

61
29

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



SISTEMAS DE RECUPERACION DE HIDROCARBUROS,
SU SELECCION Y SU APLICACION A UN CAMPO
PETROLERO EN MEXICO,

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

MONTENEGRO NOREÑA HUMBERTO ANTONIO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1989



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.

INDICE GENERAL

I.- Introducción.

II.- Clasificación de los Sistemas de Recuperación de Petróleo Crudo.

III.- Sistemas de Recuperación Primaria.

III.1.- Propulsión por la Expansión Volumétrica de Casquetes de Gas.

III.2.- Propulsión por la Expansión Volumétrica del Gas que se Encuentra en Solución.

III.3.- Propulsión por Intrusión de Agua (Acuíferos).

III.4.- Propulsión por Influencia Gravitacional.

IV.- Sistemas de Recuperación Secundaria.

IV.1.- Inyección de Agua.

IV.2.- Inyección de Gas (Desplazamiento Inmiscible).

IV.3.- Análisis de los Procesos de Recuperación Secundaria.

V.- Sistemas de Recuperación Mejorada.

V.1.- Procesos Térmicos.

V.1.1.- Inyección de Vapor.

V.1.2.- Combustión In Situ.

V.1.3.- Análisis de los Procesos Térmicos.

V.2.- Procesos Químicos.

V.2.1.- Inyección de Surfactantes.

V.2.2.- Inyección de Polímeros.

V.2.3.- Inyección Cáustica o Alcalina.

- V.2.4.- Análisis de los Procesos Químicos.
- V.3.- Procesos de Desplazamiento Miscible.
 - V.3.1.- Inyección de CO₂.
 - V.3.2.- Inyección de Hidrocarburos Miscibles.
 - V.3.3.- Inyección de Gas Inerte.
 - V.3.4.- Análisis de los Procesos de Desplazamiento Miscible.
- VI.- Sistemas de Recuperación Artificial.
 - VI.1.- Bombeo Neumático.
 - VI.2.- Bombeo Mecánico.
 - VI.3.- Bombeo Electrocentrifugo.
 - VI.4.- Bombeo Hidráulico.
 - VI.5.- Análisis de los Procesos de Recuperación Artificial.
- VII.- Selección del Sistema Optimo de Recuperación de Petróleo para un Campo en México.
 - VII.1.- Características del Campo Petrolero.
 - VII.2.- Análisis y Selección del Método.
- VIII.- Conclusiones y Recomendaciones.
- IX.- Bibliografía.

I. - Introducción.

Actualmente el desarrollo de la industria a nivel mundial, está condicionado por el consumo de enormes cantidades de petróleo crudo. Su uso no está restringido a la producción de combustibles y lubricantes diversos. La petroquímica (parte de la química que se refiere a los derivados del petróleo), representa las cuatro quintas partes de la producción en materia de química orgánica y, para el Ingeniero Químico, una fuente enorme de materias primas por transformar eficaz y eficientemente con el fin de obtener productos intermedios y/o terminados. De esta manera, el campo de acción de dicho profesional se extiende, por efecto del procesamiento de hidrocarburos, a un sin fin de industrias como son la agroquímica, hulera, de disolventes, plásticos, detergentes, etcétera.

Por más de 150 años y además con una regularidad creciente, el hombre ha estado retirando abundantes cantidades de hidrocarburos de la tierra (fuente finita de energía); esto obedece a que la demanda de los productos del petróleo aumenta día a día, y aunque en los últimos meses una sobreoferta de crudo a nivel mundial ha ocasionado que su precio descienda facilitando su adquisición, cada vez es más difícil tener acceso a él, por las siguientes razones:

- * Los campos productores declinan o agotan definitivamente su producción natural (descrita en el capítulo 3).

- * A medida que transcurre el tiempo es menos probable descubrir campos nuevos.

Esto ha traído como consecuencia, el desarrollo de nuevas técnicas para explotar al máximo los yacimientos descubiertos ya que una vez terminada la producción natural de los mismos,

permanece la mayor parte del crudo contenido en ellos (se dice comúnmente que por cada barril de petróleo producido en la etapa primaria de explotación, dos barriles permanecen en la formación).

Por otra parte, una razón más para obtener el mayor rendimiento de los yacimientos es la que se refiere al costo-beneficio. La inversión que se tiene que realizar en las diversas etapas de la obtención de hidrocarburos a partir del subsuelo (exploración, realización de estudios geológicos, perforación, producción) es de una magnitud inmensa y por ello debe obtenerse el máximo provecho de ella, evaluando la factibilidad y conveniencia de continuar explotando la formación productora mediante alguno de los sistemas de recuperación, materia de esta tesis, contra la alternativa de explorar y descubrir nuevos yacimientos de crudo.

El presente trabajo inicia con la clasificación de los sistemas de recuperación implementados a la fecha y continúa con la descripción de los rasgos distintivos más importantes de cada uno de ellos, sus ventajas y desventajas. Es conveniente resaltar que la clasificación varía de autor a autor por lo que la presentada en el capítulo 2 es la que se propone como la más adecuada sobre la base de la bibliografía consultada.

Finalmente, incluye un análisis de los métodos de recuperación tratados con el fin de seleccionar técnicamente, en una manera preliminar, el sistema óptimo para un campo petrolero en México.

Todo esto con la finalidad de establecer la dirección a seguir en el desarrollo de la explotación de un yacimiento petrolero evaluando el marco de referencia del mismo.

II.- Clasificación de los Sistemas de Recuperación de Petróleo Crudo.

En los últimos años ha existido diversidad de opiniones en la terminología asociada con los procesos de recuperación de crudo a partir de yacimientos petroleros.

Como fase inicial en la obtención del petróleo crudo, los procesos y/o mecanismos de producción natural representan lo que se conoce como "Recuperación Primaria", responsable de recobrar del 20 al 30% del crudo original de la formación*. Una vez iniciado el declinamiento de la energía propia del yacimiento a explotar, o cuando se ha alcanzado el agotamiento de la misma, se acostumbra emplear técnicas de mantenimiento o restauración de presión respectivamente mediante la inyección de agua, gas o de ambos, con lo cual se logra recuperar del 20 al 50% del crudo que se encontraba en el sitio al momento de recurrir a los procesos mencionados, mismos que, por constituir un paso subsecuente a la producción primaria, son reconocidos ampliamente como "Procesos de Recuperación Secundaria".

Como algo ulterior a lo ya mencionado, recientemente han adquirido gran importancia los "Procesos de Recuperación ----

* Debido a una gran ambigüedad de criterios entre los diversos autores consultados en la bibliografía, los porcentajes de recuperación potencial que se proporcionan para cada método o conjunto de métodos son el resultado de unificar dichas opiniones, razón por la cual generalmente se dan rangos.

terciaria", mejor conocidos hoy en día como "Procesos de Recuperación Mejorada", ello obedece a que dichas técnicas pueden encontrar aplicación en la parte inicial de la explotación del yacimiento, incluso antes que los métodos primarios y/o secundarios hayan alcanzado su límite económico. La recuperación asequible a estos métodos fluctúa entre el 10 y el 50% dependiendo del proceso utilizado.

Finalmente, como apoyo a los sistemas de recuperación citados, existe un conjunto de métodos que, sin intervenir directamente en el yacimiento, proveen de diversas maneras la energía que requiere el petróleo pozo abajo, para ascender a la superficie. Bajo estas peculiaridades, son englobados como "Sistemas de Bombeo Artificial" o "Sistemas Artificiales de Producción".

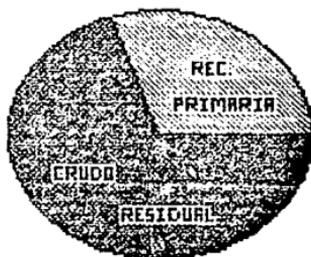
Esta clasificación se resume en el cuadro sinóptico no. 1.

Por otra parte, en las figuras 1 a 3 se muestran tres ejemplos típicos de las diversas facetas de producción por las que atraviesa un yacimiento petrolero durante su explotación mencionándose, en cada caso, el porcentaje de crudo que se logra recuperar en cada una de ellas.

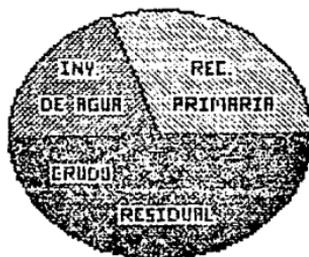
Sistemas de Recupn. de Petróleo	Sistemas de Recuperación Primaria	<ul style="list-style-type: none"> - Propulsión por la Expansión Volumétrica de Casquetes de Gas - Propulsión por la Expansión Volumétrica del Gas que se Encuentra en Solución - Propulsión por la Intrusión de Agua (acuíferos) 						
	Sists. de Recupn. Secundaria	<ul style="list-style-type: none"> - Inyección de Agua - Inyección de Gas 						
	Sistemas de Recuperación Mejorada	<table border="0"> <tr> <td>Procesos Térmicos</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> -Inyección de Vapor -Combustión In Situ </td> </tr> <tr> <td>Procesos Químicos</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> -Iny. de Surfactantes -Iny. de Polimeros -Iny. CAustica o Alc. </td> </tr> <tr> <td>Procesos de Desplazanto. Miscible</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> -Iny. de CO₂ -Iny. de Hidrocarbs. Miscibles -Iny. de Gas Inerte </td> </tr> </table>	Procesos Térmicos	<ul style="list-style-type: none"> -Inyección de Vapor -Combustión In Situ 	Procesos Químicos	<ul style="list-style-type: none"> -Iny. de Surfactantes -Iny. de Polimeros -Iny. CAustica o Alc. 	Procesos de Desplazanto. Miscible	<ul style="list-style-type: none"> -Iny. de CO₂ -Iny. de Hidrocarbs. Miscibles -Iny. de Gas Inerte
	Procesos Térmicos	<ul style="list-style-type: none"> -Inyección de Vapor -Combustión In Situ 						
	Procesos Químicos	<ul style="list-style-type: none"> -Iny. de Surfactantes -Iny. de Polimeros -Iny. CAustica o Alc. 						
Procesos de Desplazanto. Miscible	<ul style="list-style-type: none"> -Iny. de CO₂ -Iny. de Hidrocarbs. Miscibles -Iny. de Gas Inerte 							
Sistemas de Recuperación Artificial	<ul style="list-style-type: none"> - Bombeo Neumático - Bombeo Mecánico - Bombeo Electrocentrifugo - Bombeo Hidráulico 							

CUADRO SINOPTICO No. 1

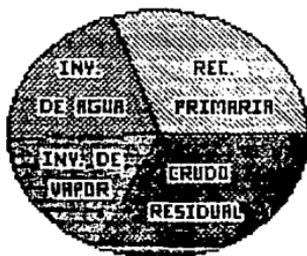
FIG. 1 EXPLOTACION TIPICA DE UN YACIMIENTO
(EJEMPLO 1)



A) REC. PRIMARIA = 30%



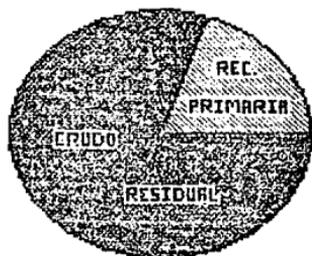
B) INV. DE AGUA = 21%



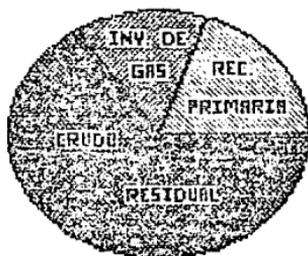
C) INV. DE VAPOR = 17.15%

RESULTADO FINAL : CRUDO RESIDUAL = 31.85%

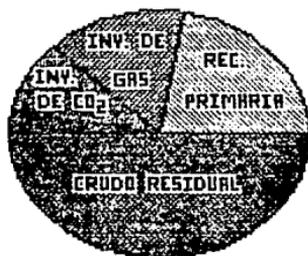
FIG. 2 EXPLOTACION TIPICA DE UN YACIMIENTO
(EJEMPLO 2)



A) REC. PRIMARIA = 20%



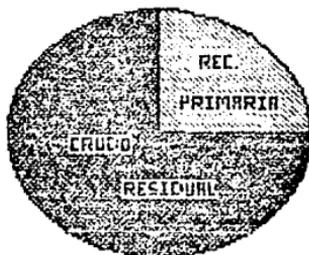
B) INV. DE GAS = 14%



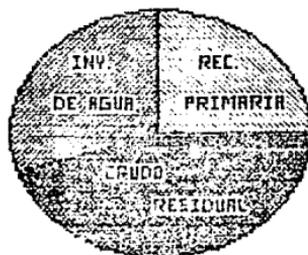
C) INV. DE CO₂ = 8.4%

RESULTADO FINAL : CRUDO RESIDUAL = 47.6%

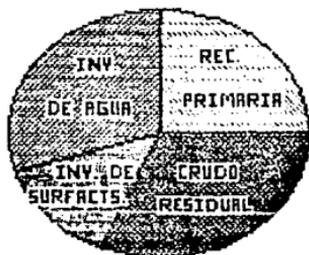
FIG. 3 EXPLOTACION TIPICA DE UN YACIMIENTO
(EJEMPLO 3)



A) REC. PRIMARIA = 25%



B) INV. DE AGUA = 30%



C) INV. DE SURFACTANTES = 13.5%

RESULTADO FINAL : CRUDO RESIDUAL = 31.5%

III.- Sistemas de Recuperación Primaria

Al descubrirse los yacimientos de petróleo crudo se observó que éstos contenían casi invariablemente petróleo, gas y agua. Todos estos fluidos se encontraban en el interior de los poros del estrato rocoso de la formación. A medida que el tiempo transcurrió se dilucidaron las fuentes de energía requeridas para la remoción parcial de estos fluidos, del yacimiento poroso. La energía necesaria para tal fin puede ser natural (propia de la formación) o artificial (suministrada al yacimiento con una intención definida por el hombre).

La energía natural es la que se encuentra potencialmente almacenada en el yacimiento, como resultado de diversos procesos como son la sedimentación de materiales orgánicos e inorgánicos, el entierro de éstos a grandes profundidades por otros materiales rocosos, la compresión y el calentamiento de los materiales que se encuentran a altas profundidades por efecto del peso de los materiales de las capas suprayacentes y el calentamiento considerable ya a altas profundidades, por parte del núcleo terrestre.

Para que la energía natural pueda ser aprovechada para lograr el desplazamiento de los fluidos del yacimiento, se requiere la

existencia de un gradiente de presión el cual es provisto al efectuar la perforación de un pozo petrolero ya que al llevar a cabo dicha acción se proveen áreas de baja presión en relación a los órdenes de magnitud de dicha propiedad que imperan en el estrato rocoso de la formación.

Bajo producción natural o producción primaria, un campo petrolero puede producir entre el 20 y el 30% del crudo original del lugar.

Por otra parte, fijando la atención en el flujo de fluidos que se provoca en el interior de un yacimiento petrolífero al explotarlo, es conveniente analizar, tanto los factores que lo obstaculizan, como los mecanismos que lo favorecen, ya que la energía proporcionada por los mecanismos promotores del desplazamiento de los fluidos es consumida en el vencimiento de los factores o fuerzas que se oponen a dicho flujo, además de que la proporción de recuperación de los fluidos y concretamente la del crudo, dependerá de las magnitudes relativas de ambas partes.

Los factores que se oponen al flujo de fluidos en el interior del yacimiento están representados por fuerzas retentivas inherentes al mismo, ellas son:

- Capilaridad.- Constituye un fenómeno que toma lugar debido al contacto entre el crudo (un líquido) y el estrato rocoso (una pared sólida), estableciéndose, de esta manera, una fuerza retentiva del crudo en la formación.

El fenómeno de retención se debe al hecho de que los líquidos no son fluidos perfectos y su superficie se comporta como si fuera un sólido elástico.

- Adhesión o Adherencia.- Es aquella fuerza atractiva que provoca

que un cuerpo pueda permanecer íntimamente pegado a otro como es el caso del agua al mojar algo con ella. Dicha fuerza depende de muchos factores como son la dureza del material al cual se está adhiriendo algo, la rugosidad, etcétera.

- Fricción en el poro.- Al igual que se tienen fuerzas por fricción que se oponen al movimiento del petróleo crudo en un ducto destinado para su transporte, se presentan también dichas fuerzas de resistencia al flujo, en los espacios porosos a través de los cuales tiene que fluir el crudo para abandonar el yacimiento y dirigirse a los pozos de producción.

La fricción trae consigo una pérdida de energía por rozamiento entre las partes en contacto, energía que es disipada en forma de calor.

La magnitud de las fuerzas que se oponen al desplazamiento de los fluidos del yacimiento está influenciada por las propiedades del crudo, sobretodo por la viscosidad, la tensión superficial y la densidad, al igual que también ejercen su influencia en ella las características litológicas del estrato rocoso de la formación como son la permeabilidad y el carácter del material del cual está compuesta la superficie que está expuesta al contacto con los fluidos del yacimiento.

A lo largo de la vida productiva de un campo petrolero, de un yacimiento, más de un mecanismo propulsor o accionador es responsable del movimiento de los fluidos de la formación. A continuación se describe cada uno de ellos puntualizando sus rasgos individuales característicos.

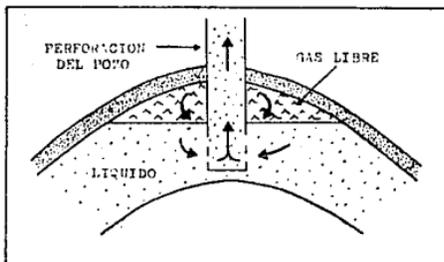
III.1.- Propulsión por la Expansión Volumetrica de Casquetes de Gas.- Este mecanismo consiste en que el gas que se encuentra libre y segregado del liquido, lo empuja junto con el gas que tiene en solución hacia áreas de baja presión, por efecto de su expansión; el gradiente de presión, como fue mencionado anteriormente, es establecido mediante la perforación del pozo (ver figura 4a).

Conforme se realiza el drenado del yacimiento, la presión a la que se encuentran los fluidos del mismo comienza a disminuir, y esto trae como consecuencia un incremento en el volumen de dichos fluidos; el crudo y el agua, por su estado liquido (ligeramente compresible), no experimentan una expansión significativa mas el gas libre que se encuentra formando un casquete si se expande y lo hace de manera impresionante.

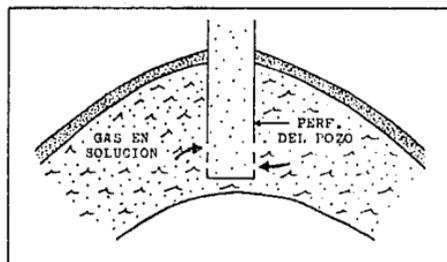
La explotación del yacimiento mediante este mecanismo continúa hasta agotar la energía del mismo, y cuando se alcanza este punto permanece del 75 al 30% del crudo original del yacimiento, sin recuperar. Por tanto, la eficiencia de recuperación de este mecanismo propulsor o accionador es del 20-25%.

Cabe señalar como rasgo característico de este mecanismo de propulsión, que conforme los líquidos son removidos del yacimiento, el flujo o razón a la cual se desplaza el gas hacia el pozo permanece a un nivel constante o se incrementa. En determinado momento, una parte del gas libre del casquete comenzará a ingresar al pozo.

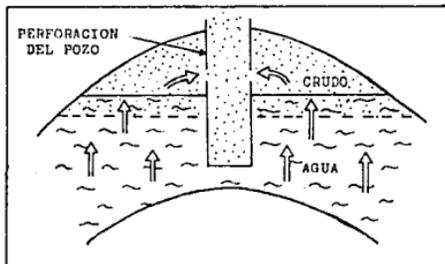
Finalmente, conviene aclarar que existen capas o casquetes de gas "primarios", los cuales existen originalmente en los



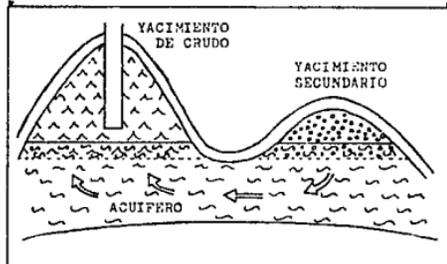
4A) EXPANSION VOLUMETRICA DE CASQUETES DE GAS



4B) EXPANSION VOLUMETRICA DEL GAS EN SOLUCION



4C) INTRUSION DE AGUA (ACUIFEROS)



4D) INFLUENCIA GRAVITACIONAL

FIG. 4 : SISTEMAS DE RECUPERACION PRIMARIA

yacimientos, por lo general en las crestas de los mismos o cerca de ellas, y las capas o casquetes "secundarios", mismos que se forman en los puntos superiores de la formación o alrededor de los pozos como resultado de la producción parcial del crudo y del asentamiento residual del mismo.

III.2.- Propulsión por la Expansión Volumétrica del Gas que se Encuentra en Solución.- El crudo que contiene gas disuelto es un líquido más compresible que el agua o que el crudo que no contiene gas.

Al explotar un yacimiento, se releva la presión de los fluidos que contiene, y si se trata de petróleo crudo con gas en solución, el volumen del conjunto se incrementará. Dicho incremento en volumen se traduce en una fuerza de propulsión, en una fuerza accionadora del desplazamiento de los fluidos de la formación (ver figura 4b).

Al igual que en el mecanismo por expansión volumétrica del gas libre, conforme se recuperan los fluidos del yacimiento, la energía del mismo decrece hasta alcanzar el punto en el que el flujo de fluidos es interrumpido. En esta ocasión la eficiencia de recuperación es del 15 al 20% del petróleo crudo que se encontraba inicialmente en el yacimiento.

Por otra parte, cuando la presión del yacimiento disminuye, una porción del gas que se encuentra en solución se convierte en gas libre y, debido a las permeabilidades involucradas en el proceso, le toma bastante tiempo burbujear y desplazarse a la parte superior del yacimiento para formar un casquete. Por tanto,

este gas libre obstruye parte del espacio disponible para el flujo de fluidos reduciendo la permeabilidad a los mismos conforme la remoción de los fluidos se lleva a cabo. Esta reducción en permeabilidad a menudo reduce recuperaciones de tan solo 10-15%.

Lo particular de este mecanismo es que la producción de gas a menudo declina a lo largo de la vida productiva de un yacimiento. La razón de este efecto consiste en que, conforme la presión de la formación decrece, cada vez más gas disuelto se convierte en gas libre que es retenido en el yacimiento.

Conviene señalar por último, que es muy poco frecuente que este mecanismo actúe en conjunto con la expansión del gas libre que forma un casquete.

III.3.- Propulsión por Intrusión de Agua (Acuíferos).- El agua es un líquido muy poco compresible; aun a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, casi no se disuelve gas en ella y, por tanto, no puede aumentar su compresibilidad. Sin embargo, si el volumen del acuífero (estrato impregnado de agua) es de cientos o miles de veces el tamaño del yacimiento a explotar, es posible que dicha capa acuífera poco compresible, ejerza una presión significativa en el yacimiento de petróleo. Algunos acuíferos son continuos por kilómetros y kilómetros y por ende, pueden actuar como una fuente de energía para provocar el flujo de los fluidos de un yacimiento de petróleo.

Existen dos tipos de mecanismos con agua como agente propulsor, el primero se presenta cuando grandes acuíferos yacen por debajo de los yacimientos de crudo; el agua poco comprimida ejercerá presión contra los fluidos del yacimiento petrolero y

accionará el movimiento de dichos fluidos hacia el pozo cuando éste sea perforado (ver figura 4c).

Este tipo de mecanismo se caracteriza por la baja producción de gas; la recuperación que se consigue es baja, del orden del 10 al 15%.

El otro tipo de mecanismo se presenta cuando el acuífero recibe su energía de propulsión de una fuente externa. Esta fuente puede ser otro yacimiento de crudo no descubierto, un yacimiento que contenga un gas como el dióxido de carbono (comprimido por condiciones subsuperficiales), o un afloramiento del acuífero con uno de sus extremos en la superficie y el otro por debajo del yacimiento de crudo intervenido (ver figura 4d).

En el mecanismo de remoción por intrusión de agua, el agua se desplaza hacia arriba, introduciéndose en la formación petrolífera, conforme el gas y el crudo son removidos de la misma. Como la cantidad de materia en el yacimiento permanece constante, prácticamente no hay cambio en la presión del yacimiento durante su vida productiva. El flujo del gas hacia el pozo también permanece constante durante el período productivo de la formación. Además, debido a que existen cambios muy ligeros en la presión del yacimiento, la relación del gas en solución y del gas libre permanece constante.

Otra característica de este mecanismo está relacionada con la razón a la cual el agua fluye en el interior del pozo. Cuando el proceso se encuentra en estado avanzado, conforme el nivel del agua crece en la formación, más agua comienza a entrar al pozo y a mezclarse con el crudo recuperado, por tanto, la relación del

agua al crudo (WOR=Water-Oil Ratio) se incrementa a medida que se agota el yacimiento.

El declinamiento de la energía en este mecanismo ocurre cuando el nivel del agua crece. A medida que el agua ocupa los espacios de la formación que antes contenían el petróleo, la permeabilidad al agua se incrementa, mientras que la permeabilidad relativa al gas y al crudo disminuye.

III.4.- Propulsión por Influencia Gravitacional.- La fuerza gravitacional ejerce su influencia en todo sitio imaginable y de manera permanente.

En cualquier punto en el seno de un líquido, existe una presión hidrostática que es proporcional a la profundidad a la que se encuentra dicho punto respecto a la superficie del líquido; esta presión hidrostática también se manifiesta en el interior de los poros del estrato rocoso que conforma un yacimiento petrolero. En un yacimiento profundamente inclinado, sin partes impermeables u otras barreras físicas al desplazamiento del crudo, la cabeza de presión desarrollada por el peso de la columna de líquido en el seno de la masa de crudo, podrá ejercer una influencia apreciable como fuerza expansiva para coadyuvar en el drenado de los fluidos del yacimiento y en la consecuente recuperación de los mismos.

Para que este mecanismo tenga su mejor desempeño, se requiere que la permeabilidad del yacimiento sea alta y que la viscosidad del petróleo crudo sea baja.

Para terminar, un factor que favorece la recuperación, más que un mecanismo, es el que tiene origen en la compactación del estrato rocoso del yacimiento.

Es posible, en el caso de arenas pobremente consolidadas, que la liberación incidental de presión por la producción de petróleo crudo y gas, pueda causar que el peso de estos materiales que se apoyan o descansan sobre las capas rocosas del yacimiento, las compacte, haciéndolas ocupar un volumen menor que el que tenían originalmente. Como consecuencia de esta compresión, una parte de los fluidos contenidos en la formación es expelida, es desalojada del yacimiento a través del pozo productor.

IV.- Sistemas de Recuperación Secundaria.

Cuando están en el inicio de su etapa productiva, la mayoría de los campos petroleros tienen energía natural suficiente para empujar o dar impulso al crudo de la formación hacia la superficie, a través de los pozos productores. Cuando tal energía experimenta un abatimiento en su magnitud, la producción de petróleo decrecerá proporcionalmente a menos que se implementen "Procesos de Recuperación Secundaria". En dichos procesos, se suministra energía adicional a la formación inyectando gas, inundando el yacimiento con agua o llevando a cabo ambas cosas.

IV.1.- Inyección de Agua.

IV.1.1.- Antecedentes.- La primera técnica de recuperación secundaria, tuvo su inicio de manera accidental en los años 70's del siglo pasado, en el oeste de Pensylvania en los Estados Unidos.

Una fuga de una estructura geológica (que contenía agua) adyacente a un campo petrolero, arruinó la producción en el pozo afectado mas incrementó la producción en los pozos vecinos. Esto condujo a un incremento global en la recuperación de petróleo de dicho campo.

No fue sino hasta 1921 que la recuperación de crudo mediante la inyección de agua se generalizó, su práctica se fue ampliando año con año y actualmente tiene una aplicación sobresaliente entre los métodos de recuperación de hidrocarburos.

IV.1.2.- Principio de Operación.- En tan sólo unas palabras, la técnica consiste en la inyección de un fluido prácticamente incompresible (agua) a la formación de que se trate para mantener la energía de ésta (representada como energía de presión) o para restablecerla en caso de que haya declinado demasiado, llevando a cabo al mismo tiempo, el empuje o barrido del petróleo crudo del yacimiento a su paso, de los pozos de inyección a los productores, mediante un mecanismo de desplazamiento que aprovecha la naturaleza inmisible de los fluidos involucrados.

Cuando, como se dijo ya anteriormente, la energía natural de la formación comienza a decaer sensiblemente y se recurre a la inyección de agua para preservar en un nivel óptimo la energía del yacimiento, su presión, se dice que se está llevando a cabo un proceso de mantenimiento de presión, mientras que si la energía original de la formación ha sido agotada demasiado, la inyección de agua es considerada entonces como una técnica de restablecimiento de presión, de la energía del yacimiento.

Al iniciarse la inyección de agua en un yacimiento se provoca un incremento de presión a lo largo de la formación el cual, como era de esperarse, es mayor alrededor de los pozos de inyección disminuyendo en dirección a los pozos productores.

Bajo la influencia del incremento en la presión, el gas libre de la formación tiende a redisolverse en el petróleo crudo con el cual está en contacto directo en un área muy grande.

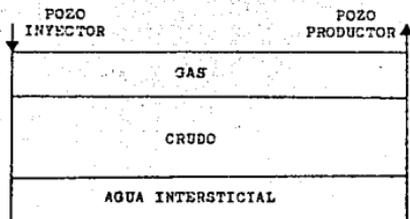
Pese a lo anterior, la producción de crudo no se incrementa inmediatamente. Existe un periodo de "llenado" de la formación,

durante el cual se inyecta un volumen de agua aproximadamente igual al volumen de gas libre inicialmente presente, esto toma lugar antes de dar inicio a la técnica que nos concierne. Durante el periodo de llenado, se redisolverá una gran parte de gas y el remanente se obtendrá como producto en los pozos correspondientes. A manera de modelo, el "llenado" puede ser representado por un frente de petróleo crudo moviéndose hacia los pozos productores y haciéndolo mucho más rápido que el frente del agua inyectada (ver figura 5). La llegada o arribo del frente de crudo a los pozos de producción marca el final del periodo mencionado. Conviene señalar que este fenómeno no es puramente teórico, por lo general es experimentado en campos cuyo contenido de hidrocarburos ha sido recuperado total o parcialmente por inyección de agua, notándose, además, la identidad entre el volumen de agua inyectada y el volumen inicial de gas libre. El periodo de llenado requiere varios meses y el tiempo requerido lo determinan el patrón de espaciamento y los flujos del agua inyectada.

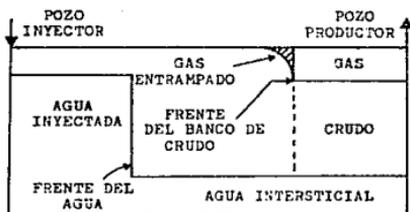
Durante la fase inicial del método, un frente cilíndrico se forma alrededor de cada pozo de inyección y su radio se incrementa conforme avanza el proceso.

