

JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

ABOGADOS

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

Señor

SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERC

E. _____ S. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 06-128697- -00029-0000

Fecha: 2011-12-28 17:29:39 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 412 REPOSPRESRECU Folios: 50

Re: PI.-ARCHON TECHNOLOGIES LTD.-Solicitud de Patente de Invención 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.-

Yo, **ALICIA LLORED A RICAURTE**, mayor, vecina de esta ciudad, identificada con la cédula de ciudadanía número 39.690.713 de Usaquén, Representante Legal en Bogotá para todos los asuntos relacionados con la Propiedad Industrial de la sociedad **ARCHON TECHNOLOGIES LTD.**, organizada y existente de conformidad con las leyes de Canadá, domiciliada en Calgary, Canadá, atentamente manifiesto a usted que interpongo **Recurso de Reposición** contra la Resolución número **68026** dictada por el señor Superintendente de Industria y Comercio el 29 de Noviembre de 2011 y notificada por Edicto fijado el 9 de Diciembre de 2011, por medio de la cual se niega el privilegio de patente solicitado para la invención contenida en el expediente de la referencia.

I. FUNDAMENTOS DE HECHO

(1) El 22 de Diciembre de 2006 se presentó ante la División de Nuevas Creaciones de la Superintendencia de Industria y Comercio (en adelante **SIC**), una solicitud de Patente de Invención en Fase Nacional del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT) para "PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU MEJORADO EN YACIMIENTO DE PETRÓLEO", a nombre de **ARCHON TECHNOLOGIES LTD**, sociedad organizada y existente de conformidad con las leyes de Canadá, y domiciliada en Calgary, Canadá.

(2) La solicitud mencionada fue admitida a trámite por este Despacho en vista del cumplimiento de los requisitos establecidos en la ley, siéndole otorgado el número de radicación 06-128.697.

(3) Posteriormente, el extracto de la solicitud de la referencia apareció publicado en la Gaceta de la Propiedad Industrial No. 583 de fecha 18 de Diciembre de 2007, surgiendo para el solicitante la carga de solicitar la realización del examen de patentabilidad de la invención cuya protección se pretende, así como la de pagar la correspondiente tasa administrativa. El solicitante, estando dentro del término previsto, mediante memorial de

fecha 20 de Mayo de 2008 solicitó dicho examen, adjuntando el recibo de pago que acreditaba la cancelación de la tasa administrativa mencionada.

(4) Mediante escrito radicado el 13 de Abril de 2010, la doctora Alicia Lloreda Ricaurte informó el cambio de apoderado en el presente trámite, presentando el documento que acredita su condición de apoderada de la sociedad solicitante.

(5) En virtud del Artículo 45 de la Decisión Andina 486 de 2000, la SIC expidió los Conceptos Técnicos Nos. 1363 (notificado por fijación en lista de 4 de Junio de 2010), 4403 (notificado por fijación en lista de 23 de Diciembre de 2010), 1293 (notificado por fijación en lista de 13 de Mayo de 2011) y 1751 (notificado por fijación en lista de 17 de Junio de 2011), mediante los cuales le fueron notificadas al solicitante las objeciones formuladas por ese Despacho respecto del cumplimiento de los requisitos de Claridad de la Solicitud¹ y Nivel Inventivo² con base en las enseñanzas de los documentos US 5626191 (D1), US 4598772 (D2) y T. X. Xia, M. Greaves, A. T. Turta and C. Ayasse; *"THAI - 'A short distance displacement' in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil"*. March 2003 (D3).

(6) El solicitante dio respuesta oportuna a los requerimientos realizados bajo el Artículo 45 de la Decisión Andina 486 los días 23 de Julio de 2010, 27 de Enero de 2011, 30 de Mayo de 2011 y el 5 de Agosto de 2011, respectivamente, refiriéndose a cada una de las objeciones expuestas por ese Despacho en sus Conceptos Técnicos Nos. 1363, 4403, 1293 y 1751.

(7) No obstante lo anterior, la SIC expidió la Resolución número 68026, dictada por el señor Superintendente de Industria y Comercio el 29 de Noviembre de 2011 y notificada por Edicto fijado el 9 de Diciembre de 2011, mediante la cual negó el privilegio de patente para el objeto reclamado, argumentando falta de Nivel inventivo de la invención a la luz de las enseñanzas de los documentos US 4598772 (D2) y T. X. Xia, M. Greaves, A. T. Turta and C. Ayasse; *"THAI - 'A short distance displacement' in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil"*. March 2003 (D3).

Son los hechos aquí enunciados los que dan lugar al presente recurso de reposición, sustentado en los siguientes:

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

Como fundamento de mi recurso me permito manifestar ante ese Despacho que el contenido de la Resolución número 68026 evidencia que durante el examen técnico realizado a la solicitud en cuestión de ninguna manera se consideró el alcance, objeto e

¹ Decisión Andina 486 de 2000, Artículo 28 y 30.

² Ibidem, Artículo 18.

importancia de la invención denegada en su verdadera dimensión, esto es, no se consideró el valioso aporte técnico que representa para el arte en cuestión el 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 prevenga o reduzca el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción que es revelado en la solicitud denegada.

En efecto, a pesar de los argumentos proporcionados por el solicitante en respuesta al Concepto Técnico número 1751 de 17 de Junio de 2011, en la Resolución impugnada este Despacho mantiene las objeciones frente al nivel inventivo de la invención, argumentando básicamente que:

"...una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica, que desarrolle estrategias de mejoramiento en los procesos de recuperación de petróleo subterráneo, enfrentada al problema de "cómo disminuir el riesgo de explosión dentro del yacimiento", incluiría una tubería dentro del pozo de producción para inyectar un medio, que enseña D2 (Fl. 289, Col. 3, línea 5 y Col. 4, líneas 6 y 7), dentro del proceso de producción in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea, durante el avance de un frente de combustión en dicha reserva, divulgado en D3 (Fl. 304, Pág. 289, párrafo 6), logrando de esta forma el proceso de la solicitud";

Así como también que:

"...el documento D3 muestra la co-inyección de agua y aire en el pozo de inyección, que da como resultado el incremento de la producción de aceite inicial, la cual disminuye después de la primera fase de humedecido, pero se incrementa nuevamente en el segundo período de combustión húmeda, logrando un porcentaje de recuperación de petróleo del doble comparado con el mayor valor reportado en la presente solicitud (Tabla 1B) de 43.4% y comparado con D3 que reporta un 86.5% (Pág. 300, párrafo 4 izquierdo), es así que la inyección de agua en la parte inferior de la reserva no muestra un efecto técnico sorprendente, sino un efecto adverso, de acuerdo a lo descrito en D3, que con un flujo menor de agua de 0.0072 m³/día logra duplicar la producción de aceite del pozo de acuerdo con lo descrito en la presente solicitud".

Por consiguiente, a continuación me permito demostrar ante ese Despacho que la presente invención sí cumple con el requisito de nivel inventivo exigido por el Artículo 18 de la Decisión 486 de 2000, toda vez que las ventajas técnicas logradas mediante el proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión revelado por el solicitante de ninguna manera habrían podido ser sugeridas por la persona medianamente versada en la materia técnica con base en las enseñanzas del arte previo.

1) Principales características de la invención denegada

En conexión con el punto anterior, inicialmente me permito realizar un resumen de las principales características de la materia revelada en la solicitud de patente denegada, con el fin de reiterar ante ese Despacho el verdadero objeto y la importancia de la invención en estudio:

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.

2) Consideraciones técnicas frente a las enseñanzas del arte previo

Ahora bien, teniendo en cuenta las características técnicas mencionadas anteriormente, me permito manifestar ante ese Despacho que el proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea durante el avance de un frente de combustión revelado en la solicitud de patente denegada presenta un inequívoco carácter inventivo con respecto a las enseñanzas de las anterioridades mencionadas en la Resolución número **68026**, esto es, frente a los documentos:

(D2) → US 4598772. *"Method for operating a production well in an oxygen driven in-situ combustion oil recovery process".* 1986-07-08; y,

(D3) → T. X. Xia, M. Greaves, A. T. Turta and C. Ayasse; *"THAI - 'A short distance displacement' in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil".* March 2003.

En este sentido, a continuación me permito presentar una serie de argumentos tendientes a demostrar que la decisión de rechazar la solicitud de patente en cuestión está basada en consideraciones técnicas incorrectas, las cuales de ninguna manera pueden sustentar la supuesta falta de nivel inventivo del proceso de recuperación in situ de petróleo revelado por el solicitante.

2.1. Consideraciones frente al nivel inventivo y al avance técnico logrado mediante la solicitud de patente en cuestión

A partir de la atenta lectura de la Resolución N° 68026 es claro que la negación de la solicitud de patente en cuestión por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio está basada -al menos- en dos errores técnicos cometidos por el señor Examinador al momento de analizar la invención y los documentos señalados por ese Despacho como el arte previo más cercano, hecho que desafortunadamente llevó a concluir de manera inapropiada que la invención es obvia y no posee un efecto técnico inesperado frente al estado de la técnica anterior (documentos D2 y D3, éste último a su vez hace referencia a D1).

- **Error en el cálculo del volumen de gas no oxidante inyectado en el pozo vertical del proceso revelado en el documento D2**

Inicialmente me permito señalar que en la Resolución N° 68026 se afirma lo siguiente:

"...una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica, teniendo a su disposición el documento D3, que enseña el pozo de producción de punta a talón (Fls. 301 a 309), y el documento D2 que menciona que al inyectar un gas no oxidante en el

pozo de producción se evitan altas concentraciones de oxígeno dentro del pozo de producción (Fl. 288, Col. 2, líneas 1 a 25), obtendrá por sí solo la presurización del pozo, ya que el flujo de inyección de gas en D2 es de 0.1 a 2 MSCF/día (3 a 60 m³/día), flujo de inyección de gas que se traslapa con el rango de inyección de gas de la solicitud, que es de 5 a 20 m³/día. Dado lo anterior, es evidente que el pozo de producción de D2 también se encuentra presurizado"

Con respecto a lo anterior me permito manifestar lo siguiente:

- i. No es cierto que el flujo de gas no oxidante señalado en el documento D2 se traslape con el flujo de gas no oxidante empleado en el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión, toda vez que mientras en el documento D2 se enseña un proceso que implica la **inyección de CO₂ o nitrógeno** a una tasa que oscila entre 0,1 y 2 MSCF/día (3 a 60 m³/día), en la presente invención se revela un proceso en el que se inyecta **agua** a una velocidad que oscila entre 5 y 20 m³/día, la cual, sin embargo, rápidamente se convierte en vapor de agua al interior de la formación subterránea como consecuencia de la temperatura, implicando un aumento en el volumen que, dependiendo de la presión al interior de la formación, equivale a cerca de 1000 veces el volumen del agua inyectada originalmente.

Lo anterior aparece debidamente explicado en la página 12 de la descripción de la solicitud de patente en cuestión, toda vez que allí se afirma lo siguiente:

"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 éste 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."

De lo anterior es claro que durante el estudio de patentabilidad realizado por ese Despacho se llevó a cabo un análisis técnico incorrecto de la información divulgada por el solicitante, toda vez que se realizó una comparación entre el volumen de agua equivalente al vapor empleado en el proceso revelado en la presente invención (5 a 10 m³/día) con el volumen de CO₂ ó nitrógeno utilizado en el proceso divulgado en el documento D2 (3 a 60 m³/día), concluyendo erróneamente que las tasas de inyección empleadas en ambos procesos se solapan.

Sin embargo, una vez esclarecida la interpretación errónea de los datos por parte de ese Despacho, es claro que mientras el documento D2 enseña la inyección de un gas

no oxidante a una tasa que oscila entre 3 y 60 m³/día, en la presente invención se revela un proceso que implica la inyección de vapor de agua a una tasa que oscila entre 5000 y 20000 m³/día.

Por lo tanto, es claro que la tasa de inyección de vapor empleado en la presente invención (5000 y 20000 m³/día) de ninguna manera se solapa con la tasa de inyección de gas no oxidante divulgada en el documento D2 (3 a 60 m³/día). De hecho, la mayor tasa de inyección de gas no oxidante empleada en el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión con respecto a lo divulgado en D2 (cerca de tres órdenes de magnitud mayor) claramente confirma el hecho de que el paso de inyectar un gas no oxidante en la presente invención permite, en efecto, presurizar el pozo de producción, contrario a la simple dilución o al simple enfriamiento que se logra con las tasas de inyección utilizadas en D2, propósitos para los cuales de ninguna manera es necesaria una tasa de inyección tan alta como la empleada en la solicitud de patente en cuestión.

Finalmente, me permito señalar que en la página 7 (líneas 4 a 6) de la descripción de la presente invención claramente se establece que el vapor es inyectado en la parte baja de la reserva ó directamente dentro de la porción horizontal del pozo de producción a una presión de 7000 Kpa (lo cual corresponde a una presión cerca de 70 veces mayor que la presión atmosférica) con el objetivo de presurizar el pozo de producción y prevenir o reducir el ingreso de gas oxidante al interior de dicho pozo de producción, tal y como expresamente se establece en la reivindicación 1 de la presente invención.

- ii. Una vez aclarado que las tasas de inyección de gas no oxidante divulgadas en el documento D2 no se solapan con las tasas de inyección de gas no oxidante empleadas en el proceso revelado en la presente invención (de hecho ahora es claro que son cerca de 3 órdenes de magnitud menores), considero de gran importancia resaltar ante ese Despacho que el objetivo buscado por los autores del documento D2 al utilizar dichas tasas de inyección pequeñas es simplemente diluir la concentración de oxígeno y/o reducir la temperatura en la base del pozo de producción vertical (ver columna 3, líneas 43 a 45 del documento D2), más de ninguna manera el objetivo buscado es lograr la presurización de dicho pozo de producción vertical, así como tampoco la reducción o prevención del ingreso de oxígeno a dicha tubería.

Con base en lo anterior, me permito manifestar que durante el análisis técnico llevado a cabo, ese Despacho ha desconocido una característica clave dentro del proceso revelado en la reivindicación 1 de la solicitud de patente en cuestión, la cual se lee como sigue:

"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, el cual previene o reduce el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción utilizado en dicho proceso, caracterizado porque comprende los pasos de:

- (a) proveer un pozo de inyección para inyectar un gas oxidante en la porción superior de la reserva subterránea;
- (b) proveer un pozo de producción que tiene un tramo horizontal y un pozo de producción 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, en una dirección a lo largo de dicho 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;
- (f) presurizar dicha porción horizontal con dicho medio a una presión suficiente para reducir o prevenir el ingreso de dicho gas oxidante dentro de dicha porción horizontal; y,
- (g) recuperar los hidrocarburos en el tramo horizontal del pozo de producción de dicho pozo de producción"

Con respecto a lo anterior, en la Resolución N° 68026 se afirma que el paso (f) de la reivindicación 1 corresponde simplemente al resultado de la inyección de un gas no oxidante al interior del pozo de producción, lo cual según ese Despacho ya había sido enseñado en el documento D2 debido a que dicha anterioridad divulga un proceso que implica la inyección de CO₂ ó N₂ en la base de un pozo de producción vertical.

