

JOSE LLOREDA CAMACHO & CO.

ABOGADOS

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

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COM
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. S. D.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 06-128697- -00020-0000

Fecha: 2011-05-30 16:35:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 523 RESPUESTA Folios: 37

Re: PI.-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 DURANTE EL AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTIÓN".-Clase **E21B 43/243**.-Expediente número **06-128.697.-**

1. Me refiero al auto dictado por ese Despacho notificado por fijación en lista de 13 de Mayo de 2011.

2. Con el fin de responder a las objeciones de claridad y nivel inventivo expuestas por el Señor Examinador en su Concepto Técnico No. **1293**, me permito presentar las siguientes modificaciones en el capítulo reivindicatorio de la solicitud, así como los siguientes argumentos técnicos por medio de los cuales se superan completamente dichas objeciones.

3. **Título de la solicitud**

El señor Examinador afirma lo siguiente con respecto al título de la invención:

"Dado que el solicitante cambió el preámbulo de las reivindicaciones, es conveniente que se cambie el título de la invención, por uno que permita una introducción informativa sobre el objeto a ser protegido y coincida con el preámbulo de la invención"

Atendiendo a lo anterior me permito señalar que el solicitante ha decidido reemplazar el título actualmente presentado, esto es:

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

por el nuevo título:

"Proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión"

Dicha modificación obedece plenamente a las sugerencias realizadas por el señor Examinador en su Concepto Técnico, toda vez que el nuevo título de la invención concuerda con el preámbulo técnico que es mencionado en el capítulo reivindicatorio de la solicitud de patente en cuestión.

4. **Claridad y suficiencia de la descripción**

De otro lado, el señor Examinador objeta la claridad y suficiencia de la descripción aduciendo lo siguiente:

- ***"Dado que el objetivo de las figuras es mejorar la comprensión de la solicitud, lo cual no se logra con la figura 2 "Dimensión de la reserva y ubicación de los pozos", ya que el punto A en esta figura se encuentra en la parte de debajo siendo que este el nivel superior de la reserva y B que se encuentra al lado de A en esta figura es el fondo de la reserva, lo cual no es coherente"***

En respuesta a lo anterior me permito aclarar que el 21 de Septiembre de 2009 se allegó a ese Despacho una copia modificada de la Figura 2 de la solicitud de patente en cuestión, mediante la cual se corrigieron algunos errores evidentes que habían sido cometidos durante la redacción de la solicitud de patente y que restaban claridad a la misma. De manera específica me permito señalar que en dicha Figura 2 modificada se reemplazaron las variables A, B, C, D, E, F y G por las nuevas variables M, N, O, P, Q, R y S, respectivamente, toda vez que dichas variables reemplazadas ya habían sido utilizadas para rotular otras posiciones en la Figura 1 de la invención.

Por supuesto, la anterior corrección también había sido realizada en la descripción de la solicitud, toda vez que en las páginas 8 y 9 de la descripción

presentada originalmente se hicieron los reemplazos respectivos de conformidad con lo anteriormente señalado. Sin embargo, en este punto considero de gran importancia mencionar que en el siguiente párrafo de la descripción actualmente presentada persiste el error de mencionar la letra 'A' como parte de la Figura 2:

*"El pozo de inyección de gas oxidante J está ubicado en N en la primera casilla de 50 metros (M-N) del cuadro de la esquina **A**. La punta del pozo horizontal K está en la primera casilla entre My R y está corrido 15 m (N-O) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección V. El talón del pozo horizontal K yace en P y está a 50 m de la esquina de la reserva, Q. La sección horizontal del pozo horizontal K es de 135 m (Q-P) de longitud y está ubicado 2,5 m sobre la base de la reserva (M-Q) en la tercera cuadrícula."*

razón por la cual anexo al presente memorial me permito presentar una copia de la nueva página 8 de la descripción, en donde el párrafo previamente mencionado ha sido reemplazado por el siguiente:

*"El pozo de inyección de gas oxidante J está ubicado en N en la primera casilla de 50 metros (M-N) del cuadro de la esquina **M**. La punta del pozo horizontal K está en la primera casilla entre My R y está corrido 15 m (N-O) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección V. El talón del pozo horizontal K yace en P y está a 50 m de la esquina de la reserva, Q. La sección horizontal del pozo horizontal K es de 135 m (Q-P) de longitud y está ubicado 2,5 m sobre la base de la reserva (M-Q) en la tercera cuadrícula."*

Adicional a lo anterior, considero necesario resaltar que en dicha página 8 de la descripción ya se había realizado la corrección de otros errores tipográficos cometidos durante la redacción de la solicitud de patente, tal y como consta en las páginas 7 y 8 de mi memorial presentado ante ese Despacho el 27 de Enero de 2011 en respuesta al segundo Concepto Técnico emitido por la Superintendencia de Industria y Comercio para el caso en cuestión.

Finalmente, me permito reiterar ante ese Despacho que las modificaciones realizadas en la descripción de la solicitud, -incluyendo la Figura 2-, no amplían de manera alguna el alcance de la solicitud de patente originalmente presentada, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

- ***"En la descripción y en el capítulo reivindicatorio se muestran varias formas de realización de la invención pero varias de estas no cumplen con el requisito de suficiencia, es así que en los ejemplos solo se muestra la realización de la inyección de un medio en una tubería dentro del pozo de producción en dicho tramo vertical y en una porción del tramo horizontal, es así que las demás realizaciones no presentan la mejor manera conocida por el solicitante para ejecutar o llevar a la práctica la invención, utilizando ejemplos o referencias a los dibujos, de ser pertinentes. Se recuerda al solicitante que las reivindicaciones deben ser una razonable generalización de los ejemplos, dado que no se puede suponer que las demás realizaciones provean el mismo efecto técnico"***

En respuesta a lo anterior y con el ánimo de demostrar la plena suficiencia que encuentran en la descripción de la solicitud las diferentes modalidades del proceso de recuperación de hidrocarburos que son reveladas en la presente invención, atentamente me permito señalar ante ese Despacho las siguientes consideraciones técnicas:

- i. La solicitud de patente en cuestión revela un proceso de combustión in situ para la recuperación de hidrocarburos que implica la inyección de un gas oxidante en una reserva subterránea y 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 independiente 13) o a través de otro pozo de inyección que se extiende hasta la parte baja de la reserva subterránea (reivindicación independiente 17), de manera que dicho vapor, agua o gas no oxidante pueda ingresar a la porción horizontal del pozo de producción.

