

6 200.



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

**Escuela Nacional de Estudios
Profesionales Zaragoza**

**La Inyección de Agua como Sistema
de Recuperación Secundaria en
Yacimientos Petrolíferos**

T E S I S

Que para Obtener el Título de:

Ingeniero Químico

PRESENTA

Juan Manuel Leza Martínez

México, D. F.,

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

I N D I C E

INTRODUCCION	1
GENERALIDADES	4
C A P I T U L O I	10
PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE EN LA RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE.	11
TEORIA DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.	13
DIAGRAMAS TRIANGULARES.	15
PROCESO DE INYECCION DE GAS A ALTA PRESION.	17
PROCESO DE INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO.	21
PROCESO DEL BANCO MISCIBLE.	26
PROCESO DE INYECCION DE GAS INERTE.	28
PROCESO DE INYECCION DE CO ₂	32
MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	34
FUENTES DE OBTENCION DEL CO ₂	35

	Págs.
C A P I T U L O I I	37
PROCESOS DE RECUPERACION TERMICA.	38
PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA Y EL VAPOR.	39
VISCOSIDAD DE FLUIDOS.	43
VARIACION DE LA VISCOSIDAD CON EL PESO MOLECULAR, PRESION Y LA TEMPERATURA.	48
CONDUCTIVIDAD TERMICA.	49
METODOS TERMICOS.	51
COMBUSTION IN-SITU.	51
REQUERIMIENTOS DE AIRE.	55
INYECCION DE FLUIDOS CALIENTES.	56
INYECCION DE VAPOR Y AGUA CALIENTE.	58
MODELO DE MARX Y LANGENHEIM.	62
BALANCE DE CALOR POR INYECCION DE CALOR.	64
CALENTAMIENTO DE POZOS DE ACEITE CRUDO.	69

	Págs.
C A P I T U L O I I I	71
PROCESOS DE RECUPERACION QUIMICA	72
INUNDACION DE POLIMEROS.	73
MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	77
RELACION DE MOVILIDAD.	77
FLUIDOS NO-NEWTONIANOS.	78
COMPORTAMIENTO CON LA VELOCIDAD DE FLUJO.	78
TIPO DE SOLVENTE.	80
ADSORCION.	81
PERMEABILIDAD REDUCIDA.	81
VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE.	83
ENTRAMPAMIENTO.	84
INYECCION DE SURFACTANTES-POLIMEROS	85
SOLUCION MISCELAR	87
MICROEMULSION	88
INUNDACION CAUSTICA	94

	Págs.
C A P I T U L O IV	97
LA INYECCION DE AGUA.	98
INFORMACION REQUERIDA.	103
ENSAYO DEL PROSPECTO DE INUNDACION.	104
MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS LINEALES HOMOGENEOS.	105
TEORIA DEL METODO DE BUCKLEY-LEVERETT.	110
TIEMPO DE SURGENCIA.	118
RECUPERACION DE ACEITE.	119
DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.	124
METODO DE STILES.	124
ASPECTOS ECONOMICOS DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA.	129
FUENTES DE SUMINISTRO DE AGUA PARA UN SISTEMA DE INYECCION.	129
TRATAMIENTO DE AGUA PARA UN SISTEMA DE INYECCION.	130
ANALISIS DE AGUA.	131

	Págs.
SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCION.	132
SISTEMA DE TRATAMIENTO FISICO.	133
SISTEMA DE TRATAMIENTO QUIMICO.	137
CONCLUSIONES	141
BIBLIOGRAFIA	143

I N T R O D U C C I O N

El desarrollo de la humanidad ha estado vinculado en gran medida con los recursos energéticos. Así el principal energético en la antigüedad fué la leña, posteriormente se situó el carbón hasta aproximadamente mediados del siglo XIX, después entra en escena el petróleo, el cual desplaza al carbón convirtiéndose en el principal energético hasta la fecha. Siguiendo esta tendencia podemos intuir el hecho de que en el futuro otro u otros energéticos desplazarán al petróleo como principal energético, el problema es que es difícil predecir cuando sucederá esto, lo que si es claro es que vivimos en una etapa de transición en la cual se ha impulsado el desarrollo de nuevas fuentes de energía (Energía solar, geotérmica, nuclear, carbón, biomasa, etc.). Ahora bien, en particular en lo que respecta a la industria del petróleo, existe un marcado crecimiento del energético a nivel mundial; en este ramo nuestro país cuenta con grandes reservas de hidrocarburos que paulatinamente se han venido explotando, por lo que todo hace suponer, que a corto y mediano plazo se incrementarán los volúmenes de producción para satisfacer la demanda que impone el ritmo de crecimiento del país.

Prácticamente, en el país, la industria del petróleo se

desarrolló en este siglo, y alcanzó gran auge en la década de los años setentas, en los cuales se descubrieron nuevas reservas de hidrocarburos tanto en tierra como en el mar (podemos mencionar por ejemplo: Los yacimientos descubiertos en Veracruz, Chiapas, Tabasco, la sonda de Campeche, etc.). Estos descubrimientos, junto con las reservas conocidas sirvieron de marco para que el gobierno de la república planteara estrategias globales de desarrollo tomando a la industria del petróleo como punta de lanza para el impulso y surgimiento de gran cantidad de industrias de muy diversa índole, ya que prácticamente, y en gran medida, la economía del país ha estado fuertemente ligada a la industria del petróleo.

La recuperación secundaria de aceite surgió principalmente debido al aumento de la demanda de energía (la cual desde principios de siglo se ha basado en el petróleo), y también debido al hecho de que grandes cantidades de hidrocarburos no eran susceptibles de recuperar con las técnicas de recuperación primaria (técnicas en las que se aprovecha la propia energía del yacimiento).

Se considera que los volúmenes de recuperación primaria de petróleo, son aproximadamente del orden del 25% del volumen original de aceite en los yacimientos; por lo tanto, una gran cantidad queda en los yacimientos, el cual como se había mencionado, es susceptible de extraer por las técnicas de recuperación secundaria. El principal objetivo de la recuperación secundaria es precisamente la recuperación de estos volúmenes de cru-

do, que se estima que son del orden del 75% del volumen original de crudo en el yacimiento. Además, podemos decir que se puede recuperar otro tanto de crudo con las técnicas de recuperación secundaria que con la explotación primaria aproximadamente.

En el primer capítulo, trataremos el tema de la recuperación secundaria de aceite por medio de procesos de desplazamiento miscible, en el cual se habla de las técnicas del proceso del banco miscible, la inyección de gas a alta presión, la inyección de gas enriquecido, la inyección de gas inerte y la inyección de CO_2 . En el segunda capítulo trataremos los procesos de recuperación térmica, que abarcan los procesos de combustión in-situ y sus dos modalidades (combustión directa y la combustión inversa) la inyección de fluidos calientes, en los cuales mencionamos, la inyección de vapor y agua caliente y por último el calentamiento de pozos. En el tercer capítulo se da un panorama de los procesos químicos, básicamente la inundación cáustica, la inundación de polímeros y la inyección de surfactantes. En el cuarto capítulo, se trata el tema central del trabajo, la inyección de agua como método de recuperación secundaria; también se dan algunos resultados y conclusiones del trabajo y además se incluyen las referencias correspondientes.

GENERALIDADES

Es conveniente mencionar algunas cuestiones relacionadas con el petróleo. El petróleo es de naturaleza orgánica, formado a través de procesos químicos, bacterianos, radioactivos y una combinación de éstos. Su ubicación en las zonas subsuperficiales básicamente se debe a fenómenos geológicos. La acumulación de hidrocarburos generalmente se encuentra en dos tipos de roca: las areniscas y las calizas que pertenecen al grupo de las sedimentarias, derivadas por procesos geológicos de las rocas metamórficas y de las ígneas.

En la recuperación primaria, los yacimientos son explotados con la energía propia disponible en el yacimiento, cuando se perforan los pozos, se alcanzan las rocas que contienen el petróleo crudo almacenado, entonces tanto el gas disuelto o el agua salada junto con el aceite salen hasta el pozo de producción; esta energía propia del yacimiento la provee el gas disuelto o el agua salada acumulada (congénita) en el depósito de petróleo, de ahí que los yacimientos de hidrocarburos se clasifiquen en dos clases:

- a) Yacimientos de empuje de agua
- b) Yacimientos de empuje de gas.

Además de la clasificación anterior, existen varias más, - así por ejemplo: Los yacimientos de petróleo también se pueden clasificar por el tipo de trampa como: a).- De trampa estructural, en donde el petróleo es acumulado debido a la posición estructural de las rocas; b).- De trampa estratigráfica, en -- donde el principal elemento de acumulación es litológico; c).- De trampa combinada.

En general podemos decir que un yacimiento petrolífero es una acumulación de hidrocarburos contenido en las rocas porosas y permeables que son comercialmente explotables.

Cabe mencionar que también puede ser necesario emplear hom beo artificial en la explotación de crudo, el cual se encuentra incluido dentro de la recuperación primaria, de hecho es un hom beo directo sobre el pozo, el cual puede ser mecánico, elétrico, hidráulico o neumático.

La recuperación secundaria es una actividad mediante la -- cual se extraen hidrocarburos adicionales con la aplicación de una fuerza externa de cualquier índole, por ejemplo: Inyectando un fluido que al penetrar realice un barrido del crudo que -- quedó almacenado al irse agotando la energía propia del yaci-- miento, es decir, cuando ya ha transcurrido un cierto período -- de recuperación primaria.

En general, las técnicas de recuperación secundaria de -- aceite crudo se pueden clasificar de la siguiente forma:

- 1.- Procesos de recuperación por desplazamiento miscible
- 2.- Procesos de recuperación térmica
- 3.- Procesos de recuperación química
- 4.- Proceso de inyección de agua como desplazamiento inmiscible.

El proceso cuatro se podría incluir en los procesos de desplazamiento (miscible e inmiscible). En el diagrama 1 se muestra esquemáticamente esta clasificación de la recuperación secundaria. Cabe hacer mención que a estos procesos también se les denomina procesos de recuperación mejorada de aceite crudo, ya que son procesos que surgieron a raíz de la necesidad de recuperar el crudo que no se podía recuperar por inyección de agua, logrando recuperar volúmenes de aceite del orden de la inyección de agua o mayores.

En los procesos de recuperación por desplazamiento miscible, se toman en cuenta los fenómenos físicos relacionados con la miscibilidad, la idea fundamental es aumentar la eficiencia de desplazamiento en los intersticios (poros) de las rocas invadidas, mediante la reducción o eliminación de las fuerzas que mantienen en el depósito al aceite crudo, tales como la tensión superficial, que dan lugar al fenómeno de presión capilar, que origina que el aceite no pueda ser desplazado del depósito en que se encuentra atrapado (en el capítulo 1, se da un enfoque más detallado de los fenómenos que rigen los mecanismos del des

plazamiento miscible).

En los procesos de recuperación térmica, se trata de aprovechar las propiedades físicas del vapor y el agua, ya que son buenos portadores del calor, para movilizar más fácilmente el crudo, es decir, bajar las fuerzas viscosas para que exista una mayor fluidez. En la recuperación química, se trata de reducir la tensión interfacial de los poros del yacimiento para obtener una mayor movilidad, existen gran cantidad de estudios relacionados con la reducción por medios químicos de la tensión interfacial, en este trabajo tratamos algunos de ellos.

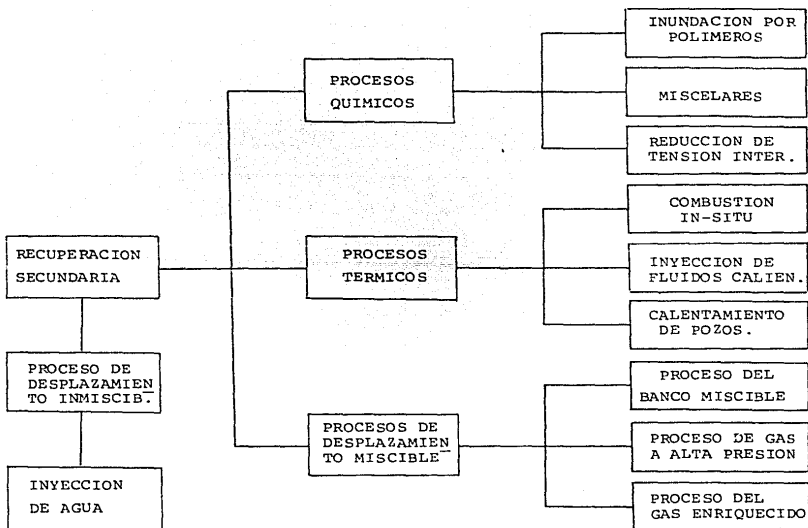
El impulso a las investigaciones que ha dado la industria del petróleo para la recuperación de aceite crudo, trae como consecuencia el perfeccionamiento de nuevas y sofisticadas técnicas de explotación, la inyección de agua es una de estas técnicas de recuperación de aceite crudo, con las que se han incrementado las reservas probadas de hidrocarburos.

El incremento en las reservas probadas se puede interpretar de la siguiente forma: Las reservas probadas de aceite se definen como la cantidad de aceite que puede comercialmente ser producido con la tecnología existente, es decir, las reservas probadas son igual a la cantidad de aceite que existe en el lugar multiplicadas por un factor de recuperación (el factor de recuperación es un estimado de la cantidad de aceite que puede ser realmente extraído del total; actualmente este factor esta entre 25 y 30%). Las reservas probadas de petróleo del mundo -

son del orden de 600×10^9 barriles ó 8.5×10^9 TEP (toneladas equivalentes de petróleo). El uso de nuevas técnicas de recuperación de aceite, puede aumentar el factor de recuperación entre 30 y 40%, lo que aumentaría la cantidad de aceite que podría ser recuperado, aproximadamente a 800×10^9 barriles.

La recuperación secundaria de aceite, anteriormente se hacía cuando el yacimiento había agotado totalmente su energía, pero con el correr de los años y la práctica, se ha visto que es mejor adicionar energía a los yacimientos desde su vida de producción, y así poder mantener los niveles de producción óptimos del pozo.

DIAGRAMA 1



C A P I T U L O I

C A P I T U L O I

PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE EN LA
RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE ACEITE.

Una de las técnicas a la que se le ha dado un fuerte impulso de investigación en la industria petrolera es precisamente la del desplazamiento miscible.

Existen en la literatura varios procesos involucrados en la recuperación secundaria por medio de la teoría del desplazamiento miscible, entre los cuales se van a tratar:

- 1.- Inyección de gas a alta presión.
- 2.- La inyección de gas enriquecido.
- 3.- El proceso del banco miscible.
- 4.- La inyección de gas inerte.
- 5.- La inyección de CO_2 .

Antes de hacer un estudio general de estas técnicas es importante mencionar algunos aspectos básicos de la teoría del desplazamiento miscible.

Se le denomina fuerza de tensión superficial a la fuerza perpendicular a la superficie de líquido y dirigida hacia el se

no de éste, que hace que este asuma el estado de mínima energía, dicho en otras palabras, la tensión superficial es el resultado de las interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas próximas a la superficie de líquido. La teoría de la atracción molecular sirve para explicar estas interacciones, la cual dice: Que las moléculas de un líquido ejercen una fuerza de atracción sobre sus vecinas en un radio relativamente pequeño, denominado límite efectivo de atracción molecular, esto quiere decir que en el seno del líquido las fuerzas están en equilibrio, ya que son iguales para cada molécula, pero en la superficie del líquido esta fuerza tiende a cero, por lo que existe una resultante perpendicular dirigida hacia el seno del líquido.

Las fuerzas de tensión superficial, son ejercidas en las interfases líquido-líquido, líquido-gas, líquido-sólido. Esta fuerza puede ser observada por medio del tensiómetro de Nou; que mide la fuerza necesaria para levantar un anillo de alambre colocado en la superficie del líquido.

Otra manera en que se puede observar la manifestación de las fuerzas de tensión superficial es por ejemplo: En la interfase líquido-sólido, si la atracción entre las moléculas de un líquido y un sólido es mayor o igual que la que ejercen las moléculas del líquido, entonces, un líquido moja a un sólido cuando el ángulo de contacto se aproxima a cero, o sea, que tiene mayor adhesión que cohesión, por otro lado, si el ángulo se acerca a 180° , el líquido no moja al sólido. La adhesión es la

fuerza en virtud de la cual se puede mantener unido un líquido y un sólido o un sólido y un sólido; mientras que la cohesión es la fuerza que se opone a la separación de las partes de un material homogéneo.

Capilaridad.- La atracción capilar, se origina por la tensión superficial y por el valor de la relación de la adhesión entre líquido y sólido a la cohesión del líquido, o sea, la fuerza perpendicular a la superficie de cualquier líquido, requiere la existencia de una fuerza igual y opuesta para que exista el equilibrio, por lo tanto, en la proximidad de la superficie existirá una presión interna; la presión capilar será la diferencia de presiones en la interfase y es directamente proporcional a la tensión superficial e inversamente proporcional al radio de curvatura de la interfase.

Miscibilidad.- Se dice que dos fluidos son inmiscibles cuando no existe una mezcla entre los fluidos, por ejemplo: si añadimos agua al nitrobenceno, se formarán dos capas líquidas. Se dice que dos fluidos son miscibles, cuando se mezclan en todas sus proporciones, sin que se forme entre ellas una interfase y se debe a que las fuerzas de atracción molecular entre dos fluidos, son mayores o iguales que las que actúan entre las moléculas de un mismo fluido, por ejemplo: Tolueno-Benceno.

TEORIA DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

El fenómeno físico de la capilaridad, existe solamente en la interfase de dos fluidos, y por lo tanto, en el desplazamiento

to miscible no aparece, esto implica, que al menos teóricamente el 100% del aceite puede ser recuperado de los poros de las rocas de los depósitos invadidos. De aquí se desprende que el -- principal objetivo del desplazamiento miscible en la recuperación secundaria de aceite, es el lograr que exista miscibilidad al poner en contacto en determinadas condiciones un fluido con los hidrocarburos del depósito, con esto se logra aumentar la eficiencia del desplazamiento en los poros de las rocas del yacimiento que son invadidas por el fluido miscible. El fluido miscible hace que desaparezcan en gran medida las fuerzas de retención que actúan en el depósito; tales como; tensión superficial, capilaridad, etc.; desde luego, en la realidad, no es posible un 100% de recuperación del aceite ya que la cantidad del aceite recuperado depende también de la fracción del yacimiento que es invadida.

Existen ciertos fenómenos que están estrechamente relacionados con el desplazamiento miscible; tal como: Digitación, -- flujo cruzado, difusión y dispersión.

La digitación también llamada formación de dedos en el -- frente de desplazamiento, se forma cuando se usa un fluido de menor viscosidad para desplazar a uno más viscoso, esto traerá como consecuencia que exista una disminución en la eficiencia de barrido ^{a, b} la cual se define en el capítulo IV. La digitación generalmente aumenta a medida que aumenta la relación de -- movilidades (relación de viscosidades entre los fluidos desplazante y desplazado).

El flujo cruzado, es el movimiento de los fluidos de las capas de baja a las de alta permeabilidad (la permeabilidad es una medida de la facilidad con que se desplaza un fluido en un medio poroso), dicho flujo es determinado por un gradiente de presiones; aunque el fenómeno está asociado al proceso de desplazamiento miscible, en los diferentes métodos se supone que no existe (o si existe es despreciable)^c

La difusión es el fenómeno en virtud del cual los fluidos tienden a esparcirse uniformemente a través del espacio a su alcance.

La dispersión es una mezcla adicional entre dos fluidos, debido a la existencia de un gradiente de concentraciones o un flujo no uniforme^d.

DIAGRAMAS TRIANGULARES

El equilibrio entre fases en sistemas de tres componentes, puede realizarse o representarse en un diagrama triangular a una cierta temperatura y presión. En los sistemas de tres componentes se tienen (5-P) grados de libertad. Ahora bien, en vista de que no es posible representar gráficamente el sistema, usualmente es costumbre representar el sistema a temperatura y presión constantes, y los grados de libertad son ahora (3-P), que se puede representar en un plano (diagrama triangular) como se muestra en la figura 2.

A los vértices del triángulo, les corresponde el 100% de

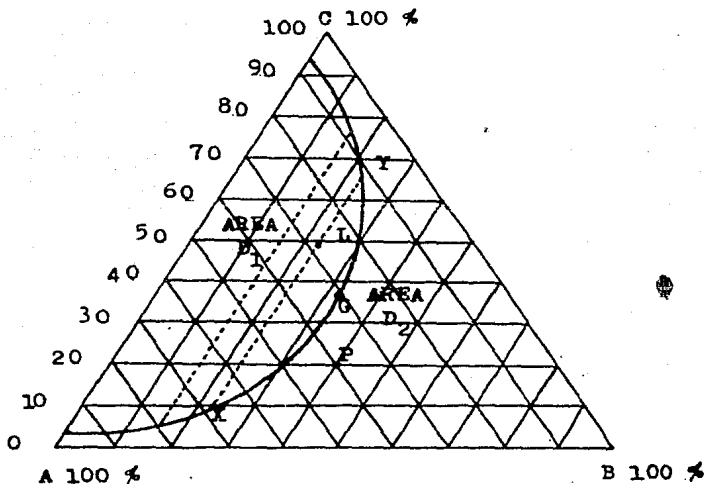


FIGURA 2

los componentes A, B y C respectivamente. Las líneas paralelas a AB representan los diferentes porcentajes de C; cualquier punto sobre ab representa un sistema que contiene 20% de C. La longitud perpendicular a un lado del triángulo representa el % del componente situado en el vertice opuesto a ese lado, por ejemplo: En el punto P la concentración será de 20% de C, 40% de A y 40% de B. Todas las combinaciones posibles que se encuentren en el área D_1 estarán a dos fases, las que se encuentren en el área D_2 se encontrarán en una sola fase. La curva desde el punto G hacia arriba, se le denomina curva de rocío (fase gaseosa), la curva desde el punto G hacia abajo, se le denomina curva de burbuja (fase líquida). Las líneas discontinuas en la región D_1 , se les denomina líneas de unión cuya com-

posición está dada por los puntos extremos Y x X, que son la fase gaseosa y líquida. Al punto G se le denomina punto crítico.

En la industria del petróleo, las mezclas de hidrocarburos que constituyen el crudo son muy complejas, por lo que se hace una aproximación para poderlas representar en diagramas triangulares; lo que se hace es dividir a los compuestos de acuerdo a sus volatilidades, o sea, al número de carbonos que contenga, - como se ve a continuación.

- 1.- Nitrógeno y metano (N_2 y C_1)
- 2.- Del Etano al Hexano (C_2-C_6)
- 3.- Mayor que el Hexano (C_7^+)

A continuación trataremos de dar un cuadro general de los procesos de desplazamiento miscible.

