

40  
29



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ANALISIS DE LOS METODOS DE  
RECUPERACION MEJORADA MAS  
UTILIZADOS A NIVEL MUNDIAL Y SU  
POSIBLE APLICACION EN MEXICO**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
**SALVADOR MARIANO CRUZ TOVAR**

Director de Tesis: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

MEXICO, D. F.

1993

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## CONTENIDO

	Página
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>CAPÍTULO I    CONCEPTOS GENERALES DE RECUPERACIÓN MEJORADA.</b>	<b>1</b>
I.1. Características básicas de los métodos de recuperación mejorada.	2
I.1.1. Influencia de las características del yacimiento.	5
I.1.2. Influencia de las características de los fluidos.	6
I.1.3. Influencia del arreglo de los pozos.	7
I.2. Recuperación térmica.	8
I.2.1. Inyección de vapor y agua caliente.	10
I.2.2. Combustión in-situ.	15
I.3. Inyección de gas.	20
I.3.1. Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ).	22
I.3.2. Hidrocarburos miscibles (HM).	26
I.3.3. Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) y gas de combustión (flue gas).	27
I.4. Métodos químicos.	28
I.4.1. Polímeros.	29
I.4.2. Polímeros-miscelares.	31
I.4.3. Sustancias alcalinas.	33
<b>CAPÍTULO II    LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN LOS ESTADOS UNIDOS.</b>	<b>36</b>
II.1. Antecedentes de la recuperación mejorada en Estados Unidos.	36
II.2. Análisis del año de 1980 a 1990.	36

	<b>Página</b>
<b>CAPÍTULO III LA RECUPERACIÓN MEJORADA FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS.</b>	<b>43</b>
III.1. Antecedentes de la recuperación mejorada fuera de los Estados Unidos.	43
III.2. Análisis del año de 1980 a 1990.	43
<b>CAPÍTULO IV CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS PARA LA SELECCIÓN PRELIMINAR DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA</b>	<b>50</b>
IV.1. Métodos térmicos.	53
IV.2. Métodos químicos.	55
IV.3. Métodos de inyección de gas.	58
<b>CAPÍTULO V PERSPECTIVAS EN MÉXICO.</b>	<b>62</b>
V.1. Antecedentes en México.	62
V.2. Ejemplos.	69
V.2.1. Ejemplo 1.	69
V.2.2. Ejemplo 2.	72
V.2.3. Ejemplo 3.	75
<b>CONCLUSIONES.</b>	<b>77</b>
<b>REFERENCIAS.</b>	<b>81</b>

## INTRODUCCIÓN

La extracción de petróleo puede efectuarse de varias formas que, de manera general, se pueden resumir en dos: La primera se refiere al uso de la energía propia del yacimiento y la segunda a la aplicación de energía externa al mismo. Dentro de esta última se encuentran los procesos de recuperación mejorada (RM), que han probado ser métodos de recuperación de aceite rentables y eficientes por más de una década.

En los primeros días de la industria petrolera los yacimientos se producían de manera natural hasta que se alcanzaba cierta etapa de agotamiento, que era generalmente cuando el gasto de producción llegaba a ser económicamente incoesteable. Esto es conocido como fase de recuperación o explotación "primaria".

La presencia natural de un casquete de gas o de un acuífero activo por lo general produce un alto factor de recuperación, ya que provee al aceite del yacimiento de un empuje adicional. La falta de un empuje natural suficiente en la mayoría de los yacimientos ha llevado al ingeniero petrolero a introducir alguna forma de mecanismo artificial de empuje; los métodos más utilizados han sido la inyección de agua y de gas natural. A éstos se los conoce como métodos de recuperación "secundaria". Esta descripción de recuperación "secundaria" es solamente de carácter histórico, ya que dichos métodos actualmente se aplican, en muchos casos, antes del final de la fase de explotación "primaria".

Algunos métodos de recuperación pueden ser utilizados en forma sucesiva, por ejemplo, la recuperación inicial se puede dar por la energía propia o

natural del yacimiento, seguida por inyección de agua y posteriormente por inyección de Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ). Varios autores han usado el término de recuperación "terciaria" para indicar esta última situación. Los términos de recuperación "secundaria" y "terciaria", por lo tanto, describen el orden en que los métodos son usados, en lugar de estar relacionados con otras características de tipo técnico.

Últimamente se ha introducido el término "mejorada", que significa hacer algo mejor a algo ya existente o que está sucediendo, pero en esto se puede caer en un error. Por ejemplo, los yacimientos que nunca han producido aceite y no han fluído debido a la poca presión natural del mismo, o que deban ser calentados para producir, no están teniendo su producción mejorada, ya que nunca han producido.

Para el propósito de esta tesis, todos los métodos de recuperación distintos al de la producción natural, esto es, recuperación debida a la presión natural del yacimiento y que no utilicen la inyección de agua o gas natural, son considerados como métodos de recuperación mejorada.

Debido a que en México sólo se han desarrollado algunos estudios y pruebas piloto y a que aún no se ha implantado formalmente a la fecha ningún método de RM en algún yacimiento, la información para la realización de esta tesis fue tomada casi en su totalidad de artículos técnicos, en los que sobresale Estados Unidos como el primer país en cuanto a la utilización de estos métodos. Es por esto que se ha dedicado el segundo capítulo al análisis de la RM en Estados Unidos y el tercero al conjunto de los demás países.

El primer capítulo trata sobre las características básicas de los métodos de RM y el cuarto capítulo sobre el análisis de la utilización de dichos métodos. Con base en esta información y las características de algunos yacimientos en México, se incluyó el quinto capítulo, en el que se presentan los antecedentes de la inyección de vapor en el país, así como tres casos de campos en los cuales se recomienda de manera tentativa algún método de recuperación mejorada.

Se presenta una metodología rápida para preseleccionar el método de RM a partir de las condiciones del yacimiento y sus fluidos. El análisis no toma en cuenta el aspecto económico, el cual comprende una diversidad de conceptos como costos de equipo, materiales, recursos humanos, etc. Aunque el conocimiento de esta información es fundamental para cualquier proyecto, la obtención de ésta a veces resulta difícil para el estudiante. Más bien la metodología se basa en las características esenciales de los métodos de RM, como son las propiedades petrofísicas del yacimiento y de los fluidos que contiene. La decisión final dependerá invariablemente de la evaluación económica respectiva de cada proyecto en forma individual.

Si se recuerda que el objetivo final es la recuperación de petróleo, un bien económico, la RM puede ser una opción viable tanto técnica como económica. El análisis abarca la década de los 80's y el año de 1990.

## CAPÍTULO I

### CONCEPTOS GENERALES DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La finalidad de la recuperación mejorada (RM) es la recuperación de aceite por medio de procesos dirigidos a obtener mayores eficiencias de desplazamiento que las obtenidas de procesos de recuperación secundaria como la inyección de agua y la inyección de gas<sup>1\*</sup>.

Como se sabe, la producción inicial de los campos depende de la energía interna del yacimiento, que a su vez se da por empujes debidos a la expansión del sistema roca-fluido, gas en solución, por empuje hidráulico, etc. Todos los demás métodos de recuperación dependen del suministro de energía adicional para incrementar la recuperación de aceite<sup>2</sup>.

La mayoría de estos métodos proveen energía externa al yacimiento en forma mecánica por medio de la inyección de un fluido que desplaza a aquellos que se encuentran a su alrededor. En el caso de los métodos de recuperación térmica, el fluido inyectado es capaz directa o indirectamente de transmitir energía al yacimiento.

El Consejo Nacional de Petróleo de los Estados Unidos (NPC) en un estudio de 1984<sup>3</sup>, definió la RM, como:

"El aumento en la producción de aceite que puede ser económicamente recuperado de un yacimiento, después de aquél que puede ser recuperado económicamente por métodos convencionales, tanto primarios como secundarios."

\*1 Referencias al final de la tesis.



En la Figura 1 se presentan esquemáticamente las diferentes etapas de recuperación a las que puede estar sometido un yacimiento, indicándose los procesos más utilizados\*.

### **I.1. Características básicas de los métodos de recuperación mejorada.**

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), en una regulación expedida en agosto de 1979<sup>3</sup> calificó los siguientes procesos como métodos de RM:

- Empuje con vapor.
- Inyección cíclica de vapor.
- Combustión in-situ.
- Empuje con polímeros-surfactantes (microemulsiones).
- Empuje con sustancias alcalinas.
- Empuje por agua con polímeros.
- Desplazamiento con fluidos miscibles.
- Desplazamiento inmisible con gases de naturaleza distinta a los hidrocarburos.
- Cualquier técnica de recuperación de aceite con densidad menor a 16° API.

## MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

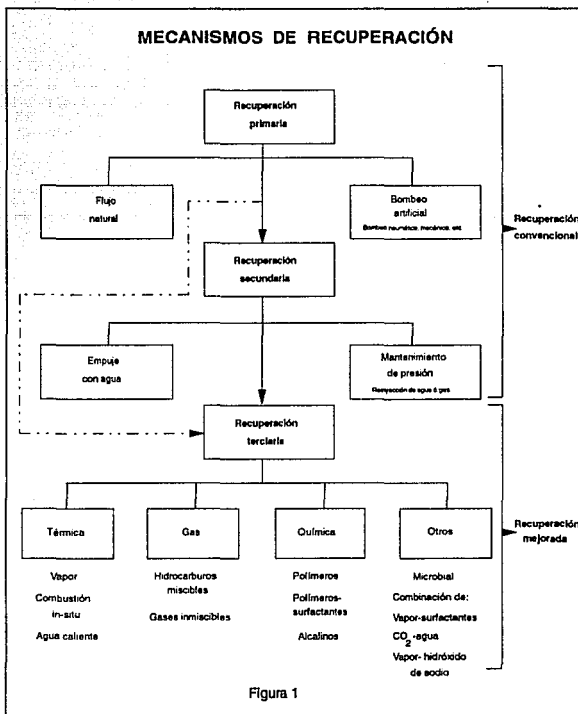


Figura 1

Estos métodos permiten al ingeniero petrolero obtener aceite sin tener que pasar incluso, en algunos casos, ni por la recuperación primaria ni la inyección de agua.

Existen tres mecanismos básicos<sup>6</sup> para la recuperación mejorada de aceite. Estos se agrupan dependiendo de si se basan en la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el agua, la extracción del aceite por medio de un solvente, la reducción de la viscosidad del aceite o un aumento en la viscosidad del agua inyectada.

En forma general se puede decir que los objetivos<sup>7</sup> de la RM son: a) Mejorar la eficiencia de barrido, reduciendo la relación de movilidades entre el fluido inyectado y el desplazado; b) eliminar o reducir las fuerzas capilares y, por lo tanto, mejorar la eficiencia de desplazamiento y c) si se puede, mejorar simultáneamente los mecanismos a y b.

La eficiencia de cualquier método de RM se mide por la capacidad de proveer una mayor recuperación de hidrocarburos adicional al agotamiento natural y con un gasto de producción atractivo económicamente.

Por otro lado, la eficiencia de cualquier método de RM depende de:

- Las características del yacimiento.
- La naturaleza de los fluidos desplazante y desplazado.
- El arreglo de los pozos inyectores y productores.

### **1.1.1. Influencia de las características del yacimiento.**

Debido a que los costos de la perforación aumentan con la profundidad, es de preferirse yacimientos someros<sup>6</sup>, pero deben evitarse, para la mayoría de los casos, yacimientos que tengan fracturas extensas, grandes heterogeneidades, "zonas ladronas" o que tengan grandes fallas. Idealmente se prefieren yacimientos que sean relativamente uniformes con saturaciones razonables de aceite, mínimas zonas de lutitas y una buena extensión areal.

Las siguientes son algunas de las características del yacimiento<sup>7</sup> más importantes a tomar en cuenta:

- a) Profundidad promedio. Es un factor importante tanto técnica como económicamente. Desde el punto de vista técnico es una restricción para la presión de inyección que puede ser usada, ya que debe de ser menor a la presión de fractura. Económicamente, el costo de un proyecto de RM está directamente relacionado con la profundidad, ya que se incrementa el costo de la perforación de los pozos inyectoros o en la potencia de la compresora requerida en el caso de la inyección de gas.
  
- b) Estructura, en particular la inclinación de la formación. Ya que en una formación muy inclinada la fuerza de gravedad se opone a que los fluidos desplazantes cumplan su cometido, especialmente en yacimientos muy permeables o cuando su inclinación es muy pronunciada debido a que, por ejemplo, si se inyecta gas, éste tenderá a segregarse a la parte superior del yacimiento.

c) Grado de homogeneidad. Para lograr una alta recuperación de hidrocarburos no debe haber impedimentos para que exista flujo hacia el yacimiento, por ejemplo, fallas que lo aislén o una variación de facies. Es aconsejable asegurarse del grado de comunicación entre los pozos antes de iniciar cualquier proyecto.

d) Propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad). Mientras más altas sean la porosidad y la saturación de aceite residual al final de la fase de recuperación primaria, resulta más atractivo un proyecto de RM. En cambio la permeabilidad, mientras más alta sea, es de esperarse que la producción primaria haya sido mayor y por lo tanto menor el aceite remanente y esto desaliente el uso de la RM. El efecto de la presión capilar depende del gasto de producción; en ocasiones es benéfico ya que ayuda a mantener un frente uniforme entre dos fluidos inmiscibles en un medio poroso heterogéneo. Pero generalmente estas fuerzas son la causa de que quede aceite atrapado en los poros.

#### **1.1.2. Influencia de las características de los fluidos.**

La propiedad principal de los fluidos a ser tomada en cuenta cuando se está diseñando un proyecto de RM es la viscosidad.

Si los fluidos a producir son muy viscosos, las velocidades de desplazamiento serán bajas debido a que los gradientes de presión de inyección disponibles son limitados. Por lo tanto, la producción de aceite

sería a un gasto tan bajo que pueda no ser económicamente atractiva. Para un volumen de fluidos inyectados dado, y manteniendo las demás propiedades constantes, la saturación de aceite residual será mayor si la viscosidad del aceite es también más grande. Por lo tanto, aceites más pesados con alta viscosidad requieren de métodos de RM que alteren la viscosidad de dichos aceites.