En este sentido, considero de gran relevancia puntualizar que la descripción de la solicitud soporta plenamente los mecanismos de inyección del vapor, agua o gas no oxidante definidos en las reivindicaciones 13 y 17, toda vez que, por ejemplo, en el resumen de la invención se menciona que el pozo de inyección del vapor, agua o gas no oxidante es "un pozo de inyección" que puede ser el

mismo pozo de inyección empleado para inyectar el gas oxidante o puede ser otro pozo de inyección separado.

Así mismo, las modalidades de las reivindicaciones 13 (la cual emplea el pozo de inyección de gas oxidante para inyectar el vapor, agua o gas no oxidante) y 17 (la cual emplea un pozo de inyección separado para inyectar el vapor, agua o un gas no oxidante) también se encuentran plenamente soportadas en la página 7 de la descripción, toda vez que allí se menciona lo siguiente, haciendo referencia a la Figura 1 de la descripción:

*"Los elementos E y G son parte del presente invento y vapor o un gas no oxidante puede ser inyectado a E y/o G. **E puede ser parte de un pozo separado o puede ser parte del mismo pozo usado para inyectar el gas oxidante**".* (el resaltado es mío)

- ii. Ahora bien, con respecto a las pruebas técnicas realizadas por el solicitante para demostrar el avance técnico que se logró mediante los procesos revelados en la presente invención, me permito señalar que en las páginas 9 y 10 de la descripción de la solicitud se menciona explícitamente lo siguiente:

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

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

De lo anterior es claro que las pruebas realizadas por el solicitante incluyen el caso en el que el vapor, agua o gas no oxidante fue inyectado en el fondo de la reserva subterránea (y más exactamente en la porción horizontal del pozo de producción) a través de una tubería ubicada dentro de dicho pozo horizontal (lo anterior de conformidad con la reivindicación 1), así como también incluyen el caso en el que el vapor, agua o gas no oxidante fue inyectado en el fondo de la reserva subterránea (y más exactamente en la porción horizontal del pozo de producción) a través de un pozo de inyección separado que se extiende hasta el fondo de la reserva subterránea y cerca de la punta de la porción horizontal (lo anterior de conformidad con las reivindicaciones 13 y 17).

- iii. De conformidad con lo anterior, en la Tabla 4 de la descripción se revela la lista de parámetros del modelo empleado por el solicitante para evaluar los procesos para la recuperación de hidrocarburos que fueron desarrollados, mientras que en los ejemplos 1 a 6 se divulgan los resultados obtenidos luego de variar los siguientes parámetros:

Ejemplo	Método de inyección de gas no oxidante	Tasa de aire
1 (Tabla 1a)	Vapor inyectado en la base de la reserva	65000 m ³ /día
3 (Tabla 2a)		85000 m ³ /día
5 (Tabla 3a)		100000 m ³ /día
2 (Tabla 1b)	Vapor inyectado en la tubería del pozo	65000 m ³ /día
4 (Tabla 2b)		85000 m ³ /día
6 (Tabla 3b)		100000 m ³ /día

Para el caso específico en el que el gas no oxidante fue inyectado en la base de la reserva subterránea a través de un pozo de inyección vertical (correspondiente al mismo pozo de inyección vertical de gas oxidante ó a un pozo de inyección vertical destinado exclusivamente para tal fin), el solicitante evaluó los parámetros de temperatura máxima del pozo, máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo, máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo, factor de recuperación del betún y tasa promedio de recuperación de petróleo, obteniendo los datos que se transcriben a continuación, los cuales aparecen originalmente divulgados en las páginas 12, 14 y 15 de la descripción y corresponden a los ejemplos 1, 3 y 5 mencionados en dicho documento:

JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

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

Tabla 1a: TASA DE AIRE 65.000 m³/día - Vapor inyectado en la base de la reserva

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	410	90	0	35,1	28,3
5	407	79	0	38,0	29,0
10	380	76	0	43,1	29,8

* No hace parte del presente invento

Tabla 2a: TASA DE AIRE 85.000 m³/día - Vapor inyectado en la base de la reserva

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	1074	97	8,8		
5	518	80	0		
10	414	43	0	36,1	33,4

* No hace parte del presente invento

Tabla 3a: TASA DE AIRE 100.000 m³/día - Vapor inyectado en la base de la reserva

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	1398	100	10,4		
5	1151	100	7,2		
10	1071	100	6,0		
20	425	78	0	34,5	35,6

* No hace parte del presente invento

Los datos previamente señalados demuestran de manera contundente que los procesos para la recuperación de hidrocarburos divulgados en las reivindicaciones independientes 13 y 17 de la solicitud de patente en cuestión permiten superar los problemas de seguridad relacionados con el ingreso de gas oxidante al pozo de producción, pero también permiten lograr un aumento inesperado en los porcentajes de recuperación de petróleo debido a la posibilidad de aumentar el flujo de gas oxidante dentro de la reserva subterránea, así como debido a la disminución de la temperatura máxima del pozo y a la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

Con base en lo anterior, atentamente me permito señalar ante ese Despacho que, contrario a lo afirmado por el señor Examinador en su Concepto Técnico, la descripción de la solicitud enseña de manera clara y concisa las condiciones experimentales bajo las cuales se pueden poner en práctica los procesos de recuperación de hidrocarburos revelados en las reivindicaciones independientes 13 y 17, así como también demuestra de manera contundente los efectos técnicos logrados con dichos procesos de recuperación, incluyendo la disminución de la

temperatura máxima dentro del pozo, la disminución de la cantidad de coque formado y el aumento de la tasa de recuperación de petróleo.

Finalmente, considero de gran importancia aclarar que las características técnicas y los resultados obtenidos en los ejemplos 2, 4 y 6 de la descripción (los cuales corresponden al caso en el que el gas no oxidante fue inyectado a través de una tubería interna del pozo de producción, de conformidad con la reivindicación 1) se analizarán en detalle en el numeral 6 del presente memorial, toda vez que allí se hará referencia al nivel inventivo del proceso de recuperación de hidrocarburos a partir del proceso revelado en la reivindicación 1 de la presente invención.

5. **Claridad de las reivindicaciones**

Ahora bien, el señor Examinador también objeta la claridad del capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión con base en los siguientes argumentos:

- ***"Los términos "al menos", "sustancialmente" y "adicionalmente" utilizados en las reivindicaciones 1, 11, 13, 15 y 17 no proporcionan precisión ni concisión a las características de la invención"***

En respuesta a lo anterior me permito señalar que:

- (a) El término 'al menos' es mencionado en las reivindicaciones 1, 11, 13 y 17 con el objetivo de definir que pueden emplearse uno o más pozos de inyección y pozos de producción como parte del proceso de combustión in situ revelado en la presente invención, sin que ello implique alguna alteración en las características técnicas o en los resultados benéficos logrados al poner en práctica dicho proceso en una reserva subterránea.

