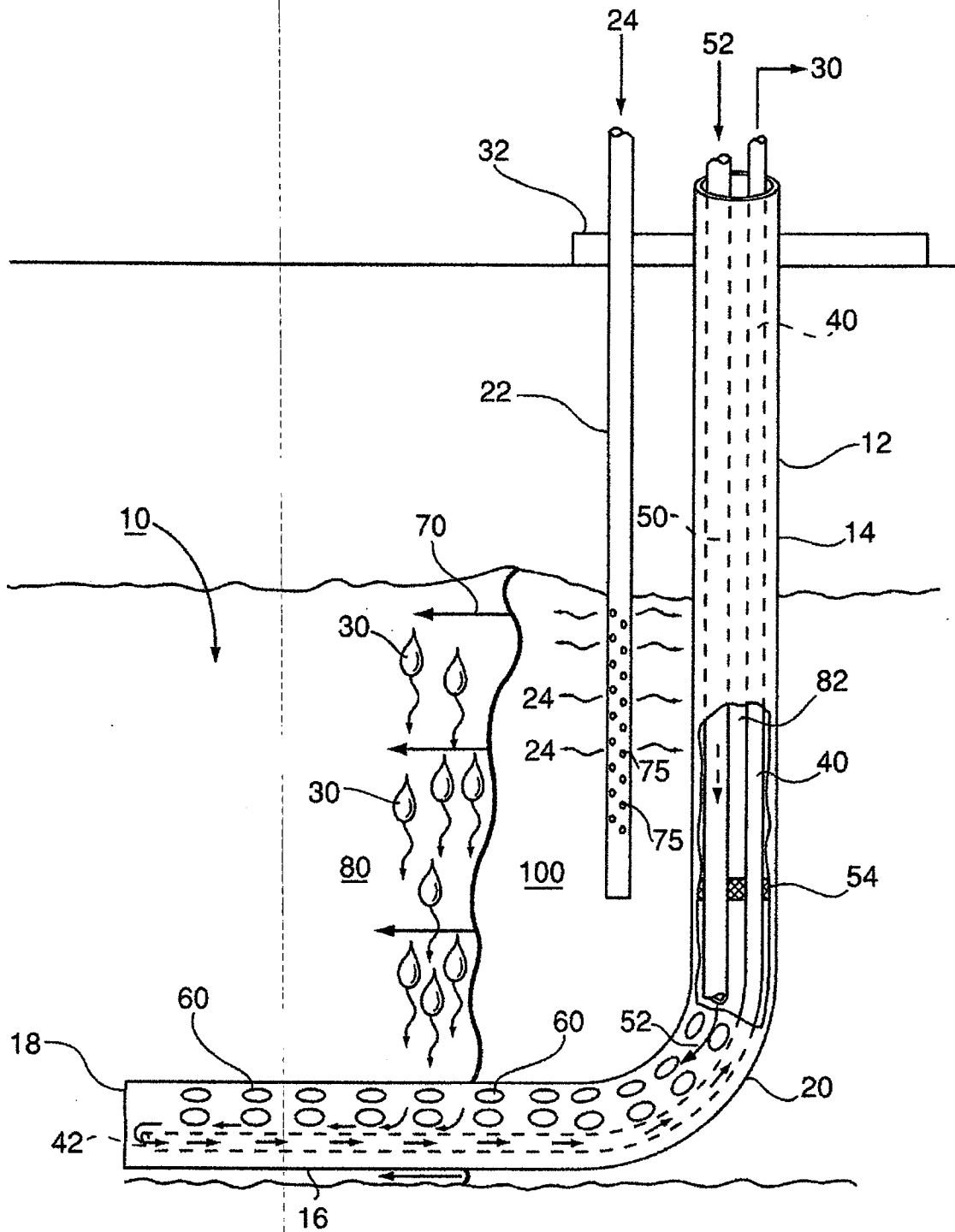


Fig.2C