Por detrás del frente de desplazamiento, la cantidad de crudo que permanece en el yacimiento es reducida progresivamente a medida que más y más partículas de él son captadas y arrastradas por la corriente del agua; este cuadro prevalece hasta que la cantidad de petróleo que continúa en el interior de la formación alcanza su valor residual.

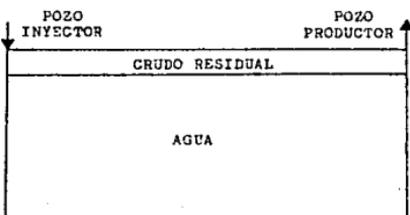
Cuando el "llenado" se ha completado, el avance frontal



ANTES DE LA INYECCION DE AGUA



DURANTE LA INYECCION DE AGUA



DESPUES DE LA INYECCION DE AGUA

FIG. 5 : INYECCION DE AGUA

continúa y el flujo de petróleo producido se incrementa, llegando a ser prácticamente igual al del agua de inyección.

En seguida la producción de agua se incrementa, y lo hace a costa de la producción de petróleo crudo. Para continuar la recuperación gradual del crudo una vez que su producción ha comenzado a decaer, se requiere la circulación de grandes volúmenes de agua, los criterios económicos varían de localidad a localidad mas lo usual es abandonar los pozos cuando el corte de producción de agua alcanza 95-98%.

Por otra parte, es imprescindible aclarar que todo lo descrito antes considera que el yacimiento es homogéneo lo cual, en muchos casos, no es verdad. A menudo las formaciones contienen fisuras, están constituidas por varias capas que pueden estar comunicadas o no, o simplemente tienen heterogeneidades al azar; todo esto abate la eficiencia de la técnica y provoca, en conjunto con otros factores, que la recuperación máxima asequible al proceso sea entre el 30 y el 50% del petróleo crudo original del yacimiento.

IV.1.3.- Características del Equipo Principal.- El equipo utilizado consiste primordialmente del equipo para la captación, almacenamiento, tratamiento e inyección del agua que se desea introducir, siendo los dos últimos los más importantes.

Al implementar la técnica de recuperación de hidrocarburos en estudio, el primer paso es localizar las probables fuentes del agente desplazante (agua) y seleccionar de entre ellas, la más conveniente. Es en este momento cuando queda determinado el equipo de captación del agua, la capacidad de bombeo y la

magnitud de la línea requerida para su transporte hasta el sitio donde se lleva a cabo su inyección al estrato productivo del campo a explotar o a su vecindad.

El equipo de almacenamiento está constituido por tanques que aseguran el abasto de agua en caso de que se interrumpa su suministro desde la fuente elegida al comienzo del proyecto.

Por otra parte, el agua inyectada al yacimiento debe cumplir con ciertas especificaciones, mismas que están encaminadas a lograr los siguientes propósitos:

- Evitar obstrucciones y taponamientos en las líneas, en los pozos y en la formación misma (disminución de su permeabilidad).

- Reducir al mínimo la corrosión y por tanto el deterioro de los equipos de los pozos así como de los sistemas de colección de productos.

- Evitar, tomando precauciones, el fenómeno consistente en el incremento de volumen de las arcillas, si el yacimiento está compuesto por ellas. Dicha "hinchazón" reduce también la permeabilidad de la formación abatiendo así la eficiencia del método.

Para alcanzar las metas descritas, se debe conocer perfectamente la composición del agua inyectada así como también la del agua de reciclo, agua producida en conjunción con el crudo que se ha logrado recuperar; esto se consigue mediante análisis físico, químico y bacteriológico. Por otro lado, es indispensable también, conocer las características del yacimiento que se va a intervenir.

Una vez que se evaluó lo anterior, se acondiciona el agua mediante un proceso de tratamiento que podrá incluir diversas

operaciones y la disposición de equipos como son los desareadores, sedimentadores, filtros, unidades de intercambio iónico, equipos para la adición de químicos, etcétera.

Finalmente, el equipo de inyección comprende los pozos inyectoros con todos sus componentes y las bombas de inyección.

Las bombas pueden ser de dos tipos: reciprocantes o centrifugas. Las bombas reciprocantes tienen la ventaja de tener alta eficiencia aunque requieren mantenimiento frecuente; se utilizan preferentemente cuando se requieren altas presiones de descarga. Las bombas centrifugas son menos eficientes que las reciprocantes pero requieren menos mantenimiento; su uso se limita ordinariamente a servicios que requieren presiones de descarga menores a 250 psi.

El actuador de las bombas de inyección puede ser un motor eléctrico o un motor de combustión interna. La selección la dictarán los factores económicos involucrados y la disponibilidad, tanto de la energía eléctrica como del combustible requeridos en cada caso.

IV.1.4.-Ventajas del Proceso:

- Por lo general existe abundancia del agente desplazante del crudo y de sus fuentes de suministro.

- La naturaleza casi incompresible del agua es una virtud del método pues debido a ella puede incrementarse la presión del yacimiento.

- La inmiscibilidad entre el agua y el petróleo crudo es favorable cuando se requiere su segregación una vez que han sido recuperados en los pozos productores.

- El agua producida en conjunto con el crudo es susceptible de ser reciclada con análisis y tratamiento previos.

- El control del proceso es sencillo.

IV.1.5.- Desventajas del Proceso.- Existen principalmente dos problemas que merman su eficiencia:

- El agua no inunda todos los espacios interiores de los poros de la formación conforme se desplaza a través de ella y, debido a su característica de inmiscibilidad con el crudo, una gran parte de él permanece en la formación en la forma de pequeñas gotitas retenidas en el interior del estrato poroso.

- Otra limitación considerable es que el frente de avance del agua no recorre porciones significativas del yacimiento (bypass). Esto se debe, principalmente, a que por lo regular no se tiene certeza de las configuraciones geológicas que se espera encontrar. Aunque estas variaciones estructurales pueden inferirse a partir del estudio de otros casos históricos, de muestras de la formación, etcétera, los patrones de flujo de fluidos entre los pozos inyectores y productores no pueden ser predichos con una exactitud razonable.

Aunado a lo anterior se tiene la desventaja de que se requiere un agua de calidad determinada y que el acondicionamiento de la misma, en algunos casos, puede llegar a ser un tanto complejo.

IV.1.6.- Aplicaciones.- Se requiere en primer término que exista un contenido promedio de crudo residual tal, que sea económicamente factible la implementación de la inyección de agua para obtener un incremento en la recuperación del crudo, esto es,

cuando se tienen saturaciones de crudo residual mayores al 35%.

Debido a que no hay razón para pensar que el proceso de inyectar agua será significativamente diferente al de yacimientos que han sido explotados de manera natural sobretudo por el mecanismo de intrusión de acuíferos, estos yacimientos no son buenos candidatos para la inyección de agua. Asimismo, son poco prometedores los yacimientos en que ha tenido predominancia la segregación gravitacional como mecanismo de producción primaria. Son los yacimientos agotados por gas con saturaciones moderadas de agua innata o de la formación los que garantizan en cierta medida y a priori, una inyección de agua exitosa. Conviene recalcar lo referente a la saturación del agua de formación ya que cuando llega a ser del orden del 50% el desarrollo de la técnica tiene resultados desfavorables.

Otro punto importante que se debe considerar consiste en que la formación sea uniforme, libre al máximo de heterogeneidades así como de marcadas diferencias de permeabilidad entre varias regiones del campo a explotar, todo ello con el fin de evitar la formación de canalizaciones y rutas de fácil acceso a los pozos productores reduciendo así, el by-pass del crudo. Se prefieren además formaciones no lenticulares ya que conducen a geometrías irregulares del frente de inyección.

No es posible puntualizar un rango de permeabilidades favorable a la inyección de agua. Puede ocurrir que para un yacimiento con bajas permeabilidades (con necesidad de altas presiones de inyección y de un cerrado espaciamiento entre pozos inyectoros para completar las operaciones en un tiempo razonable) se obtengan resultados menos satisfactorios que para un estrato

productivo de altas permeabilidades.

Por otra parte, se prefieren tanto crudos ligeros como poco viscosos (visc.< 20-25 cp a temperatura del yacimiento) ya que de otra manera se requeriría un largo periodo de producción con altas relaciones agua/crudo.

Cuando se utiliza la inyección de agua como un proceso para restaurar la presión del yacimiento (cerrando temporalmente los pozos de producción), se requiere que los diversos estratos estén separados por capas de lutita o por barreras equivalentes para evitar la intercomunicación vertical de dichas capas.

Finalmente, se prefieren yacimientos con espesor mayor a 10 pies y a profundidades menores a los 10 000 pies.

IV.1.7.- Variantes del Método.- La eficiencia de la inyección de agua a menudo es incrementada mediante la adición de químicos que alteran las condiciones que prevalecen en la formación así como también las propiedades de los fluidos que intervienen en el proceso.

Como dicha adición de químicos mejora la recuperación obtenida por un proceso secundario como es la inyección de agua, las variantes de la misma producidas al agregar determinados compuestos químicos, han conformado un segmento dentro de los procesos de recuperación mejorada de petróleo crudo que serán descritos más adelante: los Procesos Químicos; ellos son tres principalmente:

- Inyección de Surfactantes.
- Inyección de Polímeros.
- Inyección Cáustica o Alcalina.

IV.2.- Inyección de Gas (Desplazamiento Inmiscible)

IV.2.1.- Antecedentes.- Probablemente el primer proceso utilizado para mejorar la recuperación de crudo fue la inyección de gas natural. Existen datos estadísticos que ratifican el uso de dicha técnica para tal propósito antes del año 1900.

Los primeros proyectos fueron diseñados para incrementar la productividad inmediata, los flujos en los pozos productores, y por ello son calificados como proyectos de mantenimiento de presión. En contraste, recientemente se ha intentado incrementar la recuperación total o global del petróleo, razón por la cual este método es realmente considerado como un método de recuperación secundaria.

IV.2.2.- Principio de Operación.- Dentro de lo que es el desplazamiento inmiscible de crudo por inyección de gas, existen dos mecanismos principales:

a) Inyección de Gas en la Cresta Original de la Formación (Inyección con Segregación Gravitacional).

b) Inyección de Gas en la Región donde se Localiza el Petróleo (Inyección de Gas Disperso).

IV.2.2.A.- Inyección con Segregación Gravitacional.- Cuando existe un casquete de gas original del yacimiento o cuando se ha formado uno en la etapa de producción primaria, la inyección de gas en este casquete (parte más alta del estrato productivo a explotar), ayuda a mantener la presión de la formación forzando al gas a ocupar parte de los espacios en el medio poroso ocupados por el crudo, desplazando y aglomerando a este último para formar

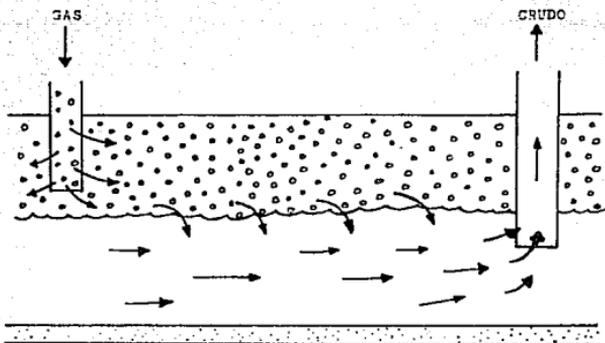
un "banco o depósito de petróleo", mismo que es conducido hacia los pozos de producción de manera análoga al mecanismo primario de recuperación que involucra la propulsión del crudo por causa de la presión que ejerce el casquete de gas libre en contacto con él (ver figura 6a).

Por la similitud mencionada antes, este proceso es análogo, a su vez, con el desplazamiento del crudo por inyección de agua, cuando ésta se realiza en un acuífero subyacente al yacimiento petrolífero intervenido.

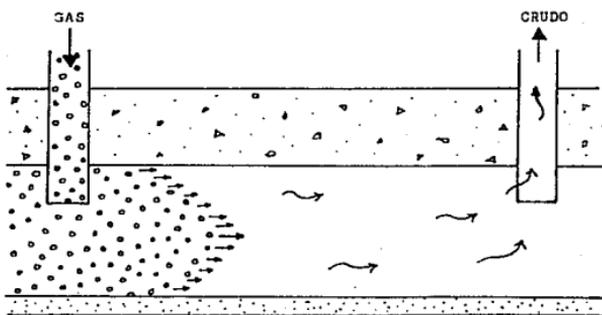
Es conveniente hacer notar que la alta saturación de gas libre presente en la formación al inyectar gas, previene la liberación del gas disuelto originalmente en el crudo con lo cual se evita el incremento en la viscosidad de éste conservando de esta manera su movilidad (consecuencia del mantenimiento de la presión de la formación).

Por otra parte, el desempeño de este mecanismo es ventajoso ya que él se procura a sí mismo, una considerable área para el contacto gas-crudo, lo cual reduce el riesgo de canalizaciones preferenciales y de rutas de fácil y rápido acceso a los pozos de producción, para el gas inyectado.

La práctica de este mecanismo en conjunción con una segregación gravitacional completa del crudo y del gas, por lo general reditúan la recuperación máxima posible por inyección de gas. Si la segregación gravitacional no se lleva a cabo eficientemente (ya sea por una permeabilidad vertical pobre o por excesivos flujos de inyección), la recuperación que se obtiene es semejante a la proporcionada por la inyección de gas disperso,



6A) INYECCION CON SEGREGACION GRAVITACIONAL



6B) INYECCION DE GAS DISPERSO

FIG. 6 : INYECCION DE GAS

mecanismo que se describe en seguida.

IV.2.2.B.- *Inyección de Gas Disperso*.- Cuando el yacimiento carece de suficiente permeabilidad vertical o de relieve para que la segregación gravitacional sea efectiva, se puede utilizar un desplazamiento frontal similar al utilizado en la inyección de agua el cual es conocido como "inyección de gas disperso". El frente de desplazamiento desarrollado ejerce su acción de manera radial y a partir de los pozos inyectoros conduciendo el petróleo crudo hacia los pozos de producción (ver figura 5b).

Conviene señalar que aunque en la inyección de gas el frente de desplazamiento es menos preciso, menos distinguible (menor variación en la saturación del crudo), el gas barre y desplaza el petróleo y tiende a formar una fase continua de gas en la formación.

La ejecución de este mecanismo debe ser iniciada en la etapa primera de la vida productiva de la formación a explotar, con la finalidad de que se forme un banco de crudo por delante del gas inyectado.

La desventaja que presenta el gas de seguir rutas de rápido acceso a los pozos productores, se presenta también en el desempeño de este mecanismo y su incidencia es mayor que en la inyección de gas con segregación gravitacional. Aplicando una mayor contrapresión en los pozos productores con mayor producción y ajustando la de los menos favorecidos se puede proporcionar una distribución más uniforme del gas.

En ambos mecanismos, el factor principal que es necesario

tomar en cuenta para la implementación del proceso es la disponibilidad del agente desplazante en cantidades suficientes. La recirculación del gas producido es una fuente principal que sólo puede retardar la declinación de la presión del yacimiento mas no puede detenerla por completo.

IV.2.3.- Características del Equipo Principal.- El equipo que se requiere para la implementación de la técnica consiste de lo siguiente:

- Columnas de tratamiento para eliminar gases nocivos como el ácido sulfhídrico, el oxígeno y el bióxido de carbono (presentes en la corriente del gas), los cuales pueden causar corrosión y formación de precipitados. Por ello se requieren columnas de absorción con una solución química susceptible de ser regenerada (soluciones de carbonato de sodio, fenolato de sodio, aminas, etc.).

- Columnas de deshidratación para la eliminación del vapor de agua presente en el gas ya que dicho vapor, a ciertas condiciones de presión y temperatura, puede causar la formación de hidratos los cuales bloquearían probablemente las líneas de trabajo. A este respecto, se utilizan tanto desecantes sólidos (sílica gel, aluminio activado, sulfato de calcio), como líquidos (glicoles).

* Es importante mencionar que todas las columnas de tratamiento son instaladas en pares; el objeto es que la mitad de las torres esté en operación mientras la otra mitad esté en proceso de regeneración.

- Filtros.- El gas que se va a inyectar debe estar libre de sólidos o de partículas de líquido.

- Compresores y Enfriadores de Gas.- Por lo general se utilizan

con mayor frecuencia compresores reciprocantes con motores de combustión interna como actuadores. La potencia de los compresores varía ampliamente, de cientos de HP's a decenas de miles de HP's.

Se prefieren varias etapas de compresión para proveer flexibilidad y apoyo al sistema en caso de desperfecto mecánico. La relación de compresión por etapa no debe ser mayor a 5.

En lo referente a los enfriadores, éstos pueden ser con aire o con agua como medio de enfriamiento.

- Líneas de distribución del gas desde el centro de tratamiento hacia los pozos de inyección.

IV.2.4.- Ventajas del Proceso:

- El gas puede ofrecer ventajas económicas debido a su disponibilidad y relativa facilidad de inyección.
- El gas obtenido en los pozos productores en conjunto con el crudo puede ser separado y vendido una vez que ha estimulado la recuperación del petróleo.

La inyección de gas presenta también las siguientes ventajas debido a su naturaleza intrínseca de ser un proceso de mantenimiento de presión:

- Permite una recuperación más rápida del petróleo de un yacimiento incrementando su valor presente.
- Conserva los valores de la viscosidad y tensión superficial del crudo, manteniendo éste su movilidad, su aptitud para ser desplazado.
- Incrementa la recuperación máxima de petróleo crudo.
- Los pozos (inyectores y productores) pueden ser espaciados más

ampliamente sin reducir la eficiencia de recuperación del crudo disminuyendo, en cambio, los costos de la aplicación del método.

- El periodo de flujo natural puede ser prolongado y en algunos casos se pueda evitar el costo que representa el bombeo mecánico auxiliar.

IV.2.5.- Desventajas del Proceso.- El inconveniente consiste en la alta movilidad que tiene el gas; debido a la baja viscosidad del mismo, éste se mueve sin dificultad a través del yacimiento encontrando rutas de fácil y rápido acceso a los pozos productores efectuando el desplazamiento del crudo sólo de manera parcial, ya que no recorre el estrato productivo en su totalidad. Esta característica del método es la responsable de que la recuperación de crudo mediante su aplicación, sea de tan sólo 15-25% del petróleo crudo original de la formación (adicional al recuperado en la etapa primaria de la explotación del yacimiento).

IV.2.6.- Aplicaciones.- Se prefiere la inyección de gas en la parte alta del yacimiento cuando éste tiene una alta permeabilidad (200 md o más) y un relieve o claro vertical suficiente para permitir que el casquete de gas desplace el crudo hacia abajo.

Si el yacimiento carece de permeabilidad vertical o de un claro o relieve vertical también, para lograr una segregación gravitacional efectiva se aplica preferentemente la inyección frontal (inyección de gas disperso). Este mecanismo tiene un desempeño exitoso en yacimientos de poco espesor y con un pequeño ángulo de inclinación.

IV.2.7.- Variantes del Método.- Son cuatro principalmente:

IV.2.7.A.- Formación de un Casquete Secundario de Gas.- En formaciones de geología compleja, en ocasiones, crudo "ático" puede permanecer atrapado en la parte alta de una formación inclinada, más allá del alcance de los pozos existentes. La manera de recuperar este crudo es inyectando gas en la parte inferior del yacimiento. Si la permeabilidad y la inclinación de la formación son suficientemente grandes, el gas emigrará a la parte alta de la estructura y formará un casquete secundario de gas, mismo que desplazará el crudo ático hacia abajo con el fin de recuperarlo en los mismos pozos utilizados para inyectar el gas.

IV.2.7.B.- Inyección de Gas Combinada con Inyección de Agua.- Tanto la inyección simultánea de gas y agua como la inyección alterna, han sido probadas ya en campo (por Continental Oil en los Estados Unidos y por Sonatrach en Argelia).

Se piensa que al inyectar tapones o baches de agua y gas en forma sucesiva, se formará una mezcla homogénea de baja movilidad en el interior de los poros por efectos de permeabilidad relativa; debido a ello el sistema gas+agua/crudo tiene una relación de movilidades pequeña, mejorando la eficiencia de desplazamiento del crudo.

Por otra parte, si el yacimiento tiene preferencia a ser mojado por agua, se piensa también que las fuerzas capilares tenderán a empujar el agua a través de los pasajes más estrechos ignorando ésta, los espacios más amplios. Lo opuesto ocurrirá con el gas y por ello, en algunos casos, la inyección de gas y agua

suele ser efectiva.

Se prefiere la inyección alterna del agua y del gas a la simultánea, por las siguientes razones:

- Se tiene una mayor inyectividad.
- El equipo requerido en la superficie es más barato y más simple.
- Se obtiene una mayor distribución vertical de los dos fluidos a través del espesor de la formación.

IV.2.7.C.- Inyección de Gases de Combustión.- Si se inyecta cualquier otro gas (en lugar de gas natural) que no condense para formar líquidos o sólidos y que no forme hidratos sólidos a las condiciones del yacimiento, se producirá petróleo crudo casi de igual manera que inyectando gas natural. El aire también podría ser utilizado mas los gases de combustión tienen las ventajas de no contener oxígeno (causante de la oxidación del petróleo) y de tener un mayor volumen que el aire a partir del cual fueron formados.

La ingeniería requerida para realizar la inyección de gases de combustión es prácticamente la misma que se necesita realizar para llevar a cabo la inyección de gas natural.

IV.2.7.D.- Inyección de Espuma.- Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas una de la otra, por pequeñas películas de líquido. Tienen la propiedad de tener una mayor viscosidad que la del líquido o la del gas de que están compuestas. Por tanto este proceso (sugerido por vez primera al final de los 50's), se lleva a cabo con una menor relación de movilidades gas/crudo que la inyección de gas o la inyección de líquido.

La inyección de espuma en el interior del medio poroso de la formación crea un gran número de interfases elásticas las cuales ejercen una fuerza semejante a un pistón, en el crudo que se desea desplazar (efecto Jamin). El proceso es muy eficiente ya que la espuma invade primero los poros más grandes restringiendo el flujo de fluidos posterior, a través de ellos. En seguida penetra en el interior de los poros más pequeños mejorando así, la eficiencia de barrido del proceso.

Observando desde otro punto de vista, el "arresto de flujo" llevado a cabo por la espuma reduce la permeabilidad de la formación y esto conviene al desempeño de la técnica siempre que se lleve a cabo en la proporción idónea lo cual es difícil de lograr, ya que el control de este tipo de proceso es difícil. No existen métodos teóricos o empíricos que permitan determinar el tamaño óptimo de los baches de espuma que se deben inyectar, se requieren pruebas piloto en campo para tener una mejor idea del tamaño requerido del tapón de espuma.

IV.3.- Análisis de los Procesos de Recuperación Secundaria

En seguida, la tabla 1 esboza la comparación de ciertos rasgos característicos tanto de la inyección de agua como de la inyección de gas.

TABLA 1

METODO CONCEPTO	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE GAS
Aplicabilidad de la Técnica	Alta	Baja

METODO CONCEPTO	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE GAS
Flexibilidad del Proceso (Capacidad de Prodn. Variable)	Alta	Alta
Existe Mantenimien- to y/o Restauración de Presión	Si	Si
Fuente de Energía Requerida	Gas Natural/Energía Eléctrica	Gas Natural/Energía Eléctrica
Susceptible de ser Aplicado Costafuera	Si	Si
Tipos de Crudo a Recuperar Preferidos por la Técnica	Ligeros y poco viscosos	Ligeros y poco viscosos
Características Deseables en la Formación	Homogeneidad y Permeabilidad Uniforme	Homogeneidad y alta permeabilidad y claro verticales

METODO CONCEPTO	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE GAS
Existe Alteración de las Propiedades del Petróleo que se Desea Recuperar	Si	Si
Se Maneja un Fluido Motriz, Impulsor o de Arrastre	Si	Si
Disponibilidad del Agente Desplazante	Por lo general es alta	Por lo general es baja (1)
Puede Recircularse o Reciclarse el Agente Impulsor y/o Removedor del Crudo	Si	Si
El Agente Utilizado para la Remoción del Petróleo Requiere de Tratamiento Previo a su Inyección	Si	Si

METODO CONCEPTO	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE GAS
Relación de Movili- dades (Agente Desplazante/Agente Desplazado)	Buena	Mala
Eficiencia de Barrido	Baja	Baja
Eficiencia de Desplazamiento	Muy buena	Buena
Control del Proceso	Sencillo	Sencillo
Existen Riesgos de Seguridad	Mínimos	Algunos
Se Presentan Problemas por Corrosión	Si	Si
Se Manejan Gases Corrosivos y Peligrosos	No	Sólo en el tratamiento previo a la inyección del gas

Notas:

1) Depende de la localidad, se enfocó el panorama nacional.

V.- Sistemas de Recuperación Mejorada.

A medida que transcurre el tiempo, la población mundial crece y los requerimientos de energéticos se acrecentan de manera proporcional. Por el contrario, las fuentes de energía y para nuestro caso concreto, los yacimientos de petróleo crudo, se encuentran cada vez en menor abundancia y más lejos del alcance del hombre.

En respuesta a esta problemática se han desarrollado métodos o técnicas novedosas que se sobreponen a las nuevas dificultades que se presentan día con día, coadyuvando de esta manera, a obtener la máxima recuperación posible de crudo.

Estos métodos tienen principalmente dos objetivos:

- Incrementar la recuperación de crudo en yacimientos considerados agotados por técnicas de recuperación secundaria e
- Incrementar la recuperación de petróleo en yacimientos no aptos a los procesos secundarios convencionales.

Los procesos implementados con el fin de lograr el primer objetivo fueron adecuadamente denominados "Procesos de Recuperación Terciaria", mas el nombre era inapropiado para los demás procesos. Esto trajo como consecuencia la introducción del término "Recuperación Mejorada de Petróleo" (EOR=Enhanced Oil Recovery), denominación que es aceptada mundialmente en la actualidad.

Los procesos de recuperación mejorada se dividen en tres categorías:

- Procesos Térmicos
- Procesos Químicos
- Procesos de Desplazamiento Miscible

V.1.- Procesos Térmicos

Los procesos de recuperación térmica pertenecen a los métodos de recuperación de crudo en los que el suministro de energía en forma de calor juega un papel principal.

A continuación se tratan los principales, esbozando los efectos logrados mediante el aporte de energía al yacimiento, y las particularidades de cada uno de ellos.

V.1.1.- Inyección de Vapor.

V.1.1.1.- Antecedentes.- Las ventajas de suministrar calor a los yacimientos de petróleo mediante un agente de calentamiento como el vapor o el agua caliente fueron avisoradas en 1917 y no se realizaron pruebas de esta técnica sino hasta 1920-1940. A principios de los años 60's el proceso adquirió prominencia en seguida del éxito de la compañía Shell Oil con la Estimulación Cíclica con Vapor en California. Hoy en día, la inyección de vapor es considerada como un proceso de mejoramiento de la recuperación de petróleo bien establecido el cual, se espera, sea importante en los años por venir.

V.1.1.2.- Principio de Operación.- En el proceso se logra el desplazamiento del petróleo crudo del yacimiento, suministrando energía en forma de calor mediante la inyección de vapor a la formación. Dicho aporte de energía (continuo y/o intermitente),

conlleva diversos fenómenos y consecuencias los cuales reducen, en conjunto, un incremento en la recuperación del petróleo; a continuación se describen los fenómenos y su influencia en la remoción del crudo del yacimiento (ver figura 7):

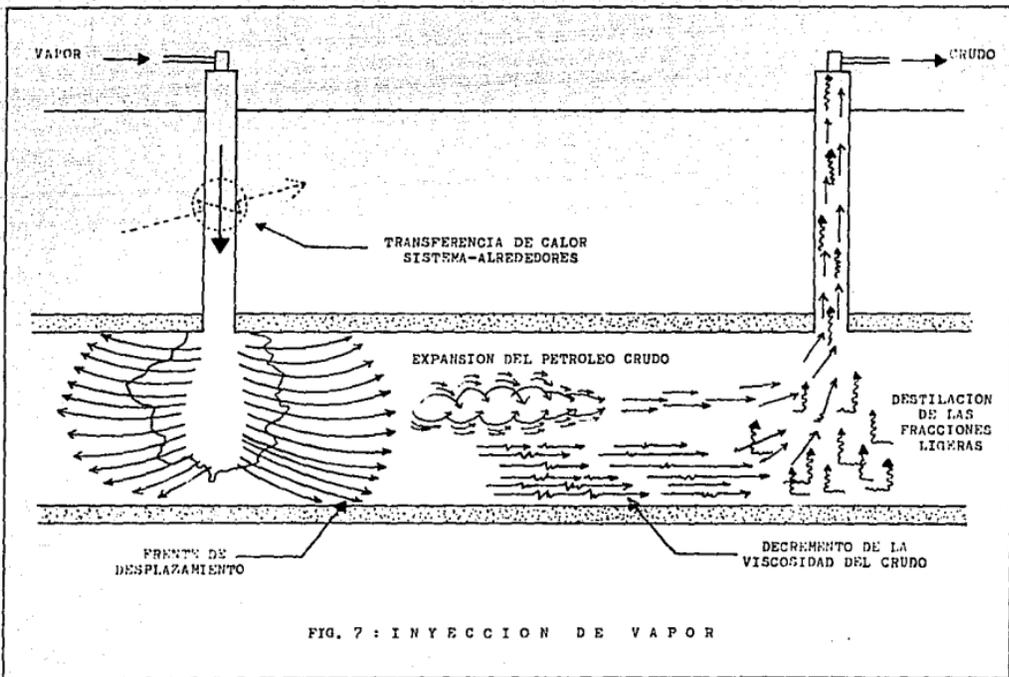
- Expansión volumétrica del crudo al captar éste el calor (en su mayoría latente), desprendido por el vapor inyectado al enfriarse y condensarse por efecto de la caída de presión conforme recorre el yacimiento. El valor del coeficiente de expansión volumétrica del petróleo es del orden de $10^{-3}/^{\circ}\text{C}$, el del agua es del orden de $10^{-4}/^{\circ}\text{C}$ y el de la roca que los contiene $10^{-5}/^{\circ}\text{C}$, por tanto, una elevación de la temperatura favorece la expansión de crudo más que la de los otros dos mencionados.

- Una consecuencia del fenómeno anterior es el incremento en la permeabilidad del yacimiento al petróleo crudo. Como la permeabilidad es la razón a la cual fluye un fluido a través del espacio interior de los poros de un estrato rocoso debido a una presión externa, al presentarse el fenómeno de expansión térmica del petróleo, necesariamente aumentará la permeabilidad del yacimiento al crudo ya que la fuerza motriz del flujo de fluidos en el medio poroso se incrementa también.

- Disminución de la viscosidad del petróleo como resultado del incremento en la temperatura de la formación. Entre mayor es la viscosidad de un líquido, mayor es la reducción del valor de dicha propiedad para un incremento dado en la temperatura ya que existe una relación exponencial entre ambas:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = A e^{B/T}$$

donde A y B son constantes y T es la temperatura absoluta en $^{\circ}\text{K}$.



