

TEMA IIB. RECUPERACIÓN TÉRMICA DEL PETRÓLEO

INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD (SAGD)

La inyección de vapor asistida por gravedad, **SAGD** (*por sus siglas en inglés Steam Assisted Gravity Drainage*), es una de las tecnologías más usadas en Canadá. Este método requiere de la perforación de dos pozos horizontales y paralelos entre sí, ubicados uno por encima del otro con una distancia vertical de 5 m a 10 m (figura 1).

Inicialmente se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de generar una transferencia de energía a la formación y al petróleo aumentando la temperatura del petróleo en todo el entorno de los pozos con el propósito de precalentar el yacimiento.

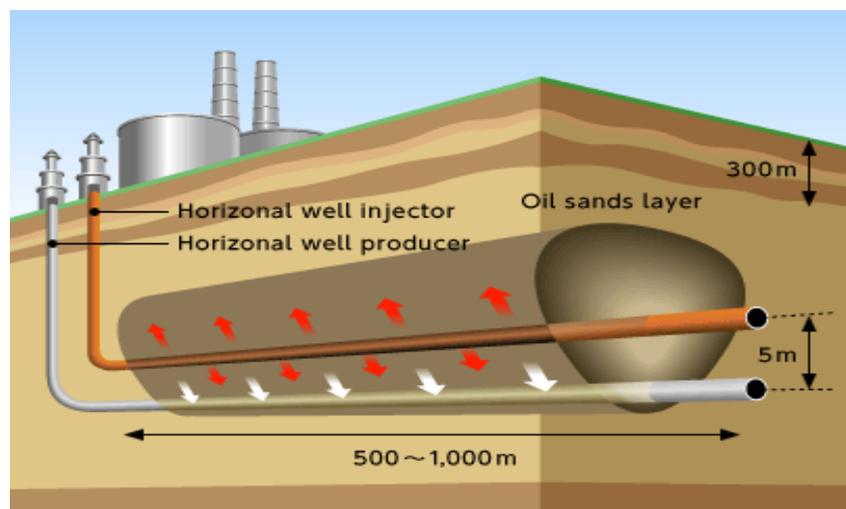


Figura 1. Esquema del Método SAGD

El vapor es inyectado desde un pozo horizontal ubicado sobre el productor. El vapor fluye entre la cámara, se condensa en la interfase, y el calor liberado es transferido, mayormente por conducción térmica, hacia el yacimiento que rodea al sistema.

El petróleo en la vecindad de la cámara es calentado y se moviliza debido a la reducción de viscosidad. El drenaje ocurre por gravedad desde el perímetro de la cámara al pozo productor.

El agua condensada del vapor se drena con el petróleo. En el tope de la cámara, el vapor se eleva y el petróleo fluye contracorriente. El proceso de elevación de esta interfase es inestable y se desarrolla un adedamiento del vapor que sube, rodeado de agua condensada del vapor y petróleo que fluyen en dirección opuesta a la del vapor (figura 2).



Figura 2. Cámara de Vapor.

Criterios de Aplicación del Método

Petróleo

- Gravedad API menor a 15°

Yacimientos

- Espesor de la arena mayor a 50 pies
- Permeabilidad mayor a 2 Darcy
- Porosidad mayor a 30%
- Presión mayor a 200 lpc
- Saturación de petróleo (S_o) mayor al 50%
- Los acuíferos asociados deben ser tratados con cuidado ya que no se quiere que la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.
- La presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor a las capas suprayacentes del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.
- Las fracturas a pequeña escala puede ser de beneficio para distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y a su vez agregar una transferencia de calor y de masa más eficiente.
- Arenas sin barreras significativas de arcillas.
- La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor
- Unidades de flujo amplias y continuas.
- Arenas con altas relación de permeabilidad horizontales y verticales (k_h/k_v).