Sin embargo, contrario a lo afirmado por ese Despacho, la introducción de un gas no oxidante no conlleva necesariamente a la presurización de un pozo de producción, así como tampoco necesariamente presuriza dicho pozo a tal extensión que reduzca o prevenga el ingreso de oxígeno, toda vez que tal y como se aprecia en el proceso divulgado en el documento D2, la introducción de CO₂ ó N₂ a una tasa de inyección de 0,1 a 2 MSCF/día (es decir 3 a 60 m³/día) en la base del pozo de producción vertical no permite lograr la presurización de dicho pozo de producción. Contrario a esto, el documento D2 simplemente enseña que la inyección de CO₂ ó N₂ a dichas tasas simplemente permiten diluir la concentración de oxígeno y/o reducir la temperatura en la base del pozo de producción vertical. Ahora, aunque no hay información en D2 acerca de si es necesario incrementar dicha velocidad de flujo, al parecer esto sólo sería preciso para alcanzar un punto en el que el ingreso de oxígeno sea menor que la inyección de gas inerte, lo anterior con el objetivo de lograr una dilución de la concentración de oxígeno en el pozo (ver columna 2, líneas 5 a 54 del documento D2):

"Un conducto de gas inerte 32 se extiende a un nivel en el fondo del pozo de producción 10 adyacente al extremo inferior de la tubería 22. El conducto 32 pasa a través de la cabeza del pozo 24 y se conecta con una fuente de gas inerte tal como nitrógeno o dióxido de carbono. Una válvula de motor 34 se ubica en línea con el conducto 32 para controlar el flujo de fluido allí dentro. La termocupla 36, ubicada en el fondo del pozo de producción 10 por debajo del conducto 32 envía señales a través de un canal de comunicación adecuado, tal como un cable 38, al controlador 30 en respuesta a ciertas condiciones de temperatura dentro del fondo del pozo. El controlador 30 funciona para regular la válvula del motor 34 con el objetivo de controlar la cantidad de nitrógeno ó dióxido de carbono que es inyectada en el fondo del pozo a través del conducto 32 en respuesta a la temperatura del fondo del pozo de producción o al contenido de oxígeno en el gas removido desde la tubería 22. La suspensión del elemento sensible a la temperatura 36 sobre el cable 38 dispuesto dentro del conducto 32 permite que dicho elemento sea reemplazado fácilmente si este se torna inoperable.

Durante el proceso de combustión in situ, el contenido de oxígeno en el gas que fluye a través de la tubería 22 es analizada constantemente a través de un analizador 28, mientras que la temperatura del fondo del pozo es monitoreada constantemente mediante una termocupla 36. Adicionalmente, durante la producción, una corriente de gas inerte tal como nitrógeno o dióxido de carbono es inyectada continuamente a una velocidad de inyección baja predeterminada, preferiblemente 0.1 a 2 MSCF/día, al interior de la porción inferior del pozo de producción 10 por medio del conducto 32. La tasa de inyección del gas inerte a través del conducto 32 es controlada mediante la válvula de motor 34. Cuando el mecanismo de análisis de gas 28 indica que el contenido de oxígeno en el gas que fluye desde la tubería del pozo de producción 22 está en el rango entre 5 y 20 % en volumen, o cuando la temperatura del fondo del pozo detectada mediante una

termocupla 36 está dentro del rango entre 200 y 300 °F, el controlador 30 abre la válvula de motor 34 e incrementa la tasa de inyección del gas inerte a una tasa máxima consistente con las limitaciones de presión de la formación. La producción y la inyección de gas inerte continúa a una tasa máxima hasta que el contenido de oxígeno en el gas efluente es reducido a un nivel seguro, preferiblemente por debajo del 5% en volumen, y la temperatura del fondo de pozo se ubica por debajo de 200 °F. Adicionalmente, cuando la tasa de inyección del gas inerte se incrementa a un flujo máximo, el pozo de producción puede ser cerrado y la inyección de oxígeno dentro de la formación a través del pozo de inyección para soportar la combustión in situ puede ser terminada o reducida. Una vez la temperatura del fondo del pozo está por debajo de 200 °F y el contenido de oxígeno del gas que fluye desde el pozo de producción está por debajo del 5% en volumen, la inyección de gas inerte es reducida a la tasa de inyección baja predeterminada y la producción continúa." (Traducción simple al castellano de las líneas 5 a 54 (columna 2) del documento D2).

Ahora bien, si el documento D2, -tal como se demostró previamente-, enseña de manera explícita la necesidad de inyectar continuamente CO₂ ó N₂ con el fin de diluir el oxígeno que ingrese a la tubería de producción vertical, es evidente que debe existir un ingreso permanente de dicho oxígeno al interior de la base del pozo de producción vertical de D2 para que se requiera su constante dilución, hecho que corrobora evidentemente que en el proceso enseñado en D2 no se evita el ingreso de oxígeno mediante una eventual presurización de la tubería de producción vertical lograda por medio de la introducción de volúmenes pequeños de CO₂ ó N₂ en la base de dicho pozo vertical.

En consecuencia, es claro que en el documento D2 no se enseña y tampoco se sugiere la presurización de la porción horizontal de un pozo de producción con el objetivo de prevenir o reducir el ingreso de oxígeno, toda vez que en dicha anterioridad simplemente se enseña la inyección de CO₂ ó N₂ para diluir la concentración de oxígeno y/o reducir las altas temperaturas en el fondo de un pozo de producción. En este sentido, considero de gran importancia aclarar que el proceso de inyectar un gas inerte al interior de un pozo para diluir el oxígeno allí presente y enfriar dicho pozo, tal como se enseña en el documento D2, de ninguna manera se asemeja al proceso de presurizar dicho pozo, hecho que corresponde a una importante característica que diferencia el proceso revelado en la presente invención con el proceso divulgado en el documento D2.

- **Comparación incorrecta entre los porcentajes de recuperación de petróleo divulgados en el documento D3 y en la solicitud de patente en cuestión**

Aparte de lo planteado previamente me permito destacar que, a pesar de los contundentes resultados experimentales divulgados por el solicitante de la presente invención en la descripción de la solicitud, en la Resolución N° 68026 de la Superintendencia de Industria y Comercio se afirma que el proceso de combustión in situ revelado en la presente invención no representa un avance técnico para el estado del arte en cuestión debido a que en el documento D3 se divulga un proceso de combustión in situ que permite lograr un porcentaje de recuperación (OOIP) de petróleo pesado dos veces mayor que el porcentaje logrado a través del proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión.

A éste respecto considero de gran importancia resaltar una vez más ante ese Despacho que **la comparación realizada entre los porcentajes de recuperación de petróleo divulgados en el documento D3 y en la presente invención es impropia desde el punto de vista técnico debido a que implica la comparación de porcentajes de recuperación de petróleo obtenidos bajo condiciones experimentales completamente diferentes.**

Con respecto a lo anterior me permito señalar que una analogía del análisis incorrecto llevado a cabo por ese Despacho es, por ejemplo, comparar el valor calorífico obtenido con 10000 pedazos de madera (supongamos por ejemplo que equivalen a 100000 Julios) del arte previo, con el valor calorífico obtenido con tan sólo 1 litro de un nuevo líquido combustible (supongamos que dicho volumen permite obtener 5000 Julios), para entonces argumentar impropriamente que dicho nuevo líquido combustible no posee nivel inventivo y no representa un avance técnico sobre el arte previo (quema de madera) debido a que no permite obtener una mayor cantidad de energía.

Por supuesto, llevar a cabo la comparación previamente planteada con el objetivo de argumentar que un nuevo desarrollo carece de nivel inventivo es completamente absurdo desde el punto de vista técnico debido a que está basada en la comparación incorrecta de los valores de energía obtenida con diferentes volúmenes de madera y combustible, es decir, está basada en la comparación incorrecta de valores de energía obtenida bajo diferentes condiciones experimentales. Sin embargo, la analogía planteada previamente permite entender que la comparación llevada a cabo por ese Despacho entre factores de recuperación de petróleo OOIP obtenidos bajo condiciones experimentales radicalmente diferentes es impropia e incorrecta.

Específicamente me permito señalar que la comparación realizada por ese Despacho resulta impropia técnicamente debido a que no es posible comparar los resultados obtenidos utilizando una micro celda de prueba en 3D como aquella descrita en los experimentos divulgados en el documento D3, con los resultados obtenidos en pruebas de

simulación numérica realizadas bajo condiciones de prueba completamente diferentes, tal y como se llevó a cabo en los experimentos divulgados por el solicitante de la presente invención.

Ahora bien, lo anteriormente planteado presenta pleno sustento en la declaración que presento como prueba junto con el presente escrito, la cual fue rendida el 23 de Diciembre de 2011 por el Doctor Alexander Turta (**Anexo I**), quien junto con los Doctores T. X. Xia, M. Greaves y C. Ayasse es el autor del documento D3. En dicha declaración el Doctor Turta discute una serie de razones técnicas que permiten entender por qué es incorrecto llevar a cabo una comparación entre los porcentajes de recuperación de petróleo logrados mediante el proceso divulgado en dicho documento D3 y mediante el proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión, y que por lo tanto explican por qué es impropio desde el punto de vista técnico emplear el factor de recuperación de petróleo OOIP obtenido en D3 (86,5%) y el factor de recuperación de petróleo obtenido en las pruebas reveladas en la presente invención (43,4%) para concluir que el proceso de la presente invención no sólo carece de una ventaja técnica, sino que en realidad representa un retroceso en el estado del arte en cuestión, como erróneamente señala este Despacho. Contrario a esto, el Doctor Turta concluye que el proceso revelado en la solicitud de patente denegada posee una clara ventaja técnica sobre el método divulgado en el documento D3.

De manera específica me permito destacar que el Doctor Turta afirma en su Declaración que las condiciones de prueba utilizadas durante los ensayos experimentales divulgados en el documento D3 son sustancialmente diferentes a las condiciones de prueba utilizadas como parte de la simulaciones numéricas llevadas a cabo por el solicitante de la invención en cuestión (usando el programa de modelamiento por computadora STARS), hecho que impide de manera evidente la realización de cualquier comparación directa entre los resultados de ambos métodos.

En este sentido, el Doctor Turta sostiene que una comparación apropiada para determinar si el proceso revelado en la presente invención representa o no una ventaja técnica sobre el arte previo, debe estar basada únicamente en los factores de recuperación de petróleo obtenidos cuando se llevan a cabo pruebas bajo condiciones experimentales idénticas, tal y como ocurre en las simulaciones numéricas reveladas en la Tabla 1b de la presente invención, toda vez que allí se comparan los resultados de la simulación para el método de recuperación mediante combustión in situ revelado en la solicitud de patente en cuestión (esto es, un método en el que se inyecta vapor que fluye a tasas de 5 m³/día y 10 m³/día equivalentes de agua) frente a los procesos conocidos en el arte previo (es decir, aquellos que no utilizan vapor para presurizar la porción horizontal del pozo de producción) bajo condiciones experimentales idénticas.

Así mismo, el Doctor Turta señala en su Declaración que la presión ejerce una influencia sobre la operación del proceso THAI (arte previo), debido a que, por ejemplo, la densidad

in situ del aire inyectado en la formación subterránea está directamente relacionada con la presión de operación, de tal forma que la segregación gas-líquido tiende a ser más pronunciada a menores presiones, dificultando el ingreso de oxígeno al interior del pozo de producción y favoreciendo las tasas de recuperación de petróleo (%OOIP), tal y como se muestra en el documento D3. En este sentido, si bien el Doctor Turta reconoce la dificultad para establecer en detalle la influencia de una presión mayor sobre los resultados de recuperación de petróleo obtenidos en las pruebas llevadas a cabo en D3 y en la presente invención, para el experto es absolutamente claro que la mayor presión utilizada en las pruebas de la solicitud de patente en cuestión corresponde a una de las diferencias en los parámetros de operación que contribuye a explicar el menor factor de recuperación de petróleo logrado con las simulaciones llevadas a cabo por el solicitante, con respecto a lo divulgado en el documento D3.

Pese a lo anterior, en la Resolución 68026 de la Superintendencia de Industria y Comercio se afirma de manera sorprendente que el proceso revelado en la presente invención no representa ninguna ventaja técnica sobre lo divulgado en D3 debido a que dicha anterioridad enseña un método que permite lograr una alta tasa de recuperación de petróleo (86,5%) cuando se inyecta agua y un gas oxidante al interior de una formación subterránea:

"...D3 muestra la co-inyección de agua y aire en el pozo de inyección, que da como resultado el incremento de la producción de aceite inicial, la cual disminuye después de la primera fase de humedecido, pero se incrementa nuevamente en el segundo período de combustión húmeda, logrando un porcentaje de recuperación de petróleo del doble comparado con el mayor valor reportado en la presente solicitud (Tabla 1B) de 43,4%"

A éste respecto considero de gran importancia señalar ante ese Despacho que el problema técnico a ser resuelto³ mediante el método revelado en la solicitud de patente en cuestión consiste en prevenir el ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal de un pozo de

³ En la Resolución No. 68026 de la SIC se define de manera demasiado amplia el problema técnico que el solicitante de la solicitud de patente en cuestión ha pretendido resolver, toda vez que para ese Despacho dicho problema técnico consiste en "cómo disminuir el riesgo de explosión al interior de una reserva de petróleo", argumentando además que dicho problema ya había sido resuelto en el documento D2. Con respecto a lo anterior, me permito aclarar ante ese Despacho que el problema técnico mencionado en la Resolución No. 68026 no solamente no corresponde al problema técnico solucionado por el solicitante de la presente invención, sino que además ha sido solucionado de diferentes maneras en el arte previo, incluyendo, por ejemplo, la reducción del flujo de gas oxidante al interior de la reserva subterránea, hecho que implica entonces una reducción en la cantidad de oxígeno que ingresa al interior del pozo de producción. Contrario a esto, el problema técnico afrontado por el solicitante de la presente invención es "cómo prevenir o reducir el ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal de un pozo de producción", donde la solución proporcionada por el solicitante implica la presurización de la porción horizontal de dicho pozo de producción ya sea con vapor, agua o un gas inerte. Por su parte, es claro que D2 no resuelve dicho problema técnico debido a que durante la fase de producción del método divulgado en dicha anterioridad el gas oxidante inyectado ingresa de manera continua al interior de la base del pozo de producción vertical, hecho que es reconocido por los autores de D2 y por lo que resulta necesaria la dilución continua de dicho oxígeno mediante la inyección de N₂ o CO₂.

producción cuando se utilizan altas tasas de inyección de gas oxidante durante un proceso de combustión in situ, objetivo que fue logrado exitosamente mediante la inyección de vapor, agua ó un gas no oxidante directamente en la porción horizontal del pozo de producción ó en la parte baja de la formación subterránea a una presión suficiente para lograr la presurización de dicha porción horizontal.

Contrario a lo anterior, es claro que el documento D3 no se encuentra dirigido a solucionar el mismo problema técnico, toda vez que dicha anterioridad únicamente enseña la inyección de aire y agua en la parte alta de una formación subterránea (ver por ejemplo la figura 2 del documento D3), pero de ninguna manera enseña la inyección en la parte baja de dicha formación (en donde de acuerdo con las características técnicas de la presente invención está ubicada la porción horizontal del pozo de producción) con el objetivo de presurizar la porción horizontal del pozo de producción mediante: i) la inyección de vapor, agua ó un gas no oxidante a través de tubería ubicada en el interior de dicha porción horizontal (reivindicación 1 de la presente invención); ii) la inyección de vapor, agua ó un gas no oxidante a través del pozo de inyección pero en la parte baja de la formación (reivindicación 13 de la presente invención); ó iii) la inyección de vapor, agua ó un gas no oxidante a través de un pozo de inyección diferente que se extiende hasta la parte baja de la formación (reivindicación 17 de la presente invención).

De hecho, me permito resaltar categóricamente ante ese Despacho que en el documento D3 se menciona explícitamente que el problema a ser resuelto mediante el proceso de la solicitud de patente en cuestión (esto es, prevenir el ingreso de oxígeno en la porción horizontal del pozo de producción y de esta manera evitar el riesgo de explosión) no es un problema, toda vez que en la página 297 de dicha anterioridad claramente se afirma que el ingreso de aire directamente a la porción de punta del pozo de producción horizontal no ocurre en el proceso THAI.

Como consecuencia de lo anterior, resulta inexplicable que ese Despacho afirme que el proceso revelado en la presente invención es obvio y no representa un avance técnico sobre el arte previo, específicamente sobre el documento D3, cuando es absolutamente claro que dicha anterioridad divulga un proceso que presenta una configuración técnica diferente y adicionalmente desconoce el problema técnico resuelto a través de la presente invención.

