

Tema IIB. Recuperación Térmica del Petróleo

El desarrollo de este tema tiene por objetivo dar a conocer los diferentes métodos térmicos diseñados para recuperar los crudos pesados, extra pesados y bituminosos. En primer lugar, veamos su definición

¿Qué es la Recuperación Térmica?

Son todos aquellos procesos que consisten en introducir calor o generarlo dentro de las acumulaciones petrolíferas.

Los métodos térmicos forman parte de la clasificación de la recuperación mejorada o terciaria del petróleo. Sin embargo, para el caso de los crudos altamente viscosos este tipo de recuperación sería considerada como la única alternativa para lograr extraerlos de forma eficiente y rentable.

La aplicación de estos procesos reduce significativamente la viscosidad mejorando así su eficiencia para desplazarse a través de la roca y luego en el pozo. Es por ello, que los factores de recuperación a través de estos métodos son altos, encontrándose alrededor del 30% hasta el 70% (dependiendo de las condiciones del yacimiento y del petróleo) en comparación con los métodos de producción en frío.

El costo de producción con estos métodos es relativamente más alto, debido a que involucra el costo del combustible para la generación del vapor, tratamiento del agua, calderas en el caso de la inyección de agua caliente, compresores para la inyección de aire, completaciones térmicas, monitoreo continuo de la presión y temperatura, entre otros aspectos.

Entre los Métodos Térmicos se encuentran los siguientes:

- Inyección Alternada de Vapor (IAV) o Cyclic Steam Stimulation (por sus siglas en inglés CSS).
- Inyección o Estimulación Continua de vapor.
- Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).
- Combustión in Situ.
- Calentamiento Electromagnético.

Antes de describir los métodos es necesario considerar algunas variables básicas del yacimiento, tales como: profundidad, porosidad, saturación de agua, heterogeneidad, entre otras. Las cuales deben ser analizadas antes de iniciar un proceso de recuperación térmica.

A continuación se mencionan:

- *Profundidad*

Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión.

Por el lado favorable, un aumento de la profundidad significa que se puede aplicar una mayor caída de presión a los pozos productores, lo cual resultará en mayores tasas de producción para un crudo dado en una formación específica.

Cuando los yacimientos son poco profundos y la presión de los mismos es baja, los fluidos inyectados pueden fluir hacia la superficie a través de caminos de flujo que no conduzcan hacia los pozos productores. Si esto ocurre, es poco lo que se puede hacer para evitarlo.

La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 2500 pies. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

- *Petróleo in situ*

El petróleo in situ al momento en el cual el proyecto térmico es iniciado, es otra consideración importante. El petróleo residual dejado por una inundación con vapor y el petróleo consumido como combustible en la Combustión In Situ, en general, se consideran independientes de la saturación original de petróleo. En combustión, esto es cierto siempre y cuando la saturación inicial exceda un cierto valor mínimo.

Una de las preguntas más frecuentes es cuánto petróleo debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe aún una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1000 BY/acre-pie de petróleo in situ.

- *Porosidad*

Además de su influencia en la cantidad de petróleo in situ, la porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor el volumen de roca que se calientan.

La porosidad es particularmente importante en un proceso de combustión. Se considera que un proceso de combustión en yacimientos con porosidad menor de 18% - 20% tiene pocas posibilidades de éxito.

- *Saturación de agua*

En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea también exitoso. Sin embargo, existen muchas excepciones a esta regla, especialmente si el precio del crudo es alto. Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja.

Así por ejemplo, si en un yacimiento de petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es solo del 7% del petróleo in situ, éste se podría considerar como un candidato para recuperación térmica.

- *Segregación gravitacional*

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos.

Por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a Combustión in Situ, la cantidad de petróleo quemada como combustible puede resultar muy alta o puede que el aire inyectado se canalice por la zona de gas.

Si, se inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo no son ideales, ellas pueden ser toleradas y en algunos casos puede sacarse ventaja de las mismas.

Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede ser aprovechada para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

- *Estratificación y/o Lenticularidad*

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical.

