

33

2 y'



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

## "EXPLORACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO"

**T E S I S**

*Que para obtener el Título de :*

**INGENIERO PETROLERO**

*P r e s e n t a*

**JUAN CARLOS RUBIO MENDEZ**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

# C O N T E N I D O

	Página
I.- Introducción.	1
II.- Generalidades.	8
II.1.- Propiedades de una Substancia Pura.	8
II.1.A.- Fase de Equilibrio Vapor-Líquido-Sólido - En una Substancia Pura.	9
II.1.B.- Propiedades Independientes de una Substan- cia Pura.	16
II.2.- Diferentes Tipos de Yacimientos Petrole-- ros.	18
II.2.A.- Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de- Bajo Encogimiento o Yacimientos de Aceite Negro.	20
II.2.B.- Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de- Alto Encogimiento.	22
II.2.C.- Yacimientos de Gas y Condensado.	23
II.2.D.- Yacimientos de Gas Húmedo.	25
II.2.E.- Yacimientos de Gas Seco.	26
II.3.- Parámetros de Clasificación de Yacimien- tos Petroleros.	27
II.3.A.- Parámetros que se miden en el Campo en- Pruebas de Producción.	27

	Página
II.3.B.- Parámetros Obtenidos en el Laboratorio.	29
II.4.- Caracterización de los Fluidos de una <u>Ya</u> cimiento Petrolero.	32
II.4.A.- Yacimientos de Gas Seco.	32
II.4.B.- Yacimientos de Gas Húmedo.	35
II.4.C.- Yacimientos de Gas y Condensado.	35
II.4.D.- Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.	39
II.4.E.- Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.	39
II.5.- Análisis del Comportamiento de la <u>Conden</u> sación y Vaporización Retrógradas.	46
III.- Métodos de Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado.	50
III.1.- Introducción.	51
III.2.- Explotación de Yacimientos de Gas y <u>Con</u> densado Utilizando Nitrógeno.	56
III.2.A.- Propiedades del Nitrógeno.	56
III.2.B.- Métodos de Obtención del Nitrógeno.	59
III.2.C.- Predicciones del Comportamiento.	64
III.2.D.- Propiedades del Fluido del Yacimiento.	64

	Página
III.2.E.- Heterogeneidad del Yacimiento.	68
III.2.F.- Método de Cálculo.	68
III.2.G.- Resultados de la Predicción del Comportamiento.	70
III.2.H.- Proyecciones Económicas.	72
III.3.- Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado por Inyección de Gas Seco.	82
III.3.A.- Proceso de Revaporización.	82
III.3.B.- Equipo Experimental.	85
III.3.C.- Procedimientos.	85
III.3.D.- Discusión de Resultados.	88
III.3.E.- Conclusiones.	89
III.4.- Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado Utilizando Bióxido de Carbono.	90
III.4.A.- Propiedades del CO <sub>2</sub> .	91
III.4.B.- Mecanismos de Desplazamiento.	93
III.4.C.- Efecto de Movilidad en Miscibilidad Directa.	101
III.4.D.- Efecto de la Temperatura de Flujo en -- Miscibilidad Directa.	102
III.4.E.- Efecto de la Composición del Aceite en -- Miscibilidad Directa.	103

	Página
III.4.F.- Discusión de Resultados.	104
III.5.- Explotación de Yacimientos de Gas y Con <u>den</u> densado Utilizando Agua.	112
III.5.A.- Observaciones del Método.	112
IV.- Problemas que se presentan en el Manejo de Gas y Condensado.	115
IV.1.- Introducción.	115
IV.2.- Sistema de Producción para Gas y Conden <u>sa</u> sado y Aceite Volátil.	116
IV.3.- Factores que Afectan el Diseño de los - Sistemas de Producción para el Manejo - de Gas, Condensado y Aceite Volátil pa- ra el Sureste de la República Mexicana.	116
IV.4.- Procesos Utilizados en el Sistema de -- Producción.	122
IV.5.- Sistema de Separación Gas Líquido.	125
IV.6.- Descripción del Equipo de Separación.	127
IV.6.A.- Descripción de un Separador.	128
IV.6.B.- Tipos de Extractores de Niebla.	130
IV.7.- Clasificación de los Separadores.	135
IV.7.A.- Separadores Convencionales.	135

	Página
IV.7.B.- Separadores de Tres Fases.	138
IV.8.- Fundamentos de la Separación de Mezclas Gas-Líquido.	144
IV.8.A.- Separación por Gravedad.	144
IV.8.B.- Separación por Fuerza Centrífuga.	147
IV.8.C.- Separación por Choque.	149
IV.9.- Cálculo de la Capacidad de Tratamiento de los Separadores de dos Fases.	150
IV.9.A.- Cálculo de la Capacidad de Tratamiento de los Separadores Verticales.	150
IV.9.B.- Cálculo de la Capacidad de Tratamiento de los Separadores Horizontales.	155
V.- Aplicaciones.	164
V.1.- Proyectos de Empuje para Yacimientos de Gas y Condensado.	164
V.1.A.- Introducción.	164
V.1.B.- Proyecto de Empuje por Vaporización de Gas.	167
V.1.C.- Proyectos Miscibles de CO <sub>2</sub> .	168
V.1.D.- Proyectos de la Aplicación para la Inyección de Nitrógeno.	171
VI.- Conclusiones.	177

## I. INTRODUCCION (1)

La creciente demanda de energéticos en el mundo ha dado como resultado la urgente necesidad de incrementar el número y tipo de fuentes de energía. Puesto que actualmente la mayor fuente de energéticos es el petróleo, la búsqueda de nuevos yacimientos petroleros se efectúa aceleradamente. A medida que la búsqueda en sentido areal se intensifica, se incrementa también a mayores profundidades.

Al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, éste se encuentra a condiciones de presión y temperatura más elevadas, que influyen en la relación de componentes ligeros y pesados que contiene. En términos generales, el contenido de componentes ligeros en un petróleo, se incrementa con la temperatura, y ésta a su vez con la profundidad dando como resultado que los hidrocarburos líquidos concentrados a mayor profundidad sean fluidos de tipo ligero, con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie exhiban fuertes encogimientos.

Los fluidos provenientes de un yacimiento petrolero en tales condiciones, son el resultado de la serie de cambios termodinámicos que ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos, debido a los cambios de la presión y temperatura, en su trayecto desde el seno de la roca almacenadora hasta las estaciones de recolección en la superficie.

Lo anterior da como resultado que los fluidos en dichas -  
(1) Desarrollada a partir de las Refs.1 y 2.

estaciones de recolección, puedan guardar poca o ninguna semejanza con los fluidos existentes en el yacimiento del cual provienen.

Los importantes descubrimientos de hidrocarburos al sur de nuestro país, además de haber producido un cambio substancial en la magnitud de las reservas, han enfrentado al ingeniero petrolero con facetas de la tecnología de la explotación de las que carece de antecedentes, y que sin embargo habrá de dominar a ritmo acelerado.

Importancia de la explotación de los yacimientos mexicanos de gas y condensado que presentan condensación retrógrada.

En el Estado de Tabasco, en el área de Huimanguillo, se encuentra una región muy fértil en hidrocarburos, con un total de 18 campos descubiertos; su incorporación a la producción se muestra en la Tabla I.1. (Pág. 4 ).

De acuerdo con los análisis de los fluidos de dichos yacimientos se determinó que 8 de ellos son de aceite volátil y son: Arroyo Zanapa, Cacho López, Comoapa, Cárdenas, Paredón, Jujo, Mora y Bellota; los otros 10 pertenecen a la clasificación de gas y condensado y son: Agave, Carmito, Fénix, Chiapas, Copanó, Giraldas, Iris, Juspi, Mundo Nuevo y Muspac.

La producción de los 18 campos en el área de Huimanguillo se puede observar en la Tabla N° I.2. (Pág. 5 ).

En general los yacimientos del área de Huimanguillo son de alta presión. El que menor presión inicial ha registrado ha

sido Muspac, con  $316 \text{ Kg/cm}^2$ .

En el caso de los yacimientos de gas y condensado, con la excepción de Muspac, todos los yacimientos presentan presión - de rocío del orden de  $350 \text{ Kg/cm}^2$  o más, ver Tabla I.3 (Pág. 6)

Se han realizado estudios en los yacimientos, con el objetivo de definir la factibilidad de recircular gas seco para revaporizar los fluidos que en forma líquida quedan atrapados en - la formación, como resultado del fenómeno de la condensación - retrógrada, que se presenta al llegar a condiciones de rocío.- Si bien los volúmenes de líquidos que se recuperarían serían - significativos, la cantidad de gas que para ello se necesita - puede hacer la operación antieconómica. Los resultados de los - estudios realizados señalan como más atractivo el explotar los yacimientos por agotamiento natural como hasta ahora se ha he - cho, y utilizar otro gas con menor valor comercial para revaporizar los líquidos remanentes como gas de combustión, nitróge - no, bióxido de carbono o una combinación de ellos.

Se ha determinado que la formación de zonas de alta satu - ración de líquido retrógrado en la vecindad del pozo, efectua - rá un fenómeno de bloqueo afectando negativamente su producti - vidad; la revaporización no solo contribuiría a recuperar di - chos líquidos sino a restaurar la capacidad de producción de - gas.

Petróleos Mexicanos, ante la impresionante evidencia de - la capacidad del área, ha dedicado grandes recursos a su desa - rrollo. Pese a las dificultades de la perforación y termina---

ción en las profundas estructuras de Huimanguillo, el número de pozos productores es de 141.

En total, con las dimensiones asignadas al área de Huimanguillo, se necesitan un poco más de 240 pozos para su explotación eficiente, ver Tabla N° 1.4 (ver Pág. 7 ).

Tabla N° I.1.

CAMPO	FECHA
1.- Agave	Septiembre de 1977
2.- Cacho López	Noviembre de 1977
3.- Mundo Nuevo	Noviembre de 1977
4.- Paredón	Febrero de 1978
5.- Giraldas	Junio de 1978
6.- Copanó	Junio de 1978
7.- Comoapa	Abril de 1979
8.- Iris	Mayo de 1979
9.- Arroyo Zanapa	Junio de 1979
10.-Chiapas	Julio de 1979
11.-Juspí	Octubre de 1979
12.-Cárdenas	Marzo de 1980
13.-Fénix	Noviembre de 1979
14.- Carmito	Abril de 1980
15.-Muspac	Junio de 1982
16.-Jujo	Octubre de 1980
17.-Mora	Diciembre de 1981
18.-Bellota	Marzo de 1982

Tabla No. I.2

CAMPO	ACEITE (MBPD)	LIQUIDOS (MBPD)	GAS (MMPCD)	R.G.A.m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Agave	-	10.133	49	2491
Carmito	-	2.372	26	1460
Copanó	-	11.379	55	1732
Chiapas	-	8.444	57	4876
Fénix	-	12.039	41	710
Giraldas	-	37.377	233	2944
Iris	-	4.375	29	1259
Juspi	-	-	-	-
Mundo Nuevo	-	4.824	37	1373
Muspac	0.208	-	2	-
Arroyo Zanapa	1.607	-	4	427
Cacho López	.086	-	0.8	1559
Comoapa	5.737	-	11	341
Cárdenas	105.935	-	212	361
Paredón	44.661	-	132	511
Jujo	119.786	-	133	198
Mora	20.665	-	26	277
Bellota	39.246	-	60	262

Tabla N° I.3  
PRESIONES Kg/cm<sup>2</sup> (Mayo de 1985)

CAMPO	INICIAL	ACTUAL	ROCIO	BURBUJEO
Agave	487	308	450	
Carmito	349	330	339	
Copanó	420	349	403	
Chiapas	412	370	391	
Fénix	610	495	423	
Giraldas	552	330	464	
Iris	543	345	473	
Juspi	554	390	510	
Mundo Nuevo	378	315	352	
Muspac	316	314	250	
Arroyo Zanapa	446	320		
Cacho López	472	275		300
Comoapa	492	370		378
Cárdenas	649	440		307
Paredón	656	400		378
Jujo	685	---		340
Mora	607	460		257
Bellota	587	475		291

Tabla N° I.4. (Mayo 1985)

CAMPO	PRODUCTORES ACTUALES	EN PERFO RACION	TERMINA- CION	NECESA RIOS
Agave	9	3		18
Carmito	1	0	1	2
Copanó	9	0		9
Chiapas	6	0		7
Fénix	4	0		6
Giralda	22	0		27
Iris	5	0		15
Juspí	1	0		3
Mundo Nuevo	4	0		6
Muspac	1	0		17
Arroyo Zanapa	1	0		3
Cacho López	1	0		2
Comoapa	4	0		8
Cárdenas	27	0		40
Paredón	11	7		18
Mora	7	3	1	11
Jujo	18	15	3	36
Bellota	9	5	1	15

## II. GENERALIDADES (1)

### II.1. PROPIEDADES DE UNA SUSTANCIA PURA

Una sustancia pura es aquella que tiene una composición química homogénea e invariable. Puede existir en más de una fase, pero su composición química es la misma en todas las fases. O sea, que el agua líquida, una mezcla de agua líquida y vapor, o una mezcla de hielo y agua líquida son todas ellas -- sustancias puras y para cada fase se tiene la misma composición química. Por otro lado, una mezcla de aire líquido y aire gaseoso, no es una sustancia pura, puesto que la composición de la fase líquida difiere de la fase de vapor.

Algunas veces, una mezcla de gases, como es el aire, se considera como una sustancia pura, mientras no sufra un cambio de fase. Estrictamente hablando, esto no es verdad, pero en cambio, como se verá posteriormente, diremos que una mezcla de gases tales como el aire, exhiben algunas de las características de las sustancias puras mientras no haya cambio de fase.

Se pondrá énfasis en las sustancias que puedan ser llamadas sustancias simples compresibles. Por esto, entendemos que los efectos de superficie, efectos magnéticos y eléctricos no tienen significado cuando se trata de estas sustancias. Por otro lado, los cambios de volumen, como los debidos a la expansión de un gas en un cilindro, son los más importantes. Sin embargo, se hará referencia a otras sustancias en que puedan --

(1) Desarrolladas a partir de las Refs. 1 y 3.

ser importantes los efectos de superficie, magnéticos o eléctricos. Se llamará sistema simple compresible a aquél que consiste de una sustancia simple compresible.

### II.1.A. FASE DE EQUILIBRIO VAPOR-LIQUIDO-SOLIDO EN UNA SUSTANCIA PURA.

Se considerará un sistema de 1 litro de agua contenido -- dentro de un dispositivo cilíndrico con émbolo como el de la Fig. II.1a. (Pág. 10). Se supone que el émbolo con las pesas -- mantiene una presión de  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$ , y que la temperatura inicial es de  $15.6^\circ\text{C}$ . Se transmite calor al agua y la temperatura aumenta en forma apreciable; el volumen específico aumenta ligeramente y la presión permanece constante. Cuando la temperatura alcanza  $100^\circ\text{C}$  resultará una transmisión de calor adicional, en el cambio de fase, como se indica en la Fig. II.1b. -- (Pág. 10). Esto es, que parte del líquido se evapora y durante este proceso la temperatura y la presión permanecen constantes, pero el volumen específico aumenta considerablemente. --- Cuando la última gota de líquido se ha evaporado, la transmisión del calor ulterior se traduce en un aumento de la temperatura y del volumen específico del vapor. Fig. II.1c. (Pág. 10)

El término temperatura de saturación designa la temperatura en la cual se efectúa la vaporización a una presión dada, y esta presión se llama presión de saturación para la temperatura dada. Por tanto, para el agua a  $100^\circ\text{C}$ , la presión de saturación es de  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$  y para el agua a  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$  la tem-



Fig. II.1 Cambio de fase líquida a fase de vapor, a presión -- constante, de una sustancia pura.

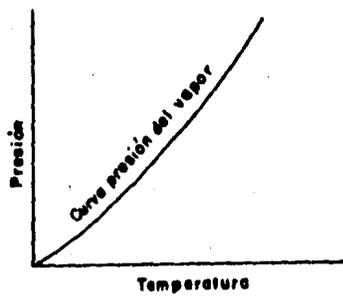


Fig. II.2 Curva de la presión de vapor en una sustancia pura.

peratura de saturación es de  $100^{\circ}\text{C}$ . Para una sustancia pura - existe una relación definida entre la presión de saturación y la temperatura de saturación; una curva típica se muestra en la Fig. II.2 ( Pág.10), se llama curva de presión de vapor.

Si una sustancia existe como líquido a la temperatura y presión de saturación, se llama líquido saturado. Si la temperatura es más baja que la de saturación se llama líquido subenfriado (implica que la temperatura es menor que la temperatura de saturación para la presión dada) o un líquido comprimido -- (lo que implica que la presión es mayor que la presión de saturación para la temperatura dada) pudiéndose emplear cualquiera de los dos términos.

Cuando existe una sustancia, una parte en forma de líquido y otra como vapor, a la temperatura de saturación, se define su calidad como la proporción de la masa de vapor a la masa total.

Si la sustancia sólo existe como vapor a la temperatura de saturación, se llama vapor saturado. (Algunas veces, el término vapor saturado y seco se usa para poner énfasis en que la calidad es de 100 por ciento.) Cuando el vapor está a una temperatura superior a la de saturación, se dice que se encuentra sobrecalentado. La presión y temperatura del vapor sobrecalentado son propiedades independientes, ya que la temperatura puede aumentar, mientras la presión permanece constante. Realmente, las sustancias que llamamos gases son vapores altamente sobrecalentados.

Considérese la Fig. II.1 (Pág.10) y obsérvese la línea de presión constante en el diagrama temperatura-volumen de la --- Fig. II.3 (Pág.14). Esta línea representa los estados por los que pasa el agua cuando se calienta del estado inicial de ----  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$  y  $15.6^\circ\text{C}$ . Si A representa el estado inicial, B el estado del líquido saturado a  $100^\circ\text{C}$ , y la línea AB el proceso durante el cual se calienta el líquido desde la temperatura inicial a la de saturación, el punto C es el estado del vapor saturado y la línea BC es el proceso a temperatura constante en el cual tiene lugar el cambio de fase de líquido a vapor. La línea CD representa el proceso en el cual se sobrecalienta el vapor a presión constante. La temperatura y el volumen aumentan durante este último proceso.

Ahora, si el proceso se efectúa a una presión constante de  $7 \text{ Kg/cm}^2$  y a la temperatura inicial de  $15.6^\circ\text{C}$  el punto E representará el estado inicial, siendo el volumen específico ligeramente menor que el que tiene a  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$  y  $15.6^\circ\text{C}$ ; la vaporización empezará en el punto F con una temperatura de ---  $164.3^\circ\text{C}$ . El punto G será el estado de vapor saturado y la línea GH el proceso de presión constante en el cual el vapor es sobrecalentado.

De manera similar, a una presión constante de  $70.31 \text{ Kg/cm}^2$ , la línea IJKL representa el proceso, en que la temperatura de saturación es  $284.8^\circ\text{C}$ .

A una presión de  $225.4 \text{ Kg/cm}^2$  se encuentra que el proceso representado por la línea MNO ya no es de vaporización a tempe

ratura constante, sino que N es un punto de inflección con pendiente 0. A este último se le llama Punto Crítico, y en él son idénticos el líquido saturado y el vapor saturado. Se llaman - temperatura crítica, presión crítica y volumen crítico los valores de temperatura, presión y volumen específico en el punto crítico.

Un proceso de presión constante, a presión mayor que la - presión crítica, está representado por la línea PQ. Si el agua a  $386 \text{ Kg/cm}^2$  y a  $15.6^\circ \text{ C}$  es calentada en un proceso de presión constante, dentro de un cilindro como lo muestra la Fig. II.1- (Pág.10), no existirá nunca la presencia de dos fases y el estado que muestra la Fig. II.1b (Pág.10) no existirá sino que - habrá un cambio continuo de densidad y en todo tiempo estará - presente una sola fase.

En la Fig. II.3 (Pág.14) la línea NJFB representa la línea de líquido saturado y la NKGC la de vapor saturado.

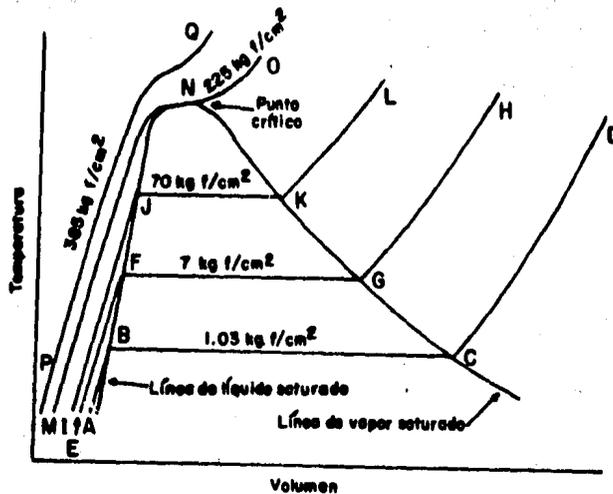


Fig. II.3 Diagrama de temperatura-volumen que muestra fase líquida y fase vapor para el agua (No a escala)

Considérese otro experimento con arreglo de cilindro y ém bolo. Supóngase que el cilindro contiene 1 Kg de hielo a  $-17.8^{\circ}\text{C}$ , y  $1.033 \text{ Kg/cm}^2$ . Cuando se transmite calor al hielo, la presión permanece constante, el volumen específico aumenta ligeramente y la temperatura sube hasta alcanzar  $0^{\circ}\text{C}$  en cuyo punto se funde el hielo y la temperatura permanece constante. En este caso el hielo se llama sólido saturado. para la mayoría de las sustancias, el volumen específico aumenta durante este proceso de fusión, pero para el agua, el volumen específico del líquido es menor que el del sólido. Al fundirse todo el

hielo, una transmisión de calor posteriormente causa un aumento en la temperatura del líquido.

Si la presión inicial del hielo a  $-17.8^{\circ}\text{C}$  es de  $0.00355 \text{ Kg/cm}^2$ , la transmisión de calor inicial se traducirá en un aumento de temperatura hasta  $-6.7^{\circ}\text{C}$ . En este punto, el hielo pasará directamente de fase sólida a fase vapor en el proceso conocido como sublimación. De la transmisión de calor ulterior resultará un sobrecalentamiento del vapor.

Considérese finalmente el hielo a una presión inicial de  $0.006226 \text{ Kg/cm}^2$  y a una temperatura de  $-17.8^{\circ}\text{C}$ . Como resultado de la transmisión de calor, la temperatura subirá hasta  $0.01^{\circ}\text{C}$ . En este punto, sin embargo, la transmisión de calor convertirá una parte del hielo en vapor y otra parte en líquido y en este punto será posible tener las tres fases en equilibrio. A esto se llama punto triple y se define como el estado en el cual las tres fases pueden estar presentes y en equilibrio. Este comportamiento se ve resumido en el diagrama de la Fig. II.4 (Pág. 18) que muestra como pueden existir simultáneamente las fases sólida, líquida y vapor, en equilibrio. A lo largo de la línea de sublimación están en equilibrio las fases sólida y vapor; a lo largo de la línea de fusión lo están las fases sólida y líquida; y a lo largo de la línea de vaporización lo están las fases líquida y vapor. El único punto en el cual existen las tres fases en equilibrio, es el punto triple.

Por tanto, cuando la temperatura aumenta a presión constante, siendo ésta inferior a la presión de punto triple (como

lo representa la línea AB de la Fig. II.4 (Pág.18), la sustancia pasa de la fase sólida a la fase vapor. A lo largo de la línea de presión constante EF, la sustancia pasa primero de fase sólida a líquida y después de líquida a vapor a mayor temperatura. La línea de presión constante CD pasa por el punto triple, y sólo en el punto triple pueden existir las tres fases simultáneamente en equilibrio. A presiones superiores a la crítica, como GH, no hay distinción exacta entre las fases líquida y vapor.

No obstante que se han hecho estos comentarios refiriéndose específicamente al agua (se debe solamente a la familiaridad con el agua) sin embargo, todas las sustancias puras exhiben el mismo comportamiento, pero la temperatura del punto triple y la presión crítica varían notablemente de una sustancia a otra. Por ejemplo, la temperatura crítica del hielo, es  $5.3^{\circ}$  K y por consiguiente, la temperatura absoluta en condiciones ambientales, es 50 veces mayor que la temperatura crítica. Por otra parte, el agua tiene una temperatura crítica de  $647^{\circ}$  K y en las condiciones ambientales, la temperatura absoluta del agua es inferior a la mitad de la temperatura crítica.

#### II.1.B PROPIEDADES INDEPENDIENTES DE UNA SUSTANCIA PURA.

Una razón importante para introducir el concepto Sustancia Pura es que el estado de una sustancia pura simple comprensible (esto es, una sustancia pura en ausencia de movimiento y de los efectos de gravedad, de superficie, magnéticos o eléc

tricos) está definida por dos propiedades independientes. Esto quiere decir, que si el volumen específico y la temperatura -- del vapor sobrecalentado están especificados, queda determinado el estado del vapor.

Para que se entienda el significado del término propiedad independiente, se considerarán los estados de líquido saturado y vapor saturado de una sustancia pura. Estos dos estados tienen la misma presión y la misma temperatura, pero definitivamente no son el mismo estado. En un estado de saturación, por consiguiente, la presión y la temperatura no son propiedades independientes. Dos propiedades independientes tales como presión y volumen específico o presión y calidad, se requieren para especificar el estado de saturación de una sustancia pura.

La razón por la cual se mencionó previamente que una mezcla de gases, tal como el aire, tiene las mismas características que una sustancia pura mientras se encuentre presente una sola fase, tiene su explicación precisamente en este punto. El estado del aire, que es una mezcla de gases de composición definida, se determina especificando dos propiedades, mientras permanezca en fase gaseosa, y en este aspecto, el aire puede ser tratado como sustancia pura.

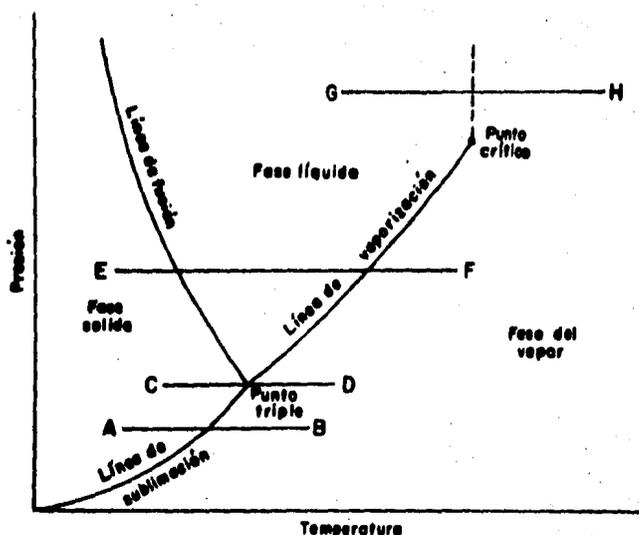


Fig. II.4 Diagrama de presión-temperatura para una sustancia tal como el agua.

## II.2. DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

Auxiliándonos de las características termodinámicas de -- una mezcla de hidrocarburos, con base en su comportamiento de -- fases descrito en una gráfica presión-temperatura, se puede -- clasificar el fluido para determinar el tipo de yacimiento. En la Fig. II.5 (Pág.20), se presentan las siguientes partes:

Envolvente de fases: es el resultado de unir las curvas - de puntos de burbujeo y de rocío, que presenta la mezcla a diferentes presiones y temperaturas; dichas curvas se unen en el punto crítico. Esta envolvente de fases divide al diagrama presión-temperatura en tres regiones; la de líquidos, que se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la

isoterma crítica; la de gases, que también se encuentra fuera de la envolvente de fases, pero a la derecha de la isoterma crítica, y la última, encerrada por la envolvente de fases, que se conoce como región de dos fases. En ésta se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en que la mezcla puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella las llamadas curvas de calidad que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido. En el mismo diagrama se distinguen también la cricondenbara y la cricondenterma, que son la presión y la temperatura máxima respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases, estando éstas en equilibrio.

Cada mezcla de hidrocarburos presenta un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante mientras permanezca constante la proporción de componentes; dicho diagrama se alterará cuando se altere la proporción de componentes, debido a la extracción preferencial de los fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos.

Los diferentes tipos de yacimientos pueden caracterizarse de acuerdo con la posición que tomen sus fluidos en el diagrama de fases y la línea que describe la evolución de los mismos, desde el yacimiento hasta la superficie durante la explotación.

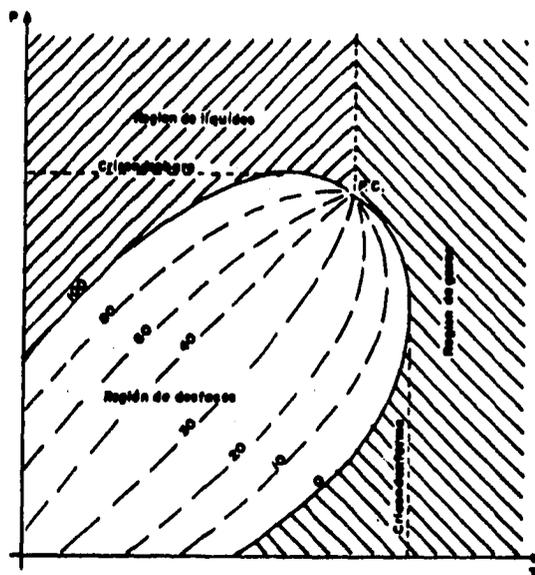


Fig. II.5 Diagrama de Fases Temperatura-presión.

## II. 2. A. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO O YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO.

En la Fig. II.6 (Pág. 21), se muestra una envolvente de fases típica del comportamiento de estos yacimientos. Sus líquidos son fluidos cuyo contenido de componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6$ , es comparativamente bajo, y alto de componentes pesados; la temperatura de este tipo de yacimientos es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico generalmente está situado a la derecha de la línea de condensación, y las curvas de calidad se cargan hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo de sus fluidos a la temperatu--

ra del yacimiento, se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo de sus fluidos, se trata de un yacimiento saturado. - Las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$  con aceites oscuros de alta densidad, más de  $0.85 \text{ g/cc}$ , siendo el gas generalmente pobre en licuables (menor de  $30 \text{ bls}/10^6 \text{ pie}^3$ ).

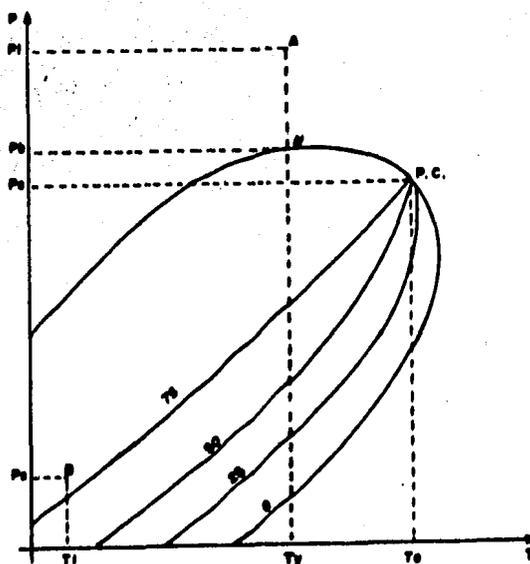


Fig. II. 6 Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento (diagrama de fases).

## II. 2. B. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO.

En la Figura II.7 (Pág. 23), se muestra el diagrama de fases típico de los yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o de aceite volátil. La temperatura del yacimiento es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene; su punto crítico está cerca de la criconcenbara y las líneas de calidad están relativamente separadas de la curva de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. La denominación de volátil se deriva de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos -- que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. La proporción de gas y líquido en la producción estará influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre, en la región de dos fases del diagrama. A manera de guía, se puede decir que las relaciones gas-aceite varían entre 200 y 1,000  $\text{m}^3/\text{m}^3$  y que los líquidos presentan una coloración ligeramente obscura en el tanque de almacenamiento, con una densidad entre 0.85 y 0.75 g/cc; el contenido de licuables es dependiente de las condiciones y etapas de separación y puede ser de 70 bls/ $10^6$  pie<sup>3</sup> o más. Como en el tipo anterior, puede tratarse de

yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, igual o menor que la presión de burbujeo de sus fluidos.

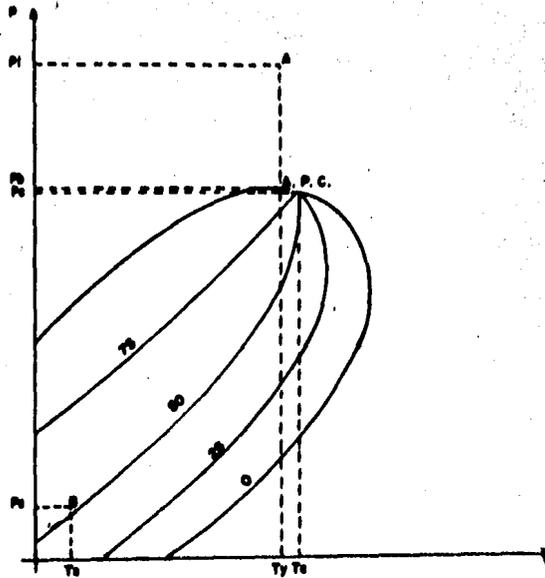


Fig II.7 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento (Diagrama de Fases).

### II.2.C YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

La Fig. II.8 (Pág. 25), corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; este caso se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo. Si la pre---

sión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la -- mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino al tanque -- de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en la -- temperatura como en la presión y pasan rápidamente a la región de dos fases, para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían entre los 1,000 y 10,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> aproximadamente; el contenido de licuables en el gas varía según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo generalmente, entre 50 y 70 bls/10<sup>6</sup> pie<sup>3</sup>. El líquido recuperable es en general de coloración ligera, con densidades que varían entre 0.8 y 0.75 g/cc.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica de presión y se cruza la presión de rocío, se encuentra en la región de dos fases, ocurriendo la condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la formación; los hidrocarburos depositados así, no logran fluir hasta el pozo ya que raramente se -- alcanza la saturación crítica del líquido. El daño que se produce al permitir la condensación retrógrada tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones.

## II.2.D. YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO.

En la Fig. II.9 (Pág. 26), se representa el diagrama de fases correspondiente al comportamiento de este tipo de yacimientos, en el que se observa que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla; por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie, entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ; el líquido recuperado tiende a ser transparente, con densidades menores de 0.75 g/cc y el condensado generalmente es bajo, menor a 30 bls/ $10^6$  pie<sup>3</sup>.

