



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

PCT

06 128697

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO

Proceso de Combustion In Situ Mejorada
en Yacimientos Petroleros

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

E21B 43/243

71. SOLICITANTE

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

DOMICILIO

240-4th Avenue S.W. Calgary, Alberta, CANADA

74. APODERADO

Patricia Ochoa Silva

22. BOGOTÁ, D. C.,

Diciembre 22, 2006

07-01-2007

Presión

PETITORIO



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
 Rad: 03-128897- -00000-0000
 Tel: 2046-12-22 14:30:48 Dep. 2020 NUBELHEACKUNES
 Tel. 11 PATENTEIYU
 Evt: 3/8 FASENACIONAL
 Act 411 PRESENTACION Fotos: 85

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL

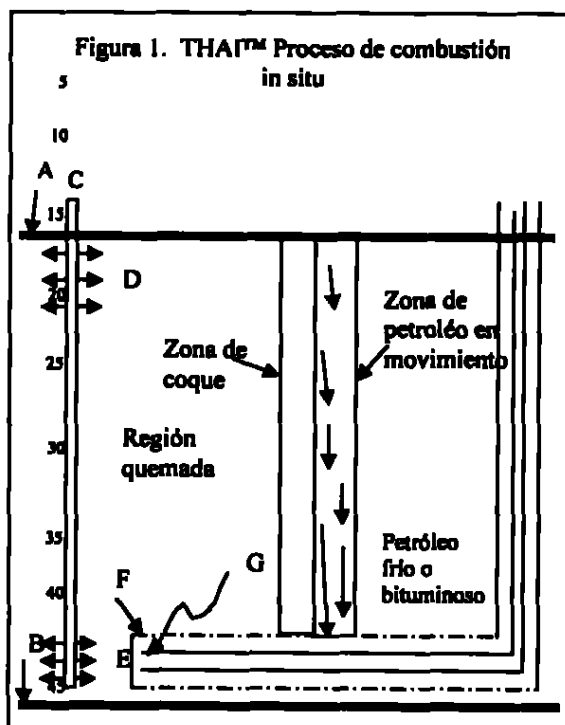
1 SOLICITUD DE : ☒ Patente de Invención. ☐ Patente de Modelo de Utilidad.			
☒ Capítulo I. ☐ Capítulo II.			
2 SOLICITANTE (71)	Nombre: <u>Archon Technologies Ltd.</u> Dirección: <u>Suite 2600, 240-1th Avenue S.W. Calgary, Alberta</u> Nacionalidad o Domicilio: <u>Canada TAP414</u> Lugar de Constitución: Teléfono: Fax: E-mail:	IDENTIFICACIÓN C.C. ☐ NT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Cual _____ Número _____	
3 REPRESENTANTE O APODERADO	Nombre: <u>Patricia Odora Silva</u> Dirección: <u>Cra. 15 #92-26 (202)</u> Teléfono: <u>616 3434</u> Fax: <u>6100542</u> E-mail: <u>patricia.odor@odora.com</u>	IDENTIFICACIÓN C.C. ☒ NT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Cual _____ Número <u>5175713</u> TP <u>10684</u>	
4 INVENTOR (ES) (72)	Nombre: <u>Conrad Ayasse</u> Dirección: <u>39 Lynx Lane, Alberta T2Z 1B8 Canada</u> Nacionalidad o Domicilio: <u>Canada</u>		
5 PCT (86) Solicitud Internacional No. <u>PCT/CA2005/00003</u> Fecha <u>Junio 7, 2005</u> Publicación Internacional No. <u>WO 2005/121504 A1</u> Fecha <u>Diciembre 22, 2005</u>			
6 Título (54) <u>Proceso de Combustión In Situ mejorado en yacimiento petrolero.</u>			
7 Clasificación Internacional (51) <u>E21B 43/243</u>			
8 Prioridad SI ☒ NO ☐	(33) País de Origen <u>E.U.A.</u>	(32) Fecha <u>7 Junio, 2004</u>	(31) Número de Solicitud <u>60/577,779</u>
9 Comprobante de pago No. <u>06-98582</u> Fecha <u>Oct. 22, 2006</u>			

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Poderes, si fuera el caso.
- ☐ Documento 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 mismo 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:

PROCESO DE COMBUSTION IN SITU MEJORADO EN YACIMIENTO PETROLERO



12

Solicito la concesión de la patente.

NOMBRE:

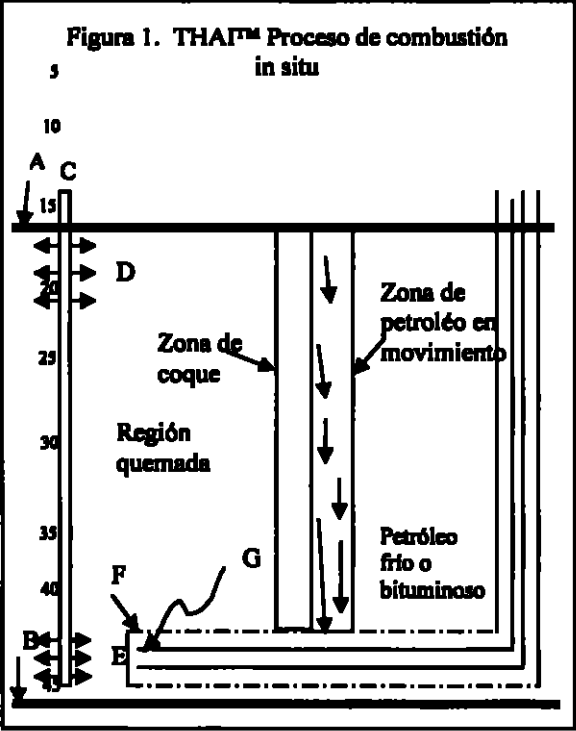
FIRMA:

C.C. 51.715.713

T.P. 106.654

Instrucciones para la presentación de los anexos, ver reverso de esta página.

**PROCESO DE COMBUSTION IN SITU
MEJORADO EN YACIMIENTO PETROLERO**



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
Rad: 08-12889/- -00000-0000
Tel: 2008-12-22 14:30:48 Dep. 2020 NUEVECEALONES
100.11 PATENTEITH
Evo: 378 FASENACIONALI
Act 411 PRESENTACION Folios: 83

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 900176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 06 - 90,582
FECHA : DICIEMBRE 22 DE 2006

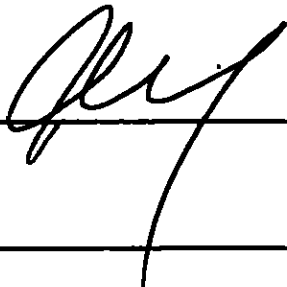
CONSIGNACION

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
ICIA OCHOA	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	55767576	22/12/2006	470,300.00

CONCEPTO

CANT. HISTORICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	463,000.00
	TOTAL :	463,000.

SOM: CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES MIL PESOS

RESPONSABLE : 
RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

 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: PCT/CA/2005/000883 22) Fecha de solicitud: Junio 7, 2005 (30) Prioridad (31) No. Prioridad 32) Fecha (33) País SI 60/577,779 Junio 7, 2004 E.U.A.		(51) Int Cl: E 21 B 43/243 (71) Solicitante(s) ARCHON TECHNOLOGIES LTD. (72) Inventor(es) AYASSE, Conrad (74) Apoderado: Patricia Ochoa Silva	
(85) Fecha límite inicio fase nacional: (86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: Fecha No. de solicitud PCT/		(87) Publicación Internacional Diciembre 22, 2005 Fecha: Fecha (dd/mm/aa) N° publicación: WO 2005/121504 A1	
(54) Título: Proceso de Combustión In Situ mejorado en yacimiento petrolero.			

Resumen - Reivindicación(es):

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

PATENTE

MODELO DE UTILIDAD

DISEÑO INDUSTRIAL

SOLICITANTE, RAZÓN SOCIAL O APELLIDOS Y NOMBRES

ARCHON TECHNOLOGIES LTD.

DOMICILIO

245-4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 4H4 Canada

AFORERADO

Patricia Ochoa Silva

TÍTULO

Proceso de Combustión In Situ Mejorado en Yacimiento Petrolero

CLASIFICACION

E21B 43/243

EXPEDIENTE N°

PCT/CA2005/000583

FECHA DE SOLICITUD

Junio 7, 2005

BOLETO MICROFILM

CERTIFICADO N°

FECHA DE CONCESION

VIGENCIA DEBE

HASTA

PROBROGA

CAMBIO DE NOMBRE

TRASPASO A

INVENTOR (ES)

Conrad AYASSE

OTROS

 Industria y Comercio		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES TARJETA ARCHIVO TEMATICO	
PATENTE DE INVENCION ☒		PCT ☐ MODELO DE UTILIDAD ☐ DISEÑO INDUSTRIAL ☐	
(21) N° de solicitud: <u>PT/012005/000000</u>		(22) Fecha de solicitud: <u>Junio 7, 2005</u>	
(51) Clasificación Internacional: <u>E21B 43/243</u>		FIGURA CARACTERISTICA 6 x 6 cm	
(71) Solicitante(s): <u>ARCHON TECHNOLOGIES LTD.</u>			
(72) Inventor(es): <u>Conrad AYASSE</u>			
(74) Agente:			
(30) Prioridad (31) No. Prioridad (32). Fecha (33) País			
(85) Fecha inicio fase nacional: <u>Diciembre 22/06</u>		(87) Publicación Internacional: Fecha: <u>Diciembre 22, 2005</u> No. Publicación: <u>WO 2005/125411</u>	
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT Fecha de presentación de la solicitud: No. de solicitud PCT/			
(54) Título: <u>Proceso de Combustión In Situ Mejorado en Yacimiento Petrolero</u>			
(57) Resumen: <u>Un método de recuperación de petróleo de formaciones petrolíferas subterráneas en procesos de combustión in situ para la zona ("toe-to-heel"), teniendo en cuenta al menos un pozo de inyección de gas oxidante en la formación subterránea y un pozo</u> CONTINUA AL RESPALDO ...			

de producción con un tramo sustancialmente horizontal y con un pozo sustancialmente vertical de producción conectado a él, de modo que el tramo sustancialmente horizontal se extienda sobre el pozo de inyección, teniendo el tramo horizontal un tramo de talón en la cercanía de su conexión al pozo de producción vertical y un tramo de punta en el costado opuesto del tramo horizontal, próximo al pozo de inyección. La mejora consiste en, o bien i) proveer tubería dentro del pozo de producción e inyectando vapor o agua en el tramo horizontal a través de dicha tubería de modo que el vapor/agua sea conducida al tramo de punta, ii) inyectar vapor/agua en el pozo de inyección además del gas oxidante, o iii) llevar a cabo los dos pasos, tanto i) como ii)

(12) SOLICITUD INTERNACIONAL PUBLICADA BAJO EL TRATADO DE COOPERACION DE PATENTES (PCT)**(19) Organización mundial de la propiedad intelectual
Oficina Internacional****(43) Fecha Internacional de Publicación
22 de Diciembre de 2005 (22.12.2005)****(10) Número internacional de publicación
WO 2005/121504 A1****(51) Clasificación internacional de patente⁷ : E21B 43/243****(21) Número de solicitud internacional:
PCT/CA2005/000883****(22) Fecha de solicitud:
7 de junio de 2005 (07.06.2005)****(25) Idioma en el que es presentado:**

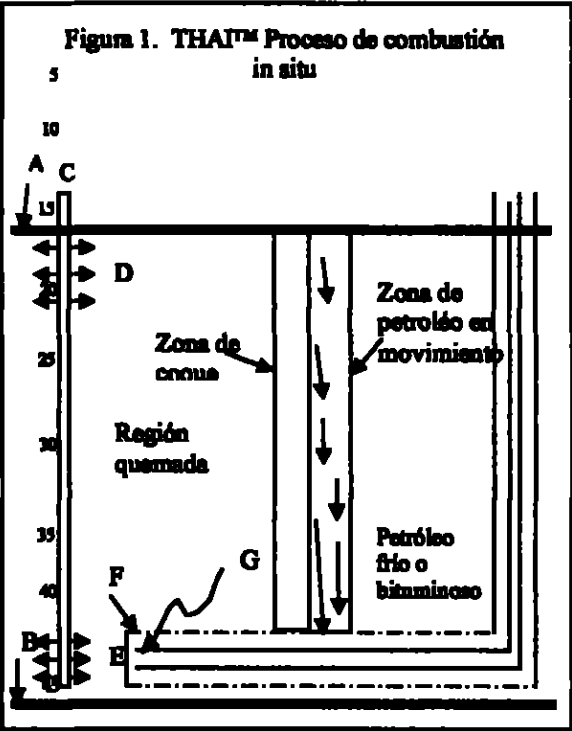
Inglés

(26) Idioma en el que es publicado:

