

01174  
2  
1ej.

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
SECCION DE INGENIERIA PETROLERA

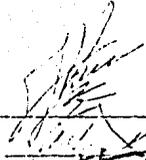
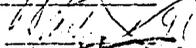
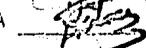
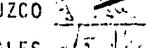
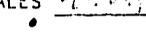
TESIS QUE PRESENTA  
FRANCISCO JAVIER GARCIA GOMEZ

PARA OBTENER EL GRADO DE

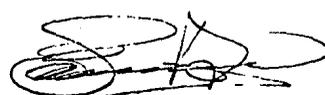
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS 9

JURADO:

DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ   
M. EN C. CARLOS MORALES GIL   
DR. JOSE LUIS BASHBUSH BAUSA   
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO   
FISICO CANDELARIO PEREZ ROSALES 

  
JEFE DE LA SECCION  
DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ

  
SECRETARIO ACADEMICO  
ING. SERGIO TIRADO LEDESMA

01174  
1981

C. U. MEXICO, D. F. JUNIO DE 1981





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

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

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

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

# I N D I C E

	PAGINA
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
I. ASPECTOS GENERALES DEL DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	11
II. PROPIEDADES DEL CO <sub>2</sub>	14
III. IMPORTANCIA DE LA PRESION EN LOS PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO <sub>2</sub>	24
IV. DETERMINACION DE LA PRESION OPTIMA DE DESPLAZAMIENTO	42
V. ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS	53
VI. CONCLUSIONES	58
REFERENCIAS	60
TABLAS Y FIGURAS	64
APENDICE A	A-1
APENDICE B	B-1

## RESUMEN

Con el propósito de contar con el equipo y procedimiento adecuados para determinar la presión mínima de miscibilidad de sistemas CO<sub>2</sub>-Aceite de yacimiento, en la División de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo, se diseñó y construyó un equipo con características apropiadas para efectuar pruebas de desplazamiento en un rango amplio de presiones y temperaturas.

En este trabajo se presenta una revisión breve de la literatura publicada en torno al proceso de desplazamiento de aceite por CO<sub>2</sub>, principalmente la que está enfocada al comportamiento de fases de estos sistemas, en los que la presión juega un papel importante.

Posteriormente se describe el equipo anteriormente mencionado, así como el procedimiento experimental seguido en las pruebas efectuadas utilizando una muestra de aceite tomada en el fondo de un pozo del campo Cui chapa. Los resultados obtenidos se presentan tanto en forma tabular como gráfica; del análisis de esta información se concluye que la presión mínima de miscibilidad (PMM) para el sistema aceite-CO<sub>2</sub> estudiado resulta ser de 220 Kg/cm<sup>2</sup>.

Se hace además una comparación de las PMM encontradas experimental-

mente, con las obtenidas utilizando las diferentes correlaciones que han aparecido en la literatura. Finalmente se presenta un programa de cómputo muy simple, que ayuda a manejar la información obtenida de las pruebas de desplazamiento.

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

Los requerimientos cada vez crecientes de hidrocarburos por las diferentes industrias que los utilizan, ya sea como materia prima, o como combustible, ha desencadenado una competencia vertiginosa entre las necesidades creadas por el desarrollo tecnológico insaciable y la capacidad de satisfacerlas. Hasta ahora dicha competencia se ha mantenido balanceada gracias a que la mayoría de los grandes campos abastecedores de petróleo siguen sosteniendo sus ritmos de producción, así como al descubrimiento de nuevas regiones petroleras; sin embargo, en los últimos años se ha producido un desajuste que de continuar desembocará en una crisis muy difícil de superar ya que sigue siendo el energético principal que mueve al mundo.

Mientras se desarrollan nuevas fuentes de energía es necesario aumentar las reservas petrolíferas, lo cual puede lograrse mediante las siguientes alternativas: descubrir nuevas zonas petroleras o mejorar las técnicas de extracción de los hidrocarburos presentes en los yacimientos conocidos. La primera alternativa además de ser aleatoria, cada vez requiere de inversiones mayores, debido principalmente a que las nuevas acumulaciones se encuentran en áreas agrestes o en el mar, localizadas a mayores profundidades, lo que origina que los costos de exploración y desar-

rollo sean altos.

Considerando el panorama anterior, la industria petrolera está aportando su mejor esfuerzo para desarrollar y probar en el campo la bondad de nuevos métodos para incrementar la recuperación de hidrocarburos, pues se considera que el desarrollo de procesos que mejoren la eficiencia de recuperación, resulta la alternativa más económica y segura, tomando en cuenta que se conoce la localización del aceite y que en la mayoría de los casos se cuenta en el campo con gran parte del equipo así como algunas de las instalaciones necesarias.

Con objeto de proporcionar una visión más clara de lo que representa poder contar con un proceso que recupere parte del aceite que hasta ahora se está dejando como irrecuperable, revisaremos a continuación los últimos datos que se conocen sobre las reservas de México y lo que podrían ser aumentadas si la eficiencia de recuperación se mejorara en algún grado.

Al primero de septiembre de 1980 México cuenta con reservas probadas que ascienden a 60 mil millones de barriles de petróleo equivalente (más de las tres cuartas partes constituyen hidrocarburos líquidos y el resto gas natural), que lo ubican entre los cinco países más importantes del mundo. Calculándose la reserva potencial en aproximadamente 250 mil millones de barriles<sup>(1)</sup>.

No obstante la favorable posición en que se encuentra México al contar con grandes almacenamientos petrolíferos, dado su elevado ritmo de

crecimiento en la demanda interna de hidrocarburos y en el alto grado de dependencia del petróleo como producto para obtener las divisas necesarias que requiere; la mejor de las opciones que "El programa de Energía" plantea, considera que a partir del año 2000 México pasará de país exprtador a importador de hidrocarburos <sup>(1)</sup>.

Considerando que las reservas, esto es, la porción recuperable del volumen original de gas, condensado y aceite; están calculadas en base a las técnicas actuales de extracción, que incluyen mayormente inyección de agua y vapor; representan un porcentaje menor del 50% (Estados Unidos y Canadá consideran una eficiencia de recuperación de 32%) <sup>(2)</sup>, implica que un volumen mayor que el extraído se quedará en el medio poroso como no recuperable.

Si a México se le asigna, pensando en forma optimista un factor de recuperación de 50%, significa que una cantidad similar a la considerada para la reserva no podrá ser producida con las técnicas convencionales (recuperación primaria e inyección de agua y/o gas). El estar dejando tanto aceite cuya existencia se conoce y la baja posibilidad de descubrir nuevos yacimientos petrolíferos, son factores que apoyan el desarrollo y aplicación de nuevos procesos encaminados a mejorar la recuperación. A estos nuevos procesos se les denomina "METODOS DE RECUPERACION MEJORADA" e incluyen métodos térmicos (vapor, aire u  $O_2$  para combustión subterránea y agua caliente),  $CO_2$  u otros gases y el uso de agentes químicos (polímeros, cáusticos, soluciones micelares, surfactantes, etc).

Uno de los métodos considerados con mayores posibilidades de éxito y que más atención está recibiendo, es el uso de  $\text{CO}_2$  como agente desplazante de aceite.

En Estados Unidos actualmente la producción total reportada para todos los métodos de recuperación mejorada representan el 4.5% de la producción total diaria<sup>(3)</sup>, los principales contribuyentes para lograr este porcentaje son los métodos de inyección de vapor y  $\text{CO}_2$ , como puede observarse en la Tabla 1.

El número de proyectos activos para marzo de 1980 en Estados Unidos, muestra también la importancia que está adquiriendo el uso de  $\text{CO}_2$ , al incrementarse rápidamente el número de aplicaciones en el campo. Como se puede ver en la Tabla 2<sup>(3)</sup>.

De los proyectos de inyección de  $\text{CO}_2$  que han proporcionado más experiencia de campo y con ello contribuido para la evaluación del proceso, están los siguientes:

Campo Little Creek<sup>(4)</sup> - El campo fue descubierto en 1958. Por recuperación primaria produjo 25 millones de bbl. De 1962 a 1970 fue sometido a inyección de agua, produciendo 22 millones de bbl por este proceso. En 1974 se inició la prueba de inyección de  $\text{CO}_2$  en una área piloto con tres pozos productores y un inyector. Se inyectaron  $1500 \times 10^6$  de pies cúbicos de  $\text{CO}_2$  y se produjeron 120,000 bbl de aceite. El ajuste de historia mostró que los mecanismos principales que dominaron la recuperación fueron

la combinación de la segregación gravitacional del  $\text{CO}_2$  y el flujo cruzado del aceite.

Este proyecto tiene la característica de ser uno de los que a mayor profundidad ( 3262 m), temperatura ( $120^\circ\text{C}$ ) y presión ( $349 \text{ Kg/cm}^2$ ) se ha realizado.

Campo Twofreds<sup>(5)</sup> - Fue descubierto en 1957. Se inició la inyección de agua en 1963 alcanzando un gasto de producción de aceite de 2700 barriles/día, el cual para diciembre de 1973 había descendido a 175 barriles/día.

La inyección de  $\text{CO}_2$  se inició en 1974 al este del campo, incrementándose la producción de 25 barriles/día a 700 barriles/día.

La producción de  $\text{CO}_2$  se inició 14 meses después de iniciada la inyección. Actualmente se producen 2.42 millones de pies cúbicos/día de  $\text{CO}_2$  junto con 700 barriles de aceite/día, dando una relación de 3,230 pies cúbicos de  $\text{CO}_2$ /barril de aceite producido.

El promedio de inyección de  $\text{CO}_2$  en el este del campo durante el primer semestre de 1979 fue de 12 millones de pies cúbicos/día, sin haberse registrado canalización del  $\text{CO}_2$  hacia los pozos productores.

Unidad Sacroc<sup>(6,7)</sup> - Es actualmente el proyecto más grande de inyección de  $\text{CO}_2$ . Fue descubierto en 1948. Se estimó que por producción primaria podría obtenerse menos de 20% del aceite original, por lo que en 1954 se inició la inyección de agua. Un estudio posterior sugirió que la

inyección de  $\text{CO}_2$  alternada con agua podría recuperar hasta 230 millones de aceite adicional.