PROCESO DE INYECCION DE GAS A ALTA PRESION

Una de las técnicas para efectuar el desplazamiento miscible del aceite crudo, es por medio de la inyección de gas a alta presión. El proceso está representado esquemáticamente en la figura 3. El proceso consiste básicamente en inyectar gas a alta presión, este gas se pone en contacto con el banco de aceite formando en el frente de desplazamiento una zona miscible (entre el gas inyectado y los hidrocarburos del banco de aceite); en estas condiciones los hidrocarburos intermedios del aceite son transferidos al gas inyectado obteniéndose el objetivo de-

seado (la miscibilidad). Además, podemos ver en la figura, que parte del aceite queda atrapado temporalmente, el cual será desplazado a medida que avanza el frente de invasión.

Este proceso puede ser aplicado solamente a aceite bajo saturados de densidades relativas mayores a 40° API, y depósitos que excedan una profundidad de 1 500 m, que sean ricos en compuestos intermedios ($C_2 - C_6$) y a presiones que no excedan a 3 000 psi, ya que se requiere menor presión de miscibilidad. En este método los hidrocarburos intermedios son transferidos del depósito al gas de inyección. En este proceso, el desplazamiento miscible es una función de la temperatura del depósito y de la composición del aceite crudo, a su vez, la recuperación del aceite es una función de la presión de desplazamiento; la presión de desplazamiento es la presión mínima para que se efectúe el desplazamiento, esto se puede observar en la figura 4. Donde la gráfica muestra el porcentaje de recuperación a diferentes presiones de desplazamiento. A medida que la presión de desplazamiento es mayor, aumenta la recuperación de aceite, el problema que se presenta es que a altas presiones se necesita un mayor volumen de gas y económicamente podría no ser viable pasar de una cierta presión de desplazamiento. A continuación se presenta un diagrama triangular típico para un proceso de inyección de gas a alta presión.

(C_1, C_2-C_6, C_7^+). Figura 5.

FIGURA 3

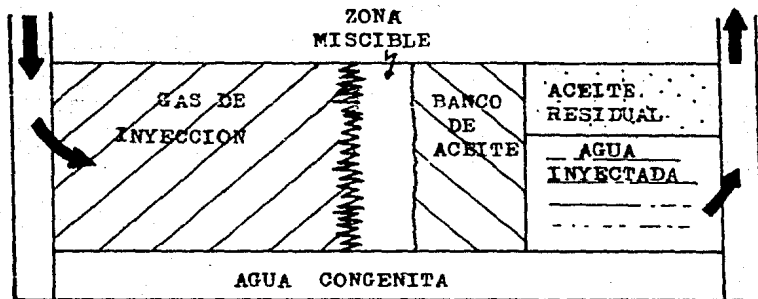
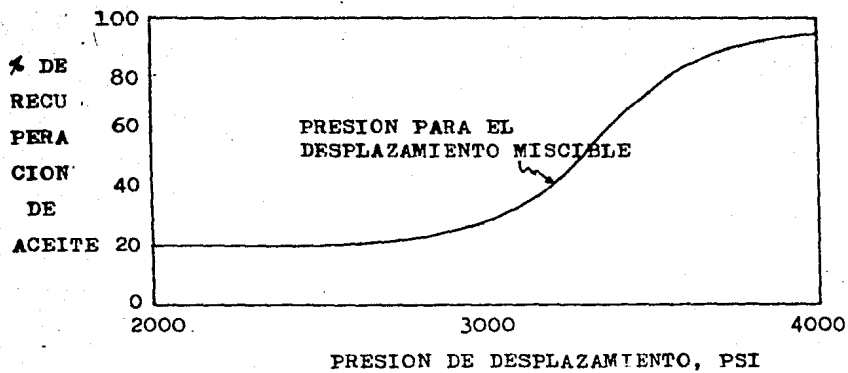


FIGURA 4



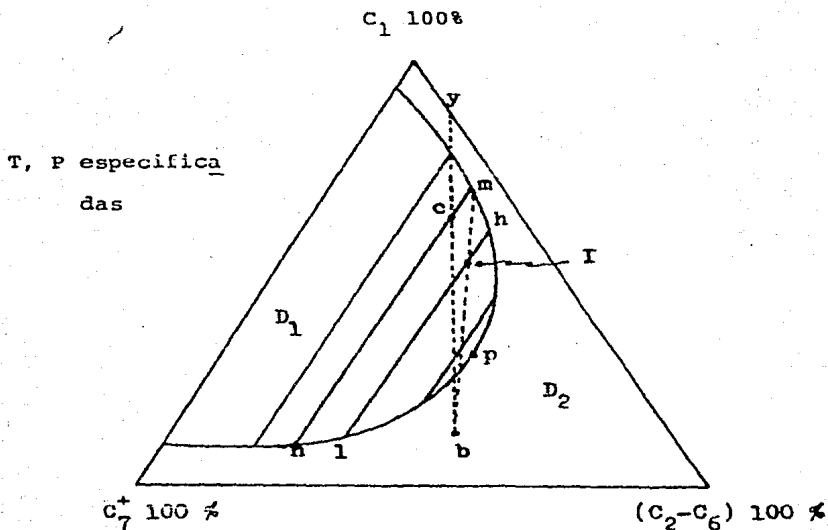


FIGURA 5

donde:

- D_1 = Area de dos fases
- D_2 = Area de una fase
- y = Composición del gas de inyección
- b = Composición de aceite del depósito.
- m = Gas con hidrocarburos intermedios
- n = Líquido
- p = Punto crítico
- c = Composición de la mezcla aceite y gas que se encuentra sobre la línea discontinua yb .

Se dice que un fluido está bajo saturado, cuando el punto b se encuentra por debajo de la curva de burbuja y a la derecha de la línea discontinua paralela a las líneas de unión que pasa por el punto P, y que contine suficientes hidrocarburos intermedios ($C_2 - C_6$) para efectuar el desplazamiento miscible.

Si inyectamos un gas cuya composición es y, parte de este se mezcla con el aceite b obteniéndose la combinación c sobre la recta yb, esta mezcla, se separa de un líquido n y en un gas m. El gas en el punto m contiene más hidrocarburos intermedios que el gas y, posteriormente el gas m se mezcla con el aceite en b y obtenemos la combinación I, que a su vez, se separa de un líquido l y gas h, si repetimos sucesivamente el mecanismo anterior hasta que el gas llegue a tener una composición P. Entonces, a partir de este momento cualquier mezcla del gas P con -- aceite b queda en la región de una sola fase y por consiguiente se obtiene el desplazamiento miscible.

PROCESO DE INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO

El desplazamiento miscible por medio de gas enriquecido es la técnica utilizada cuando los yacimientos de aceite tienen -- una baja concentración de hidrocarburos intermedios. Esto trae como consecuencia que se tengan que adicionar los hidrocarburos intermedios al gas de inyección, con esto se logra obtener el -- desplazamiento miscible con presiones que de otro modo serfan -- excesivas y no aplicables por razones técnicas y/o económicas.

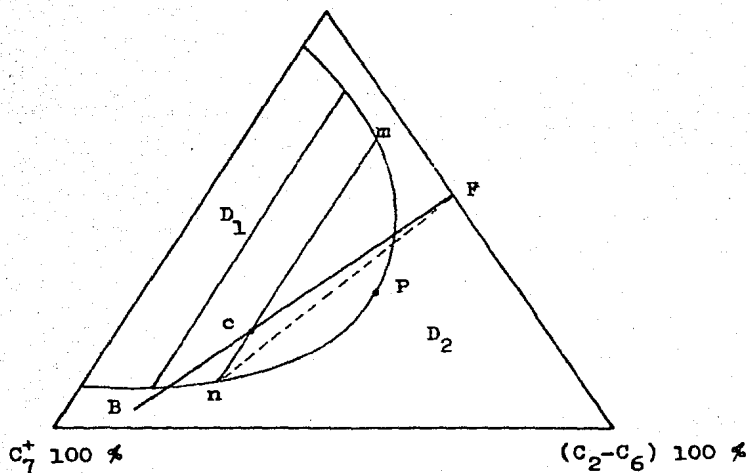
Existen numerosos estudios de laboratorio y proyectos piloto en campo, usados para la evaluación del desplazamiento miscible en procesos de recuperación de aceite crudo, que involucran factores tales como: La eficiencia de desplazamiento heterogeneidad del medio poroso, tamaño del banco, diferencias de viscosidades entre los fluidos desplazante y desplazado y otras, pero se salen de los alcances de este trabajo^e.

En la figura 7, podemos observar que en el punto B tenemos un aceite con baja concentración de hidrocarburos intermedios, si inyectamos un gas de composición F se puede formar una mezcla c que se separa en un líquido n y en un gas m; el líquido n se mezcla con más gas F, si el mecanismo anterior se repite t veces llegaremos a tener un líquido de composición P. Desde este punto el gas desplaza misciblemente al líquido (aceite), ya que cualquier mezcla entre los dos fluidos queda en la región de una sola fase.

A continuación se presenta un diagrama triangular típico para un proceso de inyección de gas enriquecido (figura 7), y también un diagrama de un sistema de laboratorio para la determinación de pruebas de desplazamiento miscible.

FIGURA

7

 C_1 100%

Donde:

F = Gas de inyección

B = Aceite con baja concentración de hidrocarburos
intermedios ($C_2 - C_6$)

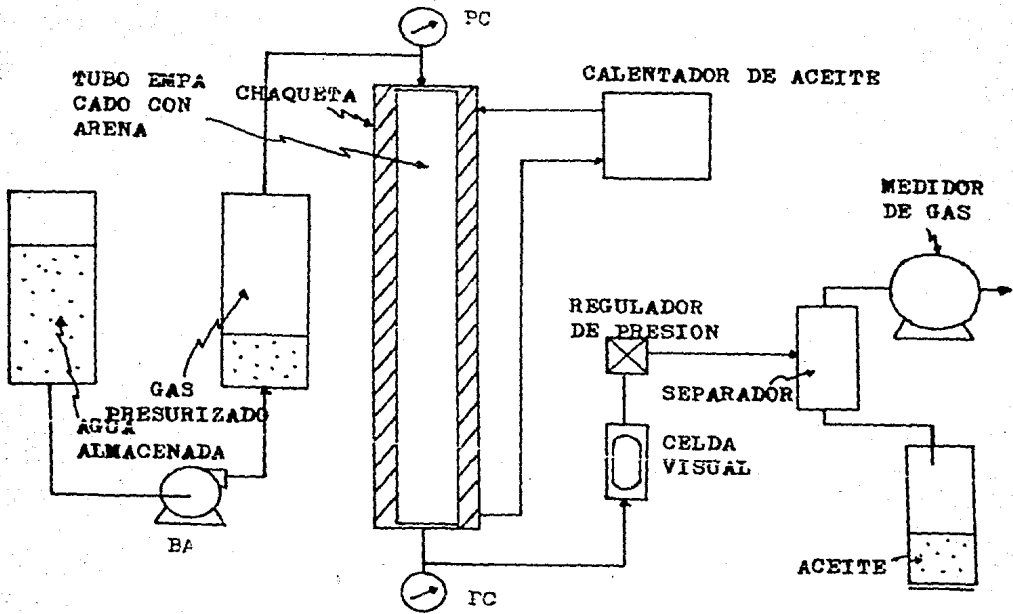
P = Punto crítico

c = Composición de la mezcla de gas y aceite, que está
sobre la línea BF.

m = Fase gaseosa

n = Fase líquida

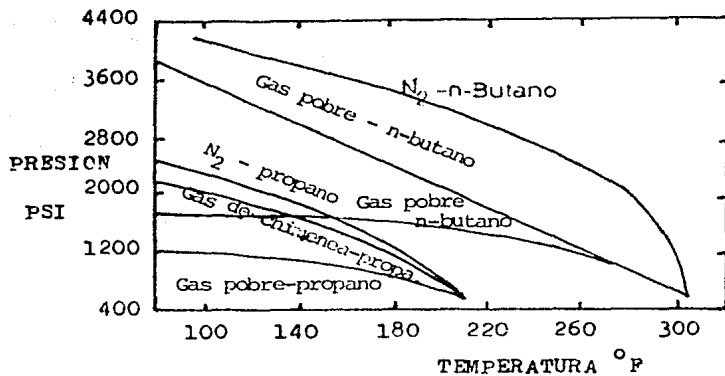
 D_1 y D_2 son las regiones de dos y una fase respectivamen
te.



PROCESO DEL BANCO MISCIBLE

La técnica del proceso del banco miscible (MSP), consiste en inyectar un pequeño banco de solvente que sea impulsado por gas natural o gas y agua, para desplazar en forma miscible al aceite crudo de los yacimientos a presiones relativamente bajas. El banco de líquido a inyectar debe reunir ciertas características entre las cuales podemos citar: Alta miscibilidad al estar en contacto inmediato con el depósito de aceite crudo a cierta temperatura y presión. El gas de petróleo licuado o productos LPG (Etano, Propano, Butano, etc.), reúnen estas características a temperaturas menores a la crítica y en un cierto rango de presiones, tal como se muestra en la figura 9.

FIGURA 9



Por ejemplo: Si se usa propano en el banco de inyección a una temperatura de 100°F y además, que sea desplazado con gas - pobre, sería necesario mantener una presión mayor de 1100 psi para asegurar la miscibilidad.

En el banco miscible (por ejemplo, banco de propano), el problema principal que se presenta es determinar la cantidad óptima de solvente (propano) que debe ser inyectada. Se podría usar un volumen en exceso para garantizar el desplazamiento miscible, pero resulta antieconómico ya que el propano es demasiado caro. Ahora bien, si se usa un volumen insuficiente, el proceso se convierte en un desplazamiento por empuje de gas, en el cual se obtiene una eficiencia de recuperación baja debido a la pérdida de la miscibilidad y a que el gas puede canalizarse por su alta movilidad.

A medida que el banco o bache de propano avanza por el yacimiento desde el pozo de inyección, este se pone en contacto con el aceite del yacimiento, lo que quiere decir, que a medida que avanza existen diferentes grados de miscibilidad. Datos experimentales muestran que el volumen óptimo de solvente es una función principalmente de la longitud y volumen del yacimiento, de la composición del aceite y la presión en el frente de desplazamiento^f.

En la figura 10 se muestra el proceso del banco miscible con el propano como fluido miscible; desde luego existen más fluidos que se han usado como banco miscible tal como el alcohol butílico, pero no son tratados aquí.

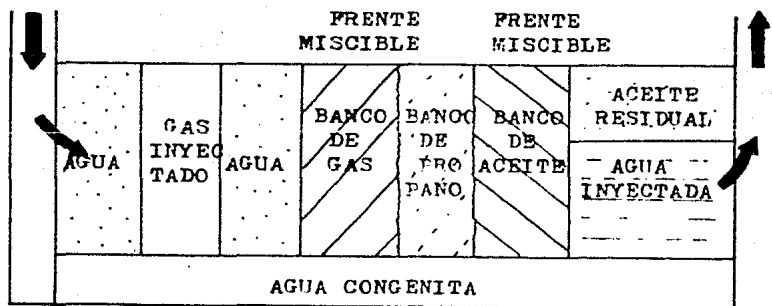


FIGURA 10

PROCESO DE INYECCION DE GAS INERTE

El proceso de inyección de gas inerte, comenzó a estudiarse con mayor atención, desde que comenzaron a aumentar los precios y a bajar el suministro de gas natural. Básicamente consiste en inyectar nitrógeno puro o una mezcla con un gran porcentaje de N_2 para obtener la miscibilidad y con esto, el desplazamiento del aceite. Un problema importante es que el desplazamiento miscible con gas inerte N_2 , ocurre en un pequeño rango de presión, temperatura, composición y volumen del fluido, lo que lo hace poco atractivo cuando menos hasta el momento. En general existen básicamente tres procesos para generar gas inerte:

- Separación criogénica del nitrógeno del aire.

- b) Generación de una máquina de gas de agotamiento
- c) Quemador de gas combustible.

El seleccionar una de estas técnicas depende de muchos factores, entre otros: El costo, seguridad en el suministro y control de la corrosión, etc.. Desde luego, la principal fuente -- disponible de gas inerte es el aire, ya que resulta más barata. La inyección de gas inerte (aire) aumenta al recuperación de -- aceite, aunque todavía se tienen muchos problemas, básicamente relacionados con el oxígeno del aire.

La inyección de aire a los depósitos trae consigo muchos - problemas de operación, que han impedido la expansión del método, entre los principales problemas podemos mencionar: La gran corrosión causada en el sistema de operación, formación de mezclas explosivas, formación de emulsiones, alteración del depósito de aceite, entre otras, debido principalmente a que el oxígeno del aire es altamente reactivo. De manera general, la técnica puede ser usada en depósitos de gran profundidad (para asegurar que se obtenga la presión de miscibilidad y que no exista - fracturamiento en el yacimiento), y que contengan aceites de -- densidades relativas mayores a 35° API.

Un diagrama triangular típico de este proceso se puede observar en la figura 11. La miscibilidad entre el N_2 y el aceite del depósito se obtiene de la siguiente forma:

Los puntos extremos en el diagrama representan el 100% de

N_2 , 100% de C_7^+ y 100% de $(C_1 - C_6)$. En la línea media, el aceite y el nitrógeno alcanzan el equilibrio en el punto M_1 , el cual tiene una composición de gas G_1 y líquido L_1 , ya que el gas G_1 se mueve más fácilmente que el líquido (L_1), este se pone en contacto de nuevo con aceite del depósito alcanzando el equilibrio en el punto M_2 , el cual tiene una composición de gas G_2 y de líquido L_2 . Ahora bien, si se repite este mecanismo muchas veces, se llega finalmente a tener la composición del punto P en el que se obtiene la miscibilidad, tal como se ve en la figura, el punto G_2 contiene más hidrocarburos intermedios que el punto G_1 , es decir, el gas se va enriqueciendo cada vez más a medida que se acerca al punto crítico (P), en el cual la composición del gas y el líquido son iguales⁹.

N_2
100%

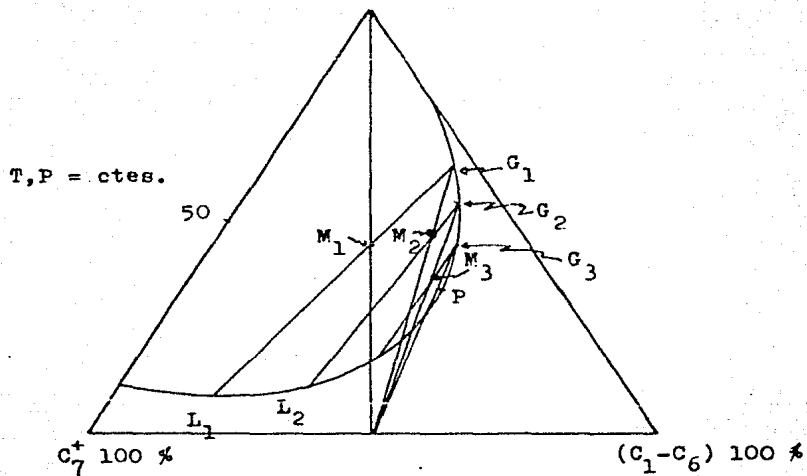


FIGURA 11.

PROCESO DE INYECCION DE CO₂

La técnica consiste en inyectar el CO₂ al yacimiento, en el cual se forma una mezcla miscible entre el CO₂ y el aceite del depósito bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, haciendo con esto que desaparezcan las fuerzas capilares logrando que el aceite fluya hacia los pozos de producción. Las inundaciones de gas o agua convencionales dejan volúmenes del orden de 30-50% del volumen original de aceite sin recuperar. Con la inyección del CO₂ es posible recuperar parte de estos hidrocarburos. Aceites con densidades relativas menores a 25° API generalmente se consideran desfavorables para la recuperación por inyección de CO₂. Algunos criterios que pueden servir de guía para aplicación de la técnica son:

- La saturación de aceite residual puede ser insuficiente, si el campo ha sido inundado. Generalmente se toma como mínima una saturación de agua de 25 a 30%.
- Una gran capa de gas es generalmente desfavorable. Si la presión en el yacimiento es considerablemente menor que la presión de miscibilidad, entonces se necesitarán grandes volúmenes de CO₂ para obtener la miscibilidad.
- La densidad del CO₂ puede ser mucho mayor que la del gas del depósito, lográndose un mayor mezclado.
- Una adecuada fuente de suministro de CO₂ que sea económicamente factible.

Un depósito altamente fracturado, generalmente es un prospecto desfavorable ya que el CO_2 inyectado se dispersa fácilmente por las fracturas.

PROPIEDADES DEL CO_2

El diagrama de fases de la figura 12 muestra las propiedades del

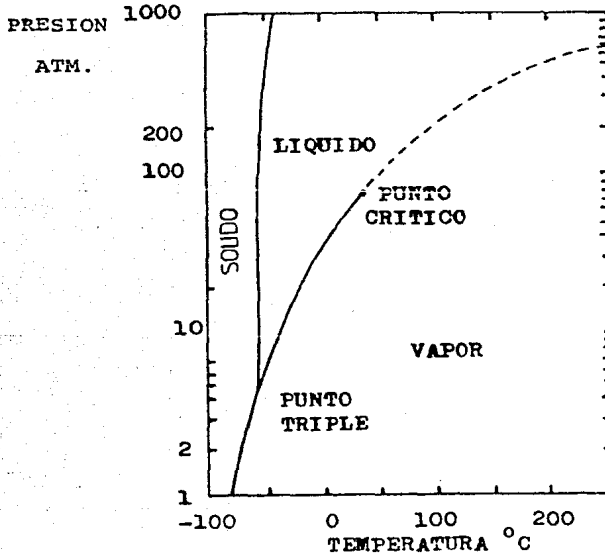


FIGURA 12

CO₂ en sus diferentes estados de agregación. Algunas propiedades de este compuesto son:

Temperatura crítica es 31°C, abajo de esta temperatura el CO₂ puro puede ser un gas o un líquido dependiendo de la presión.

Presión crítica es casi 74 atm, arriba de la temperatura crítica y la presión crítica el CO₂ no puede ser licuado.

Peso Molecular es 44.01 gr/mol.

Volumen crítico es 0.0237 ft³/lb.

Densidad a 0°F, 300 psi es de 8.5 lb/gal.

Calor Específico (líquido) a 300 psi es de 0.5 BTU/lb-°F.

Una de las propiedades que hace muy útil al CO₂ en la recuperación secundaria, es el aumento en el volumen del aceite crudo cuando está saturado con CO₂.