De manera específica me permito aclarar que el número de pozos de inyección y pozos de producción utilizados depende del tamaño y capacidad de la reserva subterránea bajo explotación, pero la configuración técnica empleada es igual a aquella revelada por el solicitante en la presente invención.

En consecuencia, me permito señalar que bajo el modelo de redacción empleado en el capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión el término

'al menos' de ninguna manera constituye una falta de claridad en el proceso revelado, y en cambio sí permite evitar que una tercera persona infrinja la patente realizando modificaciones menores que de ninguna manera alteran la base técnica del proceso desarrollado por el solicitante.

- (b) Así mismo, de la manera más atenta me permito manifestar que la utilización del término 'sustancialmente' tampoco le resta claridad a la materia técnica que se pretende proteger a través de la solicitud de patente en cuestión, toda vez que dicho término está dirigido exclusivamente a precisar la posición de las dos porciones que conforman el(los) pozo(s) de producción, definiendo específicamente que hay una porción en posición horizontal y otra porción en posición vertical, incluyendo en ambos casos inclinaciones menores que resulten por ejemplo de las características del terreno o del proceso como tal.
- (c) Por último, la claridad del término 'adicionalmente' se analiza en el siguiente punto del presente memorial, toda vez que allí el señor Examinador objeta la claridad de dicho término refiriéndose específicamente a la contexto técnico bajo el cual es empleado.

- ***"La reivindicación 13 afirma que el mismo pozo de inyección de gas oxidante se adapta adicionalmente para inyectar vapor, etc, sin embargo, la frase en negrilla no proporciona precisión respecto a como se adapta, perjudicando la claridad de esta reivindicación"***

Así mismo esta reivindicación presenta como paso b) una etapa que incide pero esta no incida sobre una materia (sólida, líquida o gaseosa) que se encamina a la obtención de una cosa o un resultado, que para este proceso la materia son hidrocarburos líquidos y el resultado la extracción de estos. Por lo tanto caracterizar un elemento utilizado durante el proceso no se analiza en un proceso sino en un dispositivo o aparato"

Con respecto a la precisión de la frase 'se adapta adicionalmente' que es utilizada en las reivindicaciones 11 y 13 de la solicitud en cuestión, inicialmente considero pertinente resaltar que dicha frase está simplemente dirigida a definir que el pozo de inyección de gas oxidante empleado en el proceso de la reivindicación 11 y en el proceso de la reivindicación 13 también puede ser utilizado para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua que sea

subsecuentemente calentada hasta vapor, en la parte inferior de una reserva subterránea.

De lo anterior es claro que dicha adaptación o configuración del pozo de inyección de gas oxidante que es necesaria para cumplir con el objetivo técnico propuesto implica que tal pozo de inyección de gas oxidante llegue hasta el fondo de la reserva subterránea, toda vez que el vapor o gas no oxidante debe ser inyectado en la parte inferior de dicha reserva subterránea. De lo contrario, bajo las circunstancias técnicas planteadas, por ejemplo, en las reivindicaciones 1 y 17, no se requiere que dicho pozo de inyección de gas oxidante alcance el fondo de la reserva debido a que el gas oxidante es inyectado en la parte superior de ésta. Sin embargo, con el objetivo de darle mayor claridad a los procesos planteados en las reivindicaciones 11, 13 y 17, se han realizado las siguientes modificaciones:

- **En la reivindicación 11:**

Se ha reemplazado el párrafo:

"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."

por el nuevo párrafo:

"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 configurado para la inyección de gas oxidante en la porción superior de la reserva, y también está configurado 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 además los pasos de inyectar dicho gas oxidante en dicha porción superior de la reserva 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."

- **En la reivindicación 13**

Se ha eliminado el paso b) de dicha reivindicación y se han modificado los pasos a) y e) de la siguiente manera:

Se ha reemplazado el párrafo:

"a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en dicha reserva subterránea;",

por el nuevo párrafo:

"a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en la porción superior de una reserva subterránea y para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua en la porción inferior de dicha reserva subterránea en la región de la porción horizontal del pozo de producción",

y el siguiente párrafo también ha sido reemplazado:

"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"

por el nuevo párrafo:

"d) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante en dicho pozo de

inyección de gas oxidante y en la parte inferior de la reserva subterránea, y por lo tanto en la región de dicha porción horizontal del pozo de producción, durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, permitiendo el ingreso de dicho medio dentro de dicha porción horizontal; y,"

donde la modificación realizada claramente representa una limitación al alcance de la invención, toda vez que se ha definido explícitamente que el vapor, agua o gas no oxidante debe ser inyectado en la parte inferior de la reserva subterránea y específicamente en la región de la porción horizontal del pozo de producción, lo anterior de conformidad con lo mencionado en, por ejemplo, el último párrafo de la página 7 de la descripción, en donde haciendo referencia a la Figura 1 de la invención se menciona que:

"Los elementos E y G son parte del presente invento y vapor o un gas no oxidante puede ser inyectado a E y/o G. E puede ser parte de un pozo separado o puede ser parte del mismo pozo usado para inyectar el gas oxidante".

Finalmente, considero relevante aclarar que las modificaciones en la reivindicación 13 que fueron previamente mencionadas permiten superar todas las demás objeciones de claridad realizadas por el señor Examinador con respecto al paso b) de tal reivindicación 13, toda vez que dicho paso b) fue eliminado del capítulo reivindicatorio.

- En la reivindicación 17:

Se ha reemplazado el párrafo:

"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",

por el nuevo párrafo:

"e) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en la parte inferior de una reserva subterránea mediante su inyección dentro de dicho otro

pozo de inyección durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de la porción horizontal del pozo de producción, inyectando dicho medio abajo en la reserva subterránea en la región de dicha porción horizontal para permitir el ingreso de dicho medio al interior de dicha porción horizontal; y",

en donde, tal como se mencionó para el caso de la reivindicación 13, dicha modificación claramente representa una limitación al alcance de la invención, toda vez que se ha definido explícitamente que el vapor, agua o gas no oxidante debe ser inyectado en la parte inferior de la reserva subterránea y específicamente en la región de la porción horizontal del pozo de producción, lo anterior de conformidad con lo mencionado en, por ejemplo, el último párrafo de la página 7 de la descripción.