La inyección de  $\text{CO}_2$  se inició en 1972. Para separar el  $\text{CO}_2$  de la corriente de producción se construyeron plantas en Snyder. Actualmente el  $\text{CO}_2$  producido (95 millones de pies cúbicos por día), está siendo reinyectado. El horizonte productor tiene una profundidad de 2,043 metros, 55°C de temperatura, un espesor neto de 43 m con permeabilidad baja y una presión de miscibilidad de 112  $\text{Kg/cm}^2$ .

Campo Crossett<sup>(8)</sup> - La producción primaria fue 13% del volumen del aceite original. Con inyección de gas natural se recuperó otro 19%. La inyección de  $\text{CO}_2$  de 20 millones de pies cúbicos/día por dos pozos se inició en 1972. En noviembre de 1973 disminuyó a 17 millones de pies cúbicos/día, probablemente debido al aumento en la presión ocasionado por el desarrollo de un banco de  $\text{CO}_2$  al formarse una zona de mezclado de baja movilidad. La producción de aceite se ha mantenido en 2000 barriles/día, 1400 barriles/día arriba de la que se esperaba por el método de mantenimiento de presión. La profundidad del yacimiento es de 1616 m y temperatura de 42°C; el espesor de la formación de 24 m y la presión de miscibilidad de 116  $\text{Kg/cm}^2$ .

Las diferentes condiciones a las que se han efectuado los proyectos de inyección de  $\text{CO}_2$  muestran que ha sido tanto para recuperación secundaria como terciaria de aceite; a profundidades que varían de 640 m a 3870 m, temperaturas de yacimiento de 23°C a 120°C. Las permeabilidades

han variado de 5 a 3500 md, las viscosidades de 0.3 a 195 cp y densidades de 15° a 45° API. Demostrando que el CO<sub>2</sub> es capaz técnicamente de desplazar aceite de rocas de yacimiento sobre un rango amplio de condiciones físicas.

De la experiencia obtenida de los proyectos de aplicación así como de estudios de simulación, se estima que el método de inyección de CO<sub>2</sub> puede proporcionar un volumen adicional de aceite del orden de 15% al 25% sobre el obtenido por recuperación convencional <sup>(9)</sup>. En general se calcula que el aceite adicional que puede ser recuperado por las técnicas de "recuperación mejorada" alcance un valor de 10% del volumen original de aceite <sup>(3)</sup>. Esto significa que las reservas probadas de México, podrían aumentar en 12 mil millones de barriles, equivalente a un yacimiento gigante. Las reservas potenciales a su vez podrían incrementarse en 50 mil millones de barriles, es decir, casi al valor de las reservas probadas actuales.

En vista de lo anterior se ha iniciado un estudio tendiente a evaluar la factibilidad de la aplicación del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>, en un proyecto mancomunado de PEMEX y el Instituto Mexicano del Petróleo, inicialmente en campos de la Zona Sur; ya que se cuenta con una fuente de CO<sub>2</sub> cercana a estos yacimientos (Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, Ver.), con una producción de CO<sub>2</sub> adecuada para este proyecto.

Actualmente se ha terminado la etapa de factibilidad para el Campo Cuichapa, concluyendo que de acuerdo a las condiciones geológicas, estado

de avance del proyecto de inyección de agua, propiedades de los fluidos, presión mínima de miscibilidad requerida y disponibilidad de la fuente de  $\text{CO}_2$ , entre otros parámetros, es posible llevar a cabo el proceso de inyección de  $\text{CO}_2$  con éxito.

Para los otros campos propuestos de la zona, el principal problema que presentan es la falta de datos, por lo que es necesario promover la obtención de éstos, para poder continuar el estudio.

El trabajo que aquí se presenta, está motivado por este primer esfuerzo tendiente a mejorar la eficiencia de recuperación de aceite mediante la inyección de  $\text{CO}_2$ .

## **I. ASPECTOS GENERALES DE DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS.**

La eficiencia de recuperación que se obtenga, entendiéndose ésta como la relación del volumen producido de hidrocarburos entre el volumen original, al desplazar los fluidos que saturan el medio poroso por otro, dependerá principalmente de la relación entre las fuerzas que tienden a retenerlos en los poros y la modificación de estas fuerzas por la presencia del agente desplazante; así como también de las características de la roca almacenadora.

Las principales fuerzas retentivas del aceite en el medio poroso son las siguientes:

- a) Fuerzas viscosas.
  - b) Fuerzas capilares.
- a) Fuerzas Viscosas.

Las fuerzas viscosas resultan como consecuencia de la propiedad de los fluidos a oponer resistencia a fluir. La mayoría de los aceites contenidos en los yacimientos son más viscosos que los fluidos comunmente

usados como desplazantes, este contraste en viscosidades origina que en el frente de desplazamiento el fluido más móvil se adelanta en forma de dedos a través de la fase desplazada. La digitación viscosa origina un frente de desplazamiento no uniforme que al avanzar deja áreas sin barrer.

Los conceptos de movilidad de un fluido (definido como la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por su viscosidad), y de relación de movilidades entre el fluido desplazante y desplazado son comúnmente usados para medir el efecto de las viscosidades sobre el desplazamiento. Para una relación de movilidades desfavorable queda la opción de aumentar la viscosidad del agente desplazante o disminuir la de la fase que se desea desplazar, si se quiere mejorar la eficiencia areal, definida como la fracción de área que es barrida por el fluido desplazante.

#### b) Fuerzas Capilares.

Si se ponen en contacto dos fluidos inmiscibles en el espacio poroso de las rocas, se forma entre los dos una interfase curva, indicando que existe una tensión interfacial y una diferencia de presión en uno y otro lado de la interfase. Como las rocas son preferentemente mojadas por uno de los fluidos que la saturan, la presión en la fase no mojantera será mayor que la presión cercana a la interfase del lado del fluido mojantera, esta diferencia en presión se define como la presión capilar.

Por acción de la presión capilar el fluido mojantera se mueve a través del espacio poroso desplazando la fase no mojantera, principalmente la que ocupa los poros más pequeños, ya que en los poros mayores la velocidad

de desplazamiento es menor ocasionando que se establezcan las trayectorias de flujo y que las fuerzas capilares se equilibren antes de que todo el fluido no mojante se mueva hacia adelante, quedándose así parte de él atrapado.

De todo el aceite dejado como residual después de un desplazamiento con agua, la mayoría (de 60% a 90%) es debido a la presencia de las fuerzas capilares; de aquí la importancia de pensar en métodos de recuperación que disminuyan o eliminen el efecto de estas fuerzas retentivas.

Cuando se ponen en contacto dos fluidos y no forman interfase, se dice que son miscibles, o bien, que la tensión interfacial es cero; en este caso se desarrolla un desplazamiento miscible que empujará hacia adelante todo el aceite con el que se ponga en contacto.

Aunque invariablemente estos dos tipos de fuerzas retentivas principales están presentes en todo yacimiento, para uno en particular alguna de ellas resultará la más importante y será la que dicte el método de desplazamiento dirigido a modificar favorablemente esta fuerza.

## II. PROPIEDADES DEL CO<sub>2</sub>.

El método de inyección de gas a baja y alta presión a yacimientos para mejorar la recuperación de aceite ha sido practicado desde tiempo atrás. Actualmente la poca disponibilidad de gases hidrocarburos tanto pobre como enriquecido están limitando el papel que en el futuro puedan jugar como medios para extraer aceite.

Como una alternativa otros gases (aire, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) han sido objeto de estudio tanto de laboratorio como de campo. Los resultados obtenidos establecen al CO<sub>2</sub> como un agente eficiente para remover petróleo del medio poroso, principalmente debido a las siguientes propiedades:

### A) Características del CO<sub>2</sub> puro.

Peso Molecular: 44.01

Densidad Relativa (aire=1): 1.52

### Propiedades Críticas

Temperatura (T <sub>c</sub> )	31.1°C (87.8°F)
Presión (P <sub>c</sub> )	72.9 atm (1071 psia)
Densidad (ρ <sub>c</sub> )	0.467 g/c.c.
Viscosidad (μ <sub>c</sub> )	0.033 cp

Volumen específico	0.00214 1/gr (0.03422 ft <sup>3</sup> /lb)
Factor de compresibilidad	0.275

El CO<sub>2</sub> puede existir como un sólido, un líquido o como vapor, de acuerdo a su diagrama de fase mostrado en la Figura 1. Para las condiciones de presión y temperatura encontradas en los yacimientos de aceite, existirá solamente como líquido y/o vapor.

Starling<sup>(31)</sup> basado en la ecuación de estado de Benedict-Webb-Rubin propone la ecuación de estado siguiente para el CO<sub>2</sub>:

$$\begin{aligned}
 P = & \rho RT + (BoRT - Ao - \frac{Co}{T^2} + \frac{Do}{T^3} - \frac{Eo}{T^4}) \rho^2 + \\
 & + (bRT - a - \frac{d}{T}) \rho^3 + \alpha(a + \frac{d}{T}) \rho^6 + \\
 & + \frac{c}{T^2} (1 + \gamma \rho^2) \exp(-\gamma \rho^2)
 \end{aligned} \tag{1}$$

$$Bo = 0.394117$$

$$b = 0.971443$$

$$Ao = 6592.03$$

$$a = 5632.85$$

$$Co = 295902 \times 10^4$$

$$d = 59929.7$$

$$Do = 409151 \times 10^6$$

$$\alpha = 0.395525$$

$$Eo = 102898 \times 10^5$$

$$c = 274668 \times 10^4$$

$$\gamma = 1.64916$$

$$P \text{ (psia)} \quad \rho = (\text{lbmol}/\text{ft}^3)$$

$$T \text{ (}^\circ\text{R)} \quad R = 10.7335$$

El comportamiento volumétrico del CO<sub>2</sub> en fase vapor puede ser estu-

diado en términos de la ley general de los gases:

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}$$

La desviación del comportamiento de gas ideal puede expresarse por el factor de supercompresibilidad ( $Z$ ). La Figura 2 muestra datos de este factor para el  $\text{CO}_2$  en función de presión y temperatura.

Arriba de la temperatura crítica la densidad del  $\text{CO}_2$  crece conforme aumenta la presión, como puede observarse en la Figura 3, la cual fue obtenida utilizando la ecuación 1. A presiones altas se observa que el  $\text{CO}_2$  alcanza valores de densidad parecidos a los de un aceite de yacimiento. Esta característica del  $\text{CO}_2$  origina la formación de un frente de desplazamiento menos inestable al disminuir la segregación gravitacional.