Los factores que determinan que el CO₂ y el aceite del depósito sean o no miscibles son: temperatura, presión, pureza del CO₂, características del depósito y grado de mezclado de los fluidos.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En los proyectos de inyección de CO₂, es importante conseguir que exista una zona en la cual el CO₂ y el aceite del depósito sean mezclados y formen un nuevo fluido que sea más fácil

mente desplazado que el aceite original. Hay cuatro métodos de inyección de CO_2 y agua que han sido propuestos como mecanismos de desplazamiento.

- a) Inyección de un banco de CO_2 seguido de agua.
- b) Inyección simultánea de CO_2 y agua.
- c) Inyección de bancos alternados de CO_2 y agua.
- d) Inyección continua de CO_2 durante la vida del proyecto.

FUENTES DE OBTENCION DE CO_2

El CO_2 debe estar disponible para los proyectos de inyección y en cantidades necesarias y largos períodos de tiempo, el gas debe ser además relativamente puro, para minimizar la existencia de ciertos problemas (de corrosión, ambientales y otros)

El CO_2 se puede obtener de:

- Fuentes naturales.- En la naturaleza, el CO_2 se encuentra en el aire (0.03% en volumen) y asociado con diversos compuestos (petróleo, carbón, algunas aguas minerales, carbonatos, gas magmático, etc.).
- Producto de la descomposición.- Básicamente en la descomposición de ciertas sustancias orgánicas e inorgánicas.
- Producto de la combustión.- El CO_2 se puede obtener de los gases de combustión, por ejemplo: de los gases de dese

cho de una planta de potencia.

- Producto de la fermentación.- Mediante algunos procesos de fermentación se obtiene CO_2 con un alto grado de pureza.
- Producto secundarios en procesos industriales petroquímicos.- En la industria, el CO_2 se obtiene a partir de algunas fuentes naturales, de los carbonatos, de fermentación alcohólica y de los gases de combustión, de plantas de fabricación de amoníaco, etc.

CAPITULO II

C A P I T U L O I I

PROCESOS DE RECUPERACION TERMICA

El desarrollo de los métodos térmicos de recuperación secundaria, fue aumentando a medida que los yacimientos de aceite crudo eran cada vez más explotados, lo que origina que cada vez sea más difícil su extracción de manera económica. Además, la demanda de energía ha tenido un ritmo acelerado de crecimiento, consecuentemente, se ha requerido de nuevas técnicas de recuperación. Los procesos han sido ampliamente utilizados en la recuperación secundaria de aceite, sobre todo en países como Estados Unidos, Venezuela y Canadá.

Las técnicas de recuperación secundaria de aceite, fueron evolucionando poco a poco y han alcanzado su mayor efectividad en la aplicación de la recuperación de aceites crudos de altas viscosidades, es decir, de bajas densidades relativas °API.

La finalidad principal de los métodos de recuperación térmica, es la de transmitir energía al yacimiento o formación acumulada de hidrocarburos, la adición de calor implica que exista un aumento en la temperatura del depósito; al aumentar la temperatura, la viscosidad de los fluidos tiende a disminuir considerablemente, trayendo como consecuencia que pueda existir una ma

yor movilidad o fluidez de los compuestos acumulados, lo que implica que puedan fluir con mayor facilidad a través de la tubería y pozos de producción.

Antes de tratar las diferentes técnicas de recuperación -- térmica, es menester tener un conocimiento claro de las propiedades del vapor y el agua, de las variables que son de gran importancia en este tipo de procesos tal como: viscosidad, conductividad térmica, capacidad calorífica, etc., y su funcionalidad con la presión y la temperatura.

PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA Y EL VAPOR

El agua y el vapor son excelentes portadores del calor, de hecho el agua es un portador ideal del calor, desde luego el vapor tiene mucho mayor contenido de calor por unidad de masa, a las mismas condiciones de presión y temperatura (aproximadamente cuatro veces), por ejemplo, el contenido de calor de una libra de vapor a una temperatura de 300°F y una presión de 70 psi es de 1179 BTU, y el contenido de calor de una libra de agua a la misma temperatura y presión, es de solamente 270 BTU.

Si nos ubicamos en un diagrama de presión vs entalpía, como el que se muestra en la figura 13, podemos observar que una libra de agua está en las condiciones del punto A, con una temperatura inicial de 100°F, la cual es calentada hasta una temperatura de 400°F, a presión constante de 260 psi. El punto B es la temperatura de saturación. La cantidad de calor absorbida por el agua, es el calor sensible, el cual está dado por:

$$H_{\text{agua}} = C_{\text{agua}} (T_{\text{sat}} - T_{\text{in}})$$

Donde:

T_{in} = Temperatura inicial, la cual debe ser $\cong 32^{\circ}\text{F}$

T_{sat} = Temperatura de saturación.

C_{agua} = Calor específico del agua BTU/lb $^{\circ}\text{F}$.

Ahora bien, si seguimos suministrando calor a la misma presión al agua, la temperatura no cambiará hasta que toda el agua es convertida en vapor (punto D), el cual es vapor saturado. - La cantidad requerida de calor, para cambiar del punto B al D, es el calor latente o entalpía de vaporización, la cual está dada por:

$$H_{\text{vap}} = H_{\text{agua}} + \lambda$$

Donde:

λ = Calor latente en BTU/lb.

A la misma presión pero a temperaturas superiores a la temperatura de saturación del vapor, el vapor se convierte en vapor sobrecalentado y su entalpía o contenido de calor está dado por:

$$H_{\text{sob}} = H_{\text{vap}} + C_{\text{s}} (T_{\text{sob}} - T_{\text{sat}})$$

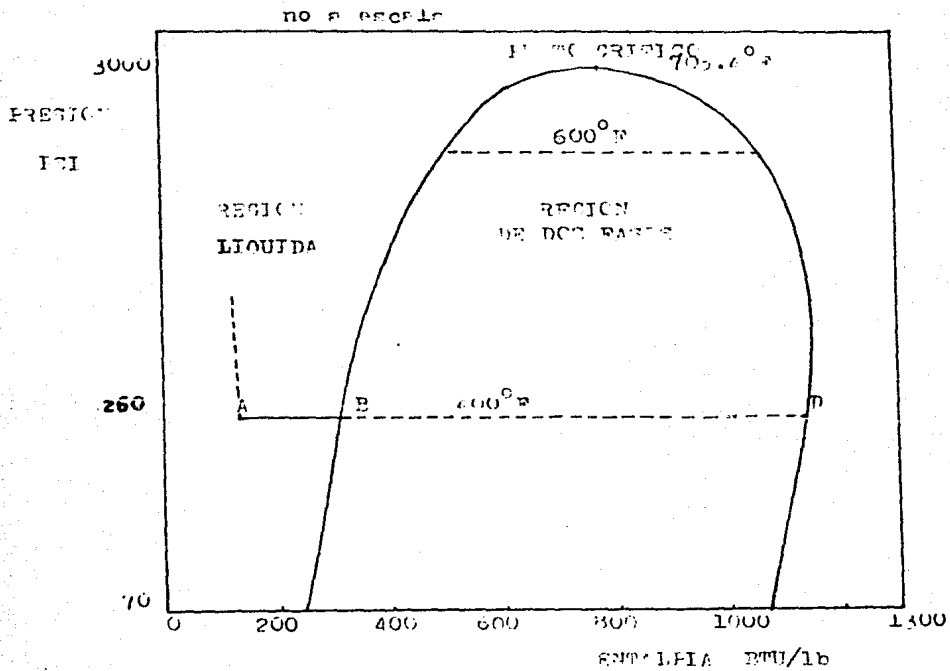


FIGURA 13

Donde:

$\Delta T = T_{sob} - T_{sat} =$ La diferencia de temperatura

$C_s =$ Calor específico del vapor, en el rango de temperaturas de sobrecalentamiento y saturación.

Si desde el punto B (figura 13) se suministra calor, de -- tal forma que no se llegue a vapor saturado (punto D), entonces nos encontraremos en un punto cualquiera dentro de la campana, por lo que solamente parte de líquido se convertirá en vapor, -- entonces existirá una mezcla de agua líquida saturada y vapor -- saturado. El contenido de calor, o entalpía de mezcla lo podemos calcular por:

$$H_{vap} = H_{agua} + X\lambda$$

Además, podemos calcular el volumen de una libra de vapor húmedo de calidad X por la siguiente expresión:

$$v = (1-X)v_{agua} + Xv_{vap}$$

Donde:

X = Calidad, es el porcentaje en peso de vapor.

VISCOSIDAD DE FLUIDOS

Una de las variables importantes en la recuperación de aceite crudo en procesos térmicos, es la viscosidad de los fluidos - (aceite, agua, vapor, mezclas de vapor, aire, vapores de hidro--carburos). La viscosidad juega un papel importante en los procesos de recuperación térmica, por lo que es necesario tener un amplio conocimiento de esta variable.

La viscosidad de un fluido, está relacionada con la fric---ción interna entre las moléculas, y la podemos definir como la - constante de proporcionalidad entre el esfuerzo cortantes y el - gradiente de velocidad; los fluidos que obedecen esta relación - se llaman fluidos newtonianos, y sus dimensiones son masa/long.- tiempo, y la unidad más comúnmente usada es el centipoise (cp) - que es la centésima parte de un poise. La viscosidad del agua - a temperatura ambiente es un cp. La viscosidad cinemática por - definición es la viscosidad dividida entre la densidad. El re- ciproco de la viscosidad se le denomina fluidez.

Existen en la literatura muchos métodos para estimar la viscosidad tanto de líquidos como para gases. Por ejemplo: tene--mos el método de Thoma's o el método de Souders's para predecir la viscosidad de líquidos, que son completamente empíricos. El método de Souders's utiliza la siguiente ecuación:

$$\log_{10} \mu = 10^{m p} - 2.9 - 1$$

Donde:

μ = Viscosidad en cp.

ρ = Densidad del líquido a la temperatura de interés

$$\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$$

m = Constante = I/M

M = Peso molecular

I = Constante calculada de constantes atómicas y estructurales.

La medición de la viscosidad, también se puede hacer por viscosímetros comerciales tales como: viscosímetros rotacionales, viscosímetros capilares, viscosímetros tipo orificio (ampliamente utilizados en la industria del petróleo).

La viscosidad de todos los líquidos disminuye al aumentar la temperatura. En los gases a presiones moderadas se observa un comportamiento opuesto, y a altas presiones los gases tienen un comportamiento similar a los líquidos. La tabla 1, nos muestra como varía la viscosidad del agua, en un amplio rango de temperaturas.

TABLA 1
 VARIACION DE LA VISCOSIDAD
 DEL AGUA CON LA TEMPERATURA

TEMPERATURA °F	VISCOSIDAD cp	
50	1.308	
60	1.124	
70	0.978	
80	0.861	
90	0.764	
100	0.684	
150	0.432	P-1 atm.
160	0.400	
170	0.372	
180	0.347	
190	0.325	
200	0.305	
210	0.287	
220	0.271	
248	0.232	
284	0.196	
302	0.184	
320	0.174	

Fuente: Oil Recovery by Steam
 Injection, S. M. Farouq.

La teoría cinética de los gases, se puede usar para derivar una relación general de la viscosidad para gases, la cual está dada por:

$$\mu = 0.002669 \frac{\sqrt{MT}}{\rho^2}$$

Donde:

μ = Viscosidad del gas, en cp.

M = Peso molecular del gas

T = Temperatura °F

ρ = Diámetro esférico en Angstroms.

La viscosidad de los gases a presión atmosférica, aumenta al aumentar la temperatura y disminuir el peso molecular, como se muestra en la figura 14 para gases de hidrocarburos parafínicos.

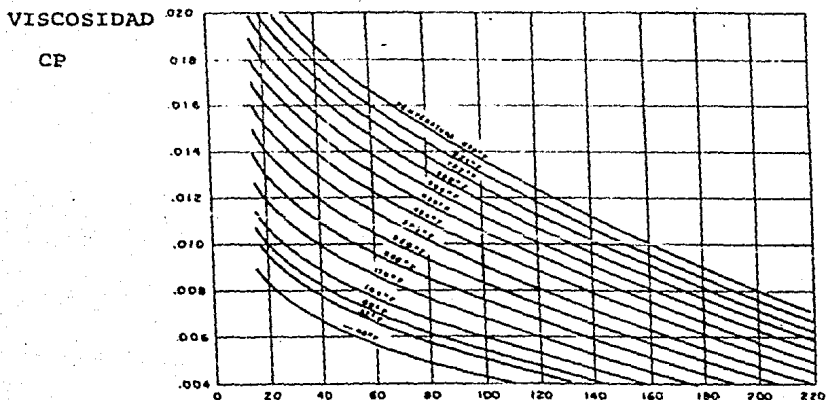


FIGURA 14

El efecto de la presión sobre la viscosidad de los gases es generalmente más pequeño a altas temperaturas. En la tabla 2 se observa la variación de la viscosidad del vapor de agua -- con la presión y la temperatura.

La conductividad térmica es la cantidad de calor transmiti

da por unidad de tiempo a través de una unidad de área por unidad de espesor, la cual se representa generalmente por k y tiene las unidades de $\text{Kcal-cm/m}^2\text{-}^\circ\text{C-hr}$ o $\text{BTU-plg/ft}^2\text{-}^\circ\text{F-hr}$. La conductividad térmica normalmente aumenta con la temperatura. - En la figura 15 podemos observar la variación de la conductividad térmica con la temperatura para el agua.

TABLA 2

VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL VAPOR
CON LA PRESION Y LA TEMPERATURA.

PRESION PSI	TEMPERATURA °F	VISCOSIDAD CP
100	500	0.0213
	600	0.0228
	700	0.0243
	800	0.0260
	900	0.0278
500	1000	0.0296
	500	0.0289
	600	0.0294
	700	0.0304
	800	0.0318
1470	900	0.0335
	1000	0.0354
	600	0.02187
	700	0.02499
	800	0.02843
	900	0.03217
	1000	0.03625

FUENTE: Oil Recovery by Steam Injection

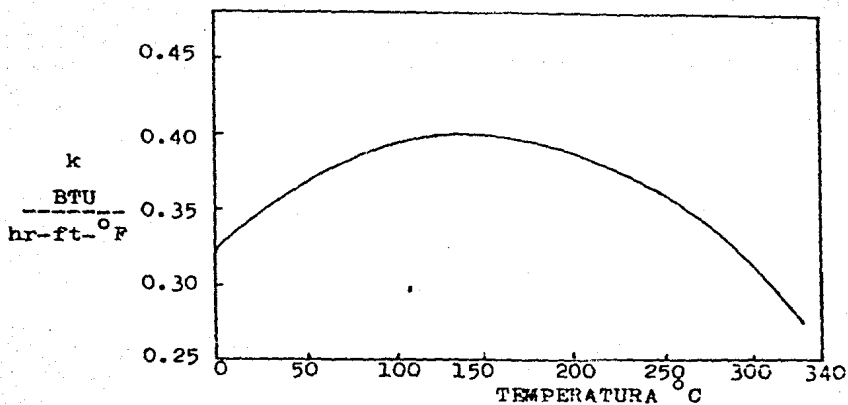


FIGURA 15

Existen en la literatura varias relaciones para calcular la conductividad térmica, entre las cuales podemos mencionar la relación de Cragoe ¹³, que calcula la conductividad térmica para fracciones de petróleo, aceites y mezclas de hidrocarburos de la siguiente forma:

$$k = 0.0677(1-0003(t-32))/d$$

Donde:

t = Temperatura °F

d = Densidad relativa

k = Conductividad térmica, en BTU/ft-°F-hr

El cálculo de la conductividad térmica para gases, por lo general es más difícil que para líquidos. Se presenta la siguiente relación propuesta por Gambill^h, para el cálculo de la conductividad térmica a temperatura y presión ambiente.

$$k = \mu (C_p + 2.48/M)$$

Donde:

μ = Viscosidad del gas en lb/ft-hr.

C_p = Calor específico en BTU/lb-°F

M = Peso molecular

En antaño se aplicaba calor a los yacimientos con el único fin de eliminar butámenes o parafinas depositadas en las paredes de los pozos, las cuales hacían que disminuyeran su productividad. Sólo hasta hace unas cuantas décadas han recibido un serio impulso en la recuperación de aceites crudos de alta viscosidad. A continuación veremos los tres métodos térmicos más usados actualmente en la recuperación térmica.

METODOS TERMICOS

Los métodos térmicos de recuperación secundaria han sido clasificados según la forma de suministro de calor a la formación de la siguiente manera:

- 1.- Combustión In-Situ
- 2.- Inyección de fluidos calientes
- 3.- Calentamiento de pozos de aceite crudo

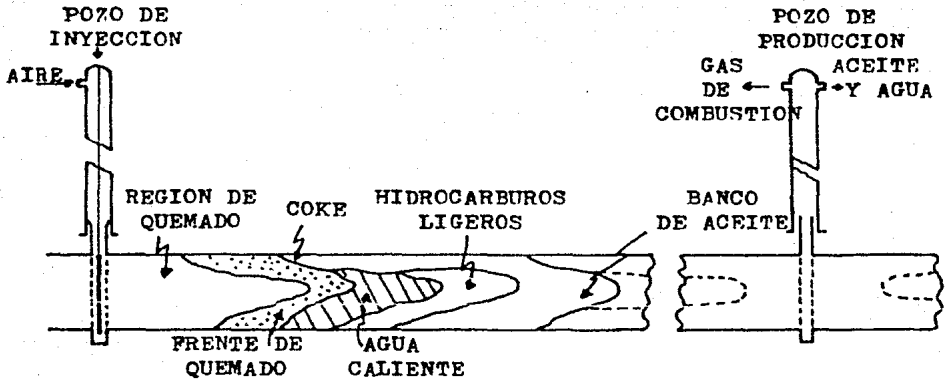
1.- Combustión In-Situ

La combustión In-Situ, también llamada combustión directa consiste básicamente en quemar una pequeña parte de los hidrocarburos que existen en el seno del yacimiento, tal como se puede observar en la figura 16. La combustión en el yacimiento se puede lograr inyectando aire a través de uno o varios pozos de inyección y encendiendo el yacimiento cerca del pozo formándose una zona de quemado en la vecindad del pozo de inyección, a medida que se efectúa la combustión va aumentando la temperatura en el yacimiento, de tal forma que al transmitirse la energía a éste, la viscosidad del aceite tiende a disminuir, logrando con esto que el banco de aceite fluya hacia el pozo de producción donde es recuperado. En la parte inferior de la figura 16 se muestra el perfil de temperaturas a través de la formación; en la zona de quemado obviamente tenemos la temperatura máxima, y a medida que se avanza en el yacimiento, es decir, a medida --

que el aceite fluye a través del yacimiento la temperatura va disminuyendo, teniendo cerca del pozo de producción aproximadamente la temperatura del yacimiento. La combustión que se desarrolla en éste, puede ser completa o incompleta (la incompleta es más común). La combustión in-situ generalmente se aplica a yacimientos que ya han sido explotados, ya que en ellos se facilita la inyección de aire. Existen fundamentalmente dos procesos de combustión In-Situ: Combustión directa y combustión inversa.

En la combustión directa, la combustión va de un pozo hacia otro, o sea, es aquella en la cual el depósito es encendido en la vecindad de un pozo de inyección de aire, propagándose la combustión lejos del pozo; si se mantiene continuamente la inyección de aire se mantiene la combustión.

Ahora bien, si se pasara la inyección de aire, del pozo de inyección de aire al pozo de producción, y ahora se enciende en los pozos adyacentes, entonces tenemos una combustión inversa - en la cual se invierte el sentido del flujo, forzando al banco de aceite a moverse en la dirección opuesta. En la zona de combustión, la cantidad de calor y la temperatura son muy grandes, del orden de 500 a 700°F. Es obvio que si se corta el suministro de oxígeno, y se inyecta de nuevo en los pozos de inyección de aire, el proceso se convierte de nuevo en un proceso de combustión directa. El proceso de combustión inversa se ilustra en la figura 17.



SECCION TRANSVERSAL DE LA FORMACION

DISTRIBUCION DE TEMPERATURA

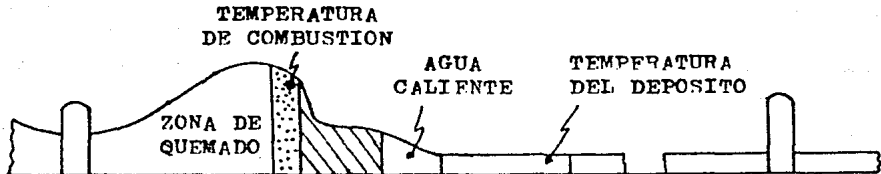


FIGURA 16

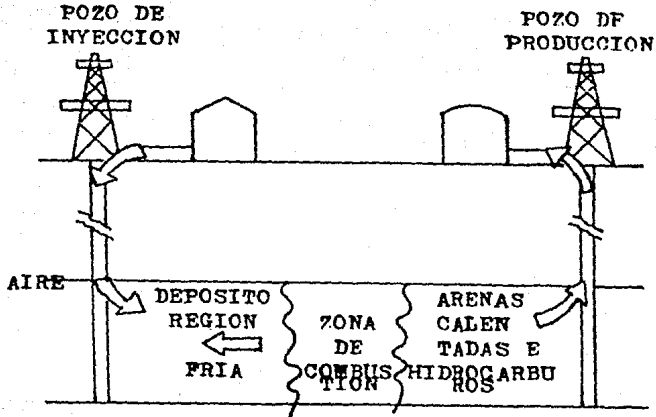


FIGURA 17

Como se mencionó anteriormente, es importante conocer las propiedades térmicas de los fluidos. En los procesos de combustión, también es importante conocer acerca del encendido de los depósitos, ya que esto implica la formación de oxidaciones. A medida que aumenta la temperatura aumenta la velocidad de oxidación. Además, a altas temperaturas también se crea la formación de coque, el cual es más difícil de encender. Por lo tanto, en un proyecto de combustión, podría ser necesario precalentar el aire de inyección, el cual ayudaría a controlar el

encendido. El encendido en el proceso de combustión in-situ -- tiene gran importancia debido a que la inyección de aire al depósito puede producir oxidaciones como se mencionó anteriormente. Existen en la literatura relaciones bien definidas para estimar el tiempo de ignición ⁵, en cual no es tratado en este -- trabajo.