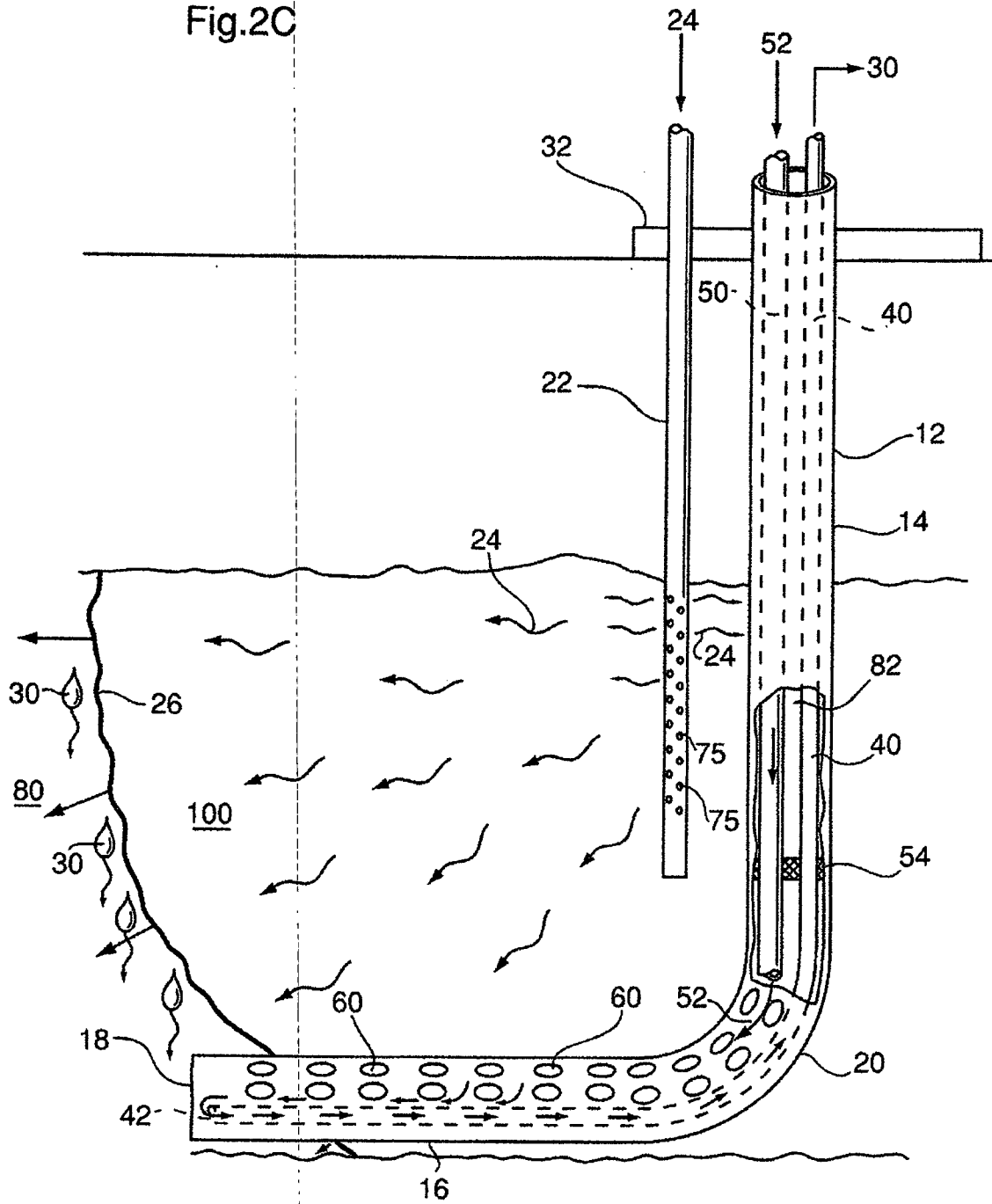


Fig.4

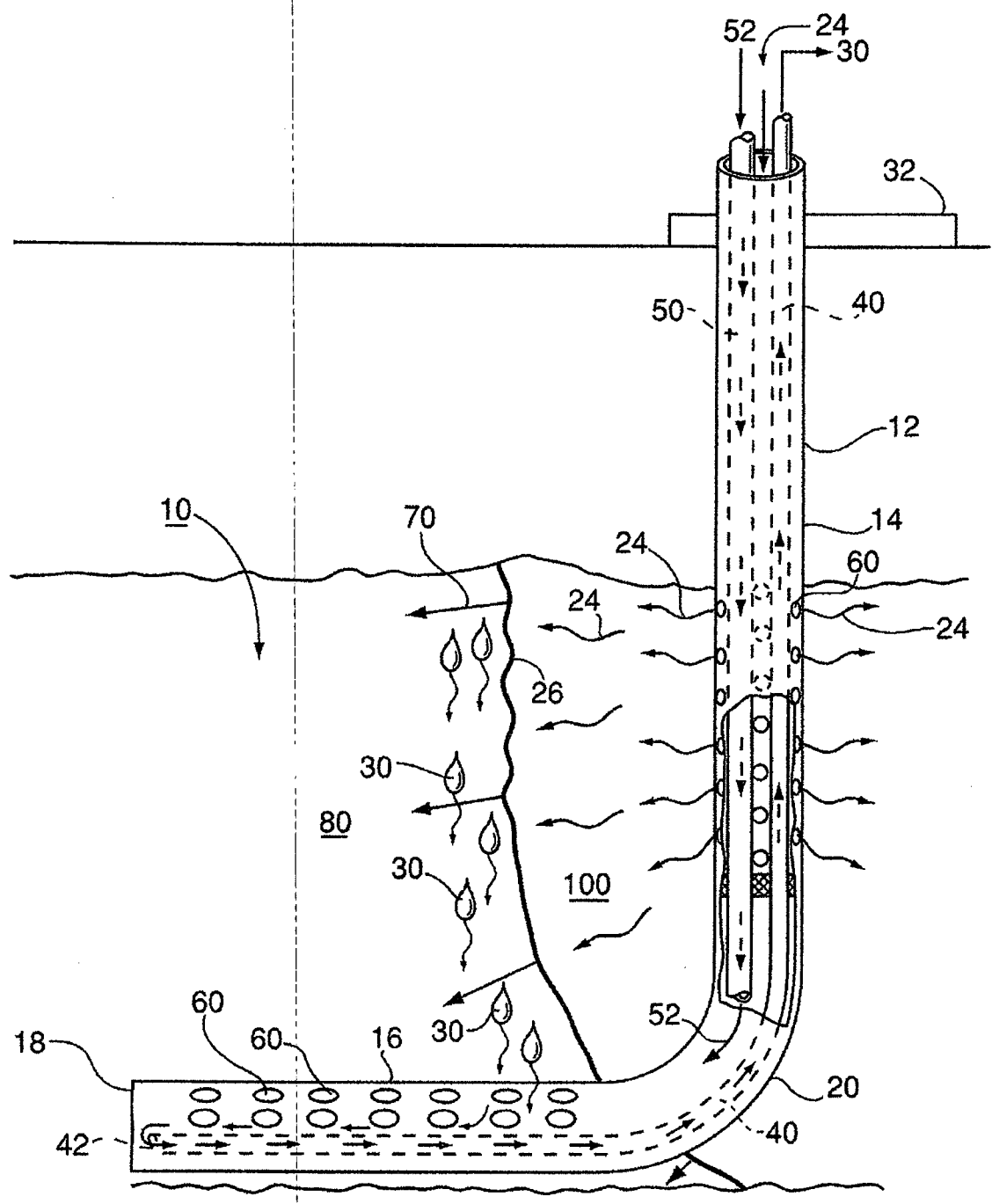