Adicionalmente, considero de gran importancia destacar ante ese Despacho que el documento D3 divulga un proceso que implica la inyección de agua y aire a tasas muy bajas (de acuerdo con la Tabla 2 del documento D3 [página 298] la tasa de inyección de aire es de $9 \text{ m}^3/\text{m}^2\text{-h}$, es decir $216 \text{ m}^3/\text{día}$), hecho que implica un riesgo muy pequeño de ingreso de oxígeno a la porción horizontal del pozo de producción si se tiene en cuenta que dicha inyección no sólomente se realiza a tasas muy pequeñas, sino que adicionalmente se lleva a cabo en la parte alta de la formación subterránea.

Sin embargo, contrario a lo anterior, en las pruebas realizadas por el solicitante de la presente invención se simuló la inyección de aire a tasas de inyección sustancialmente mayores, esto es, a tasas de inyección de 65000, 85000 y 100000 m³/día de aire (ver datos experimentales revelados en las Tablas 1b, 2b y 3b de la descripción), hecho que implicó la necesidad de inyectar vapor directamente en la porción horizontal del pozo de producción, es decir, en la parte baja de la reserva subterránea, en volúmenes radicalmente mayores a aquellos empleados en D3, específicamente en volúmenes de 5, 10 y 20 m³/día equivalentes de agua para lograr detener el ingreso de oxígeno.

Visto lo anterior, de la manera más atenta me permito señalar ante ese Despacho que resulta completamente incomprensible que en la Resolución N° 68026 se haya afirmado que el proceso revelado en la presente invención carece de una ventaja técnica frente a lo conocido en el estado de la técnica anterior.

Adicionalmente, considero relevante mencionar que en la Resolución No. 68026 también se utilizó la comparación inapropiada entre los porcentajes de recuperación de petróleo logrados mediante el método divulgado en el documento D3 (86,5%) y el proceso de la presente invención (43,4%) para soportar que si las condiciones de prueba utilizadas en D3 y en la presente invención (específicamente la geometría de la formación subterránea) eran diferentes y daban lugar a lograr diferentes porcentajes de recuperación de petróleo, entonces era necesario que el solicitante también hubiera reivindicado dichas características específicas de la geometría de la formación subterránea, toda vez que el capítulo reivindicatorio actualmente presentado ante ese Despacho no representa una ventaja técnica sobre el arte previo.

Con respecto a lo anterior me permito señalar que, contrario a lo afirmado por ese Despacho, las diferencias en la geometría de la formación subterránea empleada en la presente invención con respecto a lo divulgado en el documento D3, esto es, las diferencias en cuanto al punto de inyección de vapor, agua o un gas no oxidante dentro de la formación subterránea (parte baja de la formación de acuerdo con la presente invención, es decir, directamente dentro del pozo de producción ó en las proximidades de éste, con el objetivo de presurizar dicho pozo de producción y por ende eliminar el riesgo de ingreso de oxígeno y de una posterior explosión) siempre ha estado expresamente reivindicado en cada una de las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17 de las solicitud:

1. (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...**

13. (a) Proveer 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 una región de la porción horizontal del pozo de producción;

(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...

17. (b) Proveer un segundo 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;

(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 segundo pozo de inyección durante el avance de dicho frente de combustión a lo largo de dicha porción horizontal, 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;

Adicionalmente, me permito reiterar ante ese Despacho que el paso (f) de la reivindicación 1 se encuentra dirigido a definir expresamente el paso que implica la presurización del pozo de producción con un medio escogido entre vapor, agua o un gas no oxidante a una presión suficiente para prevenir o reducir el ingreso de gas oxidante al interior de la porción horizontal del pozo de producción (y por lo tanto para eliminar el riesgo de explosión).

Ahora bien, lo resaltado previamente en cada una de las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17 de la presente invención permite desmentir de manera contundente las afirmaciones realizadas por ese Despacho con respecto a la supuesta falta de diferenciación de la geometría utilizada en el proceso revelado en la presente invención con respecto a las enseñanzas del documento D3, así como adicionalmente permite mostrar una vez más ante ese Despacho una de las ventajas técnicas logradas mediante dicho novedoso proceso. Específicamente me permito señalar que las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17 de la solicitud de patente en cuestión se encuentran dirigidas a proporcionar una solución a un problema técnico que ni siquiera es reconocido como un verdadero problema en el documento D3 (ingreso de gas oxidante al interior de la porción horizontal del pozo de producción), hecho que implica intrínsecamente una ventaja técnica sobre dicho arte previo.

Pese a lo anterior, debido a que ese Despacho ha concluido de manera incorrecta que el proceso revelado en la presente invención carece de una ventaja técnica sobre las enseñanzas del documento D3 con base en una comparación impropia de resultados experimentales obtenidos bajo condiciones de prueba radicalmente diferentes (tal como fue explicado en detalle en mi memorial de 5 de Agosto de 2011, así como en la declaración rendida el 23 de Diciembre de 2011 por el Doctor Alexander Turta, quien es co-autor del documento D3), es claro que cualquier argumentación adicional por parte de ese Despacho, tal como que las reivindicaciones de la solicitud de patente en cuestión debieron ser restringidas a una materia prima específica para que lograran representar una ventaja técnica sobre el arte previo, carece completamente de fundamento técnico.

De otro lado, considero de gran importancia destacar una vez más ante ese Despacho que en la Resolución N° 68026 claramente se ha pretendido definir de manera extremadamente amplia (y por lo tanto imprecisa) el objetivo técnico buscado a través del proceso revelado en la solicitud de patente en cuestión, toda vez que ha querido definirse simplemente como *"la búsqueda de un método para disminuir el riesgo de explosión al interior de una reserva de petróleo"*, argumentando en este sentido lo siguiente:

"...el problema técnico objetivo de la solicitud, que consiste en cómo disminuir el riesgo de explosión dentro del yacimiento, ya había sido solucionado por la anterioridad D2, dado que este documento muestra que al incluir una tubería (conducto (32)) en un pozo de producción (10), por medio del cual se inyecta un medio (nitrógeno, dióxido de carbono), disminuye el riesgo de explosión en los procesos de recuperación de petróleo por combustión in-situ (Col. 2, líneas 1-15). Adicionalmente, teniendo en cuenta que el paso de presurizar es un resultado a obtener al inyectar el medio a un flujo determinado, como siempre lo ha manifestado el solicitante (Fls. 117 y 191, reivindicación 4), la anterioridad D2 también presenta este resultado."

Dicho argumento de la Superintendencia de Industria y Comercio carece de cualquier fundamento técnico debido a que:

- (a) Ese Despacho ha asumido incorrectamente que la simple inyección, incluso bajo presión, de un gas inerte al interior de un pozo de producción (tal como ocurre en el proceso divulgado en el documento D2) implica necesariamente la presurización de dicho pozo de producción, toda vez que, por ejemplo, para el caso específico de D2 dicha inyección de gas no oxidante es realizada a pequeñas tasas de flujo con el simple objetivo de diluir el oxígeno y/o reducir la temperatura del fondo del pozo; y,
- (b) Ese Despacho no puede definir el objetivo técnico buscado a través del proceso revelado en la presente invención como simplemente *"la reducción del riesgo de explosión"*, toda vez que dicho problema técnico ya ha sido resuelto en el arte previo de diferentes maneras, incluyendo simplemente la reducción del volumen de

gas oxidante inyectado (lo cual evidentemente reduce el ingreso de oxígeno al interior del pozo de producción), ó incluyendo el método divulgado en el documento D2, el cual implica la dilución del oxígeno presente en el pozo de producción mediante la inyección de pequeños volúmenes de N_2 ó CO_2 .

Contrario a esto, el problema técnico afrontado por el solicitante de la presente invención es *"cómo prevenir o reducir el ingreso de oxígeno al interior de la porción horizontal de un pozo de producción"*, donde la solución proporcionada por el solicitante implica la presurización de la porción horizontal de dicho pozo de producción ya sea con vapor, agua o un gas inerte.

Ahora, en este punto considero de gran importancia resaltar que el documento D2 no resuelve dicho problema técnico debido a que, tal como se explicó previamente en el presente escrito, durante la fase de producción del método divulgado en dicha anterioridad el gas oxidante inyectado ingresa de manera continua al interior de la base del pozo de producción vertical, hecho que es reconocido por los autores de D2 y por lo que resulta necesaria la dilución continua de dicho oxígeno mediante la inyección de N_2 o CO_2 siempre a tasas de flujo mucho menores a las necesarias para lograr la presurización de dicho pozo de producción vertical.

Por lo tanto, la conclusión planteada en la Resolución N° 68026, según la cual:

"Así las cosas, el documento D2 da indicios a una persona del oficio normalmente versada en la materia de modificar la invención descrita en D3 (que cita a D1), para mostrar el concepto del proceso THAI, el cual describe que la celda de combustión de laboratorio, que se muestra en la figura 6, tiene una línea para suministrar nitrógeno.",

de ninguna manera presenta algún soporte técnico válido.

Ahora bien, con relación específica a la figura 6 del documento D1, la cual enseña que *"el nitrógeno puede ser suministrado al pozo de inyección 8 desde el tanque 24"* (columna 5, líneas 14 a 16 de dicha anterioridad), me permito aclarar ante ese Despacho que, tal y como puede apreciarse en dicha figura 6 de D1, el nitrógeno únicamente puede suministrarse al pozo de inyección 8, el cual está ubicado en la parte alta de la formación (ver la columna 3, líneas 3 y 4 de D1, donde se especifica que el pozo de inyección está ubicado en la parte alta de la formación subterránea), pero de ninguna manera puede inyectarse en la parte baja de la formación ó directamente en el pozo de producción, impidiendo por lo tanto la posible presurización de dicho pozo de producción:

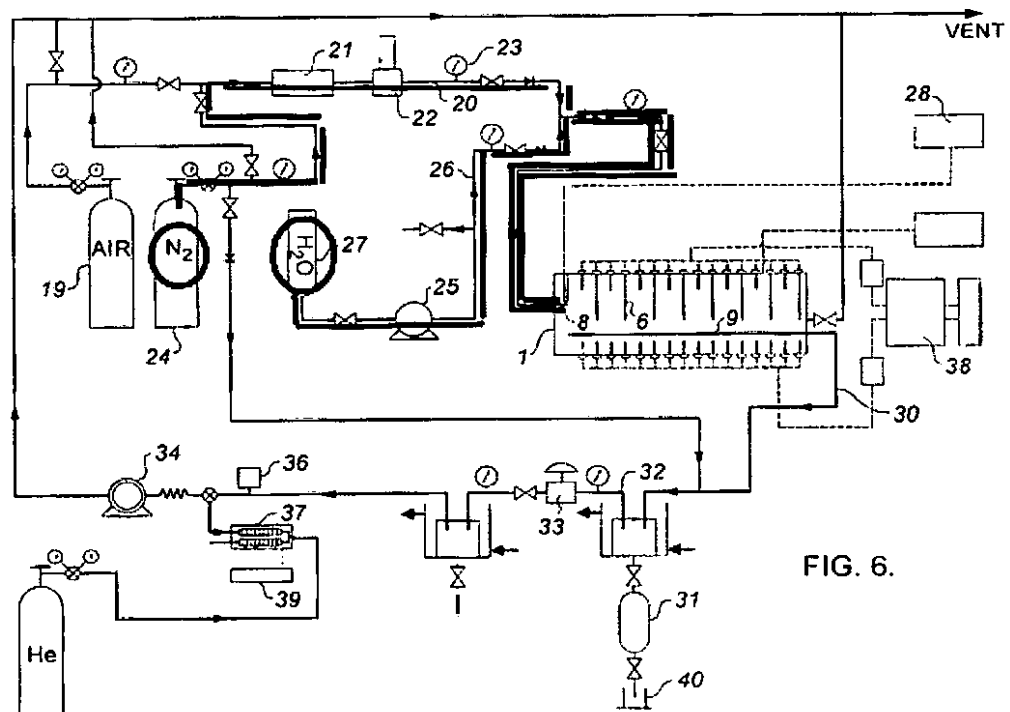


FIG. 6.

Figure 6 of document US 5,626,191 (D1)

Por último, considero relevante mencionar que el propósito por el cual se inyecta nitrógeno durante el proceso del documento D1 en ningún momento es mencionado por los autores de dicha anterioridad. Sin embargo, es claro que independientemente del objetivo buscado, dicha inyección se realiza en el pozo de inyección 8, el cual está ubicado en la parte alta de la formación subterránea, razón por la cual el documento D1 no sugiere, ya sea sólo o mediante la combinación con los documentos D2 y D3, el proceso revelado en la presente invención y específicamente en cualquiera de las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17.

En consecuencia, incluso si fuera obvio para la persona medianamente versada en la materia la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3, -tal y como lo afirma ese Despacho en la Resolución N° 68026-, es absolutamente claro que dicha combinación no permite obtener el proceso de combustión in situ revelado en la presente invención, hecho que demuestra inequívocamente que la solicitud de patente en cuestión presenta un inequívoco carácter inventivo frente a los documentos D1, D2, D3 ó la combinación de los mismos.

3. **Consideraciones frente a la claridad de la solicitud**

De otro lado, en la Resolución impugnada se mencionan las siguientes objeciones frente al capítulo reivindicatorio de la solicitud:

- (a) *"Como consecuencia de la modificación realizada por el solicitante al capítulo reivindicatorio (Fls. 510 a 515), el preámbulo de la nueva reivindicación 1 de la solicitud no coincide con el título de la invención ni con el preámbulo de las reivindicaciones independientes 13 y 17. De esta manera, el título de la invención no corresponde con la materia que ahora se desea proteger, toda vez que ésta reclama dos objetos: El primero de ellos, se refiere a 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, el cual previene el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción utilizado en dicho proceso; el segundo objeto consiste en 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."*

Con respecto a lo anterior y de conformidad con lo mencionado a lo largo del presente recurso, me permito señalar ante ese Despacho que la descripción, el capítulo reivindicatorio y las respuestas técnicas dadas a los conceptos técnicos emitidos por ese Despacho durante el proceso administrativo en curso evidencian de manera clara que el objetivo técnico perseguido por el solicitante de la presente invención siempre ha consistido en desarrollar 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 prevenga o reduzca el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción utilizado en dicho proceso.

Visto lo anterior, atentamente me permito sugerir a ese Despacho que modifique de oficio el título de la solicitud de patente en cuestión, de manera que exista plena correspondencia entre dicho título y el objetivo técnico perseguido por el solicitante. En este sentido me permito proponer el siguiente 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 en dicha reserva subterránea que prevenga o reduzca el ingreso de gas oxidante dentro de la porción horizontal del pozo de producción utilizado en dicho proceso"

Finalmente, considero conveniente aclarar que los procesos revelados en las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17 de la presente invención están dirigidos a resolver el mismo problema técnico, diferenciándose entre ellos únicamente por el mecanismo mediante el cual se inyecta vapor, agua o un gas no oxidante al interior de la reserva subterránea con el objetivo de presurizar la porción horizontal del pozo de producción y de esta forma evitar o reducir el ingreso de gas oxidante al interior de dicho pozo de producción.

(b) "...en el nuevo capítulo reivindicatorio allegado también se observa que los términos "suficiente", "por lo menos" y sustancialmente", utilizados en las reivindicaciones 1, 5 y 17, a pesar de no proporcionar concisión a las características de la invención, no impidieron realizar el análisis de patentabilidad"

Con respecto a lo anterior, considero relevante mencionar ante ese Despacho que la expresión "por lo menos" mencionada en la reivindicación 1 de la presente invención está dirigida a definir el alcance de la tubería ubicada al interior del pozo de producción, y más específicamente al interior de la porción horizontal de dicho pozo de producción. En efecto, a través de dicha expresión se define de manera clara que la tubería ubicada en el pozo de producción debe llegar hasta la porción horizontal de dicho pozo, atravesando ya sea la totalidad de dicha porción horizontal o tan sólo una fracción de ésta.