El fluido a utilizar en la recuperación mejorada puede ser cualquier sustancia que realice un mejor trabajo para recuperar aceite que simplemente el gas natural o el agua<sup>6</sup>. La cantidad de fluido a inyectar puede variar desde una pequeña fracción del volumen de poro del yacimiento a más del volumen total poroso del mismo. Obviamente, si el fluido es caro, se utilizará en pequeñas cantidades y debe ser más efectivo en términos de barriles adicionales de aceite producido por barril de sustancia inyectada. Si se requieren grandes volúmenes, los fluidos de relleno pueden ser el agua o un gas barato.

### **I.1.3. Influencia del arreglo de los pozos.**

La localización relativa de los pozos inyectores y productores depende de la geometría del yacimiento, su tipo y el volumen de roca que contenga los hidrocarburos a ser "barridos", además del factor económico, ya que a mayor cantidad de pozos el dinero a invertir es mayor<sup>2</sup>. Se recomienda, de ser posible, hacer uso de cualquier influencia favorable de la fuerza de gravedad, por ejemplo, en un yacimiento inclinado, yacimientos con casquete de gas o con un acuífero activo.

Esto nos lleva a dos tipos de localización de pozos inyectores:

- a) Aquella en la cual los pozos inyectoros están agrupados o juntos.

Este tipo de localización se utiliza cuando la inyección se realiza en un yacimiento con casquete de gas y en éste se efectúa la inyección. Si el yacimiento es un anticlinal, los pozos inyectoros normalmente se ubicarán agrupados en la parte más alta de él. También se utiliza cuando se trata de un anticlinal con un acuífero y en éste se efectúa la inyección. En este caso los pozos inyectoros formarán un anillo alrededor del yacimiento. Cuando se trata de un monoclinal también se utiliza este tipo de localización y los pozos inyectoros se localizarán dependiendo de si se inyecta agua o gas; si se inyecta gas se localizarán en la parte superior del monoclinal.

- b) Aquella en que los pozos inyectoros están distribuidos entre los pozos productores. Este tipo de localización se emplea en yacimientos que tienen poca pendiente y gran extensión. Para asegurar un barrido uniforme, los pozos inyectoros son distribuidos entre los productores. Esto se puede hacer convirtiendo pozos productores ya existentes en inyectoros o perforando pozos nuevos.

## **I.2. Recuperación térmica.**

Los procesos térmicos añaden calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite o para vaporizarlo<sup>7</sup>. En ambos casos, se hace más móvil al aceite lográndose así desplazarlo en forma más efectiva hacia los pozos productores. Además del calor, estos procesos proveen una fuerza de empuje (presión) para mover al aceite a los pozos productores.

Existen dos categorías de métodos térmicos<sup>2</sup>: aquella en la cual el calor es producido en la superficie (inyección de un fluido caliente) y aquella en que el calor es creado en la formación (combustión in-situ). En el primer caso el fluido inyectado lleva el calor producido, mientras que en el segundo caso el fluido inyectado es uno de los reactivos involucrados en una reacción exotérmica que tiene lugar en el yacimiento.

Los métodos de RM térmica son los siguientes:

- a) Inyección cíclica de vapor, conocida también como inyección y producción (en inglés "huff and puff" o "steam soak").
- b) Inyección continua de vapor o empuje por vapor.
- c) Inyección de agua caliente.
- d) Combustión in-situ.

Existen proyectos interesantes de RM por medio de estos métodos, por ejemplo un proyecto piloto en el Condado de Maverick, Estado de Texas, llevado a cabo por la compañía Conoco, en donde intentan producir un aceite de la formación San Andrés del Campo Saner, localizado a unos 48 kilómetros al noreste de Eagle Pass y a una profundidad de 457 metros. El aceite es demasiado espeso para fluir a condiciones de yacimiento y demasiado densa para flotar en agua. Su densidad es de -2º API y la viscosidad @ c.y. es de 20 millones de cP y por RM térmica se intentará recuperar aceite.

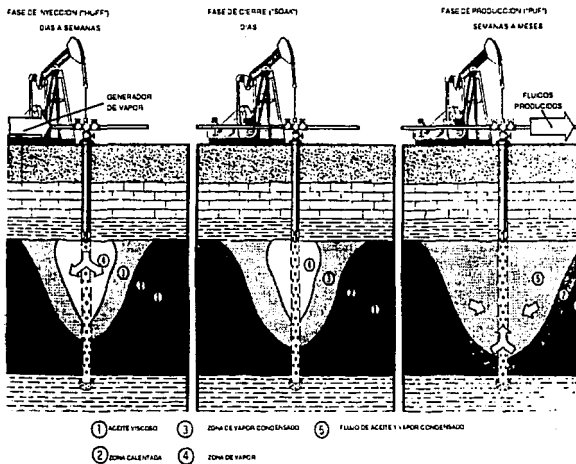


### **1.2.1. Inyección de vapor y agua caliente.**

La inyección de vapor es aplicable para aceites viscosos en formaciones relativamente someras<sup>6</sup>; el vapor es introducido por los pozos inyectoros para reducir la viscosidad del aceite y proveer además una fuerza de empuje para desplazar a un aceite más móvil hacia los pozos productores. Un vapor debe tener en la superficie hasta un 80% de calidad.

La inyección de vapor se puede efectuar de dos maneras<sup>4</sup>, en forma cíclica, conocida también como estimulación por vapor ("steam soak") y el empuje por vapor ("steam drive"). En el primer caso se inyectan aproximadamente 1,000 bl/día de vapor, dependiendo del diseño, al pozo productor por un período específico (normalmente de 2 a 3 semanas). Posteriormente el pozo es cerrado por varios días para permitir una disipación suficiente de calor y luego es puesto en producción (Fig. 2). El calor del vapor inyectado aumenta la temperatura del yacimiento y trae como resultado un incremento pronunciado en la movilidad del aceite caliente y éste producir un aumento en el gasto de producción. Otros beneficios que pueden contribuir a la producción por esta estimulación son: 1) Una expansión térmica de los fluidos; 2) una compresión del gas en solución; 3) disminución en la saturación de aceite residual y 4) un efecto de limpieza en el pozo.

En muchos pozos de aceite se utiliza esta técnica en forma sucesiva; en casi todos los casos la producción reportada en el segundo ciclo de estimulación es generalmente menor que en el primer ciclo y en los ciclos posteriores va siendo cada vez menor. Muchos pozos son convertidos a



## ESTIMULACION DE VAPOR EN FORMA CICLICA

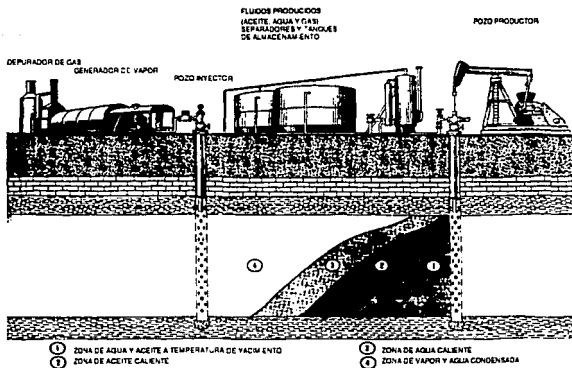
FIGURA 2.

empuje continuo de vapor después de la aplicación de varios ciclos de inyección de vapor.

El proceso de empuje por vapor es similar al empuje por agua. Se escoge un patrón de pozos inyectoros y el vapor es inyectado a través de éstos, mientras que el aceite se produce por los pozos adyacentes. Idealmente, el vapor forma una zona saturada alrededor del pozo inyector (Fig. 3). A medida que el vapor se aleja del pozo su temperatura disminuye. A determinada distancia del pozo el vapor se condensa y forma un banco de agua caliente. En la zona saturada de vapor, el aceite es desplazado por la destilación de vapor y un empuje del mismo. En la zona de agua caliente, tienen lugar cambios en las características físicas del aceite y también en la roca del yacimiento. Estos cambios son la expansión térmica del aceite, una reducción de la viscosidad y de la saturación residual del aceite así como cambios en la permeabilidad relativa.

Dos factores que limitan el uso de la inyección de vapor son: la profundidad (menor a 1,524 metros) y el espesor del yacimiento (mayor a 3 metros, aunque para Taber<sup>6</sup> el espesor debe de ser mayor a 6 metros). La limitación de la profundidad se debe a la presión crítica del vapor (217.8 kg/cm<sup>2</sup>) y la limitación del espesor es debido a las pérdidas de calor tanto en la cima como en la base.

Algunas características favorables para el uso de vapor, según Van Poolen<sup>8</sup>, son: 1) Densidad del aceite mayor de 12° API; 2) viscosidad del aceite entre 100 y 10,000 cP @ temperatura del yacimiento; 3) permeabilidad mayor a 50 mD y 4) porosidad mayor a 25%. Estos



### EMPUJE POR VAPOR

FIGURA 3.

parámetros tienen similitud con los recomendados por Taber<sup>6</sup>, quien recomienda utilizar la inyección de vapor cuando el yacimiento esté a una profundidad máxima de 5,000 pies, una permeabilidad mayor a 200 mD (preferentemente mayor a 500 mD) y una viscosidad del aceite de 20 a 10,000 cP.

Quitando el alto costo, el desplazamiento por vapor generalmente parece más favorable que el uso de agua caliente<sup>2</sup>, debido a su gran estabilidad, mayor eficiencia de barrido y una más alta cantidad de energía térmica conducida por unidad de masa de fluido inyectado.

Si el yacimiento ha estado produciendo por inyección de agua, es decir, por medio de recuperación secundaria, la inyección de agua caliente en este caso puede ser más adecuada, ya que para desplazar grandes cantidades de agua inyectada, se necesitarían volúmenes muy grandes de vapor. La inyección de agua caliente también es recomendable en yacimientos someros que contengan aceite en un rango de viscosidad entre 100 y 1,000 cP<sup>8</sup>.

Uno de los mayores problemas del empuje convencional de vapor, es la contaminación del aire<sup>9</sup> cuando se utiliza el aceite producido para generar el vapor, ya que se requiere de cerca de la tercera parte del aceite pesado producido como combustible de los generadores de vapor y este aceite generalmente es rico en contenido de sulfuros. Por lo tanto es necesario instalar sistemas de depuración para eliminar el SO<sub>2</sub> al gas de combustión.

Un generador de vapor de fondo (DSG por sus siglas en inglés) es una alternativa para afrontar el problema de los contaminantes de la combustión. Una unidad DSG de alta presión produce vapor y los gases

combinados del vapor y de la combustión son inyectados al yacimiento, reduciendo significativamente el problema de la contaminación del aire. Otro incentivo para el uso de unidades DSG, es la eliminación de pérdidas de calor asociadas a los equipos de generación de vapor convencionales superficiales.

Pero las unidades de alta presión DSG también tienen sus desventajas. Resulta su instalación hasta \$ 500,000 dólares más cara en comparación con una unidad superficial convencional (a precios de 1982). Además, este tipo de generadores no es recomendable para la inyección cíclica de vapor, ya que tiene que ser removida la unidad cada vez que el pozo se ponga a producción y reinstalarse para el siguiente ciclo de inyección de vapor. Por otra parte, carece de flexibilidad, ya que sólo puede servir al pozo en que está instalada.

Sin embargo, un incentivo que ofrecen los proyectos de inyección de vapor a la inversión, son los sistemas y equipos de cogeneración<sup>9</sup>. Muchos sistemas de cogeneración están actualmente en operación en el Estado de California (E. U.) para el empuje de vapor y otros se encuentran en planeación. La cogeneración es simplemente la utilización de la pérdida de calor de un proceso, como la energía de entrada de otro proceso. Una de las instalaciones más grandes de cogeneración en los E. U. se encuentra en el Campo del Kern River en California.

#### **I.2.2. Combustión in-situ.**

El objetivo de la combustión in-situ es lograr una combustión dentro de los poros del yacimiento que contienen al hidrocarburo, quemando parte

del aceite in-situ para mejorar el flujo del aceite de la porción no quemada<sup>2</sup>. La combustión se lleva a cabo mediante la inyección de aire en el yacimiento en uno o más pozos, para esto se requiere que los yacimientos tengan una permeabilidad relativamente alta<sup>6</sup> (>100 mD). El calor generado durante la combustión es el suficiente para elevar la temperatura de la roca y así lograr que el frente de combustión se propague a sí mismo después de la ignición inicial.

Si consideramos el caso simple de un pozo inyector de aire y otro pozo productor, se puede sacar como conclusión que la dirección de propagación del frente de combustión depende de en dónde tenga lugar la ignición. Si la zona que rodea al pozo inyector se eleva a una temperatura suficientemente alta, la ignición tiene lugar en la vecindad de éste y el frente de combustión viajará en dirección al pozo productor, esto es, en la dirección de flujo del fluido. A este fenómeno se le conoce como combustión hacia adelante.

Por otro lado, si la zona alrededor del pozo productor se calienta, la ignición tiene lugar cerca de este pozo y el frente de combustión viajará hacia el pozo inyector, esto es, en dirección contraria al flujo. A este fenómeno se le conoce como combustión hacia atrás o inversa.

