

24/23



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

Facultad de Ingeniería

APLICACION DEL NITROGENO EN PROCESOS DE  
RECUPERACION MEJORADA

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

Rubén Luján Salazar

---

México, D. F.

1983



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

I N D I C E

	PAG.
- CAPITULO I	
- INTRODUCCION	
1.1 Generalidades . . . . .	1
1.2 Características de los procesos RM . . . . .	2
1.3 Parámetros del yacimiento considerados . . . . .	7
- CAPITULO II	
- PLANEACION DE PROYECTOS DE INYECCION DE NITROGENO	
2.1 Recolección de Datos . . . . .	16
2.2 Investigación de Laboratorio . . . . .	16
a) Datos generales para el análisis de núcleos	
2.3 Procesamiento de Datos por Computador . . . . .	18
2.4 Pruebas de piloto y sus valores . . . . .	20
2.5 Control del perfil de inyección . . . . .	23
- CAPITULO III	
- LA INYECCION DE NITROGENO COMO PROCESO DE RECUPERACION MEJORADA	
3.1 Propiedades del Nitrógeno . . . . .	27
a) Propiedades físicas	
b) Propiedades químicas	
1.- Diagramas de energía libre	
2.- Substancias naturales	
3.- Compuestos del nitrógeno en los hidrocarburos	

	PAG.
3.2 Consideraciones de la Fase de Equilibrio para el - nitrógeno . . . . .	37
a) Mezcla del fluido del yacimiento	
3.3 Producción del Nitrógeno . . . . .	42
a) Tecnología de la separación del aire	
b) Separación del nitrógeno para procesos RM	
c) Descripción de las partes más importantes	
d) Equipo para la generación y compresión del N <sub>2</sub>	
e) Reinyección de nitrógeno	

- CAPITULO IV

- DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE CON NITROGENO

4.1 Introducción . . . . .	64
4.2 Mantenimiento de Presión . . . . .	66
a) Inyección de nitrógeno dispersa	
b) Inyección de nitrógeno externa	
4.3 Segregación Gravitacional . . . . .	74
4.4 Técnicas de Predicción . . . . .	76
a) Método Welge	
b) Modelo Numérico	
c) Método Cardwell y Parson	
4.5 Factores que Afectan el Desplazamiento . . . . .	93
a) Condiciones de saturación inicial	
b) Relación de viscosidad de los fluidos	
c) Gasto y echado de la formación	
d) Relación de permeabilidades relativas	
e) Presión capilar	

f) Presión del yacimiento y prop. de los fluidos	
4.6 Eficiencias de Recuperación del Aceite . . . . .	101
4.6.a Métodos de evaluación de la ef. unitaria	
4.6.b Métodos de evaluación de la ef. vertical	
4.6.c Métodos de evaluación de barrido areal	
4.7 Sistemas Porosos . . . . .	112
a) Integranular - Intercristalino	
b) De matriz fracturada y	
c) De solución vulgar	
4.8 Estimación del funcionamiento del mantenimiento de presión con nitrógeno . . . . .	117
4.9 Aplicación de campo; Campo Lake Barre . . . . .	121

- CAPITULO V

- DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

5.1 Introducción . . . . .	136
5.2 Eficiencia del proceso . . . . .	144
5.3 Inyección de N <sub>2</sub> Alta Presión . . . . .	147
a) Limitaciones	
5.4 Desplazamiento por Bache Miscible . . . . .	155
a) Yacimientos con inyección de agua	
b) Rango de presión	
c) Tamaño del bache	
d) Relación de movilidades	
5.5 Desplazamiento por gas enriquecido . . . . .	161
a) Factores limitantes	
5.6 Técnicas de Predicción . . . . .	165
a) Modelo composicional	

	PAG.
5.7 Análisis y Diseño de un Proyecto de Inyección de N <sub>2</sub> por Desplazamiento Miscible . . . . .	185
5.8 Aplicaciones de Campo	
a) Campo Jay/LEC	
b) Yacimiento Painter	
c) Campo Fordoche	
- CAPITULO VI	
EVALUACION ECONOMICA	
6.1 Parámetros Económicos Básicos . . . . .	209
6.2 Factores que afectan el Costo del Nitrógeno . . . . .	212
6.3 Factores que Afectan el Costo de la Reinyección - de Nitrógeno . . . . .	218
- CAPITULO VII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES . . . . .	222
A P E N D I C E S	
A.- RECOLECCION DE DATOS . . . . .	229
a) Datos Generales	
b) Práctica de Desarrollo Primario de Campos	
c) Geología del Petróleo	
d) Características y Comportamiento del Campo	
e) Datos de Producción	
f) Prácticas de Operaciones Primarias de Campo	
g) Abastecimiento del Nitrógeno para Represionar el Yacimiento	
h) Consideraciones Económicas	
i) Resumen	

**N O M E N C L A T U R A**

NOMENCLATURA EMPLEADA

A:	área perpendicular al flujo, $m^2$
B:	factor de volumen de la formación
C:	coeficiente de constricción al flujo; varía de 0.3 a 0.4 en <u>arreglos</u> de pozos uniformes.
$C_w$ :	compresibilidad del agua
$C_r$ :	compresibilidad de la roca
D:	diferencial, d
D':	operador diferencial
$D_m$ :	componente de dispersión hidrodinámico, m
$\frac{DP_c}{DS}$ :	gradiente de presión en la interfase respecto al flujo, $kg/cm^2/m$
E:	eficiencia, fracción
F:	fracción del fluido en la corriente fluyente
f:	fracción de pozo
$f_{mj}$ :	componente de fugacidad m en la fase j ( $j = o, g$ )
g:	aceleración de la gravedad = $9.80 m/seg^2$
h:	profundidad (medida positiva hacia abajo), espesor, m
H:	altura de equilibrio del ascenso capilar, m
H':	cabeza del pozo multiblock en la terminación del modelo
HC:	hidrocarburos
J:	matriz del Jacobiano
K:	permeabilidad
$K_{rj}$ :	permeabilidad relativa a la fase j ( $j = o, g, w$ )
$K_{rocw}$ :	permeabilidad relativa al aceite o al gas con agua congénita
$K_{rog}$ :	permeabilidad relativa al aceite en el sistema gas-líquido con agua congénita



Krow:	permeabilidad relativa al aceite en sistema agua-aceite
Krwro:	permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de aceite
L:	Longitud del yacimiento o de drene, m
L':	fracción molar de la fase líquida en el sistema de hidrocarburos
m:	constante
M:	movilidad
n <sub>C</sub> :	número de elementos del pozo en una terminación de pozos en <u>multi</u> block
N:	aceite original en el yacimiento, m <sup>3</sup>
N':	número de celdas
P <sub>j</sub> :	presión de la fase j (j = o, g, w)
P <sub>cog</sub> :	presión capilar aceite-agua
P <sub>cwo</sub> :	presión capilar agua-aceite
Q <sub>HC</sub> :	inyección molar/gasto producido de hidrocarburos
Q <sub>M</sub> :	inyección molar/gasto producido del componente m
Q <sub>W</sub> :	inyección molar/gasto producido de agua
q:	gasto o flujo, m <sup>3</sup> /día
q <sub>j</sub> :	inyección volumétrica/gasto de producción de la fase j (j=o,g,w)
r <sub>c</sub> :	radio equivalente en el modelo del pozo
r <sub>w</sub> :	radio del pozo
R:	relación gas-aceite instantánea
R:	constante universal de los gases
R <sub>ec</sub> :	recuperación, % o fracción
R <sub>s</sub> :	relación de solubilidad, m <sup>3</sup> g/m <sub>0</sub> <sup>3</sup>
s:	factor de daño
S <sub>j</sub> :	saturación de la fase j (j = o, g, w)
t:	tiempo
T <sub>j</sub> :	transmiscibilidad de la fase j (j = o, g, w)

$\mu_j$ :	viscosidad de la fase $j$ ( $j = o, g, w$ )
$v$ :	fracción molar de la fase vapor en el sistema hidrocarburo
$V$ :	velocidad de flujo, cm/seg
$V_b$ :	volumen de la celda
$W$ :	amplitud de la formación o yacimiento, m
$W_{Ij}$ :	índice del pozo para la fase $j$ ( $j = o, g, w$ )
$x$ :	tamaño del bache expresado como porcentaje del volumen poroso
$Y$ :	concentración del material del bache
$Y_{mj}$ :	fracción molar del componente $m$ en la fase $j$ ( $j = o, g$ )
$Z_d$ :	distancia de la interfase gas-líquido a la parte superior de la estructura, m
$Z_m$ :	fracción global molar del componente $m$ en el sistema de hidrocarburos.
$Z$	factor de compresibilidad

#### MINUSCULAS

$a$	=	$\theta E_w S_w + E_o S_o + E_g S_g$
$b$	=	exponente de la ecuación de la permeabilidad relativa
$b'$	=	dispersividad
$c$	=	factor de la forma en el modelo de pozo
$d_j$	=	densidad de la fase $j$
$E'$	=	sumatoria
$E_j$	=	densidad de la fase $j$
$e$	=	$gd_j$ , gradiente de la fase $j$
$I_{l,m}$	=	coeficiente de iteración entre el componente $l$ y el $m$
$n$	=	contribución al efecto de dispersión
$\theta$	=	$(E_o S_o + E_g S_g) / (E_w (S_o + S_g))$
$M_j$	=	$K_{rj} / \mu_j$ , movilidad de la fase $j$

$M_T$	=	$E'M_j$ , movilidad total
$S$	=	tensión interfacial
$T'$	=	tortuosidad
$\mu_j$	=	viscosidad de la fase $j$
$v$	=	número de componentes de hidrocarburos
$\phi$	=	porosidad, fracción
$I_j$	=	potencial de la fase $j$ ( $j = o, g, w$ )

#### SUBINDICES

(1)	=	nivel de iteración
$n$	=	anterior nivel de iteración
$n+1$	=	nuevo nivel de iteración
$bh$	=	fondo del pozo
$c$	=	congénito
$c^r$	=	crítico
$e: l:$	=	líquido
$g$	=	gas
$i$	=	inicial
$i, k$	=	índice del componente de celdas
$j$	=	índice de la fase
$m$	=	índice del componente
$o$	=	aceite
$p$	=	promedio
$r$	=	residual
$s$	=	inferior
$t$	=	total
$u$	=	superior
$w$	=	agua

x, y, z = direcciones de las coordenadas

### NOTACION DIFERENCIAL

$$\dot{D}'_0 D'T = D'_x T_x D'P_x + D'_y T_y D'P_y + D'_z T_z D'P_z$$

$$D'_x T_x D'P_x = T_{x, i + 1/2} (P_i + 1 - P_i) - T_{x, i - 1/2} (P_i - P_{i - 1})$$

donde  $T_{x, i + 1/2}$  es la transmisibilidad en la dirección x, entre la red de blocks i y la red de blocks i + 1.

CAPITULO I

## CAPITULO I

### 1.1 GENERALIDADES:

Por razones técnicas o económicas la recuperación en yacimientos petrolíferos es relativamente baja, aún en yacimientos que han estado produciendo hidrocarburos por más de veinte años. El porcentaje de recuperación a nivel mundial es de alrededor de un 33% del volumen original de hidrocarburos; es decir que por cada barril de hidrocarburos extraído, dos se dejan en el yacimiento. Este porcentaje puede ser mucho menor en algunos casos, como en los yacimientos de crudos pesados, donde el agotamiento natural permite recuperaciones tan bajas como del 1-5% del volumen original de hidrocarburos.

El proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos podrá hacia fines del presente siglo alcanzar porcentajes de recuperación de hidrocarburos a nivel mundial, cercanos al 45%. Este proceso también podrá proveer el acceso a campos previamente descubiertos, pero que difícilmente pudieron ser productivos debido a dificultades técnicas o económicas, así como aumentar las reservas de crudos pesados.

Se estima que en nuestro medio esta técnica (la Inyección de Nitrógeno) permitirá obtener mayores recuperaciones (50% ó más) que las obtenidas por exitosas operaciones de inyección de agua (menores del 50%). A la fecha han sido pocos los yacimientos en los cuales se ha utilizado esta técnica, pero en todos ellos se han obtenido altas recuperaciones. Algunos de los yacimientos más importantes de nuestro país poseen mejores característi

cas para este proceso, y por lo cual se espera obtener aún mejores resultados.

La importancia de aumentar la recuperación de hidrocarburos en las siguientes décadas, está previsto en las conclusiones de la "X CONFERENCIA MUNDIAL DE ENERGIA", en 1977, en la cual se observó que para fines del presente siglo, el 55% del crudo producido mundialmente será de técnicas de recuperación mejorada (RM) y el 45% de nuevos descubrimientos. En este porcentaje de 55% no se toma en cuenta los crudos provenientes de esquistos, lutitas o de carbón de piedra.

## 1.2 CARACTERISTICAS DE LOS PROCESOS RM.

Podemos clasificar las diferentes técnicas de RM en tres grupos:

- A) Procesos térmicos: donde el calor es la fuente de energía.
- B) Inyección de gas: involucra desplazamiento miscible o inmisible.
- C) Inyección de agua: donde sustancias químicas son agregadas al agua.

Estas diferentes técnicas ya muestran excelentes recuperaciones de hidrocarburos, las cuales alcanzan de un 50 a un 70% en casos favorables. La Fig. 1-1 fue presentada originalmente por Roberts & Walker<sup>1</sup>, donde muestran el rango de las densidades de crudos apropiados para la aplicación de las diferentes técnicas.

1.-Referencias al final del capítulo.

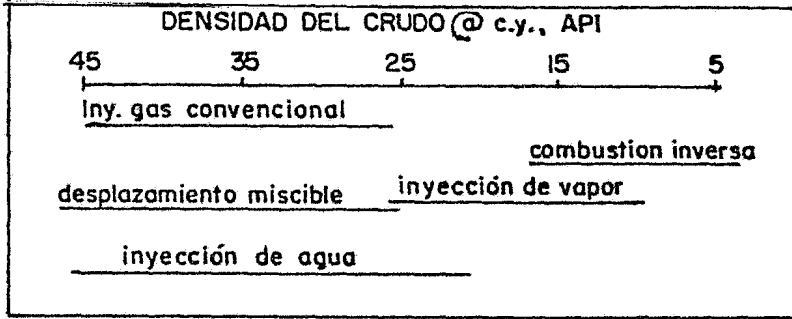


FIGURA 1-1 Rango de densidades de crudos aplicables en los diferentes procesos RM.

La Figura 1-2 muestra los rangos de profundidad y de presión aplicables en los diferentes procesos de recuperación mejorada.

Figura 1-2 Rango de profundidad y presión aplicables a los diferentes procesos RM.

PROFUNDIDAD ( pies )	0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
GAS CONVENCIONAL	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
MISCIBLE	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
MEJORADO	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
EMPUJE GAS	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
INYECCION DE AGUA	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
INY.DE AGUA MEJORADA	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
COMBUSTION IN SITU	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
INYECCION DE VAPOR	[Barra horizontal desde 0 hasta 10000]										
PRESION ( lb / pulg <sup>2</sup> )	0	450	900	1340	1780	2230	2620	3020	3560	4020	4460

Utilizando la correlación de Cronquist<sup>2</sup>, se puede determinar los aceites volátiles, que en la mayoría de los casos corresponden a yacimientos que se encuentran a una gran profundidad y tienen altas temperaturas. La Figura 1-3 es una clasificación de aceites volátiles y de gas y condensado, en función de la RGA. Son estos yacimientos en realidad muy raros de encontrar y aún más, si poseen características favorables a la segre-



gación gravitacional, en cuyo caso se podrán tener muy altas recuperaciones.<sup>3</sup>

Líquido				
Aceites Negros		Aceites Volátiles (1500-3500 pie <sup>3</sup> /bl)		
RGA (pie <sup>3</sup> /bl)	0	100	1000	10000
100000	10000	1000	100	10
RGA (pie <sup>3</sup> /10 <sup>6</sup> pie <sup>3</sup> de cond.)				
Gas y Condensado, Seco				
Gas				

Figura 1-3 Aceites volátiles y de gas y condensado.

Como actualmente varios de los yacimientos más importantes en nuestro país tienen aceite volátil, se analizarán con más detalle. Generalmente la recuperación de los yacimientos de aceite volátil, que no cuentan con un efectivo empuje hidráulico ni de casquete de gas, es debido al empuje por gas disuelto, siendo estas muy bajas (del orden del 15-25% 2, 4).

Históricamente la inyección de agua ha sido uno de los procedimientos más comunes para aumentar la recuperación de yacimientos de aceite volátil. Como los aceites volátiles tienen típicamente una viscosidad menor a 1 cp, la relación de movilidades agua-aceite es altamente favorable. Bajo estas condiciones, puede esperarse una alta eficiencia volumétrica de barrido. Dadas estas características favorables, las máximas recuperaciones estimadas para dos proyectos, son del 38% y 48% (ver Tabla 1-1).

TABLA 1-1 EFICIENCIAS DE RECUPERACION PARA YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL

<u>CAMPO / YACIMIENTO</u>	<u>PROFUNDIDAD PROMEDIO -</u>	<u>LITOLOGIA</u>	<u>EFICIENCIAS DE RECUPERACION</u>		
			<u>PRIMARIA</u>	<u>METODO</u>	<u>RECUPER.</u>
Blackjack Creek/ Smackover	15,700	Dolomía	19%	Iny. agua	39%
Jay - LEC/ Smackover	5,400	Dolomía	17%	Iny. de gas	48%
Pickton / Rodessa	7,900	Caliza	19%	Iny. de gas	61%
Raleigh / Houston	12,600	Arenisca	32%	Iny. de gas	66%
Shoats Creek/ Cockfield	8,950	Arenisca	20%	Iny. de gas	41%

Recientemente ha tomado gran importancia la inyección de gas como un método de recuperación mejorada, para aumentar la recuperación en yacimientos de aceite volátil. Este proceso es más favorable, pues se han tenido recuperaciones hasta del 66%. En la mayoría de estos yacimientos, la inyección de gas se hacía con el propósito de mantener a cierto nivel la presión del yacimiento y almacenar el gas para su uso futuro. En pocos yacimientos el objetivo de la inyección de gas era el de alcanzar la miscibilidad, entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento. Cuando la miscibilidad se lograba, los efectos capilares desaparecieron y la eficiencia de desplazamiento alcanzaba el 100% en la zona barrida.

Debido al constante incremento, tanto en el precio como en la demanda de gas natural, ha sido necesario buscar un sustituto que posea características similares; como pueden ser el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el gas de combustión, el aire y el nitrógeno ( $\text{N}_2$ ).

Pero el uso, tanto de  $\text{CO}_2$  como del gas de combustión ocasionan grandes problemas de corrosión, el oxígeno que contiene el aire es altamente reactivo, lo cual causa problemas intolerables, tanto en sistemas superficiales como en el yacimiento, también forma mezclas explosivas, ignición espontánea, corrosión, alteración de la formación, etc. El nitrógeno es más económico que el  $\text{CO}_2$  y el gas natural, es un gas inerte no corrosivo. Además, debido a las propiedades similares entre el gas natural y el nitrógeno, es lógico esperar que actúen de igual forma<sup>5</sup>. Por lo anterior se concluye que el nitrógeno es un excelente sustituto del gas natural y, por consiguiente, para obtener una alta recuperación en yacimientos de hidrocarburos.

Ahora bien, la decisión del uso de agua, gas o un proceso tipo miscible, no está enteramente basada en las características del yacimiento, sino por factores económicos, leyes de conservación local y la disponibilidad de los fluidos necesarios para el proceso. Si dos o más métodos ofrecen la misma recuperación y la misma aplicabilidad al yacimiento, la selección final del proceso dependerá entonces de la evaluación económica de los métodos considerados.

### 1.3 PARAMETROS DEL YACIMIENTO CONSIDERADOS

La efectividad de cualquier proceso de recuperación mejorada generalmente depende de tres factores.

- 1) Saturación: la cantidad de aceite en el yacimiento, cuando se inicia el proyecto.
- 2) Eficiencia de barrido: el grado en el cual el yacimiento estará en contacto con el fluido inyectado y,
- 3) Eficiencia de recuperación: la capacidad del proceso para desplazar a los hidrocarburos.

La saturación de aceite del yacimiento a cualquier parte en el tiempo, es una función del volumen de aceite inicial. La eficiencia de barrido será controlada por la localización de los pozos inyectoros y productores, la heterogeneidad del yacimiento, la relación de movilidades y el límite económico del gasto de producción de aceite. La eficiencia de recuperación estará controlada por las fuerzas capilares existentes en el yacimiento.

Las características estructurales, también influyen en la aplicación de ciertos procesos, los arreglos de pozos, la inyección de gas dispersa (ya sea convencional o miscible). Además la estructura porosa deberá ser razonablemente uniforme; sin embargo, este no es un problema crítico.

En general los parámetros del yacimiento considerados en la inyección de nitrógeno, son aquellos derivados de las propiedades físicas de la roca, las propiedades físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos y la descripción geológica del yacimiento (Tablas 1-2 y 1-3).

---

TABLA 1-2      PARAMETROS DEL YACIMIENTO CONSIDERADOS

---

<u>PARAMETRO DEL PROCESO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>
Temperatura	La temperatura es inversamente proporcional al gasto de inyección de nitrógeno.
Porosidad	Si el porcentaje de porosidad es considerado para la inyección de nitrógeno, las formaciones fracturadas no serán ideales para este desplazamiento.
Permeabilidad	La permeabilidad horizontal, así como las permeabilidades relativas son importantes en la determinación de la aplicabilidad de este proceso. La heterogeneidad del yacimiento es muy importante, pues afecta la eficiencia de barrido del sistema. Zonas de alta permeabilidad en un yacimiento pueden provocar la surgencia prematura, resultando una baja eficiencia de barrido. En general el proceso de inyección de nitrógeno es mejor aplicado en yacimientos de baja permeabilidad (10 md) donde el intercambio molecular o el desplazamiento químico es favorable la permeabi-

PARAMETRO DEL  
PROCESO

SIGNIFICADO

lidad puede ser mayor (50 md).

Agua Congénita

Es factor importante en la solubilidad del nitrógeno, la salinidad y la composición del agua congénita.

Presión de -  
Saturación.

Es muy importante la presión de saturación en la determinación de la presión de inyección de nitrógeno y en la determinación de la presión mínima para alcanzar la miscibilidad.

Presión

Las viscosidades del nitrógeno y el metano son del mismo orden a 6,000 lbs/pg<sup>2</sup>.

La solubilidad del nitrógeno en el agua y salmuera es directamente proporcional a la presión.

El cambio de punto de rocío en el nitrógeno es más pronunciado que en el gas natural, dada una misma presión diferencial.

Composición del  
aceite y propie-  
dades:

La miscibilidad del nitrógeno con el aceite ocurrirá si el aceite contiene suficientes hidrocarburos intermedios (C<sub>2</sub> - C<sub>6</sub>). La miscibilidad es debida al fenómeno de enriquecimiento del nitrógeno por la vaporización del aceite residual.

PARAMETRO DEL  
PROCESO

SIGNIFICADO

---

Viscosidad y Densidad del aceite.	La baja viscosidad y la alta densidad (API) en el aceite son favorables para la inyección de nitrógeno; es decir, una viscosidad menor a 10 cp. y una densidad mayor de 35° API.
Estratificación y Formación Heterogénea	Para yacimientos de gas y condensado es desfavorable un incremento en el punto de rocío, causado por la inyección de nitrógeno, limitandose esta inyección a aquellas áreas que se encuentren en contacto con el aceite, donde la mezcla estará influenciada por: <ul style="list-style-type: none"> <li>a). La relación de movilidades</li> <li>b). La difusión molecular así como la dispersión</li> <li>c). La distribución y tamaño de poros</li> <li>d). Los cambios en los patrones del flujo, y</li> <li>e). Los cambios en la presión del yacimiento.</li> </ul>
Profundidad	Un yacimiento somero no tolerará las altas presiones necesarias para un desplazamiento miscible. Generalmente se aceptan yacimientos con profundidades mayores a los 1,000 mt.
Saturación de aceite	El proceso de inyección de nitrógeno no será muy efectivo en yacimientos que tengan saturaciones de aceite residual del 20 - 25%.

<u>PARAMETRO DEL PROCESO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>
Otros	Litología del yacimiento, humectabilidad, espesor del yacimiento, propiedades de los fluidos (análisis PVT), si hay empuje hidráulico o del casquete de gas.

TABLA 1-3 PARAMETROS DEL FLUIDO DE INYECCION

<u>PARAMETRO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>
Viscosidad del gas de inyección (nitrógeno): factor de volumen de formación de una inyección de gas. En general, un gran volumen de gas será desplazado por el volumen de nitrógeno inyectado.	El nitrógeno tiene una viscosidad del orden de la del gas que se encuentra en el casquete. El nitrógeno ocupa el 38% de más espacio poroso por unidad de volumen, que el gas del yacimiento.
El nitrógeno representa al yacimiento, además actúa	Un incremento en la presión del yacimiento, aumentará la vida productiva del yacimiento.



PARAMETRO:

SIGNIFICADO

---

como fuente de energía  
sin la inyección de -  
fluidos.

El nitrógeno puro es  
miscible con el aceite  
a altas presiones  
(generalmente 7 4,000  
lbs/pg<sup>2</sup>). La cual es  
altamente dependiente  
de los fluidos del  
yacimiento.

El nitrógeno posee un  
factor favorable en su  
densidad.

La presión y la salini-  
dad son importantes en  
la solubilidad del ni-  
trógeno en el agua y  
salmuera.

Otros:

Cuando surge el nitrógeno, este es producido  
junto con el gas natural, pero es fácilmente  
separado del gas natural al incrementar su con-  
tenido de calorías.

Generalmente es menor que la densidad del cas-  
quete.

El nitrógeno es menos soluble en el agua,  
que el CO<sub>2</sub> y que el gas de combustión.

Tiempo y efectos de producción, combustible o re-  
querimientos de energía para la producción del ni-  
trógeno. Requerimientos de capacidad adicional ab-

PARAMETROS

SIGNIFICADO

---

sorbente. Eliminación del nitrógeno del gas producido y la capacidad de las plantas criogénicas para eliminar el nitrógeno.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones, poner en marcha en proyecto de inyección de nitrógeno, permitirá incrementar las reservas de los yacimientos de aceite volátil, semivolátil, gas y condensado y aquellos con características favorables a la segregación gravitacional, de una manera significativa. Algunos yacimientos con características menos favorables para este proceso de recuperación mejorada, se han obtenido recuperaciones del 50 al 80% del volumen original de hidrocarburos. Además permitirá producir más rápidamente el yacimiento. Es mejor implantar la inyección de nitrógeno al inicio de la explotación del yacimiento, debido a que la recuperación final es altamente dependiente de la saturación de aceite al iniciar el proyecto.

REFERENCIAS

- 1.- Roberts, G. R., Jr. and Walker, S.W.  
"Fluid Injection for Increased Oil Recovery"  
Section II - Paper 20 presented at the 5th. World Pet. Cong.,  
New York, N.Y. (1959)
  
- 2.- Chapman Conquist  
"Evaluating and producing volatile oil reservoirs"  
World Oil, Abril 1979, Pág. 159 - 162.
  
- 3.- Herman Dykstra  
"The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage"  
Journal of Petroleum Technology, Mayo 1972, pags. 818 - 230.
  
- 4.- Francisco Garaicochea P.  
"Apuntes de Comportamiento de Yacimientos"  
U.N.A.M., F. I.
  
- 5.- Koch, Jr. H. A. y Slobod, R. L.  
"Miscible Slug Process"  
Trans. AIME (1957), Vol. 210.

CAPITULO II

## PLANEACION DE PROYECTOS DE INYECCION DE NITROGENO

El primer paso para la realización de un proyecto de inyección de nitrógeno, será el de efectuar un muestreo adecuado tanto de la roca como de los fluidos del yacimiento (núcleos, muestreo de fluidos, pruebas de producción, etc.) Otro factor importante son los registros de producción, así como también la correcta interpretación de los registros de formación.

El segundo paso, es el uso del equipo disponible en el laboratorio para posteriormente hacer extensivas las propiedades medidas en el laboratorio a todo el yacimiento. Los núcleos y fluidos del yacimiento disponibles deberán ser estudiados exhaustivamente para lograr el completo conocimiento de sus propiedades.

Una prueba piloto es formalmente considerada como un tercer paso. Actualmente, este tercer paso generalmente se suple por un simulador computacional. Este cambio ha sido dado debido al desarrollo de mejores equipos y procedimientos de computación.

Las pruebas piloto de la inyección de nitrógeno constituye el cuarto paso. Estas pruebas proveen la comparación final sobre la compatibilidad de las características del yacimiento con las del proceso. El quinto y último paso, es el análisis económico de aquellos procesos que han demostrado ser aplicables al yacimiento. La decisión final de cual proceso deberá ser empleado estará basada en los resultados de estos análisis.

## 2.1 RECOLECCION DE DATOS

En 1950 el Instituto Americano del Petróleo (API) publicó en forma detallada la manera en que deberá planearse un proyecto de R.M. Es impráctico obtener todos los datos contenidos en esta lista. Sin embargo, los datos deberán ser tan completos como sea posible. Esta lista ha sido resumida para una mejor comprensión en el Apéndice A.

## 2.2 INVESTIGACION DE LABORATORIO

La porosidad, permeabilidad, saturaciones iniciales de fluidos, presión capilar, distribución de poros, relaciones  $K_g/K_o$ ,  $K_o/K_w$ , presión de saturación, relaciones gas-aceite en solución, viscosidad del crudo y su factor de volumen de formación, son datos que deberán ser obtenidos para el yacimiento, mediante análisis de laboratorio. De particular importancia son las relaciones de permeabilidad y saturación de los fluidos en el yacimiento.

### 2.2.a DATOS GENERALES PARA EL ANALISIS DE NUCLEOS

- a). Tipo de núcleo, tipo de herramienta empleada en su obtención.
- b). Nombre de la compañía o individuos que hicieron el análisis, fecha de corte de núcleos, de muestreo y de análisis.
- c). Datos y perfiles de la saturación de aceite:
  - 1.- Discusión de cualquier diferencia entre saturaciones de núcleos específicos y reconocimiento general de la saturación de aceite en el yacimiento.

2.- Contenido de aceite, por acre y porcentaje de aceite contenido por acre-pie.

d).- Datos y perfiles de la saturación de agua.

1.- Determinación del contenido de agua ineresticial o extensión de la infiltración del agua del fluido de perforación, indicaciones acerca de los posibles aumentos del contenido de agua.

2.- Comparación del contenido de agua determinado por análisis de núcleos y los calculados por registros eléctricos.

3.- Determinación del contenido de agua por el método de desplazamiento capilar.

e).- Datos y perfiles de porosidad

f).- Datos y perfiles de permeabilidad

g).- Interpretación de los datos de los análisis de núcleos; deberán incluir:

1.- Determinación de la continuidad a lo largo de los planos de capas.

2.- Clasificación de la formación con respecto a la saturación, porosidad, permeabilidad y espesor.

3.- Determinación de la permeabilidad mínima que será afectada por el proyecto de recuperación mejorada y el límite económico de producción.

4.- Recuperaciones obtenidas por los diferentes procesos.

Las pruebas se deberán también dirigir para observar la aplicabilidad de procedimientos diseñados y presentados por la literatura técnica.

### 2.3 PROCESAMIENTO DE DATOS POR COMPUTADOR

La computadora ha venido a ser una herramienta importante en la evaluación de la aplicabilidad de los procesos de recuperación mejorada. La mayoría de las técnicas de producción que serán discutidas en los capítulos posteriores, han sido programados para su procesamiento en computador.

El uso de la computadora reduce el tiempo previamente requerido para hacer los cálculos manuales o por calculador por días, horas, minutos o segundos. Esta reducción en el tiempo provee de beneficios adicionales a los investigadores al hacer posible el efecto global de la mayoría de las variables, aún aquellas que previamente no habían sido consideradas debido al largo tiempo requerido para conocerlas.

Análisis de balance de materia, como el método de predicción propuesto por Turner<sup>7</sup>, para obtener la recuperación en yacimientos con empuje por gas en solución y la recuperación por inyección de agua, usando métodos de predicción como el desarrollado por Buckley-Leverett<sup>8</sup>, o bien la técnica propuesta por Dijkstra-Parson<sup>9</sup>, son algunos de los cálculos de rutina para los cuales se han desarrollado programas de computadora.

La computadora deberá siempre ser alimentada con datos reales. Hay una verdad básica, la cual puede ser aplicada al trabajo de la computadora, "entra basura = sale basura". Cuando son utilizados los análisis de la computadora como un tercer paso en el diseño de procesos de inyección, el primero y el segundo paso vienen a ser doblemente importantes y la palabra



"clave" a ser guardada en la mente a través de los pasos uno y dos es, "representativo". Un inadecuado muestreo puede ocasionar grandes problemas posteriores.

En unos cuantos años la "simulación de yacimientos" ha venido a ser una herramienta práctica de la ingeniería de yacimientos. Si bien esta es una vieja herramienta, los avances en los lenguajes han permitido una flexibilidad no permitida previamente en la programación. O de h<sup>9</sup> recalco que, la simulación es una representación de un proceso, ya sea de un modelo teórico o físico. Un simulador del yacimiento puede utilizar un modelo volumétrico de balance de materia o de avance frontal. Es importante darse cuenta que cualquier modelo construido rendirá respuestas que son limitantes para el tipo de modelo base, seleccionado para describir el movimiento de fluidos.

La simulación es una valiosa herramienta en el estudio de los procesos de recuperación mejorada (RM) porque permite al investigador, estudiar una variedad de esquemas sobre el comportamiento del campo, sobre un amplio rango de condiciones de operación. Coats<sup>10</sup> presentó la siguiente lista de problemas que deberían ser resueltos por la simulación.

- 1.- Determinación del comportamiento de un campo petrolífero bajo inyección de nitrógeno, gas, agua o bien bajo agotamiento natural.
- 2.- Comparación de flancos convenientes para la inyección como los opuestos al arreglo de pozos.

- 3.- Determinación de los gastos de localización de pozos y de espaciamiento.
- 4.- Estimación del efecto del gasto de producción sobre la recuperación.
- 5.- Cálculos del gas total del campo entregado por un número de pozos dado, pozos en ciertos sitios específicos.
- 6.- Estimación del drene en campos heterogéneos de gas y aceite.

Esta lista presenta solamente unos pocos, de los posibles usos de la simulación. Coats<sup>10</sup> presentó una excelente regla general, seguida en la selección de un simulador: "seleccionar el modelo menos complicado y la descripción del yacimiento más natural que permita la estimación deseada del comportamiento del yacimiento".

#### 2.4 PRUEBAS PILOTO Y SUS VALORES

El propósito de una prueba piloto es el de determinar la respuesta del yacimiento a los procesos RM con el fin de justificar las grandes inversiones requeridas a escala completa. El diseño y la localización de una prueba piloto es un factor crítico. Tres reglas importantes deberán considerarse en el desarrollo de una prueba piloto".

- 1.- La localización de la prueba piloto deberá ser dentro del área en que se efectuará el proyecto a escala completa.
- 2.- El área seleccionada para la prueba piloto deberá ser representativa del yacimiento entero. Si no hay áreas semejantes, entonces algunas áreas deberán ser seleccionadas. Estas áreas

deberán tener pozos que estén en buenas condiciones mecánicas.

3.- El comportamiento esperado sobre las bases en las cuales la prueba piloto será desarrollada, deberán ser especificadas antes de iniciar la prueba. Los objetivos y comportamiento deseado para encontrarlos deberán ser recordados como parte del pilotaje.

Las primeras dos reglas son particularmente importantes en yacimientos heterogéneos y con sistemas porosos altamente variables.

Los resultados de las pruebas piloto deberán ser analizadas con cuidado. Las pruebas piloto generalmente se realizan en áreas no confinadas, mientras que el total del yacimiento cae dentro de un área "confinada". En un área no confinada se puede "ganar o perder" cierta cantidad de aceite en alguna porción adyacente al área de la prueba piloto.

También, solamente una parte del fluido inyectado es útil en el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores del área de la prueba piloto, el resto del fluido escapa a los alrededores del yacimiento. Estos factores importantes se pueden compensar con análisis propuestos y la interpretación de los resultados de la prueba piloto. Fisher-Cosenbaum<sup>12</sup>, han observado que cuando la respuesta en una prueba piloto es casi inmediata el comportamiento corresponde al de un yacimiento homogéneo. El comportamiento observado es una medida de la heterogeneidad del yacimiento.

Si la respuesta ocurre después del tiempo predicho, la permeabilidad de la formación cercana al pozo productor, es posiblemente más baja que el

promedio de la permeabilidad de la formación. Esto también puede ser el resultado de taponamientos o la presencia de arenas ladronas, las cuales llevan el agua a otras porciones del yacimiento. Una prueba piloto determina la aplicabilidad de un proceso propuesto para un yacimiento particular. En yacimientos singularmente grandes, es común efectuar dos pruebas piloto de diferentes procesos. Una prueba piloto puede servir para calcular las siguientes características:

- 1.- La inyectividad del yacimiento, la cual deberá ser conocida cuando se diseña el equipo de inyección.
- 2.- La existencia de permeabilidad direccional. En la selección de los puntos de inyección, para la realización completa del proyecto, deberá tomarse en cuenta cualquier movimiento preferencial del fluido inyectado.
- 3.- La existencia de zonas ladronas, que pueden causar grandes pérdidas de aceite al canalizarse el fluido inyectado por esas zonas y posteriormente, el fracaso de este proyecto. Si se encuentra una zona ladrona se investigará la facilidad de ser obturada.
- 4.- La existencia de cualquier barrera al flujo, así como fallas.
- 5.- La existencia de problemas de producción causados o agravados por la inyección, por ejemplo la corrosión, producción de partículas de arena, formación de emulsiones y de incrustaciones de sales.
- 6.- La facilidad de convertir pozos productores a inyectores.

Deberá hacerse énfasis que el propósito de una prueba piloto, no deberá ser únicamente el de determinar el factor de recuperación o el porcentaje de aceite recuperado del yacimiento.

## 2.5 CONTROL DEL PERFIL DE INYECCION

Se considera muy importante detectar la presencia de zonas ladronas en los procesos de recuperación mejorada. El éxito económico es dependiente de las eficiencias de desplazamiento, tanto vertical como horizontal, del proceso.

Si existen zonas ladronas, éstas podrán conducir a la inyección de fluidos en cantidades excesivas y resultará en una falla del proyecto, por la baja eficiencia de barrido.

En la ausencia de grandes zonas ladronas, es aún necesario evaluar, el perfil de la inyección. Cualquier porción del yacimiento que permita la entrada de grandes volúmenes de fluido inyectado, se podrá convertir en una zona ladrona. El control del perfil de inyección ha sido llevado a cabo con una variación en los grados de éxito mediante la perforación selectiva de intervalos, el taponamiento selectivo o la reducción de la movilidad relativa del fluido inyectado al aceite<sup>13</sup>.

El taponamiento selectivo en pozos inyectadores no es nuevo en la industria petrolera. Con este objeto se han empleado el cemento, partículas coloidales, sólidos inertes, parafinas, ceras, resinas orgánicas, emulsiones y ácido gelatinizado sílico. Dos técnicas comunes de taponam-

miento selectivo son:

- 1.- La depositación de un agente que penetra en la formación y que obtura la zona ladrona a cierta distancia del pozo y
- 2.- La depositación de un agente que obtura la formación alrededor del pozo inyector.

El éxito del uso de estos dos agentes dependerá de la continuidad de los estratos impermeables, a través del yacimiento. Si esto no ocurre, el fluido inyectado vuelve a entrar a las zonas ladronas una vez pasada la zona obturada. La migración vertical de fluidos en algunos casos parece haber sido la causa de falla de algunas pruebas de control en el perfil de inyección.

Donde los estratos impermeables no son continuos, se han utilizado emulsiones aceite-agua (con alta concentración de aceite), gelatinas y polímeros. La ventaja del uso de estos productos está en aquellos que fácilmente penetran a la formación y actúan a distancias mayores de 40 pies del pozo inyector. El volumen usado de estos materiales deberán ser lo suficientemente grande para resistir el movimiento, el cual podrá ser causado por la presión diferencial a través del bache de material. Estos aditivos son similares en diversos procesos de inyección: también se usan para obturar canales con altas permeabilidades, en yacimientos de baja permeabilidad.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Burdine, N. T.  
"Relative Permeability Calculation; from Pore Size Distribution Data"  
Trans AIME (1953), Vol. 198, Pág. 71-78.
  
- 2.- Turner, S.  
"How Different Size Cep and Pressure Maintenance Programs Affect the Amount of Recoverable Oil",  
Oil Weekly, (Junio 12, 1944), 114, 32.
  
- 3.- Beckely, S. E. and Leverett, M. C.  
"Mechanism of Fluids Displacement in Sands"  
Trans, AIME (1942), Vol. 196, pag. 107-116.
  
- 4.- Odeh, S. A.  
"Reservoir Simulation....What is it?"  
Journal Petroleum Technology, (Nov. 1969), pag. 1383-1388.
  
- 5.- Coats, K. H.  
"Use of reservoir Simulation Models"  
Journal Petroleum Technology (Febr. 1969), pag. 1391-1398.
  
- 6.- Smith, R. C.  
"Mechanics of Secondary Recovery"  
Reinhold, New York. (1966)

R E F E R E N C I A S (Continuación)

- 7.- Fisher-Rosenbaum, M. J. and Matthews, C. S.  
"Studies in Pilot Water Flooding"  
Trans, AIME (1959), Vol. 216, Pág. 316-323
- 8.- Robertson, O. J., Jr. and Oefelin, F. H.  
"Plugging Their Zones in Water Injection Wells"  
Journal Petroleum Technology, (Agosto 1967), pag. 999-1004.



CAPITULO III

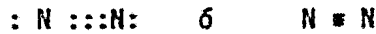
### 3.1 PROPIEDADES DEL NITROGENO

3.1.a Propiedades Físicas: En la Tabla 3.1 se indican algunas de las propiedades más importantes del nitrógeno, de los cuales se observa que los valores de energía de ionización revelan que el nitrógeno mantiene a sus electrones más firmemente; las electronegatividades muestran que el nitrógeno tiene una afinidad alta y es un elemento líquido en una variación de 14°C (de -196 a -210°C).

Tabla 3-1      PROPIEDADES FISICAS DEL NITROGENO

PROPIEDAD FISICA	NITROGENO (N)
Apariencia a temperatura ambiente	Gas incoloro
Peso molecular	28.013
Fórmula molecular común	N <sub>2</sub>
Punto de fusión, °C	-210
Temperatura crítica, °C	-147
Punto de Ebullición, °C	-196
Comprensibilidad	(Fig. 3-2)
Energía de ionización	14.5
eV/átomo Kcal/mol	334
Presión Crítica, atms.	33.5
Solubilidad	(Fig. 3-3)
Conductividad térmica	$6 \times 10^{-5}$ (cal/seg) / (Lcm <sup>2</sup> ) (°C/cm)
Electronegatividad	3.0
Volumen crítico cm <sup>3</sup> /gr. mole	89.05

3.1.b. Propiedades Químicas: Una de las propiedades más sorprendentes del nitrógeno (en realidad es una de las propiedades químicas más sorprendentes de todos los elementos) es, quizá, la inactividad del nitrógeno elemental. Con una electronegatividad de 3.0 (igual a la del cloro y superada solamente por la del oxígeno y la del flúor), el nitrógeno debería ser uno de los elementos más activos. En realidad, su resistencia a reaccionar con otros átomos, nace de la gran afinidad de los átomos de nitrógeno para combinarse entre sí. En las moléculas de nitrógeno elemental,  $N_2$ , los dos átomos de nitrógeno comparten tres pares de electrones. A este tipo de enlace se le denomina "Enlace Covalente Triple", ó más simplemente, "Enlace Triple".



De acuerdo con la teoría OM, el número neto de enlaces en el  $N_2$  es de tres, que corresponde al máximo para moléculas diatómicas en los elementos del período 2.

