

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería



"RECUPERACION MEJORADA EN LA  
EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS"

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

**GABRIELA GARCIA LORENZANA FLORES**

México, D. F.,

1986



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección

60-I-94

Señorita GARCIA LORENZANA FLORES GABRIELA JOSEFINA.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. M.enI. Mario Becerra Zepeda, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"RECUPERACION MEJORADA EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS"

- I INTRODUCCION.
- II ORIGEN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.
- III GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.
- IV INYECCION DE VAPOR.
- V COMBUSTION INSITU.
- VI INYECCION DE GASES HIDROCARBUROS.
- VII INYECCION DE GASES NO HIDROCARBUROS.
- VIII INYECCION DE SOLUCIONES CON POLIMEROS.
- IX INYECCION DE TENSOACTIVOS.
- X INYECCION DE SOLUCIONES ALCALINAS.
- XI DESCRIPCION DEL DESARROLLO GENERAL DE UNA APLICACION.
- XII POSIBILIDAD DE APLICACION EN MEXICO.
- XIII CONCLUSIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Mayo 23 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

## INDICE

	Página
I. Introducción	1
II. Origen de los Procesos de Recuperación Mejorada.	3
II.1 Recuperación convencional	3
II.2 Procesos de recuperación mejorada	14
III. Generalidades de los Procesos de Recuperación Mejorada.	16
III.1 Clasificación	16
III.2 Características comunes de los procesos	17
III.3 Historia de aplicación	17
III.4 Duración de los proyectos de recuperación	22
IV. Inyección de Vapor	24
Inyección Cíclica de Vapor	24
Inyección Continua de Vapor	26
IV.1 Propiedades de los agentes de inyección	26
IV.2 Descripción del proceso	27
IV.2.1 Proceso de desplazamiento en el yacimiento	27
IV.2.2 Proceso general de un desplazamiento continuo de vapor.	29
IV.3 Comportamiento en el sistema roca-fluido.	30
IV.4 Mecanismos de desplazamiento.	33
IV.5 Equipo necesario para una aplicación	34

IV.6	Condiciones del yacimiento favorables al proceso	38
IV.7	Ventajas y desventajas del proceso.	39
14.8	Casos de campo.	40
V.	Combustión In-situ	43
V.1	Propiedades del agente de inyección	44
V.2	Descripción del proceso	45
V.2.1	Combustión directa	46
V.2.2	Combustión inversa	48
V.2.3	Combustión húmeda	50
V.3	Ignición del aceite	51
V.3.1	Ignición espontánea	51
V.3.2	Ignición artificial	52
V.4	Mecanismos de desplazamiento	53
V.5	Comportamiento del proceso en el sistema roca-fluido.	54
V.6	Disponibilidad del combustible	57
V.7	Equipo necesario para una aplicación.	59
V.7.1	Equipo de compresión	59
V.7.2	Equipo de ignición	59
V.7.3	Equipo de medición de gases	61
V.7.4	Equipo de control	61
V.7.5	Equipo de filtración de agua	61
V.8	Condiciones del yacimiento favorables al proceso.	61
V.9	Ventajas y desventajas del proceso	63

	Página
V.10 Casos de campo	64
VI. Inyección de Gases Hidrocarburos	66
Desplazamiento miscible	66
Comportamiento de fase en forma general	67
VI.1 Proceso de bache miscible (LPG)	71
VI.1.1 Comportamiento de fase del bache LPG	73
VI.1.2 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.	74
VI.1.3 Ventajas y desventajas del proceso.	75
VI.2 Proceso miscible con gas enriquecido.	77
VI.2.1 Comportamiento de fase del gas enriquecido	78
VI.2.2 Condiciones del yacimiento favorables al - proceso.	80
VI.2.3 Ventajas y desventajas del proceso	81
VI.3 Proceso miscible de gas seco a alta presión	83
VI.3.1 Comportamiento de fase del proceso	84
VI.3.2 Condiciones del yacimiento favorables al proceso	86
VI.3.3 Ventajas y desventajas del proceso.	86
Fenómenos Asociados a los Proceso con Gases Hidrocarburos.	88
1. Digitación	88
2. Difusión y dispersión	88
3. Inestabilidad del desplazamiento miscible	89
Aplicaciones de Campo de Gases Hidrocarburos.	89

VII.	Inyección de Gases no Hidrocarburos.	92
VII.1	Inyección de Dióxido de Carbono	92
VII.1.1	Propiedades del CO <sub>2</sub>	93
VII.1.2	Generalidades del proceso	94
VII.1.3	Mecanismos de desplazamiento	96
VII.1.4	Comportamiento de fase del proceso	99
VII.1.5	Presión de miscibilidad	101
VII.1.6	Abastecimiento del CO <sub>2</sub>	103
VII.1.7	Equipo necesario para una aplicación	104
VII.1.8	Condiciones del yacimiento favorables al proceso	105
VII.1.9	Ventajas y desventajas del proceso	106
VII.1.10	Aplicaciones de campo.	108
VII.2	Inyección de nitrógeno y gases de combustión.	109
VII.2.1	Propiedades del nitrógeno y gases de combustión	110
VII.2.1.1	Nitrógeno	110
VII.2.1.2	Gas de combustión	111
VII.2.2	Generalidades del proceso	112
VII.2.2.1	Inyección de nitrógeno	113
VII.2.2.2	Inyección de gas de combustión	114
VII.2.3	Mecanismos de desplazamientos	115
VII.2.4	Comportamiento de fase	116
VII.2.5	Presión de miscibilidad	118
VII.2.6	Abastecimiento de N <sub>2</sub>	118
VII.2.7	Equipo necesario para la generación del N <sub>2</sub>	119

	Página
VII.2.8 Condiciones del yacimiento favorables al proceso	121
VII.2.9 Ventajas y desventajas del proceso	122
VII.2.10 Aplicaciones de campo	124
VIII. Inyección de Polímeros	127
VIII.1 Tipos de polímeros usados y sus propiedades	127
VIII.1.1 Poliacrilamidas	127
VIII.1.2 Polisacáridos	129
VIII.2 Descripción del proceso	130
VIII.3 Comportamiento de los polímeros	133
VIII.3.1 Salinidad del agua	133
VIII.3.2 Adsorción de polímeros	134
VIII.3.3 Degradación	134
VIII.3.4 Volumen poroso inaccesible	134
VIII.4 Mecanismos de desplazamiento	136
VIII.5 Requerimientos químicos y equipo necesario	139
VIII.6 Yacimientos favorables al proceso	141
VIII.7 Ventajas y desventajas del proceso	144
VIII.8 Casos de campo	145
IX. Inyección de Tensoactivos.	147
IX.1 Propiedades de los surfactantes	147
IX.2 Características de las soluciones con surfactantes	147
IX.2.1 Fenómenos de superficie	147
IX.2.2 Miscelas	148



	Página
IX.2.3 Adición de electrolitos a la solución	149
IX.2.4 Adición de cosolventes	149
IX.3 Descripción del proceso	150
IX.4 Comportamiento de fase	152
IX.5 Mecanismos de desplazamiento	154
IX.5.1 Adsorción del surfactante	155
IX.5.2 Precipitación del surfactante	156
IX.5.3 Inmovilización de la microemulsión	156
IX.5.4 Disipación del surfactante	156
IX.6 Equipo necesario para una aplicación	158
IX.7 Yacimientos favorables al proceso	159
IX.8 Ventajas y desventajas del proceso	161
IX.9 Casos de campo	162
X. Inyección de Soluciones Alcalinas	164
X.1 Propiedades de las soluciones alcalinas	164
X.2 Descripción del proceso	169
X.3 Comportamiento roca-fluido	172
X.3.1 Relación alcalino-roca	172
X.3.2 Relación alcalino-aceite	174
X.3.3 Relación alcalino-agua	175
X.4 Características del desplazamiento con alcalinos	176
X.5 Mecanismos de desplazamiento	177
X.5.1 Número capilar	177
X.5.2 Cambio de mojabilidad (mojable aceite-mojable agua)	179

	Página
X.5.3 Cambio de mojabilidad (mojable agua - mojable aceite).	179
X.5.4 Emulsificación y entrapamiento	180
X.5.5 Emulsificación y arrastre	181
X.5.6 Solubilización de las partículas rígidas	181
X.6 Requerimientos y equipo para un desplazamiento con - alcalinos.	181
X.7 Yacimientos favorable al proceso.	184
X.8 Ventajas y desventajas del proceso	185
X.9 Casos de campo	186
XI. Descripción del Desarrollo General de una Aplicación.	188
XI.1 Análisis de factibilidad	188
XI.2 Prueba piloto	192
XI.3 Aplicación integral	200
XII. Posibilidad de Aplicación de los Procesos de Recuperación - Mejorada en México.	204
XIII. Conclusiones	214
Apéndice A	223
Apéndice B	227

## CAPITULO I

## I. INTRODUCCION

Actualmente se sabe que la recuperación en yacimientos petrolíferos es relativamente baja, ya sea por razones técnicas, económicas o ambas.

Un porcentaje aproximado en la recuperación de aceite se encuentra entre el 25% y el 30% del volumen original, siendo en algunos casos inferior, lo cual nos indica un panorama verdaderamente desalentador sabiendo las condiciones actuales de nuestro país. Sin embargo, esta situación podría variar si la Industria Petrolera diera un fuerte impulso a la investigación y al desarrollo de nuevas técnicas de explotación con el fin de obtener más aceite de los yacimientos ya conocidos.

Entre dichas técnicas se encontrarían todos los procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, con los cuales se sabe que el porcentaje recuperado aumentaría considerablemente a los obtenidos por métodos convencionales o por inyección de agua.

Se puede decir que actualmente el estudio de todos estos procesos se encuentra en etapas iniciales, no obstante, mundialmente y sobre todo en los Estados Unidos se há puesto especial interés en ellos, por lo que ya han sido experimentados y puestos en práctica tanto a nivel de laboratorio como de campo, por lo que podemos asegurar que la selección de cualquiera de estos métodos aplicado adecuadamente a nuestros yacimientos nos dará un aumento en la recuperación de aceite, lo cual desde el punto de vista económico es benéfico para el país, pues incrementar la

recuperación total de hidrocarburos en un solo campo, puede representar varios miles de millones de pesos. Como ejemplo podemos citar el yacimiento Abkatún<sup>(1)</sup>, sonda de Campeche, en el cual un aumento de un 10% - en la recuperación total, podría significar más de 2,000 millones de dolares. Refiriendonos a un campo mucho mayor como es Akal, teniendo una reserva de  $26,000 * 10^6$  bbl, un incremento también de un 10% en la recuperación y considerando el barril de aceite a \$15.00 Dlls/bbl, implicaría \$39,000 millones de dolares.

En este trabajo se describen los Procesos de Recuperación Mejorada, con el fin de tener un conocimiento general de ellos, pues es de suponerse que para fines del presente siglo, el crudo que se producirá mundialmente se deberá principalmente a la aplicación de estos métodos o debido a los nuevos descubrimientos, de aquí que es conveniente darles un mayor empuje pues pronto tendrán que ser aplicados.

## CAPITULO II

## II ORIGEN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA

### II.1 Recuperación Convencional.

Actualmente en la literatura se establece como recuperación convencional a la explotación primaria de los yacimientos (agotamiento natural), sin embargo, por los bajos porcentajes del crudo recuperado en esta forma, - se pensó en la inyección de agua para aumentar la recuperación y por la frecuencia con la que se ha venido aplicando, se ha llegado a establecer también como una recuperación convencional, no queriendo decir con esto que la inyección de agua siempre va a ser benéfica, pues dependerá tanto de las características del yacimiento como de las propiedades del fluido.

Para mencionar un ejemplo podríamos decir que a diferencia de lo que se entiende en nuestro país como recuperación convencional, en Venezuela - por las características del crudo de sus yacimientos, el cual es altamente viscoso, la inyección de vapor es el proceso convencional establecido hasta la fecha.

#### II.1.1 Energía Natural.

A la etapa inicial de producción de un yacimiento se le conoce como producción primaria. En esta etapa la energía natural del yacimiento es la que hace que el aceite sea desplazado hacia la superficie.

Esta energía natural depende de varios mecanismos de desplazamiento:

- i            Expansión del aceite
- ii           Expansión del gas en solución
- iii          Empuje natural de agua
- iv          Segregación gravitacional
- v            Expansión de la roca
- vi          Expansión del agua congénita
- vii         Empujes combinados

Todas las fuerzas mencionadas anteriormente, por su naturaleza, se consideran expulsivas y sus magnitudes dependerán principalmente de las propiedades de la roca, de las características y propiedades de los fluidos presentes y de la estructura geológica y geométrica del yacimiento.

Así como en el yacimiento existen fuerzas expulsivas que ayudan al crudo a moverse hacia la superficie, existen otras que dificultan este movimiento, las cuales se conocen como fuerzas retentivas, siendo éstas:

- Viscosas
- Gravitacionales
- Capilares

Para evaluar estas fuerzas retentivas que predominan en el sistema roca-fluido, es de suma importancia el conocimiento adecuado del valor de la saturación de aceite y su distribución tanto a nivel macroscópico como microscópico, así como su dinámica durante la aplicación de algún proceso de recuperación de aceite en el yacimiento (2).

Un conocimiento adecuado de la distribución microscópica del aceite, es un parámetro que contribuye principalmente a evaluar dichas fuerzas y seleccionar los procesos con mayor probabilidad de mejorar la recuperación final en el yacimiento.

Los factores que definen primordialmente la distribución microscópica del aceite son:

- Geometría del medio poroso
- Mojabilidad de la roca
- Nivel de saturación



## Geometría del Medio Poroso.

Es de suma importancia mencionar el arreglo en que están distribuidos los granos en la roca, para determinar el valor de la porosidad que viene a ser un parámetro muy importante, por lo que a recuperación de aceite se refiere.

Podemos decir que un volumen de roca,  $V_r$ , está formado por un cierto volumen de sólidos,  $V_s$ , y un volumen de huecos o poros,  $V_p$ ; es decir:

$$V_r = V_s + V_p$$

Si relacionamos el volumen de poros con el volumen de roca, se obtiene la porosidad,

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad \delta \quad \phi = \frac{V_p}{V_s + V_p}$$

No todos los poros de una roca están comunicados; sino que muchas veces están aislados.

Se denomina porosidad absoluta,  $\phi_a$ , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.

Se considera porosidad efectiva  $\phi_e$ , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca.

La porosidad efectiva,  $\phi_e$ , es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación de yacimientos petroleros, dado que depende del volumen de poros comunicados o sea del espacio al que se le pueden extraer los fluidos.

Desde otro punto de vista la porosidad de una roca se puede clasificar en: primaria y secundaria.

Porosidad Primaria .- Es aquella que se presenta como resultado de los procesos originales (deposición, compactación, etc.) de formación del medio poroso.

Porosidad Secundaria.- Es aquella que se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio, como disolución del material calcareo por corrientes subterráneas, fracturamiento, etc.

Se puede considerar que existen diferentes medios porosos donde el aceite puede estar alojado. Ver figura II.1

Mojabilidad de la Roca.

Cuando dos fluidos inmiscibles, tales como el aceite y el agua, están en contacto con la roca se pueden presentar dos situaciones diferentes como lo muestra la figura II.2

Donde  $\theta$  se le conoce como el ángulo del contacto. Si  $\theta < 90^\circ$  la roca del yacimiento se considera mojable por agua y si  $\theta > 90^\circ$  la roca será mojable por aceite.

Otro factor que está implicado en la mojabilidad es el proceso tanto de drene como de imbibición, los cuales se pueden definir como:

- a) Proceso de imbibición.- En el cual la saturación de la fase mo--  
jante se incrementa.
- b) Proceso de drene.- En el cual la saturación de la fase mo--  
jante se decrementa.

Dichos procesos tienen la siguiente representación gráfica. Fig.II.3

Comenzando en el punto A con una muestra de núcleo 100% saturada --  
con agua, en donde esta es desplazada por aceite, el cual es un pro

ceso de drene, hasta llegar a la saturación de agua congénita o irreductible (punto B) y se comenzará ahora a desplazar el aceite con -- agua; el cual se conoce como proceso de imbibición<sup>(3)</sup>, hasta llegar a la saturación de aceite residual (punto c).

Nivel de Saturación.

Determinar el nivel de saturación de aceite es de suma importancia -- para poder saber los procesos que son factibles de aplicar, así como la eficiencia de ellos. Esta distribución puede quedar representada como en la fig. II.4

Los fenómenos físicos, químicos y fisicoquímicos que han ocurrido -- durante la historia geológica del yacimiento, son los que definen la distribución del aceite en el sistema roca-fluidos; como son sus -- características estructurales, estratigráficas y sedimentológicas, -- de la composición de la mezcla de hidrocarburos y sus condiciones -- termodinámicas.

La manifestación de estas características esta dada tanto por la -- energía expulsiva de los fluidos del yacimiento, como por las fuer- zas retentivas.

La ecuación de Darcy para flujo en medios porosos es una herramienta muy útil que refleja el efecto de las fuerzas retentivas, tanto vis- cosas como gravitacionales, sobre el flujo de aceite hacia los pozos y la cual nos puede sugerir varias alternativas de solución.

$$V_o = - \frac{K_o}{\mu_o} \left( \frac{dP_o}{ds} - \rho_o g \frac{dz}{ds} \right)$$

$$V_o = \frac{q_o}{A}$$

$$\therefore q_o = - \frac{K_o A}{\mu_o} \left( \frac{dP_o}{ds} - \rho_o g \frac{dz}{ds} \right)$$

FIG. II.1.- DIFERENTES GEOMETRIAS DEL MEDIO POROSO .

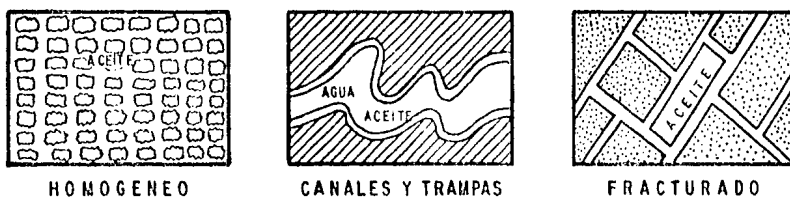


FIG. II.2.- MOJABILIDAD DE LA ROCA .

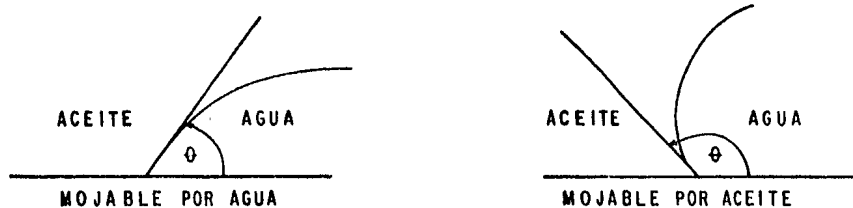


FIG. II. 3 - PROCESOS DE DRENE E IMBIBICION .

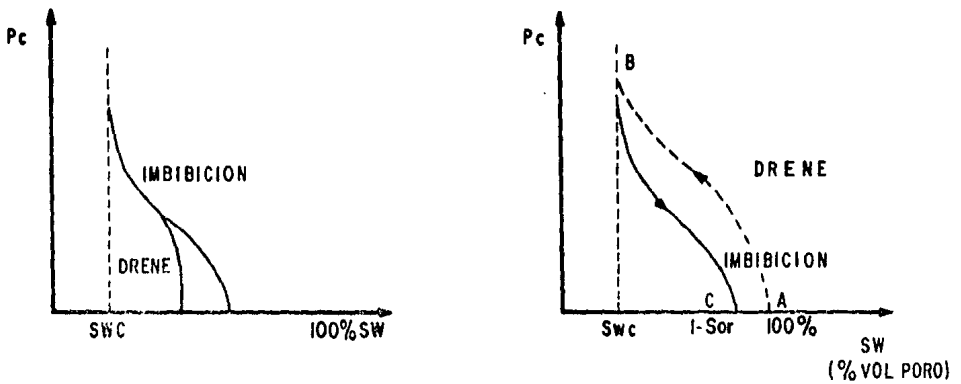
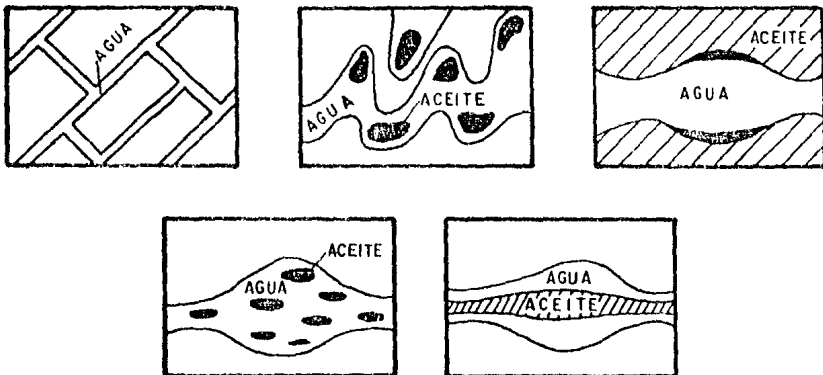


FIG. II. 4 - DIFERENTES NIVELES DE SATURACION DE ACEITE.



Al variar los diferentes parámetros en la ecuación de Darcy, se modifican los efectos de las fuerzas retentivas, mediante las siguientes alternativas, siempre y cuando existan altas saturaciones:

- \* Promover el flujo en dirección tal, que se aproveche óptimamente - la segregación gravitacional lo cual quedaría indicado en el término  $\rho \text{ og } \frac{dz}{ds}$
- \* Aumentar el gradiente de presión.  
(mantenimiento de presión y/o pozos de relleno).
- \* Aumentar la permeabilidad efectiva al aceite (estimulación o - fracturamiento)
- \* Mantener una relación favorable de movilidades agua-aceite para la obtención de un barrido eficiente.

Por definición la relación de movilidades es:

$$M = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{\text{movilidad del fluido desplazante}}{\text{movilidad del fluido desplazado}}$$

donde  $\lambda$  es la movilidad que es igual a la permeabilidad entre la viscosidad ( $K/\mu$ ). Si M tiene un valor de 1, la relación de movilidades es favorable y la eficiencia de desplazamiento es alta. Cuando la -- relación de movilidades es alta, se debe a la movilidad alta de la fa se desplazante o a la movilidad baja de la fase desplazada.

Si se tiene un sistema agua-aceite, entonces:

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

En este caso si  $(K_o \mu_w)$  es mayor que  $(K_w \mu_o)$ ; la relación es favorable y la eficiencia de desplazamiento es alta; en caso contrario, es baja. Es-

to se puede observar en la figura II.5

\*Disminuir la viscosidad del aceite (mediante procesos térmicos).

En el caso de tener condiciones de inmovilidad y aislamiento del -- aceite, es decir, sistemas con saturación residual de aceite, la -- ecuación que representa esta condición mediante fuerzas capilares -- es:

$$P_c = \frac{2}{R} \sigma_{o-w} \cos \theta_{o-w}$$

La ecuación anterior promueve las siguientes alternativas de solución (ver Fig. II.6).

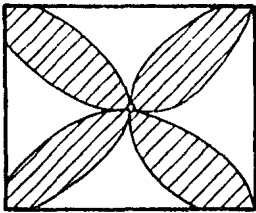
\* Reducir el valor de la tensión interfacial  $\sigma_{o-w}$  (mediante dispersiones con tensoactivos).

\* Modificar la mojabilidad de la roca (mediante soluciones alcalinas).

\* Nulificar la presión capilar  $P_c$ , desapareciendo la interfase agua-aceite (mediante procesos miscibles).

Aún cuando no exista ningún proceso de recuperación cuyo objetivo -- principal sea reducir las fuerzas retentivas gravitacionales, debe -- intentarse en todo proceso promover un aprovechamiento adecuado de -- la segregación, si es que existen condiciones favorables para ella. Generalmente los yacimientos que poseen espesores considerables o al -- tos relieves estructurales, altas permeabilidades primaria o secun-- daria, y cuando simultáneamente los gradientes de presión al produ-- cir los pozos, no gobiernen totalmente el movimiento del gas libera-- do en el yacimiento (de aceite volátil o semivolátil) se pueden con-- siderar que tienen características favorables a la segregación.

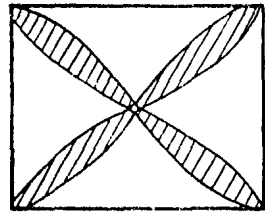
FIG. II. 5- EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO .



AREA BARRIDA

$$\lambda_o > \lambda_w$$

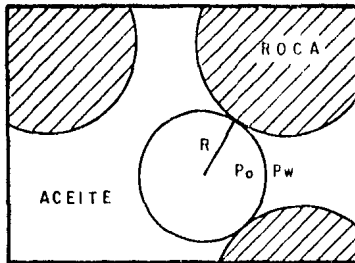
MAS EFICIENTE



AREA BARRIDA

$$\lambda_w > \lambda_o$$

MENOS EFICIENTE



$$P_c = P_o - P_w = \frac{2}{R} \int_0^w \sigma \cos \theta \, dw$$

FIG. II. 6



## II.1.2 Recuperación Típica por Agotamiento.

Las eficiencias de recuperación en la etapa primaria de explotación (agotamiento natural) pueden tener un rango variable, el cual se encontrará alrededor de 15% a 20% de la recuperación total, sin embargo, en los casos donde la segregación gravitacional actúa favorablemente la recuperación alcanzará valores del 40% - 75%<sup>(4)</sup>.

### II.1.1 Pozos Intermedios.

La perforación de pozos intermedios es una manera de aumentar la recuperación de hidrocarburos y de aprovechar la energía natural del yacimiento, pues a medida que el espaciamiento entre pozos disminuye la energía requerida para producir los fluidos del yacimiento es menor, lo cual implica un aumento en la recuperación en menor tiempo de explotación.

### II.1.4 Estimulaciones.

Dentro de las estimulaciones quedan comprendidos todos los métodos existentes para restaurar o mejorar la permeabilidad natural de la roca en las vecindades del pozo o bien para reducir la viscosidad de los fluidos de la formación en esta misma zona, todo ello con el fin de mejorar la capacidad productiva de los pozos.

Las técnicas de estimulación más usadas son:

#### a) Formación de Cavidades

- . Explosivos - nucleares y químicos
- . Métodos Hidráulicos.- bombeo de un fluido a alta presión
- . Métodos Mecánicos.- ampliadores mecánicos

#### b) Tratamientos Químicos.

- c) Fracturamiento Hidráulico.
- d) Procesos de Inyección de Agua.

Varias técnicas de inyección de fluidos han sido ampliamente usadas para aumentar las fuerzas naturales presentes en un yacimiento. A dicha inyección de fluidos se conoce como recuperación secundaria. Los fluidos más comúnmente usados son el gas natural y el agua, los cuales se inyectan a través de una serie de pozos y que hacen que el aceite fluya hacia otro patrón de pozos.

El arreglo de pozos tanto de inyección como de producción más apropiado se hace en base a un criterio técnico y económico.

Actualmente la inyección de gas natural ha ido disminuyendo de la misma manera como el precio del gas se ha incrementado.

La inyección de agua es el proceso de mantenimiento de presión o método de recuperación más utilizado en el mundo, de aquí que hoy en día se le considere como un método convencional.

La aplicación de este proceso en México, se inició en el Distrito de Poza Rica en el año de 1951 y a partir de entonces se ha generalizado su uso, incrementándose cada día el número de sistemas en operación.

En el año de 1976, operaban en nuestro país nueve sistemas distribuidos en 5 complejos de inyección los cuales manejaban un volumen de agua del orden de 300,000 bl diarios. Actualmente son ya 28 sistemas en operación y el volumen de agua que se maneja sobrepasa el millón y medio de barriles diarios.

Las cifras mencionadas anteriormente no nos aseguran que la inyección de agua sea un proceso siempre efectivo en cualquier

yacimiento, pues aunque se haya establecido como un método convencional, antes de su aplicación se deberá tener un conocimiento amplio de la geología del yacimiento, de las propiedades de los fluidos y de las fuerzas naturales que están operando.

Las principales razones por las que la inyección de agua sea el método más difundido para desplazar aceite o adicionar energía son:

- \* Relativa abundancia del fluido
- \* Buena eficiencia de desplazamiento en condiciones favorables
- \* Facilidad de manejo del agua
- \* Costo razonable

Eficiencias por inyección de agua.

Uren y Fanny hicieron una serie de pruebas con los diferentes factores que afectan la recuperación del petróleo a partir de la inyección de agua. En la tabla II.1<sup>(6)</sup> se muestran los resultados obtenidos -- y las recuperaciones que se pueden llegar a obtener, variando las diferentes propiedades en forma idealizada.

Los porcentajes indicados en la columna (4) son valores indicativos -- de cuales son las propiedades que más pueden influir en la recuperación final. Sin embargo en forma general y con los valores más frecuentes de los diferentes parámetros, se puede establecer que con inyección de agua se pueden obtener recuperaciones entre el 38% y 43% del aceite original<sup>(7)</sup>.

TABLA II.1 FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACION DE ACEITE A PARTIR DE LA INYECCION DE AGUA.

CONDICION	CONDICION PARA MAXIMA RECUPERACION	VALOR REAL DE LA VARIABLE DANDO LA MEJOR RECUPERACION.	MAXIMA RECUPERACION DE ACEITE A LA MEJOR CONDICION, % ACEITE ORIGINAL
Tamaño Grano	El mayor tamaño	20-40 malla	41.3
Porosidad	Alta porosidad	41.1 %	37.5
Tamaño variable de grano o textura	Más uniforme	40-48 malla	54.8
Mojabilidad	Carbón liso o suave	Mojabilidad intermedia	84.0
Viscosidad del aceite	Baja viscosidad	= 1 cp (gasolina)	64.0
Temperatura	Alta temperatura	125°F	70.5
Gastos	Bajos gastos	< 1 pie/dfa	59.0
Tensión interfacial	Baja tensión	8 dinas/cm	71.0
Sales en solución (ácido o alcalino)	Alta alcalinidad	1.0 soluciones de carbonato de sodio	71.0

## 11.2 Procesos de Recuperación Mejorada.

Los procesos en los cuales se inyecta cualquier tipo de fluido con excepción del agua o gas como único agente inyectante, pero que tienen también como finalidad aumentar la recuperación de crudo, se les conoce como procesos de recuperación terciaria o mejorada.

Todos los métodos de recuperación mejorada proporcionan energía adicional al yacimiento, esta fuente de energía va a ser suministrada principalmente por agua, gas y calor. El diagrama 11.1 nos muestra cómo estas fuentes de energía dan origen a todas las técnicas de Recuperación Mejorada.

Todos los procesos mencionados en el diagrama pueden quedar comprendidos dentro de tres grupos: a) termales, b) miscibles y c) químicos. Todos ellos presentan una tecnología compleja y un riesgo en su aplicación.

Del desarrollo de cada uno de ellos se puede decir que los procesos termales han alcanzado una amplia comercialización. Los mecanismos de los miscibles están entendidos, aunque aún son difíciles de predecir, no obstante se sabe que son benéficos para cualquier yacimiento.

De los métodos químicos, lo que podemos decir es que son técnicamente más complejos, pero también pueden darnos una recuperación adicional.

### 11.2.1 Alternativas Generales para Vencer Fuerzas Retentivas.

En párrafos anteriores al hablar de mezclas retentivas, se mencionaron ciertas alternativas de solución para ayudar a vencer o a disminuir dichas fuerzas. La tabla 11.2 nos presenta de una manera general los agentes y los procesos que afectan a las diferentes fuerzas retentivas existentes.

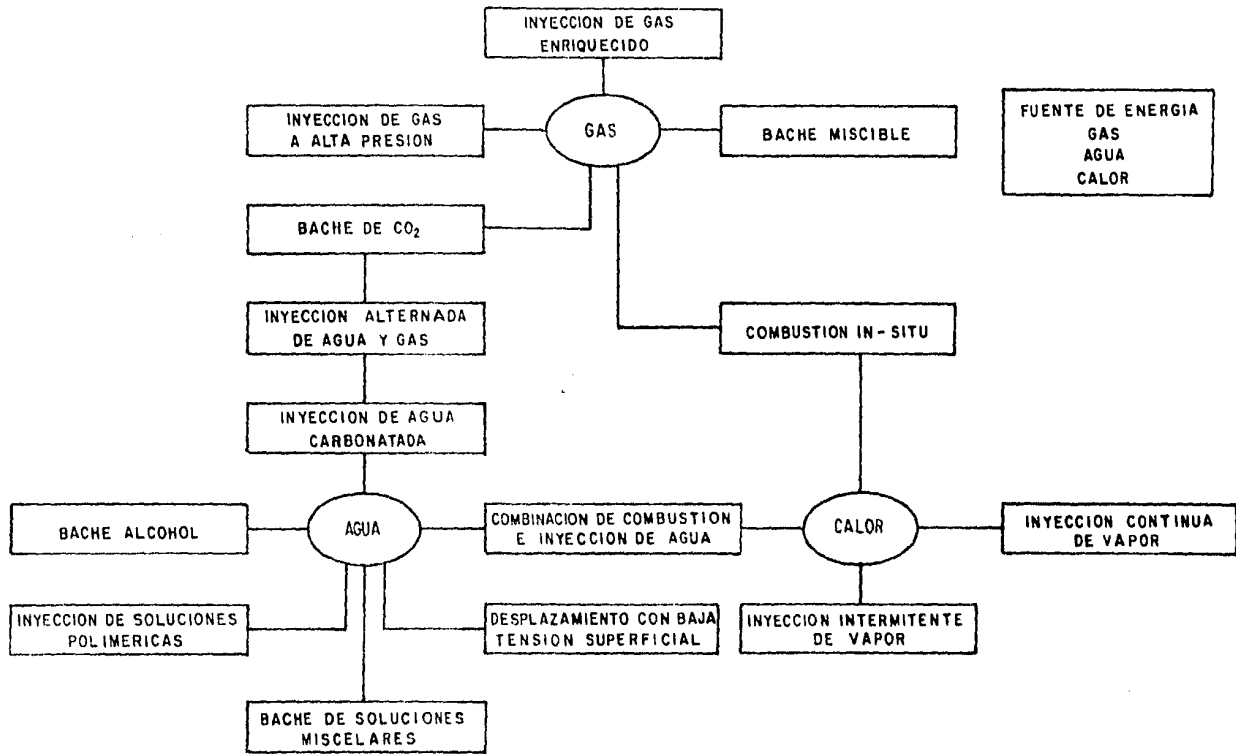


DIAGRAMA II-1 METODOS MEJORADOS PARA LA RECUPERACION DE ACEITE

TABLA II-2 DIFERENTES ALTERNATIVAS DE SOLUCION

FUERZAS RETENTIVAS AFECTADAS	AGENTE	PROCESO
FUERZAS CAPILARES	TENSOACTIVOS	BAJA TENSION MICROEMULSIONES
	SOLUCIONES ALCALINAS	DESP. CON SOLUCIONES ALCALINAS
	SOLVENTES GAS RICO GAS SECO N - GAS DE COMB. CO <sub>2</sub>	MISCIBLES
FUERZAS VISCOSAS	CO <sub>2</sub>	INY. DE CO
	DISP. CON POLIMEROS	INY. DE POLIMEROS
	VAPOR	INY. CICLICA INY. CONTINUA
	AIRE	COMBUSTION IN-SITU (DIRECTA) COMBUSTION IN-SITU (INVERSA) COMBUSTION HUMEDA

## II.2.2 Justificación de los Procesos Factibles de Aplicación.

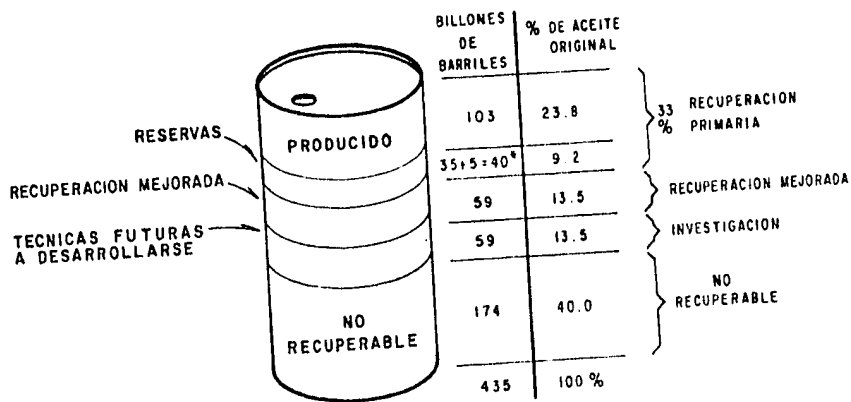
Al inicio del año 79 las reservas mundiales estimadas de aceite fueron de 641.5 billones de barriles<sup>(8)</sup>, de los cuales Estados Unidos - contaba con 28.5 billones. Actualmente sus reservas alcanzan los -- 435 billones de barriles de los cuales sólo 143 billones/bl se obtienen como recuperación final, es decir aproximadamente la tercera parte de sus reservas totales (ver figura II.7). Por lo que se refiere a las reservas actuales a nivel mundial cerca de 2.0 trillones de - barriles de aceite no se pueden recuperar con la tecnología existente.

De aquí que esté bien justificado el desarrollar nuevas técnicas de recuperación, ya que todas ellas están enfocadas a cubrir los siguientes objetivos:

- 1) Incrementar la recuperación en yacimientos que se consideran ya depresionados por procesos de recuperación secundaria, es decir, inyección de agua.
- 2) Incrementar la recuperación en yacimientos que ya no tienen una respuesta favorable a la inyección de agua.



FIG. II-7



\* POR METODOS DE RECUPERACION CONVENCIONALES

### CAPITULO III

### III. GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA

#### III.1 Clasificación (tipo y secuencia de aplicación)

Los procesos de recuperación mejorada han sido divididos en tres grandes categorías:

##### PROCESOS TERMICOS

Inyección de vapor	cíclica continua
Combustion in-situ	directa inversa húmeda

##### PROCESOS QUIMICOS

Inyección de soluciones con polímeros  
Inyección de tensoactivos  
Inyección de alcalinos

##### PROCESOS MISCIBLES

Inyección de hidrocarburos miscibles  
Inyección de gases no hidrocarburos

La tabla III.1 muestra los procesos que serán tratados en este trabajo.

TIPO	PROCESO	MOBILIDAD TÍPICA	AGENTE	MECANISMO PRINCIPAL DE RECUPERACION
TERMICOS	INYECCION DE VAPOR	CICLICA	VAPOR	REDUCCION DE VISCOSIDAD
		CONTINUA		
	COMBUSTION IN-SITU	SECA	AIRE	DESTILACION DEL ACEITE
		HUMEDA	AIRE Y AGUA	
MISCIBLES	INYECCION DE GASES HIDROCARBUROS	MISCIBILIDAD DIRECTA	SOLVENTE LPG	REDUCCION $P_c$
		MISCIBILIDAD POR CONTACTO MULTIPLE	GAS RICO GAS SECO	VAPORIZACION DE COMPONENTES DEL ACEITE
	INYECCION DE GASES NO HIDROCARBUROS	MISCIBILIDAD POR CONTACTO MULTIPLE	CO <sub>2</sub> N <sub>2</sub>	CONDENSACION DE COMPONENTES DEL GAS
		SUSTITUCION DE FLUIDOS	GAS DE COMBUSTION	DESPLAZAMIENTO MISCIBLE REDUCCION DE VISCOSIDAD MANTENIMIENTO DE PRESION
QUIMICOS	INYECCION DE SOLUCIONES CON POLIMEROS	PROCESO UNICO	POLIACRILAMIDAS	MEJORAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL AGUA
		CON OTROS PROCESOS	BIOPOLIMEROS MICROORGANISMOS	REDUCCION $K_{obs}$ MEJORAMIENTO DE LA MOBILIDAD
	INYECCION DE TENSOACTIVOS	DIFERENTES CONCENTRACIONES (ALTA Y BAJA) EN FORMA DE BACHE PRELAVADO	TENSOACTIVOS IONICOS O NO IONICOS	REDUCCION DE TENSION INTERFACIAL AGUA ACEITE
INYECCION DE SOLUCIONES ALCALINAS	CON BACHE PRELAVADO Y/O CON MOVIMIENTO	Na OH K OH Na CO <sub>3</sub>	ALTERACION DE LA MOJABILIDAD	

La tabla III.2, se refiere al tipo y secuencia de aplicación de los diferentes procesos.

### III.2 Características comunes de los procesos de recuperación mejorada.

Todos los métodos mencionados anteriormente presentan características comunes entre sí, como son las siguientes:

- \* Promueven un mejoramiento notable en la recuperación de aceite.
- \* Implican la adición de energía al yacimiento.
- \* Son más eficientes cuando las saturaciones de aceite (So) son mayores.
- \* Implican una tecnología compleja.
- \* Requieren una inversión alta (relativa a los procesos convencionales)
- \* Se mejora la economía, de una aplicación cuando el yacimiento se mantiene activo.
- \* El costo de producción es mayor que el correspondiente a procesos convencionales (Dbls/bbl producido).
- \* La aplicabilidad de los procesos de recuperación mejorada es dependiente del precio del aceite en el mercado internacional.
- \* Requieren de una fuente adecuada del fluido a inyectar.
- \* Una aplicación técnica y económicamente exitosa, requiere de un conocimiento amplio de las características y condiciones del yacimiento.
- \* Son técnicamente aplicables en cualquier etapa de explotación.

### III.3 Historia de aplicación

**TABLA III - 2 SECUENCIA DE APLICACION**

TIPO	PROCESO		SECUENCIA APLICACION		
			PRIM.	SEC.	TERC.
CONVENCIONAL	AGOTAMIENTO NATURAL				
	INYECCION DE AGUA				
M E J O R A D A	QUIMICOS	INYECCION POLIMEROS			
		INYECCION TENSOACTIVOS			
		INY. DE SOLUCIONES ALCALINAS			
	MISCIBLES	INY. DE GASES HIDROCARBUROS			
		INY. DE GASES NO HIDROCARBUROS			
	TERMICOS	INYECCION CICLICA			
		INYECCION CONTINUA			
		COMBUSTION IN - SITU			

Las técnicas de recuperación mejorada tienen una larga historia de investigación, sin embargo ha sido recientemente que se han obtenido resultados a partir de pruebas piloto ( a pequeña escala) y de campo ( a gran escala), las cuales nos proporcionan una base para poder evaluar la eficiencia de los diferentes procesos de recuperación.

Hammershaimb y Kuuskraa<sup>(9)</sup>, nos presentan un estudio en donde se examinan las eficiencias de recuperación de 117 pruebas de campo. De este trabajo se puede resumir lo siguiente:

### III.3.1 Número de proyectos

De las 117 pruebas, el número de proyectos correspondientes a cada proceso es:

Método de recuperación	Nº proyectos	% correspondiente
Inyección de vapor	34	29.05
Combustión in-situ	26	22.25
Inyección de CO <sub>2</sub>	14	11.96
Inyección de surfactantes	20	17.09
Inyección de polímeros	15	12.82
Inyección de alcalinos	<u>8</u>	<u>6.83</u>
	117	100.00

### III.3.2 Producción debida a cada proyecto

De los proyectos nombrados anteriormente, se examinó las eficiencias en recuperación que se obtuvieron de cada uno de ellos.

Método de recuperación	Recuperación aceite bbl/acre-pie	% aceite original
Inyección de vapor	400 - 800	30 - 60
Combustión in-situ	100 - 250	15 - 25
Inyección de CO <sub>2</sub>	50 - 120	20 - 30
Inyección de surfactantes	70 - 200	15 - 40
Inyección de polímeros	10 - 60	2 - 10
Inyección de alcalinos	20 - 40	2 - 5

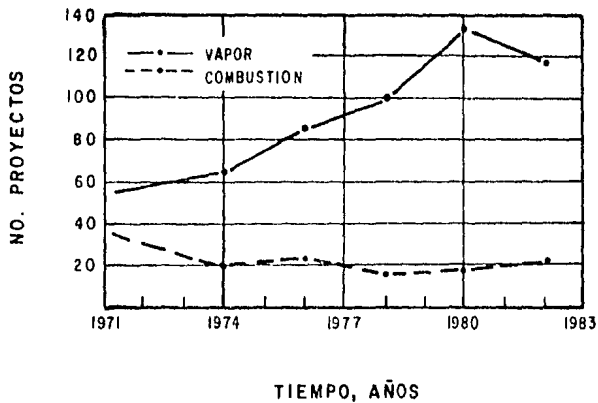
Si se mide la eficiencia con base al número de libras de material inyectado, contra los barriles de aceite recuperado se tiene:

Método de recuperación	Medida del comportamiento
Inyección de vapor	4 - 6 bbl vapor/bbl aceite
Combustión in-situ	15 -20 Mpie <sup>3</sup> aire/ bbl ac.
Inyección de CO <sub>2</sub>	10 -25 Mpie <sup>3</sup> CO <sub>2</sub> / bbl ac.
Inyección de surfactantes	20 -40 lb surf. / bbl ac. 1 - 2 lb pol. / bbl aceite
Inyección de polímeros	.5 - 2 lb pol. / bbl aceite
Inyección de alcalinos	30 -60 lb alc. / bbl aceite

En términos generales, podemos decir que los procesos térmicos han sido los más desarrollados, por lo que se tiene un mayor número de proyectos. La figura III.1 nos muestra el número de proyectos tanto de inyección de vapor como de combustión in-situ en los diferentes años y a nivel mundial.



FIG. III-1 NUMERO DE PROYECTOS TANTO DE VAPOR COMO DE COMBUSTION



Por otro lado, en México han sido pocos los proyectos de recuperación - que se han llevado a cabo. En el año de 1968<sup>(10)</sup>, se inició un estudio - del campo Samaria, para ver la factibilidad del desarrollo de una prue-- ba piloto de inyección cíclica de vapor, pues en la zona sur y especial-- mente en el Distrito Comalcalco, existen campos con acumulaciones de a-- ceite viscoso, el cual no ha sido recuperado por los métodos convencio-- nales de producción.

En 1972 se inició el primer ciclo de inyección, de un total de seis, en los cuales se obtuvieron las siguientes recuperaciones:

Ciclo	aceite producido m <sup>3</sup>	tiempo expl. días	Relación ac/tiempo expl.
I	0.5	-	-
II	8.7	16	0.54
III	115.5	196	0.57
IV	304.7	92	3.31
V	294.4	57	5.16
VI	171.6	28	6.13

Después de terminado el último ciclo, se llevó a cabo un balance econó-- mico de los ciclos III al VI, de acuerdo al precio vigente( 1974), lo -- cual dió los siguientes resultados.

Ingresos	\$ 293,066.84
Egresos	\$ 125,303.44
Utilidad	\$ 167.763.40

Con estas cifras podemos darnos cuenta de que el proyecto resultaba costeable, sin embargo por los nuevos descubrimientos que proporcionaban una utilidad incomparable con la mencionada anteriormente, se optó por desarrollar los nuevos campos y olvidarse de este proyecto de recuperación.

En el año de 1979, se formalizó un grupo de trabajo para realizar el estudio de un nuevo proyecto sobre la factibilidad de la inyección de Bióxido de Carbono disponible en Cosoleacaque, Veracruz, para mejorar la recuperación en los yacimientos de los Distritos petroleros cercanos. En términos generales, el análisis establece la posibilidad de obtener resultados positivos tanto en el aspecto técnico, como en el económico, de la aplicación de este proceso en el campo Cuichapa. No obstante el estudio ha quedado como un análisis de factibilidad pues no se ha realizado ninguna prueba piloto.

Otro análisis de factibilidad fué llevado a cabo en el campo Poza Rica para ver la factibilidad de la inyección de nitrógeno. De dicho análisis se concluyó que la recuperación de aceite adicional sería lo suficientemente grande que al cabo de un corto período de tiempo, se recuperaría la inversión, y posteriormente se obtendrían beneficios substanciales. No obstante es necesario efectuar una prueba piloto en un área representativa del yacimiento, con el fin de corroborar dicho análisis.

Actualmente en el Instituto Mexicano del Petróleo, se realizan dos estudios de diferentes procesos de recuperación, como es el de inyección de

nitrógeno y el de inyección cíclica de vapor.

Por lo que se refiere al proceso de inyección de nitrógeno, se ha estado desarrollando unicamente el análisis de factibilidad para el campo - Comoapa, la siguiente etapa sería esperar los resultados de este análisis y dependiendo de estos, llevar a cabo la prueba piloto.

En cuanto al proceso de inyección cíclica de vapor, ya se han efectuado varias pruebas piloto en el campo Moloacán, en el Distrito Nanchital, - Veracruz. Actualmente se han intervenido cuatro pozos con vapor, y se - estan acondicionando dos más. De los pozos que han sido intervenidos, - dos se han suspendido por diferentes problemas, pero en el caso del pozo 684 - D , la prueba se llevó a cabo hasta alcanzar la etapa de producción, aunque ésta, no presentó un resultado positivo. Por otro lado, el pozo 680 -D ha presentado resultados satisfactorios, la respuesta en el primer ciclo ha sido magnífica, ya que se han acumulado más de 5000 bbl, con un gasto promedio de 30 bbl/día de crudo neto y una producción total de 60 bbl/día.

Las experiencias obtenidas en el campo Moloacán, afirman la posibilidad de aumentar la aplicación de la inyección cíclica de vapor, como procedimiento de estimulación a las acumulaciones de aceite viscoso de ese - campo.

#### III.4 Duracion de los proyectos de recuperación

Cuando se va a iniciar cualquier proyecto de recuperación mejorada, tiene que pensarse en la planeación y el control del mismo.

En cualquier tipo de actividad las técnicas de planeación varían consi-

derablemente. Cada individuo planea sus actividades de acuerdo con su experiencia, su habilidad de organización, su intuición y sentido común que posee. Bajo estas circunstancias, no se tiene el conocimiento que se requiere para un control efectivo, lo que trae como consecuencia que frecuentemente los proyectos se atrasen y sea necesario acelerar las actividades lo máximo posible, hasta lograr que el proyecto se termine en la fecha prefijada, lo cual no siempre es posible y no sería necesario si existiera una buena planeación del proyecto.

Un método muy usado y el cual nos proporciona una idea general de la duración de un proyecto, es el Método de Ruta Crítica. (MRC)<sup>(12)</sup>.

## CAPITULO IV

#### IV. INYECCION DE VAPOR

Los yacimientos que contienen grandes volúmenes de hidrocarburos pesados y viscosos, ofrecen los mayores problemas para su explotación, ya que su energía natural es insuficiente, o bien, los métodos convencionales resultan deficientes debido a la relación de movilidades altamente desfavorable. Esto ha dado lugar a que los métodos de recuperación térmica hayan recibido gran impulso, pues las altas temperaturas que se alcanzan en la formación productora ocasionan una reducción bastante considerable en la viscosidad del aceite.

De los métodos de recuperación térmica, el que ha sido aplicado con mayor frecuencia es la inyección de vapor, que puede ser llevada a cabo - tanto en aceites de alta como de baja viscosidad. Basicamente los procesos térmicos pueden quedar divididos en inyección cíclica e inyección - continua de vapor, a la cuál nos enfocaremos principalmente.

##### INYECCION CICLICA DE VAPOR

Este método de recuperación térmica ha sido el que mayor impulso ha tenido, el cual puede ser considerado como una técnica de estimulación a los pozos.

Un tratamiento de estimulación puede ser definido como cualquier operación, (sin involucrar perforación ó reterminación) llevada a cabo con la intención de aumentar el gasto de producción sin afectar las fuerzas de empuje en el yacimiento.

Una estimulación puede reducir sustancialmente el daño presente en las vecindades del pozo, mediante la disolución de asfaltenos y precipitados orgánicos, al mismo tiempo, puede disminuir la resistencia al flujo mediante la reducción de la viscosidad.

Una inyección cíclica de vapor, no cumple estrictamente con la definición de estimulación, ya que estamos alterando por diferentes mecanismos (gas en solución, gas liberado, reducción de viscosidad, expansión de fluidos, etc.), las fuerzas de empuje presentes en el yacimiento, pudiéndose entonces definir a la inyección cíclica como una estimulación combinada con desplazamiento de fluidos.

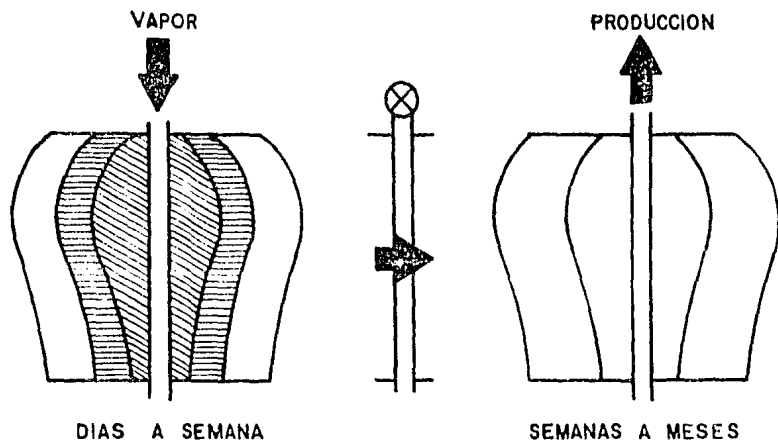
Esta forma de inyección de vapor se lleva a cabo en tres etapas, correspondiendo la primera de estas a la inyección de vapor en un pozo durante un tiempo determinado, el cual puede variar de días a semanas; la segunda etapa corresponde a la condensación del vapor, durante la cual se cierra el pozo para permitir que el vapor inyectado se condense dentro del yacimiento y ceda su calor latente al aceite, disminuyendo de esta manera su viscosidad. El tiempo de cierre puede variar de uno a cuatro días dependiendo de las características del aceite y de la energía del yacimiento. En la última etapa el pozo es abierto a producción, durante un tiempo que puede llegar hasta seis meses, al final del cual puede reiniciarse un nuevo ciclo según los resultados obtenidos. Cabe aclarar que en cada ocasión que se repita el ciclo de inyección, la recuperación de aceite es menor. Ver figura IV.1.

Para que una inyección cíclica de vapor de resultados favorables, tiene que existir un mecanismo de empuje natural, el cual puede ser gas en solución, segregación gravitacional o bien en proyectos donde el volumen de extracción es considerable, la compactación o subsidencia de la formación productora puede llegar a ser importante.

Una vez que la existencia de un mecanismo de empuje se ha verificado, la inyección de vapor se encargará de dejar actuar a los demás mecanismos asociados con el proceso como son: Reducción de la viscosidad, empuje de gas liberado por el cambio de temperatura, expansión de fluidos, posible fraccionamiento del crudo, creación de un gradiente de presión favorable al flujo de aceite, debido a que al condensarse el vapor la zona calentada se depresiona y por último el efecto de la temperatura sobre la mojabilidad de la roca, lo que afectará la retención del agua en el espacio poroso ( $K_{rw}$  disminuye).



FIG. IV-1 PROCESO DE INYECCION CICLICA DE VAPOR



ZONA DE VAPOR



ZONA DE CONDENSACION DE VAPOR



ZONA DE ACEITE

La ventaja que presenta la inyección cíclica con respecto a la continua es el uso de generadores fácilmente transportables, los cuales pueden utilizarse para estimular varios pozos, también presenta un tiempo de atraso menor para la obtención de ganancias. Por lo que respecta a la recuperación de aceite, se hace notar que es mucho mayor con inyección continua, por lo que después de varios ciclos de estimulación, es recomendable implementar la inyección continua de vapor, la cual se encargará de hacer un barrido más eficiente en el yacimiento.

## INYECCION CONTINUA DE VAPOR

Como su nombre lo indica, en este método la inyección de vapor es continua y se aplica a yacimientos donde el espaciamiento entre pozos es pequeño y donde la inyección cíclica de vapor a tenido resultados positivos.

### IV.1 Propiedades de los agentes de inyección.

En los procesos de inyección de vapor el agua es el agente básico de transportación del calor, la cual por la adición de temperatura se transforma en vapor.

Si calentamos el agua desde un nivel de referencia 32°F, esto hace que el agua se vaya evaporando hasta que una cierta fracción de masa sea convertida en vapor, a dicha fracción se le conoce como calidad de vapor  $X_s$ . En este instante nosotros tendremos una mezcla de vapor seco y saturación de agua no evaporada, lo cual se conoce como vapor húmedo de calidad  $X_s$ . El contenido de calor para varias calidades de vapor se muestra en la figura IV.2 (15).

Los generadores típicos de vapor ofrecen una calidad del 70% al 80% con algunos sólidos disueltos.

La adición de calor después de haber alcanzado una calidad del 100% en el vapor, producirá un vapor sobrecalentado en el cual, se tendrán grandes incrementos tanto de presión como de temperatura con un pequeño incremento en el calor suministrado. La cantidad de energía en forma de

calor que contiene una sustancia se conoce con el nombre de entalpía. La tabla IV.1 (17) muestra las entalpías del agua y del vapor a la presión y temperatura de saturación.