Finalmente, considero de gran importancia destacar que de lo anteriormente mencionado es claro que las modificaciones realizadas en el capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión de ninguna manera implican una ampliación del alcance de la solicitud presentada originalmente, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000.

6. **Nivel inventivo**

Finalmente, el señor Examinador objeta nuevamente el nivel inventivo de las reivindicaciones 1 a 12 actualmente presentadas con base en las enseñanzas de los siguientes documentos:

(D1) → US 5626191

(D2) → US 4598772

En este sentido, el señor Examinador argumenta básicamente que el problema técnico objetivo de la presente invención es cómo disminuir el riesgo de explosión dentro de un yacimiento, y se diferencia del documento D1 por los pasos de proveer una tubería dentro del pozo de producción e inyectar un medio seleccionado. Sin embargo, de acuerdo con el señor Examinador dicho problema técnico objetivo es solucionado en D2 debido a que dicha anterioridad enseña la inclusión de una tubería en un pozo de producción a través del cual se inyecta un medio que disminuye el riesgo de explosión en los procesos de recuperación de

petróleo por combustible in situ. Por lo tanto, el señor Examinador concluye que el documento D2 da indicios a la persona medianamente versada en la materia para modificar la invención descrita en D1, desarrollando estrategias de mejoramiento en los procesos de recuperación de petróleo.

Visto lo anterior y con el ánimo de demostrar el inequívoco carácter inventivo de la materia técnica revelada en las reivindicaciones 1 a 12 de la solicitud de patente en cuestión frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 y D2, atentamente me permito presentar ante ese Despacho las siguientes consideraciones técnicas:

- i. 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.

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 a través de, por ejemplo, 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.

Sorpresivamente, la inyección de dicho vapor, agua o gas no oxidante en el tramo horizontal del pozo de producción 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.

- ii. De conformidad con lo anteriormente señalado me permito resaltar ante ese Despacho que el solicitante divulgó en la descripción de la invención en cuestión la lista de parámetros del modelo empleado para evaluar el proceso para la recuperación de hidrocarburos revelado en la reivindicación 1 (ver tabla 4 en las páginas 10 y 11 de la descripción), así como también divulgó en los ejemplos 2 (tabla 1b), 4 (tabla 2b) y 6 (tabla 3b) de dicho documento los resultados obtenidos en cuanto a temperatura máxima del pozo, máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo, máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo, factor de recuperación del betún y tasa promedio de recuperación de petróleo, luego de variar la tasa de flujo de gas oxidante y de gas no oxidante al interior de la reserva subterránea. Dichos resultados se transcriben a continuación:

Tabla 1b: TASA DE AIRE 65.000 m³/día - Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	410	90	0	35,1	28,6
5	366	80	0	43,4	30,0
10	360	45	0	43,4	29,8

* No hace parte del presente invento

Tabla 2b: TASA DE AIRE 85.000 m³/día - Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	1074	100	8,8		
5	500	96	1,8		
10	407	45	0	37,3	33,2

* No hace parte del presente invento

Tabla 3b: TASA DE AIRE 100.000 m³/día - Vapor inyectado en la tubería del pozo

Tasa de inyección de vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígeno en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /día
*0	1398	100	10,4		
5	997	100	6,0		
10	745	100	3,8		
20	425	38	0	33,9	35,6

* No hace parte del presente invento

- iii. Los datos previamente señalados demuestran de manera contundente que la inyección de un gas no oxidante a través de una tubería ubicada al interior de un pozo de producción y que se extiende hasta la porción horizontal (ubicada en la

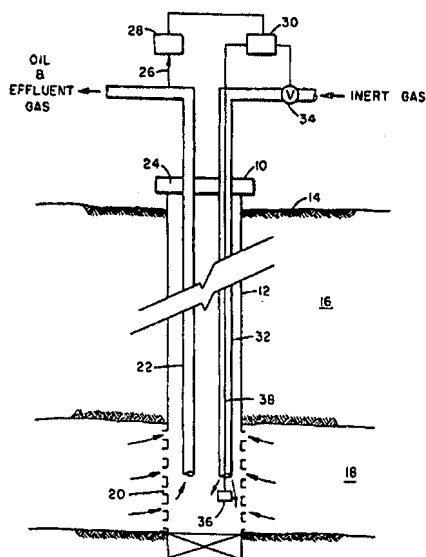
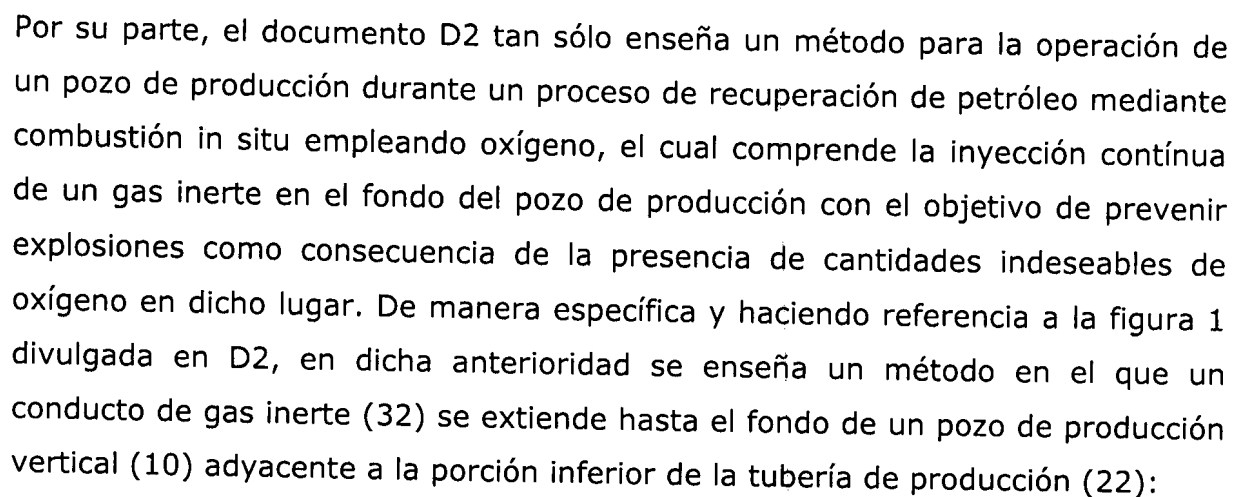
parte baja de la reserva subterránea) de dicho pozo de producción permite superar los problemas de seguridad relacionados con el ingreso de gas oxidante remanente al pozo de producción, pero también permite lograr un aumento inesperado en los porcentajes de recuperación de petróleo debido a la posibilidad de aumentar el flujo de gas oxidante dentro de la reserva subterránea, así como debido a la disminución de la temperatura máxima del pozo y a la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

En efecto, los datos divulgados por el solicitante en las tablas 1b, 2b y 3b de la descripción demuestran que la inyección de un gas no oxidante (tal como vapor de agua) en la parte baja de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión como parte de un proceso de recuperación in situ de hidrocarburos permite aumentar la tasa de inyección del gas oxidante (por ejemplo oxígeno) sin poner en riesgo la seguridad de la reserva (se logra una menor temperatura máxima de pozo y se evita el ingreso de gas oxidante al cilindro de pozo), y permitiendo sorpresivamente aumentar la tasa de producción de petróleo al parecer como resultado de una mezcla de factores que incluyen el mayor flujo de gas oxidante y la disminución de la cantidad de coque formado en la porción horizontal del pozo de producción.