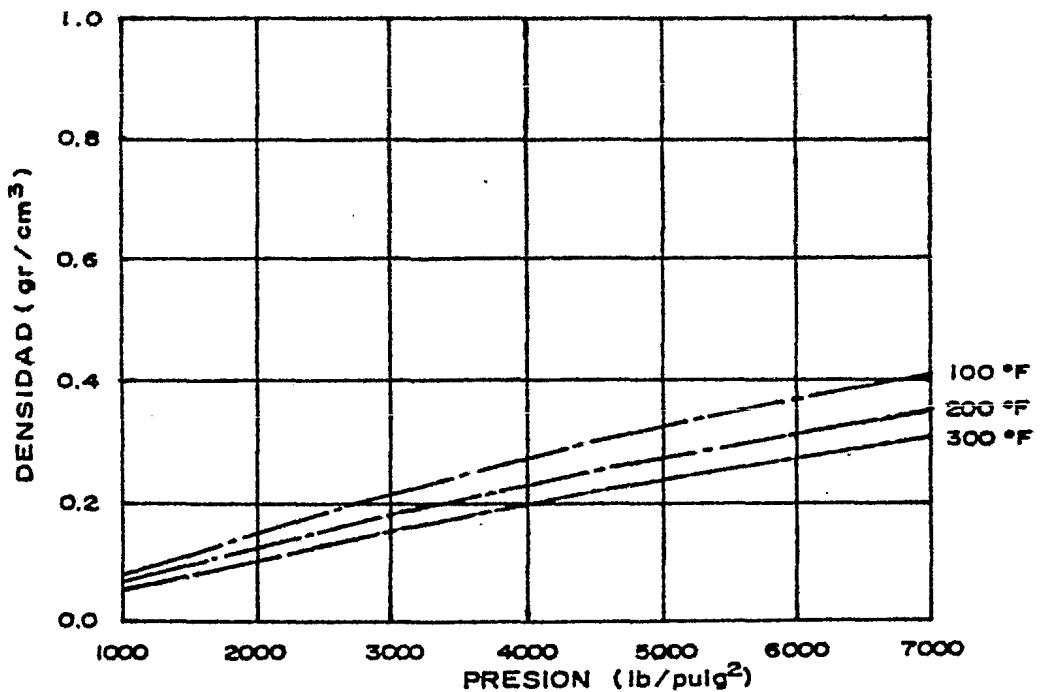


FIG. 3-1 DENSIDAD DEL NITROGENO AL VARIAR LA PRESION Y LA TEMPERATURA

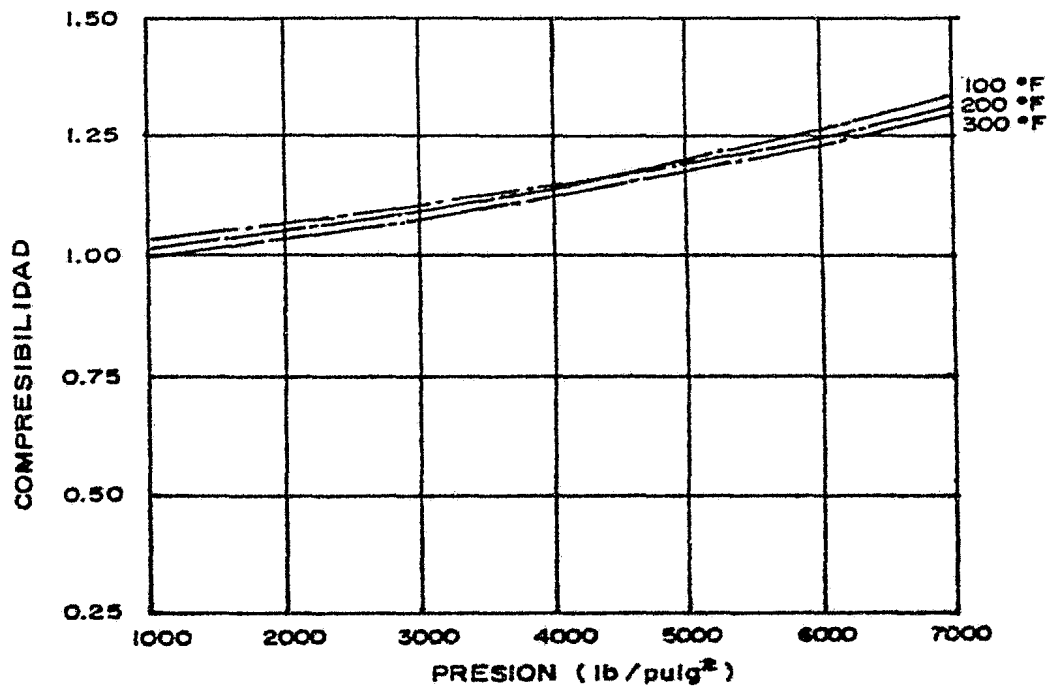


FIG. 3-2 COMPRESIBILIDAD DE N<sub>2</sub> VARIANDO LA PRESION Y LA TEMPERATURA

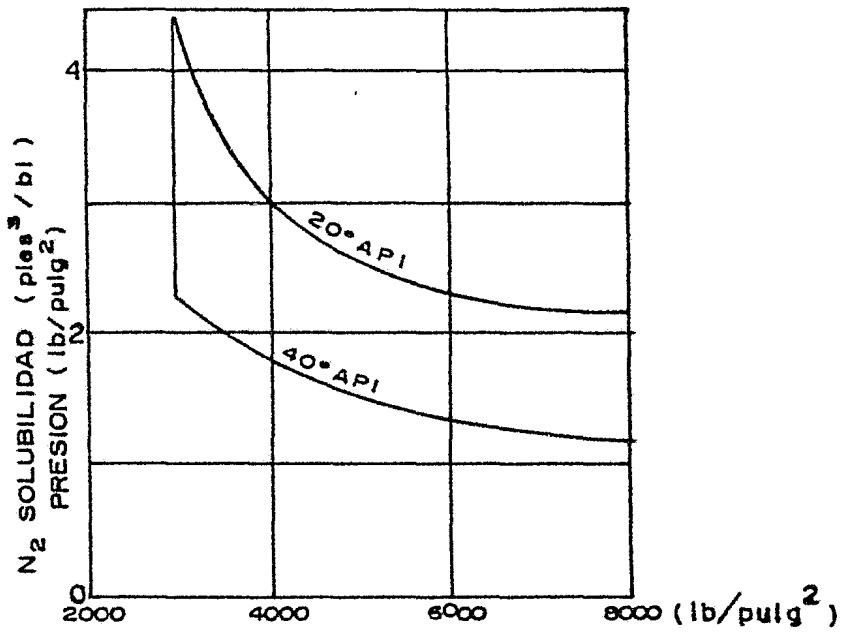


FIGURA 3-3

LA SOLUBILIDAD DEL N<sub>2</sub> COMO FUNCION DE LA PRESION

### 3.1.c.1 Diagramas de Energías Libres para el Nitrógeno:

En la figura 3-4, los valores graficados de  $E^\circ$  para diversos pares revelan parte de la química de óxido reducción del nitrógeno. De ahí se concluye que cualquier compuesto en el que el nitrógeno tenga un estado de oxidación positivo es un agente oxidante relativamente fuerte, también permite discutir un buen número de hechos bastante conocidos.

La estabilidad y la inactividad del nitrógeno elemental pueden correlacionarse fácilmente con las pronunciadas pendientes que conducen al  $\text{HN}_3$  ó al  $\text{N}_2\text{O}$ , aún cuando la reducción del  $\text{N}_2$  a  $\text{NH}_4^+$  se ve favorecida por una disminución de energía libre, esta reacción no se verifica directamente.

### 3.1.c.2 Sustancias Naturales

El nitrógeno elemental,  $\text{N}_2$ , forma el 78% del aire (Tabla 3-2)<sup>1</sup>, constituyendo así uno de los elementos naturales más abundantes.

TABLA 3-2      COMPOSICION DEL AIRE

<u>ELEMENTO</u>	<u>PORCENTAJE</u>	<u>ELEMENTO</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Nitrógeno	78.1	Helio	0.005
Oxígeno	20.9	Kriptón	0.001
Argón	0.9	Hidrocarburos	0.0001
Dióxido de carbono	0.03	Hidrógeno	0.00005
Neón	0.002		

Así como pequeñas cantidades de Xenón y otros gases.

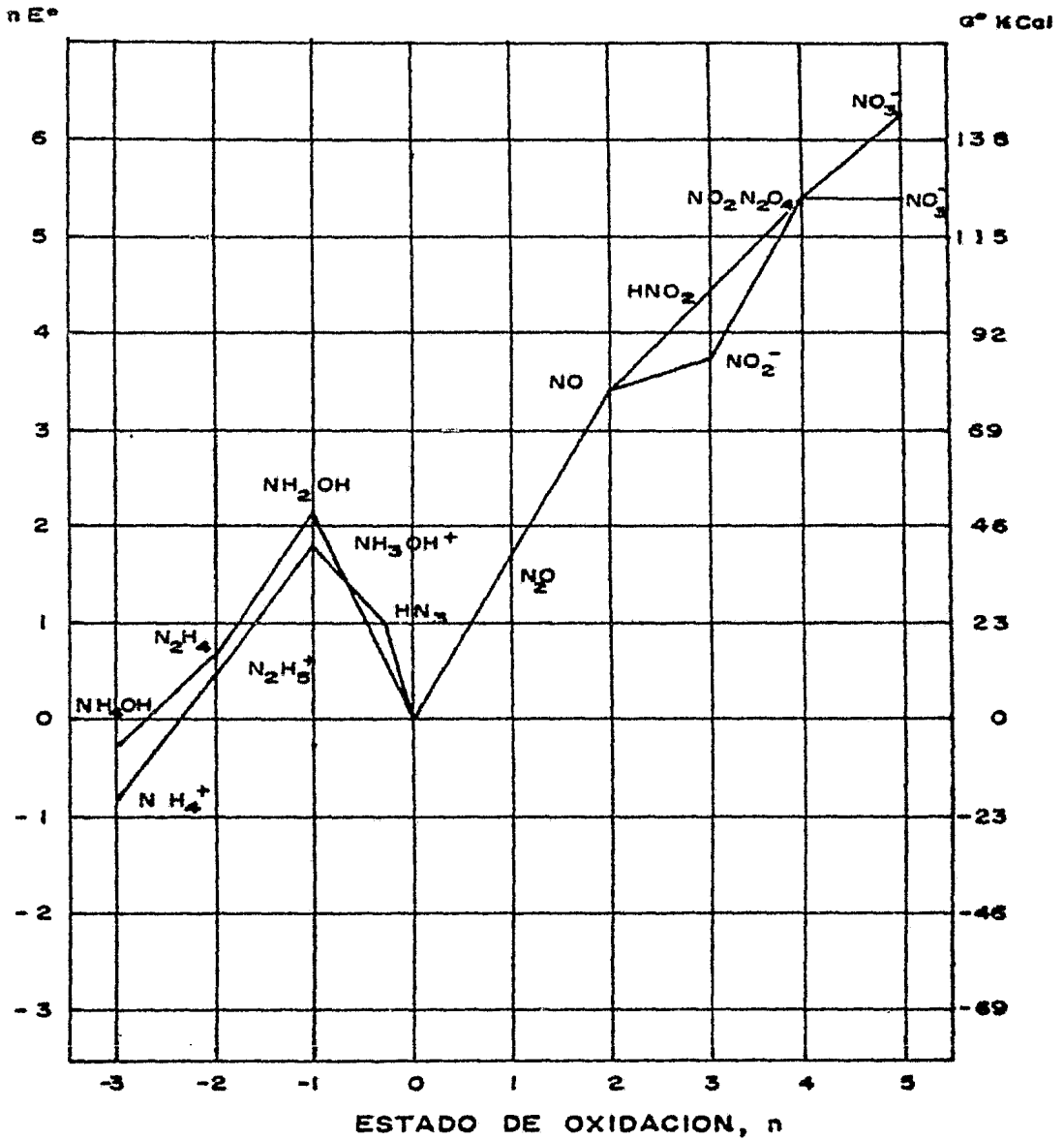


FIG. 3-2 DIAGRAMA DE ENERGIAS LIBRE PARA DIVERSOS ESTADOS DE OXIDACION DEL NITROGENO.

### Compuestos del Nitrógeno en los Hidrocarburos.

El contenido de nitrógeno en los petróleos crudos es bajo por lo general. Parecen ser erróneos los antiguos análisis que indicaban hasta un 2% de nitrógeno para algunos crudos; el máximo registrado en trabajos recientes es de 0.88% en peso para un crudo de Oxnard, California.

La mayoría de los crudos californianos y algunos de otras áreas contienen de 0.1 a 0.7%, sin embargo no son raros los crudos sin nitrógeno detectable o con trazas de él únicamente. En general, cuanto más asfáltico es el petróleo es mayor su contenido de nitrógeno. Se ha establecido una correlación entre porcentajes de nitrógeno y residuo carbonoso<sup>2</sup>, a mayor valor de este último más alto porcentaje de nitrógeno.

La presencia de nitrógeno en el petróleo tiene en las operaciones de refinación un significado mucho mayor de lo que podría esperarse a juzgar por las pequeñas cantidades presentes. Los compuestos del nitrógeno pueden ser responsables del envenenamiento de los catalizadores de cracking<sup>3</sup>, contribuyen también a la formación de gomas en productos tales como el fuel oil doméstico<sup>4</sup>. La tendencia de los años recientes hacia un fraccionamiento más profundo del crudo para obtener materias primas para el cracking catalítico ha acentuado los efectos perjudiciales de los compuestos del nitrógeno, al concentrarse éstos en las fracciones de más alto campo de ebullición.

Se han encontrado compuestos del nitrógeno en fracciones del petróleo que destilan a temperaturas tan bajas como 225°C,; sin em-



bargo, del nitrógeno total en 12 crudos examinados, se encontró un 85-100% en residuos que destilaban por encima de los 300°C, a 30 mm.<sup>5</sup>. Otros autores han confirmado la naturaleza no volátil de la mayoría de los compuestos del nitrógeno en el petróleo<sup>6</sup>.

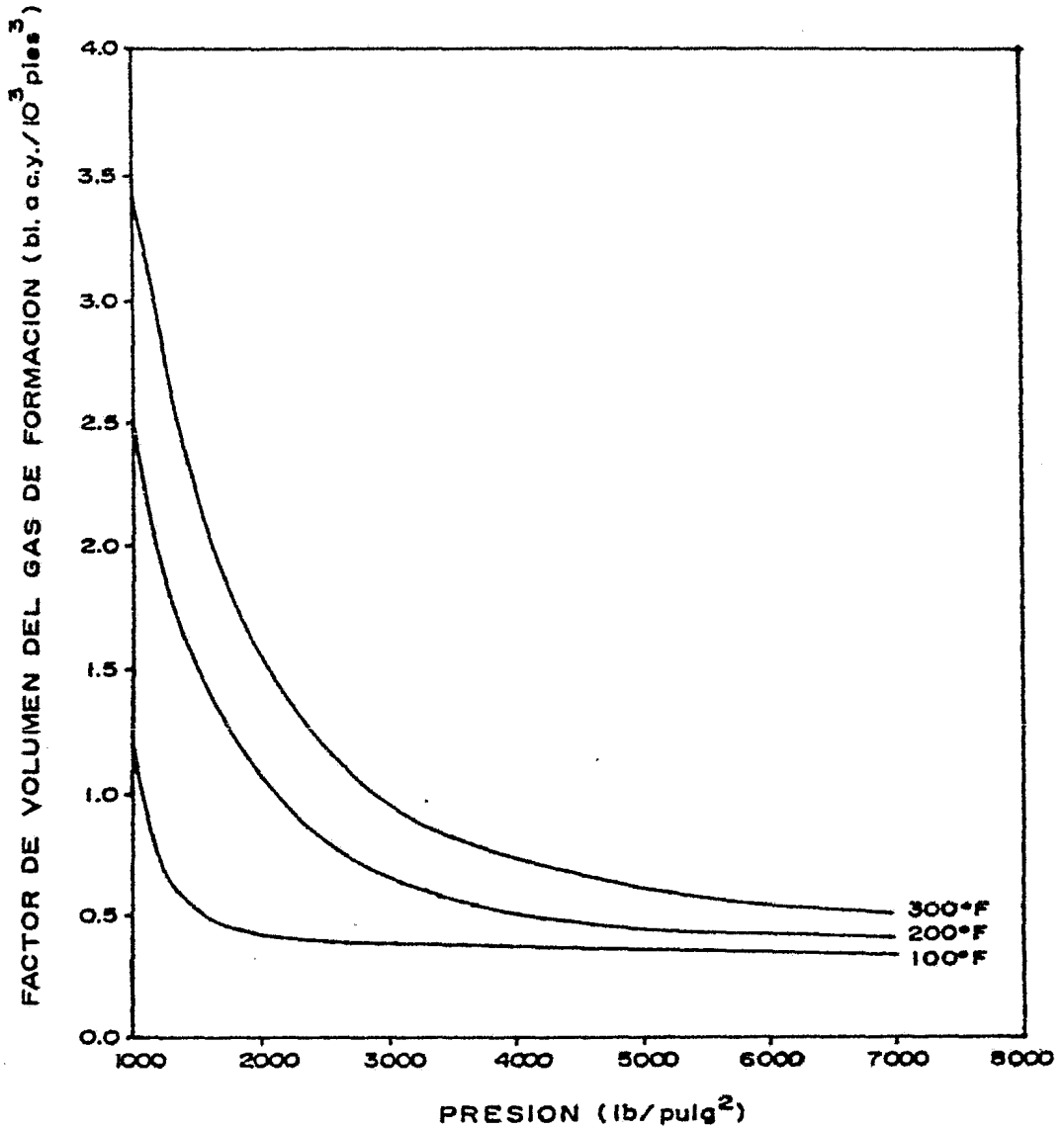


FIG.3-5 FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS DE FORMACION PARA EL NITROGENO.

Dichos compuestos pueden concentrarse en la porción asfáltica de los crudos ó de sus fracciones residuales.

Por ejemplo, por precipitación con pentano, un petróleo crudo virgen de Wilmington, California, que contenía 0.65% de nitrógeno dió una porción asfáltica que representaba un 5.7% del crudo total, que contenía un 2.4% de nitrógeno. También es eficaz para concentrar los compuestos de nitrógeno de adsorción con florisil; aquellos tienden a adsorberse más fuertemente que los otros componentes<sup>7</sup>.

Los compuestos nitrogenados del petróleo pueden clasificarse como "básicos" y "no básicos", las proporciones relativas dependen del procedimiento empleado. Con ácidos minerales diluidos pueden extraerse bases de peso molecular relativamente bajo; bases igualmente fuertes de mayor peso molecular pueden quedar sin extraer por causa de su desfavorable reparto entre las fases aceite-agua. Se ha desarrollado un método por el cual los compuestos del nitrógeno se clasifican como básicos o no básicos, según se puedan valorar o no con ácido perclórico en una solución 50-50 de ácido acético glacial y benceno<sup>8</sup>.

La aplicación de este método ha demostrado que la relación del nitrógeno "básico" al nitrógeno total es aproximadamente constante, cualquiera que sea la procedencia del crudo, variando solamente de 0.25 a 0.34 para catorce crudos investigados. Por lo demás se encontró que dicha relación variaba sólo moderadamente a través de todo el campo de fracciones destiladas y residuales.

Como resultado del trabajo de Bailey<sup>9</sup> de 1929 a 1941 y de la labor reciente de Lochte<sup>10</sup> se posee considerable información concierne a la constitución de los compuestos de nitrógeno extraíbles de los destilados petrolíferos con ácidos minerales diluídos.

Se dispone de poca información relativa a aquellos compuestos que no puedan ser extraídos con ácidos minerales diluídos<sup>11</sup>, éstos contienen la mayor parte del nitrógeno del petróleo<sup>12</sup>. Saver, Melpolder y Brown<sup>13</sup>, se valieron de fraccionamiento por adsorsión para concentrar los compuestos del nitrógeno en dos destilados del fuel oil para calefacción doméstica, a saber, uno procedente del cracking catalítico y otro de la destilación directa, ambos de un crudo de Kuwait. El examen de los concentrados por espectrometría de masas indicó la presencia de carbazoles, índoles y pirroles en adición a las piridinas y quinolinas básicas. Para el producto de la destilación directa, la distribución de los diversos tipos en el concentrado de nitrógeno es como sigue:

<u>CONCENTRADO</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Piridinas . . . . .	43.9
Carbazoles . . . . .	29.5
Índoles . . . . .	9.4
Pirroles . . . . .	8.9
Quinolinas . . . . .	8.3

---

Otros constituyentes de la porción de nitrógeno no básico son las porfirinas (complejos nitrógeno-metálicos). Han sido hallados en varios petróleos crudos europeos y norteamericanos<sup>14</sup>. En crudos californianos se han reconocido porfirinas de níquel<sup>15</sup> y de vanadio<sup>16</sup>.

### 3.2 Consideraciones de la fase de equilibrio para el Nitrógeno

Estudios de laboratorio usando nitrógeno puro como gas de inyección fueron desarrollados para observar la elevación en la presión de rocío con nitrógeno y con gas natural (tabla 3-3, Fig. 3-6).

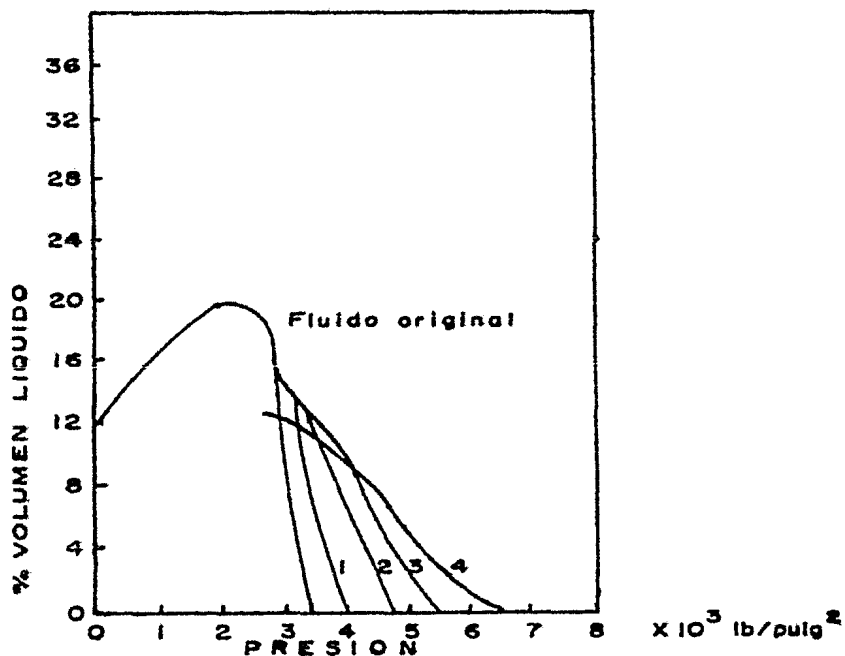


FIG. 3-6 - CONDENSACION RETROGRADA POR EL NITROGENO

TABLA 3-3 ELEVACION DEL PUNTO DE ROCIO CON EL -  
NITROGENO

MEZCLA	INYECCION ACUMULATIVA DE NITROGENO (PIE <sup>3</sup> /BL)	PRESION DE ROCIO (LB/PLUG <sup>2</sup> )
	0	3,248
1	151	4,060
2	395	5,081
3	638	6,030
4	940	7,100

Usando gas pobre ó nitrógeno para desplazar el fluido del yacimiento, se forma una mezcla de gas desplazante con el fluido del yacimiento en el frente de desplazamiento. Con estas pruebas de equilibrio se puede concluir que:

- 1.- Cuando la mezcla ocurre, el punto de rocío se eleva, y
- 2.- Ocurre una pérdida de condensado en la región de la mezcla con cualquier gas (nitrógeno ó gas pobre), si la presión del yacimiento se mantiene cerca de la presión original de rocío.

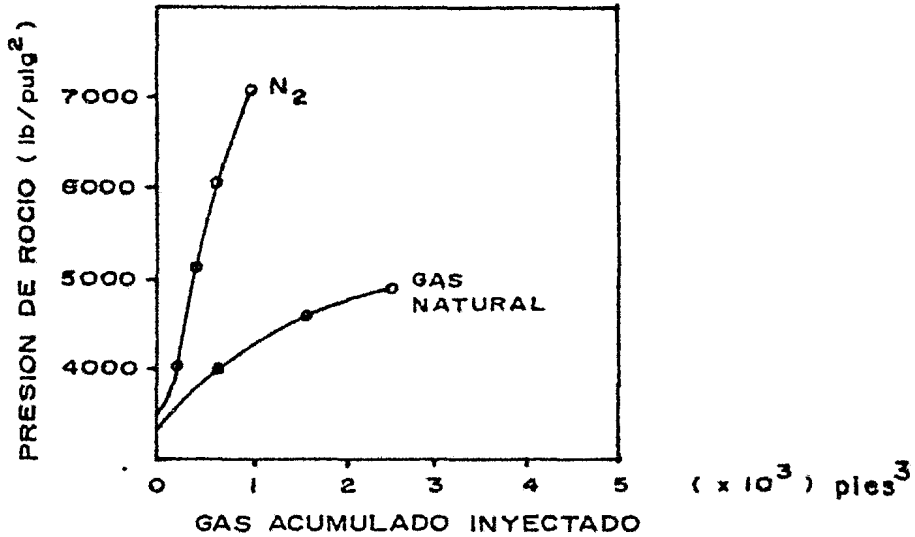


FIGURA 3-7 ELEVACION DEL PUNTO DE ROCIO POR EL NITROGENO

También, indican que la pérdida de condensado será más grande en la zona de mezcla, si el gas de inyección es el nitrógeno. Para moderar este efecto de comportamiento de fase durante el desplazamiento, se llevó a cabo una prueba de desplazamiento para determinar los parámetros a ser controlados. Durante el desarrollo de la prueba, la relación gas-líquido producida permaneció constante hasta que aproximadamente el 1.07 V P (Volumen Poroso) de nitrógeno se había inyectado y el 98.4% del líquido había sido recuperado<sup>16</sup> (Fig. 3-8). En este punto la relación gas líquido se incrementó grandemente y la densidad del gas producido aumentó hasta casi la densidad del nitrógeno puro.

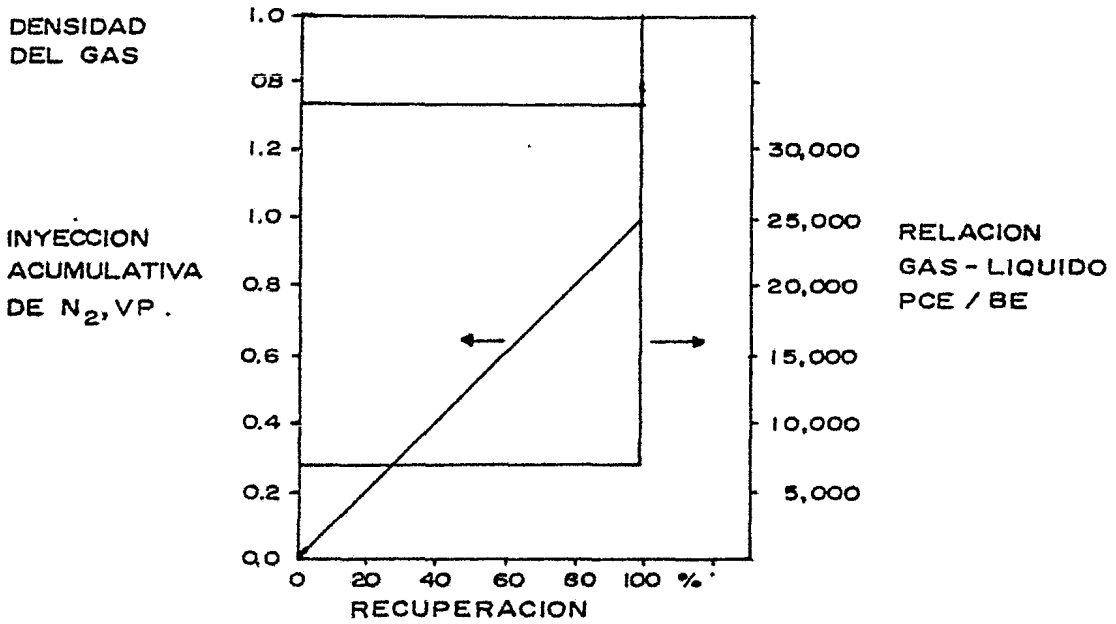


FIGURA 3-8 DESPLAZAMIENTO CON NITROGENO

La alta recuperación de líquido indica que ocurre muy poca mezcla cuando el nitrógeno desplaza al fluido del yacimiento. Las pruebas anteriores de equilibrio, indican que el cambio en el punto de rocío es causado solamente por una pequeña cantidad de nitrógeno. El fluido del yacimiento (parcialmente disminuido en componentes intermedios) se pondrá en contacto con el nitrógeno en repetidas ocasiones. Finalmente sólo el gas hidrocarburo estará en contacto con el fluido original del yacimiento y no el nitrógeno.

3.2.a. MEZCLA CON EL FLUIDO DEL YACIMIENTO.

Las diferencias de densidad en los fluidos, las variaciones en las permeabilidades de los diferentes estratos y el arreglo de pozos inyectores - productores puede causar la mezcla en los pozos de -

producción pero tendrá relativamente poco efecto en la mezcla. La extensión de la mezcla dentro del yacimiento, ciertamente será afectada por los siguientes factores adicionales.

- 1.- Relación de movilidades
- 2.- Difusión molecular y dispersión intergranular
- 3.- Cambios en el patrón de flujo, y
- 4.- Cambios en la presión del yacimiento.

La relación de movilidades para el nitrógeno es del rango de 1.2 a 2.2. Así el desplazamiento con nitrógeno aunque inestable, es aún más estable que para el gas natural (su movilidad es de 1.4-2.6). Los datos sobre difusión molecular de gases hidrocarburos a condiciones de yacimiento están disponibles en la literatura<sup>17, 18</sup>. Varios autores han presentado correlaciones, relacionando la difusión a la dispersión durante el flujo a través de medios porosos<sup>19, 20</sup>. Algunos otros artículos<sup>21, 22</sup> revisan y comparan estos fenómenos junto con otros mecanismos importantes en el desplazamiento miscible.

El efecto de flujo en yacimientos petrolíferos, generalmente obedece a la "Ley de Darcy", que supone un flujo laminar con velocidades no muy grandes, como en algunos pozos de gas. En resumen, una relación de movilidades desfavorables o una gran diferencia en las densidades de los fluidos, podrá conducir a una mezcla significativa dentro del yacimiento. Las propiedades de los fluidos y del yacimiento deberán ser evaluadas para determinar si la mezcla causada por estos fenómenos es inaceptable para el buen funcionamiento del proceso. Es



necesario planear y controlar los gastos de inyección y de producción para minimizar la ocurrencia de cambios en los patrones de flujo.

Se observa que la pérdida de condensado resultante de la mezcla en el yacimiento, concierne tanto a aplicaciones en proyectos de inyección de gas como en los de nitrógeno; sólo que en proyectos de inyección de nitrógeno se debe considerar el costo del tratamiento del gas con nitrógeno<sup>23</sup>.

### 3.3 PRODUCCION DEL NITROGENO

Comenmente, hay dos procesos para convertir grandes volúmenes de aire a nitrógeno (o a un gas que consiste principalmente de nitrógeno casi el 88% con algo de CO<sub>2</sub>). Estos procesos son:

Separación del aire: un proceso criogénico (licuefacción y destilación del aire) produce gas nitrógeno de 99.999% de pureza, con pequeñas cantidades de argón y algunas otras de gases inertes.

Generación de Gas Inerte: Este proceso convierte productos de la combustión (que contiene nitrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, vapor de agua, oxígeno residual y óxidos de nitrógeno) de un motor de combustión interna en malas condiciones o del gas de combustión de una caldera a un gas que contiene nitrógeno (arriba del 88%), dióxido de carbono así como los óxidos de nitrógeno substancialmente reducidos, oxígeno residual, vapor de agua y monóxido de carbono.

Usando cualquiera de los dos procesos, 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 por algunos años, utilizando equipos probados.

En aplicaciones a campos de aceite y de gas, la generación de nitrógeno ha sido practicada por cerca de quince años. Algunos artículos han sido escritos para describir este proceso, el equipo requerido y su operación.

La separación del aire fue introducida en los campos petrolíferos hace solamente cinco años. Desde entonces nueve operaciones han comenzado y han sido designados veinte campos para la inyección de nitrógeno de la separación del aire (en los Estados Unidos). A diferencia del proceso de generación de gas inerte posee, dentro de la literatura técnica muy poca información sobre la separación del aire.

### 3.3.a. Tecnología de la Separación del Aire

La separación del aire en los Estados Unidos tuvo su origen con una pequeña planta importada de Europa en 1907. Desde entonces esta industria ha crecido, pues hasta octubre de 1981 ha tenido una capacidad de proceso de casi 10 billones de pies cúbicos por día de nitrógeno y oxígeno y consume sobre 10 billones BTUs por hora de energía.

El proceso criogénico para la separación del aire en sus componentes principales, nitrógeno y oxígeno, se pueden considerar como cin-

co unidades operativas; compresión del aire, eliminación de contaminantes, intercambiador de calor, destilación criogénica y compresión del producto.

Compresión del aire. Las primeras plantas requerían la entrada del aire de 150 a 200 atmósferas, mediante el uso de bombas reciprocan-tes. Las plantas modernas requieren de una baja presión de entrada del aire (de 6 a 7 atmósferas) para su ciclo, mediante el uso de compresores de aire centrífugos o axiales.

Eliminación de contaminantes. Los contaminantes que debieran ser eliminados del aire antes del proceso de destilación son: vapor de agua, dióxido de carbono y las pequeñas cantidades de hidrocarburos que contengan. Generalmente se usan dos sistemas de eliminación: Uno es el ciclo del intercambiador reversible de calor que congela el agua y el  $\text{CO}_2$  sobre la superficie del intercambiador de calor, seguido por la absorción de los hidrocarburos a temperaturas criogénicas. El otro es el ciclo purificador, en el cual todos los contaminantes son absorbidos por un cedazo molecular a temperatura ambiente. Ambos ciclos están perfectamente establecidos y su selección dependerá del valor del producto, el costo de la energía y el volúmen de nitrógeno requerido.

Intercambiador de calor: Este intercambiador de calor congela el aire a la temperatura criogénica necesaria para la destilación en los platos de aluminio de la columna.

Estos intercambiadores especiales son producidos en tamaños modulares y se pueden operar conjuntamente para proveer de la superficie necesaria para la transferencia de calor.

El vapor de agua es inicialmente condensado en el intercambiador de calor, después el dióxido de carbono y el vapor de agua son removidos (como sólidos) de las superficies de las partes enfriadoras del intercambiador. Las operaciones pueden ser contínuas mediante el uso de estos intercambiadores en paralelo e invirtiendo periódicamente la dirección de flujo. El nitrógeno que se desperdicia causa el congelamiento de los productos al sublimarse y ser descargados con los desechos.

Destilación criogénica: La separación del aire puede requerir de uno o dos pasos de destilación. La primer destilación produce nitrógeno altamente puro y una corriente rica en oxígeno, la cual es descargada si el nitrógeno es el único producto requerido. Sin embargo, si se requiere oxígeno de alta pureza, la corriente rica en oxígeno es posteriormente destilada, para producir oxígeno como producto, así como una corriente de nitrógeno de baja pureza que será entonces descargada a la atmósfera.

El hielo se forma frecuentemente en la parte exterior de la línea de gas, corriente abajo de una válvula estrangulada o perforada debido a la expansión del gas. Este fenómeno de congelamiento es conocido como

efecto Joule-Thompson, licuando el aire, éste puede entonces ser separado en nitrógeno y oxígeno, por un fraccionamiento a una temperatura de  $-308^{\circ}\text{F}$  aproximadamente.

El aire líquido es destilado en una columna fraccionadora para producir ya sea nitrógeno puro, oxígeno puro o una combinación de ambos. Una gran cantidad de aire se puede licuar por el paso del flujo de una corriente a través de una turbina, para posteriormente reducir la temperatura en una modificación al proceso Joule-Thompson como se hace en algunas plantas.

Para licuar el aire, se utiliza dicho efecto mediante el paso del aire a través de una válvula de expansión. Entonces la porción de aire licuada se usa para producir nitrógeno u oxígeno dependiendo del diseño de la planta. El gas que permanece frío es utilizado en varios intercambiadores de calor antes de ser descargado como desecho.

Compresión del Producto. La compresión de los productos gaseosos a su presión de uso, cubre un amplio rango de aplicaciones, de las típicas 15 a 30 atmósferas de compresores centrífugos de oxígeno de la industria del acero y química a las 200 a 500 atmósferas de los compresores recíprocos de nitrógeno usado en aplicaciones de procesos de recuperación mejorada (RM).

### 3.3.b. SEPARACION DEL NITROGENO PARA PROCESOS DE R.M.

Los elementos básicos que constituyen una planta de separación de aire pueden ser: filtros, compresores, enfriadores de agua, enfriadores por expansión, purificadores y separadores criogénicos (Fig. 3-10).

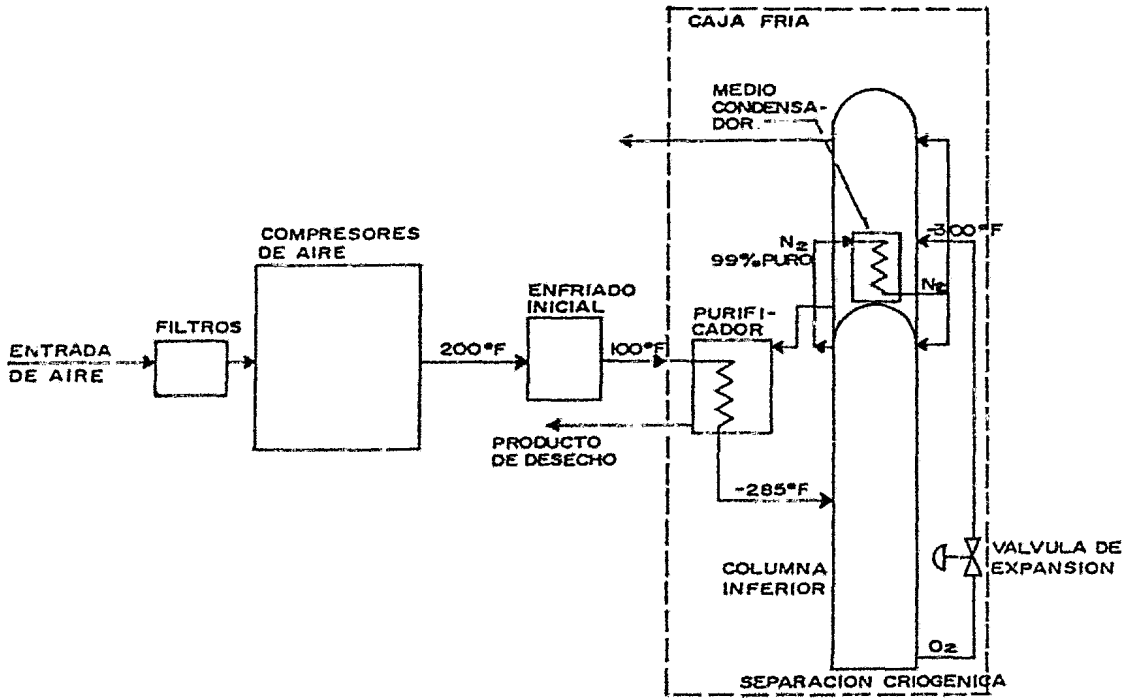


FIG. 3-10 PLANTA DE SEPARACION DEL AIRE

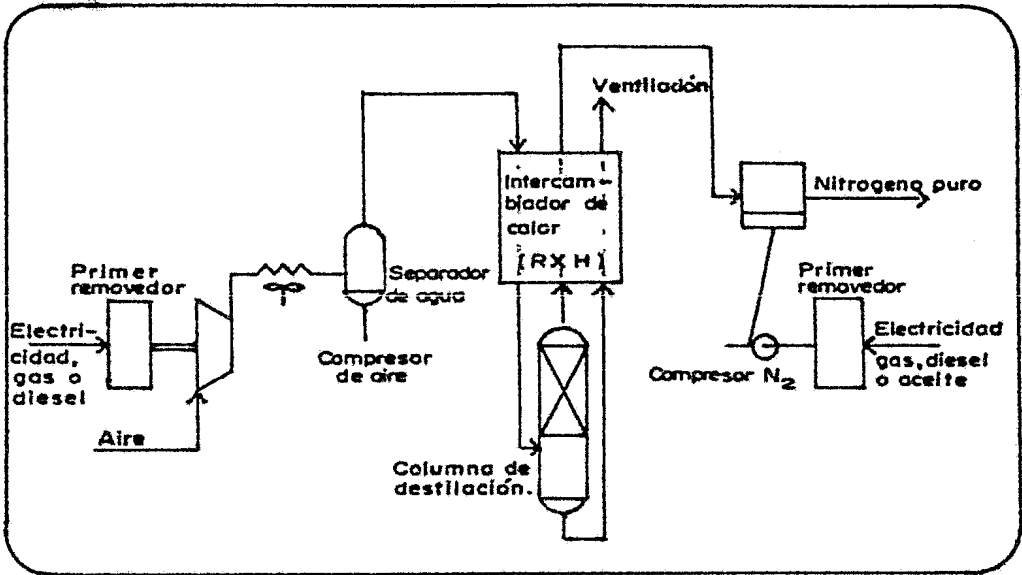


FIG. 3-11 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL PROCESO CRIOGENICO PARA LA PRODUCCION DE NITROGENO.

El diagrama mostrado en la Fig. 3-11 es también un esquema de la producción criogénica del nitrógeno para aplicaciones en procesos de R.M. Inicialmente el aire es comprimido a casi 6 atmósferas antes de ser congelado a  $-285^{\circ}\text{F}$  en el intercambiador de calor (RXH) que a su vez elimina el agua y el  $\text{CO}_2$ . En este proceso se usa una trampa de absorción de silicagel para eliminar el  $\text{CO}_2$  y las pequeñas cantidades de hidrocarburos que aún puedan permanecer en el sistema, antes de la entrada del aire a la columna de destilación.

El aire puro y seco es enfriado entonces a  $-285^{\circ}\text{F}$ . Este es almacenado en la columna de separación hasta que se llena. La columna está dividida en dos partes (Fig. 3-10), llamadas columna superior y columna inferior o bien como el condensador y la columna de destilación.

La alimentación de aire a la columna entra por el destilador a una altura correspondiente a una composición dada del aire. La primera separación produce nitrógeno con 90% de pureza, el cual asciende a la parte superior de la columna a contra flujo con el oxígeno licuado. El oxígeno crudo líquido es removido de la parte inferior de la columna inferior.

El oxígeno crudo de la columna inferior es enfriado a través de una válvula de expansión en el condensador a una temperatura de  $-298^{\circ}\text{F}$  (o punto de ebullición del  $\text{O}_2$ ), posteriormente se le expande en una turbina criogénica, para proveer de refrigeración al sistema y, una vez gastado, es regresado a la atmósfera por el RXH junto con el  $\text{CO}_2$  y el agua.



La corriente de vapor del nitrógeno es enfriado por el RXH a temperatura ambiente y como esta misma corriente fluye a través de las dos columnas, la forma de operar a estas, será de acuerdo con el producto final deseado. Ajustando la temperatura, tamaño de las columnas, número de platos y relaciones líquido-vapor se puede obtener nitrógeno del 99.999% de pureza, obtenido de la salida de la columna superior.

Es conveniente recalcar que las pequeñas cantidades de metano, acetileno y otros gases hidrocarburos, están contenidos en la limpieza normal del aire, y que operaciones continuas pueden causar la acumulación de esos hidrocarburos en el fraccionador criogénico, resultando una mezcla potencialmente explosiva con el oxígeno.

Para evitar estas acumulaciones, generalmente se tienen dos absorbentes con silicagel, de los cuales, uno está en servicio mientras que el otro es regenerado; a fin de remover cualquier posible acumulación de hidrocarburos debida a cualquier falla en los absorbentes, se provee de una pequeña ventilación continua con la atmósfera al condensador.

Finalmente el nitrógeno producido es conducido a la succión del compresor de productos de una a 5 atmósferas. Este es el ciclo generalmente preferido para aplicaciones de pequeños y medianos proyectos de RM (arriba de 25 mm. pcd). El ciclo alternativo, usando un purificador de malla molecular y una columna de destilación doble, tiene más aplicaciones como planta de oxígeno, pero puede encontrarse algunos usos en grandes aplicaciones para el nitrógeno (sobre 50 mm. pcd).

### 3.3.c Descripción de las partes más importantes

Caja Fría: las porciones criogénicas de la planta de separación del aire (intercambiadores de calor, columna de destilación, etc.) son normalmente construidas en aluminio y se encuentran bien aisladas en la Caja Fría. Para aplicaciones de RM medias o pequeñas (de 20 MM. pcd) la Caja Fría es una unidad singular que es ensamblada en la fábrica y embarcada a la localización.

Seguridad: la seguridad específica del proceso depende del diseño, construcción y operación de la planta de separación del aire, lo cual involucra un conocimiento del clásico "Triángulo de fuego", de oxidación, combustión y fuente de ignición. Debe tenerse en cuenta que algunos de los materiales comunmente usados en la construcción (aluminio, acero al carbón, etc.), son potencialmente combustibles con los hidrocarburos como fuente de ignición cuando se maneja una corriente rica en oxígeno a alta presión o bien cuando ésta es puesta en contacto con partes lubricadas.

En el diseño es necesario asegurarse de que todos los hidrocarburos ligeros serán removidos y de no permitir la concentración local de oxígeno. En una operación, sin las normas adecuadas de operación y de seguridad, se puede en determinado momento contaminarse la corriente de nitrógeno, lo que puede llevar a resultados desastrosos. Sin embargo, estos problemas son bien conocidos por la mayoría de los diseñadores, constructores y operadores de las plantas de separación del aire, quienes han establecido un posible rango de operación para la seguridad del proceso.

### 3.3.d. EQUIPO PARA LA GENERACION Y COMPRESION DEL NITRÓGENO.

Consideraciones Generales: El operador de campo o el contratista para el abastecimiento del nitrógeno deberá diseñar un sistema y seleccionar el equipo que satisfaga las necesidades específicas del proceso de RM. En adición a estos factores de diseño relacionados a la presión, volumen, temperatura, pureza del nitrógeno, y tipo de energía empleada (eléctrica o gas natural) para la generación y compresión del nitrógeno, el operador o el contratista deberá tomar en cuenta la localización, vida y seguridad del equipo.

Los campos de aceite y de gas se encuentran en lugares remotos o difíciles de operar. Las plantas se diseñan tomando en cuenta el lugar donde deberán instalarse así como las condiciones ambientales. El equipo de separación del aire y de compresión normalmente tienen una vida entre los 15 y 25 años, mientras que los requerimientos para un proceso RM pueden ser substancialmente menores. Así, es mejor para el operador obtener los servicios de un contratista o bien, que se pueda reemplazar el equipo en proyectos subsecuentes de RM.

El diseño de la planta y de sus sistemas de seguridad, así como la selección y adiestramiento de operadores tienen marcado efecto en la seguridad y en la aplicación del proyecto. A continuación se enlistan algunos de los parámetros que deben ser considerados por el responsable del proyecto y el operador, en el abastecimiento del  $N_2$  :

a).- Transporte: Se deberán especificar las limitaciones en las vías de acceso que puedan ser utilizadas en el transporte del equipo.

b).- Instalación: Es conveniente acondicionar el lugar de localización del equipo, ya que esto minimiza el empleo de personal especializado o fabricación de equipo adicional en la localización durante la instalación del equipo.

c).- Operación y Mantenimiento: El equipo deberá ser apropiadamente diseñado con elementos resistentes que permitan a su vez darles mantenimiento, y deberá ajustarse en localizaciones previas a condiciones similares a las de operación.

d).- Remoción: La mayoría de los componentes deberán ser diseñados para facilitar su reemplazo y posible cambio a una nueva localización al término del proyecto.

e).- Eficiencia: Una planta generadora con alto costo inicial y con un rango superior de eficiencia, se deberá comparar con la fuente de energía más económica que pueda ser utilizada por un equipo de menor costo durante la vida del proyecto.

f).- Seguridad y Aplicación: La selección del equipo propuesto es una consideración. Otra es el diseño de un sistema de control. Esto incluye el equipo para remover y detectar los hidrocarburos en la Caja Fría, el contenido de oxígeno en la corriente de nitrógeno antes y durante la compresión del producto y de proveer de un aislamiento automático a la Caja Fría

si el  $N_2$  producido es contaminado con una cantidad inaceptable de  $O_2$ . También es importante el factor humano. El adiestramiento de operados, experiencia en la calibración y mantenimiento del equipo de separación del aire y de compresión, ha permitido alcanzar un alto grado de seguridad en el proceso.

Selección de contratista para abastecer el  $N_2$ . Se puede optar por la alternativa de dar un contrato para proveer el  $N_2$  a alta presión, si el estudio económico es más favorable a esta alternativa. El contratista diseñará y seleccionará el equipo y las instalaciones de la planta. Los parámetros para seleccionar el contratista deberán incluir la experiencia de los contratistas en el diseño e instalación del equipo de separación del aire y de compresión, el costo de instalación de la unidad, el valor presente de la energía necesaria, la mano de obra y los materiales para operar y mantener las unidades instaladas y el gasto requerido.