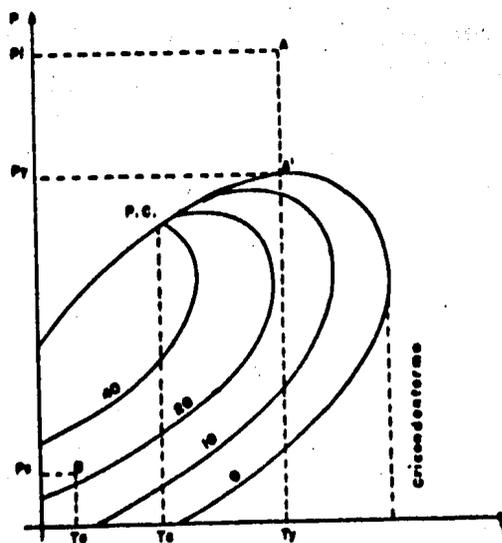


Fig. II.8 Yacimiento de gas y condensado (Diagrama de Fases).



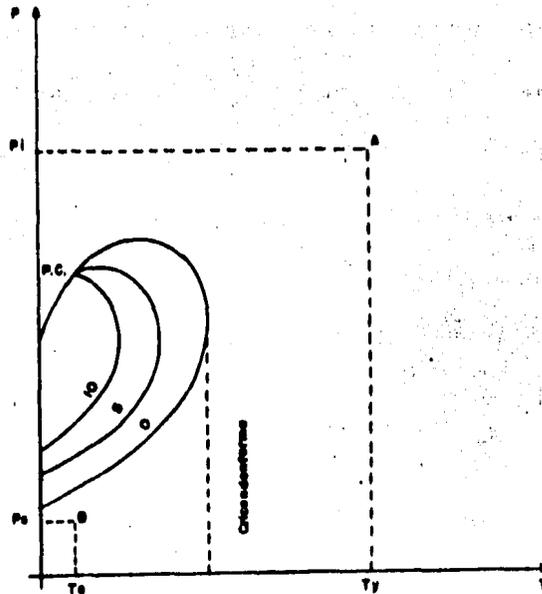


Fig. II.10 Yacimientos de gas seco (Diagrama de Fases).

### II.3 PARAMETROS DE CLASIFICACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Los parámetros de clasificación de los fluidos de un yacimiento petrolero, pueden dividirse en dos grupos:

#### II.3.A. PARAMETROS QUE SE MIDEN EN EL CAMPO EN PRUEBAS DE PRODUCCION.

Temperatura media del yacimiento.- Depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local y se considera constante en toda la vida del yacimiento; su medición se hace con termómetros de máxima del rango adecuado y calibrado en relación a la profundidad del yacimiento, o con registros continuos que -

describen el perfil de temperatura, también debidamente calibrados.

Presión media del yacimiento.- Depende de la profundidad, del gradiente hidráulico y de si existen o no presiones anormales en las zonas de ubicación del yacimiento. Varía desde una presión inicial hasta una presión de abandono al final de la vida productiva del mismo; su medición se logra bajando dentro de la tubería de producción un registrador de presión, que proporciona una gráfica de la presión con la profundidad o una gráfica de presión contra el tiempo.

El volumen de aceite producido en un período dado bajo un decremento de presión, indicará la productividad de un pozo y debe ser medido con equipo calibrado en condiciones estabilizadas de flujo.

La relación gas-aceite de producción.- Se define como la relación volumétrica de gas producido al aceite producido en la unidad de tiempo; depende del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento. Su obtención debe hacerse a condiciones de operación perfectamente controladas y condiciones de flujo estabilizadas con equipo calibrado.

La densidad de los fluidos producidos depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo, utilizando densímetros o termodensímetros; generalmente se toman muestras de líquido y gas producidos y se envían al laboratorio para obtener esta propiedad.

El color del líquido producido en el tanque depende del tipo de fluido de que se trate y generalmente es una apreciación visual la que los clasifica; generalmente son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

### II.3.B PARAMETROS OBTENIDOS EN EL LABORATORIO.

Punto de burbujeo o punto de rocío.- Depende totalmente de la composición original de los fluidos contenidos en el yacimiento y la temperatura del mismo; a medida que aumenta el contenido de componentes pesados en la mezcla natural de hidrocarburos, aumenta la posibilidad de encontrar dichos puntos a la temperatura del yacimiento.

La variación del porcentaje de líquido, a medida que disminuye la presión del yacimiento, depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la cercanía de la temperatura del yacimiento a la temperatura crítica de la mezcla; varía de cero a un valor máximo en yacimientos de gas y condensado y de cien a un valor mínimo en yacimientos de aceite y gas disuelto. Para el caso de yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento, a presiones ligeramente menores que las de punto de burbujeo, los cambios en volumen del líquido pueden ser drásticos, en algunos casos del orden del 50%, debido a la cercanía del punto de burbujeo al punto crítico, donde las propiedades intensivas del líquido y el gas tienden a ser iguales. La fase gaseosa li-

berada es muy rica en componentes intermedios, los que hacen que, ante decrementos adicionales de presión esta fase se comporte como gas y condensado, efecto cuya magnitud está asociada al procedimiento de laboratorio empleado para generarla.

La relación de solubilidad.- Se define como la cantidad de gas disuelto por unidad de volumen de líquido, a cualquier condición de presión y temperatura del yacimiento cuando ambos volúmenes se miden en la superficie. Dependerá totalmente del tipo de fluidos que contiene el yacimiento, y el método de laboratorio seguido para obtenerla.

La densidad y la viscosidad de las fases líquida y gaseosa a las condiciones del yacimiento, dependerá del tipo de fluidos tratados, y el valor numérico asignado a estos parámetros, dependerá del método seguido en el laboratorio para simular el agotamiento del mismo.

Los factores de volumen.- Se definen como el volumen ocupado por una o varias fases en el yacimiento, por volumen ocupado por cualquiera de ellas en la superficie; dependen de los fluidos obtenidos en el yacimiento y los valores numéricos que se asignen, se relacionarán al método de laboratorio empleado para simular el agotamiento.

En caso de yacimientos de gran espesor pueden existir variaciones del tipo de fluidos con la profundidad, debido a la estratificación de los fluidos por efectos gravitacionales, -- siendo necesario en tal caso, caracterizar los fluidos existentes a cada profundidad.

### II.3.B.1. METODOS DE LABORATORIO EMPLEADOS.

La determinación de los parámetros obtenidos en el laboratorio se realiza a partir de análisis de presión-volumen-temperatura efectuados sobre muestras representativas de los fluidos que contiene el yacimiento. Dichos análisis tratan de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento como a las de superficie; sin embargo su comportamiento en el yacimiento puede ser bastante diferente del simulado en el laboratorio.

Fundamentalmente, existen tres métodos de laboratorio para análisis PVT: Convencional, a volumen constante y de simulación de condiciones de separación. Los dos primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último en la superficie.

Los dos que tratan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, difieren fundamentalmente en la forma de simular el agotamiento de la presión del yacimiento, debido a la producción. En ambos se efectúa una separación "flash" a composición total y temperatura del yacimiento constantes, Fig. II.11 ( -- Pág. 33), que consiste en efectuar el cambio de presión, mediante cambios en el volumen ocupado por la muestra; operación en la que se determina con precisión el punto de burbuja o el punto de rocío, y una separación diferencial que simula el agotamiento gradual de la presión del yacimiento.

En la separación diferencial del método convencional, --- Fig. II.12 (Pág. 33), durante el agotamiento de la presión del

yacimiento, se lleva a cabo la extracción del gas total que se libera a presiones menores que la presión de burbuja, dejando únicamente como muestra residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto. En la separación diferencial en el método a volumen constante, durante el agotamiento se extrae sólo una parte del gas liberado a presiones menores que la presión de burbujeo o de rocío; manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbujeo o de rocío; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez más grande, ver Fig. II. 13. (Pág. 34).

El método para simular condiciones de separación en el campo, permite para una muestra dada, variar las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en el campo, para obtener las condiciones óptimas de separación o para un conjunto de condiciones de operación, dado, obtener los parámetros de medición óptimos, ver Fig. II. 14 (Pág. 34).

## II.4. CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO PETROLERO.

### II.4.A. YACIMIENTO DE GAS SECO.

Son los fluidos más fáciles de caracterizar, debido a que tanto en el yacimiento, como en la superficie nunca caen dentro de la región de dos fases, lo que origina que la composición de la mezcla de hidrocarburos permanezca constante. Para-

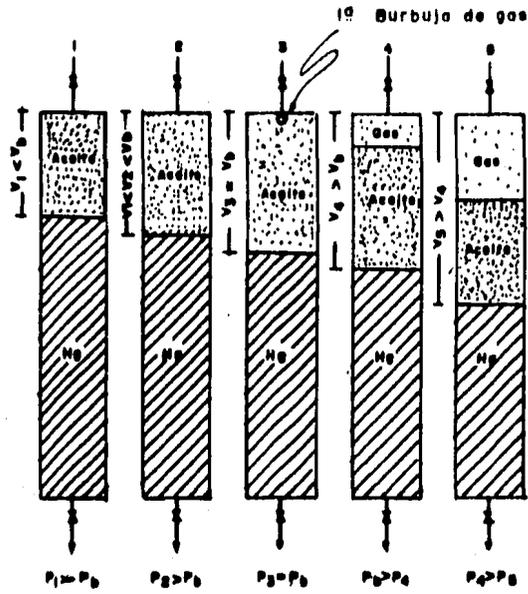


Fig. II.11 Representación esquemática de una separación "flash"

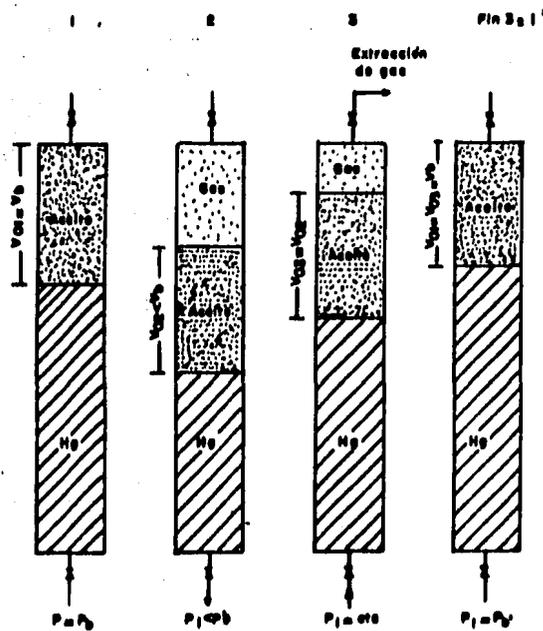


Fig. II.12 Representación esquemática de una etapa de separación diferencial en el método convencional.

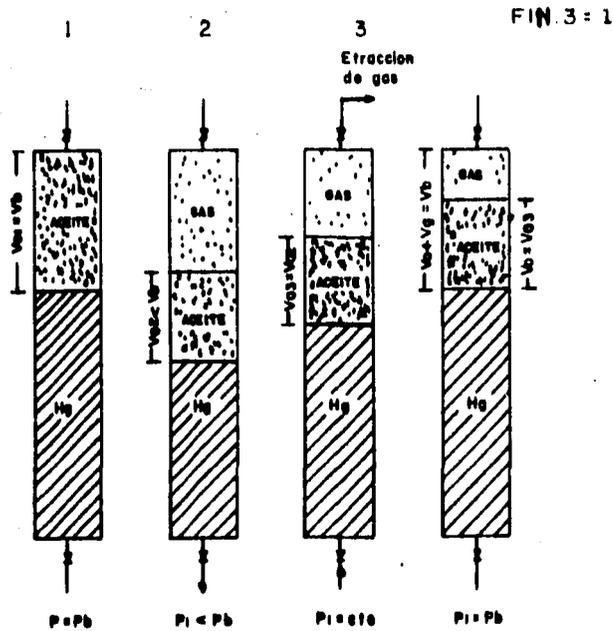


Fig. II.13 Representación esquemática de una etapa de separación diferencial en el método a volumen constante.

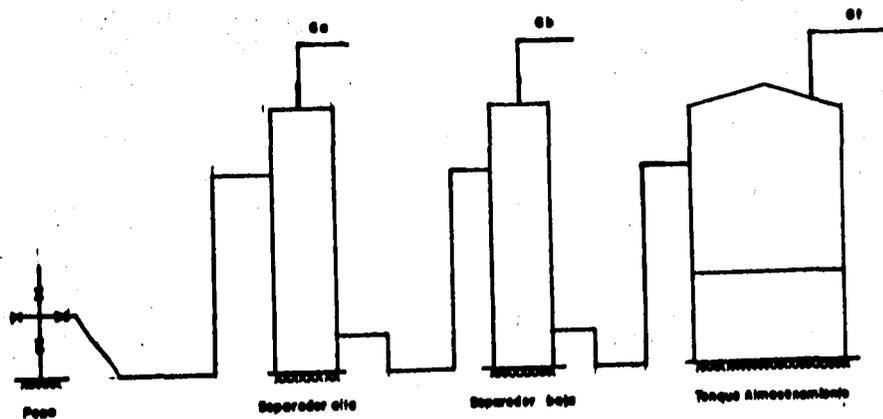


Fig. II.14 Simulación de condiciones de operación en campo.

este tipo de yacimientos bastará tomar muestra de gas en la su perficie y determinar su composición, para que a partir de --- ella se puedan obtener los parámetros de interés.

#### II.4.A YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO.

Estos siguen en la dificultad de caracterización; los --- fluidos permanecen en estado gaseoso y con composición constante en el yacimiento; pero al llevarlos a la superficie, caen - en la región de dos fases, dando como resultado una producción de gas y líquido con una relación de gas-aceite constante du-- rante toda la vida del yacimiento, ver Fig. II.15 (Pág. 36). - Para caracterizar estos fluidos, bastará un análisis PVT con a gotamiento a volumen constante; para ratificar que no existe - punto de rocío a temperatura de yacimiento, obsérvense los por centajes de gas producido a medida que se agota la presión y e fectúese un análisis para simular condiciones de operación en- el campo para obtener los rendimientos en la superficie.

#### II.4.C YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Presentan dificultad en su caracterización, debido a que- en los yacimientos, con la disminución de la presión ocasiona- da por la producción, se entra a la región de dos fases alcan- zandose el punto de rocío y presentándose el fenómeno de la -- condensación retrógrada. Lo anterior origina que en la superficie la producción exhiba una razón gas-aceite constante, mien- tras que la presión en el yacimiento permanezca mayor que la pre---

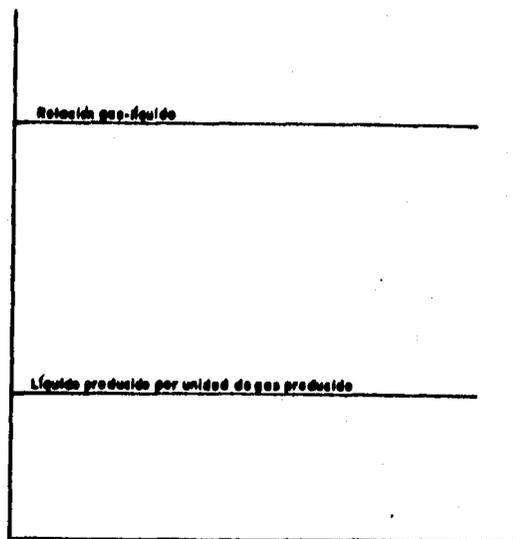


Fig. II.15 Yacimientos de gas húmedo. Características de producción.

sión de rocío; la razón gas-aceite se incrementará paulatina-- mente y alcanzará su valor máximo cuando en el yacimiento ocurra la máxima condensación retrógrada; tras haber alcanzado dicho máximo en la razón gas-aceite en la superficie empieza a disminuir cuando ante subsecuentes decrementos de presión se cruza la región de condensación retrógrada, ver Figs. II.8 (-- Pág. 25) II.16 (Pág. 37). La caracterización de este tipo de yacimientos se hace mediante un análisis PVT con agotamiento a volumen constante, en el que se determina con precisión el punto de rocío a temperatura de yacimiento; el rango de presiones en que se presenta y la magnitud de la condensación retrógrada como porcentaje del volumen ocupado por los hidrocarburos a la presión de rocío, ver Fig. II.17 (Pág. 37); adicionalmente, se determina

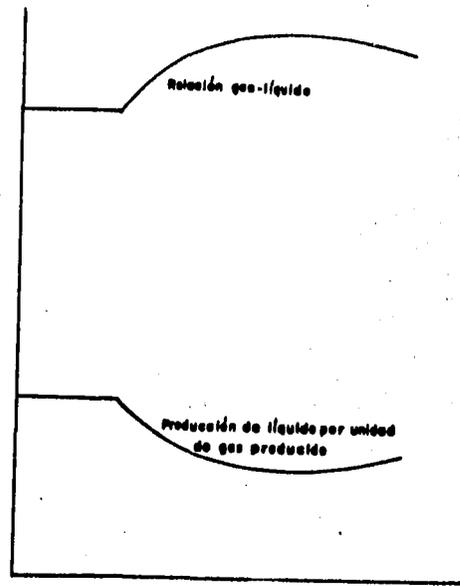


Fig. II.16 Yacimiento de gas y condensado. Características de producción.

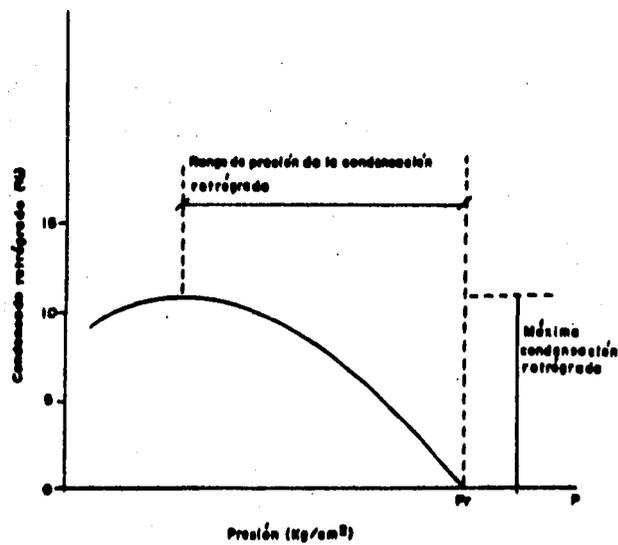


Fig. II.17 Yacimiento de gas y condensado. Características en el yacimiento.

el cambio de composición de la fase gaseosa producida, ver --- Fig. II.18 (Pág. 38). La caracterización debe completarse con la simulación del proceso de separación de fluidos a condiciones de campo para obtener los rendimientos en la superficie.

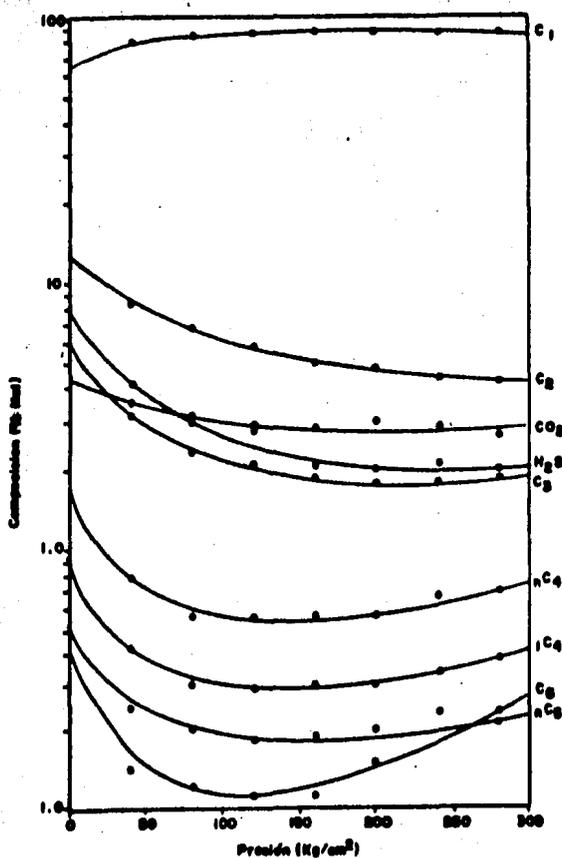


Fig. II.18 Variación de la composición del gas con la presión

#### II.4.D YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO.

La cantidad de gas liberado del aceite, puede considerarse independiente del procedimiento seguido para simular el agotamiento del yacimiento, ver Fig. II.19 (Pág. 40). La evolución de la región gas-aceite para este tipo de yacimientos, ver Fig. II.20 (Pág. 40), es como sigue: Se mantiene prácticamente constante mientras en el yacimiento no se alcance el punto de burbujeo; tiende a disminuir ligeramente cuando se alcanza dicho punto y no se alcanza en el yacimiento la saturación crítica de gas; esto es debido a que al pozo le penetra únicamente aceite cada vez más pobre en gas; al alcanzar la saturación de gas crítica, al pozo empieza a entrarle gas, y por efecto de permeabilidades relativas, se reduce exponencialmente la entrada de líquido, al tiempo que la relación gas-aceite en la superficie, mantiene también un incremento de tipo exponencial.

La mayoría de los laboratorios emplean el método convencional para caracterizar a los principales parámetros de clasificación ya que no sufren modificaciones importantes usando otro método y éste no necesita equipo especial para la cuantificación del volumen de la fase líquida a condiciones de yacimiento.

#### II.4.E. YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTOS DE ALTO ENCOGIMIENTO.

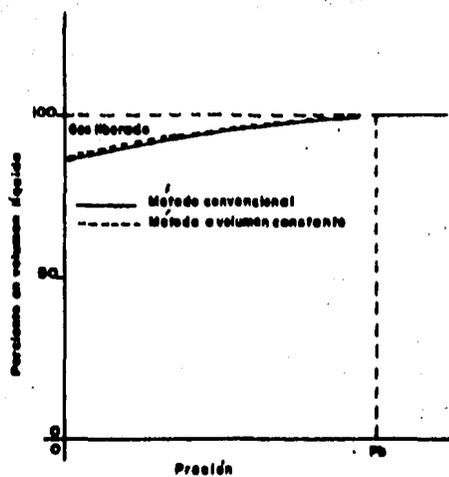


Fig. II.19 Yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento. Cantidad de gas liberado y encogimiento de la fase líquida.

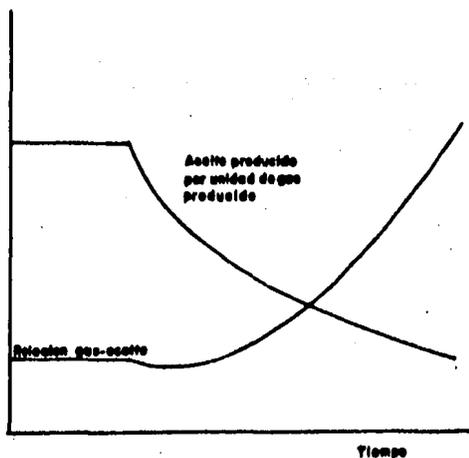


Fig. II.20 Yacimiento de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento. Características de producción.

Presentan grandes dificultades para su caracterización debido a que la cantidad de gas liberado del aceite y por consiguiente el encogimiento de la fase líquida, son fuertemente dependientes del procedimiento seguido para simular el agotamiento del yacimiento, ver Fig. II.21 (Pág. 42). La evolución de la relación gas-aceite en la superficie, está grandemente influenciada por el número de etapas de separación en el campo y por las condiciones de presión y temperatura a cada una de ellas. Para un número de etapas de separación fijo y condiciones fijas de presión y temperatura de separación en cada etapa, la relación gas-aceite medida en el campo, permanece prácticamente constante mientras en el yacimiento no se alcance la presión de burbujeo; cuando se alcanza ésta, pequeños cambios en el valor de la presión pueden originar cambios drásticos en las saturaciones de las fases líquida y gaseosa en el yacimiento, dando como resultado que la relación gas-aceite medida en el campo, pueda elevarse abruptamente.

Como se muestra en la Fig. II.22 (Pág. 42), los valores de los principales parámetros de clasificación, muestran marcadas diferencias derivadas del método de laboratorio empleado para obtenerlos.

Puede decirse que el líquido residual al final de un análisis es mayor cuando se utiliza el método de análisis con agotamiento a volumen constante, que cuando se usa el método convencional; también se ha observado que el volumen de líquido residual en tanque obtenido al simular en el laboratorio la --

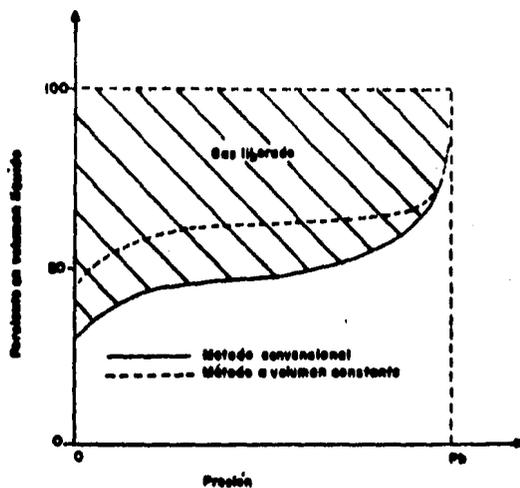


Fig. II.21 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento. Cantidad de gas liberado y encogimiento de la fase líquida.

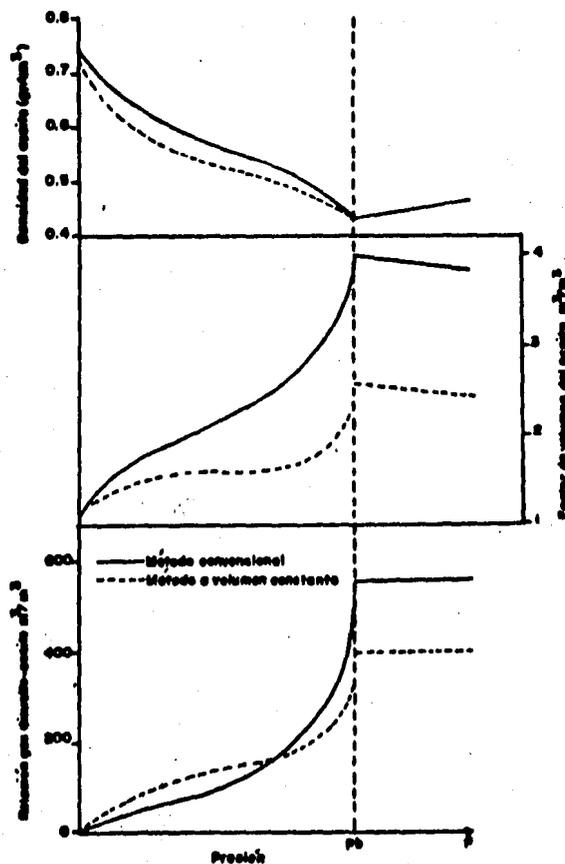


Fig. II.22 Yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento. Parámetros de clasificación.

producción en etapas múltiples de separación en el campo, es mayor que en los dos métodos mencionados.

Se cree que la diferencia en volúmenes líquidos en los dos primeros métodos, se debe a la gran concentración de componentes intermedios que existen en los yacimientos de alto encogimiento. El mayor encogimiento del líquido en el método convencional se debe a la extracción total del gas a medida que se libera, cosa que no sucede con el método a volumen constante, donde solo se extrae una parte; el gas que no se extrae de la celda a medida que se libera, se comporta como un gas y condensado retrógrado y parte se condensa en líquido a medida que se disminuye la presión, dando como resultado final un menor encogimiento del líquido. La mayor cantidad de líquido que se obtiene al simular la producción en etapas múltiples de separación en el campo, se considera debida a la reducción gradual de la temperatura al pasar de una etapa de separación a otra, lo que no sucede en los primeros métodos mencionados donde la temperatura del yacimiento permanece constante.

La magnitud de la diferencia de los volúmenes de líquido en el yacimiento, puede ser tan importante como la mostrada en la Fig. II.22 (Pág. 42).

Ante la presencia de valores diferentes, a una misma presión para un parámetro dado del yacimiento, cabe preguntar: -- ¿Cuál de los métodos representa mejor el comportamiento de los fluidos en el yacimiento?.

La respuesta no es fácil, aunque muchos investigadores se

inclinan a pensar que el método a volumen constante representa más fielmente la vida productiva de este tipo de yacimientos; - tal análisis sólo puede llevarse a cabo en celdas de análisis-PVT especiales de sección transversal constante, con ventanas- que permitan rastrear el comportamiento de fase de los fluidos y utilizar métodos precisos para realizar medición indirecta de los volúmenes.

Una dificultad adicional para caracterizar este tipo de yacimientos surge del hecho que, debido a la alta concentra- ción de componentes intermedios en el gas de extracción duran- te las etapas de agotamiento, alguna cantidad del líquido con- densa al cambiar las condiciones del gas, de las condiciones - de extracción de la celda, presión y temperatura del yacimien- to, a las condiciones de medición en el laboratorio, presión y temperatura ambientes; surgiendo la pregunta: ¿El líquido que- condensa, debe considerarse como líquido base a condiciones at- mosféricas y aumentarse al líquido residual, o llevarse como - equivalente gaseoso y aumentarse al gas producido?. Ante esta- dificultad se ha investigado poco, no sabiendo si la cantidad- de líquido condensado del gas es considerable y se aumente al- líquido residual.

Una característica fundamental de los yacimientos de alto encogimiento, es que a presiones menores, pero cercanas al pun- to de burbujeo, existen cambios drásticos de fase pudiéndose pa- sar de 100% en volumen líquido a menos de 60% en sólo unos --- cuantos  $\text{Kg/cm}^2$  de disminución de presión, dando lugar a que --

las curvas de relación de solubilidad y de factor de volumen - del aceite, Fig. II.23, presenten dos concavidades, una a presiones menores, pero cercanas a la presión de saturación, y -- otra a presiones mayores, pero cercanas a la presión atmosférica.

La cercanía del punto crítico a temperatura del yacimiento para este tipo de yacimientos, queda evidenciada por la --- gran similitud de las densidades de las fases líquida y gaseosa a presiones cercanas a la presión de saturación, ver Fig. - II.23.

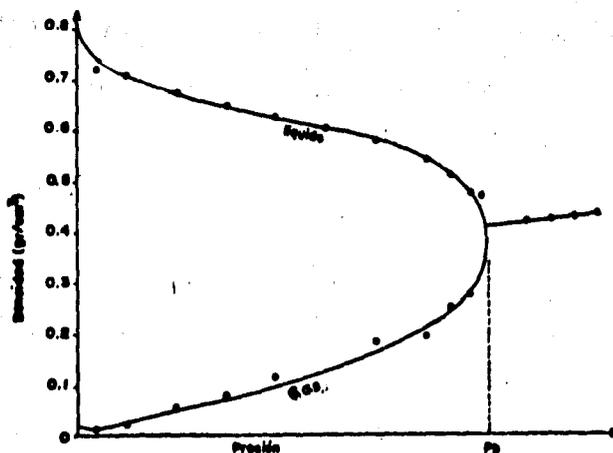


Fig. II.23 Variación de la densidad de fase con la presión.

## II.5. ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA CONDENSACION Y VAPORIZACION RETROGRADAS (i)

El término de "Condensación retrógrada" se usó por primera vez en el año de 1892 por Kuenen y Leiden, al realizar un trabajo experimental sobre el comportamiento de fases de una mezcla binaria; el estudio se basó en la teoría de las fuerzas de Van der Waal's. Dando incrementos de presión a la mezcla -- analizada observaron que el líquido se vaporizaba estando cerca de la presión crítica; al comportamiento de este fenómeno -- lo llamaron "Condensación Retrógrada".

En 1940 Katz y Kurata analizaron el fenómeno desde un punto de vista empírico y así lo explican en un artículo que publicaron. (i)

En 1942 Nielsen presentó una explicación sobre los fenómenos de vaporización y condensación retrógradas, basada en la acción interna de las fuerzas de Van der Waal's entre las moléculas de una mezcla binaria.

En esta explicación se supone que las fuerzas atractivas entre las moléculas constituyen el factor que controla el funcionamiento de las fases de un sistema. En el caso de sustancias no polares\*(Pág.48)tales como los hidrocarburos, las fuerzas resultantes son totalmente "Fuerzas de Van der Waal's" llamadas así por su relación con el término  $a/v^2$  en la ecuación de Estado de Van der Waal's;

$$(p + a/v^2) \times (V - b) = nRT ;$$

en donde, a y b son las constantes para un gas determinado, n

(i) Desarrollado a partir de las Refs. 3 y 4.

el número de moles y  $p$ ,  $V$ ,  $R$  y  $T$  tienen su significado común.

Aunque la ecuación de Van der Waal's no se aplica cuantitativamente a presiones altas, permite una explicación simple sobre el comportamiento de un gas.

El término  $b$  se sustrae del volumen para obtener el espacio ocupado por las propias moléculas, es decir,  $(V-b)$  es el espacio neto disponible para el movimiento molecular. El término  $(a/V^2)$ , comúnmente llamado presión interna, es la corrección que se aplica a la presión, debido a la atracción existente entre las moléculas. Este término se agrega a la presión debido a que la atracción entre las moléculas actúa en una forma similar a una presión externa tendiendo a reducir el volumen. Mientras que  $a/V^2$  mide el efecto sobre la presión total, "a" es una medida de la atracción de las moléculas entre sí separadas a una determinada distancia.

Estas son las fuerzas que hacen que una superficie líquida actúe como una membrana elástica, debido a la atracción que existe de un solo lado sobre las moléculas que están en la región de la superficie. Mientras que las fuerzas de Van der Waal's tienden a unir las moléculas hacia la masa del líquido, el movimiento molecular (energía cinética) asociado con una temperatura determinada, tiende a separarlas. En las condiciones en que vapor y líquido pueden existir a la vez, estos factores opuestos se neutralizan de manera que la substancia se divide en dos fases. Cuando la temperatura está por encima de la temperatura crítica, las fuerzas atractivas no pueden mante

ner una fase líquida debido a la mayor energía cinética que se asocia con temperaturas altas. A presiones por debajo de la -- presión del vapor del líquido, las fuerzas atractivas disminuyen debido a la mayor distancia que existe entre las moléculas y de nuevo la fase líquida no puede existir.

