

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogada
ALICIA LLOREDA RICAURTE
allorede@lloredacamacho.com
jlcco@lloredacamacho.com

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-069914- -00014-0000

Fecha: 2012-09-19 17:18:06 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 519 TRASLADOINFORME Folios: 7

ASUNTO	Radicación	09 069914
	Trámite	011
	Evento	378
	Actuación	519- 1 6 7 0 6
	Oficio	
	Folios	07

Patente de Invención	☒	Patente de Modelo de Utilidad	☐
Vía Nacional	☐		
Vía PCT (Fase Nacional)	☒	Cap. I	☒
		Cap. II	☐

No. Solicitud Internacional PCT/CA2009/000066
Fecha de Presentación Internacional 23/Enero/2009

Como resultado del Examen de Fondo realizado, con fundamento en el Artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se comunica:

1. Documentos estudiados

Descripción:	Folios 407 a 430	10/Octubre/2011
Reivindicaciones:	Folio 431 a 437	10/Octubre/2011
Dibujos:	Folios 65 a 72	07/Julio/2009
Oposiciones:	Folios 208 a 215	14/Marzo/2011
Respuesta del solicitante:	Folios 395 a 404	10/Octubre/2011
Prioridad:	CA 2621013	13/Febrero/2008

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de Prioridad porque esta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

Título de la solicitud: "Un proceso modificado para la recuperación de hidrocarburo utilizando combustión in situ".

Expediente 09 069914 1er Art 45

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de suministrar un método para recuperación in situ de hidrocarburos que no permita la entrada de oxígeno en la porción horizontal del pozo de producción y que a su vez permita la disminución de costos y del impacto ambiental.

Para resolver este problema técnico la solicitud en estudio proporciona un procedimiento que establece un pozo de producción de forma de "L" con una porción horizontal donde se inyecta un gas oxidante y un gas no-oxidante en las cercanías de la sección vertical del pozo de producción creando un frente vertical de combustión, recogiendo así el hidrocarburo en la porción horizontal.

El objeto de la presente Solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): E21B 43/243.

4. De la Solicitud de Patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Las reivindicaciones 1, 4, 5, 6, 7, 8, 13, 14, 16 y 17 no son claras por que las expresiones "*por lo menos*", "*sustancialmente*", "*cercano a*", "*al menos*", "*camino lateral de re-entrada de la sección vertical del pozo*", "*en cercanías*", "*para aproximarse a dicha parte*", "*hasta una posición extendiéndose hasta una posición que se extiende por lo menos*", "*un poco más abajo*" y "*cerca a*" son imprecisas, por lo cual no permite distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere sustituirlas por un término preciso o un rango concreto.

La reivindicaciones 4, 12, 13 y 16 no son claras porque el término "*combinación*" hace referencia a una mezcla de diferentes gases y/o líquidos pero no se menciona la relación en peso y/o volumen de dicha composición. Se sugiere realizar la corrección necesaria.

La reivindicación 13 no es clara porque la expresión "*hasta una posición extendiéndose hasta una posición que se extiende por lo menos*" presenta falencias en la redacción. Se sugiere realizar la corrección necesaria.

Las reivindicaciones 1, 13, 10, 15, 16 y 17 no son claras porque las expresiones "*adaptada para permitir la entrada de hidrocarburo licuado al interior de dicha porción horizontal*", "*para recoger dichos hidrocarburos licuados que fluyen a dicha porción horizontal*", "*de tal manera que cause la combustión de una parte de dicho hidrocarburo en dicha reserva de hidrocarburo cerca a dicha sección vertical y de ese modo crear un frente de combustión que avance hacia afuera y lejos de dicho pozo de inyección en al menos una dirección a lo largo de dicha porción horizontal y hacia dicha parte de punta del mismo*", "*para recoger dicho hidrocarburo que fluye a dicha porción horizontal*", "*para mantener una presión positiva*", "*y entonces ayudar a evitar el ingreso de dicho gas oxidante de la reserva*", "*para mantener una presión sustancialmente positiva*" y "*de ese modo ayudar a evitar el ingreso de dicho gas oxidante de la formación a la porción horizontal*" son resultados a alcanzar, lo que no está permitido. No definen al producto porque la invención no queda definida por el resultado a alcanzar, puesto que la reivindicación incluiría no sólo la solución propuesta por el solicitante, sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado. Se sugiere remplazarlas por las características esenciales estructurales que contribuyen a la obtención de ese efecto.