Selección de variantes: De dos o más alternativas para el abastecimiento del nitrógeno se deberá considerar:

a).- Capital: El desembolso para una planta de separación del aire y de compresión deberá competir con las inversiones alternativas en la producción del aceite y gas, así como la exploración y el desarrollo de campo.

b).- Recursos Personales: La separación del aire y la compresión a alta presión requiere de sofisticada ingeniería, operadores, personal de mantenimiento y técnicos instrumentales. Parte de ese personal puede

no estar disponible. La contratación, entrenamiento, retención y selección de ese personal es costoso y requiere de mucho tiempo.

c).- Duración del proyecto: La vida económica del equipo puede ser substancialmente mayor que la del proyecto de inyección; debido a lo cual es difícil aprovechar completamente las ventajas que ofrece dicho equipo.

d).- Componentes del equipo: El equipo de separación del aire y de compresión esta compuesto principalmente de un compresor centrífugo de aire, una Caja Fría y de un compresor de nitrógeno.

d).- Compresores de aire: El factor más importante en el abastecimiento de aire a las compresoras de una planta criogénica de  $N_2$ , es de que éste no contenga aceite. La ausencia de aceite en el aire, no solamente previene algunos problemas en la Caja Fría, sino que también elimina riesgos y problemas de remoción de hidrocarburos en esta parte. Este requerimiento también aumenta la eficiencia de los compresores centrífugos en el manejo del  $N_2$  de la planta de aire, ya que de acuerdo con los volúmenes requeridos será la selección del compresor. En plantas extremadamente grandes, se requerirán flujos de aire de 100,000 pies cúbicos por minuto o más, siendo el compresor dinámico de tipo axial, el más conveniente. Es importante considerar algunos otros parámetros dentro de este inciso, como:

1.- Eficiencia. Esta es una consideración clave, debido a que el compresor de aire, consume casi la mitad de la energía necesaria para entregar el  $N_2$  a alta presión. Tomando en cuenta que la energía es el mayor

componente, en los costos de operación.

2.- Flexibilidad en la generación: En vista de las condiciones variables de tiempo y como parte del control de carga, es necesario regular el flujo de aire. Esto se logra eficientemente colocando una válvula reguladora en los compresores centrífugos y con veletas guías en las unidades grandes. En lugares con inviernos fríos, se puede requerir una reducción en la entrada de flujo del 20 al 30%, de acuerdo con las características de la Caja Fría. Con un ajuste en los compresores centrífugos se puede alcanzar eficientemente esta reducción. La capacidad se puede reducir posteriormente hasta un 50% con el uso de un control automático de paso.

3.- Compresores múltiples contra sencillos. El análisis económico permitirá establecer la conveniencia de utilizar compresores múltiples o bien un compresor de gran capacidad. En la mayoría de los procesos de RM se requiere de una gran capacidad durante algunos años, con reducciones necesarias en los años subsecuentes. Los altos costos de operación, mantenimiento y del financiamiento requerido por las unidades múltiples, unido a la baja eficiencia de estas unidades de menor capacidad, favorecerá en casi todos los casos el uso de un compresor de gran capacidad.

4.- Compresión del nitrógeno. En la selección del equipo de compresión influyen varios factores; algunos de los cuales serán constantes, como la pureza y sequedad del nitrógeno, otros serán variables como:

a).- El flujo o volumen de entrada requerido y la relación de compresión, determinarán si un compresor centrífugo o reciprocante es el más económico y el más conveniente.

b).- Presión de entrada: La presión del  $N_2$  a la salida de la Caja Fría podrá variar de esencialmente la atmosférica a cerca de 100 lbs/pg<sup>2</sup>, dependiendo del diseño del proceso específico.

c).- Presión de descarga: Esta variará con la presión requerida en el yacimiento o para trasladar el  $N_2$  a compresores en la localización. En aplicaciones de procesos de RM se requieren altas presiones (3000-8500 lbs/pg<sup>2</sup>), que favorecen el uso de compresores reciprocantes.

Enfriamiento del compresor: Se tendrá un considerable ahorro de energía al utilizar el agua disponible de la torre de enfriamiento. Cuando en la localización escasea el agua, entonces el compresor se puede enfriar con aire. Finalmente cuando algunos de los factores que no han sido considerados sugieren el empleo de compresores reciprocantes, se puede elegir su uso a bajas revoluciones (300 - 450 rpm) o bien altas revoluciones (700 - 1000 rpm) para dar una mayor flexibilidad al proceso.

Si se requiere una alta presión, es más conveniente operar el compresor a bajas revoluciones, con bajos costos de operación aunque sean altos los costos de instalación y de inversión. Los bajos costos son una función de alta eficiencia y de los bajos costos de mantenimiento a bajas velocidades. Ahora bien, si se requiere una presión moderada, el compresor



a alta velocidad ofrece ventajas de fácil instalación y de bajos costos en su relocalización. Sin embargo, en unidades con grandes potencias - (+ 1500 HP), se deberá examinar su operación a bajas velocidades, con el fin de ver la posibilidad de tener grandes ahorros en energía y operación.

### 3.3.e. Reinyección de nitrógeno

En algunas aplicaciones, el gas producido puede ser contaminado por el  $N_2$  inyectado. Como el contenido de  $N_2$  en el gas producido se incrementa, el valor del gas natural puede disminuir, por lo cual es necesario planear una separación del gas natural y el nitrógeno, y analizar la posibilidad de reinyectar el nitrógeno separado.

El proceso de reinyección de  $N_2$  utilizado en dicho caso, consiste principalmente de una limpieza preliminar, la recuperación del gas natural licuado (GNL) y la separación del  $N_2$  del metano.

La tecnología utilizada en la limpieza y en la recuperación del GNL es rutinaria y muy conocida en la industria del gas natural. Así las unidades de reinyección de  $N_2$  se pueden diseñar con un mínimo de riesgo técnico en la reinyección del  $N_2$ .

Descripción del proceso: La función primaria de cualquier unidad de limpieza es la separación del  $N_2$  y GNL (si se desea) de la porción del metano de la corriente del gas natural. Antes del procesamiento en la unidad criogénica el gas producido es tratado para remover el  $CO_2$  presente.

La alimentación entonces entra en la unidad purificadora de absorción, donde el agua por un tratamiento criogénico, remueve las trazas remanentes de  $\text{CO}_2$  y de  $\text{H}_2\text{S}$ . En la unidad criogénica el  $\text{N}_2$  es separado de la corriente de gas natural. La unidad criogénica también puede ser usada para separar el GNL de los hidrocarburos remanentes (metano).

Para aplicaciones de procesos de recuperación mejorada es importante que la planta de reinyección pueda desarrollar esas funciones sobre el rango completo del  $\text{N}_2$  contenido en la alimentación del gas (5 - 90%) con un mínimo de equipo y la modificación de operación.

La unidad de procesamiento criogénico se puede diseñar para alcanzar una óptima recuperación de metano (0.5% de metano en la corriente de reinyección del  $\text{N}_2$ ) para todas las composiciones de la alimentación. La recuperación de metano en la unidad, dependerá de la cantidad de  $\text{N}_2$  en la alimentación y variará de 99.995% cuando la alimentación contenga poco  $\text{N}_2$  hasta casi el 95% cuando el  $\text{N}_2$  contenido en la alimentación alcance el 90%. Es importante observar que el sistema de reinyección deberá y podrá ser diseñada para operar sobre un amplio rango de composiciones en el gas de alimentación para procesos RM. Las funciones principales en el sistema de reinyección son:

- a).- Remoción del  $\text{N}_2$  del gas contaminado
- b).- Reinyección económica del  $\text{N}_2$  al yacimiento y
- c).- Recuperación de los productos líquidos de hidrocarburos ligeros (GNL).

REFERENCIAS

- 1.- Paul B. Crawford.  
Nitrogen flods needs specialized surface equipment"  
Petroleum Engineer (Agosto, 1977) pág. 22-26.
  
- 2.- Mayted, J.  
Soc. Chem. Ind., (London), 67:43, (1948)  
Mills, Boedeker, Oblad  
S.A.C.S., 72:1554, (1950).
  
- 3.- Ball, Whisman y Wenger  
Ind. Eng. Chem., 43:2577, (1951)
  
- 4.- Mapstone  
Petroleum Refiner, 28:111, (1949)  
Thompson, Chemik, Ouge, Symon.  
Ind. Eng. Chem. 43:935
  
- 5.- Ball, Whisman & Wegner  
Referencia 2
  
- 6.- Richter, Laescar, Meisel & Offenhamer,  
Ind. Eng. Chem. 44.2601, (1952)

- 7.- Smith, Smith & Dinner,  
Anal. Chem. 22:867, (1950)  
Helm, Lalham, Fererfa y Ball  
Anal. Chem. Soc. 17:21, Dco. Petrol Chem.  
Ababstracts of papers, pag. 85, Atlantic City, (Sept. 1956)
  
- 8.- Richter, Laesar, Meisel & Offenhamer  
Referencia 6
  
- 9.- "Science of Petroleum"  
Vol. II, pag. 1047, Oxford University Press, N.Y. y Londres, 1938.
  
- 10.- Lochte, Ind. Eng. Chem. 44:2597, (1952)  
Lochte y Littman, Petroleum Acids and Bases"  
Chemical Publishing Company, Inc. N.Y. 1955
  
- 11.- Ball, Vander Werf, Waddington & Lake  
Proc. API, 34 (IV): 152, (1954)
  
- 12.- Hackman, Wibart & Gitsels  
Rec. Trav. Chem. 62.729 (1945)
  
- 13.- Ind. Eng. Chem. 44:2606 (1953)
  
- 14.- Treibs, Ann, Ind. Eng. Chem. 510:42 (1934)  
Ann, 517:172 (1935)

- 15.- Dunning, Moore & Demekas  
Ind. Eng. Chem. 44:1759, (1953)
- 16.- Skinner  
Ind. Eng. Chem. 44:1159, (1952)
- 17.- Sigmund, P.M.  
"Prediction of Molecular Diffusion at Reservoir Conditions, Part  
I - Measurement and Prediction of Binary Dense Gas Diffusion Coefficients".  
J. Cdn. Pet. Tech. (Abril-Junio de 1976), 49:57
- 18.- Sigmund, P.M.  
"Prediction of Molecular Diffusion at Reservoir Conditions, Part  
II - Estimating the Effect of Molecular Diffusion and Convective  
Mixing In Multicomponent Systems"  
J. Cdn. Pet. Tech. (Julio-Septiembre de 1976), 53:62
- 19.- Legatske, M. W. y Katz, D. L.  
"Dispersion Coefficients for Gases Flowing in Consolidate Porous  
Media"  
Soc. Pet. Eng. Journal (marzo de 1967), 43:53, Trans AIME 240
- 20.- Perkins, T. K. & Johnston, D. C.  
"A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media" Soc. Pet.  
Eng. S. (Marzo de 1963), 70:84, Trans. AIME 228.

- 21.- Green Korn, R. A. y Keller, P. P.  
"Dispersion in Heterogenous Nonuniform Anisotropic Process Media"  
Ind. Eng. Chem. (Septiembre de 1964), 14:32
- 22.- Nunge, R. J. & Gill, W. N.  
"Mechanism Affecting Dispersion and Miscible Displacement"  
Ind. Eng. Chem. (Septiembre de 1969), 33:49.
- 23.- Donohoe, C. W. & Buchanan, R.D. Jr.  
"Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs with  
N<sub>2</sub>"  
J. Pet. Tech. (Febrero de 1981), 263:270.

CAPITULO IV

## Desplazamiento Inmiscible con Nitrógeno

### 4.1 Introducción

La inyección de gas puede realizarse como un proceso de desplazamiento miscible o bien inmiscible. Las características del aceite, el gas y las condiciones de temperatura-presión de la inyección determinarán el tipo de proceso.

El gas se puede inyectar al yacimiento para mantener la presión o intentar formar un banco para barrer el aceite a los pozos productores. Ambos métodos se usan en sistemas de recuperación mejorada. El desplazamiento inmiscible tiene lugar cuando es despreciable el intercambio molecular entre el gas nitrógeno y el aceite del yacimiento; es decir cuando la vaporización de los hidrocarburos intermedios ( $C_2 - C_6$ ) es prácticamente nula.

Se tienen características favorables para un desplazamiento inmiscible cuando en el yacimiento está actuando la segregación y contiene aceites volátiles. El nitrógeno se puede inyectar a una presión arriba de la saturación, para permitir la formación de un casquete de gas secundario que ayude a desplazar el aceite.

Cálculos teóricos hechos por Muskat' mostraron que la recuperación de aceite se puede incrementar substancialmente con un proceso de mantenimiento de presión, particularmente en el caso de aceites que tienen un alto factor de volumen. En estos cálculos, sin embargo, algunas características



físicas de los yacimientos heterogéneos no se tomaron en consideración. Elkins y Cooke<sup>2</sup> observaron que el volumen del gas inyectado y el cambio asociado en la viscosidad del aceite y en el factor de volumen, parecían ser los factores determinantes en la recuperación del aceite. Para obtener el máximo beneficio del cambio en las propiedades del aceite, el volúmen del aceite en contacto por el gas deberá ser tan alto como sea posible.

Los primeros problemas con la inyección de nitrógeno se tienen debido a la alta movilidad del fluído desplazante y las amplias variaciones en la permeabilidad. El efecto del perfil de las permeabilidades del yacimiento sobre la eficiencia de barrido del nitrógeno se puede evaluar más sofisticadamente con una prueba piloto de inyección de  $N_2$ . La prueba piloto también puede proveer de datos necesarios para calcular los volúmenes requeridos de  $N_2$ , que son indispensables en el diseño del equipo de compresión y en la estimación del número de pozos de inyección. Es recomendable en la conducción de una prueba piloto observar que:<sup>2</sup>

1.- El gasto de inyección de  $N_2$  y su duración, deberá ser suficiente para tener cambios significativos en la relación gas-aceite producida. El gasto de inyección diaria deberá ser al final, igual al volumen de fluidos producidos por los pozos productores.

2.- Se deberá tener especial cuidado en la calibración del equipo para observar el comportamiento de los primeros pozos invadidos.

3.- El tiempo de la prueba deberá incluir un período de tiempo anterior y otro posterior a la inyección de nitrógeno, para establecer la tendencia de la relación gas-aceite producida.

4.- Cuando sea posible, la prueba piloto deberá efectuarse al inicio de la explotación del campo.

En este capítulo se presentan algunas de las técnicas comunmente empleadas, seguidas por el resumen de una aplicación de campo.

Es importante, tener un mayor cuidado en aquellos yacimientos heterogéneos en su sensibilidad al proceso.

#### 4.2 Mantenimiento de Presión

La técnica de mantenimiento de presión ha sido empleada sucesivamente en algunos yacimientos inyectando el gas producido; sin embargo, en la actualidad es incosteable emplearlo, por lo que se buscó un sustituto, como el  $N_2$  que tiene propiedades similares, por lo que es lógico esperar que actúen de igual forma.

Cook<sup>2</sup> demostró en pruebas de laboratorio que las recuperaciones de aceite después de estas operaciones podrían variar de un 15 a 70% del aceite inicial, dependiendo de las características del sistema roca-fluidos del yacimiento. La recuperación total del yacimiento Pickton fue estimada en 73% del aceite original, con el empleo de este proceso<sup>6</sup>.

La Tabla 4-1 y las figuras 4-1 y 4-2 muestran los efectos teóricos de la densidad del aceite, la presión, la temperatura y la cantidad de gas

empleada para alcanzar el volúmen final del aceite recuperado.<sup>9</sup> La viscosidad para el aceite y el gas fueron obtenidos de datos presentados por Katz<sup>10</sup>. Estos datos, sin embargo, no se pueden extrapolar al comportamiento del campo; se presentan solamente con el propósito de indicar el efecto de los diferentes factores.

Jacoby y Berry "observaron que la secuencia de vaporización actual que ocurre en cada yacimiento, es en gran parte determinada por el proceso de producción. Ellos recomiendan un método para el cálculo de la composición de los fluidos en yacimientos de hidrocarburos líquidos de bajo peso molecular. La recuperación de aceite a condiciones estándar por unidad de disminución en la presión, deberán ser predichas a partir de la composición de los fluidos del yacimiento (un balance composicional de materia con cálculos de recuperaciones de aceite y de gas a condiciones estándar). También observaron que para un aceite rico en componentes ligeros, el método de balance de materia indica una recuperación dos veces mayor que la obtenida con el uso de cálculos convencionales.

La cantidad de aceite y de gas adicionales que se pueden recuperar, en un yacimiento dado, están influenciados por algunas características del yacimiento en particular, por ejemplo: propiedades de la roca del yacimiento, temperatura y presión del yacimiento, propiedades físicas y composicionales de los fluidos del yacimiento, continuidad de las capas, relieve estructural, gasto de producción, condiciones de fluidos, arreglo de pozos y otros factores que serán discutidos posteriormente.

Básicamente, el incremento en la recuperación de hidrocarburos se

puede atribuir al desplazamiento del aceite residual. Para prevenir las posibles pérdidas en la recuperación es recomendable mantener la presión. El mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno es particularmente importante cuando se consideran aquellos yacimientos con aceites volátiles (de alto factor de encogimiento), con empuje por casquete de gas y, principalmente, en aquellos con características favorables a la segregación gravitacional.

Estas operaciones también se emplean frecuentemente para prevenir la migración del aceite al casquete de gas (también llamada pérdida por encogimiento del casquete de gas) en yacimientos que tienen un fuerte empuje hidráulico natural y/o inyección de agua.

Las operaciones de inyección de  $N_2$ , con objeto de mantener la presión se clasifican generalmente en dos distintos tipos, dependiendo de si la inyección se efectúa en el casquete o en la zona de aceite (inyección dispersa). Básicamente, los mismos principios físicos de desplazamiento de aceite se aplican a cualquiera de los tipos de operación, sin embargo, los procedimientos analíticos para predecir el comportamiento del yacimiento, el objetivo global y la aplicación de campo a cada tipo de operación pueden variar considerablemente.

#### 4.2.a. Inyección Dispersa de Nitrógeno

En las operaciones de inyección de Nitrógeno disperso, frecuentemente llamadas como inyección interna, se utilizan algunos arreglos de pozos geométricos, con el propósito de distribuir uniformemente el  $N_2$

inyectado a través de las porciones productoras de aceite del yacimiento. En la práctica, los arreglos de pozos productores inyectoros varía de los diseños de configuración convencional regular a arreglos aparentemente casuales con relativamente poca uniformidad sobre el área de inyección. La selección del arreglo de inyección se basa usualmente en las consideraciones de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, continuidad de las capas, variaciones en la permeabilidad y en la porosidad y en el número y posiciones relativas de los pozos existentes.

Este método de inyección, se ha encontrado adecuado en yacimientos que tienen bajo relieve estructural y en yacimientos relativamente homogéneos con bajas permeabilidades absolutas. La mayor densidad de pozos de inyección en estas operaciones provee de una rápida respuesta en la presión del yacimiento, en la producción y posteriormente en la reducción del tiempo necesario para explotar el yacimiento. Las principales limitaciones de este método son:

1.- Hay muy poca o ninguna mejoría en la eficiencia de recuperación cuando se tienen altos relieves estructurales o con drene gravitacional. Por lo que es conveniente analizar el aprovechamiento de la segregación gravitacional.

2.- Las eficiencias de barrido areal son del mismo orden que los obtenidos en operaciones de inyección externa de Nitrógeno.

3.- El interdigitamiento causado por las altas velocidades de flujo generalmente tiende a reducir la eficiencia de recuperación sobre la que se puede esperar con inyección externa y,

4.- La alta densidad de pozos de inyección contribuye en el aumento en los costos de operación y mantenimiento durante el programa.

#### 4.2.b. Inyección Externa de Nitrógeno

Las operaciones de inyección externa de nitrógeno, son frecuentemente referidas como inyección al casquete de gas o a la cima del yacimiento. En este proceso se localizan los pozos en la parte superior del yacimiento, usualmente en el casquete de gas primario o bien en el secundario. Esta técnica de inyección se utiliza en yacimientos que poseen altos relieves estructurales y altas permeabilidades.

Los pozos de inyección se colocan convenientemente para proveer una buena distribución areal y para obtener el máximo beneficio del drene gravitacional. El número de pozos de inyección requeridos para un yacimiento específico, generalmente dependerá de la inyectividad de cada pozo y del número de pozos necesarios para obtener una adecuada distribución areal.

La inyección externa se considera generalmente superior al tipo de inyección dispersa, debido a la gran ventaja que se puede obtener si se aprovecha convenientemente la segregación gravitacional. Aunque la forma más común de efectuar una operación de este tipo, es la de localizar los

pozos inyectores en la parte superior de la estructura, también se puede obtener si se aprovecha convenientemente la segregación gravitacional. Aunque la forma más común de efectuar una operación de este tipo, es la de localizar los pozos inyectores en la parte superior de la estructura, también se puede incrementar la recuperación mediante la inyección del nitrógeno en la parte inferior de la estructura del yacimiento, el cual migrará hacia la cima del yacimiento, formando un casquete de gas secundario y desplazando el aceite hacia abajo a contraflujo.

Para asegurar una terminación comercial en yacimientos de alto relieve, los cuales típicamente ocurren alrededor de domos salinos, donde el desarrollo de campo se vuelve complicado por la falta de control sobre los límites superiores de la estructura, es común localizar el arreglo de pozos a una misma distancia de la interfase estimada arena-sal. En yacimientos con empuje hidráulico activo de fondo, gran parte de la zona superior de aceite no deberá ser producida cuando la porción superior (estructuralmente) del pozo se encuentra por encima del acuífero, tomando en cuenta que el reparar o perforar nuevos pozos es costoso y muy peligroso.

Es casi imposible localizar nuevos pozos para drenar todo el aceite de la parte superior adecuadamente los yacimientos con grandes echados y con altas permeabilidades permiten la inyección del nitrógeno para que éste migre a las áreas más inaccesibles de la perforación con lo que se logrará una excelente eficiencia de desplazamiento.

Algunos autores <sup>17-21</sup>, han reportado varias aplicaciones de campo con este proceso de inyección y con el cual, se han obtenido buenos resultados. Combs & Knezck<sup>22</sup> han publicado algunas recomendaciones teóricas con datos de campo concernientes al gasto de segregación máxima gas-aceite, y el mínimo requerimiento de gas para recuperar un barril de aceite.

La descripción del proceso de recuperación es muy simple cuando se utiliza un solo pozo para la inyección del nitrógeno, así como para la producción de aceite. Los pasos seguidos en este proceso de recuperación son:

- 1.- El aceite es producido hasta que fluye agua
- 2.- El nitrógeno se inyecta
- 3.- El pozo se cierra para permitir que el gas migre a la porción superior del yacimiento.
- 4.- El pozo se pone nuevamente a producir

Este proceso se repite hasta que todo el aceite de la parte superior de la estructura ha sido producido o bien cuando llegue al límite económico. También, si se inyecta mucho nitrógeno, el aceite puede ser desplazado abajo del nivel del contacto original agua-aceite. Originalmente no existe saturación de aceite residual abajo de este nivel.

Si cualquier cantidad de aceite se mueve a esta zona, una porción de ésta puede ser atrapada como saturación de aceite residual y será pérdida cuando se reanude la producción.



Cuando se inyecta nitrógeno a un yacimiento con alto relieve estructural, este migrará a la cima del yacimiento debido a que es más ligero que el aceite. En la figura 4-3 se muestra la posición del nitrógeno inyectado para gastos de inyección cercanos o menores al "gasto máximo de segregación". Se recomienda prevenir el movimiento del gas hacia abajo, mediante un mantenimiento adecuado de gastos de inyección a un nivel menor o igual al gasto máximo de segregación. Aún si el nitrógeno se ha movido hacia abajo durante el período de inyección, la mayor parte del gas puede quedar atrapada debido al fenómeno de histéresis de las permeabilidades relativas. Cuando el pozo se pone a producción el agua comenzará a moverse hacia arriba y el nitrógeno inyectado hará su movimiento hacia abajo, desplazando el aceite, el cual no deberá migrar hacia abajo del contacto original agua-aceite.

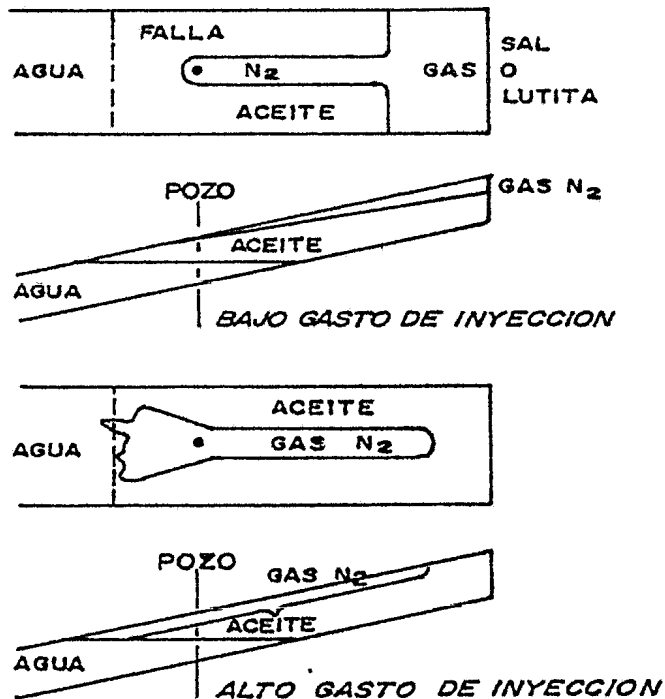


FIG. 4-3 LOCALIZACION DEL GAS INYECTADO

#### 4.3 SEGREGACION GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional, también comunmente llamada drene por gravedad, se puede considerar como el mecanismo de desplazamiento más eficiente, aunque rigurosamente solo es una modificación a los demás. Llamaremos segregación, a la tendencia del gas, aceite y agua de distribuirse en el yacimiento conforme a sus densidades. La segregación gravitacional puede participar activamente y con gran eficiencia sobre la recuperación de aceite<sup>39-58</sup>. Si existen las condiciones favorables para la segregación, la mayor parte del gas móvil liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser impulsado hacia los pozos productores por la fuerza de presión, conservando gran parte de esta energía en el casquete secundario de gas.

Generalmente se considera que los yacimientos que poseen espesores considerables o altos relieves estructurales, altas permeabilidades primaria o secundaria y cuando simultáneamente los gradientes de presión impuestos al producir los pozos, no gobiernan totalmente el movimiento del gas liberado en yacimientos de aceite volátil o semivolátil, tienen características favorables a la segregación. Donde actúa este mecanismo, la recuperación (del 40 - 75%<sup>67</sup>) es muy sensible al ritmo de producción. Esto quiere decir, que mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión impuestos al producir los pozos y por consiguiente mayor será la segregación, por lo que es recomendable tratar de igualar los gastos de producción con el de aceite segregado para una mayor eficiencia de este mecanismo.

Si se llega a establecer un contraflujo substancial de gas y aceite, se desarrollará un casquete secundario de gas y la relación gas-aceite producida no aumentará, tendiendo en algunos casos a disminuir. Sin embargo, el gas liberado del aceite solamente se segregará cuando su saturación es mayor que la crítica y alcanzará su mayor valor cuando sean iguales las movilidades del gas y del aceite. Por consiguiente, el ritmo de explotación no tiene ninguna influencia sobre la recuperación cuando la saturación de gas es menor que la crítica.

Las condiciones de terminación de pozos, como su localización y situación del intervalo productor afectarán el comportamiento y la recuperación de los yacimientos con segregación gravitacional. Una forma práctica para determinar cualitativamente si la segregación participará en forma activa al estar produciéndose un yacimiento, es utilizando el término de Smith:

$$\frac{K_o}{\mu_o} (d_o - d_g) \text{ Sen } \theta \quad \left[ \frac{\text{md. gr}}{\text{cp. cm}^2} \right]$$

Si el valor de este término es mayor de 10, entonces la segregación gravitacional puede actuar en forma substancial en la recuperación de aceite. Es conveniente recalcar, que la segregación gravitacional es una de las formas mas eficientes de producir un yacimiento de aceite. Desafortunadamente son muy pocos los yacimientos en que puede presentarse este mecanismo; sin embargo, algunos de los yacimientos más importantes de nuestro país poseen todas las características favorables para la segregación de fluidos y que no obstante el bajo control de los mecanismos de producción (como altos gastos, etc.) este aún actúa.

Generalmente la explotación de un yacimiento con segregación gravitacional, requerirá de un mayor tiempo de explotación, por lo que es conveniente implementar un proceso de mantenimiento de presión, con lo que reducirá dicho tiempo y colocando los pozos inyectores en la parte superior de la estructura se podrá aprovechar la segregación del gas inyectado, con lo cual se tendrá una alta eficiencia de desplazamiento y por consiguiente de recuperación. Sin embargo, debido a que cualquier mecanismo de producción se debe justificar económicamente en oposición a otros mecanismos de producción, el investigador deberá calcular la recuperación por segregación gravitacional como una función del tiempo, para decidir si es necesaria la implantación de algún mecanismo más eficiente (como el mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno ó el de desplazamiento miscible).

#### 4.4 TECNICAS DE PREDICCIÓN

La técnica de predicción mas usual, ha sido la propuesta por Welge<sup>3</sup>, por lo que será explicada en este capítulo. Dicho procedimiento de predicción se puede aplicar en el análisis de las técnicas para el mantenimiento de presión, en la técnica de inyección al casquete de gas con segregación del aceite debe hacerse una pequeña modificación, para lo cual se propone un modelo de predicción. También se propone un modelo en la predicción a yacimientos con segregación gravitacional con o sin inyección de nitrógeno.

TABLA 4-1

Efecto de la Densidad del aceite, presión y temperatura sobre la vaporización:

Ejemplo	Densidad del aceite °API	Presión de Inyección lbs/pg.	Temperatura de Inyección °F	Relación de Viscosidades Gas-Aceite	Vaporización (% del aceite inmóvil.	Desplazamiento (% del aceite original
1	45	4,100	250	0.338	73.6	76.5
2	35	4,100	250	0.113	50.3	62.5
3	22	4,100	250	0.020	28.9	54.0
4	35	4,100	100	0.047	33.8	60.7
5	35	1,100	100	0.007	15.3	48.8
6	45	1,100	250	0.050	47.9	65.5

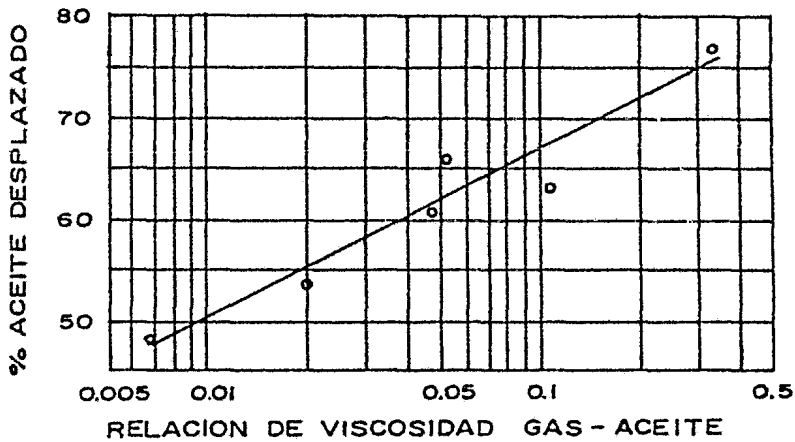


FIG. 4-1 RELACIONES ENTRE LA RELACION DE VISCOSIDAD Y EL DESPLAZAMIENTO DE ACEITE.

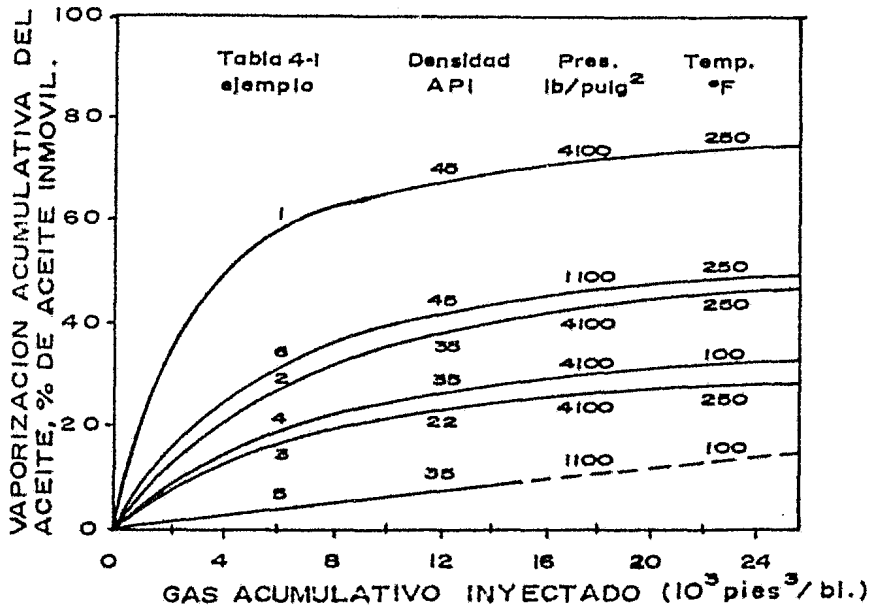


FIG. 4-2 LA VAPORIZACION ES RELACIONADA A LA DENSIDAD DEL ACEITE, PRESION, TEMPERATURA Y CANTIDAD DE GAS INYECTADO.

#### 4.4.a METODO WELGE

La técnica Welge<sup>3</sup> es una forma simplificada de la técnica propuesta por Buckley-Leverett, también conocido como método de avance frontal. La ventaja del Método Welge sobre la técnica Buckley-Leverett es que la curva que muestra la distribución de saturaciones en el yacimiento no se requiere en el método formulado. La saturación promedio de gas en el frente de invasión define el flujo fraccional de aceite ( $F_o$ ); y hasta aquí la relación fluyente gas-aceite a cualquier tiempo deseado de la producción. Dando por resultado un gran ahorro de tiempo para efectuar los cálculos.

Suposiciones del método:

- 1.- El yacimiento es homogéneo y el flujo está en régimen laminar
- 2.- El gas desplaza al aceite a presión constante.
- 3.- El desplazamiento del aceite es inmiscible.
- 4.- El flujo ocurre en una sola dirección (no hay flujo cruzado)

Procedimiento:

- 1.- Revisión de los datos de permeabilidad relativas obtenidas - mediante análisis de núcleos o de algún otro método.
- 2.- Aproximar la forma irregular del yacimiento a un modelo lineal. También se determinará un área de sección transversal y una longitud, en forma idealizada.
- 3.- Se estimará la velocidad promedio de flujo,  $v_o$ , en el espacio poroso ocupado por hidrocarburos, de la siguiente manera:
  - a).- Se obtendrá un promedio del área de sección transversal expuesta al flujo,  $A_f$ , dividiendo el aceite inicial (en bls. ó  $m^3$ ) por la longitud idealizada,  $L$  (metros), del yacimiento.
  - b).- La  $v_o$ , se obtiene dividiendo el gasto promedio producido de aceite,  $q_o$ , y de agua,  $q_w$ ; por  $A_f$ , es decir:

$$v_o = \frac{q_o + q_w}{A_f} \quad \text{-----}(4-1)$$

4.- Los pasos restantes en los cálculos se presentan en forma tabular (Tabla 4-1). Los valores para cada columna en la tabla, se pueden determinar de la siguiente forma.

TABLA 4-1- Pasos recomendados en la técnica Welge para la producción del proceso de Inyección de Nitrógeno.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
sg	Kg/Ko	Kg	fo	Df/DS	t	Sga	R	qo

a).- Columna 1; se seleccionan algunos valores de saturaciones de gas producidas, Sg, antes y después de la surgencia del gas.

b).- Columna 2; se encuentran las relaciones Kg/Ko, para los valores seleccionados de Sg, determinando así una curva de Kg/Ko contra Sg.

c).- Columna 3; se encuentran los valores de Kg para las, Sg's seleccionadas

d).- Columna 4; flujo de aceite

$$(4-2)----- f_o = \frac{1 + 3.09 \times 10^6 [K K_{ro} (d_o - d_g) \text{ sen } \theta] / \mu_g V_o}{1 + (K_{rg}/K_{ro}) (\mu_o/\mu_g)}$$

Se puede observar que donde el ángulo es despreciable, el sen  $\theta = 0$  y la ecuación se simplifica, quedando:

$$(4-3)----- f_o = \frac{1}{1 + (K_{rg}/K_{ro}) (V_o/\mu_g)}$$



e).- Columna 5; los valores de DF/DS se pueden obtener de la gráfica de fo contra Sg. La pendiente de la curva DF/DS se puede medir directamente para cualquier saturación deseada.

f).- Columna 6; el tiempo, t, se puede determinar así:

$$t = \frac{L}{V_o (DF/DS)} \quad \text{-----(4-4)}$$

g).- Columna 7; la saturación promedio de gas, Sgp, del yacimiento es:

$$S_{gp} = S_g + \frac{F_o}{(DF/DS)} \quad \text{-----(4-5)}$$

h).- Columna 8; la relación gas-aceite producida, R, para varios valores de Sg será igual a:

$$R = R_s + \frac{(B_o)}{(B_g)} \left( \frac{1 - F_o}{F_o} \right) \quad \text{----- (4-6)}$$

i).- Columna 9; el gasto de aceite producido a condiciones estándar, qo, es:

$$q_o = \frac{(V_o) (A_f) (\phi) (1-S_w) (F_o)}{B_o} \quad \text{-----(4-7)}$$

La distancia X, que ha avanzado el frente de invasión se puede valorar a cualquier tiempo, t, usando la siguiente ecuación:

$$X = (V_o) (t) \frac{(DF)}{(DS)} \quad \text{----- (5-8)}$$

La ecuación 4-6, es sensible a las suposiciones que se hicieron, así como a la velocidad del gas, a la permeabilidad, y a la configuración geométrica del yacimiento. Esta ecuación dará mayores valores de R, que

aquellos que ocurren en el campo para la misma recuperación acumulativa. Consecuentemente si se establece una R final en el cálculo, se puede obtener una estimación de la de la reserva actual.

Este método es sensible a la velocidad,  $V_0$ , que se estime para el flujo del aceite. Así como la velocidad se encuentra en el denominador del término gravitacional (columna 4), un rápido desplazamiento reduce el tamaño de dicho término e incrementa la fracción de gas,  $f_g$ , fluyendo a través del yacimiento. Esto tendrá por consecuencia una baja eficiencia de desplazamiento. De otra forma, si el término gravitacional es suficientemente grande,  $f_g$  puede llegar a tener un valor de cero y en algunos casos tendrá valores negativos, lo que claramente indica un flujo de gas echado arriba a contraflujo con el aceite, resultando un drene gravitacional que produce una alta eficiencia de desplazamiento. Si existe un casquete de gas sobre la zona de aceite, entonces el drene gravitacional puede ser vertical ( $\sin \theta = 1.0$ ) y el área de la sección transversal al flujo pueda ser muy grande. Por lo que el drene gravitacional producirá altas recuperaciones, a menos que la permeabilidad vertical sea baja.

Frecuentemente se encuentran campos que han sido explotados durante un largo tiempo, antes de iniciar un proyecto de inyección de nitrógeno. En este caso, los pasos para el cálculo de predicción con el método Welge son similares a los anteriormente presentados, sólo el período de tiempo empleado cambiará. El cual se ilustra en forma resumida, de la siguiente manera:

1º Determine la saturación de aceite residual,  $S_{o1}$  al tiempo de la inyección:

$$S_{o1} = \frac{(Bo1)}{(Boi)} \left( S_{oi} - \frac{Np \ Boi}{Ah \ \phi \ (1-SW)} \right) \text{----- (4-9)}$$

2º Determine la saturación de gas residual,  $S_{g1}$ , al tiempo de iniciar la inyección:

$$S_{g1} = (S_{oi} - S_{o1})$$

3º El tiempo al cual se alcanza esta saturación,  $S_{g1}$ , se calcula siguiendo los pasos mostrados en la Tabla 4-1, con lo cual se ajusta el método para iniciar así la predicción.

4º La saturación promedio de gas a un tiempo posterior, se puede calcular de la siguiente manera:

$$S_{gp} = \left[ S_g + \frac{Fo}{DF/DS} \frac{(Boi)}{(Bo1)} \right] \text{----- (4-11)}$$

#### 4.4.b MODELO NUMERICO PARA SIMULAR EL PROCESO DE RECUPERACION EN LA INYECCION DE NITROGENO EN LA PORCION SUPERIOR, CON DRENE DEL ACEITE.

El modelo numérico implicado en este proceso, es un modelo convencional beta, que es modificado para simular dicho proceso. Este modelo incluye estas características: flujo en tres fases (aceite, gas y agua), solubilidad gas-aceite, presión capilar gas-aceite y aceite-agua, permeabilidades relativas a las tres fases<sup>31</sup> con efectos de histéresis<sup>32</sup>, con un

esquema variable del punto de burbujeo, gastos de flujo variable, efectos de densidad tanto areal como verticalmente, conformancia de cualquier geometría del yacimiento así como propiedades variables de la roca y los fluidos.

Aún con el advenimiento de relativamente eficientes simuladores de yacimientos tridimensionales, con altos costos de cómputo para un estudio completo, es más conveniente utilizar un modelo areal de dos dimensiones para simular el mismo problema y obtener la distribución y flujo de fluidos en la dimensión vertical, lo que está incluido implícitamente en dicho modelo areal. Algunos autores<sup>34-37</sup> han publicado "pseudo funciones" basadas en estudios teóricos y experimentales. Jacks<sup>34</sup> presentó una técnica para el cálculo de "pseudofunciones dinámicas" que se pueden aplicar en un amplio rango de gastos de flujo y de saturaciones iniciales de fluidos. Este modelo numérico incorpora una técnica similar a la descrita por Jacks, Strickland y Morse<sup>38</sup> con descripción detallada del modelo, así como la validación de dicho modelo numérico.

#### 4.4.c. METODO DE CARDWELL Y PARSON<sup>39</sup>

Se han presentado una gran cantidad de métodos para ayudar a predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, pero solamente Cardwell & Parson presentaron una teoría para determinar la recuperación de aceite en un medio poroso, bajo un mecanismo de segregación gravitacional, esto es, el gasto de producción se determina solamente por efectos gravitacionales.

Sorprendentemente, ninguna aplicación de este método ha sido descrita en la literatura desde entonces. Las ecuaciones fueron hechas más generales para tomar en cuenta una saturación de gas inmóvil al comenzar a actuar la segregación y para una permeabilidad realtiva al aceite decreciente, hasta llegar a cero cuando se alcanza la saturación residual de aceite. La ecuación de recuperación modificada por Cardwell & Parson se deriva en detalle, debido principalmente a la importancia de este mecanismo en los procesos de recuperación de hidrocarburos.

El movimiento hacia abajo de la interfase gas-aceite se deriva de la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{DS}{Dt} = - \frac{dq}{L\phi} \frac{dK}{dS} \frac{dS}{dz} \quad \text{--- 4-12}$$

En la derivación de esta ecuación Cardwell & Parson desperciaron el término de presión capilar. Ellos lo hicieron en previsión de que los efectos conjuntos de retención capilar y la baja permeabilidad se tomarán en cuenta con un tratamiento apropiado de los términos involucrados en las relaciones de permeabilidad - saturación. Una manera que permite a la permeabilidad realtiva del líquido disminuir a cero, a una saturación residual de líquido es definiendo una nueva saturación variable, modificando las ecuaciones auxiliares para contar con una nueva definición de flujo en dos fases:

$$S = \frac{S_e - S_{er}}{1.0 - S_{er}} \quad \text{--- 4-13}$$

Si el aceite es el líquido que se segrega (o drena) en presencia del agua congénita, entonces la saturación de aceite se basa en el volúmen poroso ocupado por hidrocarburos.

La determinación de la saturación residual de líquidos, a la cual la permeabilidad efectiva al líquido tiende a cero, en pruebas de flujo solamente es difícil si no que imposible de obtener. Se puede argumentar que la permeabilidad efectiva no tiende verdaderamente a cero así esta parte sin cuantificar se tiene que hacer extrapolando la parte medida de la curva de permeabilidades a cero y también a cero la saturación del líquido. Este es un punto discutible; sin embargo, los datos de presión capilar siempre indican una retención definitiva de un porcentaje del líquido a altas presiones capilares.

Esto sugiere que las pruebas de presión capilar sean conducidas con el fin de establecer un punto final cero, para la curva de permeabilidad relativa del líquido. Se vio la necesidad de emplear un gran tiempo de drene en los desplazamientos hechos en el laboratorio para obtener dicho punto, por lo que resulta impráctico. Si se requieren estos datos en un campo de interés, las pruebas de presión capilar centrífuga ayudan a determinar la saturación residual de aceite, desplazando el aceite con aire en presencia de una saturación inicial de agua congénita.

Se puede obtener la ecuación de permeabilidad relativa del líquido usando los datos de Wyckoff & Botset's<sup>60</sup>, y aplicando la ecuación experimental de segregación gravitacional desarrollada por Stahl<sup>61</sup>. Al revisar los datos, se observó una saturación residual mínima de aceite cercana al 8% en la columna de segregación. Debido a que las pruebas de permeabilidades relativas y la de segregación se hicieron en arenas sin consolidar, los datos de Wyckoff & Botset's se pueden nuevamente graficar en función de una nueva saturación variable:

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1.0 - s_{wr}} = \frac{S_w - 0.08}{0.92} \quad \text{---- 4-14a}$$

Graficando los datos de S contra Kr, en la ecuación definida por el exponente b.

$$K_r = S^b \quad \text{---- 4-14b}$$

Siendo b = 3.2, donde Kr; es la permeabilidad relativa. Aquí el exponente es disminuído a 3.2 del 3.5 obtenido por Cardwell & Parson, debido a que ellos despreciaron la saturación residual de líquidos.

Otros dos factores se deberán observar antes de proceder con la derivación final de las ecuaciones de segregación gravitacional y la de recuperación. Primero; generalmente los campos son explotados durante algún tiempo antes de seleccionar un mejor programa de producción del campo. Durante este tiempo la presión disminuye hasta causar cierta saturación de gas. Así cuando la saturación de gas permanece por debajo del valor crítico no se tiene mayor problema y se pueden derivar las ecuaciones empleando una saturación inicial de aceite,  $S_{oi}$ . Si la saturación de gas es mayor que la crítica, entonces se vuelve móvil, por lo que es necesario equilibrar el gasto de producción al de segregación de fluidos, con el fin de aprovechar al máximo este mecanismo<sup>62</sup>.

El comportamiento del campo y de los pozos se deberá observar cuidadosamente, para poder determinar si se están formando dos frentes gas-aceite, uno moviéndose hacia arriba (el gas) y el otro hacia abajo (el aceite).

Segundo, un cambio en el factor de volumen del aceite de la formación, ocurre debido al movimiento del frente de aceite hacia abajo de la estructura en un yacimiento de aceite bajo saturado.

Algunas de las ecuaciones del análisis de Cardwell & Parson se modificaron para incluir los factores previamente discutidos. La permeabilidad en las ecuaciones de Cardwell & Parson se cambiaron por  $K \cdot K_r (S)$ .