La viscosidad del  $\text{CO}_2$  es fuertemente dependiente de la presión y temperatura. En la figura 4 se presenta el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura para varias presiones.

#### B) Incremento del volumen de los aceites crudos.

Cuando el  $\text{CO}_2$  se disuelve en petróleo crudo el volumen del aceite crece. La cantidad del incremento depende sobre la presión, temperatura, composición del aceite y de la fracción molar de  $\text{CO}_2$  en el aceite. Los datos de hinchamiento generalmente se manejan de dos maneras: Definiendo un factor de hinchamiento como el volumen a presión de saturación y temperatura del yacimiento entre el volumen a una atmósfera de presión y tempe-

ratura del yacimiento, graficados contra la fracción molar de  $\text{CO}_2$  disuelta. O bien, graficando el factor de volumen de formación del aceite saturado con  $\text{CO}_2$  contra la presión de saturación.

La manera recomendada para obtener estos datos es de experimentos de laboratorio, cuando no es posible disponer de datos experimentales se pueden calcular utilizando métodos analíticos. Un procedimiento propuesto recientemente consiste en calcular densidades de líquidos saturados de las mezclas  $\text{CO}_2$  - aceite, y posteriormente los factores de hinchamiento, ya que éstos están directamente relacionados a las densidades<sup>(12)</sup>. La ecuación 2 presenta esta relación:

$$\text{Factor de hinchamiento} = \frac{\rho^s \text{ (del aceite a } T)}{\rho^s \text{ (del aceite sat. + } \text{CO}_2 \text{ a } T)} \times \frac{1}{1 - X_{\text{CO}_2}} \quad (2)$$

el numerador es la densidad molar del aceite a presión atmosférica y temperatura de interés y el denominador, la densidad molar del aceite saturado con  $\text{CO}_2$  a la misma temperatura que el numerador.  $X_{\text{CO}_2}$  es la fracción molar de  $\text{CO}_2$  en la mezcla  $\text{CO}_2$  - aceite crudo.

Así que si se dispone de una ecuación para calcular la densidad de líquidos saturados, los factores de hinchamiento podrán calcularse fácilmente. La ecuación propuesta por el método anterior es básicamente una extensión del principio de estados correspondientes de tres parámetros de Pitzer y Colaboradores<sup>(32)</sup>:

$$\frac{v}{RT_c/P_c} = \frac{v(r1)}{RT_c(r1)/P_c(r1)} + \frac{w-w(r1)}{w(r2)-w(r1)} \left\{ \frac{v(r2)}{RT_c(r2)/P_c(r2)} - \frac{v(r1)}{RT_c(r1)/P_c(r1)} \right\} \quad (3)$$

$V$  = Volumen molar

$w$  = factor acéntrico de Pitzer

es un indicador de la no esfericidad de las moléculas.

$w = 0$  denota simetría esférica,  $w > 0$  expresa desviación del comportamiento de fluidos simples.

$r_1, r_2$  = Se refieren a propiedades de dos fluidos de referencia, los cuales son seleccionados como representantes típicos de los componentes de interés.

La ecuación 3 también se puede escribir en función de las densidades reducidas como:

$$\frac{Z_c}{\rho_R} = \frac{Z_c(r_1)}{\rho_R(r_1)} + \frac{w - w(r_1)}{w(r_2) - w(r_1)} \left\{ \frac{Z_c(r_2)}{\rho_R(r_2)} - \frac{Z_c(r_1)}{\rho_R(r_1)} \right\} \quad (4)$$

Esta ecuación proporciona la densidad de una sustancia a partir de las densidades reducidas de dos componentes de referencia, las propiedades críticas y el factor acéntrico de la sustancia de interés. Si se desea aplicar a mezclas deben calcularse las propiedades pseudocríticas con las expresiones;

$$T_{cm} V_{cm} = \sum_i \sum_j X_i X_j T_{cij} V_{cij} \quad (5)$$

$$V_{cm} = \sum_i \sum_j X_i X_j V_{cij} \quad (6)$$

$$w_m = \sum_i X_i w_i \quad (7)$$

$$Z_{cm} = \sum_i X_i Z_{ci} \quad (8)$$

$T_{cm}$  = Temp. pseudocrítica de la mezcla

$V_{cm}$  = Vol. pseudocrítico de la mezcla

$Z_{cm}$  = factor de desviación pseudocrítico de la mezcla

$W_m$  = factor acéntrico pseudocrítico de la mezcla.

Para aplicar estas ecuaciones a una mezcla dada, se requieren las propiedades de dos sustancias de referencia y las propiedades críticas y factores acéntricos de todos los componentes o pseudocomponentes en la mezcla.

Una gráfica del factor de hinchamiento para diferentes aceites caracterizados por su peso molecular/densidad a 60°F, se presenta en la Figura 5.

Con el propósito de mostrar la variación del grado de solubilidad del  $CO_2$  para un aceite a diferentes condiciones, en la Figura 6 se presenta graficado los factores de volumen de formación contra la presión de saturación del aceite de yacimiento saturado con  $CO_2$  y del mismo aceite a condiciones del separador saturado con  $CO_2$ , comparados con los factores de volumen del aceite de yacimiento sin  $CO_2$ .

Las curvas superior e inferior de la Figura 6 indican que el  $CO_2$  expande al aceite del separador en un grado mayor que como lo hace el metano. De las curvas media e inferior se puede deducir que al poner en contacto aceite del yacimiento con  $CO_2$ , después de logrado el equilibrio

termodinámico, el  $\text{CO}_2$  habrá desplazado sólo parte del metano, disolviéndose menos  $\text{CO}_2$  que el disuelto en aceites de separador.

Como consecuencia de este hinchamiento del aceite cuando es saturado con  $\text{CO}_2$ , resulta una menor saturación efectiva de hidrocarburos, después de un desplazamiento.

### C) Reducción de la viscosidad del aceite.

Los aceites crudos al entrar en contacto con el  $\text{CO}_2$  experimentan una reducción considerable en su viscosidad. Esta reducción depende de la presión, temperatura y viscosidad original del aceite. En términos generales se puede decir que cuanto más alta es la viscosidad del aceite, mayor será el porcentaje de reducción de su viscosidad al saturarse con  $\text{CO}_2$ .

En la Figura 7 se comparan las viscosidades de diferentes aceites crudos saturados con  $\text{CO}_2$  contra la presión. En esta figura se observa que a mayor viscosidad del aceite, al saturarse con  $\text{CO}_2$  sufre una disminución más pronunciada en su viscosidad, como es el caso del crudo A comparado con el C, a  $75^\circ\text{F}$  respectivamente.

El método más indicado para obtener valores de viscosidad de aceites crudos saturados con  $\text{CO}_2$ , es a partir de mediciones utilizando un viscosímetro a diferentes presiones y temperatura del yacimiento. En ausencia de estas mediciones, en la literatura se encuentran datos que ayudan

a evaluar la magnitud de la reducción de la viscosidad. La Figura 8 es un ejemplo de esta fuente. Esta gráfica proporciona la relación de viscosidades del aceite saturado con  $\text{CO}_2$  ( $\mu_{in}$ ) y la del aceite saturado pero sin  $\text{CO}_2$  ( $\mu_c$ ), contra la presión de saturación, para diferentes aceites a temperatura de  $120^\circ\text{F}$ .

Esta propiedad del  $\text{CO}_2$  mejora la relación de movilidades durante un desplazamiento, aumentando la eficiencia areal y por consiguiente el factor de recuperación, aun para el caso en que el desplazamiento se efectue en forma inmisible.

#### D) Aumento en la densidad de los aceites crudos.

Algunos aceites a medida que aceptan más  $\text{CO}_2$  en su seno conforme aumenta la presión, experimentan un pequeño incremento en su densidad. Este resultado, contrario al generalmente observado con otros gases, se debe a que el  $\text{CO}_2$  a presiones altas y temperatura de  $100^\circ\text{C}$  o menor, alcanza valores de densidad cercanos o mayores que el correspondiente para el aceite a las mismas condiciones de presión y temperatura.

En la Figura 9 muestra el comportamiento de la densidad de un aceite con la presión de saturación a  $135^\circ\text{F}$ , obtenido experimentalmente.

#### E) Solubilidad relativamente alta en el agua.

Al disolverse el  $\text{CO}_2$  en el agua se produce una expansión disminuyéndole su densidad. Esta reducción depende de la presión, temperatura y salinidad. La Figura 10 muestra el grado de solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua

destilada<sup>(15)</sup> y salmuera al 10% para dos temperaturas. Se observa que tanto la temperatura como la concentración de sal disminuyen drásticamente la solubilidad.

La Figura 11 es una gráfica que presenta el comportamiento de la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua con la temperatura para diferentes presiones<sup>(16)</sup>. El mayor efecto de la temperatura sobre la solubilidad se presenta en el rango de  $0^\circ$  a  $60^\circ\text{C}$ , como puede deducirse de esta Figura 11.

De acuerdo a las dos últimas propiedades descritas del  $\text{CO}_2$ , resulta que cuando es inyectado al yacimiento, el contraste de densidades del aceite y agua disminuye, reduciéndose la segregación gravitacionales de estos fluidos.

#### F) Extracción de componentes del aceite crudo.

Ha sido demostrado experimentalmente por diferentes investigadores que el  $\text{CO}_2$ , tanto en forma líquida como gaseosa, es capaz de extraer componentes hidrocarburos principalmente en el rango de  $\text{C}_5 - \text{C}_{30}$ , cuando se pone en contacto con aceites crudos. Es también conocido que este proceso de extracción se lleva a cabo en forma efectiva sólomente arriba de cierta presión, la cual depende de la composición del aceite y de la temperatura del yacimiento.

La Figura 12 presenta el cambio de volumen de un aceite de tanque a medida que se le agrega  $\text{CO}_2$ , de este comportamiento se observa que al aumentar la temperatura se requiere de una mayor presión para iniciar la

vaporización de componentes hidrocarburos por el CO<sub>2</sub>. Holm y Josendal<sup>(14)</sup> encontraron que un desplazamiento miscible o casi miscible se crea por extracción o vaporización de componentes del aceite crudo. Como se analizará adelante, esta es una de las características más importantes del CO<sub>2</sub>, por lo que ha despertado gran interés como agente desplazante de hidrocarburos.