Para la mayoría de las clases de petróleo crudo, la relación viscosidad del crudo/viscosidad del agua decrece conforme la temperatura se incrementa; existen solamente algunos aceites ligeros que exhiben la conducta contraria así como también algunas emulsiones.

Es conveniente observar que lo anterior está de acuerdo con la ley de Darcy: "El flujo de un fluido multifásico en un medio poroso es directamente proporcional a la permeabilidad relativa al fluido e inversamente proporcional a su viscosidad".

- Otro efecto que se produce al inyectar vapor a una formación es el que se presenta en torno a las fuerzas capilares que mantienen el crudo unido al yacimiento; dichas fuerzas no son afectadas directamente por el calor, más bien el fenómeno consiste en que, al calentar el petróleo atrapado en la roca de la formación por capilaridad, sus fracciones ligeras son destiladas y adquieren una mayor movilidad.

- Por otra parte, tanto el vapor inyectado como el gas liberado de la solución gas-crudo-agua, al incrementarse la temperatura, activan la propulsión o empuje de los fluidos de producción entre los pozos inyectoras y productores.

- Por último, se han observado dos efectos paralelos al incrementar la temperatura del medio:

- Disminuye la cantidad de crudo atrapado en el medio poroso y
- Se incrementa la cantidad de agua en la formación.

Esto es resultado de la reducción del valor del cociente viscosidad del crudo/viscosidad del agua, así como de los cambios que se llevan a cabo en los equilibrios físico y químico.

V.1.1.3.- Características del Equipo Principal.- El equipo consiste fundamentalmente del generador de vapor, líneas para el transporte del fluido térmico, el equipo requerido para tratar el agua que alimenta el generador y cabezales de pozo para el vapor.

Los generadores de vapor utilizan crudo, gas natural y/o propano como combustible. Por lo general trabajan con eficiencias hasta del 90% y sus capacidades son hasta de 20 MMBTU/HR generando vapor saturado a presiones de 1500 a 2500 psig.

En lo referente a las tuberías para transportar el vapor, deben considerarse distancias mínimas con el objeto de abatir las pérdidas de energía al medio ambiente. Además, toda la tubería debe estar provista de juntas de expansión térmica, incluso las líneas de transporte enterradas.

Por otra parte, es conveniente señalar que se requiere un mínimo de dos válvulas de paso unidireccional para prevenir el retorno de los fluidos del pozo en caso de que se presente algún exceso de presión o fallas en los dispositivos de control.

El agua de alimentación al generador debe cumplir con los siguientes requerimientos (cantidades máximas permitidas):

- Sólidos suspendidos:

Turbiedad: 5 ppm

Hierro (Fe) : 0.4 ppm

Manganeso (Mn) : 0.1 ppm

H₂S y/o sulfuros: 0.1 ppm

Materia orgánica y color: Casi nulos

Petróleo crudo: 0 ppm

- Dureza: 0 ppm

- Silice: 5 ppm
- Sólidos totales disueltos: 2500 ppm
- Oxígeno: 0 ppm
- Dióxido de Carbono: 0 ppm

La buena operación y el correcto y oportuno mantenimiento del generador de vapor fijan toda esta gama de requerimientos de calidad y ésta, a su vez, determina el equipo de acondicionamiento del agua necesario: filtros, deaeradores, unidades de intercambio iónico, etcétera.

V.1.1.4.- Ventajas del Proceso:

- La inyección de vapor no causa el rompimiento de las moléculas (cracking) y el agua formada no es muy corrosiva.
- Se puede recuperar del 35 al 50% del crudo original en sitio antes de la aplicación del método.
- La inyección de vapor se puede aplicar a yacimientos que contengan crudos de altas gravedades.
- El vapor es el fluido gaseoso de mayor eficiencia térmica debido al alto monto de energía que transporta por unidad de masa.

V.1.1.5.- Desventajas del Proceso:

- Se requieren grandes cantidades de agua tratada para la generación de vapor ya que la recuperación de aceite es tan solo de 0.2 bbls de crudo/bbl de agua utilizada para generar vapor.
- La aplicación del proceso está limitada a yacimientos que se encuentran a 5000 pies de profundidad debido a la alta presión de inyección requerida del vapor y a las pérdidas de calor en los aparejos de inyección.
- Se requiere un corto espaciamiento entre pozos inyectoros.

- En formaciones de alto espesor, la operación puede ser obstaculizada por efectos de segregación gravitacional (ya que el vapor viajará preferencialmente por la parte superior del lecho), y por efectos de canalizaciones (rutas rápidas para alcanzar los pozos productores), sobretodo si existe un banco natural de agua en el yacimiento o uno formado por la inyección previa de ésta.

V.1.1.6.- Aplicaciones.- La inyección de vapor puede ser aplicada a una gran diversidad de yacimientos. Los parámetros de la formación que son favorables al método de recuperación son los siguientes:

- La profundidad a la que se encuentre el yacimiento deberá ser menor a 5000 pies como ya se mencionó.
- El espesor de la formación debe ser mayor a 10 pies.
- Se prefieren crudos con gravedades superiores a los 12^oAPI y viscosidades entre 10 y 10 000 cp (a la temperatura del yacimiento).
- La porosidad debe ser mayor al 25%.
- El petróleo crudo de la localidad debe encontrarse a razón de 1200 a 1700 bbl/acre-pie.
- La calidad del vapor debe ser del 80% aproximadamente.
- La permeabilidad se prefiere mayor a 300 md.

V.1.1.7.- Variantes del Método.

V.1.1.7.A.- Inyección de Agua Caliente.- Técnica útil para la recuperación de crudos viscosos cuando se requiere un calentamiento ligero.

En comparación con la inyección de vapor, el agua caliente operará a una menor presión en la superficie y, por tanto,

requerirá agua tratada de menor calidad.

En general, la inyección de agua caliente no es muy prometedora ya que se necesita efectuar la misma inversión capital (en cuanto al equipo de generación de calor), que se requiere en proyectos de inyección de vapor; las pérdidas de calor al medio ambiente son hasta del 60% y las eficiencias de empuje y de remoción son menores a las de los otros métodos térmicos de recuperación de crudo; de hecho, la recuperación asequible a esta técnica es del 10 al 20% del petróleo crudo remanente en el yacimiento.

Es conveniente señalar que si previamente se ha sometido el yacimiento a la inyección común de agua, la inyección de agua caliente es la técnica más viable para mejorar la producción de petróleo ya que, de utilizarse vapor, se necesitaría un gran volumen de éste para calentar y desplazar tales cantidades de agua.

V.1.1.7.B.- Inyección Cíclica de Vapor.- También conocida como "Estimulación con Vapor" o "Proceso Huff y Puff", es el proceso térmico de mayor uso. Se inyecta vapor en los pozos productores para calentar el área circundante a los mismos incluyendo, por supuesto, el crudo que se localiza en esa parte de la formación. De esta manera, la viscosidad del petróleo que ha sido calentado disminuye, haciendo más fácil su desplazamiento. Después de dos o tres semanas de llevar a cabo este procedimiento, se detiene la inyección del vapor y se cierran los pozos por unos días; finalmente, el crudo caliente es producido en los mismos pozos productores; una vez que cesa la producción, se inicia un nuevo

ciclo.

En cuanto a la duración de cada una de las fases del proceso, se ha establecido lo siguiente como lo más conveniente:

- Período de inyección de vapor: Dos o tres semanas.
- Período de calentamiento (soaking): Uno a cuatro días.
- Período de Producción: Hasta seis meses.

Ventajas y Desventajas.- El valor del proceso está en el incremento que se logra en la cuota de producción más que en el mejoramiento de la recuperación máxima de petróleo.

En comparación con los demás métodos para la recuperación de crudos viscosos, requiere sólo una pequeña inversión.

El tiempo de respuesta es mínimo pues ésta es casi inmediata.

Aplicaciones.- Como el proceso no incrementa significativamente la presión del yacimiento, es necesario que éste la posea en cierta medida, para poder producir el aceite cuando se encuentre menos viscoso.

Al igual que en la inyección o propulsión con vapor, se prefieren yacimientos superficiales y secciones gruesas de arena desde el punto de vista de las pérdidas de calor.

Por otra parte, se requiere que el crudo del lugar se encuentre a razón de 1200 bbl/acre-pie o más.

La temperatura óptima del vapor a inyectar es de 300-400°F.

Finalmente, el proceso está limitado en lo referente a mejorar la producción de crudo ya que rara vez es posible recuperar más del 10% de petróleo original del sitio (después de varios ciclos, quizá dos o tres años, los pozos declinan su producción). Pese a lo anterior, la estimulación cíclica con vapor es casi

invariablemente el primer paso en la aplicación de técnicas térmicas a un campo determinado.

* En una publicación relativamente reciente se indica que la inyección conjunta de vapor y de un gas no condensable, podría acelerar la producción significativamente en la etapa temprana de la explotación de un yacimiento de crudos pesados, aunque la recuperación acumulada del petróleo en un período de 5 años por ejemplo, sería sensiblemente la misma.

Por otra parte, en yacimientos de aceites ligeros, la inyección de CO_2 o N_2 causó el mismo efecto, mas en este caso si se logró un pequeño incremento (6-7%) en la recuperación acumulada durante un plazo largo. Este incremento se le atribuye a la destilación mejorada con vapor y a la reducción de la viscosidad del aceite por influencia del gas en solución.

V.1.2.- Combustión In Situ.

V.1.2.1.- Antecedentes.- La técnica tuvo su comienzo a principios de siglo cuando se inició accidentalmente una combustión bajo tierra al inyectar aire a un yacimiento con el objeto de conducir el petróleo crudo del mismo hacia los pozos productores. Como resultado de lo anterior, la producción se incrementó y el calor fue percibido aunque nunca atribuido al fuego subterráneo; el crudo recuperado mostró de un 10 a un 15% de CO_2 en su composición.

Sólo mucho después fue reconocida la combustión espontánea, como la causa de estos efectos.

V.1.2.2.- Principio de Operación.- En un proceso de Combustión In Situ, la remoción del petróleo crudo del yacimiento tiene como base la elevación de la temperatura de la formación al igual que en la inyección de vapor, con la diferencia de que la energía necesaria para producir dicho incremento de temperatura no la aporta directamente el fluido inyectado (aire), la energía proviene de la combustión (espontánea o inducida), de una porción del crudo a recuperar.

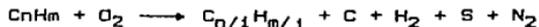
En el método de combustión espontánea, se inyecta aire en los pozos inyectoros y con ello se provoca la oxidación del petróleo a la temperatura del yacimiento; como consecuencia de lo anterior, se produce un pequeño incremento en la temperatura y éste, a su vez, tiene el efecto de aumentar la velocidad de oxidación. El proceso continúa hasta que se ocasiona la ignición espontánea del crudo. En algunos casos se calienta el aire para reducir el tiempo que toma la ignición del crudo o se induce la combustión por medio de equipos localizados en la parte inferior del pozo inyector como son los calentadores eléctricos y los quemadores de gas.

El calor, producto de la combustión, se transmite por conducción en forma de calor sensible tanto en la fase líquida como en la gaseosa y como calor de vaporización al agua del yacimiento y a la formada como producto de la combustión.

Como primer efecto de la presencia de energía (calor) se tiene el rompimiento de las moléculas (cracking) que integran el crudo. La reacción pirolítica descrita produce hidrocarburos ligeros, algo de hidrógeno y fracciones residuales de coque que a fin de

cuentas es el medio sustentante de la combustión en conjunción con el aire inyectado.

Las reacciones básicas que se llevan a cabo en el proceso son las siguientes:



Un efecto y consecuencia del calor producido en el proceso y de la pirólisis del crudo respectivamente es la vaporización in situ de los hidrocarburos ligeros que conforman el petróleo.

Por otra parte, los hidrocarburos ligeros liberados y los gases presentes (O_2 , SO_2 , CO , N_2 , etc.), arrastran el crudo a su paso y lo conducen a los pozos productores mejorando su recuperación.

Finalmente, es conveniente mencionar que este proceso de recuperación de crudo posee virtudes que le son comunes a la inyección de vapor, ya que se aprovechan los siguientes efectos de la elevación de temperatura del yacimiento, mismos que fueron descritos ya en el tratamiento de la inyección de vapor:

- Efectos por expansión volumétrica del petróleo.
- Incremento en la permeabilidad del yacimiento al crudo.
- Disminución de la viscosidad del petróleo crudo y el consecuente incremento en la movilidad de éste.

V.1.2.3.- Características del Equipo Principal.- Consiste básicamente de lo siguiente:

- Compresores multietapas con enfriadores interetapas capaces de manejar los requerimientos de aire a presiones hasta de 4000 psi.
- Filtros de aire.
- Cabezales de pozo de alta presión para los pozos inyectoros.
- Estranguladores para el control de los flujos de aire en los pozos.
- Aleaciones especiales de acero para el aparejo de tuberías en la parte inferior de los pozos inyectoros ya que éstos deberán soportar condiciones extremas de corrosión y alta temperatura.

V.1.2.4.- Ventajas del Proceso:

- Ilimitada disponibilidad del agente de desplazamiento (aire).
- El proceso es aplicable a una gran diversidad de yacimientos.
- La eficiencia de desplazamiento es alta pese a que se consume una porción del petróleo crudo a recuperar (la recuperación promedio del crudo mediante la Combustión In Situ es del 50%).
- La Combustión In Situ puede producir un petróleo más ligero que el que se encontraba originalmente en el yacimiento.
- La solubilidad del CO_2 (producido) en el crudo que se desea recuperar, coadyuva en la reducción de la viscosidad de este último.

V.1.2.5.- Desventajas del Proceso:

- La Combustión In Situ influye sólo en la parte superior del yacimiento, razón por la cual el barrido vertical en formaciones muy gruesas probablemente será pobre.
- Una gran parte del calor generado en el proceso es disipado hacia el estrato rocoso del yacimiento reduciendo un dispendio de

energía en ocasiones de gran magnitud.

- La instalación e implementación del proceso requiere de una gran inversión ya que se necesitan materiales especiales, equipo para resistir y para comprimir a altas presiones, etc.

- Aunado a lo anterior, han sido reportados serios problemas operacionales como son:

• Formación de emulsiones estables crudo-agua que dificultan el flujo de fluidos y reducen la productividad del yacimiento.

• Producción de agua caliente de bajo pH, rica en sulfatos y hierro lo cual ocasiona problemas en el pozo productor y en los equipos de producción.

• Taponamiento u obstrucción del pozo productor debido al depósito de carbón y cera como resultado del rompimiento térmico de las moléculas de crudo (cracking).

• Manejo de gases corrosivos y peligrosos como son el monóxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno.

• Fallas en los aparatos de las tuberías y en el tubo revestidor de fondo, debido a las excesivas temperaturas que prevalecen en los pozos productores.

- Por último, es indudable que es uno de los métodos cuyo comportamiento es más difícil de predecir y de modelar cuando se desea efectuar la simulación del mismo.

V.1.2.6.- Aplicaciones.- Pruebas de campo han demostrado que la Combustión In Situ es adecuada para la recuperación de todo tipo de crudos, principalmente los pesados.

El método se aplica preferentemente a formaciones con poco material rocoso y una alta saturación de crudo, con las siguientes

características: el espesor de la región productiva deberá ser mayor a 6 pies y la profundidad de la misma deberá ser de 500 a 5000-6000 pies, en tanto que la permeabilidad deberá ser por lo menos de 100 md y la porosidad del yacimiento del 20% o mayor. Por otra parte, los crudos de base asfáltica o nafténica son preferidos a los de base parafínica ya que los primeros producen el coque necesario para sustentar la combustión y en el caso de los parafínicos no se produce el coque requerido como combustible en el proceso.

V.1.2.7.- Variantes del Método.- Considerando el caso más simple: un pozo inyector y otro productor, se puede inferir que la dirección de propagación del frente de la combustión depende del sitio en donde ésta sea iniciada.

V.1.2.7.A.- Combustión Hacia Adelante.- En ella la zona circundante al pozo de inyección experimenta un incremento en su temperatura, es puesta en ignición y el frente de combustión originado de esta manera viaja en dirección hacia los pozos productores, esto es, en la dirección del flujo de fluidos.

Dentro del proceso existen varias zonas: la más cercana al pozo inyector es la zona de quemado, la zona donde se inicia la combustión; todo el líquido ha sido removido de la roca dejando solamente poros saturados de aire. En el frente de flama, la combustión del combustible pesado (coque) depositado como consecuencia del cracking térmico, se presenta a temperaturas del orden de 600 a 1200 °F. Delante del frente de fuego, en la zona de vaporización-condensación, se encuentran los productos de la combustión: hidrocarburos ligeros vaporizados, vapor de agua y condensados de éstos. En seguida se forma un banco de crudo como

resultado del petróleo removido y empujado por los mecanismos ya descritos. A continuación se tiene la porción del yacimiento que no ha sido sensiblemente perturbada por el fuego, esta región se encuentra prácticamente a la temperatura original del yacimiento. Conforme va evolucionando el proceso, esta zona contendrá más tarde crudo, agua y los gases producidos en la combustión en proporciones variables a medida que estos fluidos se dirigen hacia los pozos de producción (ver figura B).

V.1.2.7.B.- Combustión Hacia Atrás.- Si la región circundante al pozo productor es calentada, la ignición se lleva a cabo en los alrededores de este pozo y el frente de combustión viaja hacia el pozo de inyección, es decir, en la dirección opuesta al flujo de fluidos, esto es conocido como Combustión Hacia Atrás.

El proceso se inicia inyectando aire y ocasionando la ignición de los fluidos del yacimiento en los pozos de inyección que posteriormente serán los de producción. Después de que el frente de flama ha avanzado una corta distancia, se suspende la inyección de aire en estos pozos y es iniciada en los pozos productores, convertidos ahora en pozos inyectoros durante el desempeño restante del proceso. De esta manera, se establece un flujo de fluidos que viaja, como se mencionó antes, en la dirección contraria a la del desplazamiento del frente de flama.

Se ha observado que el requerimiento de aire para la Combustión Hacia Atrás es aproximadamente del doble del que se necesita en la Combustión Hacia Adelante, mas la recuperación lograda mediante esta técnica es del 50% del crudo original, incluso en yacimientos en donde la aplicación de otros métodos de

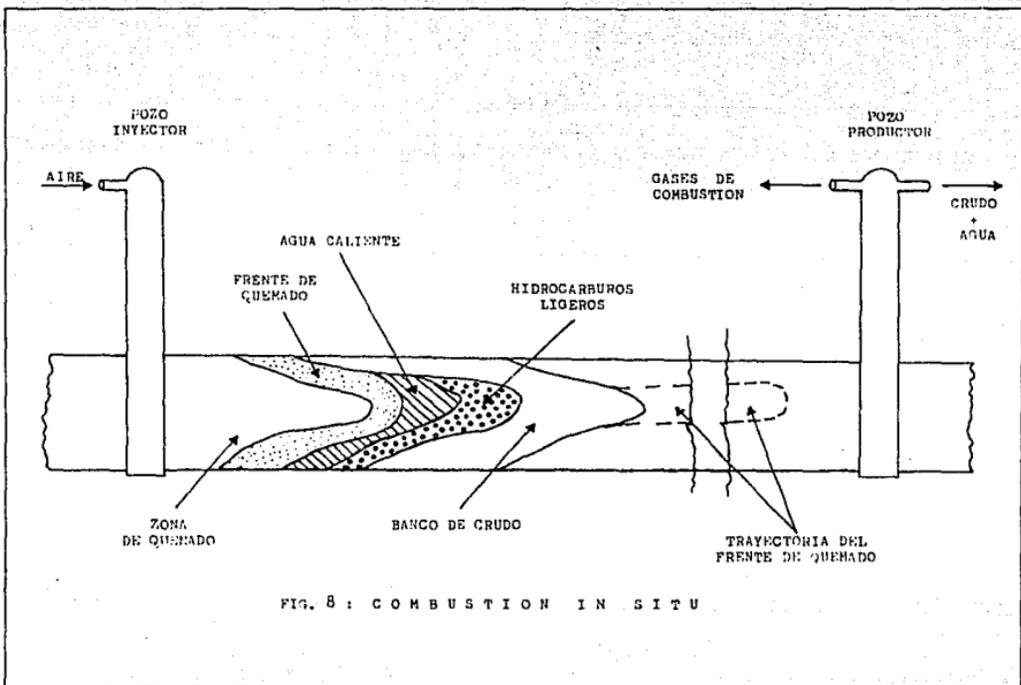


FIG. 8 : COMBUSTION IN SITU

recuperación no sería factible.

V.1.2.7.C.- Combustión Mojada.- Es una modificación de la Combustión Hacia Adelante en la cual se logra una mayor y más eficiente transferencia del calor generado en la zona de quemado. El objetivo se alcanza inyectando agua concurrentemente con el aire o de manera alterna, de tal manera que una parte del agua se vaporice, atraviese el frente de flama y transfiera calor por delante de él. Esto permite la remoción y recuperación de crudos más viscosos, operar a presiones menores y posiblemente operar con una cantidad ligeramente menor de combustible.

La figura 9 muestra la diferencia en la distribución del calor en las técnicas de Combustión Hacia Adelante y Combustión Mojada.

V.1.3.- Análisis de los Procesos Térmicos.

Es conveniente discurrir un poco acerca de los puntos comparables entre ambas técnicas con el fin de ampliar el panorama que se tiene al seleccionar una de ellas.

En primer lugar, los procesos de inyección de vapor son más fáciles de controlar que los de combustión, debido a las particularidades señaladas anteriormente para cada uno de ellos.

Para un mismo orden de magnitud, se ha observado que el tiempo de respuesta en la inyección o propulsión con vapor es aproximadamente de la cuarta parte a la mitad del tiempo de respuesta que se requiere considerar en la explotación de un yacimiento mediante Combustión In Situ.

En los procesos que utilizan vapor, los pozos (inyectores y

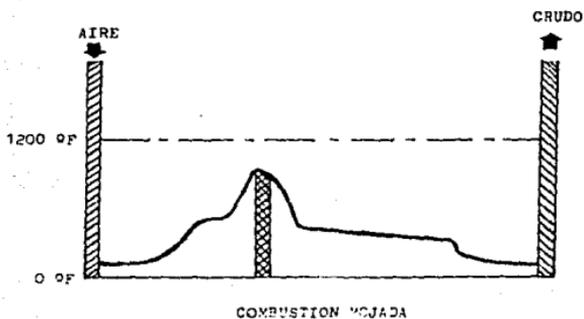
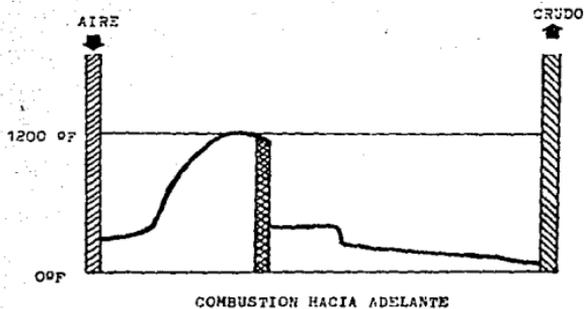


FIG. 9 : DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS
 PARA LOS PROCESOS DE
 COMBUSTION HACIA ADELANTE Y
 COMBUSTION HACIA ATRAS

productores) están sometidos a mucho menores temperaturas con respecto a las manejadas en las técnicas de combustión.

Por otro lado, la inyección de vapor no causa el rompimiento (cracking) de las moléculas de petróleo crudo y no produce aguas tan corrosivas como sucede en la Combustión In Situ.

La Combustión In Situ es aplicable a una mayor diversidad de yacimientos, tiene a su favor la ilimitada disponibilidad del aire como agente desplazante y puede producir un petróleo más ligero que el que se encontraba originalmente en el yacimiento intervenido.

En lo referente a costos fijos y operacionales, la inversión capital necesaria en proyectos de Inyección de Vapor es menor a la requerida en la Combustión In Situ mas el consumo de combustible por barril de crudo producido es mayor en el primer caso que en el segundo.

Los comentarios anteriores y una panorámica comparativa completa se muestran en la tabla 2.

TABLA 2

METODO CONCEPTO	INYECCION DE VAPOR	COMBUSTION IN SITU
Aplicabilidad de la Técnica	Baja	Alta
Flexibilidad del Proceso (Capacidad de Prodn.Variable)	Alta	Alta

METODO CONCEPTO	INYECCION DE VAPORES	COMBUSTION IN SITU
Existe Mantenimiento y/o Restauración de Presión	Solo en el caso de inyectar agua caliente	No
Fuente de Energía Requerida	Gas Natural, propano, crudo y/o en. elect.	Gas Natural/Energía Eléctrica
Susceptible de Ser Aplicado Costafuera	Si	Si
Tipos de Crudo a Recuperar Preferidos por la Técnica	Crudos con gravedad mayor a los 12 ^o API y mediana o altamente viscosos	Todo tipo de crudos, sobretodo los pesados y los crudos de base asfáltica o nafténica
Características Deseables de la Formación	Espesor mayor a 10 pies, porosidad mayor al 25%, con contenidos de crudo de 1200 a 1700 bbl/acre-pie y permeabilidad mayor a 300 md (no crítica)	Poco material rocoso, alta saturación de crudo, espesor mayor a 6 pies, porosidad mayor/igual al 20%, y permeabilidad mayor a 100 md (no crítica)

METODO CONCEPTO	INYECCION DE VAPOR	COMBUSTION IN SITU
Limitación en Cuanto a Profundi- dad del Estrato Productivo	Hasta 5000 pies	De 500 a 5000-6000 pies
Existe Alteración de las Propiedades del Petróleo que se Desea Obtener como Producto	Si	Si
Se Maneja un Fluido Motriz, Impulsor o de Arrastre	Si	Si
Disponibilidad del Agente Desplazante	Generalmente es alta	Infinita
El Agente Utilizado para la Remoción del Crudo Requiere de Tratamiento Pre- vio a su Inyección	Si	Prácticamente no

CONCEPTO / METODO	INYECCION DE VAPOR	COMBUSTION IN SITU
<p>Problemática para Determinar el Monto de Agente de Desplazamiento a Inyectar</p>	<p>Ninguna</p>	<p>Ninguna</p>
<p>Presión de Inyección del Agente Desplazante</p>	<p>De 1500 a 2500 psig</p>	<p>Hasta de 4000 psig</p>
<p>Existe Rompimiento de las Moléculas de Crudo (Cracking)</p>	<p>No</p>	<p>Si</p>
<p>Temperaturas en los Pozos (Inyectores y Productores)</p>	<p>Poco altas</p>	<p>Altas</p>
<p>Tiempo de Respuesta (Comparativo)</p>	<p>0.25 a 0.50</p>	<p>1.00</p>
<p>Carácter del Agua Producida</p>	<p>Poco corrosiva</p>	<p>Corrosiva</p>

METODO CONCEPTO	INYECCION DE VAPOR	COMBUSTION IN SITU
Se Mejora la Relación de Movilidades Agente Desplazante/ Agente Desplazado	SI	SI
Control del Proceso	Fácil	Dificil
Existen Riesgos de Seguridad	SI	SI
Se Presentan Problemas por Corrosión	SI	SI
Se Manejan Gases Corrosivos y Peligrosos (H ₂ S, CO ₂)	Sólo en cierta medida	En gran medida
Costos Fijos	Bajos	Altos
Costos Operacionales (Consumo de Combustible por bbl de Crudo Producido)	Altos	Bajos

V.2.- Procesos Químicos

Están basados en la alteración de las propiedades del petróleo crudo mediante la adición de diversos compuestos químicos al yacimiento; ello permite dotar de mayor movilidad a los fluidos de producción que se desean recuperar.

Los métodos poseen características propias, sobretodo en los objetivos que persiguen (formar una película, abatir la viscosidad del crudo, etc.); dichos rasgos distintivos son tratados en la descripción que se hace de cada uno de ellos mencionándose, en ocasiones, la relación que guardan entre sí.

V.2.1.-Inyección de Surfactantes.

V.2.1.1.-Antecedentes.-En 1927, L.C. Uren y E.H. Fahmy llegaron a la siguiente conclusión: "Existe una relación entre la tensión interfacial del crudo contra el agente inyectado para desplazarlo de la formación y el porcentaje de la recuperación de petróleo logrado mediante dicha operación. La eficiencia de desplazamiento se incrementa conforme la tensión interfacial decrece".

En el mismo año, H. Atkinson vislumbró el uso de una solución acuosa de jabón para disminuir la tensión superficial entre el crudo y el medio desplazante incrementando de esta manera la recuperación del primero.

Más tarde se identificaron los siguientes parámetros relevantes en el desempeño del método:

- Geometría del poro
- Tensión interfacial entre el crudo y el agente desplazante

- Mojabilidad (ángulo de contacto)

- ΔP o $\Delta P/L$

Asimismo, se identificó como problema principal la pérdida de surfactante por adsorción en el estrato rocoso de la formación al pasar éste a través de la misma.

A medida que el tiempo ha transcurrido se han propuesto diversos métodos con utilización de surfactantes mas se continúa trabajando tanto en campo como en el laboratorio para seleccionar el método óptimo de inyección de surfactantes.

V:2.1.2.- Principio de Operación.- El método de inyección de surfactantes y más concretamente el tapón o bache de surfactantes inyectado ha sido llamado en la literatura de diversas maneras: soluciones micelares, microemulsiones, aceites solubles, micelas infladas, etc.

Sea cual fuere el caso de que se trate, el propósito primario de los taponos de surfactante es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua que lo desplaza, removiéndolo así, el petróleo crudo que no puede ser movilizado únicamente con agua. En algunos casos (microemulsiones) la formación de micelas o agregados de surfactante, desarrolla un mecanismo de desplazamiento miscible mediante el cual se obtiene un incremento adicional en la producción de crudo del yacimiento.