Estas mismas fuerzas atractivas hacen que una substancia sea soluble en otra y que las moléculas se atraigan dentro de -- una fase determinada. Entre las moléculas de un tipo similar -- existe una atracción independientemente de su tamaño, aunque -- la magnitud de dicha atracción varía con el tamaño molecular.-- Cuanto más pequeña sea la atracción molecular (el valor  $a$ ) más volátil es la substancia.

Mientras que los procesos normales de vaporización y condensación están principalmente asociados con la atracción mú-- tua de las moléculas más pesadas, los procesos retrógrados están asociados con la atracción entre las moléculas livianas y pesadas. El primer tipo de atracción tiende a atraer las moléculas hacia la fase líquida, mientras que el segundo tipo tiene de a atraerlas hacia la fase gaseosa, cuando esta fase es suficientemente densa, es decir a altas presiones.

\*En completo contraste con los compuestos iónicos, están -- los compuestos no-polares (i). Los átomos de estas moléculas -- están simétricamente agrupados y unidos por enlaces covalen-- tes; es decir, por un par de electrones compartidos, donde cada uno de los átomos que constituyen el enlace contribuyen con un electrón.

(i) Desarrolladas a partir de la Ref. 5.

Los compuestos orgánicos de molécula simétricamente congtituida, tales como el metano (en realidad todos los hidrocarburos), tienen los centros de sus cargas eléctricas positivas y negativas tan próximas que pueden ser consideradas prácticamente como no-polares. Estos compuestos no-polares, como no -- tienen atracción eléctrica intermolecular (o la poseen en muy-pequeño grado), presentan, por lo general puntos de fusión y - ebullición mucho más bajos que los compuestos polares de peso-molecular comparable y reaccionan con gran dificultad.

Enlace iónico.- Es el resultado de una fuerte atracción - electrostática entre el catión y el anión creando enlaces in--teriónicos muy resistentes, dando como resultado que se tengan puntos de fusión y ebullición muy elevados.

### III.- METODOS DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

#### III. I. Introducción. (i)

En los últimos años ha resurgido el proceso de la recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la inyección de fluidos a los yacimientos.

Los trabajos publicados al respecto incluyen resultados experimentales<sup>82,86</sup> y aplicaciones de campo<sup>87,90</sup>.

En lo referente al desarrollo de procesos de inyección de nitrógeno en yacimientos de gas y condensado o en yacimientos de aceite volátil que tienen condiciones favorables para la segregación gravitacional, como es el caso de algunos de los yacimientos más importantes de nuestro país, la inyección de nitrógeno puro, o asociado con otros gases, presenta considerables ventajas técnicas y económicas sobre el proceso con  $CO_2$ , o cualquier otro método de recuperación mejorada que se utilice.

Bajo condiciones de desplazamiento miscible horizontal, el costo del barril de hidrocarburo recuperado con nitrógeno es aproximadamente seis veces menor que el que se obtiene mediante  $CO_2$ . Si se aprovechan los efectos gravitacionales y puesto que no se tendrán problemas de corrosión al usar nitrógeno puro, el costo por barril de hidrocarburo recuperado al emplear este gas se reducirá de manera substancial.

Otra ventaja del nitrógeno es su disponibilidad, ya que -

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 6.

se puede obtener del procesamiento del aire o de los productos de la combustión del gas natural.

Por lo anterior, se considera conveniente estudiar con mayor detalle, y a la brevedad posible, la factibilidad de lle--var a cabo en México proyectos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno.

Se estima que los proyectos permitirán incrementar las reservas en forma significativa y a bajo costo, ya que las condiciones de algunos de nuestros yacimientos más importantes son más favorables para la aplicación de este proceso, que las de los yacimientos para los que se han estimado recuperaciones -- del 50 al 80 % del volumen original; además estas reservas se -- producirán más rápidamente que mediante el agotamiento natural.

Para justificar la conveniencia de aplicar un proyecto es necesario considerar aspectos técnicos, económicos, políticos, etc. Sin embargo, el criterio fundamental es obviamente, la -- rentabilidad de las inversiones. Independientemente de la mag-  
nitud y complejidad de las instalaciones involucradas, éstas -  
generalmente se realizan al demostrarse su ventaja económica -  
sobre otras alternativas de inversión.

El incremento en el precio de gas natural y su disponibi-- lidad limitada han originado la búsqueda de un sustituto. El -- nitrógeno producido por la separación criogénica del aire, es -- el sustituto como agente desplazante que mayor atención ha re cibido durante los últimos años .

En lo referente al desarrollo del proceso de inyección de

gas seco (ii) para evitar la pérdida de líquido retrógrado que no alcanza a fluir por no alcanzar la saturación crítica, se ha empleado el proceso de circulación de gas seco con regularidad; en este proceso la presión del yacimiento es mantenida -- arriba del punto de rocío del fluido y así los componentes líquidos podrán ser producidos como vapor y separados en la superficie.

Aún cuando el mantenimiento completo de presión por inyección parece ser ideal para evitar la pérdida de líquidos, Havlena y colaboradores<sup>89</sup> demostraron que inyectar gas bajo condiciones de declinación de presión, da lugar a grandes ventajas económicas y a una alta recuperación de hidrocarburos líquidos.

Standing y colaboradores<sup>90</sup> demostraron que todo el líquido retrógrado puede ser recuperado si éste se pone en contacto -- con una suficiente cantidad de gas seco. Se demostró también que la recuperación de componentes pesados en el líquido retrógrado es mayor si se permite que la presión del yacimiento decline por abajo del punto de rocío antes de inyectar gas seco.

En lo referente al proceso de recuperación en los yacimientos de gas con empuje hidráulico (iii) es, en general, baja debido a las altas saturaciones residuales de gas cuando se tiene este tipo de empuje<sup>91</sup>.

Los experimentos de Geffen y colaboradores<sup>92</sup> en 1952, --- acerca de la saturación residual de gas en areniscas con empuje

(ii) Desarrollada a partir de la Ref. 9.

(iii) Desarrollada a partir de la Ref.10.

je hidráulico, indican que ésta variaba de 16 a 50 % del espacio poroso, o sea, la misma magnitud que presenta la saturación residual de aceite de un barrido por agua en yacimientos-teniéndose el mismo tipo de formación; en particular para calizas, obtuvieron una saturación residual de gas de 50%. Los experimentos fueron realizados a 5,000 lb/pg<sup>2</sup> de presión estática y a presión atmosférica; las temperaturas ensayadas fueron de 80 a 250 °F, encontrándose que los valores de la saturación de gas medidos a alta presión de la prueba eran prácticamente los mismos que los medidos a la presión atmosférica; se observó la misma concordancia al variar la temperatura.

En 1963 G. L. Chierici y colaboradores<sup>93</sup> encontraron mediante experimentos de laboratorio para evaluar la recuperación de gas de un yacimiento con empuje hidráulico, que la saturación residual de gas tuvo los siguientes valores:

- 18 a 26 % para arenas no consolidadas.
- 18 a 31 % para areniscas.
- 10 a 22 % para calizas bioclásticas.

Establecieron además, en forma terminante, que la presión y la temperatura no tienen influencia sobre la saturación residual del gas.

Estudios presentados por G. Matthes y colaboradores<sup>94</sup> y por J.L. Lutes y colaboradores<sup>14</sup>, llevan implícita la idea de la inconveniencia de contar con empuje hidráulico en los yacimientos de gas, pues se reduce notablemente el factor de recuperación y, por lo tanto, no se pensaba en aplicar la inyec---

ción de agua a este tipo de yacimientos, ni a los de gas y condensado con condensación retrógrada.

Ante esta situación, se presenta el hecho de que Petró---leos Mexicanos ha descubierto hasta la fecha (\*), en el área - de Huimanguillo los siguientes campos de gas y condensado con- condensación retrógrada que se indican a continuación

- 1.- Copanó
- 2.- Chiapas
- 3.- Fénix
- 4.- Giraldas
- 5.- Iris
- 6.- Juspi
- 7.- Mundo Nuevo
- 8.- Agave
- 9.- Carmito

Dada la característica de estos yacimientos de recuperar- un bajo porcentaje de los hidrocarburos líquidos que contienen- originalmente, se acrecenta la importancia de sujetarlos a un- método de explotación que eleve su recuperación.

Los yacimientos en producción tienen un punto de rocío en el rango de 5,000 a 7,250 lb/pg<sup>2</sup>, y no han mostrado empuje hi- dráulico. Cuando se presente el fenómeno de condensación retró- grada al bajar la presión del yacimiento de la correspondiente al punto de rocío, quedarán atrapados en la formación grandes- (\*) Enero de 1983.

volúmenes de hidrocarburos líquidos; para recuperarlos están en desarrollo varios estudios para definir la factibilidad de revaporizarlos mediante la circulación de gas seco, gas de combustión, nitrógeno, bióxido de carbono o una combinación de -- ellos.

La utilización de esos fluidos de inyección es cara, ya -- que el gas seco tiene un valor de 5 dólares/mpc (\*) y aunque -- el gas de combustión que se produce en las instalaciones de -- compresión tiene un valor nulo, todos ellos requieren transportación y compresión, lo cual representa fuertes erogaciones -- iniciales y de mantenimiento.

Las condiciones anteriores obligaron a pensar en otro tipo de fluidos diferentes a los gases, para incrementar la recuperación en los yacimientos de gas y condensado, con condensación retrógrada para, sobre todo, impedir la caída de presión, abajo de la de rocío y así incrementar la recuperación de líquidos. Ese líquido puede ser el agua del cual existe gran disponibilidad en la región, cuyo manejo, recolección, transporte y elevación de presión es de muy bajo costo en comparación con el de los gases, presentando ventajas adicionales derivadas de su densidad y compresibilidad.

Hasta la fecha (\*) se ha considerado inconveniente la inyección de agua a los yacimientos de gas y condensado, debido a que la saturación residual de gas es del orden de la que pre  
(\*) Enero de 1983.

senta la del aceite en los yacimientos respectivos, y dado que el gas queda atrapado a altas presiones reduce notablemente la recuperación de los hidrocarburos.

La modalidad que se propone consiste en inyectar el agua cerca del contacto gas/agua o en puntos convenientes en el fondo de la zona productora y mantener la presión del yacimiento lo suficientemente arriba de la presión de rocío, para que la presión de fondo fluyendo en los pozos productores también se mantenga arriba de esta última.

La inyección de agua se deberá suspender antes de invadir totalmente el yacimiento, para dejar un casquete de gas de dimensiones tales que no se provoque conificación del agua en los pozos más altos por los que se continuará explotando el yacimiento por agotamiento.

### III. 2. . EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO UTILIZANDO NITROGENO.

#### III.2.A PROPIEDADES DEL NITROGENO. (i)

El nitrógeno fue descubierto y aislado por el botánico inglés D. Ruthefort en 1772; él mostró que es incapaz de mantener la vida o la combustión. . A. Chaptal en 1828 propuso el nombre de nitrógeno por su presencia en el nitro (Salitre ---  $\text{KNO}_3$ ).

El nitrógeno como elemento químico se encuentra libre en la naturaleza como gas; el 79% del aire que nos rodea es ni--

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 7.

trógeno; se puede decir que su cantidad es ilimitada ya que -- existen 90 toneladas de este gas por cada hectárea (\*) de tierra y mar, es también un diluyente del oxígeno con el objeto -- de disminuir la intensidad de su acción oxidante; la vida animal sería imposible en una atmósfera de oxígeno puro. Dentro -- de sus propiedades físicas se tiene que: es un gas incoloro, -- inodoro e insípido, difícil de licuar y muy poco soluble en -- agua; no es combustible y apaga los cuerpos en combustión; no -- es venenoso pero si inapto para respirar si se encuentra sólo.

Sus características son:

Temperatura crítica	-147°C
Presión crítica	33 atm.
Punto de ebullición	-195°C
Punto de congelación	-209.8°C
Punto de evaporación	29.8°C
Solubilidad en el agua (medida a 0°C)	2.33 u. en 100 u. de -- agua.

Fórmula	N <sub>2</sub>
Número atómico	7
Peso atómico	14.008
Peso molecular	28.016
Densidad (medida a 20°C y 1 atm.)	1.16524 $\frac{\text{gr}}{\text{lt}}$
1 Kg. de nitrógeno líquido (medido a 1 atm. y 20°C), ocupa ---	0.8613 m <sup>3</sup> .

1 lt. de nitrógeno convertido a gas (medido a 1 atm. y 20°C) -  
ocupa 0.696 m<sup>3</sup>.

(\*) Una hectárea = 10,000 m<sup>2</sup>.

Densidad del nitrógeno líquido 0.809  $\frac{\text{gr}}{\text{cc}}$

Dentro de sus propiedades químicas se tiene que: es difícil que el nitrógeno entre en reacción directa con otros cuerpos; para ello se necesita la presencia de energía. Su atmósfera es una de las llamadas inertes o inactivas; por la acción de la chispa eléctrica se une con el hidrógeno dando amoníaco y también con el oxígeno para formar óxido nítrico. Estas síntesis tienen lugar en la atmósfera durante las tempestades. La inactividad del nitrógeno en condiciones normales, se debe a que la molécula es extraordinariamente estable; el estudio de la estructura atómica del nitrógeno ayudará a poner esto en claro.

La estructura del átomo del nitrógeno se encuentra en la Fig. III.1 (Pág. 61), la capa exterior de electrones es incompleta, pues faltan tres. Cuando dos átomos se combinan para formar una molécula, resulta una configuración estable. El esquema de la molécula del nitrógeno de la Fig. III. 1, es una disposición posible. Los dos núcleos y el par de electrones restantes, quedan dentro de la envoltura de ocho electrones.

Razones de uso del nitrógeno: Es un elemento inerte, evitando así el peligro de la combustión; por su baja actividad química, no reacciona fácilmente con otros fluidos ni corroe las tuberías; no daña las formaciones en su estado gaseoso; mantiene su estado gaseoso aún en presiones elevadas; tiene un alto rendimiento de gas por volumen de líquido.

### III.2.B. METODOS DE OBTENCION DEL NITROGENO.

a.- En el laboratorio se obtiene por calcinación del nitrato amónico.



Como esta sal no es fácil de encontrar, se obtiene por -- dos sustancias que la produzcan y son: el nitrato de potasio y el cloruro amónico.

b.- Se extrae el oxígeno del aire mediante un cuerpo que reacciona con él. En el laboratorio se practica mediante la -- combustión del fósforo; en una campana invertida sobre el agua se forma una sustancia sólida que es el pentóxido de fósforo ( $\text{P}_2\text{O}_5$ ) que se disuelve en el agua quedando un residuo constituido principalmente por nitrógeno.



c.- También se obtiene el nitrógeno haciendo pasar el aire frente al cobre caliente.

d.- En la industria se obtiene por la combustión del hidrógeno.

El nitrógeno así obtenido resulta muy impuro, pues este procedimiento no elimina el bióxido de carbono ni otros diversos gases contenidos en el aire.

e.- Obtención del nitrógeno en la industria: Se consigue el nitrógeno en grandes cantidades partiendo-

del aire líquido; éste al evaporarse desprende al nitrógeno casi puro, por gasificarse antes que el aire; para esto se utiliza el proceso de licuefacción y destilación fraccionada del -- aire con una planta que consta principalmente de: compresoras, una torre de descarbonatación, una sección de secadoras y una torre fraccionadora en dos columnas de destilación, ver Fig. - III.2. (Pág. 62).

A grandes rasgos el proceso es el siguiente: el aire es comprimido en tres etapas hasta una presión de operación que puede ser de 15 hasta  $80 \text{ Kg/cm}^2$ . En las primeras dos etapas el aire pasa a una torre de descarbonatación en la cual se elimina el bióxido de carbono a contra corriente, por medio de una solución de sosa cáustica. A continuación el aire pasa a la -- tercera etapa de compresión y de ahí como tiene humedad entra a unos secadores a base de alúmina activada. La corriente de -- aire seco a presión pasa a una sección de cambiadores vertica-- les de calor en la cual por los tubos internos hay contraco--- rriente de nitrógeno y oxígeno que viene separadamente de la -- torre fraccionadora a la presión atmosférica y temperatura de  $-196^\circ\text{C}$  y  $-138^\circ\text{C}$  respectivamente, lo que hace que el aire se li-- cúa. El aire en estado líquido entra por la parte media a la -- sección A de la torre fraccionadora en la cual la presión de -- operación es de  $4.5 \text{ k/cm}^2$ . Un porcentaje de nitrógeno se separa y va a la parte superior de esta sección en la que por contacto de la parte inferior de la columna B donde hay oxígeno -- líquido el nitrógeno se licúa y por una salida lateral, parte-

va a almacenamiento y otra fracción pasa a la columna B de destilación a la presión atmosférica y una temperatura aproximada de  $-195^{\circ}\text{C}$ . El resto del líquido de la parte inferior de la columna de destilación A rico en oxígeno entra a la parte media de la columna de destilación B a la presión atmosférica.

Debido a cambios de presión y temperatura en la parte inferior de la columna B se obtendrá oxígeno y nitrógeno en la parte superior. De aquí estos dos elementos pasarán a los cambiadores de calor para enfriar el aire como se indicó anteriormente.

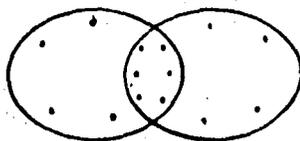
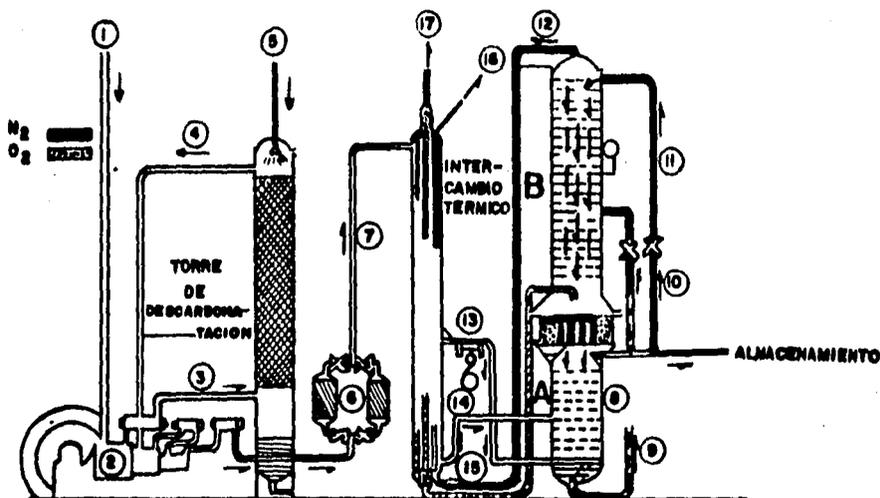


Fig. III.1 Estructura Atómica del Nitrógeno.



**FIG. III. 2. PLANTA PRODUCTORA DE OXIGENO Y NITROGENO OBTENIDO POR LICUEFACCION Y DESTILACION DE AIRE CON MAQUINA DE EXPANSION.**

- 1.-INGRESO DE AIRE AL COMPRESOR
- 2.-COMPRESOR DE ETAPAS
- 3.-AIRE CON  $\text{CO}_2$
- 4.-AIRE SIN  $\text{CO}_2$
- 5.-SOLUCION DE SODA CAUSTICA
- 6.-SECADORES DE ALUMINA ACTIVADA
- 7.-AIRE SECO Y SIN  $\text{CO}_2$ -PRESION 80 Kg./cm<sup>2</sup>
- 8.-COLUMNA DE LA DESTILACION-PRESION 4.5 Kg./cm<sup>2</sup>
- 9.-LIQUIDO CON 48 % DE  $\text{O}_2$ -172 °C.
- 10.-NITROGENO LIQUIDO 99 % -177°C- 4.5 Kg./cm<sup>2</sup>
- 11.-COLUMNA DE 2ª. DESTILACION-PRESION ATMOSFERICA
- 12.-NITROGENO 99 % GASEOSO-TEMPERATURA 196°C.
- 13.-MAQUINA DE EXPANSION
- 14.-AIRE LIQUIDO
- 15.-NITROGENO
- 16.-NITROGENO 99.5 % -15°C -PRESION ATMOSFERICA
- 17.-OXIGENO 99.5 % -TEMPERATURA 15°C-PRESION ATMOSFERICA.

### III.2.B.1 EVALUACION ECONOMICA DE LA INYECCION DE NITROGENO (i)

Se presenta el resultado de un análisis económico de nitrógeno como un sustituto del gas natural, con el objetivo de mantener la presión en los yacimientos de gas y condensado, tomando como prospectos potenciales para este análisis, yacimientos de gas y condensado que excedan los  $100 \text{ bls}/10^6 \text{ pie}^3$ .

Históricamente, los yacimientos de gas y condensado que exhiben pérdidas de líquidos a través de la condensación retrógrada al reducirse la presión del yacimiento han sido sometidos a un programa de mantenimiento de presión parcial o total por inyección de gas seco natural. El incremento en el costo y la escasez del gas natural, han hecho el proceso de inyección-antieconómico.

Para el propósito de la evaluación se determinó un yacimiento hipotético. Se hicieron predicciones de comportamiento suponiendo que el yacimiento contiene tres diferentes fluidos con rangos de contenido líquido de 76.1 a  $220.7 \text{ bls}/10^6 \text{ pie}^3$ .

El comportamiento de cada uno de estos sistemas ha sido evaluado suponiendo tres diferentes grados de heterogeneidad.

Se hicieron predicciones económicas de comportamiento bajo tres métodos de agotamiento: 1.- Depresionamiento sin inyección; 2.- Mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno, y 3.- Mantenimiento de presión por inyección de gas residual.

Múltiples predicciones han sido hechas para los casos de inyección

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 8.

ción, suponiendo el cese de la misma inyección a varios tiempos a partir de la surgencia del gas seco. Se presentan resultados para los casos que producen el máximo de rentabilidad. - La evaluación se hizo suponiendo costos escalados a una tasa de 6% anual.

### III.2.C. PREDICCIONES DEL COMPORTAMIENTO.

Descripción del yacimiento.- Para hacer una evaluación económica de la inyección de nitrógeno en yacimientos de gas y condensado, es necesario hacer la predicción del comportamiento del yacimiento. Se evaluaron los efectos de diferente composición de fluidos y grados de heterogeneidad de yacimientos sobre el potencial económico de este mecanismo de agotamiento. - Para aislar estos efectos, se hicieron predicciones de comportamiento de un yacimiento hipotético cuyas propiedades se muestran en la Tabla III.1. (Pág.65).

El yacimiento hipotético contiene seis arreglos de 5 pozos de 360 acres (\*) cada uno, lo cual corresponde a un área dentro de la operación de inyección de 2.160 acres o 77% del total del área del yacimiento. En todos los casos de inyección investigados se tuvieron seis pozos de inyección y doce de producción.

### III.2.D. PROPIEDADES DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO.

La composición y las propiedades básicas de los tres fluidos del yacimiento investigados se muestran en la Tabla III.2.

(\*) Un acre = 4047 m<sup>2</sup>.

Tabla III.1 (Propiedades del yacimiento)

Profundidad promedio, pies	10 000
Presión inicial del yacimiento, psia	4 475
Temperatura del yacimiento, °F	194
Area total del campo, acres	2 880
Espesor promedio, pies	50
Porosidad promedio, %	19.8
Saturación de agua promedio, %	34.9
Volumen de hidrocarburos, MMbbls	144:0

Volumen original en el - yacimiento.	F l u i d o		
	<u>A</u>	<u>B</u>	<u>C</u>
Gas, Billón* pies cúbicos	200.506	208.307	212.300
Condensado, MMbbls.	44.252	28.871	16.150

\*Un billón= Un millón de millones.

El fluido A fue el tema de un artículo presentado por O'neil y Miller<sup>15</sup> y fue seleccionado para utilizarse en esta investigación por que da una alta cantidad de líquido y por sus características de condensación retrógrada. Un estudio de este fluido fue hecho usando un simulador PVT para obtener composiciones, cantidad de líquido, propiedades físicas y características retrógradas en función de la presión. Los fluidos B y C son composiciones del gas en equilibrio obtenido durante el depresionamiento del fluido A a presiones de 4 015 y 3 415 lb/pg<sup>2</sup> absolutas, respectivamente. Las propiedades físicas de estos dos fluidos fueron obtenidas de igual forma que para el flujo A. Estos tres fluidos dan 220.7; 138.6 y 76.1 bls/10<sup>6</sup> pie<sup>3</sup> a sus respectivas presiones de rocío.

La Fig. III.3 (Pág. 67) muestra el comportamiento retrógrado y el contenido del líquido de los tres fluidos analizados, en función de la presión del yacimiento.

Los efectos de desplazamiento y mezclado de un gas hidrocarburo con nitrógeno son el tema de un artículo de Moses y Wilson<sup>16</sup>. Los resultados de las pruebas de laboratorio presentados por estos autores confirman que una elevación en la presión de rocío, con la condensación retrógrada resultante, ocurrirá cuando el nitrógeno se mezcle con un gas rico en condensados. Este fenómeno ocurre también en un grado menor, cuando un gas "pobre" es mezclado con un gas rico en condensados. La mayor mezcla de los dos gases ocurrirá durante la fase de depresionamiento, cuando se presenta la condensación retrógrada.

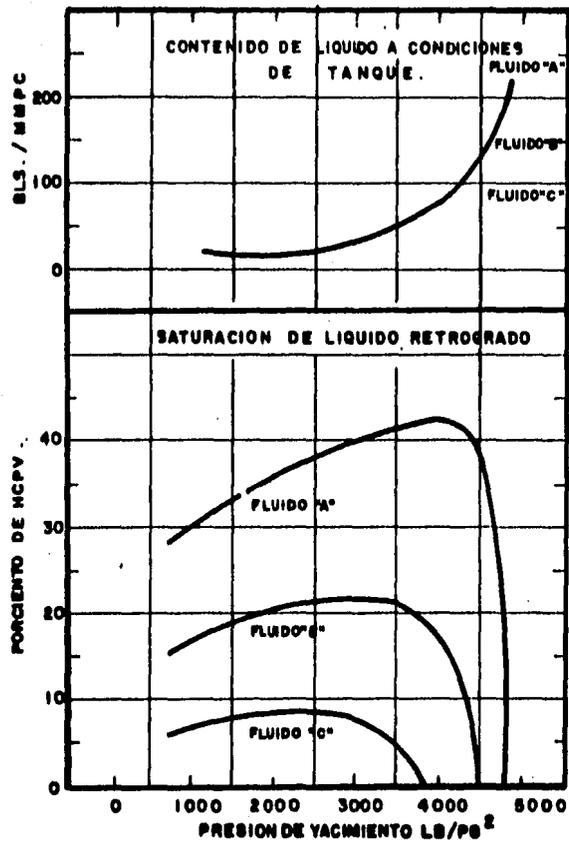


Fig. III. 3 Contenido líquido a condiciones de tanque y saturación de líquido retrógrado.

Los factores que afectan al mezclado en el yacimiento deben -- ser evaluados para cualquier proyecto específico.

### III.2.E. HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.

Para describir la heterogeneidad del yacimiento fue utili zado un método que refleja el cociente de máxima o mínima permeabilidad. El mecanismo para obtener una distribución de permeabilidad consiste en agrupar y promediar datos básicos de -- los núcleos analizados, para obtener una permeabilidad prome-- dio en función del volumen de poros acumulados. Esta relación es graficada en papel semilogarítmico y una línea es trazada a través de la porción recta de los datos. El cociente de máxima a mínima permeabilidad es obtenido al interpretar esta línea -- con el cero y 100% del volumen de poros; este cociente es usado como un índice de heterogeneidad. Esta técnica reduce las -- anomalías asociadas con los valores altos y bajos de la -- distribución de permeabilidad, ver Fig. III.4 (Pág. 69). Per-- meabilidades medias sobre rangos de 10% se seleccionan para -- calcular la recuperación, en función de los volúmenes porosos-- inyectados.

### III.2.F. METODO DE CALCULO.

El objeto de este trabajo es evaluar el potencial económi co del proceso y algunos de los factores que intervienen en la economía del mismo.

Con este fin un modelo computacional de balance de mate--

ria fue usado para hacer los cálculos. El área de barrido en función de los volúmenes de poros inyectados es un dato que se requiere para el programa de cómputo. Los datos usados en este trabajo fueron para un arreglo de cinco pozos, suponiendo una relación de movilidades de uno, como lo presentan Dues y cols<sup>17</sup>. La eficiencia vertical de desplazamiento se calculó con un programa de cómputo por el método de Muskat<sup>18</sup>, suponiendo una distribución de permeabilidad exponencial y una relación unitaria de movilidades. Este método permite hacer cálculos repetitivos de la variación de las propiedades del fluido, grados de heterogeneidad y tiempo a que principia el depresionamiento. Este modelo de balance de materia calcula gastos, fracción de gas - pobre, cantidad de condensado, volumen inyectado y la presión del yacimiento en función del tiempo.

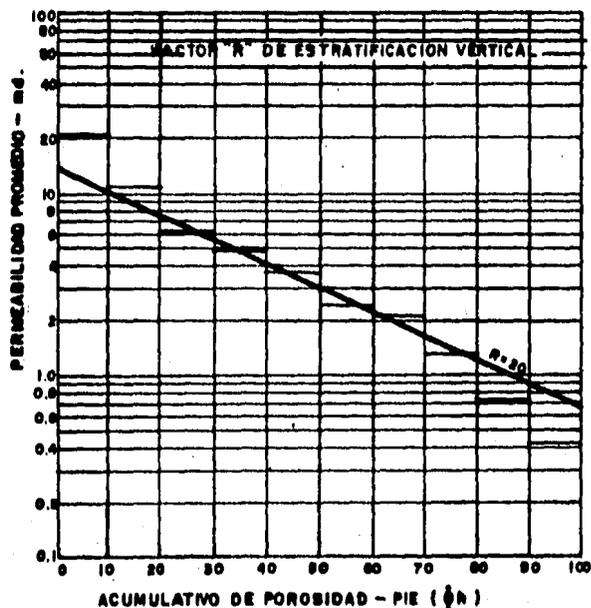


FIG. III. 4 FACTOR DE ESTRATIFICACION VERTICAL.

## III.2.G RESULTADOS DE LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO.

Se hicieron predicciones de comportamiento para cada uno de los tres fluidos del yacimiento previamente descritos, suponiendo tres métodos diferentes de depresionamiento:

- 1.- Depresionamiento sin inyección.
- 2.- Mantenimiento de presión con inyección de nitrógeno.
- 3.- Mantenimiento de presión con inyección de gas residual.

Se supuso en todos los casos que una planta de procesamiento de gas natural estaría disponible desde el principio de la producción, con una capacidad de  $33 \times 10^6$  pie<sup>3</sup>/día. La producción total y los gastos de inyección fueron limitados por la capacidad de esta planta.

Los dos sistemas de mantenimiento de presión fueron evaluados suponiendo varios tiempos de terminación de la inyección de gas para los tres grados de heterogeneidad previamente descritos. La rentabilidad de estos proyectos se muestra en la Tabla III.2 (Pág. 71).

Cuando el gas es reinyectado, el mejor tiempo para suspender su reinyección fue aquél en el que se presentó la irrupción del gas seco en todos los casos usando los fluidos "B" y "C". Sólo el fluido "A" fue rentable para continuar la inyección después del tiempo de irrupción.

En todos los casos de inyección del nitrógeno, los sistemas de los fluidos "A" y "B" con índices de heterogeneidad de 5 y 10 se obtuvo el máximo de rentabilidad cuando la inyección

Tabla III.2 RESUMEN DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS PROYECCIONES.

Identificación del caso	Ciclo de vida (Años)	Vida del proyecto (Años)	Presión de abandono. (Psia)	LÍMITE ECONOMICO DE LA RECUPERACION			Gas inyectado (Billones pies cúbicos)	Porcentaje de recuperación	
				Gasto de gas (Billones pies cúbicos)	Condensado (MM bl)	Productos de planta (billones pies cúbicos)		Gas del vaciiento	Condensado
<b>FLUIDO "A"</b>									
Depresionamiento	0	24	932.0	115.5	7.0	7.7	0.0	66.0	15.8
R=5									
Inyección de nitrógeno	20	35	1,256.1	138.8	37.7	11.3	239.8	90.0	80.8
Inyección de gas residual.	8	33	908.6	138.7	27.3	10.5	30.3	83.3	81.3
R=10									
Inyección de nitrógeno	19	36	1,162.3	134.5	32.4	10.8	227.6	86.3	73.3
Inyección de gas residual.	7	32	904.3	135.7	23.9	10.0	25.8	78.9	54.1
R=20									
Inyección de nitrógeno	16	36	1,044.2	127.6	28.4	10.2	191.7	81.0	64.2
Inyección de gas residual.	6	31	900.1	132.7	21.0	9.4	21.9	75.2	47.5
<b>FLUIDO "B"</b>									
Depresionamiento	0	25	910.5	132.0	7.7	8.9	0.0	72.6	26.6
R=5									
Inyección de nitrógeno	12	31	1,039.9	155.0	21.1	11.5	132.6	90.0	71.0
Inyección de gas residual.	6	31	887.8	144.3	17.2	10.9	15.4	85.4	59.5
R=10									
Inyección de nitrógeno	7	31	961.9	148.1	16.8	10.7	76.5	84.7	59.3
Inyección de gas residual	5	30	886.6	142.4	15.3	10.4	12.8	81.5	53.0
R=20									
Inyección de nitrógeno	4	31	932.5	143.3	13.7	10.1	43.5	80.9	47.3
Inyección de gas residual.	4	29	885.0	140.4	13.7	9.9	10.2	78.4	47.4
<b>FLUIDO "C"</b>									
Depresionamiento	0	26	868.2	146.0	7.2	9.7	0.0	78.3	44.7
R=5									
Inyección de nitrógeno	7	30	946.9	166.3	11.4	11.6	71.3	90.5	70.9
Inyección de gas residual.	7	32	862.1	154.8	11.6	11.8	11.3	89.5	71.7
R=10									
Inyección de nitrógeno	6	32	911.7	161.4	10.5	11.2	61.2	87.7	55.2
Inyección de gas residual	6	31	861.9	153.5	10.6	11.3	9.6	85.7	65.9
R=20									
Inyección de nitrógeno	5	32	906.3	157.1	9.8	10.9	51.0	85.2	50.7
Inyección de gas residual.	5	30	861.7	152.3	9.9	10.8	8.0	82.9	61.2

se suspendió después de la irrupción. Todos los otros casos de inyección de nitrógeno indicaron el máximo de rentabilidad --- cuando cesó la inyección a la irrupción del gas en los pozos - productores.