En consecuencia, me permito señalar que bajo el modelo de redacción empleado en el capítulo reivindicatorio de la solicitud en cuestión la expresión 'por lo menos' de ninguna manera constituye una falta de concisión 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.

De otro lado, con respecto a la utilización del término 'sustancialmente' en el literal (c) de la reivindicación 17, simplemente me permito destacar que dicho término aparece como resultado de un error tipográfico cometido durante la redacción de dicho documento, hecho que se corrobora fácilmente al tener en cuenta que en las primera líneas de dicho literal (c) de la reivindicación 17 (donde se menciona por primera vez que el pozo de producción comprende un tramo horizontal) de ninguna manera se define que dicho tramo deba ser 'sustancialmente horizontal'.

Finalmente, en relación con el término 'suficiente', el cual es mencionado en la reivindicación 5 de la presente invención para hacer referencia al grado de presurización al que debe someterse la porción horizontal del pozo de producción, me permito señalar que, tal como se explicará en detalle en el siguiente punto del presente recurso, dicha característica técnica resulta necesaria para distinguir el proceso de la presente invención frente a los métodos conocidos en el arte previo, de manera que su inclusión en la reivindicación 1 es requerida para lograr cumplir con el requisito de claridad exigido por la

Decisión 486 de 2000, así como para establecer las razones técnicas por las cuales la solicitud de patente en cuestión presenta un inequívoco carácter inventivo frente a las enseñanzas del estado de la técnica anterior.

(c) *"...la reivindicación 1 de la solicitud pretende proteger un resultado a obtener, como lo es presurizar una porción horizontal de la tubería, la cual es el resultado de la inyección de un medio como vapor, agua y un gas no oxidante. Sobre el particular, es preciso recordar que no es procedente la patentabilidad de resultados en virtud del artículo 14 de la Decisión 486, toda vez que dicho artículo sólo permite la protección vía patente de invención de productos y de procedimientos, ámbito en el cual no caben los resultados."*

Con respecto a lo anterior y tal como ha sido discutido ampliamente a lo largo del presente recurso, me permito señalar ante ese Despacho que la simple inyección, incluso bajo presión, de un gas inerte al interior de un pozo de producción NO implica necesariamente la presurización de dicho pozo de producción, toda vez que, por ejemplo, para el caso específico del documento D2 dicha inyección de gas no oxidante es realizada a pequeñas tasas de flujo con el simple objetivo de diluir el oxígeno y/o reducir la temperatura del fondo del pozo, más de ninguna manera evita el ingreso de gas oxidante (oxígeno) al interior de dicho pozo de producción vertical y mucho menos logra la presurización de éste.

En consecuencia, es claro que la característica técnica mencionada en el paso (f) de la reivindicación 1 de la presente invención, esto es:

"(f) presurizar dicha porción horizontal con dicho medio a una presión suficiente para reducir o prevenir el ingreso de dicho gas oxidante dentro de dicha porción horizontal",

es una característica técnica necesaria para distinguir el proceso de la presente invención frente a los métodos conocidos en el arte previo, por ejemplo en el documento D2, y por lo tanto su inclusión en la reivindicación 1 es absolutamente necesaria para lograr cumplir con el requisito de claridad exigido por la Decisión 486 de 2000, así como para establecer las razones técnicas por las cuales la solicitud de patente en cuestión presenta un inequívoco carácter inventivo frente a las enseñanzas del estado de la técnica anterior.

4. RESPUESTA A LOS ARGUMENTOS PRESENTADOS EN LA RESOLUCIÓN IMPUGNADA

Finalmente y de conformidad con los argumentos técnicos presentados a lo largo del presente recurso, me permito señalar ante ese Despacho que las siguientes afirmaciones presentadas en la Resolución impugnada también carecen de toda relevancia para desvirtuar el nivel inventivo de la presente solicitud, tal como me permito señalar a continuación:

- En la Resolución número 68026 de la SIC se afirma que: *"...es importante mencionar que los datos presentados por la solicitante son dados por un modelamiento por computadora, es decir, son datos esperados que no presentan nivel inventivo, ya que, como lo muestra, entre otros, el documento: "Estudio de pre-factibilidad técnico económica de aplicación de métodos de recobro mejorado en la formación T2 del campo Chichimene" (Instituto Colombiano del Petróleo, 2004, H.H. Rodríguez, Soto, C., Pérez, E Flores. (Ver Fls. 524 y 525)), con la metodología utilizada para evidenciar las posibles ventajas de la invención mediante tecnología de punta con el software de simulación STARS (el mismo de la solicitud), se puede cuantificar la respuesta del yacimiento San Fernando a la implementación de la tecnología THAI (Figuras 3 y 4), que involucra el proceso de combustión in situ. Adicionalmente, es preciso indicar que se elaboró el análisis de pre-factibilidad técnico - económico para evaluar la viabilidad de desarrollar un piloto en el área de estudio, los cuales son datos esperados o teóricos que no han sido llevados a escala laboratorio o escala piloto, como sí lo muestra los resultados reportados en D3".*

En respuesta a lo anterior simplemente me permito manifestar ante ese Despacho que los impresionantes avances logrados en relación con la capacidad operativa de procesadores electrónicos de información han permitido el surgimiento desde hace ya varios años de potentes programas de computador que han convertido a la simulación numérica en una parte esencial dentro de los estudios experimentales tendientes a, por ejemplo, desarrollar y optimizar una infinidad de procesos en numerosas áreas técnicas, incluyendo las áreas farmacéutica, química y petroquímica, tanto en el campo operativo como en el de diseño.

Lo anterior sugiere entonces que la posición de ese Despacho en relación con el nivel inventivo de los resultados provenientes de simulaciones computacionales no está acorde con la realidad científica mundial, razón por la cual atentamente solicito a ese Despacho la reconsideración de los argumentos mencionados a ese respecto.

- De otro lado, en la Resolución impugnada se afirma que: *"...es preciso indicar que el documento D3 menciona que en la operación estable del proceso no hay canalización de oxígeno a través del pozo de producción horizontal, debido a que en la zona de combustión se logra un proceso de alta oxidación a altas temperaturas en la parte superior de la capa de hidrocarburo, con lo cual se logra que, una vez el petróleo ha sido movilizado, aparezca el tapón de carbón, por lo tanto no es correcto afirmar que detrás del tapón continúa la producción de petróleo, ya que la zona de petróleo móvil se encuentra siempre delante de la zona de coque (D3, figura (b))".*

En respuesta a lo anterior, atentamente me permito dirigir la atención de ese Despacho hacia las líneas 16 a 40 (columna izquierda) de la página 297 del documento D3, toda vez

que allí se describe en detalle y con referencia a las figuras 3a y 3b de dicha anterioridad el proceso dinámico mediante el cual la formación de un sello de coque en la porción horizontal del pozo de producción durante el avance de un frente de combustión evita el ingreso de gas oxidante (oxígeno) al interior de dicho pozo de producción.

Ahora bien, con base en lo afirmado en dichas líneas 16 a 40 (columna izquierda) de la página 297 del documento D3 me permito manifestar de manera categórica que de acuerdo con los autores de dicha anterioridad en el proceso THAI no se presenta el ingreso de grandes cantidades de aire en el pozo por detrás del frente de drenaje debido a que el residuo pesado y el petróleo craqueado forman un sello, específicamente un tapón de coque, el cual se forma de manera dinámica en el borde de avance y agotamiento ubicado en el extremo más cercano al inyector de aire. En efecto, de acuerdo con los autores de D3, dicho tapón de coque es el que permite que el proceso THAI opere en un reactor de prueba en 3D a una presión de 200 kPa. Sin embargo, es evidente que la existencia de un tapón de coque sería funesto en un campo de dimensiones reales debido a que la producción de petróleo por detrás de dicho tapón sería bloqueada, generando temperaturas tan altas que con certeza destruirían el pozo.

Contrario a lo anterior, una de las características del proceso revelado en la presente invención es prevenir la formación de tapones de coque en el pozo de producción debido al ingreso de oxígeno, protegiendo de esta manera la productividad y la integridad del pozo. De manera específica, con el fin de lograr una operación satisfactoria y segura del proceso THAI en un campo de hidrocarburos, el proceso de la solicitud de patente en cuestión se caracteriza porque previene el ingreso de oxígeno al interior del pozo de producción mediante la inyección de un gas inerte en dicho pozo de producción por detrás de la zona de petróleo en movimiento, hecho que elimina de manera efectiva la posibilidad de que el oxígeno ingrese a dicho pozo de producción.

III. CONCLUSIONES

Con base en los argumentos técnicos mostrados previamente, me permito manifestar ante ese Despacho que la materia revelada en la solicitud de patente en cuestión presenta un inequívoco carácter inventivo frente a las enseñanzas de los documentos citados en la Resolución número 68026 aquí impugnada, cumpliendo de esta manera con las disposiciones establecidas en el artículo 18 de la Decisión 486 de 2000, y por lo tanto demostrando ser merecedora del privilegio de patente requerido.

En efecto, a lo largo del presente escrito se ha demostrado que los procesos de combustión in situ revelados en las reivindicaciones 1 a 20 de la solicitud de patente en cuestión presentan un inequívoco carácter inventivo frente a la combinación de las enseñanzas de los documentos D1, D2 y D3, 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 y en aras de restablecer los derechos vulnerados al solicitante, tal y como fue explicado a lo largo del presente escrito, atentamente solicito a ese Despacho considerar los argumentos expuestos anteriormente y revocar en su totalidad la Resolución No. 68026.

IV. PETICIÓN

En vista de lo anteriormente expuesto, respetuosamente reitero a ese Despacho, mi petición de que se revoque la Resolución número **68026** del 29 de Noviembre de 2011, y en su lugar se proceda a conceder el privilegio de patente a la solicitud de Patente No. **06-128.697.**

V. PRUEBAS

Solicito a ese Despacho tener como prueba el documento que se allega al presente escrito como anexo I y el cual me permito relacionar a continuación:

Anexo I: Copia de la Declaración rendida por el Dr. Alexandru Turta, debidamente consularizada, junto con su traducción oficial al Español.

Una vez se reciba el documento legalizado en original, el mismo será radicado ante ese Despacho, para que se adjunte al presente recurso.

VI. PODER

Finalmente me permito recordarle a este Despacho que el documento que acredita mi calidad de representante legal en Bogotá para asuntos relativos a la Propiedad Industrial de la sociedad peticionaria, fue presentado ante dicha entidad el 13 de Abril de 2010, junto con memorial en el cual se informó el cambio de apoderado de la solicitud de patente de la referencia.



JOSE LLORED A CAMACHO & CO.

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

VII. DOMICILIO

Mi dirección es Calle 72 No. 5-83, Piso 6º, Bogotá D.C.

Del Señor Superintendente,

ALICIA LLORED A RICAURTE

T.P. 53.215

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

El Notario 41 del círculo de Bogotá, da fe de que compareció personalmente: **ALICIA LLORED A RICAURTE** identificada (c) con: **39.690.713** y tarjeta profesional de abogado No. **53.215** del Consejo Superior de la Judicatura, quien autentica la firma puesta por ella (el) mismo en este escrito.

(Art. 8º C.R.C. Decreto. 2282/89 mod. 36)

Bogotá ALICIA LLORED A RICAURTE
C.C. No. 39.690.713 de Usaquén

12 DIC. 2011

Notario 41
Bogotá, D.C.

Notario 41
Bogotá, D.C.

Notario 41
Bogotá, D.C.



TRADUCCIÓN OFICIAL No. 00187/11 de un documento escrito en inglés, el cual para su identificación se sella con el sello del Traductor. Esta es una Traducción Oficial efectuada el día 27 de diciembre de 2011 por el Sr. Gabriel Ricaurte Echeverri, c. c. 25965 de Bogotá, Traductor Oficial según resolución No. 3987 de agosto 17 de 1981 expedida por el Ministerio de Justicia.

EN LA OFICINA COLOMBIANA DE PATENTES

RE: **Solicitud Número:** 06-128697

Solicitante: Archon Technologies Ltd. (Canadá)

Inventor: Conrad C. Ayasse

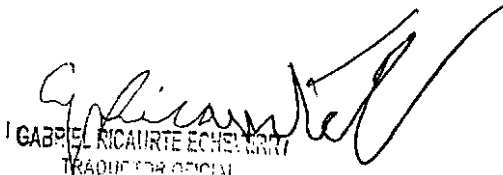
Título: PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE UNA RESERVA SUBTERRÁNEA DURANTE EL AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTION

DECLARACIÓN DE ALEXANDRU TURTA

(Juramentada el 23 de Diciembre de 2011)

Yo, **ALEXANDRU TURTA**, Doctor, Ingeniero P., Ingeniero Senior de investigación e inventor del proceso de Inyección de Aire Punta-a-talón (THAI), de la ciudad de Calgary, Provincia de Alberta, Canadá, **JURO Y DECLARO LO SIGUIENTE:**

1. Tengo un doctorado en Ingeniería de Petróleos en el área de explotación del petróleo mediante combustión in situ de la University of Oil and Gas en Rumanía. He estado trabajando en el área de recuperación de petróleo y técnicas de recuperación de crudo por más de 30 años.


GABRIEL RICAURTE ECHEVERRI
TRADUCTOR OFICIAL
RES. 3987 Ministerio de Justicia
de agosto 17 de 1981

2. Actualmente soy empleado del Gobierno de Alberta, Canadá, y trabajo como un investigador asalariado en el área de métodos de recuperación del petróleo.

3. Se anexa a la presente una copia de mi hoja de vida como **Prueba Documental "A"**.

4. Soy co-inventor junto con el Dr. Malcolm Greaves de la materia objeto de la **Patente US 5,626,191** titulada "Proceso de Combustión in situ en campo petrolero" – la cual describe un proceso "THAI" (inyección de aire punta-a-talón) – y cuya patente fue referida como el documento de la técnica previa "D1" por la Oficina Colombiana de Patentes en la Resolución No. 68026 (de aquí en adelante documento "D1" o "mi patente D1") y cuyo documento D1 también está referido en Mi Artículo D3.

5. Soy adicionalmente co-autor, junto con el Dr. T.X. Xia, Dr. Malcolm Greaves y el Dr. Conrad Ayasse del artículo técnico publicado titulado:

"THAI-A "Short-distance Displacement" in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil", (Proceso de combustión in situ de "Desplazamiento de Distancia Corta" THAI-A para la recuperación y mejoramiento del crudo pesado), Chemical Engineering Research and Design, 2003, 81, (A3), 295-304.

cuyo artículo fue referido como el documento de la técnica previa "D3" por la Oficina Colombiana de Patentes en la **Resolución No. 68026** (de aquí en adelante documento "D3" o "Mi artículo D3").

El Examinador colombiano hizo una comparación de los Factores de Recuperación de Petróleo y concluyó incorrectamente que la Solicitud de

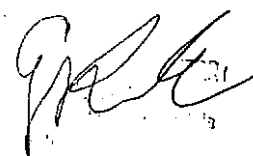
Tabla 1b de la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697, donde se inyecta 0% de vapor, opuesto a cuando se inyectan varias cantidades de vapor de acuerdo con el método de la invención de la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697, bajo condiciones de yacimiento idénticas.

9. La presión tiene una influencia sobre la operación del proceso THAI, por ejemplo, la densidad in situ del aire inyectado en la formación está directamente relacionada con la presión de operación; la segregación gas-líquido tiene a ser más pronunciada a menores presiones, contribuyendo a evitar que rompimiento del O_2 a través del productor horizontal, favoreciendo por tanto mejores resultados de OOIP, como lo declara Mi artículo D3.

10. Aunque es difícil establecer en qué grado y en qué medida la mayor presión de las condiciones de simulación “en campo” del método de la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697 tendrían en el factor %OOIP obtenido de la celda de micro prueba en 3D de Mi artículo D3, esto es una clara diferencia entre los parámetros de operación de Mi artículo D3, y las condiciones de prueba indicadas en la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697; esto puede contribuir con factores de recuperación de petróleo menores en las simulaciones, comparados con Mi artículo D3.