Una capa de arcilla de 1 a 2 pies de espesor puede evitar la comunicación de presión aún después que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de arcillas, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la arcilla, reduciendo así la eficiencia vertical. Esta situación puede resultar ventajosa en algunos casos.

Así por ejemplo, en un yacimiento con varias arenas separadas por capas de arcillas, la inyección de energía térmica en una de las arenas del centro, puede resultar en aprovechamiento del calor perdido hacia las zonas o arenas adyacentes, produciendo el petróleo existente en ellas por expansión térmica y por reducción de viscosidad. Además, se podría hacer inyección selectiva.

Cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en grado extremo, se pierde confianza en las predicciones que se realicen del comportamiento del proceso térmico que se realicen. Estas variables, aunque difíciles de estimar, no se deben ignorar.

- *Espesor de arena*

Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor o de agua caliente, es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Una arena con menos de 50 pies (15,2 m) considera de poco espesor para inyección de vapor y de agua caliente. Esto no quiere decir que tales procesos no han sido aplicados en pozos de menor espesor, pero sus tasas de producción no han sido tan buenos en comparación con arenas de un espesor igual o mayor a 50 pies.

- *Mineralogía de las arcillas*

La mineralogía de las arcillas es muy importante de caracterizar a la hora de implementar proyectos de inyección de agua caliente y vapor ya que si la formación presenta un % alto (mayor a 45% aprox.) de arcillas que se hidratan con la presencia del agua como es el caso de las montmorillonitas, el daño que las mismas causan en la formación es irreversible. Estas arcillas al aumentar su volumen afectan la permeabilidad y porosidad de la roca.

DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS

Una vez señalado algunas de las características del reservorio a ser consideradas para llevar a cabo un proyecto de recuperación térmica, a continuación desarrollaremos cada uno de los métodos mencionados anteriormente.

Inyección Alternada De Vapor

Es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente utilizados en los crudos altamente viscosos. Los resultados del tratamiento son evidentes en pocas semanas, no siendo así, en los métodos del tipo desplazamiento para la recuperación de petróleo, los cuales tardan varios meses antes de notarse un incremento en la producción.

Este método consiste en inyectar un volumen determinado de vapor en un pozo, el cual se debe dejar en remojo para que el vapor ceda calor a la formación hasta provocar una reducción en la viscosidad del petróleo, y luego ser puesto en producción (figura 1). Un pozo puede ser sometido a varios ciclos de inyección de vapor hasta que la tasa de producción de petróleo alcance los límites económicos.

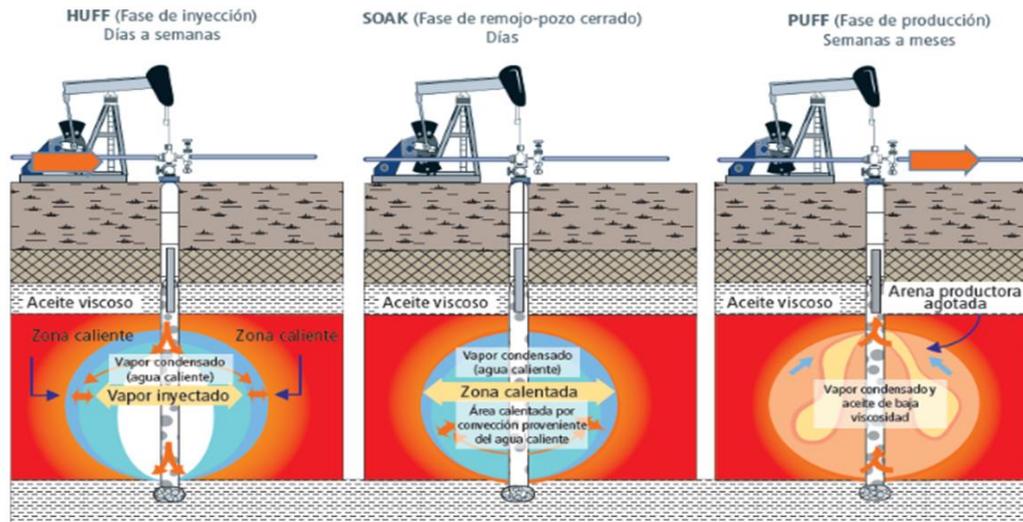


Figura 1. Proceso de la inyección cíclica de vapor a un pozo.