REQUERIMIENTOS DE AIRE

Los requerimientos de aire para el proceso de combustión -- básicamente, están en función de la eficiencia de utilización -- del oxígeno y de la cantidad de suministro de combustible. La eficiencia de utilización del oxígeno principalmente depende de la relación C/H del coque, de la cantidad de CO producido y de -- la cantidad de oxígeno que aparece en el agotamiento. Ahora -- bien, si la relación C/H del aceite crudo es baja, se necesita mayor cantidad de aire, puesto que se necesita más oxígeno para oxidar el H que para oxidar el carbono. La cantidad de CO es -- una medida de la cantidad relativa de C, el cual no es completa-- mente oxidado; ya que la cantidad de O₂ requerido para producir CO₂ es el doble que para producir CO, de ahí que a mayor cantidad de CO producido menos aire es requerido; finalmente, los re-- querimientos de aire deben ser incrementados para suministrar -- una cantidad de oxígeno, la cual es igual a la cantidad que apa-- rece en el agotamiento. En lo que respecta a la cantidad de su-- ministro de combustible, ya que la zona de combustión se mueve a través del depósito, continuamente emite calor. Esta energía se mueve hacia adelante por conducción como calor sensible en --

el líquido y el gas, y como calor de vaporización en el vapor. Algunos fluidos se volatilizan y otros fluyen dejando atrás hidrocarburos residuales (coke), el cual es el combustible de suministro para la combustión. La zona de combustión, solamente se puede mover tan rápido como se mueve el coke; si la cantidad de coke depositado por el aceite crudo es excesivo, la velocidad de avance de la zona de combustión podría ser baja y por lo tanto, los requerimientos de aire podrían ser grandes. Por otro lado, si el aceite es de base parafínica y de alta densidad relativa ($^{\circ}$ API) podría ser completamente fluidizado y la combustión podría no ser sostenida en ausencia de coke. Por lo tanto, los aceites crudos de base asfáltica y nafténica son, en general, los mejores candidatos para la combustión in-situ^x.

INYECCION DE FLUIDOS CALIENTES

La inyección de fluidos calientes para la recuperación de aceite, ha sido aplicada en gran medida en algunos países como EU, URSS y Venezuela. En general se reportan en la literatura recuperaciones del orden del 25% del aceite crudo que no se pudo recuperar con la explotación primaria.

La inyección de fluidos calientes incluye básicamente la inyección de agua caliente y la inyección de vapor o ambos. La inyección de agua caliente se usa básicamente para beneficiar las condiciones de relación de movilidades aceite-agua --

x - FUENTE: Enhanced oil recovery, Van Pollen.

(aceite/agua) en la cercanía del pozo de inyección. En la inyección de vapor existen dos procesos: La inyección continua de vapor y la inyección ciclica de vapor, también llamada estimulación de vapor; en este tipo de procesos se trata de lograr que el agua por unidad de masa lleve una máxima energía térmica para incrementar el ritmo de producción. En la estimulación de vapor, la idea es inyectar el vapor en los pozos de producción y mantenerlos cerrados en un cierto período de tiempo para que se remoje el yacimiento, antes de que siga la producción de aceite. Sin embargo, hay diferencias de opinión al respecto, ya que por un lado, si el pozo produce inmediatamente después de la inyección de vapor, grandes cantidades de energía se perderán con el vapor producido, y por otro lado, la disipación de energía (calor) en la base y capa de la roca es una función del tiempo, por lo que grandes cantidades de calor se perderán en el yacimiento durante el período en que se remoja el mismo.

En general, la estimulación de vapor es más económica que la inyección de vapor. Aunque normalmente las cantidades recuperadas por estimulación son menores que por inyección, por tal motivo, en algunos proyectos se aplica primero la estimulación de vapor y luego se convierte a un proceso de inyección de vapor, y así sucesivamente se alternan formando ciclos. Ahora bien, el efecto de la estimulación en el primer ciclo es mucho más pronunciado, debido principalmente a la limpieza y mejoramiento de la permeabilidad en la vecindad del pozo de producción. Por otro lado, la estimulación de vapor en el segundo --

ciclo crea una respuesta menor en el depósito en la recuperación, y así sucesivamente para más ciclos. Se puede hacer una estimación de la velocidad de producción de aceite esperado después de la estimulación por:

$$Q_{\text{cal}} = Q_{\text{fría}} \frac{\mu \text{ del aceite antes de la estimulación}}{\mu \text{ " " después " "}}$$

Se pueden encontrar en la literatura estudios de varios modelos para la estimulación de vapor ^{j,k}.

En la inundación de vapor, se trata de movilizar el aceite del yacimiento, el vapor puede inyectarse con agua caliente o con aire; en este proceso, las fuerzas capilares no son afectadas directamente por el calor, pero el aceite atrapado en el depósito por las fuerzas capilares es calentado, y sus fracciones ligeras son destiladas. De hecho, la inundación de vapor es el principal proceso de recuperación térmica utilizado. En general, el aceite es recuperado de la formación por inyección de vapor, involucrando los siguientes mecanismos: destilación, -- que es el más importante, reducción de viscosidad y los efectos de expansión térmica. Además, hay otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de aceite, aunque son menos significativos; existen los fenómenos de desplazamiento miscible, las magnitudes de estos efectos dependen de las propiedades del aceite y de las características del medio poroso. Podemos visualizar de manera general el mecanismo de recuperación de aceite, considerando un gran medio poroso que contiene inicialmente agua congénita. El aceite es vaporizado en la vecindad del pozo de

inyección y empujado hacia el frente. Una cierta fracción del aceite queda atrás ya que no es vaporizada. Al avanzar gradualmente el vapor, se va condensando debido a las pérdidas de calor que se registran en el yacimiento, lo cual trae la formación de un banco condensado caliente, el agua caliente conduce el aceite hacia el frente, la parte de atrás cada vez más se va enfriando hasta llegar a la temperatura del depósito. Desde este punto, el proceso de desplazamiento procede como si fuera -- una inundación de agua convencional; de este modo, se ha visto que se presentan tres regímenes de flujo en las diferentes zonas; Zona de vapor, zona condensada caliente y zona de agua -- fría, tal como se puede observar en la figura 18.

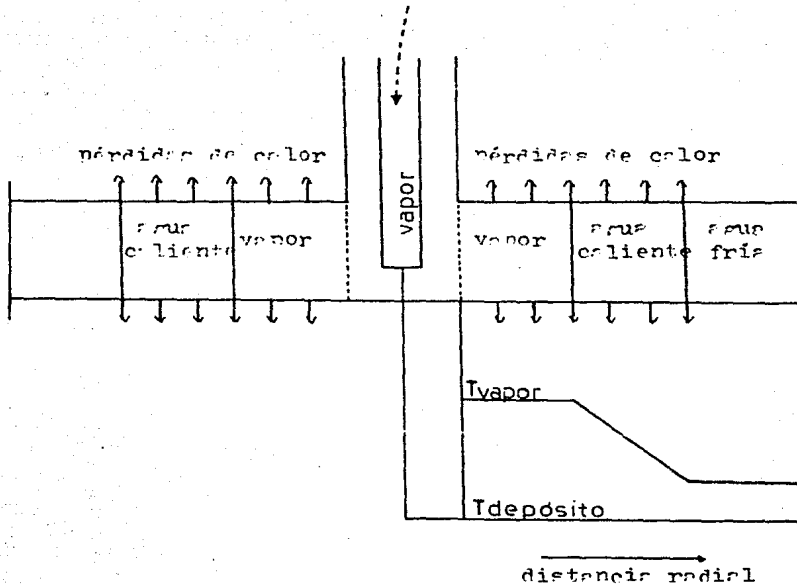


FIGURA 18

En la zona de inundación de agua caliente, la recuperación de aceite estará en función de las características térmicas del aceite. La viscosidad y la temperatura influirán en la recuperación de considerables cantidades de aceite, si existiera una reducción aguda en la viscosidad y un aumento significativo en la temperatura. La recuperación obtenida de la zona de inunda-

ción de agua fría, aproximadamente igualará a la calculada por una inundación equivalente convencional, excepto que la velocidad efectiva de inyección ahora será mayor que la velocidad -- del vapor, en virtud de la capacidad de expansión del vapor inyectado. En la zona de vapor el efecto predominante es la destilación del vapor, la cual consiste en la destilación de los componentes más ligeros del aceite crudo dejados atrás, los -- cuales se caracterizan por tener una alta presión de vapor. - La presencia de una fase gaseosa y una mayor temperatura, trae como consecuencia la vaporización de componentes ligeros los - cuales son empujados hacia el frente por el avance del vapor, hasta que condensan en alguna parte fría del depósito.

La recuperación de aceite por destilación de vapor será -- determinada por la composición del aceite. Se estima que la -- recuperación adicional de aceite puede llegar al 20 ó 25% del - aceite original del depósito, de los cuales un 50% es por vía - de la destilación. El aceite es más rico en el frente de la zona de vapor en hidrocarburos ligeros, los cuales también sirven para extraer el aceite por desplazamiento miscible, aunque en - realidad los efectos no son muy bien conocidos todavía. A continuación se tratará el modelo de inyección de vapor de Marx y Langenheim's^{4,5,6}.

MODELO DE MARX Y LANGENHEIM

La principal ventaja de este modelo es que es aplicable al área calentada de cualquier geometría, o sea, es aplicable a la inyección de vapor para cualquier tipo de patrón de flujo (flujo lineal, flujo de cinco pozos, etc.). Las suposiciones principales son: Los fluidos son incompresibles la base y capa de la roca son hidrológicamente, geométricamente, y térmicamente homogéneos y además, isotrópicos; el vapor desplaza al aceite sin que se forme un banco de agua caliente; también se supone que el espesor de la formación es infinitamente grande (tanto la base como la capa de la roca) y que la temperatura inicial (temperatura del vapor de inyección T_r es la misma tanto para la capa de la roca como para la base) y que la conducción de calor radial puede ser despreciada.

Marx y Langenheim desarrollaron una expresión para las -- pérdidas de calor instantáneas por unidad de área.

Sea y = Distancia, medida en la dirección vertical

t = tiempo

$T(y,t)$ = temperatura

D = Difusividad térmica del material de la formación

La ecuación diferencial (ecuación de Fourier) que nos describe el flujo de calor es:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = D \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad \text{--- (1)}$$

Las condiciones iniciales son:

$$T(y, 0) = T_r \quad 0 \leq y \leq \infty$$

$$T(0, t) = T_{\text{sat}}$$

La solución de la ecuación diferencial para estas condiciones fue desarrollada por Carslaw y Jaeger⁵.

$$T(y, t) = T_{\text{sat}} - \frac{\Delta T}{2 \sqrt{Dt}} \operatorname{erf}(x) \quad \text{--- (2)}$$

Donde:

$$x = y^2 / 4Dt$$

$D = K / \rho_c C_c =$ difusividad térmica de la capa de la roca

$\rho_c =$ densidad en lb/ft^3

$C_c =$ Calor específico en $\text{BTU/lb-}^\circ\text{F}$

$K =$ conductividad térmica en $\text{BTU/ft-hr-}^\circ\text{F}$

$$\Delta T = T_{\text{sat}} - T_r$$

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt$$

Con:

$$\text{erf}(0) = 0$$

$$\text{erf}(\infty) = 1$$

La conducción de calor en la dirección vertical en un cierto tiempo t , está dada por:

$$H_t = -k \left[\frac{\partial T}{\partial y} \right]_{y=0} \quad \text{--- (3)}$$

pero:

$$\frac{\partial T}{\partial y} = - \frac{\Delta T}{\sqrt{\pi Dt}} e^{-\left[\frac{y^2}{4 Dt} \right]}$$

Así que:

$$\left[\frac{\partial T}{\partial y} \right]_{y=0} = - \frac{\Delta T}{Dt}$$

Por lo tanto:

$$H_t = \frac{k \Delta T}{Dt} \quad \text{--- (3)}$$

Donde:

$$T = T_{\text{sat}} - T_r = \text{diferencia de temperatura en } ^\circ\text{F} \\ \text{del vapor y el depósito.}$$

BALANCE DE CALOR POR INYECCION DE CALOR

Suponiendo que el vapor o agua caliente es inyectado con-

tinuamente a una velocidad H_0 (BTU/hr) en el depósito, existiendo difusividad térmica (D) a través de la formación y por lo tanto pérdidas de calor; estas pérdidas de calor están dadas por:

$$P_{\text{per}} = 2 \int_0^{A(t)} H_t dA \quad \text{--- (4)}$$

Donde:

$A(t)$ = área calentada a tiempo t .

Por lo tanto:

$$P_{\text{per}} = 2 \int_0^{A(t)} \frac{K \Delta T}{\sqrt{\pi D t}} dA \quad \text{--- (4')}$$

El área $A(t)$, es el área de la zona de agua caliente A_w , la cual está definida como el área total de la zona de vapor A_s y el borde de la zona de agua caliente, tal como se indica en la figura 19.

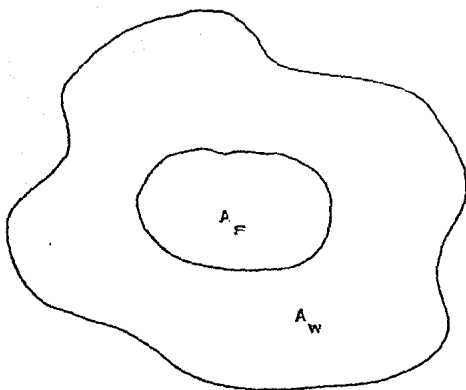


FIGURA 19

Las pérdidas de calor a tiempo τ ($\tau < t$), corresponden a un elemento de área dA que está dado por:

$$K \Delta T \left[\pi D (t - \tau) \right]^{-1/2} \quad - - - (5)$$

y puesto que A es función del tiempo.

$$dA = \left[dA/d\tau \right] d\tau \quad - - - (6)$$

Por lo tanto, las pérdidas de calor total sobre y bajo el borde, a tiempo t están dadas por:

$$P_{\text{per}} = 2 \int_0^t \frac{K \Delta T}{\sqrt{\pi D(t-\tau)}} \frac{dA}{d\tau} d\tau \quad \text{--- (7)}$$

Ahora, el calor utilizado en el calentamiento del depósito tiempo t esta dado por;

$$U = h \frac{dA}{dt} \cdot M \cdot \Delta T \quad \text{--- (8)}$$

donde M esta definido por:

$$M = (1-\phi) \rho_r C_r + \rho_w S_w \phi C_w + S_o \phi \rho_o C_o \quad \text{--- (8)}$$

donde:

S_w = saturación de agua

S_o = saturación de aceite

C_w = calor específico del agua

C_o = calor específico del aceite

ϕ = porosidad

Por lo tanto, el balance de calor instantáneo puede ser -
escrito como:

$$\begin{array}{l} \text{Calor inyectado} = \text{Pérdidas} + \text{Calor} \\ \text{a tiempo } t \quad \quad \quad \text{de calor} \quad \quad \quad \text{utilizado} \quad \text{--- (9)} \end{array}$$

$$H_o = P_{\text{per}} + U \quad \text{--- (10)}$$

$$= 2 \int_0^t \frac{K \Delta T}{\sqrt{\pi D(t-\tau)}} \frac{da}{d\tau} d\tau + Mh \Delta T \frac{da}{dt} \dots (11)$$

La ecuación anterior es la expresión dada por Marx y Langenheim; esta ecuación fué resuelta usando transformadas de Laplace para una cierta condición inicial $A(0) = 0$, dando:

$$A(t) = \left[\frac{H_o M h D}{4K^2 \Delta T} \right] \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots (12)$$

donde:

$$A(t) = \text{área acumulada en ft}^2$$

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$$

$$x = \left[\frac{2K}{Mh \sqrt{D}} \right] t^{1/2} \quad \text{adimensional}$$

De estudios experimentales hechos por William¹⁰ y sus colaboradores, se llegaron a algunas conclusiones en la recuperación térmica de aceite.

- a).- La inundación de vapor ha emergido como un buen método -- térmico de recuperación secundaria.
- b).- El aumento en la recuperación de aceite por inyección de agua caliente es debida a la reducción de la viscosidad - y la expansión térmica.
- c).- La recuperación de aceite por inyección de vapor es mayor que con la inundación de agua convencional.

- d).- La inundación de agua caliente es particularmente aplicable a aceites viscosos, ya que reduce significativamente la relación de viscosidad agua-aceite.
- e).- Se necesita mucho menor cantidad de agua de inyección como vapor que inyectada como líquido, debido al mayor contenido de calor (energía) del vapor.

CALENTAMIENTO DE POZOS DE ACEITE CRUDO

Este método es el más antiguo de los métodos de recuperación térmica, el cual se usaba el siglo pasado no para mejorar la recuperación de aceite, sino para limpiar los pozos de bitúmenes, parafinas y demás incrustaciones que tapaban a los mismos. Posteriormente, se vió la posibilidad de utilizarlo para la recuperación de aceite.

Básicamente el proceso consiste en calentar el yacimiento con resistencias eléctricas o con un fluido caliente para disminuir el valor de la viscosidad del aceite. De hecho, los calentadores de fondo se han usado en operaciones de campo en la industria petrolera norteamericana desde 1865; tienen la ventaja de que son fáciles de operar, pero el ritmo de generación -- de calor (100 000 a 150 000 BTU/hr) es relativamente pequeño, -- comparado con el que se proporciona al yacimiento en un proyecto de inyección de vapor, el cual sobrepasa normalmente los -- 20 000 000 BTU/hr.

Por otro lado, desde el punto de vista de la recuperación

secundaria de aceite; como el método más común para calentar el fondo de los pozos es el eléctrico, bajo diferentes formas, se ha experimentado que no resulta lo convenientemente económico - su utilización. Por esta razón no se a generalizado este tipo de suministro de energía, hasta la fecha. En realidad, más que un método de recuperación secundaria, este recurso se ha maneja do como una estimulación, con aplicaciones limitadas todavía.

CAPITULO III

C A P I T U L O I I I

PROCESOS DE RECUPERACION QUIMICA

Desde hace apenas unos cuantos años, se han venido desarrollando nuevos procesos de recuperación de aceite, de ahí que -- surgió la idea de utilizar compuestos químicos, los cuales se -- pueden añadir al agua inyectada para aumentar la recuperación -- de aceite, gran cantidad de sustancias han sido estudiadas para este fin, De estos estudios surgieron los llamados procesos -- químicos para la recuperación de aceite, los cuales incluyen: -- inyección de sustancias miscelares, inyección de microemulsio-- nes, inundación de polímeros, inyección de polímeros-surfactan-- tes, inundación de sosa cáustica y algunos otros métodos sofisticados.

Gran cantidad de estudios se han ocupado de la inyección -- de surfactantes y del desplazamiento miscible de aceite, ya que estos han dado buenos resultados en la recuperación de aceite, -- por ser capaces de reducir las fuerzas de retención capilar y -- controlar mejor otros fenómenos involucrados en el proceso. Bási-- camente se tratarán de manera general: El desplazamiento de -- aceites por inundación de polímeros, la inyección de surfactan-- tes-polímeros y la inundación de sosa cáustica.

INUNDACION DE POLIMEROS

Los polímeros son macromoléculas que contienen cientos de miles de átomos, los cuales forman las moléculas gigantes alargadas, son de alto peso molecular como: las proteínas, polisacáridos, elastómeros, poliacrilamidas, etc. Los polímeros al ser añadidos al agua inyectada, le confieren ciertas propiedades de resistencia al flujo en medios porosos. La inundación de polímeros involucra la adición de un agente espesante (polímero) al agua inyectada para aumentar su viscosidad. El uso de estas sustancias puede tener rendimientos significativos en la recuperación de aceite, del orden de 5 al 15% aproximadamente. Los polímeros más ampliamente utilizados en la recuperación de aceite son los polisacáridos y las poliascrlamidas; éstos reducen significativamente la movilidad del agua inyectada, aumentando su viscosidad.

Los mecanismos de desplazamiento de los polímeros son bastante complejos y aún no son del todo entendidos, con todo y esto existen varios factores que determinan la efectividad de un polímero, como lo es la relación de movilidades de los fluidos y la heterogeneidad del depósito.

En general los depósitos de aceite tienen características heterogéneas, por lo que sus propiedades no son constantes, -- existiendo variaciones en la permeabilidad y la porosidad, las cuales influyen directamente en el grado de recuperación de -- aceite. Cuando se inyecta un fluido al depósito busca el cami

no que ofrece menor resistencia al flujo (fracturas y zonas de alta permeabilidad). El fluido inyectado reemplaza al aceite - producido que es desplazado de las zonas de alta permeabilidad, bajando en estas regiones la saturación de aceite residual, al disminuir ésta, la permeabilidad del agua aumenta creando una - diferencia de velocidad de flujo entre las zonas de alta y baja permeabilidad; el resultado es que siempre aumenta la relación agua-aceite en los pozos de producción, disminuyendo con ésto, la recuperación de aceite.

Los polímeros pueden reducir el efecto de la variación de permeabilidad, mejorando las eficiencias de barrido, a su vez, si no existe una movilidad favorable, puede haber una disminución en la misma.

La movilidad de un fluido la podemos calcular con la siguiente expresión:

$$M = (k_w / \mu_w) / (k_o / \mu_o) = \lambda_w / \lambda_o$$

Donde:

M = Relación de movilidad del agua a aceite

k_w = Permeabilidad relativa del agua

μ_w = Viscosidad del agua

k_o = Permeabilidad relativa del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite.

λ_w = Movilidad del agua

λ_o = Movilidad del aceite.

Ahora bien, si la relación de movilidades es uno o menos, el desplazamiento de aceite por el agua será eficiente, y si la M es mayor a uno, la mayor movilidad del agua tenderá a la formación de dedos a través del aceite, y por lo tanto, el proceso se vuelve ineficiente. Los polímeros pueden mejorar la relación de movilidades y así aumentar la eficiencia del desplazamiento en el depósito.

Económicamente hablando, sólo existen dos tipos de polímeros utilizados en procesos de recuperación de aceite; los polisacáridos y las poliacrilamidas. El polisacárido más usado en los procesos de recuperación es el xanthan gum, el cual tiene un peso molecular de aproximadamente 5 millones. En la siguiente figura se ilustra la estructura química de este polímero.

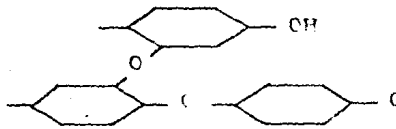


FIGURA 20

Este polímero o biopolímero se produce por acción micro-
 bial del *xanthomonas campestris*; es susceptible al ataque bac-
 teriano por lo que para preservarlo se usan biocidas, además po-
 see una excelente resistencia al rompimiento mecánico. Las mo-
 léculas de poliacrilamidas están formadas por cadenas muy gran-
 des de moléculas de acrilamidas; el peso molecular medio de las
 poliacrilamidas comerciales está en el rango de 1-10 millones;
 el polímero prácticamente es inmune al ataque bacteriano, pero
 es susceptible al rompimiento mecánico. En la figura 21 pode-
 mos observar la estructura química de las poliacrilamidas.

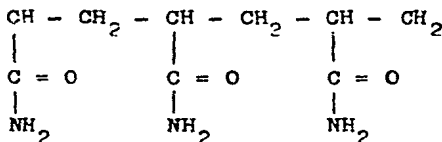


FIGURA 21

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En los mecanismos de desplazamiento en la inundación de polímeros hay que tener en cuenta los siguientes factores: relación de movilidades, peso molecular, concentración, tipo de solvente, adsorción, volumen de poro inaccesible, tamaño de poro, entrapamiento, degradación del polímero y resistencia residual.