Descripción (Art 28 D 486)

La Descripción aunque es clara no divulga la invención de manera suficientemente completa para que el la persona del oficio normalmente versada en la materia pueda ejecutarla al no mencionar ejemplos que muestren el efecto que tiene la invención, e igualmente no menciona parámetros como son flujos y presiones de agentes oxidantes y no oxidantes que garanticen que el oxígeno no entre al pozo de producción, asimismo no divulga la composición del medio no oxidante cuando este está combinado. Se sugiere realizar las aclaraciones necesarias.

5. Análisis de las Oposiciones

Argumentaciones de Pacific Rubiales Energy Corps.

Dice el oponente mediante apoderado visible a Fls. 208 a 215 que esta solicitud pretende obtener patente para solucionar el problema del impacto ambiental por la recuperación de hidrocarburos así como el costo generado por los sistemas de combustión in situ denominados “punta a talón” ya comprendidos en la técnica según los documentos

Referencia	Documento	Reivindicación afectada por nivel inventivo
D1	US7581587	1, 2, 5, 9, 10, 11 y 12
D2	US4598772	1, 2, 5, 9, 10, 11 y 12
D3	US4474237	2
D4	US5626191	2 y 5
D5	US4598770	5
D6	WO 00/46484	5
D7	WO 2004/007899	5
D8	US6318457	5
D9	WO 2007/095764	9
D10	US6412557	11
D11	US4110042	12
D12	US4042026	12

Indicando que la anterioridad D1 describe un método de recuperación de hidrocarburos usando combustión in situ que difiere de la reivindicación independiente 1 en la inyección de gases inertes pero que con el documento D2 se ve afectado por nivel inventivo, junto con las reivindicaciones de pendientes 2, 5, 9, 10, 11 y 12. Adicionalmente el oponente especifica que las reivindicaciones dependientes 2, 5, 9 11 y 12 se ven afectadas en nivel inventivo por las anterioridades D2 a D12 y asimismo expresa que existe error en la traducción de la expresión “*production tubing*” encontrada en la patente original en inglés.

Respuestas del Solicitante

La solicitante mediante apoderado visible a Fls. 395 a 404 como respuesta a la oposición presentada modifica la descripción sin realizar ampliación de materia de la invención, realizando correcciones a expresiones que se encontraban mal traducidas, junto con la presentación de un nuevo capítulo reivindicatorio visible a Fls. 431 a 437.

Asimismo responde a la oposición indicando que los documentos D3 a D12 no afectan el nivel inventivo de las reivindicaciones 2, 5, 9, 11 y 12 al no afectar la reivindicación independiente y que si bien la reivindicación D2 menciona la inyección de gases inertes para favorecer el aumento de la producción en el pozo mediante el método de combustión in situ, la anterioridad D1 difiere de la invención según la reivindicación 1 en que los gases de combustión salen de la reserva mediante una tubería que es concéntrica y alejada de la porción horizontal, como también que el gas oxidante se suministra en el fondo de la reserva, mientras que lo establecido en la invención es el suministro del gas oxidante en la parte superior de la reserva y la salida de los gases de combustión por el tubo de producción favoreciendo así el flujo del hidrocarburo a la superficie.

Respuesta del Examinador Técnico

Los documentos presentados en la Oposición D1 a D8 y D10 a D12 no desvirtúan el Nivel Inventivo del objeto de esta solicitud; por lo cual no se considerarán dentro del Examen de Patentabilidad ya que D1 divulga que se inyecta el gas oxidante en cercanías del talón, también menciona que los gases de combustión salen por la parte superior de la reserva por una tubería concéntrica a la tubería que inyecta el gas oxidante, y no por la tubería de producción como lo menciona la invención, y asimismo D1 no menciona la inyección de un medio no oxidante. Adicionalmente ninguno de los documentos D2 a D8 y D10 a D12 menciona el suministro de medio no oxidante por el mismo pozo de producción. Por otro lado el documento D9 se traslada en el presente concepto técnico para el análisis de patentabilidad a nivel inventivo como se reporta a continuación.

6. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de prioridad: 13 de febrero de 2008 y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Item	Documento	Título	Fecha de Publicación
D9	WO 2007/095764	Diluent-enhanced in-situ combustion hydrocarbon recovery process	30/Agosto/2007
D13	Art ¹	THAI A 'Short-distance displacement' In Situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil.	Marzo/2003

¹ Xia T. X., GREAVES M., TURTA A.T. and AYASSE C. Trans IChemE, Vol 81, Part A. 2003. Págs. 295 a 304. Fls. 438 a 441.

