

OPERACIONES EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRA PESADOS

Tema IIa. Métodos de Recuperación en frío

Los petróleos pesados, extra pesados y bituminosos para lograr extraerlos del subsuelo necesariamente se deben aplicar métodos de recuperación. Los métodos de recuperación se dividen en dos tipos principales, según la temperatura.

- Métodos en Frío.
- Métodos asistidos termalmente o térmicos.

Los **Métodos de Recuperación en Frío** son aquellos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Entre este tipo de método se encuentran los siguientes:

- Minería.
- Inyección de Agua.
- CHOPS (Cold Heavy Oil Production whit Sand).
- Inyección de Diluyentes.
- Inyección de gases (Vapex, CO₂, entre otros).
- Inyección de Químicos (polímeros, surfactantes, álcali, entre otros)
- Bacterias.
- Entre otros.

TIPOS DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN FRÍO

- MINERÍA

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la Minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en Rusia.

Una de las ventajas del método es que recupera alrededor de un 80% del hidrocarburo. No obstante, desde la superficie sólo se puede acceder a un 20% de las reservas aproximadamente, o a aquellas que se encuentran a una profundidad de unos 75 m [246 pies].

El método a cielo abierto es útil donde el acceso a las arenas bituminosas se encuentran a pocos metros de la superficie y su volumen estimado de reservas lo vuelven económico. En Canadá por ejemplo, los depósitos de arenas bituminosas se encuentran a unos 70 pies (200 m) de la superficie.

Este método de recuperación se lleva a cabo de la siguiente forma:

1.- Para la extracción de las arenas bituminosas es necesario remover la vegetación, rocas y otros materiales que cubren las arenas utilizando retroexcavadoras con martillo (figura 1).



Figura 1. Remoción de la arena para proyectos de Minería.

2.- Posteriormente se alista el terreno para su explotación. Utilizando palas mecánicas se extrae la arena y es depositada en camiones que la transportan a trituradoras para disminuir el diámetro y empezar a separar la arena del bitumen (figura 2).



Figura 2. Camiones transportadores de la arena.

Las trituradoras fraccionan las arenas bituminosas por medio de discos de cantos agudos provistos de garfios y fresas que realizan un corte del material. La salida del producto tiene lugar pasando a través de una criba que permite seleccionar en cada caso el material con la granulometría deseada.

En la siguiente figura se muestra como quedan las arenas después de este proceso, el tamaño del grano es de media pulgada o menos.



Figura 3. Imagen ilustrativa del tamaño de los granos de arenas.

3.- El material triturado es llevado a tolvas intermedias por medio de bandas transportadoras para ser almacenado (figura 4). Las tolvas son dispositivos destinados para el depósito y la canalización de materiales granulares o pulverizados. Generalmente son de forma cónica y siempre son de paredes inclinadas, de tal forma que la carga se efectúa por la parte superior y la descarga se realiza por una compuerta inferior (figura 5).



Figura 4. Bandas transportadoras con sistema de zarandas.



Figura 5. Tipos de Tolvas.

4- Por medio de bandas transportadoras el material es llevado por las zarandas para separar partículas de tamaño grueso debido a su movimiento oscilatorio y de vibración. Las partículas grandes que salen de este proceso son llevadas nuevamente a la trituradora para su re-proceso. En este punto se le agrega soda cáustica y agua caliente entre 50 - 80 °C para transformar las Arenas Bituminosas secas en una pulpa que pueda ser manipulada [Nandakumar, 2000].

Métodos de Separación de la Arena del Bitumen

Separación Primaria

La pulpa es llevada a los tanques primarios de separación, en este punto se agrega nuevamente agua caliente a una temperatura entre 80 - 90°C para que el bitumen se diluya y continúe con la separación [Suncor Energy, 2009].

La mezcla obtenida se deja reposar y al ser el bitumen una sustancia densa, altamente viscosa que no se mezcla naturalmente con el agua se ubica en la superficie del recipiente, el agua en el medio y las arenas se depositan en el fondo como se muestra en la figura.

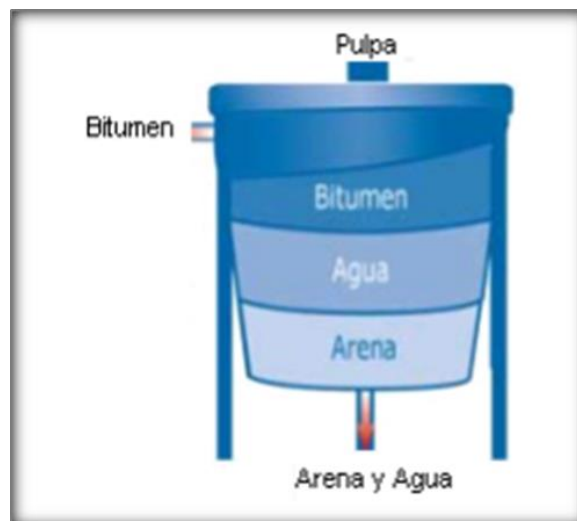


Figura 7. Separación Primaria de la arena del bitumen.

La arena y el agua son bombeadas a la planta de recuperación de escombros donde son tratadas nuevamente para recuperar su calidad y obtener el bitumen que no pudo ser extraído. El bitumen resultante de la separación primaria es conducido a la planta de tratamiento de espuma a través de tubería.

Separación Secundaria: Tratamiento de espuma

El bitumen finamente molido se introduce en suspensión acuosa en una celda de flotación (figura 8), aparato que permite la separación del bitumen y los residuos.



Figura 8. Celda de flotación.

La suspensión contiene solventes de hidrocarburo generalmente nafta conocidos como surfactantes [Salager, 1992]. Como consecuencia dichas partículas presentan una superficie hidrofóbica para los residuos e hidrófilica con respecto a las burbujas de aire o gotas de hidrocarburos.

La celda de flotación es un medio suficientemente agitado para producir pequeñas burbujas de aire mediante una corriente introducida desde el fondo, las burbujas de aire suben y reúnen las partículas de bitumen (figura 9).

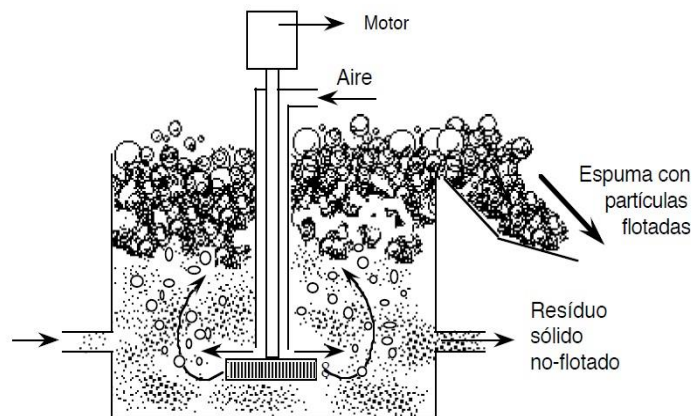


Figura 9. Sistema interno de la celda de flotación

La espuma contiene un bitumen considerablemente enriquecido en relación al bitumen original ya que redujo el carbono que contenía. La espuma de betún recuperado consiste en un 60% asfalto, 30% de agua y 10% de sólidos en peso [Nandakumar, 2000].



En el siguiente enlace podrás visualizar un video el cual sintetiza el procedimiento anteriormente explicado: <https://www.youtube.com/watch?v=cxiA40XHFOI>



Imagen de la infraestructura que comprende la explotación a cielo abierto (minería).