La diferencia entre estas dos cantidades representa el calor requerido para convertir el agua de estado líquido a vapor, lo cual se conoce como calor latente de evaporación ( $L_v$ ), y que es igual a:

$$L_v = h_s - h_w$$

Donde la entalpía ó calor total ( $h_s$ ), está dada por:

$$h_s = h_w + f_s \cdot L_v$$

En donde:

$h_s$  - Entalpía del vapor, BTU/lb

$h_w$  - Entalpía del agua saturada ó calor sensible, BTU/lb

$L_v$  - Entalpía de vaporización ó calor latente, BTU/lb

$f_s$  - Fracción de masa de agua convertida a vapor

Las figuras IV.3 y IV.4, muestran la entalpía tanto del agua como del vapor a presión y temperatura de saturación. Como se puede observar, el calor latente es mayor a presiones bajas y se decremanta a cero en el punto crítico, el cual corresponde a 3206 lb/pg<sup>2</sup> abs y 705 °F.

## IV.2 Descripción del proceso.

### IV.2.1 Proceso de desplazamiento en el yacimiento.

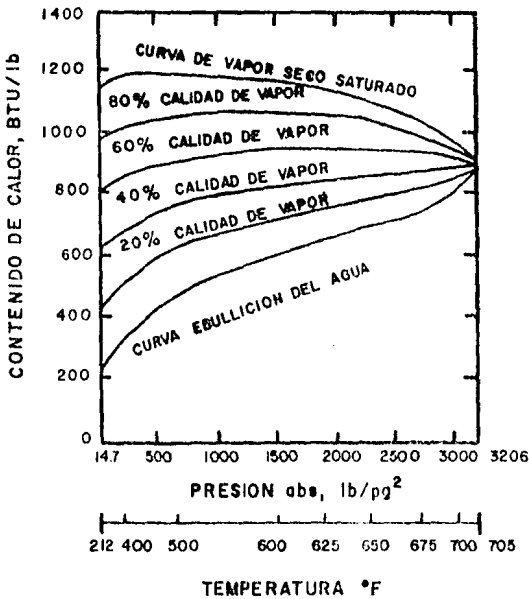
Este proceso térmico consiste en el desplazamiento de aceite por medio de vapor a alta temperatura (150 °C a 260 °C), el cual se inyecta en forma continua a la formación productora por uno o varios pozos inyec-

TABLA IV.1 ENTALPIA DEL AGUA Y DEL VAPOR A CONDICIONES DE SATURACION.

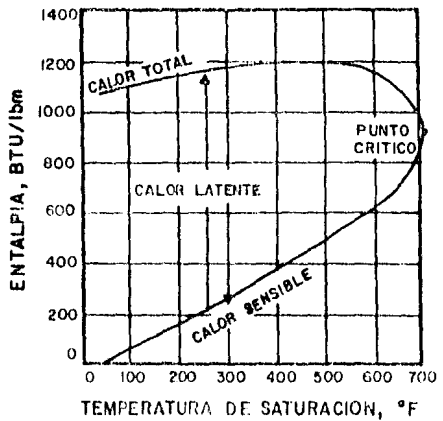
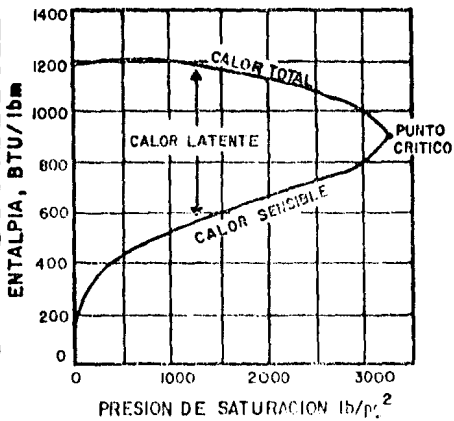
TEMPERATURA (°F)	PRESION ABSOLUTA (psia)	ENTALPIA (Btu/lbm)		CALOR LATENTE (Btu/lbm)
		LIQUIDO h <sub>w</sub>	VAPOR h <sub>g</sub>	
101.76	1	69.72	1,105.2	1,035.5
150	3,716	117.87	1,125.7	1,007.8
162.25	5	130.13	1,130.8	1,000.7
193.21	10	161.17	1,143.3	982.1
200	11,525	167.99	1,145.8	977.8
212	14,696	180.07	1,150.4	970.3
250	29.82	218.48	1,163.8	945.3
300	67.01	269.60	1,179.7	910.1
327.83	100	298.43	1,187.3	888.9
350	134.62	321.64	1,192.6	871.0
358.43	150	330.53	1,194.4	863.9
381.82	200	355.40	1,198.7	843.3
400	247.25	374.97	1,201.2	826.2
400.97	250	376.04	1,201.4	825.4
417.33	300	393.85	1,203.2	809.3
420	308.82	396.78	1,203.5	806.7
431.71	350	409.70	1,204.4	794.7
440	381.59	418.91	1,204.8	785.9
460	466.97	441.42	1,205.0	763.6
467.00	500	449.40	1,204.9	755.5
480	566.12	464.37	1,204.2	739.8
486.21	600	471.59	1,203.6	732.0
500	680.80	487.80	1,202.0	714.2
520	812.68	511.9	1,198.4	686.5
540	962.80	536.6	1,193.3	656.7
544.56	1,000	542.4	1,191.9	649.5
560	1,133.4	562.2	1,186.3	624.1
580	1,326.1	588.9	1,177.0	588.1
596.20	1,500	611.4	1,167.7	556.3
600	1,543.2	616.8	1,165.2	548.4
620	1,787.0	646.5	1,150.2	503.7
635.78	2,000	671.7	1,135.2	463.5
640	2,060.3	678.7	1,130.7	452.0
660	2,366.2	714.4	1,104.9	390.5
680	2,708.4	757.2	1,067.2	310.0
695.37	3,000	802.6	1,019.3	216.7
700	3,094.1	823.9	995.6	171.7
705.34*	3,206.2*	910.3	910.3	0

\* Propiedades críticas

FIG. IV- 2 GRAFICA DEL CONTENIDO DE CALOR DEL AGUA Y VAPOR A DIFERENTES PRESIONES



FIGS. IV- 3 y 4 GRAFICAS DE ENTALPIA TANTO DEL AGUA COMO DE VAPOR A PRESION Y TEMPERATURA DE SATURACION



tores. Como se puede notar en la figura IV.5, una zona de vapor es formada alrededor del pozo inyector, la cual se expande conforme el vapor se inyecte, en esta zona, la temperatura es aproximadamente igual a la del vapor inyectado. Adelante del vapor se encuentra la zona de agua condensada a través de la cual la temperatura va disminuyendo desde la del vapor hasta la del yacimiento.

#### IV.2.2 Proceso general de un desplazamiento continuo de vapor.

En la figura IV.6(18), podemos observar la secuencia del proceso térmico, desde la captación de agua hasta la producción y separación de los fluidos. La figura anterior puede ser explicada de la siguiente manera.

##### 1.- Captación de agua.

Etapas en la cual se suministra agua al sistema para la generación de vapor.

##### 2.- Tratamiento de agua.

Después de haber encontrado una fuente de abastecimiento de agua, es necesario que ésta, cuente con ciertas características que se requieren para la generación de vapor, por lo cual después de la captación es enviada a la planta de tratamiento para que quede acondicionada a las necesidades requeridas. (más adelante se tratarán estos requerimientos)

##### 3.- Generación de vapor.

Después de que el agua sale de la planta de tratamiento, ésta es bombeada al generador para producir el vapor necesario para la inyección.

##### 4.- Inyección de vapor.

El vapor generado es enviado hasta el pozo inyector para que empiece a actuar en la formación de interés.

FIG. IV-5 PROCESO DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR

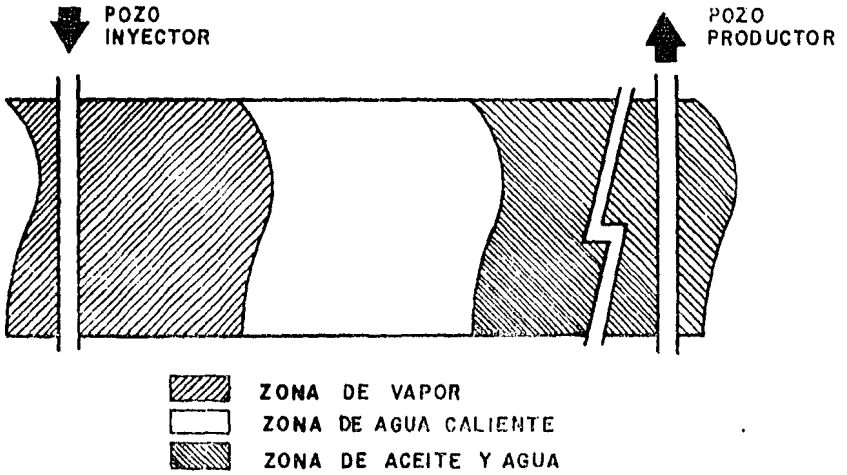
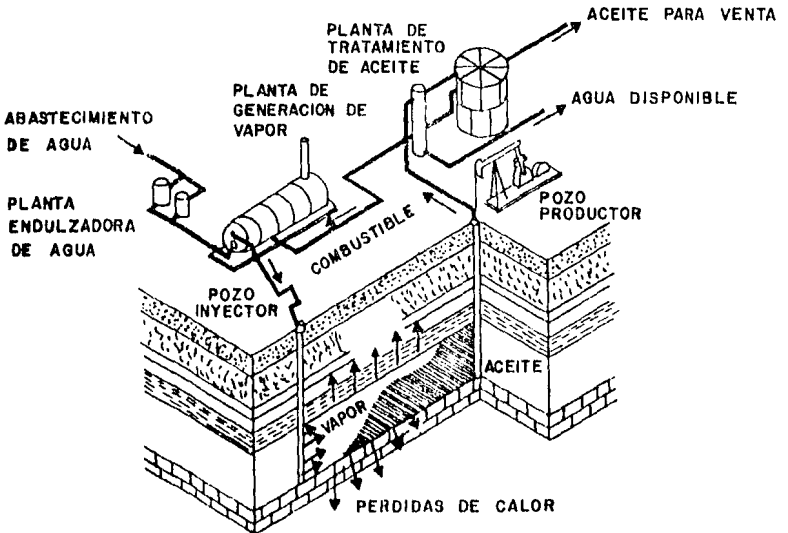


FIG. IV-6 SECUENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE VAPOR



#### 5.- Etapa de producción.

El pozo productor va a dar respuesta, gracias al efecto que logró el vapor sobre el crudo de la formación.

#### 6.- Tratamiento del aceite.

Ya que el aceite que se está produciendo viene tanto con agua como con gas, es necesario que la producción pase a los separadores primarios en donde se logra la separación de las diferentes fases. El aceite que proviene de los separadores primarios, es probable que contenga todavía cantidades grandes de agua en emulsión, por lo que es necesario pasarlo a una segunda serie de separadores para extraer el agua remanente. Después de esto, es llevado a una refinería para que cumpla con las especificaciones mínimas de venta en el exterior como en el país.

#### IV.3 Comportamiento en el sistema roca - fluido.

Para evaluar como se comporta el vapor en el sistema roca-fluidos, hay que tener presente que la inyección de vapor implica la presencia de una fase de agua caliente y el incremento considerable en la temperatura, tales factores, afectarán principalmente el sistema.

Primeramente, el vapor a alta presión y temperatura puede causar cambios en la permeabilidad de la formación, debido al contacto con minerales presentes en ella, como puede ser la disolución de arcillas y sílice, las cuales se redepositarán cerca de los pozos productores donde las temperaturas son comparativamente bajas.

Por otro lado, las permeabilidades relativas al aceite, agua y gas se modifican considerablemente con la temperatura. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al aceite se incrementa mientras que la del agua disminu-



ye cuando la temperatura se va elevando, ésto es en parte debido a que existe un aumento en la saturación de agua irreductible y una disminución en la saturación de aceite residual. En la figura IV.7 podemos notar de que forma afecta la temperatura a la curva de permeabilidades relativas.

Otro efecto que sufre la saturación de aceite residual es debido inicialmente a la expansión térmica del crudo y después se ve afectada por los cambios en las fuerzas superficiales cuando las temperaturas son más elevadas, lo cual se muestra en la figura IV.8. Los cambios en éstas fuerzas pueden implicar cambios capilares como modificaciones en la mojabilidad del sistema.

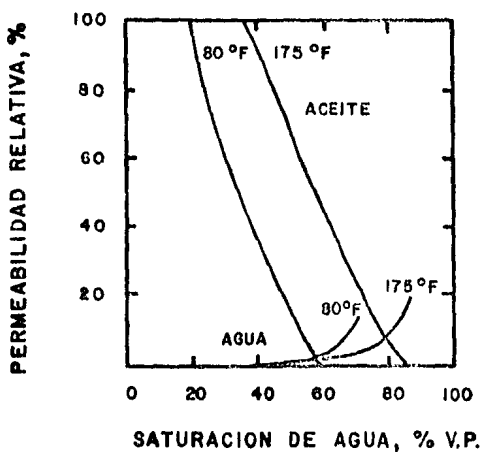
Un factor de suma importancia y que siempre va a estar presente en la inyección de vapor, son las pérdidas de calor tanto en el pozo como en las formaciones adyacentes. La conductividad térmica de las formaciones adyacentes, es un parámetro de gran importancia cuando se quieren estimar las pérdidas de calor. Generalmente la conductividad térmica de la roca se va incrementando a medida que la saturación de líquido también aumenta cuando se produce un decremento en la porosidad o en la temperatura a la que se encuentre dicha roca.

La transferencia de calor tanto a las formaciones adyacentes como a las tuberías conductoras es llevada a cabo por tres mecanismos diferentes:

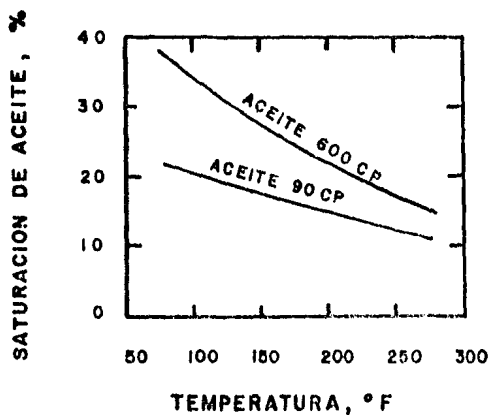
Conducción.- Mecanismo mediante el cual, el calor es transferido a través de sólidos, por medio de la agitación de moléculas de una zona caliente a una fría.

Radiación.- Mecanismo mediante el cual, el calor es transferido por medio de ondas electromagnéticas.

**FIG. IV - 7 - EFECTO DE LA TEMPERATURA A LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES**



**FIG. IV - 8**



Convección.- Mecanismo mediante el cual, la energía en forma de calor es transferida por medio de un fluido en movimiento de una zona caliente a una fría.

NOTA: En los procesos de recuperación térmica, generalmente se desprecia la transferencia de calor por radiación.

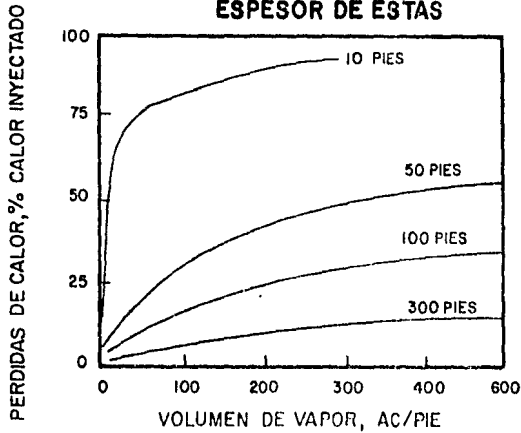
Las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes están en función principalmente del volumen de vapor inyectado, así como del espesor de la formación, lo cual se visualiza en la figura IV.9 (15). Existen dos modelos de desplazamiento de vapor, con los cuales se registran diferentes pérdidas de calor, dichos modelos son conocidos como Modelo de Avance Frontal y Modelo de Segregación de Fluidos. Estos modelos de desplazamiento quedan representados mediante el esquema de la figura IV.10 (17).

De dichas representaciones podemos decir, que en el modelo de segregación de fluidos permanece una fracción mayor de calor, puesto que el área de contacto entre la zona barrida y la no barrida es mayor, lo cual implica que el área de contacto del vapor con los estratos adyacentes sea menor, por lo tanto, las pérdidas de calor se reducen.

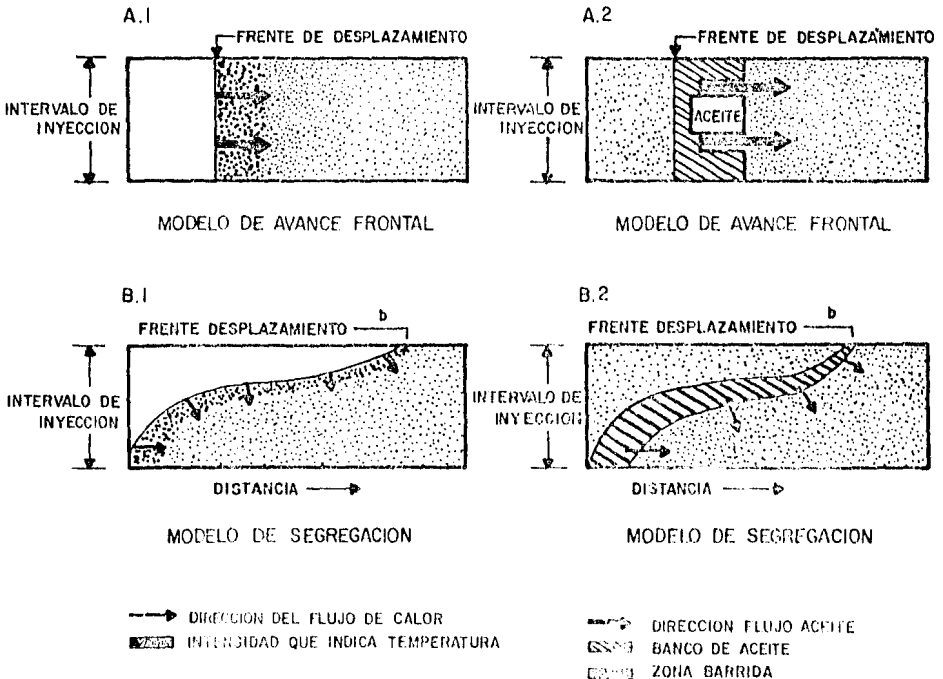
Estos modelos de desplazamiento al mismo tiempo influyen sobre la resistencia al flujo, pudiendo decir que los efectos son los siguientes:

- a.- La distancia del borde de la zona barrida al pozo productor en el modelo de segregación, es menor que bajo condiciones de avance frontal, lo cual hace que se reduzca la resistencia al flujo.
- b.- La temperatura promedio en la parte de la zona no barrida del yaci-

**FIG. IV- 9 VARIACIONES EN LAS PERDIDAS DE CALOR A LAS FORMACIONES ADYACENTES CON EL ESPESOR DE ESTAS**



**FIG. IV - 10 MODELOS DE DESPLAZAMIENTO**



miento es mayor donde ocurre segregación, tendiendo a reducir la viscosidad del fluido y por consiguiente la resistencia al flujo entre pozos.

c.- La interfase entre la zona barrida y no barrida, probablemente es mayor bajo condiciones de segregación, lo cual dará un banco de aceite más delgado, es decir, para un banco de aceite de un volumen dado, un área de sección transversal mayor, dará como resultado una zona más delgada en la dirección al flujo y una menor resistencia a éste, cuando el banco de aceite es más delgado.

El hecho de que en nuestros yacimientos se presente un desplazamiento por segregación de fluidos o por avance frontal dependerá principalmente de las características del yacimiento ( espesor, permeabilidad, ángulo de echado, etc.), del gasto de inyección y de la presión, pues al aumentar el gasto la presión aumenta y la tendencia a la segregación de fluidos disminuye.

#### IV.4 Mecanismos de desplazamiento.

El principal mecanismo y el más obvio es la reducción de la viscosidad debido al suministro continuo de calor. Como se puede observar en la figura IV.11(15), una reducción mayor en la viscosidad se obtiene a partir del incremento inicial en la temperatura, no obstante, cuando hemos alcanzado una cierta temperatura el beneficio es menor.

Por otro lado, es importante hacer notar que las mayores reducciones en viscosidad son experimentadas en los crudos más viscosos es decir de me--

nor densidad API. Otro mecanismo básico es la expansión del aceite del yacimiento debido al calentamiento. El hinchamiento del aceite añade energía al yacimiento y ayuda a expulsar los fluidos. Dependiendo de la composición el aceite puede hincharse de 10% a 20% durante la inyección de vapor.

Farouq Ali(14), ha hecho algunos estudios sobre los diferentes factores que influyen en la recuperación de aceite durante la aplicación de este proceso y llegó a la conclusión de que el efecto más importante es la destilación de las fracciones más ligeras del aceite y su incorporación al frente de desplazamiento. Estas fracciones se condensan al disminuir la temperatura y forman un banco solvente o miscible adelante de la zona de vapor. Se puede concluir que este efecto tiene resultados satisfactorios cuando el aceite del yacimiento no es muy viscoso.

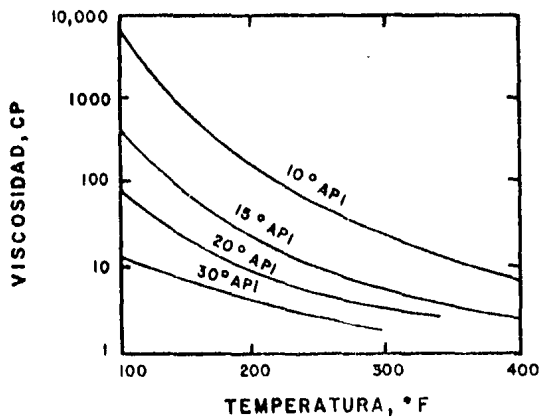
Existen otros factores que también contribuyen a incrementar la recuperación y que ya se mencionaron, como son el empuje natural de gas, las posibles alteraciones en la permeabilidad relativa, etc. La contribución de cada uno de estos a la recuperación, dependerá tanto del tipo de proyecto, como de las características del fluido y del yacimiento.

La presión de inyección también juega un papel importante en la recuperación. A mayor presión se requiere mayor temperatura para mantener el agua en fase vapor, sin embargo a mayor presión de inyección, por lo general se obtienen mayores recuperaciones.

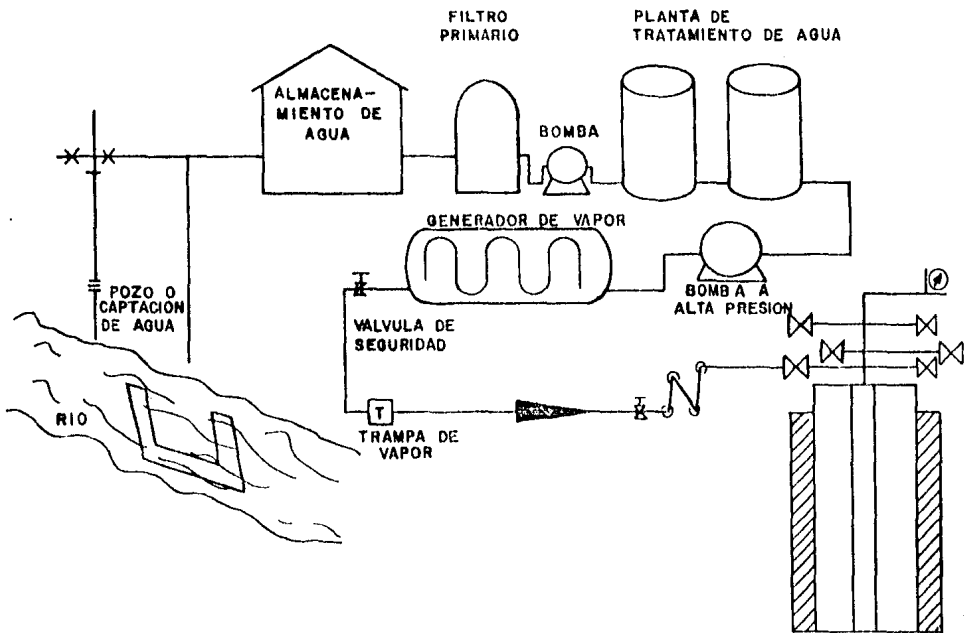
#### IV.5 Equipo necesario para una aplicación.

La construcción de un proyecto para la inyección de vapor, requiere de -

**FIG. IV-II REDUCCION DE LA VISCOSIDAD PARA VARIOS ACEITES A TEMPERATURA VARIABLE**



**DIAGRAMA IV. I**



diferentes tipos de equipo, los cuales se pueden observar en el diagrama IV.1.

#### Tanque de almacenamiento de agua

Después de la captación y transporte del agua hasta la localización del pozo, es necesario almacenarla con el fin de tenerla disponible y además de que los sólidos en suspensión se asientan al estar esta en reposo. Preferiblemente el tanque debe ser galvanizado y tener una cobertura de nitrógeno para evitar corrosión.

#### Filtro primario

En este filtro se retienen los sólidos en suspensión más pequeños, los cuales no se asentaron en el tanque de almacenamiento.

#### Tratamiento de agua

Antes de mencionar el equipo de tratamiento es necesario mencionar lo siguiente:

Existen dos tipos de fuentes de suministro de agua, una de ellas se apoya en la perforación de pozos a distancias cortas, cuyos gastos cubran la demanda del sistema; el agua deberá ser de una calidad tal, que no amerite procesos costosos de tratamiento. El otro tipo de suministro es la captación a partir de una fuente superficial, siempre y cuando ésta, cuente con características semejantes al caso anterior.

La calidad del agua requerida para utilizarse en generadores de un solo paso, se determina con varios análisis, entre los cuales se pueden mencionar:

Análisis	valor max. permisible
Contenido de sólidos disueltos	2500 ppm



Análisis	valor max. permisible
sólidos en suspensión	0.0 ppm
oxígeno disuelto	1.0 ppm
dureza	1.0 ppm
valor del pH	entre 9.0 y 10.0
contenido total de sílice (SiO <sub>2</sub> )	5.0 ppm
dióxido de carbono	el mínimo posible

Además de los análisis mencionados anteriormente, es común que el agua presente iones tanto de calcio como de magnesio, los cuales forman la dureza total del agua. La zeolita debido al sodio presente en ella, el cual actúa sobre los iones de calcio y magnesio, reduce la dureza del agua a un valor mínimo. La regeneración de las zeolitas se hace empleando cloruro de sodio al 10%.

#### Planta de tratamiento de agua

El tratamiento de agua para cualquier proyecto de recuperación térmica, es mucho más riguroso que para los procesos de inyección de agua. El objetivo principal es evitar la concentración de sales y con ello evitar las incrustaciones en la tubería de la unidad y principalmente en el generador, para esto la planta puede contar con tratamientos químicos como son: El uso de inhibidores de corrosión e incrustaciones, secuestrantes de oxígeno, bactericidas, etc., por otro lado, esta planta debe contar con torres suavizadoras, endulzadoras, etc.

#### Generador de vapor

La mayoría de los generadores de vapor utilizados para la inyección son

Los llamados generadores de un solo paso, debido a que el agua que lo alimenta no es vaporizada totalmente, lo que hace que el vapor que se obtenga sea húmedo.

La causa principal de la producción de vapor húmedo, es la baja calidad que se tiene en el agua de alimentación, pues si se tratara de vaporizar totalmente, los minerales disueltos en ella se precipitarían, lo que causaría la disminución de la eficiencia térmica del generador y se tendrían problemas de incrustaciones en las tuberías. Se puede decir entonces que la humedad del vapor ayuda a mantener en suspensión a estos minerales.

La calidad del vapor es un factor que afecta el comportamiento de un yacimiento. Bajas calidades de vapor implican que el contenido de calor en éste, sea bajo, lo que origina el calentamiento de una pequeña porción de formación, dando una menor respuesta del yacimiento, principalmente en aquellos con aceites ligeros donde se presenta el mecanismo de destilación.

Por lo general este tipo de generadores producen vapor de calidad del orden de 80% a 85% que viene a ser lo más adecuado en operaciones de campo.

#### Equipo de medición y control

Las mediciones serán del gasto másico, presión y temperatura del vapor. Se debe instalar una brida porta-orificio y un registrador de flujo, con los cuales se medirán la masa de vapor y la presión de inyección. El equipo de control puede estar compuesto de reguladores de presión y válvulas de seguridad que eviten cualquier represionamiento en las líneas.

#### IV.6 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

Varios factores tanto de la formación como de los fluidos del yacimiento, han sido considerados para evaluar la factibilidad de aplicación de la inyección de vapor.

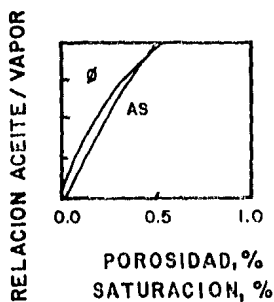
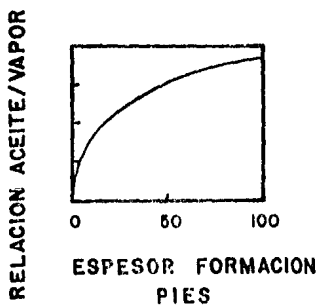
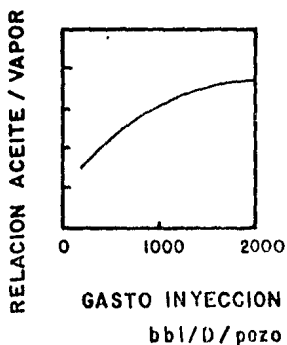
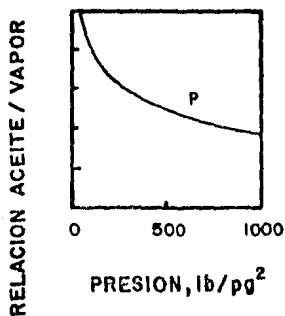
Ciertas propiedades del yacimiento hacen que se mejore el éxito de la inyección de vapor, por ejemplo(18), un espesor grueso de la formación, altos gastos, alto contenido de aceite, etc., estas propiedades se pueden visualizar en la figura IV.12. Uno de los criterios más importantes para poder aplicar la inyección de vapor es la profundidad, la cual debe variar entre 500 y 5000 pies. El límite superior es debido a la presión que se requiere para inyectar el vapor y el límite inferior, a las pérdidas de calor que pueden llegar a ser excesivas. Existen otras condiciones las cuales son recomendables en el proceso y son mencionadas a continuación:

#### Criterios Técnicos de Selección

##### Condiciones del aceite

Densidad	25 °API (un rango aproximado entre 10 y 25 °API)
Viscosidad	20 cp (un rango adecuado se encuentra entre 100 y 5000 cp)
Composición	no es crítica, sin embargo la presencia de componentes ligeros para la destilación ayuda.

**FIG. IV 12 EFECTOS DE LOS PARAMETROS CLAVES DE LA RELACION ACEITE/VAPOR**



## Crterios Técnicos de Selección

### Condiciones del yacimiento

Saturación de aceite	500 bbl/acre-pie ( 40%-50% - del volúmen de poro)
Tipo de formación	arena ó arenisca con alta porosidad y permeabilidad)
Espesor neto	20 pies(condición importante para evitar pérdidas de calor
Permeabilidad promedio	200 md
Profundidad	500 a 5000 pies
Temperatura	no es crítica. Está relacionada con la profundidad por el gradiente geotérmico.

### IV.7 Ventajas y desventajas de proceso.

#### IV.7.1 Ventajas

- \* Método factible de aplicarse a crudos con bajas densidades °API.
- \* Proporciona altos ritmos de inyección de calor.
- \* La eficiencia en el desplazamiento se incrementa con el calor suministrado. Las saturaciones de aceite atrás del frente pueden ser tan bajas como del 5%.
- \* Este proceso es de fácil control y el tiempo de respuesta comparandolo con el método de combustión in-situ, es de 25% a 50% más rápido.
- \* Debido a que no es un método muy complejo, el capital que se invierte no es demasiado elevado.

- \* Este proceso no causa el cracking del aceite, por lo cual el medio ambiente no se ve afectado por la producción de gases.
- \* Tiene una menor probabilidad de daño al pozo en comparación con el método de combustión in-situ.

#### IV.7.2 Desventajas

- \* Requiere grandes suministros de agua dulce.
- \* No puede ser aplicado a yacimientos con profundidades mayores de 5000 pies y que contengan arcillas sensitivas al agua dulce.
- \* La producción de arena es común cuando se aplican métodos de recuperación térmica.
- \* La formación de emulsiones es posible en algunos aceites durante la inyección de vapor.
- \* Las pérdidas de calor son muy altas a través de las líneas de inyección, del pozo y de la formación, de aquí la restricción en profundidad.
- \* La saturación de aceite debe ser alta y el espesor de la formación debe tener 20 pies como mínimo para disminuir las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes.
- \* La inyección de calor normalmente no se usa en yacimientos carbonatados.

#### IV.8 Casos de campo.

Campo South Belridge, California U.S.A.

Este campo fué descubierto en 1911, pero su desarrollo no fué sino has--

ta 1943. En 1952 la producción de aceite alcanzó los 1000 bbl/día, pero en 1965 esta producción declinó a 235 bbl/día.

Las propiedades tanto del fluido como del yacimiento son:

Saturación inicial de aceite	76% de V.P.
Profundidad promedio	1009 a 1197 pies
Espesor bruto	210 pies
Espesor neto	91 pies
Porosidad efectiva	35%
Permeabilidad	3000 md
Densidad	13 °API
Viscosidad a temp. del yacimiento	1600 cp

La inyección cíclica de vapor se inició en 1965, de la que se obtuvo un incremento diario en el ritmo de producción, alcanzando los 1600 bbl/día, hasta mediados del 67. A partir de esta fecha, el ritmo de producción declinó rápidamente, por lo cual se llevó a cabo una prueba piloto de inyección continua de vapor aplicada al mismo campo. Se perforaron 15 nuevos pozos inyectoros y 39 productores. La inyección continua de vapor se inició en 1969 y durante cuatro años y medio el aceite recuperado excedió el total de aceite que se recuperó los 25 años anteriores.

Campo Tía Juana, Venezuela

El campo está localizado en la costa del lago Maracaibo. Es uno de los

varios campos que producen aceite con densidad entre 5 y 10 °API. El aceite original del campo se estimó de 20 billones de barriles, con una producción diaria de 400 000 bbl/día en 1967. Las características tanto del yacimiento como de los fluidos son:

Profundidad	de 1000 a 5000 pies
Espesores netos	de 50 a 300 pies
Porosidades	entre 30% y 40%
Permeabilidades	mayores a 1 darcy
Saturación inicial	80% de V.P.
Viscosidad del aceite	de 100 a 10 000 cp

Entre 1936 y 1962 el 12.5% del aceite original fué recuperado y la presión del yacimiento declinó de 960 lb/pg<sup>2</sup> a 550 lb/pg<sup>2</sup>. La calidad del vapor alcanzó el 90% y la presión de inyección fué de 400 a 800 lb/pg<sup>2</sup> y gastos de 1200 a 3000 bbl/día/pozo. Se puede decir que el primer ciclo de inyección fué satisfactorio, produciendo algunos pozos hasta 1000 bbl/día de los 100 a 150 bbl/día que producían, no obstante este comportamiento no se repitió durante el segundo ciclo de inyección, por lo que se cambió al método de inyección continua. La inyección de vapor se inició en 1961, hasta 1966 a un ritmo de 1000 bbl/día.



## CAPITULO V

## V. COMBUSTION IN - SITU

Entre los métodos de recuperación térmica ha destacado el proceso denominado " Combustión in-situ". La palabra in-situ viene del latín y significa " en el lugar " , entendiéndose entonces por combustión in-situ a la generación del calor por medio del quemado de una parte del aceite mismo del yacimiento. La combustión se lleva a cabo por medio de la combinación de residuos carbonaceos del aceite y del oxígeno o más bien de un fluido conteniendo oxígeno como es el aire.

Este método térmico tiene actualmente tres modalidades principales, ellas son:

- a.- Combustión directa o seca, en la que tanto el frente de combustión, el flujo de gases y el aceite se van moviendo en la misma dirección.
- b.- Combustión inversa o contra flujo, en la que el flujo de gases y de aceite ocurre en dirección opuesta al movimiento del frente de combustión.
- c.- Combustión húmeda, en la que además de la inyección de aire se lleva a cabo la inyección de agua.

A diferencia de la inyección de vapor, agua caliente o gases calientes, en donde el calor es generado en la superficie y después transmitido al yacimiento; en este proceso el calor es generado en el mismo yacimiento.

## V.1 Propiedades del Agente de Inyección

Como se mencionó anteriormente, el aire es el principal agente de inyección en el proceso de combustión, sea ésta, seca, a contra flujo o húmeda.

El aire seco esta compuesto por varios elementos entre los cuales se encuentran:

Elemento	% en volúmen
$N_2$	78
$O_2$	21
Ar	0.93
$CO_2$	varía, promedio 0.03
$H_2$	0.01
Ne	0.0018
He	0.0005
Kr	0.0001
Xe	0.00001
Rn	varía, despreciable

La mayoría de los elementos que componen el aire son los llamados gases nobles o raros, los cuales existen solo en cantidades ínfimas y además son químicamente inactivos a diferencia del oxígeno que es el elemento de mayor importancia y sin el cual no podría darse la combustión.

El oxígeno es el elemento más abundante, de hecho algo más del 60% de los átomos que hay en la corteza terrestre son átomos de oxígeno. Es un

gas incoloro e inodoro. Es un poco más pesado que el aire y poco soluble en agua. Químicamente forma ya sea directa o indirectamente, compuestos con todos los cuerpos simples, excepto con el flúor y los metales preciosos. Se llaman óxidos, a los compuestos simples que forma el oxígeno con otros elementos. La reacción química en la que el oxígeno se combina con otro elemento para formar óxidos, se llama oxidación. Algunas veces, la oxidación se produce con gran desprendimiento de calor, el cual se propaga por toda la masa después de haber comenzado en un punto; la reacción que se produce desprende rápidamente gran cantidad de calor, lo cual hace que los productos de la combustión se encuentren a elevadas temperaturas y si uno de estos productos es gaseoso, se producirá entonces la flama.

El oxígeno puro puede ser obtenido por varios métodos, los cuales tienen un costo elevado, por tal motivo sería incosteable la inyección de oxígeno como elemento puro, de aquí que se prefiera aprovechar el oxígeno del aire e inyectarlo.

Las propiedades del aire se derivan de las de sus componentes, y son casi las mismas del oxígeno, atenuadas por la presencia del nitrógeno.

## V.2 Descripción del Proceso

Como ya se dijo existen tres variantes en el proceso de combustión, cuya descripción es muy semejante; sin embargo se hará mención a las principales diferencias entre ellas.

### V.2.1 Combustión Directa

El sistema en el que se lleva a cabo la combustión directa consta de un pozo inyector de aire y de uno o varios pozos productores de aceite. La inyección de aire a la formación se inicia a través del pozo inyector, hasta conseguir una fase gaseosa continua en todo el sistema, tras la cual se obtiene la ignición del aceite, ya sea de manera espontánea o artificial, dependiendo de la reactividad de éste. Si el aceite es muy reactivo es posible esperar una ignición espontánea, si por el contrario es de baja reactividad, es necesario provocar la ignición artificial por medio de un dispositivo ignitor que se opera el tiempo necesario, para lograr que la formación en la vecindad del pozo, alcance una temperatura superior a la ignición del crudo. La ignición se logra en el pozo inyector, y se mantiene la inyección de aire para conseguir la combustión inicial del aceite. El frente de combustión avanza en la misma dirección que el movimiento del aire.

La figura V.1(15), nos muestra las diferentes zonas que se forman en un yacimiento de aceite, en el cual se aplicó el proceso de combustión directa y al mismo tiempo las temperaturas que se obtienen en dichas zonas.

#### A.- Zona de combustión

Esta zona es la más cercana al pozo inyector, todos los líquidos existentes aquí, son removidos y solo el aire se encuentra saturando los poros de la roca. Las temperaturas en esta zona van aumentando conforme se acercan al frente de flama.

FIG. V. I ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL PROCESO DE COMBUSTION INSITU.

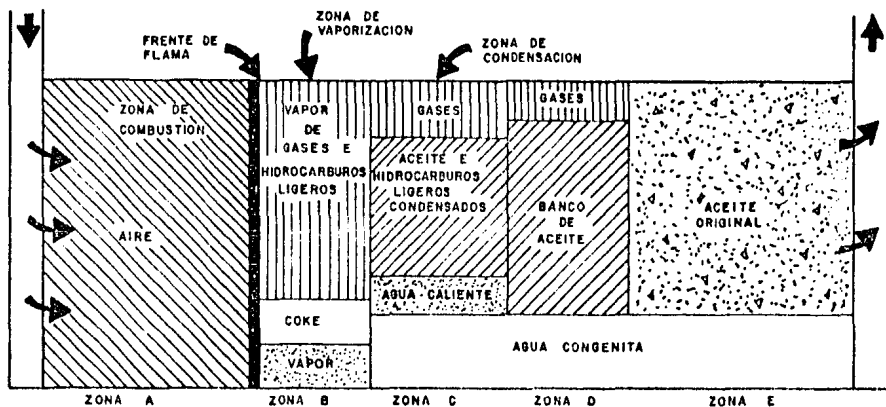
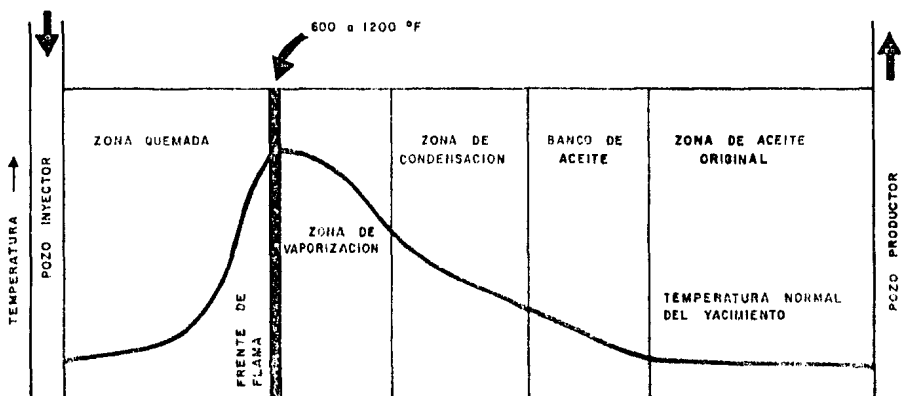


FIG. V. I PERFILES DE TEMPERATURA DURANTE EL PROCESO DE COMBUSTION.



#### B.- Frente de flama

El área de esta zona generalmente es de un espesor muy estrecho, alcanzando una temperatura entre 600 °F y 1200 °F, la cual nunca llegará a ser la temperatura de fusión de la roca. Al combustible del proceso se le denomina coke o carbón remanente, resultante de la desintegración térmica y de la destilación del aceite que se encuentra en la zona de adelante. En un yacimiento con una buena saturación de aceite, un 10% del aceite será consumido como combustible.

#### C.- Zona de vaporización

En esta zona la acción resultante de los gases calientes resultantes de la zona B, origina la vaporización de los hidrocarburos ligeros. La temperatura esta cercana a los 400 °F.

#### D.- Zona de condensación

A partir de esta zona el aceite es desplazado por varios mecanismos. La condensación de hidrocarburos ligeros desplaza el aceite del yacimiento por miscibilidad, la condensación del vapor causa un empuje por agua caliente, y los gases de combustión tales como N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, proporcionan un empuje de gas. La temperatura en esta zona son de 50 °F a 200 °F arriba de la temperatura inicial del yacimiento.

#### E.- Banco de aceite

El agua conata existente, el aceite desplazado y algunos gases de la combustión, ocupan el espacio poroso. La temperatura es cercana a la inicial y existe un pequeño mejoramiento en la viscosidad del aceite.

## F.- Aceite original

Esta zona se encuentra adelante del banco de aceite, la cual no ha sido afectada por el proceso de combustión, por lo que existen las condiciones originales del aceite.

Como se dijo antes, el coke constituye el principal combustible del proceso. Si la cantidad de coke, la cual se mide en lb/pie<sup>3</sup>, es demasiado baja, la combustión no podrá mantenerse, si por el contrario es demasiado alta, el movimiento de la flama será lento, debido a que todo el combustible deberá ser quemado antes de que la flama pueda avanzar. La cantidad de coke depositado variará con la densidad °API del aceite del yacimiento y también determinará el aire requerido para el avance de la flama a través de la roca del yacimiento, como se observa en la figura - V.2(15).

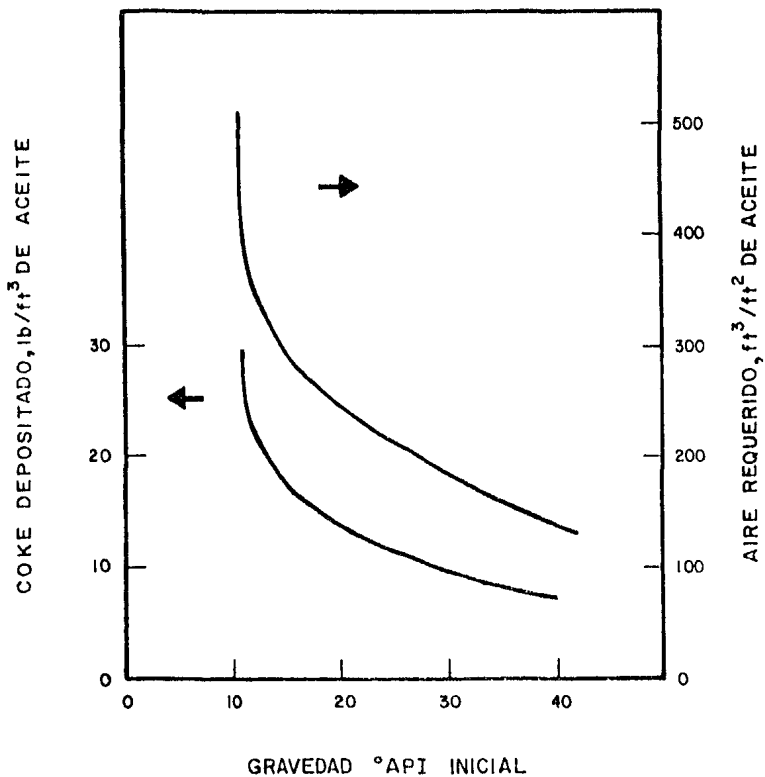
Este tipo de proceso es varias veces más complicado que el de una inyección convencional de fluidos, y ha sido recomendado para la recuperación de aceites cuyas densidades están comprendidas en un rango de 12 - a 30 °API. Se debe tomar en cuenta que la densidad °API no es el único criterio para determinar la aplicabilidad del proceso, pero si es un buen indicador de la conveniencia del mismo.

### V.2.2 Combustión inversa o a contra flujo

En este proceso, al igual que en la combustión directa, la ignición se genera en un pozo inyector con la diferencia de que una vez lograda, el pozo inyector se convierte en productor. La ignición se lleva a cabo



FIG. V. 2 CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y REQUERIMIENTOS DE AIRE PARA EL PROCESO DE COMBUSTION

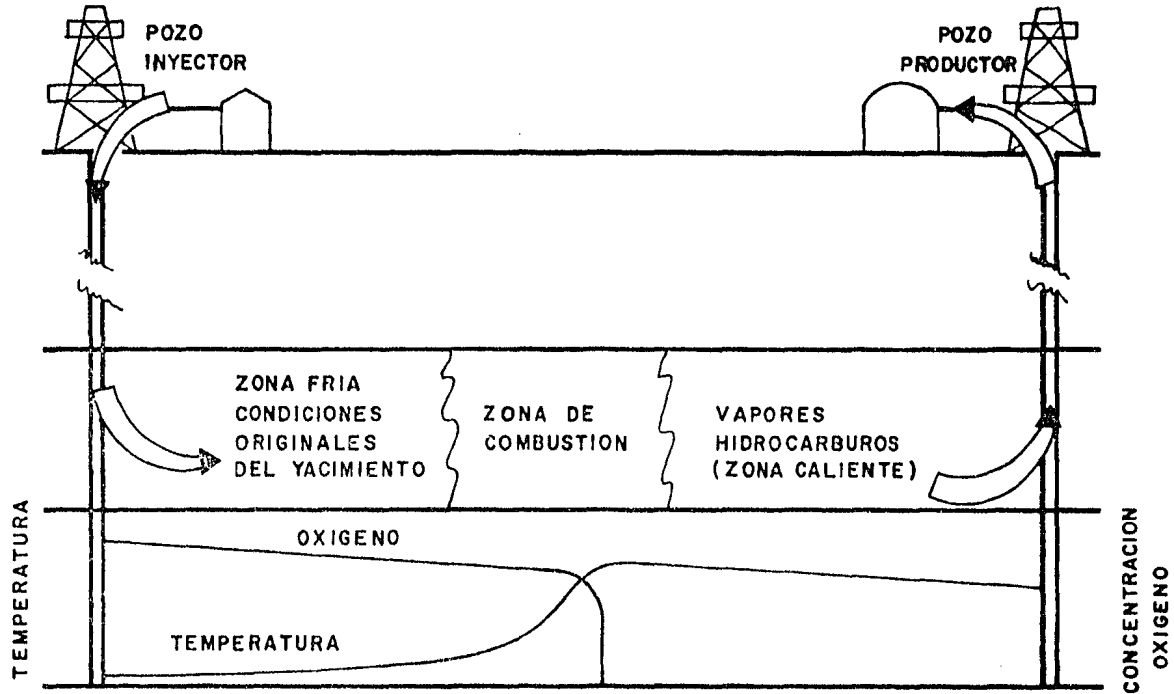


similarmente a la técnica anterior (combustión directa), pero la combustión se mantiene mediante la inyección de aire a través de un nuevo pozo inyector, dosificandola hasta reducirla al mínimo necesario para man tener el frente de combustión en movimiento; por consiguiente, el frente irá avanzando del pozo productor al nuevo pozo inyector en contra co rriente al flujo de aire. (ver figura V.3<sup>15</sup>)

Como se puede observar en la figura, una vez que se ha logrado el frente de combustión, el aire inyectado pasa a través del aceite y de la arena (zona aún no quemada) hasta llegar a la zona de combustión. Posteriormente el aceite y los gases producidos fluyen a través de la zona que se encuentra entre el frente de combustión y el pozo productor, a la que se le llama zona quemada y donde las temperaturas varían entre 500 °F a 700 °F, por lo que la viscosidad del aceite es reducida por un factor de mil o más. Tal reducción en la viscosidad permite que el acei te fluya más fácilmente al pozo productor, por lo que tiene la ventaja de aplicarse a yacimientos que contengan aceites demasiado pesados y viscosos.

Existe la posibilidad en esta técnica, de cambiar la dirección del frente de combustión cuando se encuentra cercano al pozo inyector, con la finalidad de incrementar la recuperación barriendo una nueva parte del aceite residual, de esta manera el frente se moverá hacia la zona quemada, en la que existe residuos de coke con lo que se mantendrá el frente de combustión. La combustión inversa requiere aproximadamente dos veces más cantidad de aire que la directa, para una misma recuperación de acei te, además de que consume mayor cantidad de este, el cual utiliza como combustible.

FIG.V.3-PROCESO DE COMBUSTION INVERSA O A CONTRAFLUJO.



### V.2.3 Combustión húmeda

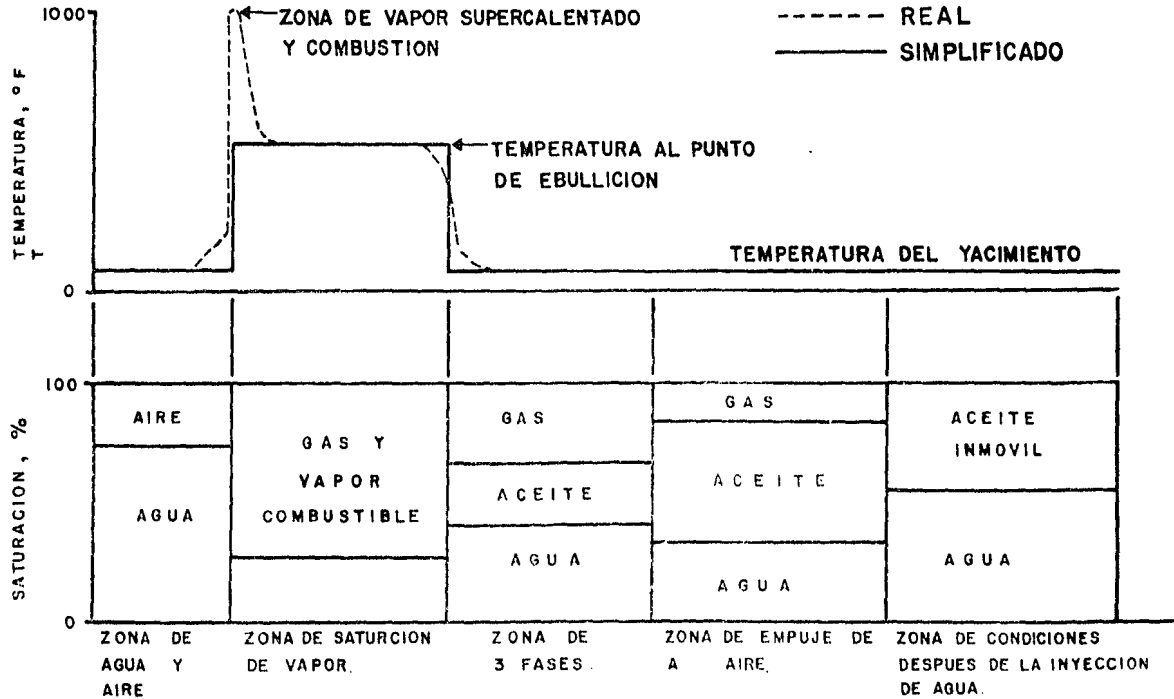
Se conoce también como proceso COFCAW (combinación de combustión directa e inyección de agua). La combustión húmeda es una técnica en la cual el agua y el aire pasan a través del frente de combustión. El agua que llega a la zona de combustión puede ser en fase líquida, vapor o ambas. La figura V.4(8), muestra las zonas asociadas con este proceso y además la distribución tanto de temperaturas como de saturaciones. La principal diferencia en la distribución de saturaciones entre la combustión seca y húmeda, es la existencia de una zona significativa de vapor entre el frente de combustión y la zona de tres fases.

En la combustión directa (seca), más de la mitad del calor generado en la formación se encuentra entre el pozo inyector de aire y el frente de combustión; este calor almacenado no es utilizado eficientemente debido a que el aire no es un buen conductor del calor y no lo puede transportar a las zonas siguientes, de aquí que la combustión húmeda sea una buena solución para esta limitación, ya que el agua posee una alta capacidad calorífica.

Cuando el agua se inyecta en forma alterna o simultánea con el aire, el agua se vaporizará y pasará a través del frente de combustión, por lo que el calor será transportado adelante del frente. La cantidad de agua a inyectar en este proceso será de gran importancia pues de ella depende una combustión normal, óptima o parcialmente apagada.

Cuando se inyecta agua juntamente con el aire en cantidades moderadas,

FIG. V.- 4



ESQUEMA DE LOS PERFILES DE SATURACION Y TEMPERATURAS DE PROCESO COFCAW

el vapor sobrecalentado alcanzará una distancia corta a partir del pozo inyector, al igual que el frente de evaporación, como lo muestra la figura V.5.a(8). Ahora bien, si inyectamos agua en cantidades suficientes para que el frente de evaporación este tan cercano como sea posible al frente de combustión, traerá como consecuencia la transportación casi total del calor que permanecía en la zona de combustión, llevándolo a la zona de vapor. En este caso la zona de vapor será de mucho mayor tamaño y la eficiencia de barrido será mejor (ver figura V.5.b). La combustión parcialmente apagada ocurre cuando grandes cantidades de agua son inyectadas a la zona de combustión, lo que hace que las temperaturas alcanzadas y los requerimientos de aire sean menores. (figura V.5.c)

### V.3 Ignición del aceite

Un factor de gran importancia en el proceso de combustión in-situ es la ignición. La ignición es uno de los puntos más críticos del proceso, ya que si no se logra o se obtiene adecuadamente, puede disminuir o nulificar totalmente las propiedades de éxito del proyecto.

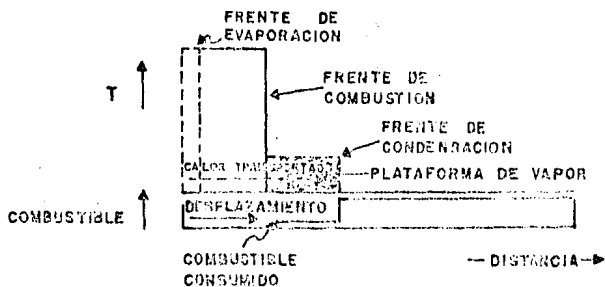
Para lograr la ignición es necesario elevar la temperatura de la formación por encima de la temperatura de ignición del crudo, esto se logra mediante las siguientes técnicas.