Por lo tanto los prospectos no atractivos para SAGD son los que cumplen con los siguientes factores:

- ✓ Espesores de arena menores a 50 pies (15 m) aproximadamente.
- ✓ Regiones con grandes capas de gas o agua de fondo.
- ✓ Arenas con intercalaciones múltiples de arcillas.
- ✓ Regiones con cambios significantes y no predecibles de facies entre arena y arcillas.
- ✓ Regiones con fracturas comunicadas, fallas.
- ✓ Zonas donde el confinamiento controlado de la cámara de vapor sea difícil.

Esquemas de Perforación propuestos para el método

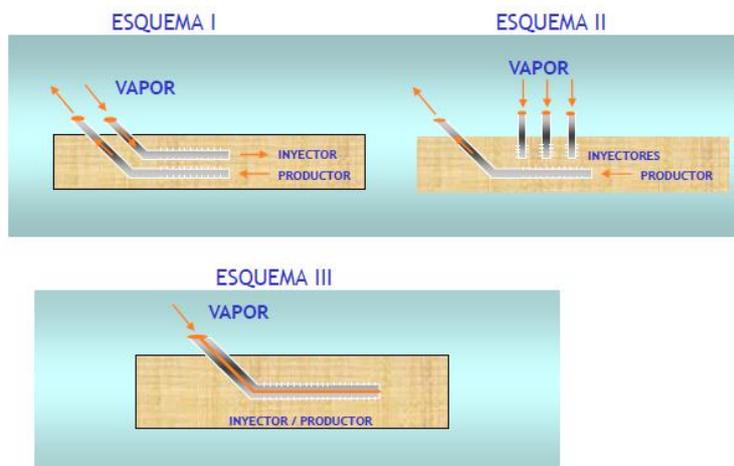


Figura 3. Diseños de perforación para el método SAGD.

El factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 70% (Maurice Dusseault). Este valor dependerá de las condiciones geológicas, ya que la estratificación de la formación puede incidir significativamente en la recuperación SAGD (Contrera; et al., 2003).

El método SAGD se utiliza en muchos campos de Canadá, incluyendo los campos Christina Lake y MacKay River.

DESARROLLO DE OTRAS TEGNOLOGÍA ALTERNATIVAS

Unas de las mayores desventajas de los métodos térmicos asistidos por vapor es que requieren de grandes volúmenes de agua para la generación de vapor.

Por ejemplo: Para producir 1 m³ de Bitumen se necesitan de 2.5 a 3 m³ de agua. Aunque entre el 80 y 90% pueden reutilizarse mediante procesos de reciclaje (BGE 2009).

Es por ello que para mejorar la relación costo - beneficio de dichos métodos han surgido distintas variaciones: VAPEX, ES-SAGD y SAGP. El método VAPEX fue explicado en los métodos de recuperación en frío. Veamos en qué consisten ES – SAGD y SAGP.

ES-SAGD (Expanding Solvent SAGD), sugiere agregar 10% de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25% en eficiencia energética cuando se implementa el VAPEX.

En Canadá se ha emprendido un nuevo enfoque para combinar los beneficios del vapor y los solventes en la recuperación de petróleo pesado y butimicosos. Se ha desarrollado un nuevo proceso patentado de expansión solvente "ES-SAGD".

El proceso se ha probado exitosamente en el campo y ha dado como resultado buenas tasas de recuperación, con menores requerimientos de energía y agua en comparación con el SAGD.

En el empuje de vapor y gas, SAGP (Steam And Gas Push), se inyecta un gas no condensable, como el gas natural o el N₂ junto con el vapor, con la finalidad de disminuir la demanda de vapor que requiere el SAGD.

COMBUSTIÓN IN SITU

La combustión en sitio, también conocida en inglés como **fireflooding**, es un método de movilización de los petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas: combustión convencional hacia adelante (*forward combustión*) debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; y combustión en reverso o contracorriente (*reverse combustión*) debido a que la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos.