D9 (Fls. 341 a 372) divulga un proceso de producción de hidrocarburos con combustión in situ THAI donde se suministra un medio no oxidante en la porción horizontal del pozo de producción (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 4 a 21; Fl. 350, Pág. 8, Líneas a 22 y Fl. 370. Figura 1).

D13 divulga un proceso de producción de hidrocarburos con combustión in situ THAI y un proceso de producción de hidrocarburos con combustión in situ COSH donde el suministro del agente oxidante se realiza cerca al talón (Fl. 439, Pág. 296, Figura 2; (Fl. 441, Pág. 302, Col. 2, Párr. 4).

Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

Nivel inventivo (Art 18 D486)

La reivindicación 1 consiste en un proceso para la recuperación de hidrocarburos licuados de una reserva subterránea de hidrocarburos que incluye los pasos de:

La reivindicación 1 es larga y continúa en los Fls. 431 y 432.

Comparación de las características técnicas **esenciales**, con las del Estado de la Técnica:

Características esenciales	D9	D13
Proporcionar un pozo de producción con una porción horizontal y una porción vertical unidas por un talón, y en la punta de la porción horizontal permite la entrada de hidrocarburo licuado	Se Proporciona un pozo de producción con una porción horizontal y una porción vertical unidas por un talón, y en la porción horizontal se permite la entrada de hidrocarburo licuado (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 4 a 9)	Se Proporciona un pozo de producción con una porción horizontal y una porción vertical unidas por un talón, y en la porción horizontal se permite la entrada de hidrocarburo licuado (Fl. 439, Pág. 296, Figura 2)
Proporcionar tubería en el pozo de producción tanto en la porción vertical como en una parte de la porción horizontal	Se proporciona tubería en el pozo de producción tanto en la porción vertical como en una parte de la porción horizontal (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 20 a 21)	Se proporciona tubería en el pozo de producción tanto en la porción vertical como en una parte de la porción horizontal (Fl. 439, Pág. 296, Figura 2)
Injectar un medio dentro del pozo de producción, siendo el medio individual o en combinación, siendo el medio un gas no oxidante, vapor, agua o dióxido de carbono.	Se inyecta un medio dentro del pozo de producción, siendo el medio un gas no oxidante, vapor o agua (Fl. 350, Pág. 8, Líneas a 22 y Fl. 370. Figura 1)	No se menciona
Proporcionar un gas oxidante en un lugar cercano a dicha sección vertical de dicho pozo de producción y en una región superior de la reserva	No se menciona	Se inyecta el gas oxidante en varios sitios cerca a la porción horizontal (COSH), lo cual puede ser cerca al talón (Fl. 441, Pág. 302, Col. 2, Párr. 4)
Encender el hidrocarburo de dicha reserva cerca a dicha sección vertical del pozo de producción	Se enciende el hidrocarburo de dicha reserva (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 12 y 13)	Se enciende el hidrocarburo de dicha reserva (Fl. 439, Pág. 296, Col. 2, Párr. 2 y Párr. 3)
Recolectar el hidrocarburo en dicha porción horizontal	Se recolecta el hidrocarburo en dicha porción horizontal (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 27 y 28)	Se recolecta el hidrocarburo en dicha porción horizontal (Fl. 439, Pág. 296, Figura 2)
Extraer del pozo de producción, dicho hidrocarburo por la tubería de producción	Se extrae del pozo de producción, dicho hidrocarburo por la tubería de producción (Fl. 346, Pág. 4, Líneas 27 y 28, Fl. 370. Figura 1)	Se extrae del pozo de producción, dicho hidrocarburo por la tubería de producción (Fl. 439, Pág. 296, Figura 2)

Los documentos D9 y D13 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulgan un proceso de recuperación de hidrocarburos con combustión in situ.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el proceso de D9 consiste en que en D9 no se menciona el pozo de inyección cerca al talón.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el proceso de D13 consiste en que en D13 no se menciona el medio no oxidante que sale de la porción horizontal del pozo de producción.

El efecto que el inyectar el medio no oxidante es que no permite que el oxígeno entre al pozo de producción evitando un posible daño al pozo de producción lo que lo hace más eficiente.

Por lo tanto, el Problema Técnico Objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así “cómo modificar el proceso de producción de hidrocarburos en situ mencionado en D13 para que se evite el ingreso de oxígeno al pozo de producción y por lo tanto más eficiente”.