Las experiencias de campos indican que se han realizados un mínimo de tres ciclos hasta un máximo de 25 ciclos por pozos.

Mecanismos de Recuperación del Método

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la Inyección Cíclica de Vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca yacimiento en caso de existir, etc.

El gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión del petróleo. Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución.

Esta fuerza expulsiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya que para el segundo ciclo, mucho de este gas puede haber sido producido.

Si, la formación tiene bastante espesor, y pocas barreras horizontales están presentes el petróleo caliente fluye al pozo debido a gravedad.

Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo en inyección cíclica son:

- El efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen.
- El efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.
- La imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo.
- Compactación de la roca - yacimiento en caso de existir.

Criterios para seleccionar un pozo a la Inyección Alternada de Vapor

Es difícil establecer criterios que garanticen un buen proyecto de estimulación alternada en un yacimiento dado. La mayoría de los criterios de diseño corrientemente conocidos para proyectos de estimulación con vapor, están basados en experiencias ganadas en el campo.

Algunos de los criterios considerados para seleccionar la IAV son los siguientes:

Petróleo

- **Viscosidad del petróleo:** El mayor éxito se obtiene cuando esta es del orden de *4.000 cp* a condiciones del yacimiento, aunque existen proyectos exitosos donde la viscosidad es baja, del orden de *200 cp*. La gravedad del petróleo es conveniente en el rango de *8 a 15 °API*.

Yacimiento

- **Petróleo en sitio:** Se cree comúnmente que debe ser del orden de *1.200 Bls/acre-pie* o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- **Permeabilidad:** debe ser lo suficientemente alta como para permitir una inyección rápida del vapor y una tasa alta de flujo de petróleo hacia el pozo.
- **Profundidad:** la máxima profundidad práctica es *3.000 pies*, aun cuando es preferible valores de profundidad menores, ya que las pérdidas de calor en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas serán también menores.
- **Presión del yacimiento:** es conveniente que sea moderadamente alta, aunque existen proyectos exitosos donde la presión del yacimiento es baja, del orden de *40 lpc*.
- **Espesor de la arena:** Preferencialmente, *mayor de 20 pies*.
- **Litología:** Contenido de arcilla bajo.

Operacionales

- El agua para la generación de vapor debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, sólidos, petróleo, H₂S y de hierros disueltos.
- **Tasa de inyección:** debe ser tan alta como sea posible, con la finalidad de inyectar el calor requerido (del orden de *10-50 MM BTU/pie de espesor por ciclo*) en el menor tiempo posible. De esta forma se disipa menos calor.
- **Tiempo de remojo:** puede ser de *1 a 4 días*, aunque se han utilizado periodos mucho más largos.
- **La producción estimulada** se puede extender hasta *24 meses*, aunque en algunos casos dura muy poco.
- **El tiempo de inyección** es normalmente de *3 semanas*, y el número de ciclos es generalmente *3*, aunque, se han reportado casos de hasta *22 ciclos*.

En general, se cree que en yacimientos de crudos pesados, donde la recuperación primaria es del orden del *10%* del petróleo in situ, la recuperación por estimulación con vapor, incluyendo la primaria, será del orden del *15 al 20%* (Haan, H. J. and Van Lookeren.; 1969).

Resultados de un proyecto de estimulación a gran escala desarrollado en Venezuela, mostró que la recuperación de petróleo después de dos años de operación, aumento de **18%** (recuperación primaria) a **24%** (total) (Farouq Ali, S. M.; 1973).

Otros autores indican que el método permite obtener factores de recuperación de hasta **30%**, posee regímenes de producción iniciales altos.

Por otro lado, es importante considerar que en la estimulación con vapor solo una parte del agua inyectada (aproximadamente entre **30-35%**) como vapor es producida del agua inyectada cuando el pozo se abre a producción. Esto implica que una gran cantidad de agua se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores.

Tales regiones de alta saturación de agua pueden hacer que la aplicación futura de procesos de recuperación de tipo desplazamiento, resulten difíciles o ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada adversamente.