En este punto considero de gran importancia destacar que lo anteriormente descrito también fue mencionado claramente por el Dr. Conrad Ayasse en la declaración que fue anexada a mi memorial de respuesta al primer Concepto Técnico emitido por ese Despacho para el caso en cuestión, toda vez que allí se explica que los datos experimentales obtenidos luego de poner en práctica el proceso de combustión in situ revelado en la reivindicación 1 de la presente invención resultaron ser contra intuitivos con respecto a lo esperado según las enseñanzas del estado de la técnica anterior, toda vez que para la persona medianamente versada en la materia la presurización del pozo de producción como resultado de la inyección de un gas no oxidante en la porción horizontal de dicho pozo de producción implicaría obligatoriamente una reducción en los porcentajes de recuperación de petróleo.

- iv. Ahora bien, contrario a lo planteado previamente y de la atenta lectura de los documentos D1 y D2 es claro que dichas anterioridades no enseñan y tampoco sugieren los contundentes efectos técnicos logrados a través del proceso de combustión in situ revelado en la reivindicación 1 de la solicitud de patente en

En efecto, el documento D1 únicamente enseña un método de combustión in situ para la recuperación de petróleo, el cual -haciendo referencia a la figura 14D divulgada en dicha anterioridad- emplea un pozo inyector (102) para inyectar un gas oxidante, tal como aire, dentro de una formación subterránea y así crear un frente de combustión vertical "C" que avanza desde el pozo inyector de gas oxidante (102) hacia el pozo de producción vertical (105):



Sin embargo, me permito manifestar de manera categórica que la persona medianamente versada en la materia no encuentra en la combinación de las enseñanzas de tales documentos D1 y D2 alguna indicación técnica que le sugiera que 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 que implique la inyección de un gas no oxidante a través de una tubería interna que atraviesa la porción vertical y parte de la porción horizontal del pozo de producción, permite controlar completamente los riesgos de explosión al interior de la reserva subterránea y al mismo tiempo permite aumentar los porcentajes de recuperación de petróleo, tal y como ha sido demostrado por el solicitante de la invención en cuestión.

En efecto, atentamente me permito dirigir la atención del señor Examinador hacia los datos divulgados en las Tablas 1b, 2b y 3b de la presente invención, donde se muestra cómo la inyección de vapor en la porción horizontal del pozo de producción (a través de la tubería interna) sumado a la inyección de un gas oxidante (aire por ejemplo) a diferentes tasas de flujo ($65000 \text{ m}^3/\text{día}$, $85000 \text{ m}^3/\text{día}$ y $100000 \text{ m}^3/\text{día}$) en la parte superior de la reserva permite reducir la máxima temperatura del cilindro de pozo en proporción relativa a la cantidad de vapor inyectado, así como también permite aumentar el factor de recuperación de petróleo con respecto al caso en el que no se inyecta vapor y permite disminuir el volumen de coque depositado en el cilindro de pozo a medida que aumenta la cantidad de vapor inyectado, lo cual resulta ser absolutamente benéfico para el proceso debido a que la caída de presión en el cilindro es más baja y por lo tanto los fluidos circulan más fácilmente en comparación con pozos en los que no se inyecte vapor en la porción horizontal del pozo de producción.

- v. Pese a todo lo anteriormente expuesto, me permito manifestar que el solicitante ha decidido limitar aún más el alcance de la reivindicación 1, **incluyendo en el paso e) de dicha reivindicación la característica técnica según la cual la inyección del vapor, agua o el gas no oxidante en la tubería dentro del pozo de producción presuriza la porción horizontal de dicho pozo de producción**, lo anterior de conformidad con lo mencionado en la reivindicación 2 actualmente presentada y en las páginas 6 y 13 de la descripción.

Dicha limitación técnica diferencia aún más el proceso de combustión in situ que es revelado en la reivindicación 1 de la solicitud en cuestión frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 y D2, toda vez que en

ninguna de tales anterioridades se menciona o se sugiere tal característica técnica, la cual resulta ser completamente contra intuitiva dentro de un proceso de extracción de hidrocarburos líquidos.

De manera específica me permito señalar ante ese Despacho que nada en D1 o D2, ya sea por aparte o en combinación, enseña la presurización de la porción horizontal del pozo de producción con un medio tal como un gas no oxidante para prevenir el ingreso de oxígeno en dicha porción horizontal. En este sentido, **lo único que enseña D2 es la introducción de un flujo de CO₂ o N₂ para diluir cualquier cantidad de oxígeno que previamente haya ingresado al interior del pozo de producción vertical, con el objetivo de prevenir una mezcla explosiva en dicho pozo de producción.** Por su parte, el proceso revelado en la reivindicación 1 de la solicitud en cuestión ataca el problema relacionado con el control de ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal del pozo de producción mediante la presurización de dicho pozo.