RECURSOS QUE SE UTILIZAN PARA LA MINERÍA

RECURSOS	MÉTODO CIELO ABIERTO	IMPACTO
AGUA	Recurso utilizado en todo proceso de extracción del bitumen desde los harneros giratorios hasta el tratamiento de espuma	↑
GAS	Utilizado en todo el proceso para el calentamiento del agua	↑
SODA CÁUSTICA	Se utiliza para separar el bitumen de las arenas cuando éstas están en los harneros giratorios	↓
HIDROCARBUROS	Se utilizan para poder extraer crudo ligero sin descomponer su composición molecular	↑
HIDROGENO	Utilizado en el tratamiento de espuma para agilizar la separación del bitumen	→
AGENTE ESPUMANTE	Necesario para la separación del bitumen y el agua en el tratamiento de espuma	↑
SULFURO	-	
NITROGENO	Utilizado para que el bitumen se disuelva y separe de las arenas	→
SOLVENTES GASEOSOS	-	
ELECTRICIDAD	Utilizado en la planta de extracción y tratamiento	↑

ALTO	↑
MEDIO	→
BAJO	↓

- INYECCION DE DILUYENTES

Este método consiste en inyectar en el pozo diluyentes, tales como la nafta o petróleos livianos con el objetivo de reducir la viscosidad del fluido.

Gran parte del petróleo de la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío con la inyección de diluyentes, así como también, en las áreas marinas de Brasil, entre otros.

Para obtener mayores beneficios de este método, los países donde es posible desarrollar este método, los pozos son perforados de forma horizontal y multilateral. Los métodos de levantamiento artificial utilizados son: Bombas electrosumergibles (BES) y Bomba de cavidad progresiva (BCP) (figura 10). Finalmente, los petróleos recuperados son transportados hasta una unidad de mejoramiento.

Una de las ventajas del método es su menor inversión de capital con respecto a las técnicas asistidas termalmente, pero el factor de recuperación también es bajo; entre 6 y 12% aproximadamente.

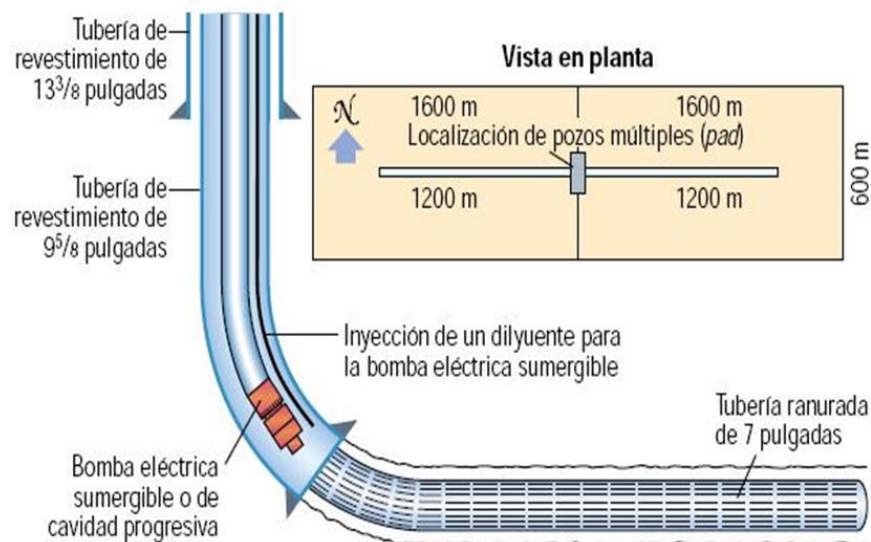


Figura 10. Diagrama mecánico de un pozo con inyección de diluyente.

- CHOPS: Could Heavy Oil Production with Sand

La producción de petróleo pesado con arena (CHOPS), es otro método de producción primaria de aplicabilidad en yacimientos de petróleo pesado. Es otro método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de petróleo pesado ubicados en Canadá, Venezuela, China, Kazakhstan, entre otros.

Esta técnica de producción consiste en provocar de manera deliberada la producción de arena junto con el petróleo y mantener este influjo a lo largo del tiempo (figura 11). El gas que se libera del petróleo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados "agujeros de

gusanos” los cuales crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir la arena y los líquidos. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables.



Figura 11. Muestra de petróleo pesado con arena.

El método requiere sistemas de bombeo multifásico que pueden manipular la arena, el petróleo, el agua y el gas, y ha sido aplicado en yacimientos con viscosidades de petróleo oscilantes entre 50 y 15,000 cP [0.05 y 15 Pa.s].

Criterios de Aplicación del Método

Para lograr la implementación de este método la formación y el petróleo debe cumplir con algunas características.

Características de la roca:

- La granulometría de la roca debe ser de grano fino a medio y de “poco consolidados” a “no consolidados” para lograr el incremento de la productividad del yacimiento por medio de la producción de arena.
- Poseer altas porosidades, en el orden de 26 y 32%.
- Las permeabilidades deben estar en el orden entre 1 y 2 Darcy.
- El espesor de arena donde se ha aplicado la técnica varía entre (10 - 40 ft) (3 – 12 m) aproximadamente.
- La saturación de petróleo en las arenas debe ser alta, preferiblemente la saturación de agua debe ser la connata y no existir capa de gas.
- Las profundidades del yacimiento debe ser entre 1600 (480 m) y 2500 ft (760 m) aproximadamente.

Características del fluido:

- Viscosidades deben superar los 1.000 cp. Mientras más alta sea la viscosidad mayor será la concentración de arena.
- Alto contenido de gas en solución.

Comportamiento de producción de los pozos

Inmediatamente después del inicio del flujo de petróleo y arena, la fracción del volumen de arena es extremadamente alta, con frecuencia hasta un **30 - 45%** del total del volumen de líquidos y sólidos producidos.

Esta alta tasa inicial de arena depende del yacimiento y la viscosidad del crudo, yacimientos **con viscosidad baja** pueden tener un pico de hasta **20%**, mientras que yacimientos **con alta viscosidad y alto contenido de gas** pueden exceder tasas de arena por encima del **50%** del volumen total de petróleo, agua y arena.

La tasa de arena tiende a disminuir en un periodo semanas o meses hasta valores entre **1% y 8%** del volumen total de líquidos y sólidos producidos. En los crudos más viscosos (superiores a los 2.000 cp) con frecuencia existe una producción de arena por varios meses entre el **10 y el 20%**, antes de que empiece a declinar a una producción estable el corte de arena podría estar entre **2 y 6%**, la cual puede ser mantenida por varios meses o por varios años.

En la siguiente grafica pueden observar el comportamiento de producción de un pozo en donde fue aplicado el método CHOPS. En este caso, al inicio la producción de arena estuvo entre el 4 y 13%. Luego la producción de arena se estabilizó entre el 1% y 2% manteniéndose así por varios años.