RELACION DE MOVILIDADES

En general los polímeros son sustancias que se pueden clasificar como fluidos no-newtonianos, cuando menos en los rangos de concentración de interés comercial (50-2000 ppm). Para un fluido newtoniano, existe una relación constante entre el esfuerzo cortante y su gradiente de velocidad, la cual es denominada viscosidad y está definida por:

$$\mu = \frac{\tau}{\frac{\partial u}{\partial y}}$$

Donde:

μ = Viscosidad

τ = Esfuerzo cortante

$\frac{\partial u}{\partial y}$ = Gradiente de velocidad

Ahora bien, en los fluidos no-newtonianos esta relación no es constante. Las soluciones de polímeros generalmente se clasifican (para ciertas condiciones), como fluidos pseudoplásticos, siendo éstos, los que exhiben menores resistencias al flujo cuando aumenta la velocidad del mismo, esta se puede representar por:

$$\tau = K \left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)^n \quad n < 1.0 \quad \text{para fluidos pseudo-plásticos.}$$

Donde:

K = Viscosidad aparente.

De la expresión anterior es claro que si $n=1$, $K=\mu$. En la siguiente figura (22) se muestra este comportamiento.

En las soluciones de polímeros a velocidades de flujo muy altas, la curva de la solución de polímero se aproxima a la linealidad, y a velocidades muy bajas la pendiente también se aproxima a la linealidad, como se muestra en la figura (23).

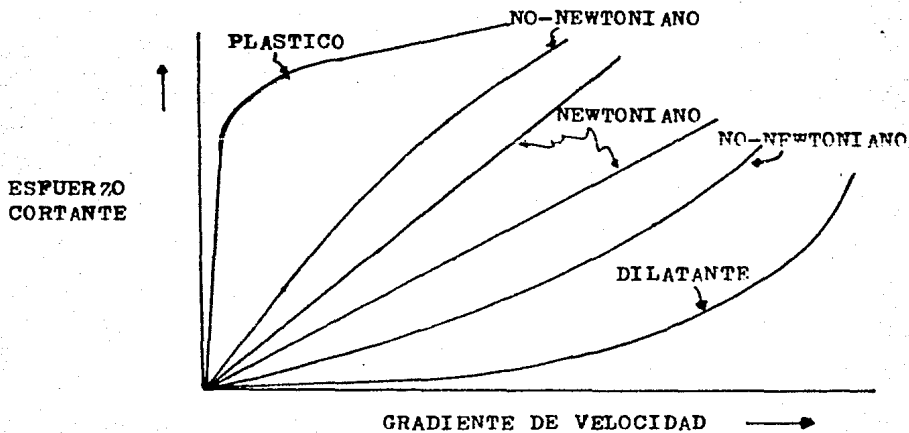


FIGURA 22

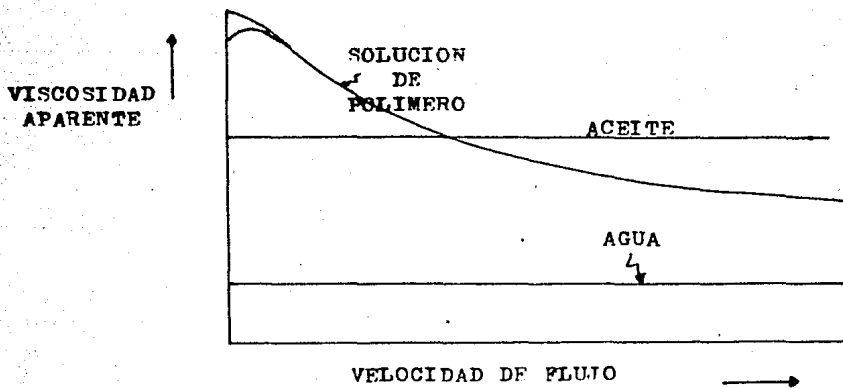


FIGURA 23

A mayor peso molecular de los polímeros mayor es la viscosidad aparente (K), también a mayor concentración del polímero aumenta la viscosidad aparente de la solución, ya que se disuelve mayor cantidad de moléculas del polímero, esto, se encuentra representado en la figura (24).

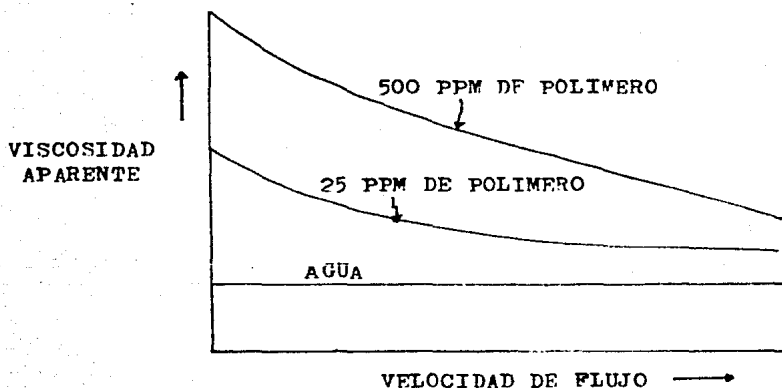


FIGURA 24

TIPO DE SOLVENTE

En un buen solvente, el polímero se extiende formando un máximo contacto con éste; en cambio, en un solvente pobre esto no sucede. Este mayor contacto hace que aumente la viscosidad aparente de la solución de polímero^m.

ADSORCION

Los polímeros tienen una gran capacidad de adsorción sobre la superficie de la mayoría de los depósitos. La adsorción aumenta con la concentración de polímero como se observa en la figura 25. Existe una gran cantidad de modelos para la predicción de la adsorción, entre ellos tenemos las isotermas de Langmuir y el modelo del tubo capilar^{n,m}.

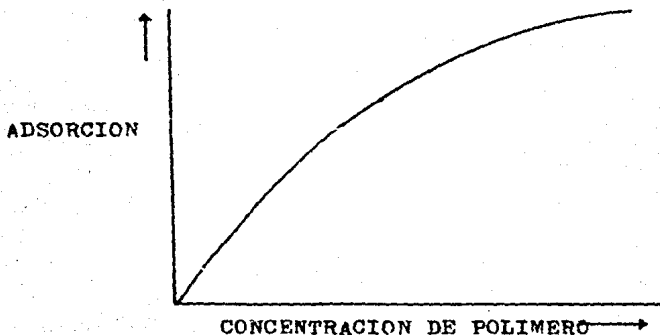


FIGURA 25

PERMEABILIDAD REDUCIDA

La movilidad de un polímero es menor que la calculada, esta reducción podría ser debido a una reducción significativa en la permeabilidad relativa del polímero al medio poroso, como se puede ver en la ecuación de Darcy, la cual describe el -

flujo de fluidos Newtonianos en medios porosos.

$$q = \frac{K A \phi \Delta P}{\mu L} = \frac{A \phi \lambda \Delta P}{L}$$

Donde:

q = Velocidad de flujo volumétrica

K = Permeabilidad absoluta

ϕ = Porosidad

L = Longitud

λ = Movilidad del fluido.

μ = Viscosidad

A = Area de la sección transversal

ΔP = Caída de presión

Para fluidos no-Newtonianos, primero se calcula la viscosidad aparente por la ley de la potencia y luego se introduce en la ecuación de Darcy. Sin embargo, el comportamiento de los polímeros en medios porosos da una mayor viscosidad aparente que en flujo capilar, esto se puede observar en la figura 26.

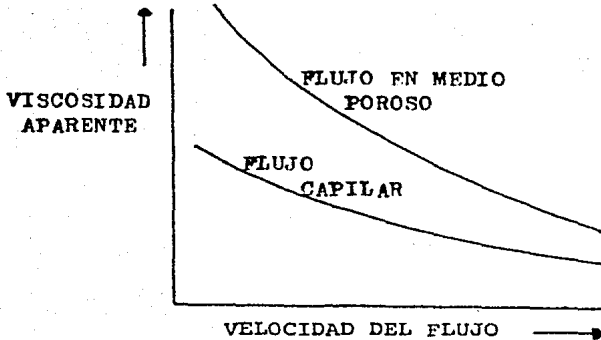


FIGURA 25

Se le denomina factor de resistencia a la medida de la reducción de la movilidad, la cual está representada por:

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_p}{\mu_p}}$$

VOLUMEN DE PORO INACCESIBLE

El volumen de poro inaccesible, se refiere a la presencia de gran cantidad de poros que tienen aberturas muy pequeñas, -- las cuales permiten el flujo de salmuera pero restringen el paso de las moléculas de polímero que son considerablemente mayores⁹.

ENTRAMPAMIENTO

La disminución en la permeabilidad en soluciones de polímeros también puede ser causada por entrampamiento. La idea general del entrampamiento se puede resumir de la siguiente manera: Si en lugar de una abertura pequeña de poro que no permite el paso del polímero, se considera un espacio de poro el cual en un extremo tiene una pequeña abertura y en el otro extremo tiene una abertura relativamente grande, al entrar el polímero por la abertura grande, ya no puede salir y por lo tanto queda entrampado. Cabe hacer notar que existe una diferencia significativa entre entrampamiento y taponamiento, ya que en el primero el polímero conserva la suficiente libertad para permitir el flujo de aceite, mientras que en el segundo se bloquea el flujo de aceite completamente.

Además, existen otros factores que influyen en el desplazamiento, tal como la degradación del polímero; los polímeros son cadenas largas flexibles, que pueden romperse en cadenas más cortas⁵. El tamaño de polímero, tamaño de poro, efectos residuales también pueden influir en el desplazamiento de aceite^{t,u}.

SELECCION DEL DEPOSITO PARA INUNDACION DE POLIMEROS

La inundación de polímeros puede ser más atractiva que la inundación de agua, si la relación de movilidad es pobre (del orden de 2 a 20) y/o si existe una significativa variación en la permeabilidad. Además, la inundación de polímeros puede usarse si existe una alta permeabilidad y si el aceite tiene --

una alta viscosidad (arriba de 300 cp) en el yacimiento. La -- temperatura del depósito debe estar entre 250-300°F ó menores, ya que a temperaturas mayores, los polímeros sufren degradación. También se puede usar la inundación de polímeros si en el depósito existe una saturación de aceite razonablemente alta. Si - el depósito está altamente fracturado, no es posible el uso de la inundación de polímeros.

INYECCION DE SURFACTANTES-POLIMEROS

Desde principios de siglo se publicaron algunas patentes - las cuales hacían referencia al uso de soluciones acuosas para disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el medio de inundación para aumentar la recuperación de aceite. El propósito de la inyección de surfactantes es bajar la tensión interfacial y desplazar el aceite que no puede ser desplazado por la - inundación de agua convencional, y el propósito de la inyección del polímero, es el proveer una mejor movilidad para tener un - desplazamiento más efectivo.

En el desplazamiento de aceite con surfactantes hay que tomar en cuenta: La composición del aceite crudo y salmuera, tipo de roca, tensión interfacial, adsorción, tipo de surfactante, caída de presión y el gasto de inyección; de hecho, los surfactantes operan de manera similar a un detergente, o sea, se - utiliza como fluido lavador antes del desplazamiento con agua, ya que mojan la superficie de la roca logrando disolver gotitas de aceite que están adheridas a los poros de la roca. Para que

un surfactante sea efectivo debe tener las siguientes propiedades:

- bajo costo
- tener la capacidad de estar en contacto con la mayor parte del yacimiento.
- reducir la tensión interfacial entre el aceite crudo y el agua a valores del orden de 0.01 dinas/cm.
- ser física y químicamente estable con los fluidos del yacimiento.
- la adsorción no sea muy grande.

En general los surfactantes se clasifican según sus productos de ionización en: aniónicos, noniónicos y catiónicos. Los catiónicos se han usado poco, ya que tienen poca adsorción con la roca del yacimiento. Los más usados son los aniónicos y noniónicos. Los surfactantes pueden inyectarse como: un banco surfactante, un banco de aceite tratado con surfactante y generar los surfactantes en el lugar (in-situ)^w.

En realidad, ha sido muy difícil controlar los sistemas -- surfactantes-polímeros, ya que se forman continuamente reacciones químicas y ocurren, además, cambios con el movimiento del banco a través del depósito. En 1954 Ojeda, hizo investigaciones de laboratorio y logró correlacionar la saturación de aceite residual con σ/AP y con el parámetro geométrico de poro -

(K/ϕ), él encontró que los parámetros importantes en la inundación de surfactantes son: ángulo de contacto, tensión interfacial, caída de presión y la geometría de poro. En 1956 Reiser y Dascher reportaron mediciones de la tensión interfacial - menores de 0.01. En 1962 Gogarty describió el uso de microemulsiones en un proceso denominado Maraflood (Marathon Oil Company). El proceso del surfactante-polímero se lleva a cabo en -- dos etapas: inyección del banco surfactante y la inyección de un polímero de movilidad amortiguada. Cabe hacer notar que en la literatura, el banco surfactante también es referido como: - solución miscelar, microemulsión, aceites solubles, etc. Las - compañías petroleras han patentado sus propios procesos, los -- cuales tienen características bien definidas. A continuación - se da un cuadro general de lo que es el desplazamiento con una solución miscelar y/o con microemulsiones.

Una solución miscelar es aquella que está constituida por sistemas múltiples de moléculas, las cuales forman un medio de miscelas que están dispersas en equilibrio electroquímico. Estas soluciones, básicamente, están constituidas por un sulfonato, hidrocarburos y mezclas de agua, donde se puede agregar un cosurfactante (alcohol) o un electrólito. El sulfonato reduce la tensión interfacial, los hidrocarburos normalmente son productos refinados del petróleo y los cosurfactantes usados generalmente son alcoholes como: isopropílico, amílico, etc. Las propiedades de una solución miscelar varían a diferentes concentraciones de los componentes; en la figura 27 se muestra un día

grama triangular típico que muestra los componentes principales de las soluciones miscelares.

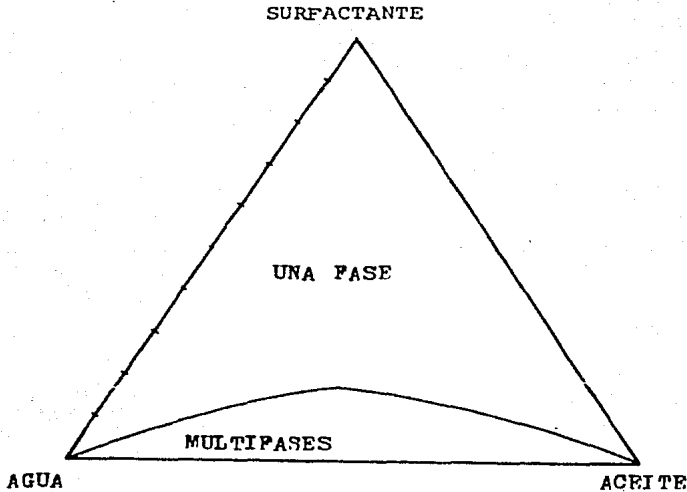


FIGURA 27

Una microemulsión es una emulsión de aceite y agua que es termodinámicamente estable (la emulsión es una dispersión de un líquido en otro líquido en el cual sea prácticamente insoluble y reducido en pequeñísimas gotitas). En este procedimiento, -- teóricamente, se logra la recuperación de cerca de 100% del - -

aceite en las partes del yacimiento que esten en contacto con la solución inyectada. Las microemulsiones básicamente se componen de surfactante, hidrocarburo y agua, y se le puede añadir un cosurfactante. En la figura siguiente se muestra un diagrama triangular de los tres componentes principales en una microemulsión, así tenemos por ejemplo: una composición en el punto P tendría 50% de sulfonato, 40% de aceite y un 10% de agua, y la composición en el punto G sería 60% de aceite y 40% de agua.

La manera más común de controlar la viscosidad en una solución con microemulsión es variando la cantidad de cosurfactan--

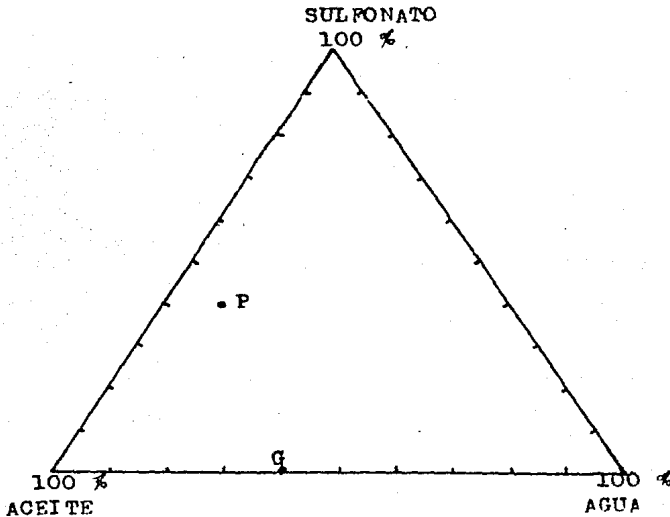


FIGURA 28

te, agua, Generalmente añadir el cosurfactante a la microemulsión reduce la viscosidad, si se aumenta la cantidad de agua se aumenta la viscosidad en una solución de aceite externo y disminuye la viscosidad en emulsiones de agua externa^x. En la práctica se prefiere el uso de la fase de aceite externo. Para saber cual de las fases es dispersa y cual es continua, se utilizan diferentes técnicas: fluorescente, conductividad, dilución de fase, etc. Como se mencionó, la inyección de surfactantes es difícil de controlar (la movilidad). Un banco de surfactante desplazará al aceite en contacto con él, el banco de aceite fluirá con cierta movilidad. La movilidad de los bancos de surfactantes deberá ser menor que la movilidad del banco de aceite, y la movilidad del polímero todavía debe ser menor que la del banco surfactante y el banco de aceite; en caso contrario se formarán dedos y por lo tanto reducirán la eficiencia de desplazamiento. En 1967 Gogarty desarrolló una expresión para calcular el flujo total dentro del banco estable aceite-agua, despreciando la presión capilar.

$$q_{tb} = K A \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_b \left[\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o} \right]_b$$

Si la ponemos en términos de la movilidad relativa tenemos:

$$q_{tb} = K A \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_b \left[\lambda_{rw} + \lambda_{ro} \right]_b$$

Donde:

q_{tb} = Velocidad de flujo total en el banco estable

A = Area

K = Permeabilidad absoluta

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

λ_{rw} = Movilidad relativa del agua

λ_{ro} = Movilidad relativa del aceite

$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_b$ = Gradiente de presión a través del banco estable

$\left[\lambda_{rw} + \lambda_{ro} \right]_b$ = Movilidad relativa total dentro del banco

Si conocemos las condiciones de saturación dentro del banco estable, podemos conocer el valor de la movilidad relativa con los datos de viscosidad de campo y de permeabilidad relativa agua-aceite, un esquema hipotético se representa en la figura 29, el cual muestra la variación de la permeabilidad relativa del aceite y agua con respecto al porcentaje de saturación de agua.

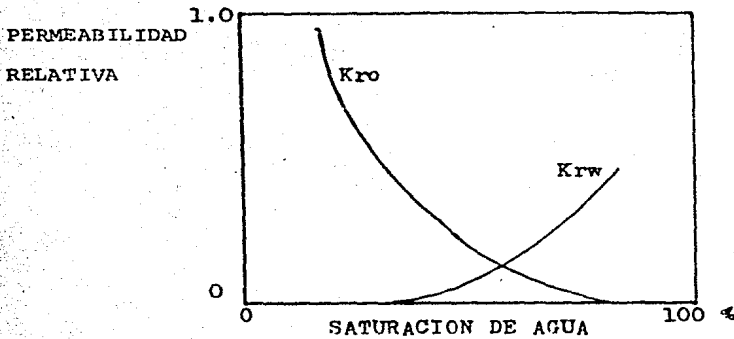


FIGURA 29

Con los valores de permeabilidad relativa de la figura 29 y los datos de viscosidad del aceite y agua, podemos generar -- la curva de movilidad relativa total o movilidad de diseño, esto se puede ver en la figura 30. Por último, en la figura 31 se muestra un diagrama esquemático del proceso de surfactante - polímero.

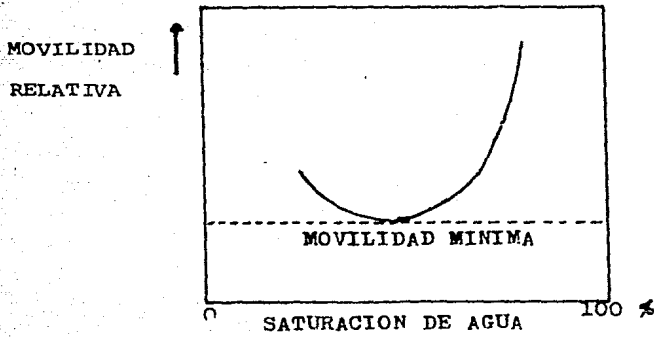


FIGURA 30

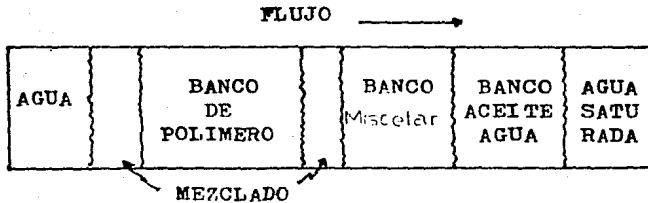


FIGURA 31

INUNDACIÓN CAUSTICA

La recuperación de aceite también se puede lograr introduciendo una sustancia alcalina en agua, tal como el hidróxido de sodio, hidróxido de potasio, etc. En 1925 se hizo el primer ensayo de inundación de sosa cáustica. La recuperación de aceite por agentes químicos se ha venido desarrollando en los últimos años; se han ensayado varias sustancias químicas como: el hidróxido de sodio, orto-silicato de sodio, carbonato de sodio, hidróxido de potasio, hidróxido de amonio, polietil aminas, etc., pero por razones económicas y por ser los más efectivos en la recuperación de aceite los más usados son el hidróxido de sodio y el orto-silicato de sodio.

Los mecanismos de desplazamiento que rigen la inundación cáustica son:

- El número capilar juega un importante papel en el desplazamiento inmiscible de aceite por agua, y se define como la razón entre las fuerzas viscosas y capilares ($V\mu/\sigma\phi$), en la mayoría de las inundaciones por agua esta alrededor de 10^{-6} . Si este número es aumentado en 2 ó 3 órdenes de magnitud, bajando la tensión interfacial, se puede tener un aumento significativo en la recuperación de aceite. Para este fin, se pueden usar las soluciones alcalinas. El mecanismo de reducción interfacial se puede correlacionar con el número ácido, la viscosidad y la gravedad específica. El número ácido se define como el número de mili-

gramos de KOH requeridos para neutralizar un gramo de aceite crudo a un PH = 7. Para que un yacimiento sea prospecto a la inundación de sosa cáustica, se necesita que el número ácido sea igual o mayor a 0.5 mg. KOH/gr. de crudo.