#### V.3.1 Ignición espontánea

La oxidación del crudo debida al oxígeno del aire es relativamente rápida, esta oxidación libera energía térmica, la cual, si es suficiente y rápida, de tal manera que supere las pérdidas de calor, la ignición pue-

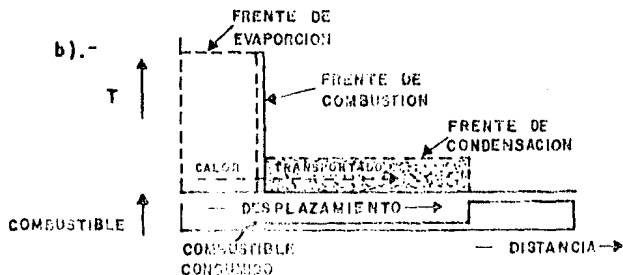
FIG. V-5

a).-



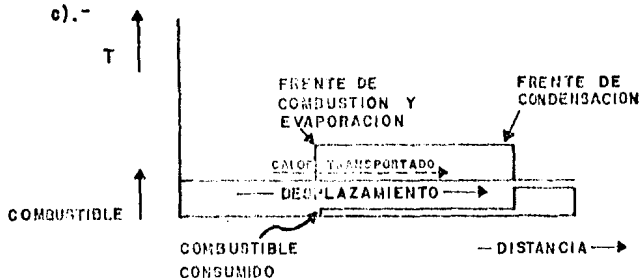
COMBUSTION HUMEDA NORMAL

b).-



COMBUSTION HUMEDA OPTIMA

c).-



COMBUSTION PARCIALMENTE, APAGADA

de ocurrir espontáneamente sin que sea necesario suministrar calor adicional.

El oxígeno contenido en el aire será el agente oxidante y dado que en el proceso el aprovechamiento del aire es el factor económico de mayor peso, la técnica de ignición espontánea se considera adecuada cuando el tiempo de reacción se reduce a unas cuantas horas o a unos pocos días. Si por el contrario, este tiempo se extiende a semanas o meses y en casos extremos a años, se le considera antieconómica y es necesario proveer los medios de calentamiento necesarios para alcanzar la temperatura de ignición en poco tiempo.

Puesto que la probabilidad de producir la ignición espontánea puede significar el ahorro de grandes cantidades de dinero, es de gran interés el conocer las características de oxidación del crudo, para determinar de esta manera el tiempo que se requiere para que se produzca la ignición. La experiencia indica que lo más recomendable es hacer una prueba de campo que muestre los métodos de ignición que presenten mayores ventajas.

### V.3.2 Ignición artificial

Si la combustión es aplicada a yacimientos que contienen crudo de baja reactividad para lograr la ignición espontánea, entonces es necesaria la aplicación de estos métodos. Esta forma de ignición es similar a la espontánea, con la diferencia que en la artificial es necesario el uso de ciertos medios que ayuden a suministrar calor y aceleren la reacción de oxidación. Dichos medios pueden ser ignitores eléctricos, quemadores de fondo, inyección de fluidos calientes y reactivos químicos, to



dos ellos son similares en el sentido de que el mecanismo por el cual el calor es transferido a la formación, es la convección.

#### V.4 Mecanismos de desplazamiento

Al incrementar la temperatura en los yacimientos, se observa que la viscosidad, la tensión interfacial y la densidad decrecen. Por otro lado la presión de vapor se incrementa, además de que el aceite puede experimentar cambios químicos, tales como la desintegración térmica (cracking). El efecto más notable de los mencionados anteriormente es la reducción de la viscosidad. En la gráfica de la figura V.6 se observa esta reducción en función de la temperatura, notando que es mayor para crudos más pesados, de tal manera que éstos, muestren un gran aumento en su movilidad con respecto a los ligeros cuando se les suministra calor.

La gráfica V.7, muestra las saturaciones residuales de aceite estimadas en la región barrida para diferentes temperaturas, notándose que para aceites más pesados la reducción en la saturación residual es mucho mayor. La figura V.8 presenta el efecto de la temperatura sobre la eficiencia volumétrica de barrido, debido a que la movilidad del aceite se incrementa. Con todo esto, podemos darnos cuenta que la temperatura es el factor que influye en todos los mecanismos de desplazamiento, los cuales pueden resumirse en:

- a.- La aplicación de calor que se transfiere corriente abajo por conducción y convección, reduce la viscosidad del aceite mejorándose la eficiencia de desplazamiento.

FIG. Y-6

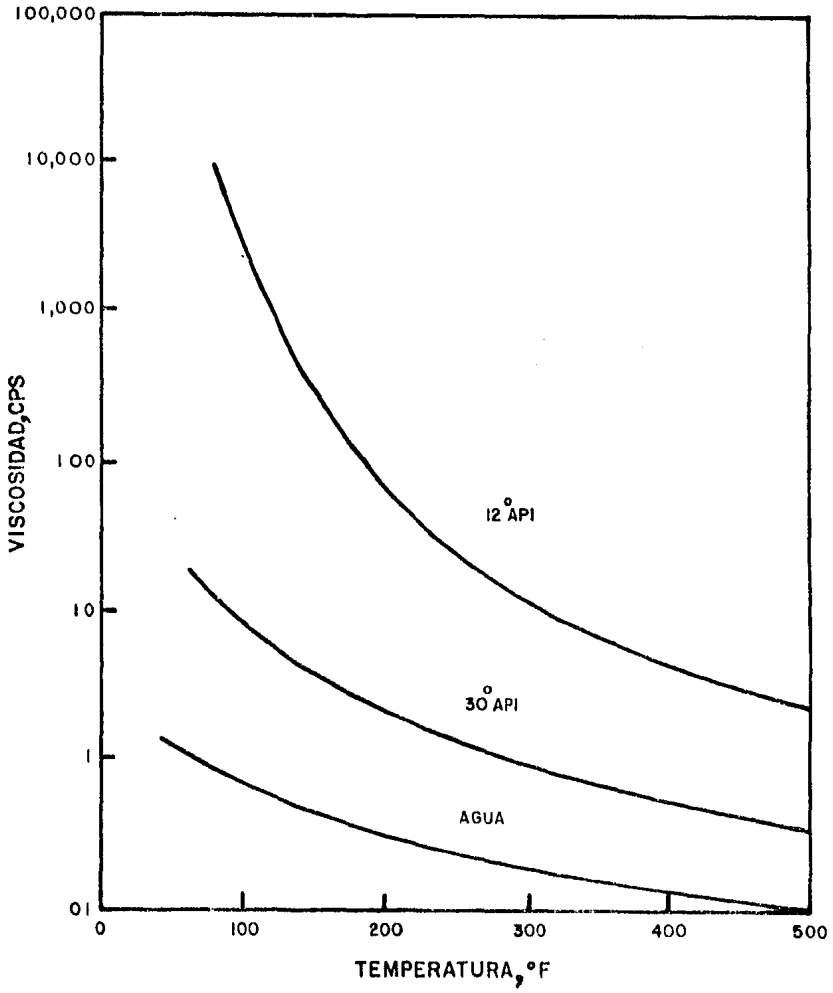


FIG. Y-7.

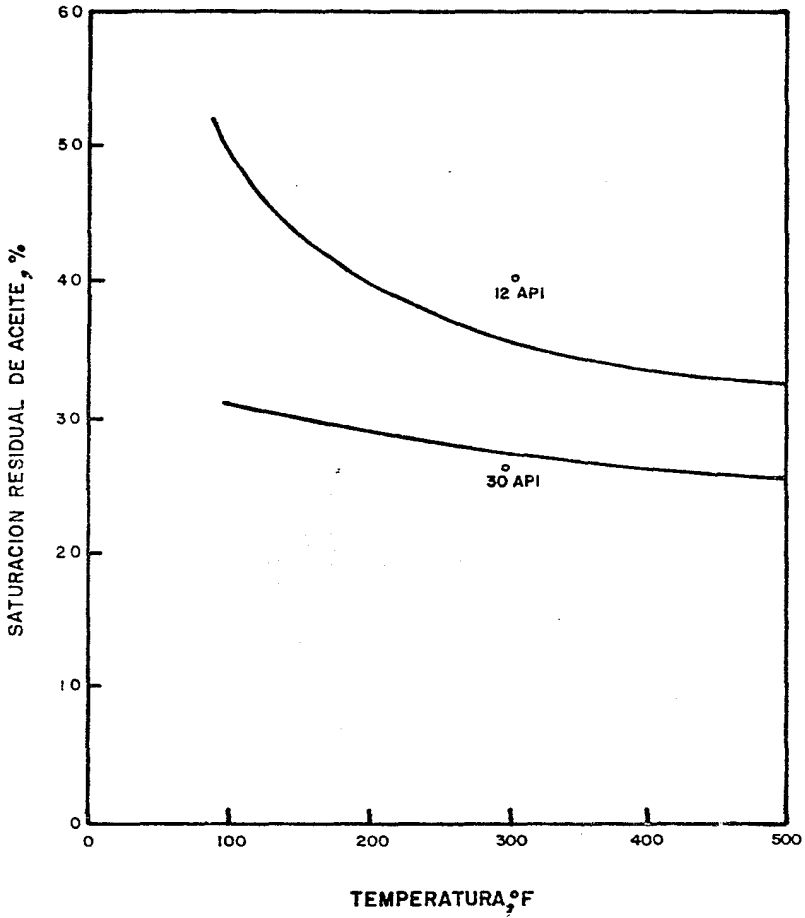
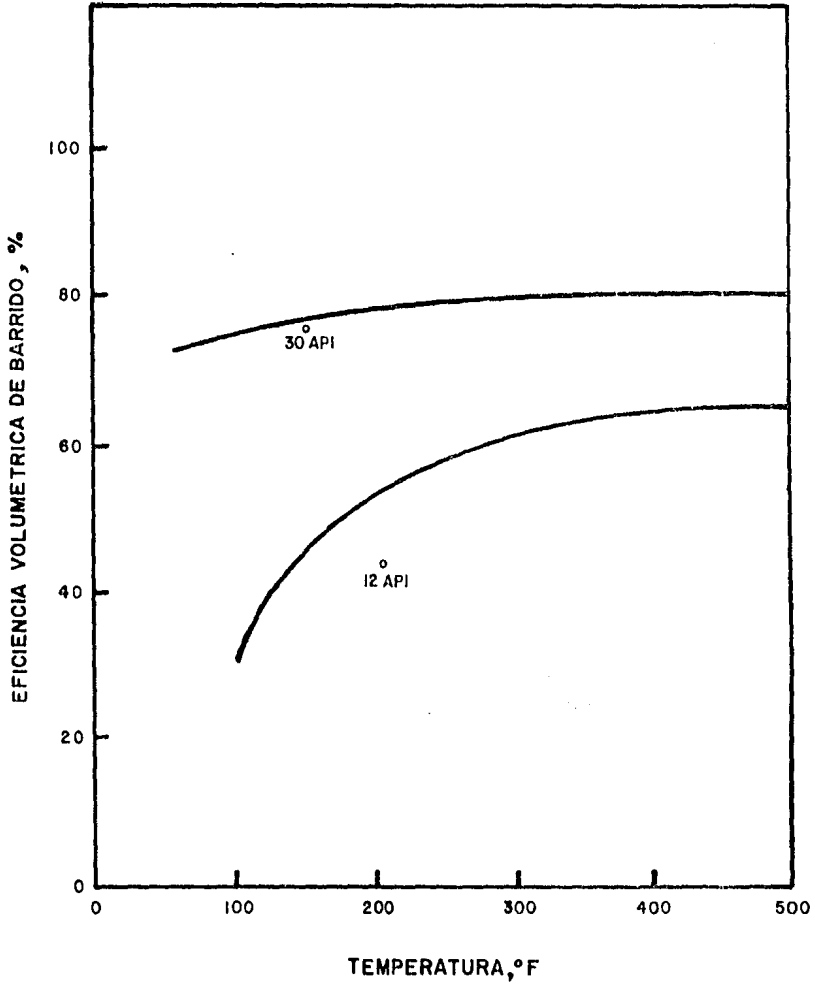


FIG. Y-8.



- b.- Los productos resultantes de la destilación del vapor y del cracking termal, que se mezclan con el aceite, mejorarán la viscosidad de este, con lo que la relación de movilidades se beneficia  
rã
- c.- El quemado del combustible del proceso (coke), generará gases de combustión, que ayudarán en el desplazamiento del aceite.
- d.- La presión que se le proporciona al yacimiento para la inyección de aire, es un factor importante que contribuirá en el mejoramiento del desplazamiento.

#### V.5 Comportamiento del proceso en el sistema roca-fluido

Por lo general el aceite del yacimiento esta compuesto de 85% de carbón y un 13% de hidrógeno, al mismo tiempo que el sulfuro y nitrógeno están generalmente presentes, lo que da un poder calorífico de 18,000 a 19,500 BTU/lb.

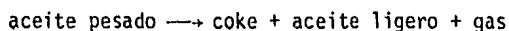
##### V.5.1 Reacciones químicas

Al llevarse a cabo el proceso de combustión in-situ, diferentes reacciones químicas ocurren en el yacimiento, como sería el fraccionamiento del combustible, la combustión del mismo y la oxidación a bajas temperaturas.

##### Fraccionamiento y combustión del coke

En el proceso de combustión directa, ya sea húmeda o seca, la aproximación del frente de alta temperatura causa la evaporación de los ligeros del aceite, dejando atrás los más pesados, los cuales se mantienen in-

móviles y quedan sujetos a cracking termal y posiblemente a un cracking catalítico. El proceso de fraccionamiento del coke puede representarse por:



A causa de la vaporización de los ligeros del aceite, la cantidad de coke depende de la saturación de aceite residual. Otras propiedades físicas que afectan el fraccionamiento del combustible son: la porosidad, la permeabilidad, la composición del mineral de la roca, etc.

Por lo que se refiere a la combustión del carbón, el ritmo de esta se debe principalmente a la concentración de carbono y a la presión parcial del oxígeno.

#### Oxidación a baja temperatura

Cuando se tienen temperaturas cercanas o mayores a los 650 °F, las reacciones entre el oxígeno y el combustible derivado del crudo, da como resultado la formación de CO<sub>2</sub>, CO y H<sub>2</sub>O como los principales productos de la reacción. A temperaturas menores de 650 °F, el agua y los componentes orgánicos oxigenados son los principales productos de la reacción. Estos productos de la oxidación parcial a baja temperatura son los aldehidos, alcoholes, ketones, ácidos y perácidos.

Existen otras variables que tendrán influencia en el comportamiento del proceso, así como en el éxito del mismo. Entre esta variables podemos mencionar el contenido de combustible, requerimientos de aire, utilización del oxígeno, velocidad de combustión, eficiencia de barrido, etc.

Estas variables dependen no solo de la roca del yacimiento y propiedades de los fluidos, sino también de las variables que intervienen en el proceso como es el ritmo de inyección tanto de agua como de aire, de la presión, etc.

#### Cantidad de combustible

El contenido de combustible ( $lb/ft^3$ ), es la cantidad de coke depositado sobre la roca como resultado de la destilación y del craking termal. La cantidad de combustible se ve también afectada por las propiedades del aceite, como ya se mencionó, a medida en que la densidad °API disminuye, la cantidad de combustible se incrementa.

#### Requerimientos de aire

Resultados experimentales muestran que el aire requerido disminuye, cuando la densidad °API se incrementa. Ver figura V.9. Por otro lado, incrementos en el flujo, trae como consecuencia un aumento en el aire requerido, evidentemente por la disminución de la eficiencia de la utilización del oxígeno.

#### Utilización del oxígeno

La eficiencia en la utilización del oxígeno del aire, es un factor importante que tiene mucha influencia sobre la economía del proceso. Una baja eficiencia incrementará los requerimientos de aire y con ello el costo del proyecto, debido a las pequeñas cantidades de oxígeno que se utilizan. Ver figura V.10 (18).

#### Velocidad de quemado

La velocidad de quemado o ritmo de avance del frente de combustión, es

FIG. V-9 - EFECTO DE LA GRAVEDAD DEL ACEITE SOBRE  
LOS REQUERIMIENTOS DE AIRE

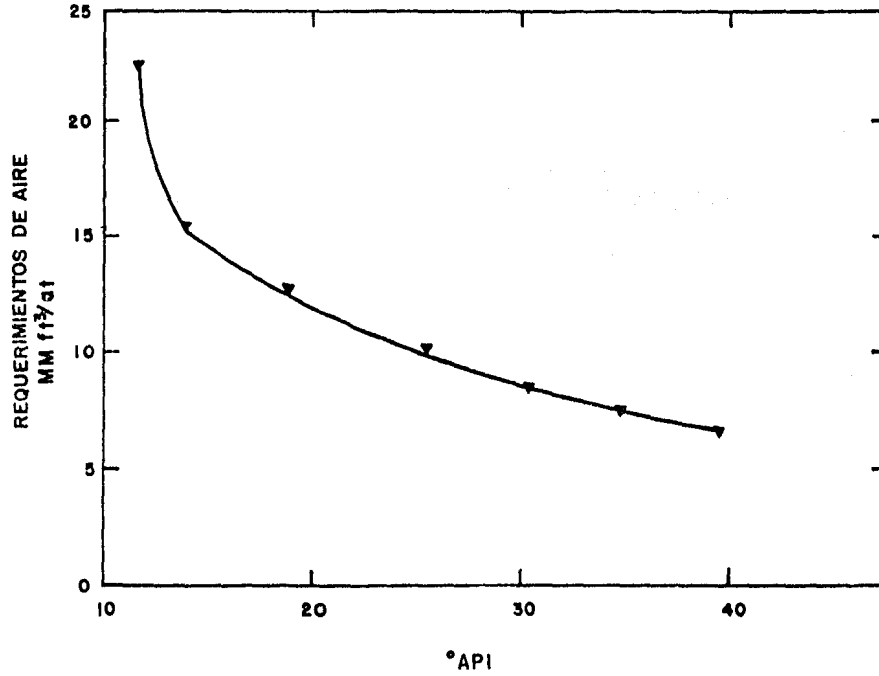
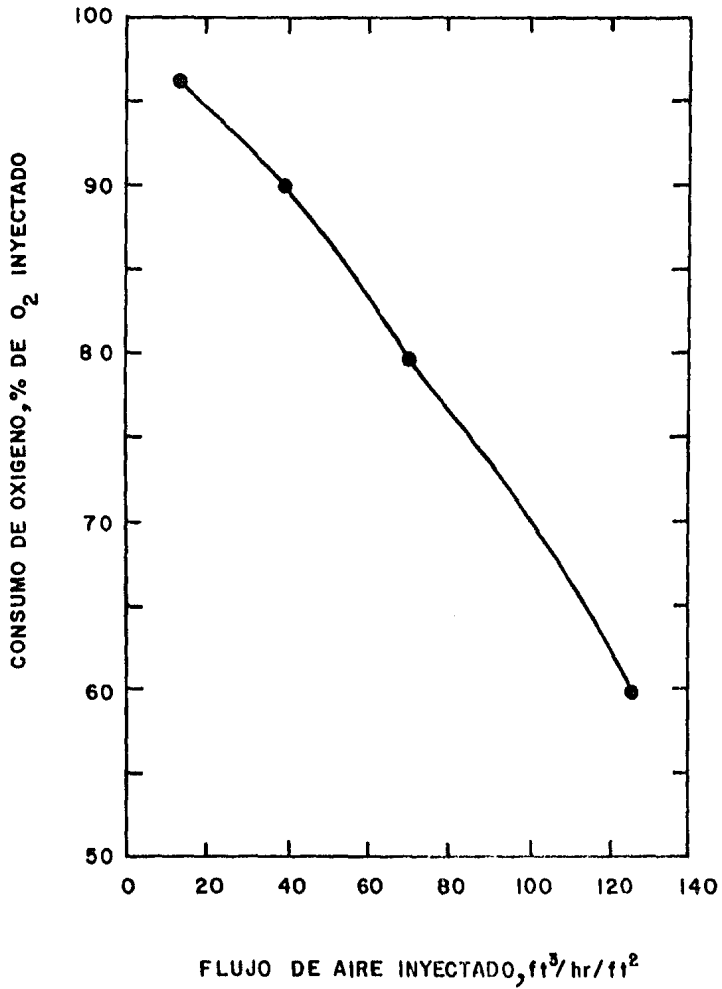




FIG. V.10 EFECTO DEL FLUJO DE AIRE SOBRE LA UTILIZACION DEL OXIGENO



casi directamente proporcional al flujo de aire, cuando este es muy bajo, será cuestionable si el frente de combustión puede ser sostenido. - Figura V.11(18). El efecto de la inyección de agua cuando se trata de combustión húmeda, puede incrementar la velocidad de quemado sobre la obtenida sin agua, como lo muestra la figura V.12.

La combustión in-situ a primera vista aparenta ser de los procesos de recuperación de aceite más simples, debido a que parece reducirse a estar inyectando aire a través del pozo inyector y lograr la ignición, - sin embargo, lo importante es mantener el frente de combustión en movimiento, para lo cual se requiere una inyección continua de aire que -- produzca el desplazamiento del aceite.

El manejo de aire requerirá de cuidados especiales, que si no se tienen traerá como consecuencia serios problemas como son: Baja productividad o inyectividad, corrosión, erosión, formación de emulsiones y peligro de explosiones. Todos estos problemas pueden reducirse utilizando la cantidad adecuada de aire, así como el manejo óptimo de este.

#### V.6 Disponibilidad del combustible

Se ve obvio que la disponibilidad del aire como agente de inyección -- existe, por lo que es más adecuado hablar de la disponibilidad del coque para llevar a cabo la combustión.

Por disponibilidad se entiende, la cantidad de combustible que es consumido al avanzar el frente de combustión, esta es casi siempre menor a la cantidad de combustible que el crudo deposita en la roca, ya que una parte del combustible se vaporiza y otra experimenta una desinte--

FIG. V. II EFECTO DEL FLUJO DE AIRE SOBRE LA VELOCIDAD DE COMBUSTION

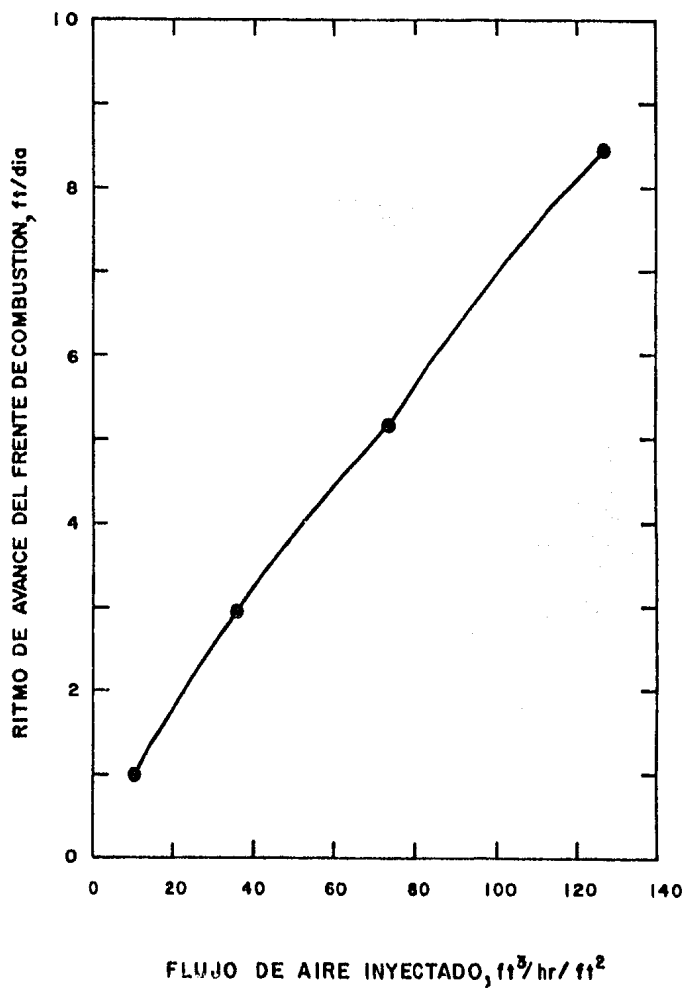


FIG. X-12- EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA VELOCIDAD DE COMBUSTION

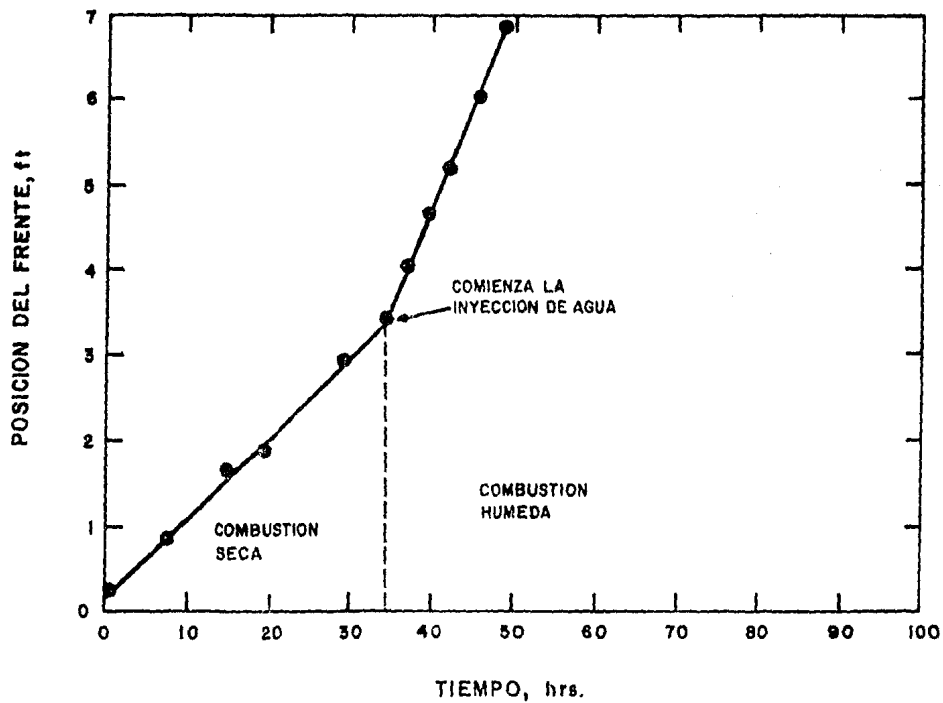
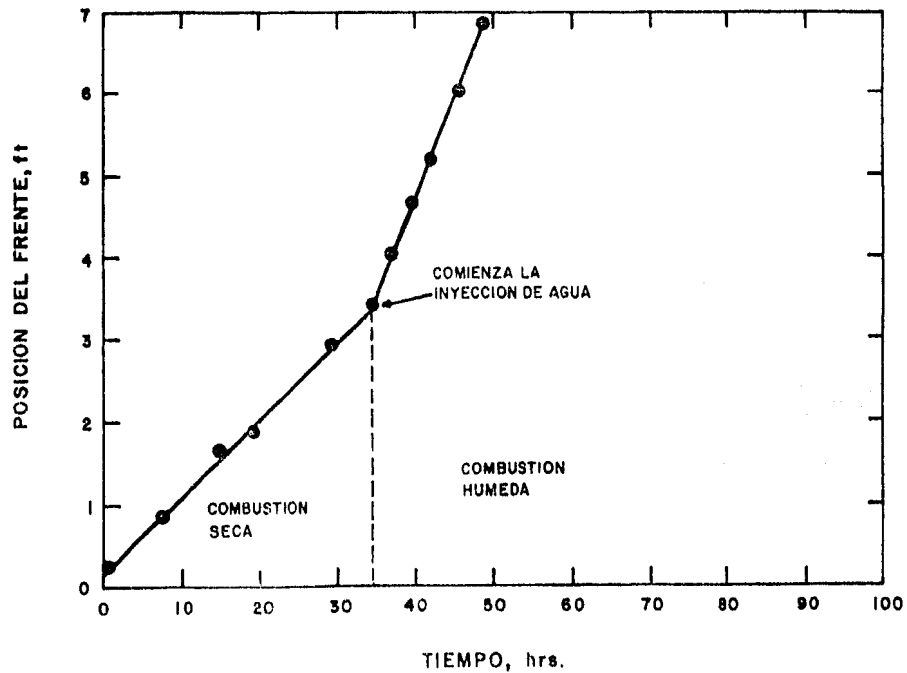


FIG. X-12- EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA VELOCIDAD DE COMBUSTION



gración térmica, además del que permanece en la roca detrás del frente. La disponibilidad del combustible no es constante, sino que varía con el tipo de crudo, con la porosidad, la saturación de aceite, las condiciones de combustión y otros factores. La densidad del aceite es un factor importante sobre la disponibilidad del combustible, ya que una densidad muy baja del aceite, puede depositar una cantidad insuficiente de residuos, haciendo imposible el establecimiento del frente de combustión.

Alexander, Martin y Dew<sup>(8)</sup>, encontraron que la disponibilidad del combustible depende principalmente de:

- a.- Saturación de aceite inicial y propiedades de la roca.
- b.- Saturación de aceite residual.
- c.- Flujo de gas producido.
- d.- Relación C/H (figura V.13).
- e.- Densidad °API (figura V.14).
- f.- Residuos de carbón (figura V.15).
- g.- Viscosidad (figura V.16).
- h.- Baja temperatura de oxidación.

De las figuras mencionadas anteriormente, se puede concluir que la disponibilidad del combustible disminuye, a medida en que la relación C/H, la viscosidad, los residuos de carbón y la saturación de aceite disminuyen, y la densidad °API aumenta.

Se considera conveniente expresar la disponibilidad del combustible en libras de combustible por cada 100 libras de arena y convertirse des--

FIG. V. 13

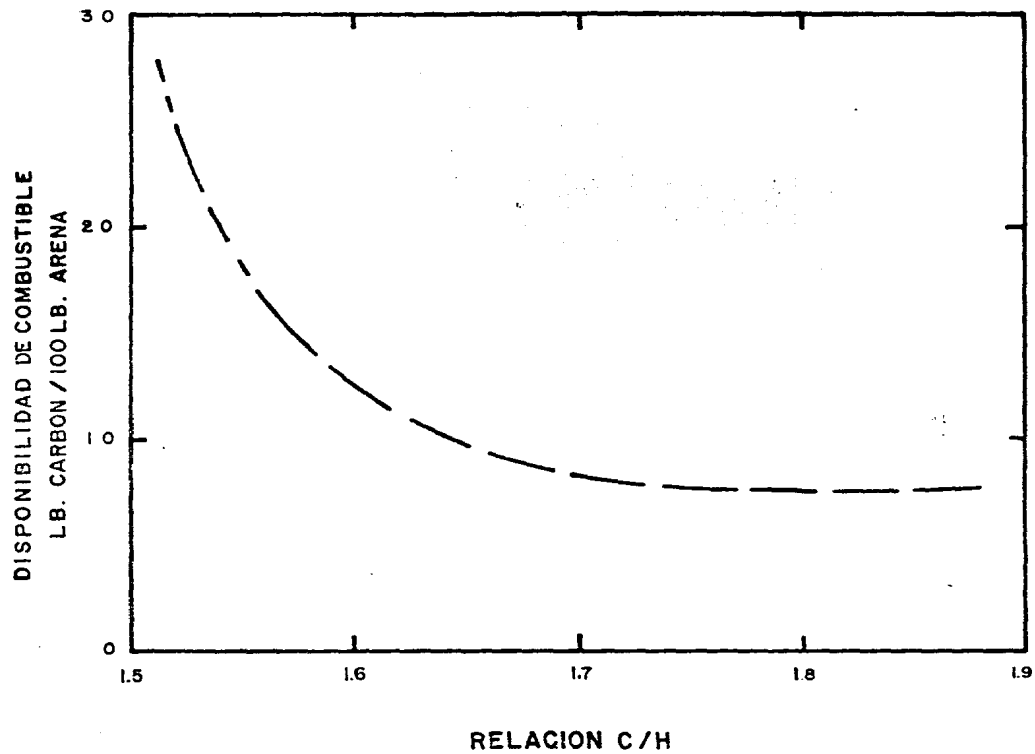


FIG. VI. 14

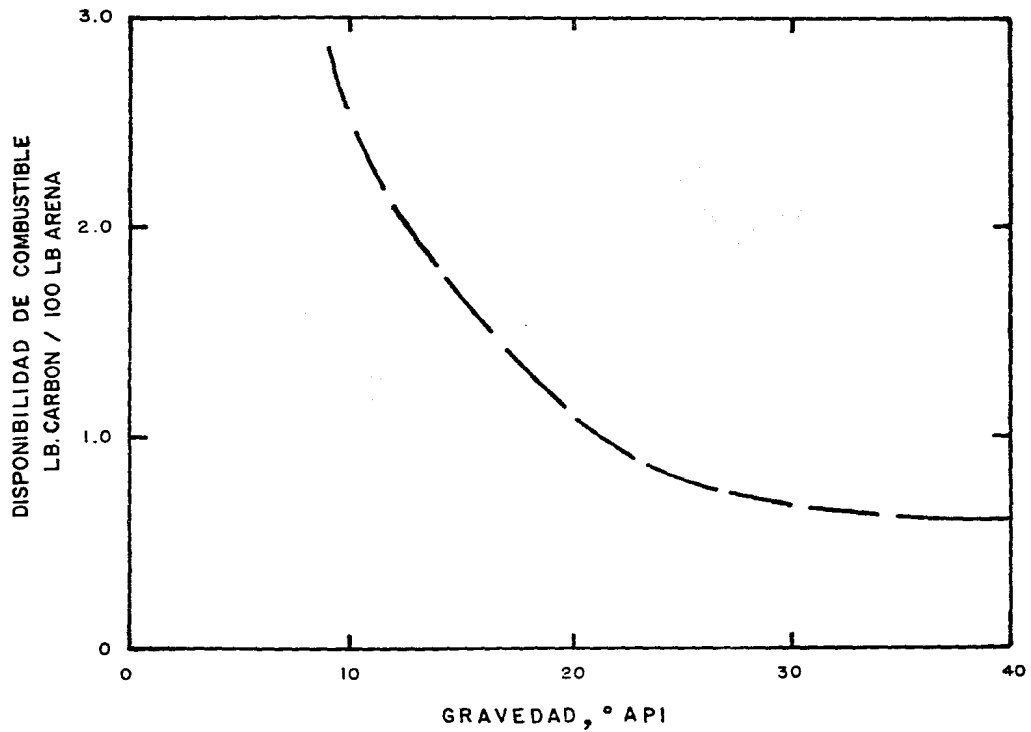
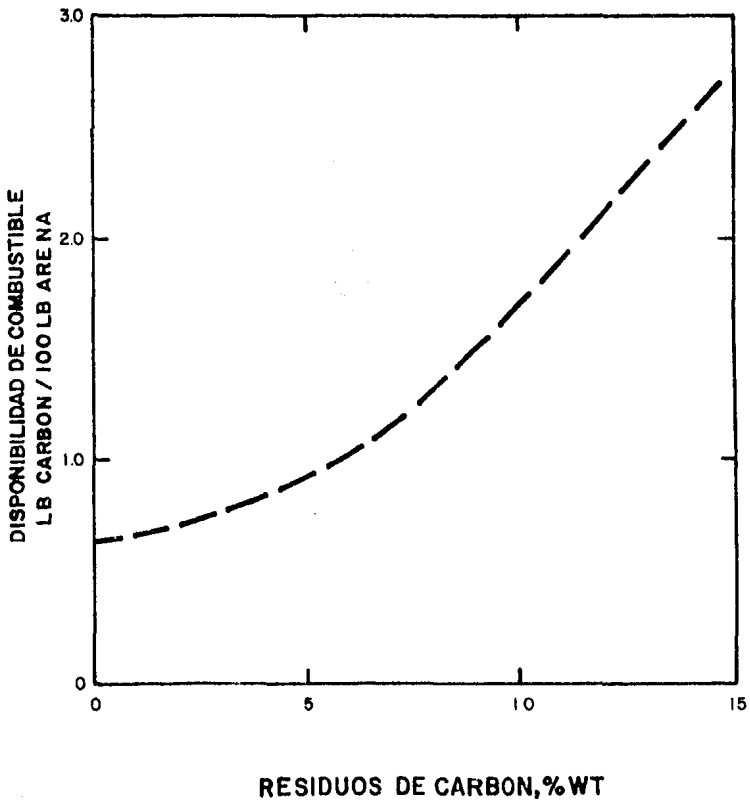




FIG. V 15 -



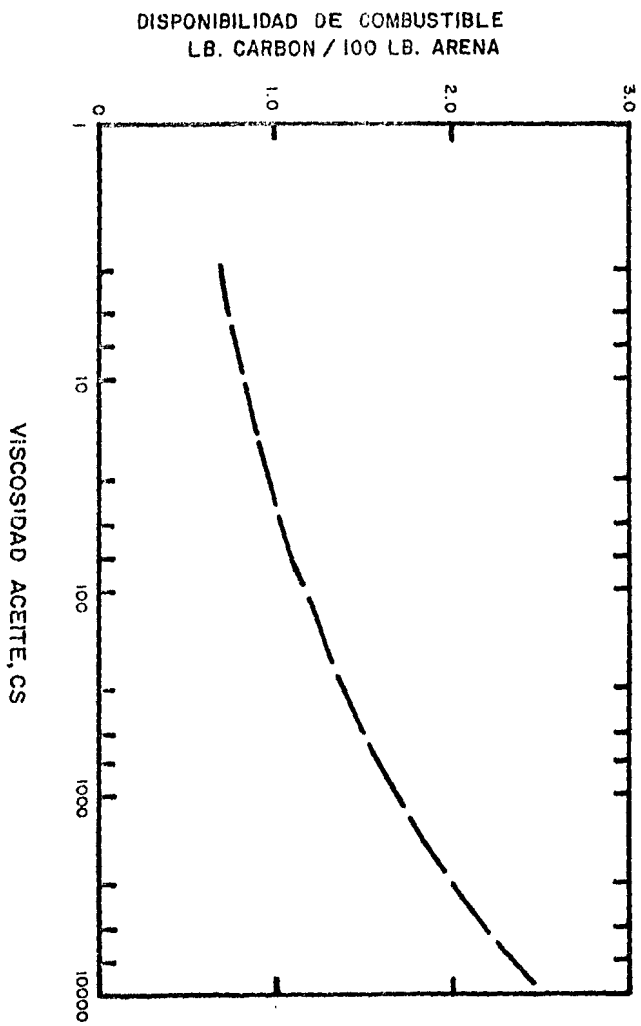


FIG. V. 16

pés a  $\text{lb/pie}^3$  mediante la densidad de la arena.

## V.7 Equipo necesario para una aplicación

### V.7.1 Equipo de compresión

Las compresoras recíprocantes comunmente son usadas en proyectos de com bustión. Con excepción de las pruebas piloto, las compresoras son generalmente montadas en una cierta localización permanente (estación de - compresión) y operadas en paralelo.

Para seleccionar las compresoras de aire se considera el tipo, el número de etapas y el tipo de motor, requiriendose para la selección un com plete entendimiento de las operaciones del proyecto.

#### V.7.1.1 Compresoras con motor eléctrico

Estas compresoras son silenciosas y no desfogan gases, pero pueden tener un costo elevado en cuanto a los requerimientos de energía. Estas - ventajas y desventajas deben ser evaluadas contra aquellas de los motores de gas o diesel. La selección del motor es afectada por las condiciones locales, incluyendo las limitaciones ambientales y la disponibilidad de la fuente de combustible. La selección adecuada de una compresora de aire, requerirá la habilidad de un ingeniero especialista en - compresión.

### V.7.2 Equipo de ignición

Si la combustión es aplicada a crudos de baja reactividad para lograr - la ignición espontánea, entonces será necesario el uso del equipo de ig nición.

### V.7.2.1 Ignición eléctrica

Constituye el método artificial más empleado para lograr la ignición de los hidrocarburos. Las principales ventajas son la simplicidad en la forma de operación y su bajo costo.

En este tipo de ignitores se utilizan dos tipos de resistencias, una que consiste de una serie de elementos de cromo-níquel, enrollados en un núcleo y metidos en una coraza de acero inoxidable que lo hace muy resistente. El otro tipo está formado por una serie de elementos de calentamiento, de aleaciones de acero conectadas a un cabezal, en ocasiones se le agrega un cilindro de acero para proporcionarle el peso suficiente a fin de facilitar su introducción al pozo inyector.

### V.7.2.2 Ignición de flama

Estos dispositivos requieren un sistema independiente que permita la conducción del combustible que puede ser líquido o gaseoso y del aire para lograr la ignición en el fondo del pozo; requiere también un medio de encendido para iniciar el fuego en el ignitor; un escudo que evite la flama directa sobre las tuberías de fondo, así como la instrumentación necesaria para la dosificación y medición del aire y del combustible en la superficie.

### V.7.2.3 Ignición por inyección de fluidos calientes

Este método es utilizado principalmente para formaciones someras, pues cuando se cuenta con el equipo adecuado, es posible obtener la combustión mediante la inyección de fluidos calientes.

#### V.7.2.4 Ignición por medios químicos

Cualquier reacción química exotérmica que pueda ser efectuada y controlada dentro del pozo a un ritmo adecuado para elevar la temperatura del crudo, puede ser utilizada para obtener la reacción del mismo.

La mejor reacción y más simple es la oxidación, dado que el oxígeno se encuentra presente en el aire y se utiliza para obtener la ignición espontánea, aunque puede aplicarse también por medio de reactivos químicos de oxidación rápida, colocados en el fondo del pozo y expuestos a una corriente de aire.

#### V.7.3 Equipo de medición de gases

Por lo general en los pozos productores se instalan cromatógrafos de gases para medir las cantidades de nitrógeno, bióxido de carbono, monóxido de carbono, etc., para poder saber la eficiencia con la que actúa nuestro proceso.

#### V.7.4 Equipo de control

Es recomendable tener medidores de presión a la que el aire esta siendo inyectado y la cantidad de éste, que se introduce al pozo. El uso de medidores de temperatura es necesario.

#### V.7.5 Equipo de filtración de agua

En el caso de utilizar el proceso de combustión húmeda, la filtración de agua será necesaria para la eliminación de sólidos en suspensión, los cuales podrían taponar la formación.

### V.8 Condiciones del yacimiento favorables al proceso

El proceso de combustión in-situ ha sido aplicado principalmente a yacimientos con aceites de alta viscosidad. Las siguientes características tanto del yacimiento como de los fluidos han sido propuestas por varios autores<sup>18</sup>, entre los que se incluyen Poettman, Lewin, Chu e Iyoho. Poettman dió las siguientes consideraciones prácticas para la evaluación o inicialización de un proyecto de combustión in-situ.

- \* Yacimientos relativamente uniformes.
- \* Espesor 10 pies o mayor.
- \* Profundidad en un rango de 100 a 3000 pies.
- \* Porosidad de 20% o mayor.
- \* Permeabilidad de 100 md como mínimo.
- \* Densidad 40 °API o menor.
- \* Recomendable algunos componentes asfálticos para ayudar a la deposición del coke.
- \* Temperatura preferentemente mayor a 150 °F.
- \* Formaciones de arena o arenisca de alta porosidad.

Por otro lado la existencia de los siguientes factores, contribuyen favorablemente en el proceso.

- \* Espaciamiento grande entre pozos.
- \* Alta permeabilidad.
- \* Alta saturación de aceite que sea recuperable.
- \* Bajas relaciones de movilidad.
- \* Cantidad de combustible por arriba del mínimo requerido.
- \* Permeabilidad uniforme.

- \* Alta eficiencia de barrido.

## V.9 Ventajas y desventajas del proceso

### V.9.1 Ventajas

- \* El proceso no es estrictamente limitado a crudos de altas viscosidades. Los yacimientos que produzcan aceites de 40 °API o mayores, han sido probados con este método.
- \* Se puede alcanzar una alta eficiencia en el desplazamiento del aceite.
- \* El fluido de inyección (aire), se encuentra disponible para su utilización.
- \* El consumo de combustible por barril de aceite producido, es menor que en el caso de inyección de vapor.

### V.9.2 Desventajas

- \* El calor generado en este proceso, en su gran mayoría no es utilizado en el calentamiento del aceite.
- \* La instalación de un proyecto de combustión in-situ requiere de grandes inversiones.
- \* Se pueden presentar serios problemas en la operación, como la formación de emulsiones agua-aceite, la producción de arena, que causará problemas de taponamiento, fallas en las tuberías por las temperaturas excesivas, etc.
- \* Producción de gases tóxicos y peligrosos, tales como el monóxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y bióxido de carbono.

## V.10 Casos de campo

### Campo Sloss

Este proyecto incluye una combinación de combustión directa e inyección de agua (COFCAW). El aire y el agua se inyectan simultánea y alternamente.

La recuperación primaria del campo fué de 11% de los 38,000,000 bbl del aceite original. La inyección de agua causó un máximo de 3000 bbl/día.

Las propiedades del yacimiento como de los fluidos son:

Profundidad	6200 pies
Espesor	11 pies
Porosidad	20 %
Permeabilidad	500 md
Saturación de aceite	30 %
Densidad °API	38.8 °API
Viscosidad del aceite	8 cp

Se inició una prueba piloto de 40 acres, con la que se vió un incremento del 43% del aceite residual. El proyecto fué expandido a 960 acres, el el cual se inyectaron 14 MM pies<sup>3</sup> de aire y 14 MM bbl de agua, con lo que se obtuvo cerca de 836,000 bbl de aceite. La relación aire-aceite fué de 21,266 pie<sup>3</sup>/bbl y la relación de aire-agua fué de 1271 pie<sup>3</sup>/bbl, estimándose una eficiencia areal de 50%, aunque la volumétrica fué de 14%. Este comportamiento del proyecto fué insuficiente para considerarlo economicamente favorable, y las principales razones de ello fué la baja saturación de aceite, la pobre eficiencia de barrido y la alta re-



lación aire-agua.

Campo Miga, Venezuela

Las propiedades tanto del aceite como del yacimiento se dan a continuación:

Profundidad	4000 a 4350 pies
Permeabilidad	5 darcys
Porosidad	22.6%
Saturación de agua congénita	22%
Aceite original	23.2 MM bbl
Densidad °API	14 °API
Viscosidad	280 a 630 cp
Producción por recup. primaria	772,000 bbl

Pruebas de laboratorio indicaron un consumo de combustible de  $2 \text{ lb/pie}^3$  de roca, sin embargo, estimaciones basadas en la relación aire-aceite de  $11.317 \text{ Mpie}^3/\text{bbl}$ , dan un consumo promedio de  $1.4 \text{ lb/pie}^3$  roca. Esta cantidad de combustible representa 16% del aceite original, suponiendo una eficiencia volumétrica del 60%, el 50% del aceite original se esperó que fuera recuperado. Después de la aplicación del proyecto, el campo estuvo produciendo 2.6 MM bbl de aceite.

Debido a las adecuadas propiedades del fluido y del yacimiento, así como al comportamiento del proyecto, hicieron que este fuera económicamente rentable.

## CAPITULO VI

## VI INYECCION DE GASES HIDROCARBUROS

### Desplazamiento miscible

El desplazamiento miscible de hidrocarburos fue sugerido por Whorton y Kieschnick en 1950<sup>23</sup>. El bajo precio y la enorme cantidad de gas disponible, favorecieron entonces su uso para la inyección. Actualmente se investigan otros fluidos, debido a que el abastecimiento de gas natural es ahora limitado.

Por medio de la investigación de la industria petrolera en años recientes, el desplazamiento miscible ha sido desarrollado como un medio óptimo para obtener altas recuperaciones de aceite en algunos yacimientos. Para entender mejor este proceso es necesario definir la miscibilidad.

Es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas --proporciones sin que se forme entre ellos una interfase. Se dice entonces que un fluido es solvente en otro.

La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquellas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminará la interfase original. Es importante señalar que cuando los fluidos miscibles son completamente solubles uno en el otro, su tensión interfacial es cero. Lo que permite obtener una --eficiencia de desplazamiento de casi 100%.

La figura VI.1, ilustra la diferencia entre la relación miscible-inmiscible de ciertos fluidos.

El objetivo del desplazamiento miscible en un proceso de recuperación de -

aceite de un yacimiento, es aumentar la eficiencia de desplazamiento en -- los poros de la roca que son invadidos, mediante la eliminación de las fuer-- zas de retención que actúan en todo proceso de desplazamiento con fluidos no miscibles, como lo es la inyección de agua. Estas fuerzas se deben al fenómeno de presión capilar, originando que gran parte del aceite quede en trampado en los poros de la roca.

Algunos fluidos de inyección para desplazamiento miscible tales como etano, propano y butano, son miscibles con el aceite del yacimiento en toda pro-- porción, inmediatamente al primer contacto y su mezcla permanece en una so la fase, por lo cual se les conoce como miscibles al primer contacto.

Otros fluidos de inyección usados para desplazamiento miscible forman dos fases, cuando se mezclan directamente con los fluidos del yacimiento, es - decir, ellos no son miscibles al primer contacto. Sin embargo, con estos fluidos, la transferencia de masa in-situ de componentes entre el aceite - del yacimiento y el fluido de inyección forma una fase de desplazamiento - con una zona de transición, en la cual la composición de los fluidos varía desde la composición del aceite original, hasta la del fluido inyectado.

La miscibilidad que se logra por la transferencia de masa in-situ de compo-- nentes resultará a partir de repetidos contactos del aceite con el fluido inyectado, la cual es conocida como miscibilidad por contacto múltiple o - miscibilidad dinámica. Los fluidos de inyección que logran alcanzar la -- miscibilidad ya sea por primer contacto o por contacto múltiple son llama-- dos "Solventes miscibles"<sup>(24)</sup>.

Comportamiento de fase en forma general.

El objetivo del desplazamiento miscible es tener una sola fase presente en

FIG. VI. 1.- ESQUEMA DE DIFERENTES RELACIONES MISCIBLE- INMISCIBLE .

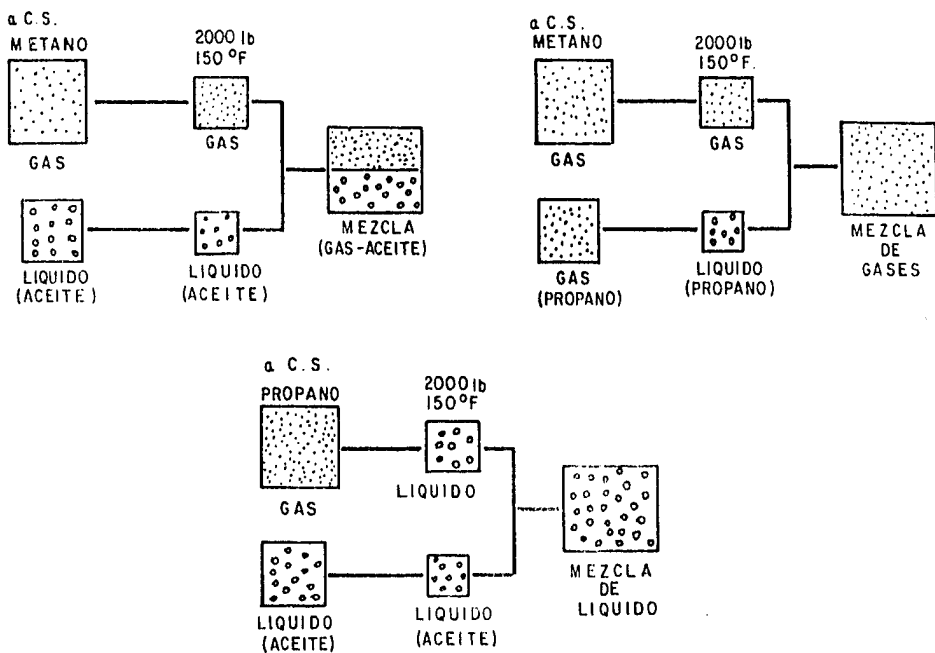
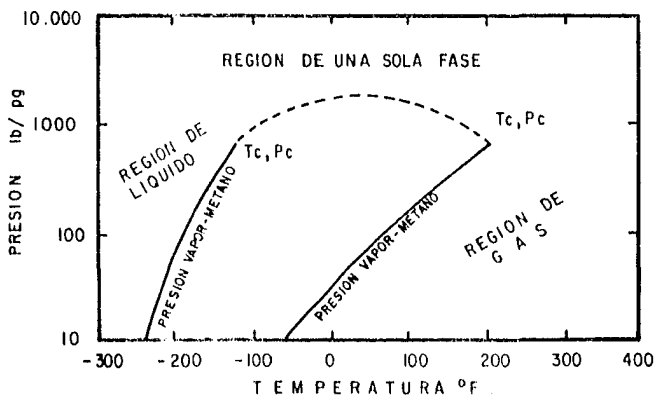


FIG. VI. 2.- COMPORTAMIENTO DE FASE DEL PROPANO



el yacimiento. Para poder entender esto, observemos la figura VI.2<sup>(25)</sup>, en la cual se tiene graficada la curva de presión a vapor del propano. A la derecha de la curva se tiene la fase gaseosa; a la izquierda se tiene la fase líquida; y a lo largo de la línea de presión de vapor, se tiene simultáneamente dos fases (líquido y gas). Nótese que la línea termina alrededor de 620 lb/pg<sup>2</sup> y 205<sup>0</sup>F, a este punto se le conoce como Punto Crítico del Propano, en el cual, (en este punto) las propiedades intensivas del gas y del líquido son idénticas. Por arriba del punto crítico existe la región de una sola fase, si nosotros pudiéramos operar en esta región de presión, siempre tendríamos un sistema miscible.

Los fluidos de los yacimientos son mezclas complejas de cientos de diferentes hidrocarburos y algunos no hidrocarburos. La composición exacta de un fluido de un yacimiento, nunca es conocida; y aún si esta fuera, un análisis preciso sería imposible.

Un método aproximado para representar el comportamiento de fase de mezclas multicomponentes es utilizando el diagrama triangular.

El comportamiento de fase de una mezcla de tres componentes, puede ser representada exactamente por un diagrama triangular; considerando que este se usa para mezclas multicomponentes, se requiere que estas mezclas se aproximen por medio de tres pseudocomponentes, lo cual implica que al diagrama se le conoce como Diagrama Pseudo-Ternario. Un posible agrupamiento que ha sido usado frecuentemente es: un pseudocomponente volátil compuesto metano, un pseudocomponente intermedio, compuesto de hidrocarburos de volatilidad intermedia, tales como el etano hasta el hexano y un pseudocomponente formado por componentes de relativa baja volatilidad, tales como el C<sub>7</sub><sup>+</sup>, es decir, hidrocarburos con peso molecular mayor que

el hexano.

Como se puede observar en la figura VI.3<sup>(25)</sup> el pseudocomponente volátil se grafica en la parte superior del diagrama correspondiéndole un valor de 100%, el extremo inferior derecho corresponde al 100% del pseudocomponente intermedio ( $C_2-C_6$ ) y 0% del volátil, y el lado contrario corresponderá a 100% de no volátiles ( $C_7^+$ ) y 0% tanto de volátiles como de intermedios. Cualquier punto dentro de este diagrama define una composición.

Por ejemplo el punto B tiene la siguiente composición: 15% metano, 55% intermedios ( $C_2-C_6$ ), y 30% de líquidos pesados ( $C_7^+$ ). Este diagrama tiene la propiedad de que cualquier mezcla de dos fluidos, caerá sobre la línea recta que los une. Por ejemplo, si el fluido de composición B se mezcla con el A, obtendremos una sustancia de composición tal, que caerá en algún lugar de la línea recta que une dichos puntos. Nótese también que el diagrama incluye una región de dos fases. Cualquier composición dentro de esta región permanecerá en dos fases, líquido-gas y sus respectiva composición está representada por  $L_1, L_2, L_3$  y  $V_1, V_2, V_3$ . Por supuesto que el objetivo del desplazamiento miscible es salirse de esta región.

Existen tres diferentes procesos de desplazamiento miscible de hidrocarburos. El primer proceso es la inyección de gases licuables del petróleo - en un bache de mas o menos 5% del volumen de poros, seguido por un gas natural o gas y agua, de manera que empujen al bache inicial a través del yacimiento. El segundo proceso, conocido como Proceso de Gas Enriquecido, consiste de la inyección de un bache de gas natural enriquecido, seguido por un gas pobre (metano) y agua. El tamaño del bache usualmente tiene un rango de 10-20% del volumen de poros. El tercer proceso llamado -- Proceso de Inyección de Gas Seco a Alta Presión, como su nombre lo indi--

ca, consiste en la inyección de un gas pobre a alta presión de manera que cause una evaporación retrógrada del aceite, y la formación de una fase -- miscible. La principal diferencia entre los procesos de Gas Enriquecido y Gas Pobre a Alta Presión, es que en éste, los componentes  $C_2-C_6$  son -- transferidos del aceite al gas, y en el anterior son transferidos del gas al aceite.



## VI.1 Proceso de Bache Miscible (LPG)

El propósito de este método de recuperación es inyectar una sustancia miscible con el aceite del yacimiento, de tal manera que venza las fuerzas capilares, las cuales retienen el aceite residual en los poros de la roca.

Cualquier hidrocarburo líquido, tal como la kerosena o gasolina, es miscible con el aceite crudo del yacimiento, también son miscibles los productos del gas licuable del petróleo, el cual preferentemente está compuesto por 60% butano y 40% propano (LPG)

Estos hidrocarburos líquidos tienen la propiedad de ser miscibles al primer contacto. Esta característica distingue este método de los procesos de Gas Pobre a Alta Presión y de Gas Enriquecido, en los cuales los gases inyectados no son miscibles con el aceite al contacto inicial, aunque llegan a ser después por contacto múltiple.