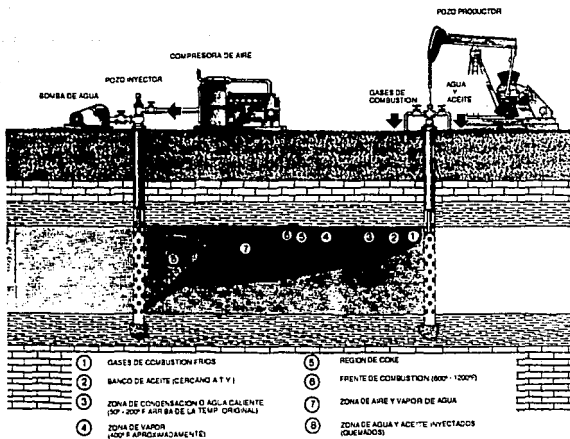
A la combustión hacia adelante también se le conoce como combustión seca. En este proceso el frente de combustión actúa como un pistón, el cual empuja hacia adelante de él las fracciones de crudo no quemadas. Las fracciones pesadas que se convierten en coke, son quemadas junto con el oxígeno del aire inyectado para mantener la combustión.

El fenómeno de ignición se lleva a cabo cuando el aceite se quema espontáneamente como a continuación se explica<sup>10</sup> : después de que cierto volumen de aire es inyectado, ocurre una oxidación del crudo a la temperatura del yacimiento y resulta en un lento aumento de ésta. Este aumento de temperatura tiene el efecto de aumentar el grado de oxidación del crudo, el cual conlleva a un incremento posterior en la temperatura. Este proceso continúa hasta que la temperatura del crudo se eleva al punto en que ocurre una ignición espontánea. En algunos casos, un calentamiento previo del aire inyectado en la superficie reduce el tiempo para lograr la ignición.

Otro proceso de combustión in-situ se realiza combinando la inyección de aire y agua. A este proceso se le conoce como combustión húmeda ("wet combustion")<sup>2</sup> (Fig. 4). Durante la combustión hacia adelante, la entalpia que tiene la matriz de la roca es solo parcialmente usada para precalentar el aire inyectado, el resto se pierde en las formaciones vecinas. Por lo tanto, surgió la idea de combinar la inyección de aire y agua después de que empieza el proceso de combustión. De esta forma, la alta capacidad térmica del agua se usa para recuperar la energía remanente detrás del frente y transportarla hacia adelante.

Comparada con los otros métodos térmicos, la combustión in-situ tiene la ventaja de que el calor se produce en el mismo medio poroso, por lo tanto no existe el problema de pérdida significativa de calor en los pozos inyectoros. Este proceso tiene varias ventajas específicas como son la combustión de un residuo pesado de bajo valor, la producción de un aceite más ligero que el original remanente y generalmente no es corrosivo y la





### COMBUSTION IN-SITU "MOJADA"

FIGURA 4.

solución de una cantidad de  $\text{CO}_2$  en el aceite, lo que resulta en una disminución adicional de su viscosidad.

La combustión puede llevarse a cabo en yacimientos más profundos y delgados<sup>6</sup>, en secciones más pequeñas de arenas donde las pérdidas de calor para el empuje de vapor pueden ser excesivas. La profundidad mínima requerida es de 500 pies.

Las limitaciones técnicas<sup>2</sup> para la aplicación del método de la combustión in-situ son principalmente:

- a) Espesor de la formación. Debe de ser mayor a 2 m. para evitar pérdidas de calor excesivas ( 3 metros según Taber <sup>6</sup>).
- b) Permeabilidad mayor de 100 mD.
- c) Características del aceite y de la matriz de la roca; el aceite no debe ser muy viscoso y su peso específico debe estar entre 0.8 y 1.0  $\text{gr/cm}^3$  (< a 40° API según Taber, normalmente entre 10 y 25° API).

Para este método se utilizan compresoras recíprocantes de varias etapas para la compresión del aire. Para la combustión húmeda, los pozos inyectoros deben también estar provistos con bombas de inyección de agua. El aire y el agua pueden ser inyectados simultáneamente como una mezcla o en forma de baches.

### **1.3. Inyección de gas.**

La inyección de gas en un yacimiento de aceite se puede realizar ya sea en el casquete de gas, si existe, o directamente en la zona de aceite. El gas utilizado en RM es generalmente el  $\text{CO}_2$  o uno a base de hidrocarburos. Aunque también se ha utilizado el Nitrógeno ( $\text{N}_2$ ) y el gas de combustión (flue gas). Durante la inyección puede ocurrir un desplazamiento en forma miscible o inmisible.

El  $\text{CO}_2$ , el Nitrógeno y el empuje por medio de hidrocarburos miscibles funcionan mejor con aceites muy ligeros<sup>6</sup> y a una profundidad suficiente para, de ser posible, lograr la miscibilidad.

Bajo el nombre de empuje miscible se reconoce al desplazamiento de fluidos mediante el cual el fluido desplazante y el desplazado se hacen miscibles, es decir, se hacen completamente solubles uno en el otro y logran mezclarse. A diferencia de los fluidos inmiscibles, la tensión interfacial entre los fluidos miscibles es prácticamente cero y no existe una diferencia de interfase entre los fluidos, por lo tanto la eficiencia microscópica de desplazamiento será en teoría, del 100%.

El interés práctico por el desplazamiento miscible se hizo evidente cuando se descubrió que:

- a) Para obtener la miscibilidad es suficiente inyectar en forma de bache un cierto volumen de un solvente (un pequeño porcentaje del volumen de poro a ser barrido desplazado por un fluido más barato.

- b) Bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición, algunos fluidos inicialmente no miscibles pueden volverse miscibles con el aceite del yacimiento.

Está claro que la naturaleza del fluido desplazante es de gran importancia en la optimización de la recuperación de aceite, y que un fluido miscible con el aceite es preferible a utilizar bajo ciertas circunstancias. Sin embargo, debe hacerse notar que el desplazamiento miscible está sujeto también a las mismas limitaciones del desplazamiento inmisible en lo que se refiere a la eficiencia de barrido, tanto areal como vertical. En particular, si el fluido miscible desplazante es un gas de alta movilidad pueden ocurrir fenómenos tales como la segregación gravitacional o una canalización, reduciendo o incluso eliminando el beneficio potencial del proceso cuando se compara con métodos convencionales como, por ejemplo, la inyección de agua.

La inyección de gas en el casquete del yacimiento ayuda a mantener la presión del mismo y, simultáneamente, a empujar al aceite y desplazarlo hacia los pozos productores. Este proceso es similar al desplazamiento del contacto agua-aceite cuando se inyecta agua en un acuífero. Cuando la inyección del gas tiene lugar en la zona de aceite, el gas inyectado fluye radialmente desde los pozos inyectoras desplazando al aceite hacia los pozos productores.

En todos los casos, el gas tiene que comprimirse para poder ser inyectado a la formación, y por lo tanto se debe de instalar una estación de compresión. En un proyecto de inyección de gas la potencia requerida

para la compresora se calcula a partir de las condiciones de presión y gasto de gas a utilizar.

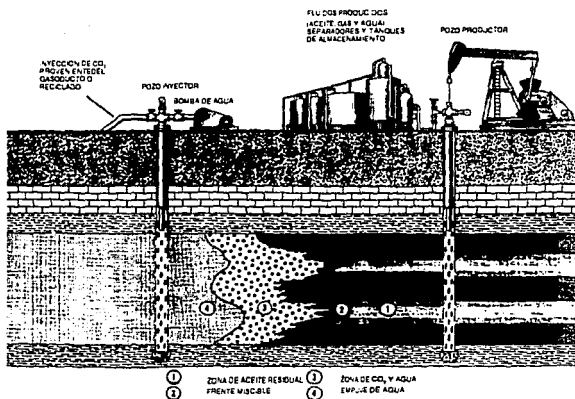
Desde el principio de la inyección de gas hasta su abandono, se requerirá una presión de inyección cada vez mayor, ya que la distancia a recorrer por el gas en el medio poroso se incrementa continuamente y, por lo tanto, también las pérdidas de presión. El gasto de inyección debe incrementarse después de la surgencia del gas inyectado.

Aún en el caso de que una compresora pueda cubrir los requerimientos de potencia necesaria, es preferible instalar varias compresoras pequeñas para poder proveer de mayor flexibilidad y respaldo en caso de un problema mecánico. Frecuentemente se utilizan compresoras reciprocantes accionadas por motores a gas.

### **1.3.1. Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>).**

El Dióxido de Carbono es muy soluble en aceites a presiones de yacimiento<sup>6</sup>, por lo tanto barre el volumen neto de aceite y reduce su viscosidad aún antes de que se logre alcanzar la miscibilidad por el mecanismo de empuje de vaporización del gas.

La inyección de este gas puede efectuarse ya sea de manera miscible (Fig. 5), o inmisible. El CO<sub>2</sub> tiene una fuerte afinidad con el aceite, aunque no es miscible al primer contacto. La miscibilidad se desarrolla en el yacimiento si las condiciones de presión y temperatura<sup>1</sup> son las adecuadas. La miscibilidad se puede obtener a presiones tan bajas como 100 kg/cm<sup>2</sup> a temperaturas de yacimiento moderadas<sup>4</sup>.



### EMPUJE DE DIOXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)

FIGURA 5.

La efectividad del  $\text{CO}_2$  se mide por la capacidad de reducir la viscosidad, "barrer" al aceite, reducir la densidad en el frente de avance y reducir la tensión interfacial<sup>1</sup>. Sin embargo, el  $\text{CO}_2$  tiene tal movilidad que es frecuentemente difícil de controlar. Se pueden inyectar baches de agua como medio de control de la movilidad.

Un parámetro crítico para determinar si un yacimiento es candidato para la inyección de  $\text{CO}_2$  es la presión mínima de miscibilidad<sup>9</sup> (PMM). La PMM es aquella presión en que el desplazamiento de aceite cambia de inmisible a miscible después de varios contactos del frente desplazante con el aceite del yacimiento. Los yacimientos que no son lo suficientemente profundos para soportar presiones equivalentes a la PMM se consideran como no aptos para el empuje por  $\text{CO}_2$ . Otro parámetro para que un yacimiento sea considerado como candidato para el uso de  $\text{CO}_2$  es la saturación residual de aceite<sup>8</sup>. Una saturación en el rango de 25 a 30% es generalmente usado como mínimo.

El Dióxido de Carbono puede ser inyectado en forma continua, disuelto en agua o en forma alterna con agua<sup>2</sup>.

La alta solubilidad del Dióxido de Carbono en el aceite, y en menor medida en el agua, da como resultado lo siguiente:

- a) Una gran reducción en la viscosidad del aceite y un pequeño incremento en la viscosidad del agua. Esto trae como consecuencia una mejora significativa en la movilidad del aceite en el yacimiento.

- b) Una reducción en la densidad del aceite. Esto disminuye el efecto de segregación gravitacional durante la inyección del Dióxido de Carbono.
- c) Una disminución sustancial de la tensión interfacial cuando se logra la miscibilidad.

La corrosión siempre es un problema en cualquier proyecto de inyección de  $\text{CO}_2$ . Cuando el  $\text{CO}_2$  se mezcla con agua forma ácido carbónico. Dependiendo del ambiente químico en que se encuentre, el grado de corrosión puede variar desde muy suave hasta severo. La corrosión suave puede ser controlada económicamente con inhibidores químicos.

Cuando el  $\text{CO}_2$  llega al pozo productor éste es producido junto con el gas de la formación, debe entonces separarse y procesarse para su reinyección. Algunos métodos de separación probados son la tecnología que utiliza membranas huecas de fibra de vidrio y el proceso de separación utilizando el carbonato de potasio caliente<sup>1</sup>.

El éxito<sup>2</sup> de la inyección de  $\text{CO}_2$  depende de:

- a) Las características del aceite: Densidad de preferencia mayor a 25° API con alto porcentaje de hidrocarburos intermedios ( $\text{C}_3 - \text{C}_{20}$ ) preferentemente.
- b) La porción del yacimiento contactada efectivamente: Puede utilizarse este método en areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas.



c) La presión de inyección.

d) La disponibilidad y el costo del CO<sub>2</sub>.

### 1.3.2. Hidrocarburos miscibles (HM).

Otro de los métodos de RM más utilizados en Estados Unidos, es la inyección de gases hidrocarburos. El proceso miscible involucra la inyección de un fluido (solvente) que disuelve parte del aceite del yacimiento<sup>5</sup>, eliminando con ésto las fuerzas que retienen al aceite en la matriz de la roca, para posteriormente barrer la mezcla del solvente y el aceite hacia el pozo productor. Este solvente puede ser un alcohol, hidrocarburos refinados, gases condensados (hidrocarburos), Dióxido de Carbono o gases licuados del crudo.

La inyección de hidrocarburos miscibles puede ser subdividida en tres métodos distintos<sup>6</sup>: 1) Inyección de solvente, que consiste en la inyección de un bache del 5% del volumen poroso de gas licuado (propano), empujado por gas natural o agua; 2) inyección de gas enriquecido, que consiste en inyectar del 10 al 20% del volumen poroso con gas natural enriquecido con etano a hexano seguido por gas seco (generalmente metano) y éste a su vez por agua; y 3) inyección de gas a alta presión, que es la inyección de gas seco a alta presión para vaporizar los componentes del C<sub>2</sub> al C<sub>6</sub> del aceite a desplazar. Un rango de presión (y por lo tanto de profundidad) se necesita para lograr la miscibilidad en los sistemas.

La permeabilidad no es un parámetro crítico si la estructura es relativamente uniforme<sup>6</sup>; pero las características del aceite son muy

importantes, una alta densidad ( $>35^{\circ}$  API) y una baja viscosidad del aceite ( $<10$  cP) con un alto porcentaje de  $C_2-C_7$ , son esenciales si se requiere lograr la miscibilidad. Este método puede ser utilizado ya sea en arenas o en carbonatos con un mínimo de fracturas.

### **1.3.3. Nitrógeno ( $N_2$ ) y gas de combustión (flue gas).**

En años recientes el interés se ha incrementado hacia el uso de gases menos caros de naturaleza distinta de los hidrocarburos<sup>6</sup>, tales como el  $CO_2$ , el Nitrógeno y el gas de combustión. Aunque el Nitrógeno y el gas de combustión no recuperan al aceite tan bien como los gases hidrocarburos (o líquidos), la factibilidad económica puede ser más favorable.