Estas observaciones indican que la inyección se hace menos atractiva económicamente a medida que los fluidos contienen menos condensados y los yacimientos son más heterogéneos.

### III.2.H. PROYECCIONES ECONOMICAS.

Los factores utilizados para hacer la evaluación económica del proyecto se resumen en la Tabla III.2 (Pág. 71), cayendo dentro de dos categorías. Estas categorías son los temas -- propios a la inyección de nitrógeno y aquellos comunes a toda operación de inyección. Para mayor claridad, estas categorías -- son discutidas por separado.

a).- Generación de nitrógeno.- La producción del nitrógeno por la separación criogénica (ver pág. 62) de componentes del aire ha tenido uso desde el principio de este siglo y es el mé todo más económico

Se puede comprar el equipo para generar el nitrógeno o -- comprar el nitrógeno directamente de un proveedor; se ha observado que lo último es lo más económico.

El concepto fundamental en la generación del nitrógeno es el enfriamiento del aire para lograr una temperatura de licuefacción y así poder destilarlo. Para lograr bajas temperatu---ras, el ciclo de refrigeración usado consiste de una compreso-

ra de aire, un cambiador de calor y una turbina de expansión.- Compresores centrífugos o reciprocantes son usados para comprimir nitrógeno a las presiones de inyección.

Factores que afectan el costo del nitrógeno\*. El factor - que más afecta, es el costo de la energía necesaria para producir y comprimir el nitrógeno. Los compresores de aire para generar nitrógeno pueden ser operados con motores eléctricos, -- turbinas de gas, maquinas diesel o de gas. Los grandes generadores de nitrógeno comúnmente usados para aplicaciones de inyección requieren aproximadamente de 15 a 15.5 bhp/hr\*\* por millar de pies cúbicos de nitrógeno puro a 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. La --- Fig. III.5 (Pág. 75) muestra los costos de nitrógeno usados en la evaluación.

Los generadores de nitrógeno resultan muy económicos, pero los compresores y la energía requerida aumenta significativamente los costos. La Fig. III.6 (Pág. 75) muestra la importancia del tamaño en la determinación de los costos del nitrógeno. Usando esta figura para determinar aproximadamente los costos del nitrógeno, obsérvese que el costo de energía debe agregarse para evaluar el costo total. Otro factor que afecta el costo del nitrógeno es la localización, que ha tenido un -- efecto pronunciado en la construcción de la planta, en la operación y mantenimiento, y en la protección del equipo de condiciones climatológicas externas.

\* Datos de febrero de 1981

\*\* Potencia al freno.- Potencia necesaria para la compresión - entre la eficiencia total de la máquina.

La Fig. III.5 (Pág. 75) muestra aproximadamente los costos del nitrógeno a baja presión y a 5,000 lb/pg<sup>2</sup>, utilizando una planta totalmente eléctrica.

Los costos del nitrógeno usado en esta investigación tienen una variación de \$0.512/M pie<sup>3</sup> en un período de inyección de 4 años a 0.450/M pie<sup>3</sup>, para inyectar en períodos de 16 años o más. Esta figura incluye el costo de compresión del nitrógeno a una presión de inyección de 5,000 lb/pg<sup>2</sup>.

b).- Purificación del nitrógeno.- En la purificación del nitrógeno de una corriente de gas producida se emplea una tecnología criogénica especializada. En esta sección se describirá brevemente el proceso básico de purificación del nitrógeno y los factores que afectan los costos.

A diferencia de la generación del nitrógeno, la purificación de éste usualmente es más económica si el equipo es apropiado.

La purificación del nitrógeno se facilita cuando se tienen los siguientes componentes.

b.1).- Pretratamientos: Los requerimientos para la eliminación de agua y ácido sulfhídrico son similares a los de las plantas LPG\*. El límite de CO<sub>2</sub> que puede ser tolerado en la purificación del nitrógeno en la caja fría depende de la composición del hidrocarburo fluyendo y es generalmente menor que el de la planta L.P.G.

b.2).- Purificación del nitrógeno en la caja fría: En es-

\* Gas licuado del petróleo.

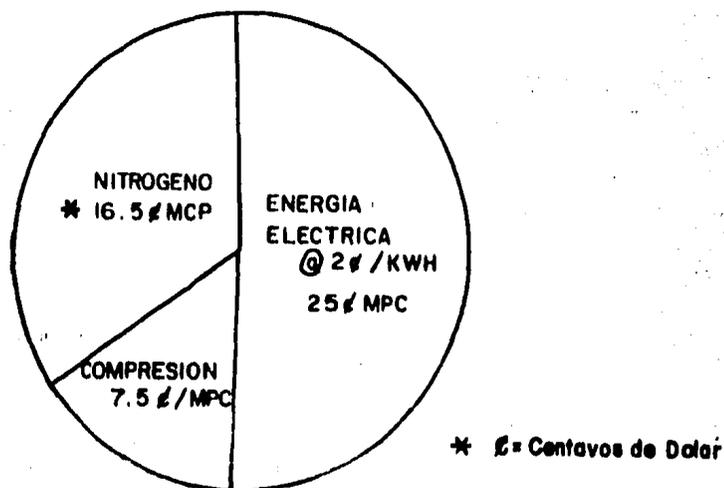


Fig. III.5 COSTOS DE COMPONENTES PARA EL NITROGENO.

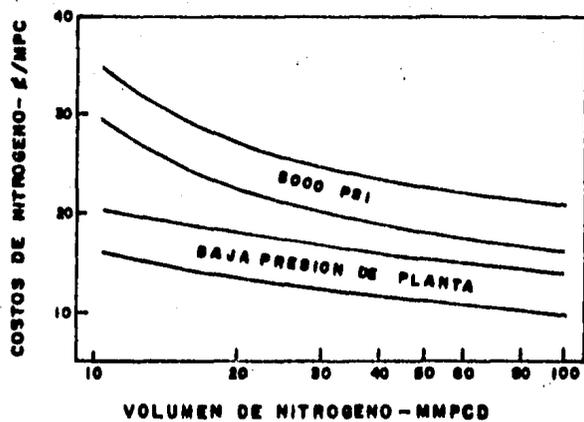


Fig. III.6 COSTOS DEL NITROGENO.

ta unidad el flujo es enfriado abajo de la temperatura de licuefacción de la mezcla de gas antes de entrar a la columna de destilación, donde el reflujo de nitrógeno líquido es destilado otra vez. En las plantas de purificación de nitrógeno diseñadas para proyecto de circulación, normalmente una columna de doble destilación es usada para permitir que la caja fría maneje un amplio rango de concentración de nitrógeno. Un turboexpansor usa parte de la energía de corriente del proceso para proveer refrigeración al mismo. Una bomba de metano líquido es usada normalmente para minimizar la recompresión requerida del proceso. El producto y la corriente gastada es reprocesada para adecuar la temperatura antes de salir de la caja fría. Si una unidad de nitrógeno es purificada eficientemente, el metano y los hidrocarburos pesados se recuperarán en un 99%.

La presión de la corriente de gas a la salida de la "caja fría" varía con la concentración del nitrógeno. A medida que la concentración de nitrógeno aumenta, la presión a la que el gas es producido puede incrementarse. Por ejemplo, en el análisis presentado en este trabajo, a una concentración de  $N_2$  de --10%, se requiere una presión de succión de  $62.1 \text{ lb/pg}^2$ .

La Fig. III.7 (Pág. 77) muestra los costo de instalación con respecto a la capacidad de nitrógeno purificado. La composición puede tener un pronunciado efecto en el costo de la purificación del nitrógeno, ya que una baja temperatura criogénica sólo puede tolerar pequeñas cantidades de ácido sulfhídri--

co, bióxido de carbono, agua o hidrocarburos pesados en la purificación del nitrógeno con la caja fría. Puesto que el volumen de etano y propano puede afectar el límite tolerable de estos componentes, el diseño del pretratamiento variará de caso en caso.

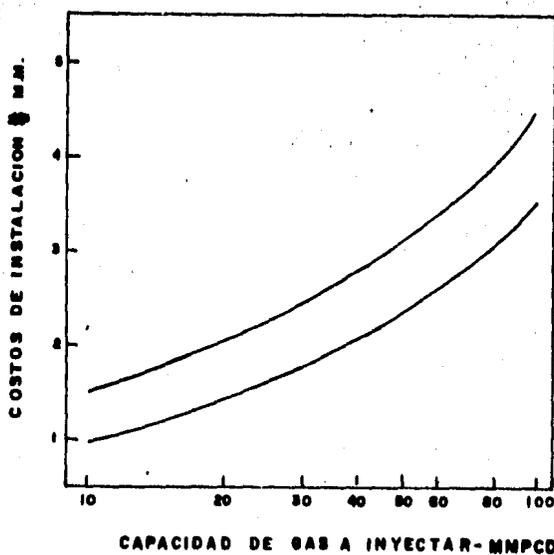


Fig. III.7 COSTOS DE PURIFICACION DEL NITROGENO.

La purificación del nitrógeno puede ser más eficiente en la utilización de capital cuando aproximadamente el 3% de nitrógeno está asignado para ser un gasto de corriente de gas remanente. Sin embargo, significativos ahorros pueden ocurrir al demorar al principio la purificación del nitrógeno; esto puede

ser al dejar el gas producido conteniendo nitrógeno con otras corrientes.

El estudio de costos para la purificación de nitrógeno -- evaluado en este trabajo determina que la planta de purificación de nitrógeno fue basada en un máximo de  $30 \times 10^6$  pie/día a  $500 \text{ lb/pg}^2$ , no incluyendo el  $\text{H}_2\text{S}$ , un pequeño volumen de  $\text{CO}_2$  y varias cantidades de  $\text{C}_1$ ,  $\text{C}_2$ ,  $\text{C}_3$  y  $\text{C}_4$ . Todos los componentes pesados fueron removidos con el equipo de procesamiento de calor. Para reinyectar el nitrógeno y comprimirlo hasta  $1,000 \text{ lb/pg}^2$  en las tuberías, el equipo usado incluye una cantidad de freón, caja fría para purificación de nitrógeno y compresión de productos. El total de costos de instalación de equipo excluyendo los productos de recompresión fue de \$1'900,000.00 dólares aproximadamente.

Los costos de operación de la purificación del nitrógeno en este trabajo fueron de \$42,000.00 dólares/año, más un cargo de compresión de \$0.80 dólares/M pie<sup>3</sup> de gasto de gas producido.

La Fig. III.7 (Pág. 77) muestra el costo aproximado de la planta purificadora de nitrógeno incluyendo el enfriamiento de la caja fría (costo de freón) y costos de instalación; es importante hacer notar que aquí no están incluidos los costos para remover  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{CO}_2$  o hidrocarburos pesados o compresión de gastos de gas.

El costo básico de componentes y el precio de productos -

TABLA III.3 FACTORES ECONOMICOS.

<u>CAPITAL INVERTIDO</u>			
	<u>POR DEPRESIO NAMIENTO.</u>	<u>CIRCULACION DE GAS RESIDUAL.</u>	<u>CIRCULACION - DE NITROGENO.</u>
Pozos Produc- tores.	13,500	9,000	9,000
Pozos Inyec- tores.	0	4,500	4,500
LPG de Plan- ta.	3,600	3,600	3,600
Purifica- ción del N <sub>2</sub>	0	0	1,900
Compresoras.	100	100	100
Compresoras- de inyección.	<u>0</u>	<u>1,170 a 1,365</u>	<u>0</u>
T O T A L	17,200	18,370 a 18,565	19,100

<u>COSTOS DE OPERACION</u>	
Pozos productores, \$/año/pozo	13,000
Pozos inyectoros, \$/año/pozo	13,000
LPG de planta, \$/año	723,000
Planta de purificación de nitrógeno, \$/año	42,000
Compresora, \$/año	42,000
Compresión para inyección, \$/año	457,000 a 533,000
Costos de empuje por compresión, \$/M pie <sup>3</sup>	
Sin purificación de nitrógeno	0.04
Con purificación de nitrógeno	0.08
Compra de nitrógeno, \$/M pies cúbicos.	0.450 a 0.512
Compra de gas, \$/M pies cúbicos.	1.75

usados se presentan en la Tabla III.3 (Pág. 79); los costos de gas son de \$1.75 dólares/M pie<sup>3</sup>. Sin embargo en el proyecto -- económico un costo de \$0.04 dólares/M pie<sup>3</sup> se atribuyó a los - costos de compresión; por lo que el costo del gasto de gas es- de \$1.71 dólares/m pie<sup>3</sup>. En el caso de inyección de nitrógeno, el costo de compresión fue incrementado en \$0.08 dólares/m pie<sup>3</sup> resultando un precio de gas durante este período de \$1.67 dólares/M pie<sup>3</sup>.

Comparación económica de los proyectos.- En todos los ca- sos estudiados, una gran rentabilidad es obtenida con la inyec- ción de nitrógeno; resulta económicamente superior a los otros dos métodos de agotamiento para todos los grados de heteroge-- neidad investigados para los fluidos "A" y "B". La economía -- del proyecto del fluido "C" (el fluido tuvo una recuperación - de líquido de 76.1 bl/MM pie<sup>3</sup> en el tanque) indica la máxima - rentabilidad dentro del depresionamiento primario. Este fluido no ha tenido suficiente pérdida retrógrada para justificar uno u otro método de inyección.

Un diagrama de rentabilidad entre la inyección del nitró- geno y el agotamiento de presión es presentado en la Fig. III. 8. (Pág. 81). Esta figura indica que con el factor económico - usado en este estudio, el líquido que un fluido de yacimiento- debe tener para justificar el mantenimiento de presión por in- yección de nitrógeno es un rango de 65 a 96 bl/MM pie<sup>3</sup> para un correspondiente índice de heterogeneidad de 5 a 20. Por lo que se toma como conclusión, que el yacimiento de gas y condensado

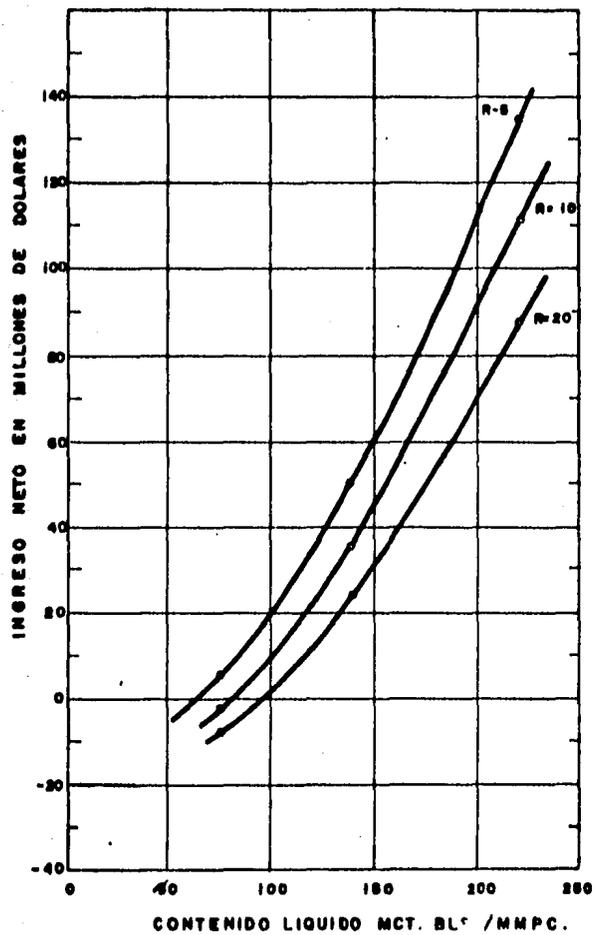


Fig. III.8 MINIMO CONTENIDO LIQUIDO A CONDICIONES DE TANQUE PARA INYECCIÓN DE NITROGENO.

con contenido líquido de aproximadamente 100 bl/MM pie<sup>3</sup> o mayor podrá ser evaluado para determinar si el mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno es atractivo económicamente.

### III.3 EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO POR INYECCION DE GAS SECO (i).

#### III.3.A PROCESO DE REVAPORIZACION.

Para establecer una base conceptual para el estudio experimental, se presenta una breve descripción de la recuperación por revaporización del líquido retrógrado. En la Fig. III.9 (Pág. 83) se muestra un medio poroso lineal conteniendo gas y condensado a una presión abajo del punto de rocío del fluido. En la Fig. III.9.A (Pág. 83) se indica la condición inicial del sistema, incluyendo la presencia de agua congénita, el líquido retrógrado y una saturación de vapor.

Se supone una eficiencia de barrido del 100%. En la Fig. III.9.B (Pág. 83) se indica el comportamiento del sistema cuando el gas seco es inyectado. A medida que entra el gas seco, éste desplaza al vapor original en equilibrio. Inmediatamente al contacto entre el gas seco y el líquido retrógrado en este elemento de volumen, las dos fases buscarán establecer un equilibrio físico.

Para que se pueda llevar a cabo el equilibrio, elementos-  
(i) Desarrollada a partir de la referencia 9.

químicos serán transferidos a contracorriente entre las fases; componentes intermedios y pesados pasarán a la fase de vapor y algunos componentes ligeros pasarán al líquido. Como resultado de este proceso de transferencia de masa, disminuye el volumen líquido; el vapor enriquecido será desplazado por el gas seco que sigue entrando y, eventualmente, el líquido es agotado. De esta manera la zona de contacto se mueve a través del sistema y el líquido es recuperado. Sólo vapor es producido por el sistema hasta que el líquido revaporizado empieza a llegar al extremo de salida. No se toma en cuenta el desplazamiento de líquido por el gas, puesto que se supone que la saturación de líquido es menor que la crítica.

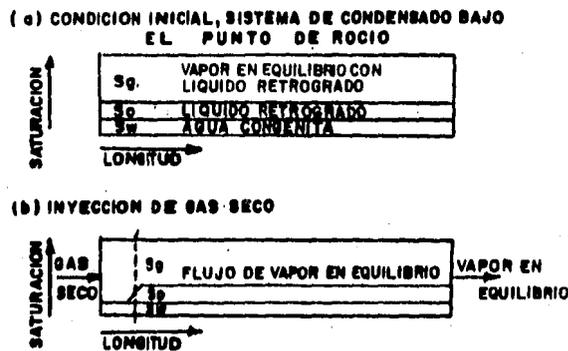


Fig. III.9 SISTEMA DE GAS Y CONDENSADO SUJETO A INYECCION DE GAS SECO.

La descripción anterior del proceso de revaporización su-

pone que existe equilibrio físico en todos los puntos del sistema de flujo donde el vapor y el líquido tienen contacto. Esta suposición es apoyada ampliamente en la literatura. Estudios realizados de revaporización de n. hexano, n heptano y condensado con nitrógeno de Oxtorel y Huntinston<sup>19</sup> mostraron que la ausencia de equilibrio se da sólo cuando se tiene una velocidad muy superior a la correspondiente a los gastos reales de campo. Posteriormente, Rosmandi y Torcaso<sup>20</sup> establecieron que la transferencia de masa entre líquidos inmiscibles en condiciones de equilibrio se presenta a velocidades tan altas como 500 pies/día en arenas no consolidadas. Por tanto, el equilibrio se alcanza dentro de una muy corta distancia. El método de cálculo de Standing y Cols.<sup>90</sup> También estuvo basado en el modelo conceptual planteado y fue verificado por experimentos. Puesto que el equilibrio es alcanzado rápidamente entre el gas seco inyectado y el líquido del yacimiento, cualquier desviación experimental de la composición del vapor en equilibrio en el fluido existente será una medida del mezclado que ocurre entre el gas inyectado y el vapor en equilibrio. Tal desviación sólo se presentará cerca del final de una prueba, cuando la zona de transición llega al extremo de salida del sistema.

### III.3.B EQUIPO EXPERIMENTAL.

Los empacamientos de arena seleccionados estuvieron compuestos de arena 16 AGS Ottawa, contenida en un tubo de acero puro con 10.25 pies de longitud y 1.93 pulgadas de diámetro. Se utilizó una malla 20-30 de media pulgada para arenas, con el fin de lograr una mejor distribución de flujo. El gas seco se desplazó desde una celda calibrada, inyectándose a gasto constante. Se utilizó un medidor de presión y el fluido producido fue recogido por un recipiente adecuado.

El empacamiento de arena, el medidor de presión y el fluido recibido fueron encerrados en una cabina mantenida a 100°F; la trampa atrapa un volumen pequeño de la muestra, en el orden de microlitros.

### III.3.C PROCEDIMIENTOS.

En las tres pruebas hechas con metano y m-pentano se estableció que: El metano es el gas inyectado y existió agua intersticial. La cuarta prueba de revaporización se corrió usando un simulador de condensado ácido e involucrando una gran concentración de H<sub>2</sub>S; aquí no existió agua intersticial. Todas las pruebas fueron hechas a 100°F y 1,500 lb/pg<sup>2</sup> y una velocidad de fluido de 2 pies/día.

Para el n-pentano-metano la prueba de revaporización tuvo una recuperación de 6.5% volumen de líquido a 1,500 lb/pg<sup>2</sup> --- (presión diferencial). El depresionamiento de la operación fue hecha gradualmente abriendo a intervalos de ocho horas, y el volumen y composición de fluido producido fue medido al depresionarse. Estos datos en conjunto con los conocidos del material en el yacimiento permitieron realizar una estimación del volumen de condensado retrógrado formado antes de que se inyectara el gas seco.

El volumen total del fluido producido fue comprimido a -- 2,500 lb/pg<sup>2</sup> y agitado para asegurar homogeneidad; se determinó el volumen y la composición del fluido producido y se calculó el volumen de pentano removido del empacamiento. Los factores de compresibilidad empleados en los cálculos de balance de materia fueron los de Standing-Katz<sup>21</sup>.

El condensado ácido simulado estuvo compuesto de metano, ácido sulfhídrico, n-pentano y n-heptano. Este fluido fue compuesto para que la cantidad de líquido formado a las condiciones de laboratorio sea la misma que la que corresponde a un condensado ácido conocido. El gas seco inyectado fue una mezcla de metano y ácido sulfhídrico. Un estudio auxiliar proporcionó los datos PVT para la prueba de revaporización. El análisis -- realizado a la mezcla del hidrocarburo utilizado incluye pequeñas concentraciones de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y etano, que entran como impure

zas. La recuperación de n-pentano y n-heptano fue obtenida como volumen de líquido revaporizado. El factor de compresibilidad fue determinado para la mezcla arriba del punto de rocío; para los cálculos de balance de materia en la prueba de inyección, se utilizó un factor de compresibilidad de una correlación mejorada, para mezclas con un contenido substancial de  $\text{H}_2\text{S}$ .

### III.3.C.1 RESULTADOS EXPERIMENTALES.

Las pruebas 1 y 2 fueron hechas con arenas mojables por agua y la 3 con arena mojada por aceite. La cuarta fue la simulación de la revaporización de un condensado ácido.

Prueba de revaporización en arena mojada por agua.- Existió una diferencia substancial entre las pruebas 1 y 2, debido a la saturación de agua inmóvil en el empacamiento de arenas.

En la prueba 1 la recuperación fue de 93%, lográndose después de inyectar 2.5 (HcPV) de metano; el 7% de pentano es considerado perdido en la muestra. En la prueba 2 se tuvo una recuperación de 99%, por lo que la recuperación fue mayor que en la 1.

Prueba de revaporización en arena mojada por aceite.- Esta prueba fue hecha con una saturación de agua y gasto de desplazamiento iguales a la prueba 2; observando el comportamiento de las dos mojabilidades se determinó que no son un factor importante en la recuperación de fluidos condensados. La recuperación de pentano en la prueba 3 fue de 98.1%.

La corrección del factor de compresibilidad de la prueba-número 4<sup>22</sup> no puede ser usada a presiones menores de 1,500 lb/pg<sup>2</sup>. Los datos PVT fueron calculados por medio de balance de materia. El fluido producido fue comprimido a 2,000 lb/pg<sup>2</sup> y agitado para asegurar la homogeneidad de la muestra. Como en el caso de las pruebas 1 a 3, la caída de presión en arena fue de 10 lb/pg<sup>2</sup>. La reactividad del fluido hacia el hule causó una pequeña grieta en la parte de inyección a la celda. Este factor en conjunto con la larga duración de la prueba (36 días), causó una discrepancia en el balance de materia en los experimentos de metano y pentano. La recuperación calculada fue de 100.08% de n-pentano y 94.7% n-heptano.

### III.3.D DISCUSION DE RESULTADOS.

Examinando las cuatro pruebas hechas se observa que el sistema de flujo produce vapor en equilibrio hasta que el líquido retrógrado es removido. Las tres primeras pruebas indican que la composición del fluido es constante, resultando una recuperación lineal en función del n-pentano hasta que la zona de transición alcance el final del empacamiento; la composición del fluido producido está dentro del 3% del promedio de composición de volumen para el equilibrio de vapor del sistema de fluidos a 1,522 lb/pg<sup>2</sup> y 100°F.

El líquido retrógrado fue agotado por inyección de gas metano aproximadamente a 2.5 (VP); la concentración de fluido producido indica que la zona de mezcla fue muy corta, probable

mente no mayor a 0.25 (VP) (no mayor a 2.5 pies en el empacamiento de arenas).

En la prueba 4 se proporciona una estimación más real del gas seco requerido para completar la recuperación del líquido retrógrado presente. El n-pentano fue recuperado en la producción después de inyectar un volumen de 4(VP). El total de líquido recuperado ocurrió al inyectar 6(VP). El fluido simulado de condensado ácido de la prueba 4 no fue del todo representativo del yacimiento condensado, especialmente en los componentes pesados. Los K-valores de equilibrio para hidrocarburos intermedios y más pesados dependen fuertemente de la temperatura. Generalmente el volumen de gas seco requerido para revaporizar líquido retrógrado puede ser calculado dependiendo de las condiciones específicas del yacimiento y también de la naturaleza del sistema condensado y los volúmenes relativos de los componentes pesados presentes. La eficiencia de barrido del gas inyectado también tiene una gran influencia sobre el volumen necesario de gas para tener un contacto adecuado con el líquido.

### III.3.E. CONCLUSIONES.

1.- Cuando el gas seco es inyectado en un medio poroso -- conteniendo gas húmedo abajo del punto de rocío, una parte o todo el líquido es revaporizado y el fluido que se mueve es el vapor en equilibrio con el líquido. El gas seco inyectado queda saturado dentro de una corta distancia después del primer contacto con el líquido.

2.- La cantidad de gas seco requerido para completar la recuperación del líquido retrógrado por contacto es influenciada por los componentes más pesados del líquido. En el experimento con un fluido condensado ácido, el volumen de gas seco requerido fue de 6(VP). Sin embargo, el volumen requerido depende de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, de la naturaleza del fluido condensado y de la eficiencia de barrido del proceso de inyección.

3.- La distribución del fluido en el espacio poroso no tiene efecto en el equilibrio de la revaporización de líquido retrógrado a los gastos de flujo empleados, indicando que la mojabilidad del yacimiento no es un factor importante en la recuperación del líquido retrógrado.

#### III.4 EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO UTILIZANDO BIOXIDO DE CARBONO (i).

Pruebas de laboratorio y estudios de campo<sup>23-27</sup> han establecido que el bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es un agente eficiente en el desplazamiento de condensado. Los mecanismos por los que se puede desplazar el condensado son:

- 1.- Gas en solución.
- 2.-  $\text{CO}_2$  en forma inmisible.
- 3.- Miscibilidad de  $\text{CO}_2$ -hidrocarburos.
- 4.- Vaporización de hidrocarburos.

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 95.

- 5.- Miscibilidad directa de  $\text{CO}_2$ .
- 6.- Miscibilidad por contacto dinámico.

#### III.4.A PROPIEDADES DEL $\text{CO}_2$ .

- 1.- Causa hinchamiento al aceite.
- 2.- Reduce la viscosidad del aceite.
- 3.- Incrementa la densidad del aceite.
- 4.- Es altamente soluble en agua.
- 5.- Ejerce un efecto ácido en la roca.
- 6.- Puede vaporizar y extraer porciones de aceite
- 7.- Es transportado cromatográficamente a través de los poros de la roca.

La alta solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el aceite es lo que provoca su hinchamiento.

Una gran reducción de la viscosidad del aceite ocurre, mientras ocurre la saturación de  $\text{CO}_2$  al incrementarse la presión, Fig. III.10 (Pág. 92). La literatura<sup>23, 25, 28</sup> indica que existe una reducción de viscosidad cuando se tiene un aceite muy viscoso; también se incrementa la densidad del aceite cuando éste se va saturando con  $\text{CO}_2$ .

El  $\text{CO}_2$  tiene un efecto en el agua o salmuera que se presenta en el yacimiento cuando el proceso de desplazamiento está en operación. (ocurre una expansión de agua cuando el  $\text{CO}_2$  va dentro de la solución de 2 a 7% y la densidad del agua decrece). Consecuentemente cuando el  $\text{CO}_2$  es inyectado, la densidad del aceite y agua llegan a acercarse la una a la otra, lo-

que disminuye los cambios para la segregación gravitacional de estos fluidos.

El efecto ácido del  $\text{CO}_2$  en la roca incrementa la inyectividad del agua por acción directa a las porciones carbonatadas de la roca y por una acción estabilizadora sobre la arcilla de la roca<sup>26</sup>. Datos de campo no han indicado el beneficio de esta acción.

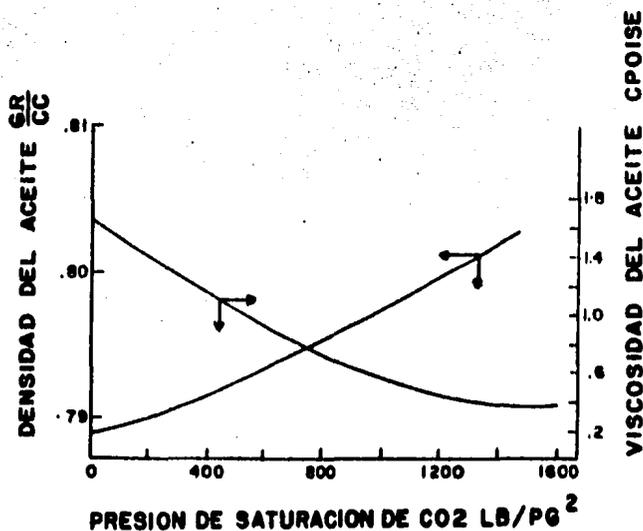


FIG. III.10 SATURACION DE  $\text{CO}_2$  A UN ACEITE MEAD-STRAWN A CONDICIONES DE TANQUE Y  $135^\circ\text{F}$ .

### III.4.B MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO.

#### III.4.B.1 GAS EN SOLUCION.

La Tabla III.4 (Pág. 94) muestra un ejemplo de una solución usando  $\text{CO}_2$  con un aceite a condiciones de tanque en un núcleo de caliza de cuatro pies de longitud a  $900 \text{ lb/pg}^2$ , 47% -- del espacio poroso conteniendo aceite y el resto conteniendo -- una salmuera.

El  $\text{CO}_2$  fue inyectado a  $900 \text{ lb/pg}^2$  para saturar una por--- ción de este aceite a esta presión. Después de que una canti--- dad de  $\text{CO}_2$  se inyectó, la válvula de inyección se cerró. El -- fluido fue producido al finalizar la inyección del núcleo; - se redujo a una presión de  $400 \text{ lb/pg}^2$ . Cuarenta por ciento del aceite fue recuperado durante esta reducción de presión y otro 4.5% fue recuperado cuando la presión se redujo a  $200 \text{ lb/pg}^2$ .-- Bajo las condiciones de esta prueba, el mecanismo de produc--- ción fue sencillamente gas en solución con  $\text{CO}_2$ . El aceite- producido tuvo las mismas características que el inyectado.

#### III.4.B.2. $\text{CO}_2$ EN FORMA INMISCIBLE.

El resultado del flujo inmisible  $\text{CO}_2$ - aceite es mostrado en la Fig. III.11 (Pág. 96) a una presión de cerca de  $900 \text{ lb/pg}^2$  y una temperatura ambiente (que son condiciones críticas - para el  $\text{CO}_2$ ); el flujo fue conducido en un núcleo consolidado- con una longitud de 96 pies, conteniendo una salmuera y un --- aceite de  $38^\circ \text{ API}$ . El núcleo consistió de núcleos de 8 pies - de longitud conectados con un tubo de diámetro pequeño. (los -

TABLA III.4  
EMPUJE DE GAS EN SOLUCION CO<sub>2</sub>

<u>Presión</u> <u>(P<sub>sig</sub>)</u>	<u>Aceite recuperado</u> <u>(% de aceite en el</u> <u>yacimiento.)</u>	<u>Aceite en el yaci</u> <u>miento.</u> <u>(% P.V.)</u>
900	-----	47.2
400	14.2	40.5
200	18.6	38.4

TABLA III.5. COMPOSICION DE ACEITES DE YACIMIENTO Y FLUIDO DESPLAZADO (% MOL).

<u>Componentes</u>	<u>Rango de Temperatura de ebullición F</u>	<u>Aceite mead-Strawn a condiciones de yacimiento.</u>	<u>Aceite Mead Strawn MCT</u>	<u>El aceite Bandini. MCT</u>	<u>Aceite Dominguez MCT</u>	<u>CO<sub>2</sub></u>	<u>Metano</u>
N <sub>2</sub>						0.16	
CO <sub>2</sub>						99.80	
C <sub>1</sub>		31.88				.04	99.89
C <sub>2</sub>		-----	-----	-----	-----	-----	0.10
C <sub>3</sub>		1.22	1.79	0.37		-----	0.01
C <sub>4</sub>		2.26	3.32	1.20		-----	---
C <sub>5</sub>		3.52	5.17	2.50		-----	---
C <sub>6+</sub>		61.12	89.72	95.93		-----	---
C <sub>3</sub> - C <sub>6</sub>	0 a 170°F		16.9	9.3	8.9		
C <sub>7</sub> - C <sub>30</sub>	175 a 850°F		79.2	88.1	86.5		
C <sub>30</sub>	850°F		3.9	2.6	4.6		
Peso molecular de exános y más pesados.		189 est. 0.7 a 135°F	189 3.90 a 71°F 1.82 a 135°F 1.15 a 190°F	173 147 a 137°F	219 2.40 a 150°F 1.72 a 185°		
Gravedad API			4.10	37.0	32.9		

núcleos fueron de arena Boise). Después de cada una de las pruebas de flujo los núcleos individuales fueron examinados para determinar el volumen de aceite residual. La saturación de aceite después de una inyección de agua fue de cerca del 30% (VP) a través de la longitud del sistema. Después de un desplazamiento usando un bache del 6% (VP) de  $\text{CO}_2$  seguido por agua, el aceite residual en el núcleo fue en promedio ligeramente superior al 10% (VP). El tercer desplazamiento con  $\text{CO}_2$  se realizó después de que se hizo pasar un flujo de agua en el núcleo. La saturación remanente de aceite después de esta combinación de flujos fue del 20% de (VP).