Normalmente los productos LPG son miscibles con el aceite, sólo cuando ellos permanecen en estado líquido a temperaturas mayores que sus temperaturas críticas, los productos LPG cambian a estado gaseoso independientemente de la presión, de este modo llegan a ser inmiscibles con el aceite (ver tabla VI.1)<sup>(8)</sup>.

TABLA VI.1

RELACION PRESION/TEMPERATURA PARA MANTENER LPG  
EN ESTADO LIQUIDO

ETANO		PROPANO		BUTANO	
TEMP.	PRESION	TEMP.	PRESION	TEMP.	PRESION
(°F)	(lb/Pg <sup>2</sup> abs)	(°F)	(lb/Pg <sup>2</sup> abs)	(°F)	(lb/Pg <sup>2</sup> abs)
50	460	50	92	50	22
90*	709	100	190	100	52
		150	360	150	110
		200	590	200	198
		206*	611	250	340
			617	300	530
				305*	550

\*temperatura crítica.

De los productos del gas licuable del petróleo el propano es el agente más frecuentemente usado en este método de recuperación, por lo que hay veces que se le conoce como "Proceso Propano", el cual se esquematiza en la figura VI.4<sup>(18)</sup>.

Por lo que se refiere a la presión a la cual es recomendable manejar el propano para mantenerlo en estado líquido es de 200 a 440 lb/pg<sup>2</sup> a la temperatura normal del yacimiento. Sin embargo la presión que se requiere para mantener la miscibilidad entre el bache de propano y el banco de gas, es mucho mayor. La miscibilidad en este frente es tan importante como lo es entre el banco de aceite y el bache de LPG.

La figura VII.5<sup>(15)</sup> muestra las presiones necesarias para mantener la miscibilidad entre los baches de propano y butano y los gases típicos de inyección.

FIG.VI.3.-DIAGRAMA TERNARIO CORRESPONDIENTE TANTO A EMPUJE DE GAS VAPORIZADO COMO CONDENSADO.

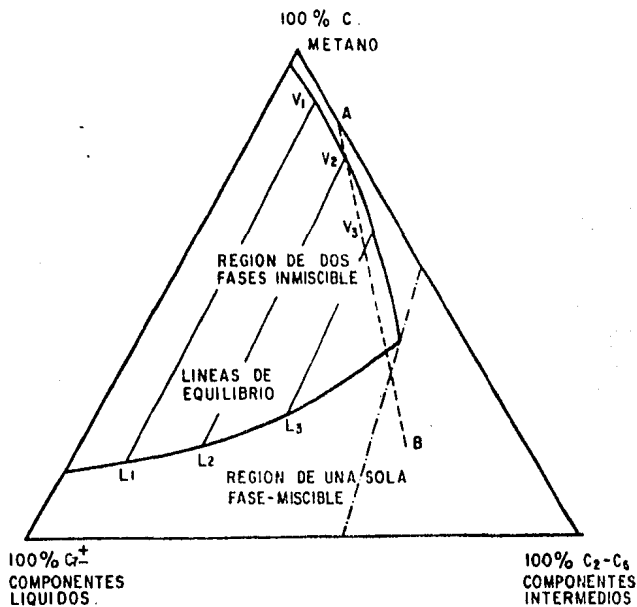
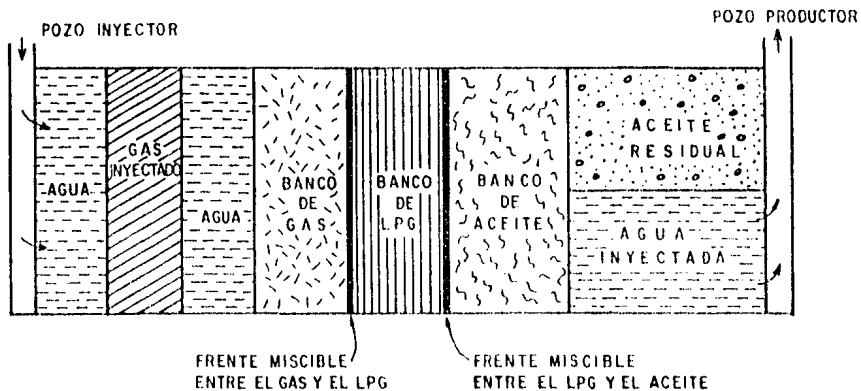


FIG.VI.4.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN PROCESO CON BACHE MISCIBLE.



ción. Por ejemplo para un bache de propano y gas pobre (principalmente metano) la presión es entre 1100 y 1300 lb/pg<sup>2</sup> /

Este proceso debe ser aplicado a profundidades adecuadas para que la presión necesaria sea alcanzada.

#### VI.1.1 Comportamiento de fase del bache de LPG.

El comportamiento de fase de este proceso puede ser representado por medio del diagrama pseudo-ternario de la figura VI.6<sup>(24)</sup>, el cual fue llevado a cabo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. El solvente LPG sobre este diagrama está representado por el pseudocomponente C<sub>2-6</sub>. Todas las mezclas de LPG con el aceite del yacimiento caerán en la región de una sola fase, lo que implica que va a ser miscible al primer contacto. No obstante debido al alto costo, en este caso del propano, éste puede ser diluido con el metano hasta una composición A, la cual seguirá siendo miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento, si nuestras condiciones de presión y temperatura se conservan, pues como se puede observar a una presión menor, la región de dos fases aumentará hasta la curva b, lo cual implica que para esta curva, la composición A no será miscible al primer contacto, pues al mezclarse con el aceite del yacimiento entrará a la región de dos fases.

La presión de miscibilidad, se ve afectada tanto por la temperatura, como por la composición del bache miscible. La presión de miscibilidad disminuirá con incrementos en la temperatura y se incrementará conforme el peso molecular del bache miscible se incrementa. Para un bache de propano, la presión requerida para lograr la miscibilidad con el metano disminuye de -

FIG. VI.5.-PRESIONES MINIMAS PARA OBTENER LA MISCIBILIDAD ENTRE EL BACHE MISCIBLE Y LAS DIFERENTES COMBINACIONES DE GAS.

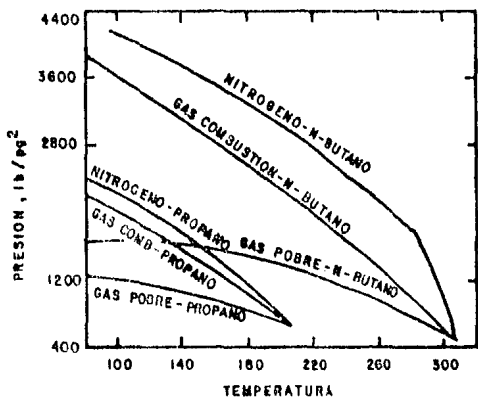
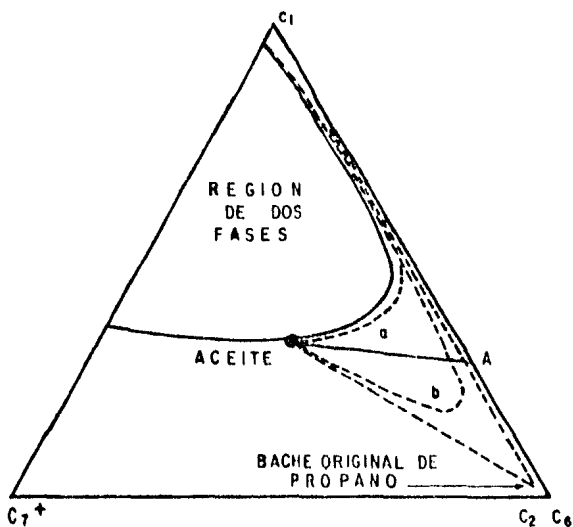


FIG. VI.6.- MISCIBILIDAD AL PRIMER CONTACTO Y DILUCION DE LPG .



1350 lb/pg<sup>2</sup> a 100°F a 1000 lb/pg<sup>2</sup> a 160°F. La presión requerida con el butano es 1900 lb/pg<sup>2</sup> a 100°F y 1800 lb/pg<sup>2</sup> a 160°F.

Por todo lo que se ha mencionado anteriormente, los diagramas pseudoternarios son una herramienta muy útil para encontrar las condiciones más apropiadas para el proceso. Sin embargo existen otros diagramas como son los de presión-composición y presión-temperatura, que también nos pueden ser muy útiles.

#### VI.1.2 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

El desplazamiento miscible al primer contacto no puede ser aplicado a cualquier tipo de yacimiento, sino que debe ser adaptado sólo a ciertos tipos de yacimientos.

Las condiciones del yacimiento que se prefieren para la aplicación de un proceso miscible con bache de LPG son los siguientes:

- \* Profundidad mínima del yacimiento de 1500 a 2500 pies es necesaria para poder operar arriba de la presión de miscibilidad. La máxima profundidad es restringida por la temperatura del yacimiento, la cual no debe exceder 206°F en el caso del propano.
- \* Es deseable una baja viscosidad del aceite para minimizar los efectos de una desfavorable relación de viscosidades. Este valor puede andar entre 1 y 5 cp. La limitación de viscosidad por lo general excluye -- aceite con densidad API menores de 30°.
- \* Es preferible tener formaciones relativamente delgadas para que los -- efectos de la segregación gravitacional se reduzcan.
- \* Debido a que la segregación gravitacional es más severa en yacimien--

tos de alta permeabilidad, las formaciones de menos de 50 md son las mejores candidatas.

- \* Por lo que se refiere a la composición del aceite del yacimiento, es recomendable que el aceite tenga alto porcentaje de hidrocarburos ligeros.

### VI.1.3 Ventajas y desventajas del proceso.

#### VI.1.3.1 Ventajas

- 1.- Los solventes LPG alcanzan la miscibilidad a presiones más bajas que los fluidos de inyección usados para los otros procesos con hidrocarburos miscibles, esta es la principal ventaja del método miscible al primer contacto. La presión mínima requerida usualmente es determinada por la miscibilidad entre el bache del solvente y el gas que empuja al bache.
- 2.- Debido a las presiones bajas que se requieren, el método puede ser aplicado a yacimientos más someros que los otros procesos miscibles.
- 3.- Una ventaja importante es que el propano desplaza esencialmente todo el aceite residual que se encuentra alojado en la roca del yacimiento.

#### VI.1.3.2 Desventajas

- 1.- Las eficiencias de barrido miscible son frecuentemente bajas debido a las pequeñas cantidades de solvente inyectado, de las relaciones desfavorables de viscosidades al frente y atrás del bache, y los contrastes en densidades entre el aceite, solvente, y gas.

- 2.- Los altos costos de los solventes LPG, implican que pequeñas cantidades de solvente sean inyectadas, con lo que el aceite con posibilidad de recuperarse, se deje en el yacimiento.
- 3.- El bache de propano se irá dispersando conforme éste se mueve a través del yacimiento, y si esta dispersión fuera demasiado severa, la miscibilidad con el aceite se perderá.



## VI.2 Proceso Miscible con Gas Enriquecido.

El proceso miscible con gas enriquecido, también llamado proceso de empuje por gas condensado, es similar al proceso de bache con LPG, en que el propósito de ambos es alcanzar un desplazamiento miscible del aceite del yacimiento. El gas enriquecido llega a ser miscible por contactos múltiples - y esta se logra por una transferencia de masa in-situ de hidrocarburos de peso molecular intermedio tal como el etano, propano y butano, a partir de un gas que contenga dichos hidrocarburos, y que sea inyectado dentro del yacimiento (es decir estos hidrocarburos de peso molecular intermedio se -- condensan dentro del aceite).

Para que el proceso trabaje eficientemente el gas debe contener una gran cantidad de componentes de hidrocarburos de  $C_2-C_6$  (etano hasta hexano). Cuando el gas llega a estar en contacto con el aceite del yacimiento, los componentes  $C_2-C_6$  son desalojados del gas y absorbidos por el aceite. El gas inyectado, después de perder estos componentes, avanza a través del yacimiento. Siguiendo esto, el nuevo gas enriquecido el cual, otra vez se pone en contacto con el aceite vuelve a transferir sus componentes  $C_2-C_6$  y así sucesivamente. Después de contactos múltiples, el aceite que rodea el pozo inyector ha sido enriquecido de  $C_2$  a  $C_6$ , de tal manera que llegue a ser miscible.

Un volumen suficientemente grande de gas enriquecido debe ser inyectado, - de tal manera que el frente miscible se pueda mantener en una gran parte - del área del yacimiento. Generalmente se usa un bache de gas enriquecido de 10% a 20% del volumen de poro del yacimiento. Este es seguido por un bache de gas pobre o por un bache de gas pobre y agua. La figura VI.7<sup>(18)</sup>

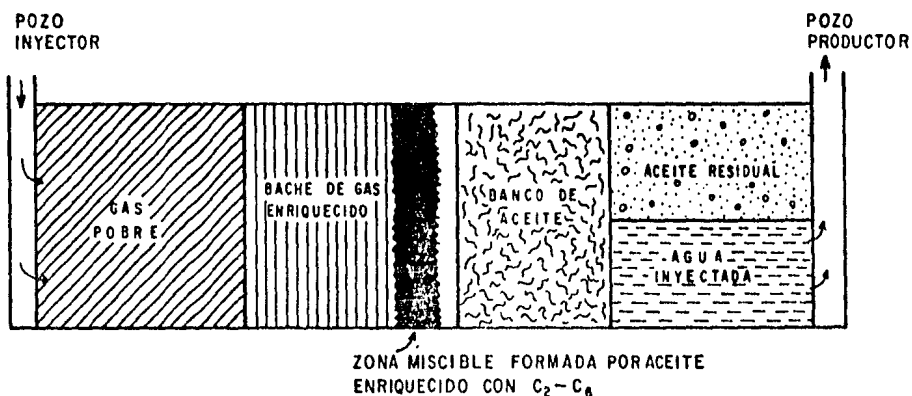
muestra una representación esquemática del proceso.

La presión necesaria para lograr un intercambio de componentes del gas al aceite y que además se desarrolle miscibilidad entre los dos, depende de la composición del aceite, de la composición de los hidrocarburos de peso molecular intermedio contenidos en el gas rico y de la temperatura del yacimiento. Para un aceite dado a la temperatura del yacimiento, la presión o la composición pueden ser cambiadas de manera que se alcance la miscibilidad. Esto permite que el diseño de este proceso sea un tanto cuanto flexible. Incrementos en el enriquecimiento del gas debido a la agregación de propano o algún otro LPG reduce los requerimientos de presión. Mediante la figura VI.8<sup>(15)</sup> se muestran las composiciones del fluido desplazante requeridas para mantener un desplazamiento miscible a diferentes presiones con dos agentes de enriquecimiento y a una temperatura de 100°F. Como se puede observar, si el propano es usado como agente de enriquecimiento, el fluido de desplazamiento debe tener por lo menos 42% mol del agente enriquecedor para una presión de desplazamiento de 1500 lb/pg<sup>2</sup>. Si ahora la presión de operación fuera 3000 lb/pg<sup>2</sup>, la concentración del propano podría ser reducida a 23% mol, sin que se perdiera la miscibilidad.

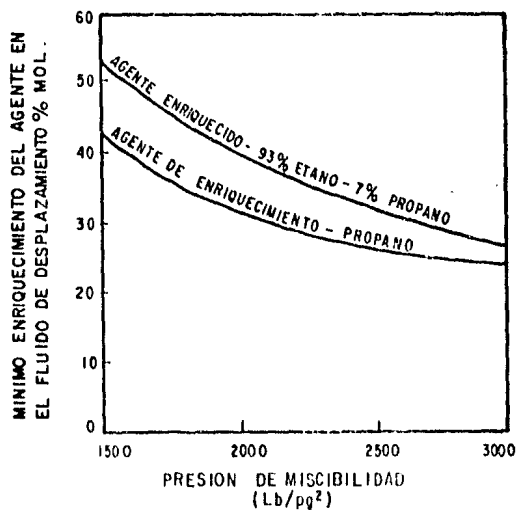
#### VI.2.1 Comportamiento de fase del gas enriquecido.

El comportamiento de fase requerido para un proceso de empuje miscible por condensación del gas se ilustra mediante el diagrama pseudo-ternario de la figura VI.9<sup>(24)</sup>. Los gases de inyección con composición A y B en esta figura pueden tener un desplazamiento miscible con el aceite del yacimiento, aún cuando ellos no sean miscibles al primer contacto. En esta situación,

**FIG.VI-7-REPRESENTACION DEL PROCESO CON GAS ENRIQUECIDO**



**FIG.VI-8-COMPOSICION MINIMA REQUERIDA DEL FLUIDO DESPLAZANTE PARA MANTENER UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.**



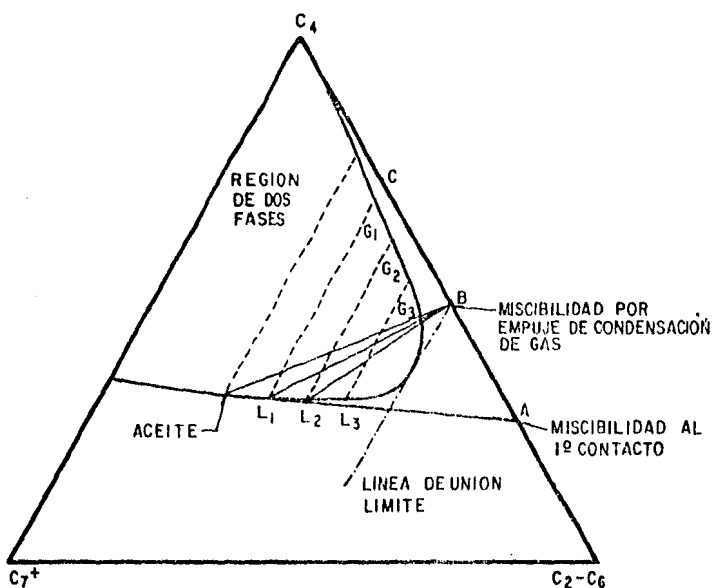
una miscibilidad dinámica resultará a partir de la transferencia in-situ - de hidrocarburos de peso molecular intermedio.

La miscibilidad por empuje por condensación de gas puede ser alcanzado mediante la adición de hidrocarburos de peso molecular intermedio al gas pobre hasta obtener un gas rico de composición B. Como se puede observar el aceite y el gas de composición B no son miscibles inicialmente, a causa de que la mayoría de sus mezclas caen dentro de la región de dos fases. Supóngase que una mezcla M1 dentro de la región de dos fases resulta después del primer-contacto del aceite del yacimiento y del gas B. De acuerdo a la línea de unión que pasa a través de la mezcla M1, el líquido L1 y el gas G1 que lo forman, están en equilibrio en este punto del yacimiento. Ahora la nueva composición del líquido L1, que ya fue enriquecida, será la que se pondrá en contacto con el gas de inyección. Inyecciones subsecuentes del gas B harán que la composición del líquido en el pozo se altere progresivamente, hasta alcanzar la composición del punto crítico. En este punto el fluido es directamente miscible con el gas de inyección. Por este método por contacto múltiple, el aceite del yacimiento es enriquecido hasta que llegue a ser miscible con el gas de inyección B.

El mecanismo por contacto-múltiple crea una zona de transición de diferentes composiciones de líquidos miscibles a partir de la composición del aceite original, las cuales están representadas por L1, L2, L3, P. Deben de ocurrir suficientes contactos gas-aceite antes de que se desarrolle la zona de transición. Al mismo tiempo, este mecanismo establece una zona de transición de diferentes composiciones de gas desde G1 hasta P, en la zona de transición puede ocurrir flujo tanto de gas como de líquido.

En el caso de inyectar un gas con menor contenido de hidrocarburos interme

FIG. VI.9.-MISCIBILIDAD POR EMPUJE DE CONDENSACION DE GAS



dios, el aceite no podrá enriquecerse hasta el punto de lograr la miscibilidad. Por ejemplo en el caso de inyectar un gas de composición C, al mezclarse con el aceite del yacimiento, éste se enriquecerá a la composición L1, pero entonces el enriquecimiento cesará, ya que más contactos siempre resultará en G1 y L1.

Para el diseño de un empuje por condensación de gas existen dos variables principales que pueden ser ajustadas para lograr la miscibilidad las cuales son: Presión del yacimiento y composición de gas. Para una composición de gas dada, existe una presión mínima llamada presión mínima de miscibilidad (MMP), arriba de la cual una miscibilidad dinámica puede ser alcanzada. Debido a un incremento en la presión, el tamaño de la región de dos fases se reduce y la miscibilidad se obtiene más fácilmente.

De esta manera, jugando con las variables que intervienen en el proceso y elaborando sus diagramas pseudo-ternario, se obtendrán las condiciones óptimas tanto de presión de desplazamiento, como de composición del gas.

#### VI.2.2 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

- \* El proceso de gas enriquecido requiere una presión mayor que el bache de propano. La presión típica necesaria para este proceso es de 1500 a 3000 lb/pg<sup>2</sup>.
- \* Los aceites con alta gravedad <sup>0</sup>API son preferibles para alcanzar la miscibilidad a presiones razonables. Los aceites con gravedades arriba de 30<sup>0</sup>API son los que más convienen a este proceso.
- \* La relación de movilidades con el proceso de gas enriquecido es desfavorable. Para tener un rango aceptable de movilidades, la viscosidad

del aceite del yacimiento deberá ser baja, teniendo un límite superior de 5 a 10 cp.

- \* La segregación gravitacional es un gran problema, de aquí que sus efectos sean minimizados si el proceso es aplicado a formaciones de espesor delgado y baja permeabilidad.
- \* La mínima profundidad del yacimiento para este proceso es de 2,000 a 3,000 pies, debido a la presión que se requiere para el desplazamiento.
- \* Yacimientos con grandes fracturas, con casquete de gas, con un fuerte empuje de agua y con altas permeabilidades, incrementan el riesgo del proceso.
- \* La saturación de aceite en el yacimiento debe ser alta. Los valores de saturaciones aceptables, dependen del costo del fluido de inyección, precio del aceite, propiedades del yacimiento y propiedades del fluido, pero un 25% del volumen poroso es un valor mínimo aceptable.

### VI.2.3 Ventajas y desventajas del proceso.

#### VI.1.3.1 Ventajas

- 1.- El proceso de gas enriquecido al igual que el proceso de bache LPG, -- desplaza esencialmente todo el aceite residual del yacimiento.
- 2.- Este método también ofrece flexibilidad en cuanto a la presión de diseño para desarrollar miscibilidad y en cuanto al enriquecimiento del -- gas.
- 3.- En comparación con el proceso de bache LPG, el gas enriquecido, el cual generalmente es una mezcla de propano y metano, tiene un costo más bajo.

- 4.- En comparación con el proceso de gas pobre a alta presión, el gas enriquecido desarrolla miscibilidad con el aceite a presiones menores.
- 5.- Debido al menor costo de gas enriquecido, comparado con el bache LPG, se hace posible económicamente el uso de baches mayores de gas enriquecido y con ello minimizar los problemas de diseño de bache. Con baches de mayor tamaño, probablemente la miscibilidad se mantenga en gran parte del área del yacimiento.

#### VI.2.3.2 Desventajas

- 1.- La relación de movilidades adversas, causa la reducción en la eficiencia de barrido areal.
- 2.- La segregación gravitacional puede ser severa en yacimientos de gran espesor y con valores altos de permeabilidad.
- 3.- Debido a las heterogeneidades de las arenas, a la digitación y a la segregación gravitacional, el frente miscible tiende a dispersarse.
- 4.- El proceso de gas enriquecido, al igual que los otros métodos con hidrocarburos miscibles, tienen la desventaja de tener un costo elevado.



### VI.3 Proceso Miscible de Gas Seco a Alta Presión.

El proceso de gas seco o pobre, es el método original de recuperación con hidrocarburos miscibles. Fue desarrollado durante la última etapa de los 40's y principios de los 50's por Atlantic Richfield's Research Department (15).

Experimentos mostraron que el desplazamiento de aceite con gas a alta presión podría verdaderamente incrementar la recuperación de aceite, comparada a la que se obtendría con un empuje de gas a baja presión.

El proceso de gas pobre o seco, al igual que el gas enriquecido, requiere de contactos múltiples entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento - antes de que una fase miscible sea formada. La diferencia esencial entre los dos procesos es la dirección en la cual son transferidos los componentes  $C_2-C_6$ . Para el proceso de gas enriquecido, estos componentes se mueven del gas al aceite. En el proceso de gas seco a alta presión, ellos se mueven del aceite al gas. Debido a esto, este proceso también es llamado Empuje por Vaporización del Gas.

Deben existir tres condiciones para que el proceso opere: 1) Debe existir alta presión en la interfase gas-aceite; 2) El aceite del yacimiento debe contener altas concentraciones de  $C_2-C_6$ , y 3) El aceite debe estar bajo saturado con respecto a la presión en el frente del gas. La composición del gas de inyección no es crítica en este proceso y por lo general el metano es usado como gas de inyección.

El procedimiento consiste en inyectar un gas seco dentro del yacimiento, - donde se pondrá en contacto con el aceite. El gas vaporiza algunos de los componentes  $C_2-C_6$  a partir del aceite. Este gas ahora parcialmente enrique

cido, se mueve hacia delante y se pone en contacto con el aceite del frente, y vuelve a vaporizar mas componentes intermedios, hasta el punto en -- que llega a ser un gas rico. Después de múltiples contactos este gas llega a ser miscible con el aceite del yacimiento. Cuando esto ocurre la interfase entre el gas y el aceite desaparece.

El gas puede viajar a través del yacimiento de pocos pies a posiblemente - 100 pies antes de que el frente miscible se forme. Esta distancia varía - dependiendo de la presión, de la composición y de la saturación de aceite. En este proceso la presión requerida para alcanzar la miscibilidad es de - 3000 lb/pg' o mayores. El límite superior para la aplicación práctica de este proceso es alrededor de 6000 lb/pg'. En cuanto a los costos tanto -- del equipo, como de las operaciones de compresión llegan a ser excesivos - arriba de esta presión.

El mejor método para determinar la presión requerida para lograr la misci- bilidad, es por medio de pruebas de desplazamiento en el laboratorio, di- chas pruebas utilizan un tubo con empacamiento de arena no consolidada. Este tubo con arena, es saturado con aceite el cual es desplazado con gas - a alta presión, esto se repite para varias presiones y se obtiene la recu- peración de aceite para cada presión, obteniéndose así una gráfica similar a la de la figura VI.11<sup>(15)</sup>.

### VI.3.1 Comportamiento de fase del proceso.

La figura VI.12<sup>(24)</sup> ilustra el mecanismo por el cual el empuje por vapori- zación del gas alcanza el desplazamiento miscible.

Como se puede observar, este método consiste en la inyección de un gas po-

FIG. VI. 10.- REPRESENTACION DEL PROCESO DE GAS SECO O POBRE .

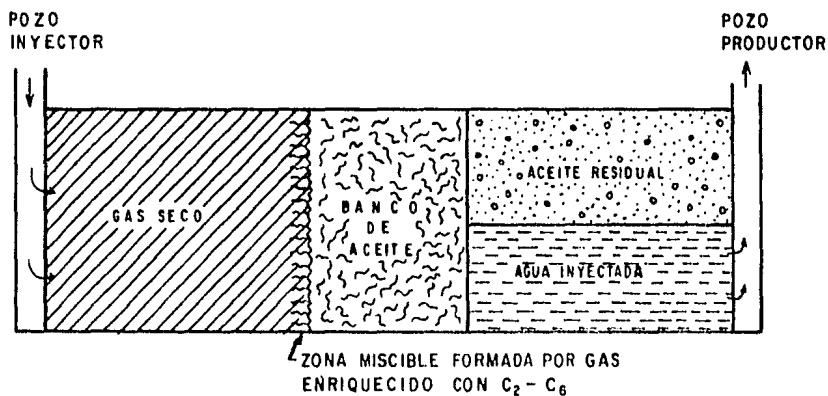


FIG. VI. 11.-GRAFICA QUE MUESTRA LAS RECUPERACIONES DE ACEITE PARA DIFERENTES PRESIONES DE DESPLAZAMIENTO .

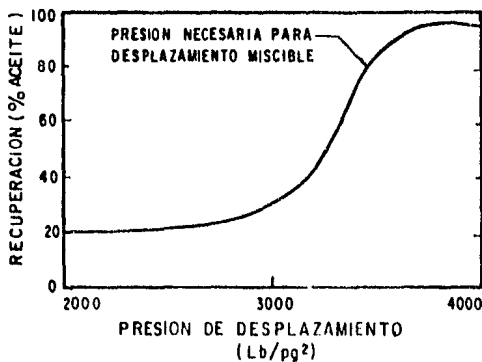
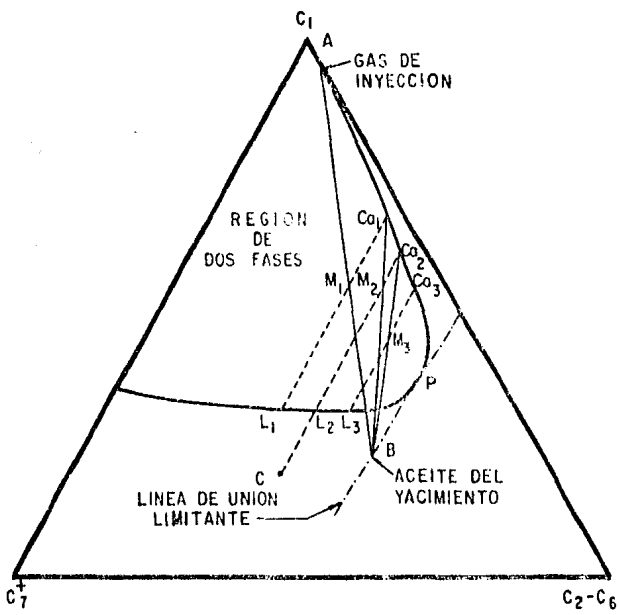


FIG. VI. 12.- MISCIBILIDAD POR EMPUJE DE GAS VAPORIZADO .



bre o seco (tal como A) al yacimiento de aceite B, el cual es rico en componentes hidrocarburos de peso molecular intermedio. Cuando el gas comienza a desplazar el aceite del yacimiento, es decir, al primer contacto no son miscibles (la línea recta entre ellos cae en la región de dos fases), pero nótese que cuando el gas alcanza el equilibrio con el aceite, esta composición cambia de acuerdo a las líneas de unión de equilibrio, este puede, por ejemplo, tener una composición  $G_2$ . Ahora este gas  $G_2$ , ya enriquecido, nuevamente se pone en contacto con el aceite del yacimiento B, y la mezcla otra vez cae entre la línea que los une. Este alcanza un nuevo equilibrio y el gas llega a ser más rico  $G_3$ . Si este proceso continua, el frente del gas se enriquece hasta la composición "P" y a partir de aquí el desplazamiento es miscible.

Ahora, si nuestro aceite del yacimiento fuera menos rico en hidrocarburos intermedios C, y se inyectara el mismo gas A, el enriquecimiento sería como antes; pero solo hasta la composición  $G_3$ , es decir no sería miscible, a menos de que la presión se aumentara, lo cual haría que la región de dos fases se redujera.

Se sabe que si la composición del aceite cae sobre o a la derecha de la línea de unión limitante, se logra la miscibilidad por medio del mecanismo de empuje por vaporización de gas con el gas natural, el cual tiene una composición que cae a la izquierda de la línea de unión limitante.

De este diagrama se puede concluir que a medida en que la concentración de hidrocarburos intermedios del aceite va disminuyendo, la composición del aceite se moverá hacia el lado izquierdo del diagrama y la presión requerida para lograr la miscibilidad aumentará. Incrementos en la presión causarán tanto un decremento en la región de dos fases y un cambio en la pen---

diente de las líneas de unión, debido al incremento de la vaporización de los hidrocarburos intermedios dentro de la fase vapor.

Al igual que en los otros procesos se puede jugar con los diferentes parámetros que gobiernan el proceso y obtener condiciones favorables de miscibilidad.

### VI.3.2 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

- \* El aceite del yacimiento debe ser rico en componentes de hidrocarburos con peso molecular intermedio. Aceites con densidades mayores de 40 °API son recomendables.
- \* El aceite debe ser bajo saturado.
- \* Se prefiere que la viscosidad se encuentre entre 1 y 3 cp.
- \* Una presión de 3500 lb/pg<sup>2</sup> es cercana al límite inferior para alcanzar la miscibilidad. Debido a esto el método se aplica a yacimientos relativamente profundos, aproximadamente 5000 pies o mayores.
- \* Como en todos los procesos miscibles, la segregación gravitacional es un problema, por lo cual es recomendable que este proceso se aplique a formaciones delgadas y de baja permeabilidad.
- \* La saturación de aceite mínima permisible es determinada por la economía del proyecto. Un valor de 25% de volumen poroso es aceptable.

### VI.3.3 Ventajas y desventajas del proceso.

#### VI.3.3.1 Ventajas

- 1.- El proceso de gas pobre proporciona una alta eficiencia de desplaza-

miento. Aunque no todo el aceite residual es desalojado, la saturación de aceite es reducida a valores muy bajos.

- 2.- El uso de gas seco o pobre resulta mucho más económico que el bache -- propano o el gas enriquecido.
- 3.- El frente miscible se regenera por sí mismo, si este se pierde en cualquier punto.
- 4.- El gas seco o pobre es inyectado desde el principio hasta el fin, eliminándose los problemas en determinar el tamaño del bache.
- 5.- El gas seco que es producido puede ser reinyectado.
- 6.- Se obtiene una mejor relación de movilidades, lo cual nos da una eficiencia de barrido mas favorable, debido a que las viscosidades del -- crudo son mas bajas y a presiones altas, la viscosidad del gas se incrementa.

#### VI.3.3.2 Desventajas.

- 1.- Las características del crudo deben ser ideales para que el proceso -- trabaje. Esto generalmente limita el número de yacimientos a los cuales el proceso puede ser aplicado.
- 2.- Las presiones de inyección son muy altas, resultando en altos costos - de compresión.
- 3.- La segregación gravitacional existe en yacimientos con alta permeabilidad.
- 4.- Aunque la eficiencia de barrido es mejor que para el proceso LPG o de gas enriquecido, todavía es más baja que para la inyección de agua, debido a la relación adversa de movilidades.

## FENOMENOS ASOCIADOS A LOS PROCESOS CON GASES HIDROCARBUROS

### 1) Digitación.

El fenómeno de digitación o formación de dedos en el frente de desplazamiento es debido al empleo de un fluido de baja viscosidad para desplazar a -- otro más viscoso, lo que implica una disminución en la eficiencia de barrido y consecuentemente, en la recuperación de aceite.

En general la digitación se produce en mayor escala a medida que aumenta -- la relación de movilidades entre el fluido desplazante y desplazado y el -- frente del bache llega a ser inestable y numerosos dedos se desarrollan y penetran dentro del aceite en forma irregular. Esta digitación resulta en un temprano surgimiento del bache, lo cual trae consigo una baja eficiencia en recuperación después de dicho surgimiento.

La figura VI.13<sup>(24)</sup> ilustra la digitación observada en un modelo areal de laboratorio con un patrón de cinco pozos con desplazamientos con varias relaciones de movilidades.

### 2) Difusión y dispersión.

Hay dos procesos físicos que pueden conducir a la mezcla y dispersión de -- los hidrocarburos y, por lo tanto, a la pérdida del carácter miscible del desplazamiento, lo que implica una disminución en la eficiencia en la recuperación de aceite; estos procesos son la difusión y dispersión.

La difusión es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a -- través del espacio que se encuentra a su disposición.

La dispersión es la mezcla adicional entre dos fluidos cuando están en mo-



FIG. VI 13 FENOMENO DE DIGITACION

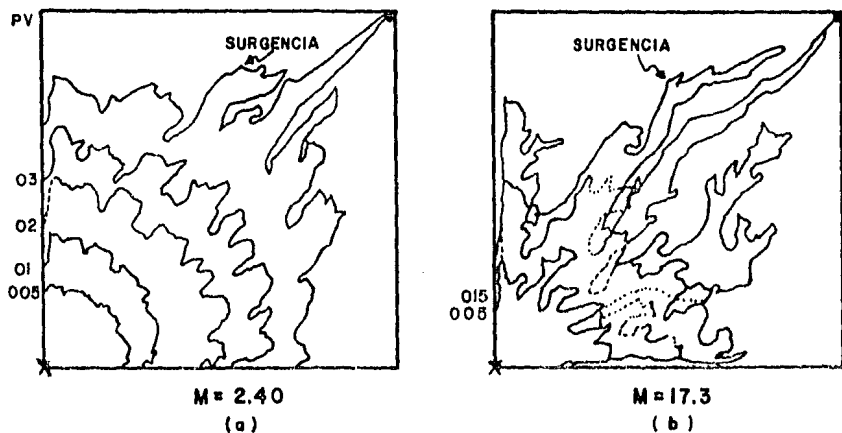
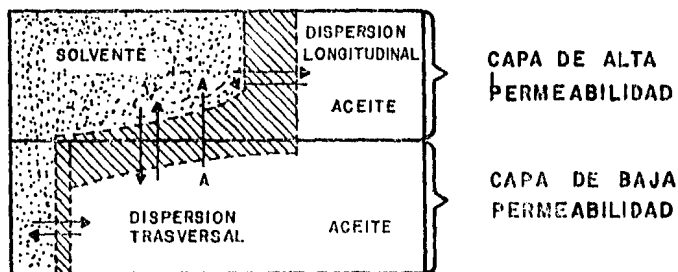


FIG. VI 14 FENOMENO DE DISPERSION



vimiento, causado por un flujo no uniforme.

Existen dos tipos de dispersión, una en la dirección del movimiento a la cual se le conoce como dispersión longitudinal y la otra es la dispersión transversal, la cual es perpendicular a la primera. Ver figura VI.14<sup>(24)</sup>.

### 3) Inestabilidad del desplazamiento miscible.

El fenómeno de digitación está íntimamente ligado con la inestabilidad del desplazamiento miscible, y es una consecuencia de esta inestabilidad, que a su vez es originada por efectos de diferencia de viscosidades y densidad entre los fluidos desplazado y desplazante, por dispersión, por irregularidades del medio poro natural, etc. Por todo lo mencionado anteriormente se puede decir que los desplazamientos miscibles son inestables.

## APLICACIONES DE CAMPO UTILIZANDO GASES HIDROCARBUROS

Existen muchos artículos que han sido elaborados sobre la aplicación de -- los procesos con hidrocarburos miscibles. El método de bache LPG es el me nos utilizado debido a los altos costos del solvente (propano) que hacen -- que este proceso no sea económicamente atractivo.

Campo Golden Spike.

Localizado en Alberta, Canadá, fue descubierto en 1949. El yacimiento se extiende 1385 acres con un espesor de 480 pies y 319,000,000 blacs de aceite. La porosidad es de 8.7%, la permeabilidad horizontal de 200 md, mien tras que la vertical de 40 md.

La producción original por expansión del fluido resultó en una rápida de--  
clinación de la presión. La disponibilidad del LPG hizo que la inyección  
se iniciara rápidamente en 1964. El solvente, el cual fue obtenido del --  
aceite del yacimiento contenía 60% Mol de  $C_2-C_4$ . Como los ritmos de pro--  
ducción excedieron los máximos permisibles por el gobierno, el aceite se -  
despojó de los ligeros y fue reinyectado. Para febrero de 1976, - - - -  
116,500,000 bl/pie<sup>3</sup> de gas, 31,200,000 bl de solvente y 47,000,000 bl --  
acs. de aceite han sido inyectados; la producción acumulativa fue de - - -  
139,100,000 bl acs.

El efecto de la inyección de aceite no fue tan bueno como se esperaba, la  
recuperación sólo fue de 10,000,000 bl acs en lugar de 69,000,000 bl acs:  
Además fue planeada una recuperación usando un gas. La recuperación final  
se proyecta que sea alta, 67% del aceite original para el año 2020. La in-  
yección de solvente tiende a ser más eficiente si el yacimiento es más ho-  
mogéneo.

#### Levelland Unit.

La Unit Levelland localizada en Hockley, Tex. consiste de 1190 acres, con  
28 pozos de inyección y 40 pozos de producción. La profundidad de la zona  
productora es de 4900 pies, la porosidad es de 10.2%, permeabilidad de 2.1  
md y espesor de 250 pies.

El campo fue descubierto en 1946. El gas seco fue inyectado de 1955 a 1971.  
La inyección de agua se inició en mayo de 1971 y la inyección de gas enri-  
quecido comenzó en febrero de 1972. Baches alternados de gas enriquecido  
y agua han seguido inyectándose.

La producción acumulativa al inicio del proyecto fue estimada del 9% del aceite original. La recuperación primaria fue estimada 17%. En 1977, la recuperación acumulativa fue de 13.8% del aceite original. Las predicciones para la recuperación final con miscibles son de 54.5%, comparada con los 44.3% por inyección de agua en otras áreas.

## CAPITULO VII

## VII INYECCION DE GASES NO HIDROCARBUROS

Al igual que los diferentes procesos tratados en el capítulo VI, la inyección de gases no hidrocarburos también genera miscibilidad, con la cual, - bajo condiciones ideales de laboratorio, se tienen muy altas recuperaciones, aproximándose a un 100% del aceite contenido en la roca almacenadoras. Las generalidades sobre miscibilidad fueron tratadas con anterioridad y en este capítulo sólo se tratará lo correspondiente a Bióxido de Carbono y Nitrógeno, que son dentro de los gases no hidrocarburos, los de mayor interés y aplicabilidad.

### VII.1 Inyección de Bióxido de carbono. ( $\text{CO}_2$ )

La inyección de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) a los yacimientos de aceite ha recibido considerable atención por la industria desde hace varios años. La investigación sobre el uso del  $\text{CO}_2$  como agente para mejorar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos se inició en 1947<sup>(26)</sup> y se observó que - utilizando una solución de 25% de  $\text{CO}_2$  en agua, se desplazó una cantidad -- adicional de aproximadamente 75% del aceite que normalmente se recuperaría por medio de una inyección convencional de agua. A esta técnica se le llamó proceso orco (desplazamiento con agua carbonatada).

En 1964 se reportó otro método de recuperación en el que se utiliza un gas compuesto principalmente por  $\text{CO}_2$  y nitrógeno, aplicable principalmente a - yacimientos con aceites viscosos.

Después de varias pruebas, un estudio sobre los mecanismos de desplazamiento de aceite por  $\text{CO}_2$  se pudo concluir que "el uso más eficiente del  $\text{CO}_2$  --

como agente de recuperación de aceite se obtiene cuando la presión de inyección es tal, que se logre un desplazamiento tipo miscible". Cuando la miscibilidad ocurre, las fuerzas de presión capilar, las cuales mantienen el aceite inmóvil, desaparecen o disminuyen y el aceite es entonces desplazado hacia los pozos productores.

### VII.1.1 Propiedades del CO<sub>2</sub>

El bióxido de carbono es una sustancia familiar en sus tres formas: gas, líquido y sólido. La figura VII.1<sup>(24)</sup> muestra las condiciones de presión y temperatura necesarias para la coexistencia de dos fases: vapor/líquido, vapor/sólido (hielo seco) o líquido/sólido. El punto triple, donde las tres fases coexisten, ocurre a -70°F y 75 lb/pg<sup>2</sup>.

Algunas propiedades importantes del CO<sub>2</sub> son las siguientes:

Peso molecular	44.01 gr/mole
Presión crítica	1071 lb/pg <sup>2</sup> abs
Temperatura crítica	87.8 °F
Volúmen crítico	0.0237 pie <sup>3</sup> /lb
Densidad a 0°F y 300 lb/pg <sup>2</sup>	8.5 lb/gal
Volumen específico a 14.7 lb/pg <sup>2</sup> 460 °F	8.569 pie <sup>3</sup> /lb
Calor específico (líquido) a 300 lb/pg <sup>2</sup>	0.5 BTU/lb - °F

Una de las propiedades que hace del CO<sub>2</sub> un agente de inyección útil en los proyectos de recuperación mejorada es el incremento en volumen del aceite del yacimiento cuando se satura con CO<sub>2</sub>, así como también, una reducción en la viscosidad y aumento en su densidad en el frente de desplazamiento, de-

bido a la extracción selectiva de sus hidrocarburos ligeros e intermedios. A presiones elevadas, el bióxido de carbono es altamente soluble en agua, característica que aunada al bajo costo de la misma, hace al agua el medio ideal para desplazar un bache de  $\text{CO}_2$  a través del yacimiento, obteniéndose así una relación de movilidades favorable al combinar la reducción en la viscosidad del aceite producida por la disolución del  $\text{CO}_2$ , con la factibilidad de usar agua carbonatada como el agente desplazante del bache. Existen gráficas que nos proporcionan la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua dulce para diferentes presiones y temperaturas.

El  $\text{CO}_2$  disuelto en el agua de la formación produce un aumento en la permeabilidad de la roca del yacimiento, debido a la disolución de los compuestos carbonatados que ésta contenga.

Quizá la propiedad más importante del  $\text{CO}_2$  es la de vaporizar y extraer porciones del petróleo crudo con el cual se pone en contacto.

#### VII.1.2 Generalidades del proceso.

El  $\text{CO}_2$  no es miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento. Bajo condiciones favorables de presión, temperatura y composición del aceite un frente miscible es generado en el yacimiento.

Este proceso miscible es similar en muchos aspectos al método de gas seco a alta presión. La zona miscible entre el  $\text{CO}_2$  y el aceite se forma por la transferencia de componentes del aceite al  $\text{CO}_2$ . Esto se hace por contactos múltiples entre el frente del  $\text{CO}_2$  y el aceite. El  $\text{CO}_2$  no recupera todo el aceite del área de contacto mientras el frente esté siendo formado o regenerado.



Holm and Josendol (15) encontraron que el  $\text{CO}_2$  tiene un gran potencial de extracción o vaporización de los hidrocarburos a partir del aceite. El  $\text{CO}_2$  puede extraer componentes tan pesados como  $\text{C}_6$ - $\text{C}_{30}$ . Esto significa que el bióxido de carbono puede ser miscible con aceites de bajo contenido de -- componentes intermedios, esta característica hace que el proceso de  $\text{CO}_2$  -- sea aplicable a un gran número de yacimientos, entre los cuales se inclu-- yen yacimientos que inicialmente tuvieron un alto contenido de  $\text{C}_2$ - $\text{C}_6$ , pero los cuales fueron perdidos durante la producción primaria.

La presión requerida para lograr un desplazamiento miscible con un aceite dado es frecuentemente menor para el  $\text{CO}_2$  que para el gas seco. La figura VII.2 es un esquema representativo del proceso de  $\text{CO}_2$ .

La inyección de bióxido de carbono puede llevar a cabo en cualquier de las siguientes formas:

- \* Inyección continua de  $\text{CO}_2$ .- El  $\text{CO}_2$  es inyectado continuamente hasta el final de la recuperación.
- \* Inyección de  $\text{CO}_2$  seguida por gas.- Se inicia con la inyección de  $\text{CO}_2$  - hasta un volumen preseleccionado y entonces un gas de menor costo que el  $\text{CO}_2$  se usa como principal fluido desplazante.
- \* Inyección de  $\text{CO}_2$  seguida por agua.- Después de la inyección del volu-- men deseado de  $\text{CO}_2$ , el agua es usada para desplazar el  $\text{CO}_2$  a través -- del yacimiento.
- \* Inyección simultánea/alternada de  $\text{CO}_2$  y agua.- Consiste en la inyec-- ción de un pequeño bache de  $\text{CO}_2$ , seguido por la inyección ya sea simul-- tánea o alternada de  $\text{CO}_2$  y agua hasta un volumen predeterminado de  $\text{CO}_2$ .
- \* Inyección combinada de  $\text{CO}_2$ /solvente.- La inyección de  $\text{CO}_2$  puede también incluir la inyección de solventes tales como: gas natural líquido, - -

FIG. VII.1.-COMPORTAMIENTO DE FASE DEL CO<sub>2</sub> Y MEZCLAS CO<sub>2</sub>/AGUA

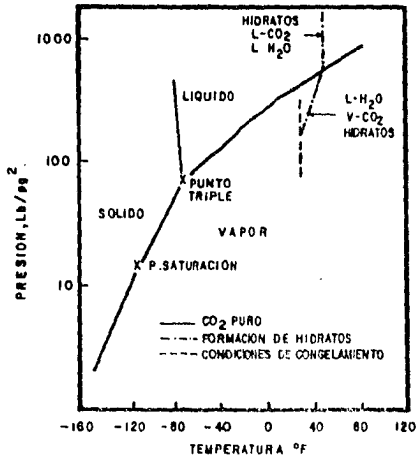
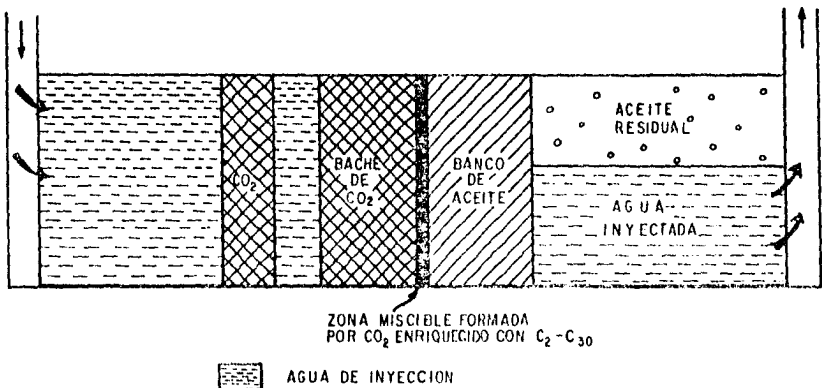


FIG. VII.2.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PROCESO DE CO<sub>2</sub> .



H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub>. La principal razón para usar un solvente es reducir la mínima presión de miscibilidad entre el CO<sub>2</sub> y el aceite del yacimiento.

- \* Inyección combinada CO<sub>2</sub>/calor.- Bajo algunas condiciones, el calor y el CO<sub>2</sub>, pueden ser inyectados dentro del yacimiento resultando en un efecto sinérgico sobre la recuperación de aceite.

Suficientes pruebas de campo no han sido acumuladas para evaluar cada uno de estos métodos, por lo tanto su selección dependerá de un gran número de factores<sup>(18)</sup>.

### VII.1.3 Mecanismos de desplazamiento.

De acuerdo con las diferentes propiedades que el bióxido de carbono presenta, los mecanismos mediante los cuales se desplaza el aceite del yacimiento, son:

#### VII.1.3.1 Empuje por gas disuelto liberado.

Como se dijo con anterioridad, a ciertas presiones el CO<sub>2</sub> puede disolverse en el aceite, pero una vez que esta presión comienza a disminuir, el CO<sub>2</sub> que se había disuelto comienza a desprenderse paulatinamente, expandiéndose y originando una fuente adicional de energía que ayuda a desplazar a los hidrocarburos hacia los pozos productores.

#### VII.1.3.2 Desplazamiento inmisible con CO<sub>2</sub>

El CO<sub>2</sub> se mantendrá en una sola fase líquida dentro del yacimiento, debido a las condiciones de presión y temperatura existentes, llevándose a ca--

bo un desplazamiento inmiscible líquido-líquido. En este caso se tendrá una relación de movilidades mucho más desfavorable que la que se tendría con un desplazamiento por agua.

#### VII.1.3.3 Desplazamiento miscible combinado de hidrocarburos ligeros. $CO_2$ .

Este método de desplazamiento utiliza un bache combinado de fluidos, el cual estará constituido por hidrocarburos ligeros seguidos por  $CO_2$ . Sin embargo en una experiencia de campo se observó que no resulta del todo ventajoso, a pesar de las características de alta miscibilidad del  $CO_2$  y los hidrocarburos.

#### VII.1.3.4 Vaporización de los hidrocarburos.

Como se dijo anteriormente, una de las principales propiedades del  $CO_2$  es la de vaporizar los componentes de los hidrocarburos. Esta vaporización se lleva a cabo a presiones superiores a un cierto valor crítico, el cual depende de la temperatura del sistema, siendo la cantidad de aceite vaporizado dependiente del tamaño del bache de  $CO_2$  inyectado.

#### VII.1.3.5 Empuje dinámico miscible de contacto múltiple.

Como ya se sabe, el  $CO_2$  inyectado y el fluido que se encuentra en el espacio poroso no forman una sola fase, al igual que en el proceso de gas a alta presión.

La diferencia primordial entre ambos mecanismos es que la vaporización de

hidrocarburos producida por el anhídrido carbónico es mucho mayor que la originada por el metano, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. Esto origina que se alcancen condiciones de miscibilidad a presiones mucho menor con  $\text{CO}_2$ , que las requeridas si se utilizara metano. La figura VII.3<sup>(24)</sup> ilustra porqué la miscibilidad dinámica con  $\text{CO}_2$  puede alcanzarse a presiones más bajas que con el metano. Los diagramas ternarios se hicieron a una temperatura suficientemente alta para que solo estén presentes las fases líquida y vapor.

El incremento en recuperación se debe principalmente a los efectos que causa el  $\text{CO}_2$  sobre el crudo. Como son:

- a. La viscosidad del crudo se reduce de 10 a 100 veces, dando una mejor relación de movilidad y mejorando la eficiencia de barrido.
- b. Hasta 1075 pies<sup>3</sup> de  $\text{CO}_2$  se pueden disolver en un barril de aceite, incrementándole su volumen hasta en un 40%, dependiendo de la composición y de las condiciones del yacimiento.
- c. Por medio del  $\text{CO}_2$  los componentes mas ligeros del aceite son despojados de éste y forman un banco de hidrocarburos, el cual promueve la miscibilidad.
- d. La tensión interfacial entre el agua del yacimiento y el aceite es reducida, permitiendo un desplazamiento más efectivo.
- e. Al reducirse la presión, el  $\text{CO}_2$  deja de estar en solución, originando una fuente adicional de energía mediante empuje de gas.
- f. La permeabilidad del yacimiento se mejora con la inyección de  $\text{CO}_2$ .

#### VII.1.4 Comportamiento de fase del proceso.

El comportamiento de fase de  $\text{CO}_2$  y aceite del yacimiento, y la composición de la trayectoria de la zona de transición sobre la cual el  $\text{CO}_2$  alcanza la miscibilidad dinámica, están a la fecha solo parcialmente entendidas.

Metcalfe y Yarborough<sup>(24)</sup>, clasificaron el comportamiento de fase  $\text{CO}_2$ -fluido del yacimiento en dos tipos de acuerdo a las características del diagrama presión-composición (P-X).

##### VII.1.4.1 Comportamiento de fase tipo I

Este comportamiento muestra sólo dos fases vapor y líquido que coexisten en la región multifásica del diagrama P-X. Estas condiciones usualmente existen a temperaturas mayores de  $120^\circ\text{F}$ . La figura VII.4<sup>(24)</sup> muestra el diagrama presión-composición del tipo I. Una curva de saturación de puntos de burbuja y una curva de saturación de punto de rocío, se unen en el punto crítico. La miscibilidad dinámica puede lograrse por el mecanismo de vaporización-empuje gas. A una presión lo suficientemente grande, los hidrocarburos extraídos a partir del aceite, enriquecen la fase gaseosa del  $\text{CO}_2$ , hasta el grado en que la composición de ésta, en el frente de desplazamiento llegue a ser miscible con el aceite del yacimiento.

La figura VII.5<sup>(24)</sup>, representa el comportamiento de fase para tres diferentes presiones.

La presión a la cual está hecho el diagrama pseudoternario A es demasiado baja para lograr la miscibilidad dinámica, debido a que el fluido del yacimiento cae a la izquierda de la línea de unión limitante. Este comportamiento es consistente con el diagrama P-X a la presión A.