### III. IMPORTANCIA DE LA PRESION EN LOS PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR $\text{CO}_2$ .

Es un hecho comprobado de experimentos de laboratorio, que al poner en contacto aceite crudo con  $\text{CO}_2$  se sucedan cambios significativos entre las fases hasta que el equilibrio termodinámico se alcanza, y también que el número y composición de las fases en equilibrio que resultan dependerá de la composición del aceite, temperatura y presión a que se efectúe el experimento.

Es obvio que un comportamiento de fase parecido se llevará a cabo en el medio poroso cuando el  $\text{CO}_2$  se ponga en contacto con el aceite durante un desplazamiento. Por esta razón los datos de equilibrio de fase pueden ser tomados como base para entender los mecanismos que controlan el desplazamiento. Con este propósito, muchos investigadores han realizado una gran cantidad de trabajo experimental.

El uso de celdas de análisis para alta presión y núcleos consolidados o tubos empacados con arena, han sido los medios utilizados para estudiar el comportamiento de fase y la eficiencia de desplazamiento para sistemas  $\text{CO}_2$  - aceite a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Los resultados obtenidos de los experimentos con celdas se conocen

también como de un "solo contacto", ya que el procedimiento general consiste en cargar la celda a la temperatura de interés y a una presión alta, con el aceite del yacimiento y una cantidad de  $\text{CO}_2$ , posteriormente se efectúa una expansión a composición constante, durante la cual el volumen de la celda y la distribución de las fases se miden a cada decremento de presión, después que se ha alcanzado el equilibrio. De esta manera existe sólo un frente de contacto entre el  $\text{CO}_2$  y el aceite.

En las pruebas de desplazamiento, al núcleo saturado con el aceite de yacimiento a la temperatura deseada, se le inyecta  $\text{CO}_2$  a una presión dada, la que se mantiene constante durante todo el experimento. El  $\text{CO}_2$  en fase gaseosa por ser más móvil, avanzará poniéndose en contacto con aceite nuevo cada vez, hasta que logra establecer un frente de desplazamiento miscible después de varios contactos. Los resultados que se obtienen se denomina por "contacto múltiple" y proporcionan información más representativa de los mecanismos que generan la miscibilidad en el yacimiento.

No obstante que desde principios de 1950 el  $\text{CO}_2$  ha sido considerado como un agente apropiado para recuperar aceite de medios porosos<sup>(17)</sup>, es hasta los 70's en que se despertó el interés de un mayor número de investigaciones y se efectuarán algunas aplicaciones en el campo. Actualmente se dispone de una cantidad considerable de trabajos publicados.

A continuación se comentan algunos trabajos que presentan resultados de pruebas de desplazamiento en laboratorio, y de estudios experimentales realizados con el propósito de conocer el comportamiento de fase de

sistemas  $\text{CO}_2$  - aceite.

Con el fin de poder presentar de manera clara las características y propiedades investigadas del proceso de desplazamiento de aceite por  $\text{CO}_2$ , es conveniente definir los siguientes conceptos.

- a) Uso de diagramas ternarios para representar sistemas multicomponentes.
  - b) Desplazamiento miscible al primer contacto.
  - c) Desplazamiento miscible por contacto múltiple.
- a) Uso de los diagramas ternarios para representar sistemas multicomponentes.

Los aceites de yacimiento son mezclas de cientos de componentes cuya concentración debe conocerse junto con la del gas desplazante, para poder definir el sistema, a la presión y temperatura de interés. Como esto resulta prácticamente imposible se utiliza un método aproximado propuesto por R.L. Slobod y H.A. Koch<sup>(18)</sup>, que permite manejar estos sistemas usando un diagrama ternario.

El método consiste en agrupar los componentes del sistema de acuerdo a su volatilidad en tres pseudocomponentes: los más volátiles,  $\text{C}_1$ ,  $\text{N}_2$  y  $\text{CO}_2$ ; los de volatilidad intermedia,  $\text{C}_2$  a  $\text{C}_6$ ; y los menos volátiles que el  $\text{C}_6$ , ( $\text{C}_7^+$ ), para así poderlos representar en un diagrama ternario. Estos diagramas han resultado una herramienta muy útil para estudiar la interacción de la composición de los fluidos (aceite del yacimiento y gas des-

plazante) a la temperatura del yacimiento con la presión, aunque termodinámicamente no resulten rigurosos.

Las principales simplificaciones implícitas que deben tenerse presente, son las siguientes: Al considerarse los pseudocomponentes como los componentes del diagrama triangular, la distribución de los componentes individuales dentro de cada grupo o pseudocomponente no se considera, mientras que en la realidad, a causa de las diferentes volatilidades, la composición de un pseudocomponente será diferente en la fase gaseosa que en la correspondiente fase líquida en equilibrio.

La envolvente de fase o curva que separa la región de dos fases de la de una fase, así como la pendiente de las líneas de equilibrio o de unión, dependen de la composición total. Al considerarse constante la composición de los pseudocomponentes, los diagramas ternarios no representan totalmente esta dependencia.

Un diagrama triangular típico es como el que se muestra en la Figura 13. La información que podemos representar, entre otra, es la envolvente de fase ABC o frontera que delimita la región de composiciones que producen dos fases de la región de una fase, para la presión y temperatura dada; la curva de composición de gas saturado BC, o puntos de rocío; la curva de líquido saturado AC o puntos de burbuja y las líneas de unión o líneas que unen la composición del gas y líquido en equilibrio. Se presenta también la línea tangente al punto de composición crítica C, que separa la zona miscible (M) de la no miscible (I).

b) Desplazamiento miscible al primer contacto.

Los procesos de desplazamiento miscible en ingeniería de yacimientos pueden ser de dos tipos:

Uno de ellos es cuando el fluido inyectado y el fluido del yacimiento forman una sola fase al ponerse en contacto en cualquier proporción. Generalmente se dice que son miscibles al primer contacto, un ejemplo de ellos es el proceso de inyectar baches de propano para desplazar aceite de yacimiento.

c) Desplazamiento miscible por contacto múltiple.

En este segundo tipo se clasifican los procesos en los que inicialmente el fluido inyectado y el aceite del yacimiento no son miscibles al primer contacto, pero son capaces de generar un frente miscible después de un intercambio de masa. Dentro de esta clasificación los ejemplos más conocidos son el proceso de inyección de gas enriquecido o LPG y el proceso de inyección de gas a alta presión.

La miscibilidad en el proceso de inyección de gas a alta presión se genera por la transferencia de componentes intermedios (de  $C_2$  a  $C_6$ ) del fluido del yacimiento al gas inyectado, que de acuerdo a la teoría de Hutchinson y Braun<sup>(19)</sup> el gas inyectado al ponerse en contacto con el aceite in situ, lo empezará a desplazar inmisciblemente, disolviéndose parte en el aceite, el cual empezará a perder algunos de sus componentes que pasarán a enriquecer la fase gaseosa del frente de desplazamiento.

Por su mayor movilidad la fase gaseosa se adelantará poniéndose en contacto con aceite nuevo, al que también le vaporizará parte de sus componentes intermedios, dando como resultado un mayor enriquecimiento del frente de desplazamiento.

Si la presión de desplazamiento es adecuada, la vaporización de componentes continua hasta que el aceite empieza a ser desplazado en forma miscible, después de varios contactos.

En forma semejante al proceso descrito anteriormente, el  $\text{CO}_2$  alcanza a desarrollar un frente miscible después de varios contactos, a una presión menor que para el caso de gas natural, debido principalmente a su propiedad de vaporización más profunda (de  $C_5$  a  $C_{30}$ ). Después de alcanzada la composición de miscibilidad, el frente de desplazamiento empieza a ser alterado y finalmente destruido, principalmente por fenómenos de dispersión, continuándose el desplazamiento en forma inmisible hasta que la reanudación de la extracción de componentes haya generado nuevas condiciones de miscibilidad.

El desarrollo de miscibilidad para el proceso de inyección de  $\text{CO}_2$  puede ser representado conceptualmente con un diagrama ternario. Para tal efecto considerar la Figura 13. En este diagrama el gas de inyección de composición  $G_1$ , se pone en contacto con el aceite del yacimiento de composición  $L_1$ , resultando la mezcla  $M_1$ , que por localizarse en la región de dos fases, alcanzado el equilibrio se separa en la fase de gas de composición  $G_2$  y en la fase líquida de composición  $L_2$ .

La fase gaseosa de composición  $G_2$ , que es más rica en hidrocarburos que  $G_1$ , al moverse hacia adelante, encuentra aceite nuevo de composición  $L_1$ , con el cual forma la mezcla  $M_2$  formada por las fases en equilibrio,  $G_3$  y  $L_3$ , siendo esta última fase gaseosa  $G_3$  aún más rica en componentes intermedios ( $C_5 - C_{30}$ ). En esta etapa del proceso el aceite está siendo desplazado de manera inmisible por una fase gaseosa que sigue siendo más móvil.

En el límite del proceso, para la presión adecuada, la fase desplazante que resulte del último contacto ( $G_5$ ), ha evaporado componentes del aceite a tal grado que ya es miscible con el aceite del yacimiento ( $L_1$ ). En este caso la línea de composición que une  $G_5$  con  $L_1$  no cruza la región de dos fases.

Si la composición del aceite de yacimiento fuera ahora  $L_{11}$ , el diagrama de fases de la Figura 13 indica que al ponerlo en contacto con el gas de inyección de composición indicada por el punto  $G_1$ , podría ser desplazado, a la presión y temperatura del diagrama de fase, en forma miscible, después de un número de contactos mayor que el requerido para el aceite de composición  $L_1$ , ya que en este caso el frente de desplazamiento debe alcanzar la composición crítica (P.C.), que es cuando la línea que une la composición del frente de desplazamiento y la del aceite de yacimiento  $L_{11}$ , es tangente a la envolvente de fase en el punto crítico.

Cualquier aceite con composición localizada a la izquierda de la línea tangente a la envolvente de fase en el punto crítico (P.C.), no lle

gará a enriquecer en componentes hidrocarburos al frente de desplazamiento, lo suficiente para desplazar en forma miscible al aceite. Al suspenderse la vaporización de componentes del aceite en la etapa o contacto en que la línea de equilibrio de fases para la mezcla correspondiente, coincide con la línea que une la composición del aceite de yacimiento con la de la fase gaseosa del frente de desplazamiento.

