

JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

ABOGADOS

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 06-128697- -00014-0000

Fecha: 2011-01-27 17:00:21 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 444 RESPUESTAREQUE Folios: 38

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

E. S. D.

Re: P1.-ARCHON TECHNOLOGIES LTD.-Solicitud de Patente de Invención en Fase Nacional PCT para "PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE UNA RESERVA SUBTERRÁNEA". -Clase E21B 43/243. -Expediente número 06-128.697.-

1. Me refiero al auto dictado por ese Despacho notificado por fijación en lista el 23 de Diciembre de 2010.

2. Con el fin de responder a las objeciones de claridad expuestas por el señor Examinador en su Concepto Técnico No. 4403, atentamente me permito presentar por medio del presente memorial una serie de argumentos técnicos mediante los cuales se superan completamente dichas objeciones.

3. **TÍTULO DE LA SOLICITUD**

En primer lugar y atendiendo a la sugerencia del señor Examinador, el título de la solicitud originalmente presentado, esto es:

"Proceso de combustión in situ mejorado en yacimiento de petróleo"

ha sido reemplazado por el nuevo título:

"Proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea"

Dicha modificación, tal y como lo menciona el señor Examinador en su Concepto Técnico, obedece a la necesidad de que el título de la solicitud describa con mayor detalle el objeto técnico de la invención.

4. **CLARIDAD DE LA DESCRIPCIÓN (ARTÍCULO 28 D486)**

Ahora bien, el señor Examinador objetó la claridad de la descripción argumentando lo siguiente:

- Con respecto al siguiente párrafo:

*""d) Proveer una tubería dentro del pozo de producción dentro de dicho tramo vertical y **con por lo menos una porción de dicho tramo horizontal** con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha tubería..."*

El señor Examinador afirma que la expresión resaltada en negrilla no es coherente con la información técnica de la misma descripción de la solicitud y tampoco lo es con la información de la descripción original de la etapa e) de acuerdo con la cual dicha tubería conduce el vapor, agua o gas no oxidante hasta la proximidad de la punta del tramo horizontal. En este sentido, el señor Examinador asevera que cualquier porción indefinida de tramo horizontal no lograría cumplir con el objetivo particular y exacto técnicamente de llevar dicha corriente hasta la punta, razón por la cual el señor Examinador recomienda modificar la porción en cuestión tal como se encuentra explicada en la descripción original.

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito aclarar a ese Despacho lo siguiente:

(a) La objeción realizada por el señor Examinador se basa en que el paso e) mencionado en la página 4 de la descripción original establece que la tubería ubicada en el interior del pozo de producción debe permitir que el vapor, agua o gas no oxidante sea conducido cerca a la punta de la porción horizontal de dicho pozo de producción, mientras que los literales d) y e) mencionados en la página 4 de la descripción modificada establecen que la tubería ubicada en el interior del pozo de producción debe desplegarse a través de todo el tramo vertical de dicho pozo de producción y por lo menos a través de una porción del tramo horizontal de dicho pozo de producción, esto es, sin que necesariamente se cumpla la condición de que dicha tubería llegue hasta la punta del tramo horizontal.

(b) Sin embargo, de acuerdo con lo planteado por el señor Examinador, la modificación realizada es una incoherencia técnica porque lo planteado en los actuales pasos d) y e) no permitirían cumplir con el objetivo particular y exacto técnicamente de llevar el vapor, agua o gas no oxidante hasta la punta del tramo horizontal del pozo de producción.

(c) Frente a lo anterior me permito señalar que dicha modificación de ninguna manera representa una incoherencia técnica con respecto a lo planteado a lo largo de la descripción originalmente presentada toda vez que en la página 8 de dicha descripción original claramente se establece lo siguiente:

"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." (el subrayado es mío)

Por lo tanto, es evidente que la descripción original abarcaba por completo la posibilidad de que la tubería ubicada en el interior del pozo de producción pudiera atravesar todo ó solamente una parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción, razón por la cual la modificación realizada en la descripción de la solicitud en cuestión (y por ende en las reivindicaciones, tal como se analizará más adelante) es completamente coherente con lo revelado por el solicitante en su invención y presenta pleno sustento en el documento presentado originalmente.

(d) Adicionalmente me permito señalar que el paso d) mencionado en la página 4 de la descripción original (ver anexo iii, el cual corresponde a la solicitud internacional de referencia WO 2005/121504) establece lo siguiente:

"d) Proveer una tubería dentro del pozo de producción con el propósito de inyectar, vapor, agua o un gas no oxidante dentro de dicha porción de tramo horizontal de dicho pozo de producción",

De lo cual es claro entonces que dicho paso d) de la solicitud original de ninguna manera especifica que la tubería ubicada en el interior del pozo de producción deba necesariamente extenderse hasta la punta del tramo horizontal del pozo de producción. Basado en esto, la frase "...próximo a dicha parte de punta..." del paso e) originalmente presentado fue eliminada, tal como se muestra a continuación:

"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 dentro ~~próximo a dicha parte de punta~~ de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería",

Lo anterior con el objetivo de excluir características incoherentes frente a lo establecido en el paso d) original, así como para eliminar restricciones innecesarias en el alcance de la solicitud.

- De otro lado, el señor Examinador objeta lo siguiente:

*"En la descripción de la solicitud se afirma que: "En una incorporación preferible, la tubería en el paso d) puede ser retirada o reposicionada de otra forma con el propósito de **alterar el punto de inyección de vapor, agua o gas no oxidante a lo largo del tramo horizontal**" (Negrita Personal) (Folio 102, párrafo 7). Sin embargo, después de leer nuevamente toda la descripción dicha información es incoherente técnicamente con el objetivo de llevar el vapor, agua o gas no oxidante hasta la proximidad de la punta del tramo horizontal del pozo de producción. Además, al leer nuevamente la descripción, no se encontró información adicional que permitiera comprender los detalles técnicos de dicha información. Esto llevó a analizar la descripción original en busca de información pero más aún, no se encontró información alguna. Por lo anterior, dicho párrafo debe ser eliminado del capítulo descriptivo porque introduce confusión respecto a*

la disposición particular de la tubería dentro del pozo de inyección, además, no es coherente técnicamente con el proceso divulgado en la solicitud original."

En respuesta a lo anterior, inicialmente considero de gran importancia aclarar ante ese Despacho que las características técnicas mencionadas en el siguiente párrafo de la descripción actualmente presentada:

"En una incorporación preferible, la tubería en el paso d) puede ser retirada o reposicionada de otra forma con el propósito de alterar el punto de inyección de vapor, agua o gas no oxidante a lo largo del tramo horizontal",

De ninguna manera constituyen una incoherencia técnica con respecto a lo mencionado en la descripción original, toda vez que, tal como se explicó previamente en el presente memorial, el alcance de la solicitud de ninguna manera está restringido a que el vapor, agua o gas no oxidante deba ser conducido obligatoriamente hasta la punta del tramo horizontal del pozo de producción (ver por ejemplo las líneas 1 a 3 de la página 8 de la descripción original).

Así mismo, me permito manifestar que dicho párrafo objetado por el señor Examinador encuentra pleno sustento en la descripción y capítulo reivindicatorio originales de la invención, tal como se demuestra a continuación:

- En la página 8 (líneas 1 a 4) de la descripción presentada originalmente se menciona específicamente que:

"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." (el subrayado es mío),

De lo cual queda claro que el proceso de recuperación de hidrocarburos revelado por el solicitante incluye en efecto la posibilidad de que la tubería ubicada dentro del tramo horizontal del pozo de producción pueda ser embobinada (o flexible) con el objetivo de permitir reubicar o reposicionar el extremo de dicha tubería y por ende reubicar o reposicionar el punto de inyección del vapor, agua o gas no oxidante dentro del pozo de producción.