Otro aspecto a tener en cuenta en la estimulación con vapor de forma cíclica o continua es la importancia de realizar un análisis de la mineralogía de las arcillas presentes en el reservorio, ya que la presencia de arcillas sensibles al agua fresca, como es el caso de las Esmectitas las mismas ocasionan daño a la formación.



En el siguiente enlace podrán visualizar una animación de la inyección alternada de vapor <https://www.youtube.com/watch?v=XBfY-lkuXpM>

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV)

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento, y como tal más eficiente desde el punto de vista de recuperación final que la estimulación con vapor. En la actualidad se conocen varios proyectos exitosos de inyección continua de vapor en el mundo muchos de los cuales fueron inicialmente proyectos de inyección cíclica, que luego se convirtieron a inyección continua en vista de las mejoras perspectivas de recuperación: **6-15%** para cíclica vs. **40-50%** para continua.

Este método consiste en inyectar continuamente vapor en un número de pozos inyectores para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos (figura 2) con el objetivo de aumentar la tasa de producción y recuperación del petróleo.

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata.

El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es **vaporizado y desplazado hacia delante**. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás. El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una **zona o banco de agua caliente**, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento.

Desde este punto en adelante el proceso de desplazamiento prosigue, tal como, en la inyección de agua fría. Así, se puede observar que se distinguen cuatro (4) zonas diferentes: la zona de vapor y agua condensada, la zona de agua caliente, zona de petróleo calentado y la zona de agua fría (figura 2). Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas.

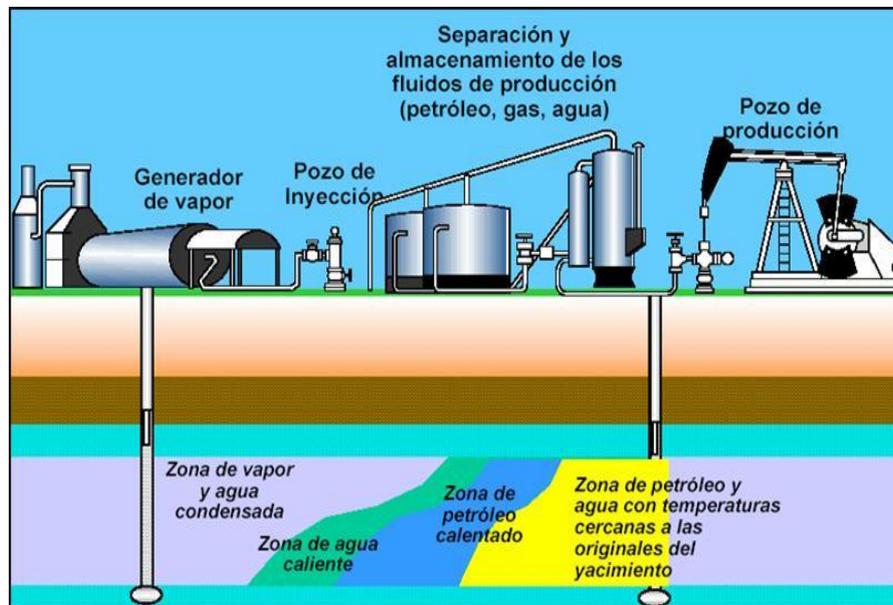


Figura 2. Esquema de una Inyección de vapor por desplazamiento.

Entonces cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos:

- 1.- Destilación por vapor.
- 2.- Reducción de la viscosidad.
- 3.- Expansión térmica.

Siendo la destilación por vapor el más importante.

Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efectos de la destilación por vapor. Las magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.

El petróleo recuperado es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas principalmente por el efecto de la zona 1 (vapor y agua condensada) y zona 2 (agua caliente).

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo está gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo.

Si por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional. Sin embargo, la expansión térmica del petróleo aún será responsable de una recuperación del orden del **3% al 5%** del petróleo in Situ.

En la zona de vapor, el efecto predominante es la destilación con vapor.

Este fenómeno básicamente consiste en la destilación por el vapor de los componentes relativamente livianos del petróleo no desplazado por las zonas de agua fría y caliente, los cuales se caracterizan por una alta presión de vapor.