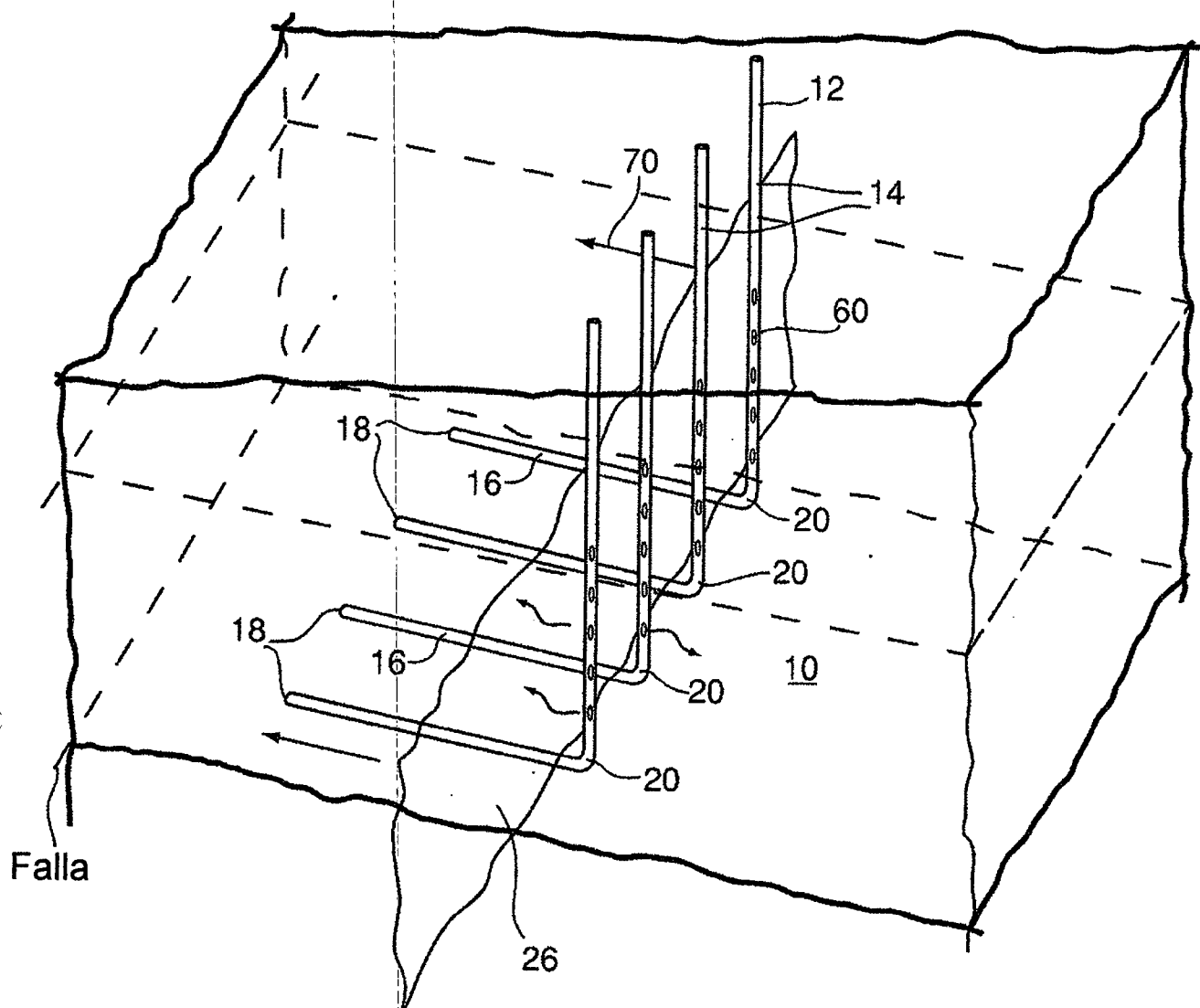