FIG. VII-3 DIFERENCIA ENTRE EL COMPORTAMIENTO DE FASE DEL CO<sub>2</sub> Y EL METANO

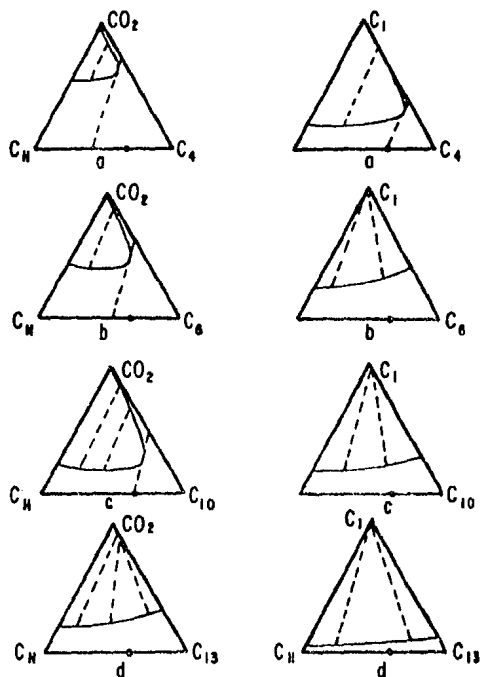


FIG. VII - 4 DIAGRAMA PRESION-COMPOSICION DEL CO<sub>2</sub>

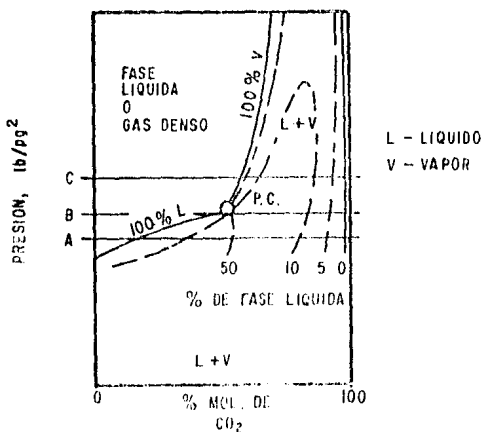
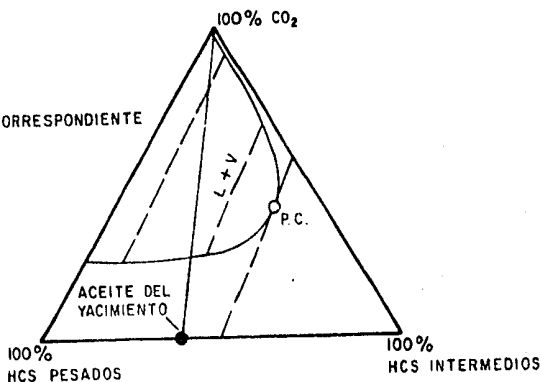


FIG. VII-5 COMPORTAMIENTO DE FASE TIPO I A DIFERENTES PRESIONES

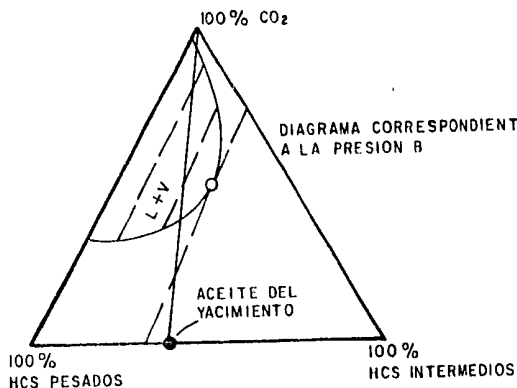
A

DIAGRAMA TERNARIO CORRESPONDIENTE A LA PRESION A



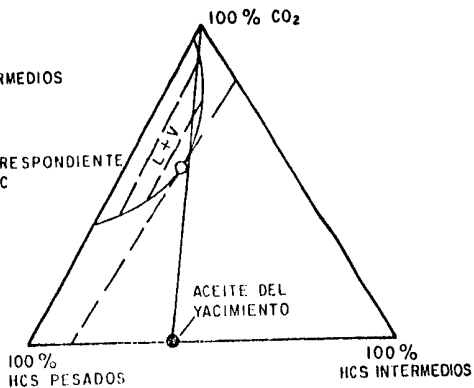
B

DIAGRAMA CORRESPONDIENTE A LA PRESION B



C

DIAGRAMA CORRESPONDIENTE A LA PRESION C





A una presión mayor, B y C, la miscibilidad dinámica se logra debido a que los fluidos del yacimiento caen a la derecha de la línea de unión limitante. A la presión B, la mezcla  $\text{CO}_2$ -aceite todavía entre la región de dos fases.

#### VII.1.4.2 Comportamiento de fase tipo II.

Este comportamiento ocurre relativamente cerca de la temperatura crítica del  $\text{CO}_2$ , generalmente a temperaturas abajo de  $115^\circ$  a  $120^\circ\text{F}$ . Este sistema muestra que algunas mezclas se separan en dos fases en equilibrio, una vapor y una líquida, mientras que otras se separan en dos fases líquidas coexistentes; y aún más, en una pequeña región del diagrama P-X, coexisten -- tres fases, dos líquidas y una gaseosa.

El diagrama presión-composición de la figura VII.6<sup>(24)</sup>, tiene una región -- donde dos líquidos están en equilibrio, estos son un líquido rico en aceite, llamado LL debido a que es el más denso y en una celda estática se encontrará en la parte inferior, y un líquido rico en  $\text{CO}_2$ , llamado UL por estar localizado en la parte superior. La región de dos fases donde el vapor y el líquido rico en aceite están en equilibrio, fue designada como -- (V+LL), y la región de tres fases: vapor, líquido rico en aceite y líquido rico en  $\text{CO}_2$ , como (V +LL+UL).

Este tipo de comportamiento tiene dos características distintivas:

- 1.- Esta región de tres fases se encuentra a presiones menores conforme el  $\text{CO}_2$  se va inyectando al yacimiento.
- 2.- El comportamiento retrógrado es observado en la región líquido-líquido.

La figura VII.7<sup>(24)</sup> presenta los diagramas pseudoternarios a diferentes pre

FIG. VII-6 DIAGRAMA PRESION-COMPOSICION PARA EL COMPORTAMIENTO TIPO II

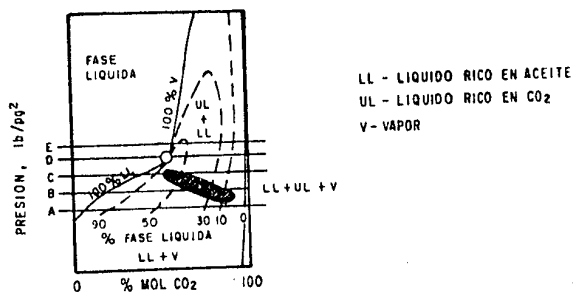
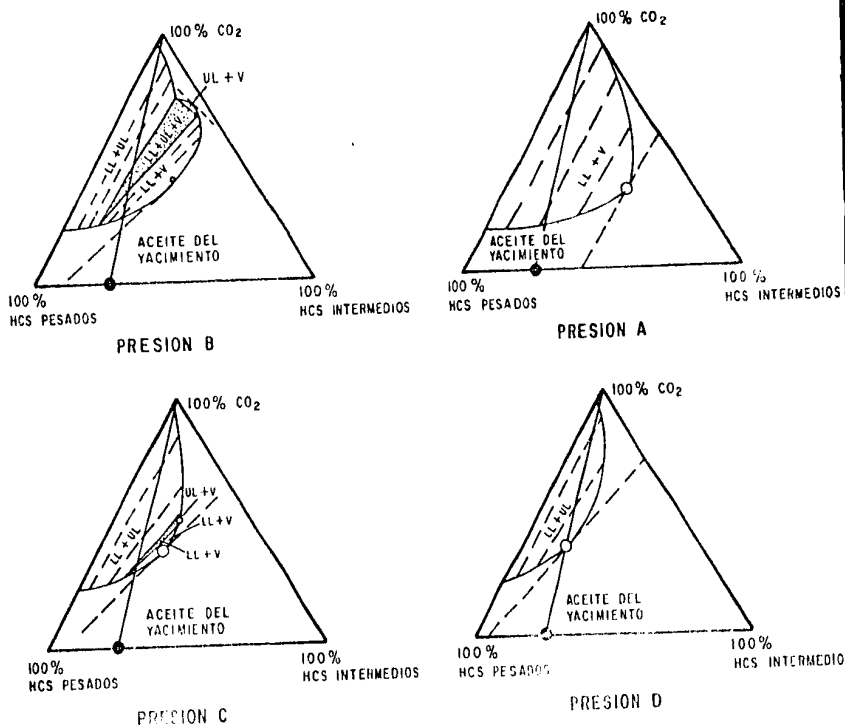


FIG. VII-7 COMPORTAMIENTO DE FASE TIPO II A DIFERENTES PRESIONES



siones e ilustra cómo la miscibilidad dinámica se puede lograr para los -- fluidos del yacimiento que presenten este tipo de comportamiento.

A la presión A, existe sólo una región de dos fases vapor-líquido. Confor me la presión se va incrementando (Presión B), una región de tres fases -- (LL+UL+ V) y una región de dos fases (LL+UL) aparecen, la composición de - las fases en la región (LL+UL+V) está definida por las esquinas del trián- gulo.

Conforme la presión se va incrementando, la región de tres fases inicial-- mente se expande en tamaño, pero después comienza a disminuir hasta que és ta desaparece. La región de dos fases V+LL continuamente disminuye en ta- maño conforme la presión se va aumentando.

La miscibilidad dinámica puede ocurrir a presiones donde la región de tres fases esté presente. Para que esto suceda, la presión debe ser suficiente mente alta, de manera que la línea de unión limitante pase a la izquierda de la composición del fluido del yacimiento.

#### VII.1.5 Presión de miscibilidad

La presión requerida para lograr la miscibilidad dinámica con  $\text{CO}_2$  se deter mina principalmente por medio de pruebas de desplazamiento.

A partir de un estudio experimental, Holm y Josendal<sup>(24)</sup> llegaron a las si guientes conclusiones:

- 1.- La miscibilidad dinámica ocurre cuando la densidad del  $\text{CO}_2$  sea lo su ficientemente grande, de tal manera que se pueda solubilizar en los - componentes  $\text{C}_5$ - $\text{C}_{30}$  del aceite del yacimiento.
- 2.- La temperatura del yacimiento es una variable importante que afecta -

la presión mínima de miscibilidad (PMM) debido a que ésta, afecta la presión que se requiere para lograr la densidad del  $\text{CO}_2$  necesaria para un desplazamiento miscible. Un incremento en la temperatura, requiere una mayor presión de miscibilidad.

- 3.- La PMM es inversamente proporcional a la cantidad total de hidrocarburos ( $\text{C}_5$ - $\text{C}_{30}$ ) presentes en el aceite del yacimiento, es decir, a mayor cantidad de estos hidrocarburos, la presión de miscibilidad es menor.
- 4.- Las fracciones  $\text{C}_1$  a  $\text{C}_4$  del aceite, no afectan apreciablemente a la PMM.
- 5.- La PMM también se ve afectada, pero en grado menor, por el tipo de hidrocarburos presentes en las fracciones  $\text{C}_5$ - $\text{C}_{30}$ . Por ejemplo, los aromáticos resultan en un requerimiento menor de presión.
- 6.- Las propiedades de las fracciones pesadas ( $>\text{C}_{30}$ ) también influyen sobre la PMM, aunque ellas no son tan importantes como la cantidad total de ellas.
- 7.- La presencia de metano libre reduce la eficiencia del  $\text{CO}_2$  como agente desplazante, ya que incrementa la presión de miscibilidad. Por ejemplo una adición de 10% mol de metano incrementa la presión de miscibilidad de 1200 lb/pg<sup>2</sup> a 1600 lb/pg<sup>2</sup>. La PMM puede ser afectada substancialmente por varios contaminantes que se encuentren en el  $\text{CO}_2$ .

Existen correlaciones que se han obtenido gracias a las tantas pruebas de laboratorio, sin embargo no son lo suficientemente precisas, aunque nos proporcionan una gran ayuda.

PRESION MISCIBILIDAD CONTRA GRAVEDAD		CORRECCION POR TEMPERATURA	
Densidad	PMM	Temperatura	Presión adicional requerida.
( <sup>o</sup> API)	(lb/pg <sup>2</sup> )	<sup>o</sup> F	lb/pg <sup>2</sup>
27	4000	120	ninguna
27-30	3000	120-150	+ 200
30	1200	150-200	+ 350
		200-250	+ 500

### VII.1.6 Abastecimiento de CO<sub>2</sub>

En la planeación de un proceso miscible con CO<sub>2</sub>, es de primordial importancia considerar la fuente de abastecimiento de dióxido de carbono. Este gas debe estar disponible en volúmenes necesarios para que pueda ser aplicado en grandes periodos de tiempo (20 años o más). Este gas debe ser relativamente puro, debido a que la presencia de algunos gases, tales como el metano, incrementan la presión de miscibilidad, mientras otros, tales como el ácido sulfúrico, son peligrosos e incrementan los problemas medio ambientales.

Una fuente natural de suministro de CO<sub>2</sub> es mucho mejor, ya sea a partir de pozos que producen CO<sub>2</sub> relativamente puro o, a partir de plantas de procesamiento los gases hidrocarburos que contienen considerables cantidades de CO<sub>2</sub> como un contaminante. También puede ser producido a partir de plantas de amonio o plantas químicas.

Por otro lado el CO<sub>2</sub> que se produce en el curso de la inyección puede ser reinyectado, después de una purificación, si es necesario.

El costo del  $\text{CO}_2$  va a depender principalmente de: 1) La naturaleza de la fuente de abastecimiento, 2) La localización relativa de ésta, con respecto al campo, y 3) El método que se use para transportar el  $\text{CO}_2$  al campo. La transportación desde la fuente de suministro hasta el campo de aceite, es el parámetro que más influencia tiene sobre el costo para la inyección de este gas. Otros costos incluidos, aunque de menor influencia son los debidos a compresión para obtener la presión que se desea.

#### VII.1.7 Equipo para una aplicación.

El mayor costo asociado con la inyección de  $\text{CO}_2$  es la adquisición y transportación de éste.

Por lo que se refiere a su adquisición, la fuente de suministro más económica es la que se debe a fuentes naturales (yacimientos), donde el gas puede ser transportado al campo de aceite mediante tuberías. Otras fuentes de suministro son las plantas industriales, como las fertilizantes, metanol, amoníaco, las refinerías, etc., sin embargo su procesamiento y obtención es mucho más costosa.

Transportación. Pequeñas cantidades de  $\text{CO}_2$  pueden ser transportadas usando camiones, no obstante es una alternativa costosa y poco práctica. Cuando se requieren transportar grandes volúmenes, es recomendable el uso de tuberías bajo condiciones supercríticas, subcríticas y líquidas.

Las líneas de transportación bajo condiciones supercríticas, manejan presiones mayores que la presión crítica del  $\text{CO}_2$  (1.071 lb/pg<sup>2</sup>). Estos sistemas incluyen compresoras, pre-calentadores, compresor de inyección y la misma tubería para poder operar a presiones entre 1400 y 2000 lb/pg<sup>2</sup>. Las

líneas de transportación bajo condiciones líquidas, requieren una planta de licuefacción, bombas de inyección y tuberías aislada. Este sistema opera a 200 lb/pg<sup>2</sup> y -20<sup>o</sup>F. El sistema más económico es el de condiciones supercríticas.

Compresoras. En la mayoría de los casos, el CO<sub>2</sub> debe ser presurizado antes de su inyección, usando compresoras de varios etapas que operan de 2500 a 5000 lb/pg<sup>2</sup>.

#### VII.1.8 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

El proceso de CO<sub>2</sub> es aplicable a un alto porcentaje de yacimientos, sin embargo los yacimientos más adecuados son los que reúnen las siguientes condiciones:

- \* El aceite del yacimiento debe tener una gravedad específica arriba de 25<sup>o</sup>API.
- \* Es recomendable que la viscosidad del aceite sea menor de 15 cp.
- \* La composición del aceite se prefiere que contenga un alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (C<sub>5</sub>-C<sub>20</sub>), especialmente C<sub>5</sub>-C<sub>12</sub>.
- \* La profundidad del yacimiento debe ser lo suficiente, de tal manera que permita obtener las presiones requeridas para una producción óptima. El rango de presiones se encuentra entre 1200 lb/pg<sup>2</sup> para aceites de alta gravedad específica hasta más de 4500 lb/pg<sup>2</sup> para aceites pesados.
- \* Otros factores que favorecen la eficiencia del proceso son un espesor relativamente pequeño de la formación productora, y una baja permeabilidad vertical del yacimiento, ya que ambos factores reducen los

- efectos gravitacionales adversos a la eficiencia del desplazamiento.
- \* La temperatura del yacimiento no es crítica para el proceso aunque la presión requerida se incrementa con la temperatura.

### VIII.1.9 Ventajas y desventajas del proceso.

#### VIII.1.9.1 Ventajas

Las principales ventajas de la inyección de  $\text{CO}_2$  son resumidas como sigue:

- 1.- Produce el hinchamiento del aceite, reduciendo su viscosidad.
- 2.- Forma miscibilidad con el aceite mediante la extracción y vaporización del aceite.
- 3.- Actúa como empuje de gas en solución aún si la miscibilidad no se alcanza completamente.
- 4.- Si el frente miscible, se pierde, se podrá regenerar por el mismo, como ocurre en el proceso de gas seco.
- 5.- El  $\text{CO}_2$  llegará a ser miscible con aceites en donde las fracciones más ligeras  $\text{C}_2$ - $\text{C}_4$  hayan sido extraídas.
- 6.- El dióxido de carbono es altamente soluble en agua. A medida que aumenta la salinidad de ésta, la solubilidad disminuye.
- 7.- A presiones arriba de 1500 lb/pg<sup>2</sup>, la miscibilidad puede lograrse en muchos yacimientos.
- 8.- Si grandes cantidades de  $\text{CO}_2$  son liberadas a la atmósfera, no causarán serios problemas debido a que es un gas no peligroso, ni explosivo.
- 9.- Puede ser disponible como un gas de desperdicio (a partir de plantas de procesamiento de gas o plantas industriales) o a partir de yacimientos que contengan  $\text{CO}_2$ .

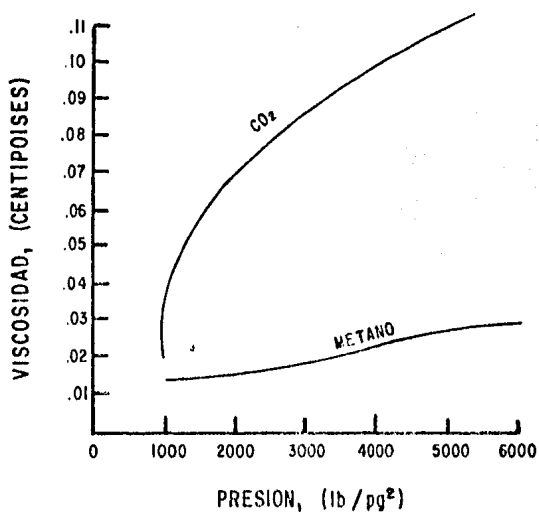


- 10.- Bajo ciertas condiciones del yacimiento, la densidad del  $\text{CO}_2$  es cercana a la densidad del aceite y también se aproxima a la del agua. Esto minimiza grandemente los efectos de segregación gravitacional.
- 11.- El  $\text{CO}_2$  es de dos a cuatro veces más viscoso que el metano, sobre el rango usual de presiones. Este ligero incremento en la viscosidad -- del  $\text{CO}_2$ , mejora la eficiencia de barrido sobre los otros métodos con hidrocarburos miscibles. (Ver figura VII.8<sup>(15)</sup>).
- 12.- La eficiencia de desplazamiento con  $\text{CO}_2$  es alta, siendo la saturación de aceite reducida al 5% del volumen de poro en el área de contacto.

#### VII.1.9.2 Desventajas

- 1.- La solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua, puede incrementar el volumen de --  $\text{CO}_2$  para lograr la miscibilidad con el aceite.
- 2.- La baja viscosidad del  $\text{CO}_2$  promoverá el rápido surgimiento de éste en el pozo productor, reduciéndose la eficiencia de barrido.
- 3.- La inyección de baches de agua es frecuentemente necesario para reducir la digitación.
- 4.- El bióxido de carbono con el agua forma ácido carbónico, el cual es altamente corrosivo. Aleaciones con metales especiales y revestimientos en tuberías son necesarios. La corrosión puede ser una parte considerable en el costo del proceso.
- 5.- La inyección alternada de bacheo de  $\text{CO}_2$  y agua, requieren de un sistema de inyección doble, uno para el agua y otro para el  $\text{CO}_2$ , aumentando los costos y la complejidad del proceso.

FIG. VII - 8 COMPARACION DE LA VISCOSIDAD DEL CO<sub>2</sub> Y METANO A 100 °F Y DIFERENTES PRESIONES



- 6.- Grandes volúmenes de  $\text{CO}_2$  son necesarios. Esto puede tomar de 5-10 M pie<sup>3</sup> de gas para producir un barril de aceite a condiciones de tanque.
- 7.- El  $\text{CO}_2$  no se encuentra usualmente disponible, requiriendo grandes distancias de tuberías.

#### VII.1.10 Aplicaciones de campo.

##### Campo Kelly Snyder, Texas (USA)

Este ha sido uno de los proyectos más grandes de inyección de  $\text{CO}_2$  que ha estado en operación. Además este es uno de los mayores yacimientos de aceite conteniendo 2.75 MM bbl de aceite original.

Entre las propiedades de la roca se encuentra una porosidad 7.6%, permeabilidad de 19.4 md, saturación de agua intersticial de 36%, la temperatura del yacimiento es de 130°F, gravedad específica del aceite de 41°API, viscosidad de 0.4 cp.

Desde 1954, el campo ha estado bajo inyección de agua, de la cual se esperaba una recuperación de 1.2 MM bbl de aceite. La inyección de  $\text{CO}_2$  comenzó en febrero de 1972, en la parte no afectada por la inyección de agua, y la cual contenía 49% del aceite original.

Estudios de laboratorio en los cuales se incluye desplazamiento en núcleos y estudios de presión mínima de miscibilidad, se encontró que ésta sería de 1600 lb/pg<sup>2</sup>.

El esquema de inyección es mediante baches alternados de  $\text{CO}_2$  y agua. Después de cuatro baches alternados de  $\text{CO}_2$ , se inyecta agua continuamente, el

total de  $\text{CO}_2$  inyectado fue de 22.2%. La inyección total de  $\text{CO}_2$  tomó ocho años para su terminación y se esperó incrementar la recuperación por arriba de 230,000,000 bbl de aceite.

Campo Little Creek, Miss (USA)

El aceite original que contenía el campo fue de 102,000,000 bbl. Este campo fue inyectado con agua de 1962 a 1970. La recuperación primaria fue de 25,000,000 bbl, y la debida a la inyección de agua fue de 22,000,000 bbl, dando un total de 55,000,000 bbl de aceite.

La inyección de  $\text{CO}_2$  inició en febrero de 1974, en una prueba piloto de un solo pozo inyector y tres productores. El gasto de inyección inicial fue de 230 ton/día (1 ton = 17,168 pie<sup>3</sup>). La presión necesaria para lograr la miscibilidad es de 5000 lb/pg<sup>2</sup>.

Debido a las características favorables tanto del yacimiento como de los fluidos, se espera tener éxito en el proyecto.

## VII.2 Inyección de Nitrógeno y Gases de Combustión.

Debido a que en los últimos años el gas natural ha estado aumentando su valor comercial y además de que presenta una menor disponibilidad, actualmente su uso como agente para mejorar la recuperación de hidrocarburos no resulta en muchos casos la mejor opción. Por ello, desde hace varios años, se ha puesto gran interés en el desarrollo de trabajos encausados a la investigación de las posibilidades de usar gases no hidrocarburos que sustituyan el papel del gas natural en proyectos de mantenimiento de presión, recirculación de gas en yacimientos de gas y condensado, o como agente desplazante de hidrocarburos en forma miscible.

### VII.2.1 Propiedades del nitrógeno y gases de combustión.

Resuelta conveniente lo que, dentro de la industria petrolera, se define como gas inerte. Gas inerte es aquel que no reacciona con los productos y materiales con los cuales se pone en contacto en una aplicación específica.

Lo anterior implica que debe estar libre de oxígeno o compuestos oxigenados inestables, los cuales podrían ser corrosivos a los materiales de construcción o reaccionar con los fluidos del yacimiento. Además, el gas inerte debe estar lo suficientemente deshidratado, de tal manera que no se forme condensación de agua. En general el nitrógeno, el CO<sub>2</sub> y mezclas de ambos, satisfacen estos requerimientos.

#### VII.2.1.1 Nitrógeno.

En tabla VII.1 se indican algunas de las propiedades más importantes de nitrógeno.

Parámetro	Nitrógeno
Apariencia a tem. ambiente	Gas incoloro
Peso molecular	28.013
Fórmula molecular	N <sub>2</sub>
Punto ebullición	-195.78 °C (-384.4°F)
Punto de fusión	-109.89 °C (-409.8°F)
Temperatura crítica	-144.67 °C (-292.4°F)
Presión crítica	33.55 atm (493.0 lb/pg <sup>2</sup> )
Volumen crítico	39.96 pie <sup>3</sup> /lb md
Solubilidad	Ver fig. VII. 9, VII.10
Viscosidad	Ver fig. VII.11

En la figura VII.9<sup>(29)</sup> se presenta la solubilidad del nitrógeno en agua pura y en salmuera a diferentes presiones y temperaturas. Indicando que tanto la presión como la salinidad juegan un papel importante, no así la temperatura para determinar la solubilidad. Esta gráfica también muestra que el nitrógeno es poco soluble en agua y salmuera. Esta propiedad es importante para operaciones de mantenimiento de presión.

En la figura VII.10<sup>(29)</sup> podemos observar la solubilidad del nitrógeno en el aceite como función de la densidad y de la presión. Este rango es para aceite entre 20 a 40<sup>o</sup>API y temperaturas de 100 a 300<sup>o</sup>F. El nitrógeno es mas soluble en aceites pesados. La solubilidad de éste, va a depender de la composición del aceite y en menor grado de la temperatura.

La figura VII.11<sup>(29)</sup> compara las viscosidades del nitrógeno y del metano, siendo mayor la del nitrógeno, con lo cual se obtiene un mejor desplazamiento del aceite simultánea del gas del casquete.

El nitrógeno requiere mayores presiones que el gas natural o el CO<sub>2</sub> para alcanzar condiciones de miscibilidad con un aceite dado; por otro lado a mayor contenido de intermedios en el aceite, la presión de miscibilidad requerida disminuye.

El nitrógeno forma el 78% del aire constituyendo así uno de los elementos naturales más abundantes.

Por lo que se refiere al contenido de nitrógeno en los aceites crudos, por lo general es bajo; en trabajos recientes el máximo registrado es de 0.88%.

#### VII.2.1.2 Gas de combustión

Como se sabe, el gas de combustión es básicamente una mezcla tanto de ni--

FIG. VII-9 SOLUBILIDAD DEL N<sub>2</sub> EN AGUA A DIFERENTE SALINIDAD

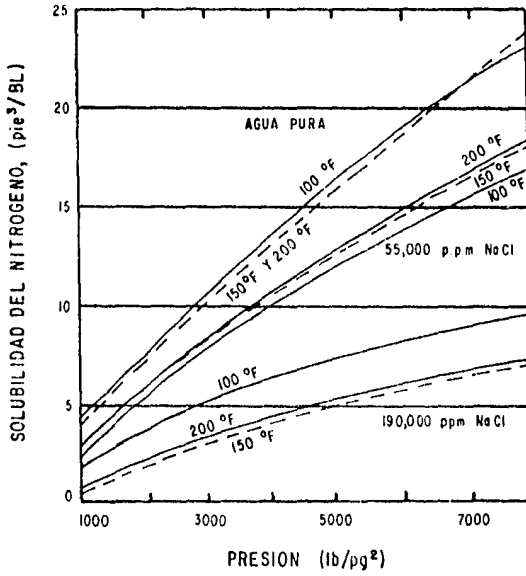
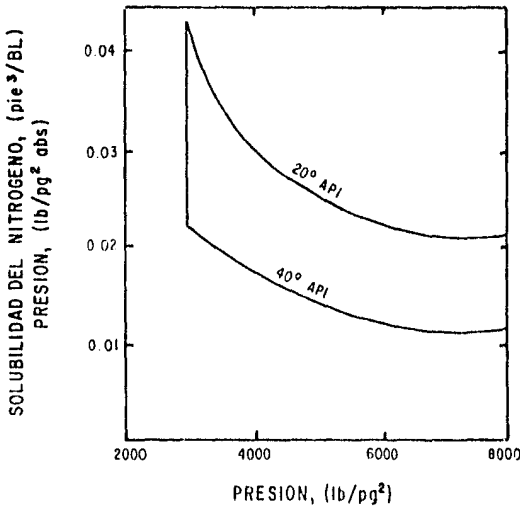


FIG. VII-10 SOLUBILIDAD DEL N<sub>2</sub> EN ACEITE COMO FUNCION DE LA PRESION



trógeno como de  $\text{CO}_2$ , por lo tanto es de esperarse que las propiedades de este gas queden entre las del nitrógeno y dióxido de carbono, pareciéndose más a las del primero, ya que éste predomina en la composición total. La composición promedio del gas de combustión es de 87% mol de  $\text{N}_2$ , 12% mol de  $\text{CO}_2$  y 1% mol de monóxido de carbono, su composición depende del combustible y del proceso utilizado para producirlo.

Este gas se puede obtener por la combustión de gas natural u otro combustible; o bien, captarse del escape de los motores de combustión interna, en cuyo caso se denomina gas de escape de motores.

El gas de combustión, al igual que el nitrógeno, tiene un factor de volumen grande, lo que hace que ocupe un mayor volumen a condiciones de yacimiento que el gas natural o el  $\text{CO}_2$ , así también requiere de presiones mayores para alcanzar la miscibilidad.

Debido a su contenido de  $\text{CO}_2$ , el cual es soluble en aceite, el gas de combustión reduce en alto grado la viscosidad de los aceites, siendo mayor el efecto para aceites más pesados.

#### VII.2.2 Generalidades del proceso.

El fenómeno de desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento por medio del gas inerte sólo ocurre en un rango estrecho de composiciones de fluidos, presión, volumen y temperatura. El número de yacimientos que son candidatos para este proceso de recuperación mejorada es por lo tanto limitado.



### VII.2.2.1 Inyección de nitrógeno.

Se han estudiado varias formas para lograr un desplazamiento miscible, mediante la inyección de  $N_2$ , las cuales se pueden clasificar en tres diferentes técnicas:

- a.- Inyección de nitrógeno a alta presión.
- b.- Desplazamiento por bache miscible
- c.- Desplazamiento por gas enriquecido.

#### a.- Inyección de $N_2$ a alta presión.

Consiste en la inyección de nitrógeno a alta presión con el fin de conseguir una evaporación retrógrada del crudo, así como la formación de una fase miscible desarrollada por los hidrocarburos intermedios que se encuentran entre el nitrógeno y el aceite.

En un yacimiento de aceite, ocurren múltiples contactos entre el  $N_2$  inyectado y el crudo, lo cual altera la composición de ambos de acuerdo al número de contactos que se produzcan.

La recuperación debida a este proceso es función de la presión de desplazamiento. Sin embargo, así como son necesarias las altas presiones, también es necesario un gran volumen de nitrógeno.

Si el aceite del yacimiento contiene pocos hidrocarburos intermedios, será casi imposible desarrollar un frente miscible con la evaporación de estos hidrocarburos dentro del nitrógeno.

#### b.- Desplazamiento por bache miscible.

Consiste en la inyección de un bache de hidrocarburos líquidos LPG, alco--

hol, dióxido de carbono, etc., generalmente equivalente casi al 5% del volumen poroso, seguido por la inyección de nitrógeno o bien de nitrógeno y agua, con el objeto de desplazar el bache a través del yacimiento.

Este proceso se representa esquemáticamente en la figura VII.12<sup>(30)</sup>. En este proceso se requieren relativamente altas presiones para mantener la miscibilidad entre el bache y el nitrógeno.

Un requerimiento básico para tener un desplazamiento miscible con este proceso, es que el bache de LPG, alcohol o de dióxido de carbono sea miscible tanto con el aceite del yacimiento como con el nitrógeno, lo cual está gobernado por la presión de miscibilidad.

c.- Desplazamiento por gas enriquecido.

Consiste en la inyección de un bache de gas natural enriquecido con hidrocarburos intermedios, el cual usualmente varía de 10 a 20% del VP, seguido por la inyección de nitrógeno o bien de nitrógeno y agua.

Este proceso forma un frente miscible, mediante la condensación de los componentes intermedios.

#### VII.2.2.2 Inyección gas de combustión.

Este gas, al igual que el nitrógeno, puede ser utilizado como gas de inyección, o como medio desplazante de baches de gas hidrocarburo a alta presión o para empujar baches de propano en procesos miscibles. En el campo, sin embargo, se ha utilizado más en proyectos de mantenimiento de presión. El proceso propuesto<sup>(29)</sup> para utilizar el gas de combustión para recuperar aceite pesados, consiste de una operación alterna de inyección-producción.

FIG. VII-11 VISCOSIDAD DEL N<sub>2</sub> Y METANO A TEMPERATURAS Y PRESIONES DIFERENTES

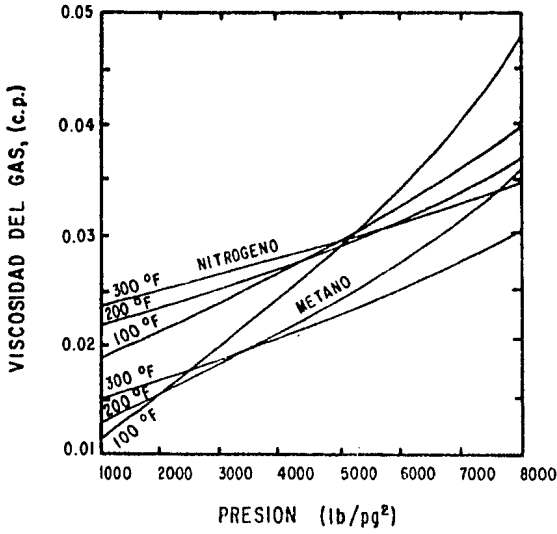
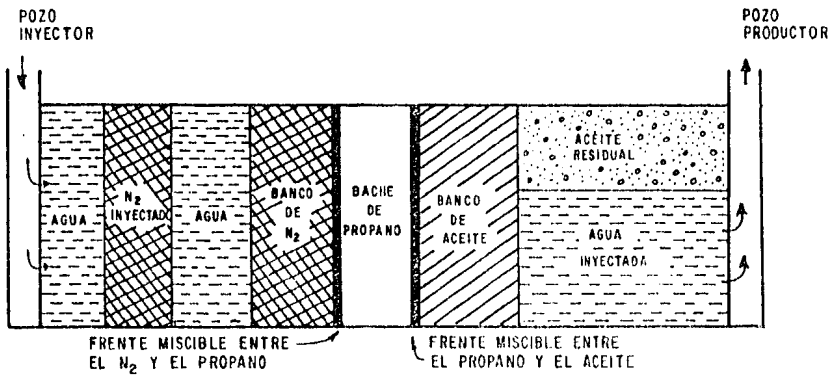


FIG. VII-12 PROCESO DE DESPLAZAMIENTO POR BACHE MISCIBLE



Primeramente, el  $\text{CO}_2$  que está contenido en el gas de combustión, se disuelve en el aceite y el nitrógeno se mueve logrando mayor penetración e incrementando la presión del yacimiento, entonces el pozo inyector se puede convertir en productor y el aceite de las vecindades del pozo, que es menos viscoso, se produce. Durante esta etapa el aceite producido es reemplazado por aceite virgen, el cual se mueve hacia la vecindades del pozo donde existe menor presión.

Cuando se alcanza un nivel bajo en la producción, se invierte de nuevo el proceso y el pozo productor se convierte en inyector para reiniciar el ciclo.

### VII.2.3 Mecanismos de desplazamiento.

La inyección tanto de  $\text{N}_2$  como de gases de combustión son métodos de recuperación de relativo bajo costo, las cuales pueden ser tanto miscibles como inmiscibles, dependiendo de la presión y de la composición del aceite. Debido a sus bajos costos, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados.

La recuperación de aceite se debe principalmente a las siguientes causas:

- \* El enriquecimiento de  $\text{N}_2$  inyectado, debido a la vaporización de los hidrocarburos intermedios del aceite dentro del nitrógeno, generando miscibilidad si la presión es suficientemente alta.
- \* Una reducción en la diferencia de viscosidades entre el nitrógeno inyectado y el aceite del yacimiento. Por lo que se refiere al gas de combustión, éste ha probado ser un efectivo reductor de viscosidades de aceites pesados.

\* La solución del nitrógeno en el aceite, incrementa el volumen de éste dentro del yacimiento.

#### VII.2.4 Comportamiento de fase.

El proceso mediante el cual se logra miscibilidad entre el  $N_2$  a alta presión y el aceite del yacimiento, es por medio de contactos múltiples, lo cual se ilustra en el diagrama ternario de la figura VII.13<sup>(8)</sup>. (Las esquinas del diagrama representan el 100% de  $N$ , 100% de  $C_7+$  y el 100% de hidrocarburos intermedios,  $C_1-C_6$ ). El punto medio de la línea  $C_7+$  y  $C_1-C_6$ , corresponde al aceite del yacimiento, el cual tiene una composición de 50% de  $C_1-C_6$  y 50% de componentes pesados, representado por el punto "A". Al ponerse en contacto el  $N_2$  con el aceite "A", a una presión y temperatura dadas, después de cierto tiempo, alcanzará el equilibrio formándose la mezcla  $M_1$  que cae dentro de la región de dos fases, lo que implica que está formada por una fase gaseosa  $G_1$  y una fase líquida  $L_1$ . El gas  $G_1$  se habrá enriquecido con algunos componentes ligeros y por ser más móvil que el líquido, se adelantará a éste, poniéndose en contacto con aceite original. Nuevamente el frente de desplazamiento alcanzará el equilibrio en el punto  $M_2$ , dentro de la región de dos fases.

La fase gaseosa  $G_2$ , de la mezcla  $M_2$  será más rica en contenido de hidrocarburos que  $G_1$ . Este proceso se repite hasta que el gas que se mueve adelante, resulte miscible con el aceite. Cuanto mayor contenido de hidrocarburos ligeros posea el aceite del yacimiento, menor número de contactos serán necesarios para alcanzar la miscibilidad y la presión requerida también será menor.

Pruebas de laboratorio han mostrado que el volumen requerido para el desarrollo de una fase miscible es de cerca del 8% del volumen poroso.

Para determinar los niveles de presión a los cuales se desarrollan las condiciones de miscibilidad y conocer los mecanismos que operan durante un desplazamiento de los fluidos del yacimiento por inyección de nitrógeno, diferentes investigadores han efectuado pruebas de laboratorio utilizando tubos delgados empacados de diferentes longitudes, como medio poroso. También se han realizado estudios utilizando celdas con ventana para alta presión, para conocer el comportamiento de fase del fluido del yacimiento al ponerse en contacto con nitrógeno.

De estos estudios se han obtenido los diagramas presión-composición que se originan al mezclar el aceite del yacimiento con diferentes cantidades de nitrógeno.

De las diferentes pruebas de laboratorio que se han realizado, se pueden dar las siguientes conclusiones:

- a.- A mayor contenido de componentes ligeros e intermedios en el aceite del yacimiento, el proceso de desplazamiento inyectando nitrógeno, resultará más eficiente. En los casos extremos en donde el aceite del yacimiento no tiene en abundancia componentes ligeros, aún a presiones altas, no se desarrollarán condiciones de miscibilidad.
- b.- Los niveles de presión, en los cuales se alcanzaron condiciones de miscibilidad, tanto con  $N_2$  como con gas natural son del mismo orden.
- c.- Diluyendo el nitrógeno con cantidades pequeñas de gas natural, las presiones de inyección pueden disminuirse, al igual que cuando se utiliza gas de combustión.
- d.- A mayor contenido de  $CO_2$  en el gas de combustión, los requerimientos -

de componentes intermedios van disminuyendo.

e.- Las mezclas de fluido del yacimiento con  $N_2$  exhiben mayores presiones de rocío que las observadas para gas natural o  $CO_2$ . Así también, la formación de condensado retrógrado es mayor en mezclas de nitrógeno.

#### VII.2.5 Presión de miscibilidad.

Resultados de muchos estudios de laboratorio, indican que el  $N_2$  no es un agente adecuado para desplazamientos miscibles debido a las presiones tan elevadas necesarias para obtener la miscibilidad. Por ejemplo la presión de burbuja del yacimiento del campo Painter en Wyoming fue de 4000 lb/pg<sup>2</sup>. La adición de 10% de  $N_2$  incrementó esta presión a 5100 lb/pg<sup>2</sup>, 20% a más de 9000 lb/pg<sup>2</sup> y 30% a más de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. Estos experimentos solo miden la miscibilidad al primer contacto.

Otros experimentos fueron realizados en ese mismo yacimiento para determinar la presión de miscibilidad por contactos múltiples, en los cuales se logró la miscibilidad después de varios contactos y en la cual se recuperó 90% del aceite, después de haber inyectado 90% de VP de nitrógeno.

Los resultados de estos experimentos se pueden generalizar y se puede decir que la composición del gas inyectado no tiene gran influencia en el establecimiento de la presión de miscibilidad.

#### VII.2.6 Abastecimiento de $N_2$

Existen varios procesos que han sido utilizados por la industria petrolera para generar gas inerte. Estos métodos son:

1.- Producción de Gas de Combustión ( $N_2+CO_2$ )

a. A partir de motores de combustión interna.

b. A partir de quemadores.

## 2.- Producción de nitrógeno por reducción criogénica de aire.

Usando cualquier método, el nitrógeno se puede generar en casi todas las localizaciones. La tecnología de estos procesos ha sido muy desarrollada, pues se ha practicado en la industria en general por algunos años, utilizando equipos ya probados.

- \* La producción de gas inerte a partir de la combustión en quemadores y motores de combustión interna, ha sido aceptada y utilizada como procedimiento adecuado. La generación de gas inerte por medio de estos métodos, presenta fuertes problemas de corrosión, provocadas por la formación de ácido nítrico y carbónico generados a partir de óxidos de nitrógeno y bióxido de carbono con agua, respectivamente.
- \* La separación criogénica del aire en sus componentes ha resultado ser el método más flexible y económico, además de producir un gas de alta pureza, consistentes en 99% de nitrógeno más otros gases inertes.

### VII.2.7 Equipo necesario para la generación del $N_2$ y sus costos.

#### VII.2.7.1 Quemadores de gas.

La figura VII-14<sup>(29)</sup> representa el proceso de generación de gas de combustión usando un quemador. El combustible (gas natural y aire) se quema en la cámara de combustión, la energía que se produce, mueve una turbina de vapor que utiliza el sistema de compresión para elevar la presión del gas que se produjo en el quemador, después de haberle sido disminuidos o elimi



FIG. VII-13 MEZCLA DEL  $N_2$  CON EL ACEITE PARA FORMAR UNA FASE MISCIBLE

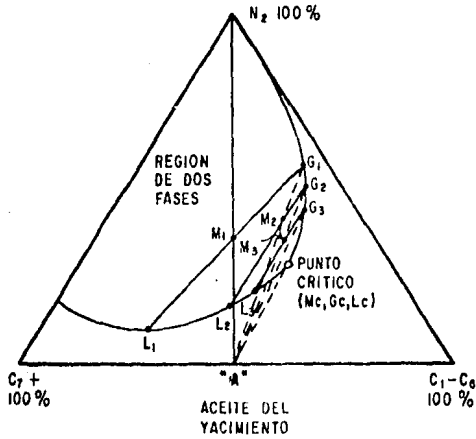
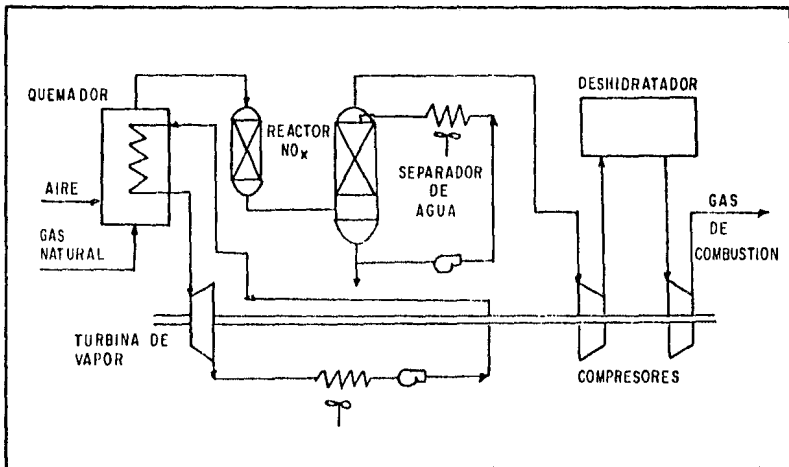


FIG. VII-14 PROCESO DE GENERACION DE GAS DE COMBUSTION CON QUEMADORES DE GAS



nados los contaminantes corrosivos y el agua.

La figura VII.15<sup>(29)</sup> muestra el mismo proceso pero ahora utilizando motores de combustión interna que mueven el sistema de compresión. De manera semejante, el gas de combustión producido se comprime después de pasar por las unidades de purificación y deshidratación.

#### VII.2.7.2 Producción de nitrógeno por reducción criogénica de aire.

El proceso consiste en comprimir aire a una presión de 146.95 lb/pg<sup>2</sup> y luego por enfriamiento progresivo, llevarlo a temperaturas de hasta -300<sup>o</sup>F. A esta temperatura el aire se licúa y permite su fraccionamiento y purificación.

Antes del proceso de destilación deben separarse del aire algunos contaminantes como el vapor de agua, CO<sub>2</sub> y trazas de hidrocarburos. Esto se lleva a cabo usando dos sistema de separación. Uno consiste en un intercambiador de calor donde se extrae el agua, CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos presentes. En el otro se adsorbe el resto de los contaminantes a través de una malla molecular.

El nitrógeno puro se toma de la parte superior de la columna de destilación, pasándolo previamente por un intercambiador de calor, que lo lleva a una temperatura cercana a la atmosférica, de donde se comprime hasta la presión deseada.

En la figura VII.16 podemos observar el esquema de este proceso, en el cual las partes principales o unidades de operación son: compresión de aire, extracción de contaminantes, intercambiador de calor, destilación criogénica y compresión de producto.

La principal desventaja al usar gas de combustión, son los problemas de co

FIG. VII-15 PROCESO DE GENERACION DE GAS DE COMBUSTION USANDO MOTORES DE COMBUSTION INTERNA

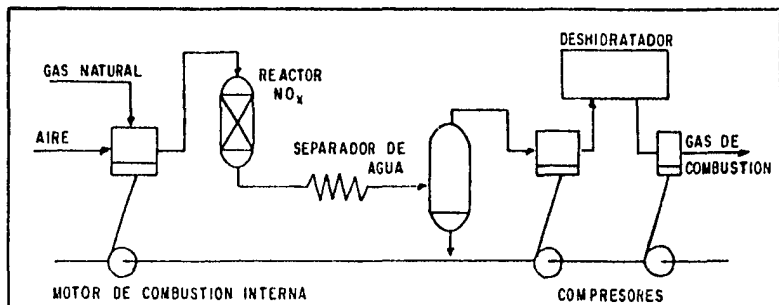
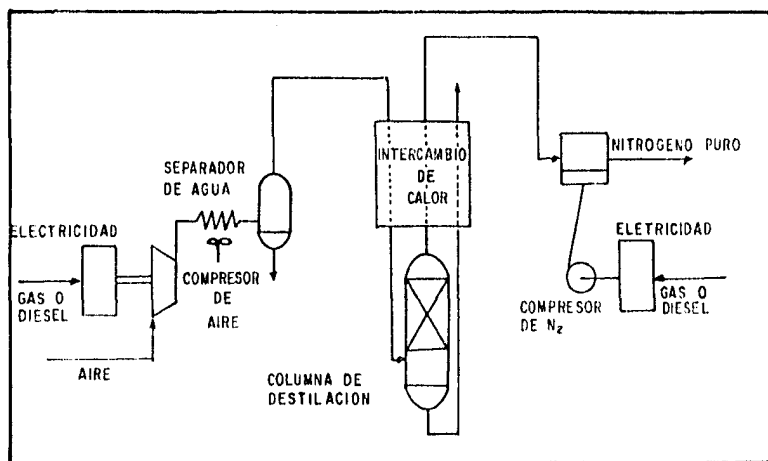


FIG. VII-16 PROCESO CRIOGENICO PARA LA PRODUCCION DE NITROGENO



rrosión, ya que el vapor de agua, el  $\text{CO}_2$  y los óxidos de nitrógeno presentes en el gas, forman ácido carbónico y nítrico. Esto obliga a incluir en el sistema de generación unidades de tratamiento para disminuir o eliminar estos componentes corrosivos.

Parámetros económicos.

El costo del gas inerte a partir de cualquiera de los procesos para su generación dependen principalmente de:

- a) Costo de la energía.
- b) Tamaño de la planta
- c) Duración del proyecto
- d) Presión de inyección
- e) Localización de la planta

Frecuentemente los costos derivados del consumo de energía para generar el gas inerte, resultan mayores que los correspondientes a los costos fijos, dependiendo del tipo de la fuente disponible y costos en el lugar de la -- aplicación.

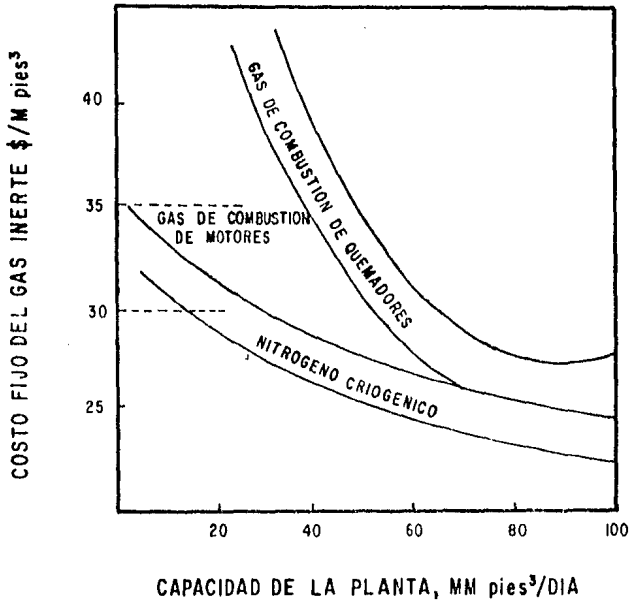
La figura VII.17<sup>(29)</sup> representa los costos para los diferentes procesos -- contra la capacidad de la planta.

De acuerdo a esta gráfica, el proceso criogénico representa la alternativa más competitiva.

#### VII.2.8 Condiciones del yacimiento favorables al proceso.

Como se mencionó anteriormente la inyección de gas inerte, sólo es aplicable en un rango estrecho de composición de fluidos, presión, volumen y tem-

FIG. VII - 17 GRAFICA DE COSTOS PARA PLANTAS DE N<sub>2</sub> Y GASES DE COMBUSTION



peratura. Por lo tanto el número de yacimientos candidatos es limitado. Algunos parámetros guías para una aplicación son los siguientes:

- \* Es conveniente que la gravedad específica sea mayor de 24<sup>0</sup>API para el gas de combustión y mayor de 35<sup>0</sup>API para N<sub>2</sub>.
- \* La viscosidad del aceite se recomienda que sea menor de 10 cp.
- \* La composición del yacimiento es un parámetro crítico, por lo cual es favorable tener un alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C<sub>1</sub>-C<sub>7</sub>).
- \* La profundidad del yacimiento debe ser suficientemente grande para asegurar que se alcance la presión de miscibilidad sin llegar a fracturar la formación, mayor a 4500 pies es recomendable.
- \* La temperatura del yacimiento no es un parámetro crítico en la selección.
- \* La permeabilidad puede tener un amplio rango de selección.
- \* Un yacimiento con una cierta inclinación es deseado para permitir que la gravedad establezca el avance del frente de desplazamiento, el cual tiende a tener una relación de movilidades desfavorable.

## VII.2.9 Ventajas y desventajas del proceso.

### VII.2.9.1 Ventajas

1. Una de las principales ventajas del gas inerte sobre el gas natural es que la combustión incrementa el volumen de gas inerte en un factor de 5-10. Es muy frecuente que estos grandes volúmenes de gas natural, no sean disponibles independientemente del costo.
2. El gas inerte es un agente desplazante casi tan eficiente como lo es

el gas natural pobre a alta presión. Si el desplazamiento se conduce a una presión suficientemente alta, todo el aceite se recuperará por desplazamiento miscible. Esto ocurre aún cuando el gas inyectado no sea miscible con el aceite al primer contacto.

3. Si un casquete de gas está presente, la inyección de gas evitará el entrampamiento de aceite dentro del casquete. El gas residual que permanecerá en los poros de la roca, será gas inerte en vez de gas natural.
4. La inyección de gas dará mayores recuperaciones comparadas con el mecanismo de empuje de agua principalmente en muchos yacimientos con bajas permeabilidades.
5. La confiabilidad del abastecimiento de gas natural, puede ser inesta--ble ya que el suministro futuro y el precio de este pueden ser además controlados por agencias gubernamentales. Tales reglas pueden restringir o prohibir la inyección de gas natural.

#### VII.2.9.2 Desventajas del proceso.

1. La corrosión es quizá la más importante desventaja cuando se usan motores de combustión interna o quemadores en la generación del gas. Ya - que el vapor de agua,  $CO_2$  y óxidos del nitrógeno están presentes en el gas, tanto los ácidos nítricos como carbónico se formarán a medida que el gas se enfría y el vapor de agua se condensa. Si estos ácidos no - son tratados, los cuales son relativamente inofensivos a presiones at--mosféricas, si llegan a incrementar su concentración conforme el gas - se mueve a través de varias etapas de compresión, llegará el momento en que el ritmo de corrosión sea inaceptable.

2. Una gran inversión inicial y final es requerida para los proyectos de gas inerte, principalmente por lo que respecta a los costos de energía.
3. Las presiones necesarias que se requieren para lograr la miscibilidad son demasiado elevadas.
4. El surgimiento de  $N_2$  inyectado en los pozos productores es un problema serio y costoso. El gas inerte disminuye el contenido de calor del gas producido, lo cual trae problemas, pues este gas es vendido o usado como combustible en el campo.

#### VII.2.10 Aplicaciones de campo.

##### Campo Bloque 31, Texas (USA)<sup>(8)</sup>

Este proyecto ha sido el primer desplazamiento tipo miscible por medio de inyección de gas a alta presión a escala de campo.

Este campo fue descubierto en 1945. En 1949 se inició la reinyección del gas producido para detener la declinación de presión y en 1952 se comenzó a inyectar gas natural con el fin de lograr un desplazamiento miscible, el gas de combustión empezó a operar en 1966.

Las características tanto del yacimiento como del fluido son:

Porosidad	15%
Permeabilidad (md)	1
Espesor de la formación (pie)	1000
Temperatura ( $^{\circ}$ F)	140
Presión de saturación (lb/pg <sup>2</sup> )	2764
Gravedad específica ( $^{\circ}$ API)	48



Estudios económicos, mostraron la conveniencia de disponer de una planta - para generar gas de combustión en la cantidad necesaria para balancear el - vaciamiento del yacimiento.

Como en todas las operaciones en las que se usa gas natural existe un fuerte problema de corrosión ya que el vapor de agua,  $\text{CO}_2$  y los óxidos de nitrógeno están presentes en el gas de combustión, lo que viene a ser una de las principales desventajas del proceso. Esta circunstancia obliga a incluir en el sistema de generación, unidades de tratamiento para disminuir estos componentes corrosivos.

El campo bloque 31, es considerado un ejemplo clásico de desplazamiento -- miscible.

#### Yacimiento Painter, Wyoming (USA)

Fue descubierto en junio de 1977 y en 1981 se inició el proyecto de inyección de  $\text{N}_2$ , que consistió en la inyección de éste en el casquete de gas a una presión de 4800 lb/pg<sup>2</sup>, con la cual se espera desarrollar miscibilidad y tener un frente de avance bastante estable, como resultado de los efectos gravitacionales. Al mismo tiempo se reinyectará el agua producida en el acrífero para evitar la migración del aceite a la zona de agua.

Se estimó que solamente  $45 \times 10^6$  bl de aceite se obtendrían por agotamiento primario, lo que significa el 27% del volumen original, mientras que -- con un desplazamiento miscible con  $\text{N}_2$  se espera obtener  $113 \times 10^6$  bl de -- aceite, lo que viene a ser un aumento en un 40% de la recuperación prima-- ria. Para desplazamiento con agua y recirculación de gas en el casquete, se calculó una recuperación final de 53% del aceite original. El desplaza

miento miscible con inyección de nitrógeno en el casquete de gas, sin inyección de agua daría una recuperación final calculada de 59%.

La tabla VII.1 muestra los diferentes procesos de recuperación para este yacimiento.

	Recuperación Final (1 x 10 <sup>6</sup> bl)	Factor de recupera- ción (% del aceite inicial)
Agotamiento Primario	45	27
Inyección de agua con inyección de gas al casquete	88	53
Inyección miscible con N <sub>2</sub> sin inyección de agua	97	59
Inyección miscible con N <sub>2</sub> con inyección de agua	113	67

Para noviembre de 1981 se estaban inyectando 15 millones de pie<sup>3</sup>/día de nitrógeno y 45 millones pie<sup>3</sup>/día de gas natural para represar el yacimiento. De acuerdo a lo planeado, el volumen de nitrógeno a inyectar es de 44 millones de pie<sup>3</sup>/días. Los costos predichos para este proyecto llegan a novecientos nueve millones de dólares<sup>(29)</sup>.

## CAPITULO VIII

## VIII INYECCION DE POLIMEROS

La inyección de polímeros puede dar incrementos significativos en el porcentaje de recuperación cuando se compara con los proyectos de inyección convencional de agua. Los mecanismos por los cuales se logra este mejoramiento en la recuperación de aceite son complejos y actualmente no están del todo entendidos; sin embargo las diferentes pruebas de laboratorio nos han proporcionado la información necesaria para saber el comportamiento de este proceso, así como las propiedades de los polímeros para saber las posibles reacciones que pueda tener con los fluidos del yacimiento.

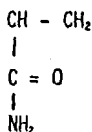
### VIII.1 Tipos de polímeros usados y sus propiedades.