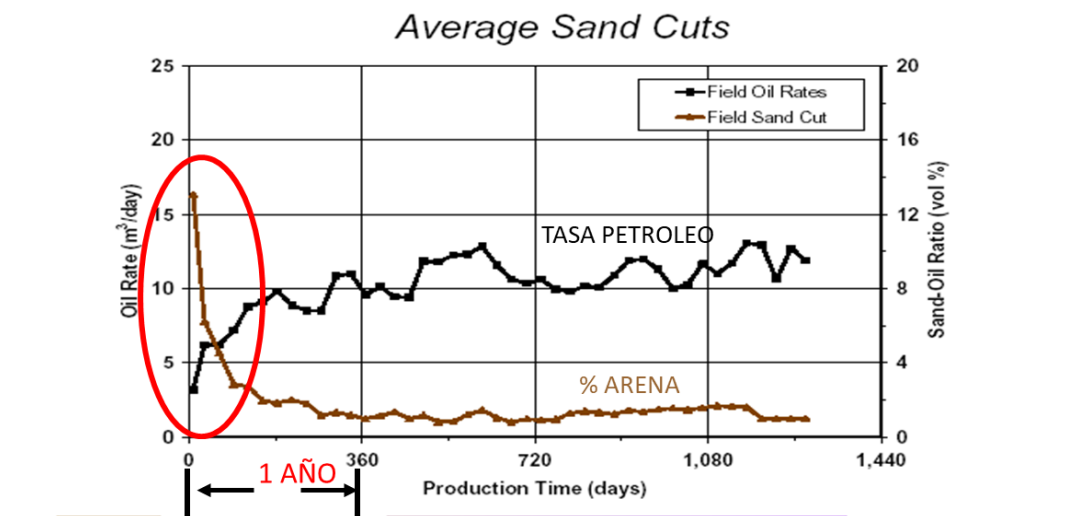


Gráfico 1. Ejemplo de un comportamiento de producción de arena y petróleo de un pozo.

En cuanto a la tasa de petróleo, luego de aplicado el método, generalmente la producción se incrementa en un periodo de varios meses, alcanzando una tasa máxima, que puede estar entre un 30 y 60% más alta que la tasa inicial. Después que es alcanzada la tasa máxima, los pozos usualmente experimentan una declinación gradual hasta su tasa económica, punto en el cual es intervenido para tratar de restablecer su producción.

En cuanto al factor de recuperación, este método se encuentra entre un 15 y 20 % (Gang, M. y Maurice, D. 2004).

Extracción de Petróleo asistida con Vapor (VAPEX)

Este método consiste en inyectar solventes gaseosos de bajo peso molecular (etano, metano, propano y butano) para reducir la viscosidad del petróleo pesado y bituminoso permitiendo su desplazamiento mediante drenaje gravitacional hacia el pozo productor.

El método puede ser aplicado en un pozo por vez o en pares de pozos (figura 12). En el enfoque que utiliza un solo pozo, se inyecta solvente desde el extremo de un pozo horizontal. En el caso que implica dos pozos, se inyecta solvente en el pozo superior de un par de pozos horizontales paralelos. Los gases son barridos después del proceso mediante la inyección de gas inerte.

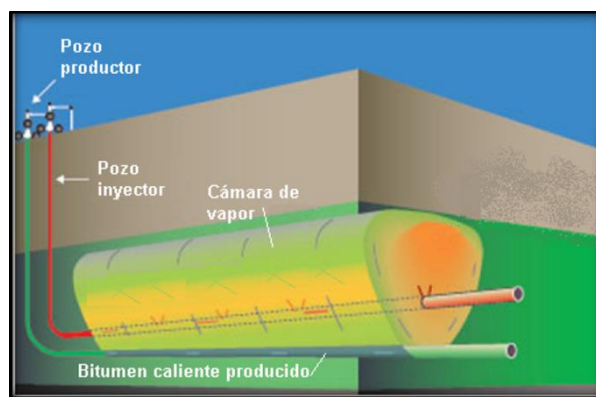


Figura 12. Ejemplo del Método VAPEX.

Los solventes son inyectados en forma continua con el objetivo de mantenerlos en su fase gaseosa cercana a su presión de vapor el mayor tiempo posible. El vapor al entrar en contacto con el petróleo por disolución reduce su viscosidad y así el petróleo calentado fluye hacia el pozo productor (figura 13).

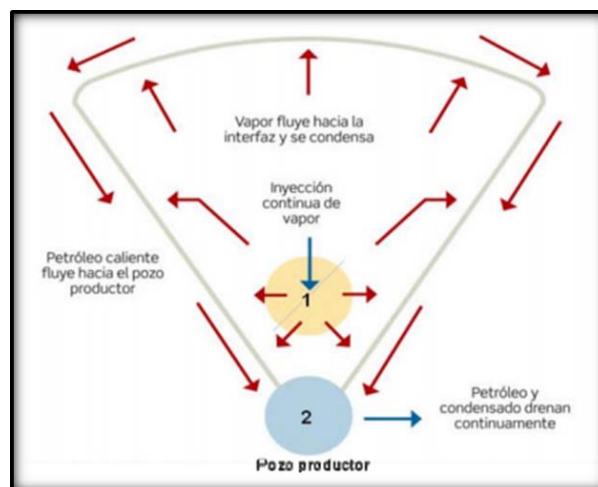


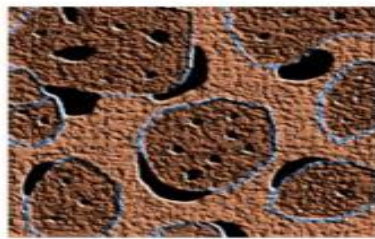
Figura 13. Objetivo de la cámara de vapor.

Una de las principales características de los solventes es su capacidad de transferencia de masa con el petróleo. De esta forma el petróleo es diluido por el solvente, y una fracción de hidrocarburos ligeros e intermedios (metano al hexano principalmente) del petróleo son transferidos al solvente o del solvente al petróleo, antes de lograr miscibilidad.

Esta transferencia de masa solvente - petróleo es otro de los mecanismos que actúan en la recuperación de petróleo.

El solvente cumple dos funciones:

1.- Diluir el petróleo.



Petróleo almacenado en los poros y en la roca



El solvente reduce su viscosidad y desplaza el petróleo

2.- Distribuir el calor lateralmente lejos del punto de inyección. Como resultado, gran extensión del yacimiento puede ser drenada con este método. Eventualmente parte del solvente deja la cámara como: gas en solución o gas libre.

Selección del Solvente:

1.- La selección del solvente para el método **VAPEX** tiene por consideración parámetros importantes como la **temperatura y la presión**, ya que la máxima solubilidad se da a la presión en la que el solvente se encuentra en estado gaseoso (presión de vapor) esto para una temperatura dada.

Para mantener el solvente en estado gaseoso a las condiciones de campo, **la presión de inyección debe ser menor que la presión del vapor**, a una temperatura establecida lo cual es una limitación para yacimientos con altas presiones.

2.- El solvente debe ser estable e inerte químicamente frente a los demás componentes del sistema.

3.- El solvente a inyectar, deber ser de una composición rica en componentes ligeros, de esta manera se tendrá un intercambio de masa efectivo. Dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento, diferentes mezclas de gases condensables pueden ser usadas (C₂H₆ - C₄H₁₀).

Los principales solventes usados en el método VAPEX incluyen:

- Etano.
- Butano.
- Propano

Comúnmente conocidos como gases de hidrocarburos licuados (LGP) por sus siglas en inglés.

El método VAPEX ha sido estudiado extensivamente en laboratorios y en operaciones de simulación. A pesar que a partir del año 2006 este método fue sometido a pruebas piloto en Canadá, actualmente no ha sido desplegado en operaciones de campo de gran escala.

Los arreglos de pozos propuestos para este método han sido los siguientes:

Arreglo 1: Un pozo inyector más un pozo productor, ambos perforados horizontalmente (figura 14).