En la primera de ellas, se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada combustión húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en combustión húmeda normal, incompleta y super húmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso.

COMBUSTIÓN IN SITU CONVENCIONAL

Este método consiste en inyectar aire (enriquecido con oxígeno o solo oxígeno) para quemar una porción del petróleo in situ (aproximadamente entre un 10-15% dependerá del tipo de petróleo y tasa de inyección de aire) y de esta manera generar calor para reducir la viscosidad del petróleo. Este proceso presenta una alta eficiencia térmica debido a que las pérdidas de calor son mínimas.

En este proceso los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores (figura 4). Este método consiste en:

1. Inyectar aire a través de ciertos pozos con el objetivo de crear una alta permeabilidad relativa al aire.
2. Encender el crudo de los pozos inyectores.
3. Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección continua de aire con el objeto de calentar y desplazar los fluidos delante de ella.

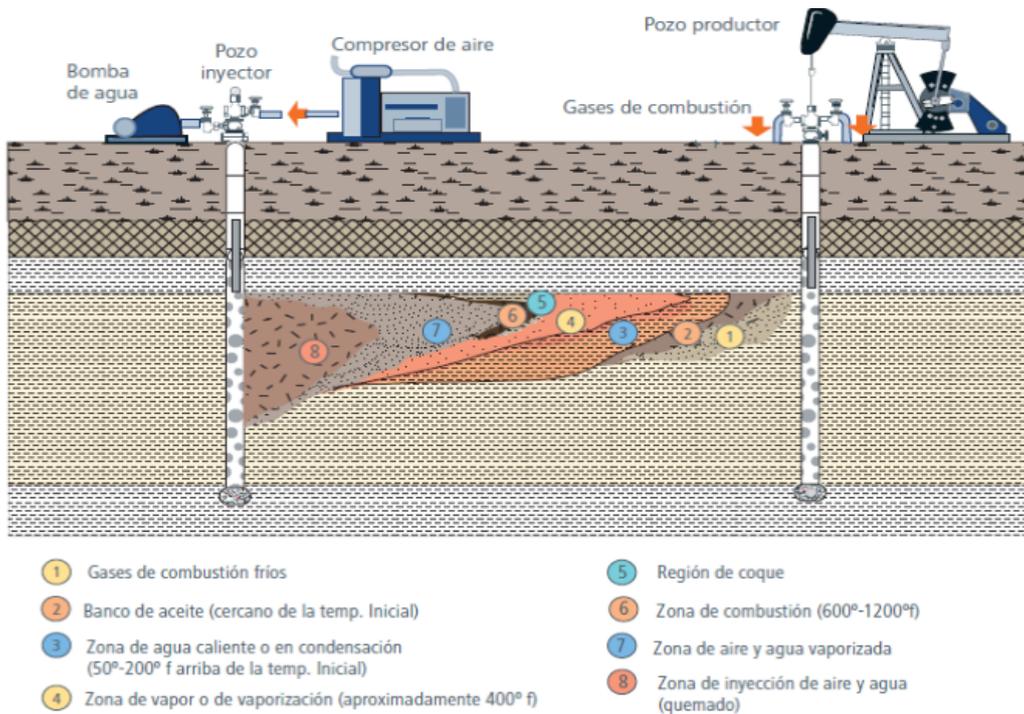


Figura 4. Esquema de la Combustión in Situ Convencional.

En la combustión convencional, la ignición se induce en el pozo inyector, y una vez lograda, la temperatura aumenta gradualmente hasta que se alcanza el punto de vaporización del agua. El vapor de agua generado se mezcla con la corriente de gases, y fluye a través del yacimiento a la misma tasa con la que se transfiere calor desde el frente de combustión. A esta temperatura ocurre el desplazamiento por destilación, de parte del petróleo.