Un proyecto típico de inyección de surfactantes está compuesto de 4 etapas (ver figura 10):

i) Preflujo.- Holm, en 1972, propuso una forma de reducir la adsorción de surfactantes en la formación. Dicho objetivo se consigue realizando un preflujo en el estrato productivo

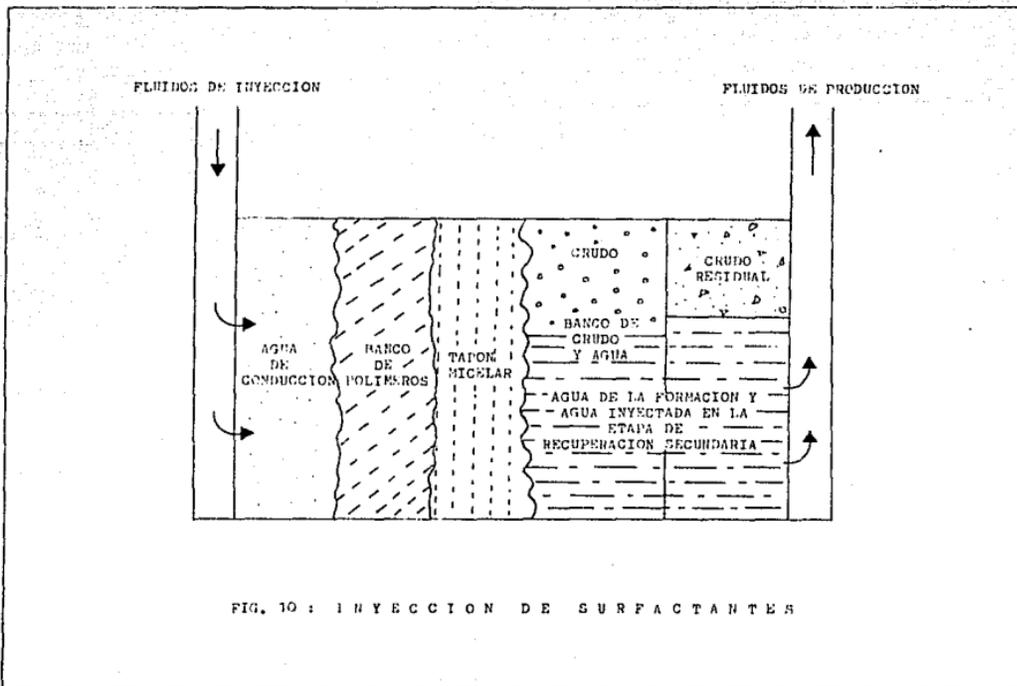


FIG. 10 : INYECCION DE SURFACTANTES

inyectando en esta primera etapa una solución de sales inorgánicas seleccionadas con un pH alto (mayor a 10).

Tanto los electrolitos presentes como el alto valor del pH impiden y bloquean reacciones de complejación y de precipitación que también juegan un papel muy importante en la pérdida de surfactantes.

ii) Inyección del Tapón de Surfactantes (Solución Micelar).- El tapón o bache inyectado por lo general se formula con tres componentes o más. Los componentes básicos (hidrocarburo, surfactante y agua) son suficientes para conformar la solución micelar. Además, como 4º y 5º componentes pueden añadirse el cosurfactante (usualmente un alcohol) y electrolitos (normalmente sales inorgánicas).

Las consideraciones económicas comúnmente restringen la elección del surfactante a sulfonatos del petróleo y la de los cosurfactantes a alcoholes ligeros.

Respecto a los aditivos minerales utilizados para proteger el surfactante de reacciones de precipitación y secuestro provocadas por las sales minerales del agua de la formación, se tienen, como electrolitos más utilizados: el amoníaco, el carbonato de sodio y el trifosfato de sodio.

iii) Inyección de la Solución para el Control de la Movilidad.- Cuando se diseña adecuadamente un tapón de surfactantes éste desplazará prácticamente todo el petróleo crudo con el que entra en contacto formándose de esta manera, un "banco de crudo" por delante del tapón de surfactante. Dicho banco tiene una determinada movilidad la cual deberá ser igual o de ser posible

mayor que la del tapón de surfactantes. La aptitud de desplazamiento del tapón de tensoactivos es controlada mediante una solución de polímeros inyectada en forma posterior a dicho tapón. Esta solución "buffer" produce los siguientes efectos:

- Posee una viscosidad alta para moderar el desplazamiento de los fluidos inyectados y,
- Tapona u obstruye porciones de la formación adsorbiéndose en los granos de arena, causando así la reducción en la permeabilidad del estrato productivo a los fluidos inyectados.

Dentro de los compuestos de mayor uso se encuentran las poli-acrilamidas que ejercen los dos efectos mencionados antes, y los óxidos de polietileno y los polisacáridos los cuales alteran exclusivamente la viscosidad.

Como un dato estadístico, el promedio que se ha observado en el consumo del polímero es de una libra por cada barril de crudo producido.

iii) Inyección de Agua.- El agua es inyectada en la etapa terminal del proceso con la finalidad de dar propulsión a los fluidos inyectados en forma previa.

* El control químico de la acción bacteriológica se puede aplicar en cualquiera de las etapas del proceso.

Como se mencionó anteriormente, a través del tiempo se han implantado múltiples técnicas que hacen uso de los tensoactivos, más se han desarrollado en esencia, dos conceptos para el uso de surfactantes en la recuperación de petróleo crudo: en el primero se considera la inyección de una solución que contiene una baja concentración de surfactante inyectando grandes cantidades de

dicha solución (15 a 60% del volumen de poros o más). En el segundo tipo de proceso se prefiere inyectar una pequeña cantidad de dicha solución (3 a 20% del volumen de poros), incrementando su concentración. En este caso, conforme el tapón altamente concentrado se desplaza a través de la formación, es diluido por los fluidos del yacimiento convirtiendo el proceso en una inyección de surfactantes a baja concentración.

Por otra parte, los estratos rocosos a perturbar están compuestos de una amplia gama de minerales y presentan, aunado a lo anterior, variaciones tanto en porosidad como en permeabilidad. Las características del crudo de la formación, la composición del agua de la misma, la temperatura, etcétera, constituyen un marco de variables que hay que considerar en el diseño del sistema de surfactantes más efectivo para un caso concreto, para un yacimiento en particular.

Por lo general, se ha observado que la técnica posee un potencial de recuperación del 30 al 40% del petróleo original en el yacimiento, después de su explotación primaria y/o secundaria.

V.2.1.3.- Características del Equipo Principal.- Está compuesto fundamentalmente por lo siguiente:

- Sistema de tratamiento de agua
 - Sistema de mezclado del tapón de surfactantes
 - Sistema de mezclado del polímero
 - Sistema de inyección
- Sistema de Tratamiento de Agua.- Las instalaciones variarán considerablemente de acuerdo a las condiciones del suministro de agua y de los requerimientos del programa de inyección.

En algunos casos el tratamiento mínimo requiere el paso del agua a través de filtros con tierras diatomáceas, a presión.

Si el agua va a ser utilizada en la preparación de un tapón miscible o en la formulación de la solución de polímero, puede ser necesario someter el agua filtrada a un proceso de suavización en unidades de intercambio iónico.

- Sistema de Mezclado del Tapón de Surfactantes.- Los componentes individuales de un tapón micelar varían de acuerdo a las patentes de los procesos ya delineados.

Como se mencionó antes, la mayoría de los tapones micelares están formados de por lo menos cuatro componentes: un surfactante, una fase acuosa, una fase de hidrocarburos y un cosurfactante. Los primeros tres elementos son introducidos en el interior de un gran tanque de mezclado donde son homogenizados. Cuando se requiere filtrar el tapón de surfactantes, éste es calentado previamente a su entrada al filtro. Después de la filtración se añade el cosurfactante al tapón y todo el conjunto es conducido a un tanque de preinyección desde donde se envía a los pozos inyectoras mediante una bomba de desplazamiento positivo.

-Sistema de Mezclado del Polímero.- El corazón de este sistema es el mezclador de polímero seco el cual introduce el polímero en granos o en polvo, a una corriente de agua controlada de manera tal que se obtenga una dispersión uniforme. El arreglo típico permite que el polímero entre en contacto con una corriente tangencial de agua a manera de remolino en un dispositivo con forma de embudo. La cantidad de agua faltante para cumplir con la

concentración del polímero es adicionada mediante una línea de derivación la cual se mezcla con la dispersión del polímero inmediatamente corriente abajo del mezclador.

Debido a que la velocidad de dilución de polímeros de alta concentración es relativamente lenta, se requieren tanques de mezclado bastante grandes y con agitación vigorosa o mezcladores estáticos en línea corriente abajo del mezclador de polímero. Estos tanques por lo general son cubiertos e inertizados con nitrógeno para excluir el oxígeno atmosférico. De hecho, este es el sitio apropiado para inyectar un depurador de oxígeno o un biocida si es necesario. La mezcla del polímero, finalmente, es inyectada por medio de bombas de desplazamiento positivo tipo pistón. En algunos casos, cuando se teme el taponamiento de los pozos de inyección, se acostumbra instalar filtros de cartucho en los cabezales de los pozos inyectoros para asegurar que el polímero inyectado no contiene aglomeración de geles de polímeros de alta concentración.

- Sistema de Inyección de Agua.- Se requieren controladores de flujo en cada pozo de inyección. En muchos casos, cuando se inyecta agua o un tapón miscible, sólo se requiere una válvula reguladora.

La inyección de la poliacrilamida requiere una solución especial al problema de controlar los flujos de inyección ya que este polímero es susceptible a degradación por corte cuando pasa a través de una válvula reguladora. El control de flujo utilizado en este caso consiste de la inserción de una larga espiral de tubería de diámetro relativamente pequeño, en la línea de

inyección.

V.2.1.4.- Ventajas del Proceso:

- El proceso involucra una alta eficiencia de barrido.
- La tecnología de producción es similar a la de la inyección de agua.
- La segregación gravitacional por lo general no es importante.
- El proceso es aplicable a una amplia variedad de yacimientos.
- Existe una gran disponibilidad de los sulfonatos del petróleo, utilizados como surfactantes.

V.2.1.5.- Desventajas del Proceso:

- Los costos de los químicos utilizados son altos.
- La predicción del desempeño de la técnica es pobre debido al mezclado y a la dilución del tapón micelar.
- Invariablemente se presentan pérdidas de surfactante por adsorción al medio poroso.
- El diseño del tapón de surfactante es sofisticado.

V.2.1.6.- Aplicaciones.- En general, en los yacimientos donde se ha obtenido una recuperación secundaria exitosa por inyección de agua, es probable desempeñar con éxito también, la inyección de surfactantes.

Los valores y/o características preferidos para el correcto desarrollo de la técnica son los siguientes:

- Crudos con gravedades de 15 a 45^o API.
- Crudos con viscosidades de 30 cp o menores.
- Formaciones profundas y/o superficiales.
- Permeabilidad del yacimiento mayor a 20-50 md.
- Temperatura del yacimiento de hasta 200^oF.
- Sólidos totales disueltos en los fluidos de inyección: menos de

50 000 ppm.

- Iones divalentes en los fluidos a inyectar o en las arcillas del yacimiento: menos de 500 ppm.

- Se desean altas saturaciones de crudo.

V.2.1.7.- Variantes del Método.- Debido a que existe una infinidad de composiciones de tapones de surfactantes, concentraciones, procedimientos, etcétera, existe también un número igual de procesos patentados o simplemente conocidos bajo cierta denominación, dos de ellos son los procesos Maraflood y Uniflood.

V.2.2.- Inyección de Polímeros.

V.2.2.1.- Antecedentes.- Documentos elaborados por Pye y Sandiford en 1964 establecen que la solución utilizada en la inyección de agua sufría una reducción en su movilidad al adicionársele pequeñas cantidades de poliacrilamida hidrolizada (polímero soluble en agua). El decremento en dicha movilidad dió como resultado una mayor recuperación de petróleo crudo con respecto a la que se atribuye por lo general a la inyección de agua convencional.

Desde entonces los polímeros han sido un foco de estudio con numerosos experimentos y publicaciones.

V.2.2.2.- Principio de Operación.- Los mecanismos por los cuales los polímeros logran mejorar la recuperación de petróleo crudo son complejos y aún hoy en día, no totalmente comprendidos ya que existe divergencia de opiniones entre los investigadores de la materia acerca de varios puntos.

Sin embargo, dos principios básicos han sido ratificados como causas de la efectividad y en ocasiones de la superioridad de la inyección de polímeros en comparación con la inyección exclusiva de agua. El primero de ellos es el mejoramiento de la relación de movilidades agente desplazante/agente desplazado alterando la movilidad del primero, como se describe más adelante.

Aunado a lo anterior y como consecuencia de ello, las soluciones de polímeros reducen el efecto dañino de las variaciones en la permeabilidad del yacimiento al agente desplazante; los polímeros incrementan el volumen de poro contactado (mejoran la eficiencia volumétrica de barrido) disminuyendo de esta manera el by-pass del crudo en que incurre el agente desplazante debido a su tendencia por alcanzar los pozos productores a través de la ruta de mayor facilidad de acceso. Conviene señalar que cuando no se evita el fenómeno descrito (causado por la heterogeneidad del yacimiento que es muy común), este se hace más pronunciado ya que al desplazar el crudo con el que se entra en contacto disminuye la saturación residual del mismo y al decrecer dicha saturación la permeabilidad del yacimiento al agua se incrementa haciendo aún más evidente la desigualdad del flujo de agua en las zonas de alta y baja permeabilidad.

Por otra parte, en lo tocante al abatimiento de la movilidad del fluido desplazante, debe mencionarse también que su importancia es vital ya que aún en yacimientos homogéneos con variaciones casi nulas de permeabilidad, si se tiene una relación de movilidades desfavorable la eficiencia volumétrica de barrido

también lo será.

El polímero disminuye la movilidad del agua incrementando la viscosidad de la misma, aunque esto no es totalmente correcto desde el punto de vista técnico ya que las soluciones de polímeros son consideradas como fluidos no newtonianos, clasificación que obedece a su conducta de flujo la cual es una función compleja de la viscosidad.

Los fluidos no newtonianos siguen alguno de los complejos modelos de flujo que existen. Las soluciones de polímeros por lo general son clasificadas como fluidos pseudoplásticos bajo la mayoría de las condiciones. Un material pseudoplástico es aquel que exhibe menor resistencia al flujo conforme la razón de corte se incrementa.

Para un fluido newtoniano la viscosidad es descrita de la siguiente manera:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$$

donde...

μ = Viscosidad

τ = Esfuerzo de Corte

$\dot{\gamma}$ = Razón de Corte o Gradiente de Velocidad

Los fluidos no newtonianos no pueden ser caracterizados así pues la relación anterior no es constante para ellos. Matemáticamente se utiliza la siguiente ecuación (conocida como ley potencial o ecuación de Ostwald-de Waele):

$$\tau = K \dot{\gamma}^n$$

($n < 1.0$ para fluidos pseudoplásticos)

donde "K" y "n" son dos parámetros utilizados para definir la conducta de flujo del fluido.

Considerando la relación $\tau/\dot{\gamma}$ como una viscosidad aparente y analizando la ecuación anterior se puede afirmar que un fluido pseudoplástico exhibe una mayor viscosidad aparente cuando fluye a bajas velocidades.

Evaluando la compleja conducta de flujo de las soluciones de polímeros se aprecia que las viscosidades aparentes de estos fluidos son significativamente mayores que la viscosidad del agua, aún a altos gradientes de velocidad.

Por otro lado, existen otros factores que influyen las viscosidades aparentes de los polímeros:

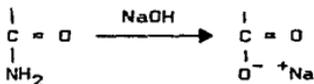
-Solvente.- Un buen solvente es aquel que permite que se extienda la estructura de apariencia fibrosa del polímero (las poliácridamidas y los biopolímeros son los más utilizados). Con la extensión de las cadenas que integran la estructura de dicho compuesto, aumenta el número de enlaces químicos entre diferentes porciones de la molécula del mismo lo cual trae como consecuencia un incremento en la viscosidad aparente de la solución.

Por otra parte en un medio salino, el electrolito neutraliza la carga del polímero disminuyendo, por tanto, la fuerza de repulsión eléctrica que ocasiona también la extensión y el desdoblamiento de la estructura del polímero. Así, entre más alta sea la concentración de sal en solución, más se contrae la molécula del polímero y menor se hace la viscosidad aparente de la solución.

-Peso Molecular.- La naturaleza fibrosa de los polímeros con su

habilidad para extenderse y formar enlaces entre su misma estructura le confiere gran importancia a este factor. En general, los polímeros de alto peso molecular exhiben una viscosidad aparente mayor que los de bajo peso molecular.

- Hidrólisis.- En el caso de los polímeros que contienen el grupo amida (poliacrilamidas), comúnmente se lleva a cabo un procedimiento químico conocido como hidrólisis, en el cual se reemplazan algunos de los grupos amida por grupos carboxilo:



La extensión de la hidrólisis afecta la reología del polímero y el desempeño global del método en el yacimiento intervenido.

Martin y Sherwood (1975) al hacer estudios con poliacrilamidas descubrieron que la viscosidad aparente de una poliacrilamida se incrementaba conforme mayor era el grado de hidrólisis a que ésta se había sometido.

-Concentración del Polímero.- Debido a un efecto puramente másico, un incremento en la concentración del polímero en la solución inyectada aumentará la viscosidad aparente de dicha solución.

Por otra parte, un factor que desempeña también un papel decisivo en el control de la movilidad de la solución inyectada es el decremento de la permeabilidad del medio poroso de la formación al polímero. Esto es ocasionado por dos cosas principalmente:

1.- Retención del Polímero (Adsorción).- Se ha observado que la mayoría de los polímeros se adsorben en la mayoría de los

minerales de los yacimientos petroleros reduciendo así la permeabilidad del estrato productivo.

2.- Entrampamiento.- Constituye otra causa importante en la reducción de la permeabilidad de la formación.

Considerando la existencia de un espacio irregular en el interior de un poro, si el polímero entra en dicho poro por un extremo del mismo mas no puede salir por el extremo opuesto por ser éste más pequeño en amplitud, el polímero queda atrapado causando con ello una reducción en la permeabilidad de la formación (este fenómeno se acentúa en el caso de la poliacrilamida).

La secuencia de inyección y recuperación de fluidos puede observarse en la figura 11.

V.2.2.3.- Características del Equipo Principal.- Está constituido fundamentalmente por el equipo requerido para el mezclado y la elaboración de la solución del polímero y el equipo de inyección de dicha solución.

- Equipo de Mezclado del Polímero.- Es idéntico al descrito para el mismo propósito, en la inyección de surfactantes (tapón para el control de la movilidad).

- Equipo para la Inyección de Fluidos.- Ya que por lo general se utilizan bombas de desplazamiento positivo de velocidad variable para realizar la inyección de la solución de polímeros al yacimiento, el flujo de dicha operación puede ser controlado para cumplir con el programa de inyección elaborado en forma previa. Es por ello que se requiere un dispositivo controlador de flujo en cada pozo.

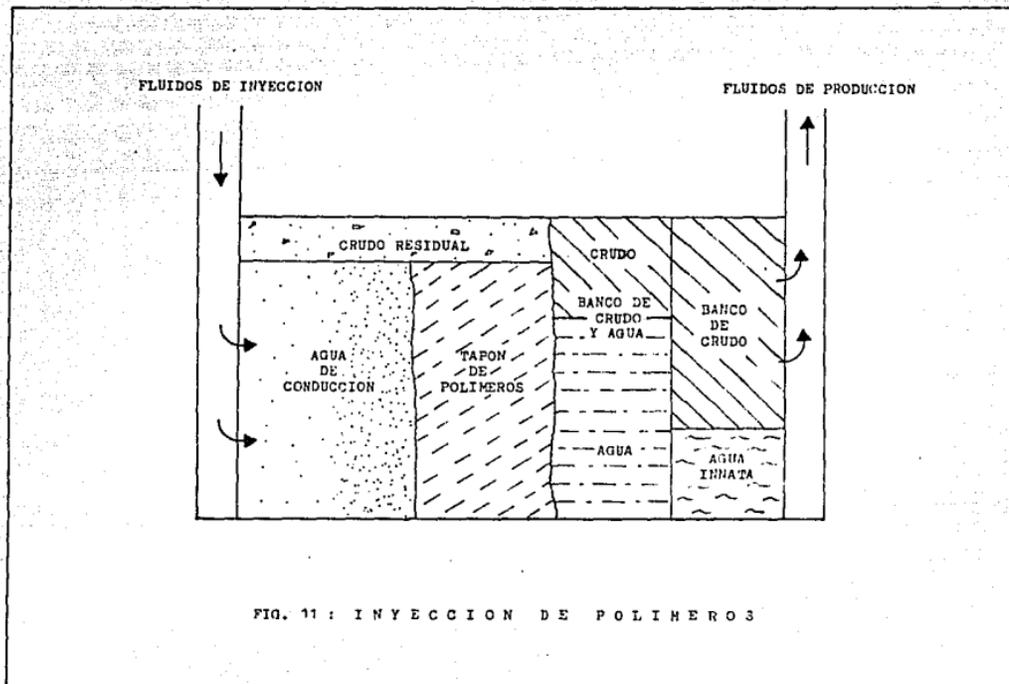


FIG. 11: INYECCION DE POLIMEROS

La inyección de poliácridamida requiere una solución especial al problema que representa el control del flujo de inyección como ya fue mencionado antes, ya que estos polímeros son susceptibles a degradarse por efectos de corte cuando pasan a través de una válvula reguladora. La alternativa que se acostumbra poner en práctica consiste en la inserción de un tramo largo de tubería en forma de espiral y con un diámetro relativamente pequeño. El diámetro del tubo es calculado sobre la base del gradiente de velocidades que se tiene para el flujo deseado, mientras que la longitud de dicho tramo es calculada con base en la presión que debe disipar la solución de polímeros, antes de ingresar al cabezal del pozo.

V.2.2.4.- Ventajas del Proceso:

- Incremento en la eficiencia de barrido volumétrico.
- Los polímeros no son tóxicos ni corrosivos.
- La implementación del método requiere una tecnología similar a la utilizada en la inyección de agua la cual es comúnmente conocida.
- El uso de los polímeros reduce la relación de producción agua/crudo, recuperando hasta 10% del crudo del yacimiento presente al momento de aplicar la técnica.
- Se requiere menos agua para reducir la saturación de crudo a su valor residual en la porción barrida del yacimiento respecto al monto requerido en la recuperación secundaria convencional.

V.2.2.5.- Desventajas del Proceso:

- Los polímeros son degradables ya sea por acción térmica, bacteriana o de corte.
- Las poliácridamidas requieren un manejo especial en la

superficie.

- Los polisacáridos (biopolímeros) requieren filtración y adición de bactericida.

- La erogación que representa el establecimiento de un frente de polímeros puede no estar garantizada con un incremento suficiente en la recuperación del petróleo.

V.2.2.6.- Aplicaciones.- La inyección de polímeros ofrece un mayor potencial de recuperación de crudo si la relación de movilidades agua/crudo es pobre (2 a 20) y/o si existe una variación considerable en la permeabilidad de la formación.

Se prefieren yacimientos que no estén fracturados así como también que no contengan acuíferos vecinos al estrato productivo que se va a explotar.

La temperatura de la formación debe ser menor a 250-300°F ya que se ha observado en el laboratorio que muchas soluciones de polímeros se degradan a estas temperaturas perdiendo su efectividad.

Los yacimientos que produjeron una cantidad muy baja o nula de agua al ser sometidos a una inyección previa de agua, son buenos candidatos para la inyección de polímeros.

El factor profundidad no es crítico y se prefieren crudos con gravedades mayores a los 18° API así como los yacimientos de arenisca.

V.2.3.- Inyección Cáustica o Alcalina.

V.2.3.1.- Antecedentes.- La primera patente en el uso de cáusticos para el mejoramiento de la recuperación de crudo fue

obtenida por H. Atkinson en 1927. Antes de que ello ocurriera, en 1917, F. Squires percibió que el desplazamiento del crudo por inyección de agua era más completo cuando se le adicionaba a ésta un álcali. Diversos investigadores experimentaron el uso de sales como el carbonato de sodio, el silicato de sodio y soluciones de potasa y sosa cáustica. En 1942, P. Subkow patentó la inyección de agentes acuosos emulsificantes para la recuperación de crudos pesados.

El primer proyecto de inyección cáustica se llevó a cabo en 1925; se inyectó una solución de carbonato de sodio en el campo Bradford. Los resultados fueron desalentadores y nunca reportados en detalle.

V.2.3.2.- Principio de Operación.- Existen varios mecanismos involucrados en el desplazamiento del crudo, ellos son:

1.- Añadiendo un álcali al agua de inyección se logra el abatimiento de la tensión interfacial agente desplazante-agente desplazado. La mayoría de los crudos con gravedades de 20° API o menores, dan como resultado tensiones interfaciales solución cáustica-crudo de menos de 0.01 dinas/cm. La mayor parte de los crudos activos interfacialmente alcanzan un máximo en su actividad superficial cuando la concentración del cáustico es de aproximadamente 0.1% en peso. La presencia de cloruro de sodio reduce los requerimientos del cáustico para obtener dicho máximo, ocurriendo lo inverso si están presentes iones Ca^{2+} .

2.- La inyección cáustica o alcalina puede ocasionar alteraciones en la mojabilidad del estrato productivo, cambiando las condiciones en la superficie de dicho estrato con el fin de

promover la formación de una película de crudo más que una de agua, y/o el efecto contrario.

La formación de una película de agua es benéfica pues viene acompañada de cambios favorables en las permeabilidades relativas del agua y del crudo obteniéndose de esta manera un mejoramiento en las movilidades individuales de los fluidos antes mencionados y, por tanto, del cociente que las relaciona.

Por otra parte, la constitución de una película aceitosa en la superficie de la roca tiene también sus aspectos provechosos. En primer lugar, el crudo residual discontinuo en el yacimiento e incapaz de extenderse en la superficie del estrato rocoso del mismo, integra ahora una película continua que conforma de este modo, una ruta de más fácil acceso a los pozos productores para el crudo. Simultáneamente, como un segundo efecto, se induce la emulsificación de gotas de agua dispersas en el crudo, gotas que tenderían a bloquear el flujo de fluidos en la región donde se encuentran, si no fueran incorporadas a la mezcla de hidrocarburos, propiciando así, una disminución de las resistencias al flujo y por tanto una mayor remoción de los fluidos del yacimiento.

3.- Como tercer mecanismo se tiene la emulsificación in situ del petróleo crudo y su arrastre en una fase continua y fluyente de solución cáustica. Parece ser que lo que se requiere para efectuar un arrastre continuo es mantener la tensión interfacial en un bajo nivel mientras se desplaza la mezcla a través del yacimiento. El proceso como tal, puede observarse en la figura 12.

4.- Cuando la tensión interfacial solución alcalina-crudo es suficientemente baja, el crudo residual puede ser emulsificado y

FLUIDOS DE INYECCION

FLUIDOS DE PRODUCCION

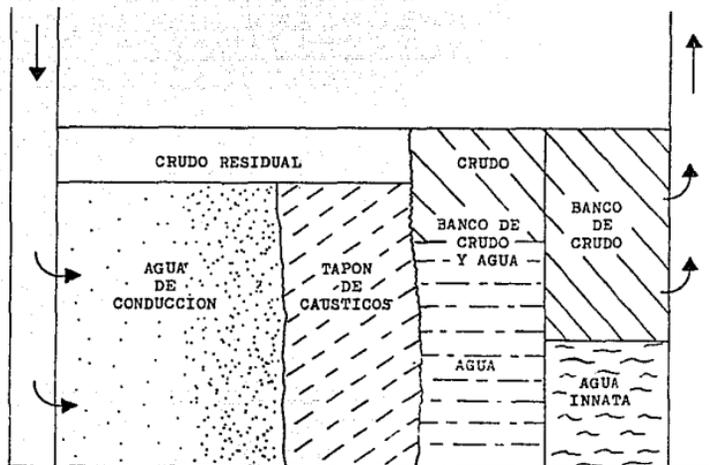


FIG. 12 : INYECCION CAUSTICA O ALCALINA

desplazado hacia adelante hasta ser atrapado en poros más pequeños que no permitan el paso de la emulsión. Esto reduce la movilidad del agua mejorando, por tanto, la eficiencia de barrido volumétrico del proceso.

V.2.3.3.- Características del Equipo Principal.- Está compuesto fundamentalmente del equipo de tratamiento del agua que se utiliza para preparar la solución alcalina, del equipo mezclador en donde se elabora dicha solución y un sistema central de inyección.

V.2.3.4.- Ventajas del Proceso:

- No es costosa su aplicación.
- El control de la movilidad de la solución inyectada es bastante bueno.
- El proceso es apto para mejorar la recuperación de una gran variedad de crudos (a partir de casos históricos se ha visto que se logra recuperar hasta el 12% del petróleo crudo del lugar).
- La conversión de inyección de agua a inyección cáustica es sencilla.

V.2.3.5.- Desventajas del Proceso:

- El potencial de la corrosión puede forzar el recubrimiento de líneas de transporte, tanques, etcétera.
- El proceso no es adecuado para yacimientos de carbonato.
- El sulfato de calcio hidratado o anhídrita puede precipitar en los pozos productores como $\text{Ca}(\text{OH})_2$.
- El mezclado y la dispersión de las soluciones alcalinas pueden dar como resultado una respuesta pobre.
- Iones divalentes presentes en el agua de la formación pueden

agotar el tapón de cáusticos por precipitación de hidróxidos insolubles.

- Las arcillas con alta capacidad de intercambio iónico pueden agotar tapones de NaOH intercambiando el hidrógeno por el sodio.

V.2.3.6.- Aplicaciones:

- El yacimiento debe ser susceptible de ser inyectado con agua.

- Se prefieren formaciones no fracturadas así como los yacimientos de arenisca.

- El yacimiento a explotar no debe contener un casquete de gas.

- La temperatura de la formación debe ser menor a 200°F. Si se supera dicho límite se tendrá un consumo excesivo de cáusticos y la estabilidad de la emulsión puede llegar a ser un problema.

- La viscosidad del crudo cuya recuperación se desea incrementar debe ser menor a 200 cp.

- La tensión interfacial entre el petróleo y la solución cáustica debe ser menor a 0.01 dinas/cm.

IV.3.- Análisis de los Procesos Químicos.

A manera de estudio comparativo de los métodos que involucran el uso de químicos, se presentan a continuación (tabla 3) los parámetros de interés para dichos métodos.

TABLA 3

METODO CONCEPTO	INYECCION DE SURFACTANTES	INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION CAUSTICA
Aplicabilidad de la Técnica	Alta	Alta	Alta
Fuente de Energia Requerida	Gas Natural o En. Eléctrica	Gas Natural o En. Eléctrica	Gas Natural o En. Eléctrica
Susceptible de Ser Aplicado Costafuera	Sí	Sí	Sí
Tipos de Crudo a Recuperar Preferi- dos por la Técnica	Ligeros y po- co viscosos	Ligeros y po- co viscosos	Ligeros y medianamente viscosos
Características Deseables de la Formación	Yacimientos profundos o superficiales con permeabi- lidad mayor a 20-50 md	Yacimientos no fracturados, sin acuíferos en su vecindad y se prefie- ren formacio- nes de arenis- ca y con per- meabilidad ma- yor a 20 md	Se desean formaciones no fracturadas, que no contien- gan un casque- te de gas así como yacimien- tos de arenisca

METODO CONCEPTO	INYECCION DE SURFACTANTES	INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION CAUSTICA
Limitación en Cuanto a Profundi- dad del Estrato Productivo	Ninguna	Ninguna (1)	Ninguna (1)
Existe Alteración de las Propiedades del Petróleo Crudo que se Desea Obte- ner como Producto	Si	No	Si
Se Maneja un Flui- do Motriz, Impulsor o de Arrastre	Si	Si	Si
Disponibilidad del Agente Desplazante	Alta	Alta	Alta
Puede Recircularse o Reciclarse el A- gente Impulsor y/o Removedor de Crudo	No	No	No

METODO CONCEPTO	INYECCION DE SURFACTANTES	INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION CAUSTICA
El Agente Utiliza- do Para la Remo -- ción del Petróleo Requiere de Trata- miento Previo a su Inyección	SI	SI	SI
Involucra la In-- yección de un Ta-- pón de Químicos Para Control de la Moviilidad	SI	SI	No
Existe Consumo de Agente Desplazante por Reacciones Químicas o de Precipitación	SI	SI	SI
Se Presenta Entrampamiento de Químicos en el Yacimiento a Explotar	SI	SI	SI

METODO CONCEPTO	INYECCION DE SURFACTANTES	INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION CAUSTICA
Existe Adsorción de los Químicos Utilizados en la Formación	Si	Si	No
Se Mejora la Relación de Movilidades Agente Desplazante/Agente Desplazado	Si	Si	Si
Eficiencia de Barrido	Muy buena	Buena	Buena
Existen Riesgos de Seguridad	No	No	En cierta Medida
Se Manejan Gases Corrosivos y Peligrosos	No	No	No
Costo de los Químicos Utilizados	Alto	Bajo	Bajo

NOTAS:

1) Sin embargo, existe límite en lo referente a la temperatura del yacimiento que, de excederse, ocasionaría la degradación del químico utilizado o su consumo excesivo.