- La reivindicación 7 presentada originalmente se lee como sigue:

"7. El proceso de la reivindicación 1 a 6, en donde la tubería está parcialmente retraída o reposicionada de otro modo con el propósito de alterar el punto de inyección de vapor, agua o gas no oxidante por el tramo horizontal",

Lo cual sustenta plenamente el párrafo de la descripción objetado por el señor Examinador teniendo en cuenta que de acuerdo con lo establecido en la sección de Claridad e interpretación de las reivindicaciones del Manual Andino de Patentes, -el cual es una herramienta valiosa para la unificación de la interpretación y la aplicación de la Decisión 486 dentro de los países miembros de la Comunidad Andina, y que por lo tanto permite evaluar de manera razonable e imparcial los requisitos de patentabilidad requeridos para la concesión de una patente-,:

*"Si hay características que están claramente en las reivindicaciones y no en la descripción, se permite que sean incorporadas tal cual a la descripción para dar soporte y así cumplir con los requisitos del Art. 30 D 486. Esta modificación no supone ampliación siempre y cuando las reivindicaciones iniciales se hubieran presentado con la descripción"*¹

Visto lo anterior es claro que el párrafo objetado por el señor Examinador, el cual fue incluido dentro del acápite "resumen de la invención" de la descripción, presenta pleno sustento en la solicitud de patente presentada originalmente, y las características técnicas allí mencionadas resultan ser completamente coherentes con el proceso de recuperación de hidrocarburos revelado por el solicitante.

- Con respecto al siguiente párrafo de la descripción:

*"Como puede entenderse de la anterior descripción, el proceso descrito está adaptado para que los gases de combustión avancen progresivamente de manera lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal **en dirección opuesta al pozo de inyección**" (Negrita Personal) (Folio 103, párrafo 6),*

El señor Examinador afirma que la expresión resaltada en negrilla es incoherente e induce a una comprensión incorrecta del proceso, y pregunta ¿cuál es la dirección opuesta de un pozo de inyección?

Adicionalmente, según el señor Examinador el párrafo anterior no coincide con la información subsiguiente:

*"En un primer perfeccionamiento, el tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección y la porción de punta está más cerca del pozo de inyección que la porción de talón. Los gases de combustión avanzan progresivamente de manera lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal **en dirección desde la porción de punta hacia la porción de talón del tramo horizontal**" (Folio 103, párrafo 7),*

¹ Secretaría General de la Comunidad Andina "Manual para el examen de solicitudes de patentes de invención en las Oficinas de Propiedad Industrial de los Países de la Comunidad Andina". Lima, Perú: 2004; página43.

Debido a que si en la descripción se alude a un "primer perfeccionamiento" que particulariza la dirección exacta de los gases de combustión, en su criterio se estaría tácitamente expresando que los gases de combustión pueden seguir cualquier dirección de desplazamiento desde el pozo de inyección, lo cual es incoherente.

Por lo anterior, el señor Examinador revisó la información de la descripción original, pero no encontró información que sustentara dicho planteamiento, asumiendo entonces que hubo un error en la modificación de la descripción y por tal razón recomendando eliminar el párrafo 6 que induce a error y eliminar la expresión "En un primer perfeccionamiento" que encabeza el párrafo 7.

En respuesta a lo anterior, inicialmente considero pertinente señalar que la respuesta al interrogante: *¿Cuál es la dirección opuesta de un pozo de inyección?* que fue planteado por el señor Examinador, se encuentra precisamente en el párrafo subsiguiente a aquel objetado por ese Despacho, toda vez que allí se establece claramente la dirección de dichos gases: *"los gases de combustión avanzan progresivamente de manera lateral como un frente substancialmente perpendicular al tramo horizontal"*.

Adicionalmente, es claro que el hecho de establecer que los gases de combustión avanzan progresivamente de manera lateral como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en dirección opuesta al pozo de inyección, no conlleva de manera alguna a una comprensión incorrecta del proceso y mucho menos implica la definición de una característica incoherente frente a las demás características técnicas de dicho proceso, toda vez que el hecho de que los gases de combustión avancen como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal del pozo de inyección necesariamente implica que la dirección de desplazamiento de tales gases sea opuesta a la posición del pozo de inyección.

- De acuerdo con el señor Examinador, el siguiente párrafo de la descripción: (ver página 9 del documento actualmente presentado)

"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" (Folio 104, párrafo 4)

Es demasiado general porque no precisa el punto exacto de ingreso de vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal, lo cual se presta para confusiones según lo sustentado originalmente. En este sentido, el señor Examinador asevera que al leer el sustento del proceso, se observa que es la inyección de vapor, agua o gas no oxidante en la proximidad de la punta del tramo horizontal la que objetivamente permite cumplir con la función de impedir que ingrese gas oxidante a este tramo horizontal, razón por la cual el señor Examinador afirma que se debe modificar la expresión citada de forma que sea técnicamente clara y exacta pues dicha información parece ser esencial en la explicación de la solución técnica dada al problema abordado.

En respuesta a lo anterior, inicialmente me permito manifestar ante ese Despacho que, contrario a lo afirmado por el señor Examinador, el párrafo en cuestión es completamente coherente con lo mencionado en otros apartes de la descripción, tal como se ha mencionado previamente en el presente escrito. Así, por ejemplo, es claro que en la página 8 de la descripción original se menciona que:

"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" (el subrayado es mío),

Esto es, en la descripción de la solicitud claramente se encuentra establecido que el extremo abierto de la tubería ubicada en el interior del pozo de producción puede alcanzar cualquier punto del tramo horizontal de dicho pozo de producción, pero de ninguna manera resulta necesario que alcance la punta de dicho tramo horizontal.

En relación con lo anterior, considero de gran importancia señalar ante ese Despacho que las ventajas técnicas del proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión (disminución del riesgo de explosión al interior del pozo de producción y aumento sorpresivo de la capacidad de producción) son básicamente el resultado de evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) mezclado con los gases de combustión al interior del pozo de producción mediante la presurización del tramo horizontal de dicho pozo de producción con vapor o un gas no oxidante. Sin embargo, como es evidente, dicha presurización no se logra exclusivamente con la inyección del vapor o el gas no oxidante en la punta del tramo horizontal, toda vez que empleando la presión adecuada la presurización requerida puede lograrse inyectando el vapor o el gas no oxidante en cualquier punto del tramo horizontal.

Visto lo anterior, atentamente solicito al señor Examinador la reconsideración de sus objeciones a éste respecto, toda vez que las limitaciones en el alcance de la invención que han sido sugeridas no presentan sustento técnico alguno.

- Finalmente, de acuerdo con el señor Examinador:

"En el Folio 106 se introdujeron algunos errores formales en los numerales, los cuales deben ser corregidos según los dibujos modificados."

En respuesta a lo anterior me permito señalar que tal como lo menciona el señor Examinador en su Concepto Técnico, en el último párrafo de la página 11 de la descripción actualmente presentada se mencionan algunos numerales que no concuerdan con lo esquematizado por el solicitante en la figura 2 de la invención. En consecuencia, con el objetivo de subsanar dichos evidentes errores tipográficos cometidos, me permito manifestar que el solicitante ha decidido reemplazar el siguiente párrafo de la descripción:

"El pozo de inyección V está perforado en dos (2) lugares. Las perforaciones en Z son puntos de inyección para gas oxidante, mientras que las perforaciones en I son puntos de inyección para vapor o gas no oxidante."

Por el párrafo correcto:

"El pozo de inyección V 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."

Por último, me permito resaltar que tales modificaciones cumplen a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que dichas modificaciones de ninguna manera implican una ampliación en el alcance de la solicitud de patente en cuestión.

5. **CLARIDAD DEL CAPÍTULO REIVINDICATORIO (ARTÍCULO 30 D486)**

De otro lado, el señor Examinador objetó la claridad del capítulo reivindicatorio actualmente presentado argumentando lo siguiente:

- De acuerdo con el señor Examinador, la etapa b) de la reivindicación 1 actualmente presentada no define la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección, tal como sí sucedía en la solicitud original que añadía: *"Proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo substancialmente horizontal y un pozo de producción substancialmente vertical conectado a éste, en el cual el tramo substancialmente 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 el tramo de punta es más cercano al pozo de inyección que el tramo de talón"*.

Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que de acuerdo con la actual etapa b) de la reivindicación 1 se entendería abarcada cualquier disposición del pozo de inyección y la porción horizontal del pozo de producción, cosa que no es exacta técnicamente sabiendo que el proceso planteado corresponde a una mejora del proceso THAI y CAPRI.

Dado lo anterior, el señor Examinador recomienda incorporar la información contenida en la actual reivindicación 15 literales i) y ii) a la etapa b), tal como se había hecho originalmente para de esta manera subsanar los problemas de claridad y exactitud técnica del proceso.

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito poner a consideración de ese Despacho lo siguiente:

(a) El problema técnico abordado por el solicitante radica básicamente en la necesidad de modificar los procesos de recuperación in situ de hidrocarburos pesados que son conocidos en el estado de la técnica anterior para evitar los problemas de seguridad que caracterizan a

dichos procesos conocidos en el arte previo sin generar una disminución en la capacidad de producción de una reserva subterránea.