La ecuación de velocidad de flujo en la región superior (donde la saturación de líquido es menor al 100%) con el término de presión capilar omitido, es:

$$V_u = \frac{K \cdot K_r (S)}{\mu} dg \quad \text{--- 4-15}$$

En la región inferior (donde  $S_{gi} \geq L \geq S_{ge}$ ) la velocidad de flujo es:

$$V_s = \frac{K \cdot K_r (S) dg}{\mu} \left( 1 - \frac{H}{L - Z_a} \right) \quad \text{--- 4-16}$$

Aquí:

$$S_i = \frac{S_{ei} - S_{er}}{1.0 - S_{er}} \quad \text{--- 4-17}$$

La ecuación de continuidad entonces queda así:

$$\frac{DV_n}{DZ} = - \phi' \frac{DS}{Dt} \quad \text{--- 4-18}$$

Donde para un sistema de dos fases es:

$$\phi' = \phi (1 - S_{er}) \quad \text{--- 4-19}$$

Y para un sistema de tres fases:



y para un sistema de tres fases

$$\phi' = \phi (1 - S_{oi} - S_{cw}) \quad \dots 4-19a$$

Combinando las ecuaciones 4-15 y 4-18 resulta:

$$\frac{DS}{Dt} = - \frac{dg K}{\mu \phi'} \frac{DKr}{DS} \frac{DS}{DZ} \quad \dots 4-20$$

la cual es similar a la ecuación 4-12, excepto que S es ahora la saturación variable definida en la ecuación 4-13 y la ecuación entonces quedará de la siguiente manera:

$$\frac{DZd}{Dt} = \frac{V_s - V_{ud}}{\phi' (S_i - S_d)} \quad \dots 4-21$$

Las ecuaciones 4-15 y 4-16 se pueden sustituir en la ecuación 4-21 para obtener la ecuación del avance de la interfase gas-aceite:

$$\frac{DZd}{Dt} = \frac{dg K}{\mu \phi'} \left[ \frac{K_r(s) \left\{ 1 - \frac{H}{L-Zd} \right\} - K_{rd}}{S_i - S_d} \right] \quad \dots 4-22$$

Generalmente Z esta en función de S, donde Z es la distancia recorrida por S durante el tiempo de drene, t, cuando al inicio existe una saturación uniforme, S<sub>i</sub>. Lo cual se puede resolver de la siguiente manera:

$$Z = \frac{K dg}{\mu \phi'} f(s) t, \quad \dots 4-23$$

donde se ha separado la función de la permeabilidad relativa y - donde:

$$f(s) = \frac{DKr}{D S} \quad \dots 4-24$$

Si  $f^{-1}$  es la función inversa de f, entonces la saturación será dada por:

$$S = f^{-1} \left[ \frac{Z \mu \theta}{K \text{ dg } t} \right] \quad \dots 4-25$$

Se pueden escribir las ecuaciones 4-23 y 4-24 de la siguiente manera:

$$\frac{DKr}{DS} = \frac{Z \mu \theta'}{K \text{ dg } t} \quad \dots 4-26$$

Diferenciando la ecuación 4-14b se obtiene:

$$\frac{DKr}{DS} = b s^{b-1} \quad \dots 4-27$$

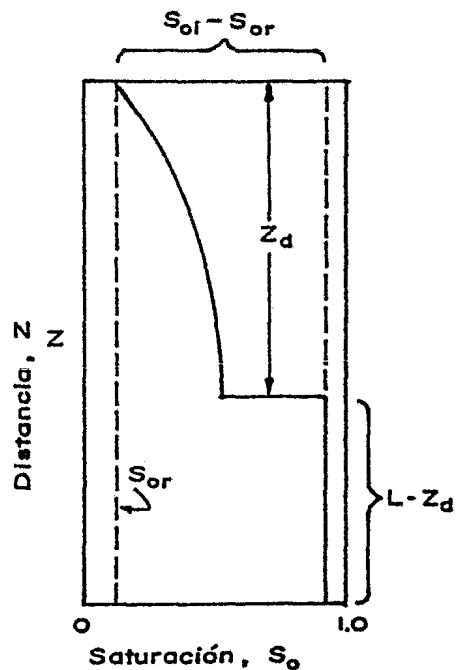
La cual substituyéndola en la ecuación 4-26, se tiene:

$$b s^{b-1} = \frac{Z \mu \theta'}{K \text{ dg } t} \quad \dots 4-28$$

Y resolviendo en S:

$$S = \left( \frac{Z \mu \theta'}{bK \text{ dg } t} \right)^{\frac{1}{b-1}} \quad \dots 4-29$$

FIGURA 4-4  
DISTRIBUCION DE SATURACIONES  
DESPUES DE UN TIEMPO, t.



Ahora considerando que:

$$m = \frac{\mu \phi^a}{b \text{ Kdg}} \quad \dots 4-30$$

Las ecuaciones 4-14b, 4-19 y 4-30, se pueden sustituir en la ecuación 4-22 para obtener:

$$\frac{DZd}{Dt} = \frac{dgK}{U\phi^a} \left[ \frac{Kr (Si) \left\{ 1 - \frac{H}{L-Zd} \right\} - \left( \frac{mZd}{t} \right) \frac{b}{b-1}}{Si - \left( \frac{mZd}{t} \right) \frac{1}{b-1}} \right] \dots 4-31$$

Ecuación de Recuperación. La ecuación de recuperación se puede derivar de la siguiente manera: a un tiempo de drene, t, el frente ha alcanzado un nivel Zd, dado por la integración de la ecuación (4-31). Acerca de este nivel, la distribución de saturación se muestra en la Figura 4-4. En este diagrama la So, se puede considerar como una saturación de líquido en un sistema de dos fases, gas-líquido, o bien una saturación de aceite basada en el volumen poroso ocupado por hidrocarburos en un sistema de tres fases, agua-aceite-gas. Donde la recuperación, Rec, está dada por:

$$\begin{aligned} \text{Rec} &= 1 - \frac{(L - Zd) \int_0^{Zd} \frac{So}{Bo} dz}{\frac{L S_{oi}}{Boi}} \\ &= \frac{Zd}{L} - \frac{1}{L S_{oi}} \frac{Boi}{Bo} \int_0^{Zd} So dz \quad \dots 4-32 \end{aligned}$$

Pero las ecuaciones 4-13, 4-29 y 4-30 se pueden cambiar por:

$$So = (1 - Sor) \left( \frac{mZ}{t} \right) \frac{1}{b-1} + Sor \quad \dots 4-33$$

La ecuación 4-33 se puede sustituir en la ecuación 4-32 e integrando la ecuación resultante queda:

$$Rec = \frac{Zd}{L} \left[ \left( 1 - \frac{BoiSor}{SoiBo} \right) - \frac{Boi}{Soi} \left( \frac{1-Sor}{Bo} \right) \left( \frac{b-1}{b} \right) \left( \frac{mZd}{t} \right) \frac{1}{b-1} \right] \dots 4-34$$

Donde Zd contra t, se obtiene de la integración de la ecuación 4-31. Los valores correspondientes de Zd y de t, entonces se usan en la ecuación 4-34 para obtener la recuperación de aceite en función del tiempo.

Las ecuaciones 4-31 y 4-34 se pueden resolver con una calculadora manual, aunque los cálculos son tediosos, afortunadamente ahora los programas de cómputo están orientados para requerir sólo una modesta cantidad de conocimientos en su programación. Debido a que algunos cálculos se requieren comparar con datos experimentales, es posible emplear un sistema computacional para resolver estas ecuaciones. Lo cual requiere de solamente media página de pasos de programación y su costo será muy económico en cada corrida.

Finalmente, considerando un yacimiento en el cual el aceite es drenado de la parte superior y de acuerdo a Elkins,<sup>43</sup> el gasto con el cual el aceite es drenado a la parte inferior de la estructura bajo efectos gravitacionales está dada por:

$$q_0 = \frac{K o h W C (d_o - d_g) \text{ sen } \theta}{U_o B_o} \dots 4-35$$

La cantidad de aceite al iniciar el drene está dada por:

$$N = \frac{h W L S_{oi} \theta}{B_o} \dots 4-36$$

La relación de recuperación (en porcentaje) por día dada por:

$$\frac{DRec}{Dt} = \frac{100 q_o}{N} \quad \dots 4-37$$

las ecuaciones 4-35 y 4-36 se pueden sustituir en la ecuación 4-37 para obtener:

$$\frac{DR}{Dt} = 100 \left( \frac{K_o d_o C \text{ sen } \theta}{\mu_o L \text{ Soi } \phi} \right) \quad \dots 4-38$$

#### 4.5.d. FACTORES QUE AFECTAN EL DESPLAZAMIENTO

Las ecuaciones 4-2 y 4-4 proveen de un medio para investigar la influencia relativa de algunos de los parámetros que afectan conjuntamente la eficiencia de desplazamiento, como son:

- 1.- Condiciones de saturación inicial
- 2.- Relación de viscosidad de los fluidos
- 3.- Relación de permeabilidades relativas
- 4.- Gasto y echado de la formación
- 5.- Presión capilar
- 6.- Presión del yacimiento y propiedades de los fluidos

#### 4.5.a. CONDICIONES DE SATURACION INICIAL

Frecuentemente, las operaciones de inyección del  $N_2$  se inician después de que la presión del yacimiento ha declinado hasta permitir la acumulación de gas libre, contenido originalmente en el aceite en solución. Si la saturación de gas libre excede la saturación crítica determinada en la curva de flujo fraccional, entonces no se formará un banco de aceite -

adelante del frente, consecuentemente la producción de aceite será acompañada por el inmediato y continuo incremento en la producción de gas libre<sup>25</sup>. Esta influencia, de la saturación inicial de gas móvil sobre el desplazamiento con gas se ha observado en investigaciones de laboratorio y mediante análisis matemáticos<sup>23</sup>. La figura 4-5 muestra una comparación de los datos calculados y los determinados experimentalmente en un desplazamiento con gas.

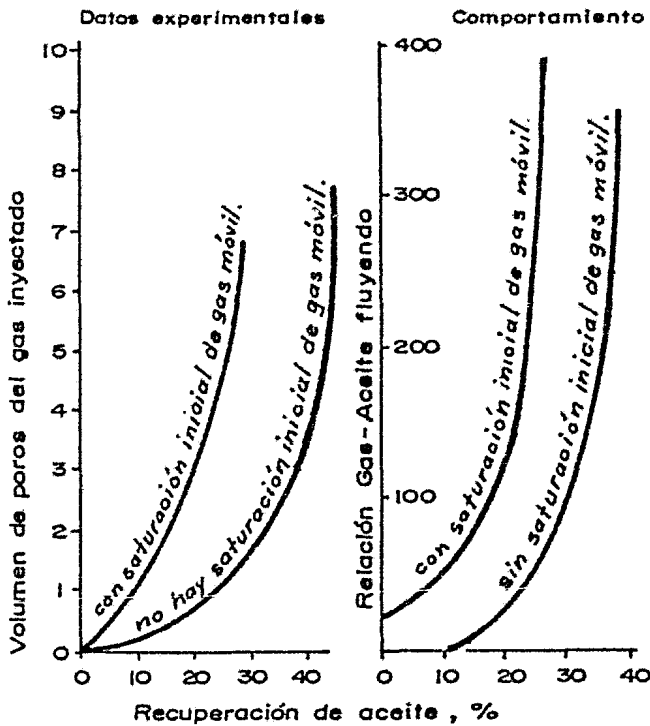


FIGURA 4-5 Comparación de los resultados calculados y experimentales de la inyección de gas, para dos condiciones de saturación de gas inicial (Craig<sup>23</sup>).

La magnitud de la saturación del agua interesticial presente en un yacimiento, por supuesto, influye la cantidad de aceite sujeta al desplazamiento con el  $N_2$ <sup>24</sup>. También si la saturación de agua interesticial se encuentra en fase móvil, las ecuaciones de desplazamiento no se pueden aplicar directamente, ya que fueron desarrolladas a partir del flujo en dos fases.

Una aproximación del funcionamiento del desplazamiento del  $N_2$  donde hay tres fases móviles, se puede hacer mediante el tratamiento de las fases agua y aceite como una sola fase de líquidos. Los cálculos del desplazamiento se pueden hacer entonces empleando los datos de  $K_g/K_o$ , determinados de muestras de núcleos que contengan una saturación interesticial de agua.

La recuperación de aceite se puede diferenciar de la recuperación total de líquidos, basándose en los datos de  $K_w/K_o$  o en los cálculos de balance de materia, incorporando una estimación de la saturación interesticial de agua, mínima.

#### 4.5.b. RELACION DE VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS

Los efectos de las variaciones en la viscosidad del aceite sobre los cálculos, unidos a la eficiencia de desplazamiento, se pueden visualizar examinando las curvas presentadas en la figura 4-6. Donde se observa que la recuperación de aceite es significativamente incrementada, cuando la viscosidad del aceite es similar a la del gas desplazante. Esto indica que se tendrá el máximo desplazamiento cuando la relación de viscosidades de aceite al gas es unitaria o mejor aún si es

menor a la unidad.

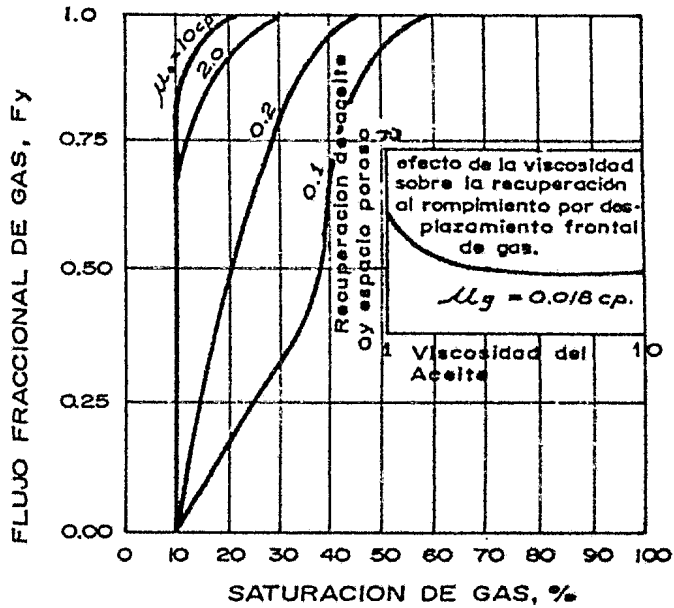


FIGURA 4-6 SATURACION DE GAS, %

Efecto de la viscosidad del aceite sobre el flujo fraccional de gas (Pirson<sup>24</sup>).

#### 4.5.c. GASTO Y ECHADO DE LA FORMACION

Se puede observar en la Ec. 4-13, que algunos de los factores que influyen en la magnitud del término de gravedad aumenta, el máximo beneficio de la segregación gravitacional es obtenida cuando:

- 1.- Las permeabilidades absolutas y las permeabilidades relativas al aceite son altas.



2.- La viscosidad del aceite del yacimiento es baja y la densidad es alta ( $^{\circ}$  API).

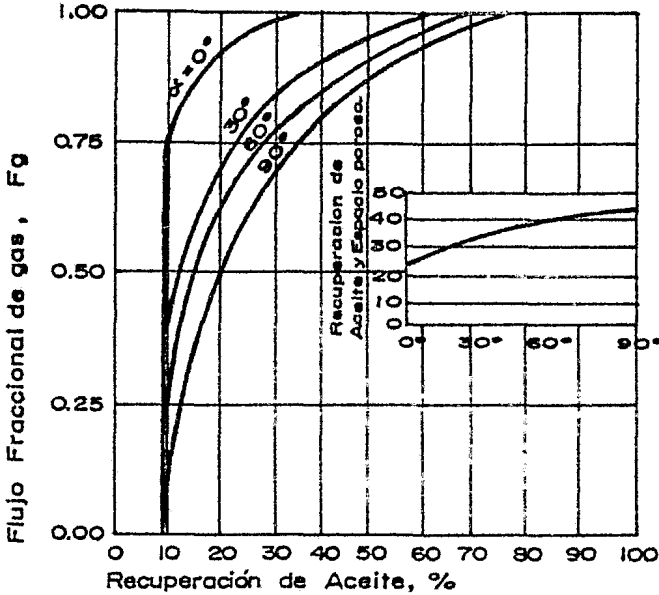
3.- El área de sección trasversal al flujo es grande.

4.- El echado de la formación es grande.

5.- Los gastos de inyección y de producción son bajos (generalmente).

La implantación de un proceso de mantenimiento de presión en un yacimiento con características favorables a la segregación, puede ayudar en algunos casos a incrementar la recuperación final o bien a disminuir el tiempo de explotación al proponer la localización y distribución de pozos de inyección a través de las porciones estructuralmente altas del yacimiento, al incrementar el área de sección trasversal al flujo y al tomar una ventaja completa del máximo echado del yacimiento. La viscosidad del aceite del casquete y las permeabilidades relativas al aceite son favorables cuando las posiciones son altas.

En adición, los gastos de inyección y de producción, en términos de cambios en el yacimiento son generalmente bajos a altas presiones de yacimiento, indicando que el máximo beneficio de la segregación gravitacional se puede alcanzar mediante la implementación de operaciones de inyección de  $N_2$  al inicio de la vida de explotación del yacimiento.



Efecto del echado sobre la recuperación al rompimiento por empuje frontal de gas.

FIGURA 4-7 EFECTO DEL ECHADO SOBRE EL FLUJO FRACCIONAL DE GAS.

4.5.d. RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS: Los conceptos de permeabilidad relativa se pueden aplicar de igual manera en un programa parcial o completo de operaciones de mantenimiento de presión<sup>26</sup>. La relación de permeabilidades relativas junto con la relación de viscosidades fija las porciones relativas de gas y aceite que fluyen a cualquier condición de saturación dada, por lo que se convierten en unos de los factores mas importantes en la eficiencia de desplazamiento. La permeabilidad relativa es una de las características de la roca del yacimiento y es función de las condiciones de saturación de los fluidos, por lo que se tiene poco o ningún control en las características de permeabilidad relativa para un yacimiento dado. Sin embargo, debido a la influencia significativa que este factor tiene en el desarrollo de las operaciones de desplazamiento con  $N_2$ , es importante que los cálculos estén basados en datos ob-

tenidos de los análisis de laboratorio en muestras de núcleos. Si es posible, los datos determinados en el laboratorio, serán complementados con las permeabilidades relativas calculadas en base a los datos del comportamiento del campo.

#### 4.5.e. PRESION CAPILAR

Las fuerzas de tensión capilar tienden a oponerse a las fuerzas de drene gravitacional y como resultado tiende a disminuir la eficiencia de desplazamiento del N<sub>2</sub>. Con gastos extremadamente bajos de desplazamiento, donde los efectos friccionales son entonces despreciables, la distribución de saturaciones se puede controlar en una gran extensión, mediante un balance entre las fuerzas gravitacional y la capilar. Sin embargo, con los gastos de desplazamiento normalmente empleados en la práctica, se considera generalmente, que en la mayoría de los casos las fuerzas capilares o los gradientes de presión capilar se pueden despreciar sin afectar seriamente la utilidad de los análisis.

#### 4.5.f. PRESION DEL YACIMIENTO Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En ciertos yacimientos con aceites bajo saturados y aquellos con altas densidades (API), los cuales son en cierto grado volátiles, la eficiencia de desplazamiento se puede incrementar con la iniciación de las operaciones de mantenimiento de presión a presiones tan altas como sea posible. Bajo condiciones apro-

piadas de presión, de composición de los fluidos y el grado apropiado de bajo saturación, se puede alcanzar un desplazamiento miscible empleando el  $N_2$  a una presión alta (generalmente + 4,000 lb/pg<sup>2</sup>). El mecanismo de este proceso, en el cual se han alcanzado eficiencias reales de desplazamiento cercanos al 100%, será considerado con más detalle en el siguiente capítulo.

La eficiencia de recuperación frecuentemente se puede incrementar mediante la inyección de  $N_2$  en yacimientos con altas presiones, aún cuando no se alcance la miscibilidad. Este incremento en la recuperación es debido a:

1. La expansión del aceite en yacimientos bajosaturados, resultante de la adición de gas disuelto.
2. La reducción en la viscosidad del aceite debido a la adición de gas disuelto y,
3. La vaporización del aceite residual y la recuperación subsecuente del gas producido<sup>27</sup>.

Los datos de laboratorio obtenidos de pruebas con muestras de fluido del yacimiento, y del  $N_2$  de inyección, son necesarios para evaluar cuantitativamente el grado de expansión y vaporización, los cuales tienen lugar bajo condiciones específicas del yacimiento. Estos datos se pueden usar en conjunción con el balance de materia convencional, el balance composicional y con ecuaciones de desplazamiento para llegar a tener una estimación de la eficiencia de desplazamiento.

#### 4.6 EFICIENCIAS DE RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO CON N<sub>2</sub>

Es conveniente analizar y evaluar la eficiencia de recuperación obtenida en operaciones de desplazamiento con N<sub>2</sub>, en términos de tres factores de eficiencia, generalmente referidos como:

- 1.- Eficiencia de desplazamiento unitaria
- 2.- Eficiencia vertical, y
- 3.- Eficiencia de barrido areal.

Cada eficiencia de recuperación se puede considerar como un elemento componente en la totalidad de la eficiencia de recuperación del proceso, de desplazamiento, con la influencia de ciertos parámetros. El producto de estos tres factores de eficiencia, provee de una estimación del porcentaje de aceite a recuperar con este proceso, en un yacimiento particular, bajo condiciones específicas.

En ciertas ocasiones, los procedimientos analíticos para determinar cada una de las eficiencias, son combinados con cierto orden para poder determinar, dos o más de los factores como un único. Por ejemplo, "la eficiencia vertical y la de barrido areal se combinan como un solo factor. Similarmente, el término de "eficiencia de desplazamiento", es algunas veces empleado donde las eficiencias de desplazamiento unitaria y la vertical se evalúan en combinación. Para el propósito de este capítulo, los tres componentes describen el proceso global de recuperación y serán definidas como:

1.- Eficiencia de desplazamiento unitaria, es el porcentaje de aceite inicial, dentro de un volumen total de roca del yacimiento barrida, que es recuperado como resultado del proceso de desplazamiento.

2.- Eficiencia vertical; es el porcentaje del volumen total de roca o de poros dentro del área barrida, la cual está en contacto con el fluido desplazante (en sección transversal).

3.- Eficiencia areal de barrido; es el porcentaje del total del yacimiento o del volumen poroso, el cual está dentro del área barrida del área en contacto con el fluido desplazante.

Cada una de estas tres eficiencias, aumenta con el desplazamiento continuo, posteriormente cada una es función del volumen inyectado de fluido desplazante. La relación de incremento en la eficiencia de recuperación, a una porción dada de un yacimiento, disminuye cuando ocurre el surgimiento del N<sub>2</sub>. Finalmente, el valor máximo de cada componente de la eficiencia y consecuentemente la eficiencia de recuperación final, estará limitada por las consideraciones económicas.

#### 4.6.a. METODOS DE EVALUACION DE LAS EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO UNITARIA.

La eficiencia de desplazamiento unitaria, se determina generalmente usando procedimientos analíticos desarrollados de las dos ecuaciones fundamentales, reportadas por Buckley & Leverett<sup>25</sup>, explicadas anteriormente

Escs. 4-2 y 4-4). Estas ecuaciones esencialmente identifican el mecanismo de flujo de fluidos en dos fases, que son inmiscibles. Estan basadas en la "Ley de Darcy", que describe el flujo de fluidos en un medio poroso.

La también llamada ecuación de flujo fraccional describe cuantitativamente la fracción de gas fluyendo, en función de las características físicas de un elemento unitario del medio poroso. La ecuación expresada en unidades de Darcy es:

$$F_g = \frac{1 + (K_o A / \mu_o q t) \left[ \frac{(D P_c / D S) - g (d_o - d_g) \text{ sen } \theta}{1 + (K_o / K_g) (\mu_g / \mu_o)} \right]}{\dots 4-2a}$$

Buckley & Leverett, desarrollaron la siguiente ecuación de balance de materia, para relacionar la fracción de gas fluyendo a cualquier tiempo.

$$X = Q t \quad t \frac{(D F_g)}{D S_g} \quad \text{sgn} \quad \dots 4-2b$$

Como se explicó anteriormente, el valor de la derivada  $D (F_g) / D (S_g)$  se puede determinar para cualquier valor de saturación de gas, mediante la gráfica de la Ec. 4-2a, contra la  $S_g$  y determinando las pendientes para varios puntos en la curva resultante. El procedimiento gráfico, se considera generalmente suficientemente preciso en la mayoría de los cálculos de ingeniería de yacimientos. Un procedimiento matemático más preciso para la evaluación de la función  $D (F_g) / D C_{sg}$  fue presentada por Kern<sup>30</sup>, que es fácilmente adaptable en programas de cómputo.

#### 4.6.L. METODOS DE EVALUACION DE LA EFICIENCIA VERTICAL

Se han desarrollado algunos métodos con el fin de evaluar la eficiencia vertical en un yacimiento dado. Generalmente, todos los métodos son empíricos y están basados en las comparaciones del comportamiento pasado del desplazamiento observado y el calculado, o bien del análisis estadístico de los datos obtenidos de análisis de núcleos.

Si se tiene un proceso de desplazamiento, como el de expansión del casquete de gas o el de operaciones de una inyección piloto, operando en un yacimiento para producir suficientes datos reales sobre la posición del frente de gas, la recuperación de aceite como una función del tiempo, entonces el comportamiento pasado del yacimiento se puede emplear para calcular la eficiencia vertical. La premisa básica para este tipo de análisis es que la eficiencia vertical es el factor responsable predominante en las desviaciones entre el comportamiento real y el teórico o ideal. Sobre esta base, la eficiencia vertical se calcula por la desviación de la recuperación observada en varios intervalos de tiempo, con respecto a la recuperación teórica, en los períodos correspondientes de tiempo .

La recuperación teórica se puede calcular a partir de los cálculos de la eficiencia de desplazamiento unitaria, incluyendo una eficiencia de barrido areal apropiada. La eficiencia vertical así determinada, se puede entonces correlacionar empíricamente al gasto de producción o bien al porcentaje de recuperación con el fin de determinar un valor promedio o bien



una tendencia de la eficiencia vertical para su uso en cálculos futuros en la predicción del comportamiento.

Algunos casos han presentado diferentes métodos para la determinación de la eficiencia vertical, empleando tratamientos estadísticos de los datos de análisis de núcleos. Quizás, el más usual es el de una adaptación al método presentado por Styles<sup>28</sup>. Los cálculos de la eficiencia vertical en un desplazamiento miscible de fluidos se pueden hacer empleando técnicas analíticas, los mismos procedimientos de cálculo se pueden usar cuando se considera un desplazamiento inmisible, excepto que la relación de permeabilidades relativas  $K_g/K_o$  se consideran en un desplazamiento inmisible, lo cual no es usual en desplazamientos miscibles. La relación de permeabilidades relativas se considera constante para cada cálculo, y es generalmente tomada como la permeabilidad relativa al gas a la saturación de aceite residual, dividida por la permeabilidad relativa al aceite a la saturación inicial de gas.

Factores influenciadores: la eficiencia vertical, para un yacimiento dado, es altamente controlada por la influencia de los siguientes factores:

- 1.- Variaciones en las propiedades de la roca
- 2.- Relaciones de movilidad, y
- 3.- Segregación gravitacional.

Variaciones en las propiedades de la roca.- La porosidad de la roca de un yacimiento y la permeabilidad del mismo, varían de un canal de poro a otro. Además, el yacimiento es casi siempre una pequeña extensión o bien

a través de todo el yacimiento. La estratificación se observa en las varia ciones causadas por lutitas impermeables, o bien por otros tipos de rocas similares. Las variaciones en la porosidad y en la permeabilidad pueden ser, tanto en sentido vertical como en sentido horizontal. Estas heterogeneida- des en la roca, tienden a disminuir el tamaño efectivo del yacimiento, así como la eficiencia de los procesos de recuperación mejorada. Por lo que, fi- nalmente, el grado de heterogeneidad controla en gran parte la eficiencia vertical que se puede obtener en operaciones de inyección de N2 en un yaci- miento dado.

Relación de movilidades.- La movilidad de un fluido, es un índice de la facilidad con la cual el fluido fluirá bajo condiciones específicas. Hasta aquí, la movilidad ha sido definida como la permeabilidad relativa a un fluido. La relación de movilidades es un índice de la facilidad con la cual un fluido fluye, relativamente en otro fluido. La relación de movilida- des del gas al aceite se define como:

$$M = \frac{K_g \mu_o}{K_o \mu_g} \quad \dots 4-40$$

Si la relación de movilidades es igual a la unidad, esto indicará que para un diferencial de presión dado, el aceite o el gas fluirán con igual facilidad; si se tienen valores mayores a la unidad, indicará que el gas tiene mayor facilidad a fluir. Durante el proceso de desplazamien- to con N2, la relación de movilidades puede variar desde un valor inicial cercano a cero, durante los períodos de baja saturación de N2 es muy alta.

En yacimientos con sistemas de roca heterogéneos, las caracterfsti- cas de permeabilidad relativa, pueden ser extensivamente variables, tanto

horizontal como verticalmente. Esto da por resultado que durante el desplazamiento con N<sub>2</sub> no se forme un frente uniforme de barrido, tendiendo en algunos casos a interdigitarse el gas en las áreas o capas que tengan altas relaciones de movilidades. Con el avance del frente de desplazamiento, la relación de movilidades continúa aumentando en las porciones del yacimiento que previamente tuvieron contacto con el N<sub>2</sub> desplazante; dando por resultado, una disminución en la entrada del N<sub>2</sub> a las áreas con baja permeabilidad o bien a las regiones con baja saturación de gas. Por lo que en esas regiones solo una pequeña cantidad de aceite es recuperada y que posteriormente, disminuirá la eficiencia del proceso. Los factores que tienden a aumentar la relación de movilidades, también tienden a aumentar los efectos perjudiciales de las heterogeneidades sobre la eficiencia vertical.

Cuando la inyección del N<sub>2</sub> se localiza en la porción superior del yacimiento y los gastos de producción son altos en presencia de relaciones adversas de movilidad y heterogeneidad, la severidad de la canalización del gas puede ser entonces mayor, dando por resultado un gran entrampamiento del aceite. La posibilidad de crear este efecto adverso se puede frecuentemente reducir con una selección adecuada de número de pozos, así como de la localización de pozos productores e inyectores, también desarrollando un programa eficiente de producción, de tal manera que sólo una mínima caída de presión se forme en la vecindad del frente de avance del N<sub>2</sub>.

Segregación gravitacional.- Como fue previamente mencionado, las fuerzas de gravedad tienden a mejorar el proceso de desplazamiento. La segregación gravitacional tiene esencialmente la misma influencia sobre la

eficiencia vertical y su efectividad también es controlada por los mismos factores; por ejemplo, gasto de producción, echado de la formación, permeabilidad vertical, etc. Bajo condiciones favorables, el drene gravitacional tiende a mantener un frente uniforme de desplazamiento con N<sub>2</sub> y posteriormente tenderá a compensar los efectos de las relaciones adversas de movilidad y de las variaciones en la permeabilidad.

Se ha encontrado que bajo ciertas condiciones, la segregación gravitacional del fluido desplazante y del desplazado tiene un efecto adverso en la eficiencia vertical. En yacimientos que poseen buena comunicación vertical, echados pequeños y bajos gastos de desplazamiento, el gas tenderá a segregarse a la parte superior de la formación, por lo que es conveniente planear previamente la producción de los pozos productores en su parte inferior, con lo cual se incrementará la recuperación y se compensará la baja eficiencia vertical.

#### 4.6.c. METODOS DE EVALUACION DE LA EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL.

Se ha demostrado que la eficiencia de barrido areal para un yacimiento dado, es controlada en gran parte por cada uno de los siguientes tres factores:

- 1.- Arreglos de pozos inyectores-productores, con respecto a la geometría del yacimiento.
- 2.- Relación de movilidades de los fluidos involucrados.
- 3.- Volumen inyectado del fluido desplazante.

Se han empleado algunas técnicas matemáticas con el fin de investigar la influencia de estos factores sobre un yacimiento de geometría regular y de espesor constante. También, algunos modelos de laboratorio se han empleado con el fin de estudiar dichos efectos sobre la eficiencia de barrido areal en yacimientos de límites irregulares, con arreglos irregulares de pozos que tienen espesores variables de formación y con relaciones variables de movilidad. De dichas investigaciones se puede concluir que la eficiencia de barrido areal al surgir el N2, será máxima cuando la relación de movilidades sea baja, y cuando la distancia al pozo inyector es grande. Después del rompimiento del N2, la eficiencia de barrido areal se incrementa conforme el volumen de fluido desplazante inyectado aumenta.

La influencia de la relación de movilidades y del volumen de fluido desplazante inyectado, sobre la eficiencia de barrido areal, para un yacimiento con arreglo regular a cinco pozos, se puede ver en la Fig. 4-10. Los datos en esta ilustración, fueron obtenidos de estudios de modelos, empleando fluidos miscibles de viscosidades variables, para estudiar la influencia de la variación en la relación de movilidades. Estos datos se consideran generalmente aplicables en el análisis de yacimientos con operaciones de recuperación mejorada, cuando aún no se dispone de estudios de modelos reales.

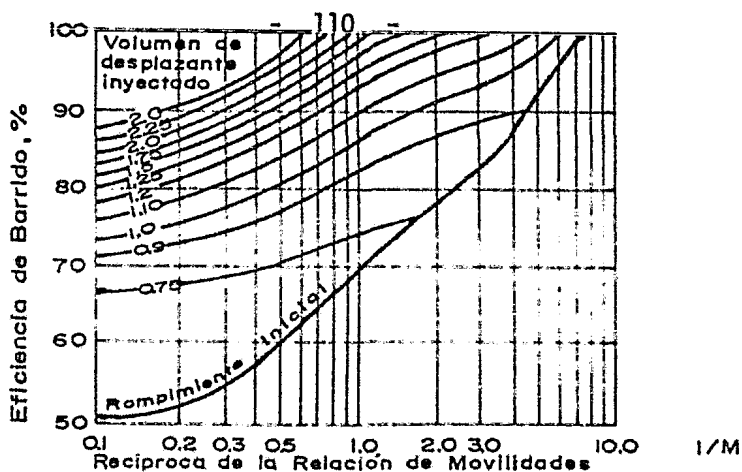


FIG. 4-10 EFICIENCIA DE BARRIDO COMO UNA FUNCION DE LA RELACION DE MOVILIDADES (DYes<sup>29</sup>).

Las eficiencias de barrido areal calculadas al rompimiento del N<sub>2</sub> y a períodos sucesivos después de este, hasta alcanzar el límite económico, son necesarias para estimar el comportamiento del yacimiento bajo operaciones de recuperación mejorada. Si los arreglos de pozos inyectoros-productores y las relaciones de movilidad de los fluidos para un yacimiento dado, son parecidos a aquellos que previamente han sido estudiados en el laboratorio, entonces los resultados reportados pueden emplearse para estimar la eficiencia de barrido areal.

Los datos reportados por Dyes, Laudle y Erickson<sup>29</sup> han sido muy empleados, debido principalmente a que toma en cuenta la influencia de la producción después de la surgencia del fluido inyectado. Sin embargo, en el presente estado tecnológico de la ingeniería de yacimientos, los estudios de modelos de laboratorio ofrecen el medio más conveniente para determinar cuantitativamente los datos concernientes a la eficiencia de barrido areal. Es por esto, que si los estudios de los modelos no son

compatibles con el yacimiento bajo estudio, entonces los resultados de este estudio sólo serán utilizados como una base para predecir las eficiencias de barrido areal, aún cuando el arreglo de pozos investigado no sea similar al del modelo estudiado.

En aplicaciones de predicción, es generalmente recomendable construir una gráfica que muestre la eficiencia de barrido areal para una relación de movilidades, dada, como una función del flujo fraccional de gas,  $f_g$ , o bien del volumen de fluido desplazante inyectado. Por ejemplo, la Fig. 4-11 muestra un caso particular de la gráfica de la Fig. 4-10 para una relación de movilidades unitaria. Si es necesario establecer la tendencia de estos datos, anteriores o posteriores, estos se pueden ajustar de acuerdo con el criterio establecido por el investigador para el yacimiento bajo consideración.

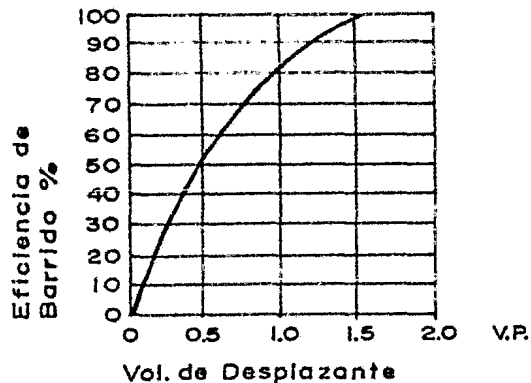


FIG. 4-11 La eficiencia de barrido areal como una función del volumen del fluido inyectado para una relación de movilidades unitaria. (Dyes<sup>29</sup>).

Como se dijo anteriormente, durante las operaciones de desplazamiento con N<sub>2</sub>, hay un significativo gradiente en la relación de movilidades detrás del frente de gas. Posteriormente una relación promedio de las movilidades se seleccionará con el fin de obtener la eficiencia de barrido areal en el modelo estudiado. Probablemente el valor más representativo y ciertamente el más conservador para este propósito, es el de la relación de movilidades de terminada a la saturación promedio de gas atrás del frente y de acuerdo con los métodos presentados en relación a la eficiencia de desplazamiento del proceso empleado.

#### 4.7 SISTEMAS POROSOS

La inyección de N<sub>2</sub> en yacimientos petrolíferos puede incrementar la recuperación final de aceite del yacimiento. Los beneficios obtenidos con la inyección de N<sub>2</sub> son dependientes de las eficiencias de barrido tanto horizontal como vertical. Estas eficiencias de barrido también dependen del tipo de sistema poroso presente, como pueden ser:

- 1.- Intergranular - Inter cristalino
- 2.- De materia fracturada y
- 3.- Sistema poroso con cavernas de disolución

##### 4.7.a.

Sistema poroso inter cristalino - intergranular.

De acuerdo con Longren<sup>12</sup>, datos insuficientes prohíben una predicción cuantitativa de la susceptibilidad a la inyección de gas del yacimiento Pan



Handle Dolomite; Texas, fue clasificado dentro de un sistema poroso intergranular - intercrystalino. Para predecir la recuperación secundaria del proyecto West Pampa, del campo Ponhandle, fue necesario realizar una prueba piloto. Se puso particular atención en la preparación y en la selección de los productores para la inyección de gas; también en la determinación del máximo gasto de inyección y en la evaluación de la respuesta a la inyección<sup>12</sup>.

El primer paso fue decidir cuales pozos productores deberían usarse como inyectoras para obtener la máxima eficiencia de desplazamiento. Los pozos localizados en las áreas de baja permeabilidad fueron cambiados preferentemente a aquellos que tenían altas permeabilidades, debido a altas presiones encontradas en las áreas de baja permeabilidad y para así ayudar a retardar el interdigitamiento del gas. También, se le dió preferencia a aquellos pozos que tenían bajas relaciones gas-aceite y aquellos localizados en áreas de baja saturaciones de gas. Los pozos productores que penetraron totalmente la zona productora, ayudaron a obtener una excelente eficiencia vertical. Es importante observar que los pozos inyectoras localizados en las áreas con altas saturaciones de gas, requerirán mayores cantidades de fluido desplazante. En este caso, dada la posición estructural del yacimiento, no fue necesario modificar el arreglo de pozos.

También se encontró que el máximo beneficio en la inyección de gas se deriva cuando los pozos productores se cerraron antes del inicio

del programa de inyección, con el fin de efectuar un tratamiento de limpieza general, así como también cambiar las piezas necesarias para efectuar la conversión a un pozo inyector<sup>13</sup>. Además, se observó que los programas de limpieza y de acidificación desarrollados después del inicio del programa de inyección a un año o más, dieron mejores resultados que cuando dichos programas de estimulación fueron hechos a los pozos antes del inicio del programa.

#### 4.7.b. MATRIZ FRACTURADA.

La recolección de datos representativos de un yacimiento es muy difícil cuando éste tiene un sistema poroso de matriz fracturada y que, generalmente consiste en una matriz de baja permeabilidad con fracturas interconectadas y con canales de solución que constituyen el 10% o un poco más, del espacio poroso del yacimiento<sup>14</sup>. Esto da por resultado, en los cálculos de recuperación de aceite, por medios volumétricos, generalmente volúmenes diferentes a aquellos obtenidos en cálculos de balance de materia. Esta divergencia normalmente es muy grande cuando la permeabilidad de la matriz del yacimiento es baja. Los factores que son responsables de estas diferencias:

1.- Diferencias significativas, entre la presión en la matriz rocosa y la presión en las fracturas interconectadas y/o en los canales de solución.

2.- Las dificultades en la determinación de las cantidades y en la distribución de la saturación de gas dentro de la matriz porosa, las fracturas y en los canales de solución (debe aclararse, que no toda la

matríz del yacimiento esta saturada de aceite).

3.- La cantidad del fluido desplazante que entra durante el represionamiento.

Un sistema poroso bien desarrollado, de matríz fracturada, puede ser la causa principal de un severo canalizamiento del gas inyectado, dando por resultado muy poco o bien ningún beneficio adicional en la recuperación final de aceite. Un ejemplo claro de este proceso ocurrió en una prueba piloto en la formación Bois D'Arce en el campo Edmond Oeste, Texas<sup>14</sup>.

Como ayuda, en la determinación del volumen barrido del yacimiento por el fluido desplazante, en el campo Edmond Oeste en Hunton Line, se agregó helio (1%) en el fluido desplazante, durante una semana, como trazador<sup>14</sup>. Se observaron los pozos productores, para determinar la cantidad de helio que se producía. Al final del quinto mes y el 44% del trazador de helio inyectado había sido recuperado. Esta cantidad fue afectada por algunos factores como:

- 1.- La variación en la velocidad del fluido a lo largo de la trayectoria.
- 2.- La dispersión del gas a lo largo de la trayectoria de flujo, y
- 3.- Las variaciones en la permeabilidad.

Si el máximo contenido de helio correspondió al tiempo de viaje promedio del gas inyectado para los pozos productores, entonces el porcentaje mínimo del volumen barrido del yacimiento fue cercano al 66%. Sin embargo, en este tipo de sistemas porosos se reduce considerablemente la efectividad del mecanismo de inyección de N<sub>2</sub>. No obstante, se ha demostrado que la inyección de N<sub>2</sub>, a yacimientos fracturados, da por resultado una recuperación adicional de aceite.

#### 4.7.c. CON CAVERNAS DE DISOLUCION

Como una medida de conservación del gas y con el fin de incrementar la recuperación final de aceite, en un sistema poroso con cavernas de disolución, se determinó la inyección del gas natural en el yacimiento Westeros D-3 Pool, Alberta, Canada,<sup>16</sup> como actualmente se requiere el gas natural para otros fines, ahora se emplea el N<sub>2</sub>, que también ha dado excelentes resultados. Para predecir el comportamiento de este yacimiento y de otros similares, se desarrolló un modelo matemático bidimensional, para simular el comportamiento de la presión-producción. Los parámetros del modelo se ajustaron hasta alcanzar una gran similitud entre el modelo del yacimiento y la historia de producción.

El comportamiento futuro se estimó variando los gastos de producción con o sin regreso del gas al casquete. Dichos resultados solo son cualitativos, pero sirven para tener un mejor entendimiento del funcionamiento del proyecto. En este yacimiento, se pudo determinar una gran pérdida de

aceite que entraba al acuífero, por lo que se determinó la detención del proyecto de inyección de gas. La falla de este proyecto, no significa que la inyección de gas natural o bien de N<sub>2</sub> no puede ser un buen medio para incrementar la recuperación en este tipo de yacimientos. Se debe tener muy en cuenta la geología del yacimiento, en la selección de cualquier método, con el fin de incrementar la recuperación final de aceite.

#### 4.8 ESTIMACION DEL COMPORTAMIENTO DEL MANTENIMIENTO DE PRESION CON INYECCION DE NITROGENO

Generalmente las predicciones del funcionamiento del mantenimiento parcial de presión, así como para cualquier tipo de inyección de N<sub>2</sub> puede hacerse mediante el empleo de las técnicas de balance de materia, en combinación con la determinación de la eficiencia de recuperación. De otra manera, si se proyecta un mantenimiento completo de presión, la estimación del comportamiento se puede hacer empleando las ecuaciones de desplazamiento, así como algunos otros procedimientos analíticos previamente presentados que estén en conexión a las eficiencias de barrido areal vertical y la de desplazamiento.

**Predicción del comportamiento en el tiempo** Las predicciones del comportamiento futuro del proceso de inyección de N<sub>2</sub> son realmente necesarias para realizar algunas comparaciones económicas, con los otros tipos de operaciones que pudieran practicarse con el fin de obtener el máximo beneficio. De esta manera las predicciones también deberán incluir los siguientes parámetros como una función del tiempo.

- 1.- Presiones del yacimiento.
- 2.- Gastos de producción de aceite, gas y agua
- 3.- Gastos de inyección
- 4.- Recuperación acumulativa de aceite, gas y agua
- 5.- Relaciones gas-aceite
- 6.- Inyección acumulativa
- 7.- Número de pozos productores, inyectoros y abandonados

8.- Planta de productos recuperables (si es aceptable) con el fin de evaluar estos parámetros, es necesario desarrollar algunas relaciones, entre la distribución de hidrocarburos del yacimiento y la posición de los pozos productores y los inyectoros. Una vez hecho esto y con un gasto de inyección dado, la ecuación 4-4 se puede usar para calcular el tiempo necesario para que el frente de gas alcance el siguiente punto desado, dentro del yacimiento.

En los yacimientos que tienen un empuje por casquete de gas y donde se considera la inyección externa de N<sub>2</sub> a formaciones con grandes relieves estructurales, es frecuentemente conveniente relacionar el volumen prooso ocupado por hidrocarburos, el área de sección transversal y los intervalos de terminación de los pozos con la profundidad y asumiendo que el frente de gas con el tiempo, tomando en cuenta los cambios en las áreas de sección transversal y en la productividad del yacimiento.

Se deberá controlar la producción de gas y de aceite hasta que el frente de gas alcance la parte superior de las perforaciones en los pozos

con la profundidad y asumiendo que el frente de gas avanza conforme a la posición estructural, se pueden emplear las ecuaciones de desplazamiento para predecir la relación de avance del frente de gas con el tiempo, tomando en cuenta los cambios en las áreas de sección transversal y en la productividad del yacimiento.

Se deberá controlar la producción de gas y de aceite hasta que el frente de gas alcance la parte superior de las perforaciones en los pozos productores de las porciones estructuralmente más altas, mediante un control adecuado de la producción y de las relaciones gas aceite producidas. Si cada pozo productor se cierra cuando ocurre el rompimiento del gas ahí, entonces la relación gas-aceite producida de la saturación de gas en la zona de aceite, y el gasto total de aceite producido, junto con el gasto de inyección de gas, declinará conforme el frente de invasión alcanza sucesivamente cada pozo productor.

El gasto de aceite producido en cualquier posición del frente de gas, se puede determinar de las productividades permiscibles en las porciones sin invadir del yacimiento. Ahora bien, si consideramos que cada pozo es producido hasta un límite económico, de relación gas-aceite antes de ser cerrado, la producción atrás del frente se calculará con el uso de las ecuaciones de desplazamiento modificadas. En cuyo caso, deberá hacerse un balance completo de fluidos, con el fin de considerar también la cantidad de N<sub>2</sub> inyectado que está siendo producido a cualquier tiempo y la cantidad de N<sub>2</sub> que está desplazando al aceite estructura abajo. Para calcular la declinación de la presión y las posiciones relativas del avance del frente de gas en un proyecto de mantenimiento parcial de presión,

es necesario introducir las ecuaciones de balance de materia por medio de ensayo y error obtener una estimación aceptable de los parámetros.