Varios investigadores han establecido que el  $N_2$  y otros gases inertes tienen un contacto más efectivo con los fluidos del yacimiento<sup>1</sup>. Esta ventaja se compensa por el requerimiento de una presión de inyección mayor comparada con la del  $CO_2$ . El fenómeno de desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento por gases inertes ocurre sólo en un rango pequeño de temperatura, presión y composición de los fluidos<sup>5</sup>. Por lo tanto, es limitado el número de yacimientos candidatos a RM por este método.

El Nitrógeno y el gas de combustión (compuesto aproximadamente de 88% de  $N_2$  y 12 % de  $CO_2$ ) están siendo usados cada vez más<sup>6</sup>. La compresibilidad del  $N_2$  es más baja y por lo tanto ocupará mucho mayor espacio a las presiones del yacimiento que el  $CO_2$  o aún que el metano a las mismas condiciones. Sin embargo, el Nitrógeno tiene menor

solubilidad en el aceite, baja viscosidad y requiere de una presión mucho mayor para desarrollar la miscibilidad. El incremento de la presión requerida con respecto al metano es importante y de 4 a 5 veces mayor comparada con el CO<sub>2</sub>.

El N<sub>2</sub> generalmente se utiliza en procesos inmiscibles ya que no es un agente apropiado para el desplazamiento miscible debido a la alta presión necesaria para obtener la miscibilidad. Además, los requerimientos de presión del Nitrógeno y profundidad del yacimiento, así como la existencia de aceites muy ligeros, son aún mayores si se desea realizar un desplazamiento miscible en el yacimiento.

Estos métodos pueden utilizarse en arenas o carbonatos, el aceite necesita ser de una densidad mayor a 24° API (35° API para el N<sub>2</sub>), de una viscosidad menor a 10 cP y la profundidad del yacimiento mayor a 1.500 m.

#### **I.4. Métodos químicos.**

Estos métodos involucran el mezclado de sustancias químicas en agua antes de su inyección<sup>6</sup>. Por lo tanto, requieren de las mismas condiciones favorables que para la inyección de agua: viscosidad del aceite de baja a moderada y permeabilidad de la roca de alta a moderada. En general, el empuje por sustancias químicas es utilizado para aceites más viscosos que los aceites recuperados por métodos de inyección de gas, pero menos viscosos que los aceites que pueden ser recuperados económicamente por métodos térmicos. La permeabilidad de los yacimientos para poder utilizar los métodos químicos necesita ser mayor que para la inyección de

gas pero no tan alta como para los métodos térmicos. Debido a que se inyectan fluidos menos móviles en los métodos químicos, se requiere de una inyectividad adecuada.

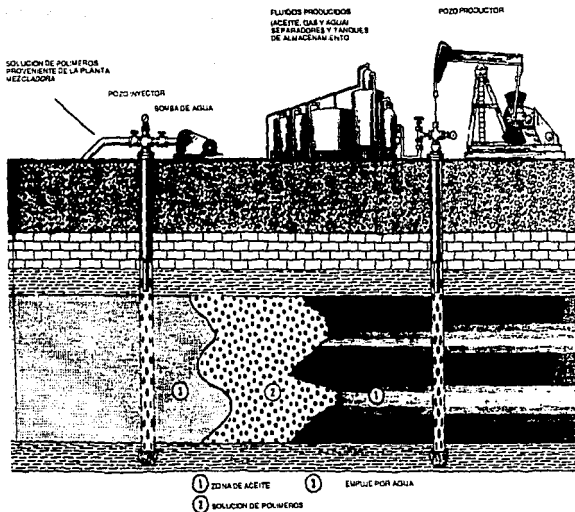
Las tres sustancias principales por métodos de recuperación por sustancias químicas son: a) Polímeros, b) polímeros-miscelares y c) sustancias cáusticas (alcalinas). Estos métodos son aplicables para aceites con viscosidad de baja a media<sup>6</sup> y a profundidades donde la temperatura no sea elevada. Ya que a grandes profundidades, una mayor temperatura puede representar problemas debido a la degradación o el consumo de las sustancias químicas.

#### 1.4.1. Polímeros.

La inyección de soluciones poliméricas incrementa la recuperación de aceite debido a que básicamente mejora la relación de movilidades, comparado con la inyección de agua convencional<sup>5</sup>. El empuje de polímeros produce aceite adicional al obtenido por el empuje de agua<sup>6</sup>, al incrementar la eficiencia areal e incrementar el volumen del yacimiento contactado.

Los polímeros de alto peso molecular incrementan la viscosidad aparente del agua creando una relación de movilidad más favorable entre el agua de empuje y los fluidos que desplaza (Fig. 6).

Los polímeros en cuestión son aquellos solubles en agua<sup>2</sup> y por lo tanto insolubles en aceite y alcohol. Son usados en soluciones acuosas en concentraciones<sup>6</sup> de entre 0.1 y 1 ppm o de 250 a 2.000 mg por litro. Un tratamiento de buen tamaño puede requerir la inyección de polímeros de un



**EMPUJE POR POLIMEROS**

FIGURA 6.

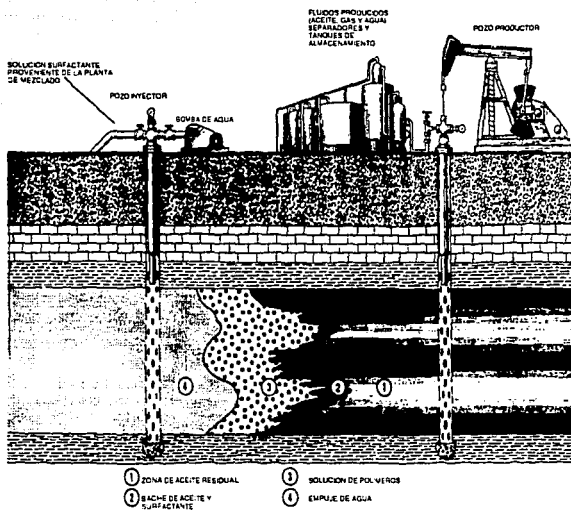
mínimo de 15 a 25 % del volumen poroso del yacimiento. Las soluciones de polímeros tienen la ventaja de ser muy viscosas aún cuando se diluyen. La viscosidad del aceite debe ser del orden de entre 10 y 100 cP y una densidad mayor a 25° API. Un empuje con polímeros es normalmente más efectivo cuando se inicia con relaciones agua-aceite bajas. Con los polímeros actuales, la temperatura del yacimiento debe de ser menor a 200° F, para evitar la degradación de la solución polimérica.

#### **I.4.2. Polímeros-miscelares.**

Este método fue propuesto por primera vez<sup>2</sup> en los años 20's. Es llamado también polímero-surfactante. Los surfactantes usados hoy en día son sulfonatos derivados del petróleo mezclados con otros químicos y agua. En muchos casos la microemulsión incluye a un surfactante<sup>6</sup>, hidrocarburos, agua, un electrolito (sal), y un cosolvente (generalmente un alcohol). Estos métodos generalmente usan un bache (del 30 al 50 % del volumen poroso) de agua espesada con polímeros para proveer un control de movilidad para desplazar al surfactante y al frente agua-aceite hacia los pozos productores.

El propósito de la inyección de surfactante, es el de disminuir la tensión interfacial y desplazar el aceite que no puede ser desplazado por el agua sin aditivos, es decir, el aceite dejado por la recuperación secundaria<sup>8</sup>.

El procedimiento a seguir es el siguiente<sup>3</sup> (Fig. 7): Primero se inyecta un bache de surfactante, este bache debe tener una viscosidad más grande que el banco de agua-aceite que va a desplazar. Posteriormente, este bache es



### EMPUJE POR SURFACTANTES

FIGURA 7.

desplazado a través del yacimiento por una solución de polímeros para control de la movilidad. Debido a que el propósito del bache de surfactante, es el de reducir la tensión interfacial, cualquier solución del surfactante por los fluidos del yacimiento reducen su efectividad<sup>10</sup>. Además, la adsorción del surfactante por la roca del yacimiento es la causa principal de la pérdida de concentración de la solución miscelar. Se prefieren utilizar en arenas<sup>6</sup>, ya que los yacimientos carbonatados son heterogéneos y contienen salmueras con altos contenidos de iones divalentes y éstos causan una adsorción alta de los surfactantes comunmente utilizados. La temperatura del yacimiento debe de ser menor a 175° F para minimizar la degradación de los surfactantes.

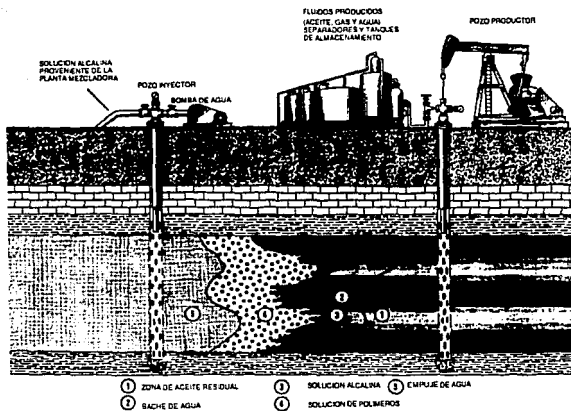
La inyección de polímeros-microemulsiones es considerablemente más compleja que el de inyectar sólo polímeros o sustancias alcalinas y más difícil de controlar<sup>3</sup>, además de que los surfactantes son sustancias químicas relativamente más caras. Por éstas y otras razones, la tecnología en el área de polímeros en soluciones miscelares se está desarrollando lentamente.

#### **1.4.3. Sustancias alcalinas.**

Este método consiste en la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio<sup>6</sup>, carbonato de sodio, silicato de sodio o hidróxido de potasio, para disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite. El tamaño del bache de la solución alcalina es generalmente del 10 al 15 % del volumen poroso a barrer.



El empuje con sustancias alcalinas (o cáusticas) es un proceso en el cual el pH del agua inyectada se mantiene en valores de entre 12 y 13 para mejorar la recuperación mas allá que por el simple empuje del agua<sup>4</sup>. La masa de agua inyectada puede ser fácilmente convertida por la adición del 1 al 5 % en peso de NaOH (hidróxido de sodio). Para que puedan ser utilizadas estas sustancias, el yacimiento debe ser susceptible al empuje de agua, no debe haber fracturas o zonas "ladronas" ya que no son sustancias de relleno. Tampoco debe existir casquete de gas en el yacimiento ya que el aceite puede migrar hacia él. Se pueden usar estas sustancias cuando el aceite a ser desplazado tiene una densidad promedio preferentemente de entre 18 y 25° API y una viscosidad menor a 200 cP. Para viscosidades mayores se recomiendan los procesos térmicos. Y generalmente se recomienda utilizarse en arenas, ya que las formaciones carbonatadas pueden reaccionar con las sustancias alcalinas y consumirlas<sup>6</sup>. Se recomienda utilizar este método a temperaturas menores a los 200° F. Una forma esquemática del procedimiento se presenta en la Fig. 8.



### EMPUJE POR SUSTANCIAS ALCALINAS

FIGURA 8.

## CAPÍTULO II

### LA RECUPERACIÓN MEJORADA EN LOS ESTADOS UNIDOS

#### II.1. Antecedentes de la recuperación mejorada en Estados Unidos.

La recuperación mejorada (RM) tuvo sus inicios en los Estados Unidos en la década de los 20's, en donde Squires<sup>1</sup> en el año de 1917 predijo que el desplazamiento de aceite se podía llevar a cabo más efectivamente con la introducción de sustancias alcalinas al agua. Trabajos anteriores describieron el uso de sales como el carbonato de sodio, silicato de sodio y soluciones diluidas de hidróxidos de sodio y potasio.

La primera patente en el uso de sustancias cáusticas para la recuperación mejorada de aceite le fue otorgada a Atkinson en 1927. En 1942, Subkow patentó la inyección de agentes acuosos emulsificantes para recuperar aceites pesados o bituminosos.

A pesar de los conocimientos de esos años no se había registrado éxito alguno en aplicaciones de campo. La primera prueba se llevó a cabo en el año de 1925, fue una inyección de carbonato de sodio en el Campo Bradford, pero los resultados fueron desalentadores y nunca se reportaron en detalle.

#### II.2. Análisis del año de 1980 a 1990.

La producción de aceite por RM tuvo un aumento constante en el transcurso de estos diez años<sup>1,4,5,9-11</sup>, mas no así la cantidad de proyectos

activos, ya que su número alcanzó un máximo de 512 en 1986 para después disminuir a 195 en 1990.

La historia de producción de 1980 a 1990 por RM en Estados Unidos se puede apreciar en la Tabla 1.

**PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN  
MEJORADA  
(Bls/día)**

Método	1980	1982	1984	1986	1988	1990
<b>Térmico</b>						
Vapor	243,477	288,396	358,115	468,692	455,484	444,137
Combustión in-situ	12,133	10,228	6,445	10,272	6,525	6,090
Agua caliente				705	2,896	3,985
<b>Total térmicos</b>	<b>255,610</b>	<b>298,624</b>	<b>364,560</b>	<b>479,669</b>	<b>464,905</b>	<b>454,212</b>
<b>Químico</b>						
Polímero-miscelar	930	902	2,832	1,403	1,509	617
Polímero	924	2,927	10,232	15,313	20,992	11,219
Cáustico-alkalino	550	580	334	185		
Surfactante						20
<b>Total químicos</b>	<b>2,404</b>	<b>4,409</b>	<b>13,398</b>	<b>16,901</b>	<b>22,501</b>	<b>11,856</b>
<b>Gas</b>						
Hcs. misc. e inmisc.	15,448	12,615	14,439	33,767	25,935	55,386
CO <sub>2</sub> miscible	21,532	21,953	31,300	28,440	64,192	95,591
CO <sub>2</sub> inmiscible		490	702	1,349	420	95
Nitrógeno misc. e inm.	2,027	1,400	7,170	18,510	19,050	22,260
Gas de combustión	35,200	35,200	29,400	26,150	21,400	17,300
Otro	600	370				
<b>Total gases</b>	<b>74,807</b>	<b>72,028</b>	<b>83,011</b>	<b>108,216</b>	<b>130,997</b>	<b>190,632</b>
<b>TOTAL</b>	<b>332,821</b>	<b>375,061</b>	<b>460,969</b>	<b>604,786</b>	<b>618,403</b>	<b>656,700</b>

Tabla 1.