Una vez que toda el agua se ha vaporizado, la temperatura en este punto aumenta progresivamente y la viscosidad del crudo in situ disminuye, así mismo los volúmenes de petróleo y gas aumentan por expansión térmica. Este mecanismo resulta en un incremento del flujo de petróleo dentro de la corriente líquida.

Puede ocurrir también vaporización del petróleo cuando la presión de vapor de sus componentes exceda la presión del sistema. Cuando la temperatura supera los 350 °C (límite que depende del tipo de crudo y de las características del yacimiento) ya la mayor parte del petróleo ha sido desplazado de allí hacia las zonas menos calientes del yacimiento y en el material pesado depositado comienza a operarse la desintegración catalítica, de la que se origina un volumen adicional de hidrocarburos livianos.

Finalmente, la parte más pesada del crudo (*coque*) se consume como combustible, alcanzándose la máxima temperatura de combustión. Las dimensiones de las zonas de altas temperaturas (combustión, deposición de coque, desintegración catalítica y evaporación) son en realidad pequeñas y su movimiento dentro del yacimiento obedece principalmente a dos mecanismos de transferencia de calor: la conducción a través de la matriz sólida del yacimiento y la convección por los gases que fluyen desde la zona caliente hacia la zona inalterada.

A continuación de esta zona se encuentra la zona de condensación, la cual también se conoce como meseta de vapor pues en ella la temperatura es más o menos constante y cercana en magnitud al punto de ebullición del agua, a la presión parcial del agua en la fase de vapor.

Finalmente se identifican los denominados bancos de agua y petróleo, cuya existencia es posible solamente a expensas de una deficiencia en la saturación de gas en dichas zonas. Esto se debe al movimiento de los fluidos, entre las zonas de combustión y condensación entre las cuales existe una marcada diferencia de viscosidades. Esto afecta la movilidad de los líquidos, favoreciéndose el incremento de saturación de los mismos.

Mecanismos de Recuperación del Método

Los mecanismos de producción que actúan durante este proceso son muy variados, destacándose el empuje por gas, los desplazamientos miscibles, la vaporización y la condensación. Estos mecanismos son auxiliados por importantes reacciones, tales como la oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y desintegración catalítica.

COMBUSTIÓN EN REVERSO

En la combustión en reverso, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire. La combustión se inicia en el pozo productor y el frente de combustión se mueve contra el flujo de aire. La figura 5, presenta un esquema simplificado de este proceso, indicándose las zonas formadas dentro del yacimiento.

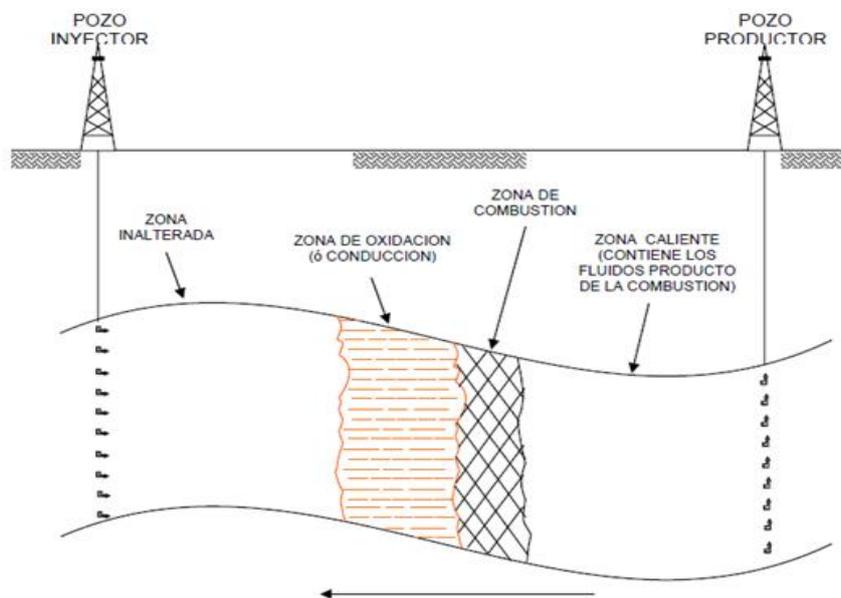


Figura 5. Diferentes zonas formadas durante la combustión en reverso.

El movimiento del frente de combustión es hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno, y los fluidos atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de las zonas calientes hacia los pozos de producción por drenaje por gravedad y empuje por gas.

El comportamiento de este proceso es muy diferente al convencional, pues la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella; no obstante, parte de los componente livianos y medianos del petróleo in situ son utilizados como tal. Casi no existe producción de monóxido o bióxido de carbono y las principales reacciones ocurridas durante la oxidación del crudo originan compuestos oxigenados tales como aldehídos, ácidos, peróxidos, y otros.

El petróleo producido tiene características diferentes al crudo in situ, pues es más liviano y de menor viscosidad²⁰. Por esta razón, este proceso ha sido propuesto para aplicarlo en áreas bituminosas y en crudo extra pesados (de gravedad menor de 8 °API), los cuales son prácticamente inmóviles a condiciones de yacimiento²¹. En estos yacimientos la combustión convencional fracasaría, pues los bancos de líquido formados delante del frente de combustión originarían un bloqueo de la permeabilidad específica al gas, impidiendo su circulación.

En comparación con la combustión convencional, la combustión en reverso es menos atractiva debido a recuperaciones más bajas, mayor consumo de combustible, mayores pérdidas de calor, problemas de equipo más severos y problemas asociados a la ignición espontánea en la cercanía del pozo inyector.

Ventajas:

- La combustión mejora el petróleo mediante el craqueo o separación de las moléculas pequeñas con respecto a las grandes.
- Fuerte reducción de la viscosidad del petróleo cerca de la zona de combustión.
- No hay pérdida de calor en superficie ni en el pozo.
- La combustión in situ puede aplicarse en yacimiento de menor permeabilidad a la K límite para una inyección de vapor, debido a que los caudales de inyección son suficiente para sostener el frente de Combustión.

Desventajas:

- Tecnológicamente complejos.
- Difícil control y monitoreo del frente de reacción.

Criterios de Selección del Método

Petróleo

- La gravedad API menor a 40°
- La viscosidad menor a 5.000 cp

Yacimiento

- Porosidad mayor a 16%
- Permeabilidad mayor a 100 mD
- Contenido de petróleo: dado que el frente de combustión puede consumir alrededor de 300 Bls /acre-pie del petróleo inicial, al menos 600 Bls/ acre-pie de petróleo deben estar presentes en el yacimiento.
- Espesor de arena neta no debe exceder los 50 pies. Espesores mayores de 50 pie requerirán suficiente inyección de aire para mantener el frente de combustión moviéndose al menos a una velocidad de 0,25 pies/días, lo que sería excesivo con respecto a las limitaciones prácticas impuestas por el equipo de compresión.
- **Profundidad:** la profundidad del pozo debe ser mayor de *200 pies*. En general profundidades menores de *200 pies*, podrían limitar severamente la presión a la cual el aire puede ser inyectado. Operaciones en yacimientos profundos resultan en pozos altamente costosos, como también en gastos sustanciales en la compresión del aire, por lo que las condiciones económicas pueden imponer profundidades prácticas del orden de **2.500 a 4.500 pies**. Aunque otros autores señalan que puede aplicarse hasta profundidades de *11500 pies*, considerando que deben tener mayor capacidad los compresores.
- **Tamaño del yacimiento:** el yacimiento debe ser lo suficientemente grande, ya que si una prueba piloto a pequeña escala tiene éxito, un éxito económico a gran escala puede ser esperado. Dependiendo del espesor de la arena, el tamaño del yacimiento, podría ser aproximadamente de *100 acres*.

Limitaciones del Método

- Si no se deposita suficiente coque del petróleo que se quema, no se podrá sostener el proceso.
- Si se deposita excesivo coque, la tasa de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire requerido para sostener la combustión deberá ser alta.
- La saturación de petróleo (S_o) y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor a la roca.
- El proceso tiende a barrer por la parte alta del reservorio y por lo tanto la eficiencia de barrido es pobre en arenas anchas.
- Es difícil comenzar y propagar la combustión.
- Producción de gases productos de la combustión (CO, CO₂, N₂, O₂).
- Problemas operacionales tales como: Corrosión severa causada por el bajo ph del agua caliente, emulsiones serias agua-petróleo, deposición de carbón y cera, fallas en las tuberías en el pozo productor como resultados de las altas temperaturas.

- En Combustión in situ la presión de formación debe ser mayor a 2000 psi (no aplicable en yacimientos de baja presión).

Han surgido otros esquemas de implementación del método de combustión dada la inestabilidad del frente de combustión precisamente para estabilizar dicho frente como es el método THAI (Toe To Heel Air Injection) una marca registrada de Archon Technologies Ltd.

El método consiste en inyectar vapor para establecer comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor. Después se inyecta aire para llevar a cabo la ignición/oxidación lenta. El petróleo pesado o las arenas bituminosas son movilizados, del dedo (Toe) al talón (Heel) del pozo horizontal gracias a las altas temperaturas generadas por la ignición (figura 6).

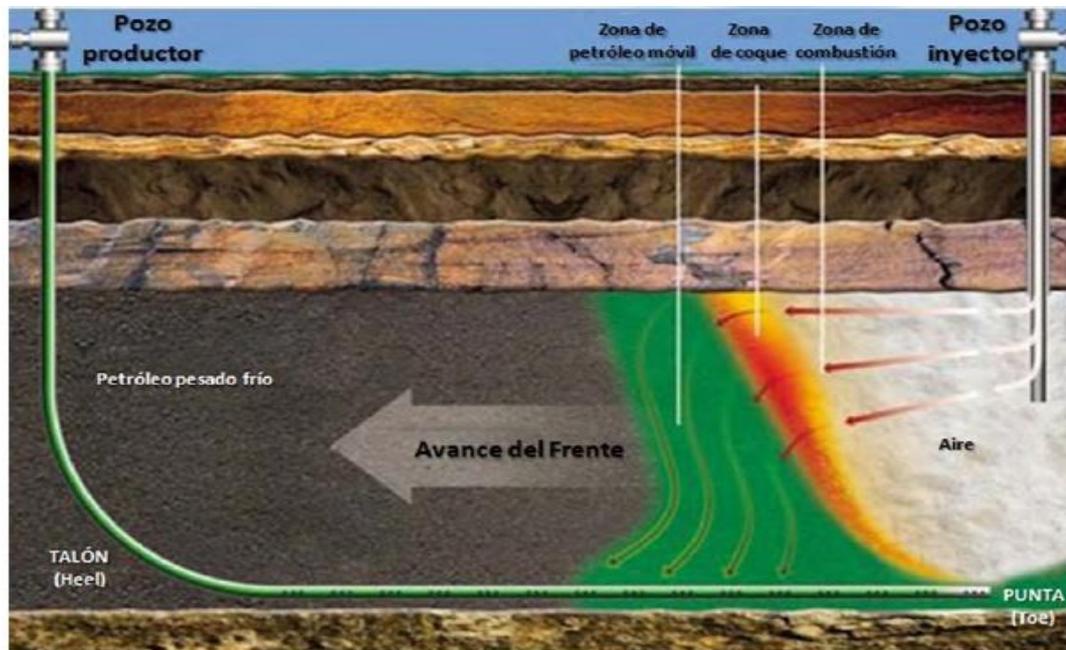


Figura 6. Esquema de Inyección del Método THAI (Toe To Heel Air Injection)

Luego surgió una variación del método THAI, el cual se conoce con el nombre CAPRI (figura 7), este propone el uso de un catalizador alrededor del pozo horizontal para transformar el petróleo pesado, craqueándolo térmicamente, a fracciones más ligeras y así incrementar su valor económico.

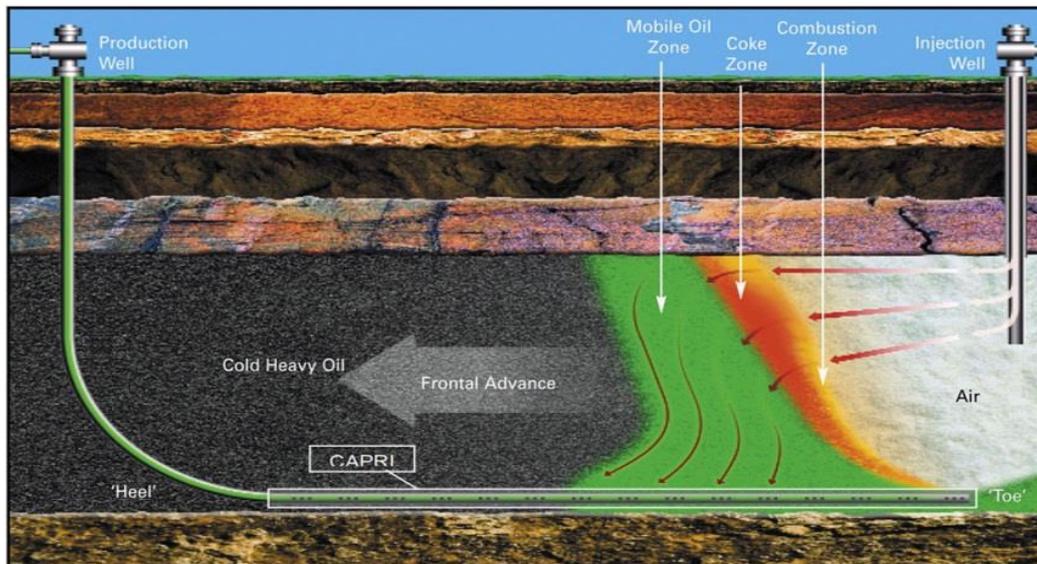


Figura 7. Esquema de Inyección del método CAPRI

Con estos métodos (THAI y CAPRI), se pretende reducir el impacto ambiental y obtener mayores eficiencias térmicas. El factor de recuperación está alrededor del 75%.

Referencias Bibliográficas

- Akshay Sahni, Mridul Kumar, Chevron Petroleum Technology Company, Richard B. Knapp, Lawrence National Laboratory "Electromagnetic Heating".
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Energy Study "Data and Developments Concerning German and Global Energy Supplies (2009).
URL:
https://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_gesamt_en.pdf;jsessionid=3B314FCE5D87A15F3EC304954A81823A.2_cid292?_blob=publicationFile&v=3
- Butler, R. M.: "Horizontal Wells For The Recovery of Oil, Gas and Bitumen", The Petroleum Society of the CIM, Canadá, 1.994.
- Butler, R. M.: " Thermal Recovery of Oil and Bitumen", GravDrain Inc, Calgary, Alberta, 2004.
- Contreras C, Gamero H, Drinkwater N, Geel CR, Luthi S, Hodgetts D, Hu YG, Johannessen E, Johansson M, Mizobe A, Montaggioni P, Pestman P, Ray S, Shang R y Saltmarsh A: "Investigación de la sedimentología en yacimientos clásicos," Oilfield Review 15, no. 1 (Verano de 2003): 58–81.
- Dietz, D.N. and Weijdema, J.: "Reverse Combustion Seldom Feasible", Prod. Monthly (May, 1968) 32, No. 5, 10.
- Farouq Ali, S.M.: "Reverse Combustion", Producers Monthly (Dec.1967), Vol. 31, No. 12, p. 14-17.
- Garon, A.M. and Wygal, R.J.Jr.: "A Laboratory Investigation of Wet Combustion Parameters", SPE J. (Dec., 1974) 537-544.

- J.H.: “Fluid Dynamics during an Underground Combustion Process”, Trans., AIME, (1958), 213, 146-154.
- J.K. Wittle, Electro-Petroleum, Inc.; D.G. Hill, and G.V. Chilingar, University of Southern California, “Direct Current Electrical Enhanced Oil Recovery in Heavy-oil Reservoirs to Improve Recovery, Reduce Water Cut, and Reduce H₂S Production While Increasing API Gravity”, SPE, 31 March-2 April 2008.
- Langnes, G.L.; Robertson, J.O.Jr. and Chilingar, G.V.: “Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs” American Elsevier Publishing Company, Inc., New York, N.Y., (1972).
- Limited, “Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods”, SPE, 12-14 March 2001.
- Martin, W.L.; Alexander, J.D. and Dew, J.N.: “Process Variables of In-Situ Combustion”, Trans., AIME, (1958), 231, p. 28-35.
- Methods for Heavy Oil Reservoirs”, SPE, June 2000. M. A. Carrizales, Larry W. Lake & R. T. Johns, University of Texas Austin, “Production Improvement of Heavy-Oil Recovery by Using Electromagnetic Heating”, SPE, 2008.
- Parrish, D.R. and Craig, F.F.Jr.: “Laboratory Study of a Combination of Forward Combustion and Waterflooding, the COFCAW Process”, J. Pet. Tech. (June, 1969).
- Panait-Patică A, Șerban De Ilie N: “Suplacu de Barcașu Field—A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation,” artículo de la SPE 100346, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de las Europec/EAGE de la SPE, Viena, Austria, 12 al 15 de junio de 2006.
- Paduraru R y Pantazi I: “IOR/EOR—Over Six Decades of Romanian Experience,” artículo de la SPE 65169, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, París, 24 al 25 de octubre de 2000. “WHITESANDS Experimental Project” 1.- Butler, R. M. and Stephens, D. J.: “
- Poettman, F.H.; Schilson, R.E. and Surkalo, H.: “Philosophy and Technology of in situ Combustion in Light Oil Reservoirs”, Proc., Seventh World Pet. Cong., Ciudad de Mexico, (1967) 3, 487.
- Ramey, H.J.Jr.: “In Situ Combustion”, Proc. Eighth World Pet. Cong, Moscow (June, 13-19, 1971), PD9 (2). Wilson, L.A.; Wygal, R.J.; Reed, D.W.; Gergins, R.L. and Hemderson,
- R. Sierra, Uentech International Corp; B. Tripathy, Computer Modeling Group; J. E. Bridges, JEB. Research; S. M. Farouq Ali, Pearl Laboratories Canadá.
- Sierra R., Tripathy, B. Da Mata, W., Farouq Ali, S. M., Briges. J., “Evolutions of Reservoir Electrical Heating New Promise in Field Applications”, SPE, presented at the World Petroleum Congress, Alberta, Canadá, June 2000.
- Swapan Das, Marathon Oil Corporation, “Electro-Magnetic Heating in Viscous Oil Reservoir”, SPE, October 2008.
- Tadema, H.J.: “Mechanism of Oil Production by Underground Combustion”, Proc. Fifth World Pet. Cong., New York (1959) Section II, 22, p. 279-287.}
- The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells”, Paper 80-31, presented at the 31st Annual Meeting of Pet. Soc. of CIM.
- Wu, C.H. and Fulton, P.F.: “Experimental Simulation of the Zones Preceding the Combustion Front of an in situ Combustion Process”, SPE J. (March, 1971), Vol. II, No.1, p. 38-46.