Con un mantenimiento completo de presión, en yacimientos de pequeño relieve estructural o bien, donde el avance del frente de gas es similar a un avance en paralelo de planos de capas de la formación, la distribución acumulativa de hidrocarburos, el área de sección transversal y la productividad del yacimiento pueden fácilmente relacionarse con la distancia entre los pozos productores e inyectores. Si se considera un proyecto de inyección de gas dispersa, entonces se pueden hacer los cálculos para un arreglo típico de pozos dentro del yacimiento y, posteriormente, aplicar los resultados al número total de arreglos presentes. Se deberá tener gran cuidado al seleccionar un modelo representativo del yacimiento, el cual deberá ser lo más parecido posible, con el fin de simular anticipadamente el avance del frente en el yacimiento.

Finalmente, cuando se tienen las características favorables para la segregación gravitacional, se deberá tomar muy en cuenta que este puede ser una forma muy eficiente de explotar el yacimiento, aún si se tienen altos gastos de producción. Sólo se deberá tener gran cuidado en no producir relaciones gas-aceite mayores a la relación gas-aceite inicial; pero si esto sucede, el pozo deberá ser cerrado y si es posible será reparado cambiando de intervalo. Es recomendable contar con pozos de observación con el fin de controlar el avance del casquete de gas y determinar así la eficiencia del proceso.



#### 4.9 APLICACION DE CAMPO

Campo Lake Barre.- Este yacimiento contenía originalmente 28.1 millones de barriles de aceite, cuando fue descubierto en agosto de 1958, y ha estado produciendo continuamente hasta la fecha. Observando la historia de presión-producción se determinó que el mecanismo de empuje del yacimiento es principalmente debido a la expansión del casquete de gas. También existe una participación efectiva de la segregación gravitacional, debido al echado del yacimiento ( $26^\circ$ ), el tipo de aceite, espesor de la formación, etc., lo que contribuye activamente al desplazamiento del aceite.

Para octubre de 1973, la presión del yacimiento había disminuido a  $3,600 \text{ lb/pg}^2$ , por lo que se inició un programa de inyección de gas natural ese mes, lo que permitió aumentar la presión del yacimiento a  $4,000 \text{ lb/pg}^2$ , en junio de 1978. En agosto de 1978, se inició la inyección del  $\text{N}_2$ , producido por separación criogénica, que substituyó al gas natural como fluido desplazante. El represionamiento del campo ha continuado hasta la fecha.

Características del yacimiento: las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento se enlistan en la Tabla 4-2.

T A B L A 4 - 2  
ARENA R-1, SEGMENTO G  
CAMPO LAKE BARRE

PARAMETROS DEL YACIMIENTO

Tipo de Roca	Arenisca
Permeabilidad horizontal	95 md.
vertical	50 md.
Porosidad	16.1%
Echado	26°
Profundidad - Superior	15,000 pies
- Media	17,560 pies
- C/g-o original	16,273 pies
- C/g-o actual	17,690 pies
- C/ o - a original	18,802 pies
Temperatura - 15,000 pies	255° F
- 18,802 pies	301° F
Presión original - 15,000 pies	8,790 lb/pg <sup>2</sup>
- 18,802 pies	9,535 lb/pg <sup>2</sup>
Presión de burbujeo	8,950 lb/pg <sup>2</sup>
Presión actual	4,200 lb/pg <sup>2</sup>
Bo - original	2.05
- a la presión de burbujeo	1.98
- actual	1.42
Compresibilidad de la roca	3 x 10 <sup>-6</sup> lb/pg <sup>2</sup>
del agua	4 x 10 <sup>-6</sup> lb/pg <sup>2</sup>
Saturación - inicial de agua	24.7%
- residual de aceite	18%
- de gas crítica	5%

Densidad - gas	0.6689
- aceite - al c/o-w original	24.5° API
- en la columna de aceite	32°-38° API
- en el casquete de gas	46° API
- al c/g-o original	40 - 43° API
Espesor neto del arena	56.6 pies
Yacimiento - area superficial	1,194 acres
- volumen	67,580 acres - pies
- volumen poroso	94,978 millones de bls.

Se realizó una evaluación de las varias alternativas para incrementar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento:

- 1.- La reserva potencial remanente.
- 2.- El éxito del programa de mantenimiento de presión, conducido a la fecha.

Cada proceso de recuperación mejorada fue evaluado y se encontró la inyección de N<sub>2</sub> como el único método factible de recuperación terciaria. También, como la presión del yacimiento es baja, es difícil alcanzar la miscibilidad entre el N<sub>2</sub> inyectado y el aceite del yacimiento durante la vida completa del proyecto, siendo la recuperación, debida solamente al mantenimiento de presión de 5,300,000 barriles de aceite adicionales.

Los estudios del comportamiento pasado del yacimiento y las correlaciones derivadas empíricamente para la roca y para los fluidos se usaron para determinar los parámetros del yacimiento. Algunas técnicas de modelos computacionales se utilizaron para simular la historia de producción - presión del

yacimiento y así predecir su comportamiento bajo el programa de RM.

Historia de Producción: El yacimiento ha producido más de 9.6 millones de barriles de aceite a la fecha. El resumen de la producción del crudo, pasada y anticipada, con sus factores asociados de recuperación, se muestran en la Tabla 4-3.

T A B L A 4-3

ARENA R-1, SEGMENTO G

CAMPO LAKE BARRE

FACTORES DE RECUPERACION Y DE PRODUCCION DEL YACIMIENTO

<u>Período de Tiempo</u>	<u>Período de Producción</u> (miles bls)	<u>Tiempo y Recuperación</u> %	<u>Producción y Recuperación Acumulativa</u> (Miles bls.)	
08/58-09/73	8,108	28.8	8,108	28.8
10/73-07/78	1,113	4.0	9,221	32.8
08/78-12/80	374	1.3	9,595	34.1
01/81-06/83	81	0.3	9,676	34.4
07/83-12/96	5,348	19.0	15,024	53.4

Producción Primaria: La producción primaria de la arena R-1, segmento G, comenzó en agosto de 1958 con dos pozos iniciales, posteriormente se tuvieron veinte pozos adicionales. El mecanismo de producción, fue debido a una moderada expansión del acuífero, pero principalmente consistió en la expansión del casquete de gas, al disminuir la presión y al segregarse el gas liberado.

La recuperación primaria fue de 8,108,000 barriles con 19 billones de pies cúbicos de gas asociado recuperado. Un estudio, en noviembre de 1960, simuló la historia de producción del yacimiento, lo cual ayudó a decidir la implementación de un programa de inyección de gas al casquete.

**Producción Secundaria:** La inyección de gas al casquete se inició en octubre de 1973 y continuó hasta junio de 1978. Durante este período se elevó la presión de 3,400 lb/pg<sup>2</sup> a principios de 1974, a cerca de 4,000 lb/pg<sup>2</sup> a mediados de 1978. En este período de inyección de gas natural, se recuperaron 1,113,000 barriles de producción secundaria de aceite, con cerca de 8 billones de pies cúbicos de gas asociado.

**Producción Terciaria:** La inyección de nitrógeno comenzó en agosto de 1978 y ha continuado hasta la fecha. La producción de aceite durante esta etapa terciaria y hasta el 1<sup>o</sup> de enero de 1981 ha sido de 374,000 barriles con 1 billón de pies cúbicos de producción de gas asociado. Lo que significa a la fecha (1-01-81) un 34.1% de aceite original recuperado. Se espera sin embargo alcanzar el 53.4% de aceite original para diciembre de 1996, con lo cual se logrará obtener un incremento substancial en la recuperación de aceite.

REFERENCIAS

CAPITULO IV

1. Muskat, M.  
"Flow of Homogeneous Fluids"  
J. W. Edwards, Inc., Ann Arbor, Michigan (1946).
2. Elkins, L.F. & Cooke, J. T.  
"Pilot Gas Injection - It's Conduct and Criteria for Evaluation"  
Trans. AIME (1949) 148, pags. 180-188
3. Welge, H. J.:  
"Simplified Method for Computing Oil Recovery By Gas or Water Drive", Trans. AIME (1952) 195, pags. 91-98
4. Turner, J.  
"How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect the Amount of Recoverable Oil",  
Oil Weekly (junio 12, 1944) 32-34.
5. Elkins, L. F.  
"The Importance of Injected Gas as a Driving Medium in Limestone Reservoirs as Indicated by Recent Gas-Injection Experiments and Reservoir Performance History"  
Secondary Recovery in U.S.A., 2a. Ed., APJ (1950) 370-382
6. Mc.Graw, J.H. & Lohec, R.E.  
"The Pickton Field - A Review of a Successful Gas Injection Project"  
J. Pet. Tech. (abril 1964) 399-405.
7. Donohoe, C.W. & Cohannon, D. L.  
"Harmattan Elkton Field - A Case for Engineered Conservation and Management"  
J. Pet. Tech. (Oct. 1965) 1171-1178

8. Clay, T. W.  
"Pressure Maintenance by Gas Injection... In Opelika Field"  
Oil & Gas J. Reprint Series, 55-58
9. Cook, A. B., Johnson, F.S., Spenser, G.B. & Bayazeed, A. F.  
"The Role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery by  
Pressure Maintenance"  
J. Pet. Tech. (Feb. 1967) 245-250
10. Katz, D. L., Cornell, D., Riki, K., Poettmann, F.H., Vary, J. Ay  
Elenbas, J. R. & Weinany, C. F.  
"Handbook of Natural Gas Engineering"  
McGraw-Hill, New York (1959) 175-179
11. Jacoby, R. H. & Berry, V. J., Jr.  
"A Method for Predicting Pressure Maintenance Performance for Reser-  
voirs Producing Volatile Oil"  
Trans, AIME (1958) 213, 59-64
12. Longren, H. F.  
"Increasing Oil Recovery in Panhandle"  
Proceedings of Texas Petroleum Research Committee, 2nd. Conference  
(1951) 143-145.
13. Nesluge, F. J.  
"Gas Injection in Dolomite Reservoir West Pampa Repressuring Associa-  
tion Project"  
Proceedings of Texas Petroleum Research Committee, 2nd. Conference  
(1951) 119-142.
14. Elkins L.E.  
"Internal Anatomy of a tight, Fractured Hunton Lime Reservoir Revcalled  
by Performance - West Edmond Field", J. Pet. Tech. (Feb. 1969) 221-232.

15. Nolan, W. E. & Locker, G. R.  
"How Fractured Limestone Responds to Gas Injection"  
Secondary Recovery, Oil And Gas J. Reprint Series, 59-63.
16. Hnatruk, J. y Martinelli, J. W.  
"The Relationship of the Westrose D-3 Pool to Others Pools on  
the Common Aquifer",  
J. Can Pet. Tech. (abril-junio 1967) 43-49
17. Morrow, R. M.  
"Up dip Oil Recovery by Downdip Gas Injection"  
Pet. Eng. (abril, 1957) 29, 28-32
18. Broom, J. C. & Dawsey, A. L., Jr.  
"Gas Injection for Attic Oil Recovery"  
Pet. Eng. (Feb. 1959), 31- 19-22
19. Franklin, L. O. Koederitz, W. A. & Walker, D.  
"Recovering Attic Oil"  
Oil and Gas J. (Julio 24, 1961) 59, 65-70
20. Bleakley, W. B.  
"Chevran Attic Oil Recovery in South Louisiana Looks Good"  
Oil and Gas J. (Nov. 13, 1967) 65, 132-134
- 21.- Van Der Poel, C. & Killian, J. W.  
"Attic Oil"  
Annual Full Meeting, Dallas, Oct. 6=9 (1957)
22. Combs, G. A. & Knezek, R. B.  
"Gas Injection for Upstructure Oralmage"  
J. Pet. Tech. (marzo 1971) 361-372
23. Craig, F. F. Jr. T. M. Geffen & R. A. Morse  
Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations  
from Model Test"  
Pet. Trans., AIME, Vol. 204, (1955)



24. Pirson, Sylvain J.  
"Oil Reservoir Engineering", 2a. Ed. p. 585  
Mc.Graw-Hill Book Co., Inc. New York, 1958.
25. Buckley, S. E. & MC. Leverett,  
"Mechanism of Fluid Displacement in Sands"  
Pet. Trans, AIME, Vol. 146, P. 107, 1942
26. Craig, F.F., Jr. & T.M. Geffen:  
"The Determination of Partial Pressure Maintenance Performance  
by Laboratory Flow Test"  
Pet. Trans. AIME, Vol. 207, p. 43, 1956
27. Slobod, R.L. & H. A. Koch, Jr.  
"High Pressure Gas - Injection Mechanism of Recovery Increase",  
Drill and Prod. Prac. API, 1953, p. 82.
28. Stiles, W. E.  
"Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations"  
Pet. Trans. AIME, Vol. 186, p. 9, 1949
29. Dyes, A. B., B. H. Caudle, y R.A. Erickson  
"Oil Production After Break-Through as Influenced by Mobility Ratio"  
Pet. Trans. AIME, vol. 201, p. 81, 1954.
30. Kern, Loyd, R.  
"Displacement Mechanism in Multi-Wells Systems"  
Pet. Trans, AIME, Vol. 195, p. 39, 1952.
31. Stone, H.L.  
"Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil  
Data" CIM. 24vo. Annual Technical Meeting, Edmonton, Canadá,  
Mayo 8-12, 1973.

32. Killough, J. E.  
"Reservoir Simulation with History Dependent Saturation Function"  
49vo. Annual Full Meeting, SPE, Houston, Oct. 6-9, 1974.
33. Thomas, L. K., Lumpkin, W. L., y Reheis, G. M.  
"Reservoir Simulation of Variable Bubble Point Problems"  
49vo. Annual Full Meeting, SPE, Houston, Oct. 6-9, 1974.
34. Jacks, H. H., Smith, D.J.E. & Mattax, C. C.  
"Modeling of three-Dimensional Reservoir with two Dimensional Reservoir Simulations - The use of Pseudo Functions"  
47vo. Annual Full Meeting, SPE, San Antonio, Tex. Oct. 8-11, 1972.
35. Coats, K. H., Nielson, R.L., Terhane, M. H. & Weber, A. G.  
"Simulation of three-dimensional, two-phase flow in oil and gas reservoirs"  
Soc. Pet. Eng. J. (Dic, 1967), pag. 377-388.
36. Coatz, K.H., Dempsey, J.R. & Henderson, J. H.  
"The use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance"  
Soc. Pet. Eng. J. , (Marzo 1971) pag. 63-71.
37. Hearn, C. L.  
"Simulation of Stratified Water flooding by Pseudo Relative Permeability Curves"  
J. Pet. Tech., (Julio 1971) pag. 805-813.
38. Stnekland, R. F. y Morse, R. A.  
"Numerical Simulation of Gas Injection for Upstructure Drainage"  
"Disertacion P.H.D. Texas, College Station (Dic. 1976).
39. Cardwell, W.T. & Parsons, R. L.  
"Gravity Orainage Theory"  
Trans., AIME (1949) 179, 199-215.

40. Katz, D. L.  
Possibilities of Secondary Recovery from the Oklahoma City Wilcox Sand"  
Trans, AIME (1942) 146, 28-53
41. Lewis, J. O.  
"Gravity Drainage in Oil Fields"  
Trans, AIME (1944), 155, 133-154
42. Burtchell, EP.  
"Reservoir Performance of a High Relief Pool"  
Trans. AIME (1949) 186, 171-179
43. Elkins, L.R., French, R.W. & Glenn, W. E.  
"Lance Creek Sundance Reservoir Performance - A Unitized Pressure Maintenance Project"  
Trans. AIME, (1949) 179, 222-248
44. Wickenhauser, L. J.  
"Gas-Drive, Gravity Segregation and Gas Injection Calculations applied to L-1 Sand "T" Segment, of a Field Venezuela",  
Oil and Gas Jour. (dic. 29, 1949), 52
45. Sims, W. P. & Frailing, W. G.  
"Lakview Pool Midway - Sunset Field".  
Trans, AIME (1950) V-89, 7-18.
46. Welge, H. J.  
A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive"  
Trans. AIME (1952) 195, 91-98.
47. McCord, D. R.  
"Performance Predictions Incorporating Gravity Drainage and Gas Cap Maintenance, LL-370, Area, Bolivar Coastal Field"  
Trans. AIME (1953) 198, 231-248.

- 48.- Anders, E. L., Jr.  
"Milo Six Pool - An evaluation of recovery efficiency", Trans.  
AIME (1953) 198, 279-286.
- 49.- Stewart, F.M. Garthwaite, D.L., y Kerbill, F. K.  
"Pressure Maintenance by Inert Gas Injection in the High Relief  
Elk Basin Field"  
Trans., AIME (1955) 204, 49-55
- 50.- Shreer, D. R. y Welch, L.W., Jr.  
"Gas Drive and Gravity Drainage Analysis for Pressure Maintenance  
Operations," Trans. AIME (1956) 207, 136-143.
- 51.- Woody, L.D., Jr. y Moscrip, R. III;  
"Performance Calculations for Combination Drive Reservoir"  
Trans, AIME (1956) 207, 128-135
- 52.- Kirby, J.E., Jr. Stamm, H.E. y Schnitz, L.B.  
"Calculation on the Depletion History and Future Performance of a  
Gas-Cap Drive Reservoir"  
Trans. AIME (1957) 210, 218-226.
- 53.- Essley, P.L., Hancock, G. L. y Jones, K.E.  
"Gravity Drainage Concepts in Steeply Dipping Reservoirs",  
Confrencia de Ingenieria de Yacimientos y de Producción, Tulsa,  
Marzo- 20-21, 1958.

- 54.- Stanley, L. i.  
"Approximation of Gas-Drive Recovery and Front Movement in the Abgaig Field, Saudi Arabia", Trans., AIME (1960) 21a, 273-280
- 55.- Hall, H. N.  
"Analysis of Gravity Drainage"  
Jour. Pet. Tech. (sept. 1961), 927-936
- 56.- Cook, R. E.  
"Analysis of Gravity Segregation Performance During Natural Depletion"  
Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1962)
- 57.- Breitenbach, E. A.  
"A computer Simulation of Gravity Drainage in Oil Reservoirs"  
39vo. Full Meeting, Houston, Oct. 11-14, 1964
- 58.- Hall, H. N.  
"Predicting Gravity Drainage Performance Using a Three-Dimensional Model"  
J. Pet. Tech. (Mayo, 1968) 567-524.
- 59.- Joslen, W. J.  
"Applying the Frontal Advance Equation to Vertical Segregation Reservoirs"  
J. Pet. Tech. (Enero 1964), 87-94

- 60.- Wyckoff, R.D. & Botset, H. G.  
"The flow of gas liquid mixtures through unconsolidated sands"  
Physics (1963) 7, 325.
- 61.- Terwillinger, P.L. Wisley, L.E., Hall, H.N., Bridges, P.M. y  
Morse, R. A.  
"An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage  
Performance", Trans. AIME (1951) 192, 285-296.
- 62.- Stahl, R.F. Martin, W.A. y Huntington, R. L.  
"Gravity Drainage of Liquids from Unconsolidated Sands"  
Trans., AIME (1943) 151, 138-146.
- 63.- Standing, M.B.[  
"Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbons Systems,  
Soc. Pet. Eng. AIME, Dallas (1977).
- 64.- Beal, C.  
"Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils, and It's  
Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures",  
Trans. AIME (1946) 196, 94-115.
- 65.- Chew, J.N. y Connally, L.A.  
"A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils"  
Trans. AIME. (1959) 216-23-25.

66.- Barstow, W. F.

"Engine Exhaust Boosts Oil Recovery"

Oil and Gas. J. (Marzo 26, 1973), 71-78

67.- Garaicochea, P. F. y Acuña R. A.

"Alternativas de Explotación de los Yacimientos del Area Reforma"

I.M.P. (Enero, 1978).

68.- Phillip, L. M. and Keith, W.

"Phase Equilibrium Considerations Using N<sub>2</sub>..."

Jour Pet. Tech. (Febrero 1961), 256-261

CAPITULO V



## CAPITULO V

### DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

#### 5.1 INTRODUCCION

El desplazamiento miscible de hidrocarburos fue sugerido por Whorton y Kieschnick<sup>1</sup> en 1950. Posteriormente ha recibido una considerable atención en la industria petrolera. 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.

Uno de los fluidos investigados es el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), al cual se le considera como un buen agente miscible para efectuar este tipo de desplazamiento; pero su uso depende en gran parte de las consideraciones económicas y de su disponibilidad. En 1958, Koch y Hutchinson<sup>2</sup> reportaron un desplazamiento miscible usando el gas de combustión. Ellos también presentaron los datos de las recuperaciones de aceite para diferentes gases -- desplazantes que contenían nitrógeno del 0 al 100%. Mc Neese<sup>3</sup> presentó un estudio en 1963, acerca de la influencia de la presión de inyección sobre la recuperación final de aceite.

Trabajos más recientes<sup>4,5</sup> sobre la inyección de N<sub>2</sub>, muestran el efecto de la relación gas-aceite sobre la recuperación (Fig. 5-1), los cuales indicaron recuperaciones mayores al 90% en crudos de más de 43° API. Por lo cual, el nitrógeno puro, no corrosivo obtenido de plantas criogénicas por la separación del aire, y económico, resulta muy útil en procesos para incrementar la recuperación de hidrocarburos.

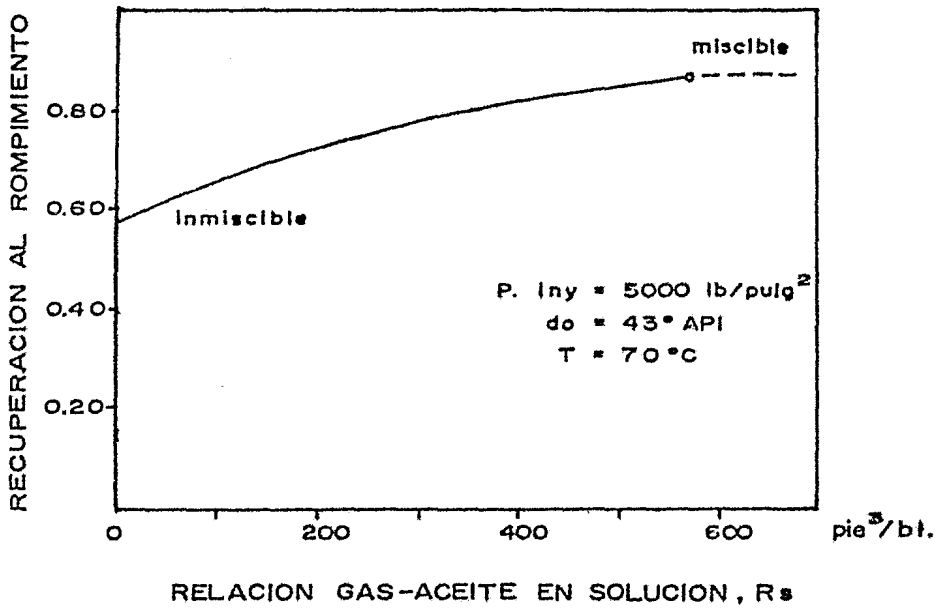


FIG. 5-1 Porcentaje de la recuperación de aceite -VS- la relación de solución.

Los yacimientos que son profundos, con altas temperaturas, altas -- presiones, de aceites volátiles y con segregación, son ideales en proyec -- tos de inyección de nitrógeno en forma inmiscible o bien miscible, con lo que se incrementará substancialmente los beneficios económicos. Es impor -- tante observar también, que la recuperación es dependiente del volumen del yacimiento que entra en contacto con el fluido desplazante, de la satura -- ción de aceite al inicio del proceso de RM y de la eficiencia de despla -- zamiento del fluido inyectado (Fig. 5-2).

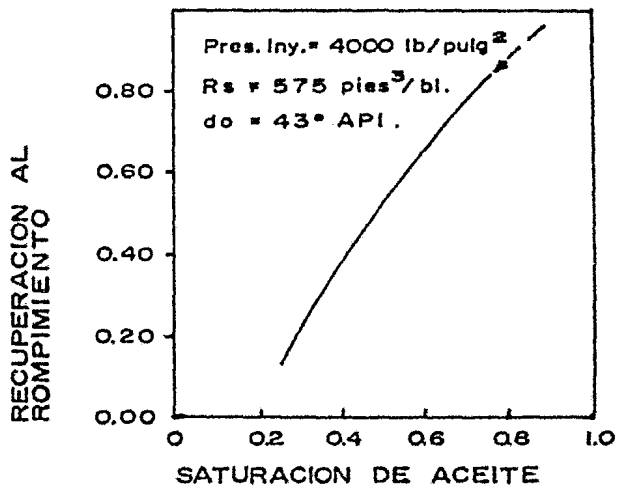


FIG. 5-2 Porcentaje de la recuperación de aceite -VS- la saturación de aceite.

A través de los esfuerzos en 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 primero definir como la habilidad de dos o más sustancias para mezclarse y formar una sola fase homogénea<sup>6</sup>.

Para yacimientos petroleros, se define la miscibilidad como "la condición física entre dos fluidos, que se pueden mezclar en toda proporción, sin la existencia de una interfase". Si estos fluidos no se pueden mezclar en toda proporción, se les considerará fluidos inmiscibles.

El desplazamiento miscible es controlado principalmente por la presión, la temperatura, la composición del aceite y la composición del fluido.

do desplazante. 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 el 100%.

Las Figs. 5-3a, 5-3B y 5-3c, ilustran básicamente la diferencia en la relación miscible-inmiscible de ciertos fluidos.

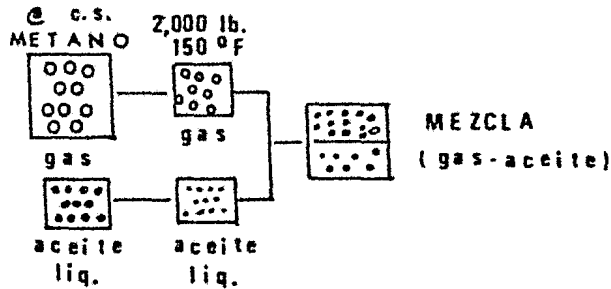


FIG. 5-3a Inmiscibilidad del gas metano y del aceite líquido a condiciones de yacimiento de presión y temperatura(Clark<sup>6</sup>).

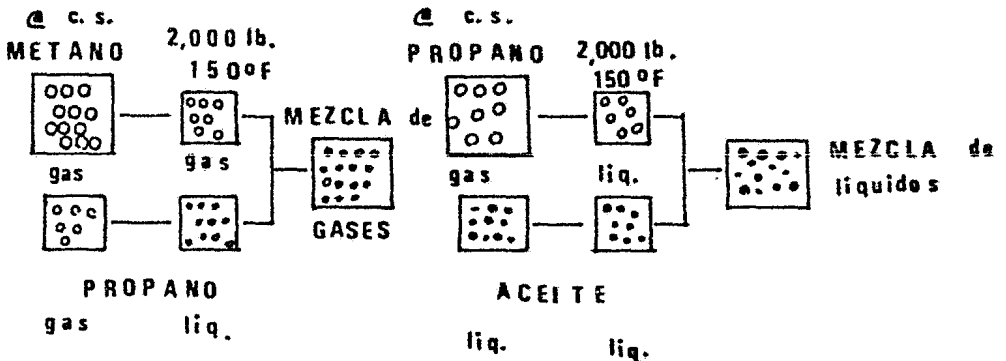


FIG. 5-3b Miscibilidad del gas - metano y el propano líquido (LPG) a condiciones de yacimiento de -- presión y temperatura. Aquí el -- propano es un gas en presencia de gas. (Clark<sup>6</sup>).

FIG. 5-3c Miscibilidad del propano- líquido (LPG) y el aceite líquido a condiciones de yacimiento de presión y temperatura. Aquí el propano es un líquido en presencia de un líquido. (Clark<sup>6</sup>).

El diagrama de fases pseudo-ternario se usa frecuentemente para el mejor entendimiento del proceso miscible en mezclas de hidrocarburos complejos<sup>7</sup>. La Fig. 5-4, muestra un diagrama de fases pseudo-ternario del trabajo hecho por Clark<sup>6</sup>.

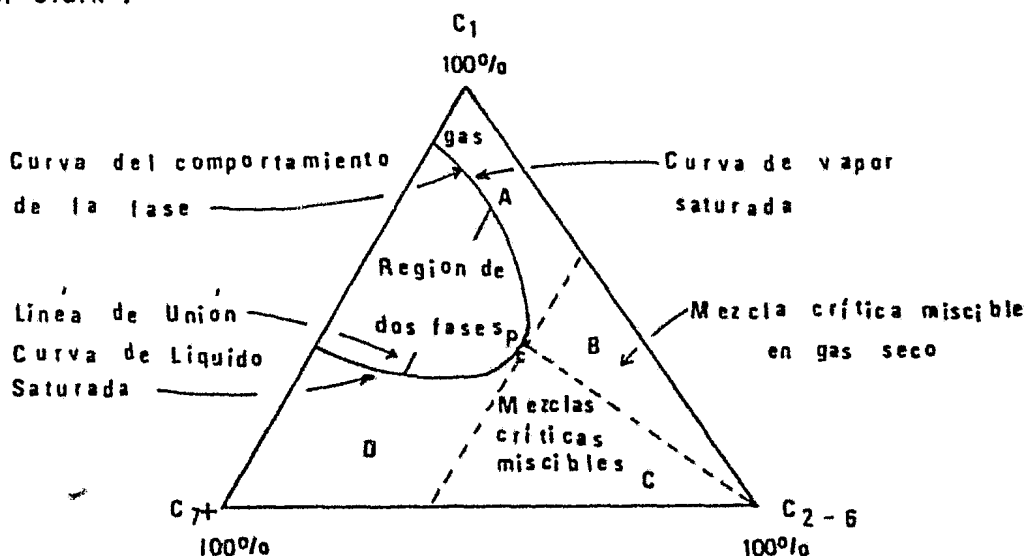


FIG. 5-4 Diagrama ternario que muestra las condiciones físicas para un sistema de hidrocarburos ajustados a condiciones de presión y temperatura. (Clark<sup>6</sup>).

El sistema de tres componentes mostrado en la Fig. 5-4 está compuesto de metano (C<sub>1</sub>), de hidrocarburos intermedios (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>) y de todos los hidrocarburos de mayor peso molecular (C<sub>7+</sub>). Este diagrama muestra si existe la fase de gas, líquido o de gas-líquido en las varias mezclas de los componentes a una presión y temperatura dadas. La región A representa una sola fase, que está compuesta totalmente de gas, mientras que la región D representa solamente el líquido (aceite). Estos dos puntos representan un gas saturado y un aceite saturado que se encuentran en equilibrio<sup>6</sup>.

El signo de la pendiente para la línea de unión, se determina con -

el valor de las relaciones de equilibrio (constantes) para los hidrocarburos intermedios, estando el sistema en su composición crítica<sup>7</sup>. Si las relaciones totales de equilibrio son menores a la unidad, entonces la pendiente es negativa, pero si son mayores de la unidad, será entonces la pendiente positiva (en la Fig. 5-4, se tiene una pendiente positiva). La línea de unión está limitada por las intersecciones de los puntos críticos. Todos los fluidos que tienen una composición intermedia igual o mayor a la composición crítica, sufren un inmediato desplazamiento miscible o bien son capaces de crearlo con un crudo en la región D<sup>7</sup>.

En un sistema gas líquido, se forma un banco miscible, ya sea, por evaporación o la condensación de los hidrocarburos intermedios (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>). Si la mayor transmisión de hidrocarburos intermedios ocurre con la condensación del gas, el proceso se denomina "empuje por gas enriquecido" o "empuje por condensación del gas". Ahora bien, si la mayor transferencia de hidrocarburos intermedios es del aceite del yacimiento al fluido desplazante entonces el sistema se conoce como "empuje a alta presión", "empuje por gas pobre en componentes intermedios", o "empuje por vaporización del aceite residual".

Algunos hidrocarburos líquidos, así como el nafta, keroseno, gasolina, alcohol y los productos del gas licuado del petróleo (LPG) como el etano, propano y butano, son miscibles con el aceite del yacimiento. Los productos LPG son miscibles con el aceite del yacimiento, solamente cuando permanecen en estado líquido a temperaturas mayores a sus críticas. (Tabla 5-1). Los productos LPG, generalmente cambian su estado a gas independientemente de la presión, con lo cual no se logra un desplazamiento miscible.

TABLA T-1 RELACION DE TEMPERATURA/PRESION PARA MANTENER EL ESTADO LIQUIDO

ETANO		PROPANO		N-BUTANO	
Temp. (°F)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temp. (°F)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Temp. (°F)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )
50	460	50	92	50	22
90*	709	100	190	100	52
		150	360	150	110
		200	590	200	198
		206	617	250	340
				300	530
				305*	550

\*temperatura crítica. (Herbeck<sup>11</sup>)

Cuando el etano, propano o butano se encuentran en estado líquido, - es muy difícil lograr la miscibilidad con el gas natural, excepto a altas - presiones (Fig. 5-5). Por ejemplo, a una temperatura de 160°F, el butano es miscible con un gas pobre (gas natural seco, esencialmente compuesto por me - tano) solo a presiones mayores a las 1600 lb/pg<sup>2</sup> y con el nitrógeno a pre - siones mayores a las 3600 lb/pg<sup>2</sup>. De esta forma, si se inyecta un bache de butano a un yacimiento con una temperatura de 160°F y éste es desplazado -- por gas pobre, es necesario mantener una presión mayor de 1600 lb/pg<sup>2</sup> para - alcanzar la miscibilidad del butano con el gas pobre desplazante, aunque ca - be mencionar que el butano alcanza la miscibilidad con el aceite del yaci - miento a una presión de casi 125 lb/pg<sup>2</sup>.

Algunos investigadores han estudiado varias formas para alcanzar un - desplazamiento miscible, algunas de ellas ya se encuentran en uso y otras -

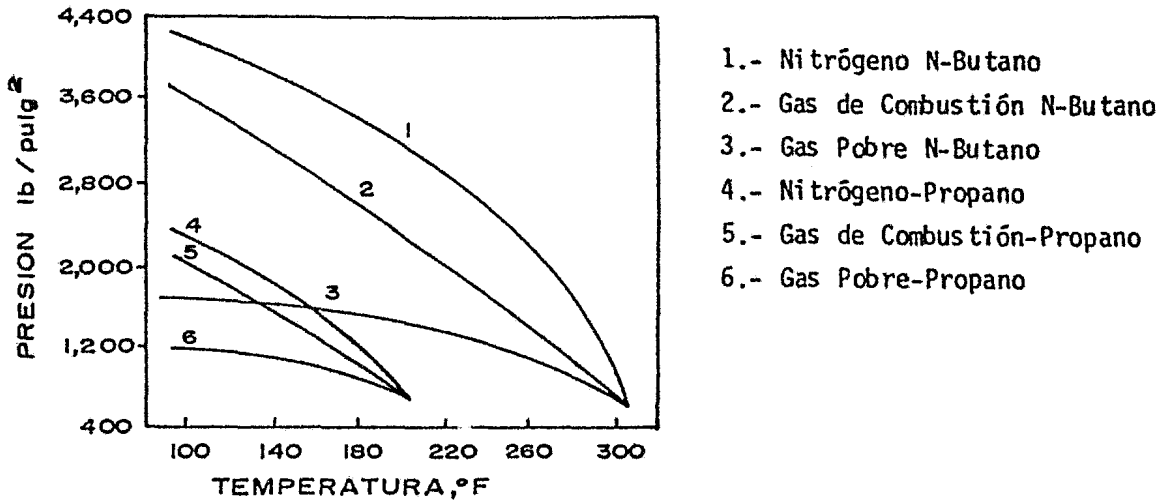


FIG. 5-5 Presión mínima para alcanzar la miscibilidad de un bache miscible para algunas combinaciones de gases (Herbeck<sup>11</sup>).

se están considerando. Si bien son muchas las formas de lograrlo, éstas - se pueden clasificar en tres diferentes técnicas, que son:

- 1.- Inyección de nitrógeno a alta presión
- 2.- Desplazamiento por bache miscible, y
- 3.- Desplazamiento por gas enriquecido

El primer proceso consiste en la inyección nitrógeno a alta presión a 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.

El segundo proceso; consiste primero en la inyección de un bache -



de hidrocarburos líquidos, generalmente equivalente casi al 5% del volumen poroso (VP), seguido por la inyección del nitrógeno o bien de nitrógeno y agua, con el objeto de desplazar el bache a través del yacimiento.

El tercer proceso consiste en la inyección de un bache de gas natural enriquecido con hidrocarburos intermedios, seguido por la inyección de nitrógeno o bien de nitrógeno y agua. El tamaño del bache de gas natural - usualmente varía entre el 10-20% del V.P. y debe estar enriquecido con los componentes de etano a hexano (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>). Así, la principal diferencia entre el proceso de gas enriquecido y el de inyección a alta presión, está en -- que dentro del yacimiento los componentes intermedios son transferidos del gas al aceite, en el primero, mientras que en el último los componentes intermedios son transferidos en forma inversa; es decir, del aceite al gas - desplazante (N<sub>2</sub>).

## 5.2 EFICIENCIA DEL PROCESO

De acuerdo a Crosby<sup>8</sup>, el fracaso de algunos de los proyectos de desplazamiento miscible, se debió a que estuvieron inapropiadamente diseñados. Algunas de las razones debido a las cuales puede fallar un proceso de desplazamiento miscible son:

- a) Solución inapropiada del diseño de pozos
- b) Presión insuficiente para alcanzar el desplazamiento miscible
- c) Heterogeneidad excesiva del yacimiento, etc.

Cuando se tienen condiciones favorables para alcanzar un desplazamiento miscible, la eficiencia de barrido determina el éxito o fracaso del proyecto. El área barrida o eficiencia del arreglo de un proyecto estará -

controlada de acuerdo a la forma del yacimiento y a la localización de los pozos inyectoros<sup>6</sup>.

Las propiedades litológicas y petrofísicas varían de un área a otra y los yacimientos frecuentemente son estratificados. Conforme las variaciones en la porosidad y en la permeabilidad aumentan, disminuye la eficiencia de barrido<sup>6</sup>. En pruebas de laboratorio, Scott y Read<sup>9</sup> encontraron que la eficiencia de barrido en un desplazamiento miscible está relacionada directamente con la geometría de poro; por ejemplo, los efectos combinados de la tortuosidad, forma del poro, distribución del tamaño de poro y la amplitud de los canales intercomunicados.

Los yacimientos con grandes relieves estructurales y con altas permeabilidades verticales pueden ser muy favorables cuando se tiene la participación de la segregación gravitacional y cuando los gastos de inyección se controlan durante la aplicación del proceso. En este caso se pueden alcanzar eficiencias de recuperación del orden del 85-95% del aceite inicial<sup>10</sup>

La importancia de la relación de movilidades,  $M$ , sobre la eficiencia del desplazamiento miscible se muestra en las Figs. 5-6, 5-7 y 5-8. Cuando un fluido de viscosidad pequeña, así como el de un bache de LPG, desplaza a un crudo de mayor viscosidad se puede desarrollar un interdigitamiento, el cual reduce la eficiencia de barrido areal. Para  $M < 1$ , el frente de avance se produce generalmente en forma radial, en un desplazamiento estable, entre la fase desplazante y el crudo hasta que éste llega al pozo productor.

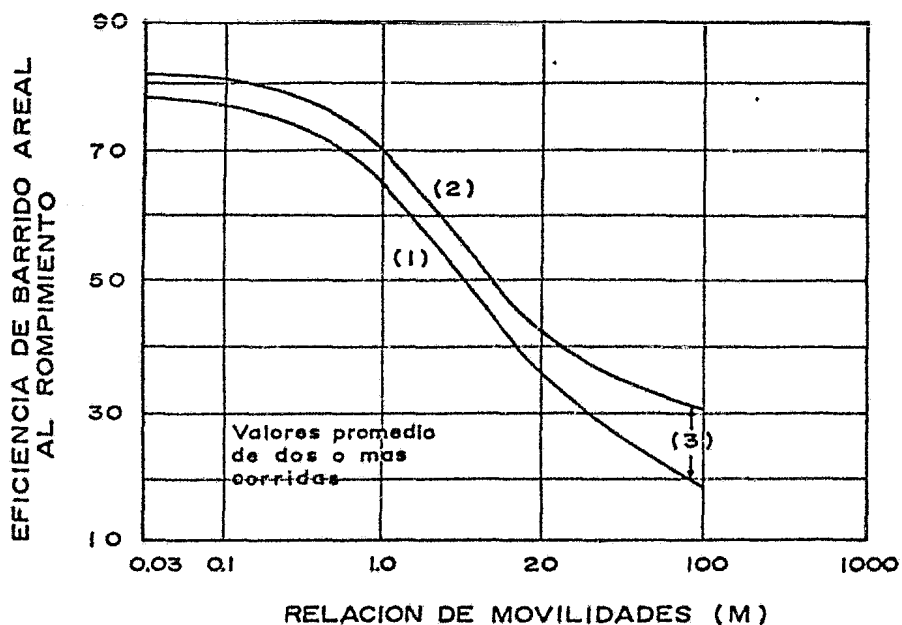


FIG. 5-6 Eficiencias de barrido al rompimiento para un arreglo de cinco pozos en función de la movilidad. La diferencia entre áreas de contacto al volumen inyectado correspondiente, es una medida del tamaño de la zona de mezcla entre las dos fases miscibles. (Haberman<sup>11</sup>).

Para  $M > 1$ , puede ocurrir un interdigitamiento repentino en la fase miscible, dando como resultado una disminución en la recuperación final de aceite<sup>11</sup>, por lo que es conveniente controlar eficientemente la relación de movilidades entre el  $N_2$  y el aceite, con lo cual se puede alcanzar una eficiencia de desplazamiento cercana al 100% del área en contacto con las dos fases.

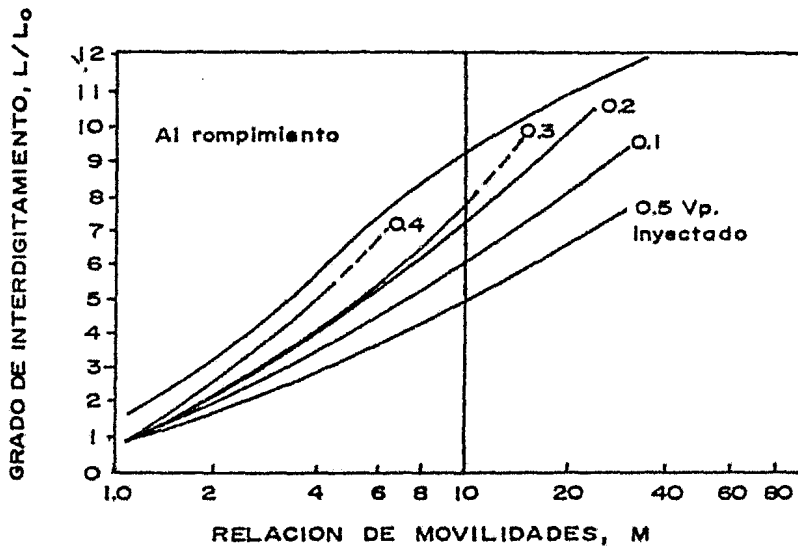


FIG. 5-7 Grado de interdigitamiento, basado en un arreglo de cinco pozos. (Haberman<sup>11</sup>).

### 5.3 INYECCION DE NITROGENO A ALTA PRESION

En 1950, se introdujo un concepto nuevo para incrementar la recuperación de aceite mediante la inyección de gas a yacimientos petrolíferos, a presiones mayores que aquellas empleadas en operaciones convencionales - de gas en equilibrio<sup>12</sup>. Este concepto estableció, que el incremento en la recuperación de aceite es resultado de:

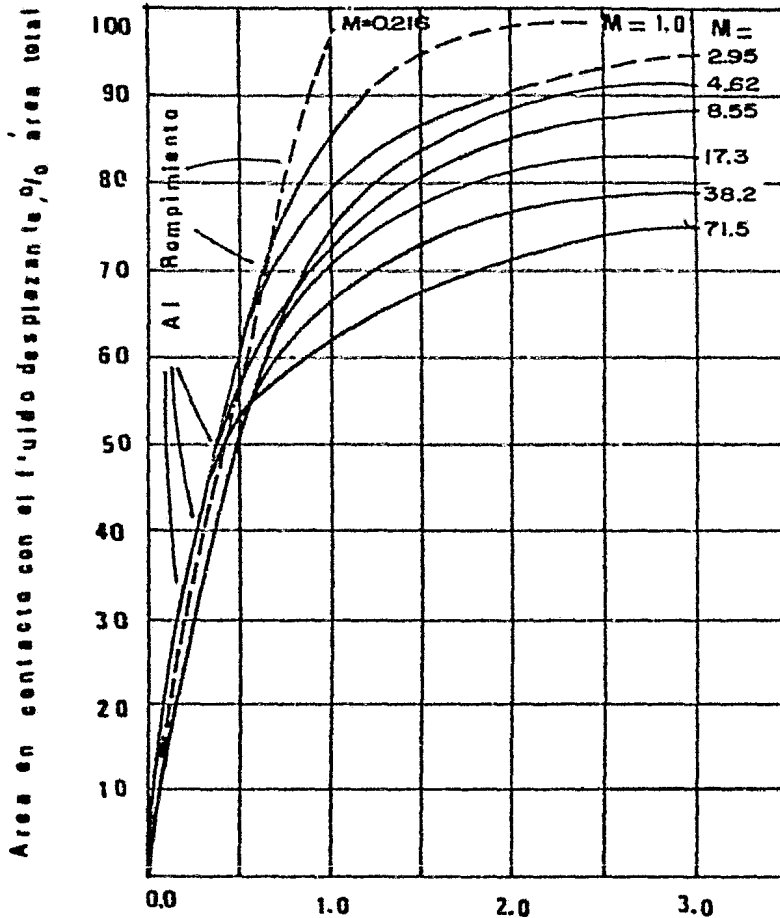


FIG. 5-8 Area en contacto por el desplazante después del rompi -- miento, basado en un cuarto de un arreglo de cinco pozos (Haberman<sup>11</sup>).

- 1.- El enriquecimiento del N<sub>2</sub> inyectado, debido a la vaporización de los hidrocarburos intermedios del aceite dentro del nitrógeno.
- 2.- La solución del nitrógeno enriquecido con el aceite, que incrementa el volumen de la fase líquida (aceite) dentro del yaci -

miento.

- 3.- Una reducción en la diferencia de viscosidades entre el nitrógeno inyectado y el aceite del yacimiento, como resultado de los efectos anteriores.

El mecanismo de desplazamiento a alta presión se ha descrito en detalle por algunos autores<sup>13,14 y 15</sup>. La Fig. 5-9 muestra un diagrama ternario para ilustrar la relación de fases que se desarrolla con este mecanismo. En un yacimiento de aceite, ocurren múltiples contactos entre el gas inyectado y el crudo y lo cual altera la composición de las dos fases, de acuerdo al número de contactos de equilibrio que se producen (Fig. 5-9).