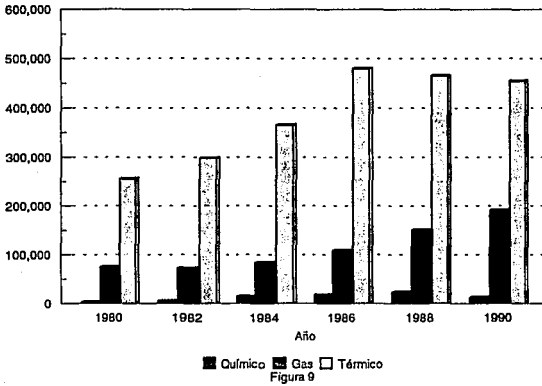
El hecho de que el número de proyectos activos haya aumentado y después disminuído se puede explicar por el precio del barril de petróleo; cuando éste se encontraba cerca de los \$30 dls/bl la planeación e implementación de los proyectos de RM aumentó; por el contrario, cuando el precio disminuyó su número también así lo hizo. Ahora bien, en el año de 1986 en el que el precio promedio del crudo era de \$13 dls por barril aproximadamente, se tuvo la mayor cantidad de proyectos debido a que cuando se planearon y empezaron a implementar el precio era mayor a los \$29 dls/bl. Por otra parte, otro elemento que explica que la producción haya aumentado es que los proyectos en operación han sido cada vez más productivos (o más bien producido más aceite) por los avances en la tecnología de extracción por RM.

La producción de aceite por métodos de RM casi se duplicó en 10 años; se puede observar en la Tabla 1 que la producción pasó de 332 mil b/d en 1980 a 656 mil b/d en 1990, siendo los métodos térmicos los mayores contribuyentes de esta producción (Fig. 9); en cambio la cantidad de proyectos activos pasó de 226 a 295 proyectos respectivamente para los mismos años (Tabla 2).

Los proyectos actualmente deben ser más eficientes ya que los precios del petróleo han disminuído a tal magnitud, que si anteriormente era riguroso el análisis para la aplicación de este tipo de métodos, actualmente todavía es más selectiva la toma de decisiones para tomar el menor riesgo al invertir en proyectos de RM. Pero que el análisis sea más riguroso nunca dará la seguridad de que el proyecto será exitoso, lo que sí ha sucedido es que la tecnología ha evolucionado en estos diez años.

## PRODUCCIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MÉTODO EN LOS ESTADOS UNIDOS

Bariles por día



Los proyectos térmicos continúan siendo los más utilizados para recuperar aceite por métodos de RM, en particular la inyección de vapor, que de 1980 a 1986, cuando alcanzó su máxima producción (Fig. 10), tuvo un aumento constante y de 1986 a 1990 una ligera disminución.

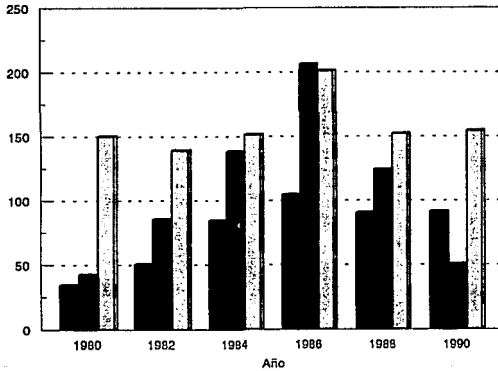
**PROYECTOS DE RECUPERACIÓN  
MEJORADA**

Método	1980	1982	1984	1986	1988	1990
<b>Térmico</b>						
Vapor	133	118	133	181	133	137
Combustión in-situ	17	21	18	17	9	8
Agua caliente				3	10	9
<b>Total térmicos</b>	<b>150</b>	<b>139</b>	<b>151</b>	<b>201</b>	<b>152</b>	<b>154</b>
<b>Químico</b>						
Polímero-miscelar	14	20	21	20	9	5
Polímero	22	55	106	178	111	42
Cáustico-alcálineo	6	10	11	8	4	2
Surfactante						1
<b>Total químicos</b>	<b>42</b>	<b>85</b>	<b>138</b>	<b>206</b>	<b>124</b>	<b>50</b>
<b>Gas</b>						
Hcs. misc. e inmisc.	9	12	16	26	22	23
CO <sub>2</sub> miscible	17	28	40	38	49	52
CO <sub>2</sub> inmisible		1	18	28	8	4
Nitrógeno misc. e inm.	1	4	7	9	9	9
Gas de combustión	3	3	3	3	2	3
Otro	4	2				
<b>Total gases</b>	<b>34</b>	<b>50</b>	<b>84</b>	<b>104</b>	<b>90</b>	<b>91</b>
<b>Otro</b>						
Microbial				1		
<b>Total otros</b>				<b>1</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>226</b>	<b>274</b>	<b>373</b>	<b>512</b>	<b>366</b>	<b>295</b>

Tabla 2.

## PROYECTOS ACTIVOS POR METODO EN LOS ESTADOS UNIDOS

No. de proyectos



■ Gas ■ Químico □ Térmico  
Fig. 10



La merma principal se observa en 1990 en los proyectos químicos, ya que este año hubo sólo 50 proyectos activos, debido principalmente a la baja en el precio del petróleo. Estos métodos han sido los más perjudicados por la disminución en el precio del crudo, tan es así que en 2 años (de 1988 a 1990) disminuyó la producción en un 50% por este tipo de métodos, ya que resultan más caros debido al alto costo de los reactivos que utilizan.

Por su parte, la inyección de gases ha tenido gran utilización y con buenos resultados, ya que han hecho que la producción por RM aumentara, a pesar de la reducción en la producción por inyección de vapor. Aquí hay que hacer mención que la producción por la inyección de CO<sub>2</sub> y de gases hidrocarburos aportan el 22% de la producción total por RM. Esto es posible en parte a la buena disponibilidad que se tiene del CO<sub>2</sub> en el Estado de Texas, Colorado y Nuevo México y a que se construyeron varios gasoductos para su distribución entre los años de 1982 y 1988. Además, los gases hidrocarburos que son separados de la corriente de crudo, se tienen en buena medida en casi todos los casos disponible para su reinyección.

## **CAPÍTULO III**

### **LA RECUPERACIÓN MEJORADA FUERA DE LOS ESTADOS UNIDOS**

#### **III.1. Antecedentes de la recuperación mejorada fuera de los Estados Unidos.**

Los antecedentes de la recuperación mejorada (RM) de aceite se remontan hacia el año de 1960, con un proyecto de inyección de vapor iniciado este año en el Campo Schoonebeck en los Países Bajos, pero los resultados no se reportaron a detalle.

En la República Federal de Alemania la actividad térmica data del año de 1966 y en la actualidad continúa produciendo crudo por medio de la RM.

Un proyecto de empuje de vapor se inició en el Campo Georsdorf, Alemania, en enero de 1975 y la recuperación antes de la inyección de vapor era del 7.6%, y en tan sólo 3 años de iniciado el proyecto casi duplicó la recuperación al 13%.

#### **III.2. Análisis del año de 1980 a 1990.**

Los países que se han distinguido como productores por RM en los años en cuestión son: Venezuela, Canadá, Libia e Indonesia. La producción de estos países ha sido importante y en general mayor a los 40 mil barriles al día (Tabla 3).

Junto con éstos, también se puede nombrar a algunos otros que no están catalogados como grandes productores, pero que han planeado y concretado proyectos de recuperación de crudo utilizando métodos de RM, entre éstos se encuentran Alemania, Argelia, Brasil, Colombia, Congo, China, Francia, Hungría, Inglaterra, Italia, los Países Bajos, Trinidad y Tobago, Túnez Turquía y la Ex-Unión Soviética.

**PRODUCCION POR  
RECUPERACION MEJORADA**

(Bls/día)

País	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Venezuela	154,400	168,950	183,500	162,477	216,160	118,788
Canadá	24,207	70,850	74,400	102,207	148,000	152,953
Indonesia	0	0	0	0	0	115,400
Libia	0	40,000	40,000	55,000	40,000	40,000
Demás países	11,411	12,763	6,122	14,783	25,777	36,069
<b>Total</b>	<b>190,018</b>	<b>292,563</b>	<b>304,022</b>	<b>334,467</b>	<b>429,937</b>	<b>463,210</b>

Tabla 3.

Venezuela fue por muchos años el principal país productor de crudo utilizando la RM después de Estados Unidos, principalmente por medio de la inyección cíclica de vapor. Este país posee cuantiosas reservas de crudo pesado. La producción por RM en este país llegó a 216 mil barriles al día en 1988 (Tabla 3), la mayor para cualquier país después de Estados Unidos.

Dos años más tarde, Canadá ocupó el segundo lugar a nivel mundial en cuanto a producción y desde 1986 en cuanto a cantidad de proyectos rentables (Tabla 4), esto se debió más bien a una disminución en la producción de Venezuela que a un aumento considerable en la producción de este país. La producción por RM en Venezuela bajó casi en un 50% en 2 años (Fig. 11), mientras que la de Canadá ha tenido aumentos continuos y para 1990 produjo casi 153 mil barriles diarios por RM.

PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA						
País	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Venezuela	39	43	48	29	45	42
Canadá	40	36	40	67	76	87
Alemania	0	3	3	15	19	20
Demás países	15	28	18	13	18	29
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>110</b>	<b>109</b>	<b>124</b>	<b>158</b>	<b>178</b>

Tabla 4.

La explicación a esta situación es la diferencia de los aceites producidos, Venezuela produce aceites pesados por medio de la inyección de vapor, crudo cuyo precio cayó abajo de los 10 dls/bl en 1986; mientras que Canadá produce aceites más ligeros por medio de la inyección de hidrocarburos miscibles, que aunque también disminuyó su precio, es de mayor valor; por lo que al recuperarse los precios se encuentra en mejor posición que Venezuela.

## PRODUCCIÓN POR RECUPERACIÓN MEJORADA FUERA DE ESTADOS UNIDOS

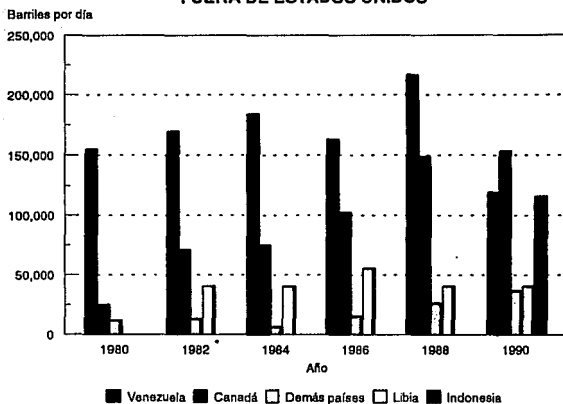


Figura 11

\* Producción estimada en Venezuela

La estrategia de Canadá en los primeros años se basó en la utilización de métodos térmicos, en 1980 tres cuartas partes de la producción por RM se daba utilizando estos métodos; pero a partir de 1982 cambió a la inyección de hidrocarburos miscibles; la producción aumentó de 24 mil bl/día a 70 mil bl/día en dos años (Tabla 3). Ya en 1984, el 82% de la producción por RM se realizaba utilizando la inyección de hidrocarburos miscibles; mientras que en Venezuela el 90% de la producción por RM en este mismo año se hacía por métodos térmicos.

Indonesia incursionó en la RM entre los años de 1985 y 1986 con un proyecto de inyección de polímeros-miscelares obteniendo una producción de sólo 400 bl/día. Posteriormente cambió a la inyección de vapor y para 1990 la producción por este método fue de 115 mil bl/día, llegando a ser el cuarto productor en el mundo en cuanto a RM. Aunque es muy probable que no haya reportado la producción con atingencia, ya que no es posible que en dos años la producción haya llegado a los 115 mil bl/día y a que la inyección de vapor data de 1985. Para 1990, Indonesia tuvo el mayor campo productor por inyección por vapor, superando el gasto del Campo del Kern River en California, considerado por muchos años como el más grande proyecto de inyección de vapor en el mundo.

Libia ha utilizado la inyección de hidrocarburos miscibles desde 1982, método con el cual ha producido desde 40 mil bl/día, hasta un máximo de 55 mil bl/día en 1986. Este ha sido un país constante en cuanto a producción por RM se refiere.

Alemania ha sido otro país constante en cuanto a la utilización de métodos de RM. Tan es así, que en 1990 los proyectos, tanto térmicos como

químicos, llegaron a totalizar 20 (Fig. 12). Aunque la máxima producción alcanzada fue precisamente en este año, de tan sólo 11,630 bls/día, es un país que no cuenta con unas reservas importantes pero que arriesga en proyectos de RM.

## PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA FUERA DE ESTADOS UNIDOS

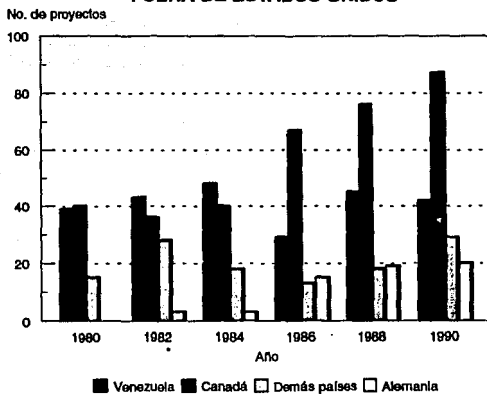


Figura 12

\* Proyectos estimados en Venezuela.