Así mismo y de acuerdo con lo afirmado en la declaración rendida por el Dr. Conrad Ayasse, la presurización de la porción horizontal del pozo de producción enseñado en el documento D1 con un gas no oxidante podría ser contra-intuitivo y por lo tanto no obvio para la persona medianamente versada en la materia. Específicamente, es claro que el señor Examinador ha sugerido que la inyección de un gas no oxidante al interior de la porción horizontal del pozo de producción enseñado en D1 sería obvio a partir de las enseñanzas del documento D2, el cual enseña la inyección de CO₂ o nitrógeno dentro de un pozo de producción vertical. **Sin embargo, en la declaración rendida por el Dr. Conrad Ayasse aporta claras evidencias que demuestran que incrementar la presión en un pozo de producción horizontal mediante la inyección de un gas no oxidante sería contra-intuitivo para la persona medianamente versada en la materia, toda vez que lo anterior implicaría una reducción en el flujo de petróleo licuado hacia el interior del pozo de producción, haciendo el proceso claramente menos productivo.**

Por su parte, la reivindicación 1 de la solicitud de patente en cuestión ahora incluye el paso de presurizar la porción horizontal del pozo de producción, lo cual sorprendente y contra-intuitivamente permite inyectar flujos altos de gas oxidante dentro de la reserva de hidrocarburos, así como sorprendentemente permite obtener un aumento en la producción de petróleo.

vi. Por último, con respecto a la afirmación del señor Examinador según la cual:

"Es así como el técnico medio en el arte de acuerdo con la información de D1 la cual muestra un proceso que incrementa el porcentaje de recuperación de hidrocarburos (Col 2 líneas 50, tabla I), los cuales son mas del doble que los presentados como ventaja técnica de la presente solicitud. Así las cosas, los argumentos del solicitante con referencia a que el efecto inesperado de flujo de un líquido a través de una tubería presurizada, con lo cual se aumenta la producción de petróleo no es comparable con lo ya conocido en el estado de la técnica, que obtiene porcentajes de recuperación de petróleo de 77% contra máximo 37,3% de la presente solicitud"

atentamente me permito aclarar que:

- El documento D1 describe un proceso de combustión in situ para recuperar petróleo de una reserva subterránea que es conocido como proceso THAI TM. Dicho proceso utiliza un pozo de inyección ubicado relativamente elevado en una reserva petrolífera y un pozo de producción que tiene un tramo horizontal y un tramo vertical, como mecanismo para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico de los procesos de combustión in situ conocidos en el estado de la técnica anterior, casos en los cuales dicha eficiencia era menor del 30% (Líneas 40 a 43 - columna 1 de D1).

En este sentido y de acuerdo con los datos mencionados en la tabla I de la columna 5 del documento D1, la mayor eficiencia de barrido volumétrico obtenido utilizando el proceso THAI bajo determinados parámetros técnicos es del 77%, hecho que indica que la configuración propuesta en tal anterioridad permite mejorar notablemente el control y por ende la eficiencia del camino seguido por el frente de combustión (y los gases generados) al interior de la reserva subterránea. Sin embargo, dicho porcentaje de barrido de ninguna manera equivale o es igual a un porcentaje de recuperación de petróleo, tal como equivocadamente lo da a entender el señor Examinador en su Concepto Técnico, aunque idealmente la persona medianamente versada en la materia esperaría que un aumento en la eficiencia volumétrica de barrido también implique un aumento en el porcentaje de petróleo recuperado, lo anterior sin tener en cuenta, por ejemplo, los posibles efectos generados por la mayor formación de coque sobre el pozo de producción.

- De otro lado, en los datos divulgados como parte de los ejemplos de la solicitud de patente en cuestión se menciona el valor 37,3% como el porcentaje de recuperación de betún o bitumen luego de poner en práctica el proceso revelado en la reivindicación 1 de la solicitud en cuestión, empleando un flujo de aire de 85000 m³/día y un flujo de vapor de agua de 10 m³/día (ver la tabla 2b de la presente invención).

De lo anterior es absolutamente claro que dicho valor no corresponde al porcentaje de eficiencia volumétrica de barrido logrado durante el proceso bajo estudio, sino que corresponde al porcentaje de hidrocarburos aromáticos policíclicos conocidos como betún o bitumen que fueron recuperados durante el proceso de combustión in situ llevado a cabo bajo los parámetros definidos en la descripción de la solicitud de patente en cuestión.

- Ahora bien, los datos experimentales que sí resultan comparables son aquellos divulgados por el solicitante en las tablas 1a, 1b, 2a, 2b, 3a y 3b de la descripción, toda vez que allí se muestra cómo el factor de recuperación de bitumen (% OOIP) y la tasa promedio de recuperación de petróleo (m³/día) siempre son mayores cuando el proceso de combustión in situ implica la inyección de un gas no oxidante en la parte baja de la reserva subterránea y cerca a la boca de la porción horizontal del pozo de producción (presente invención), con respecto a aquel proceso en el cual no se inyecta dicho gas no oxidante, el cual básicamente corresponde a aquel enseñado en el documento D1 y que es conocido como proceso THAI.

Visto lo anterior, me permito manifestar ante ese Despacho que el proceso revelado en las reivindicaciones 1 a 12 de la solicitud de patente en cuestión presenta un inequívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 y D2, cumpliendo por lo tanto a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en el artículo 18 de la Decisión 486 de 2000.

7. **Trámite administrativo para la solicitud de patente en cuestión**

Finalmente, con respecto a la siguiente afirmación del señor Examinador:

"Se le enfatiza al solicitante que la Oficina después de tres artículos 45 procederá a decidir sobre su invención, dado que no ha mostrado el nivel inventivo de su invención a pesar de haber cambiado el capítulo reivindicatorio tres veces",

me permito aclarar que si bien es cierto que en el primer y tercer Conceptos Técnicos emitidos por ese Despacho en relación con el caso en cuestión se ha estudiado el nivel inventivo del proceso revelado en la reivindicación 1 y dependientes, dicho estudio no ha sido realizado para los procesos revelados en las reivindicaciones 13, 17 y dependientes.

Así las cosas, en relación con dichas reivindicaciones, y en virtud del derecho fundamental del "debido proceso", ese Despacho debe proceder a evaluar el fondo de las mismas, el cual aún no ha sido estudiado, y en caso de que encuentre argumentos técnicos razonables para objetar el nivel inventivo, será necesario expedir un cuarto Concepto Técnico con el objetivo de dar la oportunidad al solicitante de conocer dichas objeciones y que el mismo pueda presentar sus argumentos a favor de la patentabilidad, dentro del trámite administrativo, respetando así el legítimo derecho de defensa.

Teniendo en cuenta lo anterior, en caso de que esa Superintendencia proceda a emitir una Decisión final negando las reivindicaciones 13, 17 y dependientes, por falta de nivel inventivo, sin dar la oportunidad al solicitante de dar respuesta a dichas observaciones, y dejando como única opción el recurso de reposición, momento en el que ya no es posible hacer ningún tipo de modificación para superar cualquier observación, incurrirá en una clara violación del principio fundamental del Debido Proceso, impidiéndole al solicitante ejercer el Derecho de Defensa de acuerdo al artículo 29 de la Constitución y el cual es desarrollado en el artículo 3 del Código Contencioso Administrativo el cual establece:

"Las actuaciones administrativas se desarrollarán con arreglo a los principios de economía, celeridad, eficacia, imparcialidad, publicidad y contradicción y, en general, conforme a las normas de esta parte primera..."