Fig.5



273

PATENT COOPERATION TREATY

DOCKETED

From the RECEIVING OFFICE

To: The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211, Geneva 20 Switzerland		PCT NOTIFICATION OF DATE OF RECEIPT OF PRIORITY DOCUMENT OR OF PRIORITY APPLICATION NUMBER (PCT Administrative Instructions, Section 323(a), (b) and (c))	
Applicant's or agent's file reference A8115286WO		Date of mailing <i>(day/month/year)</i> 20 April 2009 (20-04-2009)	
International application No. PCT/CA2009/000066		International filing date <i>(day/month/year)</i> 23 January 2009 (23-01-2009)	
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL			
1. ☒ This receiving Office hereby gives notice of the receipt of the priority document(s) identified below on: 06 April 2009 (06-04-2009)			
2. ☐ This receiving Office hereby gives notice of the receipt of a request (made under Rule 17.1(b)) to prepare and transmit to the International Bureau the priority document(s) identified below on:			
Identification of the priority document(s):			
Priority date	Priority application No.	Country or regional Office or PCT receiving Office	
13 January 2008 (13-01-2008)	2,621,013	CA	
13 January 2008 (13-01-2008)	12/068,881	US	
Name and mailing address of the Receiving Office/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage 1, C114 - 1st Floor, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-819-953-2476		Authorized Officer Jean-Luc Robert 819- 953-0756	

76

PATENT COOPERATION TREATY
PCT
INTERNATIONAL SEARCH REPORT
(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference A8115286WO	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below	
International application No. PCT/CA2009/000066	International filing date (<i>day/month/year</i>) 23 January 2009 (23-01-2009)	(Earliest) Priority date (<i>day/month/year</i>) 13 January 2008 (13-01-2008)
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL		
This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau. This international search report consists of a total of <u>3</u> sheets. ☒ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.		
1. Basis of the report a. With regard to the language, the international search was carried out on the basis of: ☒ the international application in the language in which it was filed ☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)) b. ☐ This international search report has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6bis(a)). c. ☐ With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, see Box No. I 2. ☐ Certain claims were found unsearchable (see Box No. II) 3. ☐ Unity of invention is lacking (see Box No. III) 4. With regard to the title, ☒ the text is approved as submitted by the applicant ☐ the text has been established by this Authority to read as follows : 5. With regard to the abstract, ☒ the text is approved as submitted by the applicant ☐ the text has been established, according to Rule 38.2, by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority 6. With regard to the drawings, a. the figure of the drawings to be published with the abstract is Figure No. <u>4</u> ☒ as suggested by the applicant ☐ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure ☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract		

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2009/000066

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC: E21B 43/243 (2006.01) According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) IPC (2006.01): E21B 43/16, 43/24, 43/243 USPC: 166/256, 166/257, 166/261 Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched Electronic database(s) consulted during the international search (name of database(s) and, where practicable, search terms used) Questel Orbit QWeb Pluspat, Delphion, CPD; keywords: in situ combustion, injection, oxide, toe, heel, thai, capri.		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 5626191 A1 (GREAVES, M. et al.) 6 May 1997 (06-05-1997) *cited by the applicant* *whole document*	1-17
A	WO 2005121504 A1 (AYASSE, C.) 22 December 2005 (22-12-2005) *cited by the applicant* *whole document*	1-17
A	WO 2007033462 A1 (TURTA, A. et al.) 29 March 2007 (29-03-2007) *whole document*	1-17
A	US 5626193 A (NZEKWU, B. I. et al) 6 May 1997 (06-05-1997) *whole document*	1-17
☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.		
* Special categories of cited documents : "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 22 April 2009 (22-04-2009)		Date of mailing of the international search report 12 May 2009 (12-05-2009)
Name and mailing address of the ISA/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-819-953-2476		Authorized officer Christian Opris 819- 934-4264

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2009/000066

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US 5626191A	06-05-1997	CA 2176639A1 CA 2176639C	24-12-1996 08-08-2000
WO 2005121504A1	22-12-2005	AR 050826A1 AU 2005252272A1 BR PI0511304A CA 2569676A1 CA 2579854A1 CN 1993534A EC SP067085A EC SP088779A GB 0624477D0 GB 0817717D0 GB 2430954A GB 2430954B GB 2450442A KR 20070043939A MX PA06014207A NO 20084085A US 7493952B2 US 7493953B2 US 2006207762A1 US 2008066907A1 US 2008169096A1 WO 2007095763A1	29-11-2006 22-12-2005 04-12-2007 22-12-2005 27-08-2007 04-07-2007 28-02-2007 27-11-2008 17-01-2007 05-11-2008 11-04-2007 30-04-2008 24-12-2008 26-04-2007 04-05-2007 27-11-2008 24-02-2009 24-02-2009 21-09-2006 20-03-2008 17-07-2008 30-08-2007
WO 2007033462A1	29-03-2007	CA 2620344A1 US 7328743B2 US 2007068674A1	29-03-2007 12-02-2008 29-03-2007
US 5626193A	06-05-1997	AU 5265196A CA 2162741A1 CA 2162741C WO 9632566A1	30-10-1996 12-10-1996 20-12-2005 17-10-1996