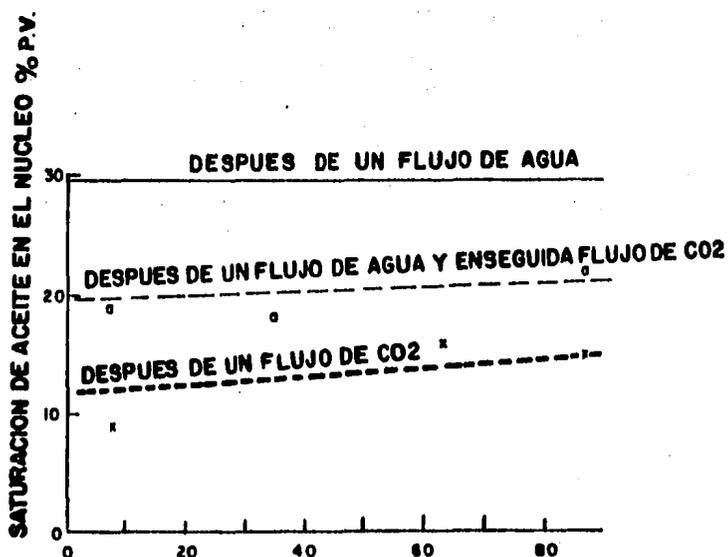


Fig. III.11. SATURACION RESIDUAL DE ACEITE EN UN SISTEMA LINEAL DE ARENAS DESPUES DE DESPLAZAMIENTOS A 900 lb/pg<sup>2</sup> y 75°F con  $\text{CO}_2$ ; DESPUES DE INYECTAR UN 6% (VP) DE  $\text{CO}_2$  SE INYECTO AGUA.

### III.4.B.3 MISCIBILIDAD DE CO<sub>2</sub>-HIDROCARBUROS.

Se ha reconocido que el CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos ligeros son completamente miscibles a relativamente bajas presiones. También fue reconocido que un desplazamiento tipo miscible de un aceite de bajo peso molecular delante del CO<sub>2</sub> puede ser posible.

### III.4.B.4 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE POR CONTACTO MULTIPLE.

La característica más importante del CO<sub>2</sub> es su habilidad para extraer o vaporizar hidrocarburos del aceite de un yacimiento. Esto ocurre a bajas temperaturas, así el CO<sub>2</sub> está como líquido; también a temperaturas mayores a su temperatura crítica, 89°F. La Fig. III.12 (Pág. 98) muestra que la mejor extracción de hidrocarburos del aceite ocurre sólo arriba de una cierta presión, que depende de la temperatura del sistema. Las curvas de volumen relativo de aceite, muestran que el volumen de aceite a condiciones de tanque con el CO<sub>2</sub> es mayor cuando se tiene un contacto directo a 3,000 lb/pg<sup>2</sup>. El encogimiento del aceite se debe a la transferencia de partes del aceite al CO<sub>2</sub>. La razón de CO<sub>2</sub> que se empleó con respecto al aceite fue de 2.5:1. El uso de una razón más pequeña (la requerida para saturar el aceite) reduce el volumen de aceite extraído, a la misma presión. El aceite recuperado por el flujo del CO<sub>2</sub> a 135°F con respecto a la presión de flujo es mostrado en la Fig. III.13 (Pág. 98) se observa que la más alta recuperación se tuvo a 1,900 lb/pg<sup>2</sup>.

La composición de los hidrocarburos utilizados con flujos

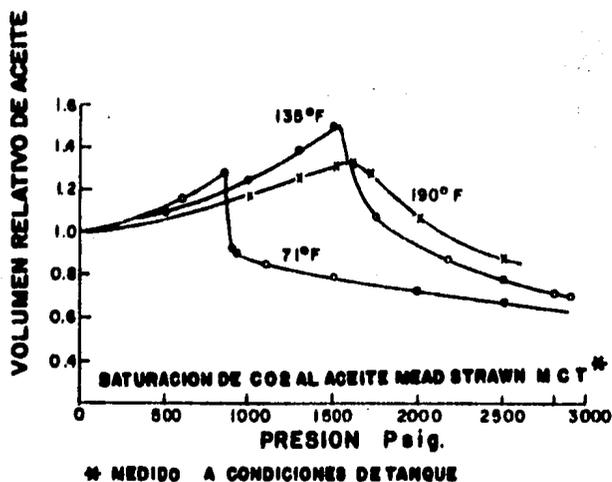


FIG. III.12 CAMBIOS EN EL VOLUMEN DEL ACEITE MEAD-STRAWN MCT, EL CO<sub>2</sub> FUE AGREGADO AL IRSE INCREMENTANDO LA PRESION.

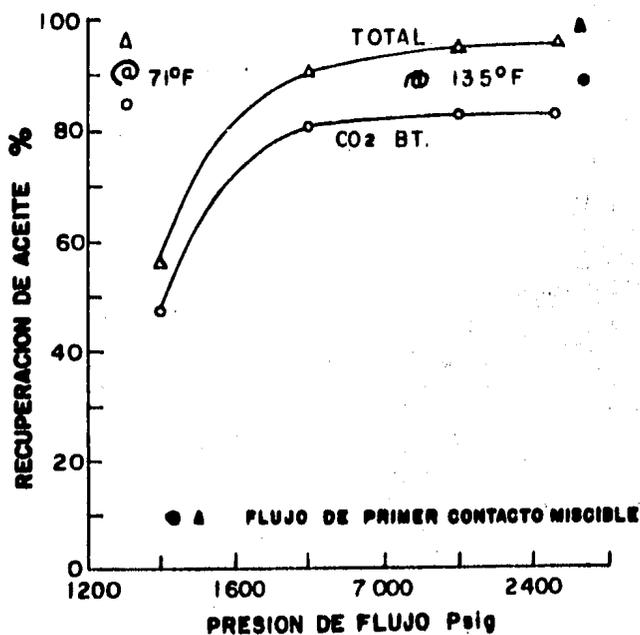


FIG. III.13. RECUPERACION DE ACEITE CON FLUJO DE CO<sub>2</sub> EN UN EM PACAMIENTO DE ARENAS DE 40 PIES DE LONGITUD CON-TENIENDO ACEITE MEAD-STRAWN MCT.

de  $\text{CO}_2$  se presenta en la Tabla III.5 (Pág. 95).

Los hidrocarburos extraídos utilizando la presión mostrada fueron primero los de mediano rango. (gasolina, gas-aceite)- Con algunos ligeros al final (algunos de los ligeros no fueron condensados del  $\text{CO}_2$ ; fueron producidos durante el flujo).

El volumen de hidrocarburos líquidos extraídos en la zona de transición y el volumen resultante de la zona de transición a varias presiones de flujo son presentados en la Fig. III.14.A- (Pág.100) y III.14.B. (Pág.100).

Un aceite sintético fue mezclado usando una gasolina-gas; el aceite mezclado tuvo una composición similar a la de los hidrocarburos en la zona de transición (rango de evaporación de 170 a 180 °F). Esta mezcla fue miscible a 135°F y a varias presiones; a 2,230 lb/pg<sup>2</sup> fue completamente miscible en toda proporción con el  $\text{CO}_2$ . Esta mezcla tuvo una viscosidad semejante al aceite (Mead Strawn) que se utilizó para la prueba. Un flujo con  $\text{CO}_2$  fue hecho a una presión de 2,500 lb/pg<sup>2</sup>, que es la presión de miscibilidad de la mezcla de aceite; el resultado se muestra en la Fig. III.13 (Pág. 98) el cual indica que el desplazamiento miscible se llevó a cabo.

La Fig. III.15 (Pág.102) muestra el comportamiento del flujo con  $\text{CO}_2$  a varias presiones; los dos diagramas de flujo muestran la saturación del aceite a 1,800 lb/pg<sup>2</sup> y a 2,500 lb/pg<sup>2</sup> en un empacamiento con arena. La saturación de aceite con el primer flujo de  $\text{CO}_2$  vaporizó hidrocarburos de ( $\text{C}_2$  a  $\text{C}_4$ ) en la inyección de más  $\text{CO}_2$  se extrajeron más hidrocarburos que --

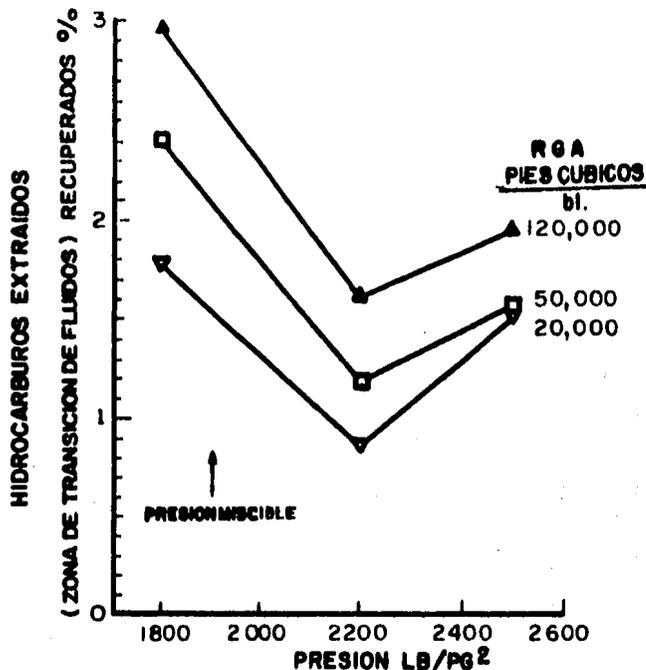


FIG. III.14.A VOLUMEN DE HIDROCARBURO EXTRAIDO EN LA ZONA DE TRANSICION; FLUIDO PRODUCIDO DE UN EMPACAMIENTO DE ARENAS DURANTE EL FLUJO DE CO<sub>2</sub> A 135<sup>o</sup>F, CON UN ACEITE MEAD-STRAWN.

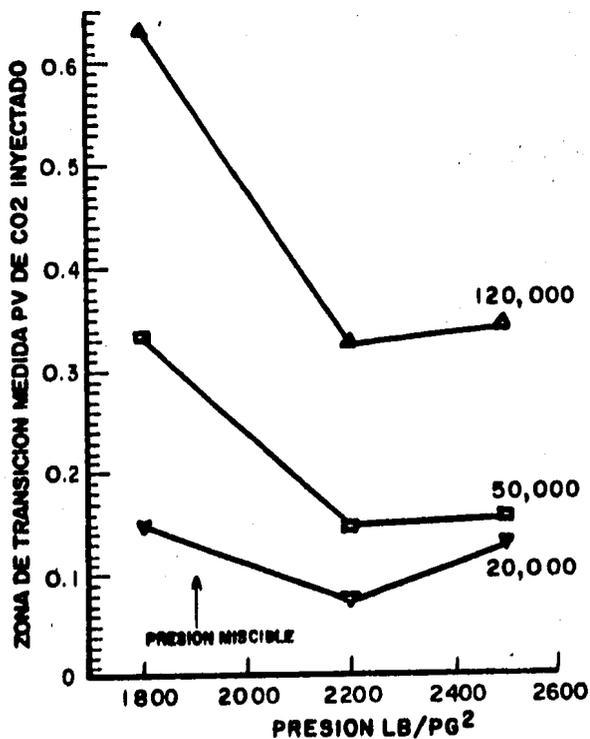


FIG. 3.14.B ZONA DE TRANSICION MEDIDA CONTENIENDO HIDROCARBUROS EXTRAIDOS DURANTE EL FLUJO CON CO<sub>2</sub> A 135<sup>o</sup>F CON UN ACEITE MEAD-STRAWN.

van de ( $C_5$  a  $C_{20}$ ) los cuales forman la zona de transición.

La extensión de la zona de transición hidrocarburos- $CO_2$  es función de la presión de flujo. Una gran zona de transición se notó al tener un flujo a baja presión. Por otro lado, una alta concentración de hidrocarburos se presentó en la zona de transición a una alta presión de flujo, y una baja saturación-residual se dejó en el empacamiento de arenas al terminar el flujo. Esto es confirmado por una alta recuperación de aceite al tenerse una presión alta.

El diagrama inferior de la Fig. III.15 (Pág.102) muestra un flujo de  $CO_2$  con la mezcla de aceite a condiciones de yacimiento a una presión en la cual el  $CO_2$  y el aceite son completamente miscibles. En dicha prueba no ocurrió extracción de hidrocarburos; el análisis de la zona de transición mostró una mezcla de una fase simple de  $CO_2$  y aceite (la composición del hidrocarburo líquido en la zona de transición fue semejante a la del aceite en el yacimiento) también la extensión de la zona de transición fue pequeña, con respecto a la del flujo de  $CO_2$  con un aceite a condiciones de tanque.

#### III.4.C. EFECTO DE MOVILIDAD EN MISCIBILIDAD DIRECTA.

La gran zona de transición que se observó a  $1,800 \text{ lb/pg}^2$  indica que el flujo a esta presión tiene una mejor movilidad. Una ventaja similar se sugirió para un flujo miscible de alta presión de gas por Giraud y Thomere<sup>29</sup>. Sin embargo se resta la ventaja de una zona de transición grande por el hecho

de que una alta concentración de hidrocarburos más viscosos -- son extraídos dentro de la zona de transición a una alta presión. También la viscosidad del  $\text{CO}_2$  incrementa al aumentar la presión<sup>28</sup>. Existe una presión óptima de flujo a la cual la eficiencia de desplazamiento es máxima.

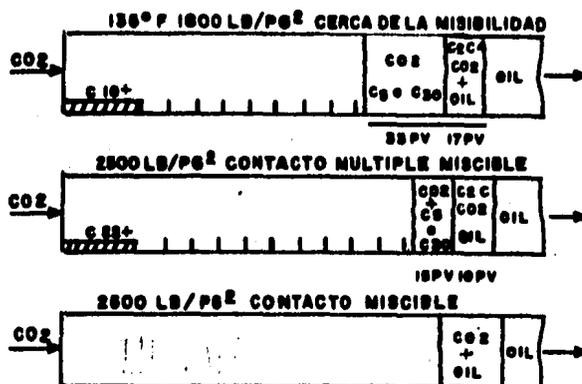


FIG. III.15. ESQUEMA DE DESPLAZAMIENTO DE  $\text{CO}_2$  A CONDICIONES -- INMISCIBLES Y CASI MISCIBLES (BÁSADOS EN EL FLUJO DE UN EMPACAMIENTO DE ARENAS).

#### III.4.D. EFECTO DE LA TEMPERATURA DE FLUJO EN MISCIBILIDAD DIRECTA.

El volumen relativo de aceite de la Fig. III.12 (Pág. 98) muestra que la temperatura hace que se tenga una diferencia -- considerable en la presión a la que la extracción de hidro-- carburos puede ocurrir. La curva de 71°F, muestra que la ex-- tracción de hidrocarburos ocurre a 900 lb/pg<sup>2</sup>. Se indicó que -- se debería tener una alta recuperación de tipo miscible con -- flujo de  $\text{CO}_2$  a 71°F y a una presión un poco más alta que esta;

dicha presión fue de 1,250 lb/pg<sup>2</sup> a 71°F teniéndose una recuperación de 94% de aceite, Fig. III.13 (Pág. 98).

La curva de volumen relativo a 190°F muestra que la extracción hecha a 1,600 lb/pg<sup>2</sup> y los resultados de flujo expuestos en la Tabla III.6 (Pág.105) flujo 7 y 8, muestran la presión de 2,800 lb/pg<sup>2</sup> requerida para tener una recuperación de aceite de tipo miscible a esta temperatura. La Tabla III.7 (Pág.106) muestra una composición similar de hidrocarburos de la zona de transición durante el flujo a una presión en la que se presenta miscibilidad dinámica para varias temperaturas.

Para poder hacer una comparación es mostrada la composición de un hidrocarburo líquido durante el flujo miscible de propano-metano haciendo una mezcla de C<sub>1</sub> a C<sub>3</sub> para desplazar aceite.

#### III.4.E. EFECTO DE LA COMPOSICION DEL ACEITE EN MISCIBILIDAD DIRECTA.

La composición del aceite influye en la presión necesaria para obtener un flujo de tipo miscible. Las curvas de volumen relativo de la Fig. III.15 (Pág.102) muestran que con el aceite (Blandini) la extracción de hidrocarburo a baja presión (de 1,100 lb/pg<sup>2</sup>) un alto volumen de aceite es extraído por el CO<sub>2</sub>. La Fig. III.16 (Pag.104) muestra los resultados de la recuperación de aceite por flujo de CO<sub>2</sub> a través de empacamiento de arena. Al principio se obtuvo una mayor recuperación de hidrocarburos a baja presión (comparada con la del aceite Mead-

Strawn) causada por un desplazamiento de tipo miscible a baja-presión, con el aceite a condiciones de tanque. La alta recuperación de 94% ocurrió a 1,700 lb/pg<sup>2</sup> con el aceite Blandini, - comparada con 1,900 lb/pg<sup>2</sup> con la del aceite Mead-Strawn. La - Tabla III.5 (Pág. 95) muestra la composición de ambos aceites; es aparente que el aceite Blandini contiene un gran volumen de hidrocarburos volátiles en la gasolina y ligeros en el rango - gas - aceite.

Datos de volumen relativo y resultados de flujos. (Tabla-III.6. flujos 14 y 15) indican que puede tenerse una alta recuperación de aceite de tipo miscible usándose CO<sub>2</sub> en aceites -- que contengan hidrocarburos en un rango de C<sub>3</sub> a C<sub>30</sub>.

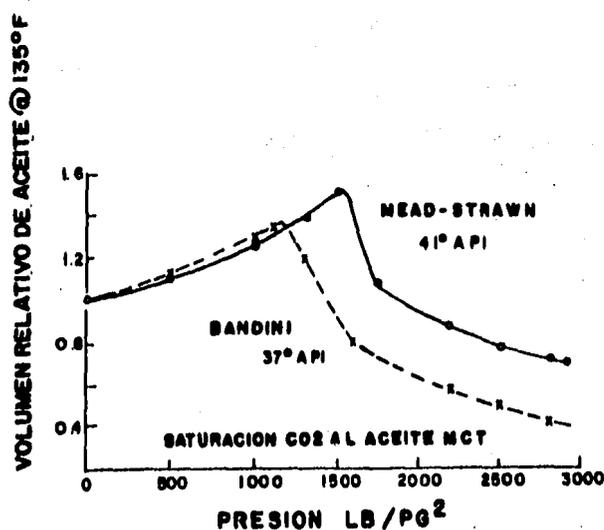


FIG. III.16 CAMBIO EN EL VOLUMEN DE ACEITE AL AUMENTAR EL CO<sub>2</sub> E INCREMENTARSE LA PRESION.

III.4.F DISCUSION DE LOS RESULTADOS.

TABLA III.6 RESULTADOS DE FLUJO EXPERIMENTAL EN EMPAQUES DE ARENA DE 48 PIES DE LONGITUD.

No.- Flujo	Aceite en el ya cimiento	Condiciones de Flu- jo.		Fluido Inyectado	Recuperación de aceite (% de aceite en el ya- cimiento)		Volumen de la zo na de transición a 50,000 GOR (% PV)	Ex tracción de Hidrocar buros en la zona de transición (% de a ceite en el yacimiento)
		Temperatura (°F)	Presión (Psig)		A través del rom pimiento con CO <sub>2</sub>	Final		
1	Mead-Strawn MCT	135	1,400	100% CO <sub>2</sub>	47.4	56.5	---	0.4
2	Mead-Strawn MCT	135	1,800	100% CO <sub>2</sub>	80.6	90.6	.33	3.1
3	Mead-Strawn MCT	135	2,200	100% CO <sub>2</sub>	82.7	94.8	.145	1.7
4	Mead-Strawn MCT	135	2,500	100% CO <sub>2</sub>	83.0	95.8	.155	1.9
5	Gas-aceite Blend	135	2,500	100% CO <sub>2</sub>	89.0	96.7	---	---
6	Mead-Strawn MCT	71	1,250	100% CO <sub>2</sub>	82.2	94.0	---	---
7	Mead-Strawn MCT	190	2,500	100% CO <sub>2</sub>	79.6	89.7	.32	3.5
8	Mead-Strawn MCT	190	2,800	100% CO <sub>2</sub>	83.6	94.3	0.145	1.7
9	Mead-Strawn acei te a condiciones de yacimiento.							
10	Mead-Strawn acei te a condiciones de yacimiento BP = 1,800 psi.	135	2,200	100% CO <sub>2</sub>	81.7	92.4	---	---
11	Mead-Strawn MCT	135	2,200	90% CO <sub>2</sub> 100% CH <sub>4</sub>	76.7	88.4	---	---
12	Mead-Strawn MCT	135	2,500	90% CO <sub>2</sub> 100% CH <sub>4</sub>	80.8	94.2	---	---
13	Mead-Strawn MCT	135	3,500	59% C <sub>1</sub> 41% C <sub>2</sub>	85.9	97.0	---	---
14	Domínguez MCT	150	2,200	100% CO <sub>2</sub>	83.6	92.8	---	---
15	Domínguez MCT	185	2,900	100% CO <sub>2</sub>	80.7	92.0	---	---

COMPOSICION \* DE LA ZONA DE TRANSICION DURANTE EL FLUJO MISCI-  
BLE PARA EL ACEITE MEAD-STRAWN.

Rango de Ebullición del hidrocarburo °F	Flujo de CO <sub>2</sub> a a 1,300 Psi y 71°F	Flujo de CO <sub>2</sub> a a 2,500 Psi y 135°F	Flujo de CO <sub>2</sub> a a 2,800 psi y 190°F
0 a 170	4.7	2.1	5.6
175 a 850	93.5	96.3	92.9
850	1.8	1.6	1.6

\* Líquido atrapado a presión y temperatura atmosférica.

## III.4.F.1 DESPLAZAMIENTO DINAMICO MISCIBLE.

La combinación de datos obtenidos de estos flujos a varias presiones y temperaturas muestran que el contacto múltiple miscible para desplazamiento de aceite puede ser distinguido al principio con respecto a la de miscibilidad directa. Los flujos usando  $\text{CO}_2$  son similares al desplazamiento de gas húmedo a alta presión en el que ocurre un contacto múltiple en el yacimiento de aceite<sup>30</sup>. El mecanismo de desplazamiento difiere principalmente de la profundidad de la vaporización o extracción de hidrocarburos del aceite. El proceso de gas a alta presión requiere substancialmente componentes de  $\text{C}_2$  a  $\text{C}_4$  en el yacimiento de aceite para el desarrollo de desplazamiento tipo miscible a presiones de flujo prácticas ( $5,000 \text{ lb/pg}^2$  o menores). Esto elimina el método de depresionamiento de yacimientos de gas como candidato a la aplicación de este punto. El flujo de  $\text{CO}_2$ , sobre una considerable baja presión, puede desarrollar desplazamiento de tipo miscible con o sin componentes de  $\text{C}_2$  a  $\text{C}_4$  en el aceite.

En ambos procesos, el gas o el  $\text{CO}_2$  vaporizan o extraen hidrocarburos del aceite del yacimiento hasta que una cantidad suficiente de estos hidrocarburos exista en el desplazamiento para causar un desplazamiento miscible de aceite; al llegar a este punto, la vaporización o mecanismo de extracción se detiene hasta que se rompe el frente miscible que se ha desarrollado a través del mecanismo de dispersión. Cuando la miscibilidad no existe, la vaporización o mecanismo de extracción ocurre otra vez para establecer la miscibilidad. Este tipo de desplazamiento ha sido también definido por Giraud y Thomere<sup>29</sup>.

Conforme el banco miscible está formado, dispersado y re-

hecho a través del patrón de desplazamiento, un pequeño incremento del aceite residual ocurre a lo largo del patrón de desplazamiento. Pequeñas cantidades de aceite se recobran a través del empacamiento de arena después de que la prueba de desplazamiento dinámico miscible de  $\text{CO}_2$  confirme esta fase residual.

Las recuperaciones en corrientes muy altas y las cantidades pequeñas (menos de 0.2%) de aceite localizado, que fueron recuperados durante la contracción a altas presiones indican que el contenido residual de aceite es muy pequeño en estos empaques de arena de alta permeabilidad. Las corrientes de  $\text{CO}_2$  conducidas por Shelton y Schneider<sup>31</sup> en sistemas consolidados de baja permeabilidad, muestran saturaciones de aceite residual del 2 al 5% P.V.

#### III.4.F PRESION REQUERIDA PARA DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DINAMICO CON $\text{CO}_2$ .

Teóricamente, el desplazamiento miscible de hidrocarburos ocurrirá a la presión que el aceite es extraído por  $\text{CO}_2$ . Esto puede indicar que la presión para que esta extracción ocurra, como lo mostrado por las curvas de volumen relativo, es la presión miscible. Esto es aparente, sin embargo, no todo el hidrocarburo es extraído a esta presión, sino a una más alta, para poder mantener un desplazamiento miscible frontal a una distancia apreciable. Sin embargo se ha notado que los componentes vaporizados de  $\text{C}_2$  a  $\text{C}_4$  tienden a ser transportados delante del desplazamiento frontal por la inyección de  $\text{CO}_2$ , ver Fig. III.-15 (Pág.102).

Se desarrolló una correlación para poder determinar la --

presión a la cual el desplazamiento miscible directo es máximo por flujo de  $\text{CO}_2$ . La correlación se basó en el método de Benham y cols<sup>32</sup>, y se requieren datos de la temperatura del yacimiento así como de la composición del aceite. Se necesita determinar la mezcla de metano-propano que mejor convenga para obtener datos del flujo de  $\text{CO}_2$  en el empcamiento de prueba. La correlación se basó en una mezcla de 59% de metano y 41% de propano. Los puntos para esta mezcla de hidrocarburos fueon hechos de 12 volúmenes tomados de la Ref. 32 y trazados en la Fig. III.17 (Pág.109). La presión requerida para lograr un desplazamiento de tipo miscible es dada en función de la temperatura del yacimiento y el peso molecular del fluido del yacimiento  $\text{C}_2^+$ .

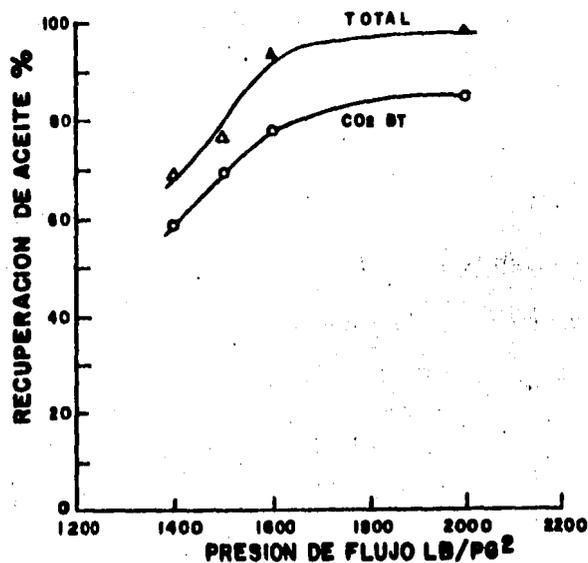


FIG. III.17 RECUPERACION DE ACEITE CON  $\text{CO}_2$  EN UN EMPACAMIENTO DE ARENAS DE 84 PIES DE LONGITUD CONTENIENDO ACEITE TIPO BANDINI M.C.T.

La correlación se aplicó a seis aceites y a cinco diferentes temperaturas en flujos con  $\text{CO}_2$  en el laboratorio. Los resultados presentados en la Tabla III.8 (Pág.111) muestran una buena aproximación de lo predicho y el resultado de flujo en el laboratorio.

#### III.4.F.3 EFECTO DE GAS-HIDROCARBURO EN DESPLAZAMIENTO DINAMICO MISCIBLE.

La presencia de gas-hidrocarburo en el yacimiento de aceite o en la inyección de  $\text{CO}_2$  se trató en este análisis. Se observó que pequeñas cantidades de metano (10% VP) en la inyección de  $\text{CO}_2$  causan un decremento apreciable en la eficiencia de la recuperación de aceite (Tabla III.6. Flujos 11 y 12, --- Pág. 105). Los resultados muestran que se requiere una alta presión para comparar la recuperación de aceite usando  $\text{CO}_2$  puro.

La presencia de metano en el yacimiento de aceite tiene un efecto adverso en el flujo con  $\text{CO}_2$ , y el total de aceite recuperado durante el flujo fue menor que cuando el crudo no contuvo metano (Tabla III.6. Flujo 3 contraflujo 10).

La interpretación de este comportamiento es la siguiente:

1.- El  $\text{CO}_2$  originalmente desplaza al metano con el crudo, y el banco de metano rico mueve al frente del desplazamiento frontal.

2.- Cuando el metano es removido del crudo, un contacto más amplio resulta en la extracción de hidrocarburos pesados.

TABLA III.8 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN REQUERIDA PARA DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES.

Aceite de yacimiento	Punto de presión de burbuja (psi)	Temperaturas de yacimiento. °F	Peso Molecular C <sub>5</sub>	Gas manejado	Presión requerida para desplazamiento - Miscible.	
					Tubo de pruebas	Correlación
Bandini. MCT	< 50	130	171	CO <sub>2</sub>	1,750	1,840
Mead-Strawn MCT	< 50	71	183	CO <sub>2</sub>	1,250	1,150
Mead-Strawn MCT	< 50	135	183	CO <sub>2</sub>	1,900	1,910
Mead-Strawn MCT	< 50	190	183	CO <sub>2</sub>	Miscibilidad a 2,500	-----
Mead-Srtawn aceite en el yacimiento.	1,800	135	183	CO <sub>2</sub>	Miscibilidad a 2,800	
					2,000	1,910
					Miscible a 2,500	
Mead-strawn MCT	< 50	135	183	90% CO <sub>2</sub> -10% C <sub>3</sub>	Inmiscible a 2,200	

La presencia de metano en el aceite reduce la eficiencia de extracción de hidrocarburos por  $CO_2$  y agranda la distancia de flujo inmisible; el metano crea una menor razón de movilidad de un flujo con  $CO_2$ .

### III.5 EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO UTILIZANDO AGUA (1)

Se diseñó un método que permitirá elevar la recuperación de líquidos y de gas, manteniendo alta la presión del yacimiento durante la explotación de la mayor parte de las reservas.

El método consiste de las siguientes etapas:

1.- Inyectar agua en el contacto agua/gas o en puntos convenientes en el fondo de la zona productora, manteniendo la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío durante la explotación en esta etapa.

2.- No invadir totalmente el yacimiento, suspendiendo la inyección cuando quede un casquete de gas, de dimensiones tales que no haya conificación del agua al explotarlo.

3.- Una vez alcanzada esta etapa se produce el yacimiento, a través del casquete, por agotamiento natural; al bajar su presión, el gas atrapado en la zona de agua aumentará su volumen y fluirá al casquete de donde se explotará.

#### III.5.A. OBSERVACIONES DEL METODO.

(1) Desarrollada a partir de la Ref.10.

1.- El método propuesto es altamente recomendable, pues - la expectativa en el caso analizado es obtener incrementos en las recuperaciones de líquido y gas del orden siguiente:

Líquido del 110 al 210%

Gas del 3 al 6%

2.- Evita la condensación retrógrada durante la etapa de inyección y por lo tanto la pérdida de grandes volúmenes de líquidos.

3.- Mantiene alta la presión del yacimiento con lo que reduce las necesidades de compresión.

4.- Evita durante la etapa de mantenimiento de presión, la pérdida de productividad de los pozos por la acumulación de líquidos en la vecindad del agujero.

5.- Se recomienda su aplicación en los yacimientos de gas y condensado que cumplan las condiciones siguientes:

a.- Que estén arriba o cerca de la presión de rocío.

b.- Que su permeabilidad vertical sea igual o mayor que la horizontal.

c.- Que no tenga acuífero activo.

d.- Que tenga bajo contenido de arcillas hidratables.

e.- Que las formaciones sean gruesas.

f.- Que exista buen relieve estructural.

g.- Si la formación es delgada que tenga una extensión -- grande.

6.- Se recomienda colocar pozos productores de flanco, que servirán de control para reevaluar la saturación residual de --

gas y la eficiencia volumétrica de barrido que realmente correspondan al yacimiento.

7.- Su aplicación en yacimientos de gas seco o ligeramente húmedo permitirá grandes ahorros en compresión.

#### IV. PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN EL MANEJO DE GAS Y CONDENSADO. (i)

##### IV.1. INTRODUCCION

La mayor parte de los hidrocarburos de este tipo obtenidos en el sureste México proceden de formaciones profundas y de gran espesor, con presiones y temperaturas relativamente altas.

Desde el inicio de la explotación de estos yacimientos se han presentado múltiples problemas para el aprovechamiento integral de los hidrocarburos producidos. Esto se ha debido al sorpresivo aumento de la producción y a la capacidad insuficiente de las instalaciones para su manejo, diseñadas bajo criterios aplicables preferentemente al procesamiento de aceite negro.

Sin duda un mejor conocimiento de las propiedades del gas y condensado como del aceite volátil bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, permite una selección más adecuada de los procesos y las condiciones de operación del equipo.

Con la finalidad de absorber las variaciones repentinas en los volúmenes de los fluidos a tratar, es necesario que al diseñarse las instalaciones se incorpore un criterio modular que permita ampliar o reducir oportunamente la capacidad de los diferentes procesos. Esto resulta particularmente recomendable cuando la información disponible es limitada.

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 11.

#### IV.2 SISTEMA DE PRODUCCION PARA GAS Y CONDENSADO Y ACEITE VOLATIL.

El objetivo en el manejo superficial de estos fluidos, -- consiste en maximizar la recuperaión de líquidos (aceite y condensados) de la mezcla de líquidos y gas procedente de los pozos. En el diagrama de flujo IV.A (Pág.117) se muestra una secuencia de flujo del sistema de producción para aceite volátil. La mezcla se recibe en un cabezal o múltiple de recolección; las corrientes de alta, intermedia y baja presión se envían al sistema de separación de gas-aceite. La corriente de aceite se pasa a estabilización y desalado y queda disponible para bombearse a las refinerías. La corriente de gas pasa a -- rectificación, recuperación de condensados, deshidratación y -- endulzamiento, quedando listo para su compresión y envío a las plantas petroquímicas, o a los centros de consumo o a exportación. La corriente de condensados compuesta por butanos y gasolinas, se deshidrata y endulza antes de su envío a refinerías.