En este sentido y tal como se menciona claramente en la descripción de la solicitud, las características técnicas de los procesos de recuperación in situ conocidos en el arte previo, implican la existencia de un inminente riesgo de explosión al interior del pozo de producción debido a que el gas oxidante utilizado (por ejemplo oxígeno) es capaz de ingresar a dicho pozo y provocar su destrucción como consecuencia de la potencial combustión del petróleo y a las altas temperaturas generadas.

Sin embargo, es claro que los métodos para prevenir el ingreso del gas oxidante al pozo de producción que implican, por ejemplo, disminuir el flujo de inyección de dicho gas oxidante en la reserva subterránea, generan una disminución inapropiada en la capacidad de producción obtenida.

(b) Ahora bien, el solicitante ha logrado superar el problema técnico previamente planteado luego de desarrollar un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que no solamente implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea, sino que también implica la inyección de vapor, agua o un gas no oxidante en la parte inferior de dicha reserva subterránea, ya sea a través de una tubería ubicada dentro del pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción (reivindicación 1), a través del mismo pozo de inyección de gas oxidante que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción.

Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción ó en la parte baja de una reserva subterránea permite evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) a la porción horizontal del pozo de producción, y al mismo tiempo aumentar la capacidad de recuperación de petróleo, hecho que representa un importante aporte al estado de la técnica.

(c) De conformidad con lo anterior, es claro que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección de gas oxidante, por lo que no existe alguna razón técnica para que la presente solicitud de patente incluya limitaciones técnicas innecesarias como aquella según la cual el tramo horizontal del pozo de producción debe extenderse hacia el pozo de inyección.

(d) Por último, considero de gran importancia destacar que la afirmación del señor Examinador según la cual la consecuencia técnica de la modificación realizada en el paso b) de la reivindicación 1 no es exacta técnicamente debido a que el proceso revelado corresponde a una mejora de los procesos THAI y CAPRI, no representa de manera alguna un argumento válido para desvirtuar la posibilidad de llevar a cabo dicha modificación, toda vez que el hecho

de que el proceso revelado por el solicitante corresponda a un mejoramiento de los procesos THAI y CAPRI de ninguna manera implica que dicho nuevo proceso deba incluir todas las características de aquellos procesos ya conocidos en el arte previo, ya que de lo contrario no podría catalogarse como una invención.

Visto lo anterior, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la modificación hecha en el paso b) de la reivindicación 1 de ninguna manera implica un cambio en alguna característica técnica relevante del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado por el solicitante, y por lo tanto únicamente obedece a la necesidad de eliminar limitaciones técnicas innecesarias que afectan seriamente los intereses del solicitante debido a que representan posibles rutas de escape de los potenciales infractores de la patente.

- De otro lado, de acuerdo con el señor Examinador la etapa c) de la reivindicación 1 actualmente presentada no define el desplazamiento particular del avance de los gases de combustión con respecto a las zonas de punta y talón del tramo horizontal del pozo de producción, tal como sí sucedía en la solicitud original que añadía: *"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, substancialmente 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"*.

Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que con la actual etapa c) de la reivindicación 1 se entendería abarcada cualquier dirección de desplazamiento, cosa que no es exacta técnicamente sabiendo que el proceso planteado corresponde a una mejora del proceso THAI y CAPRI.

Finalmente, el señor Examinador recomienda incorporar la información contenida en la actual reivindicación 15 literal iii) a la etapa c), tal como se había hecho originalmente para de esta manera subsanar los problemas de claridad y exactitud técnica del proceso.

En respuesta a lo anterior y tal como ha sido mencionado previamente en el presente escrito, es claro que el solicitante ha solucionado el problema técnico abordado luego de desarrollar un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que no solamente implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea, sino que también implica la inyección de vapor, agua o un gas no oxidante en la parte inferior de dicha reserva subterránea, ya sea a través de una tubería ubicada dentro del pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción (reivindicación 1), a través del mismo pozo de inyección de gas oxidante que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción. Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción ó en la

parte baja de una reserva subterránea permite evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) a la porción horizontal del pozo de producción, y al mismo tiempo aumentar la capacidad de recuperación de petróleo, hecho que representa un importante aporte al estado de la técnica.

De lo anterior es claro que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la dirección de desplazamiento de los gases de combustión con respecto a las zonas de punta y talón del tramo horizontal del pozo de producción, por lo que no existe alguna razón técnica para que la presente solicitud de patente incluya limitaciones técnicas innecesarias como aquella según la cual los gases de combustión deben avanzar en la dirección desde la parte de punta hasta el talón del tramo horizontal del pozo de producción.

Por último, considero de gran importancia destacar que la afirmación del señor Examinador según la cual la consecuencia técnica de la modificación realizada en el paso c) de la reivindicación 1 no es exacta técnicamente debido a que el proceso revelado corresponde a una mejora de los procesos THAI y CAPRI, no representa de manera alguna un argumento válido para desvirtuar la posibilidad de llevar a cabo dicha modificación, toda vez que el hecho de que el proceso revelado por el solicitante corresponda a un mejoramiento de los procesos THAI y CAPRI de ninguna manera implica que dicho nuevo proceso deba incluir todas las características de aquellos procesos ya conocidos en el arte previo, ya que de lo contrario no podría catalogarse como una invención.

Visto lo anterior, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la modificación hecha en el paso c) de la reivindicación 1 de ninguna manera implica un cambio en alguna característica técnica relevante del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado por el solicitante, y por lo tanto únicamente obedece a la necesidad de eliminar limitaciones técnicas innecesarias que afectan seriamente los intereses del solicitante debido a que representan posibles rutas de escape de los potenciales infractores de la patente.

- La etapa d) de la reivindicación 1 actualmente presentada se refiere a: *"Proveer una tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y en por lo menos una porción de dicho tramo horizontal, con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha porción del tramo horizontal de dicho pozo de producción próximo al frente de combustión formado a una distancia horizontal a lo largo de dicho tramo horizontal de dicho pozo de producción"*, mientras que la etapa e) de dicha reivindicación 1 plantea: *"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"*.

En este sentido, el señor Examinador objeta la coherencia de las dos etapas antes mencionadas, pues el paso d) establece la provisión de tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y en por lo menos una porción de dicho tramo horizontal, pero según la etapa e) el medio inyectado es conducido próximo a

dicha parte de punta. Debido a lo anterior, el señor Examinador recomienda modificar la redacción de la etapa d) de modo que sea coherente con la etapa e).

En respuesta a lo anterior inicialmente me permito señalar que, en efecto, debido a un error en la redacción de la reivindicación 1 actualmente presentada, existe una incoherencia entre las etapas d) y e) del proceso de recuperación de petróleo allí revelado. Ahora bien, con el objetivo de subsanar dicho evidente error me permito señalar que la etapa e) de la reivindicación 1 ha sido modificada, reemplazando la frase: "...de modo que dicho medio sea conducido próximo a dicha parte de punta de dicha parte de tramo horizontal a través de dicha tubería", por la frase correcta: "...de modo que dicho medio sea conducido dentro de dicho tramo horizontal a través de dicha tubería."

Por último me permito reiterar ante ese Despacho que la característica del proceso revelado por el solicitante de acuerdo con la cual la tubería ubicada en el interior del pozo de producción debe desplegarse a través de todo el tramo vertical de dicho pozo de producción y por lo menos a través de una porción del tramo horizontal (esto es, sin que necesariamente se cumpla la condición de que dicha tubería llegue hasta la punta del tramo horizontal), de ninguna manera representa una incoherencia técnica con respecto a lo planteado a lo largo de la descripción originalmente presentada, toda vez que en la página 8 de dicha descripción original claramente se establece lo siguiente:

"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." (el subrayado es mío)

Por lo tanto, es evidente que la descripción original abarcaba por completo la posibilidad de que la tubería ubicada en el interior del pozo de producción pudiera atravesar todo ó solamente una parte del tramo horizontal de dicho pozo de producción, razón por la cual la modificación realizada en el paso e) de la reivindicación 1 de la solicitud en cuestión es completamente coherente con lo revelado por el solicitante en su invención y presenta pleno sustento en el documento presentado originalmente.