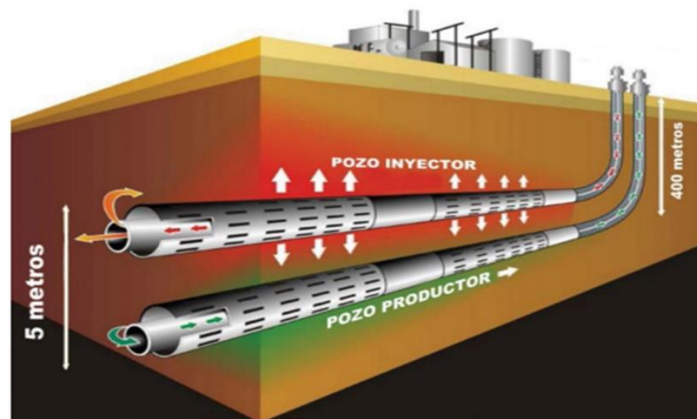


Figura 14. Arreglo tipo I.

Arreglo 2: Un solo pozo horizontal (SW-VAPEX, Single Well VAPEX)

Este arreglo es análogo al (SW-SAGD, Single Well SAGD) que se desarrolló como una variación del proceso SAGD para capas delgadas (10 m aprox.) donde no es posible utilizar dos pozos horizontales (figura 4).

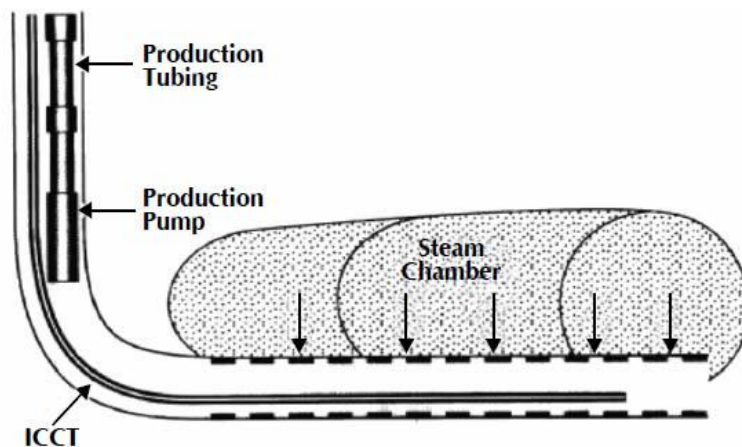


Figura 15. Arreglo tipo II.

Arreglo 3: Dos pozos inyectoros horizontales para un pozo horizontal productor (figura 16).

Experimentalmente este tipo de arreglo es el que mejores resultados ha presentado, ya que al tener una buena colocación de los tres pozos horizontales se ha podido incrementar el efecto de drene gravitacional abarcando una mayor área de contacto entre el solvente y el petróleo pesado.

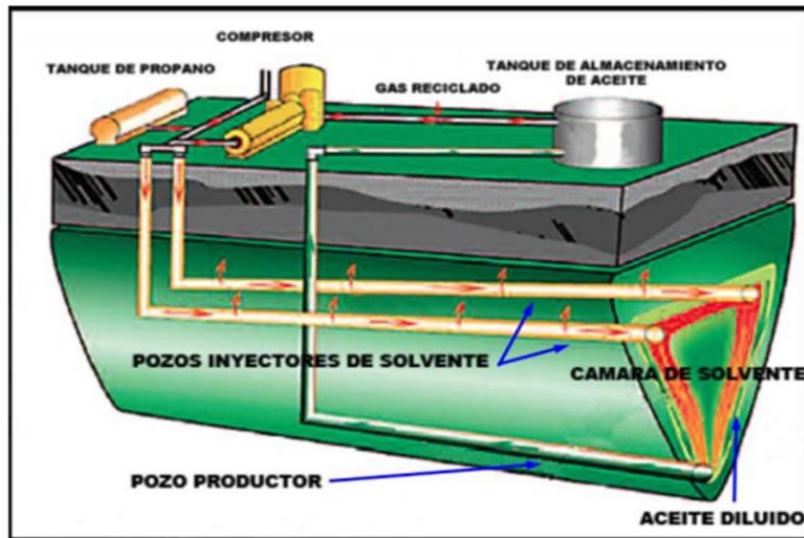


Figura 16. Arreglo tipo III.

Cabe mencionar que aparte de ser uno de los arreglos más prometedores en este tipo de recuperación, los costos son mucho mayores, en parte por la perforación de un pozo inyector más y porque será necesario un mayor volumen de solvente, por lo que a pesar de tener una mayor producción, económicamente no es conveniente.

Arreglo 4: Un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales (figura 17).

Para este tipo de arreglo se necesita diseñar dos pozos horizontales con la misma dirección, pero en sentido opuesto, quedando uno frente al otro a la misma profundidad, así como dejar una cierta distancia de separación entre cada pozo horizontal ya que en este intervalo se realizará la perforación del pozo inyector en forma vertical. A pesar de tener un gran aprovechamiento del petróleo drenado, las dificultades para este tipo de arreglo se presentan en el diseño y ejecución de la perforación.

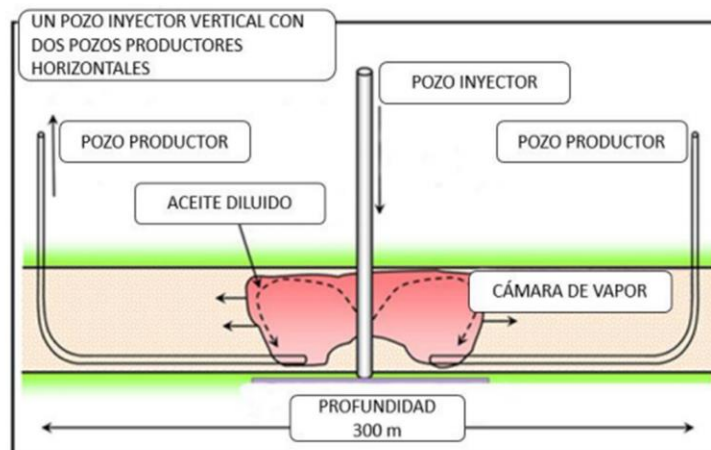


Figura 17. Arreglo tipo IV.

- **Microorganismos o Recuperación Asistida por Bacterias (MEOR: Microbial Enhanced Oil Recovery)**

Es un método que busca incrementar la producción y recuperación de petróleo mediante el uso de aplicaciones biotecnológicas.

La microbiología del petróleo, es definida como el estudio de la distribución de bacterias indígenas (autóctonas), su fisiología en condiciones de yacimiento e interacción con bacterias inyectadas (exógenas).

Los microorganismos son utilizados para producir químicos, llamados **metabolitos**, que mejoran la recuperación del petróleo.

La inyección de microorganismos a pozos puede ser utilizando microorganismos exógenos o externo o microorganismos autóctonos o también llamados indígenas.

- **Los microorganismos exógenos**

Se seleccionan microorganismos adecuados a las condiciones similares a las del yacimiento, pero que estos no se encuentran en los yacimientos. Las bacterias inyectadas deben ser capaz de sobrevivir y producir metabolitos en condiciones adversas.

- **Los microorganismos autóctonos**

Los microorganismos se desarrollan utilizando el petróleo presente en el reservorio como fuente de carbono. Se inyectan nutrientes para favorecer al crecimiento y la reproducción de los microorganismos nativos en el mismo.