Sin embargo, el empleo de un medio no oxidante que es inyectado en el pozo de producción y sale por la porción horizontal de dicho pozo ya ha sido divulgado en la anterioridad D9 que se refiere a un proceso THAI de producción de hidrocarburos con combustión in situ (Fl. 350, Pág. 8, Líneas a 22 y Fl. 370. Figura 1).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría, el medio no oxidante inyectado en el pozo de producción como esta propuesto en D9 en el proceso de D13 para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud, por lo que se considera obvia.

Puesto que las reivindicaciones dependientes 2, 5, 7 a 10 y 12 no mencionan características inventivas que hagan inventiva la solicitud, tampoco se pueden considerar inventivas, ya que D9 divulga que el gas oxidante se proporciona por pozo de inyección junto a un diluyente de hidrocarburo condensado que puede ser suministrado por el pozo de inyección, se coloca un catalizador en la porción horizontal, el medio no oxidante no permite la entrada del oxígeno al pozo de producción y se tiene como gas oxidante una mezcla de oxígeno y dióxido de carbono (Fl. 370. Figura 1, Fls. 368 y 369, reivindicaciones 18 a 20, Fl. 360, Pág. 18, tabla 4). Asimismo D13 divulga que se puede suministrar el gas oxidante cerca al talón y está abierto en la punta la tubería de producción en la porción horizontal (Fl. 441, Pág. 302, Col. 2, Párr. 4; Fl. 440, Pág. 297, Figura 3 (a)).

Conclusión: Las reivindicaciones 1, 2, 5, 7 a 10 y 12 cumplen el requisito de novedad (Art. 16), pero no cumplen con el requisito de nivel inventivo (Art. 18).

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente Solicitud están afectados así:

Item	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D9	WO 2007/095764	1, 2, 5, 7 a 10 y 12	Nivel inventivo
D13	Art ¹	1, 2, 5, 7 a 10 y 12	Nivel inventivo

La reivindicaciones 3, 4, 6,11, 13, 14, 15, 16 y 17 no se encuentran divulgadas en el Estado de la técnica y tienen nivel inventivo, por lo que cumplen con los requisitos del Art. 16 y 18 de la Decisión 486, pero se recomienda modificar las reivindicaciones 1, 4, 6, 13 a 17 que se ven afectadas por claridad según el Art. 30 de la decisión 486.

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de

no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Se invita al solicitante se sirva indicar, si así lo considera, su renuncia al término faltante para sesenta (60) días y presentarla por escrito

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No. 10 de 2001.



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (C)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha
_____ 25 SET. 2012

Elaborado por: Jorge Eduardo Cortázar Gómez JEC.
Revisado por: Rosa Patricia Tellez Chavarro RA

THAI—A 'SHORT-DISTANCE DISPLACEMENT' *IN SITU* COMBUSTION PROCESS FOR THE RECOVERY AND UPGRADING OF HEAVY OIL

T. X. XIA¹, M. GREAVES¹, A. T. TURTA² and C. AYASSE²

¹IOR Research Group, Department of Chemical Engineering, University of Bath, Bath, UK

²Petroleum Recovery Institute, Calgary, Canada

The integration of reservoir processes with horizontal well technology has led to the development of 'short-distance displacement' processes for more efficiently recovering heavy oil and tar sands bitumen. THAI, 'toe-to-heel' air injection, using horizontal producer wells in a line drive configuration, creates unique operating conditions in the reservoir that have special advantages for heavy oil recovery. Similar to the SAGD (steam assisted gravity drainage) and VAPEX (vapour extraction) processes, the distance that the mobilized oil has to travel to the producer well(s) in THAI is short (typically a few metres), compared with the long-distance (hundreds of metres) in a conventional flood pattern. SAGD, VAPEX and THAI are, therefore, classified as 'short-distance displacement' processes. In THAI, a gravity-assist mechanism exists by virtue of the mobile oil zone that develops immediately ahead of the combustion front. This occurs in a heavy oil reservoir when the vaporized oil and gases are prevented from communicating through the downstream oil zone and, instead, are forced to flow down into the exposed part of the horizontal producer well in line drive, i.e. short-distance displacement. The gravity-assist prevents gas override, ensuring an upright combustion front and hence a stable process. Three-dimensional combustion cell tests using heavy Wolf Lake (Alberta) oil have revealed the essential characteristics of THAI. The short-distance displacement provides for constant, stable process conditions in THAI. The thermal sweep efficiency of the process is very high and virtually all of the oil in the zones contacted by the combustion front is produced, except for the small fraction consumed as fuel. The potential oil recovery is very high compared with other processes. It also produces thermally upgraded oil, with an increase of 5–7 API points.

Keywords: in situ combustion; heavy oil; air injection; horizontal wells; downhole upgrading.

INTRODUCTION

In situ combustion (ISC) is achieved by burning a small fraction of the oil in the reservoir in order to enable flow of the unburned fraction. The history of *in situ* combustion for heavy oil recovery can be traced back to the turn of the twentieth century in the USA (Sarathi, 1998). ISC is a thermal enhanced oil recovery (EOR) process which uses air injection for improving oil recovery (Lake, 1989; Burger *et al.*, 1985). Because of the strong exothermic oxidation reactions between hydrocarbons and oxygen, oxygen is consumed to produce flue gases and, at the same time, the temperature of the oil-bearing matrix is greatly increased. ISC is particularly favourable for heavy oil reservoirs because the increase in temperature reduces the oil viscosity by several orders of magnitude.

By generating the thermal energy *in situ* in the reservoir, ISC has many advantages over other heavy oil EOR processes, such as a high efficiency in terms of heat utilization, highly efficient displacement drive mechanism,

and less total environmental impact (Moore *et al.*, 1997). This technology has been extensively studied in both the laboratory and the field. However, the conventional ISC process has not achieved general acceptance due to many apparent failures, mainly to do with inappropriate reservoir application and poor control of the process.

The most significant operational problems affecting recovery from heavy oil reservoirs using vertical-vertical well pattern *in situ* combustion are:

- (1) gravity segregation, or gas overriding, due to the difference between the gas and oil densities;
- (2) channelling, due to unfavourable rock heterogeneity;
- (3) unfavourable gas/oil mobility ratio;
- (4) difficulty in regaining a high temperature combustion mode, once it has slipped into a low temperature oxidation (LTO) mode, due to insufficient oxygen flux.

In conventional ISC, oil is mobilized ahead of the combustion front and displaced into the colder downstream

regions of the reservoir. The distance between the mobile oil zone (MOZ) and the producer well(s) is of the order of hundreds of metres, depending on the well spacing. Therefore, conventional ISC is classified as long-distance displacement (Figure 1). It is an arrangement which does not guarantee success, since the increased oil saturation, or oil-banking, nearer to the production wells, and also possible formation of emulsions, can lead to a severe loss of gas injectivity. Failure to supply sufficient air injection flux to maintain the process in a HTO (high-temperature oxidation) mode, has been one of the main causes for failure of the ISC process in the past. Paradoxically, if the gas flux is too high, this can cause gas overriding, leading to oxygen breakthrough at the production wells. Of course, as with any recovery process, it is also extremely important to make the correct choice of reservoir in which to apply it.

The development of advanced, high-efficiency, oil recovery processes is a necessity, if the trapped oil in a whole spectrum of oil reservoirs is to be economically produced. Examples already exist of recoveries at the level of 50% using steam assisted gravity drainage (SAGD), and even higher for miscible solvent flooding in light oil reservoirs.

The superiority of SAGD, compared with other steam processes, is manifested primarily in its gravity-assist mechanism, which allows a stable steam chamber to grow. The oil, which is mobilized at the steam-oil interface, drains down towards the horizontal producer well. The mobilized oil only flows over a short distance (a few metres) before it enters into the horizontal producer well.

To develop a new (advanced) ISC technique, the key point is to create a short flow path for the mobile oil ahead of the combustion front to be drawn into the producer well.

THAI—'Toe-to-Heel' Air Injection

THAI is a new EOR process, which integrates *in situ* combustion and advanced horizontal well concepts (Greaves and Turta, 1997). The main feature of the THAI process is that it uses a horizontal producer well instead of a vertical producer well (conventional ISC). Also, the toe of the horizontal producer is positioned close to the injection point. Thus, the combustion front propagates along the

horizontal production well, from the 'toe' position, to the 'heel' (Greaves *et al.*, 1993; Greaves and Al-Shamali, 1995, 1996).

The concept of THAI is represented by the schematic in Figure 2 (Greaves and Xia, 1998; Greaves *et al.*, 1999, 2001), and shows the combustion front traveling like a 'moving window'. Thus, a horizontal producer well is positioned in a line drive in the reservoir and air is injected via a vertical injection well (VIHP), or a horizontal well (HIHP). This well configuration can be extended through the reservoir in a direct staggered line drive by employing additional horizontal producer wells. In a field application, vertical wells are preferred for injection for safety reasons, using a 2VIHP configuration. However, in physical model laboratory studies, HIHP is considered to be the baseline well combination for the process.

The basic mechanism of THAI process for heavy oil recovery is the same as for the conventional ISC process, i.e. burning of a heavy residue, or coke fraction, produces the heat required to increase the temperature of the oil-bearing formation, reducing the *in situ* oil viscosity, and thereby, increasing oil mobility. The fuel for the combustion reactions (mainly coke) is generated ahead of the combustion front by thermal cracking of heavy residue (asphaltenes, resins and aromatics).

On the other hand, the pathway for oil displacement in THAI is radically different from that in conventional ISC processes. Because of the high oil viscosity in the downstream, cold region of the reservoir, the mobilized oil ahead of the combustion front (and coke zone) is drawn down into the exposed section of the horizontal well, immediately below. Thus, THAI is a 'short distance displacement' process. Like SAGD and VAPEX (vapour extraction), the mobilized oil does not pass through the cold (high viscosity oil) region, but takes the shortest pathway to the horizontal production well (Figure 2).

The coke zone (Figure 2), provides the fuel for the *in situ* combustion process. It is formed immediately ahead of the combustion front as a result of the precursor processes leading to oil displacement, including vaporization and thermal cracking. During the stabilized operating period, all of the fluids which are eventually produced (gas, steam, oil) pass through the MOZ, and area drawn down under forced flow into the exposed section of the horizontal producer well. Near the draining edge of the MOZ, at the

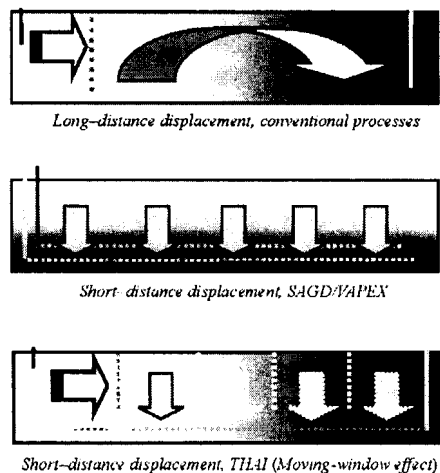


Figure 1. Long and short displacement processes.

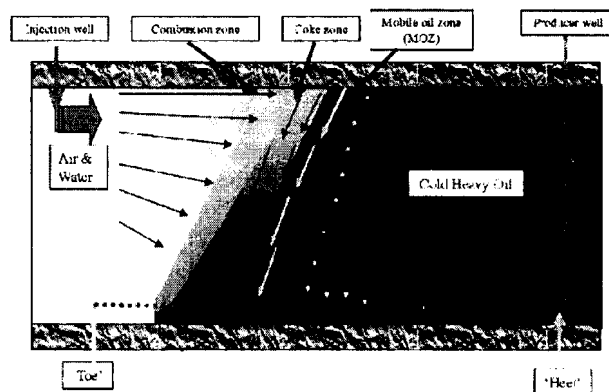


Figure 2. THAI—'toe-to-heel' air injection process.

boundary with the cold oil region, the oil is draining mainly by gravity.

Bypassing of air (oxygen) directly to the toe-position of the horizontal producer well does not occur in the THAI process. This is explained by reference to Figure 3. Prior to startup, gas communication paths are created (if needed) between the injectors (2VIHP), and between the injector(s) and the horizontal producer well by steaming. At start-up, high temperature ignition ($>500^{\circ}\text{C}$) is started in a small zone (chamber) near the top of the oil layer. As the air injection rate is increased, the combustion front expands outwards, away from the injection well (Figure 3a). A stable process condition exists (no oxygen channelling through to the horizontal producer well), because high oxidation utilization is achieved in the combustion zone burning at high temperatures in the top of the oil layer. As the combustion front extends and moves further away from the injection well region, heat conduction into the downstream oil region causes the MOZ to develop and increase in size. The stability of the THAI process now depends on two key factors: (1) a high temperature burning zone ($450\text{--}650^{\circ}\text{C}$), which is more advanced in the top part of the oil layer, exhibiting a type of controlled (stable) gas overriding; and (2) a seal in the horizontal producer well. In SAGD and VAPEX, there is a liquid seal between the injector and producer, or in the producer well itself. This is not the case in THAI, because the process operates at high GOR's (gas oil ratio) of the order of 10–80 at reservoir conditions. It is therefore possible for heavy residue at the bottom region of the coke/MOZ (Figure 3b), to drain into the horizontal well. As the temperature near the horizontal well begins to increase, the heavy residue inside the well becomes heavier, or is thermally cracked to form coke. It is postulated that this heavy residue, or coke, acts like a gas seal in the horizontal well, preventing air (oxygen) channelling through from behind the combustion front. The process of sealing is considered to be dynamic, due to the increasing temperature effect from the advancing combustion front. A gas seal is therefore continuously being formed, close to the bottom edge of the coke layer and adjacent MOZ.

The short displacement feature of THAI means that gas communication/connectivity is easily established and maintained, so that early oil production is achieved. The overall

sensitivity of the process to reservoir heterogeneity effects is also significantly reduced, since the combustion and oil displacement processes are effectively taking place in a small section of the reservoir.

Another potential advantage of THAI is the robust degree to which the air flux can be varied during operation. Since air injectivity into the reservoir actually increases, owing to depletion in the burned region, a high air flux can be employed to maintain oil production at the desired rate. Not least, using a high air flux maintains the process in an HTO mode, avoiding the complication of LTO reactions.

Furthermore, the thermal upgrading of heavy oil *in situ* is preserved in THAI. The high temperature ($>500^{\circ}\text{C}$) created by the combustion zone promotes thermal cracking of high molecular weight hydrocarbons. Thermally cracked oil is drawn down into the exposed section of the horizontal well, producing lighter oil from the heavy oil reservoir.

All of these features are very desirable for oil recovery, but there are also benefits for oil transportation and downstream refining. The main benefits of the 'toe-to-heel' air injection process are listed in Table 1.

All previous experience with *in situ* combustion in conventional VIVP air injection processes, now classified as HTO-IAF high temperature oxidation (immiscible air

Table 1. Potential benefits of THAI for heavy oil recovery.

- Gas override is controlled, resulting in a quasi-upright *in situ* combustion front
- High air flux maintain process in HTO mode, avoiding LTO reactions
- High sweep efficiency, related to the absence of any gas coning (channelling) in the producer
- Process produces significantly lighter oil because thermally upgraded oil is preserved
- Significant environmental benefits due to *in situ* removal of sulphur and heavy metals
- Unique mobile oil zone downstream of the combustion front reduces sensitivity (preferential advancement) to reservoir heterogeneity in the virgin zone, mainly for extra-heavy reservoirs
- Fluid injectivity is increased due to higher permeability in the burned out zone and production of mainly upgraded and heated oil.
- Front tracking capability via 'toe-to-heel' propagation with tight control
- For a commercial line drive operation, for a fixed well pattern, the number of wells is reduced to almost half owing to their use first as producers and then as injectors

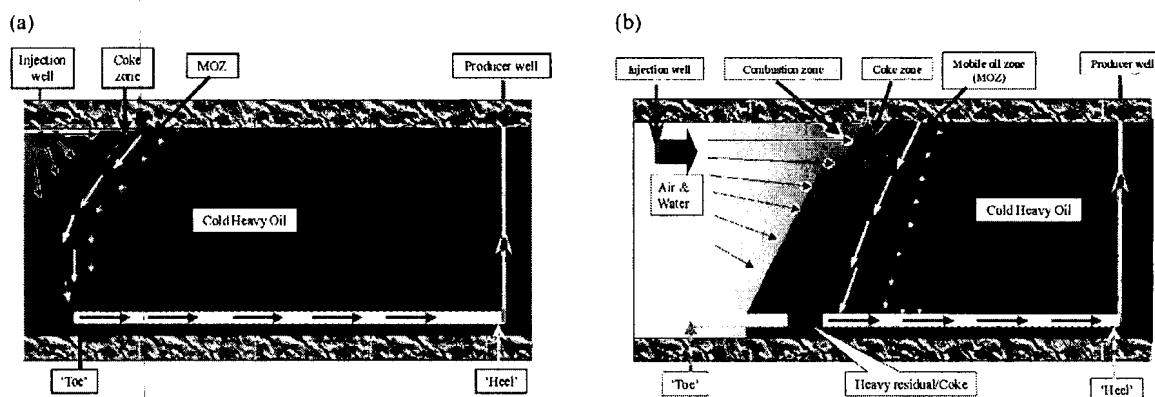


Figure 3. THAI: start and stabilized operating periods. (a) Startup phase; (b) Stabilized operating phase.

will contain a much higher residual oil content. Furthermore, in both the dry and wet 3-D combustion experiments, the volume of clean burned sandpack represents only about 38–43% of the total volume of the sandpack. Since the oil recovery is very high at 85% OOIP, this strongly indicates that the high temperature front created by *in situ* combustion plays a major part in the displacement of the heavy oil.

Oil Upgrading

A potential major advantage of THAI is its ability to capture and preserve almost the full extent of the thermal upgrading achieved by thermal cracking and distillation. This is because the mobilized fluids ahead of the combustion front are produced directly into the exposed section of the horizontal producer well, rather than being displaced and banked-up in the colder downstream regions of the reservoir, which is the situation in a conventional *in situ* combustion process. Figure 13 shows the variation of the API gravity for samples of produced oil collected during the experiments. The trends overall are similar during the dry and wet combustion experiments, except that the level of upgrading is somewhat higher during the later stages of the wet combustion. Overall, the upgrading is approximately 5–7 API points above the original crude value. This is a very significant in terms of the potential economic value of the produced oil.

It is well known that *in situ* combustion is an extremely complex process, owing to the reservoir properties, the chemical reactions of cracking and burning of the oil and, not least, because of multiphase fluid flow in the porous medium. Most previous laboratory research on *in situ* combustion was conducted using combustion tubes. Since the information obtained from combustion tube tests is essentially one-dimensional, it is therefore not possible to use this type of information to elucidate the 3-D characteristics of the problem.

Based on the results obtained from the present experiments, it is clear that the high temperature combustion front in THAI plays two important roles in oil displacement: (1) reducing the viscosity of the heavy oil to increase its mobility; and (2) cracking of the immobile, high boiling point components into lighter, lower viscosity, mobile products. The thermal cracking reactions, which produce lighter oil, are not only beneficial for upstream operations, but they are also essential in the *in situ* combustion process, in order to achieve high oil recovery.

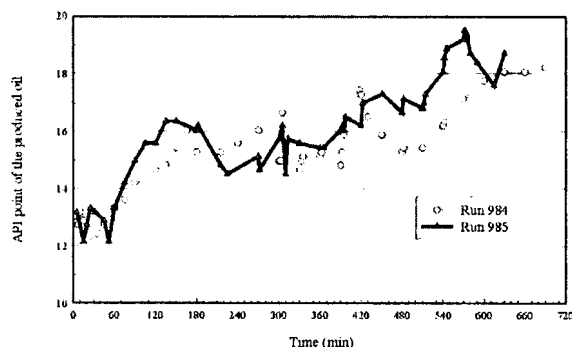


Figure 13. Thermal upgrading of produced oil in THAI.

In a stable combustion process, the fuel consumption is usually about 10% OOIP. In the data presented by Freitag and Exelby (1998), the residual oil saturation downstream of the combustion front was high (30–50%) and the oil recovery was about 55–60% OOIP in their combustion tube test using Wolf Lake oil. The high oil recovery in THAI is connected to the contributions in points (a) and (b) above. The ‘controlled gas override’ effect makes it possible to achieve near 100% thermal sweep.

By creating a ‘short-distance displacement’ for the mobilized oil ahead of the combustion front, the thermal upgrading of heavy oil is almost completely preserved. This unique feature of the THAI process makes it superior to other thermal EOR methods. In order to fully understand the mechanism of oil upgrading, it is necessary to distinguish between the effects of vaporization and cracking of the oil.

Comparison with Other EOR Processes

Other EOR processes, which use horizontal wells are COSH (Combustion Override Split-Production Horizontal Well), SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) and VAPEX (Vapour Extraction).

COSH

COSH is an *in situ* combustion process, which uses a horizontal well as a producer. The air is injected through several vertical injectors located above and close to the horizontal producer well (Kisman and Lau, 1993). Special gas production wells are located laterally in relation to the horizontal production well. These are designed to collect combustion gases and thereby discourage production of flue gases via the horizontal production well. The main disadvantages of this process are: (1) the control of several *in situ* combustion fronts intercepting the same horizontal producer is extremely difficult (and this has not yet been reported, even for the laboratory scale); (2) it requires special gas collection wells (more expensive); and (3) it does not create favorable conditions for *in situ* upgrading.

SAGD

SAGD is a very unconventional process. It is not a displacement process, like in the conventional five-spot, seven-spot or other pattern configurations. It uses a modified two-spot configuration, in which two horizontal wells are placed parallel (one on top of the other), located in the lower part of the formation. The injection well is placed 2–10 m above the production well. The two wells do not span the entire drainage area. The main idea is that steam creates a steam chamber; and the heated oil flows towards the production well by gravity.

Of all short-distance processes, SAGD is the only one that has been field tested since it was originally conceived (O’Rourke *et al.*, 1997). Presently, there are more than 20 field pilots either planned or being tested. The DOVER process (former UTF) is in a semi-commercial phase (O’Rourke *et al.*, 1997; Komery *et al.*, 1998); a commercial application is already planned for the DOVER project. The time gap between field testing and the start of commercial application is rather long, compared with some other EOR developments. The explanation for this may reside in the fact that SAGD is a very complex and labour-intensive