- Otro mecanismo de desplazamiento es la solubilización de - películas rígidas que pueden formarse en la interfase aceite-agua. Las fuerzas viscosas durante la inyección de --- agua, puede que no sean suficientes para desplazar el aceite residual. La inyección de solución cáustica hace que - las películas sean solubilizadas, llevando con ésto, a la movilidad del aceite residual.
- La inversión de la mojabilidad de la roca, de aceite-húmedo a agua-húmeda, es otro mecanismo importante para el desplazamiento del aceite.
- En mediciones de laboratorio se ha encontrado que la emulsificación y el entrapamiento también son mecanismos importantes en la inundación de sosa cáustica.
- La emulsificación in-situ.

En la inundación cáustica, otro factor importante, que es necesario conocer, es el efecto que pueden tener las propiedades de las rocas del yacimiento al estar en contacto con la solución cáustica, ya que puede haber reacción con las rocas del depósito lo que consumiría gran cantidad de solución cáustica; por ejemplo: la presencia de trazas de anhídridos causarían -

precipitación de $C_a(OH)_2$ dando un banco de N_aOH inefectivo. --
Los estudios de laboratorio nos darán una idea de la reactividad de la solución cáustica con la roca del depósito.

A continuación, se dan algunos criterios para ver que tan factible es un depósito de ser inundado con una solución cáustica.

- La viscosidad del aceite debe ser menor a 200 cp.
- El depósito debe ser susceptible a la inyección de agua, - ya que al añadir la solución cáustica aumentará la recuperación de aceite por arriba de la esperada por inyección - de agua sola.
- La temperatura del depósito debe ser menor de 200°F, ya -- que si son mayores, se consume mayor cantidad de sosa y -- además se generan problemas con la estabilidad de la emulsión.
- La tensión interfacial entre el aceite y la solución cáustica debe ser menor de 0.01 dinas/cm.
- El número ácido del aceite crudo debe ser mayor a 0.5 mg. de KOH/gr. de aceite crudo.
- El depósito no debe tener fracturas.
- El depósito no debe tener una capa de gas.

C A P I T U L O I V

C A P I T U L O I V

LA INYECCION DE AGUA

En este capítulo trataremos el tema de la recuperación secundaria de aceite por el proceso de inyección de agua en yacimientos petrolíferos. Este método comenzó a aplicarse en nuestro país desde 1951, y es el método más usado tanto en México como en otros países, entre otras razones debido principalmente a: La gran eficiencia con que el agua desplaza al aceite, disponibilidad del agua, la relativa facilidad con la cual el agua es inyectada, la habilidad con la cual el agua se esparce a través de una formación petrolífera etc. Desde luego, la aplicación de un método de recuperación secundaria resulta más costoso que cuando el yacimiento produce por medios naturales, pero aún así, resulta bastante satisfactorio su aplicación por numerosas razones, una muy importante es la crisis energética, que ha llevado a los países de la OCDE a implementar políticas de ahorro de energía, por lo que la aplicación de un método de recuperación secundaria equivale prácticamente a descubrir nuevas reservas de hidrocarburos. Actualmente las reservas de petróleo del mundo se estiman en 600×10^9 barriles, estimadas con un factor de recuperación de 25%; con el uso de técnicas de recuperación secundaria y terciaria se estima que el factor de recuperación puede aumentar entre un 30 y 40%, lo que equivale a

aumentar las reservas como se había mencionado anteriormente.

En la recuperación primaria se utilizan las fuerzas latentes naturales existentes dentro del depósito, por lo que se puede recuperar tan sólo un pequeño porcentaje del aceite presente originalmente en las rocas del yacimiento (aproximadamente el 25%). De lo anterior se desprende la necesidad de recuperar -- de alguna manera ese 75% remanente de aceite, con los métodos de recuperación secundaria de aceite, los cuales involucran la aplicación de energía artificial, ya sea mecánica (si se inyecta al yacimiento fluidos líquidos o gaseosos) o calorífica (si se suministra al yacimiento energía por medio de vapor de agua o una combustión en el seno de la roca), con lo que se estima que se pueden recuperar aproximadamente el 25% del aceite remanente en el yacimiento.

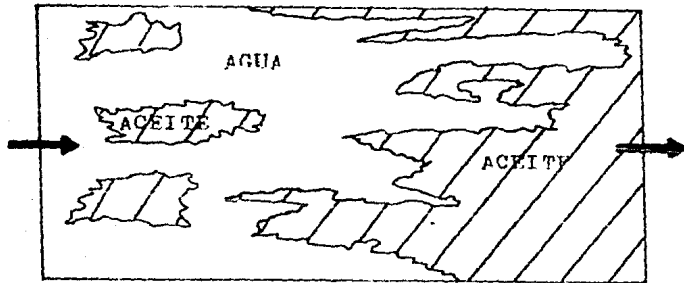
Un yacimiento que ha sido explotado por recuperación primaria, queda parcialmente agotado, dejando una distribución de -- aceite residual en el yacimiento. En la vecindad inmediata al pozo, la roca queda casi completamente agotada, mientras que en puntos alejados a éste, quedan altamente saturados de aceite -- (zonas menos permeables), ya que los pequeños espacios de poro y las altas resistencias son las causantes de que exista una alta saturación de aceite. En la recuperación primaria las fuerzas naturales originalmente latentes en el yacimiento son paulatinamente disipadas; aunque parte de esa energía permanece en el gas residual, la cual es balanceada por las fuerzas de reten

ción, y por lo tanto, se llega a un equilibrio entre las fuer--
zas de repulsión y las de retención en el cual ya no ocurren --
más cambios, a menos que este equilibrio sea alterado por algu--
na fuerza exterior. Precisamente los métodos de recuperación --
secundaria, tal como la inyección de agua pueden alterar este --
equilibrio para la explotación de aceite adicional.

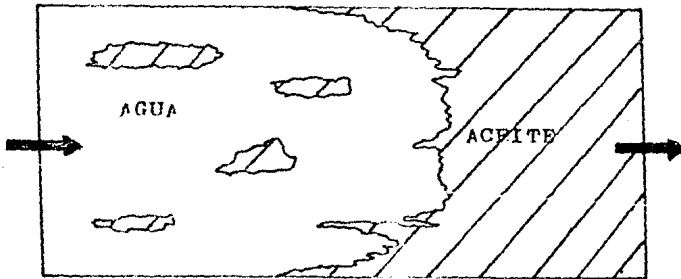
La inundación de agua, es el proceso por medio del cual se
inyecta agua a presión a través de un pozo, con lo cual se lo--
gra que se muevan los fluidos a través de la roca del depósito
hacia otros pozos en donde se puede recuperar el aceite. El --
agua al ser inyectada avanza lentamente a través del depósito --
forzando a que el banco de aceite al frente del flujo de agua --
avance a los pozos de producción. Al avanzar el agua, reduce --
las fuerzas de retención en los poros de la roca, desplazando --
así al aceite, dicho de otra forma, los poros de la roca se van
llenando con agua a medida que el agua va avanzando uniformemen--
te a través de la formación. Además de este efecto, el agua --
también moja la superficie mineral desplazando así parte del --
aceite adherido a las rocas. Ahora bien, para que el efecto --
sea completo sería necesario agregar al agua de inundación al--
gún agente de superficie que remueva todo el aceite adherido a
la superficie de la roca (ver capítulo III).

En un proceso de inundación de agua, es importante conside--
rar las variables que tienen influencia en la eficiencia de ---
inundación, entre las que podemos mencionar: tamaño de abertu--
ra de poro de las rocas del depósito, tensión superficial del -

aceite, porosidad, densidad, velocidad de inundación también -- llamada factor de tiempo, viscosidad, permeabilidad y textura -- de las rocas del depósito. Gran cantidad de experimentos de -- inundación de agua bajo condiciones de laboratorio se han lleva do a cabo, los cuales sientan las bases para la predicción de -- los efectos de cada una de estas variables. Así por ejemplo, -- se han obtenido mayores eficiencias en el desplazamiento de --- aceite en arenas de granos gruesos que en arenas de granos fi-- nos, debido básicamente a la diferencia en la abertura de poro; por otro lado, tenemos a la viscosidad del aceite, la cual jue ga un importante papel en lo que respecta a la eficiencia de re cuperación en la inundación de agua, ya que si el aceite es pe sado (viscoso) es difícil la inundación porque el agua tiene la tendencia a la formación de dedos, o sea, a penetrar tales yaci mientos y dejar grandes cantidades de aceite a sus espaldas, y por lo tanto la eficiencia de recuperación baja considerablemen te, por el contrario, si el aceite es ligero, existe una inunda ción estable sin la formación de dedos y el aceite es desplaza do, aumentando así la eficiencia de recuperación. En la figura 32 se observa esta situación.



A



B

FIGURA 32

Otro ejemplo importante a considerar es la continuidad y - uniformidad en la permeabilidad y la porosidad de la roca del - depósito, ya que sería difícil el manejo del agua de inundación a través de los estratos que han sufrido estratificación, ya -- que el agua tiende a pasar por los canales más permeables, esto es, por los caminos que ofrecen menor resistencia al flujo o -- sea que, la rapidez con la cual el agua pasa a través de la roca tendrá una gran importancia en la efectividad con la cual el aceite residual es desplazado.

Sabemos también el efecto que tiene la temperatura sobre la viscosidad (capítulo II, página 34). A medida que aumenta la temperatura la viscosidad disminuye, por lo que podemos decir que a medida que aumenta la temperatura aumenta la recuperación de aceite.

INFORMACION REQUERIDA

Para la utilización de un método de recuperación secundaria de aceite en particular, es necesario hacer un estudio preliminar para determinar que tan factible es su aplicación. En la inyección de agua este estudio involucra información referente a: características litológicas, volumen de gas y arenas producidas con el aceite, estimación del volumen residual dejado en la roca del depósito por la explotación primaria, información acerca de los records de producción, registros y records de pozos, registros eléctricos, corazonces, etc. Además, es deseable construir numerosos cortes transversales que muestren la litología de la formación productora en detalle. Los cortes transversales deben correlacionarse, ya que podrían revelar el grado de continuidad de las zonas productivas de la formación y también dar una buena base para la elaboración de mapas estructurales y mapas de espesor. También debe hacerse un estudio sobre la producción de agua.

Un proceso de inundación de agua no es favorable si:

- Los yacimientos contienen aceites de alta viscosidad (aceites que exceden de 50 cp).

- Los yacimientos poco profundos, ya que pueden levantar la capa superyacente y permitir la canalización del agua al aplicar presión para mover el aceite.
- Los yacimientos tienen abundantes grietas o fracturas naturales.
- Los yacimientos han sido sometidos a extensos tratamientos de fractura.
- Calizas con tipo de porosidad de solución.

ENSAYO DEL PROSPECTO DE INUNDACION

Se hacen ensayos de inundación de agua (con agua de mar y agua dulce, para determinar cual es la que hay que utilizar), para determinar la saturación residual de aceite. Si el análisis de laboratorio indica que la inundación es favorable pueden comenzarse las operaciones de inundación. Es común inundar una pequeña parte del yacimiento e ir aumentando si se va teniendo éxito. En estos momentos se pueden hacer cálculos de la recuperación de aceite por inundación con agua, tomando en cuenta toda la información anterior. Para tal efecto, es conveniente -- considerar la teoría del desplazamiento de fluidos no miscibles (agua como fluido desplazante) como se ve a continuación:

MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO
MISCIBLES EN SISTEMAS LINEALES HOMOGENEOS

Deducción de la ecuación de flujo fraccional

Partimos de la ecuación de Darcy.

$$v = - \frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - g \rho \sin \alpha \right) \quad \text{---(1)}$$

Donde:

K = Permeabilidad

μ = Viscosidad

g = Gravedad

ρ = Densidad

α = Angulo de echado

$\frac{\partial P}{\partial s}$ = Gradiente de presión

Sustituyendo $v = \frac{\text{Gasto}}{\text{Area}} = \frac{q}{A}$ y $\rho g = W$ en 1 tenemos:

$$q = - \frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial s} - W \sin \alpha \right) \quad \text{---(2)}$$

Si consideramos agua y aceite

$$q_o = - \frac{K_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial s} - W_o \sin \alpha \right) \quad \text{---(3)}$$

$$q_w = - \frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial s} - w_w \sin \alpha \right) \quad \text{--- (4)}$$

En general para un fluido que desplace (d) a otro.

$$q_d = - \frac{k_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial P_d}{\partial s} - w_d \sin \alpha \right) \quad \text{--- (5)}$$

Los subíndices o, w, d, denotan respectivamente: aceite, agua, cualquier fluido que desplace a otro.

La presión capilar es la diferencia de presiones entre uno y -- otro lado de una interfase, por lo tanto tenemos:

$$P_c = P_o - P_d \quad \text{--- (6)}$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = \frac{\partial P_o}{\partial s} - \frac{\partial P_d}{\partial s} \quad \text{--- (7)}$$

Despejando de ec. 3 y 5 $\frac{\partial P_o}{\partial s}$ y $\frac{\partial P_d}{\partial s}$ tenemos:

$$\frac{\partial P_o}{\partial s} = w_o \sin \alpha - \frac{q_o \mu_o}{k_o A} \quad \text{--- (8)}$$

$$\frac{\partial P_d}{\partial s} = w_d \sin \alpha - \frac{q_d \mu_d}{k_d A} \quad \text{--- (9)}$$

Sustituyendo 8 y 9 en ec. 7 tenemos.

$$\frac{\partial P_c}{\partial s} = w_o \sin \alpha - \frac{q_o \mu_o}{k_o A} - w_d \sin \alpha + \frac{q_d \mu_d}{k_d A} \quad \text{--- (10)}$$

Despejando q_d tenemos:

$$q_d = \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial P_c}{\partial S} - (w_o - w_d) \text{sen } \alpha \right] + \frac{q_o \mu_o K_d}{K_o \mu_d} \quad \text{---(10')}$$

f_d es la fracción de fluido desplazante, por lo tanto:

$$q_t = q_d + q_o$$

$$q_d = f_d q_t$$

$$q_o = q_t - f_d q_t = (1 - f_d) q_t$$

Expresando 10', en función de f_d y q_t y reorganizando se llega a la siguiente expresión, que es la ecuación general de flujo -- fraccional.

$$f_d = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial S} - (\rho_o - \rho_d) g \text{sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_o \mu_d}{\mu_o K_d}} \quad \text{---(11)}$$

Si el agua es el fluido que desplaza al aceite la ec. 11 se -- vuelve:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial S} - (\rho_o - \rho_w) g \text{sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_o \mu_w}{\mu K_w}} \quad \text{---(11')}$$

Si se consideran despreciables las fuerzas capilares y las gravitacionales la ecuación anterior se convierte en:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o \mu_w}{\mu_o K_w}} \quad \text{---(12)}$$

Ahora bien, el flujo fraccional se puede graficar contra la saturación de agua (S_w) como se puede observar en la figura 33. Para diferentes viscosidades del aceite (μ_o), podemos ver que a medida que disminuye la viscosidad, las curvas se desplazan hacia la derecha, aumentando así la eficiencia de desplazamiento y con ello la recuperación de aceite, o sea, a medida que la saturación de agua aumenta el flujo fraccional también lo hace. En la figura 34 se grafica f_w vs. S_w , pero ahora tomando en cuenta las curvas de viscosidad del agua. Se puede ver que a medida que aumenta la viscosidad del agua aumenta la recuperación de aceite. Una manera de aumentar la viscosidad del agua es tratarla con aditivos, tal como se vió en el capítulo III. Si graficamos f_w vs S_w (figura 35), pero ahora tomamos en cuenta las curvas de ángulo de echado, podemos ver que a medida que aumenta α la recuperación de aceite aumenta.

S_w es la saturación de agua (fluido desplazante) y es igual al cociente del volumen de fluido desplazante y el volumen de poros.

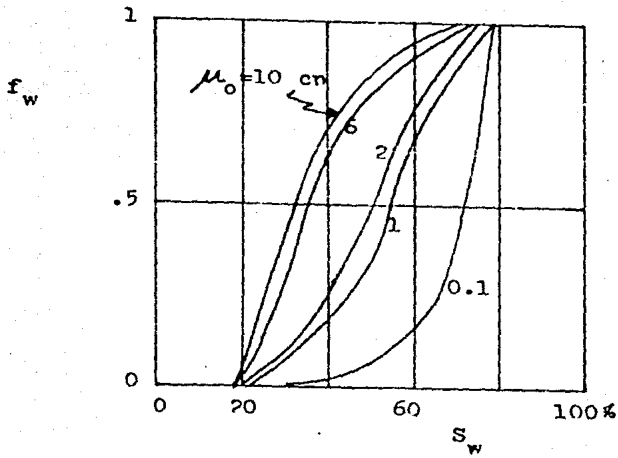


FIGURA 33

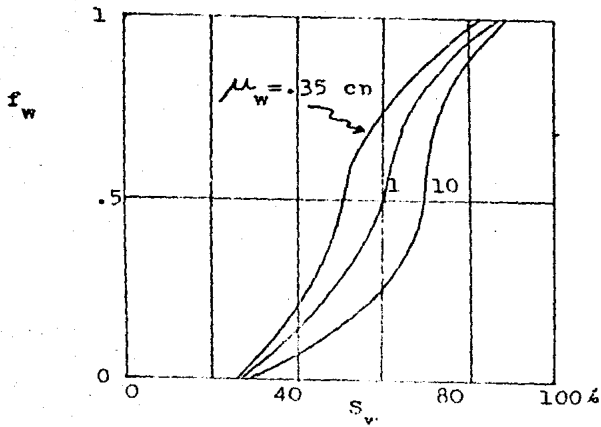


FIGURA 34

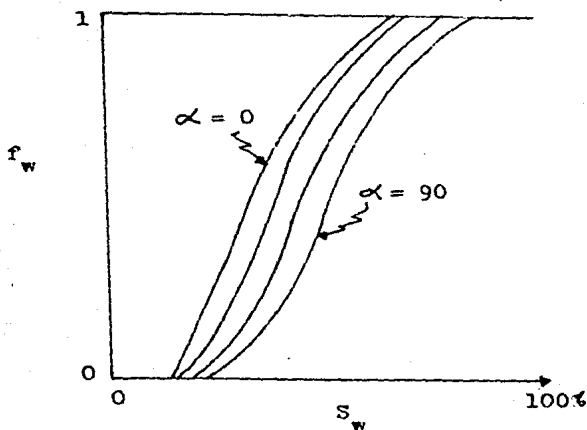


FIGURA 35

TEORIA DEL METODO DE BUCKLEY - LEVERETT

El método de Buckley-Leverett se basa en la idea del pistón con fugas y el concepto de permeabilidades relativas. Se plantea un balance de materia en un elemento lineal de formación, esto es, se idealiza el yacimiento como de geometría regular. Entonces, se desarrolla una ecuación de flujo en dos fases. El mecanismo de desplazamiento implica la formación de un frente de agua, tras el cual se forma un gradiente de saturación de aceite, que decrece hasta el valor de la saturación residual en la cara por donde penetra el agua. Las suposiciones principales del método son:

- el flujo es continuo
- el gasto de inyección y el área perpendicular al flujo son constantes.
- la formación es homogénea
- flujo lineal
- el desplazamiento es del tipo pistón con fugas
- la presión y la temperatura son constantes
- los fluidos son inmiscibles
- en un punto determinado, sólo pueden existir cuando más -- dos fluidos circulando al mismo tiempo.

En la ecuación 12 podemos sustituir si queremos el término K_o/K_w por la razón de permeabilidad relativas K_{ro}/K_{rw} ya que -- $K_{ro} = K_o/K$ y $K_{rw} = K_w/K$. Además, la razón K_o/K_w se puede poner en función de la saturación de agua (S_w) dando:

$$K_o/K_w = a e^{-bS_w} \quad \text{---(13)}$$

Donde:

b = pendiente

a = ordenada al origen

La ordenada y la pendiente se pueden calcular al graficar la razón K_o/K_w vs S_w en papel semilogarítmico, dando una recta

en la parte central tal como se puede observar en la figura 36.

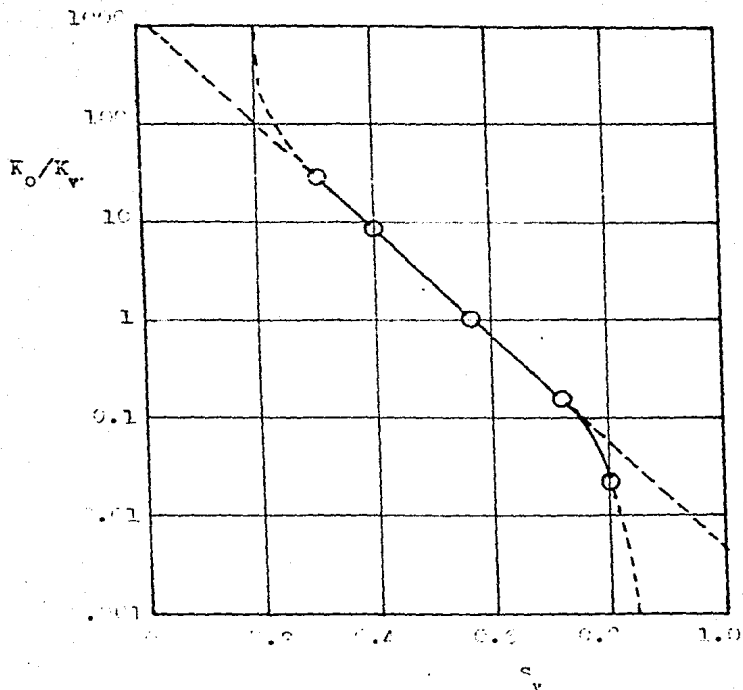


FIGURA 36

Consideremos un cuerpo poroso homogéneo de porosidad ϕ , -- longitud L y sección transversal uniforme A , tal como se muestra en la figura 37.