"En virtud del principio de contradicción, los interesados tendrán oportunidad de conocer y de controvertir esas decisiones por los medios legales..."

De esta manera, se hace indudable, que si ese Despacho al momento de evaluar el fondo de la solicitud, encuentra objeciones con respecto a la patentabilidad de las reivindicaciones en cuestión, deberá dar la oportunidad al solicitante de ejercer su derecho de defensa a través de la emisión de un cuarto concepto técnico, promoviendo el respeto por dicho derecho que es uno de los principios rectores del procedimiento administrativo, y siguiendo así el mandato constitucional establecido en el artículo 61 el cual establece que *"El estado protegerá la propiedad intelectual por el tiempo y mediante las formalidades que establezca la ley."*

8. **Conclusión**

De conformidad con los argumentos técnicos presentados y con las modificaciones realizadas en el título, la descripción y el capítulo reivindicatorio de la invención en cuestión, me permito manifestar que dicha solicitud cumple a cabalidad con las disposiciones de patentabilidad establecidas en los artículos 28 y 30 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que es clara, concisa y permite que la persona medianamente versada en la materia correspondiente pueda ejecutarla debido a que todos los procesos de recuperación de hidrocarburos reivindicados se encuentran plenamente soportados en la descripción de la invención.

Así mismo, ha sido demostrado de manera contundente que el proceso de combustión in situ revelado en las reivindicaciones 1 a 12 de la solicitud de patente en cuestión presenta un inerquívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 y D2, toda vez que la persona medianamente versada en la materia no encuentra en dichas anterioridades alguna indicación técnica que le sugiera las sorprendentes ventajas a nivel de seguridad y producción de petróleo logradas al poner en práctica dicho proceso en una reserva subterránea.

En consecuencia, es claro que se han superado las objeciones presentadas por el señor Examinador en su Concepto Técnico, y por lo tanto, dicha invención es merecedora del privilegio de patente solicitado.

JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

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

9. Anexo al presente memorial me permito presentar:

- (a) Copia de la descripción de la solicitud, en la cual se ha modificado el título y los párrafos de la página 8 mencionados en el numeral 4 del presente memorial; y
- (b) Copia del nuevo capítulo reivindicatorio, el cual reemplaza al actualmente presentado e incluye las modificaciones previamente mencionadas.

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

Señor Superintendente,


ALICIA LLORED A RICAURTE

T.P. 53.215

**PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA EXTRACCIÓN DE
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE UNA RESERVA SUBTERRÁNEA DURANTE EL
AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTIÓN**

CAMPO DE INVENCION

Este invento está asociado con el proceso de seguridad y productividad mejorados, cuando se lleva a cabo una labor de recuperación de petróleo de una reserva subterránea por medio de un proceso de combustión in situ de punta a talón ("toe-to-heel") empleando pozos de producción horizontal, como el descrito en las Patentes US Números 5'626.191 y 6'412.557.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Las patentes US 5'626.191 y 6'412.557, describen el proceso de combustión in situ para producir petróleo de una reserva subterránea (100) usando un pozo de inyección (102) ubicado relativamente elevado en una reserva petrolífera (100) y un pozo de producción (103-106) terminada relativamente bajo la reserva (100). El pozo de producción tiene un tramo horizontal (107) orientado generalmente de manera perpendicular generalmente lineal y al lateralmente extendido frente de combustión erguido propagado desde el pozo de inyección (102). El tramo (107) está ubicado en el recorrido del avance del frente de combustión. Aire, u otro gas oxidante, como aire enriquecido con oxígeno, es inyectado a través de los pozos 102, que pueden ser pozos verticales, pozos horizontales o una combinación de estos pozos. El proceso de la Patente US 5'626.191 es llamado "THAI™", un acrónimo de la frase en inglés "toe-to-heel air injection" (inyección de aire de punta a talón) y el proceso de la Patente US 6'412.557 es llamado "Capri™" cuyas marcas registradas pertenecen a Archon Technologies Ltd., una subsidiaria de Petrobank Energy and Resources Ltd., Calgary, Alberta, Canadá.

De importancia es la seguridad de los procesos THAI™ y Capri™ con respecto a la entrada de oxígeno al pozo horizontal, lo que causaría petróleo ardiendo en el pozo y una temperatura extremadamente alta que destruiría al pozo. Este ingreso de oxígeno no ocurrirá si las tasas de inyección se mantienen bajas, sin embargo, las tasas de inyección altas son muy deseables para mantener altas producciones de petróleo y un flujo alto de

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

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

RESUMEN DEL INVENTO

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

Durante la fase de precalentamiento de la reserva, o el procedimiento de arranque, el vapor se hace circular en el pozo horizontal a través de un tubo que se extiende hasta la punta del pozo. El vapor fluye de regreso a la superficie a través del espacio anular del recubrimiento. Este procedimiento es imperativo en reservas bituminosas porque el petróleo frío que puede ingresar al pozo será muy viscoso y fluirá poco, pudiendo así taponar el cilindro de pozo. El vapor también se hace circular a través del pozo inyector y es también inyectado a la reserva en la región entre los pozos de inyección y la punta

de los pozos horizontales para calentar el petróleo e incrementar su movilidad antes de comenzar la inyección de gas oxidante en la reserva.

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

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

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

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

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.

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

- a) proveer al menos un pozo de inyección de gas oxidante para inyectar un gas oxidante en la parte superior de una reserva subterránea;

- b) proveer al menos un pozo de inyección ya sea en el pozo mencionado anteriormente en el (a) o en otro pozo para inyectar vapor, un gas no oxidante, o agua que sea subsecuentemente calentado hasta ser vapor, en la parte baja de una reserva subterránea;
- c) proveer al menos un pozo de producción con un tramo sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a este, ; el pozo horizontal con una parte de talón en cercanía de su conexión con el pozo de producción vertical y una parte de punta en el extremo opuesto del tramo horizontal;
- d) inyectar un gas oxidante a través del pozo de inyección para permitir combustión in situ, de modo que los gases de combustión se produzcan, en donde los gases 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, en donde dicho medio sea seleccionado de un grupo de medios compuestos de vapor, agua o un gas no oxidante, en dicho pozo de inyección; y
- f) recuperar hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción.

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.

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.