V.3.- Procesos de Desplazamiento Miscible.

Su principio establece la creación de un banco miscible formado al mezclar el crudo de la formación con el agente de desplazamiento inyectado (CO_2 , N_2 , etc.). El producto resultante de tal combinación tendrá propiedades más favorables que el crudo original del yacimiento en lo referente a su desplazamiento.

En seguida se presentan los diversos procesos existentes mencionando lo más relevante de cada uno de ellos.

V.3.1.- Inyección de CO_2 .

V.3.1.1.- Antecedentes.- Alrededor de 1941, Pirson sugirió la inyección de CO_2 a alta presión para el mejoramiento de la recuperación de petróleo crudo. Años después fue estudiada la presurización de yacimientos con CO_2 por Menzie y Nielsen. Posteriormente se observó que el dióxido de carbono causaba la remoción del petróleo de la formación por un mecanismo de desplazamiento miscible.

Recientemente se ha propuesto la inyección del CO_2 en conjunción con el agua constituyendo así lo que se ha denominado "inyección de agua carbonatada", técnica que obtiene mayores beneficios que la inyección de agua que se efectúa en la etapa secundaria de explotación.

V.3.1.2.- Principio de Operación.- La aplicación de los métodos convencionales de recuperación secundaria por lo general dejará todavía del 40 al 60% del crudo original del yacimiento sin recuperar.

Para poder recobrar parcialmente esta cantidad remanente de crudo es que se ha planteado, mediante la inyección de CO_2 , la formación de un banco miscible cuyas características globales de movilidad sean mejores que las del petróleo crudo original del yacimiento.

Durante el desplazamiento del CO_2 en el medio poroso existe una gran área de contacto entre el gas y el petróleo; debido a ello se efectúa una rápida transferencia de masa entre dichos fluidos, misma que tiene lugar por fraccionamiento del petróleo ya que el CO_2 extrae y arrastra las fracciones ligeras del crudo.

El resultado de tal proceso es la formación de un fluido más móvil, producto de la miscibilidad existente entre los fluidos de la formación y el dióxido de carbono, misma que es determinada por los siguientes factores principalmente: pureza del CO_2 de que se dispone para la inyección, características del petróleo crudo a desplazar, temperatura y presión del yacimiento y el grado de mezclado de los fluidos involucrados.

La alta solubilidad del CO_2 en el crudo y en menor proporción en el agua, trae como consecuencia lo siguiente:

- Gran reducción de la viscosidad del petróleo crudo (en un factor de 10 a 100 veces) y un pequeño incremento en la viscosidad del agua.

La relación de movilidades CO_2 /Crudo mejora con respecto al

valor de dicho cociente en la inyección de agua; esto trae consigo una mayor eficiencia volumétrica de barrido.

- La solubilización del CO_2 en el petróleo crudo provoca que éste incremente su volumen en una proporción variable dependiendo de sus características y de las condiciones que prevalezcan en el estrato productivo. Se ha observado que hasta 700 pies cúbicos estándar de CO_2 se disolverán en un barril de crudo, incrementando el volumen del mismo de un 10 a un 40%.

Debido a este efecto es que la saturación de crudo residual será menor considerándolo almacenado en la superficie ya que como crudo remanente en el yacimiento, se encontrará "inflado"

- Reducción de la densidad del crudo. Esta consecuencia del efecto anterior contribuye, a su vez, a contrarrestar el efecto desfavorable de la segregación gravitacional, efecto por el cual el crudo se mantiene en la parte inferior de la formación y el CO_2 tiende a pasar por encima de él efectuando así el by-pass del petróleo que se desea recuperar.

- Efectos Interfaciales. Cuando se produce la miscibilidad entre el CO_2 y el petróleo crudo se logra abatir en cierta medida la tensión interfacial entre dichos fluidos así como anular las fuerzas capilares que mantienen el crudo retenido en la formación.

- Incremento en la Permeabilidad de la Roca. Holm observó este efecto al paso de CO_2 o de agua carbonatada (proceso que se describe más adelante como una variante de la inyección de CO_2).

Por otro lado, la segunda parte del proceso consiste del desplazamiento del banco miscible hacia los pozos productores.

Básicamente son cuatro los métodos de inyección de CO_2 en

conjunto con agua que han sido propuestos para llevar a cabo la segunda etapa del proceso:

- Inyección continua de CO_2 durante el periodo de aplicación de la técnica.
- Inyección de un bache o tapón de CO_2 con la inyección posterior de agua.
- Inyección de tapones alternos de CO_2 y agua.
- Inyección simultánea de CO_2 y agua.

No se cuenta aún con la suficiente experiencia ni con modelos más exactos de estas alternativas sin embargo, se hizo una comparación utilizando un simulador que duplicaba las condiciones de un yacimiento dado.

Del estudio se desprendieron las siguientes conclusiones:

La inyección simultánea de CO_2 y agua fue la mejor alternativa ya que explotó aproximadamente el 50% del crudo potencialmente recuperable. La inyección de baches o tapones alternos de CO_2 y agua fue la segunda mejor opción. Las otras dos posibles elecciones dieron resultados igualmente pobres ya que sólo recuperaron el 25% del crudo. El proceso se muestra con detalle en la figura 13.

V.3.1.3.- Características del Equipo Principal.- Consta fundamentalmente de lo siguiente:

- Compresores multietapas con enfriadores interetapas para manejar grandes flujos de CO_2 a presiones hasta de 5000 psi.
- Cabezales de pozo adecuados para altas presiones.
- Equipo de deshidratación de gas.
- Cabezales de pozo adaptados para la inyección dual de CO_2 y

FLUIDOS DE INYECCION

FLUIDOS DE PRODUCCION

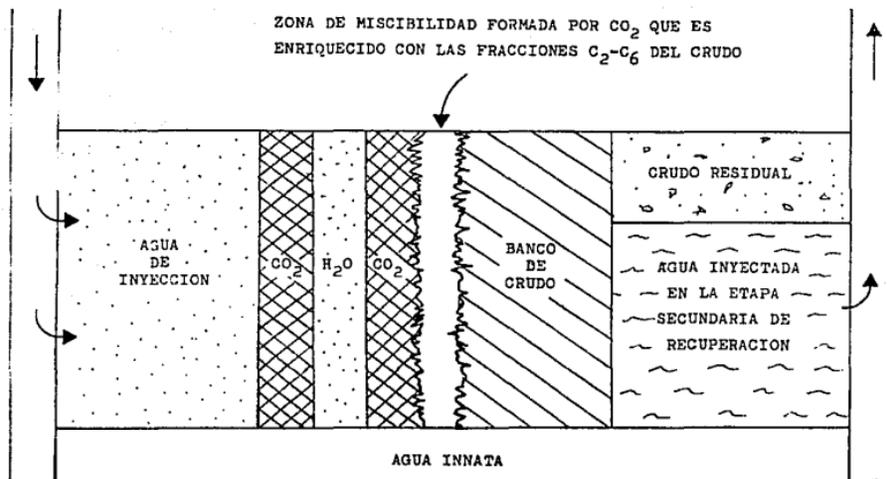


FIG. 13 : INYECCION DE DIOXIDO DE CARBONO

agua si ésta se lleva a cabo.

- Equipo de medición e instrumentación para el control individual de los flujos de inyección en los pozos correspondientes.
- Instalaciones para la inhibición de la corrosión.
- Instalaciones para efectuar la separación del CO_2 obtenido en conjunción con los demás fluidos de producción.

V.3.1.4.- Ventajas del Proceso:

- Incremento en el volumen del petróleo crudo y disminución de la viscosidad del mismo.
- El CO_2 actúa como un gas impulsor en solución aún si no se logra la completa miscibilidad.
- Si se pierde el frente miscible, este se regenera a sí mismo.
- A diferencia del L.P.G., el CO_2 llega a ser miscible con crudos cuyas fracciones C_2 - C_4 han sido agotadas.
- El CO_2 , bastante soluble en agua, causa que ésta incremente su volumen también.
- La miscibilidad puede lograrse a presiones superiores a 1500 psi en muchos yacimientos.
- El bióxido de carbono no es un gas riesgoso ni explosivo y a pesar de ser liberado a la atmósfera en grandes cantidades no ocasiona gran impacto en el medio ambiente.
- Existen varias fuentes probables de suministro de CO_2 , tanto de carácter natural (yacimientos de gas) como de efluentes de procesos y plantas industriales.
- Bajo ciertas condiciones de operación, la densidad del CO_2 es cercana a la del petróleo crudo y se aproxima a la del agua. Esto minimiza los efectos de by-pass causados por la segregación gravitacional.

Es por todo lo anterior, que el proceso puede recuperar del 15 al 20% del crudo presente en el yacimiento al momento de su aplicación.

V.3.1.5.- Desventajas del Proceso:

- El CO_2 no siempre está disponible y su transporte es costoso.
- Se requiere un manejo especial así como la recirculación del gas producido.
- La solubilidad del CO_2 en el agua puede incrementar el volumen que se requiere de él para lograr la miscibilidad con el crudo de la formación aunque esta inconveniencia puede ser parcial o totalmente compensada con el incremento de volumen del agua al ser saturada con bióxido de carbono.
- La baja viscosidad de cualquier gas CO_2 libre, a baja presión del yacimiento, promoverá un rápido alcance de los pozos productores reduciendo la eficiencia de barrido volumétrico. La producción de grandes volúmenes de gas requiere costosas instalaciones de limpieza y recirculación.
- El CO_2 forma con el agua el ácido carbónico el cual es altamente corrosivo. Es por ello que se requieren aleaciones especiales así como recubrimientos especiales en las instalaciones.
- La inyección alterna de CO_2 y agua requiere un sistema de inyección dual el cual añade costo y complejidad al proyecto.
- Se requieren grandes volúmenes de CO_2 . Pueden necesitarse hasta 5-10 MPC de gas para producir un barril de petróleo crudo en almacenamiento.
- Por lo general el CO_2 no está disponible localmente por lo que

se requieren líneas de transporte para cubrir grandes distancias. La experiencia ha mostrado que las líneas de CO_2 están más sujetas a fallas que las líneas de gas natural, trayendo esto consigo, cuantiosos retrasos que pueden impedir en cierta medida el éxito del proyecto.

V.3.1.6.- Aplicaciones.- Se prefieren crudos con gravedades mayores a 25-30 °API y viscosidades menores a los 12 cp a temperatura del yacimiento.

Si el campo ha sido sometido previamente a inyección de agua la saturación de crudo residual puede ser insuficiente para el éxito técnico-económico del proceso. Por tanto la saturación mínima aceptable es del 25 al 30%.

La presencia de un casquete de gas por lo general es un factor desfavorable al igual que la presencia de fracturas en la formación.

La permeabilidad horizontal de la roca no es un factor crítico sin embargo, la relación de permeabilidades vertical/horizontal sí es importante ya que este cociente determina la razón a la cual se puede segregarse el CO_2 .

Son favorables estratos productivos delgados (15-25 pies) ya que disminuye la tendencia al by-pass del crudo al pasar el dióxido de carbono por encima de él.

La profundidad es un factor importante ya que la presión mínima para lograr la miscibilidad es usualmente mayor a 1200 psi requiriéndose que el estrato productivo se encuentre a más de 2500-3000 pies por debajo de la superficie para no exceder el límite de presión por fractura.

Se prefieren formaciones cuyo mecanismo de explotación

primaria fue básicamente la segregación gravitacional.

V.3.1.7.- Variantes del Proceso:

V.3.1.7.A.- Inyección de Agua Carbonatada.- Consiste de la inyección de agua con CO_2 en solución .

La investigación ha establecido que un bache o tapón de CO_2 puro es más eficiente para desplazar petróleo reduciendo así la saturación residual de éste, que la misma cantidad de CO_2 inyectada en forma de agua carbonatada. Esto es completamente lógico ya que el CO_2 puro entra en contacto con el crudo directamente mientras que el CO_2 disuelto en el agua se transfiere lentamente de ésta al crudo por difusión. Otra diferencia importante es que el agua carbonatada desplaza el agua innata o de la formación, en forma de banco por delante de ella lo cual agrava los efectos de mezclado y dilución.

Conviene señalar que, en contraste con el crudo, la solubilidad del CO_2 en agua es mucho más sensitiva a la presión ya que arriba de 1000 psi muy poco CO_2 puede ser disuelto en agua. La solubilidad del CO_2 en agua, por otro lado, es sensitiva a la temperatura, decreciendo conforme ésta se incrementa. La salinidad también influye en la solubilidad del CO_2 siendo éste más soluble en agua fresca que en salmuera.

La eficiencia del agua carbonatada se incrementa cuando la viscosidad del crudo es alta mientras que la eficiencia de la inyección de CO_2 puro no cambia mucho con este factor. Para yacimientos con crudos de bajas viscosidades la inyección de agua carbonatada ofrece pocas ventajas sobre la inyección de agua común (recuperación secundaria).

† Una segunda variante de la inyección de CO_2 es el proceso de la "gravedad estable", que es aplicable a lechos o estratos profundamente inclinados en los cuales la dirección de desplazamiento es hacia abajo.

El CO_2 inyectado conforma un casquete de gas en expansión el cual desplaza el crudo hacia abajo, hacia los pozos productores.

El desplazamiento del CO_2 hacia abajo tiene por objeto aprovechar las fuerzas gravitacionales para estabilizar dicho desplazamiento incrementando al mismo tiempo la eficiencia de barrido. Se espera éxito en este proceso aún si no se logra la miscibilidad entre el petróleo crudo y el bióxido de carbono.

V.3.2.- Inyección de Hidrocarburos Miscibles.

V.3.2.1.- Antecedentes.- El concepto básico de inyección miscible fue propuesto en 1927 para pequeñas aplicaciones en campo mas no fue plenamente utilizado sino hasta 1960. Desde entonces, el número de proyectos activos de desplazamiento de crudo mediante esta técnica, ha fluctuado considerablemente.

Antes de 1966 la mayoría de los proyectos de inyección de hidrocarburos miscibles utilizaban el método del tapón miscible, desde entonces la técnica del gas enriquecido ha sido la que ha recibido mayor atención.

V.3.2.2.- Principio de Operación.- El principio del desplazamiento miscible por hidrocarburos consiste en remover o movilizar el crudo del yacimiento inyectando un tapón o bache de solvente el cual disolverá el crudo totalmente haciéndose miscible con él, por lo general a altas presiones.

Este solvente puede ser gas natural licuado, diversos hidrocarburos refinados, gases producto de la combustión de diversos combustibles, etcétera.

Salvo el caso de la inyección de gas pobre a alta presión (uno de los procesos que se describen a continuación), la inclusión de dicho tapón al yacimiento es seguida por la inyección de un gas o de un líquido, los cuales tienen como función barrer y desplazar el solvente miscible con el crudo.

El efecto de mayor importancia que se presenta al lograr la miscibilidad entre el crudo y su agente desplazante es la anulación completa de la tensión interfacial entre ellos (no se distingue interfase alguna). A su vez, la desaparición de dicha tensión interfacial ocasiona una reducción en las fuerzas de tensión superficial que mantienen el crudo en la formación.

Por otra parte, ya sea que se utilicen gases o hidrocarburos intermedios en estado líquido (etano, propano, butanos), el crudo experimenta, al miscibilizarse con ellos, un incremento en volumen y una consecuente disminución en su densidad, lo cual merma los efectos gravitacionales de carácter desfavorable que ya han sido mencionados antes.

Existen tres procesos de desplazamiento miscible por inyección de hidrocarburos principalmente:

V.3.2.2.A.- Proceso del Tapón Miscible.- El bache o tapón de solvente que se utiliza se compone de productos LPG (Gas Licuado del Petróleo) como son el etano, el propano y el butano siendo de mayor aceptación el segundo.

Estos hidrocarburos, siempre que se encuentren en estado

líquido, se hacen miscibles con el crudo del yacimiento en cuanto entran en contacto con él.

El tapón de propano puede ser visualizado como un anillo que circunda el pozo inyector; conforme gas o agua desplazan este tapón, dicho anillo se expande radialmente propagando la miscibilidad a las demás regiones de la formación.

A medida que el tapón miscible recorre el yacimiento, desplaza tanto el crudo como el agua de la formación. El crudo forma un banco enfrente del tapón y el agua es conducida a los pozos productores por delante de este banco.

Usualmente se requieren altas presiones para alcanzar la miscibilidad entre agente desplazante y agente desplazado.

Por otra parte, el tapón de propano es desplazado inyectando en forma posterior gas natural, gas inerte y/o agua si se desea mejorar la relación de movilidades de los fluidos que intervienen en el proceso.

V.3.2.2.B.- Proceso del Gas Enriquecido.- En este caso el solvente está constituido por gas natural enriquecido con componentes C_2-C_6 (predominantemente propanos y butanos) el cual es impulsado por gas pobre y/o agua.

Conforme el gas inyectado entra en contacto con crudo virgen del yacimiento, los componentes enriquecedores son removidos del gas inyectado y absorbidos por el crudo. En seguida, nuevo gas rico en fracciones C_2-C_6 contacta el mismo crudo transfiriéndole dichos componentes. Después de múltiples contactos el crudo de la formación que se encuentra alrededor del pozo inyector es altamente rico en los componentes que le transfiere el gas por lo que se hace miscible con él.

La (alta) presión necesaria para lograr la miscibilidad depende de las composiciones tanto del gas como del crudo, así como de la temperatura del yacimiento. Esto provee flexibilidad al diseño del proceso ya que incrementando la riqueza del gas se reduce la presión requerida en su inyección.

El desplazamiento de los fluidos de la formación sigue la misma secuencia que el proceso del tapón miscible.

V.3.2.2.C.- Proceso del Gas Pobre a Alta Presión.- Este proceso, al igual que el del gas enriquecido, requiere de múltiples contactos entre el gas inyectado y el crudo del yacimiento para alcanzar la miscibilidad entre ambos fluidos. Describiendo lo anterior, se inyecta gas pobre al yacimiento (mezcla de gases compuesta de metano primordialmente) el cual, al entrar en contacto con el crudo de la formación y bajo una alta presión de inyección, causa la evaporación de las fracciones C_2-C_6 del petróleo crudo, pasando éstas a formar parte del gas. Este último, ahora parcialmente enriquecido, continúa moviéndose a través del yacimiento, contacta una nueva porción del crudo y la despoja de sus componentes intermedios enriqueciéndose aún más. Después de que dicho proceso se lleva a cabo múltiples veces el frente del gas es tan rico en componentes C_2-C_6 que se hace miscible con el crudo de la formación.

Con la presencia de una sola fase se forma un anillo de fluidos miscibles que rodea al pozo de inyección. La inyección posterior de gas impulsa este frente miscible a través del yacimiento llevándose a cabo el desplazamiento de los fluidos del mismo de igual forma que en los otros procesos para la

recuperación de petróleo crudo por miscibilidad.

La figura 14 amplía la visión de los tres procesos descritos.

V.3.2.3.- Características del Equipo Principal.- El equipo requerido (de manera global) para los proyectos de desplazamiento miscible por hidrocarburos consta de lo siguiente:

- Compresores multietapas con enfriadores interetapas, capaces de manejar grandes flujos de gas a presiones hasta de 5000-6000 psi.
- Equipo de deshidratación de gas.
- Cabezales de pozo aptos para altas presiones.
- Equipo de medición para el control de los flujos de inyección.
- Equipo de paro automático.
- Equipo analítico de cromatografía de gases para evaluación de la composición de los fluidos inyectados.
- Bombas tanto para agua como para hidrocarburos líquidos (productos LPG).
- Controles de mezclado para los casos en que se unen dos o más corrientes de hidrocarburos.

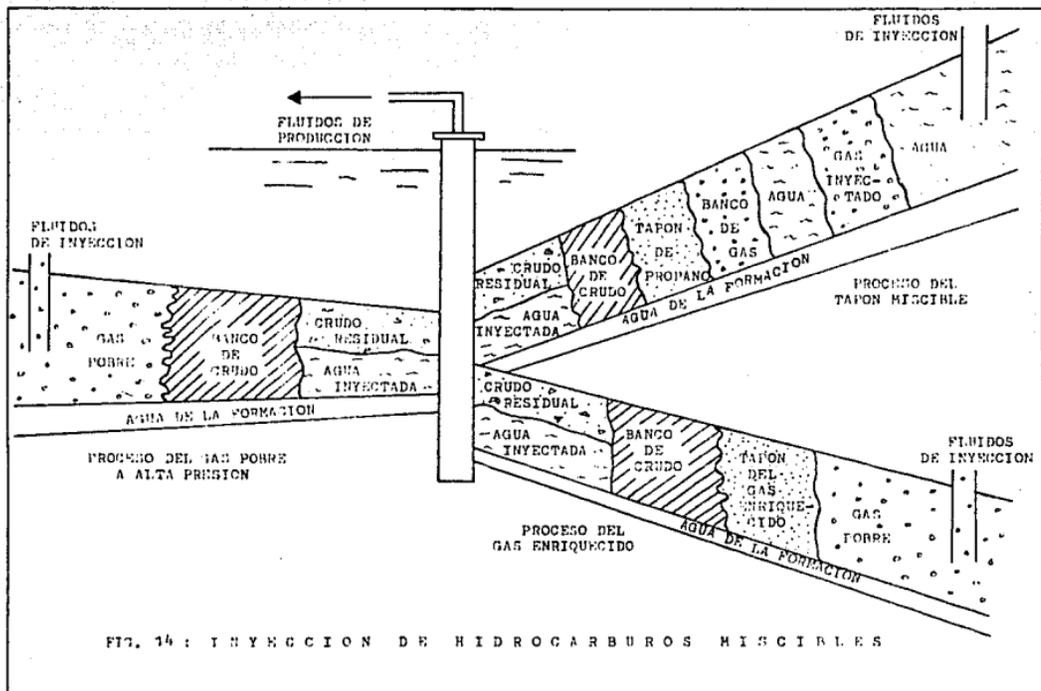
V.3.2.4.- Ventajas de los Procesos.

V.3.2.4.A.- Proceso del Tapón Miscible:

- Se desplaza todo el crudo con el que se entra en contacto.
- Se requieren presiones bajas para alcanzar la miscibilidad de los fluidos que intervienen en el proceso.
- La técnica es aplicable a un amplio rango de yacimientos.

V.3.2.4.B.-Proceso del Gas Enriquecido:

- Se desplaza esencialmente todo el crudo contactado.
- Si se pierde la miscibilidad de los fluidos en el yacimiento, ésta se restablece a sí misma.
- Como el tamaño del tapón o bache de gas enriquecido es bastante



grande, se minimiza en cierta medida la problemática de su dimensionamiento.

- La técnica ofrece flexibilidad en su diseño ya que para lograr la miscibilidad de los fluidos desplazante y desplazado se pueden variar tanto la riqueza del gas (componentes intermedios) como su presión de inyección.

V.3.2.4.C.- Proceso del Gas Pobre a Alta Presión:

- Como se realiza la inyección del gas de manera continua, no existen problemas de dimensionamiento del tapón de solvente.

- El proceso provee una eficiencia de desplazamiento cercana al 100%.

- La miscibilidad de los fluidos involucrados se restablece a sí misma cuando se pierde.

- El gas pobre obtenido como producto es susceptible de ser reinyectado.

V.3.2.5.- Desventajas de los Procesos.

V.3.2.5.A.-Proceso del Tapón Miscible:

- El dimensionamiento óptimo del tamaño del tapón de solvente constituye un problema.

- Una vez iniciado el proceso no se pueden efectuar acciones correctivas en cuanto al dimensionamiento antes mencionado.

- Baja eficiencia de barrido volumétrico.

- Los materiales que conforman el tapón de solvente son costosos.

- El tapón de solvente se dispersa conforme recorre la formación y si este efecto es muy pronunciado puede perderse la miscibilidad.

V.3.2.5.B.-Proceso del Gas Enriquecido:

- Baja eficiencia de barrido volumétrico.
- Los costos del gas son altos.
- Existe dispersión del tapón de solvente.
- Persisten problemas de dimensionamiento de dicho tapón.
- Al igual que en el proceso del tapón miscible, una vez puesta en operación la técnica no se puede corregir el tamaño del tapón del solvente.

V.3.2.5.C.-Proceso del Gas Pobre a Alta Presión:

- El proceso no se puede aplicar a la mayoría de los yacimientos pues se limita a formaciones que contengan crudos ricos en componentes C_2-C_6 .
- Se requieren altas presiones de inyección.
- Baja eficiencia de barrido volumétrico.
- El costo del gas natural es alto y los gases que lo pueden sustituir requieren presiones de inyección aún mayores.

V.3.2.6.-Aplicaciones.

V.3.2.6.A.- Proceso del Tapón Miscible.- Debido a las presiones manejadas en el proceso éste se aplica preferentemente a yacimientos que se encuentran a profundidades cuando menos de 1500-2500 pies, mas este criterio considera el uso de gas natural para desplazar el tapón de solvente; si en su lugar se utilizan aire o gases de combustión, los requerimientos de presión crecen y con ellos la necesidad de una mayor profundidad se hace evidente.

Bajo cualquier marco o conjunto de condiciones del yacimiento, la temperatura de éste debe ser menor que la temperatura crítica del solvente que se inyecta para desplazar el petróleo crudo

formando una sola fase con él.

En cuanto al crudo que se desea recuperar, se requiere que dicho fluido tenga una baja viscosidad, cuando mucho de 5-10 cp (a temperatura del yacimiento).

Asimismo, se prefieren formaciones delgadas (espesor menor a 25 pies) y con permeabilidad menor a 50 md.

V.3.2.6.B.- Proceso del Gas Enriquecido.- Los crudos con gravedades mayores a 30°API y con viscosidades máximas de 5-10 cp son los mejores candidatos a ser recuperados mediante este método.

Se prefieren formaciones de poco espesor y bajas permeabilidades. Además, como el proceso del gas enriquecido involucra mayores presiones que el proceso del tapón miscible, se requieren yacimientos más profundos que en el caso de aquel.

V.3.2.6.C.- Proceso del Gas Pobre a Alta Presión.- En este caso se presentan los mayores requerimientos de presión (3000-6000 psi) por lo que los yacimientos candidatos deberán encontrarse a suficiente profundidad con el fin de no exceder la presión de fractura.

El principal requisito que debe ser satisfecho es que el petróleo crudo de la formación sea rico en componentes ligeros C₂-C₆. Este tipo de crudo se caracteriza por tener una gravedad mayor a los 40°API y por tener un alto factor de volumen de la formación.

Por otra parte, al igual que en los otros dos procesos de desplazamiento miscible, se prefieren formaciones delgadas y poco permeables con el fin de minimizar los efectos desfavorables de la segregación gravitacional de los fluidos en la eficiencia de barrido volumétrico.

V.3.2.7.-Variantes del Método.

V.3.2.7.A.- Inyección de Baches o Tapones de Alcohol.- Un rasgo característico común a todos los procesos antes descritos son las altas presiones que se requieren para lograr la miscibilidad entre agente desplazante y agente desplazado (por lo menos 1500 psi). Es por esta razón que dichas técnicas no pueden ser aplicadas en yacimientos superficiales. Por otro lado, la eficiencia de barrido volumétrico es pobre en todos los casos debido a los contrastes de movilidad entre el crudo, el solvente y el fluido que empuja o desplaza a este último.

Esto ha conducido a la búsqueda de métodos de desplazamiento miscible en donde el agua desplace el tapón de solvente. Así, se ha sugerido el uso de alcoholes pues estos son miscibles tanto con el crudo como con el agua.

La principal diferencia entre el uso de alcoholes y los procesos analizados inicialmente es que, en el primer caso, el agua de la formación sería removida por el alcohol lo cual no sucede en los demás procesos. Esto trae como consecuencia una dilución progresiva del tapón de alcohol la cual conduce con el paso del tiempo a la pérdida de la miscibilidad entre dicho tapón y el crudo tornándose el proceso, de esta manera, en una inyección convencional de agua.

Aunque este tipo de desplazamiento miscible no ha tenido una aplicación comercial debido al alto costo de los alcoholes, las ventajas del método son evidentes y se continúa por ello investigando al respecto.

V.3.2.7.B.- Preinyección de Agua.- La inyección de un solvente al

yacimiento da como resultado una absorción desigual del mismo en las diversas zonas o regiones de la formación debido a que éstas difieren a menudo en permeabilidad. Por desgracia la distribución del solvente determina la fracción del yacimiento que es barrida misciblemente. Es por ello que reduciendo el contraste de permeabilidades en las diferentes partes que componen la formación se consigue mejorar la eficiencia de barrido por desplazamiento miscible. Esto se consigue mediante la preinyección de agua.

Durante dicha operación, las zonas más permeables absorben más agua que las menos permeables, obteniéndose así una distribución más equitativa del solvente inyectado en forma posterior.

V.3.3.- Inyección de Gas Inerte.

V.3.3.1.- Antecedentes.- El gas natural ha sido inyectado con éxito en yacimientos de crudo por muchos años. En la mayoría de los casos el gas era inyectado para mantener la presión de la formación permaneciendo almacenado en ella al término de su explotación, para un uso futuro. Más adelante se observó la conveniencia de recuperar petróleo crudo por desplazamiento miscible. En particular para el proceso del gas pobre a alta presión y debido al costo del gas natural en progresivo incremento así como a su limitado suministro o disponibilidad, se ha promovido la búsqueda de un sustituto en dicha técnica. El gas inerte (ya sea nitrógeno puro o una mezcla en donde dicho gas predomina), constituye la alternativa que ha recibido mayor atención.

Aunque la implementación de la inyección del gas inerte representa una variante del proceso del gas pobre, se prefirió tratarla en forma independiente para hacer una descripción más completa de sus rasgos característicos.

V.3.3.2.- Principio de Operación.- A semejanza de los procesos de desplazamiento miscible con hidrocarburos, el objetivo fundamental del método es lograr la integración del gas inyectado y del crudo que se quiere recuperar en una sola fase, logrando con ello abatir las fuerzas capilares que ocasionan la retención del crudo en la formación, así como mejorar sensiblemente las propiedades de desplazamiento del petróleo.