La inundación con microorganismos autóctonos actualmente es la tendencia de desarrollo con ventajas sobre la inyección de microorganismos externo, porque presentan una buena adaptabilidad y evita el desarrollo de cultivos de microorganismos y su proceso de producción.

La inyección de bacterias se lleva a cabo mediante la inyección de una solución de microorganismos y un nutriente o únicamente nutrientes en el caso de utilizar los microorganismos autóctonos. Es importante mencionar que los microorganismos exógenos deben ser adaptados a las condiciones específicas de los yacimientos, en cuanto a presión, temperatura, PH y salinidad del agua de formación.

Los nutrientes se inyectan para estimular el crecimiento de los microorganismos y mejorar su rendimiento. Los Nutrientes pueden ser:

- *Fuentes de Nitrógeno (Nitrato)*
- *Fuentes de azúcar (Melaza)*
- *Fuentes de proteínas (fosfato)*

La técnica de inyección puede llevarse a cabo en un pozo bajo la técnica (inyección, remojo y producción) (ver Fig.18) o en un arreglo de pozos (ver Fig. 19), cuyos productos metabólicos generados in situ son luego transportados con el fin de obtener una reducción del petróleo.

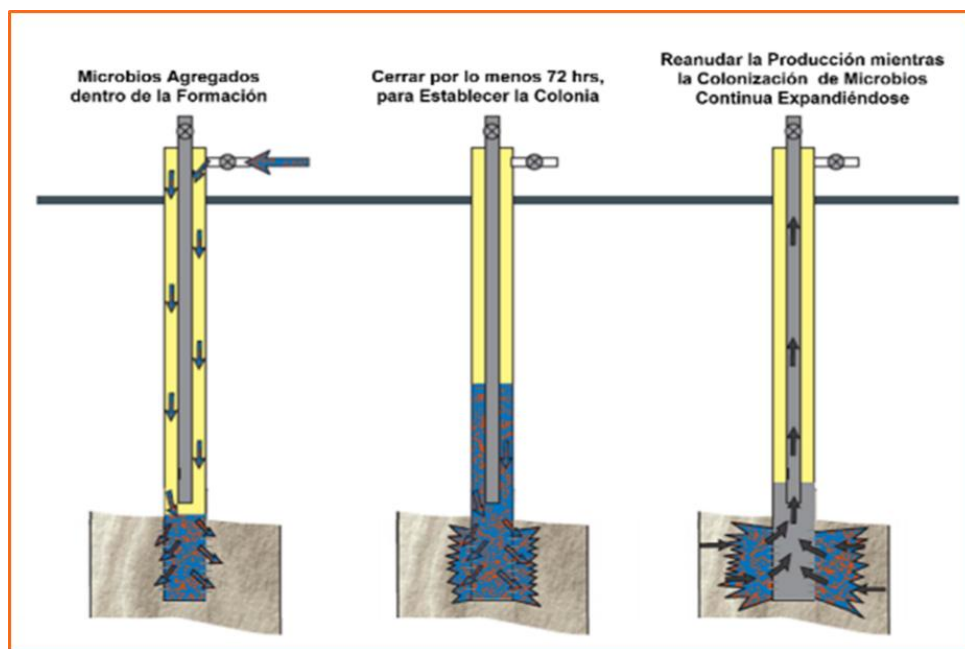


Figura 18. Proceso de Inyección de bacterias en un pozo.

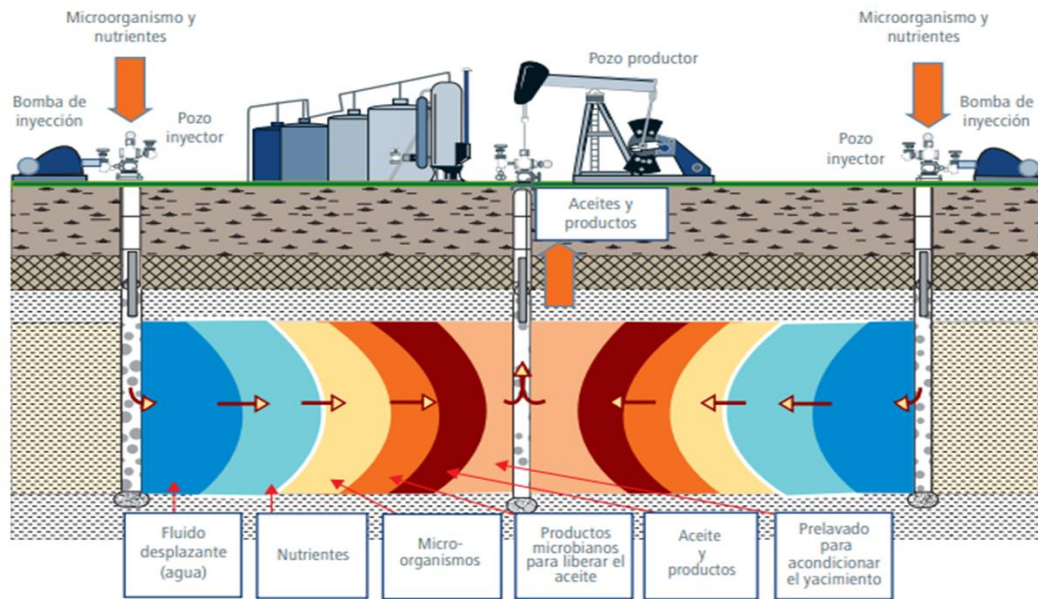


Figura 19. Proceso de Inyección de bacterias en un arreglo de pozos (dos inyector y un pozo productor).

MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

A medida que los microorganismos se alimentan de los nutrientes, estos metabólicamente producen productos que pueden ser: ácidos, biosurfactantes, biopolímeros, generación de gases (Por ejemplo: Metano, etano y CO_2) o degradación de hidrocarburos saturados de altas cadenas. Estudios indican que el aumento de componentes ligeros del petróleo crudo puede ser, más del 30%.

Cada producto tiene un efecto en petróleo y/o en el reservorio, los cuales van a mejorar el desplazamiento del petróleo en el yacimiento. A continuación se muestra una tabla con los productos que genera el MEOR y su efecto.

Productos microbianos y los efectos que producen en MEOR		
Productos	Efecto	Microorganismo
Gases	'Represurización del yacimiento. 'Incremento en el volumen de aceite. 'Reducción de la viscosidad. 'Incremento de la permeabilidad causada por la solubilidad de las rocas carbonatadas.	' <i>Clostridium acetobutylicum</i> . ' <i>Enterobacter aerogenes</i> . ' <i>Methanobacterium sp.</i>
Solventes y ácidos	'Incrementan la porosidad en las rocas. 'Producen CO ₂ al reaccionar con carbonatos minerales.	' <i>Clostridium spp.</i> ' <i>Enterobacter aerogenes</i> .
Polímeros	'Control de movilidad. 'Taponamiento selectivo y no selectivo.	' <i>Bacillus polymyxa</i> . ' <i>Brevibacterium viscogenes</i> . ' <i>Leuconostoc mesenteroides</i> . ' <i>Xanthomonas campestris</i> .
Surfactantes	'Disminución de la tensión superficial. 'Emulsificación.	' <i>Arthrobacter paraffineus</i> . ' <i>Bacillus licheniformis</i> . ' <i>Clostridium pasteurianum</i> . ' <i>Clorynebacterium fasciens</i> . ' <i>Pseudomonas rubescens</i> .
Biomasa	'Taponamiento selectivo y no selectivo. 'Emulsificación mediante adhesión al gas. 'Ángulo de contacto variable en superficies minerales. 'Reducción de la viscosidad y punto de fluidez de aceite. 'Desulfuración del aceite.	' <i>Bacillus licheniformis</i> . ' <i>Leuconostoc mesenteroides</i> . ' <i>Xanthomonas</i> .