Existen innumerables materiales químicos que pueden ser disueltos en agua con el fin de lograr una disminución en la movilidad de ésta en el yacimiento. No obstante casi todas ellas deben ser usadas en concentraciones relativamente altas, que se traduce en un costo elevado. Los glicoles, glicerinas y azúcar son ejemplos de estos materiales. Cuando el factor económico no es de primordial importancia la selección de los polímeros será la más conveniente.

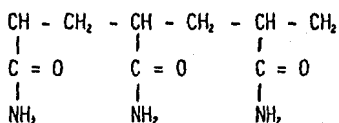
Dos tipos de polímeros han sido estudiados en el laboratorio y probados en el campo. Estos tipos de polímeros son los polímeros sintéticos clasificados como poliacrilamidas y el otro producido biológicamente a partir de gomas xantán conocido como polisacáridos.

#### VIII.1.1 Poliacrilamidas.

Las moléculas de poliacrilamidas se caracterizan por una gran cadena de monómeros, en este caso llamadas acrilamidas, la cual está representada por la siguiente fórmula:



Cuando esta acrilamida es combinada químicamente, forma una cadena de polímeros con la siguiente estructura

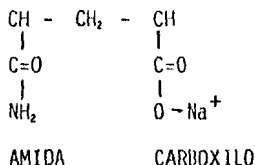


La formación de estas cadenas de polímeros, tendrá un amplio rango en cuanto a longitud debido a la complejidad de los mecanismos de reacción.

El peso molecular promedio de las poliacrilamidas comerciales tiene un rango de 1-10 millones.

Las moléculas de las poliacrilamidas son muy flexibles, siendo muy largas con diámetros relativamente pequeños, lo que hace que sean susceptibles al rompimiento mecánico o degradación por esfuerzo cortante. Por otro lado - son relativamente inmunes al ataque bacterial.

El polímero es generalmente modificado químicamente por reemplazamiento de algunos grupos de amidas con un grupo carboxilo como se muestra enseguida



A este proceso se le conoce como hidrólisis, el cual se lleva a cabo al -- tratar la solución polimérica con una base fuerte, por ejemplo hidroxido - de sodio (NaOH). El porcentaje de grupos amidas que son cambiados a gru-- pos carboxilos se denota en porciento de hidrólisis. Valores típico van - de 0% a 30%.

Tanto las amidas hidrolizadas como no hidrolizadas son altamente polares - debido a los grupos amida y carboxil, lo cual proporciona una mayor afinidad de los polímeros con el agua pero no con el aceite.

#### VIII.1.2 Polisacáridos.

Los polisacáridos o biopolímeros son típicamente usados en procesos de re- cuperación mejorada.

La estructura química que presenta es mas completa. Este polímero tiene - un peso molecular de aproximadamente cinco millones. La estructura molecu- lar de las gomas xantan da un grado de rigidez a la cadena de polímeros, - lo cual le proporciona una excelente resistencia al rompimiento mecánico, sin embargo, éstos son altamente susceptibles a la acción bacterial. De - hecho los microbios son los responsables de la destrucción de las molécu-- las de los polímeros.

Los biopolímeros tienen que ser disueltos para usarse como un agente de -- control de movilidades, debe entonces, tomarse extremo cuidado para preser- var a los polímeros al ataque bacterial. El uso adecuado de biocidas y -- eliminadores de oxígeno son esenciales. La mayoría de las bacterias aeró- bicas que atacan a las gomas xantan son del tipo pseudomonad. Estos micro- bios son difíciles de eliminar debido a que estos producen células, las cua-

les tienen un diámetro típico de 1 micron y longitud de cuatro micrones o mayores. Estas células son significativamente mayores que los polímeros y pueden agravar el taponamiento del yacimiento en el pozo inyector.

## VIII.2 Descripción del proceso.

La inyección de polímeros es un proceso de recuperación mejorada de aceite, en el cual moléculas de alto peso molecular, llamadas polímeros, que son solubles en agua, se adicionan a ésta para mejorar la relación de movilidades, debido al aumento en la viscosidad del agua y por la reducción de la permeabilidad de la roca en las zonas invadidas durante el proceso. El aumento en la eficiencia del barrido resulta a partir del mejoramiento en la relación de movilidades.

Los polímeros son agregados a bajas concentraciones que van de 250 ppm. a 1500 ppm. Este método tiene mayor posibilidad de ser aplicado en yacimientos moderadamente heterogéneos y con una adversa relación de movilidades. Por lo que respecta a estos parámetros podemos decir lo siguiente:

### VIII.2.1 Heterogeneidad del yacimiento.

Los yacimientos casi nunca son homogéneos con propiedades constantes, sino que generalmente son numerosos estratos con un amplio rango de propiedades. Cuando el agua o cualquier otro fluido son inyectados bajo presión, estos tratan de buscar el camino que ofrece menos resistencia al punto de mas baja presión. Debido a la presencia de zonas de alta permeabilidad y de fracturas, en yacimientos heterogéneos, las cuales ofrecen menos resistencia, hacen que el fluido inyectado tome este camino. El aceite el cual es

desplazado a partir de las zonas de alta permeabilidad y producido, es - -  
reemplazado con el fluido inyectado, disminuyendo la saturación residual -  
al aceite. Conforme la saturación de aceite disminuye la permeabilidad -  
al agua se incrementa.

Las variaciones de permeabilidad en el plano vertical, causan que el fluid  
do inyectado avance en un frente irregular. Similarmente las variaciones  
en el plano horizontal, causan que el fluido inyectado avance a un gasto -  
irregular.

Por otro lado la eficiencia de barrido volumétrica, es una medida de las -  
heterogeneidades del yacimiento y se expresa por el volumen de poro del yay  
cimiento que está en contacto con el fluido inyectado entre el volumen de  
poro total. Al mismo tiempo es el producto de la eficiencia vertical, la -  
cual está en función solamente de las características del yacimiento, por  
la eficiencia areal que es función de las características del yacimiento -  
y de la localización de los pozos.

Los polímeros pueden reducir el efecto perjudicial de las variaciones en -  
la permeabilidad y de las fracturas, y por lo tanto mejorar tanto la efi--  
ciencia areal como la vertical.

#### VIII.2.2 Relación de movilidades.

Aún teniendo yacimientos relativamente homogéneos, la eficiencia de barri-  
do puede ser baja debido a una relación desfavorable de movilidades. La -  
movilidad de un fluido en un yacimiento está definida como la permeabili--  
dad a un fluido entre la viscosidad del mismo. Por ejemplo, la relación -  
de movilidades del agua al aceite, es la movilidad del agua en el yaci--  
miento entre la movilidad del aceite en el yacimiento, y se puede expresar  
como:

$$M = (K_w/\mu_w) / (K_o/\mu_o) =$$



$M$  = relación de movilidades del agua al aceite.

$K_w$  = permeabilidad relativa al agua

$\mu_w$  = viscosidad al agua

$K_o$  = permeabilidad relativa al aceite

$\mu_o$  = viscosidad del aceite

$\lambda_w$  = movilidad del agua

$\lambda_o$  = movilidad del aceite

Estas permeabilidades no son constantes, sino que dependen de las saturaciones relativas de los fluidos en el yacimiento y van cambiando conforme el aceite es desplazado en el yacimiento. Conforme la permeabilidad al agua se incrementa la saturación de aceite disminuye, y la relación de movilidades se incrementará conforme el aceite sea producido.

Si la relación de movilidades es uno o menor, el desplazamiento de aceite por agua será eficiente. Si por el contrario esta relación es mayor a uno, el agua será más móvil que el aceite y la eficiencia de desplazamiento será pobre.

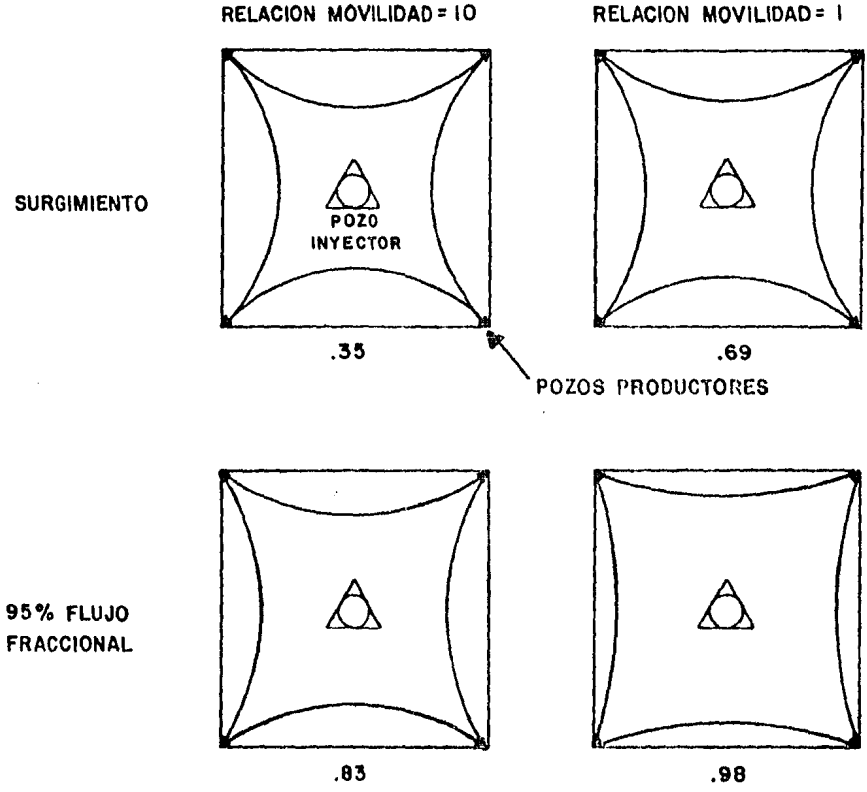
Los polímeros pueden mejorar la relación de movilidades y además incrementar la eficiencia de desplazamiento.

La Tabla VIII.1<sup>(15)</sup> compara la eficiencia de barrido areal para varias relaciones de movilidades. Al mismo tiempo en la figura VIII.1<sup>(15)</sup> se ilustran estas comparaciones.

TABLA VIII.1

Relación de movilidades	Eficiencia areal al surgimiento agua	Eficiencia areal al 95% de flujo fraccional
10	0.35	0.83
2	0.58	0.97

**FIG. VIII-1 EFECTO DEL MEJORAMIENTO EN LA RELACION DE MOVILIDADES SOBRE LA EFICIENCIA DE BARRIDO**



1	0.69	0.98
0.5	0.79	0.995
0.25	0.90	0.998

### VIII.3 Comportamiento de los polímeros.

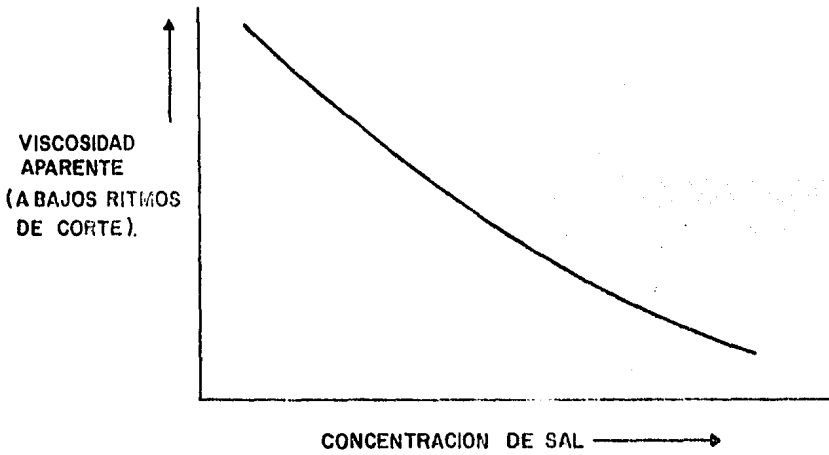
Ambos tipos de soluciones poliméricas presentan un comportamiento no-Newtoniano, el cual será explicado en el apéndice A. Por otro lado existen diferentes factores que influyen en el comportamiento de los polímeros, entre los cuales se mencionan los siguientes.

#### VIII.3.1 Salinidad del agua.

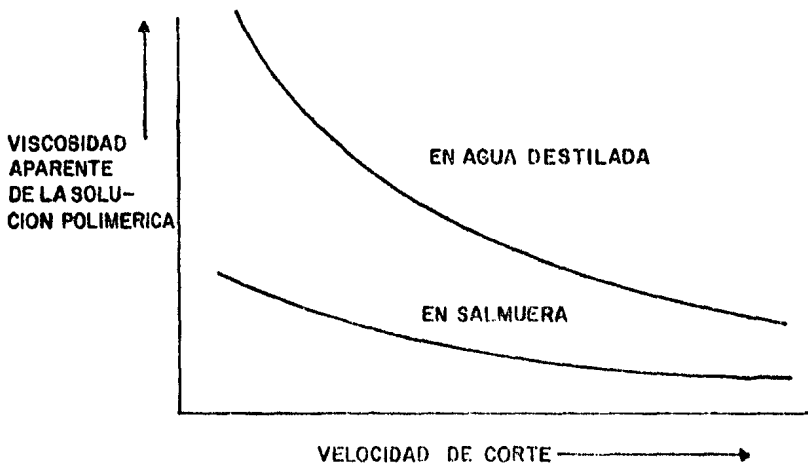
Las características de adsorción, movilidad, reducción de permeabilidad de las soluciones poliméricas, están afectadas grandemente por la salinidad del agua. La adición de sal a las soluciones poliméricas resulta en una alteración de los cambios moleculares, además conforme la concentración de sal se va incrementado, las moléculas de polímeros se contraen, reduciendo la viscosidad de la solución, como se puede observar en la figura VIII.2<sup>(8)</sup>

En la figura VIII.3<sup>(32)</sup> se muestra una drástica reducción en la viscosidad que ocurre cuando 3% de cloruro de sodio es agregado. La reducción en la viscosidad de las poliacrilamidas es mas de 90% a bajas velocidades de corte, mientras que las polisacáridos no son afectados. La reducción en la permeabilidad no se muestra tan sensitiva como la permeabilidad a la concentración de sal.

**FIG. VIII. 2 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA CONCENTRACION DE SAL**



**FIG. VIII. 3 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA VELOCIDAD DE CORTE**



### VIII.3.2 Adsorción de polímeros

La cantidad de polímeros que se adsorben dependen de la naturaleza de los polímeros y de la superficie de la roca. Generalmente tres fenómenos se han observado respecto a la adsorción de los polímeros: 1) Pruebas de laboratorio frecuentemente indican una mayor adsorción que las de campo; 2) La adsorción es significativamente menor en núcleos consolidados que en arenas empacadas; 3) La adsorción se incrementa con incrementos en la salinidad del agua.

### VIII.3.3 Degradación

Para que las soluciones de polímeros sean efectivas, deben permanecer estables por un largo período de tiempo a condiciones de yacimiento.

Los polímeros son sensibles a la degradación mecánica, química, termal y microbial, sin embargo ésta puede ser prevenida o minimizada usando tanto equipo como técnicas especiales.

Varios mecanismos de degradación a que están expuestos los polímeros están dados en la Tabla VIII.2<sup>(18)</sup>

TABLA VIII.2

Tipo de degradación	Susceptibilidad		Causa	Observaciones
	Poliacrilamidas	Polisacáridos		
Química	alta	moderada	Presencia de cationes $\text{Na}^+$ $\text{Ca}^{++}$ , $\text{Mg}^{++}$	iones divalentes son más perjudiciales.
Química	alta	alta	transición de los iones metálicos	se ve agravado por las altas temperaturas y altos PH
Química	alta	alta	oxígeno y agentes oxidantes	se agrava por altas temperaturas.

Química	alta	alta	hidrólisis por químicos ácidos o básicos	se agrava a altas temperaturas
Termal	alta (>250°F)	alta (>160°F)	altas temperaturas	se agravan bajo condiciones aeróbicas o altos PH
Microbial	moderada	alta	bacterias, hongos, yeasts	se agravan a temperaturas templadas y/o bajo condiciones aeróbicas.
Esfuerzo de corte	alta	baja	intenso esfuerzo de corte y alto flujo tal como ocurre con el flujo a través de válvulas, orificios y formaciones de baja K	se agrava con cationes di y trivalentes.

#### VIII.3.4 Volumen poroso inaccesible.

Dawson y Lantz<sup>(18)</sup> mostraron que todo el espacio poroso no es accesible a las moléculas de los polímeros, lo cual permite que las soluciones poliméricas avancen y desplacen aceite a un ritmo mayor que el predicho sobre la base de la porosidad total. Ellos han observado que un 30% del volumen poroso no es accesible a las soluciones con polímeros.

El volumen poroso que no es invadido puede tener efectos benéficos sobre el comportamiento en el campo. La superficie de la roca en contacto con las soluciones poliméricas será menor que con el volumen poroso total, además disminuye la cantidad de polímero absorbido.

#### VIII.4 Mecanismos de desplazamiento.

La importancia de reducir la relación agua-aceite ha sido reconocida por varios años. Dicha reducción ha sido la meta de varios procesos de recuperación, incluyéndose la inyección de miscibles, gas, calor, etc. La mayoría de estos procesos reducen la viscosidad efectiva del aceite para lograr disminuir la relación de movilidades. El uso de polímeros logra reducir esta relación mediante el incremento en la viscosidad efectiva del agua.

Aunque el incremento en la viscosidad es el mecanismo mas obvio para lograr disminuir la relación de movilidades, no es la manera más importante. Varios mecanismos deberán ser discutidos.

##### VIII.4.1 Hidrólisis

Martín y Sherwood<sup>(8)</sup> han hecho estudios con poliacrilamidas y acrilamidas, en las cuales el grado de hidrólisis va de 0-35%. Ellos descubrieron que la viscosidad aparente de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada fue mucho mayor que la viscosidad aparente de una no hidrolizada. La viscosidad aparente se incrementa con el grado de hidrólisis (ver figura VIII.4<sup>18)</sup> Conforme la sal se fue agregando, la magnitud del efecto de la hidrólisis fue disminuyendo. Las moléculas divalentes como  $\text{CaCl}_2$  tienen un efecto mucho mayor que las monovalentes  $\text{NaCl}$ . A concentraciones mayores de 0.1% los polímeros hidrolizados exhiben una menor viscosidad aparente que los no hidrolizados. Este fenómeno nunca se observó con  $\text{NaCl}$  aún a concentraciones tan altas como 10%, como se puede observar en las figuras VIII.5 y VIII.6<sup>(18)</sup>.

FIG. VIII-5 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA CONCENTRACION DE Na Cl

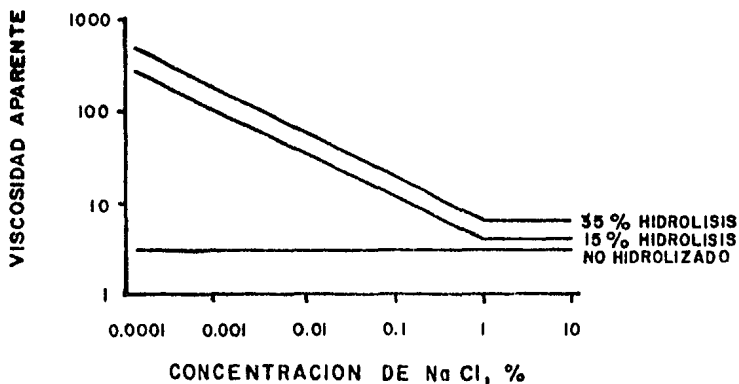
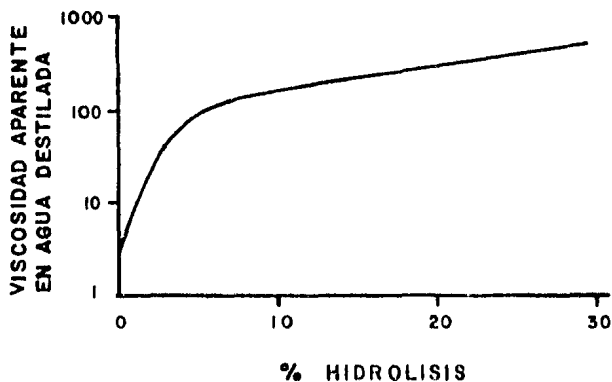


FIG. VIII-4 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA EL % DE HIDROLISIS.





Al mismo tiempo se encontró que la retención de los polímeros disminuye -- conforme el grado de hidrólisis se incrementa. A pesar de esta disminu-- ción en la retención de los polímeros hidrolizados, la movilidad de éstos, fue menor que la movilidad para los no hidrolizados.

#### VIII.4.2 Reducción de la permeabilidad.

La disminución en la movilidad del agua al adicionar polímeros, también -- es debida a un significativo decremento en la permeabilidad relativa en el medio poroso a los polímeros.

La reducción en la movilidad como resultado del aumento en la viscosidad - aparente y de la disminución en la permeabilidad relativa es bastante drás-- tico, aún a bajas concentraciones de polímeros. La medida para la reduc-- ción de la movilidad es conocida como "Factor de Resistencia". Matemática-- mente esta relación es:

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{K_w}{\mu_w} / \frac{K_p}{\mu_p}$$

donde:

$K_p$  - permeabilidad relativa a los polímeros

$\mu_p$  = viscosidad del polímero

$\lambda_p$  = movilidad de los polímeros

$R$  = factor de resistencia

A valores grandes de  $R$ , los cuales pueden ser obtenidos con bajas concen-- traciones de polímeros, lo cual proporciona una ventaja económica sobre -- otros métodos cuyo objetivo también es reducir la movilidad.

### VIII.4.3 Concentración de polímeros

Un incremento en la concentración de los polímeros incrementará la viscosidad aparente de la solución. Sin embargo, el incremento en esta viscosidad puede ser no proporcional a el incremento en la concentración a bajas velocidades de corte. A bajas concentraciones de polímeros ( $\leq 50$  ppm) no solo se reduce la viscosidad aparente, sino que también la solución se aproxima a un comportamiento newtoniano, como lo muestra la figura VIII.7<sup>(18)</sup>.

### VIII.4.4 Adsorción.

Se ha demostrado que los polímeros se adsorven sobre la superficie de muchos minerales en el yacimiento.

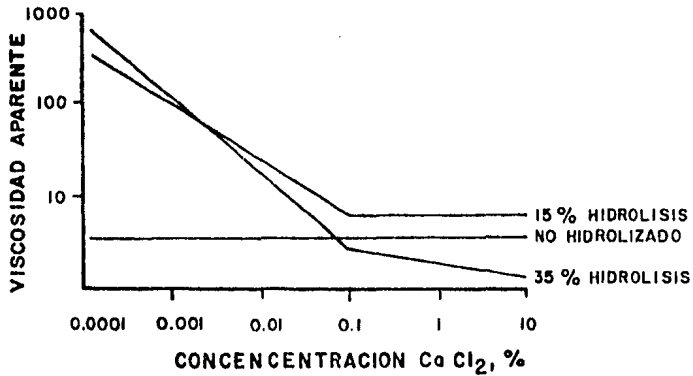
Se ha encontrado que la adsorción se incrementa con la concentración de polímeros arriba de 500 ppm, como se demuestra en la figura VIII.8<sup>(8)</sup>.

Smith y Szabo<sup>(8)</sup> indicaron que la adsorción se incrementa con aumentos en la concentración de sal (ver figura VIII.9)

Numerosos modelos han sido propuestos para predecir las características de la adsorción.

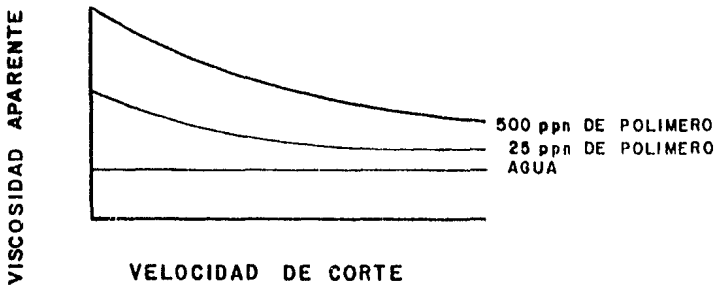
Entre otras teorías se ha demostrado que los polímeros se adhieren a la superficie de la roca con una película hidrofílica. Conforme el agua pasa sobre los polímeros la película se hincha, reduciendo la permeabilidad efectiva. En la presencia de aceite este hinchamiento no ocurre, de aquí que los polímeros reducirán su movilidad en un grado mayor en zonas con baja saturación de aceite, con lo cual se mejorará el potencial de recuperación de aceite.

**FIG. VIII-6 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA CONCENTRACION  $\text{CaCl}_2$**



T T

**FIG. VIII-7 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA VELOCIDAD DE CORTE A DIFERENTES CONCENTRACIONES DE POLIMERO**



#### VIII.4.5 Entrampamiento.

Otra causa importante que hace reducir la permeabilidad de la formación -- con las soluciones poliméricas es el entrampamiento.

El entrampamiento debe distinguirse del taponamiento, debido a que el entrampamiento de polímeros todavía tiene la suficiente libertad que permite el flujo de aceite o cualquier otro fluido no acuoso, al mismo tiempo que restringe el flujo de los fluidos acuosos, mientras que el taponamiento -- bloquea el paso del flujo de todos los fluidos.

Todos los factores mencionados anteriormente están dirigidos a disminuir la movilidad de las soluciones poliméricas en el medio poroso. Estos mecanismos son favorables al objetivo de lograr un control de movilidades con el uso de polímeros.

#### VIII.5 Requerimientos químicos y equipo necesario.

##### VIII.5.1 Requerimientos químicos.

El tamaño del bache del polímero, tipo y concentraciones usadas en el diseño de una inyección de polímeros depende de la relación de movilidades -- agua-aceite, propiedades de los fluidos del yacimiento, consumo de polímeros y otros factores económicos. En la mayoría de los casos un 125 ppm VP es adecuado. (Por ejemplo 0.5 VP del tamaño del bache se supone que contiene una concentración de 250 ppm)

Por lo que se refiere a concentraciones de polímeros, valores entre 250 y 1500 ppm se han usado en la mayoría de los casos.

## VIII.5.2 Equipo

### VIII.5.2.1 Sistema de mezclado

En la figura VIII.10<sup>(8)</sup> se muestra un sistema de mezclado de polímeros. El elemento principal de este sistema es el mezclador de polímeros secos, el cual incluye los polímeros pulverizados o granulados dentro de una corriente de agua con el fin de dar una dispersión uniforme.

Para poder mantener las cantidades necesarias de polímero seco en el embudo que alimenta al mezclador, puede ser mediante bolsas de 50 lb, las cuales se vacían en un depósito almacenador que a su vez está conectado con el embudo de alimentación si las operaciones son a pequeña escala. Si estas son a gran escala, el polímero es almacenado en tanques y transportado al embudo de alimentación neumáticamente.

Debido a que el ritmo de dilución de los polímeros es muy lento, grandes tanques de mezclado con una agitación suave son necesarios para tener una mezcla adecuada de polímeros.

Estos tanques son generalmente cubiertos con nitrógeno para excluir el oxígeno atmosférico, al mismo tiempo son necesarios eliminadores de oxígeno y biocidas.

Cuando la mezcla de polímeros está terminada, ésta es inyectada a partir del tanque de mezclado con una bomba de desplazamiento positivo, tipo pistón. Es recomendable usar un filtro para asegurar que el polímero inyectado no tendrá problemas de aglomeramiento en altas concentraciones de este.

FIG. VIII .8 ADSORCION CONTRA CONCENTRACION DE POLIMERO.

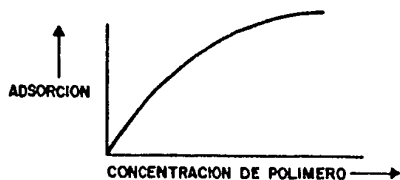


FIG. VIII .9

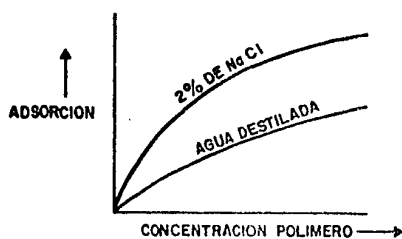
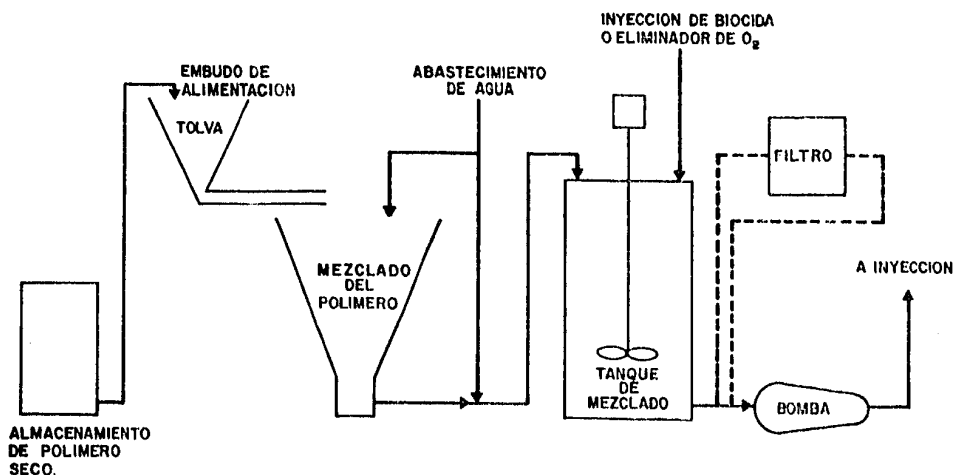


FIG. VIII .10 ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL SISTEMA DE MEZCLADO DEL POLIMERO.



### VIII.5.2.2 Sistema de inyección.

La inyección de fluidos al yacimiento mediante varios pozos, se hace por medio de un sistema de distribución. Debido a que las bombas que se usan son de velocidad variable, el ritmo del flujo puede ser controlado mediante algún dispositivo que controle el flujo en cada pozo.

La inyección de poliacrilamidas requiere de un dispositivo especial para controlar el ritmo de inyección. Estos polímeros son susceptibles a la degradación por corte, cuando pasan a través de válvulas de estrangulación. El método comúnmente usado para controlar el ritmo de inyección es la inserción de un serpentín (de tubería) de relativamente pequeño diámetro, el cual además de controlar el flujo, impide la degradación del polímero.

### VIII.6 Yacimiento favorables al proceso.

Para poder evaluar los yacimientos candidatos para una inyección de polímeros se deben considerar varios factores, tales como: temperatura del yacimiento, salinidad del agua, saturación de aceite, relación de movilidades agua-aceite, propiedades tanto de la roca como de los fluidos, etc.

#### VIII.6.1 Relación de movilidades.

Yacimientos con valores extremadamente altos ( $>50$ ) o bajas ( $<0.1$ ) de movilidades agua-aceite, deberán de ser evitados, debido a que estos yacimientos requieren especial consideración.

Las pruebas que han tenido éxito han sido llevadas a cabo en un rango de movilidades entre 0.1 y 42.

### VIII.6.2 Viscosidad del yacimiento

Se prefiere manejar un rango de viscosidades del 5 a 125 cp, aunque valores de 125 a 250 cp, pueden ser considerados, si otros parámetros son favorables.

### VIII.6.3 Temperatura del yacimiento

Las poliacrilamidas como los polisacáridos se degradan a temperaturas mayores de 250°F y 175°F, respectivamente.

Para tener un rango de seguridad, las poliacrilamidas se usan a 250°F y -- los polisacáridos a 160°F, en aplicaciones de campo.

### VIII.6.4 Saturación del aceite móvil

Ya que las inyecciones de polímeros no mejoran significativamente la eficiencia de desplazamiento, yacimientos con altas saturaciones de aceite móvil (arriba del 10%<sub>vp</sub>) son más benéficos para la inyección de polímeros. En general yacimientos con una producción agua-aceite arriba del 15 deberán ser evitados.

### VIII.6.5 Permeabilidad del yacimiento

Debido a que las soluciones poliméricas tienen movibilidades inferiores a -- las del agua, formaciones de bajas permeabilidades deberán ser evitadas, -- pues podrían surgir varios problemas, entre los cuales se tendrían: 1) La prolongación de la vida del proyecto más allá de los límites económicos, --



a causa de la reducción del ritmo de inyección, y 2) Las altas velocidades de corte en el pozo de inyección, podrían causar degradación para los polímeros crilamidas. De aquí que yacimientos con permeabilidades por abajo de - - 20md no son recomendables, aunque valores entre 10 y 20md pueden considerarse en algunos casos.

#### VIII.6.6 Tipos de yacimiento

La mayoría de las inyecciones con polímeros se han realizado en formaciones de areniscas, no obstante los yacimientos carbonatados también presentan resultados alentadores, sin embargo, debe tenerse especial cuidado con ellos por lo que respecta a sus heterogeneidades y a su alto contenido de calcio y magnesio.

#### VIII.6.7 Profundidad del yacimiento.

Los yacimientos tanto someros como profundos presentan complicaciones. La presión de inyección es una limitación para los yacimientos someros. Las presiones límites son importantes cuando se combinan con bajas permeabilidades. Yacimientos con menos 500 pies de profundidad y menos de 50md de permeabilidad requieren pruebas de inyección antes una aplicación. Formaciones muy profundas no son recomendables debido a las altas temperaturas existentes y concentraciones de sal que se asocian con estos yacimientos. Otras limitaciones.

Las condiciones del yacimiento que conducen a excesivas pérdidas de polímeros dentro del casquete de gas, acuíferos, zonas extremadamente permeables,

zonas fracturadas son perjudiciales para el proceso.

### VIII.7 Ventajas y desventajas del proceso.

#### VIII.7.1 Ventajas

Los polímeros pueden cambiar la viscosidad del agua inyectada a relativamente bajas concentraciones, tales como 250 a 1500ppm. Este cambio en la viscosidad del agua reduce su movilidad, lo cual, incrementa la recuperación de aceite.

Las poliácridamidas tienen una ventaja adicional además de incrementar la viscosidad del agua, que viene siendo, la alteración de la permeabilidad de la roca del yacimiento, con lo cual también disminuye la movilidad del agua inyectada.

Los polisacáridos pueden tolerar efectos cortantes, lo que permite un fácil manejo. También los polisacáridos se pueden mezclar en salmuera.

Los polímeros no son tóxicos, ni corrosivos. El equipo necesario para la inyección de polímeros es similar al instalado para la inyección de agua, con la diferencia de la instalación de un equipo de mezclado y filtración. El uso de polímeros reduce la relación agua-aceite, puesto que más aceite es producido y el manejo de agua disminuye, lo que significa una reducción en los costos de operación.

#### VIII.7.2 Desventajas

La principal desventaja de los polímeros es la degradación, tanto química, -bacterial o de corte.

Las poliacrilamidas son afectadas adversamente por el esfuerzo cortante, - por lo que se debe tener especial cuidado en el manejo superficial, de tal manera que se reduzca el corte en bombas, válvulas, estranguladores y - - equipo superficial, en general.

Las poliacrilamidas deben ser mezcladas en agua dulce libre de oxígeno. La principal desventaja de los polisacáridos es la formación de tampona-- mientos en el pozo y la susceptibilidad al ataque bacterial. Estos biopo-- límeros además deben ser tratados con un biosida tal como los formaldehy-- dos, para control de la degradación bacterial.

#### VIII.8 Casos de campo.

Campo Wilmington, Los Angeles, Cal. (USA).

En este campo fue desarrollado un proyecto de inyección de polímeros (po-- liacrilamidas).

La formación de que se trata es una arena no consolidada que va de 2,500 a 4,000 pies. Esta formación tiene una porosidad promedio de 37.5% y muy - alta permeabilidad. El aceite de 18<sup>0</sup>API, tiene una viscosidad 38.8cp a - temperatura de yacimiento. Antes de la inyección de polímeros, ya se ha-- bía indicado una inyección de agua. La relación de movilidades agua-acei-- te fue de 14.2.

La poliacrilamida se agregó en una concentración de 250ppm, reduciéndose así la relación de movilidades a 1.33. La adsorción de polímeros fue de - 85 lb/acre-pie.

La inyección de polímeros no logró los resultados deseados y ésta se temi - nó después de la inyección de 1.300,000 lb, a una concentración de 213 ppm.

La razón principal del resultado fue la baja concentración de polímero y un tamaño de bache insuficiente.

Campo East Coalinga, Cal. (USA)

Este campo ha estado produciendo aceite por 75 años. En los primeros años de la vida de este campo hubo una considerable pérdida de gas en solución, lo que ocasionó un incremento en la viscosidad del aceite (21<sup>0</sup>API), dando una relación desfavorable de movilidades de 15:1. El yacimiento es una -- arena no-consolidada con porosidad de 24% y rango de permeabilidad de -- 50-480 md.

El programa de recuperación se inició en 1976. Una solución de biopolímeros fue inyectada en un pozo de prueba por 2 1/2 meses que comenzó en -- abril de 1978. La relación de movilidades se redujo a 1.5 con el uso de -- una solución polimérica de 400 ppm.

Aunque no ha habido señal de un incremento en la producción de aceite o -- un decremento en la relación agua-aceite, la recuperación estimada es de -- 2.6 MMbbl aceite de los cuales 0.6 MMbbl aceite deberán ser debido a la inyección de polímeros.

## CAPITULO IX

## IX INYECCION DE TENSOACTIVOS

La inyección de tensoactivos, referida también en la literatura como inyección de surfactante, soluciones miscelares, microemulsiones, etc., es uno de los métodos de recuperación más prometedores.

La inyección de surfactante es diseñada inicialmente en forma miscible. Sin embargo es frecuente encontrar que el desplazamiento del aceite se inicie de una manera inmisible pero a muy baja tensión interfacial.

### IX.1 Propiedades de los surfactantes.

Existen ciertos compuestos químicos que tienen la propiedad de concentrarse en las interfases cuando están en solución, pudiendo ser la interfase solvente - aire, líquido - líquido (inmiscibles), o en las paredes del recipiente que los contiene, a dicho fenómeno se le denomina actividad superficial, y a los compuestos, agentes de actividad superficial, tensoactivos o surfactantes.

Un surfactante o agente de actividad superficial son sustancias jabonosas o semejantes al jabón, las cuales tienen la habilidad de cambiar las propiedades superficiales o interfaciales de sus soluciones a valores muy bajos, aún si están presentes en pequeñas cantidades.

Debido a la complejidad de la estructura de los surfactantes, es necesario hablar sobre algunos conceptos relacionados con las interacciones moleculares que se explican en el apéndice B.

### IX.2 Características de las soluciones de surfactantes

#### IX.2.1 Fenómenos de superficie.

Al introducir una molécula de surfactante en agua, siendo el grupo polar -afín al agua, origina una tendencia de la molécula de permanecer en ella; por el contrario, el grupo no-polar ocasiona una tendencia a alejarse del agua. Como resultado de estas tendencias, el tensoactivo se concentra en la interfase aire-agua. La tendencia de ciertas moléculas a concentrarse en las interfases y alterar las condiciones prevalecientes en éstas, se denomina actividad superficial.

En presencia de un líquido inmisible con el agua, por ejemplo aceite, la concentración de tensoactivos se efectúa en la interfase agua-aceite, con el grupo hidrofílico dirigido hacia el agua y el oleofílico hacia el aceite. Las moléculas de surfactante orientadas de este modo, disminuyen la tensión interfacial agua-aceite y provocan cierto grado de emulsificación y dispersión.

### IX.2.2 Miscelas.

Las moléculas de surfactante se sitúan en la superficie agua-aceite, hasta que ésta se satura (Fig. IX.1<sup>(33)</sup>). En estas condiciones, si se adiciona más tensoactivo, las moléculas penetran al cuerpo principal de la solución y la concentración en él se aproxima a la de la superficie.

Las moléculas que exhiben actividad superficial son las situadas en la interfase de la solución, de modo que dicha actividad es siempre precedida - de adsorción en la superficie. Las moléculas en el seno de la solución se dispersan hasta una concentración a partir de la cual, se inicia la agregación ordenada de las moléculas de tensoactivo formando aglomerados, a los

que se les denomina "Miscelas". A la concentración a la cual se inicia la formación de las miscelas recibe el nombre de "Concentración Miscelar Crítica" (CMC).

### IX.2.3 Adición de electrolitos a la solución.

La adsorción del surfactante en las interfases es de primordial importancia para obtener buenas propiedades de actividad superficial. Como ya se dijo, el tensoactivo se concentra en las interfases y crea una diferencia de potencial. En estos casos la acción del electrolito consiste en disminuir la diferencia de potencial. Si el electrolito es NaCl, el  $\text{Na}^+$  induce al sistema a la formación de moléculas no ionizadas de tensoactivo. La forma no-iónica del tensoactivo es menos soluble que la iónica, lo que induce al tensoactivo a formar miscelas y concentrarse en las interfases. Estos fenómenos hacen al sistema más oleosoluble y aumentan su capacidad de reducir la tensión interfacial.

La concentración del electrolito, sin embargo, no puede aumentarse indefinidamente, existe una concentración óptima.

La presencia de electrolitos en las soluciones miscelares, generalmente -- disminuye la viscosidad de éstas; de modo que variando la concentración de ellos, se puede controlar la viscosidad.

### IX.2.4 Adición de cosolventes.

Las propiedades de las soluciones miscelares se ven afectadas por la presencia de alcoholes, a los que se les llama cosolventes, los cuales pueden ser solubles en agua e insolubles.



El efecto de un cosolvente sobre el comportamiento de fase de sistemas miscelares es notable. Un alcohol soluble en agua, hace al sistema más hidrofílico, es decir, incrementa su capacidad para solubilizar agua. En el caso de tener un sistema estable (una sola fase), la adición de agua hará -- que el sistema se separe en dos fases, una oleosa y otra acuosa, pero si a continuación se agrega un cosolvente soluble en agua, la fase acuosa disminuye y así, conforme el cosolvente se sigue agregando, el sistema nuevamente volverá a una sola fase y empezará a expulsar aceite.

Un alcohol insoluble en agua tiene el efecto contrario, hace al sistema -- más oleofílico incrementando su capacidad para solubilizar aceite.

Otro efecto del cosolvente es la variación de la viscosidad del sistema, -- por lo que representa otro medio de controlar la viscosidad de los sistemas miscelares.

### IX.3 Descripción del proceso.

Si un surfactante es mezclado en agua a bajas concentraciones, este forma -- una solución. Si la concentración se incrementa arriba del valor crítico, las moléculas se juntan en agrupamientos llamados miscelas.

Si el aceite es mezclado en un sistema surfactante-agua, las miscelas pueden solubilizarlo o disolverlo en gotas microscópicas dentro del centro de las miscelas, lo que hace que estas sufran un hinchamiento. A las mezclas en donde las miscelas se hinchan por el aceite y las cuales están dispersas en agua se les conoce como soluciones miscelares con fase externa agua (S1). Las soluciones en donde el hinchamiento de las miscelas ocurre por la presencia de agua se les llama soluciones miscelares con fase externa aceite.

(S2). Cuando en una solución miscelar, no se tenga indentificada la fase externa o continua, el sistema puede ser referido como un gel o cristal líquido (G). La figura IX.2<sup>(34)</sup> muestra los tres tipos de sistemas.

Según Winsor<sup>(34)</sup>, cualquiera de estas estructuras pueden estar en equilibrio con las otras cuando ellas separadamente constituyen fases inmiscibles. Por ejemplo, si tenemos (S2 + G), lo cual significa dos fases inmiscibles en equilibrio, una compuesta de miscelas esféricas conteniendo agua dispersa en aceite y la otra compuesta de miscelas lamelares con fase externa no identificada. Existe el caso que dentro de la región de una sola fase S1 y G o S2 y G puedan coexistir.

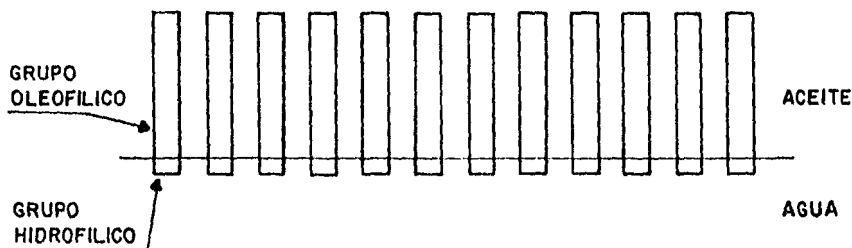
Es evidente que una gran variedad de fases pueden existir en equilibrio -- dentro de la región multifásica.

La composición de la solución miscelar o microemulsión variará ampliamente dependiendo si la fase externa sea aceite o agua, sin embargo, un rango de composiciones podría ser:

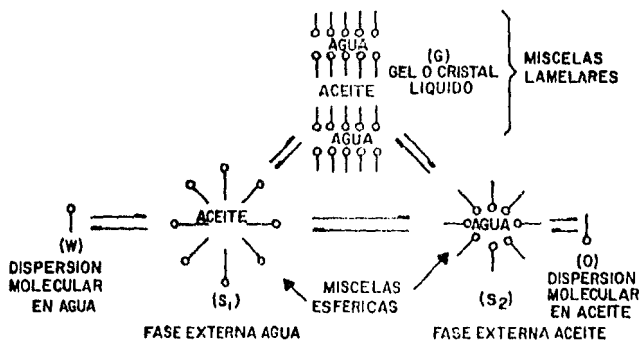
Surfactante	4% a 10%
Hidrocarburos	4% a 80%
Cosurfactantes	alrededor de 4%
Electrolito	alrededor de 1%
Agua	10% a 92%

El proceso es aplicado mediante la inyección de un volumen de solución miscelar, con el fin de formar un bache miscelar en el yacimiento. El bache se mueve a través del yacimiento desplazando todo el aceite y el agua que se encuentra adelante de éste. El bache miscelar es seguido por un banco de polímeros, adelgazado con agua para el control de movilidades y por último

**FIG. IX-1 ACOMODAMIENTO DE LAS MISCELAS EN LA INTERFASE AGUA-ACEITE**



**FIG. IX-2 DIFERENTES ESTRUCTURAS DE LAS SOLUCIONES MISCELARES**



se requeriría de un empuje de agua de la misma manera que en una inyección convencional.

En muchas ocasiones la composición del agua del yacimiento, tiene efectos adversos sobre la solución miscelar, de aquí que un bache prelavador sea necesario, el cual debe ser compatible con la solución miscelar.

La figura IX.3<sup>(15)</sup> muestra el proceso bajo condiciones terciarias en donde el aceite ya fue desplazado hasta una saturación residual inmóvil debido a la inyección de agua. Aunque el uso de este proceso nos interesa como recuperación terciaria, también se aplica como recuperación secundaria.

En la figura IX.4<sup>(15)</sup>, se puede observar este proceso aplicado como recuperación secundaria, en donde un banco de aceite será formado y producido.

La saturación de agua en el banco de aceite es inmóvil.

El tamaño del bache de la solución miscelar usualmente es diseñada de 5% a 10% del volumen de poro del yacimiento. Pruebas de laboratorio indican -- que un mínimo de 5% es requerido para lograr una recuperación efectiva.

#### IX.4 Comportamiento de fase.

Una microemulsión se caracteriza por ser una solución miscelar estable, traslúcida, compuesta de aceite y agua, la cual puede contener electrolitos y uno o más componentes anfifílicos (surfactantes, alcoholes, etc.). De acuerdo a esta definición una microemulsión no es una emulsión. Como ya se menciona anteriormente, una microemulsión puede tener diferentes fases interna y externa, aunque en muchos casos la fase externa no es identificada.

Ya que una microemulsión tiene por lo menos tres componentes: Aceite, --

FIG. IX. 3 ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL DESPLAZAMIENTO MISCELAR APLICADO A PROYECTOS DE RECUPERACION TERCIARIA.

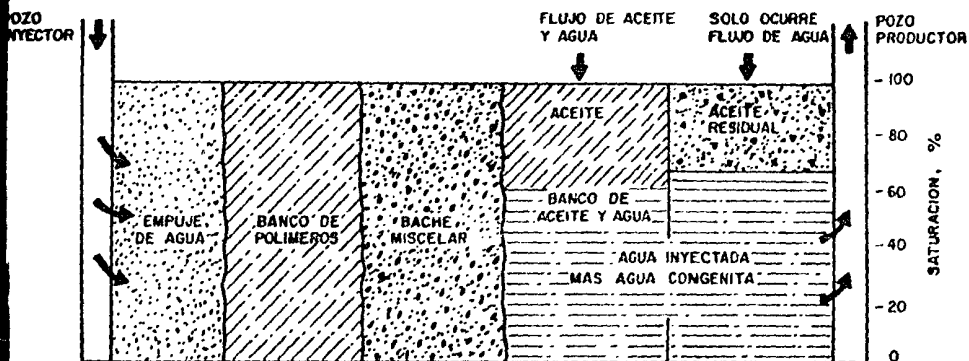
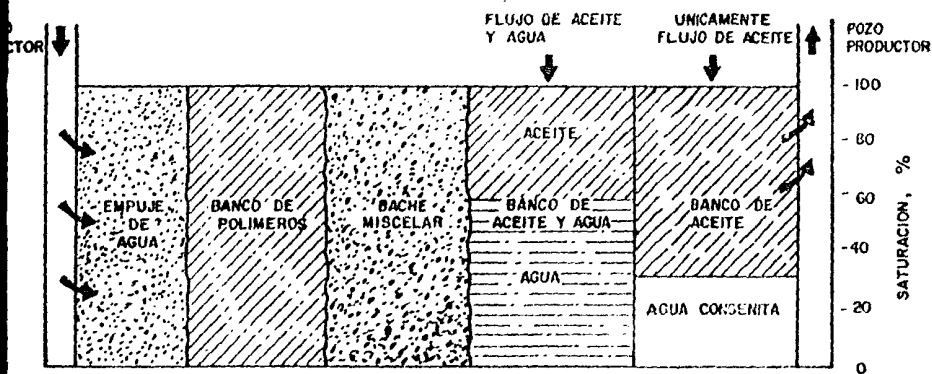


FIG. IX. 4 ESQUEMA DE UN DESPLAZAMIENTO MISCELAR APLICADO A PROYECTOS DE RECUPERACION SECUNDARIA.



agua y surfactante, es por lo tanto conveniente emplear un diagrama ternario, como se ilustra en la figura IX.5<sup>(34)</sup>, en donde el aceite, el agua y el surfactante se tratan como componentes puros. Como se puede observar - la región multifásica se encuentra limitada por la curva binodal continua. Cualquier punto localizado arriba de ésta, se encontrará en una sola fase. Los sistemas de interés para procesos de recuperación mejorada no son tan simples ya que siempre incluyen más de tres componentes puros, y tres o -- más fases en equilibrio en ciertos lados de la región multifásica. Ade-- más estas fases pueden contener combinaciones de miscelas tanto esféricas - como lamelares o simplemente surfactante disperso en agua o en aceite. La figura IX.6<sup>(34)</sup> es una representación de un sistema aceite-agua-surfac-- tante en donde la composición del fluido de inyección está limitada abajo, por la curva binodal y arriba por un límite económico, el cual va a depen-- der sobre el tamaño del bache. Una vez que un banco de aceite-agua es for-- mado en el yacimiento (punto E), comenzará a ser desplazado por el bache - de microemulsión, inicialmente en forma miscible, y éste a su vez, será -- desplazado mediante un banco de agua (punto w). Conforme el mezclado con-- tinúa la composición del bache de microemulsión entra a la región multifá-- sica donde se separará en dos o más fases.

En el caso de que el bache de agua para desplazar la microemulsión contu-- viera polímeros, la región multifásica sería mayor que la correspondiente cuando se utilice salmuera, y la miscibilidad se perdería más rápidamente. Existen dos criterios para que una microemulsión recupere el aceite en for-- ma efectiva.

- 1.- La región multifásica debe ser mínima, con lo que el desplazamiento -- miscible se prolonga.

2.- Que la tensión interfacial sea tan baja que el desplazamiento inmisible se mejore.

#### IX.4.1 Localización del punto crítico.

La técnica de desaparición de fase, como mediciones de viscosidad, resistencia eléctrica y birrefringencia óptica, han sido estudiadas con el fin de definir las estructuras miscelares y la localización del punto crítico. La figura IX.7<sup>(34)</sup> ilustra la determinación del punto crítico.

Supóngase que las composiciones 1, 2 y 3 son del tipo  $S_1 + S_2$ , lo que significa la existencia de dos fases inmiscibles (una con fase externa agua y la otra con fase externa aceite) en equilibrio. De aquí que 1l, 2l y 3l forman  $S_1$ ; 1r, 2r y 3r son  $S_2$ .

Por otro lado una relación que conviene recordar es ésta: Cualquier mezcla tal como 1, compuesto de 1l y 1r, contendrá a estos en la proporción en péso 1-1r y 1-1l respectivamente.

De esto se deduce que a lo largo de la trayectoria AB, los volúmenes de  $S_2$  son proporcionales a 1-1l, 2-2l y 3-3l. De aquí que la fase  $S_2$  desaparezca y entonces B será un sistema con fase externa-agua. Similarmente, a lo largo de CD, la fase  $S_1$  desaparecerá y por consiguiente D será un sistema con fase externa-aceite. Esto da como resultado que el punto crítico es el punto de inversión de fase y se localiza entre B y D.

#### IX.5 Mecanismo de desplazamiento.

Uno de los principales problemas que se presentan al manejar surfactantes en su excesiva retención, lo que hace que la eficiencia en el desplazamiento

FIG. IX-5 DIAGRAMA TERNARIO DE UN SISTEMA CON MICROEMULSION



FIG. IX-6 DISOLUCION DE LA MICROEMULSION

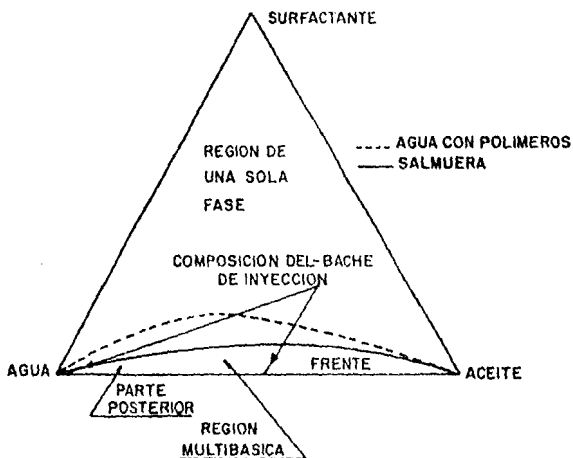
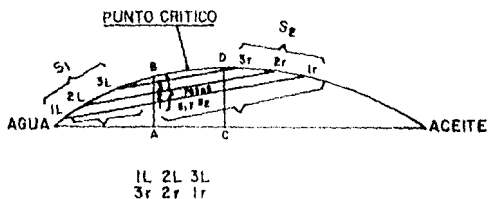


FIG. IX-7 LOCALIZACION DEL PUNTO CRITICO





to se vea disminuida debido al incremento en la tensión interfacial, lo -- cual causará el entrapamiento del aceite residual en el yacimiento.

Existen cuatro mecanismos primordiales que contribuyen a este entrapa-- miento: Adsorción, precipitación del surfactante, inmovilización de la mi-- croemulsión y disipación del surfactante.

#### IX.5.1 Adsorción del surfactante.

La adsorción del surfactante sobre los minerales, es una de las mayores cau-- sas de la retención del surfactante y del rompimiento del bache.

Se ha reportado que los sulfonatos de alto peso equivalente se adsorven -- preferencialmente, mientras que los de bajo peso muestran una adsorción mu-- cho menor. Ya que los sulfonatos de alto peso equivalente son los respon-- sables de la disminución de la tensión interfacial, al tener una adsorción mayor, la habilidad del bache para desplazar el aceite residual se ve dis-- minuida.

Dreher y Jones<sup>(18)</sup> llegaron a las siguientes conclusiones acerca de la ad-- sorción.

- La máxima adsorción ocurre cerca de la concentración miscelar crítica.
- La máxima adsorción ocurre con mezclas de sulfonatos del petróleo.
- Los sulfonatos de alto peso equivalente son más propensos a la adsorción.
- Los electrolitos tienen influencia sobre la adsorción.
- Los cosurfactantes tienden a disminuir la adsorción del surfactante.

Se ha propuesto una manera de reducir la adsorción en sistemas miscelares y es la inyección de un bache prelavador a la roca del yacimiento. El cual consiste principalmente de agua, cloruro de sodio y tripolifosfato de sodio

o ácido eliten-diamino-tetraacético. El volumen a inyectarse varía entre 0.05 y 0.1 vp.

### IX.5.2 Precipitación del surfactante.

El calcio y otros iones multivalentes pueden causar la precipitación de los sulfonatos del petróleo y al mismo tiempo reaccionar con las poliacrilamidas reduciendo la viscosidad de las soluciones poliméricas. Una concentración alta de minerales de arcilla en la roca puede incrementar la capacidad de intercambio de iones de la roca y de este modo se afecta tanto el comportamiento del bache de microemulsión, como el de polímeros. La degradación de la microemulsión puede ser acelerada por la precipitación de los sulfonatos del petróleo conforme el bache se pone en contacto con el agua del yacimiento, la cual contiene iones multivalentes, tales como calcio y magnesio.