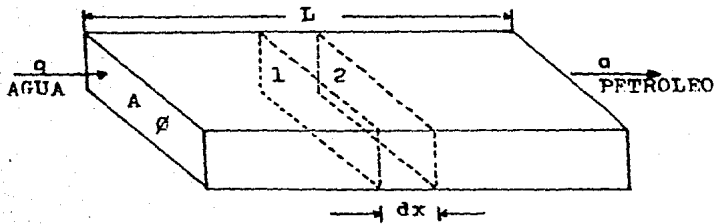


FIGURA 37

BALANCE DE MATERIA

Considérese un volumen elemental de poro $\phi A dx$, el cual contiene dos fluidos (agua y aceite). La cantidad de agua que entra al elemento diferencial menos la cantidad de agua que sale del elemento diferencial en un intervalo de tiempo dt , es igual a la acumulación de agua dentro del elemento.

$$\begin{array}{l} \text{VOLUMEN DE} \\ \text{AGUA QUE ENTRA} \end{array} - \begin{array}{l} \text{VOLUMEN DE} \\ \text{AGUA QUE SALE} \end{array} = \begin{array}{l} \text{ACUMULACION} \\ \text{DE AGUA} \end{array} \quad \text{--- (14)}$$

Volumen de agua que

$$\text{entra} = f_{w1} q_t dt$$

Volumen de agua

$$\text{que sale} = f_{w2} q_t dt$$

$$\text{Acumulaci3n de agua} = \emptyset A dx (S_{w2} - S_{w1})$$

Donde:

f_{w1} = flujo fraccional de agua en la cara 1

f_{w2} = flujo fraccional de agua en la cara 2

q_t = Gasto total de fluidos

S_{w1} y S_{w2} son las saturaciones de agua antes y despu3s de transcurrir el tiempo dt .

Por lo tanto ec. 14 queda:

$$f_{w1} q_t dt - f_{w2} q_t dt = \emptyset A dx (S_{w2} - S_{w1}) \quad \text{--- (15)}$$

factorizando y despejando dx/dt tenemos:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q_t (f_{w1} - f_{w2})}{\emptyset A (S_{w2} - S_{w1})}$$

Que en forma diferencial nos da:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q_t}{\emptyset A} \frac{df_w}{dS_w} \quad \text{--- (16)}$$

La ecuación 16 nos da el ritmo de avance del agua inyectada dentro del cuerpo poroso. La derivada df_w/dS_w es la pendiente de la tangente a la curva de f_w vs S_w . Por lo tanto, podemos fijar en un instante dado la posición del frente de agua -- dentro del cuerpo con las ecuaciones 13 y 16.

Separando variables de la ecuación 16 tenemos:

$$dx = \frac{q_t}{\phi A} \left[\frac{df_w}{dS_w} \right] dt \quad \text{---(16')}$$

Integrando ec. 16' con ϕ , A , q_t y df_w/dS_w constantes tenemos:

$$\int_0^x dx = \frac{q_t}{\phi A} \left[\frac{df_w}{dS_w} \right] \int_0^t dt$$

O sea que:

$$x = \frac{q_t t}{\phi A} \left[\frac{df_w}{dS_w} \right] \quad \text{---(17)}$$

Por lo tanto, la posición del frente después de un tiempo t esta dado por:

$$x = \frac{q_t t}{\phi A} \left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_{wf}} \quad \text{---(18)}$$

Donde:

S_{wf} es la saturación de agua en el frente

El valor de df_w/dS_w puede evaluarse en una gráfica f_w vs S_w , pero también se puede evaluar análiticamente, si sustituimos ecuación 13 en ecuación 12 y derivamos esta última con respecto a S_w . Tomando en cuenta lo anterior, podemos determinar la saturación media de agua en el frente y atrás del frente como se muestra a continuación.

Si graficamos S_w vs x , en base a la ecuación 17 para diferentes valores de S_w obtenemos un perfil de saturaciones (abcde) tal como se muestra en la figura 38.

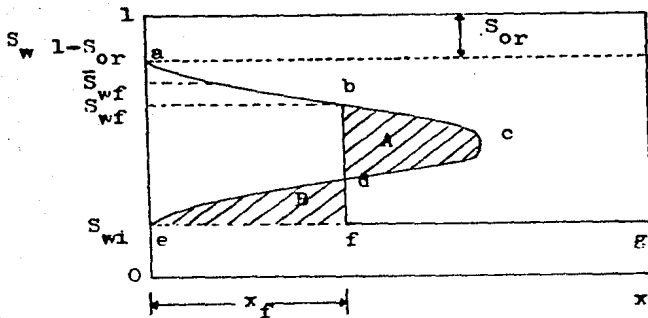


FIGURA 38

Si observamos la figura 36, podemos ver que para un tiempo dado de inyección el agua habrá avanzado una distancia x_f dejando atrás una saturación media de agua, la cual se puede ver de la gráfica directamente. Pero surge una dificultad, al analizar el perfil de saturaciones se obtienen dos valores de saturación de agua, lo que físicamente es imposible. La solución propuesta por Buckley-Leverett fué la de balancear las áreas A y B de tal forma que el perfil de saturaciones (abcdé) se transformará en el perfil (abdfé), el cual define simultáneamente el valor de S_{wf} , x_f . Se calcula el valor de \bar{S}_{wf} , y con este valor se puede ir a la gráfica de f_w vs S_w y leer el valor de \bar{f}_{wf} . La saturación media atrás del frente \bar{S}_{wf} se puede calcular por la siguiente expresión:

$$\bar{S}_{wf} = S_{wf} + \left[\frac{1 + f_{wf}}{\frac{df_w}{dS_w}} \right] S_{wf} \quad \text{---(19)}$$

Ahora bien, existe un método para la determinación de \bar{S}_{wf} , S_{wf} y f_{wf} más rápidamente propuesto por Welge, que elimina los problemas de ensayo y error en el balance de áreas del método de Buckley-Leverett. El método consiste en trazar una línea tangente (gráfica f_w vs S_w) desde S_{wi} hasta que cruce la curva de flujo fraccional de agua. El punto de tangencia corresponde al valor de f_{wf} en la ordenada y S_{wf} en la abscisa. Si se prolonga la línea tangente hasta cortar a $f_w=1.0$ se puede obtener el valor de \bar{S}_{wf} , trazando una línea que corte las abscisa. Lo anterior lo podemos observar en la figura 39.

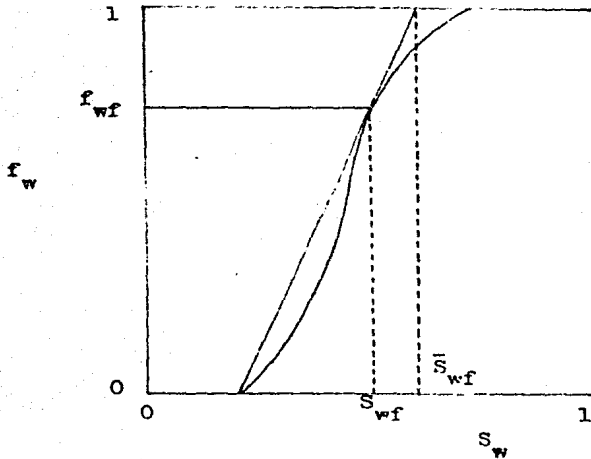


FIGURA 39

El término $\left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_{wf}}$ también se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{1}{\bar{S}_{wf} - S_{wi}} \quad \text{---(20)}$$

TIEMPO DE SURGENCIA

El tiempo de surgencia es el tiempo que tarda el fluido - desplazante (agua) en llegar por primera vez a la cara de salida del cuerpo poroso, y está dado por:

$$t_s = \frac{A L \emptyset}{q \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) S_{wf}} \quad \text{--- (21)}$$

O también, si sustituimos ecuación 20 en ecuación 21 tenemos:

$$t_s = \frac{\emptyset A L \left[\bar{S}_{wf} - S_{wi} \right]}{q} \quad \text{--- (22)}$$

RECUPERACION DE ACEITE

En este momento, ya podemos hacer un cálculo de la recuperación de aceite por inyección de agua, como una fracción -- del aceite inicial almacenado en el yacimiento. Por lo tanto, la recuperación fraccional la podemos definir como la relación del área limitada por el perfil de saturaciones (área A) al -- área definida por la saturación inicial de hidrocarburos - - - $(1 - S_{wi})$ y la longitud del sistema (área A + área B). Dando:

$$\text{Recuperación fraccional} = \frac{\text{área A}}{\text{área A} + \text{área B}} \quad \text{--- (23)}$$

En las figuras 40 y 41 se muestra esquemáticamente lo anterior, para los casos en que la saturación inicial de agua es igual a cero y S_{wi} respectivamente.

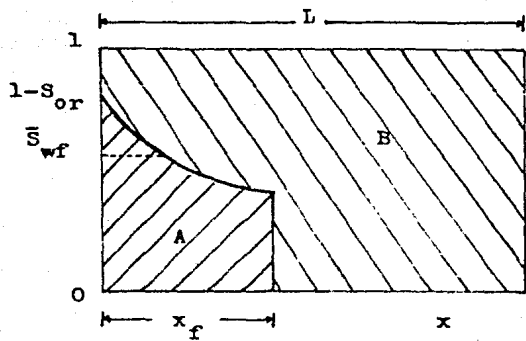


FIGURA 40

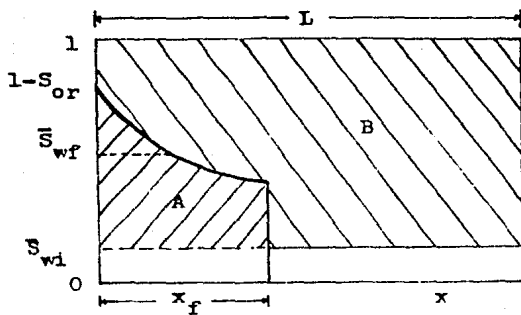


FIGURA 41

Antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado es igual al volumen de agua inyectado. La producción de aceite - medido a condiciones estandar (N_p) esta dada por:

$$N_p = \frac{\phi A x_f [\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}]}{B_o} \quad \text{---(24)}$$

Donde:

B_o = Factor de volumen de aceite, el cual se define como la relación entre el volumen de aceite con gas que tiene disuelto a T y P del yacimiento al volumen - de aceite muerto, a condiciones estándar.

El volumen original de aceite es:

$$N = \frac{\phi A L [1 - \bar{S}_{wi}]}{B_{oi}} \quad \text{---(25)}$$

Por lo tanto, podemos expresar la recuperación fraccional por:

$$\text{Recuperación fraccional} = \frac{N_p}{N} = \frac{x_f B_{oi} [\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}]}{L B_o [1 - \bar{S}_{wi}]} \quad \text{---(26)}$$

Después de la surgencia, podemos calcular la recuperación de aceite, determinando el área bajo la curva del perfil de saturaciones (figura 42).

S_{w2} es la saturación de agua en la cara de salida a un tiempo $t > t_s$.

$$\text{Recuperación fraccional después de la surgencia} = \frac{\text{Area A}}{\text{Area A} + \text{Area B}} \quad \text{---(27)}$$

Antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado se calcula en función del volumen de agua inyectada, o sea:

$$N_p = \frac{q_w t}{B_o} \quad \text{---(28)}$$

Ahora podemos calcular la recuperación de aceite en función del volumen inicial.

$$\frac{N_p}{N} = \frac{q_w t B_{oi}}{\phi A L (1 - \bar{S}_{wi}) B_o} \quad \text{---(29)}$$

Se vuelve a calcular el tiempo de surgencia con ecuación 21.6.22.

Después de la surgencia, se determina la saturación media de agua mediante la gráfica de f_w vs. S_w , trazando tangentes a la curva de flujo fraccional, tal como se puede observar en la figura 43. Las intersecciones de las tangentes con $f_w = 1.0$ proporciona los valores de las saturaciones medias de agua en el yacimiento, después de la surgencia. Los valores de f_{wf} y S_{wf} corresponden al flujo fraccional y a la saturación de agua con que llega al frente de desplazamiento a la cara de salida, justo en el tiempo de surgencia. Después de es-

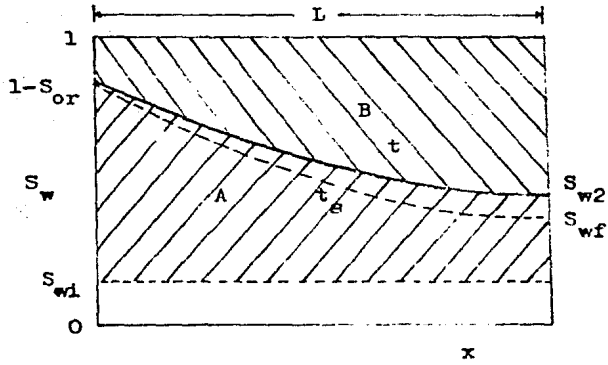


FIGURA 42

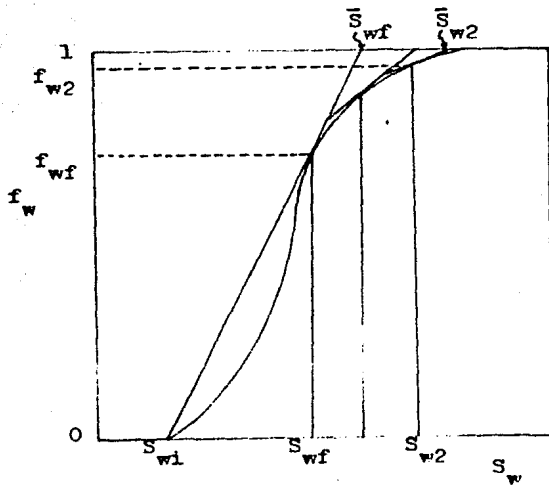


FIGURA 43

te tiempo, el flujo fraccional y la saturación de agua en la -
 cara de salida aumentan continuamente, ya que la relación agua -
 aceite (WOR) aumenta, por lo que la saturación media de agua -
 del yacimiento aumenta. Por lo tanto, podemos calcular el - -
 aceite recuperado en función de las saturaciones medias ini- -
 cial y final de agua.

$$N_p = \frac{V_p (\bar{S}_w - S_{wi})}{B_o} \quad \text{--- (30)}$$

Donde:

V_p es el volumen de poros del yacimiento.

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

Cuando un yacimiento presenta variaciones en las permeabi-
 lidades vertical y horizontal, al inyectar agua, ésta, barre al
 aceite más rápidamente en los estratos más permeables, dejando
 aceite en las zonas menos permeables. Para calcular la recupe-
 ración de aceite y la producción fraccional de agua en este ti-
 po de yacimientos Stiles desarrolló un método, el cual se pre-
 senta a continuación:

METODO DE STILES

SUPOSICIONES

- geometría lineal
- no existe flujo cruzado entre los estratos

- la producción de cualquier zona en los pozos cambia repentinamente de aceite a agua
- todas las capas tienen la misma porosidad; la misma permeabilidad relativa al aceite delante del frente de invasión y la misma permeabilidad relativa detrás de la zona invadida.
- la distancia de avance del frente de inundación en cualquier zona es proporcional a la permeabilidad absoluta.

Consideremos una serie de capas de espesor h_1, h_2, \dots, h_n y permeabilidad K_1, K_2, \dots, K_n colocadas en orden decreciente de permeabilidades, de tal forma que el agua invadirá primero la capa 1, luego la capa 2 y así sucesivamente, tal como se puede ver en la figura 4⁴. En las capas 1 y 2 el agua barre completamente el petróleo (capas j , en las cuales se alcanza el surgimiento de agua). Mientras que las capas K son parcialmente barridas por el agua.

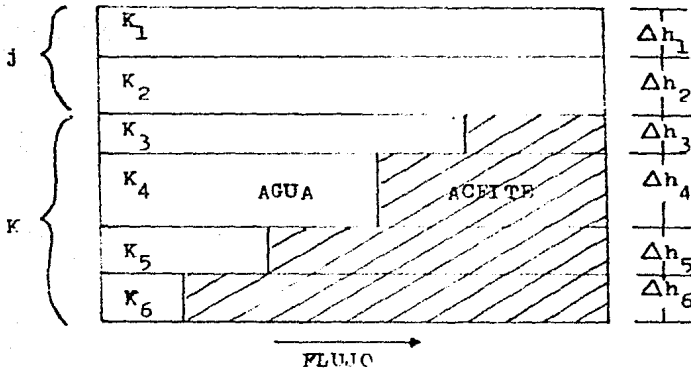


FIGURA 42

La recuperación fraccional en la capa K a la surgencia de la capa j esta dada por:

$$\text{Recuperación fraccional: } = RF_k = \frac{L_K}{L_j} = \frac{K_k}{K_j} \quad \text{---(31)}$$

Ya que la longitud de avance es directamente proporcional a la k, la recuperación fraccional en todas las capas arriba de la capa j es:

$$REC = \frac{\text{Espesor totalmente invadido} + \sum_{i=K}^n \text{REC.FRACC.I } \Delta h_i}{\text{ESPESOR TOTAL}} \quad \text{---(32)}$$

Que se puede escribir como:

$$REC = \frac{[\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_j] + \left\{ \Delta h_k \frac{K_k}{K_j} + \Delta h_1 \frac{K_1}{K_j} + \dots + \Delta h_n \frac{K_n}{K_j} \right\}}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n} \quad \text{--- (33)}$$

Donde:

$$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_j = h_j \quad (\text{pies totalmente invadidos de agua})$$

$$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n = h_t \quad (\text{pies totales de la formación})$$

Sustituyendo lo anterior, factorizando $1/K_j$ y multiplicando por K_j tenemos:

$$REC = \frac{h_j K_j + \left\{ \Delta h_k K_k + \Delta h_1 K_1 + \Delta h_2 K_2 + \dots + \Delta h_n K_n \right\}}{h_t K_j} \quad \text{--- (34)}$$

Pero el término entre parentesis es igual a:

$$\Delta h_k K_k + \Delta h_1 K_1 + \Delta h_2 K_2 + \dots + \Delta h_n K_n = (C_t - C_j)$$

Donde:

C_t = Capacidad total de la formación (md-pie)

C_j = Capacidad de las capas invadidas de agua (md-pie)

La diferencia $C_t - C_j$ expresa los md-pies restantes que aún producen aceite, en el extremo de salida. Y sustituyendo en 34 tenemos:

$$REC = \frac{h_j K_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} \quad \text{--- (35)}$$

La producción fraccional de agua en la superficie la obtenemos en base a la ley de Darcy.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t}$$

En otros términos:

$$f_w @ c.s. = \frac{\frac{\sum K_w \Delta h_w}{\mu_w}}{\frac{\sum K_w \Delta h_w}{\mu_w} + \frac{\sum K_o \Delta h_o}{\mu_o \frac{B_o}{B_w}}} \quad \text{---(36)}$$

Si sustituimos $K_w = KK_{rw}$, $K_o = KK_{ro}$ y multiplicando por $\mu_o B_o / K_{ro}$ tenemos:

$$f_w @ c.s. = \frac{\frac{\sum KK_{rw} \Delta h_w \mu_o B_o}{\mu_w K_{ro}}}{\frac{\sum KK_{rw} \Delta h_w \mu_o B_o}{\mu_w K_{ro}} + \frac{\sum KK_{ro} \Delta h_o \mu_o B_o}{\mu_o B_o K_{ro}}} \quad \text{---(37)}$$

Y si hacemos: $= \mu_o K_{rw} B_o / \mu_w K_{ro}$ y lo sustituimos en 37 tenemos:

$$f_w @ c.s. = \frac{A \sum K \cdot \Delta h_w}{A \sum K \cdot \Delta h_w + \sum K \Delta h_o} \quad \text{---(38)}$$

Pero:

$$\sum K \cdot \Delta h_w = C_j \quad (\text{Capacidad que produce agua})$$

$$\sum K \cdot \Delta h_o = C_t - C_j$$

Entonces la ecuación 38 se convierte en:

$$f_w @ c.s. = \frac{A C_j}{A C_j + (C_t - C_j)} \quad \text{---(39)}$$

ASPECTOS ECONOMICOS DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA

Aunque este trabajo no pretende hacer un minucioso estudio económico del proceso de inyección de agua, es importante mencionar de manera general algunos aspectos de tipo económico.

Ya que han sido determinadas las recuperaciones de aceite es necesario hacer un estudio económico del rendimiento del proceso de inyección de agua, el cual debe incluir: costos de la operación de inundación, costos de desarrollo de una fuente de agua, monto bruto recuperable, utilidades, etc. Los costos de inundación incluyen: costos de adquisición del terreno, costos de desarrollo (perforación de pozos, tanto para inyección de agua como para producción de aceite), costos de administración, costos de operación. Determinado lo anterior, se calcula la utilidad neta del proyecto de inundación.

FUENTES DE SUMINISTRO DE AGUA PARA UN SISTEMA DE INYECCION

Para un proyecto de inyección de agua, es indispensable asegurar una fuente de suministro capaz de proporcionar la cantidad de agua necesaria durante la vida de un proyecto de inyec

ción. Una fuente adecuada es aquella que proporciona agua barata, es decir, agua cuya obtención, transporte y tratamiento representan el costo mínimo posible. Por lo tanto, en un proyecto de inyección es necesario determinar el volumen de agua requerido para toda la vida del proyecto, seleccionar y reconocer todas las fuentes posibles de agua, hacer un análisis económico de cada una de las fuentes.

Las principales fuentes de agua que pueden utilizarse para un proyecto de inyección son: fuentes de agua dulce y fuentes de agua salada, las primeras incluyen aguas subterráneas, aguas de capas freáticas y aguas superficiales, y las segundas incluyen aguas superficiales y subsuperficiales.

TRATAMIENTO DE AGUA PARA UN SISTEMA DE INYECCION

Los yacimientos de petróleo tienen características particulares bien definidas, las cuales determinan la calidad del agua que se debe inyectar, tratarla en forma excesiva no daña el agua pero si redundaría en mayores gastos, lo cuales podrían llevar al fracaso del proyecto, por lo que es necesario determinar el tratamiento mínimo indispensable. Por otro lado el agua en su fuente natural no siempre tiene las características adecuadas para su inyección directa al yacimiento, por lo que debe someterse a un proceso de tratamiento.

Dicho tratamiento busca evitar la corrosión, ya que normalmente el agua trae sales y gases en solución que la vuelven altamente corrosiva, afectando con esto los equipos, y originan

do costos adicionales al tener que reemplazar las unidades afectadas; además, disminuye en gran medida la eficiencia de operación del sistema de inyección. La precipitación de las sales disueltas en el agua, también causan graves problemas en el equipo y tuberías de inyección, ya que reducen el área de flujo; en los pozos puede causar daño a la permeabilidad de la formación, ya que pueden originarse taponamientos en los poros. Las bacterias y microorganismos también pueden traer serios problemas de corrosión y taponamiento de las tuberías, por lo que es necesario controlar su crecimiento.

ANÁLISIS DEL AGUA

El análisis del agua (tanto las fuentes de suministro como el agua congénita), muestra la cantidad de sales y gases disueltos y además si existe la presencia de microorganismos. En base a este análisis, se puede determinar el tipo de tratamiento para acondicionar el agua. El tratamiento que representa el costo mínimo que satisfaga las necesidades del proyecto es el que se selecciona.