77

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To: GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP Suite 1400 700 - 2nd Street, S.W. CALGARY, Alberta Canada, T2P 4V5		PCT WRITTEN OPINION OF THE INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY (PCT Rule 43bis.1)																	
		Date of mailing (day/month/year) 12 May 2009 (12-05-2009)																	
Applicant's or agent's file reference A8115286WO		FOR FURTHER ACTION See paragraph 2 below.																	
International application No. PCT/CA2009/000066	International filing date (day/month/year) 23 January 2009 (23-01-2009)	Priority date (day/month/year) 13 January 2008 (13-01-2008)																	
International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC IPC: E21B 43/243 (2006.01)																			
Applicant ARCHON TECHNOLOGIES LTD. ET AL																			
1. This opinion contains indications relating to the following items : <table border="0"> <tr> <td>☒ Box No. I</td> <td>Basis of the opinion</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. II</td> <td>Priority</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. III</td> <td>Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. IV</td> <td>Lack of unity of invention</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. V</td> <td>Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. VI</td> <td>Certain documents cited</td> </tr> <tr> <td>☐ Box No. VII</td> <td>Certain defects in the international application</td> </tr> <tr> <td>☒ Box No. VIII</td> <td>Certain observations on the international application</td> </tr> </table> 2. FURTHER ACTION If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered. If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later. For further options, see Form PCT/ISA/220. 3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.				☒ Box No. I	Basis of the opinion	☐ Box No. II	Priority	☐ Box No. III	Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability	☐ Box No. IV	Lack of unity of invention	☒ Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement	☐ Box No. VI	Certain documents cited	☐ Box No. VII	Certain defects in the international application	☒ Box No. VIII	Certain observations on the international application
☒ Box No. I	Basis of the opinion																		
☐ Box No. II	Priority																		
☐ Box No. III	Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability																		
☐ Box No. IV	Lack of unity of invention																		
☒ Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement																		
☐ Box No. VI	Certain documents cited																		
☐ Box No. VII	Certain defects in the international application																		
☒ Box No. VIII	Certain observations on the international application																		
Name and mailing address of the ISA/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Facsimile No.: 001-819-953-2476		Date of completion of this opinion 23 April 2009 (23-04-2009)	Authorized officer Christian Opris 819- 934-4264																

78

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2009/000066

Box No. I	Basis of this opinion
1.	With regard to the language, this opinion has been established on the basis of: ☒ the international application in the language in which it was filed ☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).
2.	☐ This opinion has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43bis.1(a))
3.	With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application and necessary to the claimed invention, this opinion has been established on the basis of: a. type of material ☐ a sequence listing ☐ table(s) related to the sequence listing b. format of material ☐ on paper ☐ in electronic form c. time of filing/furnishing ☐ contained in the international application as filed. ☐ filed together with the international application in electronic form ☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search.
4.	☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table(s) relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
5.	Additional comments :

79

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2009/000066

Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
1. Statement	
Novelty (N)	Claims <u>1-17</u> YES Claims <u>NONE</u> NO
Inventive step (IS)	Claims <u>1-17</u> YES Claims <u>NONE</u> NO
Industrial applicability (IA)	Claims <u>1-17</u> YES Claims <u>NONE</u> NO
2. Citations and explanations :	
	D1: US 5626191 A1 (GREAVES, M. et al.) 6 May 1997 (06-05-1997) D2: WO 2005121504 A1 (AYASSE, C.) 22 December 2005 (22-12-2005) D3: WO 2007033462 A1 (TURTA, A. et al.) 29 March 2007 (29-03-2007) D4: US 5626193 A (NZEKWU, B. I. et al) 6 May 1997 (06-05-1997)
	Novelty (N) and Inventive Step (IS) D1 to D4 are documents which represent the state of the art. D1 discloses a toe-to heel air injection process where a combustion front moves from the toe of the horizontal production well to the heel. Water and air are injected at the toe portion. D2 discloses a process similar to that of D1, the difference being an injection tube inside the vertical section of the production well, extending to the toe portion to inject a non-oxidizing medium into the toe region. D3 discloses a modified toe to heel waterflooding process using a conventional toe to heel waterflooding plus an added chemical blocking agent at the watered out producing toe portion. D4 discloses a gravity drainage assisted steam flooding process where steam is injected through a tubing to exit at the toe. Steam propagates from toe to heel. The application's inventive feature consists in injecting an oxidizing gas in or near the vertical portion of a well, creating a combustion front that moves from the heel to the toe of the well, as opposed to movement from the toe to the heel. Such a process is not disclosed in the prior art, and therefore claims 1-17 are novel and inventive, in accordance with PCT Articles 33(2) and 33(3).
	Industrial Applicability (IA) Claims 1-17 define subject matter that has industrial applications, and therefore are in agreement with PCT Article 33(4).

80

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/CA2009/000066

Box No. VIII Certain observations on the international application

The following observations on the clarity of the claims, description, and drawings or on the question whether the claims are fully supported by the description, are made :

An antecedent basis is missing for the term "said injection well" of claim 1, which is contrary to the clarity requirement expressed in PCT Article 6.

Claim 5 is missing the number of the claim upon which it depends, contrary to the specifications of PCT Rule 6.4 (a).

81

File Copy
PATENT COOPERATION TREATY

PCT/CA2009/000066

ADVANCE E-MAIL

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT

NOTIFICATION CONCERNING
SUBMISSION OR TRANSMITTAL
OF PRIORITY DOCUMENT

(PCT Administrative Instructions, Section 411)

To:

GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP
700-2nd Street, S.W.
Suite 1400
Scotia Centre
Calgary, Alberta T2P 4V5
CANADA

Date of mailing (day/month/year) 28 April 2009 (28.04.2009)		
Applicant's or agent's file reference A8115286WO		IMPORTANT NOTIFICATION
International application No. PCT/CA2009/000066		International filing date (day/month/year) 23 January 2009 (23.01.2009)
International publication date (day/month/year) Not yet published		Priority date (day/month/year) 13 February 2008 (13.02.2008)
Applicant	ARCHON TECHNOLOGIES LTD.	

- By means of this Form, which replaces any previously issued notification concerning submission or transmittal of priority documents, the applicant is hereby notified of the date of receipt by the International Bureau of the priority document(s) relating to all earlier application(s) whose priority is claimed. Unless otherwise indicated by the letters "NR", in the right-hand column or by an asterisk appearing next to a date of receipt, the priority document concerned was submitted or transmitted to the International Bureau in compliance with Rule 17.1(a) or (b).
- (If applicable) The letters "NR" appearing in the right-hand column denote a priority document which, on the date of mailing of this Form, had not yet been received by the International Bureau under Rule 17.1(a) or (b). Where, under Rule 17.1(a), the priority document must be submitted by the applicant to the receiving Office or the International Bureau, but the applicant fails to submit the priority document within the applicable time limit under that Rule, the attention of the applicant is directed to Rule 17.1(c) which provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.
- (If applicable) An asterisk (*) appearing next to a date of receipt, in the right-hand column, denotes a priority document submitted or transmitted to the International Bureau but not in compliance with Rule 17.1(a) or (b) (the priority document was received after the time limit prescribed in Rule 17.1(a) or the request to prepare and transmit the priority document was submitted to the receiving Office after the applicable time limit under Rule 17.1(b)). Even though the priority document was not furnished in compliance with Rule 17.1(a) or (b), the International Bureau will nevertheless transmit a copy of the document to the designated Offices, for their consideration. In case such a copy is not accepted by the designated Office as the priority document, Rule 17.1(c) provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.

Priority date	Priority application No.	Country or regional Office or PCT receiving Office	Date of receipt of priority document
13 February 2008 (13.02.2008)	2,621,013	CA	22 April 2009 (22.04.2009)
13 February 2008 (13.02.2008)	12/068,881	US	22 April 2009 (22.04.2009)

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland	Authorized officer Athina Nickitas-Etienne e-mail PT04.PCT@WIPO.INT Telephone No. +41 22 338 74 04
---	---

Facsimile No. +41 22 338 82 70

Form PCT/IB/304 (October 2005)

1/D1FIWAJU0

82

File Copy
PATENT COOPERATION TREATY

PCT/CA2009/000066

ADVANCE E-MAIL

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT

NOTIFICATION OF RECEIPT OF
RECORD COPY

(PCT Rule 24.2(a))

To:

GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP
700-2nd Street, S.W.
Suite 1400
Scotia Centre
Calgary, Alberta T2P 4V5
CANADA

Date of mailing (day/month/year) 27 February 2009 (27.02.2009)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference A8115286WO	International application No. PCT/CA2009/000066

The applicant is hereby notified that the International Bureau has received the record copy of the international application as detailed below.

Name(s) of the applicant(s) and State(s) for which they are applicants:

ARCHON TECHNOLOGIES LTD. (all designated States)

International filing date: 23 January 2009 (23.01.2009)

Priority date(s) claimed: 13 February 2008 (13.02.2008)

13 February 2008 (13.02.2008)

Date of receipt of the record copy by the International Bureau: 08 February 2009 (08.02.2009)

List of designated Offices:

AP: BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW

EA: AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM

EP: AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR

OA: BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG

National: AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW

ATTENTION: The applicant should carefully check the data appearing in this notification. In case of any discrepancy between these data and the indications in the international application, the applicant should immediately inform the International Bureau. **In addition, the applicant's attention is drawn to the information contained in the Annex, relating to:**

- time limits for entry into the national phase - see updated important information (as of April 2002)
- requirements regarding priority documents (if applicable)

A copy of this notification is being sent to the receiving Office and to the International Searching Authority.