- Con respecto a la reivindicación 2 el señor Examinador establece lo siguiente:

"En la reivindicación 2 se especifica un paso adicional de "presurizar dicho tramo horizontal con dicho vapor, agua o gas no oxidante para reducir o prevenir el ingreso de gas oxidante dentro de dicho tramo horizontal". Sin embargo, al observar la descripción no se encuentra paso adicional alguno y por lo tanto, no hay sustento para dicho paso adicional. Dicha información corresponde mas bien a la especificación de la función que cumple la incorporación del gas no oxidante dentro del tramo horizontal, por lo tanto, se recomienda eliminar la expresión "...el cual comprende el paso de..."

En respuesta a lo anterior inicialmente me permito señalar que la presurización del tramo horizontal del pozo de producción con vapor, agua o gas no oxidante es un paso que no se encuentra expresamente recitado en la reivindicación 1 de la solicitud, razón por la cual

decidió incluirse como una reivindicación dependiente (reivindicación 2 actualmente presentada).

Adicionalmente considero de gran importancia aclarar que dicho paso de presurización sí está soportado en la descripción presentada originalmente, toda vez que, por ejemplo, en la página 13 de dicho documento se menciona lo siguiente:

"Adicionalmente, el máximo volumen presente de conque 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...",

Párrafo a partir del cual queda claro que el vapor inyectado presuriza el tramo horizontal del pozo de producción y como consecuencia de esto la caída de presión entre la presión de la reserva subterránea y la presión dentro de dicho tramo horizontal es menor.

Visto lo anterior, me permito manifestar que el solicitante considera que dicha reivindicación 2 actualmente presentada define características técnicas substanciales del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado en la reivindicación 1, y de ninguna manera representa una violación del artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

- Con respecto a la reivindicación dependiente 8 actualmente presentada, de acuerdo con la cual: *"...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"*, el señor Examinador asevera que no se comprende la expresión *"retraída o reposicionada de otro modo"*, debido a que no define exactamente la disposición de la tubería.

De otro lado, el señor Examinador establece que la característica técnica mencionada en dicha reivindicación 8 es contraria a lo definido en los pasos d) y e) originales de la reivindicación 1, en donde se había establecido que el vapor, agua o gas no oxidante es llevado hasta la proximidad de la punta del tramo horizontal. Adicionalmente, de acuerdo con el señor Examinador la reivindicación 8 no tiene soporte en la descripción original, razón por la cual dicha reivindicación debe ser eliminada.

En respuesta a lo anterior y tal como fue mencionado previamente en el presente memorial, inicialmente considero de gran importancia aclarar ante ese Despacho que las características técnicas mencionadas en la reivindicación 8 actualmente presentada de ninguna manera constituyen una incoherencia técnica con respecto a lo mencionado en el capítulo reivindicatorio original, toda vez que el alcance de la solicitud de ninguna manera está restringido a que el vapor, agua o gas no oxidante deba ser conducido obligatoriamente hasta la punta del tramo horizontal del pozo de producción (ver por ejemplo las líneas 1 a 3 de la página 8 de la descripción original).

Así mismo, me permito manifestar que dicha reivindicación 8 objetada por el señor Examinador encuentra pleno sustento en la descripción y capítulo reivindicatorio originales de la invención, tal como se demuestra a continuación:

- En la página 8 (líneas 1 a 4) de la descripción presentada originalmente se menciona específicamente que:

"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." (el subrayado es mío),

De lo cual queda claro que el proceso de recuperación de hidrocarburos revelado por el solicitante incluye en efecto la posibilidad de que la tubería ubicada dentro del tramo horizontal del pozo de producción pueda ser embobinada (o flexible) con el objetivo de permitir reubicar o reposicionar el extremo de dicha tubería y por ende reubicar o reposicionar el punto de inyección del vapor, agua o gas no oxidante dentro del pozo de producción.

- La reivindicación 7 presentada originalmente se lee como sigue:

"7. El proceso de la reivindicación 1 a 6, en donde la tubería está parcialmente retraída o reposicionada de otro modo con el propósito de alterar el punto de inyección de vapor, agua o gas no oxidante por el tramo horizontal",

Lo cual sustenta plenamente el párrafo de la descripción objetado por el señor Examinador teniendo en cuenta que de acuerdo con lo establecido en la sección de claridad e interpretación de las reivindicaciones del Manual Andino de Patentes, -el cual es una herramienta valiosa para la unificación de la interpretación y la aplicación de la Decisión 486 dentro de los países miembros de la Comunidad Andina, y que por lo tanto permite evaluar de manera razonable e imparcial los requisitos de patentabilidad requeridos para la concesión de una patente-;

"Si hay características que están claramente en las reivindicaciones y no en la descripción, se permite que sean incorporadas tal cual a la descripción para dar soporte y así cumplir con los requisitos del Art. 30 D 486. Esta modificación no supone ampliación siempre y cuando las reivindicaciones iniciales se hubieran presentado con la descripción"²

Visto lo anterior es claro que la reivindicación 8 actualmente presentada se encuentra plenamente sustentada en la solicitud de patente presentada originalmente, y las características técnicas allí mencionadas resultan ser completamente coherentes con el proceso de recuperación de hidrocarburos revelado por el solicitante.

² Secretaría General de la Comunidad Andina "Manual para el examen de solicitudes de patentes de invención en las Oficinas de Propiedad Industrial de los Países de la Comunidad Andina". Lima, Perú: 2004; página 43.

- De acuerdo con el señor Examinador, la etapa c) de la reivindicación 13 actualmente presentada no define la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección, tal como sí sucedía en la solicitud original que añadía: *"Proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo substancialmente horizontal y un pozo de producción substancialmente vertical conectado a éste, en el cual el tramo substancialmente 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 el tramo de punta es más cercano al pozo de inyección que el tramo de talón"*.

Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que de acuerdo con la actual etapa c) de la reivindicación 13 se entendería abarcada cualquier disposición del pozo de inyección y su porción horizontal, cosa que no es exacta técnicamente sabiendo que el proceso planteado corresponde a una mejora del proceso THAI y CAPRI.

Dado lo anterior, el señor Examinador recomienda incorporar la información contenida en la actual reivindicación 15 literales i) y ii) a la etapa c), tal como se había hecho originalmente para de esta manera subsanar los problemas de claridad y exactitud técnica del proceso.

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito poner a consideración de ese Despacho lo siguiente:

(a) El problema técnico abordado por el solicitante radica básicamente en la necesidad de modificar los procesos de recuperación in situ de hidrocarburos pesados que son conocidos en el estado de la técnica anterior para evitar los problemas de seguridad que caracterizan a dichos procesos conocidos en el arte previo sin generar una disminución en la capacidad de producción de una reserva subterránea.

En este sentido y tal como se menciona claramente en la descripción de la solicitud, las características técnicas de los procesos de recuperación in situ conocidos en el arte previo implican la existencia de un inminente riesgo de explosión al interior del pozo de producción debido a que el gas oxidante utilizado (por ejemplo oxígeno) es capaz de ingresar a dicho pozo y provocar su destrucción como consecuencia de la potencial combustión del petróleo y a las altas temperaturas generadas.

Sin embargo, es claro que los métodos para prevenir el ingreso del gas oxidante al pozo de producción que implican, por ejemplo, disminuir el flujo de inyección de dicho gas oxidante en la reserva subterránea, generan una disminución inapropiada en la capacidad de producción obtenida.

(b) Ahora bien, el solicitante ha logrado superar el problema técnico previamente planteado luego de desarrollar un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que no solamente implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea, sino que también implica la inyección de vapor, agua o un gas no oxidante en la parte inferior de dicha reserva subterránea, ya sea a través de una tubería ubicada dentro del pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción (reivindicación 1), a través del mismo pozo de inyección de gas oxidante que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción.

Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción ó en la parte baja de una reserva subterránea permite evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) a la porción horizontal del pozo de producción, y al mismo tiempo aumentar la capacidad de recuperación de petróleo, hecho que representa un importante aporte al estado de la técnica.

(c) De conformidad con lo anterior, es claro que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección de gas oxidante, por lo que no existe alguna razón técnica para que la presente solicitud de patente incluya limitaciones técnicas innecesarias como aquella según la cual el tramo horizontal del pozo de producción debe extenderse hacia el pozo de inyección.