Inglés

**(30) Información de prioridad:
6/577,777 7 de junio de 2005 (07.06.2005)****(71) Solicitante: (Para todos los estados excepto US):
ARCH N TECHNOLOGIES LTD. [CA/CA] 240-4th
Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 4H4 (CA)****(72) Inventor; o****(75) Inventor/Solicitante (para EUA únicamente): Conrad
[CA/CA]; 39 Lynx Lane, Calgary, Alberta T2Z 1B8 (CA).****(74) Agente: GOWLING LAFLEUR
HENDERSON LLP; 700-2nd Street, S.W.
Suite 1400, Scotia Centre, Calgary, Alberta T2P
4V5 (CA).****(81) Países designados (a menos que sea de otro modo indicado, para cada tipo de protección nacional disponible): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.****(84) Países designados (a menos que sea designado de otro modo, para cada tipo de protección regional disponible): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW) Euroasiática (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM) Europea (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, MC, NL, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR) OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, ML, MR, NE, SN, TD, TG)****Publicado****- con un reporte internacional****- con reivindicaciones modificaciones y una declaración****Para las abreviaciones de dos letras, refiérase a la "Guía de notas de códigos y abreviaciones" que aparecen al comienzo de cada ejemplar de la PCT Gazette**

(54) Título: PROCESO DE COMBUSTION IN SITU MEJORADO EN YACIMIENTO PETROLERO



(57) Abstracto: Un método de recuperación de petróleo de formaciones petrolíferas subterráneas en procesos de combustión in situ punta a talón ("toe-to-heel"), teniendo al menos un pozo de inyección de gas oxidante en la formación subterránea y un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y con un pozo sustancialmente vertical de producción conectado a él, de modo que el tramo sustancialmente horizontal se extienda sobre el pozo de inyección, teniendo el tramo horizontal un tramo de talón en la cercanía de su conexión al pozo de producción vertical y un tramo de punta en el costado opuesto del tramo horizontal, próximo al pozo de inyección. La mejora consiste en, o bien i) proveer tubería dentro del pozo de producción e inyectando vapor o agua en el tramo horizontal a través de dicha tubería de modo que el vapor/agua sea conducida al tramo de punta, ii) inyectar vapor/agua en el pozo de inyección además del gas oxidante, o iii) llevar a cabo los dos pasos, tanto i) como ii).

PROCESO DE COMBUSTION IN SITU MEJORADO EN YACIMIENTO PETROLERO

CAMPO DE INVENCION

Este invento está asociado con el proceso de seguridad y productividad mejorados, cuando se lleva a cabo una labor de recuperación de petróleo de una reserva subterránea por medio de un proceso de combustión de punta a talón ("toe-to-heel") empleando pozos de producción horizontal, como el descrito en las Patentes US Números 5'626.191 y 6'412,557.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Las Patentes US 5'626.191 y 6'412,557, incorporadas aquí en su totalidad, describen el proceso de combustión in situ para producir petróleo de una reserva subterránea (100) usando un pozo de inyección (102) ubicado relativamente elevado en una reserva petrolífera (100) y un pozo de producción (103-106) terminada relativamente bajo en la reserva (100). El pozo de producción tiene un tramo horizontal (107) orientado generalmente de manera perpendicular generalmente linear y al lateralmente extendido frente de combustión erguido propagado desde el pozo de inyección (102). El tramo (107) está ubicado en el recorrido del avance del frente de combustión. Aire, u otro gas oxidante, como aire enriquecido con oxígeno, es inyectado a través de los pozos 102, que pueden ser pozos verticales, pozos horizontales o una combinación de estos pozos. El proceso de la Patente US 5,626.191 es llamado "THAI™", un acrónimo de la frase en inglés "toe-to-heel air injection" (inyección de aire de punta a talón) y el proceso de la Patente US 6'412,557 es llamado "Capri™" cuyas marcas registradas pertenecen a Archon Technologies Ltd., una subsidiaria de Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canadá.

De importancia es la seguridad de los procesos THAI™ y Capri™ con respecto a la entrada de oxígeno al pozo horizontal, lo que causaría petróleo ardiendo en el pozo y una

temperatura extremadamente alta que destruiría al pozo. Este ingreso de oxígeno no ocurrirá si las tasas de inyección se mantienen bajas, sin embargo, las tasas de inyección altas son muy descabales para mantener altas producciones de petróleo y un flujo alto de oxígeno en el frente de combustión. Es sabido que un flujo elevado de oxígeno puede mantener la combustión en el modo de oxidación de alta temperatura (HTO), alcanzando temperaturas superiores a 350°C y consumiéndose sustancialmente en dióxido de carbono. En un flujo bajo de oxígeno, ocurre una oxidación de baja temperatura (LTO) y las temperaturas no exceden los casi 350°C. En el modo LTO, el oxígeno se incorpora a las moléculas orgánicas, formando compuestos polares que estabilizan las emulsiones de detrimento agua-petróleo y que aceleran la corrosión debido a la formación de ácidos carboxílicos. En conclusión, el uso de tasas de inyección de oxidante relativamente bajas no es un método aceptable para prevenir la combustión en el cilindro del pozo horizontal.

Lo que se necesita es un método que aumente la tasa de inyección de gas oxidante al mismo tiempo que prevenga la entrada del oxígeno al tramo horizontal del cilindro del pozo. Este invento da cuenta de dicho método.

RESUMEN DEL INVENTO

Los procesos THAI™ y Capri™ dependen de dos fuerzas para mover el petróleo, agua y los gases de combustión al cilindro horizontal del pozo para su transporte a la superficie. Estos son el drenaje gravedad y la presión. Los líquidos, en su mayoría petróleo, drenan hacia el cilindro del pozo bajo la fuerza de la gravedad, puesto que el cilindro está ubicado en la región baja de la reserva. Tanto los líquidos como los gases fluyen hacia abajo al cilindro del pozo horizontal bajo la presión gradiente que se establece entre la reserva y el cilindro del pozo.

Durante la fase de precalentamiento de la reserva, o el procedimiento de arranque, el vapor se hace circular en el pozo horizontal a través de un tubo que se extiende hasta la punta del pozo. El vapor fluye de regreso a la superficie a través del espacio anular del

recubrimiento. Este procedimiento es imperativo en reservas bituminosas porque el petróleo frío que puede ingresar al pozo será muy viscoso y fluirá poco, pudiendo así taponar el cilindro de pozo. El vapor también se hace circular a través del pozo inyector y es también inyectado a la reserva en la región entre los pozos de inyección y la punta de los pozos horizontales para calentar el petróleo e incrementar su movilidad antes de comenzar la inyección de gas oxidante en la reserva.

Las Patentes previamente mencionadas muestran que con una inyección continua de gas oxidante un frente de combustión casi-vertical se desarrolla, y se mueve lateralmente de la dirección de la punta del pozo horizontal hacia el talón. Así, dos regiones de la reserva son demarcadas con respecto a la posición de la zona de combustión. Hacia la dirección de la punta, yace la región libre de petróleo que esta sustancialmente llena de gas oxidante, y al otro lado yace la región de la reserva que contiene petróleo frío o bituminoso. A tasas de inyección de oxidante más altas, la presión de la reserva aumenta y la tasa de deposición del combustible puede ser excedida, de modo que el gas conteniendo oxígeno residual puede ser forzado hacia el cilindro de pozo horizontal en la región libre de petróleo. La consecuencia de tener petróleo y oxígeno juntos en un cilindro de pozo es la combustión y una potencial explosión al alcanzar altas temperaturas, quizá cuando estas excedan los 1000°C. Esto puede causar un daño irreparable al cilindro de pozo, incluyendo la falla de las pantallas de retención de arena. La presencia de oxígeno y temperatura del cilindro de pozo superiores a 425 °C deben ser evitadas para la operación segura y continuada de petróleo.

Varios métodos para prevenir la entrada de oxígeno al cilindro de producción están basados en la reducción de las presiones diferenciales entre la reserva y el cilindro de pozo horizontal. Estas son 1. reducir la tasa de inyección del gas oxidante para así reducir la presión de la reserva, y 2. reducir la tasa de desaceleración del fluido para incrementar la presión del cilindro de pozo. Ambos métodos resultan en la reducción de tasa de petróleo, lo cual causa detrimento económico. El conocimiento convencional también dictaría que inyectar fluido directamente en el cilindro incrementaría la presión del cilindro de pozo, pero causaría detrimento a las tasas de producción.

13

De acuerdo con esto, para poder superar las desventajas ya mencionadas, y para aumentar la seguridad o productividad de la recuperación de hidrocarburos de una reserva subterránea, el presente invento en una primera incorporación incluye un proceso para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea que lleva a cabo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la reserva subterránea;
- b) proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a esto, en el cual el tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal posee un tramo de talón en la cercanía de sus conexiones al pozo de producción vertical y un tramo de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde el tramo de punta es más cercano al pozo de inyección que el tramo de talón;
- c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia el extremo de talón del tramo horizontal y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha tubería, de modo que este medio sea conducido próximamente a dicha parte de punta de dicha porción del tramo horizontal a través de la susodicha tubería;
- e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua, o un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido próximo a dicha parte de punta de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería; y

~~13~~

14

- f) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

En una incorporación subsiguiente del invento, el presente invento comprende un proceso de extracción de hidrocarburos de una reserva subterránea, incluyendo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
- b) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta ser vapor, en la parte baja de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en el cual el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el pozo horizontal con una parte de talón en cercanía de su conexión con el pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para la combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan, en donde los gases avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- e) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de un grupo de medios compuestos de vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

14

En una incorporación más del invento, el presente comprende la combinación de los pasos arriba mencionados de inyección de un medio a la formación a través de un pozo de inyección, y como un pozo inyectando un medio a través de una tubería en el tramo horizontal. De este mismo modo, en esta incorporación adicional, el presente invento incluye un método para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, comprendiendo los siguientes pasos:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
- b) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción;
- e) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- f) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección y en dicha tubería; y

- g) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

Si el medio es vapor, este es inyectado en la reserva/formación, a través de bien sea el pozo de inyección o el pozo de producción a través de la tubería, o a través de ambos, en ese estado, típicamente bajo una presión de 7000KpA.

Alternativamente, donde el medio de inyección sea agua, dicho método contempla que el agua sea calentada en el momento de ser provisto a la reserva, para convertirla en vapor. El agua, cuando alcanza la formación, bien sea a través del pozo de inyección o la tubería del pozo de producción, o a través de ambos, puede ser calentada hasta convertirse en vapor durante dicho viaje, o inmediatamente después de su salida del pozo de inyección y/o tubería en el pozo de producción y su entrada en la formación.

DESCRIPCION RESUMIDA DE LOS DIBUJOS

La figura 1 es un esquema del proceso de combustión in situ THAI™ con las siguientes convenciones:

El ítem A representa el nivel superior de una reserva de petróleo pesado o reserva bituminosa, y B representa el nivel de fondo de tal reserva/formación.

C representa un pozo vertical con D mostrando el punto general de inyección de un gas oxidante como el aire.

E representa la ubicación general de la inyección de vapor o un gas no oxidante en la reserva. Esto es parte del presente invento.

F representa un recubrimiento parcialmente perforado del pozo horizontal. Los fluidos entran al recubrimiento típicamente conducidos directamente a la superficie mediante el empuje del gas natural a través de otra tubería ubicada en el talón del pozo horizontal (no ilustrada).

17

G representa una tubería ubicada dentro del tramo horizontal. El extremo abierto de la tubería puede ser ubicado cerca del extremo del recubrimiento, como es aquí mostrado, o en otro lugar. La tubería puede ser 'tubería embobinada' que puede ser fácilmente reubicada dentro del recubrimiento. Esto es parte del presente invento.

Los elementos E y G son parte del presente invento y vapor o un gas no oxidante puede ser inyectado a E y/o a G. E puede ser parte de un pozo separado u puede ser parte del mismo pozo usado para inyectar el gas oxidante. Estos pozos de inyección pueden ser pozos verticales, inclinados u horizontales o de otro modo, y cada uno puede servir varios pozos horizontales.