La línea tangente a la envolvente de fase en el punto crítico (P. C.), divide así al diagrama de fases en dos regiones; la región de miscibilidad M y la región inmisible I.

Algunos aceites de yacimiento con composición localizada en la región inmisible a ciertas condiciones de presión y temperatura de yacimiento, podrían quedar comprendidos dentro de la región miscible para alguna otra presión mayor. A la cual la región de dos fases fuera reducida lo suficiente para permitir el desarrollo del proceso miscible. La Figura 14 muestra el efecto de la presión sobre el diagrama de fase.

En el proceso de desplazamiento de aceite por inyección de  $\text{CO}_2$ , la presión es un parámetro que determina si el proceso será miscible o inmisible, por lo cual debe ser determinada adecuadamente para las condiciones y fluidos de cada yacimiento.

Pruebas de desplazamiento miscible de aceite por  $\text{CO}_2$  en laboratorio:

Varios investigadores han desarrollado trabajos en el laboratorio con el propósito de definir los principales mecanismos que intervienen

en el proceso de desplazamiento de aceite por  $\text{CO}_2$ .

En 1971 J.J. Rathmell y Colaboradores<sup>(21)</sup> efectuaron pruebas de desplazamientos con aceites de yacimiento en núcleos de arenisca Boise de 6, 20 y 42.5 pies usando  $\text{CO}_2$  a diferentes presiones.

Para algunos desplazamientos usaron núcleos de 20 y 42.5 pies en serie utilizando tubos de unión de 1/8 de pulgada. Con los núcleos de 6 y 20 pies los desplazamientos fueron verticales inyectando el  $\text{CO}_2$  en la parte superior. Con los núcleos más largos las pruebas se realizaron horizontalmente.

Las velocidades frontales de los desplazamientos fueron de 10 a 20 pies/días.

Los desplazamientos se terminaron cuando los RGA alcanzó 30,000 pies<sup>3</sup>/barril. Durante la prueba se registraron RGA, surgencia de  $\text{CO}_2$  y observación visual del flujo, registrando la presencia de dos fases.

Los criterios que sirvieron para discriminar entre un desplazamiento miscible e inmisible fueron: a) Eficiencia de recuperación alta en núcleos largos, b) presencia de una sola fase en el efluente a través del desplazamiento y c) un incremento en la recuperación como función de la longitud del núcleo.

Las conclusiones más importantes de este trabajo son:

- 1) Las presiones de desplazamiento requeridas para alcanzar miscibili

dad utilizando  $\text{CO}_2$  son mucho menores que usando metano.

2) Los desplazamientos inmiscibles con  $\text{CO}_2$  pueden proporcionar recuperaciones eficientes de aceite.

3) En desplazamientos con núcleos en laboratorio, una longitud del núcleo relativamente grande se desplaza en forma inmisible antes de alcanzar la miscibilidad, principalmente cuando los ritmos de inyección son altos. Resultando así la eficiencia de recuperación dependiente de la longitud del núcleo, Figura 15.

Holm y Josendal<sup>(14)</sup> también llevaron a cabo pruebas de desplazamiento en núcleos de arenisca Berea y Boise de diferentes longitudes y en tubos delgados de 0.232 pulgadas de diámetro interior, empacados con arena.

El procedimiento seguido en las pruebas fue similar al anteriormente descrito. Los fluidos se recolectaron en recipientes graduados, después de pasar por un refrigerante para separarse. La composición se analizó por técnicas cromatográficas.

Los principales resultados obtenidos de estas pruebas son los siguientes:

1) La Figura 12 muestra el efecto de la temperatura de desplazamiento sobre la presión a la cual puede ocurrir la extracción de hidrocarburos. Concluyendo que a temperaturas mayores la presión de extracción aumenta.

- 2) La presión requerida para llevar a cabo un desplazamiento miscible por contacto múltiple o miscibilidad dinámica, es varios cientos de psi arriba de la presión en que se inicia la extracción. La selección de la presión de miscibilidad será aquella para la cual se obtenga 80% del aceite original a la irrupción del  $\text{CO}_2$  y más de 94% como recuperación final. A esta presión se denomina "presión óptima de desplazamiento miscible".
- 3) La presencia de metano en el  $\text{CO}_2$  inyectado aumenta la presión óptima de desplazamiento.
- 4) Se propone una correlación para determinar la presión óptima de desplazamiento. En el apéndice A de este trabajo se presenta un análisis de esta correlación.

Con el objetivo de conocer la eficiencia de desplazamiento de aceite residual por inyección de  $\text{CO}_2$ , Edward T.S. Huang y Joseph H. Trach<sup>(22)</sup> realizaron pruebas de desplazamiento utilizando núcleos de arenisca Berea (de 6 pies de longitud y 2 pulgadas de diámetro) y tubos empacados con arena (de 20 pies de longitud y 0.65 pulgadas de diámetro interior).

Los núcleos saturados con aceite se les inyectó agua hasta dejar saturación de aceite residual. Posteriormente se inició la inyección de  $\text{CO}_2$  a velocidades de 2.0 y 3.7 pies/día. Las pruebas se realizaron a condiciones de yacimiento de 90°F y 1250 psi.

En base a los datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento concluyeron que:

- 1) El aceite utilizado a las condiciones del yacimiento es inmisible con el  $\text{CO}_2$ . Incrementando la presión a 2000 psi o la temperatura a 200°F, las condiciones de inmiscibilidad permanecieron.
- 2) La recuperación máxima alcanzada en las pruebas de inyección continua de  $\text{CO}_2$  fue de 69 por ciento para los núcleos de arenisca y 66 por ciento con los tubos empacados con arena.
- 3) Los mecanismos responsables de la recuperación de aceite residual son el hinchamiento del aceite y extracción de componentes hidrocarburos.

Otro trabajo experimental realizado con el mismo propósito que el anterior, es el que llevó a cabo R.W. Watkins<sup>(23)</sup>, en núcleos de arenisca Berea y de Caliza de yacimiento, a 109°F y 2000 psi.

Los núcleos al inicio de la prueba estaban saturados con aceite y saturación irreductible de agua. Para los desplazamientos en condiciones terciarias el núcleo se dejó con saturación residual de aceite, alcanzada por inyección de agua, antes de iniciar la prueba.

Presenta además un método para estimar la importancia relativa de las fuerzas gravitacionales, viscosas y de dispersión y su influencia en los desplazamientos en laboratorio.

Comportamiento de fases de mezclas  $\text{CO}_2$  - Aceite.

El proceso por el cual se desarrolla un desplazamiento miscible de aceite por  $\text{CO}_2$ , debe poderse explicar a partir de resultados obtenidos de

pruebas de comportamiento de fases, ya que el proceso involucra un contacto íntimo de gas y líquido en el medio poroso. Una gran cantidad de datos experimentales han sido publicados obtenidos generalmente de pruebas utilizando una celda con ventana que permite observaciones de la distribución de fases dentro de la celda como función de la presión a temperatura constante, los datos reportados por diferentes investigadores muestran que el comportamiento de fase de mezclas  $\text{CO}_2$  - aceite es bastante complejo.

En experimentos realizados a altas temperaturas, las mezclas pasan de fase líquida a fase vapor a medida que aumenta la concentración de  $\text{CO}_2$ , para presiones elevadas. A concentraciones altas de  $\text{CO}_2$  la mayoría de la celda es ocupada por una fase de vapor rica en  $\text{CO}_2$ . La fase líquida rica en hidrocarburos coexistente, llega a contener concentraciones relativamente grandes de  $\text{CO}_2$ , indicando condensación de este componente en el aceite.

Por otro lado, en experimentos llevados a cabo a temperaturas bajas ( $90^\circ\text{F}$  -  $110^\circ\text{F}$ ) es frecuentemente observada la formación de fases líquidas múltiples o de fases líquidas más una fase sólida a presiones y concentraciones de  $\text{CO}_2$  altas. Las fases líquidas tienen composiciones y colores diferentes. Un ejemplo de este tipo de comportamiento de fases fue obtenido por Jack L. Shelton y L. Yarborough<sup>(24)</sup> de pruebas en celdas con ventana en las que analizaron ocho mezclas de aceite- $\text{CO}_2$ , cubriendo un rango de concentración de  $\text{CO}_2$  de 59% a 95% mol. Los resultados se presentan en la Figura 16.

La porción izquierda de la figura 16 muestra que existió una fase líquida (L) en la celda a presiones arriba de la presión de saturación para concentraciones de  $\text{CO}_2$  menores de 56% mol. Para concentraciones de  $\text{CO}_2$  y presiones más altas, la porción superior derecha del diagrama muestra la presencia de dos fases líquidas ( $L_1$ ,  $L_2$ ) más una fase sólida (S). Las dos fases líquidas fueron una rica en hidrocarburos ( $L_1$ ) y otra líquida rica en  $\text{CO}_2$  ( $L_2$ ). Finalmente el diagrama indica la formación de cuatro fases en un rango estrecho de presiones para concentraciones de  $\text{CO}_2$  mayores de 56% mol. Las cuatro fases fueron las dos fases líquidas, el precipitado sólido y una fase de vapor (V). Las pruebas fueron realizadas a 94°F.

Del análisis de los resultados anteriores los autores concluyen que para yacimientos con baja temperatura, es de esperarse la formación de fases líquidas múltiples, y precipitación de una fase sólida cuando los aceites de yacimiento sean asfálticos.

Se ha demostrado experimentalmente que el  $\text{CO}_2$  es altamente soluble en aceites hidrocarburos ocasionándoles incrementos en su volumen y las mezclas aceite- $\text{CO}_2$  que resultan son de menor viscosidad que el aceite original. Sin embargo, ninguno de estos cambios explican las altas recuperaciones que se obtienen en pruebas de desplazamiento de aceite utilizando  $\text{CO}_2$  en el laboratorio.

Rathmell y Col.<sup>(21)</sup>, así como Holm y Josendal<sup>(14)</sup> proponen que las recuperaciones obtenidas de aceite por inyección de  $\text{CO}_2$  son resultado de

un proceso de vaporización por contacto múltiple similar al reconocido por Hutchinson y Braun<sup>(1)</sup> para el proceso de inyección de gas a alta presión, siempre que el nivel de temperatura sea tal que el  $\text{CO}_2$  actúe en fase gaseosa. En condiciones de presión y temperatura en que las mezclas aceite- $\text{CO}_2$  formen fases líquidas múltiples, Huang y Tracht<sup>(22)</sup> proponen, con base a resultados experimentales, que el mecanismo para crear miscibilidad es por extracción líquido-líquido.