Resultados de Simulación que Establecen que la Sol. de Patente Colombiana 06-128697 tiene un mérito técnico

11. Específicamente, a partir de los datos revelados en la Tabla 1b de la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697, parece que cuando se comparan los resultados de la *simulación numérica* para dicho método de recuperación por combustión in situ revelado en la solicitud de patente (p.e., inyección de vapor que fluye de 5 m³/día y 10 m³/día) con los procesos conocidos en la técnica previa (que no usan inyección de vapor dentro de la porción horizontal



del pozo de producción) (p.e, con inyección de vapor de 0 m³/día) bajo condiciones de operación idénticas, el factor de recuperación de betún OOIP% obtenido con el proceso de la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697 es 43,4%, comparado con solamente 35.1% obtenido con el proceso en el cual no se inyecta vapor:

Tabla 1b: VELOCIDAD DEL AIRE 65.000 m³/día – Vapor inyectado en la tubería del pozo horizontal

Tasa de inyección de vapor	Temp. Max. Del pozo	Cantidad de carbón max en el cilindro del pozo	Cantidad de oxígeno max en el cilindro del pozo	Factor de recuperación de Betún	Tasa de producción de petróleo promedio
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 de la Invención de la **Solicitud de Patente Colombiana 06-128697**

A partir de la Tabla 1b, resulta que para un aumento de la velocidad diaria de 1.4 m³, se inyecta una cantidad de vapor de al menos 5 m³ (equivalente de agua); el vapor inyectado/petróleo incremental recuperado es de aprox. 3,6 m³/m³, que al presente, con los precios actuales del petróleo sería probablemente económico, particularmente si se inyecta agua (que se vuelve vapor) sin requerir el calentamiento inicial del vapor.

12. Con base en lo anterior, creo que el problema técnico superado por la Solicitud de Patente Colombiana 06-128697 es evitar o reducir el ingreso de

oxígeno en la porción horizontal del pozo productos mediante la inyección de un agente no oxidante en el productor horizontal, evitando así el riesgo de explosiones. Al mismo tiempo – para algunas condiciones – la inyección de un agente no oxidante tal como vapor, en el productor horizontal puede tener también un efecto positivo en la tasa de recuperación de petróleo.

Propósito de la Declaración

13. Hago esta declaración a solicitud de Archon Technologies Ltd., y no para propósitos inadecuados.

Testimonio en cuanto a Independencia

14. No tengo interés, financiero o de otro tipo, en Archon Technologies Ltds., o la Solicitud de Patente Colombiana.

15. No he recibido ningún dinero o beneficio de Archon Technologies Ltd., o cualquier otra persona para hacer esta declaración.

JURAMENTADO ANTE MI en la Ciudad de
Calgary, en la Provincia de Alberta, el 23
de Diciembre de 2011.

(Firma ilegible)

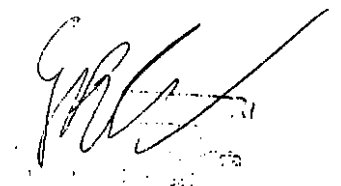
D. Doak Horne

Notario Público en y para la
Provincia de Alberta

(Firma ilegible)

ALEXANDRU TURTA

(Hay un sello del Notario público)



Esta es la prueba documental "A"

a la declaración de

Dr. ALEXANDRU TURTA

Juramentada ante mi el 23

De Diciembre de 2011

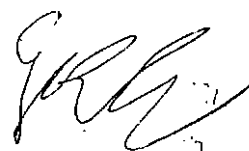
(Firma ilegible)

Un comisionado para Juramentos/

Notario Público en y para la

Provincia de Alberta

(Hay un sello del
Notario público)



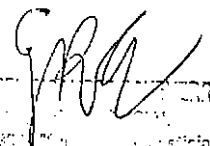
ALEX TURTA, Doctor, Ing. P
Alberta Innovates Technology Futures
e-mail alex.turta@albertainnovates.ca

FORMACIÓN EDUCATIVA

- 1977 – Doctorado, Ingeniería de Petróleos, Instituto del Petróleo y Gas, Bucarest, Rumania. Materia: recuperación de crudo pesado mediante combustión in situ (SC)
- 1968 - Master en Ciencias, Ingeniería de Petróleos, Instituto del Petróleo y Gas, Bucarest, Rumania, Facultad de Perforación de Pozos y Explotación de Yacimientos de Petróleo y Gas

RESUMEN DE CALIFICACIONES

- Explotación de yacimientos de crudo pesado mediante métodos térmicos (principalmente combustión in situ), inundación con agua e impulso con gas en solución primaria (petróleo espumoso)
- Diseño, implementación y evaluación de proyectos de Recuperación de Petróleo Mejorados (IOR)
- Pruebas en Laboratorio e Investigación para métodos IOR aplicados a yacimientos de crudo pesado y liviano
- Aspectos de ingeniería de yacimientos para pozos horizontales
- Ingeniería de yacimientos convencionales
- Recuperación de Gas Mejorada (EGR)
- Deposición de Asfalteno


 ALEX TURTA, Ing. P.
 de agosto 17 de 1981

ALEX TURTA

Teléfono (403) 210-5207

1990 – Abril 2000 PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE Calgary

Realización de investigaciones en las siguientes áreas:

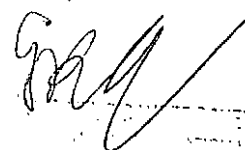
- mecanismos de recuperación primaria de crudos pesados (petróleo espumoso)
- métodos de recuperación térmica: SAGD, inyección de vapor, combustión in situ (ISC), etc.
- determinación de la presión de miscibilidad mínima
- Inundación al núcleo (coreflood) miscible para evaluar la eficiencia de diferentes esquemas
- estudio de cambios de mojabilidad inducidos por el desplazamiento miscible
- fenómenos de deposición de asfalteno dentro y fuera de medios porosos
- Realizó trabajo de consultoría Internacional en el área de evaluación de pilotos térmicos de EOR.
- Participó en el desarrollo del software PRI PRIZE, para evaluar el potencial EOR de los yacimientos de petróleo

1988 –1990 PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE Calgary

Realización de investigación sobre el mejoramiento de la eficiencia de barrido usando espumas.

Realizó y evaluó:

- Pruebas de inundación al núcleo (coreflood) de espumas;



Stamp:
 Alex Turta
 Calgary, Alberta

- Pruebas de flujo en micromodelos para visualizar la interacción de la espuma con el petróleo crudo.

Instituto de Investigación y Desarrollo para Petróleo y Gas, Campina, Rumania

1985 – 1988 Subgerente – Departamento de Crudo Pesado

Responsable de la evaluación de dos combustiones en yacimiento (firefloods) comerciales (proyectos ISC) en la cuenca Videle-Balaria

1979 – 1988 Supervisor del Grupo E.O.R

Responsable de la selección de técnicas de E.O.R. (térmicas, miscibles y químicas) para los principales yacimientos de petróleo de Rumania.

1975 – 1978 Ingeniero Jefe – Explotación de Crudo Pesado

Diseño, implementación y evaluación de los proyectos piloto de inyección de vapor, combustión de yacimiento (fireflood) e inmiscible con CO₂.

1971 – 1974 Ingeniero De Investigación Senior

Responsable de supervisar el equipo de investigación para el desarrollo del ISC húmedo en el campo Suplacu de Barcau.

1968 – 1970 Ingeniero de Yacimiento

Responsable de conducir pruebas de laboratorio sobre las propiedades de fluido y roca y establecer las reservas primarias y secundarias.

ACTIVIDAD DE CONSULTORÍA EOR INTERNACIONAL

Consultoría con Petrobras, Brasil y JOGMEC, Japón, en el área de la aplicación de inyección de aire/combustión in situ para crudos pesados y livianos, 2006-2007.

Consultoría con AMOCO Canadá y AMOCO Centro de Investigación en Tulsa, USA, en el área de la aplicación de combustión in situ, 1994.

Consultoría con Ocean Energy de Houston para métodos de recuperación de crudo liviano-pesado, 2002.

Revisión de ocho Yacimientos de Petróleo de ECOPETROL (Colombia) con el fin de evaluar el potencial de EOR y Pozos Horizontales. Noviembre de 1993. La evaluación se condujo usando PRize, el software desarrollado por PRI.

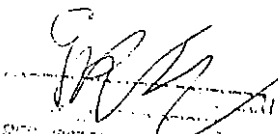
Consultoría con Programas de Desarrollo de las Naciones Unidas para India, 1991-1995 (combustión in situ)

ESTUDIOS DE CONSULTORÍA DE EOR INTERNACIONALES

RECIBIDO EN LA OFICINA
de Asesoría (7 de 1991)

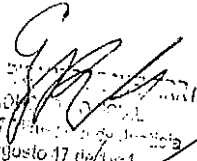
1. Contes, R. and Turta, A. : "Feasibility of Applying In Situ Combustion Process in N-E Reservoir" June 2004, Contract work
2. Turta, A. and Singhal, A. : "Statistical IOR/EOR Opportunities: Evaluation of Future IOR/EOR Potential" April 2004, Contract work
3. Turta, A. : "Assessment of the Commercial Steamflood Project in Karazhanbas Field, Kazakhstan" March 2003, Contract work
4. Turta, A. : "Evaluation of Possibilities to Improve Post Thermal Exploitation of Bellevue Oil Field, Within Oracle Oil Company Lease" Shreveport, Louisiana, USA., November 2000.
5. Turta A. : Review of the Balol and Lanwa In-Situ Combustion Field Tests. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs, March 1996.
6. Turta A. : Review of the In-Situ Combustion Laboratory and Field Tests for Balol and Lanwa Oil Reservoir. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs, November 1994
7. Turta A. : Performance Evaluation of the Balol and Lanwa In-Situ Combustion Pilots and Recommendations for Further Development of the In-Situ Combustion Process on the Santhal-Balol-Lanwa Structure. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs. April 1993
8. Turta A. : Performance Evaluation of the Balol In-Situ Combustion Pilot and Recommendations for Further Development of the In-Situ Combustion Process in the Balol-Lanwa Reservoir. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs. November 1991.
9. Turta A., Anghel A.: The Feasibility of the Fireflood Application for the Exploitation of Rusekoe Reservoir, Siberia, U.S.S.R. Under the Memorandum between Ministry of Petroleum, Romania and Ministry of Petroleum, U.S.S.R. 1987.
10. Machedon V., Panaitescu A. and Turta A.: The Design of a Fireflood for Pampa del Castillo in Chilitana, South Argentina. Under Contract Between Ministry of Petroleum, Romania and The Company Perez Compana, Argentina, 1983-1984.
11. Barbalata G., Bennion D., Nichols J. and Turta A. : Appraisal of In Situ Combustion Application in Vidole-Balaria Oil Reservoir. AOSTRA Canada and ROMCONSULT Romania. Bucharest, Sept. 1981. Technical Report for the World Bank.
12. Turta A., Socol S., Popa V. et al. : The Feasibility of the Application of the Thermal Methods (Steam Injection and Fireflood) for the Rio Hoffer Tar Sand Reservoir, Provincia Oriente Ecuador. Under Contract between the Romanian Ministry of Petroleum, and Compania Asfalto del Ecuador, Quito, Ecuador, October 1977.

PATENTES


 ROMANIA, 17 de agosto de 1981

1. Turta A, Sim S., Singhal A., Bunio G. and Hawkins, B. : Method for Recovery of Natural Gas from a Group of Subterraneous Zones. U.S. Patent 2009/0200026 A1, August 13, 2009
2. Turta A, Wassmuth F., Shrivastava, V. and Singhal A. : Toe-To-Heel Waterflooding with the Progressive Blockage of the Toe Region. U.S. Patent 7328743 B2, 2008.
3. Ayassa C., Greaves M. and Turta A.: Oilfield In-Situ Upgrading Process. U.S. Patent 6412557 B1, 2002.
4. Ayassa C. and Turta A.: Toe-To-Heel Oil Recovery Process. U.S. Patent No. 6,167,966, 2001.
5. Greaves M. and Turta A.: Oilfield In-Situ Combustion Process. U.S. Patent No.5,626, 91, 1997. Canadian Patent No. 2,176,639.
6. Turta A., Cucuiat M.: Recovery of Oil from an Oil Reservoir by Miscible Displacement. U.S. Patent 4,343,362.
7. Constantinescu A., Turta A., Carcoana A. : Chemical Ignition Method for Oil Strata. Romanian Patent 89038.
8. Popa C., Turta A. and Trasca N. : Sand Control Technique Using a Modified Process of Cyclic In-Situ Combustion. Romanian Patent 79300.
9. Turta A. and Cucuiat M.: CO₂ Assisted In- Situ Combustion Process for Heavy Oil Recovery. Romanian Patent 76966.
10. Cucuiat M. and Turta A. : Method for a Safe Ignition in In-Situ Combustion Using a Gas Burner. Romanian Patent 64093.
11. Turta A. and Seglin A. : Ignition Method for In-Situ Combustion to Increase Sweep Efficiency in the Area around the Combustion Well. Romanian Patent 57145.

**REPORTES TÉCNICOS RELACIONADOS CON ISC CONDUCTIDOS
MIENTRAS TRABAJABA CON EL CONSEJO DE INVESTIGACIÓN DE
ALBERTA/INSTITUTO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO**


 CASTEL
 TRADUCCIONES
 RES. 3807
 de agosto 17 de 1991

1. Sanna H, Singhal, A., K and Turta A T : "Improved Reservoir Characterization within PRIZE" Alberta Research Council, October 2002
2. Turta, A.T., Sim, S. : "Foamy Oil and Steam Flood Evaluation Study for the Crestar Saleski Wabiskaw Formation" for Crestar Energy Inc. , June 2001
3. Turta, A, Maini, B., Fisher, D., Jackson, C., Yipping, Z., Goldman, L., Randall, L., Green, K. and Girard M.: "Improving Cold (Foamy) Heavy Oil Operations" JIP Project 1999/2000-3. Progress Report, January 2000.
4. Turta, A.: "Interim Report on Feasibility of Air Injection Application as an IOR Process for the Wapiti Oil Reservoir" Contract work for Richland Petroleum Corporation., November 1999.
5. Turta A, Wassmuth F., Maini, B. and Sanna H.: "PRIZE 2.0: Updated Computer Methods for Evaluating the IOR Potential of Petroleum Reservoirs", Technical Report. PRI, March, 1999.
6. Turta, A, Goldman, J. and Maini, B. : "Econormically Beneficial Waste Gas Injection for Medium/Heavy Oil Depletion" PRI Report 1998/1999-2, March 1999.
7. Singhal A., Das S., Goldman, J. and Turta A : "Optimization of Well Configuration in Single Well Steam Assisted Gravity Drainage Projects" PRI report 98/99-5, March 1999.
8. Turta, A, Singhal A., "Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection" PRI Report 98/99-3, September 1998.
9. Singhal A., Das S., Goldman, J. and Turta A.: " Optimization of Well Configuration in Single Well Steam Assisted Gravity Drainage Projects" PRI report 97/98-5, March 1998.
10. Turta, A. and Singhal, A.: "Interim Report on Feasibility of High Pressure Air Injection Application as an EOR Process for the Ain Zalah Oil Reservoir" Contract work for Charveco Resources Ltd., May 15, 1997.
11. Singhal A., Shaw J., and Turta, A. "Improved Oil Recovery Potential Assessment for Bathram South Pool Unit #4 " Contract Work for Sceptre Resources, November 1995.
12. Wassmuth F., Turta A, Sanna H., and Howes B.: PRIZE : Methods for Evaluating the EOR Potential of Petroleum Reservoirs. Technical Report. PRI, January, 1994.