(d) Por último, considero de gran importancia destacar que la afirmación del señor Examinador según la cual la consecuencia técnica de la modificación realizada en el paso c) de la reivindicación 13 actualmente presentada no es exacta técnicamente debido a que el proceso revelado corresponde a una mejora de los procesos THAI y CAPRI, no representa de manera alguna un argumento válido para desvirtuar la posibilidad de llevar a cabo dicha modificación, toda vez que el hecho de que el proceso revelado por el solicitante corresponda a un mejoramiento de los procesos THAI y CAPRI de ninguna manera implica que dicho nuevo proceso deba incluir todas las características de aquellos procesos ya conocidos en el arte previo, ya que de lo contrario no podría catalogarse como una invención.

Visto lo anterior, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la modificación hecha en el paso c) de la reivindicación 13 actualmente presentada de ninguna manera implica un cambio en alguna característica técnica relevante del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado por el solicitante, y por lo tanto únicamente obedece a la necesidad de eliminar limitaciones técnicas innecesarias que afectan seriamente los intereses del solicitante debido a que representan posibles rutas de escape de los potenciales infractores de la patente.

- De acuerdo con el señor Examinador la etapa d) de la reivindicación 13 actualmente presentada no define el desplazamiento particular del avance de los gases de combustión con respecto a las zonas de punta y talón del tramo horizontal del pozo de producción, tal como sí sucedía en la solicitud original que añadía: *"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, substancialmente 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"*.

Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que con la actual etapa d) de la reivindicación 13 se entendería abarcada cualquier dirección de desplazamiento, cosa que no es exacta técnicamente sabiendo que el proceso planteado corresponde a una mejora del proceso THAI y CAPRI.

Dado lo anterior, el señor Examinador recomienda incorporar la información contenida en la actual reivindicación 15 literal iii) a la etapa d), tal como se había hecho originalmente para de esta manera subsanar los problemas de claridad y exactitud técnica del proceso.

En respuesta a lo anterior y tal como ha sido mencionado previamente en el presente escrito, es claro que el solicitante ha solucionado el problema técnico abordado luego de desarrollar un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que no solamente implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea, sino que también implica la inyección de vapor, agua o un gas no oxidante en la parte inferior de dicha reserva subterránea, ya sea a través de una tubería ubicada dentro del pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción (reivindicación 1), a través del mismo pozo de inyección de gas oxidante que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción. Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción ó en la parte baja de una reserva subterránea permite evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) a la porción horizontal del pozo de producción, y al mismo tiempo aumentar la capacidad de recuperación de petróleo, hecho que representa un importante aporte al estado de la técnica.

De lo anterior es claro que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la dirección de desplazamiento de los gases de combustión con respecto a las zonas de punta y talón del tramo horizontal del pozo de producción, por lo que no existe alguna razón técnica para que la presente solicitud de patente incluya limitaciones técnicas innecesarias como aquella según la

cual los gases de combustión deben avanzar en la dirección desde la parte de punta hasta el talón del tramo horizontal del pozo de producción.

Por último, considero de gran importancia destacar que la afirmación del señor Examinador según la cual la consecuencia técnica de la modificación realizada en el paso d) de la reivindicación 13 no es exacta técnicamente debido a que el proceso revelado corresponde a una mejora de los procesos THAI y CAPRI, no representa de manera alguna un argumento válido para desvirtuar la posibilidad de llevar a cabo dicha modificación, toda vez que el hecho de que el proceso revelado por el solicitante corresponda a un mejoramiento de los procesos THAI y CAPRI de ninguna manera implica que dicho nuevo proceso deba incluir todas las características de aquellos procesos ya conocidos en el arte previo, ya que de lo contrario no podría catalogarse como una invención.

Visto lo anterior, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la modificación hecha en el paso d) de la reivindicación 13 de ninguna manera implica un cambio en alguna característica técnica relevante del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado por el solicitante, y por lo tanto únicamente obedece a la necesidad de eliminar limitaciones técnicas innecesarias que afectan seriamente los intereses del solicitante debido a que representan posibles rutas de escape de los potenciales infractores de la patente.

- Con respecto a la reivindicación 14 el señor Examinador argumenta que:

*"En la reivindicación 14 se especifica que el proceso de la Reivindicación 13 Provee el paso adicional de: i) Proveer gas oxidante a dicho pozo de inyección de manera que los gases de combustión avanzan progresivamente de forma lateral con un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal **en una dirección que se aleja del pozo de inyección**" (Negrita Personal)*

La expresión resaltada en negrita es ambigua porque no define cuál es la dirección del pozo de inyección sino que con dicho planteamiento puede ser cualquier dirección, lo cual no es técnicamente exacto ni correcto y más, sabiendo que el proceso de la solicitud es una modificación del proceso THAI y CAPRI. Además, dicha especificación no se encuentra enteramente sustentada en la descripción de la solicitud modificada, y menos aún al revisar la descripción originalmente presentada. Por lo anterior, se recomienda eliminar la Reivindicación 14."

En respuesta a lo anterior y de conformidad con lo expuesto previamente en el presente memorial, me permito manifestar que el hecho de establecer que los gases de combustión avanzan progresivamente de manera lateral como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en dirección opuesta al pozo de inyección, no conlleva de manera alguna a una comprensión incorrecta del proceso y mucho menos implica la definición de una característica incoherente frente a las demás características técnicas de dicho proceso, toda vez que el hecho de que los gases de combustión avancen como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal del pozo de inyección necesariamente implica que la dirección de desplazamiento de tales gases sea opuesta a la posición del pozo de inyección.

- De acuerdo con el señor Examinador, la reivindicación 15 actualmente presentada contiene información que define de forma técnicamente exacta la invención y por lo tanto debe incluirse en las reivindicaciones independientes.

En respuesta a lo anterior me permito señalar que a lo largo del presente memorial el solicitante ha expuesto las razones técnicas por las cuales llevó a cabo la modificación de las reivindicaciones independientes, esto es, de las reivindicaciones 1, 13 y 17 actualmente presentadas.

En este sentido considero de gran importancia reiterar ante ese Despacho que las características técnicas que fueron excluidas de dichas reivindicaciones independientes de ninguna manera corresponden a aspectos técnicos de los cuales dependa el correcto funcionamiento del proceso revelado, pero sí representan una posible vía de escape para los potenciales infractores de la patente.

Visto lo anterior, atentamente me permito solicitar al señor Examinador la reconsideración de su posición técnica a éste respecto.

- De acuerdo con el señor Examinador, la etapa c) de la reivindicación 17 actualmente presentada no define la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección, tal como sí sucedía en la solicitud original que añadía: *"Proveer al menos un pozo de producción que tiene un tramo substancialmente horizontal y un pozo de producción substancialmente vertical conectado a éste, en el cual el tramo substancialmente 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 el tramo de punta es más cercano al pozo de inyección que el tramo de talón"*.

Con base en lo anterior, el señor Examinador concluye que de acuerdo con la actual etapa c) de la reivindicación 17 se entendería abarcada cualquier disposición del pozo de inyección y su porción horizontal, cosa que no es exacta técnicamente sabiendo que el proceso planteado corresponde a una mejora del proceso THAI y CAPRI.

Dado lo anterior, el señor Examinador recomienda incorporar la información contenida en la actual reivindicación 15 literales i) y ii) a la etapa c), tal como se había hecho originalmente para de esta manera subsanar los problemas de claridad y exactitud técnica del proceso.

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito poner a consideración de ese Despacho lo siguiente:

(a) Como ya se ha señalado previamente, el problema técnico abordado por el solicitante radica básicamente en la necesidad de modificar los procesos de recuperación in situ de hidrocarburos pesados que son conocidos en el estado de la técnica anterior para evitar los problemas de seguridad que caracterizan a dichos procesos conocidos en el arte previo sin generar una disminución en la capacidad de producción de una reserva subterránea.

En este sentido y tal como se menciona claramente en la descripción de la solicitud, las características técnicas de los procesos de recuperación in situ conocidos en el arte previo implican la existencia de un inminente riesgo de explosión al interior del pozo de producción debido a que el gas oxidante utilizado (por ejemplo oxígeno) es capaz de ingresar a dicho pozo y provocar su destrucción como consecuencia de la potencial combustión del petróleo y a las altas temperaturas generadas.

Sin embargo, es claro que los métodos para prevenir el ingreso del gas oxidante al pozo de producción que implican, por ejemplo, disminuir el flujo de inyección de dicho gas oxidante en la reserva subterránea, generan una disminución inapropiada en la capacidad de producción obtenida.

(b) Ahora bien, el solicitante ha logrado superar el problema técnico previamente planteado luego de desarrollar un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que no solamente implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea, sino que también implica la inyección de vapor, agua o un gas no oxidante en la parte inferior de dicha reserva subterránea, ya sea a través de una tubería ubicada dentro del pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción (reivindicación 1), a través del mismo pozo de inyección de gas oxidante que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción.

Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción ó en la parte baja de una reserva subterránea permite evitar el ingreso de gas oxidante (por ejemplo oxígeno) a la porción horizontal del pozo de producción, y al mismo tiempo aumentar la capacidad de recuperación de petróleo, hecho que representa un importante aporte al estado de la técnica.

(c) De conformidad con lo anterior, es claro que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la disposición particular del tramo horizontal del pozo de producción con respecto al pozo de inyección de gas oxidante, por lo que no existe alguna razón técnica para que la presente solicitud de patente incluya limitaciones técnicas innecesarias como aquella según la cual el tramo horizontal del pozo de producción debe extenderse hacia el pozo de inyección.

(d) Por último, considero de gran importancia destacar que la afirmación del señor Examinador según la cual la consecuencia técnica de la modificación realizada en el paso c) de la reivindicación 17 actualmente presentada no es exacta técnicamente debido a que el proceso revelado corresponde a una mejora de los procesos THAI y CAPRI, no representa de manera alguna un argumento válido para desvirtuar la posibilidad de llevar a cabo dicha modificación, toda vez que el hecho de que el proceso revelado por el solicitante corresponda a un mejoramiento de los procesos THAI y CAPRI de ninguna manera implica que dicho nuevo proceso deba incluir todas las características de aquellos procesos ya conocidos en el arte previo, ya que de lo contrario no podría catalogarse como una invención.

Visto lo anterior, atentamente me permito manifestar ante ese Despacho que la modificación hecha en el paso c) de la reivindicación 17 actualmente presentada de ninguna manera implica un cambio en alguna característica técnica relevante del proceso de recuperación in situ de hidrocarburos revelado por el solicitante, y por lo tanto únicamente obedece a la necesidad de eliminar limitaciones técnicas innecesarias que afectan seriamente los intereses del solicitante debido a que representan posibles rutas de escape de los potenciales infractores de la patente.

Por último, atentamente me permito manifestar que el solicitante ha decidido eliminar la siguiente frase del paso d) de la reivindicación 17 actualmente presentada:

"...en la dirección desde la porción de punta hacia la porción de talón del tramo horizontal...",

De manera que el nuevo paso d) de dicha reivindicación 17 se lee como sigue:

"d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección oxidante para la combustión in situ, de manera que los gases de combustión sean producidos y donde los gases de combustión avancen progresivamente de forma lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal."

Tal como se ha demostrado a lo largo del presente escrito, dicha modificación de ninguna manera implica la eliminación de una característica técnica esencial o determinante para el correcto funcionamiento del proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea que ha sido revelado en la presente invención, toda vez que la solución brindada al problema técnico abordado por el solicitante de ninguna manera está determinada por características técnicas como la dirección de desplazamiento de los gases de combustión dentro de la reserva subterránea. Debido a lo anterior, es claro que la modificación realizada en el paso d) de la reivindicación 17 está dirigida a excluir una limitación técnica innecesaria que sin embargo representa una posible vía de escape para los potenciales infractores de la patente.

6. **DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE LA TÉCNICA**

Finalmente, el señor Examinador afirma en su Concepto Técnico que *"dados los problemas de claridad considerados en la presente comunicación, se realizó una búsqueda del estado de la técnica pertinente para el presente caso y se siguen encontrando relevantes los documentos señalados en el primer Concepto Técnico (Folios 139 a 147). No obstante, la Oficina considera necesario que el señor solicitante modifique la solicitud de acuerdo con las observaciones realizadas y de esta manera, proceder a realizar un estudio de patentabilidad objetivo."*

Con respecto a lo anterior y teniendo en cuenta que a lo largo del presente memorial el solicitante ha argumentado detalladamente las razones por las cuales las modificaciones realizadas en la descripción y el capítulo reivindicatorio de la invención en cuestión de ninguna manera corresponden a una violación del artículo 34 de la Decisión 486 de 2000, considero relevante poner en consideración de ese Despacho que la gran mayoría de las modificaciones objetadas por el señor Examinador en su segundo Concepto Técnico fueron realizadas el 21 de Julio de 2009, esto es, cerca de un año antes de que ese Despacho expidiera el primer Concepto Técnico para la solicitud de patente en cuestión (4 de Junio de 2010), momento para el cual, sin embargo, la descripción y el capítulo reivindicatorio modificados resultaron ser suficientemente claros, permitiéndole al señor Examinador llevar a cabo una búsqueda de antecedentes relevantes y un estudio de patentabilidad objetivo.

7. **CONCLUSIÓN**

De conformidad con lo expuesto en el presente memorial, me permito manifestar que las modificaciones realizadas en la descripción y el capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión presentan pleno sustento en los documentos presentados originalmente ante la SIC y son el resultado de la necesidad de eliminar de la solicitud de patente una serie de limitaciones técnicas que **de ninguna manera corresponden a características esenciales dentro del proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea revelado por el solicitante**, pero sí representan una posible vía de escape para los potenciales infractores de la patente.

8. Anexo al presente memorial me permito presentar:

- i) Recibo número 11-001924, expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio, que acredita el pago de las modificaciones mencionadas;
- ii) Copia del nuevo capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión, el cual está compuesto por 19 reivindicaciones; y
- iii) Copia del documento WO 2005/121504, el cual corresponde a la solicitud internacional de la invención en cuestión.



JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

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

9. En vista de lo anterior, ruego a usted proceder a estudiar nuevamente la solicitud a la luz de las modificaciones y los argumentos presentados y conceder el privilegio de patente solicitado.

Señor Superintendente,


ALICIA LLORED A RICAURTE

T.P. 53.215

NOTARIA 41 DEL CÍRCULO DE BOGOTÁ D.C.
DEPARTAMENTO DE CUNDINAMARCA
REPÚBLICA DE COLOMBIA

El Notario 41 del círculo de Bogotá, da fe de que compareció personalmente: Alicia Lloreda Ricaurte y tarjeta identificada (o) con: 39 690 915 y tarjeta profesional de abogado No. 53215 del Consejo Superior de la Judicatura, quien autentica la firma puesta por ella (el) mismo en este escrito.

(Art. 84 C. P. C. Decreto. 2282/89 mod. 36)

05 ENE. 2011

Bogotá D.C.


ALICIA LLORED A RICAURTE

C.C. No. 391690A71B de Usaquén

COMPARECIENTE

Montes B...
C.C. 1415393B13
Voto.



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 11 - 001924

Bogotá D.C., 12 de 2011 - 07:38:42

RECIBIDO DE : LLOREDA & CIA. S.A. NI 830.022.145

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	142967230	11/01/2011	31.003.700.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-03 CAMBIO DE MODALIDAD Y MODIFICACIONES	EN N. CREACION CORRECCION A SOLICITUD EN TRAMITE / MODIFICA	118.000.00	118.000.00
				\$118.000.00
			=====	

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

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

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

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

, Enero 12 de 2011 - 07:39:03

REIVINDICACIONES

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

1. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, caracterizado porque comprende los pasos de:

- a) proveer al menos un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la porción superior de 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 éste; 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;
- c) inyectar un gas oxidante a través de un pozo de inyección para llevar a cabo combustión in situ en la formación, de modo que los gases de combustión se produzcan de tal forma que cause que los gases de combustión avancen progresivamente de forma lateral como un frente, a lo largo de dicho tramo horizontal y sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- d) proveer una tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y en por lo menos una porción de dicho tramo horizontal, con el propósito de inyectar vapor, agua o un gas no oxidante en dicha porción del tramo horizontal de dicho pozo de producción próximo al frente de combustión formado a una distancia horizontal a lo largo de dicho tramo horizontal de dicho pozo de producción;
- e) inyectar un medio seleccionado de entre un grupo de medios que incluye vapor, agua y un gas no oxidante, en dicha tubería de modo que dicho medio sea conducido dentro de dicho 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 combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 1, el cual comprende adicionalmente el paso de, cuando se proporciona dicho vapor, agua o gas no oxidante a dicho tramo horizontal, presurizar dicho tramo horizontal con dicho vapor, agua o gas no oxidante para reducir o prevenir el ingreso de gas oxidante dentro de dicho tramo horizontal.
3. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 1 y 2, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada al momento de su provisión a la reserva, para convertirse en vapor.
4. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el pozo de inyección es un pozo vertical, inclinado u horizontal.
5. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, dicho paso de inyectar dicho medio comprende adicionalmente presurizar dicho pozo horizontal a una presión que permite inyectar dicho medio en la reserva subterránea.
6. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho gas no oxidante es inyectado en dicha tubería solo o en combinación con vapor o agua.
7. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde un extremo abierto de una tubería está en la cercanía de la punta de la sección horizontal para permitir la salida de vapor o

gas no oxidante calentado hacia dicha punta.

8. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, 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 en el tramo horizontal.

9. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde el vapor, agua o el gas o gases no oxidantes son inyectados constante o periódicamente.

10. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor se provee a dicha parte baja de la formación a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.

11. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las reivindicaciones precedentes, en donde dicho al menos un pozo de inyección está adaptado adicionalmente para la inyección de gas oxidante en la porción superior de la formación, y está adaptado adicionalmente para la inyección de vapor, un gas no oxidante o agua que es subsecuentemente calentada hasta formar vapor, en la parte inferior de dicha reserva subterránea, comprendiendo adicionalmente los pasos de inyectar dicho gas oxidante en dicha porción superior de la formación e inyectar dicho vapor, gas no oxidante o agua dentro de no solo dicha tubería sino también en la parte inferior de dicha reserva subterránea a través de dicho al menos un pozo de inyección.

12. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión a través de dicha reserva subterránea de conformidad con cualquiera de las

reivindicaciones precedentes, comprendiendo adicionalmente los pasos de:

(i) Proporcionar al menos otro pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que es subsecuentemente calentada hasta vapor, en la parte inferior de dicha reserva subterránea; y,

(ii) Inyectar dicho vapor, gas no oxidante o agua en dicho otro pozo de inyección y en dicha tubería.

13. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, caracterizado porque comprende los pasos de:

- a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en dicha reserva subterránea;
- b) dicho al menos un pozo de inyección adaptado adicionalmente para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentada hasta el vapor, en la parte inferior de una reserva durante el avance de dicho frente de combustión a través de la 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; el tramo horizontal teniendo 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;
- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección de gas oxidante para permitir la combustión in situ, de modo que gases de combustión se produzcan, en donde los gases de combustión avancen progresivamente de manera lateral como un frente, a lo largo de dicho tramo horizontal y sustancialmente perpendicular al 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.

14. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 13, caracterizado

porque provee adicionalmente el paso de:

- i) Proveer gas oxidante a dicho pozo de inyección de manera que los gases de combustión avanzan progresivamente de forma lateral como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en una dirección que se aleja del pozo de inyección.

15. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 13 o 14, en donde:

- i) El tramo sustancialmente horizontal se extiende hacia el pozo de inyección;
- ii) La porción de punta está más cerca del pozo de inyección que la porción de talón; y
- iii) Los gases de combustión avanzan progresivamente de forma lateral como un frente sustancialmente perpendicular al tramo horizontal en una dirección que va desde la porción de punta hacia la porción de talón del tramo horizontal.

16. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 13, 14 ó 15, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor se provee a dicha parte baja de la formación a través del extremo distal de dicho pozo de inyección.

17. Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva subterránea, caracterizado porque comprende los pasos de:

- a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar gas oxidante en una reserva subterránea;
- b) proveer al menos otro pozo de inyección para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que sea subsecuentemente calentada para obtener vapor, en la parte baja de dicha reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción que tenga un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a éste, donde el tramo sustancialmente horizontal tenga una porción de talón en la vecindad de su conexión con el pozo vertical de producción y una porción de punta en el extremo opuesto

del tramo horizontal;

- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección de gas oxidante para la combustión in situ, de manera que los gases de combustión sean producidos y donde los gases de producción avancen progresivamente de forma lateral como un frente, sustancialmente perpendicular al tramo horizontal, y los fluidos drenen en el tramo horizontal;
- e) inyectar un medio, donde dicho medio sea seleccionado de un grupo de medios que comprende el vapor, agua o un gas no oxidante dentro del dicho otro pozo de inyección; y
- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

18. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con la reivindicación 17, en donde dicho medio es agua, y dicha agua es calentada subsecuentemente para convertirse en vapor y dicho vapor es proveído a dicha parte baja de la formación a través del extremo distal de dicho otro pozo de inyección.

19. El proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea de conformidad con las reivindicaciones 13 ó 17, en donde dicho gas oxidante es inyectado en un parte superior de la formación a través de dicho pozo de inyección de gas oxidante.

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(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/CA2005/000883

(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): ARCHON TECHNOLOGIES LTD. [CA/CA]; Suite 2600,
240-4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 4H4 (CA).

(72) Inventor; and

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

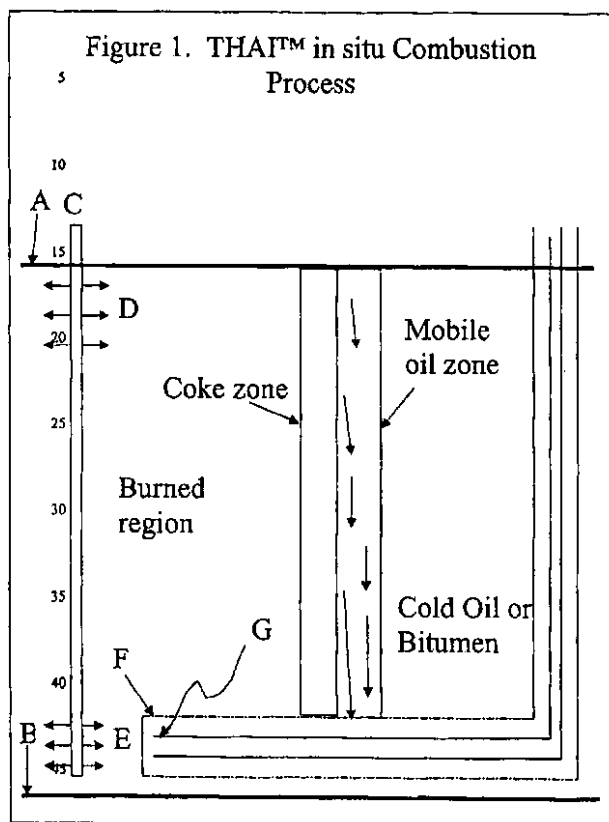
(74) Agent: GOWLING LAFLEUR HENDERSON LLP?;
700-2nd Street, S.W., Suite 1400, Scotia Centre, Calgary,
Alberta T2P 4V5 (CA).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): 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) 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).

— with amended claims and statement

Published:

— with international search report

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.

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

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

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

5 The aforementioned Patents show that with continuous oxidizing gas injection a quasi-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:

- (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 20 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 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.

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

- (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:

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:

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 asphaltenes, remain on the rock and will constitute the coke

25

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
5 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
10 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
15 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
20 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 prediliction 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.

25 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.

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 25 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 15 m from the vertical air injector..

Vertical Injection Well:

Oxidizing gas(alr) injection points: 20, 1, 1:4 (upper 4-grid blocks)

Oxidizing gas injection rates: 65,000 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: 664 cP at 10 °C.
Upgrade average molecular weight: 330 AMU

Physical Conditions:

Reservoir temperature: 20 °C.
Native reservoir pressure: 2600 kPa.
Bottomhole pressure: 4000 kPa.

Reactions:

- 1. 1.0 Bitumen ----> 0.42 Upgrade + 1.3375 CH4 + 20 Coke
- 2. 1.0 Bitumen + 16 O2^0.05 ----> 12.5 water + 5.0 CH4 + 9.5 CO2 + 0.5 CO/N2 + 15 Coke
- 3. 1.0 Coke + 1.225 O2 ----> 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.

However, as may be seen from the data below, injection of low levels of steam at levels of
15 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	76	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

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	28.6
5	366	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.

15

27

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	96	1.8		
10	407	45	0	37.3	33.2

* Not part of the present invention.

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	35.6

* 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

20

Table 3b AIR RATE 100,000 m³/d. 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	1398	100	10.4		
5	997	100	6.0		
10	745	100	3.8		
20	425	38	0	33.9	35.6

* 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

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

1. 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
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
15 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;
 - (c) injecting an oxidizing gas through the injection well to conduct in situ
20 combustion, so that combustion gases are produced so as to cause the
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.
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.
- 10
3. The process of Claim 1 wherein the injection well is a vertical, slant or horizontal well.
- 15
4. The process of claim1, 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 claim1 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.