Otros investigadores como Metcalfe y Yarborough<sup>(20)</sup> también han publicado resultados obtenidos de pruebas de equilibrio de fases utilizando celdas con ventana de volumen variable, para presiones de 1000 a 1700 psia y temperatura de 160°F. Con base en estas pruebas concluyen que cuando la temperatura y presión son altas, el mecanismo principal en el proceso de desplazamiento miscible de aceite por  $\text{CO}_2$ , es uno de vaporización. Si la temperatura es relativamente baja, para el mismo nivel de presión, el proceso se explica mejor considerando un mecanismo de condensación de  $\text{CO}_2$  en la fase de aceite, formándose una fase líquida rica en  $\text{CO}_2$  y otra rica en aceite, y para algún rango de presión, las dos fases líquidas más otra fase de vapor.

Conclusiones similares han sido propuestas en otros trabajos<sup>(25,26,27)</sup>, sin que hasta ahora pueda establecerse un criterio que explique totalmente el mecanismo de recuperación de aceite en procesos con  $\text{CO}_2$  en estado líquido.

De acuerdo a la ley general de soluciones, dos líquidos no polares como hidrocarburos y  $\text{CO}_2$  líquido, generalmente incrementan su solubilidad

al aumentar la temperatura, independientemente de la presión. Así, la máxima solubilidad del  $\text{CO}_2$  líquido ocurre a la más alta temperatura en que permanece como líquido ( $88^\circ\text{F}$ ). Con apoyo en esta propiedad Kamath y Col.<sup>(26)</sup> establecen que el efecto de solubilidad del  $\text{CO}_2$  en aceites de yacimiento es el factor dominante en la generación de miscibilidad para temperaturas cercanas a la crítica del  $\text{CO}_2$ .

F.M. Orr y Col.<sup>(27)</sup> con el objetivo de aclarar el conocimiento del proceso en que se tiene presencia multifásica, desarrollaron trabajo experimental con mezclas a condiciones en que presentaron esta característica. Con el análisis cromatográfico obtenido de muestras tomadas de las fases líquidas en equilibrio, comprobaron la presencia de componentes hidrocarburos hasta  $\text{C}_{20}^+$  en la fase líquida rica en  $\text{CO}_2$ , como puede observarse en la Figura 17. Así resulta que es el mecanismo de extracción de componentes del aceite por la fase líquida rica en  $\text{CO}_2$  el dominante en estos procesos, con incrementos sustanciales a presiones mayores.

No obstante que los diagramas de fase obtenidas para diferentes mezclas  $\text{CO}_2$ -aceite a temperaturas bajas, coinciden en señalar la existencia de regiones multifásicas, presentan variaciones en los detalles, como para proporcionar un criterio que explique los mecanismos que generan el desplazamiento del aceite.

Para mostrar en forma cualitativa el efecto que la composición puede ocasionar, examinemos la Figura 18. Se muestra el resultado comparativo obtenido en celdas visuales para alta presión sobre dos mezclas, una de

aceite del separador al que se le agregó 79.7% de  $\text{CO}_2$  y otra formada con un aceite recombinado (aceite del separador saturado con gas), y un gas conteniendo 74.4% mol de  $\text{CO}_2$ .

La Figura 18 muestra que a presiones bajas coexisten en equilibrio líquido obscuro y un vapor claro en ambas mezclas. Al incrementarse la presión se forma una segunda fase líquida con reducción sustancial de la fase de vapor, llegando a desaparecer en las etapas posteriores, quedando dos fases líquidas. A pesar de esta similitud, se puede advertir gran diferencia a presiones altas. Mientras que el análisis con aceite del separador muestra una pequeña reducción en la fase líquida superior ( $L_2$ ); la correspondiente para la mezcla con aceite recombinado crece en alto grado a expensas de la fase líquida inferior ( $L_1$ ).

El análisis anterior indica que para conseguir la existencia de una sola fase, para el caso en que se usa aceite del separador, es necesario que se disuelva la fase  $L_2$ . En cambio, para la mezcla con aceite recombinado podrá lograrse si desaparece la fase  $L_1$ .

De lo anteriormente expuesto, parece lógico concluir que el comportamiento de fases que se genera al mezclar  $\text{CO}_2$  con aceites crudos a diferentes presiones y temperaturas bajas, es tan complejo que no puede ser explicado en base a un solo mecanismo; sino como producto de diferentes fenómenos fisicoquímicos que actúan simultáneamente, con el predominio de uno de ellos, según sea la composición del aceite, grado de solubilidad del  $\text{CO}_2$  y otras interacciones moleculares, principalmente.

La presión óptima que se desea exista en el frente de desplazamiento; definiéndose como óptima la presión mínima obtenida de la serie de pruebas de laboratorio, a la cual todavía se garantice la formación del frente miscible, es útil en la selección de los yacimientos prospectos para una aplicación del proceso de inyección de  $\text{CO}_2$ ; y en la etapa de diseño de un proyecto, para determinar las presiones de fondo y de la cabeza de los pozos inyectoros. Presiones que a su vez se utilizan para definir la capacidad y potencia de los equipos de compresión, terminación de los pozos inyectoros y dispositivos para el manejo de los fluidos en la superficie.

#### IV. DETERMINACION DE LA PRESION OPTIMA DE DESPLAZAMIENTO.

Para determinar la presión óptima de desplazamiento o de "miscibilidad" de un sistema aceite- $\text{CO}_2$ , pueden utilizarse correlaciones que han aparecido en la literatura (9,14,28,29) y que se describen en el apéndice A, o bien, experimentalmente mediante pruebas de desplazamiento.

Los resultados obtenidos para dos aceites del campo Cuichapa utilizando las correlaciones, se comparan a continuación con los determinados experimentalmente:

	(9) Correl. I	(14) Correl. II	(28) Correl. III	Este trabajo
Ac. de Yac. pozo 341	3350	2700	2050	2844 (psig)
Ac. de Yac. pozo 151	3350	2500	1900	3128 (psig)

La comparación anterior parece indicar que las correlaciones utilizadas proporcionan valores alejados de los obtenidos en el laboratorio, resultando así poco confiables. Por lo que puede concluirse que el utilizar las se corre el riesgo de eliminar posibles yacimientos candidatos para este proceso, ya que puede resultar que la presión de "miscibilidad" sea mayor que la presión de fracturamiento de la formación, o bien, que se requieran equipos de compresión de mayor costo que el necesario, como sería el caso de haber utilizado la correlación I. Por otra parte si se selec-

cionan las correlaciones II o III, el proceso de desplazamiento del aceite será ineficiente, ya que no se desarrollará el frente que desplace misciblemente al aceite, debido a que se seleccionó una presión menor que la requerida.

Los resultados obtenidos con estas correlaciones pueden deberse principalmente a que han sido desarrolladas utilizando relativamente pocos datos experimentales y composiciones de aceites que variaron dentro de rangos limitados, restringiéndose su uso para sistemas similares a los que sirvieron para desarrollarlas. Con apoyo en lo anterior se propone que las presiones óptimas sean determinadas experimentalmente y utilizar los resultados de las correlaciones sólo en la primera etapa de selección.

Con el objetivo de disponer de un equipo para determinar la presión óptima de desplazamiento con  $\text{CO}_2$ , se diseñó y construyó un equipo en el IMP, el cual después de probarse (a diferentes condiciones de presión y temperatura) y calibrarse, se considera apropiado para realizar pruebas usando  $\text{CO}_2$  o gas seco como agentes desplazantes. Este equipo es el que se utilizó para conocer la presión óptima del sistema aceite- $\text{CO}_2$  que se reporta en este trabajo.

#### A) Descripción del equipo.

El equipo está constituido principalmente por las siguientes partes:

- a) Bomba de desplazamiento positivo para alta presión.

- b) Sistema de medición de presión.
- c) Sistema de medición y separación de fluidos.
- d) Baño térmico.
- e) Dispositivos de almacenamiento de fluidos.
- f) Controlador y registrador de temperatura.
- g) Medio poroso.
- h) Equipo para análisis composicional.

En la Figura 19 se presenta un diagrama esquemático del equipo. Los principales componentes que lo forman de acuerdo a los números indicados en el diagrama son:

- 1) Manómetro de precisión marca Heise, con rango de 0 a 10,000 psi. Indica la presión del desplazamiento.
- 2) Manómetro de precisión marca Heise, con rango de 0 a 500 psi. Indica la presión de entrada al medio poroso.
- 3) Manómetro de precisión marca Heise, con rango de 0 a 500 psi. Indica la presión de salida del medio poroso.
- 4) Celda de acero inoxidable para alta presión. Almacena el aceite del yacimiento.
- 5) Sensor de paso de mercurio. Indica la presencia de mercurio en la válvula superior de la celda que almacena aceite.
- 6) Separador y condensador de vidrio. Separa los fluidos producidos en condiciones cercanas a la atmosférica.
- 7) Probeta graduada de vidrio. Se utiliza para acumular y medir el

aceite producido.

- 8) Controlador de temperatura. Proporciona la corriente necesaria para alcanzar y mantener la temperatura constante ( $\pm 1.0^{\circ}\text{C}$ ) en el baño térmico.
- 9) Termopozo. Indica la temperatura de los fluidos en el medio poroso.
- 10) Medio poroso. Consiste de un tubo de acero inoxidable de 1/4 de pulgada de diámetro, empacado con perlas de vidrio.
- 11) Celda tipo recombinado de acero inoxidable. Almacena el  $\text{CO}_2$  dentro del baño térmico.
- 12) Filtros de acero inoxidable con elemento poroso. Se utilizan para retener cualquier impureza de los fluidos.
- 13) Manómetro de mercurio en "U". Controla la presión de separación del gas producido.
- 14) Bomba de desplazamiento constante, motorizada, dos cilindros, 28 velocidades y 12,000 psi de presión de trabajo. Inyecta el  $\text{CO}_2$  al empacamiento poroso.
- 15) Cromatógrafo de gas con dos detectores acoplado al sistema de separación. Se utiliza para el análisis composicional del gas producido.
- 16) Bulbos de vidrio para tomar muestras de gas.
- 17) Válvula de 3-pasos. Cierra la conexión para vacío.
- 18) Válvula de 3-pasos. Cierra la entrada del mercurio a la celda con aceite.
- 19) Válvula de 2-pasos. Cierra la entrada de mercurio a la celda con

CO<sub>2</sub>.