REPORTES TÉCNICOS RELACIONADOS CON ISC CONDUCTIDOS MIENTRAS TRABAJABA CON EL INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO PARA PETRÓLEO Y GAS, CAMPINA, RUMANIA


 G. M. A. TURTA
 Ing. Petrol. y Gas
 Campina, Rumania

1. Turta A. : Oil Recovery Methods Evaluation and Forecast of the Improvement and/or New Methods to Further Increase the Ultimate Recovery, 1988.
2. Turta A.: West Balaria and East Balaria Full Scale Fireflood Process Evaluation, 1987.
3. Turta A., Socol S. : Moreni Levantin Steam-Foam Injection Design Pilot using I.C.I.-Synperonic Surfactant, 1987.
4. Turta A., Panaitescu A. : East Balaria Full Scale Fireflood Evaluation, 1986.
5. Teisanu F., Turta A. : Laboratory Research of Steam-Foam Injection Processes in Order to Improve Steam Drive Sweep Efficiency, 1986.
6. Turta A., Panaitescu A.: Babeni Helvetian Semi-Industrial Fireflood Evaluation for Process Expansion, 1986.
7. Turta A., Panaitescu A.: Balaria Sarmatian 3 Full Scale Fireflood Evaluation for Process Optimization, 1985.
8. Turta A., Condrachi A.: Ochiuri Drader Semi-Industrial Tertiary Fireflood Evaluation for Process Expansion, 1985.
9. Turta A., Purdel V.: The Mechanical Coring Results of the Wells K5, K6, K7, K8, K9 and K11 Drilled within Burned Area of the Full Scale In-Situ Combustion Process at Suplacu de Barreau, 1985.
10. Turta A., Pantazi I.: Balaria Sarmatian 3 Full Scale Fireflood Monitoring, and Evaluation of the Operational Problems, 1984.
11. Turta A., Iroean V., Tuca C.: Research for Improvement of Thermal Method Efficiencies, 1983.
12. Turta A., Tuca C.: Fireflooding Procedure Improvements for Process Initiation and Monitoring, 1982.
13. Turta A., Tuca C. et al: Research for Improvement of the Sweep Efficiency of the Fireflood; Utilization of Foam and Other Means, 1981.
14. Turta A., Pantazi I., Trasca N.: East Videte Sarmatian 3 Evaluation of Combustion Field Pilots for Expansion to Full Scale Exploitation by In-Situ Combustion, 1980.
15. Turta A., Trasca N.: Expansion of the Tertiary Industrial Fireflood at Ochiuri Drader III, 1980.
16. Turta A., Carcoana A.: Slatioarele Meotian Evaluation of In-Situ Combustion Pilots for Expansion to Full Scale, 1979.
17. Turta A., Machedon V.: Babeni Helvetian Evaluation of the Fireflood Test and Design of the Full Scale Process, 1979.
18. Turta A.: Feasibility Study of In-Situ Combustion Application as Tertiary Recovery Method at Sarmatian 3"e" Videte, 1978.
19. Turta A.: Evaluation of the Fireflood Test at Ochiuri Drader III, 1977.
20. Turta A., Barbosie V.: Oil Reservoir Screening of EOR Methods Using Laboratory Tests, 1976.
21. Turta A., Burger J.: The Mechanical Coring Results of the Wells K1 and K2 Drilled within the Burned Area in the First Fireflood Pilot at Suplacu de Barreau, 1975.
22. Turta A., Carcoana A.: Feasibility Study of In-Situ Combustion Application as a Tertiary


 Turta A.
 10-11-1987

- Recovery Method at Sarmatian 3"n+b" Videle, 1975.
23. Turta A.: Design of the Wet In-Situ Combustion Test as a Tertiary Recovery Method at Ochiri Drader III, 1974.
 24. Turta A.: The Mechanical Coring Results of the Well K₃ Drilled Within the Burned Area in the First In-Situ Combustion Pilot at Suplacu de Barcău, 1972.
 - 25, 42, 43 and 44. Turta A.: Design, Implementation, Monitoring and Evaluation of Wet In Situ Combustion Pilot Tests at Suplacu de Barcău, 1970, 1971, 1972 and 1973.
 26. Turta A., Stan A.: Suplacu de Barcău Reservoir. Original Oil In Place Review, 1970.
 27. Turta A.: Heat Losses During Steam Injection. Application to the Suplacu de Barcău Panonian Reservoir, 1969

PUBLICACIONES TÉCNICAS DE PETRÓLEO Y GAS

1. Turta, A., Singhal, A.K. et al. : "Preliminary Considerations on Application of Steamflooding in a Toe-To-Heel Configuration" Journal of Canadian Petroleum Technology, November 2009.
2. Turta, A., Chattopadhyay S.K., Bhattacharya R.N., Condrachi, A., and Hanson, W.: "Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC" Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) November 2007
3. Xia T. X., Greaves, M. and Turta T.A.: "Main Mechanism for Stability of THAI - Toe-To-Heel Air Injection". Journal of Canadian Petroleum Technology, January 2005, Vol. 44, No. 1.
4. Turta, A.T. and Singhal, A., K.: "Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes" Journal of Canadian Petroleum Technology, February 2004.
5. Xia T. X., Greaves, M., Turta A.T. and Ayasse C. : "THAI - A "Short-Distance Displacement" In Situ Combustion Process for the Recovery and Upgrading of Heavy Oil" Trans IChemE, Vol 81, Part A, March 2003
6. Turta, A.T., Maini, B. and Jackson, C. "Mobility of Gas-In-Oil Dispersions in Enhanced Solution Gas Drive (leany Oil) Exploitation of Heavy Oil Reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology, March 2003.
7. Popa, C., Turta, T. A. : "Waterflooding by Horizontal Injectors and Producers" Technical Note in Journal of Petroleum Technology, October, 2002
8. Xia T. X., Greaves, M., and Turta A.T. : "Injection Well - Producer Well Combinations in THAI "Toe-To-Heel Air Injection". Technical Note in Journal of Petroleum Technology, June 2002.
9. Turta, A.T., and Singhal, A., K.: "Reservoir Engineering Aspects of Light Oil Recovery by Air

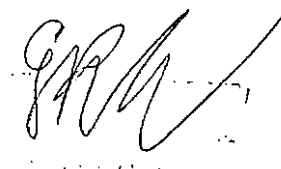


Turta A.

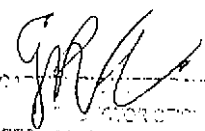
- Injection" In SPE Reservoir Evaluation and Engineering, August 2001
10. **Turta A.**, Wassmuth E., Maini, B. and Singhal A.: "Evaluation of IOR Potential of Petroleum Reservoirs", Proceedings of the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11-15, 2000.
 11. **Turta A.** and Pantazi I.: Development of In-Situ Combustion on an Industrial Scale at Videle Field Romania, SPE Reservoir Engineering, November 1986.
 12. Ionescu V., Tururea I. and **Turta A.**: The Influence of the Intermolecular Friction on the Flow of a Viscous Fluid Through a Porous Medium, Applied Mechanics Review of the Romanian Academy of Sciences, Volume 44 Part II and IV 1985- Linear Case and Volume 44 Part III 1985 - Radial Case.
 13. **Turta A.**, Socol S., Trasca N. and Ilie N.: Application of Cyclic Combustion in Romania, Mine Petrol si Gaze, July 1985.
 14. **Turta A.**, Socol S., Trasca N. and Ilie N.: Sand Control by Applying Controlled In-Situ Coking, Mine Petrol si Gaze, December 1984.
 15. Carcoana A., Machodon V., Pantazi I., Pelencici V. and **Turta A.**: In- Situ Combustion : An Effective Method to Enhance Oil Recovery in Romania, Eleventh World Petroleum Congress, London, August 28- Sept. 2, 1983.
 16. **Turta A.**: The Heat Content of the Produced Fluids in the Saplacu de Barau Fireflood Project, Part 1 in Petrol si Gaze January 1976 and Part 2 in Petrol si Gaze March 1976.
 17. **Turta A.**: Forward In-Situ Combustion, Calculation of Atomic Hydrogen-Carbon Ratio and its Use in Designing Field Combustion Projects, Petrol si Gaze, Nov. 1975.
 18. **Turta A.** and Dumitrescu H.: The Heat Content of the Produced Fluids in the Saplacu de Barau Steam Drive Pilot Project, Petrol si Gaze, October 1974.

CONFERENCIA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS O PRESENTACIONES EN SIMPOSIO (ARTÍCULOS PUBLICADOS EN LOS EVENTOS)

1. **Turta A.**: "Review of Steam-Based Ignition Operations for Initiation of In-Situ Combustion Process," World Heavy Oil Congress, Edmonton, March 2011
2. **Turta A.**, Coates R and Greaves M.: "In-Situ Combustion in the Oil Reservoirs Underlain by Bottom Water. Review of the Field and Laboratory Tests," Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 16-18, 2009



3. Greaves, M., Xia, T.X., and Turta, A.: "Stability of THAI Process – Theoretical and Experimental Observations" Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 2007.
4. Turta A., Singhal A., Greaves, M., and Xia, T.: "Current Status and Screening Criteria for Field Application of Short-Distance Oil Displacement Methods" American Association of Petroleum Geologists, June 24-27, 2005, Calgary
5. Turta T.A.: "Toe-To-Heel Air Injection (THAI): A Novel Thermal Recovery Process" Invited Guest Presentation at Computer Modelling Group Technical Symposium, July 9-11, 2002, Calgary
6. Turta, A.T., Fisher D.B., Goldman, J., Green, K. and Maini, B.B.: "Experimental Investigation of Gas Release and Pressure Response in Foamy-Oil Depletion Tests" Canadian International Petroleum Conference June 11-13, 2002, Calgary
7. Maini, B.B. and Turta A.T.: "Role of Foamy Oil Flow in Cyclic Steam Stimulation Operations" Canadian International Petroleum Conference June 11-13, 2002, Calgary
8. Turta, A.T.: "Toe-To-Heel Oil Displacement" Presented at Canadian International Petroleum Conference, June 4-8, 2000, Calgary.
9. Singhal, A., Das, S., Goldman, J. and Turta, A.: "A Mechanistic Study of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage" 2000 SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
10. Greaves, M., Saghr, A.M., Xia, T.X., Turta, A. and Ayasse, C.: "Recent Laboratory Results of THAI and its Comparison with other Thermal Processes" 2000 SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
11. Turta, A., Maini, B. and Singhal A.: "Feasibility of IOR Process Applications to Heavy and Extra-Heavy Oil Reservoirs' Exploitation" Eighth Saskatchewan Petroleum Conference, Regina 17-20 October 1999.
12. Greaves, M., Saghr, A.M., Xia, T.X., Turta, A. and Ayasse, C.: "THAI – New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In-Situ Upgrading" 50th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, June 14-18, 1999.
13. Turta A.: In-Situ Combustion - From Pilot to Commercial Application. Proceedings of the Field Applications of In-Situ Combustion – Past Performance/Future Application Symposium, Tulsa, April 21-22, 1994.
14. Aldea Gh., Turta A. and Zamfir M.: The In-Situ Combustion Industrial Exploitation of Suplacu de Barcău Field, Romania, The Fourth International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, August 7-12, 1988, Edmonton.


 G. M. TURTA
 1999, 2000, 2002, 2005, 2007
 de agosto 17 de 1999

15. Turta A. - Use of In-Situ Combustion as a Tertiary Oil Recovery Method at Babeni Helvetian Field, Romania, International Symposium Euromech 178. The Mechanics of Oil Recovery, The National Institute for Scientific and Technical Creation (NISTC), Bucharest, April 10-13, 1984.
16. Ionescu V. and Turta A. : The Temperature Distribution of the In-Situ Combustion Process Taking into Account the Impermeable Intercalations of the Pay Zone, International Symposium Euromech 178. The Mechanics of Oil Recovery, NISTC Bucharest, April 10-13, 1984.
17. Carcoana A., Turta A., Burger J. and Bardon C. : Balyage et Recuperation d'un Gisement d'Huile Lourde par Combustion In-Situ, Colloque Internat. sur les Techniques d'Exploitation et d'Exploration des Hydrocarbures, Paris, December 10-12, 1975.

PRESENTACIONES EN CONFERENCIA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

1. Review of the Unintentional In Situ Upgrading of Produced Oil in Some Field In Situ Combustion Projects. Invited presentation to the Shell International Symposium Hague November 2006
2. Emerging Oil Recovery Technologies: Toe-To-Heel Displacement Processes. Presented to CIM (Calgary Section), Heavy Oil and Horizontal Well Special Interest Group, on March 10th, 2005 and to CIOA on October 12th, 2005
3. Commercial Application of In-Situ Combustion. CIM (Calgary Section), Heavy Oil Special Interest Group, on June 25th, 1992, SPE India Section on March 7th, 1993, University of Bath, England, March 12th, 1993
4. Procedures to Establish the Position of the Combustion Front. Specialists Forum on In-Situ Combustion. Heavy Oil Special Interest Group of the Petroleum Society of CIM, Calgary Section, Oct. 25th, 1990.

ACTIVIDAD DOCENTE

- Instructor para un curso de dos días sobre Recuperación de Crudo Pesado mediante Combustión in Situ para Petrobras, Brasil, JOGMEC, Japón y Petronas, Malasia en el período 2006-2008
- Instructor de un curso de un día sobre Recuperación Térmica de Crudo Pesado para: Calgary Petroleum Technilogu Transfer Centre, Diciembre de 1996; un grupo de especialistas Chinos en Marzo de 1996, y un Grupo de Especialistas Egipcios en Computer Modeling Group Calgary, en Mayo de 1996.

- Instructor para un curso de seis días en IOR en Colombia (para ECOPETROL), Noviembre de 1993. Se llevó a cabo un curso similar por segunda vez en el Petroleum Recovery Institute, Junio de 1995 (para otro grupo de especialistas de ECOPETROL).
- Instructor para un curso detallado de dos días sobre combustión in situ, para personas de un instituto de investigación y para el personal del Campo Petrolero Videle en Rumania (1987).

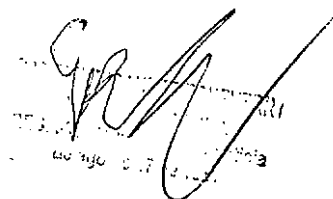
NOTAS PROFESIONALES

Listado en el WHO'S WHO de Profesionales Internacional, 1997.

Listado en el Who's who en Alberta, Primera Edición, 1994-1998, Publicado por la Lista B & C.

= = =

Es traducción fiel y completa de un documento escrito en inglés del cual queda copia en esta oficina y a la cual me remito para su confrontación

A handwritten signature in dark ink is written over a rectangular stamp. The signature is stylized and appears to be 'GMA'. The stamp contains some text, including 'SECRET' and '1993', but it is mostly obscured by the signature.

IN THE COLOMBIAN PATENT OFFICE

RE: Application Number: 06-128697
Applicant: Archon Technologies Ltd. (Canada)
Inventor: Conrad C. Ayasse
Title: PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU PARA LA
EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS DE
UNA RESERVA SUBTERRÁNEA DURANTE EL
AVANCE DE UN FRENTE DE COMBUSTIÓN

AFFIDAVIT OF ALEXANDRU TURTA

(sworn this 23rd day of December, 2011)

I, **ALEXANDRU TURTA**, PhD, P.Eng., Senior Research Engineer and inventor of the Toe-To-Heel Air Injection (THAI) process, of the City of Calgary, Province of Alberta, Canada, **MAKE OATH AND SAY AS FOLLOWS:**

1. I have a PhD. in Petroleum Engineering in the area of oil exploitation by in situ combustion from the University of Oil and Gas in Romania. I have been working in the area of petroleum recovery and oil recovery techniques for over 30 years.
2. I am currently an employee of the Government of Alberta, Canada, and work as a salaried researcher in the area of petroleum recovery methods.
3. A copy of my *curriculum vitae* is attached as **Exhibit 'A'** hereto.
4. I am the co-inventor along with Dr. Malcolm Greaves of the subject matter of **US Patent 5,626,191** entitled "Oilfield In-Situ Combustion Process" - which describes a "THAI" (toe-to-heel air injection) process - and which patent was referred to as prior art document "D1" by the Colombian Patent Office in **Resolution No. 68026** (hereinafter document "D1" or "my Patent D1") and which document D1 is also referred to in My Paper D3.
5. I am further the co-author, along with Dr. T. X. Xia, Dr. Malcom Greaves and Dr. Conrad Ayasse of the published technical paper entitled:

***"THAI- A 'Short-distance Displacement' in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil"*, Chemical Engineering Research and Design, 2003, 81, (A3), 295-304.**

which technical paper was referred to as prior art document "D3" by the Colombian Patent Office in **Resolution No. 68026** (hereinafter document "D3" or "my Paper D3").