En una incorporación más del invento, el presente comprende la combinación de los pasos arriba mencionados de inyección de un medio a la formación a través de un pozo de inyección, y como un pozo inyectando un medio a través de una tubería en el tramo horizontal. De este mismo modo, en esta incorporación adicional, el presente invento

incluye un método para extraer hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, comprendiendo los siguientes pasos:

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

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

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

DESCRIPCION RESUMIDA DE LOS DIBUJOS

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

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

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

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

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

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

Los elementos E y G son parte del presente invento y vapor o un gas no oxidante puede ser inyectado a E y/o a G. E puede ser parte de un pozo separado u puede ser parte del mismo pozo usado para inyectar el gas oxidante. Estos pozos de inyección pueden ser

pozos verticales, inclinados u horizontales o de otro modo, y cada uno puede servir varios pozos horizontales.

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

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

longitud M-Q es de 250 m; ancho M-R es de 25m; altura R-S es de 20 m.

Las posiciones de los pozos son las siguientes:

El pozo de inyección de gas oxidante J esta ubicado en N en la primera casilla de 50 metros (M-N) del cuadro de la esquina M. La punta del pozo horizontal K esta en la primera casilla entre M y R y esta corrido 15 m (N-O) junto a la longitud de la reserva desde el pozo de inyección V. El talón del pozo horizontal K yace en P y esta a 50 m de la esquina de la reserva, Q. La sección horizontal del pozo horizontal K es de 135 m (Q-P), de longitud y está ubicado 2.5 m sobre la base de la reserva (M-Q) en la tercera cuadrícula.

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. El tramo horizontal (Q-P) está perforado 50% y contiene una tubería abierta cerca de la punta (no mostrada, ver la figura 1).

DESCRIPCION DE LA INCORPORACIÓN PREFERIDA

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

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

Para poder cuantificar el efecto de la inyección de fluido en el cilindro de pozo horizontal, un número de simulaciones numéricas computarizadas del proceso han sido

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

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

Simulaciones extensas del proceso THAI™ fueron llevadas a cabo para evaluar las consecuencias de reducir la presión en el cilindro de pozo horizontal al inyectar vapor o gas no oxidante. El programa de software fue el STARST™ In Situ Combustion Simulator (Simulador de combustión in situ) otorgado por el Computer Modelling Group, Calgary, Alberta, Canadá.

Tabla 4. Lista de los parámetros del modelo.

Simulador: STARST™ 2003.13, Computer Modelling Group Limited

Dimensiones del modelo:

Longitud 250m, 100 casillas, eac

Ancho 25m, 20 casillas

Altura 20 m, 20 casillas

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

Pozo de producción horizontal:

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

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

Pozo de inyección vertical:

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

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

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

Parámetros de roca/fluido:

Componentes: agua, betún, mejora, metano, CO₂, CO/N₂, oxígeno, coque
Heterogeneidad: Arena homogénea
Permeabilidad: 6.7 D (h), 3.4 D (v)
Porosidad: 33%
Saturación: Betún 80%, agua 20%, gas fracción Moles 0.114
Viscosidad bituminosa: 340.000 cP a 10°C.
Peso molecular del betún: 550 AMU
Viscosidad de mejora: 664 cP a 10°C
Volumen molecular promedio de mejora: 330AMU

Condiciones físicas:

Temperatura de la reserva: 20°C.
Presión natural de la reserva: 2600 kPa
Presión en el fondo: 4000 kPa

Reacciones:

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

EJEMPLOS

Ejemplo 1

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

Sin embargo, como puede ser visto en la información a continuación, inyecciones de bajos niveles de vapor a niveles de 5 y 10 m³/día (equivalente de agua) en un punto bajo de la reserva (E en la figura 1) provee beneficios sustanciales en mayor recuperación de petróleo, contrariamente a las expectativas intuitivas. Donde el medio

inyectado es vapor, la información a continuación provee el volumen de agua equivalente a tal vapor, ya que es difícil determinar de otro modo el volumen de vapor provisto, ya que este depende de la presión a la que el vapor está sujeto en la formación. Obviamente, cuando el agua es inyectada en la formación y se convierte en vapor durante su viaje por la formación, la cantidad de vapor generado es simplemente el equivalente de agua provisto a continuación, el cual es típicamente del orden de 1000x (dependiendo de la presión) del volumen del agua provisto.

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

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

* No hace parte del presente invento

Ejemplo 2

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

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

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

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 3

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

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

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

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 4

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

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

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m3/día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1074	100	8.8		
5	500	96	1.8		
10	407	45	0	37.3	33.2

*No hace parte del presente invento

Ejemplo 5

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

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

Tasa de inyección del Vapor	Temperatura máxima del pozo	Máxima cantidad de coque en el cilindro de pozo	Máxima cantidad de oxígenos en el cilindro de pozo	Factor de recuperación del betún	Tasa promedio de producción de petróleo
m ³ /día (equivalente de agua)	°C	%	%	% OOIP	M3/día
*0	1398	100	10.4		
5	1151	100	7.2		
10	1071	100	6.0		
20	425	78	0	34.5	35.6

*No es parte del presente invento

Ejemplo 6

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

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

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

*No hace parte del presente invento

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 una combustión in situ en la reserva, 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 presurizar dicha porción horizontal con

dicho medio; 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 reserva 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 configurado para la inyección de gas oxidante en la porción superior de la reserva, y también está configurado 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 además los pasos de inyectar dicho gas oxidante en dicha porción superior de la reserva 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 la porción superior de una reserva subterránea y para inyectar vapor, un gas no oxidante o agua en la porción inferior de dicha reserva subterránea en la región de la porción horizontal del pozo de producción;
- b) proveer al menos un pozo de producción con un tramo

sustancialmente horizontal y un pozo de producción sustancialmente vertical conectado a éste; 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;

- c) 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;
- d) inyectar un medio, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante en dicho pozo de inyección de gas oxidante y en la parte inferior de la reserva subterránea, y por lo tanto en la región de dicha porción horizontal del pozo de producción, durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, permitiendo el ingreso de dicho medio dentro de dicha porción horizontal; y,
- e) 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 reserva 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, en donde dicho medio es seleccionado entre el grupo de medios que incluye vapor, agua o un gas no oxidante, en la parte inferior de una reserva subterránea mediante su inyección dentro de dicho otro pozo de inyección durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de la porción horizontal del pozo de producción, inyectando dicho medio abajo en la reserva subterránea en la región de dicha porción horizontal para permitir el ingreso de dicho medio al interior de dicha porción horizontal; 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 reserva 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 reserva a través de dicho pozo de inyección de gas oxidante.

RESUMEN

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

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

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