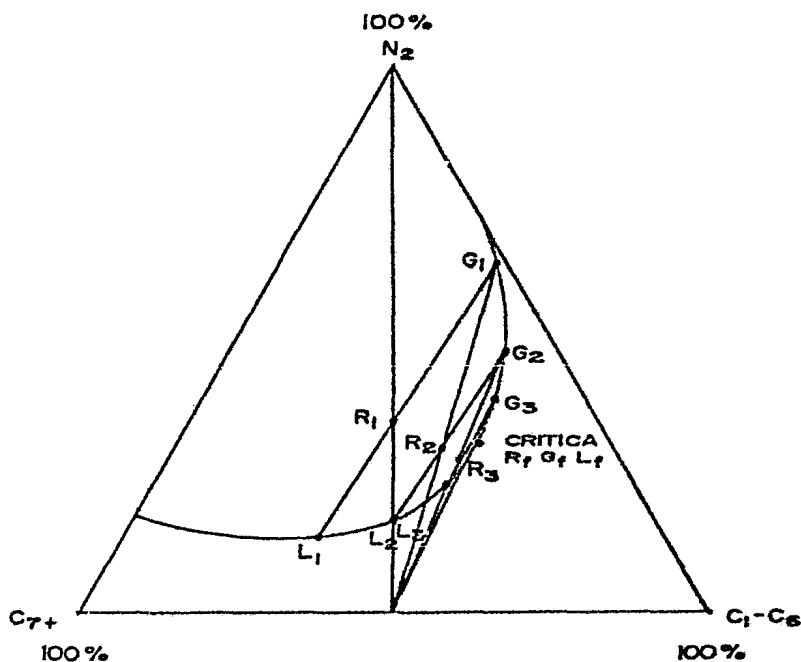


FIG. 5-9 Ilustración del proceso de desplazamiento miscible, de inyección de nitrógeno a alta presión (Slobod y Koch<sup>15</sup>).

Las esquinas del diagrama, representan el 100% de  $N_2$ , el 100% de  $C_{7+}$  y el 100% de hidrocarburos intermedios ( $C_1-C_6$ ). Como ejemplo, se asume que el yacimiento contiene aceite con una composición del 50% de  $C_{7+}$  y del 50% de  $C_1-C_6$ . Este crudo está representado por el punto equidistante sobre la línea base de los componentes del aceite del yacimiento. A cierta presión, este sistema puede llegar al límite de la fase.

Durante el contacto inicial entre el  $N_2$  y el crudo, el sistema tiende a equilibrarse en alguna parte a lo largo de la curva que describe el comportamiento de la fase. Este equilibrio en la composición se puede representar con  $R_1$ , dentro de la región de dos fases. El gas y el líquido constituyentes en  $R_1$ , se pueden representar por un gas de composición  $G_1$  y un líquido de composición  $L_1$ . Conforme continúa la producción se produce un nuevo contacto, en el cual el gas  $G_1$  tiende a equilibrarse con el aceite del yacimiento en una nueva parte de la curva de comportamiento, como se representa en  $R_2$ .

Al continuar la producción, se repite el mismo proceso hasta alcanzar una nueva condición de equilibrio, y así sucesivamente.

Este proceso continúa hasta que un volumen suficiente de  $C_1-C_6$  se ha vaporizado dentro del nitrógeno, momento en el cual se alcanza el punto crítico. En el punto crítico,  $G_f$ ,  $R_f$  y  $L_f$  tienen la misma composición y se encuentran en equilibrio el nitrógeno con el crudo del yacimiento. Después de este último contacto, desaparece la interfase entre el fluido desplazante y el desplazado. En un yacimiento de aceite, el desplazamiento total ocurrirá sólo después de que se desarrolla una zona miscible. Pruebas de

laboratorio<sup>3</sup> mostraron que el volumen requerido para el desarrollo de una fase miscible es de cerca del 8% del volumen poroso.

El efecto de la composición del crudo y de la presión sobre el sistema, determinarán la cantidad requerida de aceite del yacimiento y de nitrógeno para desarrollar un desplazamiento completamente miscible. Un aumento en el porcentaje de los hidrocarburos intermedios, en el crudo del yacimiento, cambiará la tendencia inicial en la curva de comportamiento. Incrementando la presión, el punto crítico se moverá hacia la izquierda y disminuirá el tiempo necesario para desarrollar la zona miscible. Ahora bien, si se incrementa tanto la presión de inyección como la composición de hidrocarburos intermedios, se requerirá menor crudo del yacimiento para el desarrollo de una miscibilidad completa.

Aunque los conceptos básicos de la inyección de  $N_2$  a alta presión se pueden explicar con el uso de diagramas ternarios, es necesario tener datos de laboratorio para predecir con más detalle las relaciones particulares de las fases con respecto a la presión a la cual ocurre la miscibilidad. Este proceso se puede representar esquemáticamente en la Fig. 5-10, y sólo se puede aplicar a aquellos yacimientos que contengan aceites bajosaturados o bien en aceites que sean ricos en componentes intermedios y con presiones mayores a las 3,000 lb/pg<sup>2</sup>. También es importante señalar que se requieren profundidades mayores a los 5,000 pies y se recomienda este proceso a los yacimientos que tengan aceites volátiles.



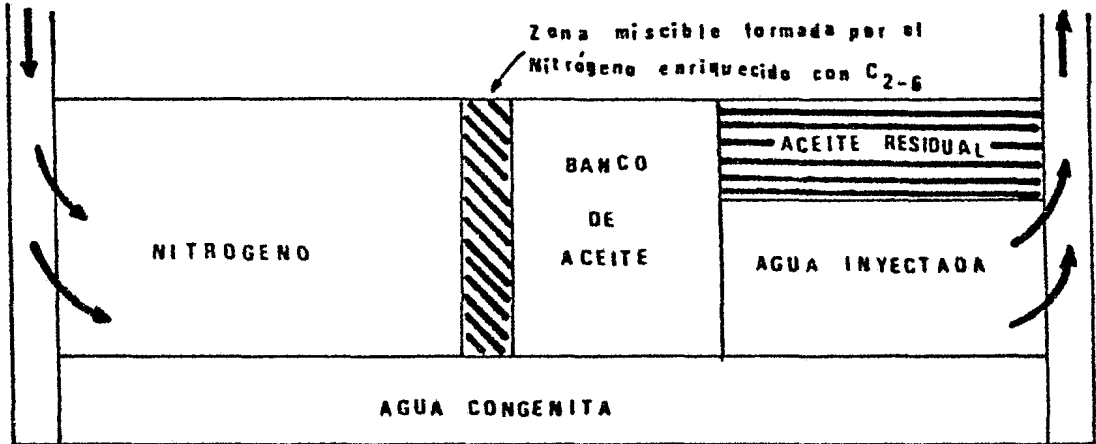


FIG. 5-10 Representación esquemática del proceso de inyección de  $N_2$  a alta presión, empleado en recuperación mejorada. (Herbeck<sup>11</sup>).

Como lo sugiere la Fig. 5-11, 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 mayor volumen de nitrógeno.

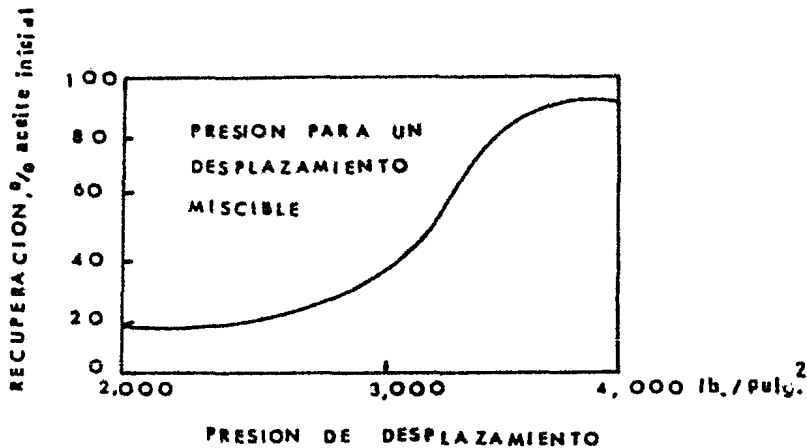


FIG. 5-11 Gráfica de laboratorio para obtener la recuperación a diferentes presiones de desplazamiento (Herbeck<sup>11</sup>).

Bajo condiciones de miscibilidad, la eficiencia de desplazamiento será de casi 100% en virtud de la eliminación de las fuerzas de retención y por la ausencia de los efectos de las permeabilidades relativas. Sin embargo la recuperación puede ser menor debido al diseño de pozos y la eficiencia vertical; pero al comparar este proceso con uno por empuje convencional de gas en equilibrio, la recuperación final representará un considerable aumento, que será proporcional a las diferencias de las eficiencias de desplazamiento, si sus movilidades son similares.

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

### 5.3.a LIMITACIONES

Generalmente un desplazamiento miscible no se alcanza con sólo la inyección de  $N_2$  a alta presión, pues hay que tener en cuenta ciertos requerimientos básicos como:

- 1.- La profundidad del yacimiento deberá ser suficiente para permitir tener presiones de yacimiento mayores a las 3000 lb/pg<sup>2</sup>.
- 2.- El fluido del yacimiento deberá ser suficientemente bajosaturado con respecto a la presión de inyección. Siendo este factor muy importante.
- 3.- El fluido del yacimiento deberá contener suficientes cantidades de componentes intermedios, para poder obtener los beneficios

de la vaporización.

- 4.- La densidad del fluido del yacimiento es más favorable cuando se tienen altas densidades (+ 40° API).

Recientes pruebas de laboratorio<sup>35</sup> han demostrado, que otros factores importantes para el buen funcionamiento de un proceso de inyección de nitrógeno a alta presión, a señalar son:

- 1.- Un incremento en la presión de inyección por encima de la presión mínima de miscibilidad (PMM), no producirá un incremento substancial en la fracción molar de los componentes intermedios en el bache de gas rico generado.
- 2.- El criterio para la determinación de la miscibilidad se establece por la forma de los perfiles composicionales de la fase desplazante en el modelo del yacimiento. Una sección desarrollada en los perfiles composicionales en forma de meseta, indicará la presencia de miscibilidad.
- 3.- Tal vez una de las conclusiones más importantes, fue el demostrar que la saturación de aceite al iniciar el proyecto y la relación de solución gas-aceite son parámetros muy importantes en la obtención del desplazamiento miscible. La saturación de aceite y la relación de solución gas-aceite son directamente proporcionales con la recuperación final y el desarrollo de una fase miscible.

El comportamiento de un desplazamiento miscible se puede aproximar con las técnicas de predicción de Buckley-Leveret o la de Welge, cuando se adicionan las siguientes condiciones a aquellas previamente presentadas.

- 1.- Usando la viscosidad del fluido del yacimiento y la del desplazamiento, se puede determinar la recuperación al rompimiento con las curvas presentadas para el desplazamiento líquido-líquido.
- 2.- La relación gas-aceite producida se puede estimar asumiendo que los fluidos son producidos en proporción a sus saturaciones y a sus viscosidades, y
- 3.- El tiempo de reacción entre el  $N_2$  inyectado y el fluido del yacimiento, se puede obtener en pruebas de laboratorio.

Posteriormente se formulará un modelo composicional con una ecuación de estado para predecir con mayor detalle los procesos de desplazamiento miscible cuando se cuenta con suficiente información, tanto de campo como de laboratorio.

#### 5.4 DESPLAZAMIENTO POR BACHE MISCIBLE<sup>16,17,18</sup>

En este tipo de desplazamiento, un bache de material como el LPG, alcohol o dióxido de carbono, se inyecta seguido del  $N_2$ . El bache miscible --desplaza al crudo de la porción del yacimiento con que está en contacto, en virtud de la acción de limpieza del solvente.

El proceso de bache miscible se representa esquemáticamente en la -

Fig. 5-12. La profundidad a la cual este proceso se puede aplicar, deberá exceder de los 2000-2500 pies. Esto, debido a la relativa alta presión necesaria para mantener la miscibilidad entre el bache y el nitrógeno.

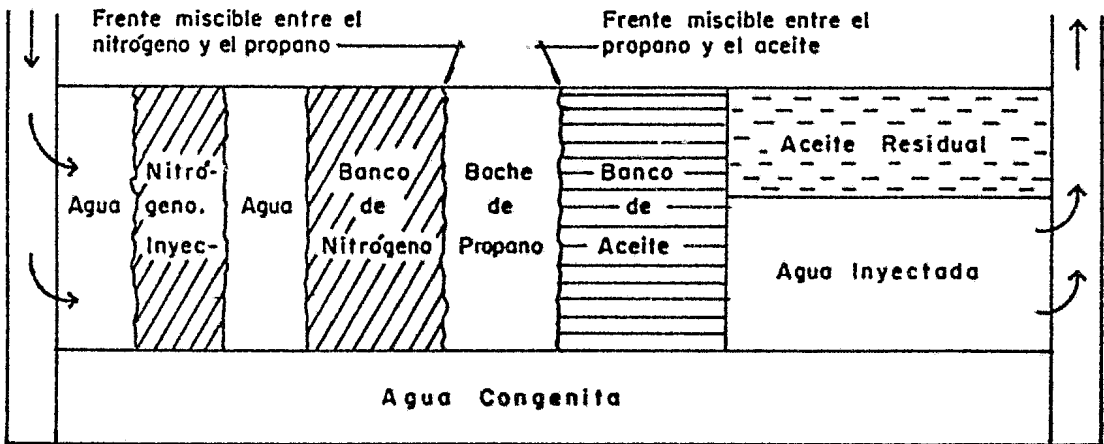


FIG. 5-12 Representación esquemática del proceso de desplazamiento por bache miscible (Berbeck<sup>11</sup>).

Si se emplea el gas de combustión o bien el nitrógeno para desplazar el bache, se requerirá una presión mayor que la requerida si se emplea el gas natural (Fig. 5-5) y entonces, este proceso se deberá aplicar en yacimientos de mayor profundidad. Sin embargo, bajo cualquier juego de condiciones, la temperatura del yacimiento deberá ser menor a la temperatura crítica del bache miscible.

Por ejemplo, en yacimientos con temperaturas menores a los 206 F, el

propano se puede desplazar como líquido si la presión es cercana a la presión de vapor del propano. El desplazamiento con nitrógeno se deberá realizar a -- una presión cercana a la crítica, para mezcla binaria de propano-nitrógeno a la temperatura del yacimiento. Se ha observado que durante algunas pruebas de campo, que aparentemente fueron operadas a presiones inferiores a las críti-- cas, se obtuvo por resultado un desplazamiento inmisible, disminuyendo la -- eficiencia del proceso.

#### 5.4.a YACIMIENTOS CON INYECCION DE AGUA

El desplazamiento por bache miscible puede tener excelentes resulta - dos en aquellos yacimientos que previamente han sido operados con inyección - de agua. Koch y Slobod reportaron datos de laboratorio donde desplazaron acei - te de un núcleo de arenisca de 30 pies de longitud, con una alta saturación - de agua del 64.5% y, consecuentemente, una baja saturación de aceite. Ellos - utilizaron un bache equivalente al 8% del VP y recuperaron aproximadamente el 95% del aceite residual.

Al efectuar nuevos desplazamientos en un núcleo de 10 pies de longi-- tud, llegaron a la conclusión de que el tamaño de bache necesario para tener - la misma eficiencia de desplazamiento, sería de sólo el 0.8% del volumen poro - so (VP), por lo que este proceso RM se vuelve muy atractivo.

Este proceso se ha aplicado en algunos yacimientos que previamente te - nían inyección de agua y se han obtenido resultados iniciales alentadores<sup>33,34</sup> En el campo South Ward, se ha recuperado el 37% del aceite residual, cuando - la roca del yacimiento tenía una saturación residual de aceite menor al 20%.

#### 5.4.b RANGO DE PRESION

El requerimiento básico para un desplazamiento miscible en este proceso, es que el bache de LPG, alcohol y de dióxido de carbono sea miscible - tanto con el aceite del yacimiento como con el nitrógeno que desplaza el bache. El LPG, como un solvente, será miscible con el aceite del yacimiento a la presión requerida para mantener la miscibilidad entre el bache de LPG y el nitrógeno desplazante. Esta presión se puede estimar de los datos publicados de mezclas de componentes puros (Fig. 5-B) y puede ser tan baja como de 1,100 lb/pg<sup>2</sup>. Sin embargo, si se requieren datos adicionales, éstos se deberán determinar en el laboratorio.

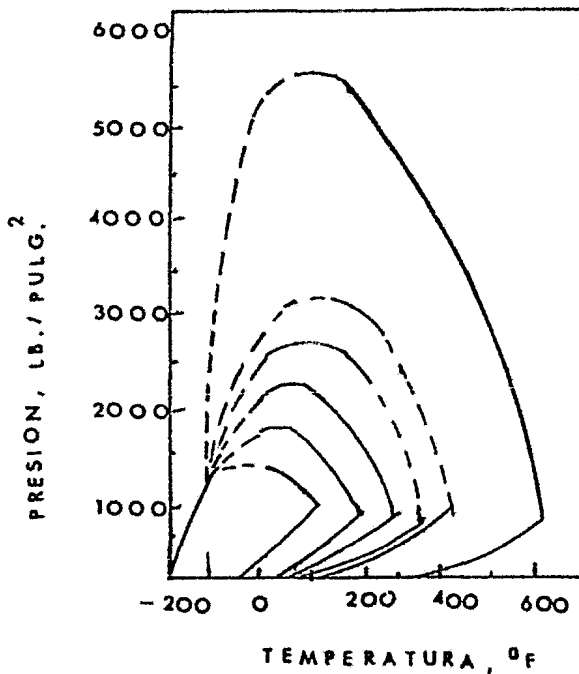


FIG. 5-13 Posición crítica de sistemas binarios -parafinas (Brown<sup>19</sup>).

#### 5.4.c TAMAÑO DEL BACHE

Las longitudes entre las zonas de mezcla, como aquellas formadas en-

tre el crudo y el LPG, así como la del LPG y el N<sub>2</sub> que se mueven a través de un yacimiento homogéneo son gobernadas por el tamaño del bache. Pruebas de laboratorio indicaron que las zonas de mezcla crecen rápidamente al principio, disminuyendo su crecimiento conforme continúa el desplazamiento y eventualmente se estabiliza su longitud. Algunos estudios difieren en la influencia que ejercen el ritmo de desplazamiento y de difusión, sobre la formación de las zonas de mezcla<sup>20,21,22</sup>. Sin embargo, se está de acuerdo en que la longitud de la zona de mezcla varía con la viscosidad del fluido desplazado<sup>13,18,19,24 y 25</sup>. Generalmente se considera que una viscosidad menor a 5 cp. para el aceite del yacimiento es recomendable en operaciones prácticas de este proceso.

Dos correlaciones basadas en datos de laboratorio se recomiendan como un medio para estimar el tamaño mínimo del bache requerido para un desplazamiento miscible en un yacimiento relativamente homogéneo. En la primera correlación<sup>18</sup>, se establece que la longitud de la zona de mezclas está directamente relacionada con la razón de la diferencia de viscosidades a la razón de viscosidades. La segunda correlación<sup>17</sup>, establece que el tamaño del bache requerido para una longitud dada, varía inversamente a la raíz cuadrada de la longitud, es decir:

$$x = \frac{91.6 (Y)}{L^{1/2}} \quad \dots\dots\dots 5-1$$

Que es la ecuación propuesta por Koch y Slobod en 1957 para estimar el tamaño del bache en un desplazamiento miscible.

Estas pruebas de laboratorio<sup>17,18</sup>, sugieren que un banco insolvente,



con un volumen tan bajo como el de una décima del 1% del espacio poroso de hidrocarburos, es suficiente para mantener la miscibilidad. Sin embargo, la experiencia dicta, que el volumen requerido para el bache en operaciones de campo, deberá tener un rango del 2-10% del volumen poroso ocupado por hidrocarburos y, además, deberá tomar en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, del arreglo de pozos, etc.

Por ejemplo, para alcanzar la máxima recuperación en un yacimiento altamente estratificado, el tamaño del bache deberá ser lo suficientemente grande para mantener un desplazamiento miscible del aceite en la última zona permeable, a pesar del prematuro rompimiento del bache en las zonas más permeables.

Así, el tamaño del bache podrá ser muy grande si económicamente se justifica.

En contraste con los otros tipos de desplazamiento miscible, en este proceso la composición del fluido del yacimiento y la presión de inyección tienen una parte menos importante en la determinación del tamaño del bache. También es obvio, que en el tamaño del bache requerido y en su subsecuente dilución cualquier incremento en la presión de inyección sobre el requerimiento mínimo, ayudará a mejorar la relación de fases.

#### 5.4.d RELACION DE MOVILIDADES

A pesar de que casi el 100% del aceite en el área de contacto con el bache se recupera, la eficiencia se puede reducir con el efecto de una rela-

ción desfavorable de movilidades. El barrido del arreglo en este proceso, - se controla en gran parte con la relación de movilidades de los fluidos<sup>26</sup>.

Por lo que se concluye que la recuperación al rompimiento será go - bernada principalmente por la relación de movilidades de esos dos fluidos - (aceite y N<sub>2</sub>) y por la geometría del yacimiento.

## 5.5 DESPLAZAMIENTO POR GAS ENRIQUECIDO

Un desplazamiento por gas enriquecido, forma un frente miscible o - sea un frente solvente, mediante la condensación de los componentes interme - dios para desarrollar una mezcla crítica en el frente desplazante.

Este proceso adquirió importancia a partir de 1955<sup>27</sup>, cuando se usó en algunas pruebas de laboratorio, llegándose a la conclusión de que, "el - proceso de desplazamiento por gas enriquecido ayuda a incrementar en forma - notable la recuperación final de aceite en algunos yacimientos". En 1957<sup>28</sup>, se llevaron a cabo otras pruebas de laboratorio, que fueron conducidas con - un amplio rango en la composición del gas enriquecido inyectado así como -- también de los fluidos del yacimiento, a presiones mayores, iguales o meno - res a la presión de saturación del fluido desplazado.

Durante estas pruebas se observó, que se pueden obtener altas recu - peraciones si el aceite del yacimiento fue originalmente saturado o bajosa - turado a la presión de desplazamiento. La relación de fases que gobierna es - te proceso se ilustra con el diagrama ternario de la Fig. 5-14. Aquí, ini - cialmente, el gas enriquecido de composición C es inyectado al aceite del - yacimiento de composición A, como se indica con la línea de unión, donde es

tas dos fases son inmediatamente miscibles. Sin embargo, es necesario formar un frente miscible, el cual se logrará después de algunos contactos entre el gas C y el aceite A, en el que los componentes intermedios que se condensan del gas C son absorbidos por el aceite A y forman una mezcla crítica, B.

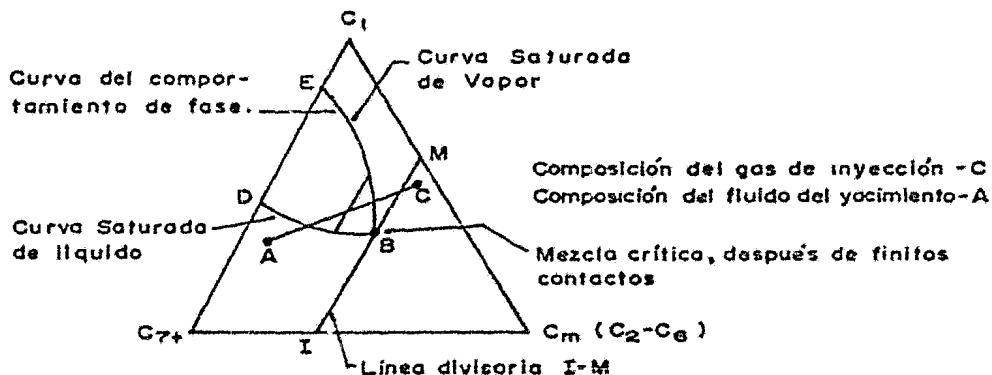


FIG. 5-14 Ilustración del desplazamiento por Gas Enriquecido

Es conveniente observar, que si inicialmente el gas de composición C cae dentro de la porción izquierda de la línea I-M, resultaría imposible enriquecer el aceite para alcanzar la composición crítica B, por lo cual no se lograría un desplazamiento miscible. La Fig. 5-15 representa esquemáticamente el proceso, y la Fig. 5-16 muestra las relaciones entre la presión y la concentración del agente enriquecedor, a una temperatura de 100°F.

De la Fig. 5-16 es evidente que si la temperatura del yacimiento es de 100°F, la presión de desplazamiento es de 1500 lb/pg<sup>2</sup>, y el agente enriquecedor es el propano, entonces el bache enriquecido deberá contener cuando menor el 42% mol para mantener la miscibilidad. Con altas presiones, la-

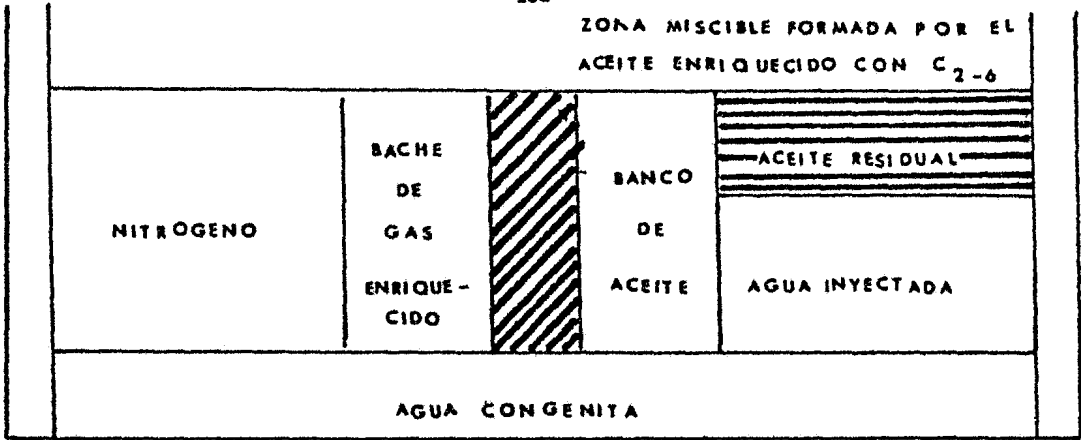


FIG. 5-15 Representación esquemática del proceso de Gas Enriquecido usado en recuperación mejorada. (Herbeck, 1976).

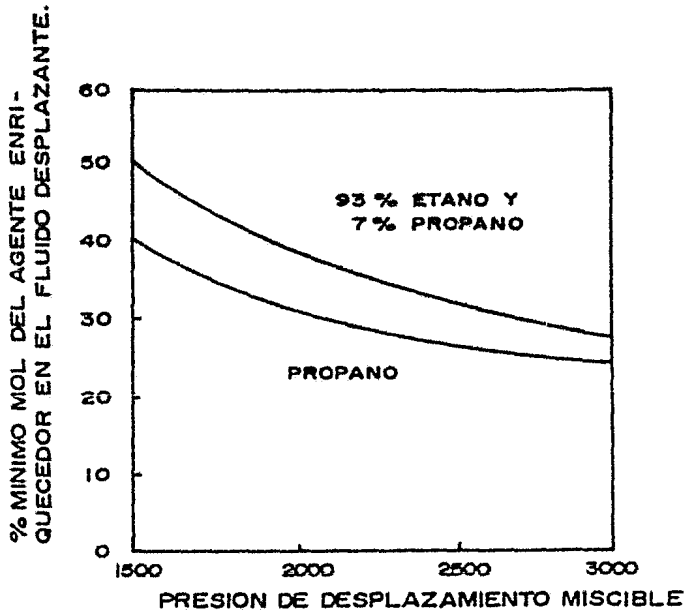


FIG. 5-16 Se muestra la concentración del agente enriquecedor requerido en el fluido desplazante para alcanzar un desplazamiento miscible con variaciones en la presión (Herbeck<sup>11</sup>).

miscibilidad se puede alcanzar con menores concentraciones de propano.

#### 5.5.a FACTORES LIMITANTES

Control de la composición en el gas inyectado: Como se indicó en la definición de desplazamiento miscible con gas enriquecido, la cantidad de componentes intermedios del gas desplazante es el factor principal. Por esta razón, es importante que se lleven a cabo algunas pruebas de laboratorio con el fin de determinar la composición adecuada del gas enriquecedor, a una presión específica de inyección y temperatura de yacimiento. También, se debe formar una zona de transición suficiente en el frente, ya que el gas inyectado se convierte en gas seco después de ceder sus componentes intermedios, y solamente de esta manera puede este gas ser miscible con la composición crítica inmediatamente atrás del banco de transición<sup>29</sup>.

Presión del yacimiento: Cuando la presión del yacimiento es relativamente baja, se requerirá que el gas sea más rico en componentes intermedios para alcanzar el desplazamiento miscible. En cambio, cuando se tiene una alta presión de yacimiento, se requerirá una menor concentración de componentes intermedios para el desplazamiento miscible. Se ha establecido un límite inferior para la presión del yacimiento en este tipo de proceso, y éste no deberá ser menor a las 1,500 lb/pg<sup>2</sup>. Por lo que se puede decir que es conveniente como en casi todos los procesos, implementar este proceso de RM. lo antes posible, ya que de esta manera se tendrá el máximo beneficio económico.

Densidad del aceite: Se recomienda que la densidad del aceite<sup>27</sup> sea

mayor de los 20°API para obtener el mayor beneficio de este proceso, ya que si es de menor densidad este aceite tendrá más componentes pesados, lo cual incrementará el número de contactos necesarios para alcanzar la miscibilidad, para lo cual se requerirá una mayor concentración de componentes intermedios y hará que este proceso se vuelva inatractivo económicamente.

## 5.6 TECNICAS DE PREDICCIÓN

El método de predicción para obtener el máximo contenido de metano en un desplazamiento miscible con gas enriquecido, se puede resumir de la siguiente manera.

- 1.- Se calcula el peso molecular de la fracción C<sub>5</sub> del fluido del yacimiento, mediante la multiplicación del peso molecular de cada componente, de igual o mayor peso a C<sub>5</sub>, por su porcentaje molecular y efectuando la suma.
- 2.- Se calcula el peso molecular de la fracción C<sub>2</sub> del fluido desplazante de la misma forma que el inciso anterior.
- 3.- Ahora se determina el contenido máximo de metano en el fluido desplazante con las cartas de correlación<sup>17</sup> a una presión y temperatura particular del yacimiento.

Los métodos de predicción volumétricos se pueden usar en la predicción de la recuperación de este proceso, si se considera que los efectos de gravedad son despreciables y que el nitrógeno inyectado no se mueve verti -

calmente<sup>30</sup>. Los métodos como los de Styles o el de Dykstra-Parsons permiten calcular las eficiencias de barrido vertical,  $E_v$ . Para una estimación de la eficiencia de barrido areal,  $E_a$ , se pueden utilizar gráficas de laboratorio mientras que la eficiencia de desplazamiento,  $E_d$ , se puede obtener mediante la aplicación de pruebas de laboratorio. La producción de aceite,  $N_p$ , por desplazamiento miscible, entonces se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$N_p = A h \phi (E_a E_d E_v) \frac{(1 - S_{wp} - S_{gi})(B_{oi} - B_{or})}{(B_{oi})(B_{or})} \dots\dots\dots 5-2$$

donde:

$S_{gi}$  = es la saturación de agua al iniciar el proyecto.

Welge<sup>31</sup> presentó un método para predecir la recuperación futura en un desplazamiento inmisible o parcialmente miscible con gas enriquecido. Este método toma en cuenta la condensación de los componentes intermedios del gas inyectado dentro del aceite del yacimiento, así como el aumento en la volatilidad de los hidrocarburos pesados a temperaturas elevadas. La recuperación de aceite se incrementa debido a la expansión del aceite y al aumento en la movilidad del aceite principalmente.

En base a experimentos de laboratorio, se pudo concluir que en aquellos yacimientos que no están sujetos a grandes intercambios de componentes se puede usar un pequeño bache de metano para obtener una recuperación comparable a aquella producida con la inyección continua de gas enriquecido. El tamaño mínimo del banco se estima equivalente al 12% del volumen poroso ocupado por hidrocarburos, para obtener un eficiente desplazamiento.

### 5.6.a MODELO COMPOSICIONAL

El diseño de esquemas de inyección a alta presión de gas enriquecido o de inyección de nitrógeno, requiere de una adecuada predicción del equilibrio vapor-líquido entre el aceite del yacimiento y del fluido inyectado. En años recientes, los cálculos de equilibrio vapor-líquido se han mejorado con la introducción de numerosas ecuaciones de estado, las cuales se pueden aplicar a ambas fases<sup>36-38</sup>. La aplicación de estas ecuaciones a fluidos en yacimientos petrolíferos fue posible debido a la habilidad para evaluar de estas ecuaciones los parámetros de las propiedades de la fracción pesada, la que se puede medir fácilmente; por ejemplo la densidad, el punto promedio de ebullición y el peso molecular.

A continuación se describe un modelo composicional de estado con una presión implícita, una composición explícita y una ecuación de saturación, la cual es una variación de la ecuación de Kazemi. La formulación de la ecuación de presión produce una matriz simétrica y diagonalmente dominante, lo que permite el uso del método de gradientes conjugados iterativos para grandes sistemas. La dominancia diagonal es también un factor deseable para la estabilidad numérica en los métodos directos de eliminación.

Existe un método eficiente<sup>40</sup> que permite el uso del modelo en la vecindad del punto crítico y evita la computación de la presión de saturación en la determinación de la región de una sola fase. El modelo también considera la dispersión hidrodinámica (término de difusión), que generalmente ha sido despreciada por otros autores<sup>39</sup>. Se ajusta un nuevo modelo para las permeabilidades relativas para hacerlo dependiente de la tensión interfacial. Con estas características el modelo permite la simulación de un vo-



lumen constante, una inyección constante y la producción de los pozos en va rias arenas.

Modelo matemático

Ecuaciones de flujo: Asumiendo que la ley de Darcy es válida, el ba lance de materia sobre la fase de agua y el número de componentes de hidrocarburos (v), produce las siguientes ecuaciones diferenciales, v + 1:

$$D' T_W^n (D' P_o^{n+1} - D' P_{cwo}^n - v_w^h D'h) = \frac{Vb}{D't} \left( (\phi E_{wSw})^{n+1} - (\phi E_{wSw})^n \right) \dots (1)$$

$$D' (T_o^n Y_{mo}^n (D' P_o^{n+1} - v_o^h D'h) + T_y^n Y_{mg}^n (D' P_o^{n+1} + D' P_{cog}^h - v_g^n D'h)) + n_m^m +$$

$$Q_m = \frac{Vb}{D't} \left( \phi^{n+1} (E_o S_o + E_g S_g)^{n+1} Z_m^{n+1} - \phi^n (E_o S_o + E_g S_g)^n Z_m^h \right) \dots (2)$$

donde:

$$n_m^h = D' \frac{A}{D't} \phi^n (E_o S_o + E_g S_g)^n D_m^n D' Z_m^n \dots (3)$$

que representa el efecto de dispersión hidrodinámica.

La ecuación de balance molar del sistema de hidrocarburos se obtiene con la suma de la ecuación (2) sobre los componentes hidrocarburos v .

$$D' (T_o^h (D' P_o^{n+1} - v_o^h D'h) + T_y^n (D' P_o^{n+1} + (D' P_{cog}^n + v_g^n D'h)) + n^n + q_{HC}$$

$$= \frac{Vb}{D't} \left( \phi^{n-1} (E_o S_o + E_g S_g)^{n+1} - \phi^n (E_o S_o + E_g S_g)^n \right) \dots (4)$$

donde:

$$Q_{HC} = \frac{E'}{n} Q_m$$

$$n = \frac{E'}{n} n_m$$

Eduaciones de equilibrio: Se asume, que la interfase termodinámica cambia en el yacimiento rápidamente en comparación al flujo de fluidos, tanto que el gas y el aceite están en equilibrio. También se puede asumir que la transferencia de masa entre el agua y la fase de hidrocarburos es despreciable, por lo que las condiciones de equilibrio termodinámico están dadas por la igualdad de los componentes fugaces en las fases de aceite y de gas, por ejemplo:

$$f_{mo} = f_{mg} \quad m = 1, \dots, v \quad \dots (5)$$

De un balance de materia de las fases de aceite y de gas, se obtienen las siguientes ecuaciones algebraicas.

$$Z_m = LY_{mo} + V Y_{mg} \quad m = 1, \dots, v \quad \dots (6)$$

$$L = \frac{E_o S_o}{E_o S_o + E_g S_g} \quad \dots (7)$$

$$V = \frac{E_g S_g}{E_o S_o + E_g S_g} \quad \dots (8)$$

Las fugacidades  $f_{mo}$  y  $f_{mg}$  y las densidades molares  $E_o$  y  $E_g$  se computan a la presión  $P_o$ .

Ecuaciones lineales: Las definiciones de fracción molar y de saturación proveen de una ecuación adicional de restricción, que es:

$$\sum_m E' Z_m = \sum_m E' Y_{mo} = \sum_m E' Y_{mg} = 1 \quad \dots(9)$$

$$L + V = 1 \quad \dots(10)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \dots(11)$$

Para cada conjunto de celdas se tendrá un juego propio de ecuaciones algebraicas, (5) a (11). El acoplamiento de las variables entre la red de celdas adyacentes es a través de las ecuaciones de flujo, (1) y (2).

Método de solución: Las ecuaciones (1), (2) y (5) a (11) representan un sistema de  $N(3v + 6)$  ecuaciones en  $N(3v + 6)$  desconocidas  $P_o, i, Z_m, Y_{mo}, Y_{mg}, L_v, V_i, S_w, I, S_o, I$  y  $S_g, i, i = 1, \dots, N, M = 1, \dots, v$  donde  $N$  y  $V$  son respectivamente el número de la celda y el número de componentes en el sistema gas-aceite.

Las ecuaciones se resuelven usando un método secuencial iterativo.- Las ecuaciones (1) y (4) se combinan para formar la ecuación de presión, la cual se lineariza y resuelve con un método directo o bien uno iterativo.

Una vez que  $P_o^{(l+1)}$  es iterado y se obtiene  $P_o^{n+1}$ , la ecuación (1) se resuelve para  $S_w^{(l+1)}$  y para la ecuación (2), para  $Z^{(l+1)}$ . Se desarrollan entonces cálculos rápidos para obtener  $Y_{mo}^{(l+1)}, Y_{mg}^{(l+1)}, \dots$

$V^{(l+1)}$ ,  $L^{(l+1)}$ ,  $E_o^{(l+1)}$  y  $E_g^{(l+1)}$ . Finalmente, las ecuaciones (7) u (8) y la ecuación (11) se usan para obtener  $S_o^{(l+1)}$  y  $S_g^{(l+1)}$ . Donde el procedimiento se repite hasta alcanzar la convergencia.

Ecuación de presión: La ecuación de Presión, como se indicó anteriormente, se obtiene mediante la multiplicación de la ecuación (1) con un parámetro constante  $\theta$  y sumando esta ecuación a la (4).

$$D' \left( \theta T_w^n (D'P_o^{n+1} - D'P_{cwo}^n - v_w^n D'h) + T_o^n (D'P_o^{n+1} - v_o D'h) + T_g^n (D'P_o^{n+1} + D'P_{cog}^n - v_g^n D'h) + n^n \right) + \theta Q_w + Q_{HC} - \frac{V_b}{D_t} (\theta^{n+1} a^{n+1} - \theta^n a^n) = 0 \quad \dots(12)$$

donde:

$$a = \theta E_w S_w + E_o S_o + E_g S_g \quad \dots(13)$$

Entonces las unidades de la ecuación (1) son de moles de H<sub>2</sub>O/tiempo y las de la ecuación (2) son de moles de hidrocarburos/tiempo. Se ha encontrado que se tiene una mejor convergencia con el uso de escalar  $\theta$ , el cual convierte las moles de H<sub>2</sub>O a moles equivalentes de hidrocarburos. En el programa,  $\theta$ , se evalúa al tiempo cero y para una red de celdas específica, con el uso de la siguiente ecuación:

$$\theta = \frac{E_o S_o + E_g S_g}{E_w (S_o + S_g)} \quad t=0 \quad \dots(14)$$

Los valores típicos para las densidades molares en problemas de ingeniería de yacimientos son de;

$$\begin{aligned} o &= 6 \times 10^3 \text{ g mole/m}^3 \\ g &= 12 \times 10^3 \text{ g mole/m}^3, \text{ y} \\ w &= 55.6 \times 10^3 \text{ g mole/m}^3 \end{aligned}$$

Usando la ecuación (14), generalmente  $\theta$  cae dentro del intervalo (0.1, 0.2). Para propósitos prácticos, cualquier valor de  $\theta$  en ese rango se puede usar en su lugar de cómputo de la ecuación (14).

Solución de la ecuación de presión: Si  $F_i$ , representa el término - del lado izquierdo de la ecuación (12) para la red de celdas  $i$ -ma y asumiendo que  $P_o^{(l+1)}$  sea la iteración  $l$ -ma  $P_{o,i}^{n+1}$ . La iteración  $l$ -ma se puede obtener de la siguiente iteración, en forma parecida a la propuesta por --- Newton.

$$E'_{k,i,k}^{j(1)} (P_{o,k}^{(l+1)} - P_{o,k}^{(l)}) = F_i^{(1)} \dots i = 1, \dots, n \quad \dots(15)$$

donde  $J_{ik}$  es el  $ik$ -vo elemento de una aproximación al jacobiano descrito-abajo. La sumatoria en la ecuación (15) es sobre la  $i$ -ma red de celdas y - sus celdas adyacentes. Las  $J_{k}'s$  se computan de la siguiente manera:

$$J_{ik}^{(1)} = \left( \frac{DF_i}{DP_{o,k}} \right)^{(1)} = (\theta T_w + T_o + T_g)^n \frac{i+k}{2} \quad \dots(16a)$$

$$J_{ii}^{(1)} = \left( \frac{D F_i}{D P_{0,i}} \right)^{(1)} = - E_i' (\theta T_w + T_o + T_g)^{\frac{n_{i+k}}{2}} + \theta \left( \frac{D Q_w}{D P_o} \right)_i^{(1)} \\ + \left( \frac{D Q_{HC}}{D P_o} \right)_i^{(1)} - \frac{V_b}{D^* t} \left( \frac{D a}{D P_o} \right) \quad \dots (16b)$$

donde el subíndice  $(i + k)/2$ , denota la interfase entre la red de blocks  $i$  y  $k$ .

En la ecuación (13),  $E_o$  es una función de  $P_o$  y de  $Y_{mo}$ , y  $E$  es una función de  $P_o$  y de  $Y_{mg}$ . La actual derivación de  $a$  con respecto a  $P_o$ , involucrará los términos.

$$\frac{D S_w}{D P_o}, \frac{D S_o}{D P_o}, \frac{D S_g}{D P_o}, \frac{D Y_{mo}}{D P_o} \text{ y } \frac{D Y_{mg}}{D P_o}, \text{ los cuales}$$

son muy difíciles de computar y producirán los términos de derivadas parciales en los elementos fuera de la diagonal. Una aproximación  $\left( \frac{D a}{D P_o} \right)_i^{(1)}$  se obtiene despreciando estos términos, por ejemplo:

$$\left( \frac{D a}{D P_o} \right)_i^{(1)} = \left( \theta S_w \frac{D E_w}{D P_o} + S_o \frac{D E_o}{D P_o} + \frac{D E_g}{D P_o} \right) \quad \dots (17)$$

La experiencia ha demostrado que la ecuación (17) es una expresión adecuada de  $\left( \frac{D a}{D P_o} \right)_i^{(1)}$ , para una buena aproximación del jacobiano.

La porosidad y la densidad molar del agua, aceite y gas se relacionan a  $P_o$  por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\phi = \phi^* (1 + C\phi (P_o - P\phi^*)) \quad \dots(18)$$

$$E W = E W (1 + E W (P_o - P_w^*)) \quad \dots(19)$$

$$E j = \frac{P_o}{Z_j RT} , \quad j = o, g \quad \dots(20)$$

Hasta aquí, la derivada del término acumulativo en la ecuación 16b, está dada por:

$$\frac{D\phi_a}{D P_o} = C\phi \phi^* \left( \frac{1}{i} \right) + \phi_i^{(1)} \left( \theta S_w C_w E_w + S_o \frac{D E_o}{D P_o} + S_g \frac{D E_g}{D P_o} \right) \quad \dots(21)$$

donde:

$$\frac{D E_j}{D P_o} = \frac{1}{RT Z_j} \left( 1 - \frac{P_o}{Z_j} \frac{D Z_j}{D P_o} \right) ; \quad j = o, g \quad \dots(22)$$

Entonces  $\frac{D E_j}{D P_o}$  es positivo y por lo tanto  $\frac{D \phi_a}{D P_o}$  es también positivo. Posteriormente se mostrará que  $\frac{D Q_w}{D P_o}$  y  $\frac{D Q_{HC}}{D P_o}$  son negativos o en algunos casos cero, dependiendo del tipo de pozo. Un examen a la ecuación (16) demuestra que el jacobiano es simétrico y, estrictamente, diagonalmente dominante. La formulación de la ecuación de presión de Kazemi<sup>39</sup> no produce una matriz simétrica sin garantizar la dominancia diagonal.

La ecuación de presión se resuelve usando un método de eliminación-directa o el de gradiente conjugado iterativo con la factorización incompleta de Choleski o la propuesta por Meijerink y van der Vost<sup>41</sup>.

Ecuación de Composición: La composición se computa explícitamente - en cada iteración y después de que  $P_o^{(l+1)}$  se ha determinado, entonces;

$$D' \phi_o^{(1+1)} = D' P_o^{(1+1)} - e_o^n D'h \quad \dots (23)$$

$$D' \phi_g^{(1+1)} = D' P_o^{(1+1)} + D P c o g^n - e_g^n D'h \quad \dots (24)$$

Donde una ecuación de composición explícita se obtiene con el ajuste de rango a la ecuación 2.

$$Z_m^{(1+1)} = \frac{D'(T_o^n Y_{mo}^n D' \phi_o^{(1+1)} + T_g Y_{mg}^n D' \phi_g^{(1+1)} + n_m^n + Q_m + \frac{V_b}{D_c} \phi^n (W_o S_o + E_g S_g)}{\frac{V_b}{D't} \phi^{(1+1)} (E_o S_o + E_g S_g)^{(1+1)}} \quad \dots (25)$$

Una aproximación al denominador de la ecuación (25) se obtiene de la ecuación (4).

$$\frac{V_b}{D't} \phi^{(1+1)} (E_o S_o + E_g S_g)^{(1+1)} = D'(T_o^n D' \phi_o^{(1+1)} + T_g^n D' \phi_g^{(1+1)}) + n^n + Q_{HC} + \frac{V_b}{D't} \phi^n (E_o S_o + E_g S_g)^n \quad \dots (26)$$

Donde la composición es computada y garantizada para satisfacer:

$$E_{z_m}^{(1+1)} = 1$$

Ecuación de Saturación: Las saturaciones también se computan explícitamente en cada iteración. De la ecuación (1):

$$S_w^{(1+1)} = \frac{d't^n D' \phi_w^{(1+1)} + Q_w^n + (V_b/D't) \phi^n E_w^n S_w}{(V_b/D't) \phi^{(1+1)} E_w^{(1+1)}} \quad \dots (27)$$



Las saturaciones de aceite y de gas para la (l+1)-ma iteración, se computan con el desarrollo de un cálculo rápido sobre  $Z_m^{(l+1)}$ ,  $m = 1, \dots, v$  a  $P_o^{(l+1)}$  para obtener  $Y_{mo}^{(l+1)}$ ,  $Y_{mg}^{(l+1)}$ ,  $E_o^{(l+1)}$ ,  $V^{(l+1)}$  y  $L^{(l+1)}$ . Si el resultado de este cálculo produce un sistema de dos fases, entonces las saturaciones de aceite y de gas se pueden computar de:

$$S_o^{(l+1)} = \left( \frac{(1 - S_w) L E_g}{L_g + V E_g} \right)^{(l+1)} \quad \dots(28)$$

$$S_g^{(l+1)} = 1 - S_o^{(l+1)} - S_w^{(l+1)} \quad \dots(29)$$

Si se produce un sistema de una sola fase, entonces dependiendo de la naturaleza puede ser:

$$S_o^{(l+1)} (o S_g^{(l+1)}) = 1 - S_w^{(l+1)} \quad \dots(30)$$

$$S_g^{(l+1)} (o S_o^{(l+1)}) = 0 \quad \dots(31)$$

La atribución del término "aceite" o "gas" para una sola fase alrededor del punto crítico es una expresión inglesa, ya que posteriormente es arbitrariamente nombrado "aceite" o "gas", dependiendo de si el valor obtenido para  $V$  de este cálculo es 0 ó 1.