Colombian Examiner made a comparison of Oil Recovery Factors and **Improperly Concluded** Colombian Patent Application 06-128.697 does not have a technical advantage over the method disclosed in My Paper D3

6. I have read Colombian Patent Application 06-128697 (English version).

7. It is my technical opinion that due to the different test conditions of My Paper D3 – laboratory 3-D set up - and the reservoir simulation models used in Colombian Patent Application 06-128697, that it is improper and technically unsupportable for the Colombian Examiner Tellez to rely on respectively different oil recovery factors (86.5% OOIP versus 43.4% OOIP) respectively from each of the above methods so as to conclude that Colombian Patent Application 06-128697 has no technical effect (or worse, concluding that it has an "*adverse technical effect*"!!) over the method set out in My Paper D3. Laboratory tests generally show better results (as far as the oil recovery is concerned) compared with large scale operations (mainly real field operations) and can show better results than numerical simulation results of field-scale operations.

8. I believe the substantially different test conditions in My Paper D3 (*laboratory set up*) as compared to the THAI *simulation* conditions using STARS computer modelling program disclosed in Colombian Patent Application 06-128697 prevent any direct comparison as to whether one method has technical advantage over the other, and that for a proper comparison to determine if there is a technical advantage of the method of Colombian Patent Application 06-128697, reference should be made ONLY to the *numerical simulation-obtained* oil recovery factors (%OOIP) set out in **Table 1b** of Colombian Patent App. 06-128697, where 0% steam is injected, as opposed to where various quantities of steam are injected in accordance with the method of the invention of Colombian Patent App. 06-128697, under identical reservoir conditions.

9. Pressure has an influence on the operation of the THAI process, for example, the in-situ density of injected air in the formation is directly related to the operating pressure; gas-liquid segregation tends to be more pronounced at lower pressures, contributing to the avoidance of O₂ break-through in the horizontal producer, therefore favouring better OOIP results, as provided in My Paper D3.

10. While it is difficult to establish to what degree and to what extent the higher pressure of the "in field" simulation conditions of the method of Colombian Patent Application 06-128697 would have on the % OOIP factor as obtained from the 3D micro test cell of My Paper D3, such is clearly a difference between the operating parameters of My Paper D3, and those test conditions set out in Colombian Patent Application 06-128697; this can contribute to lower recovery factors in the simulations compared to My Paper D3.

Simulation Results Establishing Colombian Patent App. 06-128697 has a technical merit

11. Specifically, from data disclosed in Table 1b of Colombian Patent App. 06-128697, it appears that when comparing *the results of numerical simulation* for such in situ combustion recovery method disclosed in the patent application (ie. injection of steam with flows of 5 m³/day and 10 m³/day) with the processes known in the previous art (which do not use steam injection inside the horizontal portion of the production well) (ie with 0 m³/day injection of steam) under identical operation conditions, bitumen recovery factor OOIP% obtained with the process of Colombian Patent App. 06-128697 is **43,4%**, compared to only **35,1%** obtained with the process in which steam is not injected:

Table 1b: AIR RATE 65.000 m³/day - Steam injected in the horizontal well tubing

Steam injection rate	Max. Temp. Of well	Max. Coke amount in well cylinder	Max. Amount of oxygen in the well cylinder	Bitumen Recovery Factor	Average oil production rate
m ³ /day (water equivalent)	°C	%	%	%OOIP	m ³ /day
0	410	90	0	35,1	28,6
5	366	80	0	43,4	30,0
10	360	45	0	43,4	29,8

* Not Part of the Invention in Colombian Patent App. 06-128697

From Table 1b it results that for an increase of daily rate of 1.4 m³ an amount of steam of at least 5 m³ (water equivalent) is injected; the steam injected/incremental oil recovered is approx. 3.6 m³/m³, which presently with today's oil prices likely would be economical, particularly if water is injected (which turns to steam) no initial heating of the steam would be required.

12. Based on the above, I am of the belief that the technical problem being overcome by Colombian Patent Application 06-128967 is to prevent or reduce oxygen ingress into the horizontal leg of the producer well by injecting a non-oxidizing agent in the horizontal producer, and thus avoid risk of explosions. At the same time – for some conditions – injecting a non-oxidizing agent such as steam in the horizontal producer may also have a positive effect on oil recovery rate.

Purpose of Affidavit

13. I make this affidavit at the request of Archon Technologies Ltd., and for no improper purpose.

Attestation as to Independence

14. I have no interest, financial or otherwise, in Archon Technologies Ltd., or Colombian Patent Application

15. I have not received any money or benefit from Archon Technologies Ltd. or any other persons to make this affidavit.

SWORN BEFORE ME at the City of
Calgary, in the Province of Alberta,
this 23rd day of December, 2011.

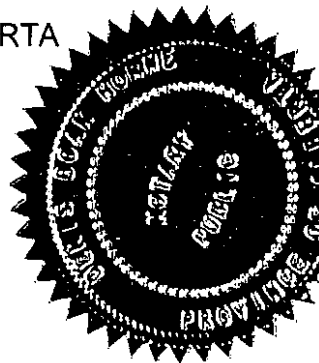
Alexandru Turta

ALEXANDRU TURTA

CONSULADO DE COLOMBIA
En Ottawa, Canadá, a 28 de 12 de 2011
No. 823
se legaliza la firma de K. Russell
quien en la fecha ejerce las funciones de oficial de legación
Consul de Colombia

D. Doak Horne
A Notary Public in and for the
Province of Alberta

THE DEPARTMENT OF FOREIGN AFFAIRS AND INTERNATIONAL
TRADE CANADA / LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU
COMMERCE INTERNATIONAL CANADA
SIGNATURE OF: *[Signature]*
AUTHENTICATED THE FOREGOING
LE MINISTÈRE DES AFFAIRES ÉTRANGÈRES ET DU
COMMERCE INTERNATIONAL CANADA
AUTHENTICATED FOR THE DEPUTY
MINISTER OF FOREIGN AFFAIRS BY: *[Signature]*
Minister of Foreign Affairs
et du Commerce International
Ministère des Affaires Étrangères
et du Commerce International
OTTAWA, CANADA



THIS IS EXHIBIT " A "
to the Affidavit of
DR. ALEXANDRU TURTA
Sworn before me this 23rd
day of December 20 11
D. Dulit
A Commissioner for Oaths/Notary Public
In and for the Province of Alberta



ALEX TURTA, Ph.D., P.Eng.
Alberta Innovates Technology Futures
e-mail alex.turta@albertainnovates.ca

EDUCATION

- 1977 - Ph.D., Petroleum Engineering, Institute of Oil and Gas Bucharest, Romania. Subject: heavy oil recovery by in situ combustion (ISC)
- 1968 - M.Sc., Petroleum Engineering, Institute of Oil and Gas, Bucharest, Faculty of Drilling of Wells and Exploitation of Oil and Gas Reservoirs

SUMMARY OF QUALIFICATIONS

- Heavy oil reservoirs exploitation by thermal methods (mainly in-situ combustion), waterflooding and primary solution gas drive (foamy oil)
- Designing, implementing and evaluating Improved Oil Recovery (IOR) projects.
- Laboratory testing and research for IOR methods applied to heavy and light oil reservoirs.
- Reservoir engineering aspects of horizontal wells
- Conventional reservoir engineering
- Enhanced Gas Recovery (EGR)
- Asphaltene deposition

TOP ACCOMPLISHMENTS

- Development of the Toe-To-Heel Displacement Processes (THAI™ and CAPRI), in a long cooperation with University of Bath, England. Development of the Toe-To-Heel Waterflooding (TTHW) process. All three novel processes - THAI™, CAPRI and TTHW - are currently under field testing in Canada.
- Instrumental in the development of the PRIZE/SelectEOR softwares, used for the evaluation of EOR potential of oil reservoirs. Coordinator of the team
- Pioneering work in the Enhanced Gas Recovery (EGR) and CO₂ storage

EMPLOYMENT HISTORY

April 2000 to date **ALBERTA INNOVATES TECHNOLOGY FUTURES** **Calgary**
(former Alberta Research Council)

Conducting research in the following areas:

- thermal oil recovery methods
- mechanisms of primary recovery of heavy oils (foamy oil)
- waterflooding of light-heavy oils
- Enhanced Gas Recovery (EGR) and CO₂ storage

ALEX TURTA

2

Phone (403) 210-5207

1990 – April 2000 PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE

Calgary

Conducted research in the following areas:

- mechanisms of primary recovery of heavy oils (foamy oil)
- thermal recovery methods: SAGD, steam injection, in-situ combustion (ISC), etc
- minimum miscibility pressure determination
- miscible coreflood to assess the efficiency of different schemes
- study of wettability changes as induced by miscible displacement.
- asphaltene deposition phenomena inside and outside porous media
- performed international consultancy work in the area of EOR thermal pilots evaluation
- participated in the development of the PRI software PRIze, for evaluating the EOR potential of oil reservoirs

1988-1990 PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE

Calgary

Conducted research on sweep efficiency improvement using foams.

Carried out and evaluated:

- foam coreflood tests;
- micromodel flow tests to visualize the foam interaction with the crude oil.

Research and Development Institute for Oil and Gas, Campina, Romania

1985-1988 Deputy Manager-Heavy Oil Department

Responsible for the evaluation of two commercial firefloods (ISC projects) in Videle-Balaria basin

1979-1988 Supervisor E.O.R. Group

Responsible for screening of E.O.R. techniques (thermal, miscible and chemical) for the main oil reservoirs in Romania.

1975-1978 Chief Engineer-Heavy Oil Exploitation

Designing, implementing and evaluating steam injection, fireflood and CO₂ immiscible pilot projects.

1971-1974 Senior Research Engineer

Responsible for supervising the research team for the development of the wet ISC at Suplacu de Barcău field.

ALEX TURTA

3

Phone (403) 210-5207

1968-1970

Reservoir Engineer

Responsible for conducting lab tests on fluid and rock properties and establishing primary and secondary reserves.

INTERNATIONAL EOR CONSULTING ACTIVITY

Consultancy with Petrobras, Brazil and JOGMEC, Japan, in the area of air injection/in-situ combustion application for heavy and light oils, 2006-2007.

Consultancy with AMOCO Canada and AMOCO Research Center in Tulsa, USA, in the area of in-situ combustion application, 1994.

Consultancy with Ocean Energy of Houston for light-heavy oil recovery methods, 2002

Review of Eight ECOPETROL (Colombia) Oil Reservoirs in order to assess the potential for EOR and Horizontal Wells. November 1993. The assessment was conducted using PRIze, the software developed by PRI.

Consultancy with United Nations Development Programs for India, 1991-1996 (in-situ combustion)

INTERNATIONAL EOR CONSULTING STUDIES

1. Coates, R. and Turta, A. : "Feasibility of Applying In Situ Combustion Process in N-E Reservoir" June 2004, Contract work
2. Turta, A. and Singhal, A. : "Staatsolie IOR/EOR Opportunities: Evaluation of Future IOR/EOR Potential" April 2004, Contract work
3. Turta, A. : "Assessment of the Commercial Steamflood Project in Karazhanbas Field, Kazakhstan" March 2003. Contract work
4. Turta, A. : "Evaluation of Possibilities to Improve Post Thermal Exploitation of Bellevue Oil Field, Within Oracle Oil Company Lease" Shreveport, Louisiana, USA., November 2000.
5. Turta A. : Review of the Balol and Lanwa In-Situ Combustion Field Tests. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs, March 1996.
6. Turta A. : Review of the In-Situ Combustion Laboratory and Field Tests for Balol and Lanwa Oil Reservoir. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs, November 1994
7. Turta A. : Performance Evaluation of the Balol and Lanwa In-Situ Combustion Pilots and

Phone (403) 210-5207

Recommendations for Further Development of the In-Situ Combustion Process on the Santhal-Balol-Lanwa Structure. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs. April 1993

8. **Turta A.** : Performance Evaluation of the Balol In-Situ Combustion Pilot and Recommendations for Further Development of the In-Situ Combustion Process in the Balol-Lanwa Reservoir. Technical Report Prepared for the United Nations Development Programs. November 1991.
9. **Turta A.**, Anghel A.: The Feasibility of the Fireflood Application for the Exploitation of Russkoe Reservoir, Siberia, U.S.S.R. Under the Memorandum between Ministry of Petroleum, Romania and Ministry of Petroleum, U.S.S.R. 1987.
10. Machedon V., Panaitescu A. and **Turta A.**: The Design of a Fireflood for Pampa del Castillo la Guittara, South Argentina. Under Contract Between Ministry of Petroleum, Romania and The Company Perez Companc, Argentina, 1983-1984.
11. Barbalata G., Bennion D., Nichols J. and **Turta A.** : Appraisal of In Situ Combustion Application in Videle-Balaria Oil Reservoir. AOSTRA Canada and ROMCONSULT Romania. Bucharest, Sept. 1981. Technical Report for the World Bank.
12. **Turta A.**, Socol S., Popp V. et al. : The Feasibility of the Application of the Thermal Methods (Steam Injection and Fireflood) for the Rio Hollin Tar Sand Reservoir, Provincia Oriente Ecuador. Under Contract between the Romanian Ministry of Petroleum, and Compania Asfalto del Ecuador, Quito, Ecuador, October 1977.

PATENTS

1. **Turta A.**, Sim S., Singhal A., Bunio G. and Hawkins, B. : Method for Recovery of Natural Gas from a Group of Subteraneous Zones. U.S. Patent 2009/0200026 A1, August 13, 2009
2. **Turta A.**, Wassmuth F., Shrivastava, V. and Singhal A. : Toe-To-Heel Waterflooding with the Progressive Blockage of the Toe Region. U.S. Patent 7328743 B2, 2008.
3. Ayasse C., Greaves M. and **Turta A.**: Oilfield In-Situ Upgrading Process. U.S. Patent 6412557 B1, 2002.
4. Ayasse C. and **Turta A.**: Toe-To-Heel Oil Recovery Process. U.S Patent No. 6,167,966, 2001.
5. Greaves M. and **Turta A.**: Oilfield In-Situ Combustion Process. U.S. Patent No. 5,626,191, 1997. Canadian Patent No. 2,176,639.
6. **Turta A.**, Cucuiat M.: Recovery of Oil from an Oil Reservoir by Miscible Displacement. U.S. Patent 4,343,362.
7. Constantinescu A., **Turta A.**, Carcoana A. : Chemical Ignition Method for Oil Strata. Romanian Patent 89038.
8. Popa C., **Turta A.** and Trasca N. : Sand Control Technique Using a Modified Process of Cyclic In-Situ Combustion. Romanian Patent 79300.
9. **Turta A.** and Cucuiat M.: CO₂ Assisted In- Situ Combustion Process for Heavy Oil Recovery.

ALEX TURTA

5

Phone (403) 210-5207

Romanian Patent 76966.

10. Cucuiat M. and Turta A. : Method for a Safe Ignition in In-Situ Combustion Using a Gas Burner. Romanian Patent 64093.
11. Turta A. and Saghin A. : Ignition Method for In-Situ Combustion to Increase Sweep Efficiency in the Area around the Combustion Well. Romanian Patent 57145.