En cuanto a los pasos que sigue el proceso, son exactamente los mismos que se observan en la inyección de gas pobre a alta presión por lo cual la utilización de gas inerte requiere también de múltiples contactos para alcanzar la miscibilidad con el petróleo crudo de la formación.

V.3.3.3.- Características del Equipo Principal.- Como en el caso de los procesos con hidrocarburos miscibles con el crudo, se requiere equipo de inyección apto para soportar altas presiones, instalaciones de compresión, medición y control similares, así como el equipo de tratamiento necesario para inyectar un gas con el menor contenido de O_2 , CO_2 y agua.

V.3.3.4.- Ventajas del Proceso:

- Si la mezcla de gas inerte es producto de la combustión de gas natural, ésta tendrá un volumen aproximadamente 7 veces mayor que el gas combustible que le dió origen; en muchas ocasiones no se dispone de dicho monto de gas natural para la recuperación mejorada de petróleo crudo.

- Si el desplazamiento es llevado a cabo a una presión suficientemente alta, en esencia todo el crudo contactado es recuperado.

- Si existe un casquete de gas en la formación, la inyección de gas inerte evitará la intrusión del crudo en dicho casquete.

- El gas que permanece en el yacimiento después de la explotación de este último es gas inerte más que gas natural susceptible de venta.

- Dependiendo de la presión y cantidad requeridas de gas así como de la ubicación del yacimiento, el costo del nitrógeno puede oscilar entre la cuarta parte y la mitad del gas natural.

V.3.3.5.- Desventajas del Proceso:

- Cuando se utilizan gases de escape de calderas y/o motores de combustión interna para el desplazamiento miscible la corrosión es, probablemente, la desventaja operacional más importante.

- El gas inerte invade rápidamente los pozos productores (relación de movilidades agente desplazante/agente desplazado desfavorable).

- El gas inerte obtenido en conjunción con el gas natural de la formación abate el poder calorífico de este último presentándose así un gran problema si dicho producto es vendido o utilizado como combustible en el mismo campo.

- El proceso no se puede aplicar a la mayoría de los yacimientos pues se limita a formaciones que contengan crudos ricos en componentes ligeros.

V.3.3.6.- Aplicaciones.- Se requiere, como se mencionó en el párrafo anterior, que el crudo que se desea recuperar sea rico en

componentes $C_2 - C_6$; este tipo de crudo por lo general tiene gravedades de 35-40°API y mayores.

La profundidad a la que se encuentra el estrato productivo debe ser suficiente para tener certeza de alcanzar la presión de miscibilidad sin causar fracturas en la formación.

Se prefieren yacimientos delgados y poco permeables al gas inyectado.

Como todos los métodos de recuperación de crudo, se desea que la formación sea lo más homogénea posible.

V.3.4.- Análisis de los Procesos de Desplazamiento Miscible.

Con el fin de efectuar una mejor selección del método idóneo de recuperación de crudo, conviene realizar una evaluación en conjunto, de las técnicas con fundamento en el desplazamiento miscible.

Hablando de una manera global, todos los procesos consiguen mejorar la recuperación de petróleo mediante la formación de un banco miscible con propiedades de desplazamiento más favorables. De igual manera todos carecen de una buena eficiencia de barrido debido a la inconveniente relación de movilidades agente desplazante/agente desplazado que prevalece en cada caso.

En lo referente a las presiones de inyección requeridas y a la aplicabilidad de los métodos, la inyección del CO_2 conlleva el menor requerimiento de presión y el rango de aplicación más amplio, en seguida el proceso del tapón miscible es el más favorecido; por último se tienen los procesos del gas enriquecido y del gas pobre (o gas inerte) a alta presión, mismos que se

aplican a un número limitado de yacimientos.

En cuanto al crudo que se desea recuperar, la totalidad de los procesos de desplazamiento miscible lo prefieren poco viscoso y con altas gravedades API.

Como una evidencia más palpable de los puntos de comparación entre las diversas técnicas, se presenta en seguida la tabla 4.

TABLA 4

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE. A A.P.
Aplicabilidad	Alta	Media	Baja	Muy Baja
Flexibilidad del Proceso (Ca- pacidad de Pro- ducción Varia- ble)	Alta	Alta	Alta	Alta
Existe Mante- nimiento y/o Restauración de Presión	No	No	No	No
Fuente de Energía Requerida	Gas natural o Energía Eléctrica	Gas natural o Energía Eléctrica	Gas natural o Energía Eléctrica	Gas natural o Energía Eléctrica

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE.A A.P.
Susceptible de Ser Aplicado Costafuera	Es Dificil	Es Dificil	Si	Si (4)
Tipos de Crudo a Recuperar Preferidos por la Técnica	Ligeros y poco viscosos	Ligeros y poco viscosos	Ligeros y poco viscosos	Ligeros y poco viscosos
Características Deseables de la Formación	Homogénea, delgada y poco permeable	Homogénea, delgada y poco permeable	Homogénea, delgada y poco permeable	Homogénea, delgada y poco permeable
Existe Limitación en Cuanto a Profundidad del Estrato Productivo (mínima)	Si, debido a que las altas presiones requeridas de inyección no deben exceder la presión de fractura del yacimiento. La profundidad debe ser mayor a 3000 pies.			
Existe Alteración de las Props. del Crudo a Recuperar	Si	Si	Si	Si

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE.A A.P.
Se Maneja un Fluido Matriz Impulsor o de Arrastre	Si	Si	Si	Si
Disponibilidad del Agente Desplazante	Por lo general es alta (1)	Por lo general es algo baja (1)	Por lo general es algo baja (1)	Por lo general es algo baja (1)
Puede Reciclar- se o Recircu- larse el Agente Impulsor o Removedor del Crudo	Si (4)	Parcial- mente (4)	Parcial- mente (4)	Parcial- mente (4)
El Agente Uti- lizado para la Remoción del Petróleo Re- quiere de Tra- tamiento Previo a su Inyección	Si	Si	Si	Si

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE. A A.P.
<p>Problemática para Determinar el Monto del Agente de Desplazamiento a Inyectar</p>	<p>Ninguna</p>	<p>Se presenta en gran medida</p>	<p>Se presenta en cierta medida</p>	<p>Ninguna</p>
<p>Presión de Inyección Requerida por Dicho Agente (psi)</p>	<p>1200 y mayores</p>	<p>1500 y mayores</p>	<p>1500 a 3000</p>	<p>3000 a 6000</p>
<p>Tipo de Miscibilidad</p>	<p>Por contactos múltiples</p>	<p>Al primer contacto</p>	<p>Por contactos múltiples</p>	<p>Por contactos múltiples</p>
<p>Involucra Transferencia de Masa del Crudo al Agente Desplazante o Viceversa</p>	<p>Si</p>	<p>No</p>	<p>Si</p>	<p>Si</p>

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE.A A.P.
El Frente Miscible se Regenera a Si Mismo al Perderse	Si	No	Si	Si
Se Mejora la Relación de Movilidades Agente Desplazante/Agente Desplazado	Si	Si	Si	Si
Eficiencia de Barrido	Baja	Baja	Baja	Baja
Eficiencia de Desplazamiento	Alta	Alta	Alta	Alta
Existen Riesgos de Seguridad	Si (altas presiones)	Si (altas presiones)	Si (altas presiones)	Si (altas presiones)
Se Presentan Problemas Importantes por Corrosión	Si	No	No	Si (caso del gas inerte y gases de combustión)

METODO CONCEPTO	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISC.	PROC. DEL GAS ENRIQ.	GAS POBRE O INTE. A A.P.
Se Manejan Gases Corrosivos y Peligrosos	Si	Si	Si	Si
Costo del Agente Miscible con el Crudo	(2)	Muy alto	Alto	Bajo (3)

Notas:

- 1) Depende de la localidad, se enfocó el panorama nacional.
- 2) Depende de la fuente de suministro y de la localización de la misma.
- 3) El costo del nitrógeno en la inyección del gas inerte puede oscilar entre la cuarta parte y la mitad del correspondiente al gas natural.
- 4) Depende de la infraestructura existente.

VI.- Sistemas de Recuperación Artificial.

(Sistemas Artificiales de Producción)

Cuando no existe suficiente energía natural en un yacimiento de petróleo crudo para que éste venza la presión en la superficie así como la presión hidrostática causada por la columna de líquido, los fluidos de la formación no podrán ser recuperados a menos que se implemente alguno de los sistemas de bombeo artificial.

En pocas palabras, los métodos artificiales de producción proporcionan energía adicional pozo abajo a los fluidos que se desean recuperar. Este suministro energético puede establecerse una vez agotada la energía propia del yacimiento con el objeto de reiniciar la producción del pozo o bien, de incrementar los flujos de crudo en los pozos productores.

La decisión de utilizar técnicas artificiales de producción está basada, como todo, en factores económicos. El costo del equipo requerido es alto mas puede ser compensado con el incremento en la producción.

Los principales métodos artificiales son:

- * Bombeo Neumático
- * Bombeo Mecánico
- * Bombeo Electrocentrifugo (Sumergible)
- * Bombeo Hidráulico

A continuación se presenta la descripción detallada de los métodos recién enunciados.

VI.1.- Bombeo Neumático.

VI.1.1.- Antecedentes.- La primera aplicación de gas comprimido en el bombeo artificial de crudo a la superficie fue realizada por Eaton, quien describió el uso del aire para llevar a cabo dicha operación en el Condado de Venango, Pennsylvania, en 1864. El principio consistía de un Tubo en "U" en el cual se introducía el aire. Este dispositivo estaba dispuesto de una manera tal que su extremo inferior quedaba dirigido hacia arriba por lo que el aire suministrado ingresaba a la tubería de producción del pozo.

Más tarde se utilizó la misma técnica en los campos de Baku (ahora Azerbaidjan) en 1899 y en California (E.U.A.) en 1909. Por otra parte, el bombeo de gas natural tuvo sus inicios en California en 1923.

VI.1.2.- Principio de Operación (Características del Equipo Principal).- El bombeo neumático es una técnica de bombeo artificial en la cual se transmite energía a la parte inferior del pozo en forma de gas comprimido.

El proceso (ver figura 15) requiere el bombeo de gas natural hacia abajo en el Anulo conformado por las tuberías de producción y de revestimiento. Dicha operación se lleva a cabo mediante la acción de un compresor (de desplazamiento positivo y con motores eléctricos o de combustión interna como actuadores generalmente) conduciendo el gas primeramente al Anulo descrito antes e inyectándolo a la tubería de producción de manera subsecuente por medio de válvulas de bombeo neumático. La expansión del gas, originada por la reducción de su presión conforme pasa a través de estos dispositivos de regulación, es aprovechada en el

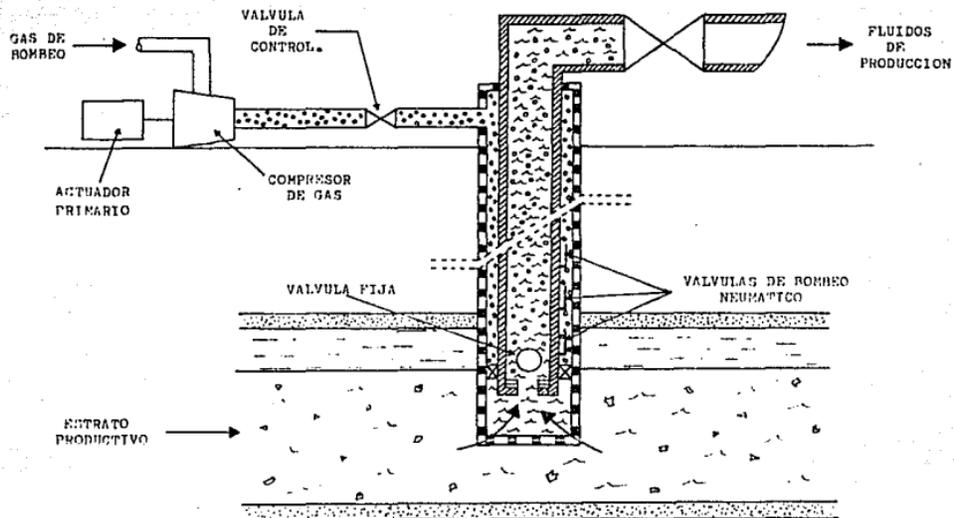


FIG. 15 : BOMBEO NEUMATICO

desplazamiento de los fluidos de producción hacia la superficie, ya sea por efecto de aligerar la columna de fluidos a vencer para llegar a ella o por la formación de un frente gaseoso de propulsión hacia arriba.

En el desarrollo que ha tenido esta técnica de bombeo artificial se observó que en formaciones de baja presión pozo abajo, la inclusión de gas a alta presión en el anulo tubería de producción-tubería de revestimiento provocaba una reducción en la productividad del pozo al actuar el gas en contra de los fluidos del yacimiento en forma directa. Este problema fue resuelto colocando un empacador o empaque entre las tuberías que delimitan el anulo, impidiendo así el contacto directo entre el gas y los fluidos de producción. Más adelante se hizo aún más satisfactoria dicha operación colocando una válvula fija en el fondo de la tubería de producción como suplemento al empaque. Todo esto dió origen a diversas configuraciones en la implementación del bombeo neumático (figura 16), mismas que se mencionan a continuación:

- Sistemas Abiertos.- No incluyen empaque ni válvula fija.
- Sistemas Semicerrados.- Consideran el empaque mas no la válvula fija.
- Sistemas Cerrados.- En ellos están comprendidos ambos dispositivos.

La figura 17 es una vista esquemática de la válvula subsuperficial utilizada para inyectar el gas en la tubería de producción. El domo de la válvula es cargado con gas a una presión determinada para causar la apertura del dispositivo regulador a una combinación específica de presiones, tanto de la tubería de producción como de la de revestimiento (anulo).

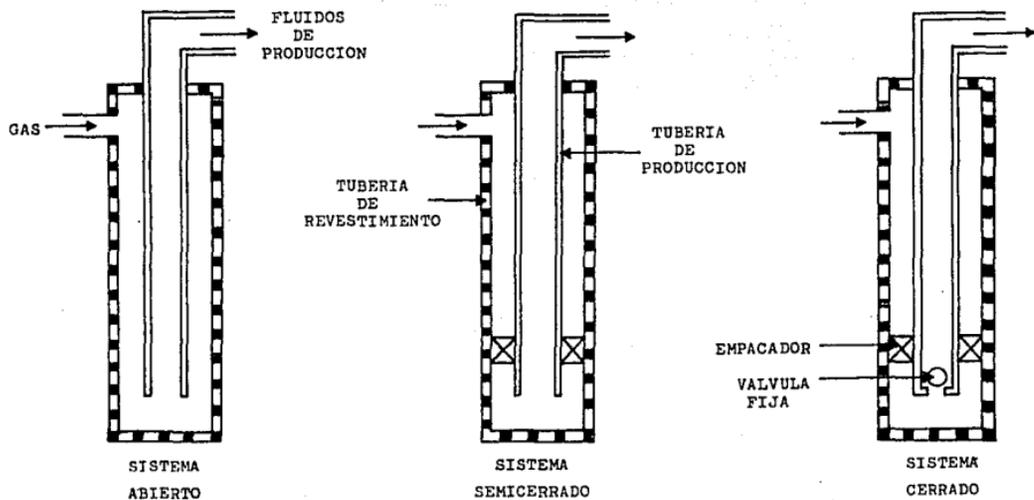
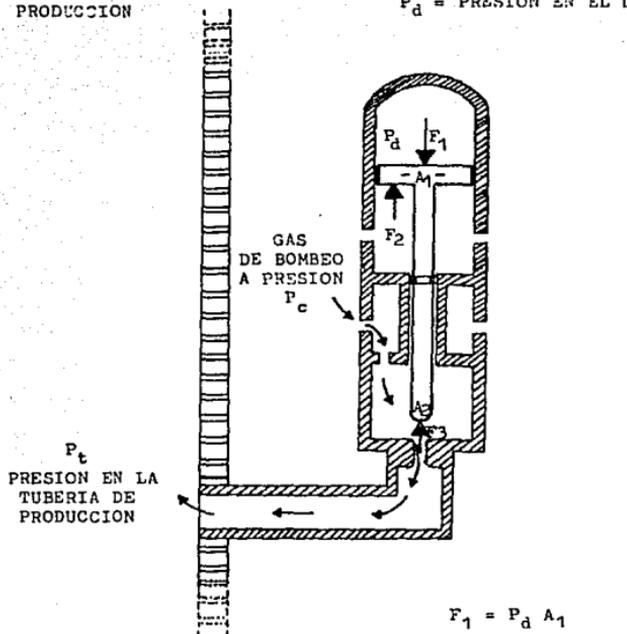


FIG. 16 : CONFIGURACIONES POSIBLES DEL EQUIPO EN BOMBEO NEUMATICO

TUBERIA DE
PRODUCCION

P_d = PRESION EN EL DOMO



$$F_1 = P_d A_1$$

$$F_2 = P_c (A_1 - A_2)$$

$$F_3 = P_t A_2$$

LA VALVULA ABRE CUANDO F_1 ES MAYOR A LA SUMA DE F_2 Y F_3

LA VALVULA CIERRA CUANDO LA SUMA DE F_2 Y F_3 ES MAYOR A F_1

FIG. 17 : VALVULA DE BOMBEO NEUMATICO
(SUBSUPERFICIAL)

Como se puede apreciar, la válvula abre cuando las fuerzas ejercidas por la presión de la tubería de producción y por la presión del gas inyectado, superan la presión del gas que está en el domo.

Este tipo de válvula es conocida como "válvula de bombeo neumático operada a presión" (bellows valve). Un diseño previo fue la válvula de presión diferencial la cual ha sido reemplazada por la anterior en la mayoría de las instalaciones.

Por otra parte, existen dos formas de aplicar el bombeo neumático en los pozos productores:

VI.1.2.A.- Bombeo Neumático Continuo.- El gas es introducido al Anulo y a la tubería de producción de manera permanente y con el objeto de aligerar la columna de fluidos a producir más que bombear o desplazar dichos fluidos.

El gas es suministrado al Anulo continuamente y las válvulas de bombeo neumático (cargadas con una baja presión en el domo) permiten su ingreso a la tubería de producción.

VI.1.2.B.- Bombeo Neumático Intermitente.- La presión natural del yacimiento impulsa los fluidos de la formación hacia el interior de la tubería de producción a través de la válvula fija. A intervalos de tiempo regulares determinados manual o automáticamente mediante un contador, la válvula superficial que regula la entrada del gas a la tubería de revestimiento abre; la presión del domo de las válvulas de b.n. operadas a presión es tal que abren totalmente permitiendo que un bache o tapón de gas sea inyectado en la parte inferior de la tubería de producción debajo de los fluidos que se encuentran en ella. Conforme la inyección de gas se efectúa, los fluidos de producción son desplazados por él y recuperados en la superficie.

En un momento determinado se detiene la inyección de gas cerrando la válvula superficial correspondiente. Simultáneamente la válvula fija, cerrada mientras el gas bombeaba los fluidos que se encontraban en la tubería de producción, abre ahora permitiendo nuevamente el ingreso de los fluidos de la formación a dicho compartimiento. El ciclo se repite tantas veces como sea necesario para evacuar tanto fluido como entra a la tubería de producción (ver figura 18).

Conviene señalar que el flujo de gas intermitente considera el inyectar el gas a una alta presión y con suficiente volumen, con el fin de desplazar los fluidos que se desean recuperar con una máxima velocidad para minimizar la aereación del bache de fluidos así como el retorno de líquidos al fondo de la tubería de producción.

Sea cual fuere el método aplicado, al comienzo de la etapa de bombeo artificial de un pozo productor o al reinicio de tal operación, a menudo los fluidos de la formación han invadido la tubería de revestimiento. Aunque los líquidos no dañan las válvulas de bombeo neumático, interfieren el funcionamiento de las mismas obstaculizando el desempeño del método. Es por esta razón que se requiere de la remoción previa de estos fluidos en lo que se conoce como "descarga del anulo".

El procedimiento se lleva a cabo mediante válvulas de bombeo neumático instaladas de manera independiente en la tubería de producción, con la finalidad única de realizar el desalojo de los fluidos de producción del espacio anular. Las válvulas se encuentran debidamente espaciadas a diferentes profundidades a lo largo de toda la tubería. La descarga empieza cuando la válvula

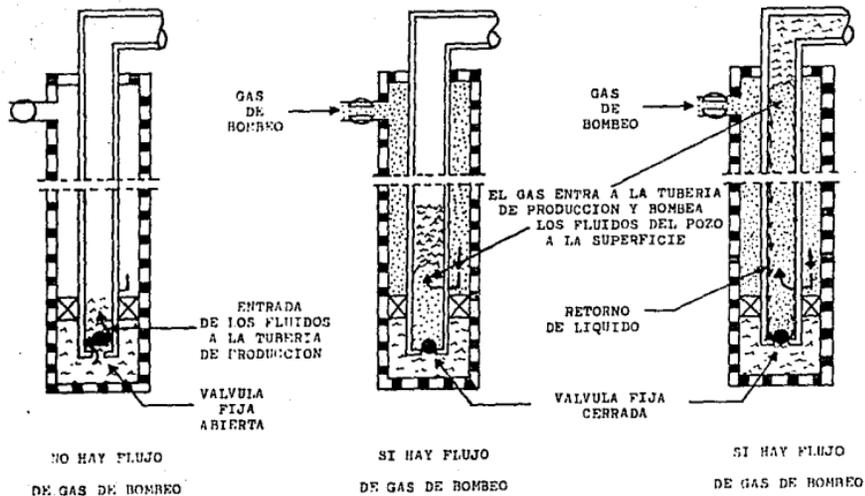


FIG. 18: BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

superior abre permitiendo la entrada de gas al anulo. El gas inyectado empuja el liquido hacia abajo y hacia el interior de la tubería de producción a través de la válvula, en seguida, el gas alcanzará la válvula inmediata inferior continuando así el proceso hasta lograr el desalojo total del anulo.

Puntualizando un poco más el equipo superficial requerido en el bombeo neumático, conviene describir brevemente el arreglo que tiene el cabezal de pozo. Generalmente cuenta con dos estranguladores, uno controla la presión del gas inyectado antes de que entre a la tubería de revestimiento y otro que regula la presión de los fluidos de la formación obtenidos ya como productos.

VI.1.3.- Ventajas del Proceso:

- Existe una baja cantidad de partes móviles en el pozo.
- La mayoría del equipo es superficial, razón por la cual las reparaciones y el mantenimiento son rápidos y fáciles de hacer. Por todas estas cualidades los paros no son frecuentes.
- Se pueden manejar grandes flujos de crudo (hasta 50 000 BPD con B.N. Continuo).
- Es posible un control automático y una operación centralizada.
- La limpieza del pozo rara vez es necesaria.
- Se puede aplicar en pozos no totalmente rectos.
- Puede manejar grandes volúmenes de sólidos sin mayor problema.
- Ofrece flexibilidad, conforme declina la producción del pozo puede ser convertido fácilmente a bombeo por émbolo o a bombeo de cámara (variantes del proceso que se describirán más adelante).
- Es aplicable costafuera.

VI.1.4.- Desventajas del Proceso:

- Requiere gran inversión capital pues se requieren: equipo de compresión, plantas deshidratadora y endulzadora así como una red de gasoductos.
- Existen problemas de emulsionamiento por la presencia de crudo y agua.
- El gas de bombeo no siempre está disponible.
- El método no es eficiente en el bombeo de pequeñas cantidades de crudo.
- Se presentan problemas por congelamiento del gas y formación de hidratos.
- Existen riesgos de seguridad por el manejo del gas a alta presión.
- La relativamente alta contrapresión puede restringir la producción del pozo, problemática que se agrava al aumentar la profundidad del pozo y al disminuir la presión estática de fondo.
- El bombeo se torna difícil cuando se manejan crudos pesados y/o viscosos.
- Existen problemas de corrosión por lo que se requiere dar tratamiento al gas de bombeo.

VI.1.5.- Aplicaciones.- El bombeo neumático se utiliza por lo general cuando la presión de la formación es alta todavía y cuando se dispone de un volumen significativo del gas. Por otra parte, el método tiene aplicación en proyectos de inyección de agua dónde se mantienen altas las presiones pozo abajo artificialmente.

Existen cuatro categorías de pozos considerados en la aplicación del método así como de la configuración más adecuada

del mismo pero antes, es conveniente puntualizar dos conceptos:

- Presión Pozo Abajo.- Es la presión a la cual fluyen los fluidos en el fondo del pozo. Altas presiones pozo abajo soportarán o serán capaces de bombear una columna de fluido del 70% de la profundidad del pozo y bajas presiones menos del 40% de dicha profundidad.
- Índice de Productividad.- Es la relación del flujo de producción del pozo entre la diferencia de la presión pozo abajo y la presión estática de fondo característica de la formación intervenida; por lo general se expresa en bbl/día/psi. A menos que se especifique de otra manera, el índice de productividad considera el flujo global de líquidos (crudo+agua). Los pozos con un índice de 0.5 o menor son clasificados como pozos de baja productividad.

Una vez expuestos estos conceptos se enuncian a continuación las 4 categorías mencionadas anteriormente:

- Pozos con alta productividad y alta presión pozo abajo: diseñados generalmente como sistemas semicerrados con flujo continuo de gas.
- Pozos de baja productividad y alta presión pozo abajo: diseñados como sistemas semicerrados con flujo intermitente de gas.
- Pozos de alta o baja productividad y una baja presión pozo abajo: diseñados por lo regular como sistemas cerrados con flujo intermitente de gas.

En lo referente a los fluidos bombeados, se prefieren poco viscosos, con gravedades mayores a 15°API.

Por otro lado, la aplicabilidad del método está limitada en

profundidad sobretodo por la presión de inyección requerida por el gas de bombeo. Actualmente hay pozos operando a presiones de 300 a 3000 psi, sin embargo, la mayoría de las válvulas de bombeo neumático muestran poca vida útil a presiones de trabajo mayores a 1500 psi así como también un desempeño inferior al óptimo.

El bombeo neumático continuo se recomienda para pozos superficiales de menos de 5000 pies de profundidad aunque se han logrado profundidades de inyección de hasta 12000 pies; el bombeo neumático intermitente ha sido utilizado hasta la última profundidad mencionada aunque con un alto retorno de líquidos lo cual se traduce en una baja eficiencia de bombeo.

VI.1.6.- Variantes del Método.

VI.1.6.A.- Bombeo por Embolo (Viajero).- Consiste en colocar un pistón o embolo de acero (que incluye una válvula sencilla) en la tubería de producción. En el fondo de esta última existe un asiento amortiguador al cual tiene una abertura por la cual pasan los fluidos de la formación hacia el interior de la misma tubería.

Cuando el embolo cae y se posa encima de este asiento, se cierra la válvula localizada en él por lo que el desplazamiento de los fluidos de la formación a la tubería de producción es bloqueado; esto provoca que dichos fluidos invadan el anulo formado por las tuberías de producción y de revestimiento. Como consecuencia, se produce un incremento en la presión pozo abajo y cuando ésta alcanza un valor mayor que las presiones tanto del embolo como de los fluidos que se encuentran arriba de él, ocasiona que el pistón comience a subir, bombeando de esta manera

los fluidos que se desea producir, hacia la superficie.

En el extremo superior de la tubería mencionada se localiza un resorte o amortiguador de caucho.

Cuando el émbolo ascendente golpea este amortiguador, la válvula del pistón se abre, la presión inferior es liberada a la línea de flujo y el émbolo comienza a descender para iniciar un nuevo ciclo permitiendo a su vez, el paso a través de él de los fluidos a recuperar.

Como se puede ver, para el desempeño natural de esta técnica alternativa, se requiere que el sistema de producción sea abierto, con ausencia de empacador; de otra forma, los fluidos del yacimiento nunca podrían ingresar al Anulo descrito antes (ver figura 19).

Sin embargo, si un pozo no produce con una relación gas/aceite suficiente para que el ciclo del pistón se lleve a cabo por sí solo, se requerirá la inyección intermitente de gas en el espacio anular. Debe existir sincronización entre la inyección del gas y el movimiento del émbolo de tal forma que el gas comience a ser inyectado en el momento en que el émbolo se asienta en el fondo de la tubería de producción y termine de serlo en el instante en que el pistón golpea el resorte/amortiguador en la superficie.

Las ventajas que ofrece el manejo de un pistón son las siguientes:

- Es un método adecuado para operaciones de desalojo de líquidos en pozos de gas.
- La vida fluyente del pozo es prolongada.

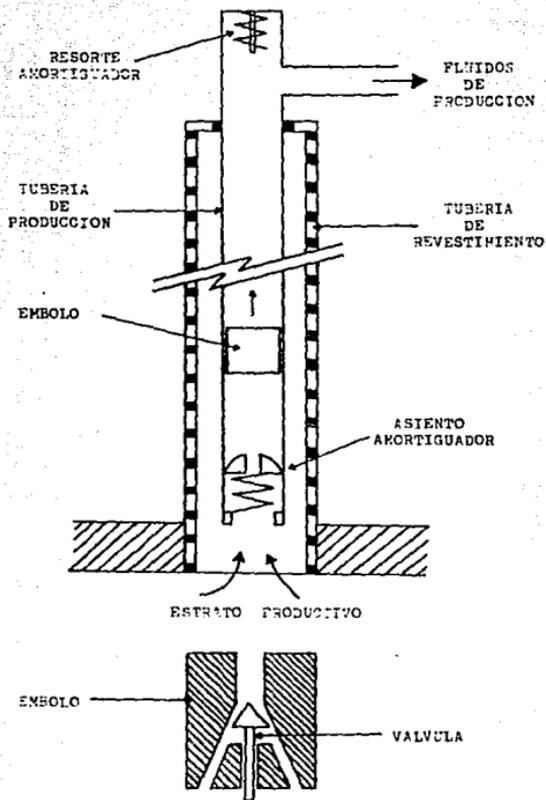


FIG. 19 : BOMBEO POR EMBOLO

- El pistón o émbolo libre mantiene el pozo limpio, libre de depósitos de parafina.
- El método puede operar en pozos que no han sido perforados en línea recta.
- Todos los controles son superficiales.

Además, la adición de un pistón libre a un sistema de bombeo neumático exhibe los siguientes beneficios:

- Se eliminan las canalizaciones del gas a través de los fluidos a recuperar así como el retorno de los mismos durante el bombeo.
- Disminuyen las relaciones de gas inyectado por barril de crudo recuperado debido a que ahora existe una interfase sólida entre el gas y los fluidos del yacimiento.
- Se pueden manejar menores presiones de inyección pues ahora se conoce el volumen de los fluidos que son bombeados en un ciclo así como la cabeza hidrostática a vencer que éstos representan.

Como aspecto desfavorable, la presencia de sólidos puede ocasionar que el émbolo se pegue lo cual traería como consecuencia pérdidas de producción y realización de trabajos de reparación bajo condiciones peligrosas.