## CAPÍTULO IV

### CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS PARA LA SELECCIÓN PRELIMINAR DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los rangos o criterios a elegir tanto del yacimiento como de los fluidos son los primeros parámetros a considerar cuando un ingeniero petrolero evalúa un yacimiento candidato para utilizar la recuperación mejorada<sup>6</sup>. Cuando se habla de rangos, se refiere a características petrofísicas del yacimiento, como son tipo de roca, espesor neto, permeabilidad promedio, porosidad, profundidad, así como de las principales propiedades del aceite como densidad, viscosidad, saturación de aceite, etc.

Se ennumeran los rangos de algunas de las características más importantes que, en forma general, intentan definir a los métodos de recuperación mejorada después de haber revisado aquellos proyectos activos y rentables económicamente, tanto en Estados Unidos como en el resto del mundo y publicados en la literatura<sup>1,4,5,9-11</sup> entre los años de 1980 a 1990.

Como una forma de comparación se presentan los rangos de las propiedades obtenidas por Taber<sup>6</sup> en la Tabla 5. En la literatura, los valores descables tanto del aceite como del yacimiento son generalmente utilizados como límites inferior o superior para cada característica. Sin embargo, estos valores no son absolutos; varios proyectos de campo están teniendo resultado y ganancias en yacimientos con aceites que están fuera de los límites publicados o establecidos.

RESUMEN DE CRITERIOS PARA LOS METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA  
SEGÚN TABER

	PROPIEDADES DEL ACEITE			CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO					
	DENSIDAD (°API)	VISCOSIDAD (cP)	COMPOSICIÓN	SATURACIÓN DE ACEITE	TIPO DE FORMACIÓN	ESPESOR NETO (ft)	PERMEABILIDAD PROMEDIO (mD)	PROFUNDIDAD (ft)	TEMPERATURA (°F)
<u>Impedimentos de gas</u>									
Hidrocarburos	> 35	< 10	Alto % de C <sub>7</sub> -C <sub>9</sub>	> 30 % V.P.	Areniscas o carbonatas	Delgado a menos esté inclinado	N.C.	> 2,000 (Gas L.P.) > 5,000 (Gas a alta presión)	N.C.
Vaporiz y Flujo gas	> 24 > 35 para N <sub>2</sub>	< 10	Alto % de C <sub>7</sub> -C <sub>9</sub>	> 30 % V.P.	Areniscas o carbonatas	Delgado a menos esté inclinado	N.C.	> 4,500	N.C.
Debido de carbono	> 26	< 15	Alto % de C <sub>7</sub> -C <sub>10</sub>	> 30 % V.P.	Areniscas o carbonatas	Delgado a menos esté inclinado	N.C.	> 2,000	N.C.
<u>Sustancias químicas</u>									
Polímeros/surfactantes	> 25	> 30	Intermedias a ligeros	> 30 % V.P.	Areniscas preferentemente	> 10	> 20	> 8,000	< 175
Polímeros	> 25	< 150	N.C.	> 10% V.P. Aceite móvil	Areniscas preferentemente posible en carbonatas	N.C.	> 10 (normalmente)	< 9,000	< 210
Alcalinos	11 - 35	< 200	Algunos ácidos orgánicos	Aritos de la saturación de agua residual	Areniscas preferentemente	N.C.	> 20	< 9,000	< 200
<u>Términos</u>									
Combustión	< 40 (10 - 25 normalmente)	< 1,000	Algunos componentes arfáticos	> 40-50 % V.P.	Areniscas con alta porosidad	> 10	> 100*	> 500	> 150 preferentemente
Vapor	< 25	> 20	N.C.	> 40-50 % V.P.	Areniscas con alta porosidad	> 20	> 200**	300 - 5,000	N.C.

V.P. = Volumen Poroso.  
N.C. = No Cita.  
\* Transmisibilidad > 20 md/tp  
\*\* Transmisibilidad > 100 md/tp

Tabla 5

Uno de los primeros pasos para tomar la decisión sobre algún método de recuperación mejorada es el de seleccionar yacimientos lo suficientemente extensos y con el suficiente aceite recuperable para hacer el proyecto más rentable.

Cada yacimiento debe evaluarse en forma individual. Los valores de los parámetros que se utilizan como guía para la selección del proceso y que son parte importante de este trabajo se presentan en forma de tablas. Las propiedades del yacimiento que se toman en cuenta son tipo de roca, permeabilidad, porosidad y profundidad; en cuanto al aceite se toma en cuenta la densidad API ligada con la viscosidad, esto es, a la derecha de cada valor de densidad se encuentra el correspondiente valor o rango de valores de la viscosidad del aceite; por ejemplo, en la Tabla 6 se tiene que la inyección cíclica de vapor se ha efectuado con éxito sólo en arenas hasta una profundidad máxima de 1,440 metros, con un rango de permeabilidad entre 950 y 5,000 mD, porosidad entre 29 y 49%; así, aceites con una densidad de 6° API con una viscosidad correspondiente de 1,500 cP, cuando el aceite ha tenido densidad de 7° API, la viscosidad ha estado entre 50 y 100 mil cP, y con una densidad de 18° API la viscosidad correspondiente ha sido de 100 cP.

El o los posibles métodos obtenidos por medio de estas tablas no excluyen la utilización de algún método de igual o mayor eficiencia debido a que las guías no son rígidas para aplicar un determinado proceso a un yacimiento específico, sino que estos rangos sirven como referencia o una ayuda; además de que antes de iniciar todo proyecto es indispensable contar con

la mayor cantidad de información posible para así poder realizar un mejor análisis.

La técnica de utilizar guías rápidas como las de las Tablas 6, 7 y 8 es conveniente para así dar una rápida aproximación para todos aquellos métodos posibles antes de seleccionar al mejor para un análisis técnico y económico posterior. Después de que han sido revisados los rangos a elegir para cierto prospecto, el más riguroso proceso de estudio económico debe llevarse a cabo antes de que la decisión final sea tomada.

#### **IV.1. Métodos térmicos.**

La Tabla 6 muestra de manera general los rangos de los parámetros utilizados en proyectos activos y rentables que han utilizado procesos térmicos. Las características básicas de los yacimientos y del aceite para poder utilizar estos procesos son: profundidades someras, alta porosidad, permeabilidad y viscosidad, además de densidades API bajas.

Estos métodos se han utilizado exclusivamente en arenas o areniscas de profundidad somera (hasta 1,440 m. en la inyección de vapor cíclica ("huff and puff") y 914 m. en la inyección de vapor continua), sólo la combustión in-situ ha llegado a ser probada y con buenos resultados hasta los 3,400 m.

Para cualquiera de los métodos térmicos, tanto la porosidad como la permeabilidad deben permitir a los fluidos inyectados poder desplazarse con facilidad, es por esto que la porosidad para los métodos térmicos debe ser alta, en promedio arriba del 29%.

MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA						
Tipo de formación	Profundidad (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad ( % )	*API	Viscosidad ( cP )	MÉTODO
ARENA	1,440	950-5,000	29-40	6 7 18	1500 50-100,000 100	INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR
ARENA	914	500-20,000	18 - 37	12 32	15,000 160	INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
ARENA	991	2,000-6,000	30 - 40	12 14 25	100 1,600 170	INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE
ARENA	3,444	70-6,000	17 - 42	10 12 14 18 23	1,000 5,000 1,600 70.3 6	COMBUSTIÓN IN - SITU
ARENA	640	800	30	12	8,000	CALENTAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO

Tabla 6

El método que podría representar a la recuperación térmica es la inyección de agua caliente, ya que la profundidad máxima alcanzada es de 990 m., valores de porosidad y permeabilidad altos, (30 a 40 % y de 2,000 a 6,000 mD), baja densidad del aceite (12 a 25° API) y viscosidad alta (100 a 1,600 cP). La combustión in-situ es el método térmico que se puede utilizar a mayor profundidad (3,400 m.), pero necesita aceites pesados (10 a 23° API) y altos valores de permeabilidad y porosidad (70 a 6,000 mD y de 17 a 42 %).

El calentamiento electromagnético es el método exitoso más reciente, aunque sólo hay reportado un caso rentable económicamente y éste se lleva a cabo en Canadá desde 1988; a una profundidad de 640 m., porosidad de 30%, permeabilidad de 800 mD y aceite con una densidad de 12° API y viscosidad de 8,000 cP.

En la Tabla 5 se puede apreciar que la profundidad máxima para la inyección de vapor según Taber es de 1,500 m. y para la combustión in-situ se puede realizar a partir de los 500 pies (150 metros), una densidad máxima del aceite de 25° API, una viscosidad no superior a 1,000 cP y una permeabilidad mayor a 100 mD.

#### **IV.2. Métodos químicos.**

Los rangos de los métodos químicos que se han utilizado con éxito según la Tabla 7, indican que se han efectuado en yacimientos entre someros y profundos (con profundidades entre 1,300 y 3,600 m.), permeabilidad y porosidad entre media y alta (0.25 a 4,000 mD; 4.1 a 36%), altas

MÉTODOS QUÍMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA						
Tipo de roca	Profundidad (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	*API	Viscosidad (cP)	MÉTODO
CALIZA	3,657	0.25 - 400	4.1-19.8	31 47	1.47 0.7	INYECCIÓN DE POLÍMEROS
ARENA	2,865	7.2 - 4,000	12.5-36.1	15.5 20 31 35 40 48	75 20 1.47 2.8 - 6 1.03 0.4	
ARENA	1,493	50 - 1,000	14 - 30	32 33 42	7 0.4 1.2	INYECCIÓN DE POLÍMEROS - MISCELARES
ARENA	1,319	100 - 1,000	24 - 31	12 21 24 35	1,000 12.7 - 17 24 2.3	INYECCIÓN DE CÁUSTICOS - ALCALINOS

Tabla 7

densidades API ( $> 12^{\circ}$  API, preferentemente  $> 20^{\circ}$  API) y bajos valores de viscosidad ( $< 1,000$  cP).

En la Tabla 7 se puede ver que el único método que se ha utilizado tanto en formaciones calcáreas como en arenas es la inyección de polímeros; en cambio, los otros dos métodos, inyección de polímeros-miscelares y de sustancias cáusticas-alcalinas, se han utilizado con éxito sólo en arenas.

En concordancia con Taber, la inyección de polímeros también se puede utilizar tanto en areniscas como en rocas calizas pero hasta una profundidad máxima de 2,740 m., una permeabilidad normalmente mayor a 10 mD y el aceite con densidad mayor a los  $25^{\circ}$  API y viscosidad menor a los 150 cP.

Así como existen muchas similitudes entre los proyectos de inyección de polímeros-miscelares y de sustancias cáusticas con éxito económico aquí reportados y lo propuesto por Taber, también hay algunas diferencias, ya que según él, la profundidad puede ampliarse hasta los 2,400 m., es decir 1,000 metros más, la única diferencia notable es que según Taber, la viscosidad del aceite debería de ser menor a 200 cP para poder utilizar la inyección de sustancias cáusticas. Por lo que toca a las demás propiedades, los rangos son muy parecidos.

Hay que hacer mención que Taber recomienda la utilización de sustancias químicas cuando la temperatura del yacimiento sea menor a los  $200^{\circ}$  F.



### IV.3. Métodos de inyección de gas.

Las características básicas para poder utilizar estos métodos son: Pozos profundos, permeabilidad y porosidad medias, y aceites con alta densidad API y baja viscosidad.

Estos métodos tienen rangos más amplios en cuanto a profundidad y tipo de yacimiento, ya que con excepción de la inyección de Nitrógeno miscible, los demás métodos pueden utilizarse tanto para arenas como para calizas; en cuanto a la profundidad pueden utilizarse en pozos de profundidad media a grande, el método que requiere de menor profundidad es la inyección de CO<sub>2</sub> miscible con 2,040 m. y el de mayor es la inyección de Nitrógeno inmiscible en calizas con 5,600 m. Estos rangos se encuentran en la Tabla 8.

Las únicas discrepancias importantes con Taber para los métodos de inyección de gas es en el caso de la inyección de CO<sub>2</sub> en forma inmiscible y en yacimientos carbonatados, ya que según la Tabla 8 la densidad del aceite puede ser tan baja como 13° API con una viscosidad de 590 cP.

Otra diferencia con Taber, pero no menos importante, es que él recomienda utilizar la inyección de hidrocarburos miscibles cuando el aceite tenga una densidad mayor a los 35° API, en cambio ha habido proyectos exitosos con yacimientos que han contenido crudo con densidades desde los 24° API.

Como se puede observar, existen grandes similitudes entre los parámetros aquí presentados que caracterizan a los distintos métodos obtenidos a través de este trabajo y los propuestos por Taber.