### IX.5.3 Inmovilización de la microemulsión.

La microemulsión puede ser inmovilizada debido a una alta tensión interfacial entre el bache de control de movilidades (agua con polímeros) y el de microemulsión, de esta manera una saturación residual de microemulsión se dejará atrás del bache de control de movilidades (buffer). Cualquier efecto químico que cause que la parte posterior de la microemulsión llegue a ser más oleofílica, incrementará la retención del surfactante como consecuencia de la mayor tensión interfacial entre estos dos baches.

Los factores que promueven la inmovilización de la microemulsión son el alto peso equivalente de los surfactantes, baja solubilidad del cosurfactan-

te en el agua, alta concentración del cloruro de sodio y baja temperatura. Estos factores pueden ser modificados llevando a cabo un balance óptimo de estos.

#### IX.5.4 Disipación del surfactante

Las pérdidas de surfactante por disipación incluyen dilución, dispersión e interdigitación viscosa del bache de microemulsión. La dilución y la dispersión dependen de las propiedades tanto del fluido como de la roca y su control es muy difícil a diferencia de la digitación viscosa, la cual puede ser controlada.

La digitación viscosa ocurre cuando la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del fluido desplazado, y puede ocurrir tanto en el frente como en la parte posterior de la microemulsión. Para esto es conveniente -- que el frente del bache sea oleofílico, de tal manera que este arreste -- los hidrocarburos y desplace el aceite del yacimiento en forma miscible. Una vez que todos los hidrocarburos son desplazados, la tensión interfa-- cial entre el bache y el aceite debe disminuir. De la misma forma es -- recomendable que la solución polimérica desplace a la microemulsión en forma miscible, para lo cual, la parte posterior de la microemulsión debe tener -- caracter hidrofílico, de tal manera que ésta desplace el agua, y la tensión interfacial entre la solución polimérica y la microemulsión sea mínima. Para lograr estos dos efectos se ha sugerido establecer un gradiente de -- salinidad a través de la microemulsión en donde la concentración mayor es-- tará en el frente, lo que ayudará a reducir la capacidad de retención de -- agua e incrementar la solubilidad de los hidrocarburos de la microemul-- sión. Al mismo tiempo la salinidad también mantiene una baja tensión in--

terfacial entre el aceite y la microemulsión. En la parte posterior del bache de microemulsión, la concentración de NaCl debe ser baja, de tal manera que minimice la tensión interfacial entre los dos baches.

De lo mencionado anteriormente se puede concluir que el aceite es recuperado debido:

- a.- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- b.- Solubilización del aceite
- c.- Emulsificación del aceite en agua.
- d.- Mejoramiento en el control de movilidades.

## IX.6 Equipo necesario para una aplicación.

### IX.6.1 Sistema de mezclado del bache surfactante.

Los componentes individuales de una microemulsión varían en composición. La mayoría de los baches consisten de al menos cuatro componentes diferentes: sulfonato de petróleo, agua, aceite y cosurfactante. Todos los componentes excepto el cosurfactante son introducidos en un tanque donde serán mezclados hasta que alcance la homogeneidad. (Ver figura IX.8<sup>(8)</sup>).

Si es necesario que el bache se filtre, éste es generalmente calentado antes de ser bombeado hacia el filtro. Este calentamiento sirve para varios propósitos: Estabilización del bache, mejoramiento de la habilidad de filtración debido a la reducción en la viscosidad y reduce la posible precipitación de parafinas en el pozo inyector. Después de la filtración, el cosurfactante, el cual por lo general es un alcohol, es introducido en el bache. El cosurfactante incrementa la estabilidad del sistema miscelario si-

multáneamente cambia la viscosidad, dependiendo de los requerimientos de -  
movilidad en el yacimiento. El bache generalmente es colocado en un tan--  
que antes de su inyección. Mediante bomba de desplazamiento positivo se -  
inyecta el bache a un gasto deseado.

#### IX.6.2 Sistema de mezclado de polímeros

Por lo que se refiere a la separación del bache de agua con polímeros es -  
exactamente igual que el sistema mostrado en la figura VIII.12 del capítu--  
lo VIII.

#### IX.6.3 Sistema de inyección

Al igual que el mezclado de polímeros, este sistema fue explicado en el ca--  
pítulo VIII.

#### IX.6.4 Sistema de tratamiento de agua

Como ya se mencionó, el tratamiento de agua dependerá de las condiciones --  
del abastecimiento de agua y de los requerimientos del programa de inyec--  
ción. En muchos casos solo un tratamiento mínimo es requerido como se -  
ilustra en la figura IX.9<sup>(8)</sup>.

#### IX.7 Yacimientos favorables del proceso.

La inyección de microemulsiones puede ser aplicada en un amplio rango de -  
condiciones de yacimiento. Generalmente en yacimientos donde la inyec--  
ción de agua ha tenido éxito, la inyección de microemulsión puede ser apli

FIG. IX. 8 DIAGRAMA DEL SISTEMA DE MEZCLADO DE SURFACTANTE.

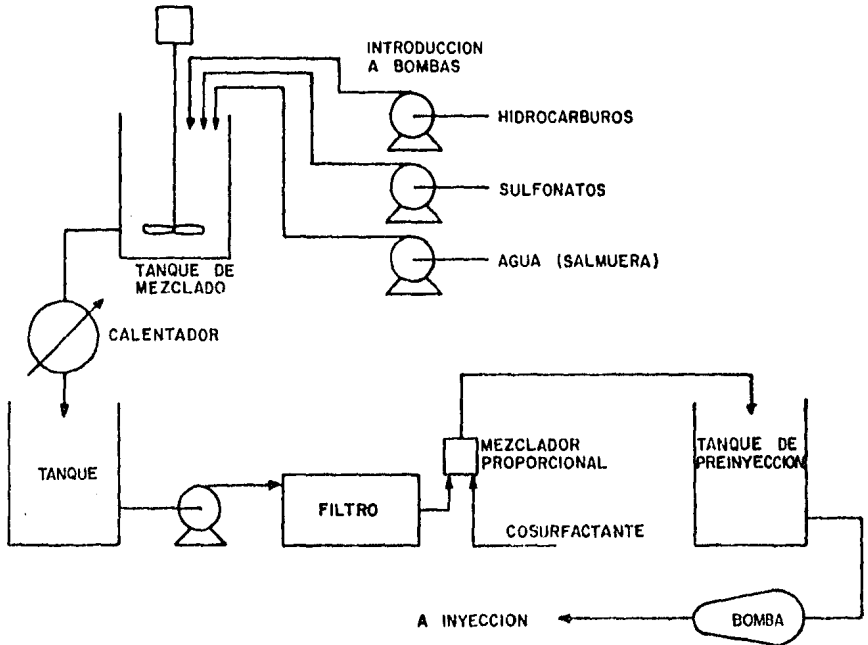
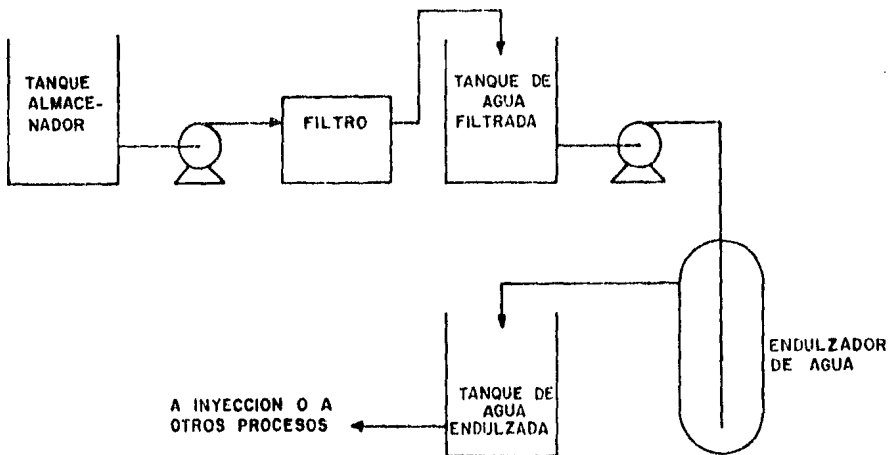


FIG. IX. 9 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.



cada. Si la inyección de agua fue un fracaso debido a ciertas condiciones del yacimiento, tal como fracturamiento o muy alta permeabilidad estratificada, la inyección de microemulsión, probablemente también sea un fracaso. Este proceso es aplicable a yacimientos de arenisca, pero está limitado en yacimientos carbonatados, en donde el agua del yacimiento contiene en exceso iones de calcio y magnesio. La adsorción de los surfactantes de este tipo de yacimientos es muy alta.

El proceso se aplica mejor a yacimientos que contengan aceites con densidad  $^{\circ}$ API media. Los prospectos con aceites de baja densidad  $^{\circ}$ API, probablemente no serán económicos. Los de baja densidad, alta viscosidad, servirán para incrementar la viscosidad del bache miscelar y de polímeros para lograr una favorable relación de movilidades, lo que resulta en un alto costo.

La tabla IX.1<sup>(18)</sup> muestra el rango de las características tanto del aceite como del yacimiento en las cuales este proceso ha sido aplicado.

Propiedades	rango
Profundidad pie	350 - 5000 pies
temperatura yacimiento ( $^{\circ}$ F)	55 - 200 $^{\circ}$ F
porosidad (%)	13 - 32 %
permeabilidad (md)	7 - 300 md
tipo de yacimiento	Preferentemente arenisca
agua de formación (ppm)	3000 - 160,000 ppm
dureza (ppm Ca, Mg, Fe)	25 - 5000 ppm Ca, Mg, Fe
viscosidad aceite (cp)	3 - 30 cp
tipo de aceite	aromático-parafínico-nafténico

## XI.8 Ventajas y desventajas del proceso.

### IX.8.1 Ventajas

Las soluciones miscelares seguidas por un bache de polímeros se considera un fluido de desplazamiento ideal. Este proporciona una eficiencia alta - tanto de desplazamiento como de barrido. El control de movilidades cuando se usa este proceso, permite la optimización de la eficiencia areal.

El equipo de campo necesario para una aplicación de este tipo, tiene muy poca diferencia que el que se utiliza en la inyección de agua, excepto por que el primero requiere de equipo de mezclado y de filtración.

Las soluciones miscelares con convenientes cantidades de cosurfactante y - electrolito, disminuyen el problema de adsorción.

Las pruebas que se han llevado a cabo, han sido en yacimientos poco profundos, sin embargo la profundidad no será un problema si la roca del yacimiento tiene suficiente permeabilidad.

### IX.8.2 Desventajas

La principal desventaja es la gran cantidad de químicos de alto costo que son necesarios para una aplicación. Grandes inversiones se hacen al inicio de la vida del proyecto, la mayoría durante el primer año. Por lo que se refiere a la inversión en agentes químicos, ésta será función de volumen poroso.

Los ingresos que se obtendrán, dependerán de dos parámetros, los cuales -- son difíciles de determinar. La saturación de aceite en el yacimiento y la cantidad de aceite que mediante la inyección de microemulsiones se puede -



recuperar.

Cuando la inyección miscelar ocurrió después de un agotamiento por inyección de agua, sólo agua será producida durante medio año y hasta dos años, dependiendo de la saturación de aceite residual y del tamaño del modelo.

Si la calidad del agua producida no es conveniente para el mezclado de soluciones miscelares, deberá evitarse durante el período de mezclado.

#### IX.9 Casos de campo.

Proyecto North Burbank, Oklajoma (U.S.A.)

Este proyecto fue iniciado en mayo de 1975, usando un sistema surfactante-polímero, desarrollado específicamente para este yacimiento preferencialmente mojado por aceite.

Este yacimiento fue seleccionado, debido a que había tenido una exitosa inyección de agua por más de 25 años y su producción había declinado a niveles bajos, sin embargo el yacimiento todavía contiene cerca de 400 millones de bl de aceite de 39<sup>o</sup>API. El espesor promedio de la formación es de 43 pies, permeabilidad de 52 md y saturación de aceite al 35%. Como ya se mencionó la arena es preferencialmente mojada por aceite. La predicción de la recuperación por la inyección de surfactantes fue de 0.6 millones de bl.

El sistema de fluido para este proyecto consistió de un bache de prelavador de agua dulce y salada de 2.4 millones de bl. El bache de surfactante contenía 6% en peso de WITCO TRS10410; 3% en peso de alcohol isobutil; y 91% de agua, la cual contenía 1.5% en peso de cloruro de sodio. Aproximadamente 295,000 bl de bache fueron inyectados. El bache de polímeros de 2.67

millones de bl aproximadamente, el cual contenía 790,000 lb de poliacrila-  
midas. La inyección de agua dulce, que fue aproximadamente de 2.7 millo-  
nes bl, se inició en enero de 1979.

La producción de aceite acumulativa a partir de enero de 1979 ha sido de -  
118,000 bl. El mejoramiento en la producción de aceite es alrededor de --  
190 bl ac /dfa.

Las predicciones no han sido hechas para la producción final, pero la recu-  
peración a la fecha ha sido de 7% del aceite original.

## CAPITULO X

## X INYECCION DE SOLUCIONES ALCALINAS

El desplazamiento con alcalinos es un proceso de inyección de agua mejorado, en el cual el pH del agua de inyección es modificado para incrementar la recuperación de aceite. La alteración del pH normalmente se logrará mediante la adición de hidróxido de sodio u ortosilicato de sodio a el agua. Otros químicos, tal como el carbonato de sodio, hidróxido de bario, fosfato trisódico han sido sugeridos y algunos han sido usados en el campo. El proceso de desplazamiento con alcalinos es simple comparado con otros desplazamientos de químicos, sin embargo es lo suficientemente complejo para requerir una cuidadosa selección del yacimiento al cual quiere ser aplicado, así como estudios detallados de laboratorio, antes de que el proceso sea aplicado en el campo.

### X.1 Propiedades de las soluciones alcalinas.

La tabla X.1<sup>(37)</sup> lista las propiedades físicas más importantes.

El hidróxido de sodio es el químico (alcalino) más utilizado, debido a que ha sido más ampliamente probado de todos los químicos alcalinos posibles.

El pH de las soluciones alcalinas variará con el contenido de sal; por lo tanto datos comparativos se incluyen en la misma tabla X.1 para 1% de solución alcalina tanto en agua dulce como en 1% de agua salada.

TABLA X.1

## COMPARACION DE ALCALINOS

Nombre	Fórmula	peso Molecular	1% Wt de soluciones alcalina			Solubilidad	
			0% NaCl	1% NaCl	Na <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O fría	H <sub>2</sub> O ca- liente
			(pH)	(pH)	(%)	(gr/100 cm <sup>3</sup> )	
Hidróxido de sodio	Na OH	40	13.15	12.5	0.775	42	347
ortosilicato de sodio	Na <sub>4</sub> SiO <sub>4</sub>	184	12.92	12.4	0.674	15	56
metasilicato de sodio	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub>	122	12.60	12.4	0.508	19	91
amonio	NH <sub>3</sub>	17	11.45	11.37		89.9	7.4
carbonato de sodio	NaCO <sub>3</sub>	106	11.37	11.37	0.585	7.1	45.5

La figura X.1<sup>(37-36)</sup> es una gráfica de pH contra diferentes concentraciones de alcalinos (0.1 a 10 Wt%).

## X.1.1 Algunas propiedades de las soluciones de NaOH

Debido a que las soluciones de hidróxido de sodio son las más comúnmente usadas, se mencionarán las propiedades más importantes.

## Viscosidad

Estas soluciones alcalinas usadas en campo, preferentemente se diluyen de 0.1 a 0.5 % Wt en concentración. La viscosidad de cualquier solución puede ser fácilmente medida. La tabla X.2<sup>(36)</sup> es una guía de las diferentes concentraciones.

Tabla X.2

VISCOSIDAD DE LAS SOLUCIONES  
NaOH

CONC. gr/l	$\mu\text{cp}$ a $18^{\circ}\text{C}$	$\mu\text{cp}$ a $25^{\circ}\text{C}$
0.1	1.020	1.023
0.25	1.052	1.055
0.5	1.108	1.110
1	1.234	1.236
2	1.59	
4	2.78	
8	7.04	

pH de la solución.

El pH de las soluciones alcalinas puede ser medida con un medidor de pH. La figura X.1 da el pH de las soluciones acuosas de varios componentes y - puede servir como una guía rápida.

Densidad y gravedad específica.

La densidad y gravedad específica de las soluciones de hidróxido de sodio se dan en las tablas X.3 y X.4<sup>(36)</sup>.

°	0°C	10°C	15°C	18°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C	100°C
1	1.0124	1.0115	1.01065	1.01003	1.0095	1.0069	1.0033	0.9990	0.9941	0.9884	0.9824	0.9760	0.9693
2	1.0244	1.0230	1.02198	1.02127	1.0207	1.0177	1.0139	1.0095	1.0045	0.9989	0.9929	0.9870	0.9797
3	1.0364	1.0345	1.03322	1.03241	1.0318	1.0285	1.0240	1.0201	1.0150	1.0094	1.0035	0.9975	0.9903
4	1.0482	1.0459	1.04441	1.04349	1.0428	1.0393	1.0352	1.0305	1.0254	1.0198	1.0139	1.0075	1.0009
5	1.0598	1.0571	1.05554	1.05454	1.0538	1.0501	1.0458	1.0412	1.0359	1.0302	1.0243	1.0179	1.0115
6	1.0713	1.0683	1.06666	1.06559	1.0648	1.0609	1.0564	1.0517	1.0463	1.0407	1.0347	1.0284	1.0220
7	1.0828	1.0795	1.07777	1.07664	1.0758	1.0717	1.0672	1.0622	1.0569	1.0513	1.0453	1.0390	1.0326
8	1.0943	1.0908	1.08887	1.08769	1.0865	1.0826	1.0780	1.0730	1.0676	1.0619	1.0560	1.0497	1.0432
9	1.1057	1.1020	1.09997	1.09872	1.0979	1.0934	1.0887	1.0836	1.0782	1.0725	1.0665	1.0602	1.0537
10	1.1171	1.1132	1.11107	1.10977	1.1089	1.1043	1.0995	1.0942	1.0889	1.0831	1.0771	1.0708	1.0643
12	1.1399	1.1355	1.13327	1.13188	1.1309	1.1251	1.1210	1.1157	1.1101	1.1043	1.0983	1.0920	1.0855
14	1.1624	1.1578	1.15545	1.15400	1.1530	1.1480	1.1428	1.1373	1.1316	1.1257	1.1195	1.1132	1.1066
16	1.1849	1.1801	1.17761	1.17610	1.1751	1.1699	1.1645	1.1588	1.1531	1.1471	1.1408	1.1344	1.1277
18	1.2073	1.2023	1.19973	1.19817	1.1972	1.1918	1.1863	1.1805	1.1746	1.1685	1.1621	1.1556	1.1489
20	1.2296	1.2224	1.22183	1.22022	1.2191	1.2136	1.2079	1.2020	1.1960	1.1898	1.1833	1.1768	1.1700
22	1.2519	1.2465	1.24386	1.24220	1.2411	1.2344	1.2296	1.2236	1.2174	1.2111	1.2046	1.1980	1.1912
24	1.2741	1.2686	1.26582	1.26412	1.2629	1.2551	1.2517	1.2451	1.2388	1.2324	1.2259	1.2192	1.2124
26	1.2963	1.2906	1.2877	1.2860	1.2848	1.2769	1.2726	1.2666	1.2603	1.2538	1.2472	1.2405	1.2336
28	1.3182	1.3124	1.3094	1.3076	1.3064	1.2984	1.2942	1.2878	1.2814	1.2750	1.2682	1.2615	1.2546
30	1.3400	1.3340	1.3309	1.3290	1.3279	1.3215	1.3154	1.3090	1.3025	1.2959	1.2892	1.2824	1.2755
32	1.3614	1.3552	1.3520	1.3502	1.3490	1.3427	1.3362	1.3298	1.3232	1.3165	1.3097	1.3029	1.2960
34	1.3823	1.3760	1.3728	1.3709	1.3696	1.3632	1.3566	1.3501	1.3434	1.3367	1.3299	1.3230	1.3161
36	1.4030	1.3965	1.3933	1.3913	1.3900	1.3835	1.3768	1.3702	1.3634	1.3567	1.3498	1.3429	1.3360
38	1.4234	1.4168	1.4135	1.4115	1.4101	1.4035	1.3967	1.3900	1.3832	1.3763	1.3695	1.3626	1.3556
40	1.4435	1.4367	1.4334	1.4314	1.4300	1.4232	1.4164	1.4095	1.4027	1.3958	1.3889	1.3820	1.3750
42	1.4632	1.4561	1.4529	1.4509	1.4494	1.4425	1.4356	1.4287	1.4217	1.4148	1.4079	1.4009	1.3940
44	1.4825	1.4755	1.4720	1.4699	1.4685	1.4615	1.4545	1.4475	1.4405	1.4335	1.4266	1.4196	1.4127
46	1.5018	1.4947	1.4911	1.4890	1.4873	1.4803	1.4733	1.4663	1.4593	1.4523	1.4454	1.4384	1.4315
48	1.5210	1.5138	1.5102	1.5080	1.5065	1.4994	1.4922	1.4851	1.4780	1.4711	1.4641	1.4572	1.4503
50	1.5400	1.5326	1.5290	1.5268	1.5254	1.5181	1.5109	1.5036	1.4964	1.4892	1.4821	1.4750	1.4680

TABLA X.4

GRAVEDAD ESPECIFICA DE LAS SOLUCIONES DE NaOHA 20°C

NaOH %	Gravedad especifica	gr/lit	lb/pie <sup>3</sup>	lb/gal
1	1.0095	10.10	0.6302	0.0842
2	1.0207	20.41	1.274	0.1704
3	1.0318	30.95	1.932	0.2583
4	1.0428	41.71	2.604	0.3481
5	1.0538	52.69	3.289	0.4397
6	1.0648	63.89	3.988	0.5332
7	1.0758	75.31	4.701	0.6284
8	1.0869	86.95	5.428	0.7256
9	1.0979	98.81	6.168	0.8246
10	1.1089	110.9	6.923	0.9254
12	1.1309	135.7	8.472	1.133
14	1.1530	161.4	10.08	1.347
16	1.1751	188.0	11.74	1.569
18	1.1972	215.5	13.45	1.798
20	1.2191	243.8	15.22	2.035
22	1.2411	273.0	17.05	2.279
24	1.2629	303.1	18.92	2.529
26	1.2848	334.0	20.85	2.788
28	1.3064	365.8	22.84	3.053
30	1.3279	398.4	24.87	3.324
32	1.3490	431.7	26.95	3.602
34	1.2696	465.7	29.07	3.886
36	1.3900	500.4	31.24	4.176
38	1.4101	535.8	33.45	4.472
40	1.4300	572.0	35.71	4.773
42	1.4494	608.7	38.00	5.080
44	1.4685	646.1	40.34	5.392
46	1.4873	684.2	42.71	5.709
48	1.5065	723.1	45.14	6.035
50	1.5253	762.7	47.61	6.364



La selección de un alcalino en particular dependerá de las condiciones del yacimiento, de las pruebas de laboratorio llevadas a cabo, así como de la disponibilidad y costos globales.

## X.2 Descripción del proceso.

Como ya se mencionó anteriormente el proceso de desplazamiento con soluciones alcalinas, incluye varios tipos de químicos alcalinos con el fin de mejorar la recuperación de aceite por uno o más de los siguientes mecanismos: reducción de la tensión interfacial, emulsificación del aceite, y alteración de la mojabilidad. Estos mecanismos, los cuales serán tratados posteriormente, resultan de la formación de surfactantes conforme los químicos alcalinos neutralizan los ácidos del petróleo. Esta reacción usualmente se lleva a cabo en forma in-situ.

Aunque varios tipos de alcalinos pueden ser usados en este proceso, las soluciones de hidróxido de sodio con cloruro de sodio son las más comúnmente usadas en el campo. Por lo tanto, este proceso también se conoce como desplazamiento por cáusticos.

Datos publicados muestran que el hidróxido de sodio trabaja mejor en aguas con bajo contenido de iones de calcio y magnesio, y que el ortosilicato -- ofrece alguna ventaja cuando el agua contiene algunos iones divalentes.

Una combinación de hidróxido de sodio y ortosilicato de sodio puede ser -- usado.

La composición química que se use dependerá de los mecanismos involucrados en un desplazamiento con alcalinos. Por ejemplo a bajas concentraciones -- de solución alcalina con un pH entre 11 y 13 y conteniendo algún cloruro --

de sodio (0.5 - 2.0 Wt%), ofrecerá un bache de alcalino adecuado en los casos donde la reducción en la tensión interfacial y/o emulsificación sean los mecanismos de control. En el caso de cambios de mojabilidad de mojab--le por aceite a mojab--le por agua, altas concentraciones (2-5 Wt%) de causticos a bajas concentraciones de sal son preferibles.

La tabla X.5<sup>(18)</sup> resume los mecanismos y la concentración química preferible para cada uno de ellos.

Tabla X.5

Mecanismo	Concentración	Químico
	NaOH	NaCl
Reducción tensión interfacial	baja	baja
Emulsificación y arrastre	baja	baja
Emulsificación y entrapamiento		
(1) mojab--le aceite → mojab--le agua	alta	baja
(2) mojab--le agua → mojab--le aceite	alta	alta

Debido a la incompatibilidad de los alcalinos con los iones divalentes, el agua dulce es requerida para hacer la solución alcalina. Además, un bache de prelavado es necesario para separar el agua del yacimiento del bache alcalino si el contenido del calcio y magnesio en el agua de formación es alto.

Una prueba de desplazamiento en cambio, básicamente consiste en la inyección de tres bancos principales. Ver figura X.2<sup>(36)</sup>

- Prelavador
- Banco de alcalino más un trazador
- Banco de agua más un trazador.

FIG. X.1 COMPARACION DEL pH DE DIFERENTES ALCALINOS COMUNMENTE USADOS.

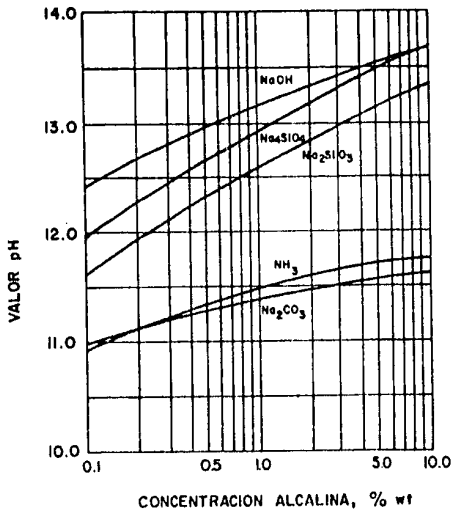
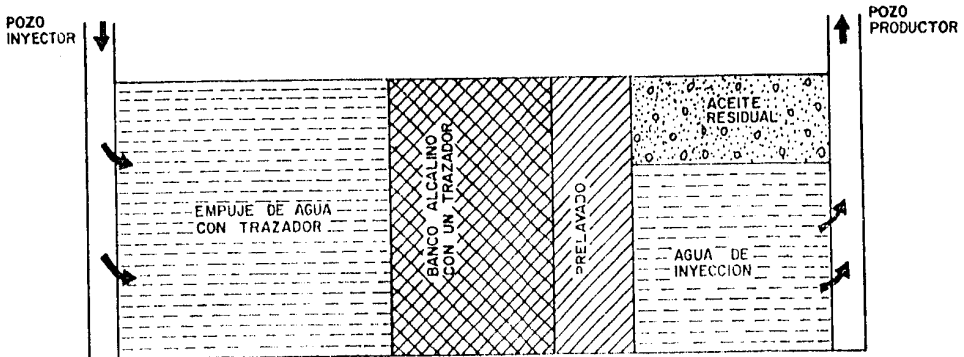


FIG. X.2 ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO CON ALCALINOS.



### X.2.1 Banco prelavado

El propósito del prelavado es acondicionar el yacimiento, de tal manera -- que el banco de alcalino logre el máximo incremento en recuperación de - - aceite. Frecuentemente el prelavado es agua dulce, con el fin de remover los cationes divalentes, tales como el calcio y magnesio de la formación. En algunas ocasiones un prelavado es necesario para remover el alto contenido de sal en algunos yacimientos. Estudios recientes han indicado que -- el ortosilicato de sodio trabaja efectivamente como prelavado pues reduce los iones de calcio y magnesio a cantidades muy pequeñas.

Se han hecho estudios comparativos entre el ortosilicato de sodio y el hidróxido de sodio y encontraron que el ortosilicato de sodio es más efectivo que el hidróxido de sodio si el agua del yacimiento es muy salina.

### X.2.2 Banco alcalino

El segundo banco a ser inyectado es la solución alcalina. Un trazador debe ser incluido en este banco, con el fin de saber la surgencia del banco alcalino y las eficiencias de barrido, así como la localización de las zonas ladronas. El banco alcalino se consume en las reacciones que tiene -- con el yacimiento, de aquí que no pueda ser usado como trazador. Un excelente trazador será agua tritiada, la cual es un emisor B suave, el cual no se adsorbe en el yacimiento y puede ser fácilmente analizado a bajas con-- centraciones. Existen otros trazadores como el nitrato, bromuro, cloruro y cabalto que pueden ser usados.

### X.2.3 Empuje de agua

Finalmente, el principal fluido de empuje es inyectado atrás del banco alcalino. El fluido de empuje casi siempre será agua y un trazador también será incluido con el fin de detectar el extremo posterior del banco alcalino. Además, el trazador colocado al final del fluido de empuje, claramente indicará si el banco ha logrado un mejoramiento en la eficiencia volumétrica de barrido.

### X.3 Comportamiento Roca-Fluido.

Por lo que respecta al comportamiento roca-fluido, se han llevado a cabo varios estudios, los cuales se han manejado como:

Reacciones agua alcalina - roca

Reacciones agua alcalina - aceite

Reacciones agua alcalina - agua

#### X.3.1 Reacción alcalino-roca

Las reacciones alcalino-roca son probablemente las más importantes, al menos en el aspecto cuantificado del desplazamiento con alcalino. Debido a la compleja mineralogía de la roca, encontrada en la mayoría de los yacimientos petroleros, el número de posibles reacciones con alcalinos es elevado. Se cree que la reacción de la roca con los alcalinos es el mayor contribuidor al consumo de estos.

Enrlich y Wygal<sup>(37)</sup> encontraron que altos ritmos de consumo ocurren en la mayoría de las arcillas, a diferencia con el cuarzo, calcita y dolomita,

sin embargo, debido a los grandes tiempos de residencia y a las grandes áreas de superficie con las que el alcalino tiene contacto, el consumo es siempre importante.

El ritmo y el grado de reacción con los minerales de la roca, también depende del grado de alcalinidad, siendo mayores a mayor pH. La figura X.3<sup>(38)</sup> muestra el ritmo de consumo de la base del agua alcalina a dos diferentes valores de pH. La figura X.4<sup>(38)</sup> nos presenta el efecto de la temperatura sobre el ritmo de reacción.

Debido a la gran superficie areal de las arcillas, estos materiales juegan un papel importante en este proceso. Cuando las arcillas originalmente en equilibrio con el agua de formación, se ponen en contacto con el agua alcalina, la superficie intentará equilibrarse con el medio ambiente que está presente y los iones comenzarán a intercambiarse entre la superficie de los sólidos y el agua alcalina.

Los iones presentes en las arcillas, originalmente incluyen hidrógeno. Conforme el pH del agua se incrementa, iones hidrógeno presentes en la superficie reaccionan con los iones hidróxido del agua de desplazamiento, disminuyendo el pH del agua alcalina. A causa de esta reacción, la base presente en el agua alcalina es consumida conforme ésta se mueve a través del yacimiento.

El calcio y el magnesio están también presentes en las arcillas. Cuando el agua alcalina libre de calcio se pone en contacto con las arcillas, los iones de calcio, presentes en la superficie de la roca se intercambiarán por iones de sodio en el agua alcalina. Como se sabe los iones de calcio y magnesio, aún a bajas concentraciones, incrementan la tensión interfacial entre un aceite ácido y el agua alcalina, como se observa en la figura

FIG. X. 4 EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE EL RITMO DE CONSUMO

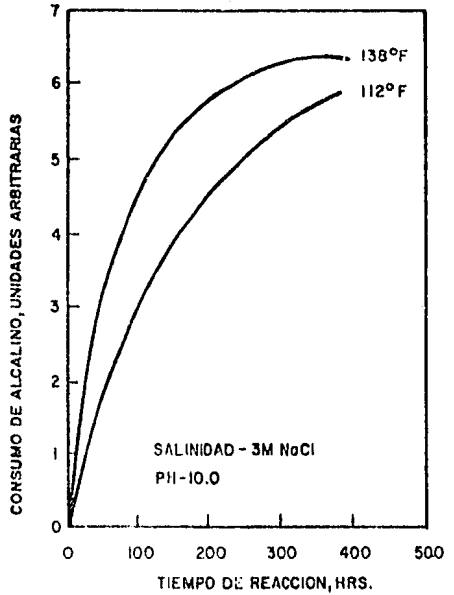


FIG. X. 3 EFECTO DEL PH SOBRE EL RITMO DE CONSUMO DEL AGUA ALCALINA

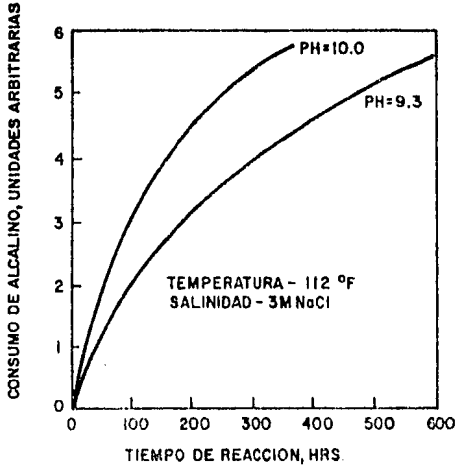
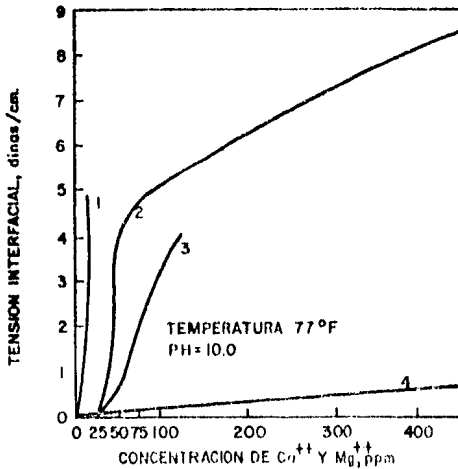


FIG. X-5 EFECTO DEL CALCIO Y MAGNESIO SOBRE LA TENSION INTERFACIAL

CURVA No.	ACEITE	ACIDO	CALCIO Y MAGNESIO	CONCENTRACION DE NaCl EN ABA SALADA (%wt)
1	KEROSENA	OLEICO	CALCIO	5.0
2	ACEITE NATIVO	NATIVO	CALCIO	5.0
3	ACEITE NATIVO	NATIVO	CALCIO	17.4
4	ACEITE NATIVO	NATIVO	MAGNESIO	17.4



ra  $\times 5^{(38)}$ . El calcio es mucho mas perjudicial que el magnesio. Algunos aceites, los cuales contienen una mezcla compleja de ácidos orgánicos, son mas tolerantes al calcio que los sintéticos, los cuales solo contienen ácidos

La concentración de calcio en el agua puede ser controlada mediante la adición de químicos al agua. Tal es el caso de la adición de soda ash ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) la cual causa que los iones de calcio se precipiten como carbonato de calcio.

### X.3.2 Reacción Alcalino-Aceite.

Generalmente es aceptado que la interacción del agente alcalino con los componentes del aceite producen materiales superficiales activos. Los componentes del aceite responsables de dichas reacciones, han sido principalmente los ácidos carboxílicos y en una menor grado los carboxifenoles, porfirinas o fracciones asfálticas.

Para que se lleven a cabo las reacciones agua alcalina-aceite es recomendable que esté presente cierto contenido de ácidos que ocurren naturalmente en él. Esta cantidad de ácido en el aceite será un indicador de que tan exitosa pudiera ser una aplicación, lo cual se mide con el llamado número ácido.

Número ácido del aceite.

Está definido como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar un gramo de aceite a un  $\text{pH} = 7.0$ . Para que un yacimiento sea un buen candidato, se requiere que el número ácido sea - -



0.5 mg KOH/gm aceite o mayor. Sin embargo este valor no significa que sea el límite inferior para que un desplazamiento con alcalino tenga éxito, ni que todos los valores arriba de éste sean exitosos.

Por otra parte los componentes asfálticos pesados son los principales responsables de la alta actividad interfacial y las propiedades interfaciales dinámicas. La adsorción de los alfatenos en la interfase aceite-agua, -- crea una película que inhibe las reacciones adicionales de los componentes ácidos, al mismo tiempo, dichas películas afectarán la eficiencia de des-- plazamiento.

Estas películas interfaciales, disminuirán la eficiencia de recuperación de aceite, si tales películas son formadas en la interfase aceite-agua y si además son lo suficientemente rígidas. La adición de hidróxido de sodio u otro material alcalino a el agua, neutralizan los componentes ácidos en la película interfacial y de este modo ir la solubilizando. Una vez solubilizada la reacción química entre el alcalino y el aceite puede llevarse a cabo más fácilmente y de este modo los mecanismos de recuperación comenzarán a operar.

### X.3.3 Reacción Alcalino-Agua

La principal reacción de el alcalino con el agua del yacimiento es la reducción de la actividad de los cationes polivalentes, tal como el calcio y magnesio del agua de formación. Una vez que se ha puesto en contacto el alcalino con estos iones, el hidróxido de calcio y magnesio se precipitan. Carbonatos o silicatos pueden formarse dependiendo del pH, concentración de iones, temperatura, etc. Estos precipitados pueden causar la desvia--

ción del flujo dentro del yacimiento, conduciendo a un mejor contacto del fluido inyectado con las zonas menos permeables, contribuyendo a una mejor recuperación. También, esta reducción de la actividad catiónica de la sal muera del yacimiento, conducirá a una mayor actividad superficial, resultando en una disminución de la tensión interfacial.

Algunos estudios recientes han comparado las soluciones de hidróxido de so dio y ortosilicato de sodio. Los resultados de estos estudios muestran -- una significante disminución tanto en los iones de calcio y magnesio, como en la tensión interfacial, cuando se usó ortosilicato de sodio. Estas diferencias fueron atribuidas a la formación de silicatos de calcio y magnesio, los cuales son mucho menos solubles que el hidróxido de calcio y magnesio.

Cambell<sup>(31)</sup> indicó que el ortosilicato puede ser más eficiente en la reduc ción de la tensión interfacial cuando se tienen sistemas con alto contenido de calcio, ya que la precipitación del calcio y el magnesio es función principalmente del pH. Los alcalinos menos básicos como el hidróxido de amonio y el carbonato de sodio no son tan efectivos en la reducción de los iones de calcio y magnesio.

#### X.4 Características del desplazamiento con alcalinos.

Es importante ilustrar la distribución del aceite y agua en los poros cercanos al frente de desplazamiento, figura X.6<sup>(38)</sup>.

Al inyectar una solución alcalina, una emulsión con bajo contenido de acei te es formada, teniendo la apariencia de películas de aceite o lamelas, -- las cuales pueden deformarse cuando se mueven a través del espacio poroso.

Esta primera etapa en la formación de las lamelas, es debido a la entrada del agua alcalina dentro del aceite con componentes ácidos, en el espacio poroso.

En la figura X.7<sup>(38)</sup> se ilustran los cambios tanto de presión como de saturación que ocurren durante un desplazamiento con alcalinos.

Las lamelas de aceite formadas en el espacio poroso, cierran muchas de las trayectorias efectivas de flujo, las cuales estuvieron disponibles inicialmente al flujo de agua. La resistencia al flujo debido a la presencia de lamelas, causan un gran incremento en el gradiente de presión, justamente atrás del frente de desplazamiento (figura X.7.b). La baja movilidad del fluido, en el lugar donde existe la lamela y la pequeña cantidad de aceite dentro de la lamela, causan un gradiente de saturación de aceite muy agudo en el frente de desplazamiento. Ver figura X.7.c.

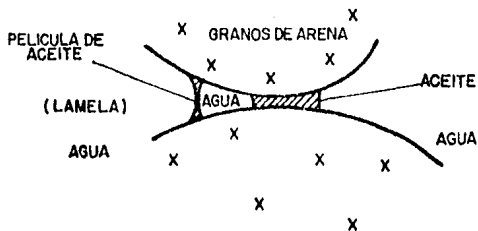
Las lamelas llegan a ser más delgadas y menores en número, conforme la distancia entre ellas y el frente aumenta. Después de algún tiempo, todas las lamelas se rompen, y la permeabilidad relativa de la matriz al agua regresa a su valor normal.

#### X.5 Mecanismos de desplazamiento.

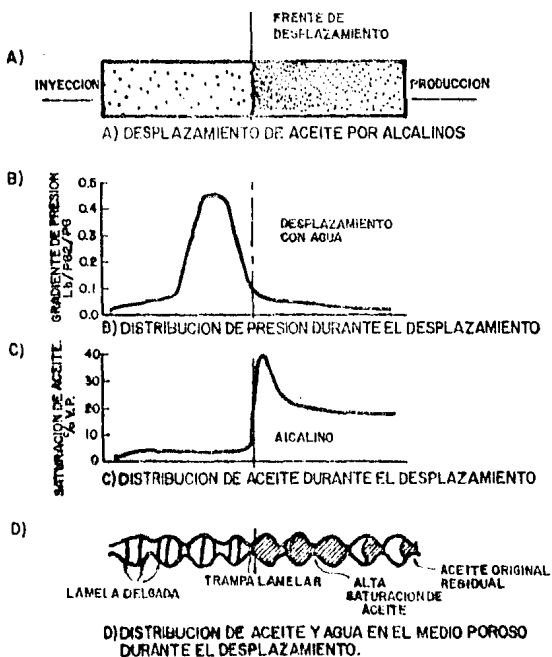
Aunque el desplazamiento con alcalinos parece ser un proceso simple y relativamente barata su aplicación, los mecanismos involucrados en el desplazamiento de aceite son complicados.

X.5.1. La relación de fuerzas viscosas y capilares, comúnmente referidas como el número capilar el cual está definido como:

**FIG. X. 6 -- DISTRIBUCION DE ACEITE EN LOS POROS DE LA ROCA**



**FIG. X. 7 -- DISTRIBUCION TANTO DEL FLUIDO COMO DE LA PRESION DURANTE UN DESPLAZAMIENTO CON ALCALINOS.**



$$\text{número capilar} = \frac{\mu u}{\sigma \phi}$$

$\mu$  - viscosidad del fluido

$u$  - velocidad de darcy del frente de desplazamiento

$\sigma$  - tensión interfacial

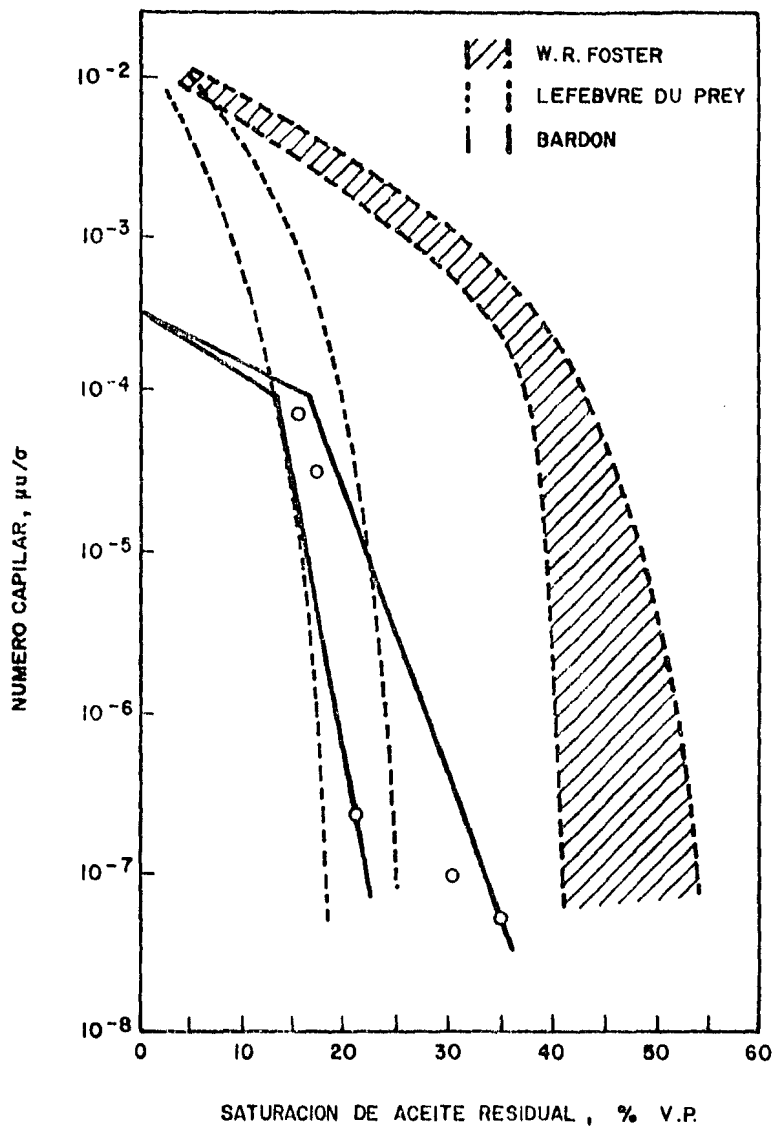
$\phi$  - porosidad.

Este parámetro juega un importante papel en los desplazamientos inmiscibles de aceite por agua. En la mayoría de los desplazamientos por agua el número capilar es cerca de  $10^{-6}$ . Si éste valor puede incrementarse a un valor aproximado de  $10^{-4}$  a  $10^{-2}$  por disminución de la tensión interfacial. Debido a esto, un significativo incremento en la recuperación puede ocurrir. (Ver figura X.8<sup>(36)</sup>). Las soluciones pueden con algunos aceites, dar una gran disminución en la tensión interfacial. La tabla X.6<sup>(36)</sup> muestra la disminución en la tensión interfacial con diferentes concentraciones de hidróxido de sodio. Como se puede observar, existe una concentración óptima, para la cual el valor de la tensión interfacial es el más bajo.

Tabla X.6

Na OH % WT	tensión interfacial dinas/cm
0.005	23.0
0.025	11.5
0.050	4.0
0.10	0.3
0.25	0.05
0.5	0.02

FIG. X-8- EFECTO DEL NUMERO CAPILAR SOBRE LA RECUPERACION DE ACEITE.



5.0	0.30
16.0	0.70

tensión interfacial de un tipo de crudo  
contra concentración de NaOH.

La mayoría de los aceites con densidad API de 20° o menores producen una -  
tensión interfacial agua alcalina-aceite de menos de 0.01 dinas/cm.

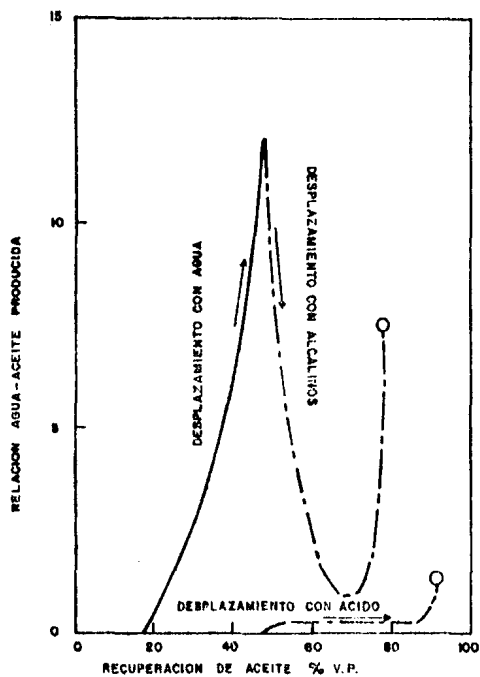
#### X.5.2 Cambio de mojabilidad (mojable por aceite a mojable por agua)

Fue reconocido que el mejoramiento en la recuperación de aceite, resul--  
ta de un cambio favorable en las permeabilidades relativas del aceite y -  
agua debido al cambio de mojable por aceite a mojable por agua, en la re-  
gión donde el aceite está todavía fluyendo. Este cambio en permeabilida-  
des, proporciona una relación de movilidades más favorable, aún cuando la  
saturación de agua alcance valores elevados. Este mejoramiento en la mo-  
vilidad puede detener el incremento gradual de la relación agua-aceite. La  
figura X.9<sup>(39)</sup> de Wagner y Leach muestra uno de los resultados obtenidos,  
en donde el mejoramiento en la relación agua-aceite y el incremento corres-  
pondiente en la recuperación, se deben al cambio de mojabilidad por la in-  
yección de alcalinos.

#### X.5.3 Cambio de mojabilidad (mojable por agua a mojable por aceite)

Este mecanismo tiene por objetivo que el aceite de fase no mojante y dis--  
continua, cambie a una fase mojante continua. Ver. figura X.10<sup>(36)</sup>.

FIG. X. 9 RECUPERACION DE ACEITE CONTRA LA RELACION AGUA-ACEITE .





La reacción de los ácidos orgánicos del aceite con el álcali producen moléculas jabonosas en la interfase aceite-agua, las cuales se adsorben sobre la superficie sólida, produciendo un cambio de mojabilidad.

Estas moléculas jabonosas además de cambiar la mojabilidad, bajo condiciones adecuadas de salinidad, pH y temperatura, modifican la tensión interfacial, a valores reducidos, lo cual induce a la formación de una emulsión con fase externa-aceite. Las gotas de agua dentro de la emulsión tienden a bloquear el flujo, con lo que se aumenta el gradiente de presión y logra vencer las fuerzas capilares, que ya eran menores debido al cambio en la tensión interfacial haciendo que la saturación de aceite disminuya.

La salinidad es importante en este proceso, puesto que ayuda a mantener la mojabilidad por aceite y promover la formación de emulsiones agua en aceite.

#### X.5.4 Emulsificación y entrapamiento.

Si la tensión interfacial llegara a valores muy reducidos, la saturación de aceite residual en un núcleo mojado por agua, podría ser emulsificado y entrapado nuevamente en algún lugar del medio poroso en donde las gargantas de los poros son demasiado pequeñas para que las gotas de aceite emulsionadas penetren e interfieran con la movilidad del agua inyectada, forzando a ésta a invadir otros poros que no han sido previamente desplazados. Este mecanismo resulta en una reducción de la movilidad al agua -- que mejora tanto la eficiencia de barrido vertical como areal.

#### X.5.5 Emulsificación y arrastre.

En este proceso el aceite residual, el cual está siendo movilizado, es emulsificado y arrastrado dentro del flujo de la solución alcalina. La condición necesaria para que este arrastre sea continuo, es necesario mantener la tensión interfacial a niveles bajos. Se debe tomar en cuenta que el alcalino tiene la habilidad de prevenir la adherencia del aceite a la superficie de la roca.

#### X.5.6 Solubilización de las partículas rígidas.

Este mecanismo sugiere la solubilización de las partículas rígidas que pueden formarse en la interfase aceite-agua. Si dichas películas son formadas, las fuerzas viscosas durante la inyección de agua pueden no ser suficientes para desplazar el aceite residual. Al inyectar una solución alcalina, estas películas se rompen o se solubilizan, dejando que el aceite residual se movilice.

### X.6 Requerimientos y equipo para un desplazamiento con alcalino.

#### X.6.1 Propiedades químicas y físicas del yacimiento.

Experimentos de laboratorio han mostrado que el éxito en el desplazamiento depende mucho de las propiedades químicas y físicas del yacimiento.

#### X.6.1.1 Composición del aceite.

Se sabe que la composición del aceite es determinante en el proceso de desplazamiento con alcalinos.

Si el mecanismo incluye un cambio de mojabilidad o emulsificación, es la naturaleza del compuesto polar en el aceite el que determina si el alcalino puede ayudar y en qué concentración será efectivo.

#### X.6.1.2 Composición del agua.

Una alta concentración de iones multivalentes positivos, tales como el calcio, deberán ser evitados para que el desplazamiento con alcalinos se lleva a cabo. Por otro lado el cloruro de sodio puede ser útil en cambiar el efecto del alcalino sobre la mojabilidad de la roca, así como en la disminución de la concentración requerida de alcalino, para lograr una tensión interfacial mínima.

#### X.6.1.3 Reactividad de la roca.

La reacción del alcalino con la roca, puede ser la causa de un cambio favorable de mojabilidad. Sin embargo, esta reactividad también consume alcalino, lo cual daría un desplazamiento inapropiado si el consumo es demasiado grande. La reactividad de la roca puede ser medida en el laboratorio.

#### X.6.1.4 Concentración y tamaño del bache alcalino.

Tanto la concentración como el volúmen inyectado, variarán dependiendo del

mecanismo de recuperación a ser operado.

Las concentraciones son mas bajas para los mecanismos de emulsificación, - las cuales pueden ir de 0.001 a 0.500 % Wt. Un rango alto de concentraciones de 0.500 a 3.00, o aún tan alto como 15.0 % Wt, se requieren para cambiar la mojabilidad.

La inyección de un bache de alcalino es casi tan efectivo como una inyección continua, aunque el mecanismo de emulsificación y arrastre requieren de volúmenes grandes.

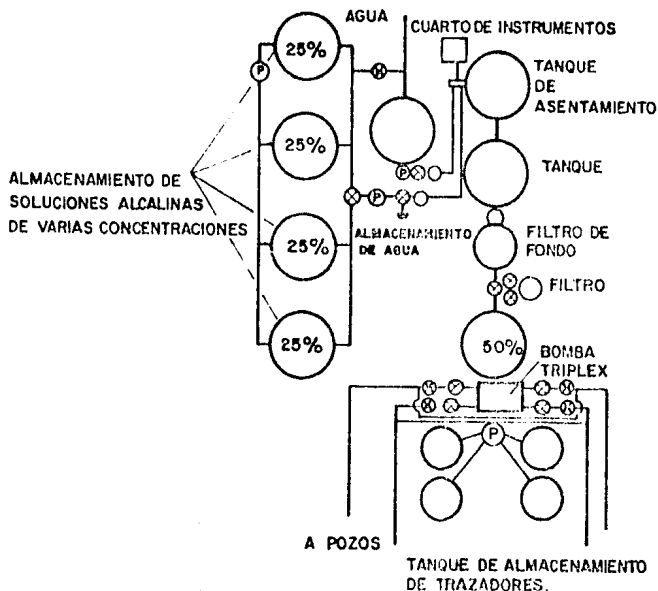
#### X.6.2 Equipo especializado.

La figura X.11<sup>(36)</sup> muestra el equipo de inyección. Básicamente, el equipo de campo consistirá de tanques de almacenamiento y de mezclado de trazadores, almacenamiento de soluciones alcalinas de varias concentraciones, bomba de alimentación química y facilidades para probar el fluido inyectado y producido. Las soluciones alcalinas de varias concentraciones tienen distintos puntos de congelamiento y generalmente tienen que mantenerse a una temperatura templada para evitar que sean congeladas.

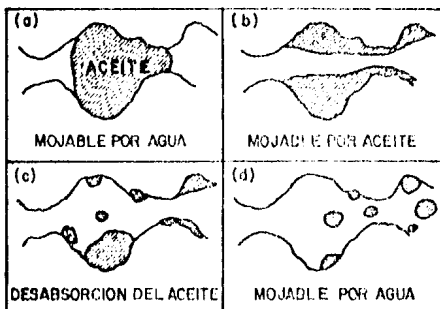
#### X.6.3 Observación y evaluación de la ejecución.

Un aspecto muy importante en cualquier prueba piloto para poder aplicar -- una prueba integral de campo, es la evaluación de una ejecución. Para hacer esto es absolutamente esencial una buena observación. El uso de trazadores será esencial en la observación y evaluación de la ejecución. Buenos datos deberán ser recolectados sobre relación agua-aceite producida, - producción del trazador y concentración química, productividad e inyectivi

**FIG. X. II EQUIPO DE INYECCION**



**FIG. X. IO ENTRAMPAMIENTO DEL ACEITE Y SU EXPULSION DEBIDA AL CAMBIO EN LA MOJABILIDAD.**



dad de los pozos, etc.

#### X.7 Yacimientos favorables del proceso.

Algunos criterios de evaluación que deberán ser considerados son:

- Estos yacimientos deberán ser susceptibles al desplazamiento con agua. La adición de alcalinos incrementará la recuperación de aceite, por -- arriba de la que se esperaba solamente con la inyección del agua.
- No deberán existir zonas ladronas o altamente fracturadas. El despla<sup>z</sup>amiento con alcalinos no es un proceso de bloqueo o desviación y no deberá ser aplicado para tales propósitos.
- Los yacimientos no deberán tener un casquete de gas. Por lo que se re<sup>l</sup> refiere a esto, una cantidad significativa del aceite movilizado puede - pasar al casquete de gas resaturándolo.
- La inyectividad deberá ser adecuada. La reducción en la movilidad de cualquier emulsión formada y el taponamiento debido al daño a la for<sup>m</sup>ación o a la presencia de incrustaciones, generalmente nos darán una disminución en la inyectividad. Si la inyectividad es un problema en un desplazamiento convencional con agua, esta puede llegar a ser mayor problema en el desplazamiento con alcalinos.
- La temperatura deberá ser menor de 200<sup>o</sup>F. Si la temperatura es mayor el consumo excesivo de caústico y la estabilidad de la emulsión, pue<sup>l</sup>den ser problemas.
- Los yacimientos de areniscas son preferibles.
- La viscosidad del aceite deberá ser menor de 200 cp, y por lo que se - refiere a la densidad <sup>o</sup>API anda entre 13<sup>o</sup> a 35<sup>o</sup>.