Por ejemplo, usando un conjunto de tramos horizontales paralelos como están descritos en las patentes 5'626.191 y 6'412.557, el vapor, agua o un gas no oxidante puede ser inyectado en cualquier posición entre el tramo horizontal en la cercanía de la punta del tramo horizontal.

La figura 2 es un diagrama esquemático de la reserva Modelo. El esquema no está a escala. Tan sólo se muestra un 'elemento de simetría'. El espacio total entre tramos horizontales es de 50 metros pero solamente las medio-reservas necesitan estar definidas en el programa de software STARS™. Esto reduce tiempo de computo. Las dimensiones generales del Elemento de Simetría son:

longitud A-E es de 250 m; ancho A-F es de 25 m; altura F-G es de 20 m.

Las posiciones de los pozos son las siguientes:

El pozo de inyección de gas oxidante J está ubicado en B en la primera casilla de 50 metros (A-B) del cuadro de la esquina A. La punta del pozo horizontal K está en la primera casilla entre A y F y está corrido 15 m (B-C) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección J. El talón del pozo horizontal K yace en D y está a 50 m de la

17

esquina de la reserva, E. La sección horizontal del pozo horizontal K es de 135 m (C-D) de longitud y está ubicado 2.5 m sobre la base de la reserva (A-E) en la tercera cuadrícula.

El pozo de inyección J está perforado en dos (2) lugares. Las perforaciones en H son puntos de inyección para gas oxidante, mientras que las perforaciones en I son puntos de inyección para vapor o gas no oxidante. El tramo horizontal (C-D) está perforado 50% y contiene una tubería abierta cerca de la punta (no mostrada, ver la figura 1).

DESCRIPCION DE LA INCORPORACIÓN PREFERIDA

El proceso de operación del THAI™ ha sido descrito en las Patentes US 5'626.191 y 6'412.557 y será brevemente mencionado. El gas oxidante, generalmente aire, oxígeno o aire enriquecido con oxígeno, es inyectado en la parte superior de la reserva. El coque que fue colocado previamente consume el oxígeno de modo que solo gases libres de oxígeno hacen contacto con el petróleo más allá de la zona de coque. Las temperaturas típicas de combustión son de 600°C y tan altas como de 1000°C pueden llegar a darse debido a la alta temperatura de oxidación del combustible en coque. En la Zona de Petróleo Móvil (MOZ), estos gases calientes y vapor, calientan el petróleo a más de 400°C, parcialmente partiendo el petróleo, vaporizando algunos componentes y reduciendo drásticamente la viscosidad del petróleo. Los componentes más pesados del petróleo, como los asfaltos, permanecen en la roca y se convertirán en combustible coque más adelante cuando el frente de quemado llegue a ese lugar. En el MOZ, gases y petróleos drenan hacia abajo en el pozo horizontal, atraídos por la gravedad y por el hundimiento de baja presión del pozo. Las zonas de coque y MOZ se mueven lateralmente de la dirección de la punta hacia el talón del pozo horizontal. La sección detrás del frente de combustión está discriminada como Región Quemada. Frente al MOZ está el petróleo frío.

Con el avance del frente de combustión, la Zona Quemada de la reserva es liberada de líquidos (petróleo y agua) y es llenada de gas oxidante. La sección del pozo horizontal opuesta a esta Zona Quemada está en peligro de recibir oxígeno que puede hacer entrar en combustión el petróleo presente dentro del pozo y crear temperaturas de cilindro extremadamente altas que dañarían el recubrimiento de acero y especialmente las pantallas de arena que se usan para permitir la entrada de fluidos pero excluir la arena. Si las pantallas de arena fallan, arena no consolidada de la reserva entrará al cilindro de pozo y exigirá cerrar el pozo para limpiar y reparar mediante tapones de cemento. Esta operación es muy difícil y peligrosa ya que el cilindro puede contener niveles explosivos de oxígeno y petróleo.

Para poder cuantificar el efecto de la inyección de fluido en el cilindro de pozo horizontal, un número de simulaciones numéricas computarizadas del proceso han sido llevadas a cabo. Vapor fue inyectado a una variedad de tasas en el pozo horizontal en dos métodos: 1. a través de una tubería ubicada dentro del pozo horizontal, y 2. a través de un pozo separado extendiéndose cerca a la base de la reserva en la cercanía de la punta del pozo horizontal. Ambos métodos redujeron la predilección del oxígeno por ingresar al cilindro pero dieron beneficios sorprendentes y contra intuitivos: el factor de recuperación de petróleo aumentó y la acumulación de coque en el cilindro disminuyó. Consecuentemente, unas tasas de inyección de gas oxidante podrían ser usadas manteniendo una operación segura.

Se descubrió que ambos métodos de agregar vapor a la reserva proveían ventajas con respecto a la seguridad de los procesos THAI™ al reducir la tendencia del oxígeno de entrar al cilindro del pozo horizontal. También permitía tasas superiores de inyección de gas oxidante en la reserva y mayor recuperación de petróleo.

Simulaciones extensas del proceso THAI™ fueron llevadas a cabo para evaluar las consecuencias de reducir la presión en el cilindro de pozo horizontal al inyectar vapor o gas no oxidante. El programa de software fue el STARS™ In Situ Combustion Simulator

(Simulador de combustión in situ) otorgado por el Computer Modelling Group, Calgary, Alberta, Canadá.

Tabla 4. Lista de los parámetros del modelo.

Simulador: STARS™ 2003.13, Computer Modelling Group Limited

Dimensiones del modelo:

Longitud 250m, 100 casillas, eac

Ancho 25m, 20 casillas

Altura 20 m, 20 casillas

Dimensiones de la cuadrícula: 2.5 m x 2.5 m x 1.0 m (LWH).

Pozo de producción horizontal:

Un pozo discreto con una sección horizontal de 135 m extendiéndose de la casilla 26,1,3 a la 80,1,3

La punta está corrida 15 m del inyector de aire vertical..

Pozo de inyección vertical:

Puntos de inyección del gas (aire) oxidante: 20,1,1:4 (4-casillas superiores)

Tasas de inyección del gas oxidante: 65.000 m3/d, 85.000 m3/d o 100.000 m3/d

Puntos de inyección de vapor: 20,1,19:20 (2-casillas inferiores)

Parámetros de roca/fluido:

Componentes: agua, betún, mejora, metano, CO2, CO/N2, oxígeno, coque

Heterogeneidad: Arena homogénea

Permeabilidad: 6.7 D (h), 3.4 D (v)

Porosidad: 33%

Saturación: Betún 80%, agua 20%, gas fracción Moles 0.114

Viscosidad bituminosa: 340.000 cP a 10°C.

Peso molecular del betún: 550 AMU

Viscosidad de mejora: 664 cP a 10°C

Volumen molecular promedio de mejora: 330AMU

Condiciones físicas:

Temperatura de la reserva: 20°C.

Presión natural de la reserva: 2600 kPa

Presión en el fondo: 4000 kPa

Reacciones:

21

1. 1.0 Betún $\longrightarrow$ 0.42 mejora + 1.3375 CH₄ + 20 Coque
2. 1.0 Betún + 16 O₂^{0.05} $\longrightarrow$ 12.5 Agua + 5.0 CH₄ + 9.5 CO₂ + 0.5 CO/N₂ + 15 Coque
3. 1.0 Coque + 1.225 O₂ $\longrightarrow$ 0.5 agua + 0.95 CO₂ + 0.05 CO/N₂

EJEMPLOS

Ejemplo 1

La tabla 1^a muestra los resultados de simulación para una tasa de inyección de aire de 65.000 m³/día (temperatura y presión estándar) en un inyector vertical (E en la figura 1). El caso de vapor cero inyectado a la base de la reserva en el punto I en el pozo J no es parte del presente invento. A una tasa de aire de 65.000 m³/día, no hay ingreso de oxígeno en el cilindro de pozo horizontal incluso sin inyección de vapor y la máxima temperatura del cilindro no excede nunca el objetivo de 425°C.

Sin embargo, como puede ser visto en la información a continuación, inyecciones de bajos niveles de vapor a niveles de 5 y 10 m³/día (equivalente de agua) en un punto bajo de la reserva (E en la figura 1) provee beneficios sustanciales en mayor recuperación de petróleo, contrariamente a las expectativas intuitivas. Donde el medio inyectado es vapor, la información a continuación provee el volumen de agua equivalente a tal vapor, ya que es difícil determinar de otro modo el volumen de vapor provisto, ya que este depende de la presión a la que el vapor está sujeto en la formación. Obviamente, cuando el agua es inyectada en la formación y se convierte en vapor durante su viaje por la formación, la cantidad de vapor generado es simplemente el equivalente de agua provisto a continuación, el cual es típicamente del orden de 1000x (dependiendo de la presión) del volumen del agua provisto.

21

22

Tabla 1a: TASA DE AIRE 65.000 M3/día- Vapor inyectado en la base de la reserva.

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	410	90	0	35.1	28.3
5	407	79	0	38.0	29.0
10	380	76	0	43.1	29.8

* No hace parte del presente invento

Ejemplo 2

La tabla 1b muestra los resultados de inyectar vapor en el pozo horizontal a través de la tubería interna, , en la cercanía de la punta mientras se inyecta simultáneamente aire a 65.000 m3/día (temperatura y presión estándar) en la parte superior de la reserva. La máxima temperatura del cilindro de pozo es reducida en proporción relativa a la cantidad de vapor inyectado y el factor de recuperación de petróleo es aumentado relativo al caso base de cero vapor. Adicionalmente, el máximo volumen presente de coque depositado en el cilindro de pozo disminuye con los incrementos a la cantidad de vapor inyectado. Esto es benéfico, ya que la caída de presión en el cilindro será más baja y los fluidos circularan más fácilmente para la misma caída de presión en comparación a pozos sin inyección de vapor en la punta del pozo horizontal.

~~22~~

Tabla 1b. TASA DE AIRE 65.000 M3/día- Vapor inyectad en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	410	90	0	35.1	28.6
5	366	80	0	43.4	30.0
10	360	45	0	43.4	29.8

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 3

En este ejemplo, la tasa de inyección de aire fue aumentada a 85.000 m3/día (temperatura y presión estándar) y dio un resultado de aparición de oxígeno como se muestra en la Tabla 2a. Una concentración de oxígeno de 8.8% fue indicada en el cilindro de pozo para el caso base de cero inyección de vapor. La temperatura máxima del cilindro de pozo alcanzó los 1074°C y el coque se depositó en el cilindro disminuyendo su permeabilidad en un 97%. Operando con la inyección simultánea de 12 m3/día (su equivalente en agua) de vapor a la base de la reserva por medio de un pozo de inyección vertical C (vea figura 1) provee un excelente resultado de cero aparición de oxígeno, aceptable cantidad de coque y buena recuperación de petróleo.

Tabla 2a. TASA DE AIRE 85.000 M3/día- Vapor inyectado a la base de la reserva

Tasa de inyección	Temperatura máxima del	Máxima cantidad de	Máxima cantidad de	Factor de recuperación	Tasa promedio de
-------------------	------------------------	--------------------	--------------------	------------------------	------------------

del Vapor	pozo	coque en el cilindro de pozo	oxígenos en el cilindro de pozo	del betún	producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1074	97	8.8		
5	518	80	0		
10	414	43	0	36.1	33.4

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 4

La tabla 2b muestra el desempeño de combustión con 85.000 m3/día de aire (temperatura y presión estándar) y una inyección simultánea de vapor al cilindro de pozo a través de una tubería interna G (vea figura 1). De nuevo 10 m3/día (equivalente en agua) de vapor fue necesario para prevenir la aparición de oxígeno y una temperatura máxima aceptable del cilindro.

Tabla 2b. TASA DE AIRE 85.000 M3/día- Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1074	100	8.8		
5	500	96	1.8		

25

10	407	45	0	37.3	33.2
----	-----	----	---	------	------

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 5

Para poder comprobar aún más los efectos de las tasas superiores de inyección de aire, varios intentos se llevaron a cabo con 100.000 m3/día de inyección de aire. Los resultado en la tabla 3ª indican que con inyección simultánea de vapor a la base de la reserva (en la ubicación B-E en el pozo vertical C-ref. figura 1), 20 m3/día (equivalente en agua) de vapor fue necesario para prevenir la aparición de oxígeno en el tramo horizontal, en contraste a los tan sólo 10m3/día (equivalente en agua) en una tasa de inyección de aire de 85.000 m3/día.