#### IV.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION PARA EL MANEJO DE GAS, CONDENSADO Y ACEITE VOLATIL PARA EL SURESTE DE LA REPUBLICA MEXICANA.

1.- Estos yacimientos producen por empuje de agua de fondo, son de gran espesor y tienen alta permeabilidad tanto horizontal como vertical. Tomando en cuenta la declinación natural de la presión de los yacimientos, la industria petrolera nacional tiene en desarrollo un programa de mantenimiento de pre---



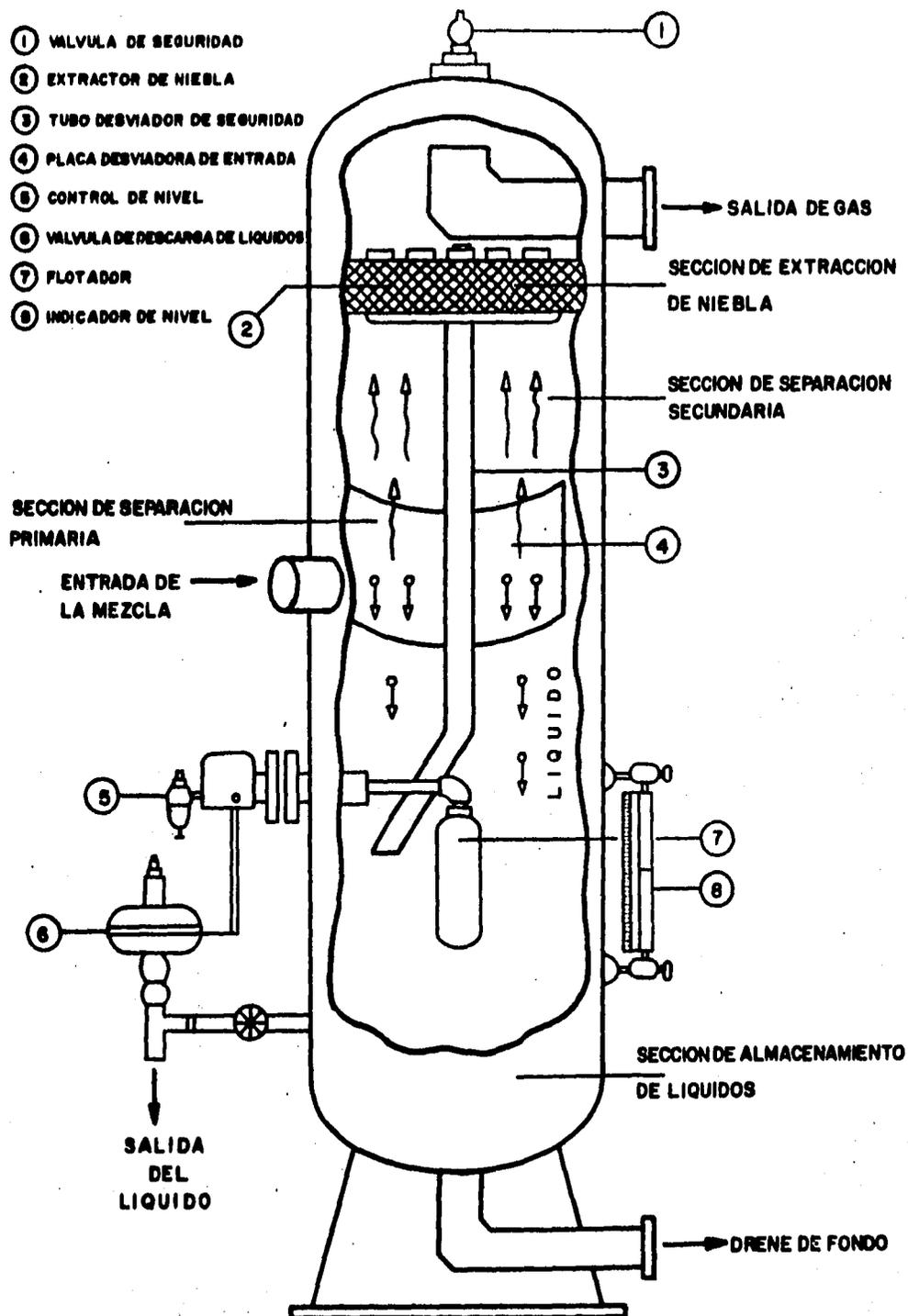


FIG.IV.1 ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL

sión mediante la inyección de agua al yacimiento. También debe mencionarse que cuando se requieren mayores ritmos de producción de los pozos<sup>33</sup>, se recurre a la reducción de su contrapresión en la superficie, descargándolos a presiones de separación más bajas. De estos factores se puede establecer lo siguiente.

1.a.- Debe incorporarse al diseño de las instalaciones, un criterio modular que permita absorber cualquier aumento repentino en el volumen de fluido por manejar.

1.b.- El múltiple de recolección debe presentar una configuración modular que permita su interconexión rápida y la distribución de las corrientes a las diferentes etapas de separación.

1.c.- Conviene que las instalaciones para el manejo de gas a baja presión (separadores, rectificadores, etc.), permitan fácil conexión de equipo adicional para absorber el incremento de volumen de gas, al descargar los pozos directamente en baja presión.

1.d.- Si bajo las condiciones actuales no se requiere equipo para eliminar el agua libre, en todo caso el diseño debe contemplar su incorporación futura.

1.e.- Las instalaciones para manejar el agua producida también deben diseñarse en forma modular.

2.- Comportamiento PVT y composición de los fluidos. Desde el inicio de la explotación de los campos del sureste del país, se han presentado problemas en la recolección, transpor-

tación y procesamiento de los fluidos producidos; el gas conteniendo fracciones de hidrocarburos condensables no han sido -- aprovechados satisfactoriamente. Ahora se sabe que se trata de gas y condensado y aceites volátiles; para los cuales no se -- cumple la afirmación típica para aceites negros de que "gas en el yacimiento es gas en la superficie y líquido en el yacimiento también lo es en la superficie". El volumen de líquido (condensados a condiciones de separación) obtenido de la fase gaseosa, puede ser igual y en ocasiones mayor que el volumen de líquido (aceite a condiciones de tanque) obtenido de la fase líquida<sup>34</sup>. También es común que los hidrocarburos líquidos extraídos del gas a baja temperatura representan hasta una tercera parte del volumen total de hidrocarburos recuperados.

En base a lo anterior se pueden establecer las siguientes consideraciones:

2.a.- El cálculo de los volúmenes de líquidos extraídos de la fase gaseosa resulta relativamente complejo, por lo que el diseño óptimo de las instalaciones para su manejo no se logra fácilmente. Por esta razón cuando sea posible se recomienda utilizar análisis composicionales de la fase gaseosa, separada por abatimiento de presión de una muestra de los fluidos, para calcular el volumen de hidrocarburos condensables.

2.b.- Es necesario incorporar un sistema para la estabilización del aceite que, al separar los butanos y las gasolinas, reduzca o elimine las pérdidas por evaporación de hidrocarburos intermedios en los tanques de almacenamiento.

2.c.- El sistema debe contar con equipo para recuperar hidrocarburos pesados del gas mediante la reducción de su temperatura; este proceso se puede efectuar en la batería de separación o en una planta central que reciba las corrientes de varias baterías. En este caso es necesario hacer una estabilización parcial del gas en el campo con la finalidad de evitar -- problemas de transporte, ocasionados por una excesiva condensación de líquidos. Este último criterio es el más viable para la industria.

2.d.- La transportación de los condensados requiere el empleo de una línea especial, ya que su incorporación al oleoducto puede ocasionar grandes pérdidas por vaporización de los mismos en los tanque atmosféricos.

2.e.- Cuando en el proceso de desalado se utilizan tratadores electrostáticos, los cuales tienen una limitada capacidad de manejo de gas, es necesario que el proceso de estabilización sea realizado previamente para evitar fallas frecuentes del sistema eléctrico.

3.- Disponibilidad de equipo de compresión.- La rápida expansión de la producción nacional procedente de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, caracterizados por las altas relaciones gas-aceite producidos, ha ocasionado la escasez del equipo de compresión para manejar grandes volúmenes de gas. En esta situación se puede establecer lo siguiente:

3.a.- Con la finalidad de reducir la potencia de compresión y al mismo tiempo maximizar la recuperación de líquidos<sup>35</sup>,

es conveniente considerar la separación de gas y aceite en varias etapas; la presión de operación de la primera etapa debe ser lo más alta posible, siempre y cuando las políticas de explotación y el programa de producción lo permitan.

4.- Localización de las instalaciones.- Se consideran las características de instalaciones terrestres del área cretácica del Sureste.

5.- Temperatura de los fluidos a boca de pozo y temperatura ambiente. Tanto la temperatura de los fluidos a boca de pozo como la temperatura ambiente son altas, lo cual favorece la estabilización del crudo requiriéndose menor consumo de calor; sin embargo la estabilización del gas en campo es inadecuada - por requerir gran capacidad de enfriamiento, siendo más práctico realizar este proceso en plantas centralizadas.

#### IV.4 PROCESOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE PRODUCCION.

1.- Los separadores recomendados para el proceso son del tipo horizontal (se verá posteriormente con más detalle) ya -- que es el más adecuado para manejar corrientes con altas relaciones de gas-aceite.<sup>36</sup>

2.- Proceso de rectificación del gas.- Consiste de rectificadores o depuradores verticales conectados en las descargas del gas de los separadores. La finalidad de instalar este equipo es eliminar de la corriente de gas los líquidos que pueden ser arrastrados de los separadores por un mal funcionamiento - de los mismos.

3.- Proceso de recuperación y deshidratación de condensados.- Una vez que el gas sale del proceso de rectificación, pasa al de recuperación y deshidratación, y deshidratación de condensados el cual consiste de enfriadores de aire, rectificadores para recuperar los condensados que se obtienen por el abatimiento de temperatura del gas, un separador de tres fases, - un tanque de balance y bombas para enviarlos por medio de una línea independiente a la planta de tratamiento. Con este sistema, aunque es simple se logra estabilizar y deshidratar prácticamente el gas evitando una depositación excesiva de líquidos en el gasoducto; además con el abatimiento de la temperatura del gas se obtiene una mayor eficiencia del equipo de compresión.

4.- Proceso de estabilización del aceite.- Como el aceite manejado es volátil se recomienda incluir un sistema para su estabilización, como son los separadores a muy baja presión de 10 a 14 lb/pg<sup>2</sup>.<sup>37</sup> y <sup>38</sup>

5.- Proceso de desalado del aceite.<sup>39</sup> El crudo obtenido de los campos de aceite volátil del Sureste del país contiene --- aproximadamente 1% de salmuera, que representa una salinidad de 1,500 LMB (libras por cada mil barriles). La salmuera se encuentra dispersa en el aceite en forma de pequeñas gotas esféricas, con diámetros menores de 10 micras (\*). Cada gota está cubierta por una película de asfalteno y otros sólidos finamente divididos que aísla física y eléctricamente a las gotas.

El proceso de desalado de aceite volátil se realiza de la (\*).- Una micra es igual a  $1 \times 10^{-3}$  mm.

siguiente manera:

a.- Adición y mezclado de agua de baja salinidad.

b.- Adición de un reactivo desemulsificante.

c.- Calentamiento del aceite y separación de éstos.

d.- Aplicación de voltajes eléctricos.- En esta forma se obtiene la dilución del agua salada original, la remoción de la cubierta aislante de las gotas, la reducción de la viscosidad de la fase continua (aceite) y finalmente, la unión de gotas (coalescencia) por efectos eléctricos; de esta manera se propicia la acción gravitacional sobre gotas de agua salada de tamaños cada vez mayores.

El agua de dilución, dulce o poco salada, se inyecta (3.5 %) al aceite en la salida del separador de baja presión, El proceso de añadir agua de baja salinidad para reducir la del crudo tratado, se conoce como desalado de crudos.

El desalador electrostático horizontal es el más eficiente de los tratadores de emulsión y resulta apropiado para instalaciones modulares por su fácil transportación e instalación. -- Cualquier aumento en la temperatura del tratamiento producirá una reducción en el consumo de desemulsificante. El desalador aumenta con sistemas para remoción de agua libre y de gas liberado; sin embargo volúmenes excesivos de agua o gas pueden -- afectar severamente la acción del campo eléctrico.

e.- Recuperación de aceite del agua producida.- El agua separada del aceite arrastra pequeñas fracciones de crudo frecuentemente asociado con parafina, asfaltenos y otros sedimen-

tos. Con la finalidad de evitar problemas de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, se incluye un proceso para la remoción del aceite y otros depósitos orgánicos. La adición de algún agente químico coagulante puede beneficiar el proceso. Los tanques desnatadores y las celdas de flotación pueden añadirse o suprimirse según la concentración de aceite y el volumen de agua producida. El contenido residual de aceite debe estar dentro de especificación que son: 30 ppm máxima.

#### IV.5. SISTEMA DE SEPARACION GAS LIQUIDO (1)

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Las mezclas de líquido y gas se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

a.- Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.

b.- Hay líneas en las que aparentemente se maneja solo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la línea, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.

c.- En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

(1) Desarrollado a partir de la Ref. 11.

Las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquidos y gas, son:

a.- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero es arrastrado por el flujo de gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.

b.- Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminar la mayor cantidad de líquido, ya que éste ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en la caída de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas.

c.- Como se menciona, el flujo de gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso, como el glicol, los cuales se deben recuperar ya que tienen un valor considerable.

En la industria petrolera, entre los equipos de separación aplicados con mayor frecuencia, están los siguientes:

Separadores<sup>40</sup>: Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a los flujos de líquido que repentinamente se presentan (cabezadas de líquidos), siendo éstos más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Separadores a baja temperatura.- Estos dispositivos se utilizan para la separación de gas y condensado, a baja tempe-

ratura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir los hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.

Eliminadores.- Estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión. Se utilizan generalmente en los sistemas de separación a baja temperatura. Algunos eliminadores solo se paran el agua de la corriente de gas.

Depuradores<sup>41</sup>.- Son dispositivos que se utilizan para manejar corrientes con muy altas relaciones gas-líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquidos suspendidas en corriente de gas, ya que estos no son eliminados generalmente por un separador ordinario. Dentro de este tipo específico de separadores están los depuradores de polvo y los filtros, que eliminan además de las gotas pequeñas de líquido, el polvo arrastrado en la corriente de gas. Es muy recomendable instalar depuradores antes de las compresoras, con el fin de protegerlas de los daños que pueden causar las impurezas arrastradas por el gas.

#### IV.6 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE SEPARACION.

En este capítulo se describen las partes de un separador y los diferentes tipos de separadores, mencionando brevemente las características de operación de los separadores de dos y tres fases, en su forma horizontal, vertical y esférica.

#### IV.6.A DESCRIPCIÓN DE UN SEPARADOR.

Un separador consta de las siguientes secciones, ver Fig. IV.1 (Pág.118)

a.- Sección de separación primaria. En esta sección se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas, y se reduce la turbulencia del flujo. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

b.- Sección de separación secundaria.- En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido. La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

c.- Sección de extracción de niebla.- En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria

del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria. El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido o por tubos ciclónicos.

d.- Sección de almacenamiento de líquidos.- En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas; esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se puedan presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Aparte de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de

contrapresión adecuados.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido en pozos de bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo siempre es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

#### IV.6.B. TIPOS DE EXTRACTORES DE NIEBLA.

Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración.

Los extractores de niebla más empleados son los del tipo de impacto, que a su vez pueden ser de veletas o alambres entretrejidos.

Extractores de niebla tipo veleta<sup>42</sup>: Consisten de placas metálicas paralelas formando un laberinto. Cada una de estas placas cuenta con varias bolsas para retener el líquido.

Cuando el gas pasa a través del extractor cambia de dirección varias veces y es centrifugado, provocando que las gotas de líquido se muevan hacia el exterior, donde son retenidas por las bolsas colectoras.

Aunque el diseño de estos extractores es empírico, los fabricantes generalmente garantizan que el líquido arrastrado en el flujo de gas no sobrepasa  $0.1 \text{ gal}/10^6 \text{ pie}^3$  de gas.

La eficiencia de un extractor de niebla de este tipo, ---

aumenta al colocar las placas de metal más juntas o al instalar más bolsas para retener el líquido; pero obviamente también se incrementa la caída de presión a través del extractor.

Entre los factores que afectan la eficiencia de estos extractores están el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial del líquido. Los extractores de este tipo son eficientes para separar partículas de líquido mayores de 10 micras<sup>42</sup>.

En los separadores que manejan glicol ha sido necesario utilizar dos extractores en serie, ya que siendo el glicol un líquido alto tensor propicia la formación de películas en el primer extractor, las cuales son arrastradas por el flujo de gas hasta el segundo extractor, donde se retienen y separan. El glicol también tiene la tendencia de disminuir la densidad del aceite o condensados arrastrados en el flujo de gas. Este problema se ha reducido añadiendo un agente antiespumante de alta densidad al glicol.

Cuando el separador cuenta con un tubo de drene de líquido, que va desde el extractor a la sección de almacenamiento, se debe vigilar que la caída de presión a través del extractor no sea mayor que la correspondiente a la columna hidrostática que se forma en el tubo. Cuando esto sucede, el líquido es extraído por succión hacia la parte superior del separador; o bien, el tubo queda parcialmente tapado. Comúnmente la caída de presión a través de este tipo de extractores, varía de una a diez pulgadas de agua.

Extractores de niebla de malla de alambre entretrejido.- Este tipo de extractores aunque se emplea poco, a dado resulta dos favorables y es de bajo costo. Consisten básicamente de un cojinete de malla de alambre, que tiene aberturas asimétricas y desalineadas. El mecanismo de separación de líquido es el -- choque, aunque también hay acción centrífuga<sup>43</sup>.

La eficiencia de estos extractores, depende de la velocidad del flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden a aglomerarse entre los alambres. A velocidades altas el extractor tiende a inundarse, debido a que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo de gas. En ambos casos los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido y, entonces, una porción de líquido es arrastrada por la corriente de gas.

La velocidad con que se obtiene la máxima eficiencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$v = k ( (\rho_p - \rho_g) / \rho_g )^{1/2}$$

El valor aproximado de k, cuando se utiliza el extractor en separadores de gas y líquido, es 0.35. La ecuación anterior es similar a la que se emplea para determinar la velocidad permisible en los separadores, pero en este caso el valor de k varía entre 0.12 y 0.17.

Extractores de niebla tipo ciclónico.- Este tipo de extractores consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos, como los mostrados en la Fig. IV.2<sup>44</sup> (Pág.133), montados en un recipiente como se indica en la Fig. IV.3. (Pág.134). El-

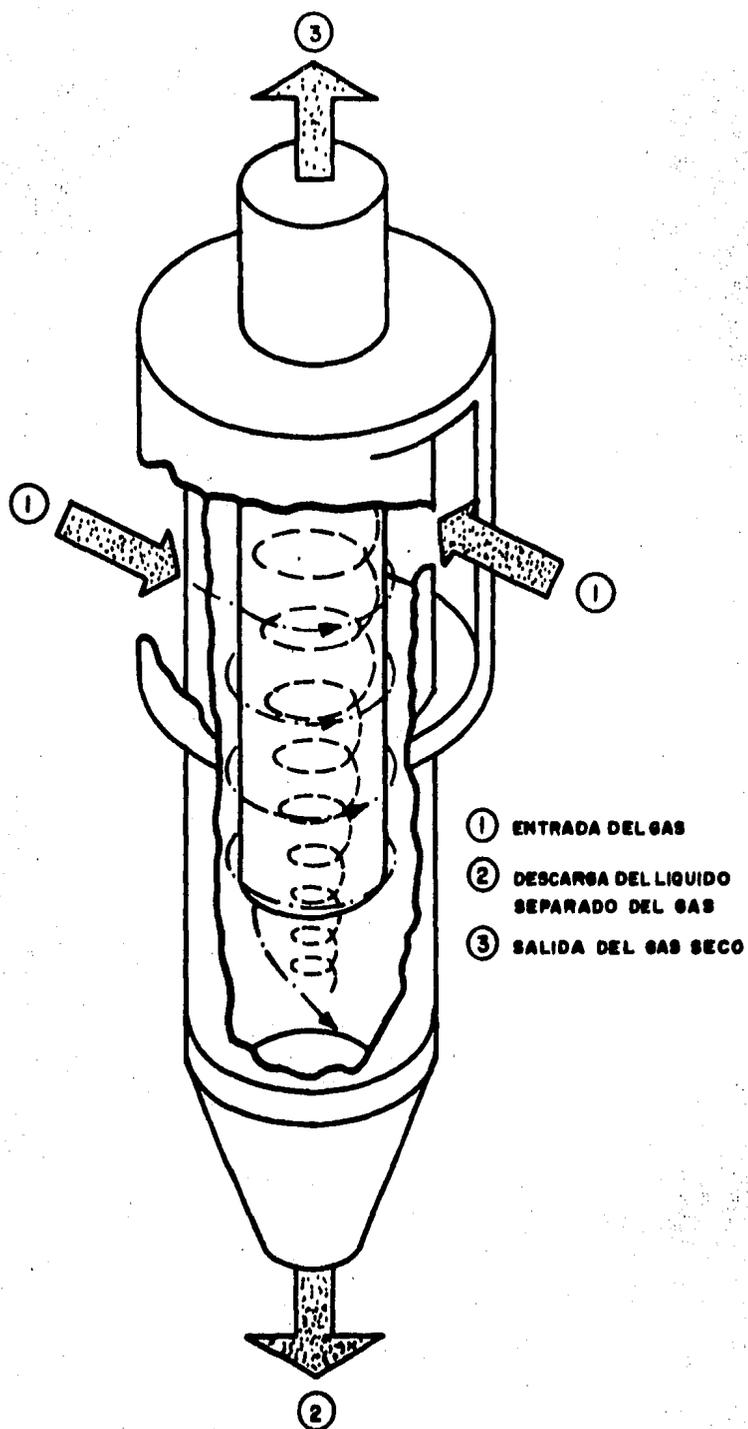


FIG. IV.2 ESQUEMA DE UN TUBO CENTRIFUGO DE UN EXTRACTOR DEL TIPO CICLONICO.

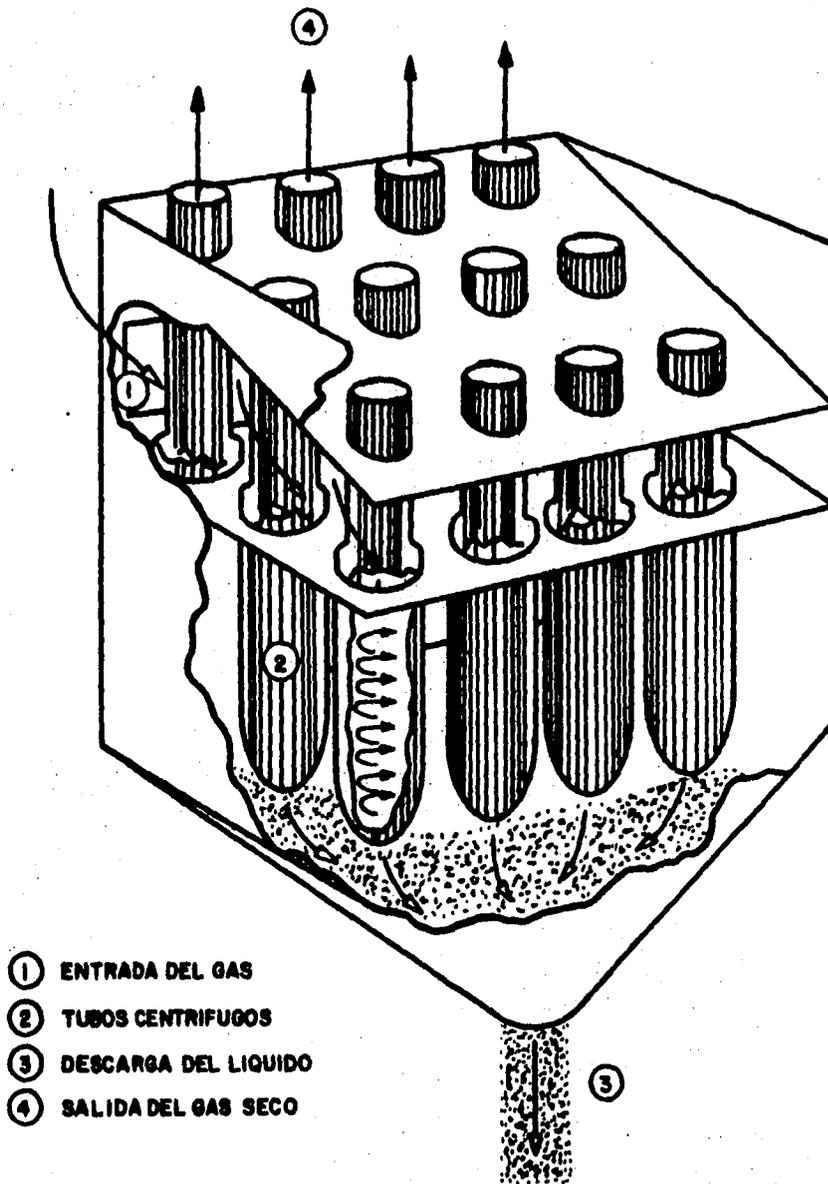


FIG. IV.3. ESQUEMA DE UN EXTRACTOR DE NIEBLA DEL TIPO CICLONICO.

número de tubos depende del gasto de gas que se va a manejar.

La velocidad del flujo de gas en este tipo de extractores es crítica. Cuando la velocidad disminuye abajo de un cierto valor, la eficiencia se abate rápidamente y si la velocidad aumenta, la caída de presión a través el extractor también se incrementará<sup>44</sup>.

#### IV.7. CLASIFICACION DE LOS SEPARADORES.

Los separadores pueden clasificarse en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

##### IV.7.A. SEPARADORES CONVENCIONALES.

Se acostumbra designar separadores convencionales a los separadores de dos fases en cualquiera de sus tres tipos: verticales, horizontales y esféricos. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal, o bien por dos colocados uno encima del otro. A los primeros se les conoce como de simple barril, y a estos últimos como de doble barril.

En las Figs. IV.1. y IV.4. (Págs.118 y 137 respectivamente) se muestran esquemas de un separador vertical y un horizontal.

Las ventajas y desventajas de cada tipo, se muestran a continuación:

##### Separadores Verticales.

##### Ventajas:

a.- Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.

b.- El control de nivel no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.

c.- Debido a que el nivel del líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.

d.- Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

#### Desventajas:

a.- Son más costosos que los horizontales.

b.- Son más difíciles de instalar que los horizontales.

c.- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

#### Separadores Horizontales.

##### Ventajas:

a.- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.

b.- Son más económicos que los verticales.

c.- Son más fáciles de instalar que los verticales.

d.- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interfase gas-líquido

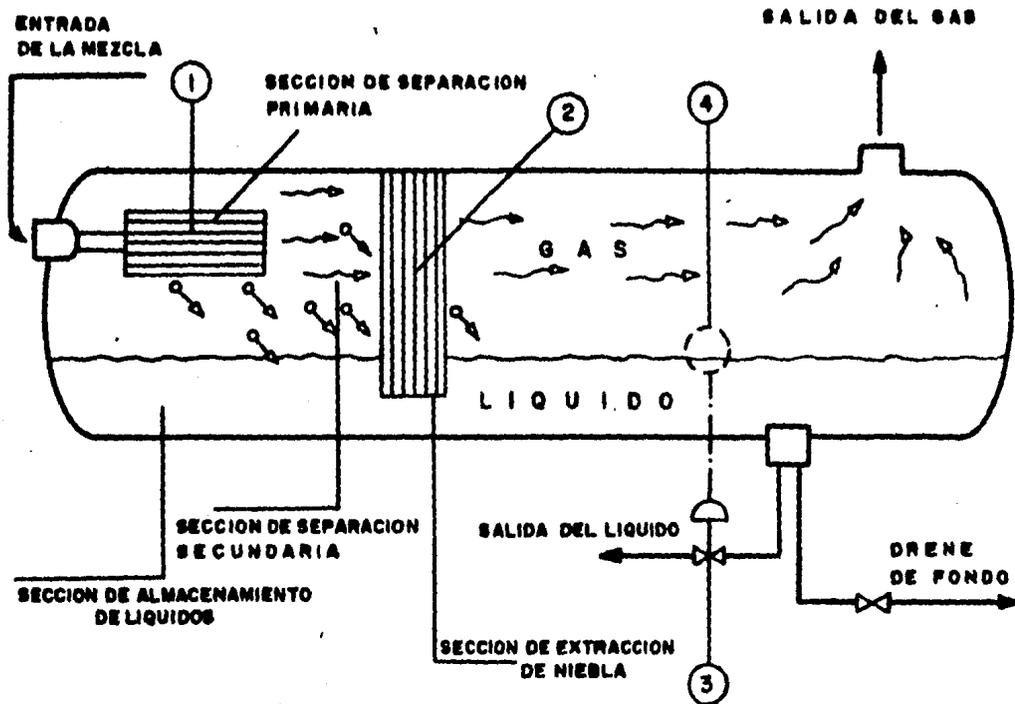


FIG. IV.4. ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL

- 1.- PLACA DESVIADORA DE ENTRADA.
- 2.- EXTRACTOR DE NIEBLA.
- 3.- VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS.
- 4.- FLOTADOR.

do, se instalan placas rompedoras de espuma.

**Desventajas:**

a.- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos ya que es difícil limpiar este tipo de separadores.

b.- El control de nivel de líquido es más crítico que en los verticales.

**Separadores Esféricos.**

**Ventajas:**

a.- Son más baratos que los horizontales y verticales.

b.- Más compactos que los horizontales o verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.

c.- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.

d.- Los diferentes tamaños disponibles, los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

**Desventajas:**

a.- Tienen un espacio de separación muy limitado.

#### **IV.7.B SEPARADORES DE TRES FASES.**

Estos separadores, además de separar las fases líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada en

el aceite. La separación del líquido en aceite y agua no emulsionada, tiene lugar por diferencia de densidades. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Los separadores de tres fases pueden ser verticales, horizontales o esféricos.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan -- los separadores de líquido y gas, el separador de tres fases -- tiene las siguientes características y accesorios especiales:

a.- Una capacidad de líquidos suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para que se separe el --- aceite y el agua.

b.- Un sistema de control para la interfase agua-aceite.

c.- Dispositivos de descarga independientes para el aceite y para el agua.

En las Figs. IV.5, IV.6 y IV.7<sup>45</sup> (Págs.140,141 y 142 respectivamente) se muestran tres esquemas de separadores verticales de tres fases, con las diferentes formas de control de nivel de líquidos.

En la Fig. IV.6. (Pág.141) se muestra un separador trifásico en que tanto el control del nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite, son del tipo de desplazamiento.

El primero regula la descarga del aceite y el segundo la del agua. Este sistema de control de líquidos también se puede utilizar en separadores horizontales y esféricos. Sin embargo, su aplicación más adecuada es en separadores verticales, pues-

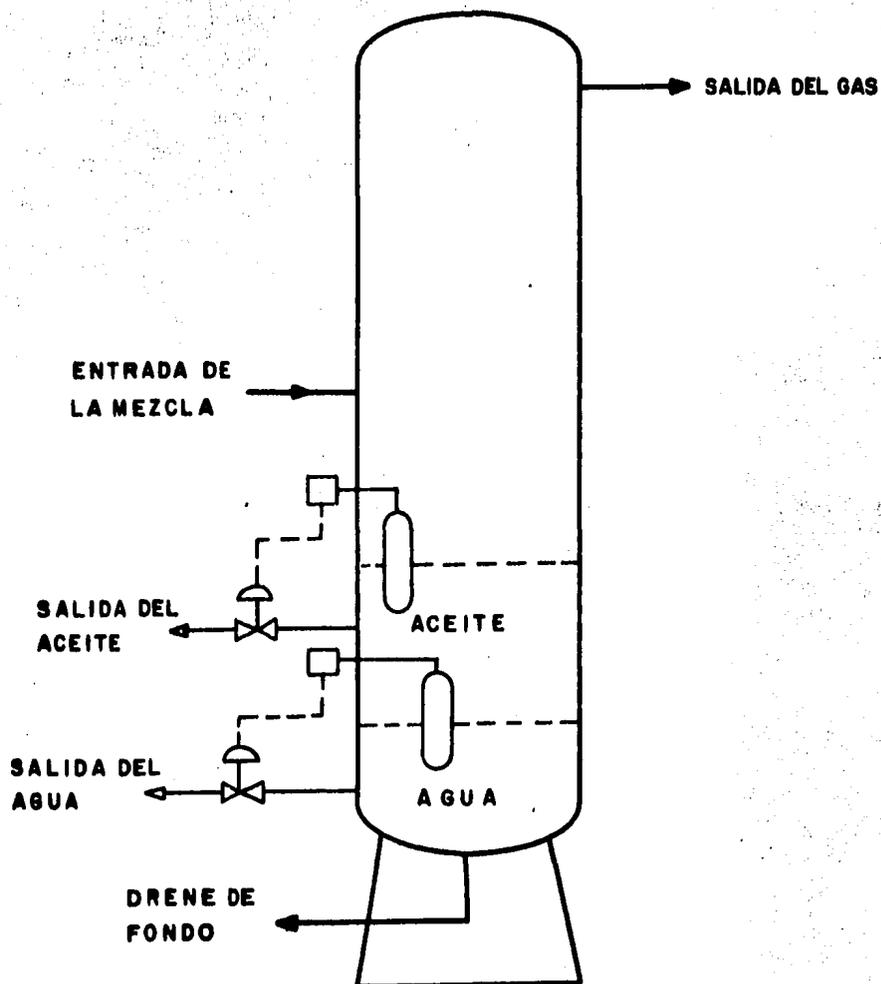


FIG. IV.5. ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON CONTROLADORES DE NIVEL DEL TIPO DE DESPLAZAMIENTO.