**Coefficiente de Flujo y Presión Capilar:** Esta sección describe los métodos usados en la evaluación de los coeficientes de flujo  $T_o, m_o, T_g, m_g$   $T_w$  y las presiones capilares, por definición.

$$T_j = \frac{A}{D^3} \frac{K K_{rj}}{U_j} E_j ; \quad j = o, g, w \quad \dots(32)$$

donde:

A: es el área de la red de celdas, perpendicular a la dirección de la longitud de la red de celdas,  $D'l$  y  $A$  se evalúan en la interfase entre la red de celdas, y la permeabilidad absoluta se evalúa usando un promedio armónico. La permeabilidad relativa,  $K_r$ , la viscosidad,  $\mu$ , y la densidad,  $E$ , se evalúa en la celda de corriente arriba.

Bajo condiciones de miscibilidad, las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite, generalmente forman una considerable curvatura y existen saturaciones residuales de gas y de aceite cuando las fases respectivas son inmóviles. Conforme el fluido es inyectado y entra en contacto con el aceite del yacimiento, comienza gradualmente a ser miscible a través de múltiples contactos, hasta que la tensión interfacial entre el aceite y el gas disminuye a cero. Eso hace que las curvas de permeabilidad relativa parezcan líneas rectas sin saturaciones residuales de gas y aceite.

El siguiente modelo de permeabilidades relativas exhibe el comportamiento descrito a bajas tensiones interfaciales. Si la  $K_{rg}$  y la  $K_{rog}$  son las permeabilidades relativas en el sistema gas-aceite medidos bajo condiciones inmiscibles. Las permeabilidades relativas  $K_{rg}$  y  $K_{rog}$  a la tensión interfacial,  $s$ , se computan usando las siguientes ecuaciones:

$$K_{rg} = (1 - e^{-a_g r}) \bar{K}_{rg} + K_{rocw} \left( \frac{S_g}{1 - S_{wr}} \right)^{1+b_g r} \quad \dots(33a)$$

$$K_{rog} = (1 - a_o r) \bar{K}_{rog} + e^{-a_o r} K_{rocw} \left( \frac{S_o}{1 - S_{wr}} \right)^{1+b_o r} \quad \dots(33b)$$

$$r = s/s^* \quad \dots(34)$$

$$a_g > 0 \quad \dots(35a)$$

$$a_o \geq 0 \quad \dots(35b)$$

donde  $a_g$ ,  $a_o$ ,  $b_o$ ,  $b_g$  son parámetros ajustables y  $s^*$  es una tensión interfacial específica, introducida por conveniencia para hacer  $r$ ,  $a_g$ ,  $b_g$ ,  $a_o$  y  $b_o$  dimensionales. Los valores comunes usados para  $s^*$  están en el rango de 1 dina/cm a 5 dinas/cm. La ecuación (33), se plantea en base al requerimiento de las permeabilidades relativas al aceite y gas en presencia de una saturación de agua congénita.

Se puede observar que para valores de  $s$ , así como  $e^{-a_g r} \approx 0$  y  $e^{-a_o r} \approx 0$ ,  $K_{rg}$  y  $K_{rog}$  son iguales a  $K_{rg}$  y  $K_{rog}$  respectivamente. Conforme  $s$  disminuye a cero,  $K_{rg}$  y  $K_{rog}$  tienden a ser líneas rectas.

$$K_{rgcw} \left( \frac{S_g}{1-S_{wr}} \right) \quad \text{y} \quad K_{rocw} \left( \frac{S_o}{1-S_{wr}} \right)$$

La permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases, se estima utilizando la ecuación de Aziz y Settari<sup>42</sup>, o bien la versión de Stone.

$$K_{ro} = K_{rocw} \left( \left( \frac{K_{row}}{K_{rocw}} + K_{rw} \right) \left( \frac{K_{rog}}{K_{rocw}} + k_{rg} \right) - (K_{rw} - K_{rg}) \right) \quad \dots(36)$$

Los valores de  $K_{rg}$ ,  $K_{rog}$ ,  $K_{rw}$  y  $K_{row}$  se computan usando los datos tabulados para las siguientes ecuaciones.

$$\bar{K}_{rg} = K_{rocw} \left( \frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{gr} - S_{wr}} \right)^{e_g} \quad \dots(37a)$$

$$K_{rog} = K_{rocw} \left( \frac{1 - S_g - S_{org} - S_{wr}}{1 - S_{org} - S_{wr}} \right)^{e_{og}} \quad \dots(37b)$$

$$K_{rw} = K_{rwro} \left( \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{e_w} \quad \dots(37c)$$

$$K_{row} = K_{rocw} \left( \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wr} - S_{orw}} \right)^{e_{ow}} \quad \dots(37d)$$

La presión capilar  $P_{cog}$  a la tensión interfacial gas-aceite se relaciona a la capilar  $P_{cog}$  (condición inmisible) por la siguiente ecuación

$$P_{cog} = (1 - e^{-cr}) P_{cog}$$

donde  $c$  es un parámetro ajustable positivo.

La tensión interfacial gas-aceite se calcula usando la correlación de MacLeond Lagden<sup>43</sup> y las viscosidades del aceite y del gas se computan de una correlación modificada de Jossi, Stiel y Thodos<sup>43</sup>.

La composición  $Y_{mo}$  y  $Y_{mg}$  que multiplican a  $T_o$  y  $T_g$  en la ecuación (2), también se puede evaluar para la celda corriente arriba. El uso de un sólo punto para la composición puede causar una excesiva dispersión numérica. Para reducir este efecto, dos puntos corriente arriba deberán separarse en la composición para simular el método desarrollado por Todd<sup>44</sup> para las permeabilidades relativas.

Si  $i - 1$  e  $i - 2$  son las dos celdas corriente arriba del grupo de

celdas  $i$ , la composición de estos puntos en la interface  $i - 1/2$  se obtiene por la extrapolación de la composición en el grupo de celdas  $i - 1$  e  $i - 2$ , así que la interfase queda:

$$Y_{m, L-1/2} \leq \max (Y_{m, i-1} \text{ y } Y_{m, i}) \quad \dots(40a)$$

$$Y_{m, i-1/2} \geq \min (Y_{m, i-1}, Y_{r, i}) \quad \dots(40b)$$

Donde las ecuaciones (39) y (40) se aplican para las composiciones de gas y de aceite. Si solamente una fase de hidrocarburos está presente en el grupo de celdas  $i-1$ , la composición global  $Z_m$  se usa en vez de  $Y_m$  en estas ecuaciones.

**Término de Dispersión:** El coeficiente de dispersión hidrodinámica de un flujo de fluidos en una sola fase en un medio poroso isotrópico, es una función del coeficiente de difusión molecular,  $D^*$ , y de la velocidad absoluta<sup>45</sup>.

$$D = \frac{D^*}{T'} + \frac{b'}{\phi} | \bar{u} | \quad \dots(41)$$

El efecto de dispersión hidrodinámica para un sistema multicomponente en multifase en un medio poroso anisotrópico no ha sido publicado en la literatura técnica. Se asumirá que la dispersión hidrodinámica para el  $m$ -vo componente en la  $x$ - dirección se puede representar con:

$$D_{m, x} = \frac{D_{m,x}^*}{T'_{m,x}} + \frac{b'}{\phi} \left| V_{O, x} + V_{g, x} \right| \quad \dots(42)$$

donde  $V_{o, x}$  y  $V_{g, x}$  son las velocidades respectivas de la fase aceite y gas en la dirección  $x$ , por ejemplo:

$$V_{j, x} = - \frac{K_x K_{rj}}{U_j} \frac{D\theta^j}{Dx} \quad ; \quad j = o, g \quad \dots(43)$$

La validez de la ecuación (42) se ha verificado con pruebas de laboratorio<sup>45</sup>. Sin embargo, el esquema iterativo descrito inicialmente no depende de la forma del modelo de dispersión hidrodinámica o de cualquier otro modelo que fácilmente se pueda aplicar.  $A$  y  $D'L$  en la ecuación (3) tienen las mismas definiciones que en la ecuación (32).

La dispersión hidrodinámica es muy importante en los procesos miscibles. Su efecto generalmente se desprecia en procesos inmiscibles y aún en los miscibles de múltiples contactos, afectando el funcionamiento real del modelo.

Modelos de pozos: Esta sección describe la formulación del gasto y la restricción de presión de los pozos inyectores/productores. Los gastos son positivos para los pozos de inyección y serán negativos para los pozos productores por conversión.

Los gastos de flujo molar para el agua y para el componente  $m$ , dentro o para la red de celdas  $i$ -ma, contenida en un pozo es:

$$Q_w = E_w^n q_w^n \quad \dots(44)$$

$$Q_m = Y_{mo}^n E_o^n q_o^n + Y_{mg}^n E_g^n q_g^n \quad \dots(45)$$

donde:

$q_j$ : es el gasto volumétrico de flujo de la fase  $j$

$$(j = o, g, w)$$

Para un gasto constante en los pozos de inyección, los  $q_j$ 's se especifican, las composiciones y densidades en las ecuaciones (44) y (45) -- son aquellas del fluido de inyección a  $P_o^n$ ,  $i$ .

Para un gasto constante en los pozos productores, la composición y las densidades son aquellas del  $i$  - vo grupo de celdas.

Para presión constante en pozos inyectoros, los gastos de flujo volumétrico,  $q_j$ 's se determinan así:

$$q_j = W_{Ij} (P_{bh} - P_{o,i}^{n+1}) \quad P_{bn} > P_{o,i}^{n+1} \quad \dots (46)$$

con:

$$W_{Ij} = \frac{2 \pi h K f M_t}{n_c \frac{r_e}{r_w} + s} \quad \dots (47)$$

donde  $c$  es un factor que toma en cuenta la geometría de las celdas y la localización del pozo dentro de ellas y  $M_t$  es la movilidad total de los fluidos en las celdas.

Para una presión constante en los pozos productores, el flujo de -- gasto de la fase  $j$  está dado por la ecuación (46), con  $P_{bh} < P_{o,i}^{n+1}$  y  $M_T$  en la ecuación (47) reemplazado por  $M_j$ , que es la movilidad de la fase  $j$

en el grupo de celdas.

Todas las composiciones y propiedades en las ecuaciones (44) a (47) se computan al tiempo del nivel  $n$ . Hasta aquí, esto puede fácilmente de - mostrar que  $\frac{D Q_w}{D P_o^{n+1}} = \frac{D Q_H C}{C P_o^{n+1}} = 0$  en pozos de gastos constantes y:

$$\frac{D Q_w}{D P_o^{n+1}} = - W I_w E_w \quad \dots(48a)$$

$$\frac{D Q_H C}{D P_o^{n+1}} = - W I_o E_o - W I_g E_g \quad \dots(48b)$$

En algunos problemas de simulación de yacimientos el pozo se termina a través de algunas celdas, y el gasto total de las capas de pozo es especificado. La presión de fondo es la presión que produce el flujo del gas to específico. Un esquema de esta terminación se muestra en la Fig. 5-17, - donde por conveniencia el conjunto de celdas y los elementos correspondientes del pozo se enumeran del 1 al  $n_c$ .

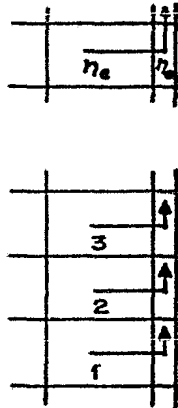


FIG. 5-17 TERMINACION DE UN POZO EN VARIAS CELDAS.

El flujo de gasto volumétrico de la fase  $j$ , dentro del  $i$ -mo elemento del pozo es:

$$q_j, i = W I_{j, i} (P_{bh, i}^{n+1} - P_{o, i}) ; i = 1, \dots, n_c \quad \dots(49)$$



$$j = 0, g, w$$

$$P_{bh,i} = P_{bh} - H_i \quad \dots (50)$$

donde  $H_i$  es el encabezado hidrostático de la columna de fluido en  $i$  -- con respecto al elemento de pozo 1.

$$H_1 = 0 \quad \dots (51a)$$

$$H_i = E \sum_{k=1}^{i-1} P_{T,k} + 1/2 g (h_{k-1} - K_k) \quad \dots (51b)$$

$$\bar{P}_{T,k+1/2} = \frac{E' \sum_j (P_j q_j)_{k+1/2}}{E' \sum_j (q_j)_{k+1/2}} \quad ; j = 0, g, w \quad \dots (52)$$

Acerca del tratamiento, los efectos de energía friccional y cinética son -- despreciables en el pozo. Asumiendo una caída de presión constante para todos los elementos del pozo, por ejemplo;

$$P_{bh,i}^{n+1} - P_{o,i}^{n+1} = P_{bh,k}^{n+1} - P_{o,k}^{n+1} \quad ; k \neq i \quad \dots (53)$$

$$\bar{P}_{T,k+1/2} = \frac{E' \sum_j (P_j W I_j)_{k+1/2}}{E' \sum_j (W I_j)_{k+1/2}} \quad \dots (54)$$

Si  $q^*_T$  es el flujo del gasto total y por tanto puede mostrarse --

que:

$$P_{bh,1} = \frac{E' \sum_{j=1}^{nc} E' W I_{j,i} (P_{o,i} + H_1) + q^*_T}{E' \sum_{j=1}^{nc} E' W I_{j,i}} \quad \dots (55)$$

Las derivadas de flujo de gasto molar con respecto a  $P_o^{n+1}$  están -- dadas por:

$$\frac{DQ_w}{D P_{o,i}^{n+1}} = W I_{w,i} E_{o,i}^n \frac{D P_{bh,i}}{D P_{o,i}^{n+1}} - 1 \quad \dots(56a)$$

$$\frac{D Q_{HC}}{D P_{o,i}^{n+1}} = (W I_{o,i} E_{o,i}^n + W I_{g,i} E_{g,i}^n) \left( \frac{D P_{bh,i}}{D P_{o,i}^{n+1}} \right) \quad \dots(56b)$$

donde la ecuación (55) ahora queda:

$$\frac{D P_{bh,i}}{D P_{o,i}^{n+1}} = \frac{E^r W I_{j,i}}{nc \sum_{i=1}^n E^r E W I_{j,i}}, \quad j = o, g, w \quad \dots(57)$$

Acerca de la derivación, ésta involucra una restricción en el gasto del pozo con terminación en varias celdas. Si la terminación es una restricción a la presión, por ejemplo  $P_{bh,1}$  específica, entonces la derivación es mucho más simple. La presión en cada celda se puede obtener con el uso de las ecuaciones (50) a (52) y las derivadas del flujo de gasto molar con respecto a  $P_{o,i}^{n+1}$  se pueden computar de la ecuación (56) con la colocación de  $\frac{D P_{bh,1}}{D P_{o,i}^{n+1}} = 0$ . La que en la ecuación (57)  $\frac{D P_{bh,1}}{D P_{o,i}^{n+1}}$  siempre es menor a 1, por consiguiente  $\frac{D Q_w}{D P_{o,i}^{n+1}}$

siempre será menor o igual a cero, dependiendo del tipo de pozo. Esto último garantiza que el Jacobiano en la ecuación (16) siempre será diagonalmente dominante.

### 5.7 ANALISIS Y DISEÑO DE UN PROYECTO DE INYECCION DE NITROGENO POR DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

Criterio de diseño apropiado: Un yacimiento adecuado para un desplazamiento miscible con inyección de  $N_2$ , es aquel que posee una gran profundidad, alta temperatura (excepto en procesos por bache miscible) y presión.

La solubilidad del nitrógeno en el aceite es directamente proporcional a es tos parámetros<sup>44</sup>. Las altas relaciones gas-aceite y de densidad de crudo -- (°API) incrementan el intercambio molecular y por consiguiente la miscibilidad entre el nitrógeno y el aceite.

El desplazamiento del aceite es aún más efectivo si se cuenta con - un gran echado, una gran distancia entre los pozos inyectoros y los productores, así como una gran diferencia entre las densidades del fluido desplazado y el desplazante. La consistencia relativa de la porosidad y de la permeabilidad también ayudará para obtener un eficiente barrido en el N<sub>2</sub>. Aún si la miscibilidad no ocurre, la reducción en la viscosidad y la expansión del aceite incrementarán la recuperación final por encima de las recupera - ciones básicas de mantenimiento de presión<sup>45</sup>.

Un yacimiento de esas características, no es susceptible a otro tipo de proceso para obtener la mejor recuperación. Aunque también se le puede considerar como un proceso alternativo la inyección de agua, pero la inyección de N<sub>2</sub> resulta más favorable debido principalmente a que:

- 1.- El desplazamiento del aceite es más efectivo.
- 2.- La recuperación de aceite es mucho mayor.
- 3.- Económicamente es más favorable, y
- 4.- Se tienen pocos problemas de inyectividad.

Ahora bien si se analizan algunos métodos químicos (como surfactan-

tes y polímeros), se concluye que éstos no se pueden aplicar en este tipo de yacimientos, debido principalmente a las altas temperaturas existentes.- Ahora bien, si se considera a el  $\text{CO}_2$  como agente desplazante, se debe tomar en cuenta la dificultad de tener una fuente disponible de este elemento los problemas de corrosión que ocasiona y la poca diferencia de densidades entre el aceite y el  $\text{CO}_2$  (que es más pesado), lo cual disminuye los efectos de segregación y da una relación de movilidad desfavorable. Finalmente, dada la profundidad es imposible la aplicación de cualquier proceso térmico.

Miscibilidad del  $\text{N}_2$ . También la facilidad del  $\text{N}_2$  como fluido desplazante, se acepta y se discute en la literatura técnica; sin embargo, a la fecha no se han publicado las correlaciones para determinar la presión mínima miscible (PMM) del  $\text{N}_2$  con el aceite. Algunas pruebas de desplazamiento se deberán realizar en el laboratorio con aceite del yacimiento y el  $\text{N}_2$ , a fin de determinar la PMM para el yacimiento bajo consideración, ya que esta presión es un factor muy importante en la economía del proyecto.

El "primer contacto" de miscibilidad ocurre cuando el  $\text{N}_2$  se vuelve miscible con el aceite del yacimiento, inmediatamente después de este contacto se repiten varios más. En la mayoría de los sistemas investigados a la fecha, se tiene el primer contacto miscible con el  $\text{N}_2$ , a una presión entre los 1500-2000  $\text{lb/pg}^2$  arriba de la presión de burbujeo del aceite.

Los múltiples contactos que ocurren cuando el  $\text{N}_2$  se inyecta continuamente y entra en contacto con el aceite además de ocasionar la vaporización del aceite residual que queda atrás del frente, crean un bache solven-

te enriquecido con hidrocarburos intermedios vaporizados. Con estos contactos entre los dos fluidos, la miscibilidad se puede alcanzar a presiones menores que aquellas obtenidas con menor número de contactos, solo que en los sistemas de múltiples contactos se requieren grandes distancias entre los pozos para poder alcanzar la miscibilidad.

Es muy importante, tratar de determinar las presiones de miscibilidad requeridas para cualquier proceso de desplazamiento miscible en pruebas de laboratorio y cuantificar si es económicamente factible alcanzar dicha presión en los diferentes métodos considerados.

## 5.8 APLICACIONES DE CAMPO

5.8.a CAMPO JAY/LEC.- El yacimiento Smackover del campo Jay/LEC, contenía inicialmente  $720 \times 10^6$  barriles de aceite a su descubrimiento en el año de 1970 y ha estado produciendo continuamente hasta la fecha. Este yacimiento carbonatado, localizado entre Florida y Alabama, ha producido bajo diversos mecanismos y, finalmente, se encontró que el mecanismo óptimo para producir este yacimiento es la inyección de nitrógeno; solo que debido a la baja saturación de aceite no se alcanzó la alta eficiencia de desplazamiento que generalmente se obtiene con este proceso.

Las propiedades principales de la roca y de los fluidos se enlistan en la tabla 5.3.

CAMPO JAY/LEC

YACIMIENTO SMACKOVER

PARAMETROS DEL YACIMIENTO

Tipo de roca	Carbonatos
Permeabilidad promedio, de núcleos	95.5 md.
Porosidad promedio	14%
Espesor neto	29 m.
Presión actual del yacimiento	7100 lb/pg <sup>2</sup>
Presión inicial del yacimiento	7920 lb/pg <sup>2</sup>
Temperatura inicial del yacimiento	285°F
Factor de volumen del aceite a P <sub>b</sub>	1.76
Relación gas disuelto inicial	322

Después de un periodo inicial de producción por agotamiento natural, se decidió llevar a cabo un proyecto de inyección de agua, para incrementar la recuperación de aceite en el año de 1974, estimándose una recuperación final por este proceso del 48% equivalentes al  $345 \times 10^6$  barriles de aceite dejando una gran cantidad de aceite residual ( $375 \times 10^6$  barriles de aceite)

Debido a esta alta saturación de aceite residual, se decidió realizar una prueba de campo como parte de una evaluación ingenieril, de inyección de agua y nitrógeno alternativamente, para determinar el efecto de un proceso terciario de gas miscible. También se realizaron experimentos de laboratorio con núcleos del campo Jay/LEC, en un intento para determinar la posibilidad de crear un desplazamiento miscible con el aceite del yacimiento.

Durante estas pruebas, se determinó que el aceite del yacimiento era miscible con el CO<sub>2</sub>, con el metano y con el nitrógeno a las condiciones -- de yacimiento. Dadas las características favorables del nitrógeno sobre los otros fluidos se seleccionó el nitrógeno para crear un desplazamiento miscible con el aceite del yacimiento a una presión de 3,700 lb/pg<sup>2</sup>. Para predecir su comportamiento en el yacimiento, se empleó un modelo matemático bidimensional con modificaciones para considerar un desplazamiento miscible.

La recuperación terciaria del aceite residual está programada mediante la inyección inicial de nitrógeno con un volumen equivalente al 20% del volumen poroso ocupado por hidrocarburos y una relación agua-gas equivalente a la unidad. Finalmente se inyectará solamente agua hasta llegar al límite económico.

La recuperación adicional por este proceso será del 6.5% del volumen inicial de aceite. El cual es muy bajo, pero es debido a la baja saturación de aceite. Esto significa que al alargarse el inicio del programa de inyección de nitrógeno se tendrán menores recuperaciones. Si bien resultó muy poco el incremento en la recuperación final de aceite, este proceso es aún -- atractivo económicamente.

5.8.b YACIMIENTO PAINTER.- El yacimiento Painter del campo Uinta -- Country, en Wyoming, fue descubierto en junio de 1977 e inmediatamente después de su descubrimiento se llevaron a cabo pruebas de laboratorio que condujeron a la selección del nitrógeno para mejorar la recuperación final de -- aceite, debido a la combinación de los siguientes factores.

- 1.- Alta densidad API del aceite
- 2.- Gran espesor de la formación
- 3.- Un casquete primario de gas

El yacimiento ha producido  $7 \times 10^6$  barriles de aceite de  $46^\circ\text{API}$ ,  $31 \times 10^9$  pies<sup>3</sup> de gas y  $1.1 \times 10^6$  barriles de agua hasta julio de 1981, en una -- trampa de alto relieve estructural (un anticlinal) que está formada principalmente por areniscas del Jurásico en una sección de 1,000 pies de espesor (tabla 5-4).

\* billones de pies cúbicos de gas.

TABLA 5-4

CAMPO UINTA COUNTRY  
YACIMIENTO PAINTER

PARAMETROS DEL YACIMIENTO

Porosidad	12.3%
Permeabilidad	7.1 md.
Saturación inicial de agua	32.4%
Relación de solubilidad a $P_i$	2,451 pies <sup>3</sup> /bls
Factor volumen inicial de aceite	2.242
Factor de volumen inicial del gas	0.672
Presión inicial, $P_i$	4,176 lb/pg <sup>2</sup>
Presión actual (VII-81)	4.060 lb/pg <sup>2</sup>



Temperatura en el contacto gas-aceite 164°F

Mecanismo primario de producción Expansión del casquete

Inmediatamente después de su descubrimiento, se llevaron a cabo estudios de desplazamiento en el laboratorio usando fluido del casquete y aceite del yacimiento, durante estas pruebas el 99% del condensado fue recuperado con una mezcla de nitrógeno gas del casquete a una presión de 4,180 --- lb/pg<sup>2</sup> y 174°F. En otra prueba de desplazamiento el 91% del aceite original se recuperó con un desplazamiento con nitrógeno a 4,280 lb/pg<sup>2</sup> y 174°F. --- Pruebas posteriores indicaron que los fluidos del yacimiento eran miscibles con el nitrógeno a presiones mayores de los 4,500 lb/pg<sup>2</sup>.

En la mayoría de este tipo de desplazamientos se requieren presiones entre 6,000-6,500 lb/pg<sup>2</sup>, para alcanzar la miscibilidad. Sin embargo, en el yacimiento Painter, debido al gran espesor del casquete de gas que contiene grandes cantidades de condensado y porque el aceite del yacimiento es altamente volátil, se espera obtener un gran beneficio de la inyección de N<sub>2</sub> - al casquete a una presión de 4,800 lb/pg<sup>2</sup> en la superficie y de 4,600 en el yacimiento.

Se estimó que solamente  $45 \times 10^6$  barriles de aceite se obtendrían -- por agotamiento primario, mientras que con un desplazamiento miscible con - N<sub>2</sub> se espera obtener  $113 \times 10^6$  barriles de aceite. El incremento en la producción en el año 2012 (Fig. 5-18) por agotamiento primario, se debe a la - producción del gas del casquete y por consiguiente del condensado.

Se espera que la mezcla de gas del casquete-nitrógeno sea miscible - en el yacimiento durante los 60 años de vida productiva del yacimiento. Tam

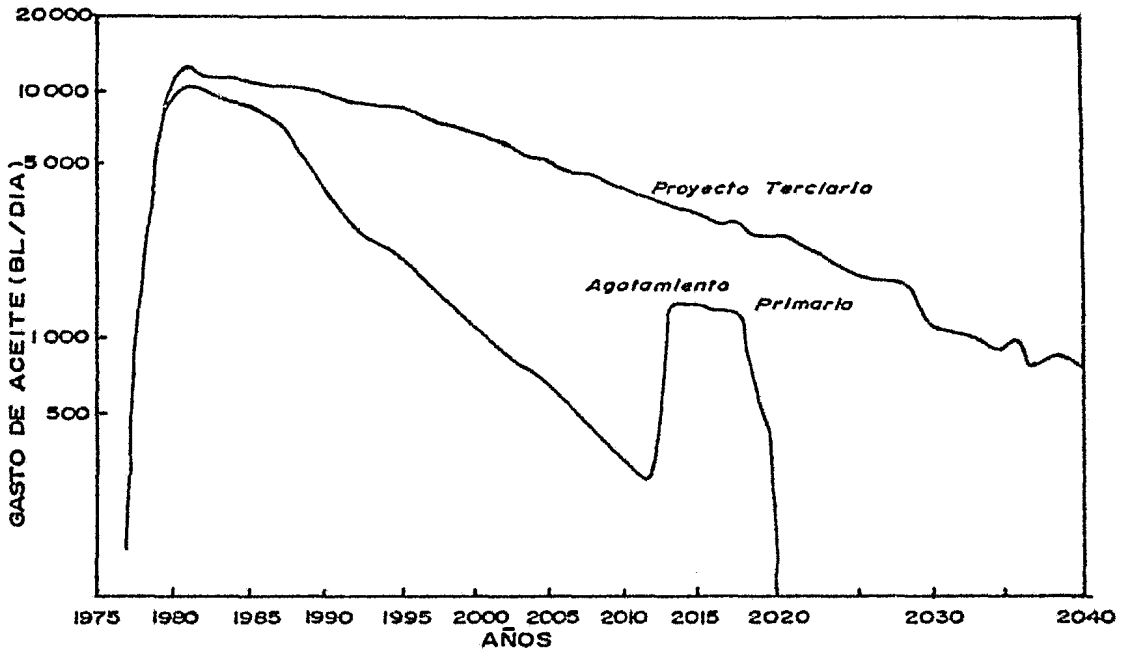


FIG. 5-18 GRAFICA DE RECUPERACION ESTIMADA PARA EL YACIMIENTO PAINTER.

bién se espera que la gravedad estabilice el avance del frente de  $N_2$  y resulte una alta eficiencia de barrido. Al mismo tiempo el agua producida se inyectará al acuífero para prevenir la migración del aceite dentro del acuífero y alcanzar la última recuperación al nivel predicho de 68% (Tabla 5-5)

TABLA 5-5

COMPARACION DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION PARA EL YACIMIENTO PAINTER.

	<u>RECUPERACION FINAL</u> ( $1 \times 10^6$ barriles)	<u>FACTOR DE REC.</u> (% del aceite inic)
Agotamiento Primario	45	27
Inyección de agua con inyección al casquete	88	53

Desplazamiento miscible con N <sub>2</sub> sin inyección de agua al acuí- fero.	97	59
Estimación del aceite inicial	168	
Estimación del gas inicial	644 x 10 <sup>9</sup> pies <sup>3</sup>	

La recuperación primaria se estimó de 45 x 10<sup>6</sup> barriles o del 27% -- del aceite inicial. También se consideraron otros métodos para incrementar la recuperación, pero ninguno ofreció la producción que el presente proyecto espera dar. Basados en estos estudios, se decidió que la mejor alternativa posible era la inyección de N<sub>2</sub> puro, para desplazar el aceite en forma miscible ayudado por efectos gravitacionales, con lo que se alcanzaría una recuperación final del 68%.

Actualmente más de 15 x 10<sup>6</sup> pies<sup>3</sup>/día de N<sub>2</sub> se están inyectando en la porción superior del gasquete de gas. Se puede aumentar la capacidad de la planta de gas N<sub>2</sub> a 44 x 10<sup>6</sup> pies<sup>3</sup>/día, lo que permite aumentar la venta de gas natural producido. En la Fig. 5-19 se muestra una predicción anticipada del programa de inyección de N<sub>2</sub>.

La parte superior de la Fig. 5-19 indica el casquete de gas y la zona asciurada representa la zona de aceite, la parte inferior representa al agua, los tramos acotados son los intervalos de los pozos, y la zona punteada en él nitrógeno inyectado. En condiciones iniciales el yacimiento Painter tenía casi 750 pies de espesor en el casquete de gas, luego una columna de aceite de 330 pies con un acuífero en la parte inferior, como se muestra en A. Después de 10 años de inyección de N<sub>2</sub> al casquete y de agua en el ---

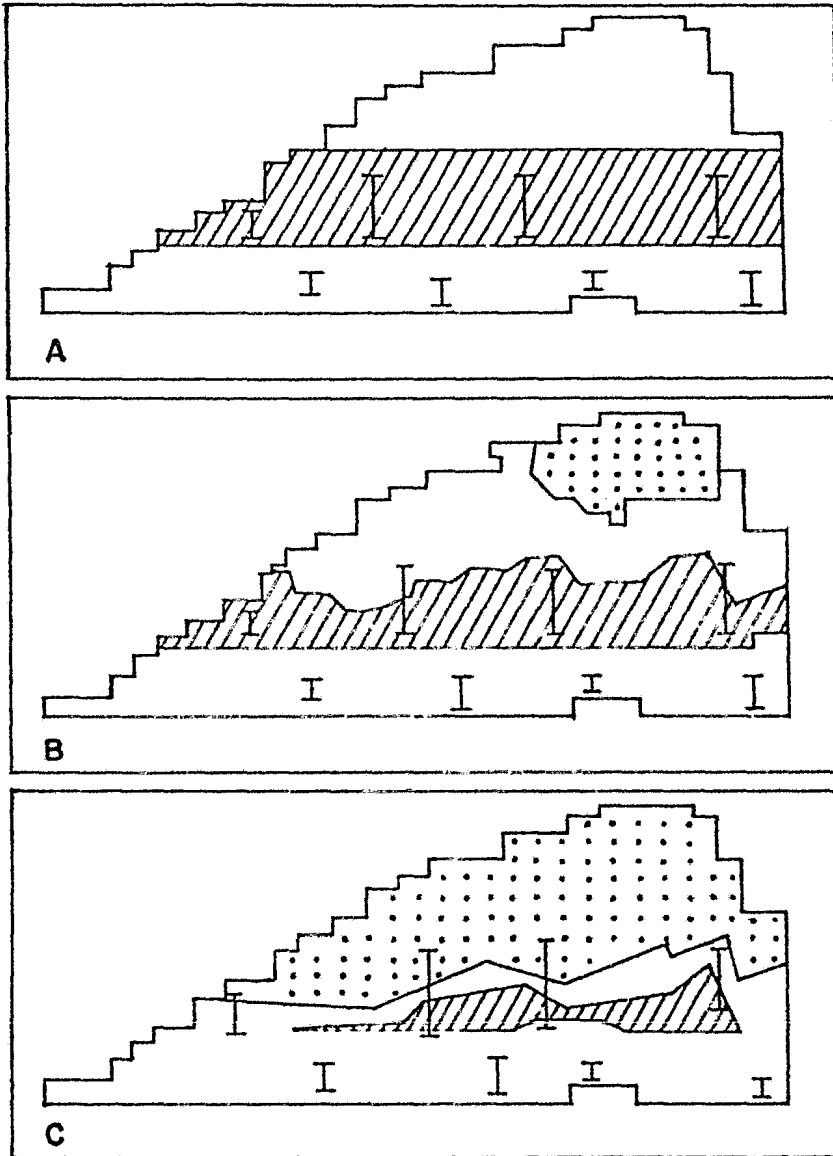


FIG. 5-19 COMPORTAMIENTO DEL PROGRAMA DE INYECCION

acuífero, el gas inerte ( $N_2$ ) se ha mezclado con el fluido del casquete y -- los fluidos del casquete con el aceite, como se muestra en B. Finalmente, -- después de 20 años de producción, figura C, la mayoría del aceite ha sido -- producido y el nitrógeno ocupa la mayor parte del área parcialmente ocupada

por el gas y la mayor parte del aceite residual se ha acumulado en el centro de la anterior zona de aceite.

5.8c CAMPO FORDOCHE.- Se encuentra localizado en Pt. Coupe Parish, Louisiana y fue descubierto en 1965. Se encontraron siete yacimientos entre las profundidades de 11,300 y 13,000 pies, con presiones de fondo iniciales que varían entre 8,372 y 11,018 lb/pg<sup>2</sup>, y temperaturas de fondo entre 226°F y 278°F. Dos de estos yacimientos son de condensación retrógrada y los otros cinco de aceite volátil y bajosaturados. Todos los yacimientos experimentaron rápidas declinaciones en la presión y en la productividad de sus pozos.

En abril de 1969 se desarrolló rápidamente un programa para el mantenimiento de la productividad de los pozos y para incrementar la recuperación final de aceite, gas, condensado y líquidos de la planta. Después de la evaluación de los programas de inyección de agua y de gas a alta presión, se seleccionó esta última para los tres mejores yacimientos, el Wilcox 8-A, el Wilcox 12-A y el Wilcox 5-A.

Inicialmente se compró el gas para inyectarlo a alta presión a estos yacimientos, junto con el gas que era producido por los pozos del campo; pero debido al incremento en el costo del gas natural y en la restricción del precio del aceite, la economía del proyecto dictó que éste debería cambiarse a un programa de mantenimiento parcial de presión, con lo cual se tendría una recuperación menor que la que se había planeado, o bien encontrar un sustituto que resulte económico y brinde resultados similares que aquellos proporcionados por el gas natural.

Este sustituto fue encontrado en el nitrógeno y se construyó una ---

planta de separación criogénica para extraerlo del aire. Mediante algunas --- pruebas de laboratorio se llegó a la conclusión de que un desplazamiento mis cible proporcionaría una alta eficiencia de desplazamiento (90%) en aceites- volátiles.

Comportamiento primario del yacimiento.- Todos los yacimientos del -- Campo Fordoche tenían altas presiones iniciales anormales y contenían hidro- carburos altamente volátiles. La única forma en la cual pudieron distinguir- se los yacimientos de aceite y de gas, fue mediante pruebas de laboratorio - con fluidos muy cercanos a su punto crítico. Las permeabilidades promedio pa- ra las arenas Wilcox son muy bajas (1-10 md). La historia de producción indi- ca un limitado empuje hidráulico para todas las arenas. El mecanismo predomi- nante es el de empuje por gas disuelto, ayudado por la expansión del casque- te y los efectos gravitacione]es.

La Tabla 5-6 enumera los datos básicos para los seis principales cuer- los de arenas bajo discusión. Hay que observar que todos los aceites del ya- cimiento tienen todas las características del aceite volátil; por ejemplo, - densidades de 44°API y mayores, relaciones de solución superiores a 1,000 -- pies<sup>3</sup>/bl y factores de volumen del aceite superiores a dos.

Algunos problemas muy serios se presentaron a principios de 1969, --- cuando la presión de fondo declinó rápidamente, ésto provocó un cambio adver- so en la productividad de los pozos. El número de pozos afectados (que produ- cían con gastos menores a aquellos legalmente permisibles) fue rápidamente - aumentado. En un periodo de un año, iniciando en julio de 1969, el número de pozos afectados se duplicó. Para mayo de 1970, con todas las 47 terminacio- nes en la columna de aceite estaban afectadas.

TABLA 5-6

DATOS BASICOS DEL YACIMIENTO

	YACIMIENTO O ARENA					
	Sparta	W-4	W-5	W-8	W-12	W-15
Tipo de yacimiento; V=Volátil	Aceite	Gas	Gas	Aceite V.	Aceite V.	Aceite V.
Prof. de la parte sup. de la arena, pies;	11,300	12,700	12,980	13,175	13,633	13,860
Presión inicial, lb/pulg <sup>2</sup>	8,372	9,442	10,118	10,598	10,800	11,018
Presión de burbujeo, lb/pul <sup>2</sup>	2449	9442	2,625	5,435	4,830	5,160
Temperatura °F	226	254	260	267	274	278
Fact. de Vol. Inicial, Bg	.52	0.52	0.58	0.51	0.51	0.63
Bo	1.30			2.14	2.34	2.55
Rs inicial, pies <sup>3</sup> /bl	530	9717	5810	2,423	2,662	3,102
Densidad específica del gas	0.62	0.66	0,55	0.67	0.695	0.70
Densidad del líquido, °API	39	45	46	44	45	47
Viscosidad del aceite, cp	0.83			0.126	0.126	
Espesor neto de la arena, pies	21	10	17	25	34	24
Porosidad, %	25	21	16	20	19	20
Saturación de agua, %	45	52	42	47	58	46
Permeabilidad, md.	180	38	2	8.6	4.6	10

La recuperación primaria de aceite, condensado, planta de líquidos y de-gas en los yacimientos de condensación retrógrada y de aceite volátil, en este-campo es muy baja; por ejemplo, la recuperación en los yacimientos de aceite --por agotamiento primario se predice con numerosos modelos y que son de alrede-dor del 26-36% del aceite inicial, la recuperación calculada de condensado, --

por agotamiento primario, fue del 9% del condensado inicial y del 25% en el separador.

Proyecto de inyección de gas a alta presión para el mantenimiento de la presión. Los estudios económicos utilizando los resultados de producción e inyección obtenidos de la combinación de dos modelos composicionales para la inyección de gas y de agua, se terminaron en julio de 1970. La inyección de gas resultó económicamente superior a la de agua, además que en la inyección de agua se tienen otros efectos desfavorables como:

- 1.- Las dificultades mecánicas para mantener grandes volúmenes de inyección de agua a muy alta presión.
- 2.- El agua afectaría adversamente la productividad de los pozos, y
- 3.- La eficiencia de desplazamiento es menor que la obtenible con la inyección de gas.

El reporte del proyecto, tanto ingenieril como económico se terminó en agosto de 1970 y se aprobó en septiembre para su aplicación en enero de 1971. La inyección de gas natural seco a altas presiones hará posible un desplazamiento miscible. También si se inyectara una mezcla de gas seco y nitrógeno se tendrá la misma eficiencia que la obtenida con la inyección de gas natural seco.

Los estudios de los modelos de simulación matemática de yacimientos, para la inyección de gas en yacimientos de aceite volátil, predijeron recuperaciones del 47 al 54% del aceite inicial. En yacimientos de condensación retrograda se predijeron recuperaciones del 30-46% del gas y condensado inicial.



les. En adición al incremento en la recuperación de gas y aceite, la recuperación de productos LPG en la planta de gasolinas se incrementará un 35%.

Selección del nitrógeno.- Se seleccionó el N<sub>2</sub> como sustituto del gas natural en base a el trabajo pionero hecho por Koch y Hutchinson en octubre-1957, sobre un desplazamiento miscible usando gas de combustión. Donde, --- ellos concluyeron que el gas de combustión (88% N<sub>2</sub>) puede ser un sustituto del gas natural sin sacrificar la miscibilidad. Posteriormente en el trabajo de laboratorio conducido por C.R. Mc Neese<sup>45</sup> en abril de 1963, pudo confirmar que; "cuando el gas invasor contiene nitrógeno y desplaza al aceite, tiene lugar una transferencia adicional de componentes". En este proceso, el nitrógeno en la fase gaseosa tratará de disolver al nitrógeno libre en el aceite y éste será reemplazado en parte por el metano extraído del aceite, al final, la zona de transición contendrá los mismos componentes que estuvieran presentes si el gas desplazante hubiera sido puro hidrocarburo.

En base también a estudios de laboratorio se determinó la inyección de una mezcla de gas natural y un 30% de nitrógeno, así esta mezcla tendrá que desplazar algo del gas seco previamente inyectado ( $46.7 \times 10^9$  pies<sup>3</sup>), también se observó que el N<sub>2</sub> no tendría efectos adversos en el proyecto de desplazamiento miscible para los yacimientos W-8A y W-12A o sobre el proyecto de inyección de gas en el W-5A. En octubre de 1978, se determinó que el N<sub>2</sub> sería un efectivo gas desplazante en estos yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado.

Finalmente, en la selección de la fuente de N<sub>2</sub>, se seleccionó el proceso de generación criogénica sobre el proceso de tratamiento catalítico del

gas de máquinas desgastadas, debido principalmente a la pureza del nitrógeno que se obtiene con el proceso criogénico, así como también a la facilidad de producir grandes volúmenes con este proceso.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Whorton, L. P. y Kieschnick, W. F., Jr.:  
"A Preliminary Report on Oil Recovery by High-Pressure Gas injection", -  
Drill and Prod. Prac. (1950) 247, 47.
  
- 2.- Koch, H. A.: Jr. y Hutchinson, C. A., Jr.:  
"Miscible Displacement of Reservoir Oil Using Flue Gas"  
Trans, AIME (1958) 213, 7-19
  
- 3.- Mc Neese, C. R.  
"The High Pressure and the Use of flue Gas"  
144vo. ACS Spring Meeting, Los Angeles, Marzo, 31-Abril 4, 1963
  
- 4.- Rushing, M. O., Thomasson, B.C. y Reynolds, B. y Crawford, P.B.:  
"High Pressure Air Injection",  
Pet Eng Int (Nov. 1976) 62
  
- 5.- Rushing, M. O., Thomasson, B.C., Reynolds, B. y Crawford, P.B.  
"Miscible Displacement with Nitrogen",  
Pet. Eng Int (N;v. 1977) 26
  
- 6.- Clark, N. J., Sherin, H.M., Schultz, W.P., Crons, K. Y Moore, J.L.:  
"Miscible Drive-It's theory and Application",  
J. Pet. Tech. (Junio, 1958) 11-23

- 7.- Benham, A.L., Dowdin, W.E. y Kunzman, W.J.:  
"Miscible Fluid-Displacement-Prediction of miscibility,  
Trans, AIME (1960) 219, 229-237
  
- 8.- Crosby, G.E.:  
"Is Miscible Flooding Dead?"  
Pet Eng (Abril, 1969) 53-55
  
- 9.- Sott, E.Z. y Read, D.L.:  
"A Study of Variables in Linear Miscible Displacement"  
SPE Regional Meeting, Pasadena, Calif (Octubre, 22-23, 1959)
  
- 10.- (Editorial)  
"Miscible Flood Capture 95 Percent of Grad In Place",  
Oil and Gas Jour. (Julio 26, 1965) 164-166
  
- 11.- Haberman, B.:  
"The Efficency of Miscible Displacement as a Function of Mobility Ratio",  
Trans, AIME (1960) 219, 265-272A.
  
- 12.- Worton, L.P. y W.F. Kieschnick, Jr.:  
"Oil Recovery by High Pressure Gas injection",,  
Oil and Gas J. (vol. 48) 78, Abril 6, 1950.
  
- 13.- Katz, D.L.:  
"Possibility of Cycling Deep Depleted Oil Reservoir after Compression to  
a Single Phase",  
Trans, AIME (195 ) 175, 1952.

- 14.- Griffith, B.L. y V.M. Hollrah:  
"Report on Field Trial of High Pressure Gas";  
Oil and Gas J. (Junio 30, 1952) 86.
  
- 15.- Slobod, R.L. y H.A. Koch, Jr.:  
"High Pressure Gas Injection-Mechanism of Oil Recovery Increase",  
Drill and Prod. Pract. API, 1953, p. 82
  
- 16.- Morse, R.A.:  
British Patent 696524, Sept. 2, 1953.
  
- 17.- Koch, H.A., Jr. y R.L.S.:  
"Miscible Slug Process."  
Trans, AIME (210) 48, 1957
  
- 18.- Hall, H.N. y T.M. Geffen:  
"A Laboratory Study of Solvent Flooding";  
Trans, AIME (210) 48, 1957
  
- 19.- Brown, G.G., D.L. Katz, G.G. Oyerfell y R.C. Alden:  
"Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons";  
N.G.A.A.
  
- 20.- Balckwell, R.J., R.D. Rayne y W.M. Terry:  
"Factors Influencing Efficiency of Miscible Displacement";  
Trans, AIME (216) 1, 1969

21.- Hardy L.L.:

"A Evaluation of Diffusion Effects in Miscible Liquid Displacement",  
TRans, AIME (216) 61, 1959

22.- Garder, G.H.F.:

"Equations of Motions for a Linear Miscible Displacement";  
Fall Metting AIME, 1957, Dallas Texas

23.- Lancey, J.W., A.L. Draper y G.G. Binder:

"Miscible Fluid Displacement in Porous Media",  
Trans, AIME (213) 76, 1958

24.- Von Rosenberg, D.V.