Tabla 3a. TASA DE AIRE 100.000 M3/día- Vapor Inyectado a la base de la reserva

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1398	100	10.4		
5	1151	100	7.2		
10	1071	100	6.0		
20	425	78	0	34.5	35.6

*No es parte del presente invento

Ejemplo 6

26

La tabla 3b muestra la consecuencia de inyectar vapor en la tubería del pozo (ver figura 1) mientras se inyecta 100.000m3/día de aire en la reserva. De forma idéntica, con inyección de vapor a la base de la reserva, una tasa de vapor de 20m3/día (equivalente en agua) fue necesaria para poder prevenir la aparición de oxígeno en el tramo horizontal.

Tabla 3b. TASA DE AIRE 100.000 M3/día- Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1398	100	10.4		
5	997	100	6.0		
10	745	100	3.8		
20	425	38	0	33.9	35.6

*No hace parte del presente invento

RESUMEN

Para una cantidad fija de inyección de vapor, la tasa promedio de recuperación de petróleo aumenta con la tasa de inyección de aire. Esto no está fuera de lo esperado desde que el volumen del fluido de barrido sea aumentado.

Sin embargo, es sorprendente que el total de petróleo recogido disminuya al tiempo que la tasa de aire se aumenta. Esto es durante el período de la vida del inyector de aire (tiempo para que el frente de combustión alcance el talón del pozo horizontal).

Aunque la definición presentó e ilustró las caracterizaciones preferidas del invento, se debe entender que el invento no está limitado a esas caracterizaciones particulares. Muchas variaciones y modificaciones les ocurrirán a aquellos entrenados en este arte. Para la definición de nuestro invento, se debe hacer referencia a las reivindicaciones anexas.

Las caracterizaciones del invento sobre el cual una propiedad o privilegio exclusivo es reivindicado, están definidas como se indica a continuación:

1. Un proceso para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea contemplando los pasos de:
 - a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la reserva subterránea;
 - b) proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en el cual el tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal posee un tramo de talón en la cercanía de sus conexiones al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta es más cercano al pozo de inyección que la parte de talón;
 - c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, in la dirección de la parte de punta hacia el extremo de talón del tramo horizontal y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - d) proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha

tubería, de modo que este medio sea conducido próximamente a dicha parte de dicha porción del tramo de dicho pozo de producción;

- e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua, o un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido próximo a dicha parte de punta de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería; y
 - f) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
2. El proceso de la Reivindicación 1 en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva para convertirse en vapor.
 3. El proceso de la Reivindicación 1 en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.
 4. El proceso de la Reivindicación 1, continuando la provisión de tubería en dicho pozo de producción para conducir vapor, agua o gas no oxidante, en donde dicha tubería en dicho pozo de inyección tiene un tramo horizontal.
 5. El proceso de la Reivindicación 1, en donde un gas no oxidante es inyectado en dicha tubería solo o en combinación con vapor o agua.
 6. El proceso de la Reivindicación 1, en donde el extremo abierto de una tubería está en la cercanía de una punta de la sección horizontal así que permita la salida de vapor o gas no oxidante calentado hacia dicha punta.
 7. El proceso de la Reivindicación 1, en donde la tubería esta parcialmente retraída o reposicionada de otro modo con el propósito de alterar un punto de inyección del vapor, agua o gas no oxidante por el tramo horizontal.
 8. El proceso de la Reivindicación 1, en donde el vapor, agua o el gas o gases no oxidantes son inyectados constante o periódicamente.
 9. Un proceso para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, contemplando los pasos de:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
 - b) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
 - c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
 - d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - e) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
 - f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
10. El proceso de la Reivindicación 10, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor está provisto a dicha parte baja de la formación a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.

B

11. Un método de extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, contemplando los pasos de:

- a) Proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;**
- b) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;**
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;**
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción;**
- e) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;**
- f) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección y en dicha tubería; y**
- g) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.**

~~30~~

12. El método de la reivindicación 12 en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva para convertirse en vapor.
13. El método de la reivindicación 12 en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.

MODIFICACIÓN DE REIVINDICACIONES

recibidas por el Bureau Internacional el 25 de noviembre de 2005 (25-11-2005) las reivindicaciones originales 1-13 han sido remplazadas por las reivindicaciones modificadas 1-17 (8 páginas)

+ DECLARACION

Las incorporaciones del invento en las cuales una propiedad o privilegio exclusivo es solicitado están definidas a continuación:

1. Un proceso para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea contemplando los pasos de:
 - a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la reserva subterránea;
 - b) proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en el cual el tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal posee un tramo de talón en la cercanía de sus conexiones al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta es más cercano al pozo de inyección que la parte de talón;
 - c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, in la dirección de la parte de punta hacia el extremo de talón del tramo horizontal y los fluidos drenen en el tramo horizontal;

- 33
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción dentro de dicho tramo vertical y al menos una parte de dicho tramo horizontal con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte de dicho tramo horizontal de dicho pozo de producción próximo al frente de combustión formado a una distancia horizontal por dicho tramo horizontal de dicho pozo de producción;
 - e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua, o un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido próximo a dicha parte de punta de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería; y
 - f) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.
2. El proceso de la Reivindicación 1 en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva para convertirse en vapor.
 3. El proceso de la Reivindicación 1 en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.
 4. El proceso de la Reivindicación 1, dicho paso de inyectar dicho medio continuando al servicio de presurizar dicho pozo horizontal para permitir la inyección de dicho medio a la reserva subterránea.
 5. El proceso de la Reivindicación 1, en donde un gas no oxidante es inyectado en dicha tubería solo o en combinación con vapor o agua.
 6. El proceso de la Reivindicación 1, en donde el extremo abierto de una tubería está en la cercanía de una punta de la sección horizontal así que permita la salida de vapor o gas no oxidante calentado hacia dicha punta.
 7. El proceso de la Reivindicación 1 o 6, en donde la tubería está parcialmente retraída o reposicionada de otro modo con el propósito de alterar un punto de inyección del vapor, agua o gas no oxidante por el tramo horizontal.

34

8. El proceso de la Reivindicación 1, en donde el vapor, agua o el gas o gases no oxidantes son inyectados constantemente o periódicamente.
9. Un proceso para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, contemplando los pasos de:
 - a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
 - b) dicho al menos un pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
 - c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
 - d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
 - e) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
 - f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

34

35

10. Un proceso de extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea contemplando los pasos de:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
- b) proveer al menos otro pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección de oxidación para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- e) inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

11. El proceso de la Reivindicación 9 o 10 en donde dicho medio es agua, y dicha agua es subsecuentemente calentado para convertirle en vapor y dicho vapor es

36

provisto a dicha parte baja de la formación a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.

12. Un método para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea contemplando los pasos siguientes:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;
- b) dicho al menos un pozo de inyección adaptado para inyectar vapor, , un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentada hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y al menos una parte de dicho tramo horizontal con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción;
- e) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;

37

- f) **inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección y en dicha tubería; y**
- g) **recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.**

13. El método de la Reivindicación 12 en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva para convertirla en vapor.

14. La método de la Reivindicación 12 en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.

15. Un método de extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea que contempla los siguientes pasos:

- a) **Proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;**
- b) **proveer al menos otro pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea;**
- c) **proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, en donde el tramo sustancialmente horizontal se extienda hacia el pozo de inyección, el tramo horizontal tenga una parte de talón en cercanía a su conexión al pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal, en donde la parte de punta esté más cerca al pozo de inyección que la parte de talón;**
- d) **proveer una tubería dentro del pozo de producción dentro de dicho tramo vertical y al menos parte de dicho tramo horizontal con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción;**

~~37~~

- 30
- e) **inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, en la dirección de la parte de punta hacia la parte de talón del tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;**
 - f) **inyectar un medio, en donde dicho medio sea seleccionado de entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección y en dicha tubería; y**
 - g) **recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.**
16. **El método de la Reivindicación 15, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva convirtiéndola en vapor.**
17. **El método de la Reivindicación 15 en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.**

Declaración Bajo el Artículo 19(1)

Las reivindicaciones 1, 4, 7 & 9 han sido remplazadas por reivindicaciones modificadas llevando consigo la misma numeración.

Las reivindicaciones 2, 3, 5, 6 y 8 se mantienen sin modificaciones.

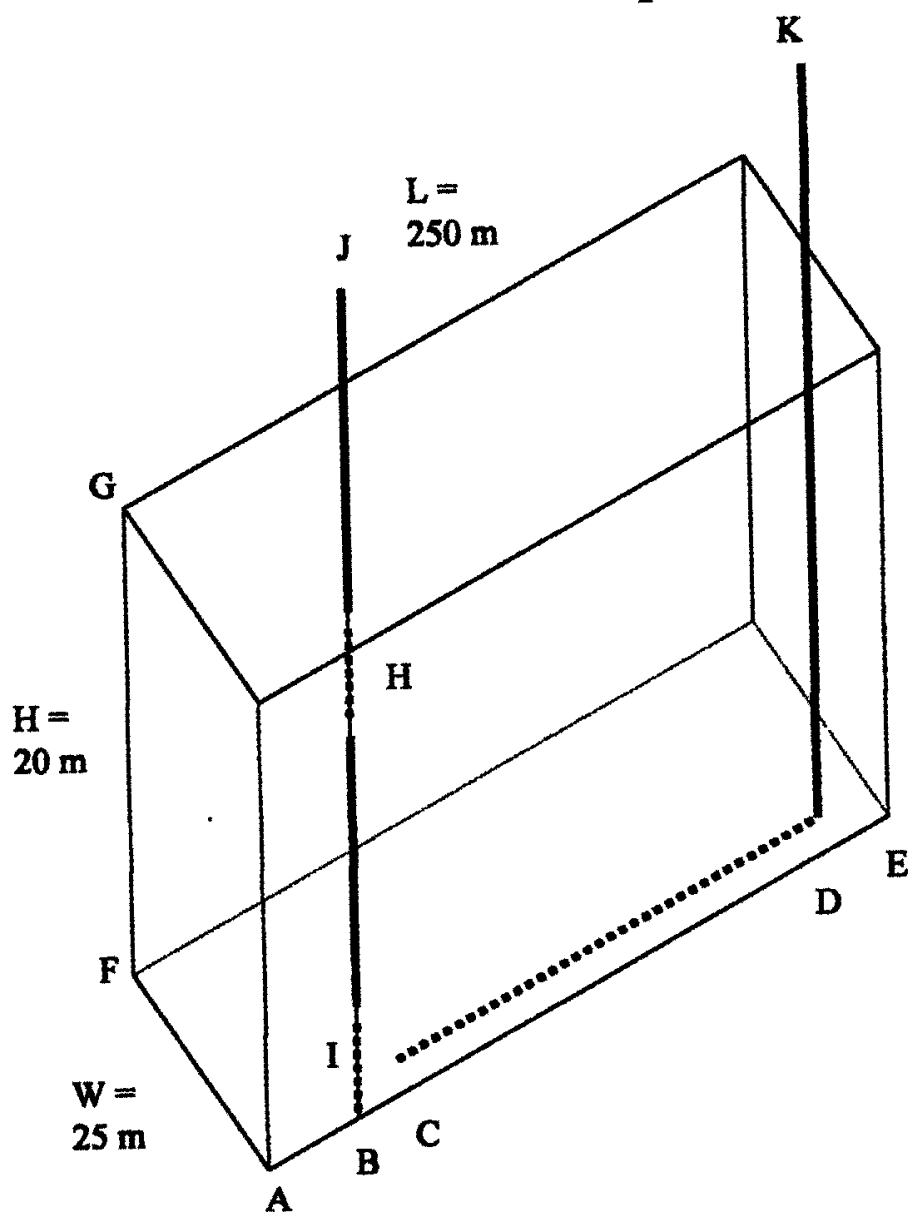
Las reivindicaciones 10 & 15 - 19 han sido agregadas.

Las antiguas reivindicaciones 10, 11 han sido modificadas y renumeradas como 11 y 12 respectivamente.

Las antiguas reivindicaciones 12 y 13 han sido renumeradas 13 y 14 respectivamente.