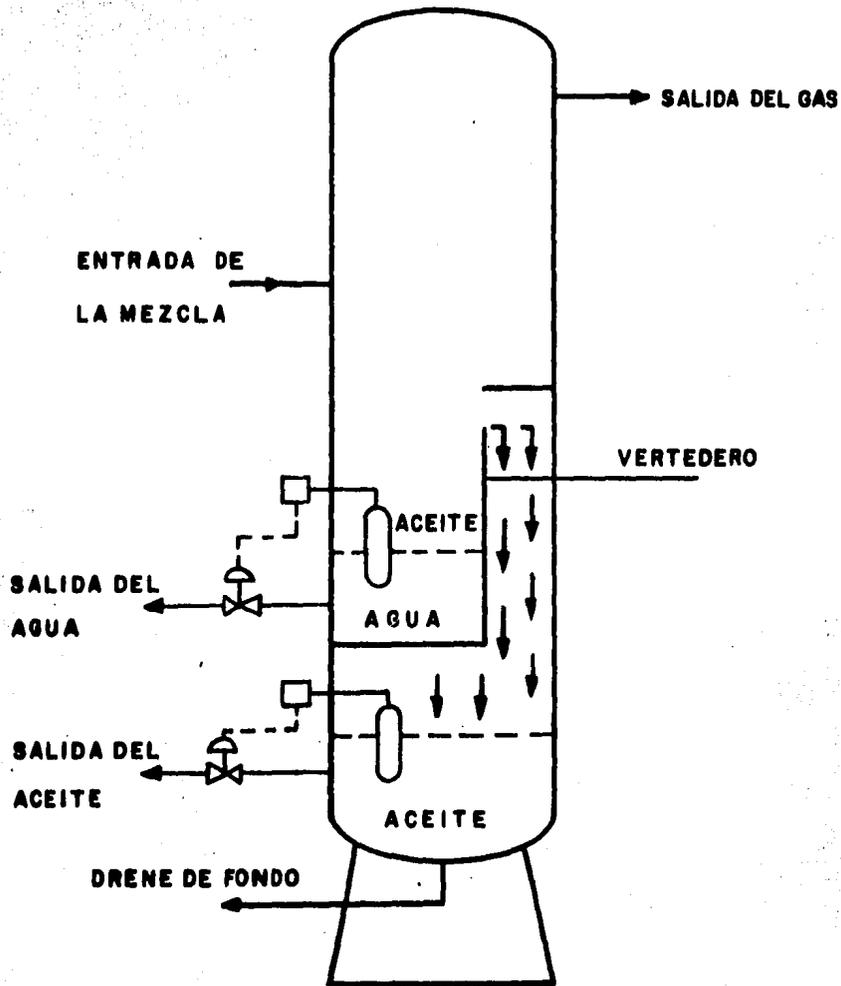


FIG. IV.6. ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON UN VERTEDERO COMO CONTROLADOR DE NIVEL TOTAL DE LIQUIDOS Y-UNO DE DESPLAZAMIENTO PARA LA INTERFASE AGUA-ACEITE.

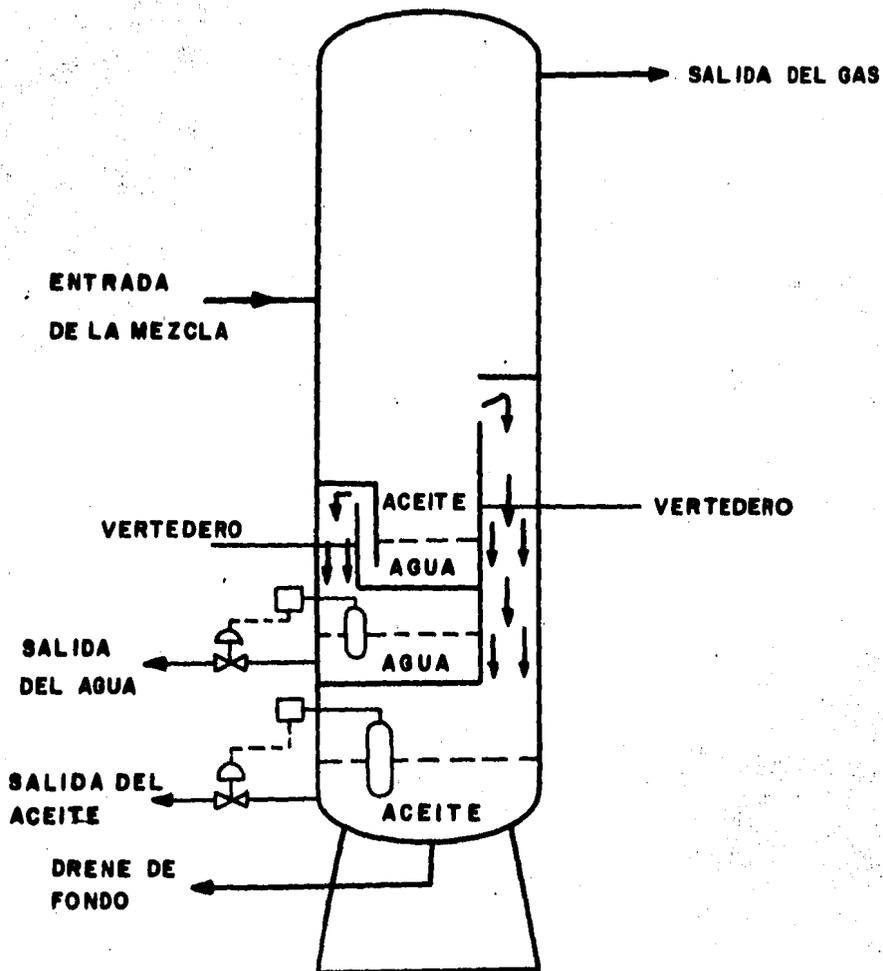


FIG. IV.7 ESQUEMA DE UN SEPARADOR TRIFASICO CON VERTEDEROS -  
COMO CONTROLADORES DE NIVEL.

la altura de las columnas de aceite y agua, permiten que haya más separación entre los flotadores de los controladores de nivel.

En la Fig. IV.6 (Pág.141) se muestra un control de nivel en el cual el controlador total de líquidos es un vertedor, -- mientras que, el de la interfase agua-aceite es del tipo de -- desplazamiento. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interfase agua-aceite. Las desventajas que se tienen en la forma de control mostrada, son:

a.- Es difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a -- los separadores.

b.- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos, es substancialmente menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel mostrado en la Fig. IV.5. (Pág.140).

En la Fig. IV.7. (Pág.142) se muestra un separador trifásico en donde tanto el controlador del nivel total de líquidos, como el de la interfase agua-aceite son vertederos.

Las ventajas de esta forma de control son:

a.- Si las descargas del aceite o el agua fallan, únicamente sale a través de ellos el aceite o el agua, dependiendo de la fase que falle.

b.- Es fácil de operar.

Sus desventajas son:

a.- Es sumamente difícil proporcionar mantenimiento y limpieza a los separadores.

b.- El volumen disponible de la sección de almacenamiento de líquidos es menor que cuando se emplea el tipo de control de nivel de la Fig. IV.7. (Pág.142).

c.- Aunque los vertederos del control de nivel son ajustables, su maniobra es difícil.

#### IV.8. FUNDAMENTOS DE LA SEPARACION DE MEZCLAS DE GAS LIQUIDO.

##### IV.8.A Separación por gravedad.

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección complicada en una línea de flujo, actúa como asentador, por gravedad, de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo.

En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Si el flujo es vertical hacia arriba, como en los sepa-

radores verticales, las partículas de líquido que se van a separar caen a contraflujo del gas. Estas partículas de líquido que desciende por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro o mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas, ver Fig. IV.9. (pág.157).

Fuerza total actuando = Fuerza de gravedad - Fuerza de empuje - Resistencia por fricción sobre la partícula

$$\text{o sea, } F_t = F_g - F_e - F_f \dots 1)$$

Substituyendo cada término por su valor, queda:

$$P_p v_p \frac{dv_t}{dt} = \frac{\rho_g v_p G}{G_c} - \frac{\rho_g v_p G}{G_c} - f \frac{A_p \rho_g v_t^2}{2G_c} \dots 2)$$

Dividiendo 2) entre  $P_p v_p$

$$\frac{dvt}{dt} = \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_p}\right) \frac{G}{G_c} - \left(\frac{f A_p \rho_g v_t^2}{2 \rho_p v_p G_c}\right) \dots 3)$$

Tomando en cuenta que la velocidad de asentamiento es --- constante, el primer miembro es cero. Despejando  $v_t$

$$v_t = \left( \frac{2 \rho_p v_p (\rho_p - \rho_g)}{f A_p \rho_g} \right)^{1/2} \dots 4) \quad \frac{v_p}{A_p} = \frac{2d_p}{3} \dots 5)$$

Considerando las gotas de líquido como partículas esféricas y rígidas, su volumen es  $\pi d_p^3/6$ . Por lo tanto:

sustituyendo 5) en 4)

$$v_t = \left( \frac{4 (\rho_p - \rho_g) d_p G}{3f \rho_g} \right)^{1/2} \dots 6)$$

El coeficiente de arrastre "f" para objeto de diseño de separadores se ha comprobado que:

$$f = \frac{24}{NRE} \dots 7)$$

en donde:

$$NRE = \frac{v_t d_p \rho_g}{U_g} \dots 8)$$

Al sustituir 7) en 6) la ecuación toma la forma de la ley de Stokes:

$$v_t = G \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \dots \dots \dots 9)$$

Cuando el flujo de gas en la sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquélla a la cual -- las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación.

Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas por el flujo de gas.

#### IV.8.B SEPARACIÓN POR FUERZA CENTRIFUGA.

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios -- cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas. Este principio mecánico de separación se emplea en un separador, tanto en la sección de separación primaria como en algunos tipos de extractores de niebla, -- por ejemplo en el extractor tipo ciclónico, Figs. IV.2 y IV.3 -- (Págs.134 y 135 respectivamente).

Las partículas de líquido colectadas en las paredes de un

extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un --- cierto valor crítico.

Se recomienda que la velocidad del gas sea tal que  $\rho_g v^2$  se debe mantener en 900 V que es la velocidad del gas a la entrada del tubo ciclónico en pies/seg. También se recomienda -- que V sea menor de 45 pies/seg.

La ley de stokes se puede aplicar al proceso de separa--- ción centrífuga, sustituyendo "g" por la aceleración debida a la fuerza centrífuga (a), quedando:

$$v_t = \frac{a d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \dots\dots 10)$$

Considerando que  $v_t$  es constante en magnitud e igual a  $v_m$ , y que:

$$F_c = \frac{m_p v_m^2}{r} \dots\dots\dots 11)$$

Combinando la ecuación 11) con las expresiones  $F_c = m_p a$  y  $S = 2\pi r N$

resulta:

$$a = \frac{2\pi N v_m^2}{S} \dots\dots\dots 12)$$

Sustituyendo 12) en 10) y despejando  $d_p$ .

$$d_p = \left( \frac{9 U_g S}{\pi N V_m (\rho_p - \rho_g)} \right)^{1/2} \dots\dots\dots 13)$$

Con la ecuación 13), se puede calcular el tamaño de las partículas de líquido que se pueden separar por fuerza centrífuga.

#### IV.8.C SEPARACION POR CHOQUE.

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre-entretrejido.

Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro, viaja a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma:

$$S_p = \frac{d_p^2 \rho_g V_i}{18 U_g} \dots\dots\dots 14)$$

Como se observa en la ecuación 14), la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su-

distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor -  
tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

#### IV.9. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE LOS SEPARADO- RES DE DOS FASES.

Los factores que intervienen en la forma fundamental en -  
la capacidad de los separadores de aceite y gas son:

- a.- El diámetro y la longitud del separador.
- b.- El diseño y arreglo de las partes internas del separa-  
dor.
- c.- Las características físicas y químicas del aceite y -  
el gas que se van a separar. (la densidad del aceite y el gas,  
la viscosidad del gas, el equilibrio de las fases, etc.).
- d.- La presión y la temperatura de operación del separa-  
dor.
- e.- El número de etapas de separación.
- f.- El nivel del líquido en el separador.
- g.- La tendencia del aceite a formar espuma.
- h.- La cantidad de material sólido arrastrado por los ---  
fluidos que se van a separar.
- i.- Las condiciones del separador y de sus componentes.

#### IV.9.A. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE SEPARADO-- RES VERTICALES.

- a).- Capacidad de la separación de gas.

De la ecuación de continuidad:

$$v_t = \frac{Q_f}{A_f} \dots 15) \quad \text{y} \quad A_f = \frac{\pi D^2}{4} \dots 16)$$

sustituyendo 16) en 15) queda:

$$Q_f = \frac{\pi D^2}{4} v_t \dots 17)$$

De la ecuación general de los gases, para condiciones base y condiciones de operación del separador:

$$\frac{P_s Q_{sg}}{R T_s} = \frac{P_f Q_f}{Z_f R T_f} \dots 18)$$

Despejando  $Q_{sg}$

$$Q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} Q_f \dots 19)$$

Sustituyendo 17) en 19), considerando  $T_s = 520 \text{ }^\circ\text{R}$ ;  $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2$  y multiplicando el segundo miembro por 86,400 para obtener  $Q_{sg}$  en  $\text{pies}^3/\text{día}$  a las condiciones estándar.

$$Q_{sg} = 2.40 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} v_t D^2 \dots 20)$$

La velocidad de asentamiento  $v_t$  se obtiene como ya se vio con la ecuación 9).

$$v_t = G \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 U_g} \dots 9)$$

Sustituyendo 9) en 20)

$$Q_{sg} = 4.294 \times 10^6 \frac{P_f d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{Z_f T_f U_g} D^2 \dots 21)$$

$Q_{sg}$  es el gasto de gas a condiciones estándar que puede -

manejar el separador, sin que partículas de diámetro mayor que  $d_p$  sean arrastradas por la corriente de gas. La capacidad de gas de un separador vertical, como puede observarse de la expresión 21), es independiente de la longitud del separador.

b.- Capacidad de la separación de líquido.

Para calcular la capacidad de manejo de líquido de un separador, ya sea vertical u horizontal, se debe considerar el diámetro del separador, el nivel de líquido arriba de la salida del aceite en el separador, el factor de volumen del aceite a las condiciones de operación del separador y el tiempo de retención del líquido.

Para separadores verticales se recomienda que el nivel máximo de líquido, esté en el rango de uno a tres veces el diámetro del separador dependiendo del diseño<sup>46</sup>.

El volumen disponible para manejo de líquido en un separador vertical es:

$$V_{lv} = \frac{\pi D^2}{4} h \dots 22)$$

Por lo tanto el gasto de líquido a las condiciones estándar que el separador puede manejar es:

$$Q_{sl} = \frac{V_{lv}}{B_o Tr} = \frac{\pi D^2}{4 B_o Tr} h \dots 23)$$

La OMPEC recomienda los siguientes tiempos mínimos de retención para que sus separadores operen eficientemente:

RANGOS DE PRESION lb/pg <sup>2</sup>	TIEMPO DE RETENCION (seg)
0 - 600	60
600 - 1,000	50
> 1.100	30

Cuando el aceite que se va a separar tiende a formar espuma, el tiempo de retención necesario se debe incrementar hasta en 5 minutos, por lo que la capacidad de líquido del separador baja notablemente.

En cuanto al factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), éste puede determinarse mediante un análisis PVT de los fluidos en --- cuestión; también puede obtenerse a partir de las constantes - de equilibrio o por correlaciones. En cualquier caso, es interesante hacer las siguientes observaciones:

Sea, por ejemplo, un sistema de separación en tres etapas; es decir, dos separadores y el tanque de almacenamiento. Los volúmenes de líquido que manejarán los separadores en la primera y segunda etapas, son mayores que el volumen contenido en el tanque de almacenamiento. Lo anterior se debe a que las condiciones de operación de la primera y segunda etapas, el volumen de gas disuelto con el aceite es mayor que a las condiciones - del tanque de almacenamiento.

Si se conoce el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento, se pueden determinar en forma aproximada los volúmenes de aceite que se manejan en la primera y segunda etapas de separación. Esto se obtiene multiplicando el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento por el respectivo factor de vo-

lumen del aceite para condiciones de operación de cada etapa.

Sin embargo, deben considerarse los siguientes aspectos - sobre los valores del factor de volumen del aceite de que comúnmente se dispone:

a.- Los factores de volumen del aceite, se establecen generalmente a partir de análisis PVT a la temperatura del yacimiento, la cual difiere de las temperaturas de separación.

b.- Los factores de volumen del aceite generalmente se obtienen en laboratorio por un proceso de separación diferencial, mientras que el fenómeno en el separador es más semejante a un proceso de separación (flash).

c.- En realidad en el separador, debido a los cortos tiempos de retención y a la poca agitación de los fluidos, no se alcanzan las condiciones de equilibrio entre las fases que sí se establecen en el laboratorio. Debido a esto el aceite en el separador está supersaturado y su factor de volumen es mayor - que el que se obtiene a las condiciones de equilibrio, ver Fig. IV.8<sup>47</sup> (Pág.155) en la que se muestra una gráfica en donde se observa el efecto en el factor de volumen cuando el aceite está supersaturado.

d.- Los factores de volumen para las condiciones de separación, se pueden calcular a partir de las constantes de equilibrio, pero en estos cálculos tampoco se consideran las condiciones de supersaturación del aceite.

Un caso especial en la separación ocurre cuando se produce aceite volátil, (concentraciones mayores de 15% de  $C_2$  a  $C_6$ ;

factores de volumen mayores de 2; y relaciones gas-aceite mayores de  $160 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ). En estos casos se presenta la condensación de gas a través del sistema de producción, antes de que los fluidos entren al separador; incrementándose el volumen de líquido por separar. Esto se debe a la disminución de la temperatura de los fluidos y a la similitud entre la composición del aceite y el gas<sup>48</sup>.

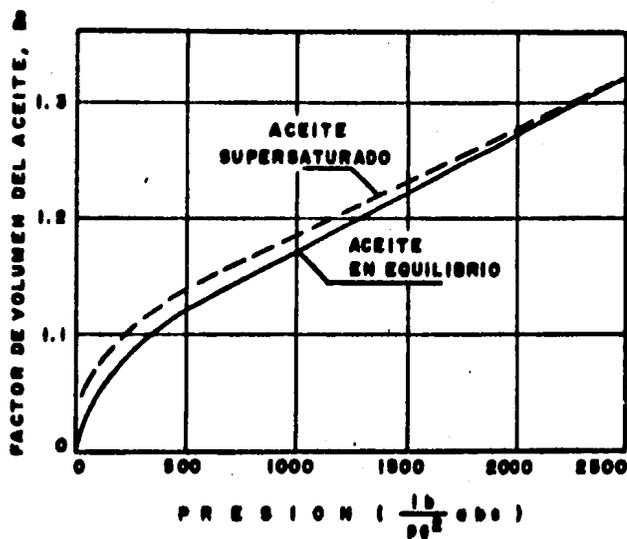


FIG. IV.8 EFECTO EN EL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CUANDO ESTA SUPERSATURADO.

#### IV.9.B CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE LOS SEPARADORES HORIZONTALES.

##### a).- CAPACIDAD DE GAS.

Para establecer la ecuación con la que se obtiene la capa

cidad de manejo de gas de los separadores horizontales, se harán las siguientes consideraciones que dependen del diseño específico del separador:

1.- Las gotas de líquido caen en un ángulo de  $45^\circ$ , desde la entrada de los fluidos al separador, situada en su parte superior, a la interfase gas-líquido, ver Fig. IV.9 (Pág.157).

2.- El extractor de niebla está situado a una distancia - de dos veces la diferencia del diámetro del separador menos el nivel de líquido.

De acuerdo con lo anterior, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido  $V_t$  es:

$$V_t = \frac{(D - h)^2 + (D - h)^2}{\text{trg}}^{1/2} = \frac{(2)^{1/2} (D - h)}{\text{trg}} \dots 24)$$

Despejando  $\text{trg}$ , que es el tiempo de retención del gas, necesario para que las gotas de líquido se depositen en la interfase gas-líquido:

$$\text{trg} = \frac{(2)^{1/2} (D - h)}{V_t} \dots 25)$$

de donde:

$$V_g = \frac{2(D - h)}{\text{trg}} = \frac{2(D - h)}{\left(\frac{2(D - h)}{V_t}\right)^{1/2}} \dots 26)$$

$$V_g = (2)^{1/2} V_t \dots 27)$$

de acuerdo a la ecuación de continuidad

$$Q_f = V_g A_f = (2)^{1/2} V_t A_f \dots 28)$$

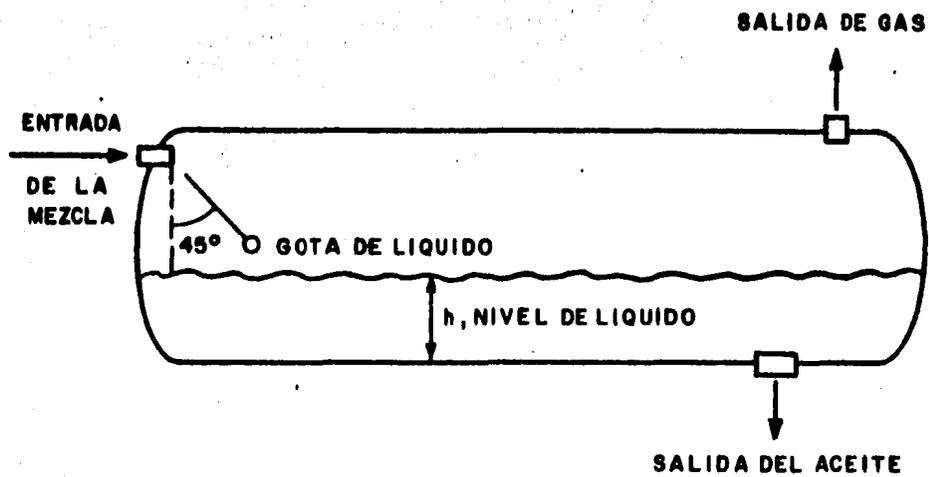


FIG. IV. 9 TRAYECTORIA QUE SE CONSIDERA QUE SIGUEN LAS GOTAS DEL LIQUIDO AL ENTRAR AL SEPARADOR.

donde

$$AF = \frac{\pi D^2}{4} \left( 1 - \frac{\text{ang cos} \left( 1 - \frac{2h}{D} \right)}{180^\circ} \right) + (Dh - h^2)^{1/2} \quad (d/2-h), 29)$$

de la ecuación general de los gases, para condiciones estándar y condiciones de operación del separador:

$$\frac{P_s Q_{sg}}{R T_s} = \frac{P_f Q_f}{Z_f R T_f} \dots \dots 30)$$

despejando  $Q_{sg}$ :

$$Q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} Q_f \dots \dots 31)$$

sustituyéndose 28 en 31, y considerándose  $T_s = 520^\circ R$ , ---  
 $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2$  absolutas y multiplicando el segundo miembro por 86,400, para obtener  $Q_{sg}$  en  $\text{pies}^3/\text{día}$  a las condiciones estándar.

$$Q_{sg} = 4.322 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} V_t A_f \dots \dots 32)$$

En 32  $V_t$  se puede calcular a partir de la ecuación 10

$$V_t = \frac{G d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 U_g} \dots \dots 10)$$

Sustituyendo 10) en 32) queda

$$Q_{sg} = 7.725 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{U_g} A_f \dots \dots 33)$$

$Q_{sg}$  es el gasto a condiciones estándar que puede manejar

el separador, sin que partículas de diámetro mayor que  $d_p$ , --- sean arrastradas por la corriente de gas.

b).- Capacidad de Líquido.

En separadores horizontales, se recomienda que el nivel de líquido máximo, sea menor que la mitad del diámetro interior del separador.

El volumen disponible para manejo de líquidos en un separador horizontal es:

$$V_{lh} = \left( \frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L \dots 34)$$

Por lo tanto el gasto líquido a las condiciones estándar --- que el separador puede manejar es:

$$Q_{sl} = \frac{V_{Lh}}{B_o \text{ tr}} = \frac{\left( \frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L}{B_o \text{ tr}} \dots 35)$$

Los tiempos de retención recomendados por la compañía --- OMPEC, son los mismos que para los separadores verticales.

#### NOTA SOBRE EL CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DE --- LOS SEPARADORES DE TRES FASES.

Para determinar la capacidad de tratamiento de gas de los separadores de 3 fases, se pueden utilizar las mismas ecuaciones que para los separadores de dos fases.

Para determinar la capacidad de manejo de aceite o agua --- en un separador de 3 fases, únicamente se considera el factor de volumen del aceite y el tiempo de retención del aceite y -- del agua en el separador. Este tiempo está en función del volu

men de retención de líquido, el gasto de líquido por manejar, y las densidades relativas del aceite y agua.

Es importante hacer notar que el volumen de retención de líquido en un separador de 3 fases, es aquél donde el aceite y el agua permanecen en contacto. Cuando el aceite y el agua están en el separador, pero en compartimientos diferentes, el volumen ocupado por éstos, no se puede considerar como parte del volumen de retención.

Al diseñar los separadores de 3 fases, se considera generalmente que del volumen total disponible para la retención de líquidos, la mitad es para el aceite y la otra para el agua. Sin embargo, son más adecuados cuando los volúmenes de retención son variables. Esto se logra por medio de un controlador de interfase móvil.

## N O M E N C I A T U R A

a	Aceleración debida a la fuerza centrífuga (pies/seg <sup>2</sup> )
Af	Area de flujo a través del separador (pies <sup>2</sup> )
Ap	Area de la gota líquido proyectada contra el flujo de gas (pies <sup>2</sup> )
Bo	Factor de volumen del aceite a Pf y Tf (b1/b1)
dp	Diámetro de una gota de líquido esférica (pies)
D	Diámetro interior del separador (pies)
Do	Diámetro exterior del separador
f	Coefficiente de fricción o de arrastre, adimensional
Fc	Fuerza centrífuga actuando sobre una partícula de líquido (lbm $\frac{pie}{seg^2}$ )
G	Aceleración de la gravedad (pies/seg <sup>2</sup> )
Gc	Constante de proporcionalidad, igual a 32.17
h	Nivel de líquido en el separador (pies)
k	Constante de proporcionalidad
L	Longitud del separador (pies)
m <sub>p</sub>	Masa de una partícula de líquido (lbm)
N	Número de vueltas realizadas en el extractor de niebla tipo centrífugo por una partícula de líquido adimensional
NRE	Parámetro adimensional
Pd	Presión de diseño del separador (lb/pg <sup>2</sup> )
Pf	Presión de operación del separador ( $\frac{1b}{pg^2}$ abs)
PM <sub>a</sub>	Peso molecular del aire, igual a 28.97 lb/mole-lb

$PM_g$	Peso molecular del gas, (lb/mole-lb)
$q_f$	Gasto de gas a través del separador a $P_f$ y $T_f$ (pies <sup>3</sup> /seg)
$q_{sg}$	Gasto de gas a través del separador a $P_s$ y $T_s$ (pies <sup>3</sup> /día)
$q_{sL}$	Gasto de líquido a través del separador a $P_s$ y $T_s$ (bl/día)
$r$	Radio de la circunferencia que describe una partícula de líquido en su movimiento (pies)
$R$	Constante universal de los gases
$S$	Trayectoria radial de una partícula de líquido (pies)
$Sp$	Distancia de paro de una partícula de líquido (pies)
$t$	Tiempo (seg)
$t_r$	Tiempo de retención del líquido en el separador (min)
$t_{rg}$	Tiempo de retención del gas en un separador horizontal(seg)
$T_f$	Temperatura de operación del separador ( <sup>o</sup> R)
$v$	Velocidad del flujo de gas a través de un extractor de niebla, con la cual se obtiene su máxima eficiencia, a $P_f$ y $T_f$ (pies/seg)
$v_g$	Velocidad del gas a través de un separador horizontal- a $P_f$ y $T_f$ (pies/seg)
$v_i$	Velocidad inicial de una partícula de líquido (pies/seg)
$v_m$	Velocidad media de una partícula de líquido suspendida en el gas (pies/seg)
$v_t$	Velocidad de asentamiento o terminal de una gota de líquido (pies/seg)
$V_{Lh}$	Volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal (pies <sup>3</sup> )

$V_{Lv}$	Volumen disponible para manejo de líquido en un separador vertical (pies <sup>3</sup> )
$V_p$	Volumen de una gota de líquido (pies <sup>3</sup> )
$Z_f$	Factor de compresibilidad del gas a $P_f$ y $T_f$ , adimensional
$\rho_g$	Densidad del gas a $P_f$ y $T_f$ (lbm/pie <sup>3</sup> )
$\rho_L$	Densidad de las gotas líquido (°API)
$\rho_p$	Densidad de las gotas de líquido (lbm/pie <sup>3</sup> )
$\rho_{rg}$	Densidad relativa del gas, aire = 1.0
$\mu$	Viscosidad del gas ( $\frac{\text{lbm}}{\text{pie} \cdot \text{seg}}$ )

## V. APLICACIONES

### V.1 PROYECTOS DE EMPUJE PARA YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO (i)

#### V.1.A Introducción.

Han sido un mínimo de 19 proyectos de gas y condensado - los realizados a mitad de los 50's, mejorándose éstos en los 60's y principio de los 70's.

La mayoría de estas pruebas se han realizado en grandes - extensiones, involucrando millones de metros cuadrados. Algunos ejemplos en los que se han empleado grandes flujos en yacimientos horizontales incluyen:

Seeligson ( $3.5 \times 10^6 \text{ m}^2$ )<sup>49</sup>,

Liliedoll ( $2.6 \times 10^6 \text{ m}^2$ )<sup>50</sup> en arenas y

Ante Creek ( $24 \times 10^6 \text{ m}^2$ )<sup>51</sup>,

South Swan Hills ( $3.4 \times 10^6$ )<sup>52</sup> y

Levelland ( $4.8 \times 10^6 \text{ m}^2$ )<sup>53</sup> en rocas carbonatadas.

Los proyectos de gas y condensado han sido manejados principalmente en recuperaciones secundarias, con un rango de densidad de (0.85 a 0.78 gr/cc) de 30 a 50 °API, y con una viscosidad del aceite menor a 2 cp. Los volúmenes de fluido manejado fueron de 2 a mayores del 50% de HcPV, y fueron los de -- 10% HcPV los de mayor éxito. Los desplazamientos en yacimientos con una gravedad específica estable en estructuras que forman bancos de arena, han aportado importantes datos de comportamiento para yacimientos de gas y condensado. Los ejemplos in (i) Desarrollada a partir de la Ref. 13.

cluyen: Golden Spike<sup>54</sup> y varios yacimientos del campo Rainbow<sup>55,56</sup>, todos en Alberta, Canada y el Intisar D. en Libia<sup>57,57,59</sup>.

El Ante Creek, South Swan Hills, Levelland, Central Malett<sup>60</sup>, Intisar D<sup>57</sup>, y el proyecto para el campo Rainbow fueron hechos hasta 1981. La mayoría de estos proyectos se hicieron de 7 a 13 años.

Las características de respuesta para la inyección de gas enriquecido han sido similares a las observadas en el primer contacto de flujo miscible. En flujo de recuperación secundaria, el gas decrece al irse produciendo el banco secundario de aceite en la producción del pozo y en seguida incrementándose como solvente el gas manejado a través del rompimiento. Límites de pruebas para recuperación terciaria muestran el proceso de desplazamiento por flujo de agua al aceite residual para producción de pozos<sup>50,60</sup>.

Generalmente se ha observado un rompimiento rápido en flujos horizontales; después de inyectar 0.05 HcPV a South Swan Hills y Levelland. Un promedio de rompimiento para el Seelisson fue de cerca de 23%.

La producción de gas después del rompimiento fue moderada en algunos proyectos por inyección alternada de gas enriquecido y agua<sup>51,52,53</sup>.

Estimaciones realizadas de lo esperado y lo recuperado, en el manejo de proyectos, se tiene: De cálculos y comparaciones con flujos de agua en yacimientos de gas y condensado; el

52% de HcPV de fluido inyectado en un proyecto de recuperación secundaria para e Seeligson se estimó una recuperación de 5 a 10% OOIP (\*)<sup>49</sup>. En cambio, operadores del Swan Hills y Level--land en un proyecto de recuperación secundaria usando un simulador, determinaron una recuperación de 20 a 27% OOIP para volúmenes de fluido inyectado de aproximadamente 15% HcPV<sup>52,53</sup>. Una comparación posterior del funcionamiento de South Swan --- Hills con flujo de agua en un campo similar, no contradicen el proyecto original.

La terminación de los proyectos para South Swan Hills y - Levelland, dependerán del volumen remanente de hidrocarburos - que se tenga.

Para el Central Mallet (en una prueba piloto) se ha tenido el 6% OOIP después de la inyección de cerca de un 20% de Hc PV<sup>60</sup>. En lo que respecta al Lilliedoll, el incremento de recuperación varió considerablemente entre las cuatro últimas pruebas, en un 15% HcPV de fluido, yendo de 0.2 a 1.6 m<sup>3</sup> MCT/m<sup>3</sup> -- MCY(\*\*) de gas enriquecido inyectado y promediado de 0.8 m<sup>3</sup> -- MCT/m<sup>3</sup> MCY<sup>50</sup>.

Proyectos hechos con un simulador indican que la última - recuperación para el Intisar D en Libia podría ser del 70% OOIP, o cercano a 20 o 30% OOIP más de aceite, de lo que se - hubiera podido recuperar por inyección de agua. Con respecto - al Golden Spike no se tuvo éxito ya que inyectándose 7.9 HcPC- (\*) Volumen original de aceite.

(\*\*) Medido a condiciones de yacimiento.

de fluido, sólo incrementó en 39% OOIP<sup>54</sup>.

#### V.1.B PROYECTO DE EMPUJE POR VAPORIZACION DE GAS.

Por lo menos once proyectos de este tipo pueden ser identificados en la literatura, los cuales han sido a gran escala, involucrando miles de hectáreas<sup>61-63</sup>. Ocho proyectos se han -- realizados en más de  $(12 \times 10^6 \text{ m}^2)$ <sup>61,62,64-67</sup> y  $(91.5 \times 10^6 \text{ m}^2)$  han sido barridos en un proyecto del este de Texas, en el Campo Fairway. Muchos de estos proyectos han sido operados por -- grandes períodos de tiempo. Seis de los proyectos tienen más -- de 10 años en operación; tres tienen más de 14 años y el del -- Bloque 31 ha estado en operación por 29 años. Todas las publicaciones sobre proyectos de empuje por vaporización de gas han sido recuperaciones secundarias. La densidad típica del aceite fue mayor a 40°API (0.85 g/cc).