Un análisis de agua debe contener información acerca de: la temperatura, potencial hidrógeno, alcalinidad, turbiedad, concentración de cloruros, sulfatos, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, oxígeno, Fe, dureza (Ca CO_3 , Mg CO_3), sólidos disueltos totales, microorganismos, características físicas, índice de estabilidad, etc.

Es difícil tratar de establecer alguna norma a seguir para

definir la calidad del agua, debido a que en cada caso los factores involucrados son muy diferentes, sin embargo, se pueden establecer algunos valores que sirvan de comparación con algún caso en particular que ayude a la determinación de la capacidad de la planta de tratamiento, tal como se ve en la tabla 3.

COMPONENTES	AGUA DULCE	AGUA SALADA
	6.8	6.8
O ₂	1.0 ppm	0 - 5 ppm
CO ₂	5 - 10 ppm	1.0 ppm
Fe	1 ppm	1 ppm
H ₂ S	0 ppm	0 ppm
Sólidos disueltos	1.5	2
Carbonato, sulfatos insolubles	10 - 15	10 - 15
Bacterias	menos de 10 ⁴ col.	menos de 10 ⁴ col.

TABLA 3

Las conc. de la tabla anterior no garantizan del todo que el agua deje de ser corrosiva, pero sirven como patrón de comparación.

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCION

Existen, básicamente, dos sistemas de tratamiento de agua: los sistemas cerrados y los abiertos. El sistema abierto se caracteriza por que el agua debe estar en contacto con el aire, -

con ésto, se logra que se lleven a cabo oxidaciones y que precipite el hierro y el magnesio que están en solución y además, -- que se remuevan los gases que están disueltos como el ácido sulfhídrico (H_2S) y el bióxido de carbono (CO_2). En general los sistemas abiertos son más costosos.

En el sistema cerrado no debe haber contacto del agua con el aire, con lo cual se evita que existan oxidaciones y la existencia de oxígeno en exceso en el agua, que la haría altamente corrosiva; este sistema se aplica cuando el agua de suministro es químicamente estable. Los únicos procesos de tratamiento a los que se somete este tipo de agua son: procesos de filtración, esterilización y secuestación. Los sistemas de tratamiento anteriores, están constituidos por una serie de operaciones, que constituyen a su vez el tratamiento físico y químico, los cuales se mencionan brevemente a continuación.

Tratamiento físico.- Existen varios procesos de tratamiento físico, entre los que podemos mencionar: filtración, desgasificación, aereación y sedimentación.

Filtración.- La filtración es un proceso de tratamiento mediante el cual se remueven los sólidos suspendidos (sales y materia orgánica), al pasar el agua a través de un medio poroso y permeable (medio filtrante); la remoción ocurre ya que muchas partículas no logran pasar por los intersticios del filtro a -- causa de su tamaño. Los filtros se clasifican de dos maneras: por el tipo de energía de filtración y por el tipo de medio --

filtrante.

Tipo energía
de filtración

Filtros de gravedad.- También llamados filtros rápidos, pueden ser circulares o rectangulares y se construyen de acero, concreto y madera. En el fondo se encuentra un sistema de drenado inferior que recoge el agua filtrada y distribuye el agua para retrolavado. Sobre el bajo dren se coloca una capa de piedra graduada (antracita o grava) y sobre ella el medio filtrante.

Filtros de presión.- Son muy similares a los de gravedad, excepto que el material filtrante está contenido en un tanque cerrado y el agua es forzada a través del lecho filtrante bajo una presión alta.

Filtros de diatomáceas.- Se basan en el principio de filtrar agua a través de tubos o placas porosas. Es capaz de proporcionar un alto grado de pureza.

Tipo de medio
filtrante.

Filtros de cartucho.- Se usa pa
ra separar pequeñas cantidades -
de sólidos de un fluido consis
te en una serie de discos metáli
cos delgados, colocados vertical
mente, se usan cuando se trabaja
con volúmenes pequeños de fluido.

Filtros de lecho granular.- En
este tipo de filtro normalmente
el medio filtrante es arena que
sirve para remover el Fe y Mn --
del agua.

Los filtros más usados en operaciones de inyección de agua
son los filtros de lecho granular, los de presión y de gravedad
ya que tienen un tiempo de filtración menor.

Desgasificación o desaeración.- Este proceso consiste en
eliminar los gases disueltos en el agua sin que ocurra un inter
cambio de gases, esto se puede llevar a cabo por tratamiento me
cánico, térmico y adición de productos químicos o por una combi
nación de estos procesos. En el caso de agua de inyección los
más usados son los de tipo mecánico y químico. Los de tipo me
cánico más usados son los desaeradores al vacío, usados para la
desgasificación de grandes volúmenes de agua fría, la cual en--
tra al desaerador y es distribuida uniformemente a través de la
sección transversal antes de caer verticalmente a través de una

serie de tablillas. El tipo químico, existen muchos productos químicos que pueden ser agregados al agua para remover el oxígeno mediante reacciones químicas directas que resultan de la oxidación del material usado. Las sustancias más usadas son: sulfito de sodio, hierro ferroso, hidracina y algunas sales de hidracina, sin embargo, el más empleado es el sulfito de sodio.

Sedimentación.- Prácticamente todas las aguas superficiales contienen materiales en suspensión, los cuales necesitan -- ser removidos; la sedimentación es un proceso viable para este fin. Los tanques o presas de sedimentación deben diseñarse con un tiempo de retención adecuado de tal forma que los sólidos -- puedan ser removidos. Una forma de ayudar a remover más fácilmente los mismos, es agregando coagulantes; entre los más usados podemos mencionar: el alumbre de filtros o sulfato de aluminio ($Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$, coagulantes de hierro, que son sales ferrosas y férricas solubles como el sulfato ferroso también llamado copperas. $FeSO_4 \cdot 7H_2O$, el sulfato férrico, $Fe(SO_4)_3$ y el -- cloruro férrico que es una sustancia altamente corrosiva, por lo que presenta problemas de manejo.

Aereación.- Es un proceso por medio del cual un gas es -- dispersado a través de un líquido, existiendo una transferencia de masa entre las dos fases. Cuando es tratada el agua de inyección por este método, se logra eliminar los gases indeseables que trae el agua (oxígeno, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono). Los aereadores más usados, son los que utilizan charolas por donde el agua escurre permitiendo así una área de con

tacto grande permitiendo una mayor transferencia de masa entre aire y agua.

Tratamiento químico.- Existen varios métodos de tratamiento químico tales como: ablandamiento, precipitación de compuestos insolubles, inhibidores de corrosión y control de microorganismos.

Ablandamiento.- El ablandamiento de agua es un proceso relativamente caro, por lo que su uso en operaciones de inyección es limitado; en el proceso se trata de eliminar las sales disueltas en el agua con el uso de productos químicos, básicamente, en el proceso se siguen los siguientes pasos:

- Se calculan las cantidades de productos químicos requeridos basados en el análisis químico del agua.
- Se aplican los reactivos en las cantidades predeterminadas.
- Mezcla de los productos químicos con el agua, seguida de floculación.
- Sedimentar con flujos suficientemente lentos para permitir la separación de los sólidos.
- Remover el agua tratada para su uso.

Los reactivos más usados en los procesos de ablandamiento son: cal hidratada que sirve para remover el CO_2 y MgCO_3 , soda ash que elimina sulfatos y cloruros de calcio, y por intercambio de iones, como el ablandamiento por zeolitas de sodio (in-

tercambio del ion-sodio), ablandamiento por zeolitas de hidrógeno.

Precipitación de Compuestos Insolubles.- En el seno del yacimiento, el cambio en las condiciones de presión y temperatura pueden producir reacciones entre los compuestos de la formación, el agua congénita y el agua de inyección, generando con ello la precipitación de compuestos insolubles, lo que puede traer problemas de taponamiento de los poros de la formación y en los equipos y líneas de distribución se pueden formar incrustaciones (sales poco solubles en agua y productos de corrosión) y cieno. En los sistemas de inyección se pueden formar incrustaciones de sulfuros de fierro causadas por la presencia del ácido sulfhídrico. El fierro disuelto en el agua puede precipitar en forma de hidróxido ferroso Fe(OH)_2 , sulfuro ferroso Fe_2S_3 , carbonato ferroso FeCO_3 , óxido férrico FeO_3 , y como hidróxido férrico FeOH_3 . Ahora bien, para eliminar este tipo de problemas se pueden usar productos químicos que eviten la formación de compuestos insolubles, eliminando el catión o el anión que interviene en la precipitación o enlaza al catión manteniéndolo en solución (secuestación). Los compuestos químicos más usados para estos fines son: Pirofosfato tetrasódico ($\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$), trifosfato de sodio ($\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$), hexametáfosfato de sodio ($\text{Na}_6\text{O} \cdot \text{ZnO} \cdot \text{P}_2\text{O}_5$), tripolifosfato de sodio ($\text{Na}_3\text{P}_3\text{O}_9$), fosfato de sodio-Zinc ($\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{ZnO} \cdot \text{P}_2\text{O}_5$) y el fosfato de sodio-Magnesio ($\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{MgO} \cdot \text{P}_2\text{O}_5$).

Inhibidores de corrosión.- Los inhibidores de corrosión son sustancias orgánicas e inorgánicas que se usan para deprimir el ataque sobre los metales, es decir, protegen los metales en contacto con soluciones ácidas, pero permiten la remoción de los óxidos u otros depósitos de la superficie. En la siguiente tabla se muestran algunas sustancias típicas para inhibir la corrosión en algunos metales.

T A B L A 4

Inhibidores	Conc.	Medio Corrosivo	Sistema Met.
Fosfato mono potásico + ni trito de sodio	5%	Agua de mar	Acero
Nitrito de sodio	0.005	Agua	Acero dulce
Orto-fosfato de Na	1%	Agua, PH=7.25	Fierro
Silicato de Na	0.1	Aguas producidas	Tub. acero
Penil acridina	0.5	Sol. de H ₂ SO ₄	Fierro
Mercapto benzo tiazol	1.0	Sol. de HCl	Fierro y acero

Nota: El efecto inhibidor de muchas sustancias varía mucho, así como su -- costo y disponibilidad. Muchos inhibidores se venden con nombres co- -- merciales y su composición no se obtiene fácilmente. No se debe -- usar un inhibidor si no hay información específica respecto a su -- efectividad y riesgo potencial de su uso.

Control de Microorganismos.- La importancia del control de microorganismos radica en el hecho de que su existencia en el agua de inyección propicia la corrosión y obturación del equipo, líneas de flujo y poros de la formación, que redundan en gastos adicionales del equipo de reemplazo y una baja en la eficiencia de operación. El control de bacterias se lleva a cabo aplicando bactericidas que destruyan o retarden el crecimiento de éstas. Uno de los bactericidas más usados y además más barato, es el cloro; el problema principal de usar este elemento es que es muy reactivo. Otros bactericidas usados son: - compuestos de mercurio, cromatos, compuestos orgánicos como las aminas, policlorofenoles, peróxidos y compuestos fosfatados.

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una recopilación bibliográfica de la recuperación secundaria de petróleo, en el cual se plantea un marco general de las técnicas más utilizadas, haciendo énfasis en el proceso de inyección de agua. La recuperación se cundaria de aceite en nuestro país tiene un potencial de -- aplicación enorme, aunque hasta la fecha su desarrollo ha sido bastante limitado.

El consumo nacional de energía en México se sustenta en gran medida en el consumo de hidrocarburos, tal como se muestra en el programa nacional de energía (se considera que aproximadamente el 85% del consumo de energía en el país se basa en los hidrocarburos). La creciente demanda de energía exige el desarrollo de nuevas fuentes de energía y/o aumentar las ya existentes; en el caso del petróleo, es necesario sostener o aumentar paulatinamente la extracción de crudo, esta extracción se puede llevar a cabo implementando programas de recuperación secundaria en los yacimientos donde ya no es posible la recuperación primaria, esto es, en los campos donde comienza a declinar el ritmo de producción.

La aplicación de los métodos térmicos de recuperación se limita a depósitos de aceite de alta viscosidad, baja gravedad específica y alta porosidad. Los procesos químicos se utilizan básicamente en depósitos donde previamente se utilizó el proceso de inyección de agua y todavía queda en el yaci

miento una gran cantidad de aceite. El desarrollo de los procesos químicos ha sido muy limitado ya que involucra altos costos, alto riesgo y además tecnología complicada, de hecho, estos procesos se encuentran todavía en etapa de investigación.

Los procesos de recuperación por desplazamiento miscible, aparentemente tienen un futuro incierto, ya que la formación del banco miscible se hace con hidrocarburos los cuales tienen un alto costo. Los procesos de inyección de agua son los más ampliamente aceptados y con los que se pueden tener recuperaciones del orden de la recuperación primaria.

En México, hasta la fecha estas técnicas se han usado en forma limitada (la inyección de agua es el método mas usado). En general la aplicación de estas técnicas en el país ha arrojado resultados poco satisfactorios, aunque tampoco se puede decir que han sido un rotundo fracaso, ya que su aplicación ha dejado experiencia que se puede aprovechar en programas de recuperación más elaborados. Lo que si es indudable, es que es necesario implementar programas de recuperación secundaria a corto y mediano plazo, ya que se tiene la premisa de que los campos petroleros tarde o temprano tendrán que ser sometidos a un programa de esta naturaleza, por lo que todo lo que se haga en esa dirección redundará en beneficios para el país y además se minimiza el riesgo de caer en una dependencia energética de impredecibles consecuencias.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- WORLD OIL, WATERFLOOD HANDBOOK, 1969, HOUSTON, TEXAS
GULF PUBLISHING CO.
- 2.- SMITH AND JENNINGS, WATER INJECTION FOR OIL RECOVERY,
USA. CHARLES SMITH R.
- 3.- GRANADOS LOPEZ, RECUPERACION SECUNDARIA POR INYECCION
DE AGUA, YACIMIENTO SAN ANDRES, 1967.
- 4.- PEMEX, INYECCION DE AGUA CAMPO TAMAULIPAS-CONSTITUCIO-
NES 1963.
- 5.- PEMEX, PRUEBA PILOTO PARA LA INYECCION DE AGUA AL YACI-
MIENTO SAN ANDRES.
- 6.- BUCKLEY S. E. AND. LEVERET M.C., MECHANISM OF FLUID
DISPLACEMENT IN SANDS. VOL. 146 PAG. 107 ACTAS DEL AIME
1942.
- 7.- TORREY P. D., SIMPOSIUM ON SECONDARY RECOVERY OF OIL.
HOUSTON TEXAS, LYNES INC., 1943.
- 8.- COMPENDIO DE RECUPERACION SECUNDARIA, VENEZUELA ARPEL,
1980.
- 9.- FANCHER H. G., SECONDARY RECOVERY OF PETROLEUM IN ARKAN-
SAS A VURVEY, ARKANSAS OIL AND GAS COMMISSION.

- 10.- VAN POOLLEN, ENHANCED OIL RECOVERY, 1983.
- 11.- PETROLEUM ENGINEER PUBLISHING CO., 1965, FUNDAMENTALS OF THERMAL OIL RECOVERY, DALLAS TEXAS.
- 12.- LATIL, MARCEL, ENHANCED OIL RECOVERY, 1970.
- 13.- OIL RECOVERY BY STEAM INJECTION, FAROUQ ALI, 1972.
- 14.- THERMAL RECOVERY HANDBOOK, 1973.
- 15.- LAGNES L. GERALD, RECOVERY SECONDARY AND CARBONATE RESERVOIRS, NEW YORK, AMERICAN ELSEVIER PUBLISHING COMPANY INC. 1972.
- 16.- NIETO RODRIGUEZ RAFAEL, RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE POR INYECCION DE FLUIDOS MISCIBLES.
- 17.- SPENCER OSCAR, F. HARDING, SECONDARY RECOVERY OF OIL USA, THE PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY, 1959.
- 18.- VILLARREAL MORENO R., ABASTECIMIENTO DE AGUA PARA INYECCION A UN YACIMIENTO. VII CONGRESO NACIONAL DE ING. - - QUIMICA.
- 19.- GAYTAN, JESUS J. Y TENA A., REPORTE DE LA PRUEBA DE INYECCION DE AGUA CARBONATADA EN EL POZO PR-156, 1965.
- 20.- DAVID ARON AND TREVOR JOHN ASHBOURNE, THE SECONDARY RECOVERY AT THE OGHARETE FIELD, NIGERIA, SPE OF AIME, 19

- 21.- W. B. BLEAKLEY, AMOCO HIKES PRODUCTION, RESERVES IN TEXAS GULF COAST FIELDS. ENG. PROFITS INTO ENERGY OPERATIONS. DEC. 1980.
- 22.- MICROBIOLOGICAL METHODS IN SECONDARY OIL RECOVERY, INSTITUTE BIOLOGICAL SCIENCES; ROMANIA.
- 23.- A. F. VAN EVERDINGEN AND HYL A SWESNIK KRISS. NEW APPROACH TO SECONDARY RECOVERY. PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, DIC. 1980.
- 24.- IMPORTANCIA DE LOS ESTUDIOS GEOLOGICOS EN LA PLANIFICACION DE PROYECTOS DE RECUPERACION SECUNDARIA, ROGER PALOMINO, BOL. TEC. 10(1) MARZO DE 1981.
- 25.- POZA RICA: 29 AÑOS DE RECUPERACION SECUNDARIA. HECTOR G. ORTEGA G. BOL. TEC. 10(1) MARZO 1981.
- 26.- CAMPO POZA RICA. OPTIMIZACION DE LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A RECUPERACION SECUNDARIA. HECTOR G. ORTEGA GONZALEZ. TRABAJO PRESENTADO EN XVIII CONGRESO NACIONAL DE LA AIPM. OCT. 1980.
- 27.- PROBLEMS IN SECONDARY RECOVERY. C. ARNOLD BROWN, TULSA, OKLAHOMA, 2 DE JULIO DE 1982.
- a.- PERKINS, T. K., JOHNSTON, O. C. AND HOFFMAN, R. N. MECHANICS OF VISCOUS FINGERING IN MISCIBLE SYSTEMS. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL DIC. 1965, PAG. 301.

- b.- BENHAM, A. L. AND OLSON, R. W., A MODEL STUDY OF VISCOUS FINGERING, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, JUNIO 1963, PAG. 138.
- c.- RUSELL, D. G. AND PRATS, M.: THE PRACTICAL ASPECTS OF INTERLAYER CROSSFLOW, JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY JUNIO DE 1962, PAG. 589
- d.- WARREN, J. E. AND SKIBA, F. F.: MACROSCOPIC DISPERSION, TRANS AIME 1964, VOL. 231. PAG. 11-215.
- e.- PERRINE, R.L.: STABILITY THEORY AND ITS USE TO OPTIMIZE SOLVENT RECOVERY OF OIL, SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, MARZO 1969, PAG. 9.
- f.- KOCH, JR. H. A. AND SLOBOD, R. L.: MISCIBLE SLUG PROCESS TRANS AIME, 1957, VOL. 210, PAG. 40.
- g.- JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY FORUM: NITROGEN MAY BE USED FOR MISCIBLE DISPLACEMENT IN OIL RESERVOIRS, JOUR. PET. TECH. DEC. 1978.
- h.- GAMBILL W. R. "YOU CAN PREDICT HEAT CAPACITIES" CHEMICAL ENGINEERING JUNE 1957.
- j.- VALDEZ L. FRANCISCO. "PROYECTO DE UNA PRUEBA PILOTO PARA RECUPERACION DE ACEITE VISCOZO POR MEDIO DE INYECCION CICLICA DE VAPOR". PEMEX, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, MARZO 1968.

- k.- OWENS, W. D. AND SUTER, V. E.: "STEAM STIMULATION - NEW EST FORM OF SECONDARY PETROLEUM RECOVERY", OIL AND GAS JR. APRIL 26, 1965.
- l.- GARLAND, T.M.: SELECTIVE PLUGGING OF WATER INJECTION -- WELIS JOUR. PET. TECH. (DEC. 1966).
- m.- MUNGAN, N., SMITH, F. W. AND THOMPSON, J.L. "SOME ASPECTS OF POLYMER FLOODS" JOUR. PET. TECH. (SEPT. 1966).
- n.- SZABO, M. T. "LABORATORY INVESTIGATION OF FACTORS INFLUENCING POLYMER FLOOD PERFORMANCE" SOC. PET. ENG. -- JOUR. AUG. 1972.
- p.- PYE, D. J. "IMPROVED SECONDARY RECOVERY BY CONTROL OF WATER MOBILITY". JOUR. PET. TECH. AUG. 1964.
- q.- DAWSON, R. AND LANTZ, R. B. "INACCESSIBLE PORE VOLUME -- INPOLYMER FLOODING" SOC. PET. ENG. JOUR., OCT. 1972.
- r.- STILES, W. E.: "USE OF PERMEABILITY DISTRIBUTION IN WATERFLOOD CALCULATIONS". TRANS. AIME, 1949, 186.
- s.- MAERKER, J. M. "MECHANICAL DEGRADATION OF PARTIALLY HYDROLIZED POLYACRYLAMIDE SOLUTIONS IN UNCONSOLIDATED POROUS MEDIA" SOC. PET. ENG. JOUR. AUG. 1976.
- t.- LYNCH. E. J. AND. MACWILLIAMS, D. C. "MOBILITY CONTROL WITH PARTIALLY HYDROLIZED POLYACRYLAMIDE", JOUR. PET. -- TECH. OCT. 1969.

- w.- AHEARN, G. P. "SURFACTANTS FOR OIL RECOVERY", J. AM. --
OIL CHEM. SOC. 1969, 46, 540.
- v.- COOKE, C. E., WILLIAMS R. E., AND KOLODZIE, P.A.
"OIL RECOVERY BY ALKALINE WATERFLOODING" JOUR. PET. --
TECH. DEC. 1974.
- u.- JENNINGS, R. R. ROGERS, J. H. "FACTORS INFLUENCING MOBI
LITY CONTROL BY POLYMER SOLUTIONS" JOUR. PET. TECH. --
MARCH. 1971.
- x.- GOGARTY, W. B. AND TOSCH, W. C. "MISCIBLE-TYPE WATER --
FLOODING " OIL RECOVERY WITH MISCELAR SOLUTIONS, J. PRT.
TECH. DEC. 1968.
- y._ GALE, W. W. AND SANDVIK, E. I.: "TERTIARY SURFACTANT -
FLOOD ING: PETROLEUM SULFONATE COMPOSITION-EFFICACY --
STUDIES". SOC. PET. ENG. JOUR. JUNE 1962.
- z.- EMERY, L. W. :CAUSTIC SLUG INJECTION IN THE SINGLETON
FIELD" JOUR. PET. TECH. DEC. 1970.