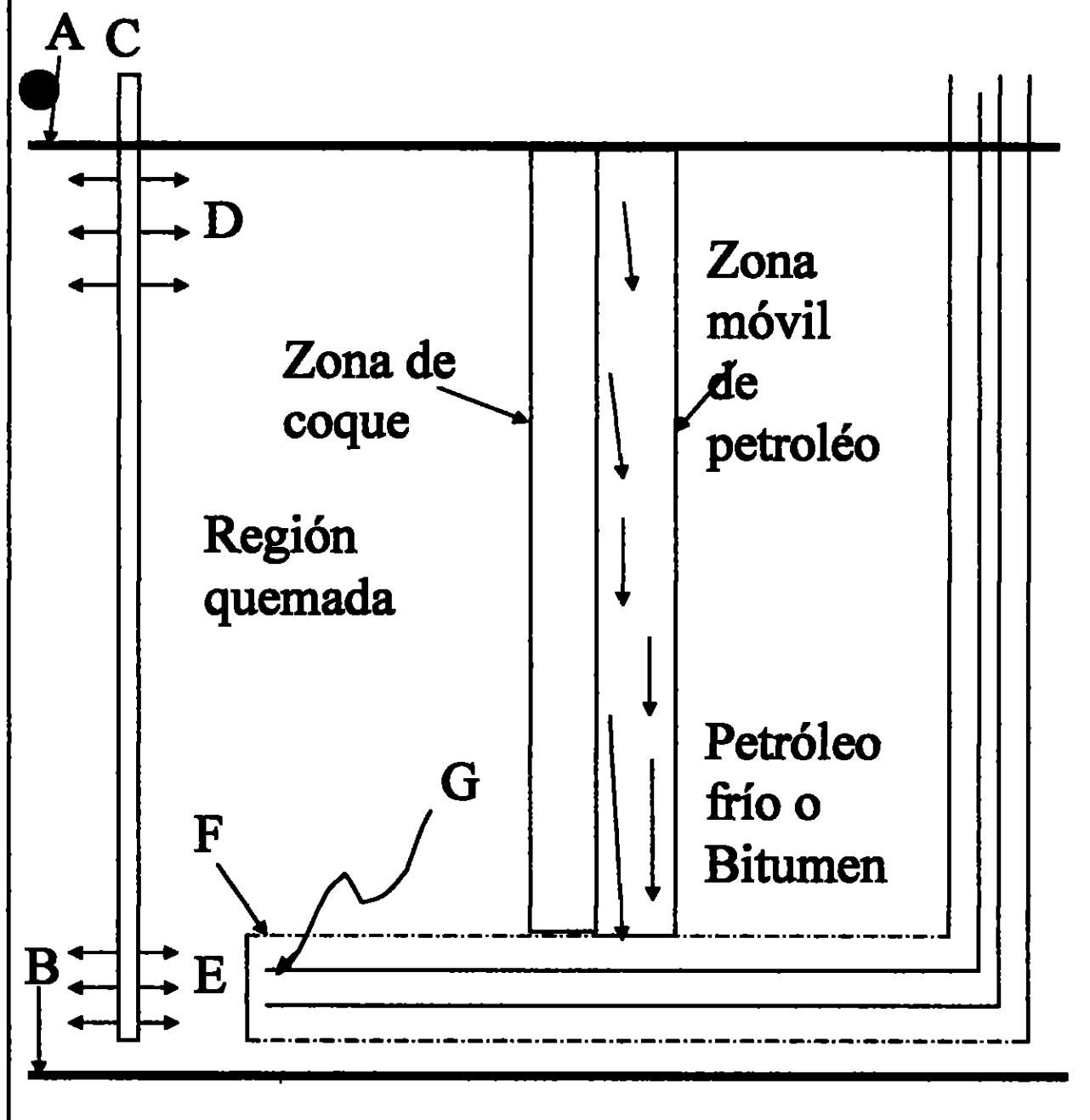
/

Figura 2. Dimensión de la reserva y ubicación de los pozos



41

Figura 1. THAI™ Proceso de combustión
in situ



42

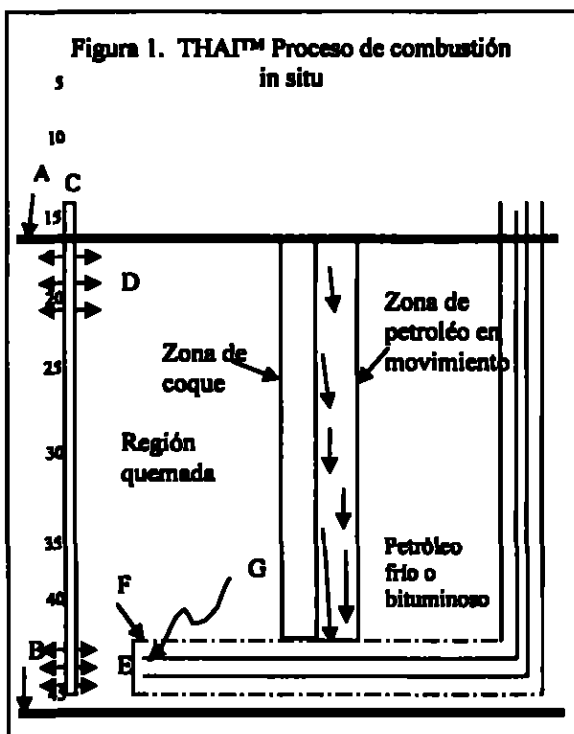
REPORTE INTERNACIONAL DE BÚSQUEDA

		Solicitud internacional No. PCT/CA2005/000883
A. Clasificación del tema en cuestión IPC(7): E21B 43/243 De acuerdo a la clasificación internacional de patentes (IPC) o tanto la clasificación nacional como IPC		
B. CAMPOS INVESTIGADOS		
Mínima documentación buscada (sistemas de clasificación seguidos de símbolos de clasificación) IPC ⁷ : E21B 43/243, 43/24, USPC 166/261, 257, 256, 272.3, 263, 260, 262		
Documentación buscada fuera de la mínima documentación de tal extensión que dicha documentación sea incluida en el campo investigado		
Base(s) de datos electrónicas consultadas durante la investigación internacional (nombre de la(s) base(s) de datos y, cuando sea aplicable, los términos de búsqueda usados) Delphion, QWeb, QPat; palabras clave: combustión in-situ, inyección de vapor		
C. DOCUMENTOS QUE SE CONSIDERAN RELEVANTES		
Categoría*	Citación del documento, con indicación, donde sea apropiado, de los pasajes relevantes	No. de reivindicación relevante
Y	US 5626191 A (GREAVES, M. y otros) 6 May 1997 (06-05-1997) *Citado por el solicitante* *Todo el documento*	1-6, 8
Y	US 4598772 A (HOLMES, B.G.) 8 Julio 1986 (08-07-1986) *Abstracto; Col. 1, líneas 65-68; Col. 2, Líneas 8-13; Col. 3, Líneas 5-7	1-6, 8
A	US4039152 A (ALLEN, J.C. y otros) 22 Nov. 1977 (22-11-1977) *Abstracto*	1-13
A	US 3794113 A (STRANGE, L.K.) 26 Febrero 1974 (26-02-1974) *Abstracto*	1-13
A	US 4566537 A (GUSSIS, G.L.) 28 Enero 1986 (28-01-1986) *Abstracto*	1-13

A	US 4649997 A (BOUSAID, L.S.) 17 Marzo 1987 (17-03-1987) *Abstracto*	1-13
☐ Mayor documentación sigue en continuación del espacio C. ☒ Ver anexo de familia de patente		
* Categorías especiales de documentos citados "A" Documentos que definen el estado de la tecnología que no son considerados de particular relevancia "E" Solicitudes previas o patentes pero publicadas en o después de la fecha de entrega "L" Documento que puede poner en duda un(as) reivindicación(es) o que puede ser citado para establecer la fecha de publicación de otra citación u otra razón especial (explicar) "O" documento referente a un dato oral, uso, exhibición u otro medio "P" Documento publicado previamente a la fecha de llenado pero después de la fecha prioritaria aseverada "T" Documento tardío publicado después de la fecha internacional de llenado o de la fecha prioritaria y que no esté en conflicto con la aplicación citada pero se cita para entender el principio o teoría que sustenta al invento "X" Documento de particular; los inventos aseverados no pueden ser considerados novedosos o no pueden ser considerados como que incluyen un paso inventivo cuando el documento se toma por su cuenta "Y" Documento de relevancia particular; los inventos aseverados no pueden ser considerados como que tienen un paso inventivo cuando el documento es combinado con uno o más documentos de ese estilo, dichas combinaciones siendo obvias para quienes conocen el tema "&" Documento de la misma familia de patentes.		
Fecha de la presente conclusión de la investigación internacional 7 de Septiembre 2005 (07-09-2005)	Fecha de envío del reporte internacional de búsqueda 26 de Septiembre de 2005 (26-09-2005)	
Nombre y dirección Postal del ISA/CA Canadian Intellectual Property Office Place du Portage 1, C114 – Primer Piso, Box PCT 50 Victoria Street Gatineau, Quebec K1A 0C9 Fax no. 001(819) 953-2476	Oficial Autorizado Christian Opris (819) 934-4264	

REPORTE INTERNACIONAL DE BÚSQUEDA
Información sobre los miembros de la familia de patentes

Solicitud internacional No. PCT/CA2005/000883			
Documento de Patente Citado en el reporte	Fecha de Publicación	Miembro(s) de Familia de Patentes	Fecha de Publicación
US5626191 A	06-05-1997	CA2176639 A1	24-12-1996
US4598772 A	08-07-1986	CA1221907 A1	19-05-1987
US4059152 A	26-02-1974	US3991828 A	16-11-1976
US3794113 A	26-02-1974	CA966064 A1	15-04-1975
US4566537 A	28-01-1986	CA1228533 A1	27-10-1987
US4649997 A	17-03-1987	Ninguno	



(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
22 December 2005 (22.12.2005)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2005/121504 A1

(51) International Patent Classification⁷: E21B 43/243

(21) International Application Number:
PCT/CA2005/000683

(22) International Filing Date: 7 June 2005 (07.06.2005)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
60/577,779 7 June 2004 (07.06.2004) US

(71) Applicant (for all designated States except US): AR-
CHON TECHNOLOGIES LTD. [CA/CA]; Suite 2600,
240-4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 4H4 (CA).

(72) Inventor; and

(73) Inventor/Applicant (for US only): AYASSE, Conrad
[CA/CA]; 39 Lynx Lane, Calgary, Alberta T2Z 1B8 (CA).

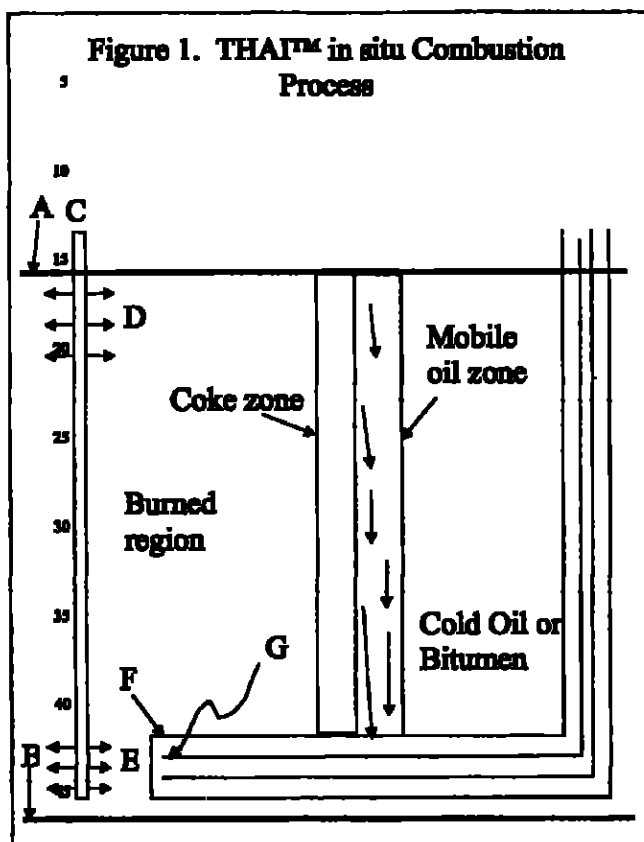
(74) Agent: GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP;
700-2nd Street, S.W., Suite 1400, Scotia Centre, Calgary,
Alberta T2P 4V5 (CA).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AB, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, FI,
GB, GD, GE, GH, GM, GR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE,
KG, KM, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA,
MD, MG, MK, MN, MW, MX, MY, NA, NG, NI, NO, NZ,
OM, PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL,
SM, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC,
VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,

[Continued on next page]

(54) Title: OILFIELD ENHANCED IN SITU COMBUSTION PROCESS



(57) Abstract: A method for recovery of oil in toe-to-heel in-situ combustion processes from underground petroleum formations, having at least one injection well for injecting oxidizing gas into the underground formation and one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg proximate the injection well. The improvement comprises either i) providing tubing inside the production well and injecting steam or water into the horizontal leg portion via said tubing so that steam/water is conveyed to the toe portion, ii) injecting steam/water into the injection well in addition to oxidizing gas, or iii) providing and carrying out both of steps i) and ii).



FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, MC, NL, PL, PT, RO,
SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN,
GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— with international search report

— with amended claims and statement

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guidance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

48

OILFIELD ENHANCED IN SITU COMBUSTION PROCESS

FIELD OF THE INVENTION

5

This invention relates to a process for improved safety and productivity when undertaking oil recovery from an underground reservoir by the toe-to-heel in situ combustion process employing horizontal production wells, such as disclosed in U.S. Patent Nos. 5,626,191 and 6,412,557.

10

BACKGROUND OF THE INVENTION

U.S. Patents 5,626,191 and 6,412,557, incorporated herein in their entirety, disclose in situ combustion processes for producing oil from an underground reservoir (100) utilizing an injection well (102) placed relatively high in an oil reservoir (100) and a production well (103-106) completed relatively low in the reservoir (100). The production well has a horizontal leg (107) oriented generally perpendicularly to a generally linear and laterally extending upright combustion front propagated from the injection well (102). The leg (107) is positioned in the path of the advancing combustion front. Air, or other oxidizing gas, such as oxygen-enriched air, is injected through wells 102, which may be vertical wells, horizontal wells or combinations of such wells. The process of U.S. Patent 5,626,191 is called "THAI™", an acronym for "toe-to-heel air injection" and the process of U.S. Patent 6,412,557 is called "Capri™", the Trademarks being held by Archon Technologies Ltd., a subsidiary of Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canada.

25

Of concern is the safety of the THAI™ and Capri™ processes with respect to oxygen entry into the horizontal well, which would cause oil burning in the well and extremely high temperatures that would destroy the well. Such oxygen breakthrough will not occur if the

49

29

injection rates are kept low, however, high injection rates are very desirable in order to maintain high oil production rates and a high oxygen flux at the combustion front. A high oxygen flux is known to keep the combustion in the high-temperature oxidation (HTO) mode, achieving temperatures of greater than 350 ° C. and combusting the fuel
5 substantially to carbon dioxide. At low oxygen flux, low-temperature oxidation (LTO) occurs and temperatures do not exceed ca. 350 ° C. In the LTO mode, oxygen becomes incorporated into the organic molecules, forming polar compounds that stabilize detrimental water-oil emulsions and accelerate corrosion because of the formation of carboxylic acids. In conclusion, the use of relatively low oxidant injection rates is not an
10 acceptable method to prevent combustion in the horizontal wellbore.

What is needed is a method to increase the oxidizing gas injection rate while preventing oxygen entry into the horizontal wellbore. The present invention provides such a method.

15

SUMMARY OF THE INVENTION

The THAI™ and Capri™ processes depend upon two forces to move oil, water and combustion gases into the horizontal wellbore for conveyance to the surface. These are
20 gravity drainage and pressure. The liquids, mainly oil, drain into the wellbore under the force of gravity since the wellbore is placed in the lower region of the reservoir. Both the liquids and gases flow downward into the horizontal wellbore under the pressure gradient that is established between the reservoir and the wellbore.

During the reservoir pre-heating phase, or start-up procedure, steam is circulated in the
25 horizontal well through a tube that extends to the toe of the well. The steam flows back to the surface through the annular space of the casing. This procedure is imperative in bitumen reservoirs because cold oil that may enter the well will be very viscous and will flow poorly, possible plugging the wellbore. Steam is also circulated through the injector well and is also injected into the reservoir in the region between the injector wells and the

60

30

toe of the horizontal wells to warm the oil and increase its mobility prior to initiating injection of oxidizing gas into the reservoir.

The aforementioned Patents show that with continuous oxidizing gas injection a quasi-
5 vertical combustion front develops and moves laterally from the direction of the toe of the horizontal well towards the heel. Thus two regions of the reservoir are developed relative to the position of the combustion zone. Towards the direction of toe, lies the oil-depleted region that is filled substantially with oxidizing gas, and on the other side lies the region of the reservoir containing cold oil or bitumen. At higher oxidant injection rates, reservoir
10 pressure increases and the fuel deposition rate can be exceeded, so that gas containing residual oxygen can be forced into the horizontal wellbore in the oil-depleted region. The consequence of having 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
15 sand retention screens. The presence of oxygen and wellbore temperatures over 425 ° C. must be avoided for safe and continuous oil production operations.

Several methods of preventing oxygen entry into the producing wellbore are based on reducing the differential pressure between the reservoir and the horizontal wellbore. These
20 are 1. to reduce the injection rate of the oxidizing gas in order to reduce the reservoir pressure, and 2. to reduce the fluid drawdown rate to increase wellbore pressure. Both of these methods result in the reduction of oil rates, which is economically detrimental. Conventional thinking would also state that injecting fluid directly into the wellbore would increase wellbore pressure but would be very detrimental to production rates.

25 Accordingly, in order to overcome the disadvantages of the prior art, and to improve the safety or productivity of hydrocarbon recovery from an underground reservoir, the present invention in a first broad embodiment comprises a process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir comprising the steps of:

31

- (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into the underground reservoir;
- 5 (b) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg,
- 10 wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
- (c) injecting an oxidizing gas through the injection well to conduct in situ combustion, so that combustion gases are produced so as to cause the combustion gases to progressively advance as a front, substantially
- 15 perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;
- (d) providing a tubing inside the production well for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said
- 20 production well;
- (e) injecting a medium selected from the group of mediums comprising steam, water, or non-oxidizing gas, into said tubing so that said medium is
- 25 conveyed proximate said toe portion of said horizontal leg portion via said tubing ; and
- (f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

52

In a further broad embodiment of the invention, the present invention comprises A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

5

(a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;

10

(b) providing at least one injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;

15

(c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;

20

(d) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

25

(e) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well; and

~~53~~

- (f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

5 In a still further embodiment of the invention, the present comprises the combination of the above steps of injecting a medium to the formation via the injection well, and as well injecting a medium via tubing in the horizontal leg . Accordingly, in this further embodiment the present invention comprises a method for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

- 10 a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;
- b) providing at least one injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an
15 underground reservoir;
- c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg
20 having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
- d) providing a tubing inside the production well for the purpose of injecting
25 steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well;
- e) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced , wherein the combustion gases

progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

5 f) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well and into said tubing; and

10 (g) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

If the medium is steam, it is injected into the reservoir/formation, via either or both the injection well or the production well via tubing therein, in this state, typically under a pressure of 7000KpA.

15

Alternatively, where the injected medium is water, such method contemplates that the water become heated at the time of supply to the reservoir to become steam. The water, when it reaches the formation, via either or both the injection well and/or the tubing in the production well, may be heated to steam during such travel, or immediately upon its
20 exiting of the injection well and/or tubing in the production well and its entry into the formation.

25 BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

Figure 1 is a schematic of the THAI™ in situ combustion process with labeling as follows:

55

Item A represents the top level of a heavy oil or bitumen reservoir, and B represents the bottom level of such reservoir/formation.

C represents a vertical well with D showing the general injection point of a oxidizing gas such as air.

5

E represents a general location for the injection of steam or a non-oxidizing gas into the reservoir. This is part of the present invention.

10

F represents a partially perforated horizontal well casing. Fluids enter the casing and are typically conveyed directly to the surface by natural gas lift through another tubing located at the heel of the horizontal well (not shown).

15

G represents a tubing placed inside the horizontal leg. The open end of the tubing may be located near the end of the casing, as represented, or elsewhere. The tubing can be 'coiled tubing' that may be easily relocated inside the casing. This is part of the present invention.

20

The elements E and G are part of the present invention and steam or non-oxidizing gas may be injected at E and/or at G. E may be part of a separate well or may be part of the same well used to inject the oxidizing gas. These injection wells may be vertical, slanted or horizontal wells or otherwise and each may serve several horizontal wells.

25

For example, using an array of parallel horizontal leg as described in U.S. Patents 5,626,191 and 6,412,557, the steam, water or non-oxidizing gas may be injected at any position between the horizontal legs in the vicinity of the toe of the horizontal legs.

Figure 2 is a schematic diagram of the Model reservoir. The schematic is not to scale. Only an 'element of symmetry' is shown. The full spacing between horizontal legs is 50 meters but only the half-reservoir needs to be defined in the STARS™ computer software. This saves computing time. The overall dimensions of the Element of Symmetry are:

66

length A-E is 250 m; width A-F is 25 m; height F-G is 20 m.

The positions of the wells are as follows:

5

Oxidizing gas injection well J is placed at B in the first grid block 50 meters (A-B) from a corner A. The toe of the horizontal well K is in the first grid block between A and F and is 15 m (B-C) offset along the reservoir length from the injector well J. The heel of the horizontal well K lies at D and is 50 m from the corner of the reservoir, E. The horizontal section of the horizontal well K is 135 m (C-D) in length and is placed 2.5 m above the base of the reservoir (A-E) in the third grid block.

10

The injector well J is perforated in two (2) locations. The perforations at H are injection points for oxidizing gas, while the perforations at I are injection points for steam or non-oxidizing gas. The horizontal leg (C-D) is perforated 50% and contains tubing open near the toe (not shown, see Figure 1).

15

DESCRIPTION OF THE PREFERRED EMBODIMENT

20

The operation of the THAI™ process has been described in U.S. Patents 5,626,191 and 6,412,557 and will be briefly reviewed. The oxidizing gas, typically air, oxygen or oxygen-enriched air, is injected into the upper part of the reservoir. Coke that was previously laid down consumes the oxygen so that only oxygen-free gases contact the oil ahead of the coke zone. 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 (MOZ), these hot gases 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 asphaltene, remain on the rock and will constitute the coke

25

57

fuel later when the burning front arrives at that location. In the MOZ, gases and oil drain downward into the horizontal well, drawn by gravity and by the low- pressure sink of the well. The coke and MOZ zones move laterally from the direction from the toe towards the heel of the horizontal well. The section behind the combustion front is labeled the Burned Region. Ahead of the MOZ is cold oil.

With the advancement of the combustion front, the Burned Zone of the reservoir is depleted of liquids (oil and water) and is filled with oxidizing gas. The section of the horizontal well opposite this Burned Zone is in jeopardy of receiving oxygen which will combust the oil present inside the well and create extremely high wellbore temperatures that would damage the steel casing and especially the sand screens that are used to permit the entry of fluids but exclude sand. If the sand screens fail, unconsolidated reservoir sand will enter the wellbore and necessitate shutting in the well for cleaning-out and remediation with cement plugs. This operation is very difficult and dangerous since the wellbore can contain explosive levels of oil and oxygen.

In order to quantify the effect of fluid injection into the horizontal wellbore, a number of computer numerical simulations of the process were conducted. Steam was injected at a variety of rates into the horizontal well by two methods: 1. via tubing placed inside the horizontal well, and 2. via a separate well extending near the base of the reservoir in the vicinity of the toe of the horizontal well. Both of these methods reduced the predilection of oxygen to enter the wellbore but gave surprising and counterintuitive benefits: the oil recovery factor increased and build-up of coke in the wellbore decreased. Consequently, higher oxidizing gas injection rates could be used while maintaining safe operation.

It was found that both methods of adding steam to the reservoir provided advantages regarding the safety of the THAI™ Process by reducing the tendency of oxygen to enter the horizontal wellbore. It also enabled higher oxidizing gas injection rates into the reservoir, and higher oil recovery.

58

Extensive computer simulation of the THAI™ Process was undertaken to evaluate the consequences of reducing the pressure in the horizontal wellbore by injecting steam or non-oxidizing gas. The software was the STARS™ In Situ Combustion Simulator
5 provided by the Computer Modelling Group, Calgary, Alberta, Canada.