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland	Authorized officer Vigne Frederic e-mail pt04.pct@wipo.int Telephone No. +41 22 338 74 04
Facsimile No. +41 22 338 89 95	

83

ASSIGNMENT

WHEREAS the following persons, namely: **AYASSE, Conrad; WU, Xinjie (Jessica); and BLOOMER, Chris**, whose full mailing addresses are: c/o Archon Technologies Ltd, Suite 2600, 240 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 4H4, Canada; 5735 Dalhousie Drive NW, Calgary, Alberta, T3A 1T2, Canada; and c/o Archon Technologies Ltd, Suite 2600, 240 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 4H4, Canada, respectively,

(hereinafter "**AYASSE, Conrad; WU, Xinjie (Jessica); and BLOOMER, Chris**" or "the said inventors ")

has invented and are inventors of a "**A MODIFIED PROCESS FOR HYDROCARBON RECOVERY USING IN SITU COMBUSTION**", which is more fully described and which is the subject of Canadian Patent Application 2,621,013 filed February 13, 2008 and United States Patent Application 12/068,881 filed February 13, 2008. (hereinafter "the Invention"); and

WHEREAS the said inventors are agreeable to assign all legal right, title and interest in and to the said Invention which they may be possessed of to:

ARCHON TECHNOLOGIES LTD., whose full mailing address is Suite 2600, 240 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 4H4, Canada

NOW THEREFORE, in consideration of \$1.00 paid by **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.** to **AYASSE, Conrad; WU, Xinjie (Jessica); and BLOOMER, Chris**, the receipt of which is hereby expressly acknowledged by them, and in consideration of further other good and valuable consideration, the receipt of which is likewise hereby acknowledged by them, hereby assigns all of their rights, title and interest that they may have in Canada, the United States, and throughout the world in the Invention, to **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**, including and without limiting the foregoing all rights, title and interest in and to all improvements, modifications, revisions and additions that either of them may make to the Invention, and any additional patent applications that may be filed and may issue therefor throughout the world, as well as in any and all re-issue, continuation, continuation-in-part or divisional patent applications that may be filed or may issue therefor.

The said inventors **AYASSE, Conrad; WU, Xinjie (Jessica); and BLOOMER, Chris** do further agree to sign and do all things that may be reasonably necessary or required of them to

Handwritten signature

86

allow ARCHON TECHNOLOGIES LTD. to obtain registration as owner of such patent rights in the Invention throughout the world, including signing from time to time additional declaratory documents confirming the intention and purport of this Assignment document.

SIGNED at Calgary, this 18th day of MARCH, 2009.

[Signature]
Signature of Witness

Name Andrea Hatzinikolas
(Please Print)

[Signature]
AYASSE, Conrad

SIGNED at Calgary, Alberta, this 26th day of March, 2009.

[Signature]
Signature of Witness

Name XIAOHONG ZHANG
(Please Print)

[Signature]
WU, Xinfie (Jessica)

SIGNED at Calgary, Alberta, this 18 day of March, 2009.

[Signature]
Signature of Witness

Name Andrea Hatzinikolas
(Please Print)

[Signature]
BLOOMER, Chris

Assignment Accepted By
ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

by: [Signature]
Name CHRIS BLOOMER
(Please Print)

Title: PRESIDENT

[Signature]

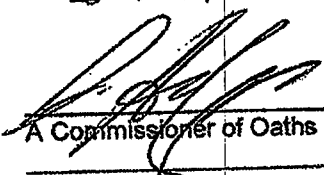
85

AFFIDAVIT OF EXECUTION

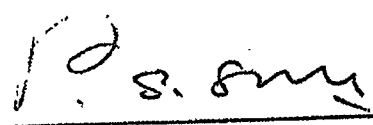
Andrea
1. Hatzinikolas of the City of Calgary, Province of Alberta MAKE OATH AND STATE:

1. I was personally present, and did see AYASSE, Conrad who is personally known to me and who confirmed to me he was the said AYASSE, Conrad referred to in the Assignment to which this Affidavit is attached, sign the aforementioned Assignment document on the respective date above-mentioned.
2. AYASSE, Conrad confirmed to me at the time of his signing the aforesaid Assignment that he was signing such Assignment document of his own free will in absence of any duress or compulsion.

SWORN before me in the City
Of Calgary, Province of Alberta,
this 10 day of March, 2009


A Commissioner of Oaths in and for

Andrea M. Hatzinikolas
Barrister and Solicitor


Signature of Witness

86

AFFIDAVIT OF EXECUTION

Physiology of the Litigation Support Clerk MAKE OATH AND STATE:

- 1. I was personally present, and did see WU, Xinjie (Jessica) who is personally known to me and who confirmed to me she was the said WU, Xinjie (Jessica) referred to in the Assignment to which this Affidavit is attached, sign the aforementioned Assignment document on the respective date above-mentioned.
- 2. WU, Xinjie (Jessica) confirmed to me at the time of her signing the aforesaid Assignment that she was signing such Assignment document of her own free will in absence of any duress or compulsion.

SWORN before me in the City
Of CALGARY Province of ALBERTA
this 29 day of JANUARY, 2009)

Michael R. Whitt
A Notary Public in and
for the Province of Alberta
MICHAEL R. WHITT
A Commissioner of Oaths in and for)

Physiology
Signature of Witness

MY COMMISSION EXPIRES
AT THE PLEASURE OF THE
LT. GOVERNOR OF ALBERTA

of Alberta.