El bombeo por émbolo no tiene limitación en profundidad, existen algunos instalados hasta a 11 000 pies por debajo de la superficie.

Es aplicable a pozos con poca productividad (índice menor a 0.5 bbl/día/psi) y con altas relaciones gas/aceite. También se incluyen los pozos que presentan depósitos de parafina o formación de emulsiones pozo abajo. Para obtener mejores resultados se prefieren crudos con gravedades superiores a

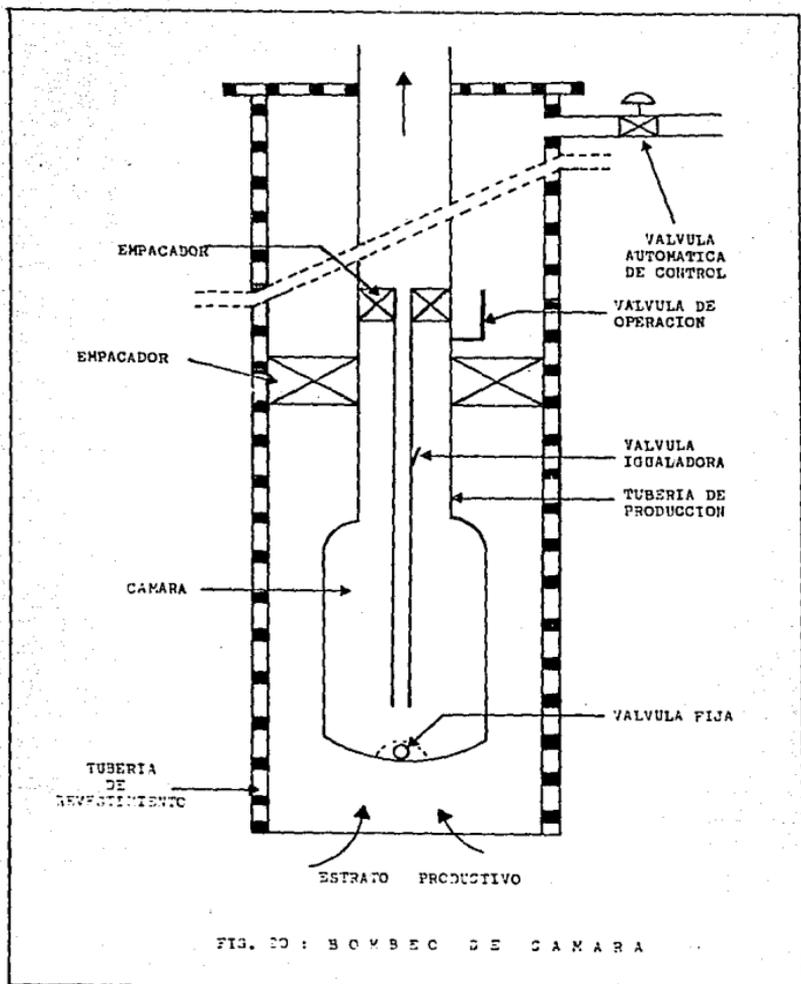
VI.1.6.B.- Bombeo de Cámara.- En este caso el ciclo de operación comprende, sobre la base de la figura 20, lo siguiente:

- Cuando la válvula de control (en la superficie) está cerrada, los fluidos del yacimiento pasan al interior de la cámara a través de la abertura de la válvula fija, al mismo tiempo, la válvula igualadora o de compensación permite que los niveles de fluido se equiparen tanto en la cámara como en el interior del tubo que la comunica con la tubería de producción. Conforme más fluidos entran a la cámara, mayor se hace la contrapresión ejercida por ellos contra la formación por lo que la producción de ésta decrece de manera progresiva.

En un determinado momento la válvula de control abre y el gas es inyectado en el espacio anular, la presión en la tubería de revestimiento se incrementa hasta alcanzar un nivel en el cual la válvula de operación abre permitiendo el paso del gas a la cámara. Esto provoca que las válvulas fija e igualadora cierren debido a la presión diferencial, empujando el gas los fluidos que se encuentran en la cámara, hacia abajo, hacia el interior del tubo que comunica dicho compartimiento con la tubería de producción y hacia la superficie en forma subsecuente.

- En un instante específico, la válvula superficial de control cierra, disminuye la presión en la tubería de revestimiento y la válvula de operación cierra tan pronto como el tapón o bache de líquidos ha alcanzado la superficie o inmediatamente después.

El bombeo de cámara exhibe una eficiencia (flujo de producción real dividido entre el flujo potencial del pozo) del 70% o más,



para pozos de muy bajo índice de productividad (menos de 0.05 bbl/día/psi) con bajo retorno de líquidos, del 60 al 70% cuando imperan índices de productividad muy bajos y alto retorno de líquidos, y menor al 50% en pozos con baja presión pozo abajo y alto retorno de líquidos e igualmente si se tienen mayores índices de productividad (0.2 bbl/día/psi).

VI.2.- Bombeo Mecánico.

De acuerdo a una fuente y como punto de referencia, existen en los Estados Unidos aproximadamente 574 000 pozos productores. De los 506 000 pozos con bombeo artificial, la gran mayoría (80 a 85%) tienen implementado el bombeo mecánico en sus operaciones de producción.

VI.2.1.- Principio de Operación (Características del Equipo Principal).- El bombeo mecánico consiste de una unidad superficial de bombeo la cual hace ascender y descender alternadamente un conjunto de varillas las cuales, a su vez, operan una bomba de desplazamiento positivo por debajo de la superficie, esta última es la que realiza de manera directa el bombeo artificial de los fluidos del yacimiento.

La unidad de bombeo en la superficie consta de varios componentes. En primer lugar se tiene el actuador primario que es el que provee la potencia para que todo el sistema funcione; puede estar representado por un motor eléctrico (motor de inducción de jaula de ardilla) o por un motor de combustión interna (con gas natural como combustible preferentemente, ya que también puede utilizar gasolina, diesel o L.P.G.).

El movimiento rotacional (la torca) proporcionado por el actuador primario es transmitido en primer término a un conjunto de engranes reductores de la velocidad, por medio de una banda en "V". En seguida, el grupo de engranes transfiere el movimiento recibido al balancín mediante un cigueñal, la manivela y el brazo o biela. Conviene hacer notar que en este paso, el movimiento giratorio original del actuador primario es modificado tornándose ahora en un movimiento recíprocante al ocasionar el movimiento alterno de ascenso y descenso de los extremos del balancín respecto a su punto de apoyo (Poste Maestro) debido a la disposición de los elementos mencionados, misma que se aprecia en la figura 21.

Como parte integral del equipo de bombeo en la superficie, se incluye la varilla pulida, sujeta a la cabeza del caballo en el extremo del balancín mediante cables y la barra portavarillas. La varilla pulida o lisa transmite el movimiento recíprocante del balancín a la bomba subsuperficial que se encuentra pozo abajo, a través de una sarta o conjunto de varillas rígidas (hechas de aleaciones de acero). Otra función importante de la varilla lisa es proveer, en conjunción con la caja de estóperos, un sello entre la presión existente en la tubería de producción y la presión atmosférica con el fin de mantener tanto los líquidos como los gases en el interior de dicha tubería desalojándolos a través de una "T" implementada en el sistema (ver figura 22).

Por otra parte, la unidad de bombeo en la superficie representa también el principal medio de apoyo y soporte del peso de la sarta de varillas así como de los fluidos que se encuentran

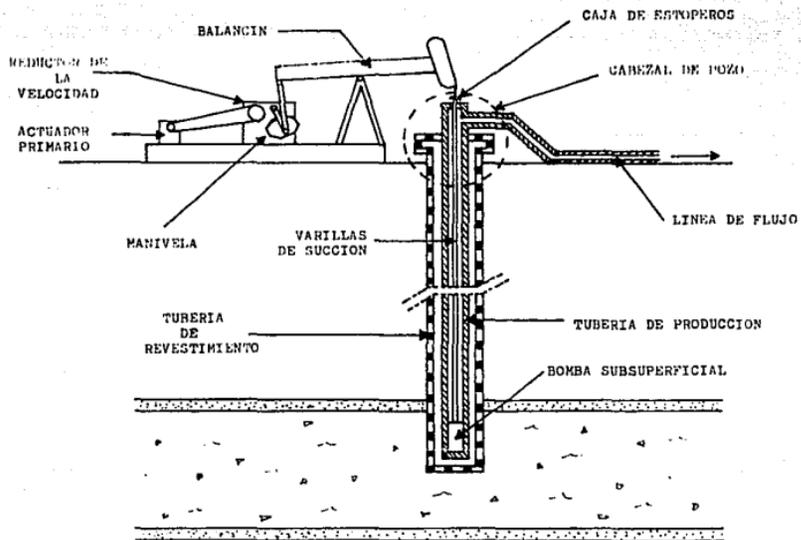


FIG. 21 : BOMBEO MECANICO

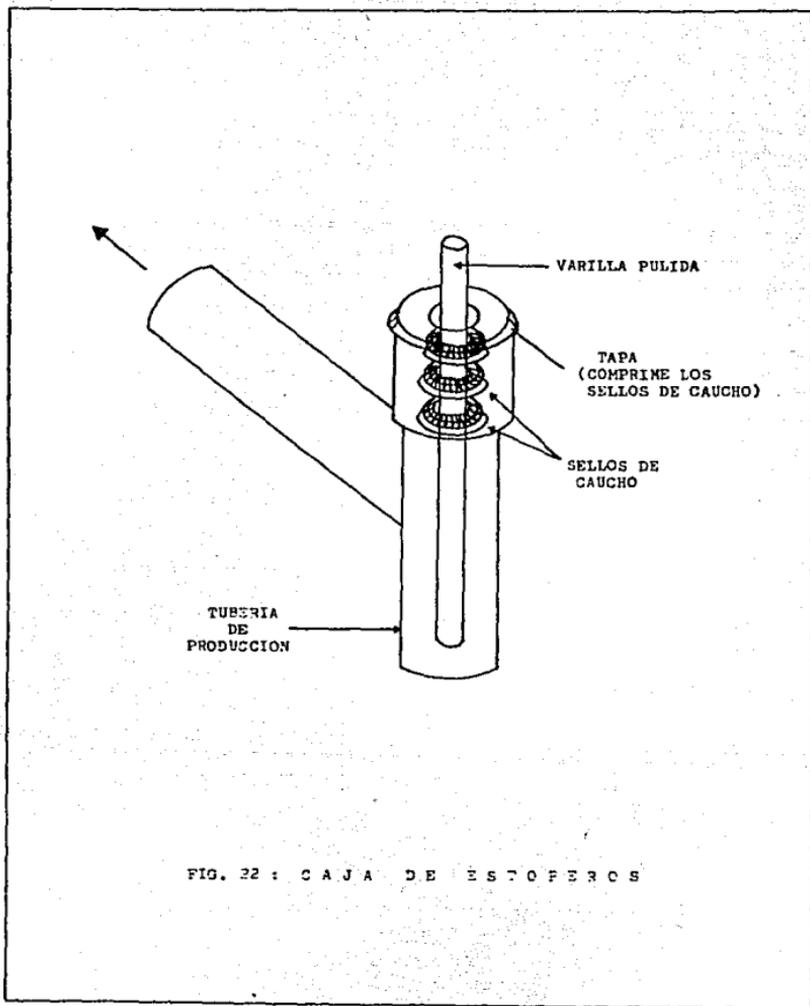


FIG. 22 : C A J A D E E S T O F E R O S

en la tubería de producción. Es por ello que, además de las partes ya descritas, comprende también un sistema de contrapesos (ver figura 23), el cual puede ser de diversos tipos: mecánico, hidráulico y neumático o de balanceo por aire a presión. La gran diversidad de estos sistemas de contrapeso proporciona un gran número de configuraciones posibles a la unidad de bombeo en la superficie mas el principio de operación de la misma permanece en cada caso.

Continuando con la descripción del sistema, en la figura 24 se muestran los componentes de la bomba subsuperficial que se encuentra pozo abajo, en el extremo inferior de la sarta de varillas que la comunican con el equipo en la superficie.

En particular, la configuración presentada es conocida como "bomba de barril estacionario" pues el barril o cilindro de la bomba permanece fijo mientras el émbolo se mueve en su interior.

Conforme las varillas (accionadas por el equipo en la superficie) impulsan el émbolo a ascender (carrera o recorrido del émbolo hacia arriba), la cabeza causada por el peso de la columna del líquido que se encuentra en la tubería de producción, ocasiona el cierre de la válvula viajera (válvula de bola y asiento similar a la utilizada en el bombeo neumático). A medida que el émbolo continúa su movimiento ascendente, disminuye la presión existente en el barril (por debajo de la válvula viajera), por lo que la presión ejercida pozo abajo por la formación, abre la válvula fija (similar a la viajera) localizada en la parte inferior de la bomba, permitiendo el ingreso de los fluidos de producción a la misma.

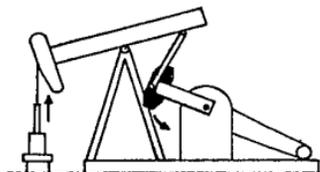
Cuando el conjunto de varillas comienza a descender (carrera o

CUANDO EL EMBOLO TIENE MOVIMIENTO
DESCENDENTE, EL PESO DE LAS
VARILLAS AYUDA AL MOTOR A
LEVANTAR LOS CONTRAPESOS



CARRERA DEL EMBOLO HACIA
ABAJO

CUANDO EL EMBOLO TIENE MOVIMIENTO
ASCENDENTE, LOS CONTRAPESOS
AYUDAN AL MOTOR A LEVANTAR
LAS VARILLAS



CARRERA DEL EMBOLO HACIA
ARRIBA

FIG. 23 : CONTRAPESOS EN BOMBEO MECANICO

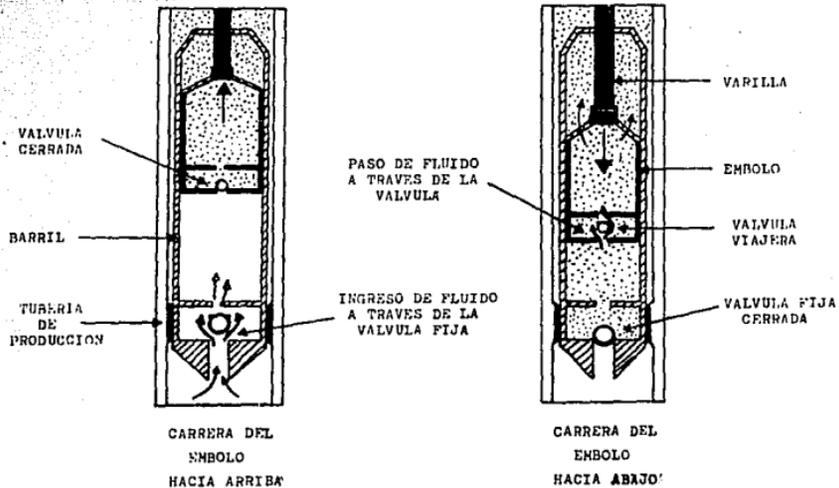


FIG. 24 : VALVULA SUBSUPERFICIAL

recorrido del émbolo hacia abajo), se incrementa gradualmente la presión entre la válvula fija y la válvula viajera cerrándose inmediatamente la primera de ellas. Conforme progresa el movimiento del émbolo hacia abajo la presión entre ambas válvulas crece más y más hasta alcanzar una magnitud tal, que excede el peso de la columna hidrostática soportada, abriendo la válvula viajera y permitiendo el paso de los fluidos que se encontraban en el espacio entre válvulas, por encima de la misma. Esta porción de fluidos es bombeada en la siguiente carrera del émbolo o pistón y, de esta manera, ciclo tras ciclo, los fluidos del yacimiento son bombeados a la tubería de producción en primer lugar y a la superficie de manera posterior.

Es conveniente señalar que, al igual que hay varios tipos de sistemas de balanceo o contrapeso del balancín, existen también varios tipos de bombas subsuperficiales así como de configuraciones de las mismas dentro de su clase, mas el principio en el que se basa la operación de todas ellas es el mismo.

Finalmente, a menudo se dispone instalar segregadores de gas y de lodos (sólidos, partículas) por debajo de la bomba subsuperficial ya que ambos provocan operaciones anormales de ésta así como también el abatimiento de su eficiencia.

VI.2.2.- Ventajas del Proceso:

- El diseño es relativamente simple.
- Los sistemas de bombeo pueden ser transferidos a otros pozos para su utilización con un costo mínimo.
- Eficiente, simple y fácil de operar por el personal de campo.

- Aplicable en pozos con agujero de diámetro reducido.
- El sistema es venteado naturalmente para efectuar la separación del gas y las mediciones del nivel de los fluidos de producción.
- Ofrece flexibilidad en lo relativo a flujos de bombeo (capacidad ajustable).
- Puede bombear crudos que se encuentren a alta temperatura así como también fluidos viscosos.
- Puede utilizar gas o electricidad como fuente de poder.
- Los tratamientos anticorrosivos y anti-incrustantes son fáciles de llevar a cabo.
- Se dispone de sistemas de magnitudes diversas.

VI.2.3.- Desventajas del Proceso:

- Las perforaciones no rectas ocasionan problemas de fricción.
- La alta producción de sólidos es un inconveniente.
- Los pozos con mucho gas por lo general reducen la eficiencia de bombeo.
- Limitado por la capacidad de las varillas.
- Pesado y voluminoso en operaciones costafuera.
- La tubería de producción no puede ser recubierta en prevención contra la corrosión.
- Existen limitaciones en el diseño de la bomba subsuperficial en pozos con tubería de revestimiento de diámetro pequeño.

VI.2.4.- Aplicaciones.- Estos sistemas pueden ser utilizados en la mayoría de los pozos. La profundidad máxima de aplicación aceptada generalmente era de 7 000 - 8 000 pies. Hoy en día, con las mejoras en los materiales y en los métodos de diseño, dicho límite se ha extendido hasta los 10 000 pies.

VI.3.- Bombeo Electrocentrifugo (Sumergible).

VI.3.1.- Principio de Operación (Características del Equipo Principal).- El sistema contempla el bombeo de los fluidos del yacimiento mediante una unidad de bombeo electrocentrifugo sumergida en dichos fluidos en el interior de la tubería de revestimiento y sujeta a la tubería de producción.

La unidad de bombeo consta de varios componentes; en primer lugar, el motor eléctrico es el encargado de accionar la bomba centrífuga, acoplada por encima de él (ver figura 25) con el objeto de que los fluidos de la formación, en su paso ascendente hacia la superficie, remuevan y disipen el calor generado por el motor. El motor eléctrico utilizado es trifásico y de inducción tipo jaula de ardilla. El suministro de energía eléctrica le es proporcionado mediante un cable, del cual se hablará más adelante. Se acostumbra utilizar motores grandes, de 50 HP's o más y, con el objeto de requerir un cable de diámetro pequeño, éste es diseñado para operar con altos voltajes (del orden de 1000 volts). Además, se requiere lubricación especial pues las temperaturas de trabajo son de cientos de grados fahrenheit, temperatura que adelgazaría los lubricantes comunes.

Debido a los altos voltajes y a los requerimientos especiales de lubricación, los motores son sellados en su totalidad contra la entrada de cualquier fluido.

Entre el motor y la bomba se encuentra invariablemente la sección de sello y, en ocasiones, un separador de gas. La sección de sello provee un medio por el cual el eje del motor acciona la bomba previniendo la entrada de líquidos al mismo tiempo.

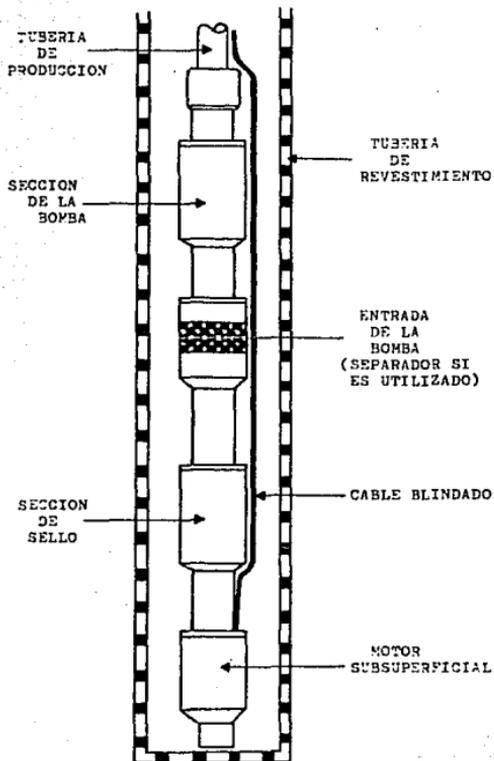


FIG. 25 : BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO

Adicionalmente, permite que la presión del aceite en el interior del motor sea la misma que fuera de él, razón por la cual se minimiza la tendencia de los fluidos del pozo a entrar al motor.

El separador de gas es similar al utilizado pozo abajo en el bombeo mecánico; el fluido es forzado a seguir una ruta en forma de serpentina, el gas es segregado y abandona el separador mientras que el líquido pasa a través del mismo y continúa su camino hacia la entrada de la bomba.

Como una alternativa para la segregación del gas del líquido, se puede favorecer dicha separación determinando la profundidad a la cual se debe colocar la unidad de bombeo electrocentrifugo para que el gas fluya preferentemente por el espacio anular mencionado antes.

La bomba consiste de muchos impulsores individuales sujetos a un solo eje. Cada etapa (impulsor) de la bomba sumergible añade una pequeña presión a la corriente de líquido; una vez que el fluido ha pasado de la parte inferior de la bomba a la parte superior, su presión ha rebasado la cabeza hidrostática a vencer, para llegar a la superficie. Los impulsores de la parte inferior están diseñados para baja presión de succión mientras que los superiores operan a altas presiones de succión y descarga. Cuando se prevé el bombeo de gas en conjunción con el crudo, los elementos inferiores (conocidos como etapas de compresión), incrementan la presión del gas y del líquido rápidamente para que el primero se disuelva en el segundo; las etapas superiores están diseñadas para el bombeo de líquidos compresibles.

Por otra parte, el cable utilizado para suministrar la energía eléctrica al motor es un cable blindado con excelentes cualidades

de aislamiento así como de resistencia a la corrosión. Además, el cable está cubierto con armaduras de acero para prevenir posibles daños mecánicos.

Uno de los extremos del cable es acoplado a través de una boquilla especial, en la entrada del motor y el otro sale a la superficie a través de una boquilla de servicio que comunica ésta con el espacio anular existente entre las tuberías de producción y de revestimiento, en el cual se encuentra tendida la conexión.

Aunado a lo anterior, muchos pozos se encuentran equipados con estranguladores u otros dispositivos de control para regular el flujo de fluidos en la tubería de producción.

VI.3.2.- Ventajas del Proceso:

- Puede bombear volúmenes extremadamente altos (hasta 20 000 BPD en pozos superficiales con una tubería de revestimiento grande).
- Su operación es simple.
- No presenta problemas en pozos que no fueron perforados en línea recta.
- Aplicable costafuera.
- Los tratamientos contra la corrosión y la incrustación son fáciles de llevar a cabo.
- Se dispone de unidades de bombeo electrocentrifugo de diferentes tamaños.
- El costo de bombeo para altos volúmenes por lo general es muy bajo.
- La unidad de bombeo subsuperficial no requiere de anclajes o de empaques para su fijación en el pozo.
- La unidad mencionada puede usarse para el bombeo artificial de los fluidos de la formación como ya se ha descrito, mas en

posición invertida puede ser empleada también como bomba de inyección.

VI.3.3.- Desventajas del Proceso:

- Sólo es aplicable con energía eléctrica.
- Involucra el manejo de altos voltajes.
- El método es impráctico para el bombeo de pequeños volúmenes así como también en la explotación de yacimientos superficiales.
- Es costoso alterar el equipo con el fin de ajustar la capacidad de bombeo en caso de que la producción del yacimiento decline.
- El cable se deteriora a altas temperaturas y puede ocasionar muchos problemas.
- La producción de gas y sólidos en conjunto con el crudo es inconveniente.
- El sistema limita su aplicación a los 10 000 pies de profundidad debido al costo del cable y a la incapacidad de suministrar suficiente potencia pozo abajo.
- El sistema está limitado por el tamaño de la tubería de revestimiento.
- Se tienen tiempos muertos mayores cuando se presentan averías o funcionamientos inadecuados en la unidad de bombeo.
- La eficiencia de la bomba centrífuga es menor que la de una bomba de desplazamiento positivo debido a que en la primera una parte del líquido resbala de los impulsores.

VI.3.4.- Aplicaciones.- Las unidades electrocentrifugas subsuperficiales, son particularmente efectivas en el bombeo de grandes volúmenes de fluido, se prefieren altas profundidades (hasta 10 000 pies) así como estratos productivos con altas relaciones gas/aceite.

VI.4.- Bombeo Hidráulico.

La utilización de los sistemas hidráulicos para el bombeo artificial de petróleo data de los años cuarentas. Sin embargo, merecen la reputación de ser los más caros en términos de costos de mantenimiento por fallas frecuentes de las bombas.

Más tarde, el uso de estos sistemas se incrementó hasta mediados de la década pasada y aún hoy en día, existen todavía pozos en los que es conveniente la implementación del bombeo hidráulico.

VI.4.1.- Principio de Operación (Características del Equipo Principal).- El principio en el que se basan los equipos de bombeo hidráulico guarda una estrecha similitud con el bombeo mecánico en lo que respecta a la bomba subsuperficial pues ésta puede ser idéntica. La diferencia existente entre ambos métodos estriba en los medios y/o mecanismos de los cuales se vale cada uno de ellos, para proporcionar a la bomba el movimiento recíprocante que ésta requiere.

Como ya fue descrito antes, el bombeo mecánico hace uso de una unidad de bombeo en la superficie y de una sarta de varillas como medio de transmisión del movimiento producido por ésta para operar la bomba subsuperficial. En el caso de los sistemas hidráulicos, el motor o actuador primario que acciona la bomba se encuentra acoplado a ella por debajo de la superficie (ver figura 26). Como se puede apreciar, el funcionamiento del motor obedece a la inyección en la superficie de un fluido motriz a alta presión y a la conveniente conducción de éste a través del primero. Durante la carrera del émbolo hacia arriba, el fluido

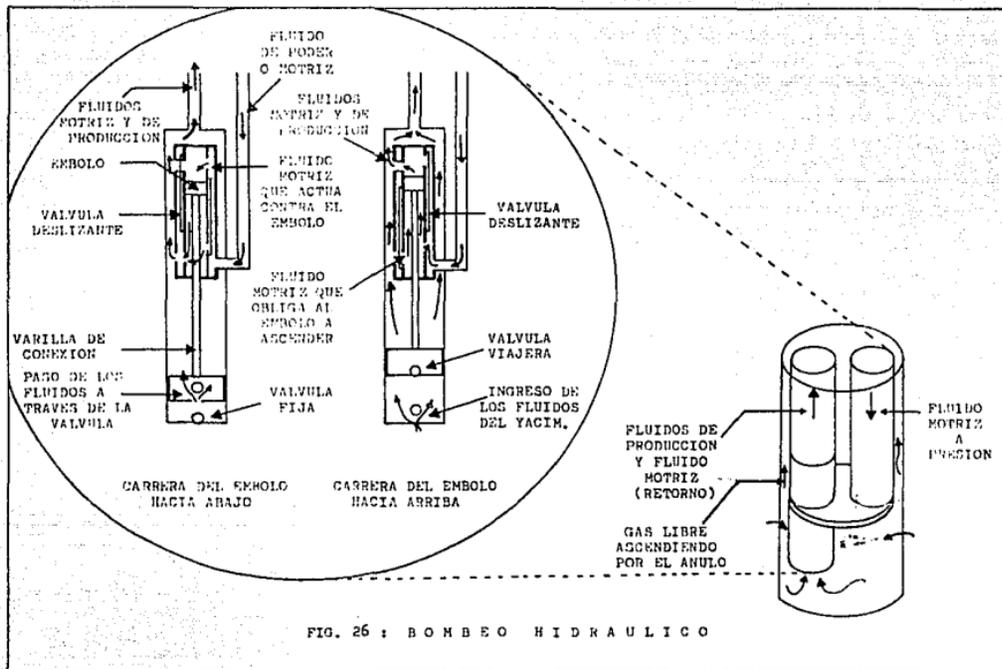


FIG. 26 : BOMBEO HIDRAULICO

motriz es guiado por debajo del émbolo del motor ejerciendo una fuerza contra la sección transversal del mismo obligándolo a ascender. En este momento la varilla de conexión se mueve hacia arriba también y la cabeza causada por el peso de la columna de fluidos que se encuentran por encima de la bomba, ocasiona el cierre de la válvula viajera de la misma. A medida que el émbolo del motor continúa su movimiento ascendente, disminuye la presión existente por debajo de la válvula viajera hasta un punto en el que la presión pozo abajo del yacimiento es mayor a ella, permitiéndose en ese instante el paso de los fluidos de la formación a la bomba al abrir la válvula fija. Cuando el émbolo del motor alcanza su posición más alta, la válvula deslizante cambia de posición conduciendo el fluido motriz por encima del émbolo obligándolo a moverse hacia abajo y a transmitir este movimiento a la varilla que acciona la bomba (varilla de conexión). Conforme se realiza la carrera descendente del émbolo se incrementa gradualmente la presión entre las válvulas fija y viajera cerrándose inmediatamente la primera de ellas. A medida que progresa el movimiento del émbolo hacia abajo la presión entre ambas válvulas crece más y más hasta alcanzar una magnitud tal que excede el peso de la columna hidrostática soportada, abriendo la válvula viajera y permitiendo el paso de los fluidos que se encontraban en el espacio entre válvulas, por encima de la misma. Esta porción de fluidos es bombeada a la superficie en conjunción con una parte del fluido motriz, en el siguiente ciclo del sistema motor-bomba.

El motor hidráulico opera con carreras cortas, de algunas

puñadas y es por ello que, para obtener los flujos de bombeo deseados, el motor debe trabajar a altas velocidades (de 50 a 100 carreras por minuto). El motor y la bomba están hechos de partes de acero finamente maquinadas y con tolerancias pequeñas para objeto de sello.

El fluido matriz está constituido preferentemente por petróleo crudo ligeramente compresible o incompresible. El agua puede desempeñar también tal papel mas su empleo es restringido debido a que la corrosión y el daño que causa a los equipos son más severos. Debido a la precisión de las partes que componen el motor, el fluido matriz debe estar completamente limpio y libre de sólidos y de gas; para ello se encuentra dispuesto un equipo de acondicionamiento en la superficie, mismo que consiste fundamentalmente de un recipiente acumulador, de un ciclón para separar el gas, de bombas de inyección (de desplazamiento positivo) y de sistemas de medición y control. Además, es necesario instalar recipientes para separar el crudo del agua pues aunque uno u otro pueden ser utilizados como fluido de poder, la mezcla de ambos no es aceptable en las operaciones de producción.