Recuperaciones de más de 50% OOIP han sido obtenidas en -- el Bloque 31<sup>60</sup>. Estimación de incrementos de recuperación con respecto a la inyección de agua no se tienen aún, ya que algunos proyectos fueron hechos en yacimientos que no fueron considerados buenos candidatos para inyección de agua, debido a su baja permeabilidad y a la baja inyectividad del agua. Otro campo en cual se han tenido recuperaciones de más de 50% ha sido el campo Raleigh y con respecto al Campo Fairway se espera que supere la recuperación de 50% OOIP.

Los proyectos que se consideran satisfactorios han sido conducidos en yacimientos estratificados en rocas carbonatadas y -- en yacimientos de areniscas..

Uno de los aspectos que han hecho que la inyección de gas a yacimientos de gas y condensados tenga un éxito relativo a sido la inyección continua ya que en ella se ha logrado que la miscibilidad no se pierda a menos que la presión en el frente de gas caiga debajo de la presión de miscibilidad. La inyección alternada de agua para reducir la relación de movilidades se practicó por lo menos en cuatro pruebas<sup>62,64,68,100</sup> y se consideró tener un efecto benéfico en tres de ellas<sup>62,64,60</sup>.

#### V.1.C PROYECTOS MISCIBLES DE CO<sub>2</sub>

Han existido por lo menos 36 pruebas de este tipo en Estados Unidos de América; a principios de 1982 eran por lo menos 28 activos. Con una excepción, todos comenzaron en los años 70's y 80's; muchos proyectos se hicieron en pruebas a pequeña escala en menos de 405,000 m<sup>2</sup>, aunque tres fueron lo suficientemente grandes para considerarse de tamaño comercial. La mayoría de las pruebas utilizando CO<sub>2</sub> se han hecho en producción terciaria. Sin embargo dos de las más grandes pruebas se han aplicado en recuperaciones secundarias: Sacroc (133 x 10<sup>6</sup> m<sup>2</sup>)<sup>70</sup> y crossett (6.9 x 10<sup>6</sup> m<sup>2</sup>)<sup>71</sup>.

El CO<sub>2</sub> fue inyectado continuamente o en una gran cantidad en por lo menos 5 proyectos. Se inyectó en forma moderada en otros proyectos pero no se hizo ningún intento por obtener un desplazamiento miscible en el frente de invasión.

El  $\text{CO}_2$  se manejó en forma inmisible con agua permitiendo una saturación residual de  $\text{CO}_2$  en el yacimiento. La inyección-alternada de agua con el bache de  $\text{CO}_2$  se probó en casi la mitad de los proyectos<sup>72, 70, 73, 60, 74, 75, 76</sup>.

Muchos empujes se han realizado en espesores pequeños en yacimientos horizontales, aunque dos proyectos se realizaron en grandes espesores y fueron diseñados para tener densidad estable<sup>77, 78</sup>. Los proyectos se han aplicado igualmente en formaciones de areniscas y de carbonatos. Las densidades del aceite han sido de 30 a 50<sup>o</sup>API (0.78 a 0.88 gr/cc) con viscosidades menores de 2 cp. Las pruebas de campo han demostrado que el empuje miscible con  $\text{CO}_2$  es un método bueno tanto para recuperación secundaria como para terciaria. En el campo Crossett se desplazó aceite por empuje de  $\text{CO}_2$  en un yacimiento que ha producido por empuje de gas en solución y que contenía una saturación de gas libre al comienzo de la inyección de  $\text{CO}_2$ <sup>71</sup>. La habilidad del  $\text{CO}_2$  para desplazar aceite residual después de haber inyectado agua se ha demostrado en los siguientes campos: Little Creek<sup>78</sup>, Sacroc<sup>79</sup>, Slaughter<sup>73, 60</sup>, así como en el proyecto Twofreds<sup>80</sup>.

Muchos proyectos tanto de recuperación secundaria como terciaria, han experimentado rompimientos prematuros de  $\text{CO}_2$ , usualmente después de la inyección de 0.50 a 0.2 HcPV del flui

do total ( ya sea  $\text{CO}_2$  o  $\text{CO}_2$  más agua). La producción del  $\text{CO}_2$  - generalmente no es excesiva después del rompimiento, las medidas correctivas que se han tomado tales como la inyección alternada de agua<sup>70,81</sup>, aislamiento de zonas<sup>70</sup>, y reducción de la presión de inyección han sido parcialmente satisfactorias - en la producción moderada de  $\text{CO}_2$ . Sin embargo en la última producción significativa de  $\text{CO}_2$  se requiriran instalaciones para el manejo y reinyección del  $\text{CO}_2$  producido. En algunos casos se necesitarán instalaciones para extraer el  $\text{CO}_2$  de la corriente total de gas producido, si el nivel de contaminación interfiere en la eficiencia de desplazamiento.

El incremento de recuperación para el proceso de inyección de  $\text{CO}_2$  ha sido de 3.5 a 18% OOIP, la relación  $\text{CO}_2$ /aceite ha sido de 5 a 26 pies cúbicos estándar/bl MCT; la prueba piloto de recuperación terciaria en el campo Slaughter ha tenido un buen comportamiento<sup>73,60</sup>; la última recuperación para la prueba en 48,600 m<sup>2</sup> con un volumen de inyección de 26% HcPV y una recuperación de 18% OOIP en incremento mientras que la relación  $\text{CO}_2$ /aceite es de cerca de 890 m<sup>3</sup>, standard/m<sup>3</sup> MCT y en decremento. En contraste, la recuperación final para 324,000 m<sup>3</sup> en la prueba piloto de recuperación terciaria SACROC fué solamente de 3.5 OOIP para un bache de 10 a 18 HCPV en una relación  $\text{CO}_2$ /aceite de 2,270 a 3,560 m<sup>3</sup> MCT/m<sup>3</sup> MCT<sup>79</sup>. La relación  $\text{CO}_2$ /aceite será relativamente alta también en la prueba de recuperación terciaria en Levelland N° 736 (6,070 m<sup>2</sup>) el  $\text{CO}_2$  inyectado en Levelland actualmente es del 50% HcPV pero la re-

cuperación es solamente de 6% OOIP; la baja recuperación para el gran tamaño del bache se atribuye a una baja saturación de aceite. Todas las pruebas se hicieron en formaciones de carbonatos. La principal inyección al SACROC<sup>70</sup> fue hecha en recuperación secundaria en la cual no existió medida directa del --- OOIP; se estimó una recuperación de aproximadamente el 7% OOIP.

La más baja inyectividad de CO<sub>2</sub> ha sido observada en yacimientos de carbonatos de baja temperatura al oeste de Texas, - La inyectividad de agua más baja se ha observado cuando el CO<sub>2</sub> y el agua se inyectaron alternadamente <sup>73</sup>. Sin embargo, la inyectividad en la prueba de Willard Wasson, aún con inyección - alternada de CO<sub>2</sub> y agua no se deterioró apreciablemente.

#### V.1.D PROYECTOS DE APLICACION PARA LA INYECCION DE NITROGE--

##### NO (i)

Según se ha indicado, la inyección de nitrógeno es primordialmente aplicable en yacimientos que poseen características favorables a la segregación gravitacional y/o aceites volátiles y semivolátiles. Es importante señalar que, a nivel mundial, son contados los yacimientos que poseen dichas características. Por esta razón los proyectos de inyección de nitrógeno son escasos.

(i) Desarrollada a partir de la Ref. 11.

A continuación se resumen los principales casos de inyección de nitrógeno consignados con la literatura técnica publicada al respecto.

Campo Fordoche.- Este campo, descubierto en 1966, en Louisiana comprende tres yacimientos (arenas) de aceite volátil, a profundidades que varían de 4017 a 4226 m. Sus presiones iniciales son del orden de  $740 \text{ kg/cm}^2$  y las de saturación del aceite de  $350 \text{ kg/cm}^2$ . La temperatura de los yacimientos es de 130, 134 y  $137^\circ\text{C}$ . El factor del volumen inicial del aceite es de 2.14, 2.34 y 2.55, respectivamente. La relación gas disuelto inicial es de 432, 474 y  $553 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . La viscosidad promedio del aceite es de 0.126 cp. La permeabilidad de los yacimientos es de 8.4 y 10 md. El espesor medio de 5,8 y 10 m.

Para predecir el comportamiento de estos yacimientos estratificados, se ajustaron y usaron diversos modelos matemáticos, incluyendo uno composicional de 3 dimensiones. De estos estudios y otros, se concluyó que la inyección de una mezcla de nitrógeno puro y gas seco permitirá obtener un desplazamiento miscible del aceite, con recuperaciones del 47 al 54% del volumen original. La recuperación calculada por inyección de agua resultó del 30%.

La inyección de gas se inició en 1972, con un volumen diario promedio de  $29 \times 10^6 \text{ pies}^3/\text{día}$ , de los cuales  $9 \times 10^6$  son de nitrógeno y  $20 \times 10^6$  de gas natural. La presión superficial de inyección promedio es de  $600 \text{ kg/cm}^2$ .

Arena R-1, Campo Lake Barre.- Este yacimiento, fue locali

zado en Louisiana, a una profundidad de 5335m, fue descubierto en 1958. Su permeabilidad y porosidad promedian 95 md y 16.1%, respectivamente.

La presión inicial en el contacto gas-aceite es de  $619 \text{ kg/cm}^2$  y corresponde a la de saturación del aceite a dicho nivel, localizado a 4961m. La temperatura a esta profundidad es de  $128^\circ\text{C}$ . El factor de volumen del aceite original es de 2.05

El mecanismo de desplazamiento natural es de empuje por gas disuelto, secundado por la expansión del gas del casquete.

Debido al echado de  $26^\circ$ , la segregación gravitacional ha participado en forma efectiva en el desplazamiento del aceite por el gas del casquete. El gas liberado en la zona de aceite ha emigrado a la parte superior del yacimiento.

En octubre de 1973 la presión había declinado hasta  $253 \text{ kg/cm}^2$ . Ese mes se inició la inyección de gas natural, y la presión aumentó hasta  $282 \text{ kg/cm}^2$  a mediados de 1978. En agosto de ese año el gas natural fue reemplazado por nitrógeno puro, siendo entonces la recuperación de 32.8%. A pesar de que la presión del yacimiento es ahora muy baja para obtener la miscibilidad entre el nitrógeno inyectado y el aceite, la recuperación final se estima de 53%. El nitrógeno se seleccionó porque las características del yacimiento son excelentes para la inyección de este gas. Se usó un modelo matemático para simular el comportamiento pasado y el futuro del yacimiento. La inyección de agua también fue considerada, pero se concluyó que el nitrógeno es más apropiado, ya que proporcionará una recuperación -

mayor y es económicamente más favorable su aplicación.

Cuando el contenido de nitrógeno en el gas producido sea alto, al finalizar la explotación del yacimiento, el gas producido será inyectado en otros yacimientos vecinos con características similares.

Yacimiento Painter.- Este yacimiento, localizado en Wyoming, fue descubierto en junio de 1977. La formación productora es una arenisca, anticlinal con alto relieve estructural. La presión inicial en el contacto gas-aceite es de  $294 \text{ kg/cm}^2$  y corresponde a la de saturación del aceite a dicho nivel, situado a 894m. La temperatura a esta profundidad es de  $73^\circ\text{C}$ . El factor de volumen del aceite es 2.242 y el gas disuelto inicial de  $437 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Por estas características se clasificó al aceite como altamente volátil. La permeabilidad promedio es de 7.1 md. y la porosidad de 12.3%. El mecanismo de producción primaria es por la expansión del casquete de gas.

Inmediatamente después de descubierto el yacimiento se realizaron estudios experimentales para obtener la eficiencia de desplazamiento del aceite por nitrógeno. Se determinó que una mezcla de nitrógeno y gas del casquete es miscible con el aceite del yacimiento a una presión de  $317 \text{ kg/cm}^2$ . Después de estudiar diversas alternativas de explotación se seleccionó la inyección de nitrógeno puro para desplazar el aceite, en forma miscible, durante 60 años de vida productiva. Se espera una alta eficiencia por efectos gravitacionales, y una recuperación final del 68%. La recuperación calculada por inyección de agua

resultó de 53%.

La inyección de nitrógeno se inició en junio de 1980. Actualmente (Nov.1981) se inyectan  $15 \times 10^6$  pies<sup>3</sup> de nitrógeno - por día en la parte superior del yacimiento.

Campos Jay/Little Escambia Creek                      Estos campos, - descubiertos en 1970, producen aceite de un yacimiento carbonado situado en Alabama. La formación está a una profundidad - de 4,695 m y su temperatura es de 140°C. La presión inicial es de 550 kg/cm<sup>2</sup> y la de saturación de aceite es de 1.76 y su relación gas disuelto inicial de 322 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. El espesor neto de - este yacimiento estratificado es de 29 m. Su permeabilidad y - porosidad promedio son 35.4 md y 14%.

De 1974 a 1981 se practicó la inyección de agua mediante pozos dispersos en todo el yacimiento. Se ha estimado una recuperación, bajo este mecanismo, del 48% del aceite inicial, o - sea  $346 \times 10^6$  bl de aceite. El aceite residual, después de la inyección de agua, se estima en  $382 \times 10^6$  bl de aceite.

El yacimiento se ha considerado candidato ideal para el - desplazamiento miscible por inyección de gas, porque su aceite es miscible con nitrógeno, metano y CO<sub>2</sub> a las condiciones del yacimiento. Esto fue demostrado mediante diversas pruebas de - laboratorio, en las que se determinó que a una presión aproximadamente de 254 kg/cm<sup>2</sup>, se obtenía desplazamiento miscible para los tres gases mencionados anteriormente.

El comportamiento del yacimiento con inyección alterna de nitrógeno y agua, se simuló empleando un modelo matemático de-

dos dimensiones, modificado para considerar sistemas completamente miscibles. Además se diseñaron y usaron dos modelos de tres dimensiones para calcular las áreas barridas por los fluidos inyectados. Los resultados de la simulación se consideran confiables, ya que la información disponible es muy completa. Por ejemplo todos los pozos se nuclearon desde la cima hasta la base, contándose con más de 8,540 m de núcleos analizados.

La recuperación terciaria del aceite residual comprende la inyección inicial de un volumen de nitrógeno igual al 20% del volumen poroso de hidrocarburos, con una relación agua-gas de uno. A continuación se inyectará solamente agua, hasta abandonar la explotación del campo. La producción adicional de aceite por la inyección de nitrógeno se calcula de  $84.7 \times 10^6$  bl aceite. El incremento representa el 6.5% del volumen original de aceite.

Se presenta un resumen de las características de los principales yacimientos sometidos a la inyección de nitrógeno.

1.- Las recuperaciones obtenidas por inyección de gas inerte son notablemente superiores a las que normalmente se obtienen por inyección de agua.

2.- Varios yacimientos en México tienen características mucho más favorables a la inyección de nitrógeno, y estas características son: condiciones propicias a la segregación, altas temperaturas y aceites volátiles o semivolátiles.

## VI. CONCLUSIONES.

Dadas las condiciones de presión de los yacimientos mencionados del área de Huimanguillo, es necesario realizar estudios que involucren no sólo un proyecto de inyección de un fluido. Ya que lo que se pretende es lograr recuperaciones secundarias óptimas para lo cual se necesita tener en consideración las características petrofísicas y análisis PVT de los yacimientos y los fluidos a inyectar haciendo un análisis de rentabilidad del proyecto escogido con respecto a los otros analizados.

Uno de los aspectos que deben tomarse en cuenta al ponerse en consideración un proyecto determinado, es que los ritmos de producción preestablecidos se respeten ya que al violarse éstos, lo único que se está haciendo es lograr que la recuperación de hidrocarburos sea menor debido a la conificación de agua creada al incrementarse el ritmo de producción.

Otro de los aspectos importantes, es que cuando se analice un método de recuperación se tomen en cuenta los elementos que se tienen en la zona; Por ejemplo realizar un estudio sobre inyección de  $CO_2$  en una zona que tenga producción de  $CO_2$  con la finalidad de minimizar costos y hacer el proyecto más rentable.

Se deben realizar análisis a yacimientos con equipos que ya se tengan, de nueva adquisición o que no se usen, con la fi

nalidad de que las erogaciones a realizar sean menores.

Los estudios a realizar sobre el tema de yacimientos de gas y condensado se consideran de vital importancia para el desarrollo de la explotación de hidrocarburos en México, ya que las perforaciones actuales\* a pozos exploratorios está programadas a 7,000 m, por lo que se esperan nuevos descubrimientos de hidrocarburos ligeros, y la aplicación de recuperación secundaria será de gran importancia para lograr recuperaciones óptimas.

Se recomienda utilizar simuladores matemáticos para poder determinar con mayor exactitud el comportamiento de los fluidos del yacimiento dadas las características de éste; Así como también hacer experimentos empíricos de comportamiento, teniendo en cuenta las características de los yacimientos Mexicanos.

Debe de tenerse el problema de la recuperación secundaria a yacimientos de gas y condensado y/o aceite volátil como un problema prioritario, sin perder el objetivo -de que un incremento en la recuperación de hidrocarburos representa un incremento de volumen recuperado muy alto, dadas las características de magnitud de estos yacimientos.

Deben de analizarse nuevamente yacimientos ya estudiados y en los que se haya aplicado la recuperación secundaria para que se pueda aplicar algún otro método de recuperación terciaria, con el objetivo de mejorar la recuperación.

\* Junio de 1985.

## REFERENCIAS

- 1.- T. Mendez y J. Teyssier "Caracterización de fluidos de yacimientos petrolero" Subdirección de Tecnología de Explotación I.M.P., octubre 1979.
- 2.- Petróleos Mexicanos, Subdirección de Explotación, Gerencia de Explotación de yacimientos "Estado actual y capacidad de producción de Huimanguillo", marzo de 1982.
- 3.- Gordon J. Van Wylem, Richard E. Sonntang "Fundamentos de Termodinámica" Vers. Xavier Cortes 1967.
- 4.- S.J. Pirson "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos" tr. - H. Vazquez S. 1965 pág. 359
- 5.- Mc. Elvain "La caracterización de los compuestos orgánicos" pág. 44, 1960.
- 6.- Francisco Garaicochea Petrirena, Rafael Rodriguez Nieto, - Jesus Rivera Rodriguez "Recuperación mejorada de aceite -- por inyección de nitrógeno" Ingeniería Petrolera, sept. -- 1982.
- 7.- Antonio Franco R. "Aplicación del nitrógeno en la estimulación de pozos petroleros en el Depto. de Poza Rica, Ver" - Ingeniería Petrolera, Octubre 1965.
- 8.- Charles W. Donohoe, Robert D. Buchanan Jr. "Economic Evaluation of cycling gas-condensate reservoirs with nitrogen" J.P.T., Feb. 1981.

- 9.- Lowel R. Smith, Lyman Yarborough "Equilibrium revaporization of retrograde condensate by dry gas injection" Society of petroleum engineers journal, march 1968.
- 10.- Santiago Rivas Gómez "Nuevo método de recuperación secundaria para yacimientos de gas y condensado con condensación retrógrada" Ingeniería petrolera, enero 1983.
- 11.- Jesús Nolasco M., Francisco Garaicochea P. "Criterios para seleccionar las condiciones de separación de aceite y gas" XVI Congreso Nacional AIPM, agosto 1978.
- 12.- Subdirección de Tecnología de Explotación "Sistemas de Separación gas-líquidos" I.M.P., marzo 1984.
- 13.- Fred I. Stalkup Jr. "Status of miscible displacement" J.-P.T. april 1983.
- 14.- Lutes J.L. Chiang C.P., Rossen R. Hy Brady M.M. "Accelerated Blowdown of a Strong Water-Drive Gas Reservoir" d.P.-T. (december 1977), 1533.
- 15.- O'Dell H.G. and Miller, R. N. "Succesfully Cycling a Low-Permeability, High Yield Gas Condensate Reservoir" J.P.T. (jan 1967). 41-47.
- 16.- Moses, Phillip L. and Wilson, Keith. "Phase Equilibrium - Considerations in Using Nitrogen for Improved Recovery -- from Retrograde Condensate Reservoirs" J.P.T. (feb. 1981) 256-262.

- 17.- Muskat, M. "Effect of Permeability Stratification in Complete Water-Drive Systems" Trans. AIME (1950) 189, 349-358.
- 18.- Erickson, R.A. "Oil Productions after Breakthrough as Influenced by Mobility Ratio" Trans. AIME (1954) 201, 81-86.
- 19.- Oxford, Charles W. and Juntington, R.L. "Vaporization of Hydrocarbons from an Unconsolidated Sand" Trans. AIME (1953) Vol. 198, 318-322.
- 20.- Raimondi, P. and Torcaso, M.A. "Mass Transfer Between Phases in a Porous Medium : A Study of Equilibrium", Soc. Pet. Eng. J. (march 1965) 51-59.
- 21.- Brown, G.G., Katz, D.L. Oberfeur, G.G. and Alden, R.C. Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons, Natural Gasoline Assn. of America (1948) 38.
- 22.- Robinson, R.L. Jr. and Jacoby, R.H. "Better Compressibility Factors", Hydrocarbon Processing (april, 1965) Vol. 44, 141.
- 23.- Holm L.W. "Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery" Trans. AIME (1959).
- 24.- Besson, S.M. and Ortloff, G.D. "Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery" Trans. AIME (1959).
- 25.- Holm L.W. "CO<sub>2</sub> Slug and Carbonated Water Oil Recovery Process" Prod. Monthly (sept. 1963).

- 26.- Whorton L.P., Brownscombe, E.R. and Dyes, A.B. "Method -- for Producing Oil for Means of Carbon Dioxide" U.S. Patent No. 2,632 596 (dec. 30, 1952).
- 27.- Holm L.W. "A Comparison of Propane and CO<sub>2</sub> Solvent Flooding Processes" AIChE Jour (1961) No. 2.
- 28.- Simon R. and Grame, D.J. "Generalized Correlations for -- Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO<sub>2</sub>-Crude Oil Systems" J.P.T. (jan. 1965).
- 29.- Giraud, A. and Thomere, R. "Dynamic Miscibility Contribution to the Study of Mixture Zones" Revue, I.F.P. (may, - 1968) XXII.
- 30.- Rathmell, J.J., Stalkup, F.I., and Hassinger, R.C. "A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide" Paper SPE 3,484 Presented a SPE-AIME 46th Annual Fall Meeting, Oct. 1971.
- 31.- Shelton, J.L., and Schneider, F.N. "The Effects of Water-Injection on Miscible Flooding Methods Using Hydrocarbons and Carbon Dioxide" Paper SPE 4,580 presented at SPE-AIME 48th Annual Fall Meeting sept. 30.
- 32.- Benham, A.L. Dowden, W.E., and Kunzman, W.J. "Miscible -- Fluid Displacement-Prediction of Miscibility" Trans. AIME (1960).
- 33.- Nolasco, M.J. y Garaicochea P.F. "Criterios para Seleccionar las condiciones de separación de aceite y gas" Ingeniería Petrolera, Vol. XVIII, No. 8, agosto, 1978.

- 34.- Cook, Alton B.G.B. Spencer and F.P. Bobrowski. Special -- Considerations in Predicting Reservoir Performance of Highly Volatile Type Oil Reservoirs". Trans. AIME, Vol. 192.- Págs. 37-46. 1951.
- 35.- Frick, T.C. "Petroleum Production Handbook". Oil and Gas-Separators, Chapter II, McGraw-Hill Book Company, Inc. -- 1962.
- 36.- Gravis, Ch. K. "The Oil and Gas Separator" World Oil. January, 1960.
- 37.- Scott, R.W. "Vacuum Stabilizers Boost Income Minimize Production Problems". World Oil, January, 1965.
- 38.- Cobbs, J.H. "Simple Lease Process Yields Maximum Dollars" Petroleum Engineer. April, 1972.
- 39.- Téllez, R.J. "Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos". AIPM mayo 1978.
- 40.- Gravis, Charles. K. "The Oil and Gas Separator" World Oil. Enero 1960.
- 41.- Nolasco M., J.E. "Eliminación de Líquidos y Polvo en Gasoductos y Redes de Distribución" Reporte IMP 1972.
- 42.- Campbell, J.M. "Vane Type Impingement Mist Extractor" The Oil and Gas Journal. marzo 1956.
- 43.- Campbell, J.M. "Knitted Wire Mist Extractors and How They Work" The Oil and Gas Journal. marzo 1956.

- 44.- Campbell, J.M. "Centrifugal Mist Extractors" The Oil and Gas Journal. marzo 1956.
- 45.- Broussard, W.F. Gravis Ch. K. "Three Phase Separators" -- World Oil. abril 1960.
- 46.- Smith, H. Vernon "New Charts Determine Separator Capacity" The Oil and Gas Journal. enero 1959.
- 47.- Pirson, S.J. "Oil Reservoir Engineering" McGraw-Hill Book Company, Inc. 1958.
- 48.- Jacoby, R. H. y Berry Jr., V.J. "A Method of Predicting - Depletion Performance of Reservoir Producing volatile Crude Oil" Trans. AIME. 1975.
- 49.- Walker, J. W. and Turner, J.L. "Performance of Seeligson - zone 20B-07 Enriched-Gas-Drive Project", J.P.T. (april -- 1968) 369-73.
- 50.- Coan, S.W. "Profitable Miscible Flood in a Watered-out Reservoir", Oil and Gas J. (dec. 12, 1966) 111.
- 51.- Griffith, J.D. Baiton, N., and Steffensen, R.J. "Ante --- Creek a Miscible Flood Using Separate Gas and Water Injection". J. Pet. Tech. (oct. 1970) 1232-37.
- 52.- Griffith, J.D. and Horne, A.L. "South Swan Hills Solvent-Flood". Proc. Ninth World Pet. Cong. Tokyo (1975)4. 269--78.
- 53.- Brannam, G. and Whittington, H.M. Jr. "Enriched Gas Miscible Flooding -A Case History of the Levelland Unit Secondary Miscible Project". J. Pet. Tech. (aug. 1977) 919-24.

- 54.- Reitzel, G.A., and Callon, G.O. "Pool Description and Performance Analysis Lead to Understanding Golden Spike's Miscible Flood" J. Cdn. Pet. Tech. (April-June 1977) 39-48.
- 55.- Matheny, S.L. "EOR Methods Help Ultimate Recovery," Oil and Gas J. (March 31, 1980) 79.
- 56.- "Baniff Shoots For 97% Recovery at Rainbow Key" Pet. Eng. (April 1969) 56-58.
- 57.- Des Brisay, C.L. et al "Review of Miscible Flood Performance Intisar "D" Field, Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya" J. Pet. Tech. (Aug. 1982) 1651-60.
- 58.- Des Brisay, C.L. and Daniel, E.L. "Supplemental Recovery Development of the Intisar "A" and "D" Reef Fields. Libyan Arab Republic". J. Pet. Tech. (July 1972) 785-91.
- 59.- Des Brisay, C.L., Gray, J.W., and Spivak, A. "Miscible Flood Performance of the Latisar "D" Reef Field, Libyan Arab Republic", J. Pet. Tech. (Aug. 1975) 935-42.
- 60.- Enhanced Oil-Recovery Field Reports, SPE, Dallas (1975-81).
- 61.- Herbeck, E.R. Blanton, J.R. "Ten Years of Miscible Displacement in Block 31 Field". J. Pet. Tech. (June 1961) 543-49.
- 62.- Lackland, S.D. and Hurford, G.T. "Advanced Technology Improves Recovery at Fairway", J. Pet. Tech. (March 1973) - 354-58.

- 63.- Haag, J.W. "Analysis and Design of a Deep Reservoir, High Volume Nitrogen Injection Project in the R-1 Sand Lake Ba rre Field" paper SPE 10,159 presented at the 1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, -- oct. 5-7.
- 64.- Cone, C. "Case History of the University Block 9 (Wolf--- camp) Field-A Gas-Water, Injection Secondary Recovery Pro ject" J. Pet. Tech. (dec. 1970) 1485-91.
- 65.- Eckles, W.W. Prihoda, C. and Holden W.W. "Unique Enhanced Oil and Gas Recovery for Very High-Pressure Wilcox Sands- Uses Cryogenic Nitrogen and Methane Mixture". J. Pet. --- Tech. (june 1981) 971-84.
- 66.- Christian, L.D. et al. "Planning A Tertiary Oil Recovery- Project for Jay-LEC Fields Unit" J. Pet. Tech (aug. 1981) 1535-44
- 67.- "Oklahoma Field Gets Fue Gas Injection" Oil and Gas J. -- (sep. 12, 1977) 54.
- 68.- Tittle, R.M. and From, K.T. "Success of Flue Gas Program- at Neale Field" Paper SPE 1907 presented at the 1967 SPE- Annual Meeting, Houston, oct. 1-4.
- 69.- Dyes, A.B. et al. "Alternate Injection of HPG an Water-A two Well Pilot". Paper SPE 4082 presented at the, 1972 SPE Annual Meeting, San Antonio. Oct. 8-11.
- 70.- Kane, A.V. "Performance Review of a Large Scale CO<sub>2</sub>-WAG -

Project SACROC Unit-Kelly Snyder Field" Pet. Tech. (feb.-1979) 217-31.

- 71.- Pontius, S.B. and Tham. M.J. "North Cross (Devonian) UNit CO<sub>2</sub> Flood-Review of Flood Performance and numerical Simulation Model" J. Pet. Tech. (dec. 1978) 1706-16.
- 72.- Stalkup, F.I. "Carbon Dioxide Miscible Flooding Past Present, and Outlook for Future". J. Pet. Tech (aug. 1978) - 1102-12.
- 73.- Rowe, H.G., York, S.D. and Ader, J. C. "Slaughter Estate - Unit Tertiary Pilot Performance " J.P.T. (March 1982) 613 20.
- 74.- Graham, B. D. et al. "Design and Implementation of a Leveland Unit CO<sub>2</sub> Tertiary Pilot" Paper SPE 8831 Presented - at the 1980 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa. April 20-23.
- 75.- Conner, W.D. "Granny's Creek CO<sub>2</sub> Injection Project. Clay-County, West Virginia" Proc. ERDA Symposium on Enhanced - Oil, Gas Recovery, and Improved Drilling Methods. Tulsa - (1977).
- 76.- Beeler, P.F. "West Virginia CO<sub>2</sub> Oil Recovery Project Interim Report" Proc. ERDA Symposium on Enhanced Oil, Gas Recovery, and Improved Drilling Methods. Tulsa (1977).
- 77.- Perry, G.E. "Weeks Island "S" Sand Reservoir B. Gravity - Stable Miscible CO<sub>2</sub> Displacement, Iberia Parish, Louisiana,

Proc. ERDA Symposium on Enhanced Oil, Gas Recovery, and -  
Improved Drilling Methods, Tulsa (1979).

- 78.- Hansen, P.W. "A CO<sub>2</sub> Tertiary Recovery Pilot. Little Creek Field Mississippi" Paper SPE 6747 presented at the 1977 -- SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, - Oct. 9-12.
- 79.- Grave, P.J. and Blevins, T.R. "sacro Tertiary CO<sub>2</sub> Pilot-Project" Paper SPE 7090 Presented at the 1978 SPE Symposi- sium on Improved Methods for Oil Recovery, Tulsa, april - 16-19.
- 80.- Thrash, J.C. "Twofreds Fields -A Tertiary Oil Recovery -- Project" Paper SPE 8382 Presented at the 1979 SPE Annual- Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Sept. 23- 26.
- 81.- Johnsonm J.W. "A Review of the Willard (San Andres) Unit- CO<sub>2</sub> Injection Project" Paper SPE 6388 Presented at the -- 1971 SPE Permian Basin Oil an Gas Recovery Conference, -- Midlan, Tx. march. 10-11.
- 82.- AHMD, T y Menzie, D. "Preliminary Experimental Result of- High Pressure Nitrogen Injection for EOR Systems". SPE -- 10273. San Antonio Texas, oct. 5-7, 1981.
- 83.- O'Leary, J.P. et al "Nitrogen Driven CO<sub>2</sub> Slugs Reduce --- Cost" Pet. Engineer, (mayo, 1979).

- 84.- Rushing, M.D. et al "Miscible Displacement with Nitrogen"  
Pet. Engineer (nov. 1979).
- 85.- Peterson, A.V. "Optimal Recovery Experiments with N<sub>2</sub> and-  
CO<sub>2</sub>". Pet. Engineer (nov. 1978).
- 86.- Rushing, M.D. "Nitrogen May Be Used for Miscible Displace-  
ment in Oil Reservoir. Jour. Pet. Tech. (dic. 1978).
- 87.- Christian, L.D. et al "Planning a Tertiary Oil Recovery -  
Project for Jay/Lec Field Unit" Jour. Pet. Tech. (ag.1981)
- 88.- Wesley, W.E. Jr. et al "Unique Enhancel Oil and Gas Reco-  
very for very High Pressure Wilcox Sand Uses Criogenic Ni-  
trogen an Methane Mixture" Jour. Pet. Tech. (junio 1981).
- 89.- "N<sub>2</sub> Project Will Recover 68% of Hydrocarbon in Place" ---  
World, Oil (nov. 1981).
- 90.- Haag J. "Analysis and Design of a Deep Reservoir, High Vo-  
lume Nitrogen Injection Project in the R-1 Sand, Lake Ba-  
rre Field" SPE No. 10159. 56th Annual Fall Meeting of SPE  
San Antonio Texas (oct. 5-7, 1981).
- 91.- Agarwal, R.G. Al-Hussainy R. and Ramey H.J. Jr. "The im-  
portance of water influx in Gas Reservoirs" SPE 1244.
- 92.- Geffen T.M. Parrish, D.R., Haynes G.W. and Morse R.A. ---  
"efficiency og Gas Displacement from Porous Media by Li-  
quid Flooding". Trans. ALUE (1952) 195,29.
- 93.- Chierici G.L., Ciucci G.M. y Long G. Experimental Research

And Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reser---  
voirs Subjected to Water Drive.- Six WPC in Francfort ---  
Main 19th june 1963.

94.- Matthes G. Jackson R.F., Schüler S. y Marudiak O.P. "Re--  
servoir Evaluation and Deliverability Study, Bierwang ---  
Field, West Germany" - JPT (january 1973), 23.

95.- L.W. Holm, V.A. Josendal "Mechanismo of oil Displacement  
By Carbon Dioxide" JPT..dec. 1974.