ANTECEDENTES DE APLICACIÓN DEL MEOR

Estados Unidos fue el primer país en llevar a cabo un ensayo de campo en el año 1954. Pero fue a partir de la década de los **80's** que el MEOR se ha aplicado de manera eficiente en diferentes campos a nivel mundial. Donde de manera continua se ha intentado mostrar que la inyección de microorganismos facilita la extracción de crudo.

Se han hecho pruebas microbianas piloto en laboratorio y en campo por diferentes grupos a nivel mundial, los cuales han arrojado resultados positivos, en donde se han obtenido porcentajes importantes de recuperación.

Algunas aplicaciones de campo se han realizado en países como: Estados Unidos (Vadie y Stephens, 1996; Hitzman et al., 2004), Argentina (Maure et al., 1999), Venezuela (Lidsey y Ziritt, 1997), China (Zhang et al., 1999; Nagase et al., 2001), UAE (Zekri et al., 1999; Zekri y Al-Kanbashi, 2000), Rumania (Lazar, 1992), Rusia (Hitzman, 1982), Perú (Maure et al., 2005).

El proceso MEOR es una técnica de bajo costo bien sustentada y técnicamente aplicable, la cual ofrece muchas aplicaciones útiles a la industria del petróleo. Es una técnica de bajo costo bien sustentada y técnicamente aplicable, la cual ofrece otras aplicaciones útiles a la industria del petróleo adicionales a su aplicación en los reservorios de crudos pesados.

El MEOR representa una interesante alternativa para la recuperación de los crudos pesados. Se tienen referencias de campo donde se reportan recuperaciones desde un 12 hasta 46% (Yonebayashi et al., 1997; Yussuf et al., 1999; Zekri et al., 1999; He et al., 2000; Bryant et al., 2002; Maure et al., 2006).

CRITERIOS DE APLICACIÓN

Los parámetros de selección de yacimientos incluyen temperatura, salinidad, viscosidad del petróleo, permeabilidad, porosidad, contenido de parafinas, corte de agua y concentración de microorganismos en el fluido de producción, donde la producción, la temperatura y la salinidad son los tres parámetros más importantes.

A continuación, se muestra una tabla con los criterios de aplicación del método:

Parameter	Value range	Optimum
Formation temperature (°C)	20-80	30-60
Crude viscosity (mPa.s)	10-500	30-150
Permeability (mD)	≥50	≥ 150
Porosity (%)	12-25	17-25
Brine salinity (g/L)	≥300	≥100
Wax content (%)	≥4	≥7
Water cut (%)	40-95	60-85
Total bacterial concentration in produced fluid (number/mL)	≥100	≥1000

Fuente: J. He, Y. Wang, and G. Liang, Emerging Strategic Technology of the Oilfield Development, Petroleum Industry Press, 2018.

Algunas ventajas del método:

Varios artículos han demostrado que es una tecnología efectiva y de bajo costo para el incremento de la producción de petróleo. Las ventajas económicas y operativas más importantes de estas técnicas son:

- Los microorganismos y nutrientes inyectados son baratos, fáciles de obtener y manejar en campo.
- Es económicamente atractivo en campos productores marginales.
- El método es fácil de aplicar con equipamiento de producción convencional.

- Es menos costoso de implementar y más sencillo de monitorear que cualquier otra técnica de recuperación asistida.
- Los productos del proceso son todos biodegradables y no se acumulan en el ambiente.

MÉTODOS QUÍMICOS

Entre los métodos químicos implementados en reservorios de crudos pesados se encuentran los siguientes:

- Desplazamiento con Polímeros

En muchos casos se han reportado diferentes razones que generan eficiencia de barrido en métodos de recuperación mejorada por inyección de agua. Pero en otros casos cuando la formación presenta heterogeneidades el agua se canaliza por estas zonas preferenciales, dejando grandes cantidades de crudo atrapado en la formación.

Según Paris (2001), la inyección de polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros de 200 a más de 1000 ppm, de un alto peso molecular, antes que ésta sea inyectada al yacimiento. Estas soluciones tienden a ser viscosas aun cuando sean altamente diluidas.

Lake (1989), Mungan (1982), Ferrer (1978) y Klins (1984), establecen que esta propiedad de aumentar la viscosidad del agua hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento que en la inyección de agua convencional.

La técnica de inyección de polímero para recobro mejorado de petróleo consiste en la adición de un polímero de alto peso molecular al agua de inyección con lo que se busca el mejoramiento de la eficiencia areal y vertical. En la Figura 20 se muestra en forma general como ocurre un desplazamiento de crudo con polímeros.



Figura 20. Inyección con Polímeros.

Diferentes autores han coincidido en plantear que la inyección de polímero tiene como propósito:

1. Reducir la permeabilidad relativa de la fase acuosa (Barreau et al., 1999; Grattoni et al., 2004; Zheng et al., 2000).
2. Reducir la relación de movilidad y (iii)
3. Reducir la saturación de petróleo residual (Huh & Pope, 2008).

Aunque teóricamente la inyección de polímero alcanza factores de recobro superiores a los obtenidos mediante inyección en agua, es importante mencionar algunos retos que pueden surgir durante su aplicación en campo:

- Taponamiento de garganta poral (mayor tamaño de molécula y/o tamaño de agregados del polímero).
- Adsorción del polímero en el medio poroso (punto clave de la economía del proyecto).
- Degradación de la solución polimérica por ataques químicos, mecánicos, biológicos y térmicos.

Controlar las pérdidas de polímero como consecuencia del fenómeno de adsorción en el medio poroso en uno de los mayores retos ya que afecta directamente el desempeño global del proceso de recobro mejorado. La adsorción de polímero se origina principalmente:

- Interacciones físicas.
- Tamaño de la partícula.
- Características reológicas.
- Las arcillas incrementan la adsorción del polímero.

La retención del polímero (ver figura 21) en la roca de yacimiento se mide en miligramos de polímero por gramo de roca (mg/g) o en gramos de químico por metro cuadrado de roca (g/m²). Se puede clasificar en tres tipos:

- Atrapamiento mecánico
- Retención hidrodinámica
- Adsorción. No obstante, la adsorción es el principal mecanismo de retención.

Por lo tanto, el éxito de un proceso de inyección de polímero depende de un acertado entendimiento del comportamiento de la adsorción del polímero (interacciones del químico con el medio poroso) (Cheraghian et al., 2014).