Table 4. List the Model Parameters.

Simulator: STARS™ 2003.13, Computer Modelling Group Limited

Model dimensions:

Length 250 m, 100 grid blocks, eac

Width 26 m, 20 grid blocks

Height 20 m, 20 grid blocks

Grid Block dimensions: 2.5 m x 2.5 m x 1.0 m (LWH).

Horizontal Production Well:

A discrete well with a 135 m horizontal section extending from grid block 26,1, 3 to 80,1,3

The toe is offset by 16 m from the vertical air injector..

Vertical Injection Well:

Oxidizing gas(air) Injection points: 20, 1, 1:4 (upper 4-grid blocks)

Oxidizing gas Injection rates: 85,000 m3/d, 85,000 m3/d or 100,000 m3/d

Steam Injection points: 20, 1, 19:20 (lower 2-grid blocks)

Rock/Fluid Parameters:

Components: water, bitumen, upgrade, methane, CO2, CO/ N2, oxygen, coke

Heterogeneity: Homogeneous sand.

Permeability: 6.7 D (h), 3.4 D (v)

Porosity: 33 %

Saturations: Bitumen 80%, water 20%, gas Mole fraction 0.114

Bitumen viscosity: 340,000 cP at 10 °C.

Bitumen average molecular weight: 550 AMU

Upgrade viscosity: 884 cP at 10 °C.

Upgrade average molecular weight: 330 AMU

Physical Conditions:

Reservoir temperature: 20 °C.

Native reservoir pressure: 2000 kPa.

Bottomhole pressure: 4000 kPa.

Reactions:

1. 1.0 Bitumen $\longrightarrow$ 0.42 Upgrade + 1.3375 CH₄ + 20 Coke
2. 1.0 Bitumen + 16 O₂*0.05 $\longrightarrow$ 12.5 water + 5.0 CH₄ + 9.5 CO₂ + 0.5 CO/N₂ + 15 Coke
3. 1.0 Coke + 1.225 O₂ $\longrightarrow$ 0.5 water + 0.95 CO₂ + 0.05 CO/N₂

EXAMPLES

5 Example 1

Table 1a shows the simulation results for an air injection rate of 65,000 m³/day (standard temperature and pressure) into a vertical injector (E in Figure 1). The case of zero steam injected at the base of the reservoir at point I in well J is not part of the present invention.

- 10 At 65,000 m³/day air rate, there is no oxygen entry into the horizontal wellbore even with no steam injection and the maximum wellbore temperature never exceeds the target of 425 °C.

- 15 However, as may be seen from the data below, injection of low levels of steam at levels of 5 and 10 m³/day (water equivalent) at a point low in the reservoir (E in Figure 1) provides substantial benefits in higher oil recovery factors, contrary to intuitive expectations. Where

the injected medium is steam, the data below provides the volume of the water equivalent of such steam, as it is difficult to otherwise determine the volume of steam supplied as such depends on the pressure at the formation to which the steam is subjected to. Of course, when water is injected into the formation and subsequently becomes steam during its travel to the formation, the amount of steam generated is simply the water equivalent given below, which typically is in the order of about 1000x (depending on the pressure) of the volume of the water supplied.

Table 1a: AIR RATE 65,000 m³/day- Steam Injected at reservoir base.

Steam Injection Rate m ³ /day (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke in wellbore %	Maximum Oxygen in wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m3/day
0	410	90	0	35.1	28.3
5	407	79	0	38.0	29.0
10	380	78	0	43.1	29.8

* Not part of the present invention.

Example 2

Table 1b shows the results of injecting steam into the horizontal well via the internal tubing, G, in the vicinity of the toe while simultaneously injecting air at 65,000 m3/day (standard temperature and pressure) into the upper part of the reservoir. The maximum wellbore temperature is reduced in relative proportion to the amount of steam injected and the oil recovery factor is increased relative to the base case of zero steam. Additionally, the maximum volume percent of coke deposited in the wellbore decreases with increasing amounts of injected steam. This is beneficial since pressure drop in the wellbore will be

61

lower and fluids will flow more easily for the same pressure drop in comparison to wells without steam injection at the toe of the horizontal well.

Table 1b. AIR RATE 65,000 m³/day- Steam Injected in well tubing.

Steam Injection Rate m3/day (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke In wellbore %	Maximum Oxygen In wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m3/day
0	410	90	0	35.1	28.8
5	368	80	0	43.4	30.0
10	360	45	0	43.4	29.8

* Not part of the present invention.

5

Example 3

In this example, the air injection rate was increased to 85,000 m3/day (standard temperature and pressure) and resulted in oxygen breakthrough as shown in Table 2a. An 8.8% oxygen concentration was indicated in the wellbore for the base case of zero steam injection. Maximum wellbore temperature reached 1074 °C and coke was deposited decreasing wellbore permeability by 97%. Operating with the simultaneous injection of 12 m3/day (water equivalent) of steam at the base of the reservoir via vertical injection well C (see Fig. 1) provided an excellent result of zero oxygen breakthrough, acceptable coke and good oil recovery.

10

15

62

62

Table 2a: AIR RATE 85,000 m³/day- Steam injected at reservoir base.

Steam Injection Rate m3/d (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke In wellbore %	Maximum Oxygen In wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m3/day
0	1074	97	8.8		
5	518	80	0		
12	414	43	0	36.1	33.4

* Not part of the present invention.

Example 4.

5

Table 2b shows the combustion performance with 85,000 m3/day air (standard temperature and pressure) and simultaneous injection of steam into the wellbore via an internal tubing G (see Fig. 1) . Again 10 m3/day (water equivalent) of steam was needed to prevent oxygen breakthrough and an acceptable maximum wellbore temperature.

10

Table 2b AIR RATE 85,000 m³/d. Steam injected in well tubing.

Steam Injection Rate m3/d (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke In wellbore %	Maximum Oxygen In wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m3/day
0	1074	100	8.8		
5	500	98	1.8		
10	407	45	0	37.3	33.2

* Not part of the present invention.

63

63

Example 5

In order to further test the effects of high air injection rates, several runs were conducted with 100,000 m3/day air injection. Results in Table 3a indicate that with simultaneous steam injection at the base of the reservoir (ie at location B-E in vertical well C-ref. Fig. 1), 20 m3/day (water equivalent) of steam was required to stop oxygen breakthrough into the horizontal leg, in contrast to only 10 m3/day steam (water equivalent) at an air injection rate of 85,000 m3/day.

10

Table 3a: AIR RATE 100,000 m³/day-Steam injected at reservoir base.

Steam Injection Rate m3/day (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke in wellbore %	Maximum Oxygen in wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m3/day
0	1398	100	10.4		
5	1151	100	7.2		
10	1071	100	6.0		
20	425	78	0	34.5	35.8

* Not part of the present invention.

15 Example 6

Table 3b shows the consequence of injecting steam into the well tubing G(ref. Fig. 1) while injecting 100,000 m3/day air into the reservoir. Identically with steam injection at the reservoir base, a steam rate of 20 m3/day (water equivalent) was required in order to prevent oxygen entry into the horizontal leg.

20

64

64

Table 3b AIR RATE 100,000 m³/d. Steam injected in well tubing.

Steam Injection Rate m ³ /day (water equivalent)	Maximum well Temperature, ° C.	Maximum coke in wellbore %	Maximum Oxygen in wellbore %	Bitumen recovery Factor % OOIP	Average oil Production Rate m ³ /day
*0	1388	100	10.4		
5	997	100	8.0		
10	745	100	3.8		
20	425	38	0	33.9	35.8

* Not part of the present invention.

SUMMARY

5

For a fixed amount of steam injection, the average daily oil recovery rate increased with air injection rate. This is not unexpected since the volume of the sweeping fluid is increased. However, it is surprising that the total oil recovered decreases as air rate is increased. This is during the life of the air injection period (time for the combustion front to reach the heel of the horizontal well).

10

Although the disclosure described and illustrates preferred embodiments of the invention, it is to be 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 definition of the invention, reference is to be made to the appended claims.

15

~~65~~

The embodiments of the invention in which an exclusive property or privilege is claimed are defined as follows:

- 5 1. A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir comprising the steps of:
 - (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into the underground reservoir;
 - 10 (b) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the
15 opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
 - (c) injecting an oxidizing gas through the injection well to conduct in situ combustion, so that combustion gases are produced so as to cause the
20 combustion gases to progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;
 - 25 (d) providing a tubing inside the production well for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well;

(e) injecting a medium selected from the group of mediums comprising steam, water, or non-oxidizing gas, into said tubing so that said medium is conveyed proximate said toe portion of said horizontal leg portion via said tubing ; and

5

(f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

10

2. The process of Claim 1 wherein said medium is water, and said water is heated at the time of supply to the reservoir to become steam.

3. The process of Claim 1 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.

15

4. The process of claim 1, further providing tubing within said production well to convey said steam, water, or non-oxidizing gas, wherein said tubing within said injection well has a horizontal leg.

20

5. The process of claim 1 wherein a non-oxidizing gas is injected into said tubing alone or in combination with steam or water.

25

6. The process of claim 1 wherein an open end of the tubing is in the vicinity of the toe of the horizontal section so as to permit delivery of steam or heated non-oxidizing gas to said toe.

7. The process of claim 1 wherein the tubing is partially pulled back or otherwise repositioned for the purpose of altering a point of injection of the steam, water or non-oxidizing gas along the horizontal leg.

62

8. The process of Claim 1 wherein the steam, water or non-oxidizing gas or gases are injected continuously or periodically.
9. A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir,
5 comprising the steps of:
- (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;
- 10 (b) providing at least one injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;
- 15 (c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
- 20 (d) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;
- 25 (e) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well; and

66

(f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

5 10. The process of Claim 10 wherein said medium is water, and said water is subsequently heated to become steam and said steam is provided to said lower part of the formation via a distal end of said injection well.

10 11. A method for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

(a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;

15 (b) providing at least one injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;

20 (c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;

25 (d) providing a tubing inside the production well for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well;

5 (e) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

10 (f) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well and into said tubing; and

(g) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

15 12. The method of claim 12 wherein said medium is water, and said water is heated at the time of supply to the reservoir to become steam.

13. The method of claim 12 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.

20

AMENDED CLAIMS

received by the International Bureau on 25 November 2005 (25.11.2005) original claims 1-13 have been replaced by amended claims 1-17 (8 pages).

+ STATEMENT

The embodiments of the invention in which an exclusive property or privilege is claimed are defined as follows:

- 5 1. A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir comprising the steps of:
 - (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into the underground reservoir;
 - 10 (b) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the
15 opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
 - (c) injecting an oxidizing gas through the injection well to conduct in situ combustion, so that combustion gases are produced so as to cause the
20 combustion gases to progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;
 - 25 (d) providing a tubing inside the production well within said vertical leg and at least a portion of said horizontal leg for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well proximate a combustion front formed at a horizontal distance along said horizontal leg of said production well;

✱

5 (e) injecting a medium selected from the group of mediums comprising steam, water, or non-oxidizing gas, into said tubing so that said medium is conveyed proximate said toe portion of said horizontal leg portion via said tubing ; and

(f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

10 2. The process of Claim 1 wherein said medium is water, and said water is heated at the time of supply to the reservoir to become steam.

15 3. The process of Claim 1 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.

4. The process of Claim 1, said step of injecting said medium further serving to pressurize said horizontal well to a pressure to permit injection of said medium into the underground reservoir.

20 5. The process of claim 1 wherein a non-oxidizing gas is injected into said tubing alone or in combination with steam or water.

25 6. The process of claim 1 wherein an open end of the tubing is in the vicinity of the toe of the horizontal section so as to permit delivery of steam or heated non-oxidizing gas to said toe.

7. The process of claim 1 or 6 wherein the tubing is partially pulled back or otherwise repositioned for the purpose of altering a point of injection of the steam, water or non-oxidizing gas along the horizontal leg.

8. The process of Claim 1 wherein the steam, water or non-oxidizing gas or gases are injected continuously or periodically.
- 5 9. A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:
- 10 (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;
- (b) said at least one injection well further adapted for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;
- 15 (c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg,
- 20 wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
- (d) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the
- 25 horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

(e) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well ; and

5 (f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

10. A process for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

10

(a) providing at least one oxidizing gas injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;

15

(b) providing at least one other injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;

20

(c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the oxidizing gas injection well than the heel portion;

25

(d) injecting an oxidizing gas through the oxidizing injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced , wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to

74

the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

5 (e) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said other injection well ; and

(f) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

10

11. The process of Claim 9 or 10 wherein said medium is water, and said water is subsequently heated to become steam and said steam is provided to said lower part of the formation via a distal end of said injection well.