"Mechanism of Steady State Single Phase Fluid Displacement in Porous Media"  
J. Am. Chem. Soc., Vol. 2, p. 55, Marzo de 1956

25.- Everett, J.P., P.W. Gooch, Jr. y J.C. Calhoun; Jr.:

"Liquid-liquid Displacement in Porous Media as Affected by the Liquid --  
Liquid Viscosity Ratio and Liquid-Liquid Miscibility",  
Trans, AIME (189) 215, 1950

26.- Craig, F.F., Jr. y W.W. Owens:

"Miscible Slug Flooding-A Review";  
J. Pet. Tech. (Abril, 1961) 11

27.- Stone, H.L. y J.S. Crump:

"The Effect of Gas Composition upon Oil Recovery by Gas Drive"  
Trans, AIME (207) 105, 1956

- 28.- Kehn, D.M., G.T. Pyndies y H.M. Gaskell:  
"Laboratory Evaluation of Prespective Enriched Gas Drive Projects";  
Trans, AIME (213) 96, 1958
- 29.- Grack, N.J., W.P. Schultz y H.M. Shearin:  
New Inject Method Affords Total Oil Recovery",  
Pet Eng. (Octubre, 1966) B-45
- 30.- Smith, C.R.:  
Mechanism of Secondary Recovery",  
Rumhold, New York (1966)
- 31.- Welge, H.J., Johnson, E.F., Ewing, S.P. y Brinkman, F.A.:  
"The Linear Desplacement of Oil from Porous Media by Enriched Gas",  
J. Pet. Tech. (Agosto, 1971) 707-796
- 32.- Arnold, C.W., Stone, H.L. y Luffel, D.L.:  
"Displacement of Oil by Rich-Gas Bancks"  
Trans, AIME (219) 305-312, 1960
- 33.- Marrs, Doyle G.:  
"Fields Results of Miscible-Displacement Program Using Liquid Propane --  
Drive by Gas, Parks Field Unit, Midland Country, Texas",  
J. Pet. Tech. (Abril, 1961) 327-332.
- 34.- Chambers, Floyd T.:  
"Tertiary Oil Recovery Combination Water-Gas Miscible Flood Hibberd Pool"  
Prod. Monthly (Ener-, 1968)

35.- Ahmed, T.M. y H. Chirchlow

"Preliminary Experimental Results of High Pressure N<sub>2</sub> Injection 56vo. --  
Fall Meeting, AIME, San Antonio, Texas, Octubre 5-7, 1981.

36.- Zadkenitch, D. y Juffe, J.:

"Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibrium with the Redlich  
Kwong Equation of State",  
AICHE J. (1970), Vol. 16, pp. 1197-1203.

37.- Soave, G.:

"Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State",  
Chem. Eng. Soc., (1977), Vol. 27, pp. 1197-1203.

38.- Peng, D.V. y Robinson, D.B.:

"A New Two-Constant Equation of State",  
Ind. Eng. Chem. Fundam., (1976), Vol. 15, pp. 59-64.

39.- Kazemi, H., Vestal, C.R. y Shank, G.P.:

"An Efficient Multicomponent Numerical Simulator",  
Soc. Pet. Eng. J. (1978), Vol. 1-, pp. 355-368

40.- Nghiem, L.X. y Aziz, K.:

"A Robust Iterative Method for flash Calculations Using the Soave- -----  
Redlich-Kwong or the Peng-Robinson Equation of State",  
Anual Fall Meeting de SPE-AIME, Las Vegas, Nevada, Sept. 23-26, 1979

41.- Meijerink, J.A. y van der Vost, H.A.:

"A Iterative Solution Method for Linear Systems of which the Coefficient



Matrix is a Symmetric M-Matrix",  
Math. Comp., (1977), Vol. 31, pp. 148-162

42.- Aziz, K. y Seltari, A.:

"Petroleum Reservoir Simulation",  
Apptud Science Publishers, Londres (1979)

43.- Red, R.L. y Prants nitz, J.M. y Serwood, T.K.:

"The Propieties of Gas and Liquids",  
3ra. Edición, Mc Graw-Hill, New York (1977)

44.- Rushing, M.D., B.L. Thomasson, B. Reynolds y P.B. Crawford

"Nitrogen May Be Used for Miscible Displacement in Oil Reservoirs",  
J. Pet. Tech. (Diciembre, 1978) 1715-1716

45.- McNeese, C.R.:

"The High Pressure Gas Process and the Use of flue Gas",  
Spring Meeting ACS, Los Angeles, Marzo 31-Abril 4, 1963

46.- Clancy, J.P., R.E. G-|christ y D.E. Kroli:

"Nitrogen for the Enhaced Recovery of Oil and Gas"  
51vo Annual SPE, California Regional Meeting, Bakersfield, Marzo 25-27,  
1981.

47.- Moses, P.L. y Wilson, K.:

"Phase Equilibrium Considerations in Utilizing Nitrogen for Improved ---  
Recovery from Retrograde Reservoirs",  
53 Annual SPE of AIME Fall Conference, Preprint No. 7493, (Octubre,1978)  
8 p.p.

CAPITULO VI

## CAPITULO VI

## 6.1 PARAMETROS ECONOMICOS BASICOS

La aplicación de cualquier proyecto ingenieril, deberá estar respaldada por un análisis económico, que permita asegurar la rentabilidad del proyecto-bajo consideración, efectuando una evaluación detallada de las erogaciones y-beneficios que se programen. Debido a las variaciones de los componentes de -costo y de precios, se tomaron los datos disponibles más recientes para tener una idea del orden de los costos actuales, tabla 6-1<sup>2</sup>.

TABLA 6-1<sup>2</sup>

## FACTORES ECONOMICOS

INVERSION DE CAPITALM I L E S   D E   D O L A R E S

CONCEPTO	PRESION DE AGOTAMIENTO	INYECCION DE GAS RESIDUAL	INYECCION DE NITROGENO
Pozo productor	1,350	900	900
Pozo inyector	-0-	450	450
Planta LPG (de 33 x 10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> )	360	360	360
Planta de reinyección de N <sub>2</sub> (44x10 <sup>6</sup> pies <sup>3</sup> )	-0-	-0-	190
Compresores para la generación de N <sub>2</sub>	10	10	10
Compresores para la inyección	-0-	117-137	-
	<hr/>	<hr/>	<hr/>
TOTAL:---	1,720	1,857	1,910

COSTOS DE OPERACION

Pozos productores-\$/año/pozo	13,000
Pozos inyectores -\$año/pozo	13,000.

Planta LPG -\$/año	720,000
Planta de reinyección de N <sub>2</sub> - \$/año	42,600
Compresores para aumentar la presión \$/año	42,000
Compresores para la inyección \$/año	457 y 533,000
Compresores para aumentar la presión para la línea de ventas \$/10 <sup>3</sup> -pies <sup>3</sup>	
sin reinyección de N <sub>2</sub>	0.004
con reinyección de N <sub>2</sub>	0.08
Compra de N <sub>2</sub> - \$/10 <sup>3</sup> -pies <sup>3</sup>	0.450-0.512
Compra de gas- \$/10 <sup>3</sup> -pies <sup>3</sup>	1.75

PRECIOS Y REGALIAS

Venta de gas \$/10 <sup>3</sup> pies <sup>3</sup>	1.75
Condensado y C <sub>5</sub> + - \$/bl	13.00
C <sub>3</sub> y C <sub>4</sub> - \$/bl.	8.50
Regalías-Porciento	16.70

Ahora bien, si se desea generar también el nitrógeno, se deberán tomar en cuenta las erogaciones que tendrán efecto en el procesamiento del nitrógeno, tabla 6-2, para un proyecto en los Estados Unidos.

TABLA 6-2

COSTOS TIPICOS PARA LA GENERACION DEL NITROGENO

CONCEPTO	PARAMETROS ECONOMICOS PORCENTAJE
Compresión del aire	10
Compresor de nitrógeno a 2500 Pb/pg <sup>2</sup>	16

Equipo para el procesamiento de enfriado	5
Equipo para el proceso de intercambio de calor	20
Aditamentos	5
Armado	2
Misceláneos	4
	<hr/>
SUBTOTAL:---	62
Ingeniería	9
Construcciones	25
Colocación	4
	<hr/>
SUBTOTAL:---	38

---

Para la explotación óptima de un yacimiento es conveniente evaluar diferentes alternativas de producción y compararlas conforme a los lineamientos técnicos en procesos RM, políticos, económicos, etc. Es obvio que el factor principal en este caso es el de la rentabilidad económica del proyecto y que finalmente, con este criterio se podrá decidir cuál método deberá ser empleado.

Como se ha indicado previamente, el nitrógeno es un sustituto del gas natural como fluido desplazante, que tiene las mismas ventajas del gas natural y es más económico.

Las principales ventajas que se tienen con la inyección de nitrógeno sobre las demás alternativas de explotación son:

- 1.- La recuperación adicional de hidrocarburos (+60%)
- 2.- El precio elevado de los hidrocarburos ( \$30.00/b1)
- 3.- El bajo precio para la generación de nitrógeno (en plantas criogénicas \$1.36/10<sup>3</sup>pies<sup>3</sup>), etc.

Existen sin embargo, otros factores que también deberán tomarse en -- cuenta para la evaluación económica de un proyecto de recuperación mejorada.

6.2 FACTORES QUE AFECTAN EL COSTO DEL NITROGENO.- Los principales factores que intervienen directamente en el costo del nitrógeno en un proyecto de recuperación mejorada, que deberán tomarse en cuenta durante la evaluación económica del proyecto son:

- 1.- El componente que ha tenido mayor efecto en el costo del nitrógeno, generalmente lo es el costo de la energía necesaria para producir y comprimir el nitrógeno. Los compresores de aire para los generadores de nitrógeno se pueden operar con motores eléctricos, Fig. 6-1, turbinas de gas o bien por motores de gas o diesel.

Los grandes generadores de nitrógeno, que se usan generalmente en aplicaciones de procesos de RM, requieren de aproximadamente 15--15.5 (BHP-Hr)/10<sup>3</sup>pies<sup>3</sup> de N<sub>2</sub>, a una presión de 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. En la Fig. 6-2 se muestran los principales componentes del costo del nitrógeno (en dólares) usado en la evaluación.

- 2.- La naturaleza especializada del equipo de separación criogénica del aire resulta en un factor substancial en la economía del proyecto. Las Figs. 6-3 y 6-4 muestran la importancia del tamaño de-

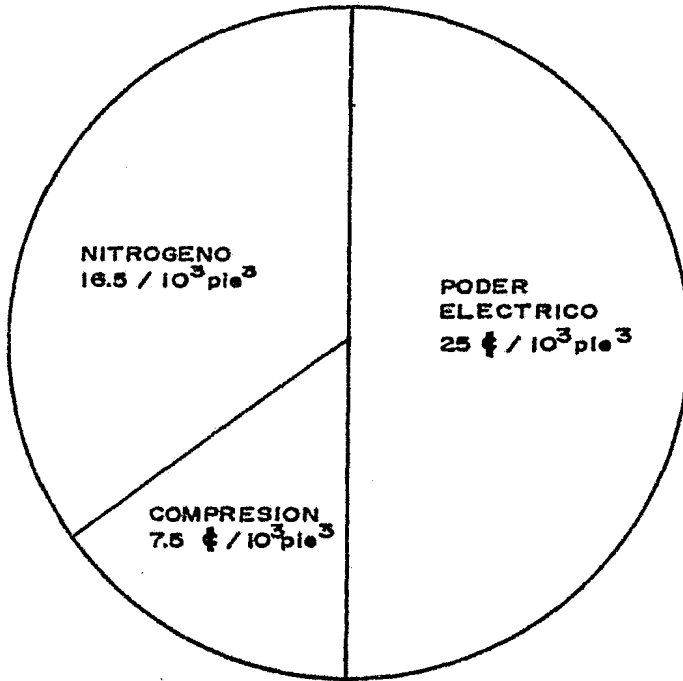


FIG. 6-2 COMPONENTES TÍPICOS DEL COSTO DEL N<sub>2</sub> (GENERACION)

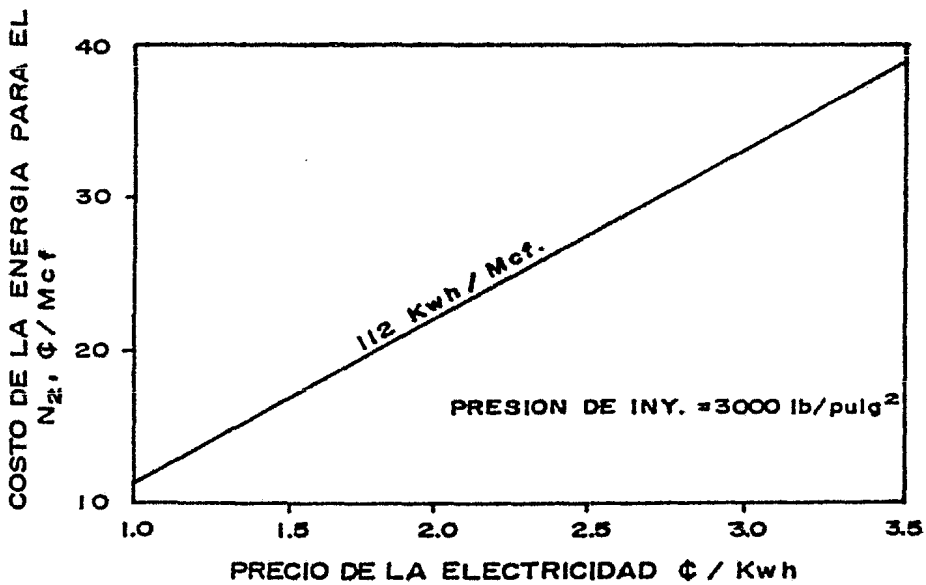


FIG. 6-1 GENERACION DEL N<sub>2</sub> CONTRA COSTOS DE ENERGIA

la planta en el costo del nitrógeno. Si se usa la Fig. 6-3 para determinar el costo aproximado del nitrógeno, se debe observar - que el costo de energía para la generación del  $N_2$  se deberá añadir a este costo para una completa evaluación del costo total

- 3.- La localización de la planta también afecta los costos del nitrógeno debido principalmente a la accesibilidad para el traslado y erección de la planta, al pago del personal de mantenimiento y de operación, y finalmente al equipo de protección para climas extremos. El consumo específico de energía también variará de -- acuerdo con la altitud.
- 4.- En la Fig. 6-3 se muestran los costos aproximados del nitrógeno a la baja presión y a 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. Se puede observar que dependiendo del volumen inyectado y de la presión de inyección, el --

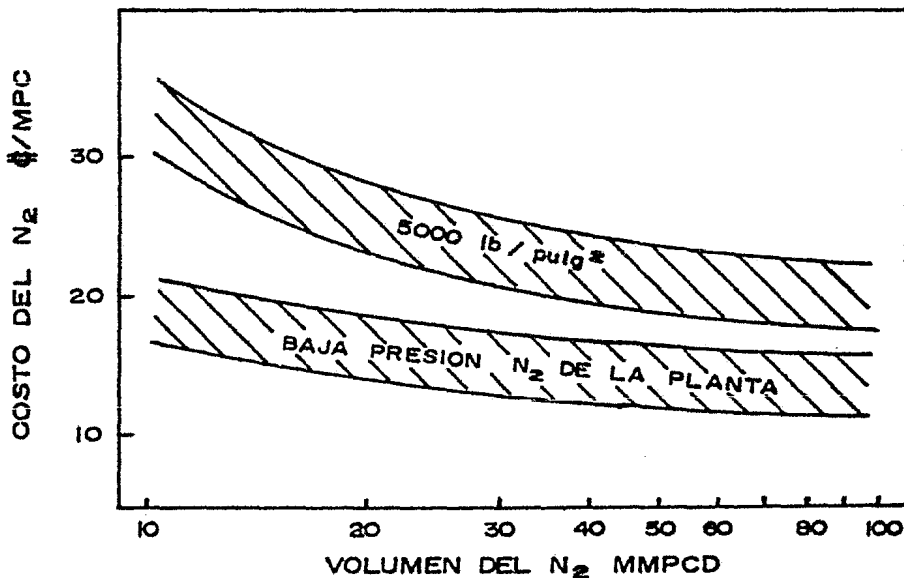


FIG. 6-3 COSTOS DEL N<sub>2</sub>



costo de generación de nitrógeno será inversamente proporcional - al volumen inyectado y directamente proporcional a la presión de inyección. También, dependiendo de estos factores el costo del nitrógeno puede variar entre el 25-50% del precio del gas natural.- Al usar la Fig. 6-3, se debe tomar en cuenta que:

- a) La energía no se incluye en las curvas de los costos.
- b) La pureza del N<sub>2</sub> es de 99.999% y todo el vapor de agua se remueve, y
- c) Fecha de costos bases-October de 1981.

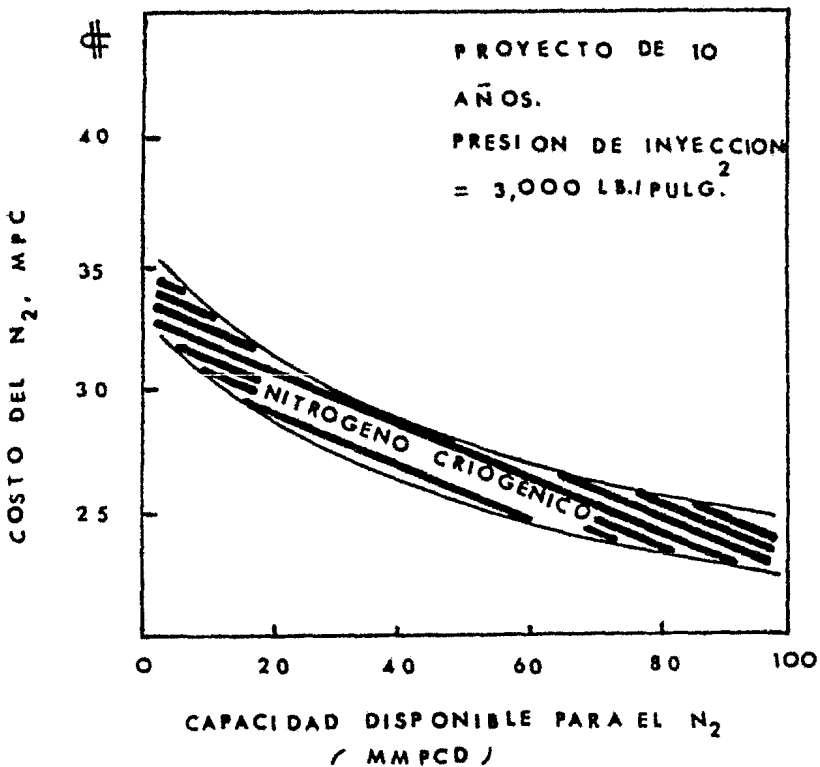


FIG. 6-4 GENERACION DE NITROGENO CONTRA GASTOS

El efecto de estos parámetros es muy variado y para cada localización se deberá analizar cuidadosamente.

5.- Tomando en cuenta las propiedades del nitrógeno, se puede asegurar:

- a) Dado que el  $N_2$  es menos soluble en el agua de formación que el gas de combustión o que el  $CO_2$ , se requiere menor volumen de nitrógeno para desplazar la misma cantidad de aceite y, por consecuencia, disminuirán los costos de energía.
- b) Con la naturaleza no corrosiva del nitrógeno puro, se reducen los costos de mantenimiento y de operación, así como las inversiones de equipo superficial.
- c) Como la densidad del nitrógeno es mucho menor que la del agua, cuando éste llega a surgir en los pozos productores se aligera la columna de aceite fluyendo más rápidamente. Debido a la movilidad del nitrógeno se requerirán menos pozos inyectoros que aquellos requeridos en proyectos de inyección de agua para barrer un área determinada.

6.- Cuando el  $N_2$  ya es producido junto con el gas natural, será importante considerar el procesamiento de dicho gas para removerlo y determinar si es conveniente la reinyección del gas producido.

7.- Finalmente, es muy importante realizar lo más pronto posible la aplicación de procesos de recuperación mejorada, que será más eficiente el mecanismo de recuperación y los costos de operación y de mantenimiento serán menores, debido principalmente a que se tendrá una menor vida de operación.

### 6.3 FACTORES QUE AFECTAN EL COSTO DE REINYECCION DE NITROGENO

El costo de las plantas de reinyección de  $N_2$ , es susceptible de hacer aún más económico los procesos de inyección de nitrógeno, Fig. 6-5.

La composición de la alimentación de gas, también tiene un pronunciado efecto sobre el costo de reinyección del nitrógeno. Debido a las bajas -- temperaturas criogénicas involucradas, solamente una pequeña cantidad de ácido sulfúrico, dióxido de carbono, agua y de hidrocarburos pesados se puede tolerar dentro de la caja fría del equipo de separación. Entonces las cantidades existentes en el gas pueden afectar el nivel tolerable de esos componentes, por lo que el sistema de pretratamiento variará en diseño de un caso a otro.

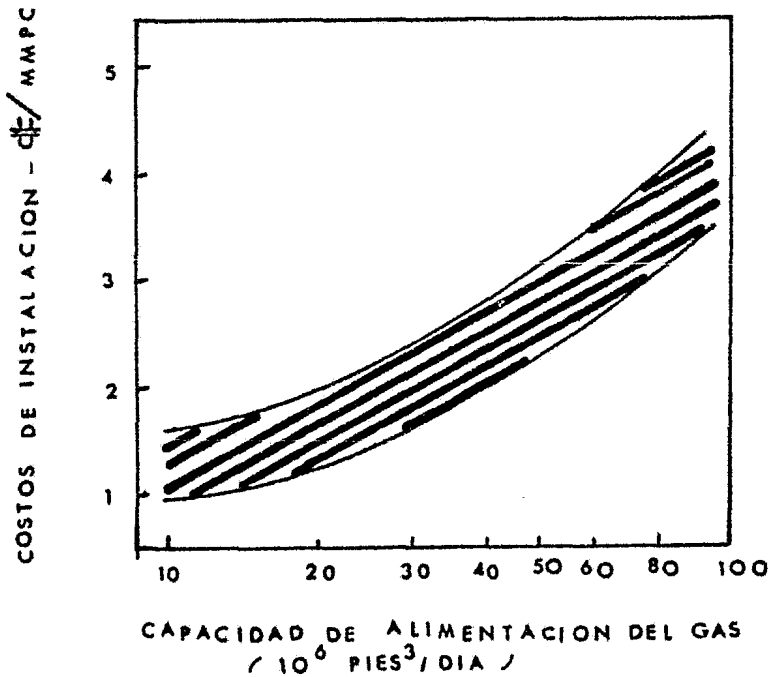


FIG. 6-5 COSTOS DE REINYECCION DEL  $N_2$

Otro factor que afecta el costo de reinyección del  $N_2$  es la presión de alimentación del gas. La separación es más eficiente si se efectúa a una presión de alimentación de 500 lb/pg<sup>2</sup>; sin embargo, se deberá analizar para cualquier otra presión de alimentación disponible. Por ejemplo, si la alimentación del gas se hace a una alta presión, se puede implantar un método para utilizar la energía adicional disponible, para incrementar la presión del producto destinado a la distribución y venta. De otra manera, si se dispone una presión de alimentación baja, se deberán considerar otros ciclos del proceso, antes de tomar una decisión final.

La presión requerida para la venta de gas también afectará los costos de separación. En la mayoría de los casos se determinará esta presión en base a una revisión a la existencia o a la planeación de contratos de gasoductos; sin embargo, en aquellos casos donde se desee reinyectar el  $N_2$  recuperado de la planta de separación, el costo del sistema total deberá incluir el costo de compresión del gas comercial y el de la recompresión del  $N_2$ , lo cual se deberá analizar sobre la vida del proyecto con el objeto de que sean minimizados los costos.

La reinyección de  $N_2$ , puede ser más eficiente cuando se permite que - aproximadamente el 3% del  $N_2$  permanezca en la corriente del gas comercial. Sin embargo, pueden existir diferentes alternativas que harán que el proyecto de reinyección tenga una mayor flexibilidad, las cuales se deberán estudiar con cuidado para decidir cuál alternativa es más conveniente.

El factor final que influenciará el costo de reinyección de nitrógeno es el costo de la energía. Entonces, el requerimiento total de potencia para

la reinyección de nitrógeno, dependerá de todos los factores anteriormente mencionados, aunque no es posible hacer una cuantificación general de la potencia total requerida en la reinyección de  $N_2$ , debido a la variedad de parámetros que influyen. Finalmente, se menciona el uso primario de la energía, en la:

- a) Precompresión del producto (si es necesario).
- b) Energía requerida para el pretratamiento (también en la amina y en la malla de regeneración molar).
- c) Necesidad de energía para el bombeo del metano, y
- d) Energía requerida para la compresión del gas comercial a la presión del gasoducto.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Benham, A.L., Dowden, W.E. y Kuzman, W.J.:  
"Miscible Fluid-Displacement-Predictione of Miscibility"  
Trans. AIME (1960) 219, 229-237.
  
- 2.- C.W. Donohoe y R.D. Buchanan, Jr.  
"Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate  
Reservoir with Nitrogen",  
SPE 7494

**CAPITULO VII**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las potenciales aplicaciones del nitrógeno para aumentar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado, así como en yacimientos de aceite volátil o semivolátil, con características favorables a la segregación, han sido descritas durante el desarrollo de esta tesis.

A nivel mundial, existen a la fecha seis proyectos de inyección de nitrógeno; se tienen programados otros ocho proyectos para fines de 1982. En la mayor parte de estos procesos, el nitrógeno se emplea como un sustituto del gas natural, aunque también lo es del dióxido de carbono, vapor de combustión aire, etc. Sin embargo, también se puede considerar la inyección de nitrógeno como un sustituto de la inyección de agua en los yacimientos de aceite volátil, debido a que con este proceso se obtendrán recuperaciones mayores, como se puede observar en la Tabla 7-1, en la cual se muestran las recuperaciones obtenidas con inyección de agua, gas y de nitrógeno, además que con el uso de este proceso (Inyección de N<sub>2</sub>) se requieren menos pozos inyectoros, no se requieren sistemas artificiales al rompimiento, no se tienen problemas de corrosión, carbonatación y desemmulsificación.

TABLA 7-1

COMPARACION EN LAS RECUPERACIONES OBTENIDAS

YACIMIENTO	RECUPERACION POR			K(md)	U(cp)	Bob	PRESION DE INYECCION (lb/pg <sup>2</sup> )
	INY.DE AGUA	INY.DE GAS O N <sub>2</sub>					
1.- Hawkins (Woodbine) Arena	42-50%	87-90% (Gas)		2,300	3.7	6° 1.22	2,000
2.- Intistar"D" Caliza	40%	80%		87	0.46	90° 1.35	4,000



3.- Fairway Caliza	37%	50%	32	-	0°	-	4,800
		(Gas-Agua)					
4.- Ante Creek Caliza	40-50%	62%	93	0.14	0°	2.16	4,000
		(Gas-Agua)					
5.- Raleigh Arena	32-40%	75.5	34	0.093	0°	1.84	5,500
		(Gas)					
6.- Pickton Caliza	47%	73.5%	-	-	1°	2.40	3,300
		(Gas-Agua)					
7.- Ellenburger Dolomía	26%	+40%	250	0.20	3-6°	2.03	3,500
		(Gas)					
8.- Fordoche "W-5" Arena	19-15%	30-46%	1	-	-	-	8,000
9.- Fordoche "W-8" Arena	30%	44-51%	8.6	0.126	-	2.14	8,000
10.- Fordoche "W-12" Arena	29%	45-54%	4.6	0.126	-	2.34	8,000
11.- Painter Arenisca	53.4%	68%	7.1	-	90°	2.24	4,800
		(Agua-Gas)(Nitrógeno)					

La principal fuente de nitrógeno es el aire. La separación criogénica del aire y el gas de combustión (generación de gas inerte), son los procesos primarios en la generación del nitrógeno, 12 utilizan o utilizarán la separación criogénica del aire para la generación de nitrógeno. El nitrógeno se utiliza como sustituto del gas natural y de los demás posibles sustitutos (CO<sub>2</sub> aire, gas de combustión, etc.), debido a que el nitrógeno:

a) Puro (99.999%), es inerte y no es tóxico.

b) Tiene una densidad menor que la del dióxido de carbono, lo que favorece los efectos de la segregación gravitacional.

- c) Se puede obtener fácilmente y en cualquier localización.
- d) Es mejor en el mantenimiento de presión, debido a que es menos soluble en el agua de la formación, por lo que se requiere un menor volumen de inyección.
- e) Tiene un factor de volumen favorable (ocupa en el yacimiento un mayor volumen que el gas natural), por lo que se requiere también un menor volumen de inyección.
- f) Es más económico que el gas natural (25-50% de su costo) y que el dióxido de carbono (aproximadamente 1/6 del costo del CO<sub>2</sub>).
- g) No causa problemas de corrosión.
- h) Tiene propiedades similares a las del gas natural, por lo que actúan en forma similar.
- i) Bajo ciertas condiciones (aceite volátil, alta temperatura y presión) puede desplazar el aceite del yacimiento en forma miscible, con lo que se incrementa substancialmente la recuperación de hidrocarburos (50-70%).
- j) También bajo dichas condiciones, se tendrán mayores recuperaciones por inyección de nitrógeno que por inyección de agua.
- k) En un proyecto favorable de inyección, se aumentará la recuperación de hidrocarburos y disminuyen los costos de operación, al disminuir la vida productiva de explotación.

En el diseño de un proyecto de inyección de nitrógeno se puede seleccionar la compra del N<sub>2</sub> mediante contrato o bien la compra del equipo de separación y la contratación del personal para operarlo. El abastecimiento, la seguridad, el valor presente de la mano de obra, de los materiales, del contrato de compra ( $\$/10^3\text{pies}^3$ ), los costos de energía, la inversión de capital y -

la disponibilidad de personal calificado, serán los principales parámetros en la selección entre dichas opciones.

Durante la vida del proyecto de inyección, se verá la posibilidad de separar el nitrógeno de la corriente de gas producida y volverlo a inyectar al yacimiento, una vez que éste alcance los pozos productores. La tecnología actual cuenta con el equipo necesario para la separación de la mezcla gas-metano, así como en la recuperación de NGL con un alto grado de eficiencia. Además que al aplicar este proceso se disminuye el costo del nitrógeno.

Es importante señalar que algunos de los yacimientos más importantes de México, tienen sistemas roca-fluidos con propiedades más favorables en la aplicación de un proceso de recuperación mejorada con nitrógeno, que aquellos yacimientos en los cuales actualmente se ha aplicado este proceso, con lo cual se han obtenido altas recuperaciones finales (del 54-83% del aceite inicial).

Durante el desarrollo de un desplazamiento miscible con nitrógeno se eliminó la tensión interfacial, por lo que se logra recuperar un mayor volumen de aceite. En el diseño de este proceso es necesario efectuar algunos estudios de laboratorio, seguidos por una prueba piloto de campo para asegurar el éxito del proceso.

Algunos de los principales parámetros del yacimiento involucrados en el diseño de un desplazamiento miscible de hidrocarburos con nitrógeno, son:

a) La profundidad y espesor del yacimiento.

- b) La temperatura y presión del yacimiento.
- c) La viscosidad del aceite.
- d) La permeabilidad y echado de la formación.
- e) La densidad del aceite y relación gas-aceite.

También, tanto en los estudios de laboratorio como en la prueba de -- campo, se deberán tomar datos suficientes para poder calcular el tamaño óptimo de bache (si es necesario), el gasto de inyección según el proceso empleado, la eficiencia de desplazamiento y una estimación de la recuperación final

La obtención de miscibilidad de un proceso de desplazamiento por bache enriquecido, se ve favorecida por:

- a) Altas presiones.
- b) Bajas temperaturas.
- c) Fluidos ligeros del yacimiento
- d) Fluidos desplazantes con alto contenido de componentes intermedios

Si se decide emplear este tipo de desplazamiento, se requerirá una -- presión relativamente baja (de 2000-3000 lb/pg<sup>2</sup>), para obtener un eficiente -- desplazamiento. Se debe tener un gran cuidado en la selección del tamaño del bache, tomándose en cuenta la litología del yacimiento. De los procesos de -- desplazamiento miscible, el proceso de desplazamiento por bache miscible es -- el que proporciona mejores resultados, en los yacimientos que previamente ha sido aplicada la inyección de agua; es decir que tienen baja saturación de -- aceite residual.

Ahora bien, el proceso de desplazamiento miscible por inyección de  $N_2$  a alta presión, también incrementará la recuperación en dichos yacimientos;-- sin embargo, ésta recuperación será menor que si este proceso se hubiere --- aplicado inicialmente; también serían menores los gastos de operación.

Por consiguiente, se puede afirmar que el tiempo de inicio del proyec to de inyección de nitrógeno, tiene un marcado efecto en el aspecto económico y mientras más pronto se aplique un proceso de recuperación mejorada, éste se rá más eficiente y por lo cual será mayor su recuperación. Cuando se pospone el inicio de este proyecto, se incrementan los costos de operación al prolongar la vida productiva del campo y se obtendrá una menor recuperación final.- Por lo anterior se propone iniciar este tipo de proyectos en cuanto se consi ga la información necesaria para fundamentar su aplicación.

La relación de solución gas-aceite ( $R_s$ ) es un factor muy importante - en un proceso de desplazamiento miscible, debido a que ésta relación favorece este desplazamiento, al requerirse una menor presión de inyección o bien una menor cantidad de componentes intermedios en el bache del fluido desplazante. También es importante en cualquier proceso de RM tener en cuenta las demás -- propiedades del sistema roca-fluidos, así como la geometría y litología del yacimiento.

Generalmente cuando se incrementa la presión de inyección, se incre - menta la recuperación final, lo que es cierto hasta presiones ligeramente ma yores a aquellas necesarias para alcanzar un desplazamiento miscible; por lo cual es necesario efectuar algunas pruebas de desplazamiento en el laborato - rio a fin de determinar la presión mínima para alcanzar la miscibilidad, con lo que se logrará el mejor rendimiento económico del proyecto.

Las pruebas de laboratorio, así como las de campo deberán conducirse también a fin de determinar la longitud necesaria para lograr un desplazamiento miscible y la posible influencia del arreglo de pozos. Finalmente, esta tesis propone el uso del N<sub>2</sub> puro, seco y criogénico en procesos de recuperación mejorada (RM), para yacimientos de gas y condensado, aceite volátil y semivolátil, con características favorables a la segregación, como un buen sustituto del gas natural, a fin de alcanzar una alta recuperación, con un alto rendimiento económico, utilizando la técnica adecuada.

A P E N D I C E

## APENDICE A

### RECOLECCION DE DATOS

#### 1.- DATOS GENERALES

- a) Nombre y título del investigador que propone el proyecto.
- b) Fecha en que el reporte fue iniciado.
- c) Nombre del campo.
- d) Localización del campo.
- e) Mapa del campo.
- f) Origen de toda la información inicial.
- g) Posible orígenes de la información adicional
- h) Area del campo, en  $m^2$ , por cada horizonte productivo
- i) Un mapa del campo, individual para cada horizonte productivo, mostrando la localización de los pozos perforados, pozos abandonados debido a baja producción o invadidos de agua, pozos productores de aceite, pozos productores de gas, pozos secos.
- j) Fecha de descubrimiento de cada horizonte productivo.

#### 1.b PRACTICA DE DESARROLLO PRIMARIO EN CAMPOS

- a) Perforación: herramienta de cable o rotatoria, tiempo de perforación, costo de la perforación, diámetro del agujero perforado y tipo de aparejo usado, dificultades especiales encontradas en la perforación.



- b) Espaciamiento promedio de pozos.
  - c) Registro completo de TRs: medidas usadas, porcentaje de las -- cantidades usadas, cantidad promedio desechada, cantidad promedio dejada en los pozos y condición presente.
- NOTA:- Edad y condición de tubería corregida.
- d) Prácticas de cementación.
  - e) Uso de cargas en la terminación de pozos: Cantidad y tipo de - cargas empleadas (chorro o desintegrable), tramo disparado con respecto al fondo y a la parte superior del yacimiento, tamaño de la pistola usada y tiempo promedio para su limpieza, tipo - de arreglo de disparos, número de pozos disparados y resulta - dos generales de estas prácticas.
  - f) Tratamientos con ácido en la terminación de pozos: cantidad y - tipo de ácido usado, método de desplazamiento, método para re - mover el ácido gastado, número de pozos estimulados conocido - y resultados generales.
  - g) Pistolas de perforación de TRs. Número promedio de disparos, - densidad, tramo generalmente perforado, comparación de las pro - ducciones iniciales de pozos terminados, tanto en agujero ade - mado (con perforaciones) como en agujero descubierto.
  - h) Cantidad y tamaño de tubería de explotación usada.
  - i) Tuberías cortas ("Liners") y protectores empleados.

i) Tipo de empacador.

#### 1.c GEOLOGIA DEL PETROLEO

a) Todos los registros disponibles, incluyendo eléctricos, radio-activos de temperatura, sónico y otros tipos de registros toma dos. Comentarios o notas disponibles de los registros.

b) Estratigrafía: Registros típicos de pozos y localización de po zos de los cuales fueron obtenidos, elevación de pozo, informa ción general con relación a las varias formaciones geológicas-encontradas, así como sus espesores, continuidad, litología, -convergencia de las formaciones en el campo y cualquier discon tinuidad. También son importantes los registros en el fondo -- del pozo.

c) Estructura: mapas estructurales superficiales y subsuperficia-les, fallas, zonas fracturadas, grietas, relación gas-aceite y presencia del agua a condiciones estructurales.

d) Nombre de las formaciones encontradas, indicando si éstas con-tienen aceite, gas o agua, y las cantidades que contienen o si son secas.

e) Profundidad promedio de cada formación: intervalo promedio en-tre las formaciones y horizontes marcadamente reconocidos por-perforadores y paleontólogos.

f) Espesor promedio de las formaciones productoras.

g) Variación del espesor de las capas a través del campo, exten-sión y localización de cualquier lente pronunciado.

h) Composición de los yacimientos en; calizas apuntando el modo -de ocurrencia del aceite y del gas; si se encuentran en arenisis

cas cristalinas, cavidades por solución, arrecifes coralinos, zonas oolíticas, juntas o fracturas a lo largo de los planos de capas y los contactos de las formaciones.

- i) Naturaleza de la roca de la cima: así como de las capas inmediatas a la base del yacimiento, dureza, presencia de agua, --reemplazamiento de lutita, en la parte superior e inferior de la arena, irregularidades en los contactos del yacimiento con las capas de la cima y de la base. Localización situable para el anclamiento del empacador en la TR, por encima del yacimiento.
- j) Cambios laterales del yacimiento a través del campo: apuntando las variaciones de espesor, porosidad, permeabilidad, saturación y de material cementante. Indicando si los límites de producción de aceite son definidos por disminución de la zona productora, por variaciones en la porosidad, por áreas productivas de gas o por el agua en la formación. Anotaciones sobre la presencia de fallas o discontinuidades.
- k) Posición de los contactos gas, aceite y agua en el yacimiento; zonas aportadoras y su espesor. Datos sobre la producción inicial de gas de los pozos de aceite y las variaciones de la misma a través del campo. Anotaciones de la producción inicial de agua con gas o aceite. Determinar la fuente del agua y su composición.
- l) Datos de pozos secos.

#### 1.d CARACTERISTICAS Y COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

- a) Presión de fondo, tanto inicial como la actual. Relaciones con

la presión, características de las curvas de declinación de la presión.

- b) Datos de liberación de gas y de factor de volumen del aceite a varias presiones. Análisis del gas producido y del gas después del tratamiento, factores de desviación ya sea calculados o experimentales.
- c) Relación inicial gas-aceite y acumuladas así como las relaciones gas-aceite durante la producción primaria.
- d) Existencia y extensión de las zonas inicial y actual del casquete de gas; indicaciones de la expansión del casquete.
- e) Extensión y efectividad del acuífero.
- f) Verificación de la existencia del casquete de gas y del acuifero por registros eléctricos, en el caso de una difícil detección por medio de núcleos.
- g) Temperatura del yacimiento y su variación con la profundidad.
- h) Viscosidad del aceite bajo condiciones existentes en el yacimiento de temperatura, presión y cantidad de gas en solución.
- i) Características del aceite: color, densidad, punto de parafina fluidez a baja temperatura; resultados de la prueba de destilación (las muestras de aceite para análisis deberán ser identificadas como sigue: muestra No., pozo No., compañía, campo, fecha de obtención y datos generales).
- j) Análisis químicos del agua congénita: La muestra de agua para análisis deberá ser identificada en forma similar a la del --- aceite.

Esta muestra deberá ser tomada bajo condiciones que impidan el contacto con el aire como pueda ser posible. Análisis para el calcio, magnesio, potasio, bario, componentes sulfurosos y los iones de bicarbonato. Estos análisis deberán efectuarse tan pronto como sea posible. La extracción del agua de formación deberá realizarse a temperatura de formación. Observaciones de campo deberán indicar si el agua es corrosiva en el sistema de producción y si tiene olor a sulfuro de hidrógeno.

k) Tendencia del aceite a emulsificarse

l) Indices de productividad

#### 1.e DATOS DE PRODUCCION

a) Producción diaria de aceite: Número de pozos, producción actual por  $m^2$ , gráficas de producción de agua y aceite diarias por pozo.

b) Pruebas potenciales de producción de aceite y agua y método de obtención del mismo, registros de producción de pozos típicamente altos, medianos y bajos, incluyendo datos de producción, relaciones gas-aceite y fechas de abandono de pozos, influencia de la producción de gas, variaciones en las condiciones del yacimiento, producción total y vida de los pozos y razones para cualquiera de los pozos secos en el campo.

c) Historia de producción de gas del campo de formaciones estrictamente almacenadoras de gas.

1.- Número de pozos productores de gas

2.- Capacidad total presente de flujo en pozo abierto.

- 3.- Presión promedio actual de la formación.
  - 4.- Presión promedio de los pozos.
  - 5.- Presión ponderada promedio de los pozos
  - 6.- Presión original del yacimiento
  - 7.- Edad promedio de los pozos de gas
  - 8.- Capacidad original a flujo abierto
  - 9.- Producción de gas total para periodos de tiempo convencionales.
  - 10.- Producción acumulativa de gas
  - 11.- Reservas de gas estimadas, con atención particular al gas disponible.
- d) Producción de agua del campo y para cada pozo. Métodos empleados para el tratamiento del agua, determinación del origen del agua, ya sea de grietas en la TR, pozos abandonados impropia - mente o de algunos horizontes productivos de aceite.
- e) Respuesta del campo al proceso de explotación del campo.
- f) Registros de todos los pozos abandonados. Métodos artificiales cantidad de TR quitada y cantidad dejada en los pozos, desperdicios dejados en los pozos y producción promedio de los pozos al momento del abandono.
- g) Estimación de las reservas primarias remanentes en el campo.
- h) Resultados de cualquiera de las operaciones de recuperación se cundaria. Estimación de las reservas secundarias del campo, ba sadas en los resultados de proyectos existentes o bien de da - tos de análisis de núcleos.

PRACTICA DE OPERACIONES PRIMARIAS EN EL CAMPO

- a) Equipo superficial en pozos con sistemas artificiales: ancla, empacadores de producción, varillas, pistones, copas, nipples, etc.
- b) Equipo superficial para pozos con sistemas artificiales: tanques - de recibo, gasoductos, oleoductos, conexiones en la cabeza del pozo, centrales de energía, facilidades de almacenamiento del aceite y condiciones del equipo.
- c) Frecuencia del bombeo. Tiempo estimado del bombeo, costos estimados de inyección.
- d) Instalaciones para la inyección del nitrógeno, tipo, presión empujada y costos de operación.
- e) Bombas hidráulicas y de turbinas. Comparación de resultados en el equipo de bombeo convencional y costos de operación.
- f) Método de separación del agua y el aceite (tratamiento a emulsiones).
- g) Costo promedio total del equipo superficial del pozo.
- h) Operaciones comunes de fallas
  - 1.- Parafinas y sedimentos básicos
  - 2.- Depositación de costras de arena dentro de la TR y TP
  - 3.- Grietas en TP y TR
  - 4.- Corrosión del equipo
  - 5.- Uso excesivo y rompimiento de varillas
  - 6.- Abrasión con arena al pistón de succión
  - 7.- Acumulamiento de basura y suciedad en el fondo del pozo

- i) Procedimiento de limpieza. Método empleado, tamaño del equipo usado, tiempo requerido, costo promedio y resultados generales.
- j) Incremento estimado en la producción por rehabilitación general -- del pozo y del equipo.
- k) Posibilidades de rehabilitación de pozos abandonados
- l) Edad del equipo

#### 1.g ABASTECIMIENTO DEL NITRÓGENO PARA REPRESIONAR EL YACIMIENTO

- a) Disponibilidad del nitrógeno: Mediante la colocación de plantas criogénicas de la capacidad necesaria.
- b) Disponibilidad del nitrógeno mediante contratos en compañías generadoras.
  - 1.- Distribución del gas
  - 2.- Compra del nitrógeno
  - 3.- Precio por millar de pies cúbicos (\$/MPC)
  - 4.- Presión base
  - 5.- Suministro adecuado para el represionamiento
  - 6.- Proximidad de tuberías conductoras de nitrógeno
  - 7.- Longitud de la tubería requerida para hacer la conexión
  - 8.- Presión para dicha tubería
  - 9.- Presión promedio de la formación
  - 10.- Fecha de terminación de los pozos
  - 11.- Presión para la línea de inyección
  - 12.- Capacidad promedio de los pozos a flujo abierto
  - 13.- Edad de los pozos



- 14.- Presión original del yacimiento
- 15.- Producción reciente de los pozos
- 16.- Reservas estimadas disponibles
- 17.- Facilidades de compresión requerida

- c) Análisis del nitrógeno disponible para represionamiento.
- d) Posibilidad de uso de un bache de gas enriquecido o de LPG para -- disminuir la presión de inyección, observando si es adecuado o resulta muy costoso.

#### 1.h CONSIDERACIONES ECONOMICAS

- a) Efecto de la topografía en el desarrollo del costo, incluyendo efecto de caminos, tuberías de conducción, equipo de bombeo, - profundidad del pozo, etc.
- b) Accesibilidad: proximidad a caminos, autopistas o tramos navegables.
- c) Disponibilidad y costo de la energía eléctrica.
- d) Normas de regulaciones sobre las operaciones de R.M.
- e) Estado y prácticas de repartición de las tuberías (poros disponibles).
- f) Nombre y dirección del operador. Producción probable disponible por área para las operaciones de mejoramiento en la recuperación y costos de inversión} posibles reclamos de daños, separación de pozos verticales de los direccionales.
- g) Producción, impuestos y valores adicionales de las contribuciones.
- h) Disponibilidad de maneras diferentes para efectuar los trabajos, cercanías con casas abastecedoras.

i) Adaptabilidad para la recuperación, del arreglo de pozos.

i) Mercado para el aceite

1.- Tipo de aceite (°API)

2.- Facilidades para las tuberías de conducción (condición y propiedad).

3.- Condición de los tanques principales de almacenamiento

4.- Localización y capacidad de las conexiones superficiales

5.- Perspectiva del futuro mercado para el aceite