VI.4.2.- Ventajas del Proceso:

- No existe limitación en cuanto a profundidad, se han instalado sistemas hasta los 18 000 pies .
- Los pozos que no han sido perforados en línea recta presentan problemas mínimos.
- Existe flexibilidad de operación, se puede ajustar el sistema cuando la producción del pozo declina.

- Pueden utilizarse gas o electricidad como fuente de poder.
- El método es aplicable en operaciones costafuera.
- El mezclado del fluido motriz con crudos cerosos y/o viscosos puede dar como resultado un fluido cuyo bombeo a la superficie sea más fácil.
- Los inhibidores de corrosión, solventes de parafina y otros aditivos pueden ser mezclados con el fluido motriz llegando, de esta manera, a todas las partes del motor.

VI.4.3.- Desventajas del Proceso:

- Cuando el crudo es utilizado como fluido motriz existen riesgos de seguridad por su manejo a alta presión.
- Si se emplea agua como fluido motriz se requiere el tratamiento de la misma.
- La alta producción de sólidos representa un problema.
- Los costos operacionales son los más altos respecto a los otros métodos de bombeo artificial.
- Se requiere personal altamente capacitado para operar el equipo y para realizar reparaciones.

VI.4.4.- Aplicaciones.- El bombeo hidráulico puede ser utilizado en cualquier pozo donde exista una adecuada sumersión de la bomba. También es adecuado cuando se manejan altos flujos de bombeo en pozos de agujero pequeño y no tiene ninguna limitación en lo referente a la profundidad del estrato productivo.

VI.4.5.- Variantes del Método.- Una bomba hidráulica subsuperficial desarrollada recientemente (producto de KOBE INC.) es la bomba "Jet" la cual se puede observar en la figura 27.

En este caso el principio de operación es totalmente diferente. El fluido motriz a alta presión es guiado a través de

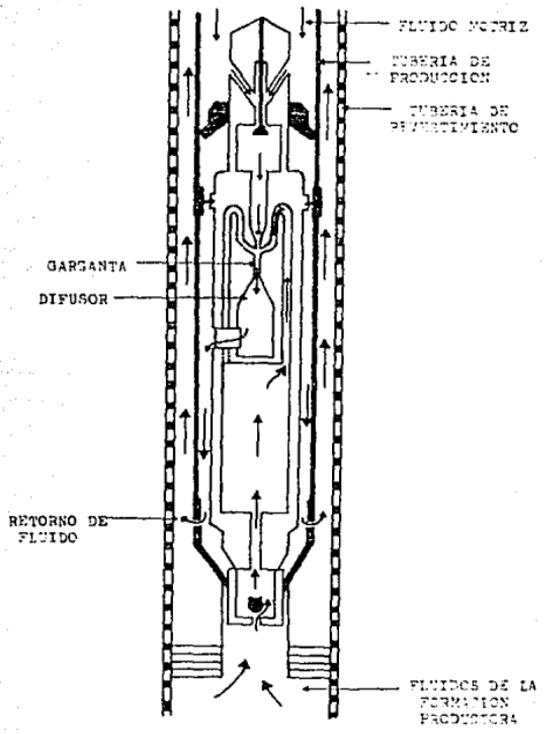


FIG. 27 : BOMBEO HIDRAULICO
TIPO JET

una boquilla en el interior de un venturi: en él, dicha corriente a alta presión y baja velocidad es transformada en otra de alta velocidad y baja presión (a su paso por la garganta). Los fluidos del yacimiento son conducidos hacia esta área de baja presión donde, al entrar en contacto con el fluido motriz a alta velocidad, son acelerados. A continuación, la mezcla de los fluidos motriz y de la formación (a alta velocidad y baja presión) pasa al difusor, recuperando presión dicha corriente y disminuyendo su velocidad. La presión obtenida por los fluidos en el difusor representa una cabeza suficiente para que la mezcla pueda vencer la columna hidrostática y llegar a la superficie.

Este tipo de bombeo hidráulico tiene algunas ventajas adicionales al bombeo hidráulico común, conocido también como bombeo hidráulico tipo "pistón":

- No tiene partes móviles y ello redonda en una menor probabilidad de falla y de desgaste en el equipo.
- El fluido motriz no tiene que cumplir con los estándares tan altos de calidad (sólidos suspendidos, etc.) requeridos en el bombeo hidráulico tipo pistón.
- Se pueden manejar altos volúmenes, hasta 30 000 BPD.

Como aspectos desventajosos se tienen los siguientes:

- El diseño del sistema es más complejo.
- Se requieren mayores presiones en la superficie (fluido motriz).
- La eficiencia de la bomba "Jet" es menor que la del equipo de desplazamiento positivo y esto conduce a mayores requerimientos de potencia en la superficie.

VI.5.- Análisis de los Procesos de Recuperación Artificial.

En la tabla 5 se hace una comparación cualitativa en la mayoría de los casos, de los métodos artificiales de recuperación de petróleo.

TABLA 5

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	B. ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO
Aplicabilidad de la Técnica	Alta	Alta	Poco alta	Baja
Diseño del Sistema de Recuperación	Complejo	Simple	Bastante Simple	Complejo
Flexibilidad del Proceso (Capacidad de Producción Variable)	Buena	Regular	Nula	Excelente
Existe Manteni- miento y/o Res- tauración de Presión del Yacimiento	No	No	No	No

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	B. ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO
Fuente de Ener- gía Requerida	Gas Natural o Energía Eléctrica	Gas Natural Gasolina, Diesel, L.P.G. o Energía Eléctrica	Sólo Energía Eléctrica	Gas Natural o Energía Eléctrica
Susceptible de Ser Aplicado Costafuera	SI	No Conviene por lo General	SI	SI
Limitación en Cuanto a Pro- fundidad del Estrato Productivo	Hasta 12 000 pies	Hasta 10 000 pies	Hasta 10 000 pies	No Existe Limite. Se han Insta- lado Siste- mas hasta 18 000 pies
Existe Altera- ción de las Propiedades del Petróleo que se Desea Obtener Como Producto	Sólo de su Densidad en el Bombeo Neumático Continuo	No	No	No

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	B. ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO
Puede Ser Im- plementado el Sistema en Po- zos Perforados en Linea no Recta	Si	No	Si	Si
Se Prefieren Relaciones Gas/Aceite Altas	Si	No	No	No
Se Maneja un Fluido Motriz Impulsor o de Arrastre	Si	No	No	Si
Disponibilidad del Agente Des- plazante en Ca- so de Emplearse Uno	Depende de la Localidad	--	--	Alta

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	B. ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO
Puede Recircu- larse o Pec- clarse el A- gente Impulso- r y/o Removedor del Crudo	Si	--	--	Si
El Agente Uti- lizado para la Remoción del Petróleo Re- quiere de Tra- tamiento Previo a su Inyección	Si	--	--	Si
Flujos Maneja- dos (Capacidad de Bombeo)	Altos(Hasta 50 000 BPD con Bombo Neumático Continuo)	Bajos(Sólo de Algunos Cientos de de BPD)	Altos(Hasta 20 000 BPD)	Altos(Hasta 30 000 BPD con el Bom- bao tipo Jet)
Existe Inconve- niencia en el Manejo de Sólidos. Arena, etc.	No	Si	Si	Si

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	B. ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO
Cantidad de Partes Móviles Pozo Abajo	Muy Baja	Alta	Alta	Alta en el B. Hidráulico Tipo Pistón y Casi Nula en el Bom- beo Tipo Jet
Mantenimiento	Simple y Casi Nulo	Si se Re- quiere, es Bastante Simple	Si se Re- quiere y es Complejo de de Hacer	Si se Re- quiere y es Complejo de de Hacer
Existen Riesgos de Seguridad	Si	Mínimos	Si	Si
Se Manejan Gases Corrosi- vos y Peligro- sos (H ₂ S.CO ₂)	Si	No	No	No

VII.- Selección del Sistema Optimo de Recuperación de Petróleo
para un Campo en México.

VII.1.- Características del Campo Petrolero.

El estrato productivo a explotar es el campo Comoapa, mismo que se localiza al norte del estado de Chiapas y a 17 Km aproximadamente de la ciudad de Huimanguillo, Tabasco.

Se han perforado en él 13 pozos, de los cuales dos resultaron invadidos de agua salada, cuatro fueron taponados por accidente mecánico y siete se consolidaron como productores.

La explotación del campo se inició con la terminación del pozo Comoapa I-A en el intervalo 4390-4410 m.b.n.m. como productor de crudo ligero.

El volumen original de crudo, reportado en el estudio geológico fue de $59.5 \times 10^6 \text{ m}^3$ a condiciones del yacimiento del cual se consideró el 29% almacenado en las fracturas de la formación.

En general, los componentes principales de la formación productora son: carbonatos, sílice y pequeñas cantidades de lutita.

El espesor bruto impregnado de hidrocarburos es de 147 metros y constituye una capa casi horizontal pues su inclinación oscila entre 2 y 5 grados.

La profundidad media de los pozos es de 4300 m.b.n.m. aproximadamente (3850 metros bajo la superficie).

Las condiciones que prevalecían al comienzo de la explotación del campo, en el seno de la formación, son las siguientes:

T = 130 °C

P = 492 Kg/cm² man.

Porosidad = 3.5 a 7.4 % (Valor Promedio=4.9%)

De pruebas de presión se obtuvieron valores de permeabilidad de 4.0, 2.8, 12.4, 2.8, y 1.2 md, para los pozos 1A, 3, 11A, 12 y 21 respectivamente.

En lo relativo a las propiedades de los fluidos el análisis de muestras indica que se trata de un yacimiento de crudo volátil. La viscosidad del petróleo varía de 0.173 a 1.044 cp para presiones de 493 y 1 Kg/cm² abs. a temperatura del yacimiento respectivamente. La densidad del crudo, por su parte, fluctúa de 0.57 a 0.80 g/cm³ para las mismas condiciones.

VII.2.- Análisis y Selección del Método.

Como primer paso, una vez que declina la producción natural del campo, es razonable pensar en la inyección de agua como "recuperación secundaria" más que en inyectar gas debido a que dentro de la realidad nacional está la baja disponibilidad de gas natural en el área que concierne a nuestro país.

Por otra parte, a continuación se exponen las características preferidas por la inyección de agua y las mencionadas anteriormente para el campo en estudio:

TABLA 6

CARACTERISTICAS PREFERIDAS POR LA INYECCION DE AGUA	CARACTERISTICAS DEL CAMPO COMDAPA
- Crudos ligeros y poco viscosos (viscosidad menor a 20-25 cp).	0.57 < ρ < 0.8 (g/cm ³) 0.173 < μ < 1.044 (cp), a temperatura del yacimto.

CARACTERISTICAS PREFERIDAS POR LA INYECCION DE AGUA	CARACTERISTICAS DEL CAMPO COMOAPA
<ul style="list-style-type: none"> - Yacimientos con capas de lutita. 	<p>Componentes principales del estrato productivo: carbonatos*, sílice y pequeñas cantidades de lutita.</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Formaciones con espesor mayor a 10 pies y a profundidades menores a los 10 000 pies. 	<p>Espesor del yacimiento=147m (492 pies). Prof. de la formación=3850 m bajo la sup.</p>
<ul style="list-style-type: none"> - No se ha puntualizado un rango favorable de permeabilidades para el método. Sin embargo se hace énfasis en que no existan marcadas diferencias en la magnitud de dicha propiedad entre las diversas zonas del campo a explotar. 	<p>Valores de permeabilidad, medidos en 5 pozos diferentes (md): 4.0, 2.8, 12.4, 2.8 y 1.2.</p>

Enfocando la atención a la inyección de gas, se recordará que es la Inyección con Segregación Gravitacional la que ofrece una mayor eficiencia en la recuperación del petróleo (en comparación con la Inyección de Gas Disperso) mas un parámetro de extrema importancia para que dicha segregación sea efectiva es que el

* Es conveniente resaltar la compatibilidad de la inyección de agua con los carbonatos que constituyen la formación productora, pues éstos son insolubles en el agua inyectada.

yacimiento posea altas permeabilidades (mayores a 200 md) y ello contrasta en gran medida con los valores evaluados de tal propiedad en diferentes pozos del campo Comcapa.

Por último y aunado a todo lo anterior, es conveniente señalar que la práctica de la inyección de agua es ya del conocimiento general del personal de Petróleos Mexicanos.

En lo que respecta a la etapa subsiguiente de explotación de la formación, se presenta un análisis más detallado de los parámetros que en conjunto determinarán, de entre los Procesos de Rec. Mejorada, el más adecuado para nuestro yacimiento problema.

En seguida se procede a efectuar dicho análisis realizando una comparación relativa de los métodos existentes efectuando también una evaluación global de los procesos de recuperación susceptibles de aplicar.

El proceso de evaluación compara los procesos y los califica parámetro a parámetro, de acuerdo a un criterio previamente especificado, dentro de una escala relativa que debe ser establecida también. Para una escala relativa determinada, existen diversos niveles de conveniencia para calificar cada uno de los procesos, dichos niveles se muestran en el cuadro sinóptico no. 2.

Aunque la escala relativa (cuyo rango abarca desde cero hasta diez) puede darle mayor o menor importancia a un parámetro específico, la calificación de un proceso en relación a los demás, es independiente de su valor. Las técnicas más recomendables serán, por supuesto, las que obtengan mayor puntuación total.

La tabla 7 resume la valoración de los procesos. En ella, los

Significado
de la
Escala Relativa

Escalas Relativas 10 y 5 :

10 - 5 -- Muy Conveniente

8 - 4

5 - 3

- -- Conveniente

4 - 2

2 - 1

0 - 0 -- Inconveniente

Escalas Relativas 8, 4 y 2 :

8 - 4 -- Muy Conveniente

6 - 3

4 - 2 -- Conveniente

2 - 1

0 - 0 -- Inconveniente

Escalas Relativas 9 y 3 :

9 - 3 -- Muy Conveniente

6 - 2

- -- Conveniente

3 - 1

0 - 0 -- Inconveniente

Escalas Relativas 6 y 1 :

6 - 1 -- Muy Conveniente

4 -

-- Conveniente

2 -

0 - 0 -- Inconveniente

CUADRO SINOPTICO NO. 2

CONCEPTO \ METODO	INYECCION DE VAPOR	COMBUST. IN SITU	INYECCION DE SURFACTS.	INYECCION DE FOLIMEROS	INYECCION CAUSTICA	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISCIBLE	PROC. DEL GAS ENRIQUEC.	GAS POBRE O INERTE A ALTA P.	ESCALA RELATIVA
VISCOSIDAD DEL CRUDO	5	8	10	10	8	10	10	10	10	10
DENSIDAD DEL CRUDO	10	8	10	10	10	10	10	10	10	10
PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO	1	1	3	3	3	10	10	10	10	10
ESPESOR DE LA FORMACION	10	10	10	10	10	4	4	4	4	10
PROF. PROMEDIO DEL ESTRATO PRODUCTIVO	10	10	10	10	10	10	10	10	8	10
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
EFICIENCIA DE BARRIDO	3	3	6	5	5	3	3	3	3	6
SE MANEJA UN FLUIDO MOTRIZ O DE ARRASTRE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SE REQUIERE ACONDICIONAR TAL FLUIDO	1	4	1	1	1	1	1	1	1	4
DISPONIBILIDAD DEL FLUIDO DESPLAZANTE	5	6	4	4	4	5	3	3	3	6
RECIRCULACION DEL AGENTE DESPLAZANTE	0	0	0	0	0	3	2	2	2	4
MANEJO DE GASES CORROSIVOS Y PELIGROSOS	2	1	3	3	3	1	1	1	1	3
EXISTENCIA DE RIESGOS DE SEGURIDAD	1	0	3	3	2	1	1	1	1	3
PUNTUACION TOTAL	59	62	71	70	67	69	66	66	64	90

TABLA 7 (1a Parte)

METODO CONCEPTO	C	R	I	T	E	R	I	O	S
	INYECCION DE VAPOR	COMBUST. IN SITU	INYECCION DE SURFACTS.	INYECCION DE POLIMEROS	INYECCION DE CAUSTICA	INYECCION DE CO ₂	PROC. DEL TAPON MISCIBLE	PROC. DEL GAS ENRIQUEC.	GAS FOBRE O INERTE A ALTA P.
VISCOSIDAD DEL CRUDO	Preferi- ble media o alta	Sin restric- ción	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja
DENSIDAD DEL CRUDO	Debe ser mayor a 12°API	Sin restric- ción	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja
PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO	Debe ser mayor a 300 md	Debe ser mayor a 100 md	Debe ser mayor a 20-25 md	Debe ser mayor a 20-25 md	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja	Preferi- ble baja
ESPESOR DE LA FORMACION	Debe ser mayor a 10 pies	Debe ser mayor a 5 pies	Sin restric- ción	Sin restric- ción	Sin restric- ción	Prefiere yacintos. delgados	Prefiere yacintos. delgados	Prefiere yacintos. delgados	Prefiere yacintos. delgados
PROF. PROMEDIO DEL ESTRATO PRODUCTIVO	5000 pies máximo	De 500 a 5000 6000 pies	(1)	(1)	(1)	Mayor a 3000 pies	Mayor a 3000 pies	Mayor a 3000 pies	Mayor a 3000 pies
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	Sin restric- ción	Sin restric- ción	Debe ser menor a 200°F	Debe ser menor a 200°F	Debe ser menor a 200°F	Sin restric- ción	Sin restric- ción	Sin restric- ción	Sin restric- ción
EFICIENCIA DE BAFFIDO	La alta eficiencia es mejor que la baja eficiencia								
SE MANEJA UN FLUIDO MOTRIZ O DE ARRASTRE	Lo mejor es que no se requiera ningún fluido								
SE REQUIERE ACONDICIONAR TAL FLUIDO	Lo mejor es que no se requiera acondicionamiento, lo peor es que éste sea complejo								
DISPONIBILIDAD DEL FLUIDO DESPLAZANTE	Entre mayor sea la disponibilidad es mejor								
RECIRCULACION DEL AGENTE DESPLAZANTE	Lo mejor es que pueda realizarse la recirculación del agente desplazante								
MANEJO DE GA- SES CORROSIVOS Y PELIGROSOS	Entre menos se manipulen dichos gases es mejor								
EXISTENCIA DE RIESGOS DE SEGURIDAD	Es mejor entre menos riesgos existan								
<p>NOTAS:</p> <p>1) Estos procesos no tienen límite en lo que se refiere a la profundidad del yacimiento sino en la temperatura máxima del mismo, pues son susceptibles de degradarse térmicamente.</p>									

TABLA 7 (2a Parte)

METODO CONCEPTO	BOMBEO NEUMATICO	BOMBEO MECANICO	BOMBEO ELECTRO- CENTRIFUGO	BOMBEO HIDRAULICO	ESCALA RELATIVA	C R I T E R I O S
LIMITACION EN LA PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO	10	10	10	10	10	B. N.: Hasta 12000 pies, B. Mec. y Electrocentrif.: Hasta 10 000 pies, B. Hidráulico: Sin límite.
DISEÑO	2	4	3	2	4	Mejor el simple que el complejo.
FLEXIBILIDAD	7	5	1	8	8	Es preferible que sea alta.
MANTENIMIENTO	6	4	2	2	6	Lo mejor es que sea simple y -- que se le requiera lo mínimo -- posible.
CANTIDAD DE PARTES MOVILES POZO ABAJO	5	1	1	1	5	Lo mejor es que no existan.
APLICABLE EN POZOS NO RECTOS	4	0	4	4	4	Lo mejor es que sea aplicable.
FLUJOS MANEJADOS POR EL METODO	9	2	6	7	9	Preferible manejar altos flujos
MANEJA UN FLUIDO MOTRIZ, IMPULSOR O DE ARRASTRE	0	4	4	0	4	Si no se requiere es mejor.
DISPONIBILIDAD DEL FLUIDO MOTRIZ	1	2	2	2	2	Se lo prefiere alta.
FACTIBILIDAD DE RECICLAJE DEL FLUIDO MOTRIZ	2	2	2	2	2	Lo mejor es poder recircularlo.
TRATAMIENTO DEL FLUIDO MOTRIZ	0	2	2	0	2	Es mejor si no se necesita.
MANEJO DE GASES CORROSIVOS Y PELIGROSOS	1	3	3	3	3	Es preferible que no exista.
EXISTENCIA DE RIESGOS DE SEGURIDAD	0	2	0	0	3	Lo mejor es que no existan.
PUNTUACION TOTAL	47	41	40	41	62	

TABLA 8

primeros 6 parámetros son evaluados para cada método de acuerdo a su aplicabilidad. Para los parámetros restantes el criterio de calificación es inherente al proceso más que al parámetro en sí.

Por todo lo mencionado y con el fin de darle mayor importancia a la compatibilidad del yacimiento problema con el método de recuperación a seleccionar, es que se le otorgó la mayor escala relativa a los 6 primeros parámetros delineados en la tabla 7.

Ahora, ya haciendo una observación de los resultados que arroja la tabla mencionada, se aprecia que los métodos que tendrían mayor viabilidad serían la inyección de surfactantes o de polímeros, y que la inyección de CO_2 podría ser considerada también como una de las alternativas.

Conviene resaltar que de los tres procesos con mayor puntuación total, la inyección de CO_2 es el que muestra, aunque por un margen mínimo, la mayor compatibilidad Proceso de Recuperación-Yacimiento Problema; es decir, si obtenemos una puntuación parcial para cada uno de los tres procesos sobresalientes, considerando exclusivamente los primeros 6 parámetros enunciados en la tabla 7, la inyección de Dióxido de Carbono es la técnica que obtiene la puntuación más alta.

El análisis económico de factibilidad determinará finalmente cuál es el proceso óptimo de recuperación mejorada a implementar en el campo Comoapa.

Acerca de los sistemas artificiales de producción, el procedimiento de evaluación es similar al puesto en práctica en la selección del método o métodos de recuperación mejorada. La tabla 8 resume la calificación de los sistemas artificiales.

Como se puede apreciar, los resultados favorecen con bastante amplitud al Bombeo Neumatico respecto las demás opciones. Inclusive, dicha evaluación es un soporte del porqué Petróleos Mexicanos posee a la fecha un vasto conocimiento de tal sistema artificial y del porqué existe ya una red de tuberías que conduce gas residual seco en la Sonda de Campeche, con la finalidad de implementar operaciones de bombeo artificial.

Sin embargo, al igual que en la selección del Proceso de Recuperación Mejorada Óptimo, el factor económico es el que dictará la última palabra.

VIII.- Conclusiones y Recomendaciones.

Cuando se ha descubierto un yacimiento de petróleo crudo y por ende se plantea la interrogante de cuál es la mejor forma de obtener provecho de él, definitivamente el primer paso a seguir es realizar una selección primaria de los procesos de recuperación de crudo, sobre la base de la auscultación efectuada a la formación productora y la recopilación de los porcentajes de recuperación de crudo logrados mediante la implantación de un sistema de recuperación en particular.

Es conveniente analizar también los antecedentes de producción del campo que se está explotando, pues de ellos dependerá también el incremento en el crudo recuperado en los pozos productores.

Las características ideales que se desea tenga un determinado yacimiento para lograr una óptima explotación y que sean comunes a todos los sistemas de recuperación son las siguientes:

- Que la formación sea lo más homogénea posible.
- Que esté libre de fallas y fracturas.
- Que no existan diferencias significativas de permeabilidad entre diversas zonas o regiones del mismo estrato productivo.

A nivel nacional y debido en gran parte a la baja disponibilidad de gas natural, es poco alentador pensar en la Inyección de Gas como "Sistema de Recuperación Secundaria", por lo que en términos generales, a reserva de verificar la compatibilidad de la formación con el método de recuperación, se prefiere la Inyección de Agua.

Acerca de los Procesos de Recuperación Mejorada, el rasgo distintivo común, como ya fue mencionado en el desarrollo de este trabajo, es que todos de una manera u otra, mejoran la relación de movilidades agente desplazante/agente desplazado, y es en la medida en que se logre mejorar dicho cociente, la misma que favorecerá la aplicación de una técnica determinada de entre todas las demás, para un yacimiento dado.

Aunque el sistema artificial de Bombeo Neumático es de aplicación general por parte de PEMEX en nuestro país, debe continuarse la labor de aprendizaje y de integración a la tecnología mexicana, de todo lo relacionado con los demás sistemas de producción artificial, estudiando a mayor profundidad los mecanismos y peculiaridades que los caracterizan, cuyo estudio detallado no está contemplado en el alcance de esta tesis.

En particular para el ejemplo de selección descrito antes, además de constatarse la Inyección de Agua y el Bombeo Neumático como las alternativas más viables de Recuperación Secundaria y de Bombeo Artificial en nuestro país respectivamente, se determinaron las técnicas de Inyección de Químicos así como de Inyección de CO_2 como los métodos de Recuperación Mejorada cuya aplicación reditúa los resultados más favorables. Esto último ha sido determinado exclusivamente por un método ponderativo debido a que, a la fecha, Petróleos Mexicanos no cuenta con experiencia en los Sistemas de Recuperación Mejorada. En nuestro país se ha dado mayor atención a los pozos fluentes o a los pozos potenciales de fácil acceso antes que explotar al máximo aquellos

que han declinado su energía natural, por el costo en tiempo y dinero, que tomaría incorporar el conocimiento de dichos sistemas al acervo tecnológico nacional.

Resultando paradójico lo anterior, es bien sabido que la economía mexicana tiene sentada su base en la producción de hidrocarburos, razón por la cual la prioridad de PEMEX es mantener los niveles de producción más que aprovechar al máximo los recursos naturales con que cuenta la nación, aunque en el futuro tendra que ocuparse de ello.

Finalmente, el objetivo que se trazó al inicio del presente escrito fue alcanzado plenamente, ya que se dictaminaron las técnicas más favorables para cada una de las etapas en la explotación de un campo petrolero en territorio nacional, puntualizando con ello la metodología de selección técnica preliminar y la dirección a seguir en la explotación de un yacimiento de crudo, lo cual constituyó siempre la meta primordial de este trabajo.

IX.- Bibliografia.

- 1.- M. Latil, Enhanced Oil Recovery, Gulf Publishing Company, 1980, Houston , U.S.A.
- 2.- Mark A. Klins, Carbon Dioxide Flooding, International Human Resources Development Corporation, 1984, Houston, U.S.A.
- 3.- T.E.W. Nind, Principles of Oil Well Production, McGraw-Hill Book Company, 1964, U.S.A.
- 4.- G.L. Langnes, J.O. Robertson Jr., G.V. Chillingar, Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs, American Elsevier Publishing Company Inc., 1972, N.Y., U.S.A.
- 5.- Lester Charles Uren, Petroleum Production Engineering, McGraw-Hill Book Company Inc., 1953, U.S.A.
- 6.- H.K. Van Pollen, Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Penn Well Publishing Company, 1980, U.S.A.
- 7.- M.M. Schumacher, Enhanced Oil Recovery, Noyes Data Corporation, 1978, U.S.A.
- 8.- D.R. Skinner, Introduction to Petroleum Production, Vols. II-III, Gulf Publishing Company, 1981, U.S.A.
- 9.- Morris Muskat, Ph.D., Physical Principles of Oil Production, International Human Resources Development Corporation, 1981, Boston, U.S.A.
- 10.- Interstate Oil Compact Comission, Secondary and Tertiary Oil Recovery Processee, 1978, U.S.A.
- 11.- B.C. Craft, W.R. Holden & E.D. Graves Jr., Well Design: Drilling and Production, Prentice Hall Inc., 1962, New Jersey, U.S.A.

- 12.- Artemio Membrillo Morales, Tesis: Bombeo Mecánico, 1969, U.N.A.M., México D.F.
- 13.- University of Oklahoma Graduate College, Oil Displacement by Different Surfactant and Polymer Waterflood Systems, 1974, Michigan, U.S.A.
- 14.- Seminar on Improved Techniques for the Extraction of Primary Forms of Energy, Enhanced Oil Recovery Techniques: State of the Art and Potential, 1980, Austria.
- 15.- University of Oklahoma Business and Industrial Services, Petroleum Industry Series: Water Flooding, 1956, U.S.A.
- 16.- Waterflood Handbook, reprinted from World Oil, Gulf Publishing Company, 1969, Houston, Texas, U.S.A.
- 17.- American Petroleum Institute, Primer of Oil & Gas Production, Dallas, Texas, U.S.A.
- 18.- Emil J. Burcik, What, Why and How of Polymers for Waterflooding, Petroleum Engineer, Aug. 1968, ps: 60-64.
- 19.- Kermit E. Brown, Overview of Artificial Lift Systems, J.P.T., Oct. 1982, ps: 2384-2396.
- 20.- K. Michael Clark, Hydraulic Lift Systems for High Pressure Wells, Petroleum Engineering International, Feb. 1980, ps: 34-48.
- 21.- H.L. Petrie, P.M. Wilson, E.E. Smart, Jet Pumping Oil Wells, World Oil, Nov. 1983, ps: 51-56.
- 22.- James F. Lea, What's New in Artificial Lift, World Oil, May 1987, ps: 31-36.
- 23.- James F. Lea, What's New in Artificial Lift, World Oil, June 1986, ps: 33-37.
- 24.- Spencer E. Duke, The Ham on Our Shoulder, Parts III and IV: Artificial Lift, Drilling D.C.W., Nov. 1981, ps: 76-81 and Feb.

- 1981, ps: 82-104.
- 25.- S.P.E. Paper 10337: Selection of Artificial Lift Method, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981, Sn. Antonio, Texas, U.S.A.
- 26.- John Scott, Murphy E. Hawkins, Waterflooding: Big Today; How Big Tomorrow?, Petroleum Engineer, Aug. 1968, ps: 53-56.
- 27.- E.F. Herbeck, R.C. Heintz and J.R. Hastings, Fundamentals of Tertiary Oil Recovery, Parts 2, 3 and 4, Petroleum Engineer, Feb., March and April, 1976.
- 28.- M. Duckett, R. Banks and D. Limb, Using Nitrogen to Enhance Oil & Gas Recovery, World Oil, July 1983, ps: 125-130.
- 29.- J.P. Calncy, D.E. Kroll, R.E. Gilchrist, Nitrógeno para la Recuperación Mejorada de Gas y Petróleo, Petróleo Internacional, Sept.-Oct. 1984.
- 30.- Larry E. Carlisle and Paul B. Crawford, Oil Recovery By Nitrogen - Driven Propane Slugs, Petroleum Engineer, Dec. 1981, ps: 86-94.
- 31.- Dave Noran, Enhanced Recovery Requires Special Equipment, Oil & Gas Journal, July 12, 1976, ps: 50-56.
- 32.- A.F. van Everdingen, Hyla Swesnik Kriss, New Approach to Secondary Recovery, Petroleum Engineer International, Nov. 1980, ps: 27-40.
- 33.- José L. Piedra Guzmán y Fco. Valdés López, Estimulación de Pozos por Inyección de Vapor, Ingeniería Petrolera, Junio de 1969, ps: 25-34.
- 34.- Fabián F. López C., Recuperación Térmica de Aceites Viscosos por Estimulación con Vapor, Ingeniería Petrolera, Noviembre de