**Hay que recordar también que mientras se cuente con más y mejor información, se podrá hacer un mejor análisis y se estará en mejores posibilidades de tener más posibilidades de éxito en la toma de decisiones.**

RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE LA INYECCIÓN DE GAS						
Tipo de roca	Profundidad (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	*API	Viscosidad (cP)	MÉTODO
CALIZA	2,042	1.5 - 140	3.93-22	31 41 44	1.4 0.5 1.61	INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> (MISCIBLE)
ARENA	4,755	3 - 4,500	9.9-37	25 26 36 40 46	3 1.7 1.5 0.36 0.2	
CALIZA	2,956	8 - 200	7.5-18	13 15.6 33 40	592 25 1.3 0.4	INYECCIÓN DE CO <sub>2</sub> (INMISCIBLE)
ARENA	3,200	100 - 2,500	13-32	24 26 34 36.5	4.57-18 1.7-2.3 0.7 0.28	
CALIZA	3,353	2 - 5,000	5 - 23.9	30 32.8 37 40 46 48	1.9 1.34 0.542 0.14 0.2 0.15	INYECCIÓN DE HIDROCARBUROS MISCIBLES

Tabla 8

Tipo de roca	Profundidad (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	*API	Viscosidad (cP)	MÉTODO
ARENA	4,160	3 - 1,680	9.3 - 33	24	0.8	INYECCIÓN DE HIDROCAR- BUROS MISCIBLES
				27	0.9 - 3.5	
				30	0.8	
				38	0.3	
				41	0.65	
46	0.12-0.25					
CALIZA	4,758	112	16	48	0.3	INYECCIÓN DE NITRÓGENO ( MISCIBLE )
CALIZA	5,639	10 - 35	12.35-16	51	0.2	INYECCIÓN  DE
				54	0.176	
ARENA	3,505	0.4 - 4.1	7.5-11.9	38	0.3	NITRÓGENO  ( INMISCIBLE )
				46	0.2	
CALIZA	2,591	1	15	46	0.3	INYECCIÓN
ARENA	3,048	0.2-3,400	7.5-27.9	24	3.7	DE GAS  COMBUSTIBLE
				38	0.3	

Tabla 8 (Continuación)

## CAPÍTULO V

### PERSPECTIVAS EN MÉXICO

En el capítulo anterior se presentaron un conjunto de características, tanto del yacimiento como de sus fluidos, que pueden ser utilizadas como un primer intento o una guía rápida para poder preseleccionar algún método de recuperación mejorada (RM) correspondiente a dichas características; es conveniente resaltar que se trata tan sólo de una primera estimación, basada en aquellos proyectos económicamente rentables publicados en la literatura<sup>1,4,5,9-11</sup>; además, es necesario tomar en cuenta que para llevar a cabo un proyecto de RM es indispensable contar con mayor información que la que se maneja en esta tesis, ya que posterior al análisis técnico riguroso, que esta tesis no abarca en su totalidad, se tendría que llevar a cabo un análisis sobre la factibilidad económica de cada método, lo cual tampoco lo considera este trabajo.

#### V.1. Antecedentes en México.

Por lo que respecta a México es conveniente mencionar que han habido tres pruebas piloto de inyección de vapor en forma cíclica.

El primer antecedente<sup>12</sup> se remonta al año de 1967, en las calizas del Cretácico medio del Campo Cacalilao. Este campo se encuentra a unos 30 km de la ciudad de Tampico, sobre la carretera Tampico-Valles. Es uno de los campos más antiguos de México, aún así no se conocían con precisión las propiedades del yacimiento como porosidad, permeabilidad, saturaciones, límites del yacimiento, etc. Sin embargo, sí se sabía que el

aceite tenía una densidad de 0.985 gr/cm<sup>3</sup> a 20° C (11.75° API) y una viscosidad de 4,000 cP a 38° C. Si el aceite era calentado de 38° C a 100° C su viscosidad disminuía de 4,000 a 120 cP; la profundidad promedio del yacimiento es de 550 m. Aunque existían campos con viscosidades aún mayores, se escogió el de Cacalilao por las facilidades de acceso, abastecimiento de energía eléctrica y de agua.

Con los antecedentes mencionados del Campo Cacalilao, donde se desconocían mucha información, la planeación de la estimulación con vapor resultó sumamente difícil, pues además de este inconveniente, se tenían problemas de corrosión y roturas de tuberías de revestimiento ocasionados por los años de explotación.

Para el proyecto de inyección de vapor se acondicionaron los pozos Cacalilao 70 y 128, pero de este último no se obtuvieron datos concluyentes sobre su buen acondicionamiento. El 20 de diciembre de 1967 se inició la inyección de vapor en el pozo Cacalilao 70 con una presión de 1,400 psi y una calidad del vapor de 50% por un período de 31 días a una profundidad de 514.4 m. La inyección se realizó en un tramo descubierto de aproximadamente 90 metros por no saberse con precisión el tramo productor. Los resultados después de terminar el primer ciclo de inyección de vapor fueron los siguientes: a) Fluyó aceite emulsionado durante 4 días produciendo 69 m<sup>3</sup> de aceite netos y dejando de fluir; b) se convirtió a bombeo mecánico sin lograr explotarlo debido a fallas mecánicas y c) finalmente se decidió explotarlo con bombeo neumático produciendo de 4 a 6 m<sup>3</sup>/día de aceite con una temperatura equivalente a la del aceite que producían los otros pozos del campo.

Con la experiencia obtenida en el pozo Cacallilao No. 70 se decidió no reparar más pozos sino perforar nuevos, empleando una mejor técnica de terminación con la finalidad de evitar grandes tramos descubiertos, disminuyendo de 90 metros a 30 m. ó hasta 10 m. También se decidió dejar a los pozos en condiciones de instalarles el bombeo mecánico sin necesidad de extraer la tubería de producción y efectuar la inyección simultánea en los pozos Cacallilao Nos. 116-D y 3100-A.

El pozo Cacallilao 116-D se terminó entonces con disparos en el intervalo 471-481 m. inmediatamente arriba de un tapón y con empacador a 458 m., mientras que en el Cacallilao 3100-A la terminación fue hecha en agujero descubierto de los 449 a los 501 m. con empacador a los 438 m. Se había proyectado inyectar vapor por un período de 38 días, pero debido a la rotura de la tubería del generador de vapor, no se llegó a desarrollar el ciclo programado, suspendiéndose a los 14 días de iniciado. Si bien no se cumplió el ciclo de inyección de vapor en ambos pozos conforme a lo programado, puede considerarse como un ciclo de inyección ya que en la actualidad existen proyectos con este tiempo de inyección. Después de la inyección de vapor los pozos se cerraron durante 3 días y se procedió a explotarlos con los siguientes resultados: 1) El pozo Cacallilao 116-D se abrió obteniéndose una producción inicial muy alta, 185 m<sup>3</sup>/día, con un contenido de agua de 60% pero dejó de fluir a los 14 días; se instaló bombeo mecánico y se explotó con este sistema durante 26 días, teniendo que dejar de explotarlo debido al alto contenido de agua salada producida. 2) El pozo Cacallilao 3100-A se abrió y no fluyó, por lo que se instaló bombeo mecánico empezando a recuperar inicialmente agua caliente, la que fue disminuyendo y aumentando el aceite hasta producir en total

759.3 m<sup>3</sup> de aceite netos. La producción de aceite de ambos pozos fue menor a la obtenida durante la prueba en frío previa (antes de la estimulación con vapor).

En base a los resultados obtenidos de estos 3 pozos se concluyó que los grandes tramos de agujero descubierto no son apropiados para la estimulación con vapor, pues la energía térmica se pierde en la parte no productora del tramo; por lo que es preferible ademar el pozo y perforar o disparar un tramo de 10 m., evitando así las pérdidas de energía en las formaciones adyacentes no productoras. Además, la producción obtenida en frío, resultó mayor y más uniforme en los dos últimos pozos, que la obtenida después de la estimulación y esto fue debido a que el rango de viscosidad del Campo Cacalilao no era adecuada para la estimulación de vapor.

La segunda prueba piloto se realizó en el Campo Samaria<sup>13</sup>, en la Zona Sur del Distrito de Comalcalco. En este Distrito, situado a 31 kms al SE de Comalcalco y a 17 kms al NO de Villahermosa, existen campos con acumulaciones de aceite viscoso en arenas del Terciario. Las características principales tanto del yacimiento como de los fluidos son: Saturación de agua, 15%; porosidad, 36%, permeabilidad 4.6 mD; agua salada con 45,000 ppm; aceite viscoso sin gas, con una densidad de 0.950 gr/cm<sup>3</sup> a 80° C y con una viscosidad de 20,050 cP a la temperatura del yacimiento (45° C), pero si se calienta a 110° C la viscosidad disminuye a sólo 200 cP.

En principio se elaboró un proyecto para aplicarlo al pozo No. 3 de este campo, sin embargo, debido a problemas mecánicos, se decidió llevar a



cabo esta estimulación en otro pozo, escogiéndose el No. 16. Éste se terminó el 7 de febrero de 1969, habiéndose probado varios intervalos de los cuales se obtuvo aceite viscoso. Se volvió a reacondicionar el pozo terminándose nuevamente el 2 de marzo de 1971 en el intervalo 677-696 m.

El día 6 de septiembre de 1972 se intentó el primer ciclo de inyección de vapor, fallando la cementación del espacio anular. Se recementó y se bajó el tubería de inyección, esta vez abajo de la base de los disparos. El 29 de noviembre de 1972 se intentó el segundo ciclo de inyección volviendo a fallar el cemento del espacio anular, por lo que se tuvo que recementar y cambiar el aparejo a una mayor profundidad.

Se realizaron 4 ciclos posteriores resultando todos productores. Contando los dos primeros ciclos mencionados anteriormente, la producción de aceite aumentó del tercer al cuarto ciclos y disminuyó para el quinto y sexto ciclos.

La producción total por RM en este campo fue de 891.4 m<sup>3</sup> de aceite reportando utilidad económica del tercer al sexto ciclos. Al final de esta prueba piloto se concluyó que es posible extraer el aceite viscoso que se tiene almacenado en arenas del Campo Samaria por el método de inyección de vapor. También se concluyó que para optimizar las operaciones de recuperación térmica, éstas se realicen en forma rotativa, es decir, inyectando alternadamente a varios pozos a partir de un generador localizado equidistantemente a los pozos a estimular con el fin de aprovechar al máximo el vapor generado.

El tercer proyecto piloto de inyección de vapor<sup>14</sup> se realizó en el Campo Moloacán en el año de 1979. Éste se hizo en arenas del Terciario de la Zona Sur. Este campo producía de ocho secuencias de arena, las cuales contenían un volumen original de 94 millones de barriles de aceite contenido en la parte central del campo, cuya densidad API del aceite era distinta en las ocho secuencias de arena.

Los pozos utilizados en las pruebas piloto de este campo, a excepción del 698-D, fueron terminados de acuerdo a un diseño propuesto por el Instituto Mexicano del Petróleo, el cual se planeó en base al cálculo del comportamiento de transferencia de calor y a las características de resistencia mecánica de los materiales. La profundidad promedio de terminación de los 8 pozos es de 514 m.

El proyecto se inició en el pozo Moloacán 698-D en la arena denominada B-2, la cual contiene en esa área central 35 millones de barriles de aceite de densidad menor a los 20° API, pero por no tener el pozo un diseño completamente térmico, provocó que se presentaran manifestaciones prematuras de vapor hacia la superficie a través de canalizaciones entre la tubería de revestimiento y el agujero.

Posteriormente, fueron perforados y acondicionados los pozos Moloacán 684-D, 338-D, 648-D, 680-D, 700-D y 712-D. Se concluyó el pozo 684-D en sus tres etapas (inyección, remojo y producción), obteniéndose resultados positivos sólo en el comportamiento térmico-mecánico del pozo, ya que después de 46 días de inyección y un período de remojo de 7 días, sólo se produjo momentáneamente vapor y agua con baches de aceite, produciendo más tarde por bombeo neumático; en esta etapa de producción

se obtuvieron fuertes porcentajes de agua con una salinidad progresiva proveniente de la canalización del agua del acuífero asociado. Pero las operaciones de este pozo permitieron establecer un buen número de aspectos prácticos para afinar los diseños tanto de las instalaciones como de los programas de operación.

Después se realizaron varios intentos de inyectar en el pozo 648-D, pero las pruebas fueron suspendidas horas más tarde por presentarse manifestaciones francas de vapor a través del espacio anular. El comportamiento de este pozo, del 698-D y del 700-D permitieron detectar una falla sistemática de los empacadores, debido tal vez a un desanclaje o a un mal funcionamiento de los elementos de sello al estar bajo los efectos de condiciones térmicas severas.

Con algunos ajustes en la presión de inyección y considerado el tipo de empacadores usados en el pozo 684-D se concluyó un ciclo de inyección en sus tres etapas (inyección, remojo y producción). La etapa de inyección se llevó a cabo en 86 días, que después de un período de remojo de 47 días, se recuperaron 8,000 barriles de aceite viscoso en un período de 237 días.

Después de realizada esta prueba se recomendó la utilización de pozos viejos acondicionados con tubería aislada; este concepto repercute directamente en la inversión fija al eliminar los costos de perforación de nuevas localizaciones, además de tomar en cuenta el espesor neto, ya que según el estudio realizado, es uno de los parámetros más significativos en la respuesta de producción en este campo.

Un criterio fundamental, pero complementario al de los espesores netos que contienen a los hidrocarburos, es la ubicación y operación de los sistemas de generación y distribución de vapor, ya que los generadores pueden ser movilizadas de una localización a otra una vez concluidos los períodos de inyección, o bien ubicarlos estratégicamente para realizar la inyección alternada en varios pozos a la vez. Todo esto después de realizar los estudios concernientes a la viscosidad del aceite para determinar si se realiza la inyección efélica o continua, además del estudio de factibilidad económico.

## **V.2. Ejemplos.**

Con el objeto de presentar el análisis seguido para la obtención de un posible método por medio de los rangos establecidos en esta tesis, se presentan las características generales de 3 campos de México, de distintas zonas productoras, con características distintas y etapas de explotación también diferentes.

### **V.2.1. Ejemplo 1.**

El Campo Cantarell se encuentra ubicado en la Sonda de Campeche, en el Golfo de México; cuenta con 110 pozos productores aproximadamente, diariamente produce cerca de 1'000,000 barriles al día (989 mil bl/día al mes de mayo de 1990). En la Figura 13 se puede apreciar su historia de producción desde el año de 1979. Las principales características, en promedio, son las siguientes:

-Se trata principalmente de carbonatos con una profundidad entre los 1,100 y 2,800 mbMR.

-Permeabilidad de 2 D.

-Porosidad de entre 4.1 y 6.9%.

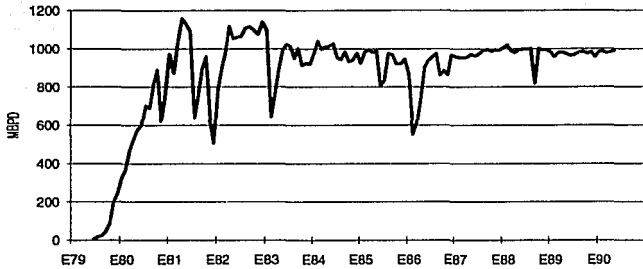
-Aceite con densidad de 21° API.