- La profundidad principalmente se restringe a la temperatura siendo aproximadamente 9000 pies.

## X.8 Ventajas y desventajas del proceso.

### X.8.1 Ventajas

El desplazamiento con alcalino puede ser aplicado a yacimientos que contienen ya sea aceites ligeros y pesados, si el aceite tiene ciertas propiedades. El potencial de este proceso muestra ser el más grande para recuperación de aceite con alto contenido de ácidos, viscosos y de baja gravedad -<sup>o</sup>API, donde los mecanismos principales son la reducción en la tensión interfacial, emulsificación y arrastre. Este proceso también tiene la ventaja que puede reducir la saturación de aceite significativamente. En algunos experimentos de laboratorio, la saturación de aceite se ha reducido a valores cercanos a cero en la región barrida.

### X.8.2 Desventajas.

Ya que los iones divalentes son efectos perjudiciales sobre los alcalinos, y las altas pérdidas de estos que se han observado con el sulfato de calcio, montmorillonita y otras arcillas, este proceso se ha limitado a yacimientos de areniscas con bajo contenido de arcillas, estructura relativamente uniforme y baja salinidad del agua.

La economía de este proceso dependen principalmente de la cantidad de químicos a usar. Aunque los alcalinos son relativamente baratos, los costos químicos pueden ser substanciales si una alta concentración ( $> 1.0$  Wt %) y

un bache grande ( $\gt 25\%$  PV) de alcalino es usado. Los costos aumentarán si polímeros de alto peso molecular se usan para control de movilidades.

#### X.9 Casos de campo.

##### Campo Midway, California (U.S.A.)

La prueba piloto de desplazamiento con alcalino, fue llevada a cabo principalmente para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido. La prueba incluyó la inyección de una emulsión aceite en agua, preparada en la superficie, la cual incluye aceite crudo y agua dulce conteniendo  $1\%$  Wt de  $\text{NaOH}$ . La prueba piloto abarca 100 acres, teniendo once pozos productores y tres inyectores.

Además de utilizar el bache de emulsión como el fluido principal de desplazamiento, esta prueba piloto es interesante porque utiliza:

- 1.- Trazadores radioactivos se usaron, los cuales mostraron que la inyección de la emulsión disminuyó la canalización del agua.
- 2.- Agua dulce se inyectó tanto antes como después del bache de emulsión para protegerlo del agua salina. El bache de emulsión fue  $3\%$  PV del área piloto.

Esta prueba es observada como exitosa. La estimación de la recuperación adicional es  $12.5\%$  del aceite in-situ.

##### Campo Wilmington, California (U.S.A.)

La inyección de alcalinos se inició en marzo de 1980. Un bache prelavador con aproximadamente  $10\%$  PV de agua dulce y  $1.0\%$  Wt de cloruro de sodio



fue inyectado.

La zona de interés está compuesta de una sección estratificada con arenas y arcillas intercaladas, de espesor bruto de 850 pies y un espesor neto de arena de 300 pies. La prueba consistió de un conjunto de tres áreas piloto. El área central de 93 acres consiste de 11 pozos productores. El área norte de 59 acres, la cual incluye 6 pozos productores. La tercera es de 41 acres con 6 pozos productores.

La concentración de alcalino inyectado es 0.4 Wt% de ortosilicato de sodio en agua dulce, con 1.0 a 0.75 Wt% del cloruro de sodio.

Esta prueba actualmente está siendo evaluada.

## CAPITULO XI

## XI DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO GENERAL DE UNA APLICACIÓN

El desarrollo de un proceso de recuperación mejorada requiere de tres etapas principales:

XI.1 Análisis de factibilidad

XI.2 Prueba piloto

XI.3 Aplicación integral.

XI.1 Análisis de factibilidad.

Es necesario llevar a cabo un análisis de factibilidad antes de iniciar cualquier método de recuperación mejorada para saber las posibilidades de éxito del proyecto analizado.

El análisis de factibilidad puede quedar dividido en las siguientes etapas generales.

XI.1.1 Análisis de información general del yacimiento.

- a. Información geológica y litológica
- b. Características petrofísicas
- c. Historia de producción
- d. Historia de presiones.

Es necesario hacer una revisión de la información general del yacimiento - para definir si existe un panorama general que justifique proseguir con el estudio de factibilidad.

Una de las herramientas de mayor utilidad para hacer la elección de algún proceso de recuperación, es el estudio geológico, el cual debe llevarse a cabo en el área de interés para definir el medio ambiente de depósito, la columna estratigráfica, el tipo de yacimiento, sus características petrofísicas, el tipo de roca y las condiciones estructurales prevalecientes en dicha área. Dichos estudios permiten entre otras cosas determinar la influencia relativa de los procesos depositacionales sobre las características del yacimiento, tales como la porosidad y la permeabilidad.

Para poder contar con toda esta información, el geólogo se puede basar en: análisis de muestras de canal y de núcleo, registros geofísicos de pozos, prospección sísmica, pruebas de pozos, registros de presión, etc.

#### XI.1.2 Selección del proceso.

- a. De acuerdo a las características geológicas del yacimiento y propiedades de los fluidos, se hace una selección preliminar a los procesos -- que parezcan más factibles de aplicar.
- b. Efectuar pruebas de laboratorio para conocer la compatibilidad de cada proceso con el yacimiento específico.
  - b.1 Prueba de desplazamiento, para determinar entre otros parámetros: la presión de inyección, la saturación residual, el grado de mezclado, permeabilidades relativas, etc.
  - b.2 Pruebas de análisis PVT, con los cuales se obtiene el comportamiento termodinámico de mezclas del fluido original y el solvente a inyectar.
  - b.3 Análisis petrofísicos donde se determinarán porosidades, permeabi

lidades, etc.

- b.4 Determinación del grado de mojabilidad del sistema roca-fluido, - con los diferentes solventes seleccionados.
- b.5 Determinación de los cambios de la tensión interfacial.
- b.6 Análisis de compatibilidad de agua.

#### XI.1.3 Proceso mas factible

En base a toda la información obtenida de las diferentes pruebas que se -- llevaron a cabo con todos los solventes que se analizaron, seleccionar - - aquél que en conjunto haya arrojado los mejores resultados.

#### XI.1.4 Cálculo probable recuperación de aceite.

En base a la información reportada o mediante el modelamiento del proceso, determinar los volúmenes de fluido a inyectar y los volúmenes adicionales de hidrocarburos que se espera producir.

#### XI.1.5 Fuente de abastecimiento

Es necesario seleccionar la fuente de suministro del agente de inyección - que más convenga al proyecto, principalmente desde el punto de vista econó mico.

#### XI.1.6 Análisis de recursos.

### XI.1.6.1 Recursos materiales.

Se requiere principalmente de:

#### a. Información.

En términos generales no se dispone de la información con la calidad y cantidad que un proyecto de recuperación mejorada requiere, por lo que en muchas ocasiones se hará necesario realizar trabajos adicionales para recopilar la mayor cantidad de información.

#### b. Equipos y materiales.

En este concepto se incluye todo el equipo y material que se requerirá para el desarrollo del proyecto, como puede ser

- Sistema de inyección de agua
- Instalaciones superficiales y pozos de operación
- Sistema de compresión de fluidos
- Sistema de transporte de fluidos
- Equipo de laboratorio
- Sistemas de cómputo para estudios de simulación.

#### c. Fuente de abastecimiento del solvente.

La cantidad de solvente que se produzca en la fuente seleccionada, debe ser suficiente para abastecer las necesidades del campo, así mismo se debe tomar en cuenta la localización de dicha fuente con respecto al campo.

### XI.1.6.2 Recursos humanos.

Se considera que en todas las áreas involucradas, existe en México el personal con el conocimiento teórico y un alto porcentaje del conocimiento --

experimental, requeridos para el desarrollo de una aplicación del proceso, por lo que se requerirá del concurso de profesionales de diferentes especialidades como son:

- i Plantas Petroquímicas
- ii Ingeniería de compresión y transporte de fluidos
- iii Ingeniería de producción
- iv Ingeniería de pozos
- v Ingeniería de yacimientos
- vi Ingeniería de proyectos y construcción.

#### XI.1.7 Análisis económico preliminar.

- a. Realizar una estimación de costos de las principales partidas que deben considerarse para la aplicación del proceso.
- b. Realizar una estimación de los ingresos netos por concepto del aceite adicionalmente producido durante la vida económica del proyecto.
- c. Realizar el análisis preliminar con la información anterior y considerando una tasa de interés. Se estiman los siguientes conceptos:

Ganancia

Tasa de ganancia

Período de cancelación

Porcentaje de ganancia sobre la inversión.

#### XI.2 Prueba piloto.

Después de haber llevado a cabo un análisis de factibilidad, y si éste nos

proporciona resultados satisfactorios es conveniente llevar a cabo la segunda etapa del desarrollo de la aplicación del proyecto, la cual será la prueba piloto.

Es muy recomendable que cualquier proceso de recuperación secundaria primero sea probado mediante un proyecto piloto antes de emprender una aplicación a nivel integral. Existe un gran número de razones y ventajas para llevar a cabo la prueba piloto, entre éstas las más importantes son:

- Se ganaría experiencia en aplicar el proceso a nivel de campo.
- Una mejor determinación de los requerimientos del agente de inyección.
- Valorar el potencial de los procesos en lo que se refiere al incremento de recuperación de aceite.
- Descubrir cualquier problema inesperado, el cual puede surgir en el campo y que no fue previsto a partir de la evaluación teórica y de laboratorio del proceso.

Existen ciertas situaciones en las cuales una prueba piloto puede no ser conveniente o no ser requerida. Algunas de estas situaciones son:

- La compañía tiene una adecuada experiencia en aplicaciones de campo de algún proceso de recuperación mejorada.
- Se han hecho un número suficiente de aplicaciones en formaciones similares, y los resultados a partir de estas pruebas conducen a imágenes satisfactorias.
- Los estudios teóricos y de laboratorio son decisivos como para hacer que la prueba piloto sea innecesaria.
- El campo está siendo sometido a un rápido agotamiento y el tiempo que tarde en llevar a cabo la prueba piloto, obtener resultados y evaluar el comportamiento de ésta, sería perjudicial a la aplicación integral



subsecuente.

### XI.2.1 Objetivos de la prueba piloto.

El objetivo de una prueba piloto es el de determinar la respuesta del yacimiento a los procesos de recuperación mejorada, con el fin de justificar - las grandes inversiones requeridas en una aplicación integral. Para desarrollar una prueba piloto se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- a. La localización de la prueba piloto deberá estar dentro de un área seleccionada previamente en el yacimiento prospecto.
- b. El área seleccionada deberá ser representativa de todo el yacimiento.

### XI.2.2 Selección de la localización del área piloto

Los principales criterios usados en la selección de la localización de la prueba piloto son:

- Localizarla en un área previamente desplazada con agua.
- El área debe tener propiedades relativamente uniformes del yacimiento.
- Evitar áreas localizadas dentro del casquete de gas con excepción de - desplazamientos con gas.
- Que el área seleccionada sea representativa del yacimiento en general.
- Evitar la interferencia con otras operaciones de recuperación mejorada.

### XI.2.3 Análisis de laboratorio

Al igual que en el análisis de factibilidad, se requiere nuevamente de - -

pruebas de laboratorio con las cuales se podrá obtener información adicional o reafirmar la que ya se tenía.

Dependiendo del objetivo primordial de la prueba piloto, se harán necesarios los diferentes análisis de laboratorio existentes. Estos análisis pueden hacerse en base a los nuevos núcleos obtenidos de los pozos perforados. Entre las principales pruebas que se pueden llevar a cabo nuevamente se encuentran:

- Análisis petrofísicos
  - Porosidad
  - Permeabilidad
  - Curvas de permeabilidad relativa.
- Mojabilidad
  - Determinación de la mojabilidad por el método de medición de ángulos de contacto.
  - Determinar cualitativamente la mojabilidad de pruebas de desplazamiento agua-aceite.
- Análisis PVT
  - Determinación de las propiedades PVT del fluido del yacimiento.
- Saturaciones de fluidos

En el laboratorio la determinación de saturaciones es únicamente a partir de núcleos preservados. Por lo que respecta al campo se pueden hacer mediante la ayuda de registros eléctricos.
- Pruebas de desplazamiento.

- Presión mínima de miscibilidad
- Determinación de la recuperación
- Determinación de la presión capilar

#### XI.2.4 Selección del tamaño de la prueba piloto.

Los análisis de laboratorio llevados a cabo con anterioridad y los datos - de las propiedades de los fluidos, así como las relaciones de las permeabilidades relativas obtenidas ayudarán a seleccionar el tamaño más adecuado de la prueba.

Existen otros criterios que hay que tomar en cuenta como son:

- \* tamaño del yacimiento. En muchas ocasiones se tiene un yacimiento tan pequeño comparado con los vecinos que muchas veces todo el yacimiento se toma como de prueba.
- \* Tiempo de duración. Dependiendo del tamaño del yacimiento, se establecerá el tiempo conveniente que el yacimiento puede estar sometido a -- una prueba piloto, sin que se llegue a agotar para las aplicaciones -- subsecuentes.
- \* Sea representativo. El tamaño de la prueba que se vaya a realizar con viene que abarque las diferentes variaciones de las propiedades tanto del fluido como del yacimiento, para que el área que abarque represente al yacimiento en general.
- \* Heterogeneidades. Es conveniente que dentro del tamaño seleccionado - se procure no tener heterogeneidades, las cuales disminuirán la efi-- ciencia de barrido y harán necesario un mayor volumen de bache a inyec tar.

### XI.2.5 Modelos matemáticos.

Además de los análisis de laboratorio es muy recomendable llevar a cabo -- análisis matemáticos mediante simuladores, en los cuales se pueden hacer - varias predicciones del comportamiento de cualquier proceso, pudiendo cambiar las diferentes variables que intervienen, e ir analizando los resultados que arroje el simulador para ver cuáles nos proporcionan las mejores - predicciones.

### XI.2.6 Diseño de una prueba piloto

Muy poco se ha escrito sobre los procedimientos para diseñar una prueba piloto para cualquier tipo de proceso de desplazamiento.

La falta de una descripción detallada de como se lleva a cabo un diseño para encontrar los objetivos específicos, aparentemente se debe a la dificultad para desarrollar una aproximación que sea aplicable a todas las situaciones que pudieran surgir en la práctica, sin embargo, las siguientes preguntas son necesarias en el diseño de cualquier proceso de recuperación mejorada.

- a.- El lugar que se seleccionará para la prueba piloto es representativo - del proyecto comercial?
- b.- Los mecanismos de recuperación estarán presentes en las mismas proporciones tanto en el proyecto piloto como en el integral?
- c.- El ritmo de producción y la eficiencia de recuperación en la prueba piloto serán comparables con las que se obtengan en el proyecto principal?
- d.- Qué datos serán recopilados para evaluar la prueba?

Después de haber analizado estas preguntas es importante considerar las posibles diferencias en el comportamiento del proyecto piloto y del proyecto a escala total y los pasos que pueden seguirse para minimizar, interpretar y predecir sus diferencias.

Los procedimientos reales para diseñar un proyecto piloto varía ampliamente, dependiendo principalmente del objetivo de la prueba, sin embargo siempre es conveniente que el primer paso en el diseño sea decidir qué información se desea obtener y dentro de qué límite de tiempo, todo ésto dentro de las restricciones económicas que se tengan. No obstante, a menos de -- que tengamos un modelo lo suficientemente grande en el cual se incorporen muchos pozos, es casi imposible que todos los datos deseados sean obtenidos. Es importante prestar especial atención al estado de agotamiento del yacimiento.

Existe otra parte importante en el diseño, la cual viene siendo la manera más efectiva de aplicar el agente de inyección en la prueba. Por ejemplo, hay que saber si es conveniente llevar a cabo una preinyección de agua antes de inyectar el solvente, obteniéndose así el perfil de inyectividad, con el cual sabremos el comportamiento de la preinyección. En seguida vendría el bache de solvente a inyectar, con o sin trazador o pudiendo alternar un bache de solvente con una de agua o gas, dependiendo del solvente de que se trate y por último el bache de empuje ya sea de agua o gas. Todas las diferentes combinaciones pueden ser probadas en el laboratorio y después la que ofrezca mejores resultados desarrollarla en el proyecto piloto.

### XI.2.7 Problemas de campo.

Uno de los aspectos más importantes en una prueba piloto, son los posibles problemas operacionales que se puedan presentar, los cuales no han sido tomados en cuenta, como por ejemplo el problema de corrosión, el cual es uno de los más importantes y que puede acarrear serias consecuencias, no obstante existen varias soluciones preventivas como son las tuberías recubiertas, inhibición continua mediante la circulación de una solución inhibidor-solvente, mediante la combinación de estos métodos o alguna otra solución que se proponga.

Otro problema que se puede presentar frecuentemente en formaciones suaves es la producción de arena, la cual puede causar grandes problemas en el ritmo de producción de fluidos. El taponamiento en las tuberías subsuperficiales, en las líneas superficiales y en el equipo, debido a la deposición de hidrocarburos asfálticos y parafínicos, puede ser de gran importancia.

Existen muchos otros problemas que pueden surgir y que si no se previenen --causarán una disminución en la recuperación de aceite que afectará el aspecto económico del proyecto.

### XI.2.8 Análisis económico.

En esta etapa es recomendable llevar a cabo un nuevo análisis económico, --pues ya teniéndose una mayor cantidad de información y habiendo probado el proyecto, podemos tener una mayor visión de que tan efectiva fue la prueba y saber si continuamos con el proyecto a nivel integral.

### XI.3 Aplicación integral.

Con base en los estudios previamente realizados sobre la factibilidad de la inyección de algún solvente con el fin de aumentar la recuperación de un yacimiento, nuevamente se deben establecer las bases para realizar su aplicación pero a nivel integral.

Para alcanzar el objetivo establecido es necesario llevar a cabo las siguientes actividades.

XI.3.1 Etapa. Realizar un análisis detallado de las características del yacimiento y de las condiciones actuales de producción.

- \* Revisión de la información geológica del campo, así como de los datos de los registros geofísicos.
- \* Reinterpretación y análisis de las pruebas de presión existentes por pozo.
- \* Análisis de la historia de producción y presión del campo.
- \* Efectuar pruebas de inyectividad en los pozos que se seleccionen como inyectores, o en su defecto en pozos productores, previamente seleccionados, para conocer la capacidad de admisión del yacimiento.
- \* Efectuar pruebas de interferencia de presión en pozos previamente seleccionados, para conocer el grado de comunicación de las diferentes zonas del yacimiento.

XI.3.2 Etapa. Evaluación de la fuente de abastecimiento del solvente a inyectar.

- \* Recopilación y análisis de la información disponible sobre la fuente - de suministro.
- \* Cálculo aproximado del volumen del solvente con que se cuenta.
- \* Recolección y análisis del solvente a inyectar.
- \* Con la información de los puntos anteriores determinar los volúmenes - de solvente que pueden considerarse como disponibles para reinyectarse.

XI.3.3 Etapa. Modelamiento del proceso para establecer los programas que ofrezcan las mejores ventajas, así como simular -- alternativas que surjan durante la aplicación.

- \* Preparación y procesamiento de la información del yacimiento, de acuerdo a su nueva caracterización, para alimentar al simulador.
- \* Promover la obtención de muestras representativas de fluidos del yacimiento.
- \* Efectuar pruebas PVT, de mezclas de fluido del yacimiento para obtener información adicional.
- \* Efectuar corridas de equilibramiento del modelo.
- \* Ajustar la historia de explotación del campo.
- \* Simular el proceso de inyección de solvente seleccionado, para diferentes volúmenes y períodos de inyección; probar para diferentes arreglos de pozos inyectoras, así como condiciones de producción.
- \* De acuerdo con los resultados obtenidos del punto anterior, definir la capacidad de las instalaciones requeridas para las opciones que se consideren más promisorias.



XI.3.4 Etapa. Definir los requerimientos para la aplicación del proceso de inyección.

- \* Reparación y/o acondicionamiento de los pozos productores que se consideren.
- \* Perforación y/o acondicionamiento de los pozos inyectoros propuestos.
- \* Definir los requerimientos de las instalaciones y del equipo necesario.

XI.3.5 Etapa. Análisis de recursos.

- \* Recursos humanos. Definir las necesidades de la participación de personal con especialidad en las áreas involucradas.
- \* Recursos materiales. Definir los recursos materiales necesarios para la aplicación del proyecto y hacer un recuento de los recursos disponibles.

XI.3.6 Etapa. Elaboración de un programa de seguimiento estrecho del proceso que comprende entre otras cosas:

- \* Medición de los volúmenes de solvente a inyectar por pozo.
- \* Medición de los volúmenes de solvente a inyectar por pozo
- \* Programa de muestreo periódico para determinar la presencia del solvente inyectado.
- \* Programa de medición de los fluidos producidos por pozo.
- \* Programa de control de corrosión en caso de ser necesario.

### XI.3.7 Etapa. Evaluación económica del proyecto

- \* Hacer una estimación de los ingresos netos por concepto del volúmen -- adicional de hidrocarburos que se espera producir durante la vida del proyecto en todo el yacimiento.
- \* De acuerdo a costos reales, estimar la inversión inicial y el capital de trabajo.
- \* Considerando una tasa de interés adecuada, realizar un análisis económico del proyecto.

## CAPITULO XII

## XII POSIBILIDAD DE APLICACION DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA EN MEXICO

Después de haber analizado todos los métodos de recuperación mejorada, se puede saber que uno de los primeros pasos para considerar un proyecto de este tipo es la selección del yacimiento. La naturaleza del yacimiento jugará un papel importante en el éxito o fracaso del proceso.

Las diferencias tanto en las propiedades de los fluidos como de la roca de los yacimientos, es una técnica rápida de evaluación, por la que se debe empezar, no obstante no está muy fundamentada, por lo que ya para la selección definitiva del yacimiento y más aún para la aplicación de un proceso determinado, es necesario llevar a cabo una revisión exhaustiva de cada yacimiento, que incluirá desde los análisis y pruebas de laboratorio mencionados en el capítulo anterior, hasta el desarrollo de una prueba piloto, cuyas características también se mencionaron en el capítulo anterior.

En la tabla XII.1.<sup>(43)</sup> se muestran las características más sobresalientes que cada método requiere y con las cuales se puede lograr una evaluación rápida para una selección inicial.

Métodos térmicos.

Como se puede observar en la tabla, para los diferentes métodos existen características o propiedades que tienen más influencia que otras.

Si analizamos los métodos térmicos, podemos observar que estos se ven limitadas por la viscosidad y la profundidad principalmente, aunque también una alta permeabilidad es deseada. Debido a que el principal mecanismo de recuperación en los métodos térmicos, es la reducción de la viscosidad por el suministro de calor, se puede decir que en cuanto mayor sea ésta, el resul

TABLA XII.1

## CRITERIOS ESENCIALES DE EVALUACION PARA LOS METODOS DE RECUPERACION

	PROPIEDADES DEL ACEITE				CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS				Tipo Formación
	Gravedad API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación aceite	Espesor neto (Pie)	Permeabilidad Promedio	Profundidad (Pie)	Temperatura (°F)	
<b>METODOS TERMICOS</b>									
Desplazamiento con vapor	< 25	> 20	N.C.	> 40-50%V.P.	> 20	> 200	300-5000	N.C.	Arena o arenisca de alta porosidad
Combustión In situ	< 40 normalmente entre 10-25	< 1000	Algunos componentes asfálticos.	> 40-50%V.P.	> 10	> 100	> 500		Arena o arenisca de alta porosidad.
<b>METODOS DE INYECCION DE GAS.</b>									
Hidrocarburos	> 35	< 10	Alto % de C2-C7	> 30% V.P.	delgado a menos que este inclinada.	N.C.	> 2000 (LPG) > 5000 (Gas H.P.)	N.C.	Arenisca o carbonatos.
Nitrógeno y Gas de combustión	> 35 (N <sub>2</sub> ) > 24 (Gas)	< 10	Alto % de C2-C7	> 30% V.P.	Delgado a menos que este inclinada.	N.C.	> 4500	N.C.	Arenisca ó carbonatos.
Dióxido de carbono	> 26	< 15	Alto % de C5-C12	> 730%V.P.	Delgado a menos que este inclinada.	N.C.	> 2000	N.C.	Arenisca ó carbonatos.
<b>METODOS QUIMICOS</b>									
Surfactantes Polímeros	> 25	< 30	Componentes ligeros a intervalos.	> 30% V.P.	> 10	> 20	> 8000	< 175	Areniscas
Polímeros	> 25	< 130	N.C.	> 10% V.P. aceite normal	N.C.	> 10	> 9000	< 200	Areniscas
Alcalinos	13.35	< 200	Algunos ácidos orgánicos	Arriba de la saturación residual de agua.	N.C.	> 20	< 9000	< 200	Areniscas

tado en la reducción será mayor y por lo tanto una mayor recuperación será obtenida. Por lo que se refiere a la profundidad, ésta no debe exceder -- los límites mencionados debido a las grandes pérdidas de calor que existirían a lo largo de toda la trayectoria.

Por lo que se refiere a la aplicación de estos métodos de recuperación en México, se puede decir que el método de inyección de vapor ha sido el más estudiado y el que se ha probado con mayor frecuencia, por lo que no se -- tendrían problemas de tipo técnico, además de que es un método relativamente sencillo, sin embargo, analizando a primera vista las características -- que se requieren para este método podemos notar que la mayoría de los yaci- mientos de la República Mexicana son de aceites con componentes ligeros a intermedios y los yacimientos que actualmente están en auge (zona marina - área Chiapas - Tabasco) se encuentran a grandes profundidades. Por lo que se refiere al distrito Poza Rica, Ver. se puede decir que las característi- cas de estos yacimientos y en general los de la zona de Veracruz, tienen -- características más apropiadas para aplicar una inyección de vapor, como -- son aceites más viscosos y profundidades bastante someras, no obstante, -- sus saturaciones de aceite son bastante bajas pues han estado expuestos ha grandes tiempos de explotación. De aquí que la principal razón de que no se aplique este método no sea por razones técnicas, sino por las caracte-- rísticas de los yacimientos que no se ajustan a las requeridas.

Actualmente sólo se está llevando a cabo una prueba piloto de inyección -- cíclica de vapor (estimulación) en el campo Moloacán del Distrito de Nanchi-- tal, Ver. La selección de este campo fue en base a las condiciones míni-- mas necesarias para la aplicación de este método como son: viscosidad rela- tivamente alta, saturación de aceite alta, baja saturación de gas, poca --

profundidad, arenas no consolidadas y métodos de recuperación convencional ineficientes.

Para el método de combustión insitu como se puede observar en la tabla - - XII.1 las características que se sugieren que existan para este método son similares a las de la inyección de vapor, por lo que se puede concluir que tampoco existen muchos yacimientos favorables al proceso, además de que -- este método ha presentado serios problemas técnicos los cuales no se han - podido resolver satisfactoriamente. En México este método no ha sido desarollado.

Métodos miscibles.

Como se puede observar en la tabla XII.1 los procesos miscibles se ven influenciados principalmente por la composición del aceite y por la profundidad. Todos estos métodos requieren desarrollar miscibilidad con el aceite del yacimiento por lo cual es muy recomendable que éste tenga un alto contenido de componentes intermedios ( $C_2 - C_7$ ), además de requerir altas presiones, lo cual viene aunado a la necesidad de que existan grandes profundidades en los yacimientos para evitar que las presiones manejadas para logar la miscibilidad puedan dañar o fracturar la formación. Es muy reco--mendable que la formación a la cual vamos a aplicar cualquiera de estos métodos esté inclinada con el fin de lograr una estabilización gravitacional del desplazamiento, el cual normalmente tiene una desfavorable relación de movilidades por la diferencia de densidades que existe entre estos solventes y el aceite.

En los últimos años, Petróleos Mexicanos ha iniciado la explotación de va--rios yacimientos de fluidos ligeros, ubicados en el área de Huimanguillo,

cuyas características de composición y temperatura los hacen aparecer como posibles candidatos a la aplicación de procedimientos de explotación mediante inyección de gas, para mejorar su recuperación. Además de estos yacimientos existen otros con características semejantes y que se encuentran en pleno desarrollo, lo que hace pensar que estos procesos tienen una gran posibilidad de ser aplicados en México.

Por lo que respecta a los hidrocarburos miscibles y en particular al gas natural (metano), anteriormente se inyectaba con el propósito de mantener la presión en los yacimientos, por lo que se llegó a establecer como método convencional de recuperación. Sin embargo, debido a que en los últimos años el gas natural ha estado aumentando tanto en valor comercial como en demanda, lo que exhibe una menor disponibilidad, actualmente su uso convencional como agente para mejorar la recuperación de hidrocarburos no resulta en muchos casos la mejor opción, aunque las propiedades y características del fluido como del yacimiento sean adecuadas. Quizá, más adelante cuando el gas que se estuviera produciendo no tuviera la suficiente demanda y fuera desperdiciado, podría volver a ser una opción óptima.

Por todo esto, desde hace varios años se ha hecho un esfuerzo para desarrollar trabajos para investigar las posibilidades de utilizar gases no hidrocarburos que sustituyan el papel que ha venido jugando el gas natural, debido a que en México, como se mencionó anteriormente, existen yacimientos con características que los hacen adecuados para explotarse de manera eficiente por algún proceso de inyección de gas.

La inyección de nitrógeno como de gas de combustión es otro método adecuado de lograr un incremento en la recuperación de aceite en nuestros yacimientos. Hasta la fecha, en México únicamente se ha llevado a cabo un --



estudio de factibilidad del campo Comoapa, localizado en el área de Huimanguillo, Tab., cuyas características lo han clasificado como yacimientos de aceite de alto encogimiento y de gas y condensado, muy ricos en componentes intermedios, cuyas temperaturas y profundidades varían de 110 a 150°C y de 3500 a 4500 mbnm respectivamente.

Este método se ha planteado como una alternativa de aplicación en México, debido a que no requiere de una fuente natural para obtenerlo, sino que puede generarse fácilmente y en el volumen que se requiera, además de que el equipo de generación puede instalarse en el mismo campo o cerca de él, reduciéndose así los costos por transportación. Otro aspecto importante es que no presenta problemas por corrosión a causa de que no reacciona con los productos y materiales con los que se pone en contacto, siendo mínima en el caso del gas de combustión por el bajo contenido de CO<sub>2</sub> que se encuentra presente en él.

Las posibles desventajas que presenta son las altas presiones de inyección necesarias para lograr la miscibilidad y la inversión inicial para la implementación del equipo de generación y compresión de gas.

El dióxido de carbono requiere casi de las mismas propiedades en el fluido y en el yacimiento que los anteriores por lo que se considera como otro posible candidato de aplicarse con éxito en México.

La principal diferencia de este método es que la presencia de componentes ligeros en el aceite no juega un papel importante, debido a que el CO<sub>2</sub> tiene un mayor poder de solubilización en el aceite, por lo que las presiones de inyección para lograr la miscibilidad se reducen y por consiguiente los yacimientos pueden ser menos profundos.

De los métodos de inyección de gas para desplazar el aceite en forma misci

ble, el  $\text{CO}_2$  ha mostrado ser el mejor medio de desplazamiento, principalmente por su capacidad de solubilización tanto en el agua como en el aceite. Por otra parte los efectos de segregación gravitacional se ven disminuidos grandemente, debido a que en algunos casos la densidad del  $\text{CO}_2$  es cercana a la del aceite y se aproxima a la del agua, al mismo tiempo la eficiencia de barrido se ve mejorada, a causa de que este gas es más viscoso que los demás gases utilizados para lograr la miscibilidad.

Adversamente a esto, la inyección de  $\text{CO}_2$  implica altos costos de procesamiento y transportación, costos adicionales para el control de corrosión y dificultad en la disponibilidad de éste.

De la misma manera como sucede con el nitrógeno, con el  $\text{CO}_2$ , no se ha llevado a cabo en México ninguna aplicación a nivel de campo, sino únicamente análisis de factibilidad, como el desarrollado para los Distritos Nanchital, El Plan y Agua Dulce, cuyas características generales ofrecen perspectivas prometedoras para el éxito de la aplicación del proceso. Hablando en términos de las características que prevalecen en nuestros yacimientos y de las propias ventajas de éste proceso, se puede decir que el  $\text{CO}_2$  sería uno de los métodos de recuperación más convenientes de aplicarse en México. Sin embargo, además de tomar en cuenta las características mencionadas anteriormente, un factor muy importante es la disponibilidad a bajo costo del  $\text{CO}_2$  en cantidades suficientes.

En México se puede obtener el  $\text{CO}_2$  ya sea de plantas industriales y fuentes naturales como es el caso del campo Tres Hermanos localizado en el norte de Veracruz; el campo Candelilla cuya producción es 50% de  $\text{CO}_2$  y 50% de  $\text{C}_1$  localizado en Monclova y el campo Carmito con 60% de  $\text{CO}_2$ , el cual se encuentra en el área de Huimanguillo, de aquí que la principal restricción -

se enfocará a la selección de los yacimientos que estén localizados cerca de estas regiones y que además reúnan las características ya mencionadas. Las plantas industriales que pueden proporcionar  $\text{CO}_2$  en cantidades suficientes son las de fertilizantes, de metanol, de amoníaco, las refinerías, etc. Dentro de estas plantas, la principal productora de  $\text{CO}_2$  es la de amoníaco, localizada en Cosoleacaque, Ver., la cual produce 2500 ton/día y la de metanol localizada en San Martín, Puebla. De la misma manera es muy conveniente que los yacimientos estén localizados cerca de estas plantas - pues los costos por transportación son muy elevados.

A pesar de tener las fuentes de obtención mencionadas anteriormente, la disponibilidad del  $\text{CO}_2$  es la más fuerte restricción en México que ha impedido su aplicación.

De todo lo mencionado anteriormente sobre los métodos miscibles, se puede concluir que el uso de gas hidrocarburo actualmente no resulta ser el más factible, debido a los continuos incrementos en su costo; por lo que se refiere al  $\text{CO}_2$  el mayor problema que presenta en su disponibilidad, los costos por transportación y los grandes problemas de corrosión que presenta. En cuanto al uso del nitrógeno se puede considerar como una buena opción, tanto por su menor costo de producción y manejo, como por estar exento de problemas de corrosión.

#### Métodos químicos.

Como se puede observar en la tabla XII.1, los procesos químicos incluyen - inyección de polímeros, surfactantes-polímeros y alcalinos. Todos estos - métodos incluyen como su nombre lo indica, la mezcla de químicos en el - - agua antes de su inyección, por lo que requieren condiciones favorables a

la inyección de agua, como son permeabilidades entre moderadas y altas y viscosidades en un rango de bajas a moderadas. De aquí que la inyección de químicos se use en yacimientos de aceite más viscosos que aquellos recuperados por métodos de inyección de gas, pero menos viscosos que los recuperados por métodos térmicos. Las permeabilidades del yacimiento para las condiciones de desplazamiento con químicos, necesitan ser mucho mayores -- que para los métodos de inyección de gas, pero no tan altas como los métodos térmicos.

Los yacimientos con casquete de gas deben ser evitados, ya que la movilización del aceite puede resaturar el casquete de gas. Las formaciones con alto contenido de arcillas son indeseables, ya que las arcillas incrementan la adsorción de los químicos.

Una de las principales características que restringen estos métodos es la temperatura del yacimiento, ya que todos los químicos usados sufren degradación a altas temperaturas, disminuyendo de esta manera su poder de desplazamiento.

Hasta la fecha, estos métodos no han sido muy estudiados, por lo que los mecanismos de recuperación y el proceso en sí no ha sido del todo entendido, además de que el número de aplicaciones ha sido reducido.

Por lo que respecta a México, no se ha hecho ningún intento de aplicar estos métodos, debido principalmente a la falta de información, lo que impide un entendimiento adecuado de los procesos y al alto costo que implica el uso de estos agentes de inyección, en especial la inyección de surfactantes, debido a que son compuestos químicos derivados del petróleo.

Los procesos más probables de aplicar serían los polímeros y las soluciones alcalinas puesto que se puede decir que son métodos de inyección de agua -

mejorada, aunque este último requiere de una cierta cantidad de ácidos orgánicos en el aceite, la cual se obtiene mediante el cálculo del número -- ácido y es condición indispensable para la aplicación de este método. En México no se han llevado a cabo análisis de este tipo, por lo que no sabemos si los yacimientos sean apropiados para el uso de este agente.

Tanto los polímeros como los alcalinos no tienen un costo tan elevado, sin embargo, por las grandes cantidades que en ocasiones se requieren, su costo resulta muy elevado.

En este capítulo se han considerado en una forma muy general, los factores principales involucrados en la aplicación del proceso. No obstante si se quiere llevar a cabo un proyecto en particular de cualquier tipo será necesario efectuar un estudio profundo de laboratorio y teórico usando modelos matemáticos, así como pruebas piloto para garantizar hasta donde sea técnicamente posible el éxito del proyecto.

**CAPITULO XIII**

### XIII CONCLUSIONES

- 1.- El método de recuperación secundaria más utilizado en México ha sido la inyección de agua, no obstante este proceso no es aplicable a todos los yacimientos, y además las recuperaciones de aceite que se obtienen en la mayoría de los casos son inferiores al 30% del aceite original.
- 2.- El estudio y la investigación de nuevas técnicas de recuperación es muy justificable, debido a que tienen como objetivo el incremento en el porcentaje del aceite recuperado en yacimientos ya --depressionados por métodos de recuperación primaria y secundaria, o el incremento en la recuperación en aquellos que no presentan --una respuesta favorable a dichos métodos.
- 3.- Los procesos que intentan recuperar el aceite más allá de lo que se logró con la aplicación de métodos de recuperación primaria y secundaria, se conocen como métodos de recuperación terciaria o --mejorada. La aplicación de estos métodos ocasiona riesgos substantiales, debido a la sofisticación de la tecnología utilizada y a --los requerimientos económicos. Estos procesos incluyen métodos --têrmicos, desplazamientos miscibles y métodos de inyección de quí--micos.
- 4.- La selección de cualquiera de estos métodos, así como del agente --a utilizarse, deberá basarse en estudios tanto experimentales como de simulación, en donde se consideren las propiedades de los flui--dos del yacimientos, características particulares de éste, así co--mo una evaluación económica de los resultados obtenidos.
- 5.- Aunque el potencial para la recuperación mejorada es inmenso, la --aplicación de las diferentes técnicas se encuentra aún atrasado y

permanecerá así hasta que la tecnología usada este bien entendida y el tiempo de recuperación de la inversión, así como los riesgos sean aceptables.

6.- Una excepción a lo anterior son los procesos térmicos (inyección - continua y cíclica), los cuales se consideran como técnicas ampliamente probadas. Estos métodos son aplicados a una amplia variedad de yacimientos, teniendo como principal limitación la profundidad y el espesor.

7.- El proceso de combustión in-situ se considera como otro método de recuperación térmica, el cual para que se lleve a cabo necesita:

a) Crear una permeabilidad al aire de inyección en la formación.

b) Lograr la ignición del aceite en la formación.

c) Mantener en movimiento el frente de combustión mediante la - - inyección continua de agua.

Podemos decir que las aplicaciones de campo, es la principal herramienta de evaluación de este método.

8.- Los procesos miscibles tienen como objetivo eliminar las fuerzas - que causan la retención del aceite en la matriz de la roca.

Las recuperaciones obtenidas con estos métodos son muy altas, las - cuales bajo condiciones ideales de laboratorio se aproximan al 100%. Sin embargo, el principal problema asociado con los procesos de hidrocarburos miscibles es debido al alto costo.

9.- Aunque el CO<sub>2</sub> no es miscible al primer contacto con el aceite del yacimiento, se puede lograr la miscibilidad a las condiciones adecuadas de presión, temperatura y composición del aceite, teniendo



la ventaja de que abarca una gran variedad de yacimientos a los - -  
cuales puede ser aplicado, debido a los diferentes efectos que pro-  
duce sobre el aceite del yacimiento, no obstante los grandes volúme  
nes que se requieren de este agente, no lo hacen disponible fácilmen  
te.

- 10.- El nitrógeno y gas de combustión, vinieron a reemplazar el uso de -  
los hidrocarburos miscibles, pues el costo de estos es demasiado --  
elevado. Sin embargo desde el punto de vista de recuperación de --  
aceite, son inferiores que los gases hidrocarburos y mucho más que  
el CO<sub>2</sub>, además de presentar la desventaja de requerir una presión -  
muy elevada para generar o desarrollar miscibilidad.
- 11.- Entre los métodos de recuperación mediante la inyección de agentes  
químicos se encuentra la inyección de polímeros, inyección de sur-  
factante/polímero, conocida también como microemulsión, e inyección  
de alcalinos. Una característica común de estos métodos es la nece-  
sidad de ser mezclados en agua para lograr su inyección, de aquí --  
que todos ellos requieran yacimientos con condiciones muy favorables  
para la inyección de agua.
- 12.- Los métodos químicos han sido desarrollados muy lentamente, debido  
a los altos costos, alto riesgo y complicada tecnología que requie  
ren para una adecuada aplicación.
- 13.- Antes de seleccionar un proceso para aplicarlo a nivel integral, es  
de suma importancia llevar a cabo una prueba piloto, con la cual se  
obtendrán las respuestas a los posibles problemas de aplicación del  
proceso previamente seleccionado y evitar o reducir con ello los -  
riesgos tanto técnicos como económicos que pueden surgir en una --  
prueba a gran escala.

- 14.- La gran cantidad de yacimientos existentes en la República Mexicana y la gran variedad en propiedades que estos presentan, pueden estar sujetos a algún proceso de recuperación mejorada. Sin embargo, se deberá seguir dando impulso a las investigaciones para que la selección y aplicación de cualquier método sea lo más eficiente posible, principalmente en los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, dado el valor comercial de estos fluidos.

## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

1. Sistema Automatizado de Pruebas de Presión en Pozos Petroleros.  
Nestor Martínez y Ulises Ricoy.
2. La Saturación de Aceite y su relación con Procesos para Mejorar la Recuperación en yacimientos petrolíferos.  
Ing. Elías Chagoya Meneses.- Junio 1984.
3. Fundamentals of Reservoir Engineering L.P. Dake  
Elsevier Scientific Publishing Company
4. Alternativas de Explotación de los Yacimientos del Area Reforma I.M.P. (enero 1978)  
Garaicochea P.F. y Acuña R.A.
5. Complejo Cantarell  
Proyecto de Inyección de Agua y Justificación Técnico-Económica  
Petróleos Mexicanos - Subdirección de Explotación
6. Research on Enhanced Oil Recovery. Past, Present and Future.  
U. U. Taber
7. Oil Recovery Potential  
Enhanced Oil Recovery Potential in the United States.  
Congress of Ota. U.S.A.
8. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery  
H. K. Van Poollen
9. Recovery Efficiency of Enhanced Oil Recovery Methods:  
A Review of Significant Field Test.  
E. C. Hammershaimb and V.A. Kuuskraa.

10. Prueba Piloto de Inyección Cíclica de Vapor (Campo Samaria).  
Revista Ingeniería Petrolera.  
Ing. Francisco Valdés López y Agustín Carrillo R.
11. Inyección de Bióxido de Carbono a campos de la Zona Sur.  
Análisis de Factibilidad.  
Petróleos Mexicanos - Instituto Mexicano del Petróleo
12. Métodos de Optimización - Programación Lineal  
Francisco J. Jauffred y Alberto Moreno Bonett
13. Aspectos Prácticos de la Estimulación con Vapor a Pozos  
Productores de Aceite Viscoso y su Aplicación en el Campo  
Moloacán.  
Ing. Santos Reyes González
14. Inyección Cíclica de Vapor para Recuperación Térmica de Aceite  
Viscoso.  
B. Terán de la Garza y E. Paredes R.
15. Fundamentals of Tertiary Oil Recovery  
E.F. Herbeck, R.C. Heintz y J.R. Hastings
16. Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection  
B.T. Willman et al (JPT-Julio 1961).
17. Thermal Recovery  
Michael Prats (Monograph-Volume 7)
18. Improved Oil Recovery  
J.D. Neil, H.L. Chang, T.M. Geffen  
B.H. Claudie, R.C. MacDonald  
R.T. Jonansen, N. Mungan, F.H. Poettmann  
P.B. Crawford, S.M. Farouq Ali:

19. Proyecto de Recuperación de Crudo Pesado por Inyección Cíclica de Vapor en el Campo Moloacán.  
Ing. Medardo Gómez R. (AIPM-82).
20. Inyección de Vapor en el Campo Moloacán.  
Ing. Fabián López C. y Santos Reyes (IMP)
21. Aspectos Prácticos de la Estimulación con Vapor a Pozos Productores de Aceite Viscoso y su Aplicación en el Campo Moloacán.  
Ing. Santos Reyes González (IMP)
22. Tecnología de la Combustión in-Situ  
Tesis Profesional Ing. Enrique Paredes Robles
23. Aplicación del Nitrógeno en Procesos de Recuperación Mejorada.  
Tesis Profesional Ing. Rubén Luján Salazar
24. Desplazamiento Miscible  
Fred I. Stalkup Jr.  
Consulting Research Engineer
25. Miscible Displacement  
William E. Brigham  
Secondary Recovery Course
26. CO<sub>2</sub> El Proceso de Recuperación Mejorada más Adecuado para Aumentar la Recuperación de Petróleo en México.  
J. Rivera y R. Rodríguez (IMP)
27. Projected Demand for Major EOR Equipment.V.A. Kuuskraa y E. C. Hammershaimb
28. Nitrogen May be Used for Miscible Displacement in Oil Reservoir  
Michael D. Rushing y Bruce C. Thomasson (JPT-78)

29. Uso de Gases Inertes y Métodos para Generarlos en Procesos de Recuperación Mejorada de Yacimientos de Aceite Volátil y Gas y Condensado.  
M. en I. Francisco J. García Gómez (1982).
30. Aplicación de Nitrógeno en Procesos de Recuperación Mejorada.  
Tesis Profesional Rubén Luján Salazar.
31. Determinación Experimental del Comportamiento Reológico de Soluciones de Polímeros para Mejorar la Recuperación de Aceite.  
Jesús Rodríguez Rivera y Gabriel Gaxiola (IMP,1978).
32. Polymer Flooding Technology - Yesterday, Today and Tomorrow  
N.L. Chang (SPE, 1978)
33. Aplicación de Agentes de Actividad Superficial a la Recuperación Mejorada del Petróleo.  
Ing. Hermilo Pérez Aguilar (1977)
34. Physicochemical Aspects of Microemulsion Flooding. Robert N. Healy and Ronald L. Reed (JPT-1973)
35. Fundamentos de Físicoquímica  
Maron y Prutton (Editorial Limusa)
36. A Course in Alkaline Flooding  
Necmettin Mungan (PHD. P. Eng).
37. Alkaline Injection for Enhanced Oil Recovery  
E.H. Mayer y R.L. Berg
38. Oil Recovery by Alkaline Waterflooding. C.E. Cooke, R.E. Williams y P.A. Kolodzie.

39. Status of Caustic and Emulsion Methods. C.E. Jonnson. (SPE)
40. Good Pilot Flood Desing Boosts Field Project Profit Production Progress.  
Dr. Charles R. Smith
41. Design and Implementation of A. Levelland Unit CO<sub>2</sub> Tertiary - Pilot.  
Bill D. Graham, Jerry F. Bowen (SPE)
42. A CO<sub>2</sub> Tertiary Recovery Pilot. Little Creek. Field, Mississippi (SPE).
43. Technical Screening Guides for The Enhanced Recovery of Oil.  
J.J. Taber y F.D. Martin (SPE)

## APENDICES



## APENDICE A

Por definición reología es la ciencia de la deformación y flujo de la materia. Un cuerpo es deformado cuando la aplicación de un sistema de fuerzas altera su forma o su tamaño. Se dice que un cuerpo fluye si su grado de deformación cambia continuamente con el tiempo.

### Clasificación Reológica de Fluidos

Un fluido es una sustancia que tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando que tan viscoso sea éste. Los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales a la velocidad de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

Los fluidos son comunmente clasificados con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, resultando en un flujo unidireccional, laminar a temperatura constante, por lo tanto, las características de flujo de un fluido se encuentran determinadas por su comportamiento ante la acción de un esfuerzo.

Si consideramos un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, como se muestra en la figura A.1, en donde el plano superior se esta moviendo con una velocidad  $v_x + dv_x$  y ejerce una fuerza  $F$  sobre el fluido. Debido a que no existe deslizamiento del fluido con respecto a las placas, el fluido estará sujeto a una deformación  $dv/dy$ , la cual es un gradiente de velocidad o deformación de corte ( $\gamma$ ), en tanto que la fuerza

F por unidad de área  $A$ , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, se le denomina esfuerzo cortante  $\tau$ . Debido a esto, en todos los fluidos existe una relación directa entre el esfuerzo cortante que se impone y la velocidad de corte resultante. Dicha relación es por lo tanto, diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Así la relación  $\tau = f(\dot{\gamma})$  es única para cada tipo de fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura. Esta relación es conocida como la ecuación reológica del fluido.

En el caso general, esta relación funcional no es tan simple, ya que depende de otros factores, tales como interacciones químicas entre las partículas dispersas de un sistema, cambios de orientación, etc. De esta manera, los fluidos están clasificados en varios tipos de acuerdo a su comportamiento reológico, siendo estos, fluidos Newtonianos y no Newtonianos.

#### A.1 Fluidos Newtonianos

Se denominan así debido a que su comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de Viscosidad de Newton. Estos fluidos bajo condiciones de flujo laminar, exhiben una relación directa entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La constante de proporcionalidad conocida comúnmente como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir el comportamiento de flujo de estos fluidos. Esta relación puede expresarse como:

FIG. A.1

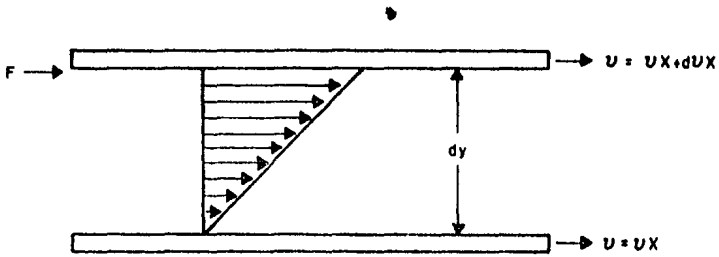
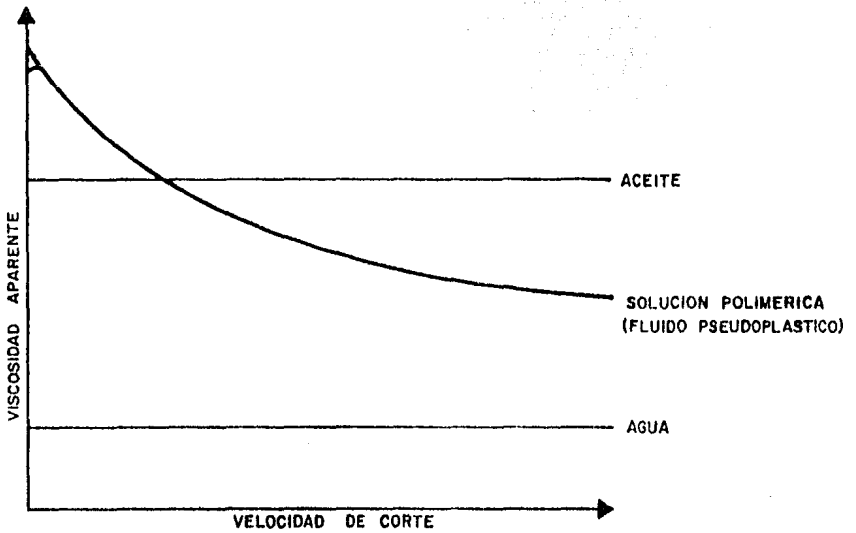


FIG.A.2 VISCOSIDAD APARENTE CONTRA VELOCIDAD DE CORTE.



$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} = \text{cte}$$

## A.2 Fluidos no Newtonianos

Este tipo de fluidos no puede ser caracterizado por una sola constante - como es la viscosidad, debido a que la relación de esfuerzo cortante y velocidad de corte no es constante. El comportamiento de flujo de estos - fluidos se ajustan a modelos de flujo más complejos. Las soluciones con polímeros son clasificadas como fluidos pseudoplásticos, entendiéndose por estos como aquellos en el que un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual, el incremento del esfuerzo con la - velocidad de corte se incrementa. Matemáticamente la fórmula a la que se ajustan es conocida como Ley de Potencias.

$$\tau = K\gamma^n$$

donde  $n < 1.0$  para fluidos pseudoplásticos

Los parámetros  $K$  y  $n$  definen el comportamiento de flujo del fluido, - Note que si  $n = 1.0$ , la ecuación se reduce a la de un fluido Newtoniano y entonces  $K$  equivale a  $\mu$ . En este caso, la constante de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y velocidad de corte es denominada viscosidad aparente.

Un fluido pseudoplástico presenta una elevada viscosidad aparente cuando fluyen a bajas velocidades y viceversa.

A pesar del comportamiento de flujo tan complejo de las soluciones de polímeros, las viscosidades aparentes de estos fluidos son significativamente mayores que la viscosidad del agua aún a altas velocidades de corte. En la figura A.2 queda ilustrado lo anterior.

## APENDICE B

### B.1 Polaridad y Miscibilidad

Una molécula o grupo polar es aquella en la que sus elementos están orientados de tal manera que formen polos con cierta simetría, en otras palabras, cuando el centro de las cargas positivas de una molécula no coincide con el de las negativas, se dice que dicha molécula es polar y constituye un dipolo. Por otro lado, una molécula o grupo no polar, es aquella en la que la distribución de las cargas es simétrica, es decir, coinciden los centros de las cargas.

Las moléculas polares y no polares pueden unirse mediante dos tipos de fuerzas intermoleculares: Interacciones Dipolo - Dipolo y fuerzas de Van der Waals. Las fuerzas de Van der Waals son débiles, comparadas con las interacciones dipolo - dipolo, esto se debe a que las primeras actúan solamente en la superficie de las moléculas que están en contacto cercano, por lo que entre más grandes son las moléculas, más grande es el área de superficie de contacto y mayores las fuerzas intermoleculares, siendo estas muy importantes desde el punto de vista de solubilidad o miscibilidad.

### B.2 Estructura Química

Generalmente una molécula de surfactante está constituida por un grupo polar afín a sustancias polares y aversión a las no polares y otro grupo no polar afín a las no polares y aversión a las polares, es decir son moléculas anfifílicas.

El compuesto polar más común es el agua y el no polar el aceite, por lo que el grupo polar de la molécula de surfactante es hidrofílico y el no polar es oleofílico. Existe una gran variedad de grupos hidrofílicos y oleofílicos, por lo que pueden formarse una gran variedad de moléculas de surfactantes. Los surfactantes utilizados en las microemulsiones usualmente son los sulfonatos del petróleo.

### Sulfonatos del petróleo

Los sulfonatos del petróleo son de una constitución compleja, pues pueden obtenerse moléculas de diferentes pesos moleculares, debido principalmente a la variación en la longitud de la cadena parafínica y en el número de anillos, que pueden ser aromáticos o nafténicos.

El peso equivalente de un sulfonato es el peso molecular de este, entre el número de sulfonatos presentes en la molécula. Los sulfonatos del petróleo disponibles comercialmente son caracterizados por ser solubles en aceite o en agua.

#### A.- Solubles en Aceite

Poseen una cadena hidrocarbonada más larga que los solubles en agua, al mismo tiempo son menos aromáticos y poseen un menor número de anillos. Están constituidos por moléculas más balanceadas, es decir, su carácter hidrofílico y oleofílico son casi iguales, por consiguiente son de mayor peso molecular, variando de 400 a 550 lb/mol. Son resistentes a la oxidación y al calor. De su estructura química dependen las pro

propiedades que poseen, por ejemplo, para bajar la tensión interfacial agua - aceite se requiere una igualdad entre el carácter hidrofílico y oleofílico de la molécula; para emulsificar aceite en agua se requiere un carácter hidrofílico mayor y para emulsificar agua en aceite, un carácter oleofílico mayor.

#### B.- Solubles en Agua

Poseen una cadena hidrocarbonada más corta, son más aromáticos y poseen un mayor número de anillos. Exhiben propiedades de actividad semejantes a los solubles en aceite, pero difieren en cuanto a eficiencia. Son menos eficientes para bajar tensión interfacial aceite - agua debido a su balance hidrofílico - oleofílico más alto; son buenos emulsificantes de aceite en agua, no así de agua en aceite; son más eficientes para promover la mojabilidad por agua y más estables a la dureza de ella; además tienen buenas propiedades espumantes y dispersantes.

En cuanto al peso molecular, son menores que el de los solubles en aceite, teniendo un valor aproximado de 350 lb/mol.