La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la porción más fría del yacimiento.

La recuperación por la destilación con vapor depende de la composición del petróleo envuelto, y puede alcanzar hasta el **20%** del petróleo en situ.

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así la recuperación.

Otro mecanismo que opera en la zona de vapor es el **empuje por gas en solución** ya que el vapor es una fase gaseosa. La recuperación por este factor puede ser del orden del **3%** de la recuperación total.

Criterios para seleccionar un pozo a la Inyección Alternada de Vapor

En base a experiencias de campo y a estudios teóricos experimentales, se pueden establecer algunos criterios generales para el diseño de proyectos de inyección continua de vapor.

Petróleo

- **La gravedad del petróleo** es adecuada en el rango de $12 - 25$ °API, aunque se han desarrollado proyectos en yacimientos con crudos de hasta 45 °API.
- **La viscosidad del petróleo** a temperatura del yacimiento debe ser menor a 1.000 cp.

Yacimientos

- **El contenido de petróleo en sitio** es conveniente que sea del orden de 1.200 a 1.700 $\frac{Bls}{Acres * pies}$ con el fin de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- **El espesor de la formación**, preferencialmente mayor de 30 pies con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.
- **La profundidad de la formación** debe ser inferior a 3.000 pies, con el objeto de mantener moderadamente alta la calidad del vapor que llega a la formación. El uso de aislantes permite inyectar vapor con calidades moderadamente altas a profundidades mayores de 3.000 pies.
- **El tamaño del arreglo** entre los pozos inyectores y productores.

- **La presión** del yacimiento es un factor importante y significativo, ya que altas presiones del yacimiento requerirán altas presiones de inyección de vapor, lo cual se traduce en mayores temperaturas de inyección.
- **Transmisibilidad** el rango de valores de $(k h)/\mu$ entre 30 – 3.000 (md-ft/cP) para los cuales la inyección continua de vapor ha sido exitosa. Esto indica la amplia aplicabilidad de la inyección continua de vapor.

El desplazamiento por vapor de agua permite lograr un factor de recuperación de hasta un 40% pero requiere buena movilidad entre los pozos para inyectar el vapor a regímenes efectivos. Los desafíos que plantea este método principalmente son: control y monitoreo del avance del frente de vapor y la heterogeneidad de los yacimientos.

El Campo Duri situado en Indonesia, el Campo Kern River en California, y el Campo Pikes Peak en Lloydminster, Canadá, son algunos ejemplos.

INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

Este proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos.

En su forma más sencilla, la inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo. La zona de agua caliente forma un frente que desplaza el banco de petróleo hacia el pozo productor (figura 4).

La inyección de agua caliente es un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Exceptuando los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente se aplica a crudos viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua.

Cuando se inyecta agua caliente a través de un pozo, la formación en la vecindad del pozo es calentada, mientras que al mismo tiempo parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, ésta se mezcla con los fluidos del yacimiento formando así una **zona calentada** (figura 4), en la cual la temperatura varía, desde la temperatura de inyección en el pozo inyector, hasta la temperatura original del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.

La temperatura de la zona calentada será igual a la temperatura del agua caliente inyectada sólo a un tiempo “infinitesimal”.