-Viscosidad del aceite de 3.0 cP @ c.y.

De acuerdo a las Tablas 6,7 y 8 se descartan los métodos térmicos debido a que este campo está formado casi exclusivamente de carbonatos, además es demasiado profundo como para aplicar alguno de estos métodos, la porosidad requerida no es la suficiente, así como la baja viscosidad del aceite no permite la inyección de vapor o de agua caliente. Se descarta la combustión in-situ no debido a la profundidad sino a las características petrofísicas.

De los métodos químicos, la inyección de polímeros-miscelares y de sustancias cáusticas se descartan debido a que no se ha reportado con éxito alguno de éstos a esta profundidad (influye en gran medida la temperatura del yacimiento ya que necesariamente debe de ser menor a los 200° F); la inyección de polímeros también es descartada debido a que se trata de aceite pesado (21° API) y la inyección de polímeros en carbonatos ha mostrado ser efectiva en aceites con densidades mayores a los 31° API. Aunque podría considerarse este último método como posible, con la reserva de que la temperatura no excediera los 200° F a la profundidad en que se inyecte.

HISTORIA DE PRODUCCION  
CAMPO CANTARELL



Año  
Figura 13

De los métodos que utilizan la inyección de gas, el CO<sub>2</sub> en forma miscible queda descartado debido a que en carbonatos ha sido probado con éxito en yacimientos que contienen aceites de densidad mayor a los 31° API, en este caso el aceite es más pesado (21° API), así como la inyección de hidrocarburos miscibles, el uso de Nitrógeno (miscible e inmiscible) y el gas de combustión por esta misma razón.

El método que se recomienda técnicamente para un análisis más profundo, a partir de la Tabla 8, es la inyección de CO<sub>2</sub> en forma inmiscible, tomando en cuenta que la profundidad, densidad y viscosidad del aceite caen dentro de los límites aquí establecidos para este método. En cuanto a la porosidad, parámetro importante para cualquier método de recuperación tanto secundaria como mejorada, puede no ser un inconveniente si pueden mantenerse gastos de inyección adecuados, además de que el problema de la baja porosidad puede superarse debido a que se cuenta con una permeabilidad alta.

#### V.2.2. Ejemplo 2.

El Campo Luna de gas y condensado se localiza en la Zona Sureste de México, en el área de Huimanguillo, Tabasco, en el Mesozoico Chiapas-Tabasco; cuenta con 6 pozos en operación y una producción diaria de aproximadamente 25,600 barriles (al mes de mayo de 1990). En la Figura 14 se puede apreciar la historia de producción desde el año de 1988. Sus principales características, en promedio, son las siguientes:

- Principalmente carbonatos con una profundidad de entre 5,150 y 5,820 mbMR.

-Permeabilidad de 50 a 340 mD. (Esta permeabilidad es la permeabilidad total obtenida a partir de pruebas de incremento de presión).

-Porosidad de entre 1.0 y 8.0%.

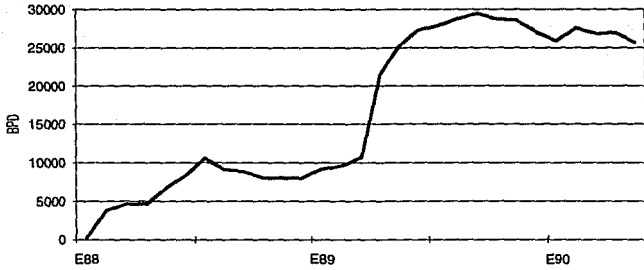
-Condensado con densidad de 40° API.

-Viscosidad del condensado de 0.205 cP @ c.y.

El método que puede ser considerado como posible, tomando en cuenta la Tabla 8, es el de la inyección de Nitrógeno en forma inmisible debido a que las características de este campo caen dentro de este método tanto en profundidad, que es el único método que ha tenido éxito en carbonatos a esta profundidad, permeabilidad y viscosidad. Esta conclusión debe tomarse como preliminar, debido a que la Tabla 8 fue obtenida en base a resultados de inyección de gas en yacimientos de aceite.



HISTORIA DE PRODUCCION  
CAMPO LUNA



Año  
Figura 14

### V.2.3. Ejemplo 3.

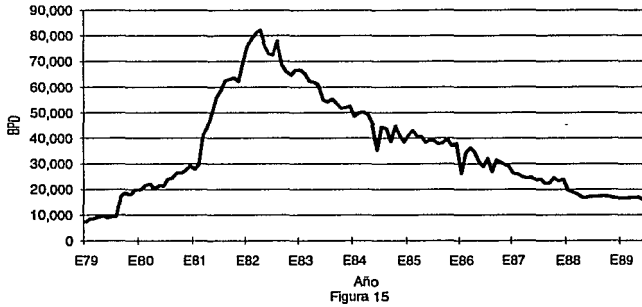
El Campo Giraldas de gas y condensado se localiza en la Zona Sureste de México, en el área de Huimanguillo, en Tabasco, en el Mesozoico Chiapas-Tabasco; cuenta con 22 pozos en operación y una producción diaria de aproximadamente 15,800 barriles (al mes de junio de 1989). En la Figura 15 se puede apreciar la historia de producción desde el año de 1978. Como puede apreciarse, la producción en este Campo va en declinación, por lo que la RM podría ser utilizada como una alternativa para aumentarla. Las principales características, en promedio, son las siguientes:

- Principalmente carbonatos a una profundidad de 4,543 mbMR.
- Permeabilidad de 0.129 a 31.4 mD.
- Porosidad de entre 3.3 y 10.0%.
- Condensado con densidad de 44° API.
- Viscosidad del condensado de 0.20 cP @ c.y.

La inyección de gases hidrocarburos así como de Nitrógeno son una opción viable. Debido a problemas de disponibilidad, esta solución podría no ser aplicable, por lo tanto se recomienda analizar detalladamente las alternativas de inyectar tanto CO<sub>2</sub> como gas de combustión.

Como se puede apreciar, las posibilidades se amplían en cuanto al uso de los distintos métodos y además podrán definirse en mayor grado en cuanto se disponga de mayor información.

HISTORIA DE PRODUCCION  
CAMPO GIRALDAS



## CONCLUSIONES

La recuperación mejorada (RM) consiste en la adición o suministro de energía adicional o externa al yacimiento para incrementar la recuperación de aceite. La diferencia entre los métodos de RM y los primarios o secundarios consiste en que permiten, según la definición, el aumento adicional en la producción de aceite que puede ser recuperado económicamente por métodos convencionales, tanto primarios como secundarios; entendiéndose por éstos como métodos que aumentan la producción debida a la energía propia del yacimiento y la adición de energía externa al mismo por medio de la inyección de gas natural o de agua sin aditivos.

La RM es una serie de procesos de extracción de petróleo crudo que ha probado ser rentable económicamente y cuyo uso ha sido amplio en varios países desde hace ya algunos años. En Estados Unidos en 1925 se dio la primera prueba de campo, mientras que en Europa empezó en la década de los 60's, dando importantes frutos. En algunos países se tradujo en una mayor producción y en otros en un mayor conocimiento de estas técnicas de recuperación de aceite.

En 1990 Estados Unidos alcanzó una producción del orden de los 657 mil barriles al día, siendo los métodos térmicos los que más aportaron; pero la utilización de la inyección de gas está en constante aumento (190 mil bl/día para el mismo año). Después de Estados Unidos el segundo país productor es Canadá, que por medio de la inyección de hidrocarburos miscibles principalmente produjo casi 153 mil bl/día de

petróleo. En el resto del mundo se produjeron cerca de 310 mil barriles diarios en 1990 conjuntando la producción por los distintos métodos.

La utilización de métodos de RM tiene una estrecha relación con el precio del petróleo, tan es así que cuando el precio aumenta, también lo hace el uso de métodos que utilizan sustancias más caras, como los métodos químicos, y cuando el precio disminuye, disminuye su utilización y proliferan los métodos "baratos", como la inyección de vapor. También tiene relación con el tipo de yacimiento y del aceite a recuperar, así como de la disponibilidad de los agentes o reactivos de recuperación como por ejemplo el  $\text{CO}_2$ , el Nitrógeno o inclusive el agua.

Los valores de las tablas presentadas en el capítulo 4 no difieren de manera significativa con el resumen de los criterios hechos por Taber. La aportación de estas tablas es que los valores de las propiedades generales contenidos en ellas, tanto del yacimiento como del aceite, corresponden a aquellos proyectos reportados económicamente rentables. Por lo que son un resumen de aquellos proyectos con éxito económico y nos da una aproximación hacia el o los métodos más probables para su posterior estudio y análisis a detalle.

Con lo que respecta a México se han realizado tres proyectos o pruebas piloto, todos ellos de inyección de vapor. El primero data de 1967 en el Campo Cacalilao, cerca de la ciudad de Tampico. Se escogió este campo debido a las facilidades de acceso, abastecimiento de agua y energía eléctrica, pero en donde debido a la falta de información precisa de las propiedades del yacimiento, a pesar de ser uno de los campos más antiguos de México, no se tuvo éxito en los 3 pozos donde se llevaron a cabo las

## ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

pruebas a una profundidad promedio de 500 m. En uno de ellos debido a que se inyectó vapor en un tramo descubierto de 90 m. por desconocerse el tramo productor, por lo que se tuvieron pérdidas considerables de energía térmica; en los otros dos pozos se tuvieron problemas en la tubería de inyección, que no permitieron completar el ciclo de inyección programado.

La segunda prueba tuvo lugar en el Campo Samaria en 1972 dando buenos resultados tanto técnica como económicamente. Ésta se realizó en un pozo a una profundidad menor a los 700 m., en él se intentaron inicialmente 2 ciclos de inyección de vapor que no tuvieron buen resultado debido a fallas de cementación del espacio anular. Después de recementar, se intentaron 4 ciclos más siendo todos ellos productores y reportando una producción total de aceite de 891.4 m<sup>3</sup>. Fue la única prueba de las tres que reportó ganancias.

La tercer prueba se hizo en el Campo Moloacán en 1979. Ésta no dio buenos resultados en cuanto a producción, pero sí en relación al conocimiento de la terminación de pozos para la inyección de vapor en forma cíclica. Esta prueba se llevó a cabo en 8 pozos a una profundidad de terminación promedio de 514 m. Siete de los cuales se terminaron de acuerdo a un diseño propuesto por el Instituto Mexicano del Petróleo en base al cálculo del comportamiento de transferencia de calor y a las características de resistencia mecánica de los materiales. El primer pozo fue el que permitió definir el diseño de terminación para los pozos siguientes, los cuales tuvieron resultados satisfactorios en el comportamiento térmico-mecánico, ya que no se presentaron canalizaciones de vapor entre la tubería de revestimiento y el espacio anular.

Como resultado de estas tres pruebas piloto se concluyó que: Los diseños de terminación propuestos por el IMP probaron ser los adecuados para el Campo Samaria. Es recomendable acondicionar, cuando sea posible, pozos viejos con tubería aislada, ya que repercute directamente en la inversión fija al eliminar los costos de perforación de nuevos pozos. La ubicación de los sistemas de generación y distribución de vapor es un criterio fundamental ya que los generadores de vapor pueden ser movidos de una localización a otra una vez concluidos los periodos de inyección o bien ubicarlos estratégicamente para realizar la inyección alternada en varios pozos.

En realidad ha sido muy poco lo que se ha hecho, si se piensa en la posibilidad de implantar algún método de RM en forma considerando la cantidad de reservas de México.

La importancia que varios países le han dado a la RM debería de ser retomada por nuestra industria con el fin de aumentar la producción y reservas, en un momento en que la política sobre hidrocarburos descansa en la conservación de las reservas de energéticos, en el abastecimiento del consumo interno y en el cumplimiento de los compromisos de exportación.

## REFERENCIAS

1. MATHENEY, Shannon L. Jr. "EOR methods help ultimate recovery". Oil and Gas Journal, (March 31, 1980), pp. 79-124.
2. LATIL, Marcel. "Enhanced oil recovery". Gulf Publishing Company, (1980).
3. "Enhanced oil recovery". National Petroleum Council, (December 1984).
4. MORITIS, Guntis. "CO<sub>2</sub> and HC injection lead EOR production increase". Oil and Gas Journal, (April 23, 1990), pp. 49-82.
5. "Steam dominates enhanced oil recovery". Oil and Gas Journal, (April 5, 1982), pp. 139-159.
6. TABER, J.J., Martin, F.D., "Technical screening guides for the enhanced recovery of oil", publicación de la SPE 12069 presentado en la "58th Annual Fall Technical Conference and Exhibition", San Francisco, California. Octubre 5-8, 1983.
7. Haynes, H.J., Thrasher, L.W., Katz et al, Enhanced oil recovery. National Petroleum Council, (December 1976).
8. H. K. van Poolen and Associates Inc. "Fundamentals of enhanced oil recovery". Penn Well Books, 1980.
9. LEONARD, Jim. "EOR set to make significant contribution". Oil and Gas Journal, (April 2, 1984), pp. 83-105.



10. LEONARD, Jim. "Increased rate of EOR brightens outlook". Oil and Gas Journal, (April 14, 1986), pp. 71-101.
11. AALUND, L. R. "EOR projects decline, but CO<sub>2</sub> pushes up production". Oil and Gas Journal, (April 18, 1988), pp. 33-73.
12. Morales Figueroa, Jesús. "Estimulación con vapor en el Campo Cacalilao", Ingeniería Petrolera. (Mayo 1969), pp. 5-19.
13. Valdez López, Francisco. "Prueba piloto de inyección cíclica de vapor Campo Samaria", Ingeniería Petrolera. (Agosto 1975), pp. 277-286.
14. Nota informativa del Departamento de Yacimientos del Instituto Mexicano de Petróleo. "Desarrollo de los procesos de inyección de vapor en el Campo Moloacán".