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

- (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.
12. The method of claim 12 wherein said medium is water, and said water is heated at
15 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.

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;

- (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.
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.
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.
5. The process of claim 1 wherein a non-oxidizing gas is injected into said tubing alone or in combination with steam or water.
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:
- (a) providing at least one injection well for injecting an oxidizing gas into an upper part of an underground reservoir;
- 10 (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

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

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.

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.

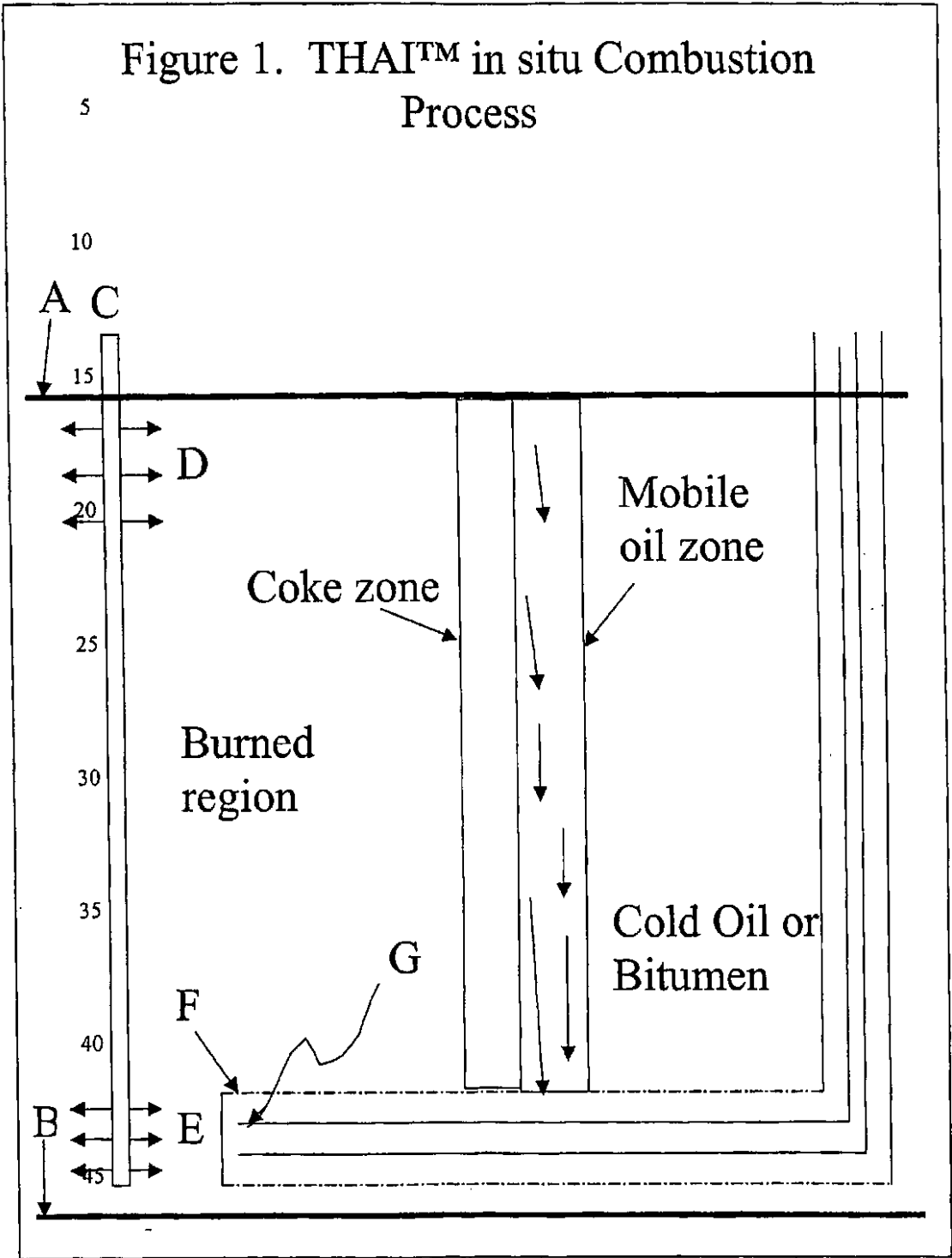
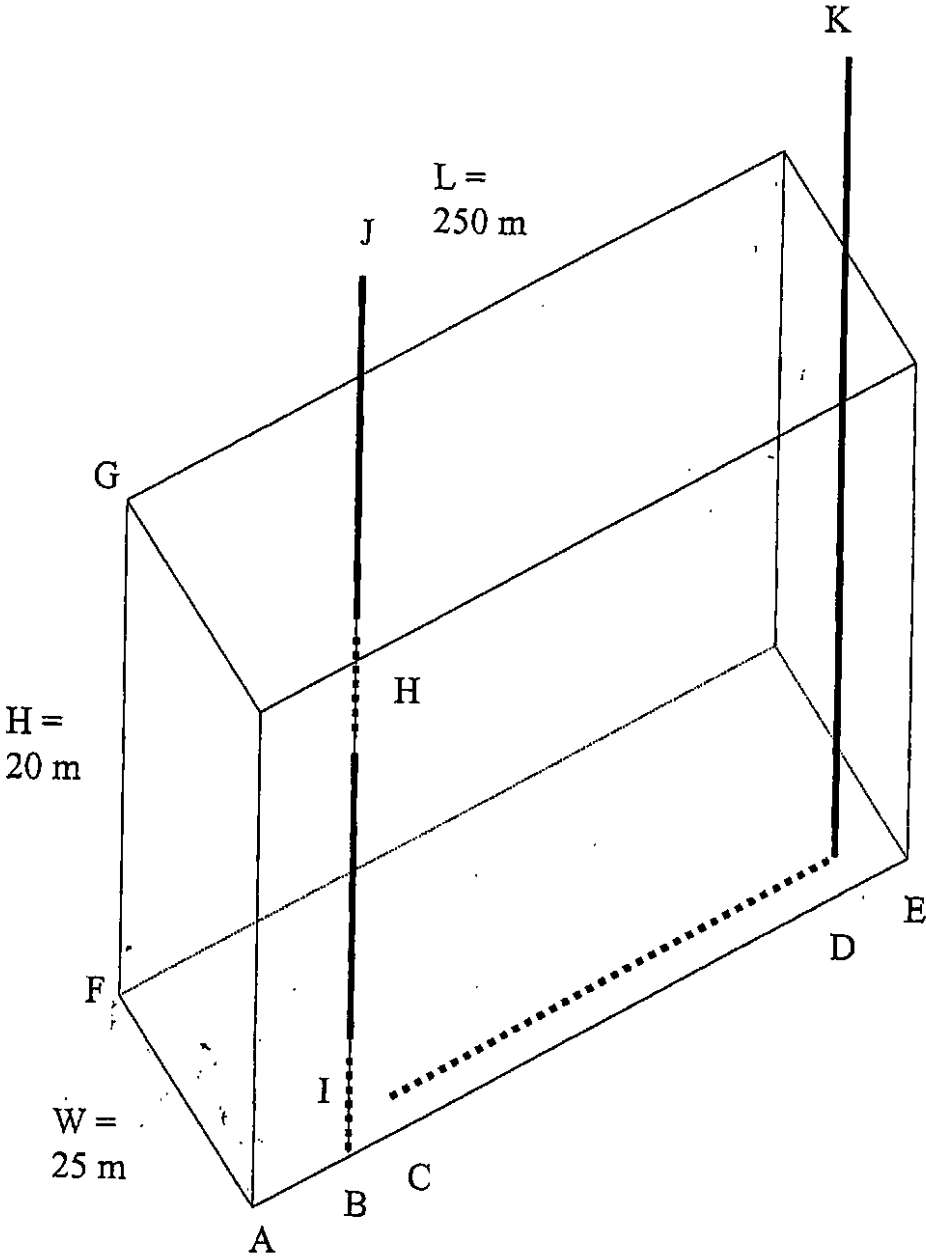


Figure 2. Reservoir^{2/2} Dimensions and Placement of Wells



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/CA2005/000883A. 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 4598772 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 4059152 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. S.) 17 March 1987 (17-03-1987) *Abstract*	1-13

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.☒ 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 principle or theory underlying the invention
"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance	"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date	"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)	"&" document member 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

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
US5626191 A	06-05-1997	CA2176639 A1	24-12-1996
US4598772 A	08-07-1986	CA1221907 A1	19-05-1987
US4059152 A	22-11-1977	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	NONE	