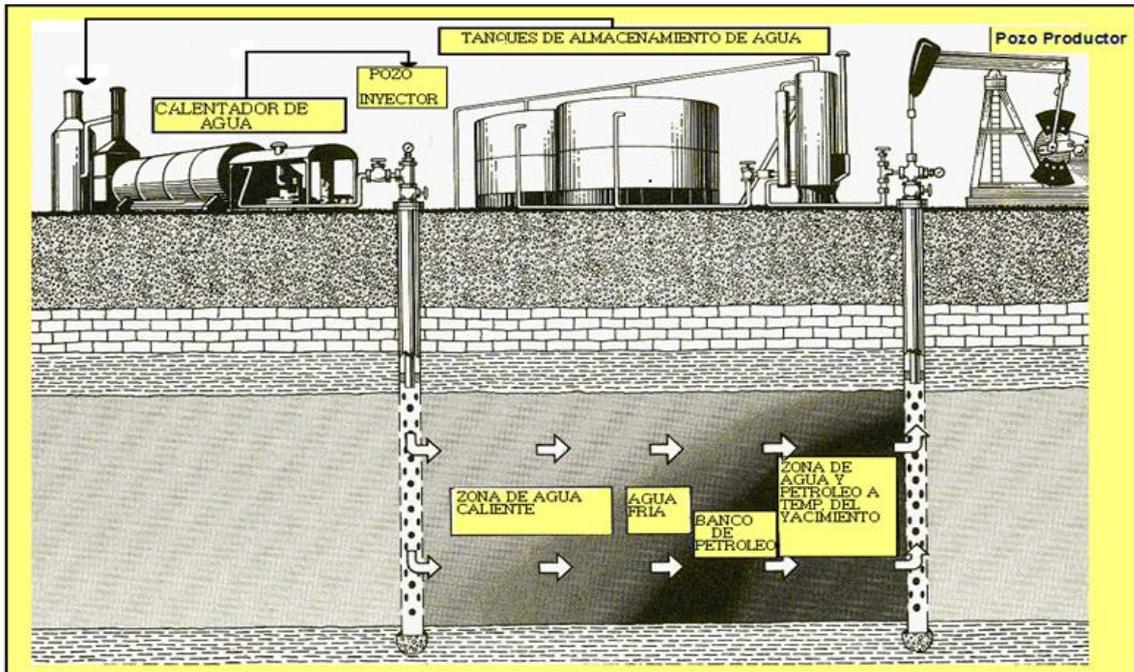


Figura 4. Esquema de inyección de agua caliente.

Mecanismos de Recuperación del Método

Según Willman y Col (1965) los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la Inyección de agua caliente, básicamente son:

- Reducción de la viscosidad del petróleo: Aumenta la Relación de movilidades agua/petróleo.
- Expansión térmica de los fluidos de la formación.
- Disminución de la tensión Interfacial agua – petróleo.
- Efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas al agua y al petróleo.

La figura 5, tomada de Combarous y Sorieau (1976), muestra esquemáticamente cómo: (1) la expansión térmica, (2) la reducción de viscosidad, (3) la humectabilidad, y (4) la tensión interfacial petróleo-agua, afectan la eficiencia de desplazamiento de crudos de diferentes densidades. Cualitativamente, se puede observar que la expansión térmica es más importante para los crudos livianos, mientras que para los crudos pesados, son más importantes la reducción de la viscosidad y los cambios de humectabilidad.

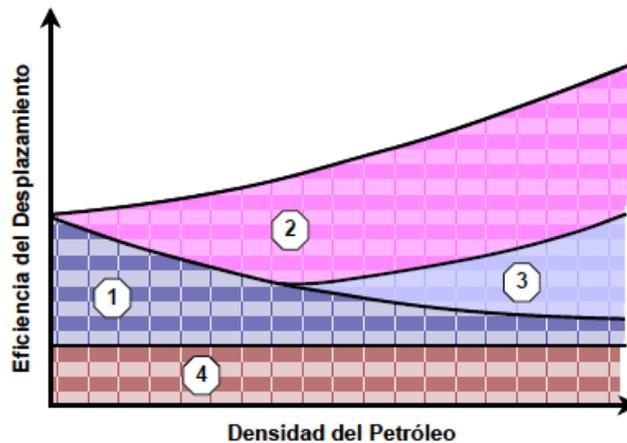


Figura 5. Contribuciones relativas de los mecanismos a la eficiencia del desplazamiento del petróleo por agua caliente.

Factores a considerar en la inyección de agua Caliente:

- ✓ El agua caliente transporta menos calor (entalpía) que el vapor.
- ✓ Aunque el agua caliente exhibe una razón de movilidad más favorable que el vapor. Los datos de campo tienden a demostrar que el agua caliente es susceptible a formar canales y a digitarse. Esto se debe en parte a los efectos de gravedad, tal como lo demuestran los resultados de Spillette y Nielsen (1967).
- ✓ Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua, mientras que en el caso de vapor sólo habrá una reducción en su calidad.
- ✓ La inyección de agua caliente puede causar daño a la formación, debido al incremento en la saturación de agua alrededor del pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipan los efectos térmicos.