- 20 y 21) Válvulas sencillas. Cierran el paso del CO<sub>2</sub> al medio poroso.
- 22) Válvula de 2-pasos micrométrica. Controla el flujo de fluidos.
- 23 y 25) Válvulas de 3-pasos. Aislan los manómetros que indican las presiones de entrada y salida del medio poroso.
- 24) Válvula para controlar la entrada de aceite al medio poroso.
- 26) Válvula de 2-pasos. Cierra la entrada de mercurio a la celda con CO<sub>2</sub>.

Nota: Todas las válvulas son de acero inoxidable para alta presión de trabajo.

#### B) Especificaciones del equipo.

Presión máxima probada de trabajo	400 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura máxima de trabajo	150°C
Rango de los gastos de desplazamiento de la bomba	2,5-560 cc/hr

#### Características del empacamiento

Longitud	1262 cm
Diámetro exterior	0.635 cm
Espesor de la pared	0.198 cm
Material de empacamiento	perlas de vidrio malla 120-170
Porosidad	35%
Permeabilidad absoluta a 74°C	12,48 D.

### Características del sistema cromatográfico

Varian-Modelo 2800 con temperatura programada

Detector de conductividad térmica

Columna de separación empacada con Spherosil malla 80-100

### C) Funcionamiento.

El equipo se utiliza para realizar desplazamientos de aceite representativo del yacimiento por medio del agente desplazante ( $\text{CO}_2$ , gas seco o gas enriquecido), a varias presiones cuya aplicación sea factible a la temperatura del yacimiento. Cada uno de estos desplazamientos se realiza a gasto y presión constante, haciendo durante la producción de fluidos una separación y condensación adecuada a presión y temperatura del laboratorio, así como un muestreo periódico del gas producido, para su análisis composicional. El control del desplazamiento se realiza en forma manual con una válvula micrométrica y un manómetro de precisión. De acuerdo a las velocidades promedio de desplazamiento de los fluidos en los poros de la roca almacenadora, se considera que un ritmo de avance de 4 a 7 cc/hr (30 a 50 m/d), contribuye a dar validez a los resultados obtenidos.

### Procedimiento Experimental.

El procedimiento experimental lo podemos considerar dividido en las tres siguientes etapas fundamentales que a continuación se detallan:

- 1) Acondicionamiento del equipo y materiales.
- 2) Prueba de desplazamiento.

3) Limpieza del equipo.

1) Acondicionamiento del equipo y materiales.

a) Verificación de conexiones, líneas y recipientes.

Se verifica que todas las conexiones, líneas de flujo, empacamiento y recipientes de medición y muestreo de fluidos se encuentren limpios y secos. Se verifica también que en los recipientes correspondientes para  $\text{CO}_2$ , aceite y mercurio, así como en los de solventes para limpiar el tubo empacado (metanol y cloroformo), existan cantidades suficientes para efectuar la prueba.

b) Saturación del medio poroso.

Se satura el medio poroso, al que se ha practicado previamente vacío, a la misma presión del desplazamiento y al mayor ritmo de inyección posible para evitar una vaporización excesiva del aceite. Estabilizada la presión de saturación, se deja reposar el sistema doce horas como mínimo, para restablecer la homogeneidad del aceite en el medio poroso. A continuación se procede a calentar el tubo empacado y la celda con  $\text{CO}_2$  a la temperatura del yacimiento. Para el caso de la prueba realizada, resultó ser de  $68^\circ\text{C}$ . Durante todo el tiempo de estabilización de la temperatura la presión debe mantenerse constante.

c) Acondicionamiento del sistema de separación y muestreo.

Para complementar el acondicionamiento, se le hace vacío al sistema

de separación y muestreo y para evitar que al inicio los fluidos se separen en condiciones de vacío, se llenan con helio hasta alcanzar la presión atmosférica. En este momento se inicia la circulación de agua en el condensador y se observa que la bomba de desplazamiento, el cronómetro y el cromatógrafo se encuentren en condiciones de iniciar la corrida experimental.

## 2) Prueba de desplazamiento.

### a) Objetivo de la prueba.

Las pruebas efectuadas a diferentes presiones de desplazamiento tienen el objetivo de proporcionar el criterio para seleccionar la presión mínima de miscibilidad. Esta presión será aquella a la cual aun se garantiza el desarrollo de un frente que desplace en forma miscible el aceite con el que se ponga en contacto.

### b) Características generales de la prueba de desplazamiento.

Las pruebas de desplazamiento deben realizarse a la temperatura del yacimiento y con una muestra representativa de su aceite, utilizando como fluido desplazante uno de la misma composición que el disponible en la fuente que abastecerá la aplicación de campo. Para las pruebas que se reportan en este trabajo, la temperatura resultó ser de 68°C, el aceite se obtuvo de una muestra de fondo tomada del pozo Cuichapa 151, cuyas características se presentan en la Tabla 3 y Figuras 20 y 21.

Las presiones de desplazamiento fueron de 160, 180, 200, 220 y 240

$\text{kg/cm}^2$ , la primera fue elegida en base a la presión de saturación del aceite ( $105 \text{ kg/cm}^2$  a  $68^\circ\text{C}$ ); las restantes se fueron seleccionando de acuerdo a los resultados obtenidos de la prueba inmediata anterior al desplazamiento a efectuarse, así como del conocimiento del comportamiento obtenido utilizando aceite del pozo Cuichapa 341<sup>(30)</sup>.

El gasto nominal de inyección seleccionado fue de  $5 \text{ c.c./hr}$ , considerando el volumen poroso de  $31.03 \text{ c.c.}$  Con este gasto de inyección se obtuvo un ritmo de avance de  $37.4 \text{ m/d}$  promedio y ocho horas continuas de desplazamiento.

El medio poroso utilizado para las pruebas consiste de un tubo de acero inoxidable de  $12.62 \text{ m}$  de longitud y  $0.635 \text{ cm}$  de diámetro, empacado con perlas de vidrio malla 120-170. Su porosidad y permeabilidad absoluta resultaron de  $35\%$  y  $12.48 \text{ darcys}$ , respectivamente.

c) Aspectos generales de la prueba de desplazamiento.

Una vez que los equipos de desplazamiento y de análisis cromatográfico se encuentran en las condiciones requeridas, se inicia la prueba de desplazamiento siguiendo la siguiente secuencia:

Registradas las lecturas iniciales del desplazamiento, se arrancan simultáneamente la bomba de desplazamiento y los cronómetros. La válvula que controla la producción de los fluidos se abre lentamente con el fin de mantener constante la presión durante toda la prueba.

Los fluidos producidos se separan a presión atmosférica, recolectán

dose el líquido en una bureta graduada y el gas en bulbos de vidrio, los que previamente se han evacuado. La presión de separación se controla utilizando un manómetro de mercurio en "U" y admitiendo más o menos gas en el bulbo de muestreo y medición. El gas producido es directa y periódicamente muestreado al cromatógrafo para conocer su análisis composicional.

A diferentes tiempos y durante toda la corrida, se registran los volúmenes de los fluidos producidos a las condiciones de laboratorio, así como el volumen de  $\text{CO}_2$  inyectado al empacamiento poroso. Con esta información y el análisis composicional periódico de la fase gaseosa, se tiene un conocimiento aproximado del desarrollo de la prueba.

Es deseable que el equipo cuente con un dispositivo que permita la observación directa del estado del flujo de fluidos a las condiciones del desplazamiento a la salida del medio poroso, pues ayuda a conformar un mejor criterio de la manera en que se efectúa la prueba. Para mejorar el equipo actual se propone que le sea adaptado un dispositivo como el mencionado anteriormente.

Cada prueba se terminó después de haber inyectado 1.2 volúmenes porosos de  $\text{CO}_2$ , simultáneamente la composición del gas producido indicaba invariablemente un contenido de más de 90% mole de  $\text{CO}_2$ . Terminada la prueba, se permite que el equipo se enfríe y el empacamiento se depresione.

3) Limpieza del equipo.



CENTRO DE INFORMACIÓN  
DE  
POSICIONADO

Con el equipo auxiliar para limpieza (no se muestra en el diagrama), se procede a circular consecutivamente 100 c.c. de cloroformo y 100 c.c. de una mezcla al 50% de cloroformo y metanol. Posteriormente se calienta el tubo empacado y se continúa inyectando metanol hasta que éste se obtiene limpio. Para eliminar el solvente residual en el medio poroso, se circula nitrógeno a presión. Al término del cual se deja enfriar el baño térmico y se considera que el equipo está en condiciones para la siguiente prueba.

## V. ANALISIS Y PRESENTACION DE RESULTADOS.

### A) Clasificación y procesamiento de la información.

La información obtenida de cada prueba puede clasificarse como sigue:

#### 1) Información del equipo.

- a) Volúmenes de recipientes (bulbos, celdas y sistema de separación).
- b) Propiedades del tubo empacado (porosidad, permeabilidad y dimensiones).
- c) Curva de calibración de la bomba de desplazamiento.
- d) Factores de calibración para el cálculo composicional del gas producido.

#### 2) Propiedades de los fluidos.

- a) Densidades (Hg,  $\text{CO}_2$  y aceite).
- b) Viscosidades ( $\text{CO}_2$  y aceite).
- c) Coeficiente de expansión térmica (Hg,  $\text{CO}_2$  y aceite).
- d) Relación gas-aceite y factor de volumen del aceite.
- e) Compresibilidad del Hg.

### 3) Información de la prueba.

- a) Tiempos total y parciales de inyección.
- b) Lecturas de la bomba.
- c) Temperaturas de la bomba y de separación de los fluidos.
- d) Presión y temperatura de desplazamiento.
- e) Gasto nominal @ a condiciones de bomba.
- f) Volúmenes producidos, totales y parciales de gas y aceite @ a condiciones de separación.
- g) Historia de composición del gas producido.