15

12. A method for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

20 (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;

(b) said at least one injection well further adapted for injecting steam, a non-oxidizing gas , or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;

25

(c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical

75

25

production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;

5 (d) providing a tubing inside the production well within said vertical leg and at least a portion of said horizontal leg for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well;

10 (e) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;

15 (f) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said injection well and into said tubing; and

20 (g) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

13. The method of claim 12 wherein said medium is water, and said water is heated at the time of supply to the reservoir to become steam.

25 14. The method of claim 12 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.

15. A method for extracting liquid hydrocarbons from an underground reservoir, comprising the steps of:

✱

- (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;
- 5 (b) providing at least one other injection well for injecting steam, a non-oxidizing gas, or water which is subsequently heated to steam, into a lower part of an underground reservoir;
- 10 (c) providing at least one production well having a substantially horizontal leg and a substantially vertical production well connected thereto, wherein the substantially horizontal leg extends toward the injection well, the horizontal leg having a heel portion in the vicinity of its connection to the vertical production well and a toe portion at the opposite end of the horizontal leg, wherein the toe portion is closer to the injection well than the heel portion;
- 15 (d) providing a tubing inside the production well within said vertical leg and at least a portion of said horizontal leg for the purpose of injecting steam, water or non-oxidizing gas into said horizontal leg portion of said production well;
- 20 (e) injecting an oxidizing gas through the injection well for in situ combustion, so that combustion gases are produced, wherein the combustion gases progressively advance as a front, substantially perpendicular to the horizontal leg, in the direction from the toe portion to the heel portion of the horizontal leg, and fluids drain into the horizontal leg;
- 25 (f) injecting a medium, wherein said medium is selected from the group of mediums comprising steam, water or a non-oxidizing gas, into said other injection well and into said tubing; and

(g) recovering hydrocarbons in the horizontal leg of the production well from said production well.

5 16. The method of claim 15 wherein said medium is water, and said water is heated at the time of supply to the reservoir to become steam.

17. The method of claim 15 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.

28

Statement Under Article 19(1)

Claims 1,4,7, & 9 have been replaced by amended claims bearing the same numbers.

Claims 2,3,5, 6 & 8 remain unchanged.

Claim 10 & 15-19 have been added.

Former claims 10,11 have been amended and renumbered claims 11,12 respectively.

Former claims 12, 13 have been renumbered 13, 14 respectively.

29

Figure 1. THAI™ in situ Combustion Process

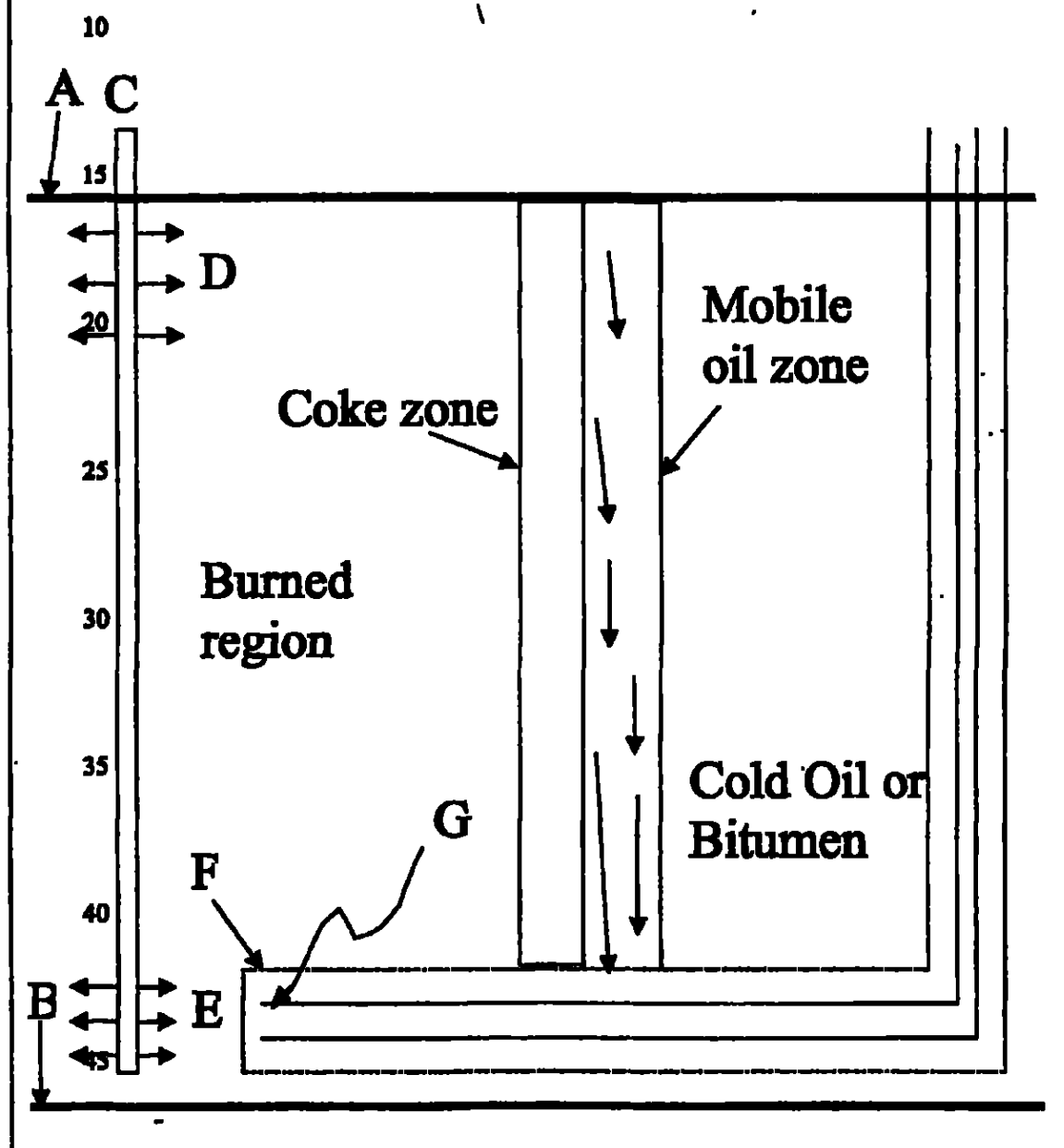
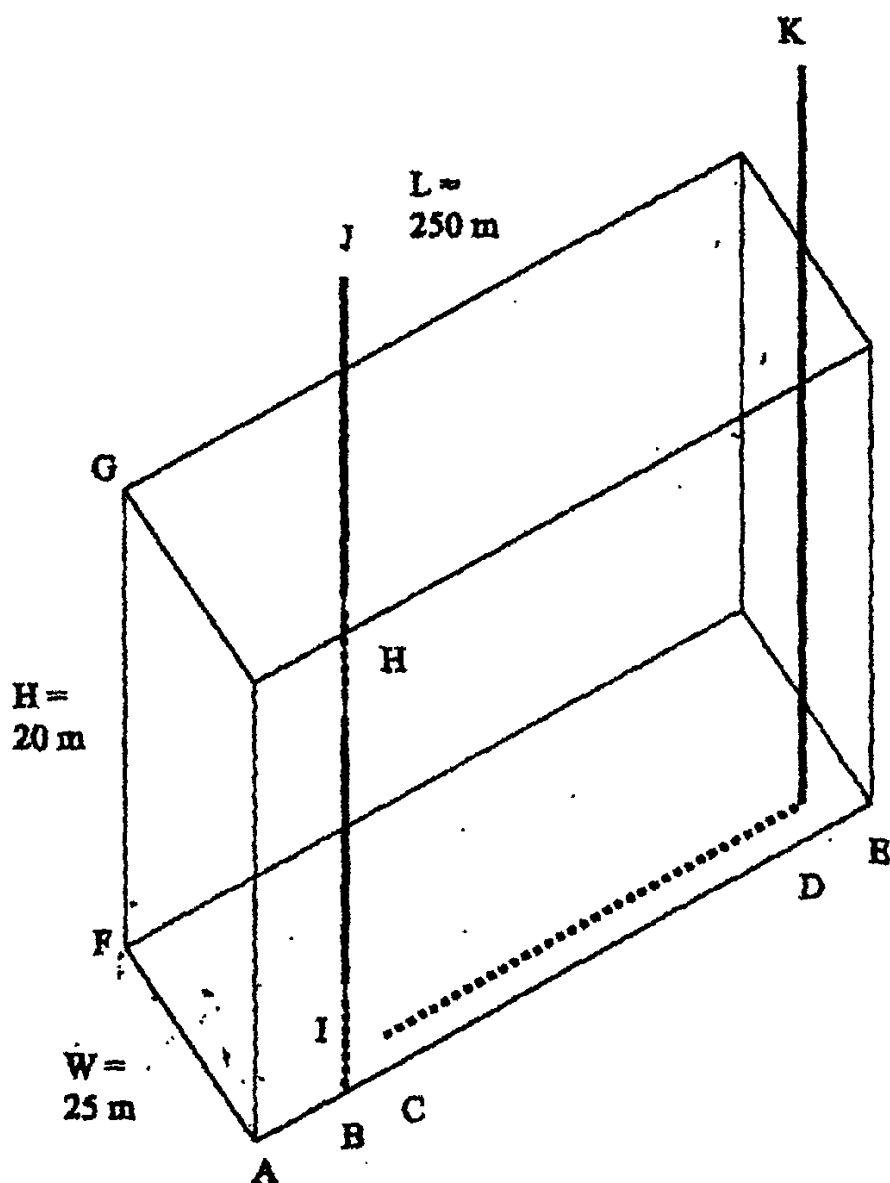


Figure 2. Reservoir Dimensions and Placement of Wells

40



81

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2005/000883

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER IPC(7): E21B 43/243

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)

IPC⁷: E21B 43/243, 43/24; USPC 166/261, 257, 256, 272.3, 263, 260, 262

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)
Delphion, QWeb, QPat; keywords: in-situ combustion, steam injection

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	US 5626191 A (GREAVES, M. et al.) 6 May 1997 (06-05-1997) *Cited by Applicant* *Whole document*	1-6, 8
Y	US 4998772 A (HOLMES, B. G.) 8 July 1986 (08-07-1986) *Abstract; Col. 1, lines 65-68; Col. 2, lines 8-13; Col. 3, lines 5-7*	1-6, 8
A	US 4039152 A (ALLEN, J. C. et al.) 22 November 1977 (22-11-1977) *Abstract*	1-13
A	US 3794113 A (STRANGE, L. K.) 26 February 1974 (26-02-1974) *Abstract*	1-13
A	US 4566537 A (GUSSIS, G. L.) 28 January 1986 (28-01-1986) *Abstract; Col. 1, lines 30-61; Col. 4, lines 40-58*	1-13
A	US 4649997 A (BOUSAID, I. E.) 17 March 1987 (17-03-1987) *Abstract*	1-13

[] Further documents are listed in the continuation of Box C.

[X] See patent family annex.

* Special categories of cited documents:	*T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principles or theory underlying the invention
A document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	*K* document of particular relevance: the claimed invention cannot be accomplished prior or cannot be accomplished to involve an inventive step when the document is taken alone
B earlier application or patent not published on or after the international filing date	*Y* document of particular relevance: the claimed invention cannot be accomplished by involving an inventive step when the document is published with one or more other prior documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
L document which may have impact on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	*Z* document number of the same patent family
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	

Date of the actual completion of the international search

7 September 2005 (07-09-2005)

Date of mailing of the international search report

26 September 2005 (26-09-2005)

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

82

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/CA2005/000883

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US5329191 A	06-05-1997	CA2175539 A1	24-12-1996
US466772 A	08-07-1986	CA1221907 A1	19-05-1987
US406182 A	22-11-1977	US399182B A	16-11-1976
US3794113 A	25-02-1974	CA966064 A1	18-04-1978
US456537 A	28-01-1986	CA1228333 A1	27-10-1987
US4849997 A	17-03-1987	NONE	

83

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

**REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION 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 

Fecha _____

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@slc.gov.co
www.slc.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia