



No. 06-128697- -00025-0000

Fecha: 2011-08-25 14:46:09 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 329 CTOINFORMACION Folios: 18

SEÑORES

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

E.

S.

D.

RE.: COMPLEMENTO DE INFORMACION

EXPEDIENTE N° 06-128697

ACTOR: ECOPETROL S.A.

Dilia Rodriguez D'Aleman, mayor de edad, identificada con cédula de ciudadanía N° CC. 41.654.882 de Bogotá y con tarjeta profesional de abogado 20824 del Consejo Superior de la Judicatura, obrando en mi condición de apoderado de la sociedad **ECOPETROL S.A.**, me permito solicitar dar curso a lo siguiente:

1. FUNDAMENTOS DE LA COMUNICACIÓN

1.1 LA INVENCION REIVINDICADA ES DEMASIADO AMPLIA

Respecto a la invención como se reclama, mi mandatario quisiera anotar que la misma es extremadamente amplia y abarca materia que va más allá del alcance real de la solicitud, llegando incluso a cubrir alternativas futuras que no fueron divulgadas en la solicitud inicialmente presentada ante la SIC.

Como se puede observar en el aparte "CAMPO DE LA INVENCION", el solicitante establece claramente que la invención se relaciona con "*el proceso de seguridad y productividad mejorados*", por lo que el encabezado de la reivindicación 1 claramente excede el objeto de la invención original al reclamar "*Un proceso de combustión in situ para la extracción de hidrocarburos líquidos de una reserva subterránea*".

En un principio, el enfoque de la invención era subsanar un problema de seguridad existente en los sistemas de combustión in-situ conocidos en el estado de la técnica. Esto se ve reforzado por lo establecido en los ANTECEDENTES DE LA INVENCION, donde el solicitante claramente dice "*De importancia es la seguridad de los procesos THAITM y CAPRITM con respecto a la entrada de oxígeno al pozo horizontal, lo que causaría petróleo ardiendo en el pozo y una temperatura extremadamente alta que destruiría el pozo*", y más adelante dice "*Lo que se necesita es un método que aumente la tasa de inyección de gas oxidante al mismo tiempo que prevenga la entrada del oxígeno al tramo horizontal del cilindro del pozo. Este invento da cuenta de dicho método.*"

Así mismo, el solicitante establece que "*Se descubrió que ambos métodos de agregar vapor a la reserva proveían ventajas con respecto a la seguridad de los procesos THAITM al reducir la tendencia del oxígeno a entrar a pozo horizontal*". Más adelante, en el aparte relacionado con la descripción detallada de la invención, el solicitante procede a presentar ejemplos en los que se muestra que la inyección de vapor reduce la

presencia de oxígeno en el interior de la porción horizontal del pozo de producción. Así mismo, los ejemplos evidencian que la inyección de vapor en la cercanía de la punta del tramo horizontal es la mejor opción para eliminar la presencia de oxígeno en dicho tramo horizontal.

En vista de lo anterior y a la luz de lo descrito en la invención, es claro que el objeto de la misma no es, como se establece en el encabezado de las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17, un proceso de combustión in situ sino un método para reducir o eliminar la presencia de oxígeno en el tramo horizontal de un pozo de producción mediante la inyección de vapor de agua en la porción de punta de dicho tramo horizontal. Por lo tanto, el solicitante debe corregir el capítulo reivindicatorio para ajustarlo al objeto real de la invención.

1.2 ESTADO DE LA TÉCNICA

En adición a lo anterior, es también necesario observar que la invención como se reclama en las reivindicaciones independientes 1, 13 y 17 ya había sido divulgada prácticamente en su totalidad mucho antes de la fecha de prioridad de la presente solicitud. De hecho, el solicitante de la patente de la referencia también es propietario de las siguientes patentes en Estados Unidos:

- 5,626,191
- 6,412,557
- 7,841,404
- 7,493,952
- 7,493,953

Todas ellas relacionadas con procesos de combustión in situ donde se emplea una configuración de pozo de producción con una porción sustancialmente vertical y una porción sustancialmente horizontal junto con un pozo de inyección ubicado cerca del pozo de producción. Por lo tanto, la tecnología reclamada por el solicitante sólo se diferencia de los documentos citados **por la presencia de un tubo de inyección para llevar vapor de agua a la porción de punta del tramo horizontal del pozo de producción.**

De la forma en que se encuentran redactadas las reivindicaciones, es claro que el solicitante está buscando recuperar la protección de materia que ya había sido protegida y, en algunos casos, cuya protección ya había caducado. Tan es así, que el presente capítulo reivindicatorio no solo excede el objeto de la solicitud como se establece en el punto anterior, sino que además busca prolongar la protección de una tecnología que ya hace varios años perdió sus derechos.

1.3 EL PROCESO REIVINDICADO CARECE DE CLARIDAD

El capítulo reivindicatorio modificado en respuesta al concepto técnico No. 1293 carece de claridad porque no define de manera precisa el alcance de la invención.

Las reivindicaciones independientes hacen referencia a un proceso que incorpora al menos un pozo de inyección y al menos un pozo de producción, donde la expresión “al menos” no solo cubre la invención propuesta por el solicitante, sino además abarca cualquier solución futura que incorpore más pozos de inyección que pozos de producción, o más pozos de producción que pozos de inyección. Como esa Superintendencia puede verificar, de ninguna manera esta posibilidad está definida en la solicitud radicada originalmente.

De igual manera, expresiones tales como “sustancialmente horizontal”, “sustancialmente vertical” o “sustancialmente perpendicular” no definen de manera específica la orientación de las diferentes partes del sistema. La expresión “sustancialmente”, como tal, tampoco se encuentra debidamente sustentada por la descripción ya que allí no se hace mención alguna al significado que se le debe dar a esta palabra dentro del contexto de la invención. Por lo tanto, el uso de dichas expresiones le permite al solicitante abarcar modalidades completamente diferentes a las contempladas en las tecnologías THAI® y CAPRI®, que son las tecnologías que está tratando de mejorar de acuerdo a lo afirmado en el preámbulo de la descripción.

Por último, las reivindicaciones independientes hablan de inyectar agua o un gas no oxidante a través de la tubería que se inserta por el pozo de producción y llega hasta la punta de la sección horizontal del mismo. La inyección de agua y de gases no oxidantes no se encuentra debidamente sustentada en la descripción, ya que en ésta última solo se menciona que la seguridad dentro del pozo se mejora cuando se inyecta vapor de agua, por lo que la inyección de agua o gases no oxidantes tiene otros fines que no corresponden a los mencionados como parte del problema objetivo a resolver. Esto demuestra una vez más la intención del solicitante de extender el alcance de su invención a materia ya conocida y, como se demuestra a continuación, ampliamente utilizada en el campo técnico correspondiente, mucho antes de la fecha de prioridad de la solicitud en estudio.

1.4 EL PROCESO REIVINDICADO CARECE DE CLARIDAD

Patentes radicadas en Colombia relacionadas con el tema de Combustión in-situ

TÍTULO	TITULAR	FECHA DE RADICACIÓN	PAIS DE RADICACIÓN	ESTADO DEL PROCESO
Proceso de combustión in situ mejorado en yacimiento petrolero	Archon Technologies Ltd	22 de diciembre de 2006 en Colombia (prioridad 7 de junio de 2005) Publi. 18-Dic.2007	Colombia Num. 06-128.697	Evaluación de Fondo (Julio-2010) – Impulso Procesal (Dic-2010)
Proceso para recuperación de combustión de hidrocarburos in situ con diluyente enriquecido	Archon Technologies Ltd	26 septiembre de 2008 en Colombia .	Colombia Num. 08 102772	ABANDONADA – 30 abril de 2009
proceso de combustión in-situ mejorado en yacimiento petrolero	Archon Technologies Ltd	26 septiembre de 2008. en Colombia. Publi. 18 agosto -	Colombia Num. 08 -10277	EXAMEN DE FONDO

		2010		
Tecnologías emergentes para optimizar la recuperación en yacimientos de crudos pesados.	Pacific Rubiales Ltda.	21 de agosto de 2009 en Colombia. Publi. 20 octubre-2010	Colombia Num. 09-088072	ETAPA DE OPOSICIÓN
Un proceso modificado para la recuperación de hidrocarburo utilizando combustión in situ	Archon Technologies Ltd.	7 julio de 2009. en Colombia. Publi. 20 agosto - 2009	Colombia Num. 09 - 69914	EXAMEN DE FONDO

Patentes en Australia

2006-AU2002212320B2 - IN-SITU COMBUSTION FOR OIL RECOVERY

Patentes en Gran Bretaña

1987-BR8604176A - PROCESS AND APPARATUS FOR MONITORING AND CONTROLLING THE FLAMMABILITY OF GAS FROM AN IN-SITU COMBUSTION OIL RECOVERY PROJECT

Patentes en Canadá

1958-CA561980A - METHOD OF OIL RECOVERY BY IN SITU COMBUSTION

En la industria del petróleo, uno de los métodos para extraer el crudo de los yacimientos una vez se ha agotado su energía inicial es la recuperación por medio de tecnologías de recobro mejorado. Entre estas se encuentran la inyección cíclica e inyección continua de vapor como procesos térmicos y combustión in situ, el cual está catalogado por algunos autores como proceso térmico y por otros, como proceso de desplazamiento. Estos métodos se aplican a los yacimientos cuando su explotación primaria o secundaria no es económicamente atractiva.

Los métodos de recuperación mejorada han tenido algunas variantes en la manera como se configuran los pozos en el yacimiento. Lo anterior se debe a la aparición de la tecnología de pozos horizontales a mediados de los años 80, la cual ha sido aplicada por Ecopetrol en muchos de sus campos de petróleo. En este informe se sustenta la utilización en Colombia y el mundo de los pozos horizontales en procesos EOR y producción primaria.

Ecopetrol S.A. tiene contemplado aplicar la tecnología de inyección de aire en algunos de sus campos de petróleo, con la finalidad de incrementar el factor de recobro y así contribuir a las metas propuestas para el año 2015, la cual es producir diariamente un millón de barriles equivalentes de crudo. A la fecha, el Instituto Colombiano del Petróleo está trabajando en un proyecto piloto de inyección de aire en el campo Chichimene formación T2, en el cual se va a aprovechar el buzamiento de la formación y la correspondiente naturaleza segregada del proceso.

ANTECEDENTES.

Ecopetrol ha investigado, con herramientas de modelamiento analítico y numérico, el desempeño de los procesos de combustión in situ. Estas investigaciones han sido aplicadas a algunos de sus activos de crudo pesado; los resultados se encuentran consignados en los siguientes documentos, los cuales son publicaciones y/o estudios realizados en años anteriores:

Guerra Aristizábal José y Grosso Vargas Jorge. "Modeling segregated in situ combustion processes through a vertical displacement model applied to a Colombian field". CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3 Núm. 1 Dic. 2005.

En 2005, José Julián Guerra Aristizábal y Jorge Luis Grosso Vargas realizaron el modelamiento segregado (favorecido por el efecto de la gravedad) en procesos de combustión in situ a través de un modelo de desplazamiento vertical aplicado al Campo Castilla.

Se resalta que procesos de combustión segregada in situ corresponden a procesos convencionales de combustión en yacimiento con un componente de flujo segregado. Tres de estos procesos son Top/Down combustión, combustión override Split-production horizontal well y toe-to-heel air injection.

El modelo analítico creado se empleó para describir el desempeño del proceso en una formación corresponde a una estructura anticlinal fallada al oeste. Se establece una fila de 7 inyectores, localizados en el tope de la estructura y dos pozos productores localizados corriente abajo a aproximadamente 700 pies de los inyectores (Figura 1). El patrón desarrollado tiene un área de 46 acres y fue considerado solo un piloto patrón para los cálculos.

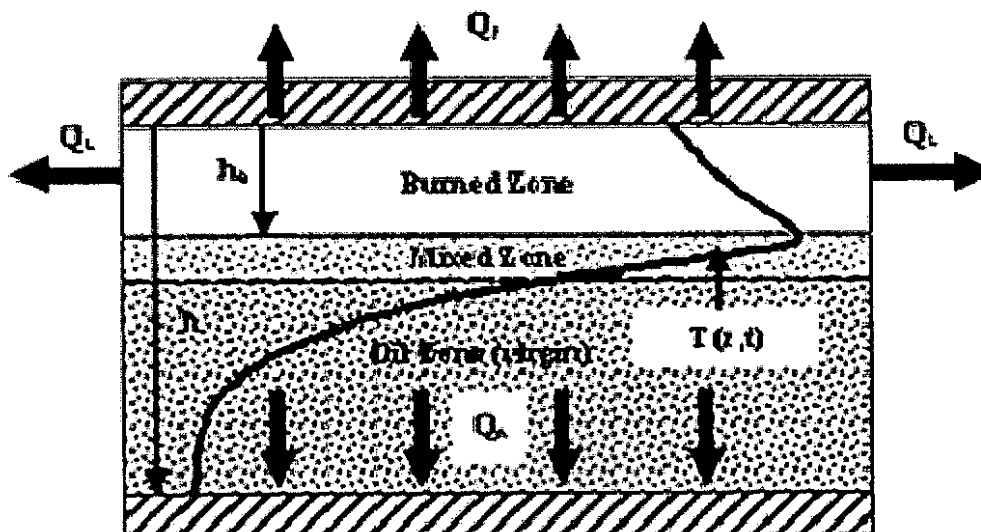


Figura 1. Distribución de zonas en el modelo

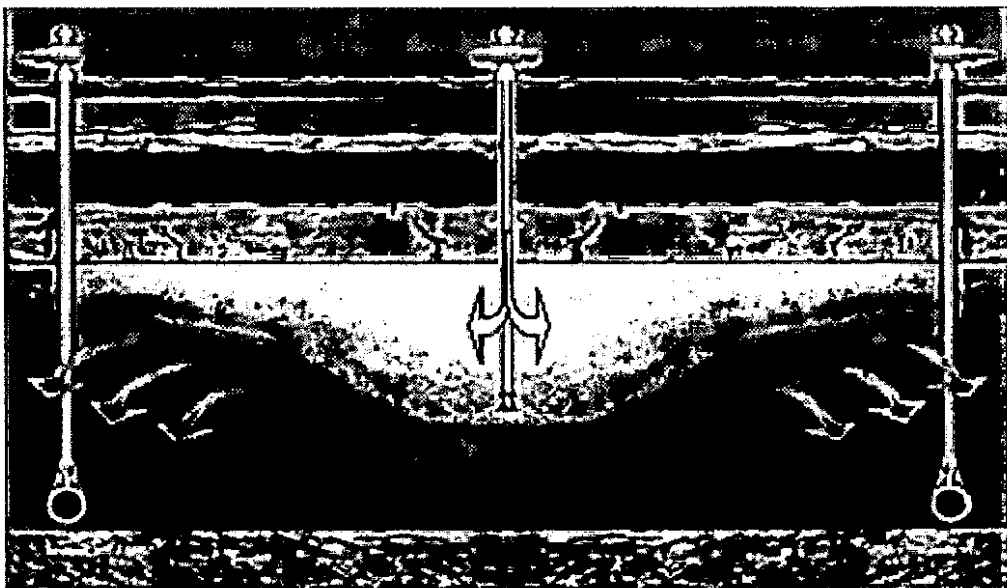


Figura 2. Esquema de un proceso segregado de combustión in situ.

Como resultado arrojado en el desarrollo de este modelo, se tiene que los pozos horizontales favorecen el proceso de combustión segregado, produciendo el aceite localizado debajo de una superficie de combustión y retrasando la irrupción del aire. Este proceso toma ventaja de fenómenos como la segregación gravitacional y expansión de la capa de gas para estabilizar la superficie de combustión. De esta forma se incrementa la eficiencia de barrido y el tamaño del frente de combustión.

Trabajo grado: Guerra, J.J., 2003. "Diseño de un proceso de combustión segregacional in-situ, para estructuras anticlinales con alto grado de buzamiento, incorporando tecnologías de pozos productores horizontales". *Tesis de Pregrado*, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 340 pp.

H.H., Rodriguez, Soto, C., Perez, E., Florez, A., Rojas, N., Guerrero, U., Mejia, J.C. "Estudio De Pre-Factibilidad Tecnico Economica De La Aplicación De Metodos De Recobro Mejorado En La Formacion T2 Del Campo Chichimene", Instituto Colombiano de Petróleo, 2004.

En este estudio se realizó una pre-factibilidad técnico económico de la aplicación de métodos de recobro mejorado en la formación T2 del campo Chichimene. Desde el punto de vista de caracterización del yacimiento, se realizó la simulación numérica en producción primaria para el campo Chichimene formación T2, realizándose el ajuste histórico del hasta entonces el único pozo en desarrollo y evaluándose diferentes escenarios de producción para este pozo.

Finalmente y mediante tecnología de punta con el software de simulación STARS se cuantificó cual sería 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. Se elaboró el análisis de pre-factibilidad técnico-

económica para evaluar la viabilidad de desarrollar un piloto en el área de estudio, con resultados muy prometedores que pueden abrir la ventana de viabilidad comercial para la explotación de esta formación.

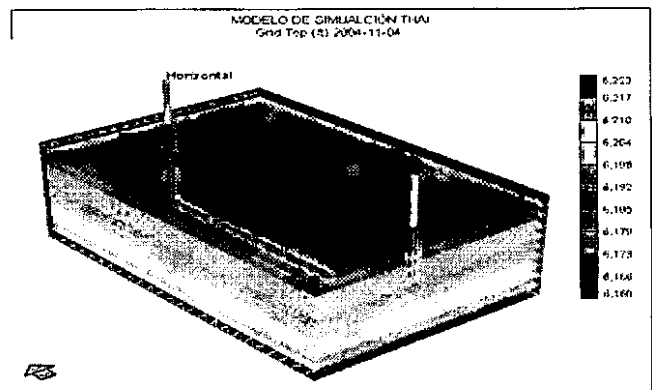


Figura 3. Modelo THAI. Convencional

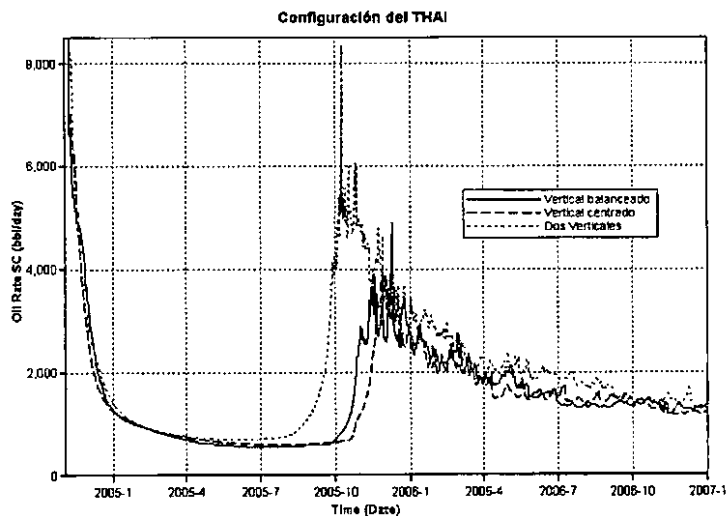


Figura 4. Configuración THAI Vs Producción diaria.

UTILIZACIÓN EN COLOMBIA Y EN MUNDO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS QUE INVOLUCRAN LOS ARREGLOS DE POZOS PARA EOR Y POZOS HORIZONTALES.

En este aparte se mostrará las nuevas tecnologías desarrolladas en los últimos años y la forma en que estas han permitido el desarrollo de nuevas tecnologías de producción para la optimización del factor de recobro en los yacimientos.

Nuevas tecnologías.

Según Maurice B. Dusseault, profesor de Ingeniería Geológica en el Departamento de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Waterloo en Ontario,

Canadá, las principales nuevas tecnologías que ha afectado positivamente la industria de crudo viscoso en los últimos años en Canadá son:

- Tecnologías de pozos horizontales para aplicaciones someras (<1000 m), frecuentemente combinada con drenaje gravitacional.
- Producción en frío usando largos pozos horizontales, frecuentemente combinado con multilaterales, con longitudes agregadas que exceden varios kilómetros.
- Procesos de empuje gravitacional, particularmente SAGD. (Steam-Assisted Gravity Drainage), VAPEX (Vapor-Assisted Petroleum Extraction), and IGI (Inert Gas Injection), all using horizontal wells to establish stable, gravity-assisted oil recovery.
- Cold Heavy Oil Production with Sand, o tecnología CHOPS, donde se propicia la producción de arena y se maneja como medio de mejorar la productividad del pozo.
- Nuevo desarrollo en estimulación cíclica de vapor (CSS) y el advenimiento pozos horizontales CSS.
- Mejoramiento tecnológico de flujo de pulso de presión.

En las dos últimas décadas, se han hecho importantes esfuerzos de los investigadores para entender las causas de las fallas y el éxito en el pasado de los proyectos CIS. Al mismo tiempo, la industria de crudo pesado ha evolucionado significativamente. Dos tecnologías muy notables que ahora están en amplio uso, concretamente pozos horizontales y nuevas tecnologías de bombeo, especialmente bombas de cavidad progresiva (PCP) que han dado mucho mas acceso a yacimientos de bitúmenes y crudo pesado y los fluidos aquí contenidos. Además, la investigación activa y la aplicación de inyección de aire en yacimientos de crudo convencional (livianos) han aportado información importante adicional sobre el proceso combustión in situ con crudos pesados.

Las figuras 5 y 6 muestran el estatus de los métodos de recobro en comparación con la tecnología de perforación para los años 1985 y 2008, respectivamente. Se observa el gran desarrollo de los métodos de recobro con el desarrollo de los pozos horizontales.

Pozos horizontales	X	X
Pozos verticales	Estimulación cíclica de vapor	X
	Térmico	No térmico

Figura 5. Tecnología de recuperación de crudos viscosos, 1985. Fuente: M. Dusseault.

Pozos horizontales	SAGD* HCS* THAI™?	Cold Flow* +PPT VAPEX? IGI*...?
Pozos verticales	Estimulación cíclica de vapor	CHOPS* , PPT
	Térmico	No térmico

Figura 6. Estatus de la tecnología en 2008. Fuente: M. Dusseault

* Las tecnologías en negrilla son completamente comerciales.

Pozos horizontales

Los grandes avances alcanzados en la tecnología de perforación, han permitido la culminación exitosa de un sin número de pozos horizontales y multilaterales en el mundo. El principal objetivo que se persigue con este tipo de pozos es mejorar la producción primaria mediante un incremento en el área de contacto con el yacimiento a fin de acelerar el recobro de hidrocarburos.

En el caso de yacimientos que presentan un acuífero de fondo o capa de gas, la utilización de los pozos multilaterales permite reducir el impacto de la bonificación, lo cual se ve reflejado en menores costos de operación. En combinación con los métodos de recobro mejorado, estos pozos pueden proveer un mayor volumen de hidrocarburos a un menor costo. En la figura 7, se presenta un ejemplo de pozos multilaterales.

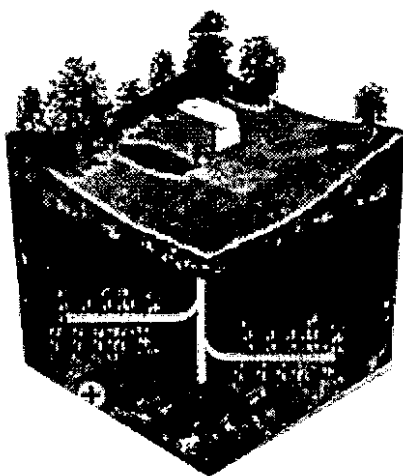


Figura 7. Pozos multilaterales. Fuente www.heavyoilinfo.com

3.2.1. Antecedentes históricos.

A comienzos de los años 60, muchos estudios fueron realizados en la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas para evaluar la productividad de sistemas complejos de drenaje. Ellos establecieron las bases para determinar el índice de productividad de los pozos, aislados o en grupos. En ese entonces varios pozos horizontales fueron perforados con gran dificultad. Las principales dificultades estaban relacionadas con la localización de la sección horizontal dentro del yacimiento y el completamiento del pozo.

En 1978, ELF y IFP presentaron un gran proyecto denominado FORHOR, cuyo objetivo era evaluar la tecnología e implementar varios pozos piloto. Este proyecto fue motivado principalmente por el problema que implicaba el desarrollo del campo Rospo Mare, el cual presentaba una gran acumulación de hidrocarburos pesados encontrados por ELF en el mar Adriático. En Rospo mare el volumen de aceite en la formación era enorme, pero el recobro y la productividad eran muy bajos debido a que la roca del yacimiento era un carbonato fracturado en el cual, por la distribución de fracturas, los pozos verticales presentaban un sin número de problemas.

A finales de 1984, 4 pozos horizontales piloto habían sido completados y puestos en operación. Uno de los cuales fue considerado exitoso, sobrepasando el comportamiento predicho. Económicamente hablando, el proyecto FORHOR se consideró un éxito. La relación de costos del primer pozo fue bastante alta, alrededor de 10 veces el costo de un pozo vertical. Los siguientes pozos mostraron que se alcanzó una buena curva de aprendizaje, y la relación de costos bajó a valores menores que 1.

En 1985, la perforación horizontal entró en la etapa industrial. En 1989, después de cuatro años en que se vivió un periodo de aceptación de la tecnología, ocurrió el boom de la perforación horizontal. Esta evolución es típica de una ruptura

tecnológica, en la cual hay un periodo de observación en el que la tecnología es validada técnica y económicamente. Hoy día, los avances alcanzados en la tecnología de perforación ha permitido la realización de pozos avanzados o de geometría y arquitectura compleja. Los pozos avanzados han introducido en la industria una nueva forma de pensar, en cuanto a la complejidad de la arquitectura de los pozos. Es por ello, que en lugar de desarrollar nuevos métodos para mover el aceite hacia el pozo, se están haciendo pozos que contacten de manera efectiva una mayor área del yacimiento a costos favorables. De allí, que los pozos multilaterales, hoy por hoy sean considerados por si solos como una técnica de recuperación mejorada de Crudo (IOR, Improved Oil Recovery, por sus siglas en inglés).

POZOS HORIZONTALES EN EL MUNDO

Las aplicaciones de los pozos horizontales en Estados Unidos son las siguientes:

- Para una rápida explotación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Como por ejemplo:
 - Austin Chalk, Yates, Pearsall, Bakken formation, North Dakota, Montana.
 - Thin bed reservoirs (menos de 25 ft de espesor de la zona productora)
- Para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido en patrones de inyección de agua nuevos o existentes con pobres perfiles de inyección.
- Para minimizar la conificación de agua y/o gas (25%).
- Para la explotación de yacimientos productivos marginales (baja permeabilidad y/o porosidad).
- Para mejoramiento de la continuidad del yacimiento, perforando pozos horizontales en arenas no contactadas por la inyección de agua.

Las figuras 8 y 9 muestran la estadística de pozos horizontales en los Estados Unidos y el mundo respectivamente. En este orden se observa un aumento rápido (1.100% y 2500%) en la cantidad de pozos perforados desde el año 1986

hasta el año 2000.

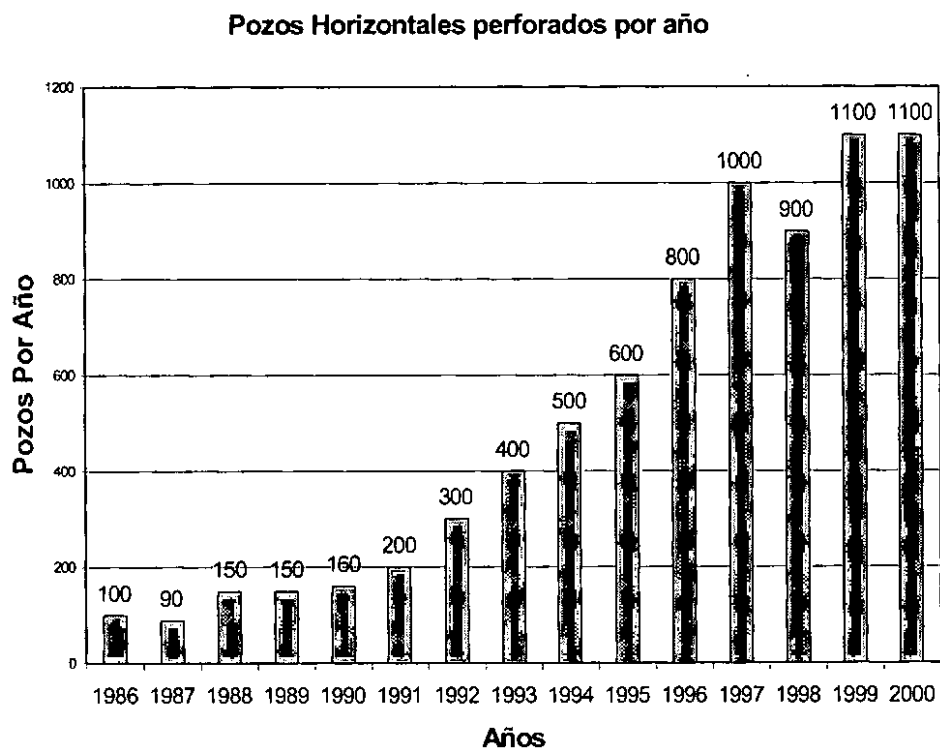


Figura 7. Actividad y Frecuencia por año de los pozos horizontales en USA.

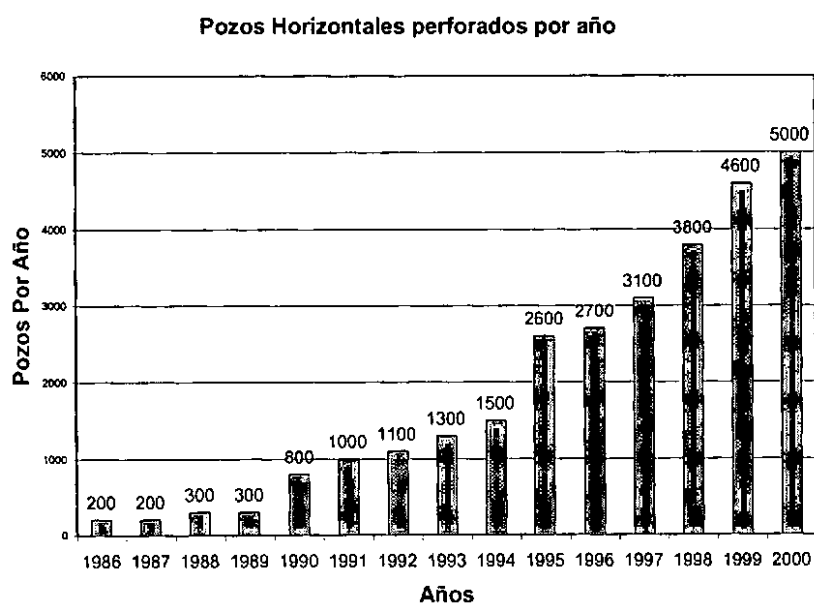


Figura 8. Actividad y Frecuencia por año de los pozos horizontales en el Mundo

POZOS HORIZONTALES EN COLOMBIA.

La tabla 1 muestra los pozos horizontales perforados en Colombia hasta el año 2003. En total son 34 pozos, siendo el año 2000 el de mayor actividad y la compañía HOCOL, ahora perteneciente al grupo empresarial ECOPETROL S.A., la que más números de pozos ha perforado.

Tabla 1. Pozos horizontales perforados en Colombia

Item	POZO	COMPAÑÍA	AÑO PERF.
1	Chuchupa-14	TEXACO	1993
2	Chuchupa-16	TEXACO	1996
3	Chuchupa-17	TEXACO	
4	SF-86	HOCOL	1997
5	GUATIQUEIA 3H	ECOPETROL GLL	
6	Catalina-1	HARKEN	1998
7	Olivo-1	HARKEN	
8	Chuchupa-15	TEXACO	
9	SF-150	HOCOL	
10	Buenos Aires GC-37	B.P.X.C	
11	TresPasos-1W ST-1	GHK	
12	SF-96	HOCOL	1999
13	SF-93	HOCOL	
14	Cusiana KA16X	B.P.X.C	
15	Cusiana K19	B.P.X.C	
16	Cusiana KA20	B.P.X.C	
17	SURIA SUR 3R	ECOPETROL GLL	
18	APLAY 3R	ECOPETROL GLL	
19	SURIA 1R	ECOPETROL GLL	2000
20	Laurel-1	HARKEN	
21	SF-97	HOCOL	
22	SF-98	HOCOL	
23	SF-99	HOCOL	
24	SF-87	HOCOL	
25	SF-82	HOCOL	
26	SF-88	HOCOL	
27	SF-100	HOCOL	
28	BALCON12-ST	HOCOL	
29	Venganza 4H	Petrobras Colombia	
30	Venganza 6H	Petrobras Colombia	
31	Venganza 8H	Petrobras Colombia	
32	El Segundo-6E ST-2	GHK	2001
33	CASTILLA-25H	ECOPETROL GLL	
34	APLAY-17H	ECOPETROL GLL	

DEFINICIÓN DE COMBUSTIÓN IN-SITU

La combustión in-situ es un proceso de desplazamiento en el cual un gas que contiene oxígeno se inyecta en el yacimiento en donde reacciona con el crudo para crear un frente de combustión a alta temperatura el cual se propaga a través de la zona productora. En muchos casos, el gas inyectado es aire, aunque el uso de 100 % oxígeno ha sido reportado. El combustible consumido por el frente de combustión es el residuo producido por un proceso complejo de craqueo, denominado coquizado. En este proceso también se presenta una destilación del petróleo delante del frente de combustión. La combustión in-situ es posible si la

combinación petróleo/roca produce suficiente combustible como para sostener el frente de combustión (figura 9)

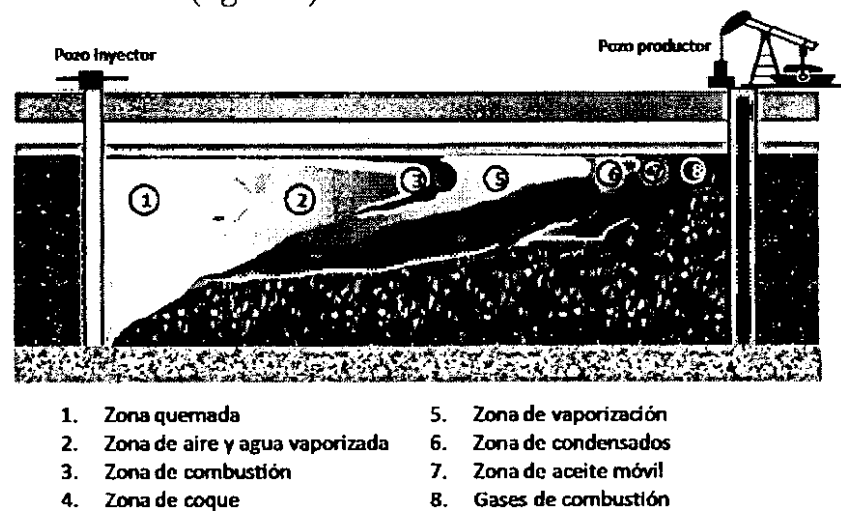


Figura 9. Esquema de un proceso de combustión in situ (frontal).

Tipos de procesos de combustión in situ

La combustión in-situ ha sido una técnica de recuperación de crudos pesados que por años ha inquietado a muchos investigadores, debido a su potencial eficiencia. Por esta razón su evolución ha ido de la mano con el desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas en la industria del petróleo, tal como es el caso de los posos horizontales. Es así como los procesos de combustión in-situ pueden ser clasificados según el tipo de pozos empleados en su implementación, tal como se presenta en la Figura 10.

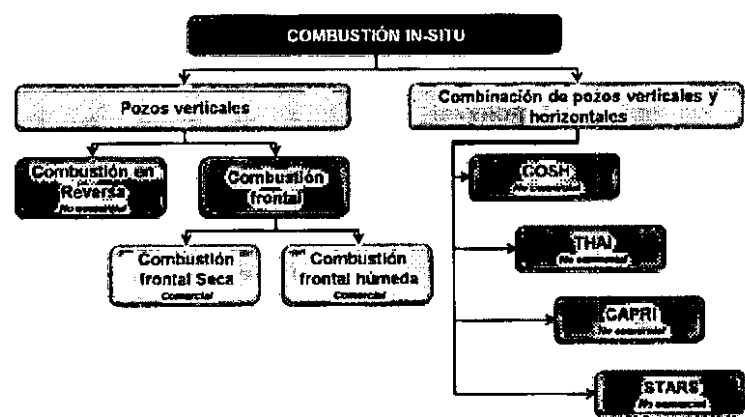


Figura 10. Tipos de procesos de combustión in-situ

Combustion override split production horizontal well (COSH).

Este proceso requiere de tres tipos de pozos, uno o más pozos verticales, completados en la parte superior de la arena para inyectar un gas que contiene oxígeno, un pozo productor horizontal localizado debajo del pozo inyector y cerca de la base de la arena, y un pozo remoto para la producción de gas ubicado en la parte superior de la arena cuya función es recolectar los gases de

combustión. En la figura 11, se presenta de manera esquemática un proceso COSH.

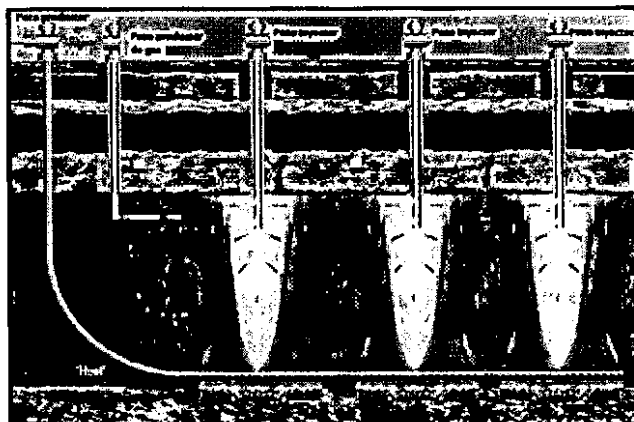


Figura 11. Esquema de un proceso COSH.

Aunque el proceso COSH en principio supera algunas de las dificultades técnicas de la combustión in-situ convencional, presenta una serie de desventajas, como son:

- El control de varios frentes de combustión in-situ interceptado el mismo pozo productor es extremadamente difícil.
- Requiere de una mayor inversión, toda vez que se necesitan de pozos adicionales para recolectar los gases de combustión.
- Durante el proceso no se crean condiciones favorables para el mejoramiento del crudo.

TOE TO HEEL AIR INJECTION (THAI).

El proceso THAI fue desarrollado por el grupo de recobro mejorado de la Universidad de Bath, en colaboración con el instituto para el recobro de petróleo de Calgary. El proceso THAI involucra una nueva configuración para una combustión in-situ, en la que se combina un pozo productor horizontal con un pozo inyector de aire.

En un proceso THAI, un pozo productor horizontal es ubicado cerca de la base de la arena productora y en un modo de línea de empuje en el yacimiento. En este caso el aire es inyectado por medio del pozo vertical desde la punta del pozo productor. El frente de combustión se inicia cerca de la punta del pozo productor horizontal y lo recorre hasta alcanzar el talón. Conceptualmente, el frente de combustión es perpendicular a la sección horizontal del pozo productor.

En la medida en que el frente de combustión se mueve, una porción sucesiva del pozo horizontal es expuesta para producir el petróleo caliente, que es drenado junto con los gases de combustión. En la figura 12 se representa de manera esquemática el proceso THAI.

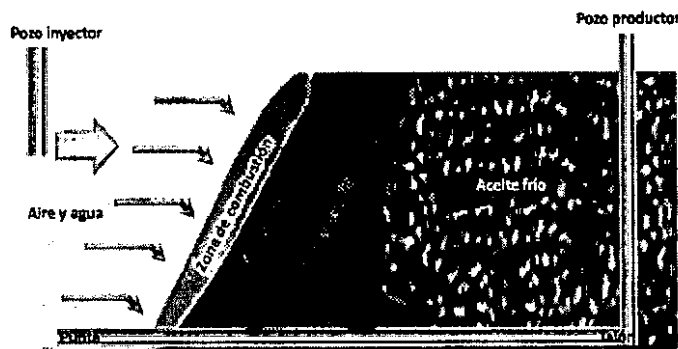


Figura 12. Toe to heel air injection. Fuente: <http://www.petrobank.com/heat-hai-process.html>. GREAVES, Malcolm. Air injection Improved oil recovery strategy for the UK continental Shelf. Business briefing: Exploration & production: The oil & gas review 2004.

La configuración de pozos usada en el proceso THAI es muy similar a la del COSH, exceptuando el hecho que no requiere de un pozo adicional para la producción de gas. En este proceso, la ruptura prematura del aire en el pozo horizontal productor puede ser un problema potencial.

Capri Versión catalítica del THAI.

Las principales dificultades relacionadas con el recobro, transporte y refinación del crudo pesado pueden ser controladas llevando el proceso de upgrading de la superficie al yacimiento. Este proceso es llamado upgrading catalítico in-situ y fue investigado por primera vez en el año de 1996, por el grupo de combustión in-situ de la Universidad de Calgary.

Ellos empacaron una mezcla de un catalizador de hidroprocesamiento NiMo y arena en el tubo de combustión, en una relación 50/50 en volumen. Luego simulaban un proceso de combustión, observando que el crudo producido presentaba una gravedad de 21.2 °API, cuando la del crudo original era de 15.3 °API. Sin embargo, el nivel de depositación de coque fue más alto en comparación a cuando no se usaba ningún catalizador.

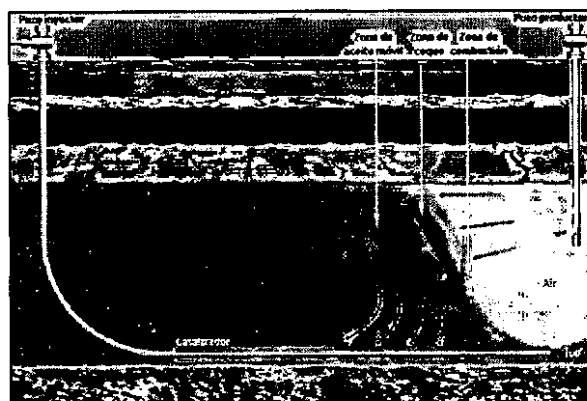


Figura 13. Proceso CAPRI.

El hecho de usar catalizadores durante el proceso de combustión in-situ convencional, tenía dos problemas principales: uno era que el aceite que entraba en contacto con el catalizador estaba frío, y se requería de un calentamiento externo para alcanzar altas temperaturas que iniciaran la reacción de catálisis; el otro problema era la alta retención de aceite en el catalizador, lo cual generaba una pérdida de productividad en el pozo vertical.

Estas complicaciones del proceso hicieron que se pensara en este como una operación cíclica que resultaba ser demasiado costosa, compleja operacionalmente y con un alto riesgo. Debido a los beneficios que traía el uso de catalizadores, en cuanto al mejoramiento del crudo, se propuso el uso de una tecnología híbrida entre el THAI y catalizadores in-situ, a la cual se le denominó CAPRI o extensión catalítica del proceso THAI (Catalytic extension of the THAI process).

El CAPRI consiste en colocar una capa de catalizador en el anular del pozo productor horizontal siguiendo la misma configuración de pozos de un proceso THAI, tal como se aprecia en la figura 13. En este caso las condiciones para que ocurra la reacción catalítica se presentan delante del frente de combustión, en la zona de aceite móvil, donde este reacciona con el catalizador a medida que ingresa al pozo productor. La temperatura generada por el frente de combustión es de alrededor de 750 a 1100 °F o más y la presión es igual a la presión del yacimiento. Dentro de los reactivos presentes en el proceso se encuentran el agua, aceite y los gases de combustión, incluyendo el dióxido de carbono y pequeñas cantidades de oxígeno que no hayan sido consumidas.

Cuando una hidroconversión/hidrotratamiento por catálisis es usada para mejoramiento del crudo, se requiere generar hidrógeno in situ. Por ello es posible que la hidrogenación in-situ pueda proveer el hidrógeno necesario para el upgrading catalítico del crudo. Debido a que la tecnología necesaria para el desarrollo de este proceso aun no es muy bien comprendida, aun no se ha realizado su evaluación a escala de campo. El CAPRI ha sido investigado por el grupo de Recobro Mejorado de la Universidad de Bath usando el aceite pesado de Wolf Lake.

INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

Desde 1950 la industria del petróleo ha realizado considerables investigaciones tanto en laboratorio como en campo usando dióxido de carbono para incrementar el recobro de crudo en yacimientos de petróleo. Centros de investigaciones petroleros tienen proyectos relacionados con la inyección de CO₂, indicando el actual interés en la inyección de CO₂ y prometiendo innovaciones en el proceso.

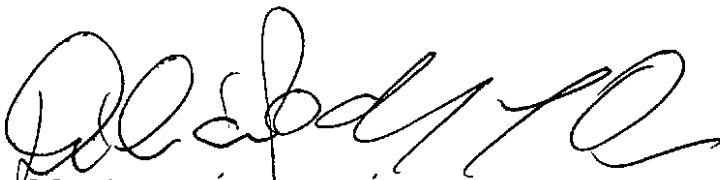
La inyección de CO₂ puede ser aplicada en campo como procesos de recobro secundario o terciario, básicamente existen dos variaciones

básicas para la inyección de CO₂: procesos miscibles e inmiscibles. Los intereses iniciales se centraron en desplazamientos inmiscibles, inyección de agua carbonatada y estimulación de pozos. Luego el énfasis cambió, centrándose en desplazamientos miscibles con CO₂ para la estimulación de pozos. Los procesos miscibles son más apropiados para crudos livianos y medios, en tanto que los procesos inmiscibles pueden ser aplicados para crudos pesados.

5. CONCLUSIONES

La tecnología de pozos horizontales, relativamente nueva, ha apalancado la implementación de otras tecnologías de producción primaria y mejorada al hacer posible diversas arquitecturas de pozos dentro del yacimiento. Los pozos horizontales han sido implementados en Colombia desde el año 1993. El proceso de inyección de aire se ha visto renovado debido al desarrollo de nuevas tecnologías de perforación de pozos, lo cual ha hecho este proceso más atractivo sobre todo para su aplicación en yacimientos de crudos pesados.

Señor Superintendente,



DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D'ALEMAN
C.C. 41.654.882 de Bogotá.
T.P. 20824 CSJ