AFFIDAVIT OF EXECUTION

I, Andrea H. Pinitols of the City of Calgary, Province **MAKE OATH AND STATE:**

1. I was personally present, and did see **BLOOMER, Chris** who is personally known to me and who confirmed to me he was the said **BLOOMER, Chris** referred to in the Assignment to which this Affidavit is attached, sign the aforementioned Assignment document on the respective date above-mentioned.
2. **BLOOMER, Chris** confirmed to me at the time of his signing the aforesaid Assignment that he was signing such Assignment document of his own free will in absence of any duress or compulsion.

SWORN before me in the City)
 Of Calgary, Province of Alberta)
 this 18 day of March, 2000)

[Signature]
 A Commissioner of Oaths in and for)

[Signature]
 Signature of Witness

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) N° de solicitud:		(51) Int Cl: E21B 43/243	
22) Fecha de solicitud:		(71) Solicitante(s) Archon Technologies Ltd.	
(30) Prioridad	(31) No. Priodidad	32) Fecha	(33) País
	2,621,013	13/02/08	CA
		(72) Inventor(es) AYASSEConrad; WU Xinjie; BLOOMER Chris	
		(74) Apoderado: Camilo Alvarez	
(85) Fecha limite inicio fase nacional:		(87) Publicación internacional	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: Fecha (dd/mm/aa)	
Fecha de presentación de la solicitud: Fecha		N° publicación: WO	
No. de solicitud PCT/		01/23/09	
PCT/CA2009/000066			
(54) Titulo: Un Proceso Modificado para la Recuperacion de Hidrocarburo Utilizando Combustion In Situ			

Resumen - Reivindicación(es): El método del presente invento es de un proceso modificado de recuperación de hidrocarburo *in situ* que en lugar de inyectar gas oxidante cerca de la parte del “dedo” de la pata horizontal inyecta gas oxidante en o cerca de la sección vertical de producción del pozo de producción (i.e., en la parte del “talón”). El proceso modificado obvia la necesidad de un camino separado al de perforación/producción para la inyección de gas oxidante, entonces reduciendo costos y disminuyendo el impacto ambiental perjudicial de los métodos de recuperación *in situ*.

Ventajosamente, el proceso del presente invento, en una tercera inclusión abajo descrita, elimina ademas la necesidad de un pozo separado de inyección de gas oxidante, en el sentido de que, en tal refinamiento, la sección vertical del pozo de producción también sirve como pozo de inyección, reduciendo de ese modo los costos de perforación de pozos y reduciendo los costos de capital.

Específicamente, en lugar de ser un proceso “dedo a talón”, el proceso del presente invento es un proceso “talón a dedo”. El punto de inyección de gas oxidante es modificado para estar en el “talón” en oposición al “dedo” de tal manera que el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al de proceso THAI®, a saber de la dirección del talón del pozo horizontal hacia el “dedo”.

En el presente invento, tres regiones de la reserva son desarrolladas en relación con la posición de la zona de combustión. Cerca del “talón” y después del pasaje del frente de combustión lejos del talón se encuentra la zona de aceite agotado quemado que resulta después de la inyección del gas oxidante y después de que el frente de combustión haya avanzado por un tiempo hacia el exterior y fuera del pozo de inyección y la parte “talón” de la pata horizontal. Tal zona quemada es sustancialmente llenada con gas oxidante. Al lado se encuentra la zona de coque, que es esencialmente el área dentro de la reserva a la que el gas oxidante ha podido penetrar entonces en el reservorio, y es esencialmente el área donde existe el frente de combustión (la combustión que ocurre siendo ella del coque restante que es el hidrocarburo restante entonces después de que los hidrocarburos mas livianos dentro de tal reservorio y antes de tal frente de combustión han sido licuados o gasificados y han fluido a la pata horizontal y posteriormente extraídos a la superficie. Finalmente, hacia el “pie” del pozo horizontal se encuentra la región de la reserva que contiene hidrocarburos hacia la que el frente de combustión avanza.

A mas altas tasas de inyección de oxidación, aumenta la presión de la reserva y el gas oxidante en la zona quemada, que contiene oxigeno residual, puede ser forzada hacia la pata horizontal del pozo de producción. Esto es evitado en el proceso del presente invento inyectando, bien por tiempo limitado, o continuamente, un medio tal como un gas no oxidante tal como dióxido de carbono, y/o vapor o agua, para aumentar la presión en la pata horizontal del pozo de producción.



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

**REQUISITOS MÍNIMOS PARA ADMISIÓN A TRAMITE
PCT**

PATENTE DE INVENCION

[]

MODELO DE UTILIDAD []

- ◇ Indicación de que se solicita la concesión de una patente []
- ◇ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◇ Descripción de la invención []
- ◇ Dibujos de ser estos pertinentes []
- ◇ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- ◇ Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial []
- ◇ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◇ Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño []
- ◇ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

ESQUEMA DE TRAZADO []

- ◇ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado []
- ◇ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- ◇ Representación gráfica del esquema trazado []
- ◇ Comprobante de pago de las tasas establecidas []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

Firma Responsable

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Fecha_



No. 09-069914- -00000-0000

Fecha: 2009-07-07 13:30:58 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra. 11 PATENTEYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 88

arrera 13 No. 27-00 Piso 5,7y10'

Conmutador: 3 82 0840

Fax: 3505220

E-mail: info@sic.gov.co

www.sic.gov.co

Bogotá D.C. - Colombia