Referencias Bibliográficas

- Araujo, J.: "Estimulación Cíclica con Agua Caliente en las Arenas del Grupo I – Campo Morichal", I Simposio de Crudos Extra-Pesados, Petróleos de Venezuela, Maracay, Oct. 13-15, (1976).
- Baker, P.E.: "Effect of Pressure and Rate on Steam Zone Development in Steamflooding," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1973) 274 – 284, Trans., AIME, 255.
- Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans., AIME (1942) 1646, 107-116.
- Combarous, M., and Sourieau, P.: "Les Methodes Thermiques de Production des Hydrocarbures", Revue. Inst. Francais de Pétrole (Jul.- Ago. 1976), Cap. 3, 543-517.
- Díaz-Muñoz, J., and Farouq Ali, S. M.: "Effectiveness of Hot-Water Stimulation of Heavy-Oil Formations", J. Cdn. Pet. Tech. (July-Sept.1975), 66-76.

- Farouq Alí, S.M.: “Steam Stimulation - An Evaluation”, Producers Monthly, 31(10), 2 Octubre 1.967.
- Farouq Ali, S. M.: “Well Stimulation by Thermal Methods”, Prod. Monthly (April 1.968) 23-27.
- Farouq Ali, S.M.: “Oil Recovery by Steam Injection,” Producers Publishing Company, Inc., 1970.
- Farouq Ali, S. M.: “Well Stimulation by Downhole Thermal Methods”, Prod. Monthly (Oct. 1.973) 25-25.
- Farouq Ali, S.M.: “ Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method,” Jour. Cdn. Pet. Tech. (Jan.- March. 1974) 54 – 68.
- Farouq Ali, S.M. And Meldau, R. F.: “Practical Heavy Oil Recovery Course”, University of Alberta, Canada, (1.987).
- Haan, H. J. and Van Lookeren, J.: “Early Results of the First Large Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela”, J. Pet. Tech., (Jan. 1.969) 95-100.
- Leonard, J.: “Annual Production Report- Enhanced Oil Recovery,” Oil & Gas Jour. (April 14, 1986) 71 – 101.
- Marx, J. W. and Langenheim, R. H.: “Reservoir Heating by Hot Fluid Injection”, Trans. AIME (1.959), 312.
- Nelson, T. W., and McNeil, J. S., Jr.: “Oil Recovery by Thermal Methods”, Part I, Pet. Eng. (Feb. 1.959) B27-32.
- Poston, S. W., Ysrael, S. C., Hassain, A.K.M.S., Montgomery, E. F. III and Ramey, H. J. Jr.: “Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands”, Soc. Pet. Eng. J. (June 1970), 171-180; Trans. AIME, 249.
- Prats, M.: “Thermal Recovery,” Henry L. Doherty Series. Vol. 7. 1982.
- Socorro, J. B., and Reid, T. B.: “Technical Analysis of Ciclyc Hot Water Stimulation- Morichal Field, Venezuela”, presentado en las III Jornadas Técnicas, Maracaibo, Oct. 14-16, (1971).
- Sinnokrot, A. A., Ramey, H. J. Jr., and Marsden, S. S. Jr.: “Effect of Temperature Level Upon Capillary Pressure Curves”, Soc. Pet. Eng. J. March 1971), 13-22.
- Van Poolen, H. K. and Associated: “Fundamentals of Enhanced Oil Recovery”, PennWell Publishing company, Tulsa, Oklahoma, 1.981.
- Spillette, A. G., and Nielsen, R. L.: “Two-Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior”, SPE Paper 1895, presented at the 42nd. Annual Meeting of the Soc. Pet. Eng., Houston, Texas (Oct. 1967).
- Studies of Oil Recovery by Steam Injection,” Trans., AIME, Vol. 222, 6881 (1961).
- Willman, B.T., Valleroy, V.V., Runberg, G.W., Cornelius, A.J., Powers, L.W.: “Laboratory.
- White, P. D. and Moss, J. T.: “High-Temperature Thermal Techniques for Stimulating Oil Recovery”, J. Pet. Tech. (Sept. 1.965) 1007-1011.