ISC RELATED TECHNICAL REPORTS CONDUCTED WHILE WORKING WITH THE ALBERTA RESEARCH COUNCIL/ PETROLEUM RECOVERY INSTITUTE

1. Sarma H, Singhal, A., K and Turta A T : "Improved Reservoir Characterization within PRiZe" Alberta Research Council, October 2002
2. Turta, A.T., Sim, S. : "Foamy Oil and Steam Flood Evaluation Study for the Crestar Saleski Wabiskaw Formation" for Crestar Energy Inc. , June 2001
3. Turta, A, Maini, B., Fisher, D., Jackson, C., Yipping Z., Goldman, L., Randall, L., Green, K. and Girard M.: "Improving Cold (Foamy) Heavy Oil Operations" JIP Project 1999/2000-3. Progress Report, January 2000.
4. Turta, A.: "Interim Report on Feasibility of Air Injection Application as an IOR Process for the Wapiti Oil Reservoir" Contract work for Richland Petroleum Corporation., November 1999.
5. Turta A, Wassmuth F., Maini, B. and Sarma H.: "PRiZe 2.0: Updated Computer Methods for Evaluating the IOR Potential of Petroleum Reservoirs". Technical Report. PRI, March, 1999.
6. Turta, A, Goldman, J. and Maini, B. : "Economically Beneficial Waste Gas Injection for Medium/Heavy Oil Depletion" PRI Report 1998/1999-2, March 1999.
7. Singhal A., Das S., Goldman, J. and Turta A.: "Optimization of Well Configuration in Single Well Steam Assisted Gravity Drainage Projects" PRI report 98/99-5, March 1999.
8. Turta, A, Singhal A.: "Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection" PRI Report 98/99-3, September 1998.
9. Singhal A., Das S., Goldman, J. and Turta A.: " Optimization of Well Configuration in Single Well Steam Assisted Gravity Drainage Projects" PRI report 97/98-5, March 1998.
10. Turta, A. and Singhal, A.: "Interim Report on Feasibility of High Pressure Air Injection Application as an EOR Process for the Ain Zalah Oil Reservoir" Contract work for Chauvco Resources Ltd., May 15, 1997.
11. Singhal A., Shaw J., and Turta, A. "Improved Oil Recovery Potential Assesment for Batttrum South Pool, Unit #4 " Contract Work for Sceptre Resources, November 1995.
12. Wassmuth F., Turta A, Sarma H., and Howes B.: PRiZe : Methods for Evaluating the EOR Potential of Petroleum Reservoirs. Technical Report. PRI, January, 1994.

Phone (403) 210-5207

ISC RELATED TECHNICAL REPORTS CONDUCTED WHILE WORKING WITH THE RESEARCH AND DEVELOPMENT INSTITUTE FOR OIL AND GAS, CAMPINA, ROMANIA

1. Turta A. : Oil Recovery Methods Evaluation and Forecast of the Improvement and/or New Methods to Further Increase the Ultimate Recovery, 1988.
2. Turta A.: West Balaria and East Balaria Full Scale Fireflood Process Evaluation, 1987.
3. Turta A., Socol S. : Moreni Levantin Steam-Foam Injection Design Pilot using I.C.I.-Synperonic Surfactant, 1987.
4. Turta A., Panaitescu A. : East Balaria Full Scale Fireflood Evaluation, 1986.
5. Teisanu F., Turta A. : Laboratory Research of Steam-Foam Injection Processes in Order to Improve Steam Drive Sweep Efficiency, 1986.
6. Turta A., Panaitescu A.: Babeni Helvetian Semi-Industrial Fireflood Evaluation for Process Expansion, 1986.
7. Turta A., Panaitescu A.: Balaria Sarmatian 3 Full Scale Fireflood Evaluation for Process Optimization, 1985.
8. Turta A., Condurachi A.: Ochiuri Drader Semi-Industrial Tertiary Fireflood Evaluation for Process Expansion, 1985.
9. Turta A., Purdel V.: The Mechanical Coring Results of the Wells K5, K6, K7, K8, K9 and K11 Drilled within Burned Area of the Full Scale In-Situ Combustion Process at Suplacu de Barcău, 1985.
10. Turta A., Pantazi I.: Balaria Sarmatian 3 Full Scale Fireflood Monitoring, and Evaluation of the Operational Problems, 1984.
11. Turta A., Trocan V., Tuca C.: Research for Improvement of Thermal Method Efficiencies, 1983.
12. Turta A., Tuca C.: Fireflooding Procedure Improvements for Process Initiation and Monitoring, 1982.
13. Turta A., Tuca C. et al: Research for Improvement of the Sweep Efficiency of the Fireflood; Utilization of Foam and Other Means, 1981.
14. Turta A., Pantazi I., Trasca N.: East Videle Sarmatian 3 Evaluation of Combustion Field Pilots for Expansion to Full Scale Exploitation by In-Situ Combustion, 1980.
15. Turta A., Trasca N.: Expansion of the Tertiary Industrial Fireflood at Ochiuri Drader III, 1980.
16. Turta A., Carcoana A.: Slatioarele Meotian Evaluation of In-Situ Combustion Pilots for Expansion to Full Scale, 1979.
17. Turta A., Machedon V.: Babeni Helvetian Evaluation of the Fireflood Test and Design of the Full Scale Process, 1979.
18. Turta A.: Feasibility Study of In-Situ Combustion Application as Tertiary Recovery Method at Sarmatian 3"e" Videle, 1978.
19. Turta A.: Evaluation of the Fireflood Test at Ochiuri Drader III, 1977.
20. Turta A. Barbarosie V.: Oil Reservoir Screening of EOR Methods Using Laboratory Tests, 1976.
21. Turta A. Burger J.: The Mechanical Coring Results of the Wells K1 and K2 Drilled within the Burned Area in the First Fireflood Pilot at Suplacu de Barcău, 1975.
22. Turta A. Carcoana A.: Feasibility Study of In-Situ Combustion Application as a Tertiary

Phone (403) 210-5207

- Recovery Method at Sarmatian 3"a+b" Videle, 1975.
23. Turta A.: Design of the Wet In-Situ Combustion Test as a Tertiary Recovery Method at Ochiuri Drader III, 1974.
 24. Turta A.: The Mechanical Coring Results of the Well K₃ Drilled Within the Burned Area in the First In-Situ Combustion Pilot at Suplacu de Barcau, 1972.
 - 25, 42, 43 and 44. Turta A.: Design, Implementation, Monitoring and Evaluation of Wet In Situ Combustion Pilot Tests at Suplacu de Barcau, 1970, 1971, 1972 and 1973.
 26. Turta A., Stan A.: Suplacu de Barcau Reservoir. Original Oil In Place Review, 1970.
 27. Turta A.: Heat Losses During Steam Injection. Application to the Suplacu de Barcau Panonian Reservoir, 1969

OIL AND GAS TECHNICAL PUBLICATIONS

1. Turta, A., Singhal, A.K. et al. : "Preliminary Considerations on Application of Steamflooding in a Toe-To-Heel Configuration" Journal of Canadian Petroleum Technology, November 2009.
2. Turta, A., Chattopadhyay S.K, Bhattacharya R.N., Condrachi, A., and Hanson, W.: "Current Status of the Commercial In Situ Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC" Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT) November 2007
3. Xia T. X., Greaves, M. and Turta T.A.: "Main Mechanism for Stability of THAI - 'Toe-To-Heel Air Injection". Journal of Canadian Petroleum Technology, January 2005, Vol. 44, No. 1.
4. Turta, A.T., and Singhal, A., K.: "Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes" Journal of Canadian Petroleum Technology, February 2004.
5. Xia T. X., Greaves, M., Turta A.T. and Ayasse C. : "THAI – A "Short-Distance Displacement" In Situ Combustion Process for the Recovery and Upgrading of Heavy Oil" Trans IChemE, Vol 81, Part A, March 2003
6. Turta, A.T., Maini, B. and Jackson, C: "Mobility of Gas-In-Oil Dispersions in Enhanced Solution Gas Drive (Foamy Oil) Exploitation of Heavy Oil Reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology, March 2003.
7. Popa, C, Turta, T. A. : "Waterflooding by Horizontal Injectors and Producers" Technical Note in Journal of Petroleum Technology, October, 2002
8. Xia T. X., Greaves, M., and Turta A.T. : "Injection Well – Producer Well Combinations in THAI 'Toe-To-Heel Air Injection'. Technical Note in Journal of Petroleum Technology, June 2002.
9. Turta, A.T., and Singhal, A., K.: "Reservoir Engineering Aspects of Light Oil Recovery by Air

Phone (403) 210-5207

Injection" In SPE Reservoir Evaluation and Engineering, August 2001

10. Turta A., Wassmuth F., Maini, B. and Singhal A.: "Evaluation of IOR Potential of Petroleum Reservoirs". Proceedings of the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11-15, 2000.
11. Turta A. and Pantazi I. : Development of In-Situ Combustion on an Industrial Scale at Videle Field Romania, SPE Reservoir Engineering, November 1986.
12. Ionescu V., Tutunea I. and Turta A. : The Influence of the Intermolecular Friction on the Flow of a Viscous Fluid Through a Porous Medium, Applied Mechanics Review of the Romanian Academy of Sciences, Volume 44 Part II and IV 1985- Linear Case and Volume 44 Part III 1985 - Radial Case.
13. Turta A., Socol S., Trasca N. and Ilie N. : Application of Cyclic Combustion in Romania, Mine Petrol si Gaze, July 1985.
14. Turta A., Socol S., Trasca N. and Ilie N. : Sand Control by Applying Controlled In-Situ Coking, Mine Petrol si Gaze, December 1984.
15. Carcoana A., Machedon V., Pantazi I., Petcovici V. and Turta A. : In- Situ Combustion . An Effective Method to Enhance Oil Recovery in Romania, Eleventh World Petroleum Congress, London, August 28- Sept 2, 1983.
16. Turta A. : The Heat Content of the Produced Fluids in the Suplacu de Barcău Fireflood Project, Part 1 in Petrol si Gaze January 1976 and Part 2 in Petrol si Gaze March 1976.
17. Turta A. : Forward In-Situ Combustion. Calculation of Atomic Hydrogen-Carbon Ratio and its Use in Designing Field Combustion Projects, Petrol si Gaze, Nov. 1975.
18. Turta A. and Dumitrescu H. : The Heat Content of the Produced Fluids in the Suplacu de Barcău Steam Drive Pilot Project, Petrol si Gaze, October 1974.

**PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE OR SYMPOSIUM PRESENTATIONS
(PAPERS PUBLISHED IN THE PROCEEDINGS)**

1. Turta A.: "Review of Steam-Based Ignition Operations for Initiation of In-Situ Combustion Process." World Heavy Oil Congress, Edmonton, March 2011
2. Turta A., Coates R and Greaves M.: "In-Situ Combustion in the Oil Reservoirs Underlain by Bottom Water. Review of the Field and Laboratory Tests." Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 16-18, 2009

Phone (403) 210-5207

3. Greaves, M., Xia, T.X., and Turta, A.: "Stability of THAI Process – Theoretical and Experimental Observations" Canadian International Petroleum Conference, Calgary, June 2007,
4. Turta A, Singhal A. Greaves, M, and Xia, T: " Current Status and Screening Criteria for Field Application of Short-Distance Oil Displacement Methods" American Association of Petroleum Geologists, June 24-27, 2005, Calgary
5. Turta T A : "Toe-To-Heel Air Injection (THAI): A Novel Thermal Recovery Process" Invited Guest Presentation at Computer Modelling Group Technical Symposium, July 9-11, 2002, Calgary
6. Turta, A.T., Fisher D.B., Goldman, J, Green., K. and Maini, B.B. : "Experimental Investigation of Gas Release and Pressure Response in Foamy-Oil Depletion Tests" Canadian International Petroleum Conference June 11-13, 2002, Calgary
7. Maini, B.B, and Turta A.T. : "Role of Foamy Oil Flow in Cyclic Steam Stimulation Operations" Canadian International Petroleum Conference June 11-13, 2002, Calgary
8. Turta, A.T.: "Toe-To-Heel Oil Displacement" Presented at Canadian International Petroleum Conference, June 4-8, 2000, Calgary.
9. Singhal, A., Das, S., Goldman, J and Turta, A.: "A Mechanistic Study of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage" 2000 SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
10. Greaves, M., Saghr. A.M. Xia, T.X., Turta, A. and Ayasse, C: "Recent Laboratory Results of THAI and its Comparison with other Thermal Processes" 2000 SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
11. Turta, A., Maini, B. and Singhal A.: " Feasibility of IOR Process Applications to Heavy and Extra-Heavy Oil Reservoirs' Exploitation" Eighth Saskatchewan Petroleum Conference, Regina 17-20 October 1999.
12. Greaves, M., Saghr. A.M. Xia, T.X., Turta, A. and Ayasse, C: "THAI – New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In-Situ Upgrading" 50th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, June 14-18, 1999.
13. Turta A. : In-Situ Combustion - From Pilot to Commercial Application. Proceedings of the Field Applications of In-Situ Combustion - Past Performance/Future Application Symposium, Tulsa, April 21-22, 1994.
14. Aldea Gh., Turta A. and Zamfir M. : The In-Situ Combustion Industrial Exploitation of Suplacu de Barcau Field, Romania, The Fourth International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, August 7-12, 1988, Edmonton.

ALEX TURTA

10

Phone (403) 210-5207

15. Turta A. - Use of In-Situ Combustion as a Tertiary Oil Recovery Method at Babeni Helvetian Field, Romania, International Symposium Euromech 178. The Mechanics of Oil Recovery, The National Institute for Scientific and Technical Creation (NISTC), Bucharest, April 10-13, 1984.
16. Ionescu V. and Turta A. : The Temperature Distribution of the In-Situ Combustion Process Taking into Account the Impermeable Intercalations of the Pay Zone, International Symposium Euromech 178. The Mechanics of Oil Recovery, NISTC Bucharest, April 10-13, 1984.
17. Carcoana A., Turta A., Burger J. and Bardon C. : Balyage et Recuperation d'un Gisement d'Huile Lourde par Combustion In-Situ, Colloque Internat. sur les Techniques d'Exploitation et d'Exploration des Hydrocarbures, Paris, December 10-12, 1975.

PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE PRESENTATIONS

1. Review of the Unintentional In Situ Upgrading of Produced Oil in Some Field In Situ Combustion Projects. Invited presentation to the Shell International Symposium Hague November 2006
2. Emerging Oil Recovery Technologies: Toe-To-Heel Displacement Processes. Presented to CIM (Calgary Section), Heavy Oil and Horizontal Well Special Interest Group, on March 10th, 2005 and to CHOA on October 12th, 2005
3. Commercial Application of In-Situ Combustion. CIM (Calgary Section), Heavy Oil Special Interest Group, on June 25th, 1992, SPE India Section on March 7th, 1993, University of Bath, England, March 12th, 1993
4. Procedures to Establish the Position of the Combustion Front. Specialists Forum on In-Situ Combustion. Heavy Oil Special Interest Group of the Petroleum Society of CIM, Calgary Section, Oct. 25th, 1990.

TEACHING ACTIVITY

- Instructor for a two-day course on Heavy Oil Recovery by In Situ Combustion for Petrobras, Brazil, JOGMEC, Japan and Petronas, Malaysia in the period 2006-2008
- Instructor for a one-day course on Thermal Recovery of Heavy Oil, for: Calgary Petroleum Technology Transfer Centre, December 1996; a group of Chinese specialists in March 1996, and a Group of Egyptian Specialists at Computer Modeling Group Calgary, in May 1996.
- Instructor for a six-day course on IOR in Colombia (for ECOPETROL), November 1993. A similar course was held for the second time at Petroleum Recovery Institute, June 1995 (for another ECOPETROL group of specialists).
- Instructor for a two-day detailed course on in-situ combustion, for a research institute staff and for

ALEX TURTA

11

Phone (403) 210-5207

the Videle Oil Field staff in Romania (1987).

PROFESSIONAL NOTES

Listed in *International WHO'S WHO of Professionals*, 1997.

Listed in *Who's Who in Alberta*, First Edition, 1994-1998, Published by B & C List .