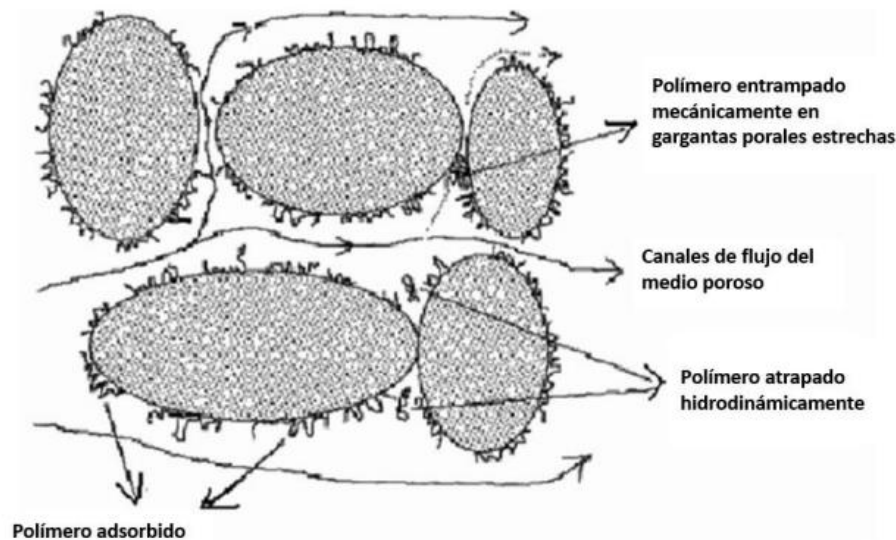


Figura 21. Esquema general de los diferentes mecanismos de retención de polímero en el medio poroso. Fuente: Adaptado de Cheraghian et al. (2014).

En operaciones EOR es fundamental conservar las propiedades del polímero durante su flujo en el yacimiento, sin embargo, la acción de diferentes agentes provoca su degradación. La aparición de este fenómeno desencadena rompimiento de la estructura molecular de las macromoléculas que constituyen el polímero (Ray & Cooney, 2012).

La degradación del polímero puede ser clasificada en tres categorías principalmente:

- Degradación Química:** ataque de contaminantes, aditivos o cualquier componente presente en los fluidos inyectados; asimismo, la presencia de oxígeno promueve reacciones de óxido-reducción (mayor influencia a altas temperaturas) (Ray & Cooney, 2012).
- Degradación Térmica:** el peso del polímero disminuye conforme aumenta la temperatura debido al rompimiento de sus moléculas por la desestabilización de sus enlaces (Ray & Cooney, 2012).
- Degradación Mecánica:** altas tasas de producción en la región cercana al pozo y el paso del polímero a través de dispositivos que generan alto cizallamiento (equipos de disolución e inyección en superficie, líneas de inyección, válvulas, entre otros); adicionalmente debe tenerse en cuenta su peso molecular, ya que entre más grande sean las moléculas, mayor será la resistencia al flujo que éste puede presentar y por tanto el esfuerzo de corte sobre el polímero será mayor (Ray & Cooney, 2012).

En consecuencia, es imperativo que la caracterización del polímero se realice según las técnicas de análisis disponibles para la evaluación de polímeros utilizados en operaciones de recobro mejorado (norma API 63).

De esta manera, se adapta la estructura molecular del polímero a las características del yacimiento de interés en términos de: Reología, Solubilidad, Viscosidad, Peso molecular, densidad, PH, entre otros.

Los análisis requeridos para la caracterización básica del polímero involucran (i) Análisis termogravimétricos (TGA), (ii) Espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), (iii) Dinámica de dispersión de luz (DLS). Análisis del comportamiento reológico del polímero requiere (i) viscosidad del polímero a tasa de corte de referencia (7.1 seg⁻¹), (ii) radio de filtrabilidad, (iii) screen factor, (iv) viscosidad en función de la concentración del polímero, (iv) compatibilidad del polímero a condiciones de yacimiento, (v) caracterización de fluidos de formación. Complementado con (i) viscosidad a diferentes tasas de corte, (ii) medición de viscosidad antes y después de exponer el polímero a altas tasas de corte, (iii) viscosidad del polímero a diferentes concentraciones.

Adicionalmente, la estabilidad química del polímero a condiciones de yacimiento debe evaluarse en presencia y ausencia de O₂. Es necesario caracterizar el agua base para la preparación de la solución polimérica. Se requiere conocer propiedades como:

- PH.
- Contenido de iones divalentes.
- Hierro disuelto.
- Salinidad.
- Entre otras.

Luego de la caracterización de la solución polimérica, la caracterización de compatibilidad de la solución polimérica con la roca del yacimiento toma lugar.

Las mediciones básicas de laboratorio para caracterizar el núcleo son: Porosidad, Permeabilidad al aire (Kaire), Permeabilidad absoluta (Kabs), permeabilidad efectiva al petróleo (Ko), permeabilidad relativa al agua (Krw) y permeabilidad relativa líquido/gas.

La restauración de la mojabilidad de la roca es altamente recomendada previa construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Así mismo las condiciones de trabajo a las cuales deben estar sometidas las muestras deben simular condiciones de yacimiento en términos de: Temperatura, Presión, Presión de confinamiento y Tasas de inyección.

Una vez disponible la información anterior, la caracterización del comportamiento del medio poroso en función del desplazamiento de la solución polimérica debe ser realizado mediante la construcción de: curvas de permeabilidad relativa, medición de la reducción de la permeabilidad (RRF) y medición de la reducción de la movilidad en muestra de roca (RF). Adicionalmente, es posible el cálculo del:

- Volumen poroso inaccesible (IPV)
- Valor de adsorción dinámica (ADS) o pérdida de polímero en el medio poroso por método de Zaitoun y por el método API RP 63.

Las pruebas en el medio poroso para la definición de las variables anteriormente descritas deben ser realizadas a diferentes concentraciones de polímero (por ejemplo, 500, 800, 1200, 1500 ppm) y a diferentes tasas de inyección en laboratorio de (0.067, 0.167, 0.333, 0.833 seg⁻¹) las

cuales deben ser extrapoladas a nivel de campo para encontrar la formulación que presente los mejores incrementales y mejores condiciones operativas para la implementación del método de recobro objetivo.

TIPOS DE POLIMEROS

Para los fines de recuperación de petróleo se utilizan comúnmente polímeros solubles en agua, estos pueden ser sintéticos o semi-sintéticos. Entre los sintéticos se encuentran por ejemplo la poliacrilamida hidrolizada - HPAM) y biopolímeros (como la goma de xantano). Los polímeros naturales y sus derivados, tales como goma guar, carboximetil celulosa de sodio y etilcelulosa hidroxilo (HEC) son menos empleados.

Los polímeros semi-sintéticos, son los que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Por ejemplo: la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC). Mientas que los polímeros naturales o biopolímeros, son aquellos que se encuentran en la naturaleza.

Diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto polisacáridos como derivados de la celulosa, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo. Son susceptibles a la biodegradación y, por tanto, es conveniente agregar productos químicos que permitan proteger la solución contra el ataque de bacterias.

CRITERIOS DE APLICACIÓN

En la siguiente tabla se muestran algunos de los criterios a tener en cuenta durante un proceso de inyección de polímero.

Crudo:		
Gravedad API	> 10	
Viscosidad	< 150 cp a C.Y.	
Yacimiento:		
So (% VP)	> 50	
Litología	Areniscas preferiblemente	Condiciones Desfavorables
K (mD)	> 100	
Temp. (°F)	< 200 (evitar degradación)	
Rel. Movilidad	2 a 40	
Salinidades	Bajas (< 20g/l)	

Criterios técnicos para la inyección de polímero
Fuente: Paris (2001).

- SOLUCIONES ALCALINAS

Una alternativa con respecto a los surfactantes son los químicos alcalinos con un pH elevado. Este método de recobro de crudo está basado básicamente en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. La reacción de estos reactivos químicos con los ácidos del petróleo provoca la generación de un surfactante in situ.

Paris (2001), define a los surfactantes como compuestos orgánicos provenientes del petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua reducen la tensión interfacial.

El método consiste en inyectar requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos del crudo del yacimiento.

MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

Paris (2001), establece que a medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan permiten que el petróleo sea producido por uno de los siguientes mecanismos:

1. Reducción de la tensión interfacial crudo-agua, por la formación de surfactantes in situ.
2. Cambio de humectabilidad, de humectado por el crudo a humectado por el agua.
3. Emulsión y entrapamiento del petróleo para ayudar a controlar la movilidad.

Por otro lado, Paris (2001) señala que la recuperación se obtiene cambiando la mojabilidad de la roca y disminuyendo la tensión interfacial, lo cual causa una emulsificación intermedia. Para petróleos livianos (>30 °API), el proceso requiere una concentración alta del agente alcalino (2-5%) y da como resultado una mayor eficiencia de desplazamiento. Para petróleos pesados (<25 °API), la concentración de los álcalis es más baja (0,1-1,0%) y el agua de formación debe tener una concentración baja del ion calcio.

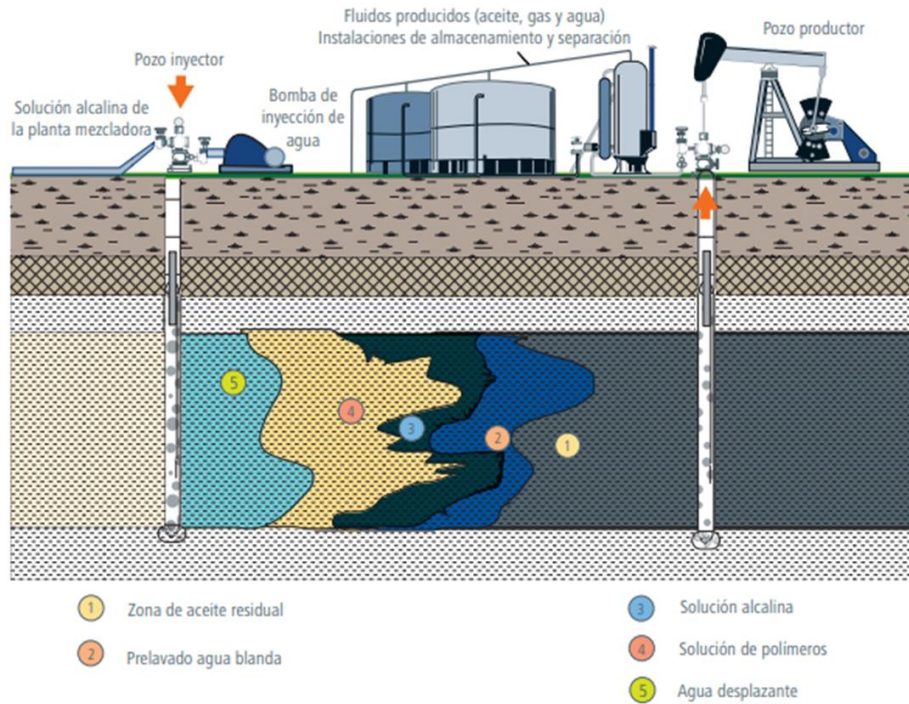


Figura 22. Recuperación mejorada de petróleo con soluciones alcalinas.

Fuente: Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984

CRITERIOS DE APLICACIÓN

En la siguiente tabla, se pueden apreciar algunos de los criterios técnicos a seguir durante una inyección de álcali.

Variables	Criterios Técnicos
Tipo de roca	Preferiblemente Areniscas
Porosidad	10 a 45 %
Permeabilidad	>25 mD
Temperatura	<220 °F (104 °C)
Gravedad	<40 °API
Viscosidad	<5000 cP
Acidez, mg KOH/g crudo	>0.1
Dureza del agua de formación	<3000 ppm (Ca, Mg y Ba)
Salinidad total del agua de formación	<150000 ppm

Criterios técnicos para la inyección de álcali.
Fuente: CIED (2000).

Paris (2001), plantea en su trabajo las limitaciones y ventajas que presenta la inyección de álcali:

Limitaciones

- Se obtienen mejores resultados si el material alcalino reacciona con el petróleo del yacimiento; este debe tener un número ácido mayor de 0,2 mg KOH/g de petróleo.
- La tensión interfacial entre la solución alcalina y el petróleo debe ser menor de 0,01 dinas/cm.
- A altas temperaturas y en algunos ambientes químicos, se puede consumir excesivamente álcali debido a reacciones con arcillas, minerales o sílica presente en la arena de yacimiento.

Ventajas

- El proceso es relativamente económico
- El control de la movilidad es mejor que en los procesos de inyección de gas.
- La nueva generación de surfactantes tolera una alta salinidad.
- Los surfactantes son estables a altas y bajas temperaturas de los reservorios.

Cabe señalar, que en este tipo de procesos puede utilizarse una solución polimérica de mayor viscosidad que la del frente álcali-crudo para obtener un movimiento o barrido más eficiente y uniforme en la formación, método que es conocido como inyección álcali-polímero (AP).

Referencias Bibliográficas

- Boardman D, SPE López, S., Pineda, F., Zerpa. Evaluation of production methods in heavy oil reservoirs. SPE 53691.
- Bryant, R. S., 1989, Meor data base and Evaluation Reservoir Characteristics for Meor Projects. Estados Unidos Institute for Petroleum and Energy.
- Cámara de Recursos de Alberta: "Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential," http://www.acralberta.com/Projects/Oil_Sands_Technology_Roadmap/OST_R_report.pdf.
- Gang, M. y Maurice, D. (2004). How Much oil you cant get from CHPS. Petroleum Society Canadian Intitute og Mining, Metallurgy & Petroleum. Paper 2004-008. URL: https://terralog.com/article/CIPC2004_008_Han_CHOPS.pdf
- Desorches, J (1998) Stress Measurements for sand control. SPE 47247.
- Dusseault, M. (2002) Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Alberta Deparment of Energy.
- King J. W., 1987, Meor Technical Status. Abilene Texas, Hardin-Simmons University.
- Latil M. Enhanced Oil Recovery (1980). Editions Technip 27.
- Meyerhoff AA y Meyer RF: "Geology of Heavy Crude Oil and Natural Bitumen in the USSR, Mongolia and China: Section I: Regional Resources," en Meyer RF (ed): Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen (Exploración de Petróleo Crudo Pesado y Bitumen Natural). AAPG Studies in Geology no. 25. Tulsa: AAPG (1987):31-101.
- Muños A., 2004, Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Vía Microbiana. Departamento de Biotecnología, Instituto Mexicano del Petróleo, inédito México.

- NANDAKAMUR, K. (2002), "Influence of water-soluble and water-insoluble natural surface active components on the stability of water-in-toluene-diluted bitumen emulsion", Recuperado el 20 de Abril de 2009.
- Notas de cursos del profesor Maurice Dusseault de la Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá.
- Paris de Ferrer, M (2001). 'Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos'. Maracaibo: (2a edición). Astro Data S.A.
- Robles J: "Application of Advanced Heavy Oil Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela," artículo SPE 69848, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Termales y Petróleo Pesado de la SPE, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.
- SUNCOR ENERGY INC. (2009), Process, en Suncor Energy Inc, Recuperado el 16 de Marzo de 2009.
- SALAGER, J. (1992), "El mundo de los surfactantes", Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales, Universidad de los Andes, Mérida Venezuela, cuaderno FIRP S311-A.
- Sperl P. C., 1993, New Microorganisms and Processes for Meor. Bartlesville Project Office U.S. Department of Energy.