Del procesamiento de la información anterior se obtienen esencialmente los siguientes datos:

- a) Relaciones entre los volúmenes de  $\text{CO}_2$  inyectado y la recuperación de aceite, relación gas-aceite (RGA) y la composición del gas producido correspondiente.
- b) Recuperaciones de aceite a la irrupción del  $\text{CO}_2$  y la total.

En vista del número de cálculos que se realizan para cada prueba y considerando que en promedio es necesario efectuar un número de cinco desplazamientos, para definir la presión óptima de desplazamiento para cada aceite, se vio la conveniencia de elaborar un programa de cómputo que facilitara los cálculos. En el apéndice B se presenta este programa.

### B) Análisis de los resultados.

Se efectuaron cinco pruebas a la temperatura del yacimiento de  $68^\circ\text{C}$

y a las presiones de 160, 180, 200, 220 y 240 kg/cm<sup>2</sup>, respectivamente. Un resumen de dichas pruebas se presenta en la Tabla 4.

Para verificar que el procedimiento seguido permite obtener una buena saturación del medio poroso, se calculó la concentración de metano obtenido hasta antes de la irrupción del CO<sub>2</sub>; en la Tabla 4 se comparan estos valores, mostrando una variación dentro de un rango aceptable, lo que da validez a la comparación de los resultados obtenidos de cada prueba.

En las Tablas 5 a la 9 se presentan los resultados obtenidos mediante el programa de cómputo para cada una de las presiones de desplazamiento. En las Figuras 22 y 23 se presentan en forma gráfica los resultados obtenidos para la prueba realizada a 240 Kg/cm<sup>2</sup>, en la Figura 22 se ilustra la historia de recuperación de aceite y la RGA VS. el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado; en la Figura 23 la historia de composición del gas producido VS. el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado. Comportamientos semejantes se obtienen para las demás presiones.

En las Figuras 24 y 25 se presentan los resultados obtenidos para cuatro de las pruebas. En ellas se puede observar la dependencia de la recuperación de aceite con la presión de desplazamiento, principalmente la característica de que conforme la presión de desplazamiento crece, el % de incremento de la recuperación de aceite total tiende a disminuir, pudiendo ser muy pequeño o desaparecer para valores de presión de desplazamiento mayores.

Otra observación importante sobre los resultados mostrados en la Figura 24, es el creciente retraso de la irrupción del  $\text{CO}_2$  que ocurre paralelamente con el aumento de la recuperación. La posible razón es que a medida que la presión de desplazamiento crece, el contraste de viscosidades disminuye al reducirse la del aceite, lo que ocasiona que la movilidad del  $\text{CO}_2$  relativa a la del aceite sea menor. Simultáneamente, la eficiencia de desplazamiento a nivel de poro aumenta, ya que el proceso se acerca más a ser miscible, y la longitud de la zona de transición se acorta desplazándose menos aceite en forma inmisible, originando una mayor recuperación de aceite.

En general puede decirse que las recuperaciones mayores del 90%, para pruebas de laboratorio, son características de desplazamiento tipo "miscible", es decir, que la transferencia de componentes del aceite a la fase desplazante mediante el proceso de contacto múltiple del  $\text{CO}_2$  inyectado con el aceite original, ha sido suficiente para desarrollar un frente miscible.

Sin embargo, un criterio menos dependiente de la longitud del empaquetamiento utilizado como medio poroso <sup>(21)</sup>, para determinar la presión de miscibilidad, es el propuesto por Yellig y Metcalfe <sup>(28)</sup>. El cual consiste en determinar el punto de inflexión de la curva que se obtiene al graficar las recuperaciones máximas obtenidas a un mismo volumen de  $\text{CO}_2$  inyectado de cada prueba, contra la presión de desplazamiento respectiva.

El punto de inflexión se determina en el cruce de dos líneas rectas

que se trazan sobre ambas porciones de la curva de pendiente diferentes. Este punto así determinado, proporciona la presión mínima de miscibilidad requerida.

En base a este último criterio, se propone que la presión óptima de desplazamiento para el aceite usado en las pruebas que aquí se reportan, sea de  $220 \text{ Kg/cm}^2$ .

Con relación a lo anterior, es importante recalcar que los porcentajes de recuperación obtenidos de estas pruebas, no deben considerarse representativos de los que se obtendrían al implementar el proceso al yacimiento, ya que el tubo empacado proporciona sólo el medio para que el  $\text{CO}_2$  se ponga en contacto con el aceite en forma dinámica, y de ninguna manera es representativo del medio poroso real en el que existen diversos factores adversos, tales como heterogeneidades, efectos tanto viscosos como gravitacionales, fracturamientos, etc.

## VI. CONCLUSIONES.

Con base en los datos obtenidos de los experimentos reportados en este trabajo, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- 1) Dada la complejidad del proceso de desplazar aceite por  $\text{CO}_2$  y de su dependencia con respecto a la presión a que éste se efectúa, se hace necesario determinar la presión óptima de "miscibilidad" de la manera más precisa y segura posibles.
- 2) Se diseñó y construyó un equipo para realizar pruebas de desplazamiento de aceite por gas y se desarrolló un procedimiento de cálculo que permite determinar la presión óptima de miscibilidad.
- 3) De acuerdo a los resultados obtenidos de la serie de pruebas de desplazamiento usando una muestra de aceite de fondo del pozo Cuichapa 151 y  $\text{CO}_2$  como agente desplazante a la temperatura de  $68^\circ\text{C}$ , la presión óptima de "miscibilidad" resulta ser de  $220 \text{ Kg/cm}^2$ .
- 4) La eficiencia de los desplazamientos de aceite descritos se reduce en forma considerable a presiones inferiores a  $200 \text{ Kg/cm}^2$ .
- 5) Es necesario realizar una prueba piloto, en una área previamente seleccionada del campo Cuichapa, utilizando como presión de despla-

zamiento la reportada en este trabajo, con objeto de tener una mejor estimación de la bondad del proceso de inyección de  $\text{CO}_2$  para: este campo en particular, el cual tomando sólo en cuenta los resultados preliminares obtenidos hasta el momento parece ser prometedo.

- 6) Los valores de la presión óptima de "miscibilidad" determinados experimentalmente para dos aceites del Campo Cuichapa, se compararon con los obtenidos mediante las correlaciones aparecidas en la literatura. De los resultados de la comparación, se concluye que las correlaciones proporcionan valores que pueden estar alejados de los valores experimentales. Por tal razón se propone que las presiones óptimas de "miscibilidad" sean evaluadas a partir de pruebas de desplazamiento.

## R E F E R E N C I A S

- 1) PROGRAMA DE ENERGIA, Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial. Nov. 1980.
- 2) Doscher, T.M., "Enhanced Crude Oil Recovery Potencial-an Estimate". SPE-5800. Marzo 22-24, 1976.
- 3) Matheny, S.L., "EOR Methods help Ultimate Recovery". Oil and Gas Journal. Mar. 31, 1980.
- 4) Hansen, P.W., A CO<sub>2</sub> Tertiary Recovery Pilot Little Creek Field, Mississippi. SPE-6747-1977.
- 5) Thrash, J.C., "Two freds Field a Tertiary Oil Recovery Project. SPE-8382-1979.
- 6) Dicharry, R.M., Perryman, T.L. y Ronquille, J.D., "Evaluation and Design of a CO<sub>2</sub> Miscible Flood Project-SACRO Unit, Kelly Snyder Field. J.P.T. Nov 1973.
- 7) Kane, A.V., "Performance Review of a Large Scale CO<sub>2</sub> WAG Project SACRO Unit-Kelly Snyder Field. SPE-7091-1978.
- 8) Henderson, L.E., "Carbon Dioxide Miscible Displacement in the North

- Cross. (Devonian) Unit, Project Design and Performance. SPE-4737, 1974.
- 9) "Enhanced Oil Recovery", National Petroleum Council, Dic. 1976.
  - 10) Kennedy, J.T., y Thodos, G., "The Transport Properties of Carbon Dioxide. AIChE. Journal (Vol. 7, No. 4). Diciembre-1961.
  - 11) Eilerts, C.K. y Col., "Phase Relations of Gas-Condensate Fluids, Monograph 10, Bureau of Mines (1959).
  - 12) Teja, A.S. y Sandler, S.I., "Applications to the Calculation of Swelling Factor of CO<sub>2</sub>-Crude Oil Systems". AIChE. Journal (Vol. 26, No. 3). Mayo-1980.
  - 13) Simon, R. y Graue, D.J. "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO<sub>2</sub>-Crude Oil Systems". J.P.T. (Enero, 1965).
  - 14) Holm, L.W. y Josendal, V.A., "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide". J.P.T. (Dic. 1974).
  - 15) Holm, L.W., "CO<sub>2</sub> Slug and Carbonated Water Oil Recovery Processes". Prod. Monthly. (Sep.-1963).
  - 16) Dodds, W.S. y Col., "CO<sub>2</sub> Solubility in Water, Chem. Eng. Data Series, 1 (1956).
  - 17) Whorton, L.P., Brownscombe, E.R. y Dyes, A.B., "Method for Producing

- Oil by Means of Carbon Dioxide" U.S. Patent No. 2623596 (Dic. 30<sup>th</sup> 1952).
- 18) Slobod, R.L. y Koch, H.A., Jr., "High-pressure Gas Injection- Mechanism of Recovery Increase. Presented by Mr. Koch at the Spring meeting of the Southwestern District. (Marzo-1953).
  - 19) Hutchinson, C.A., Jr. y Braun, P.H., "Phase Relation of Miscible Displacement in Oil Recovery". AIChE, Journal. (Marzo-1961).
  - 20) Metcalfe, R.S. y Yarborough, L., "Effect of Phase Equilibria on the CO<sub>2</sub> Displacement Mechanism". SPEJ. (Agosto-1979).
  - 21) Rathmell, J.J., Stalkup, F.I. y Hassinger, R.C., "A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide". SPE-3483, (Oct.-1971).
  - 22) Huang, E.T.S. y Tracht, J.H., "The Displacement of Residual Oil By Carbon Dioxide". SPE-4735 (Abril-1974).
  - 23) Watkins, R.W., "A Technique for the Laboratory Measurement of Carbon Dioxide Unit Displacement Efficiency in Reservoir Rock". SPE-7474 (Oct.-1978).
  - 24) Shelton, J.L. y Yarborough, L., "Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO<sub>2</sub> or Rich Gas Flooding. SPE-5827 (Marzo-1976).
  - 25) Henry, R.L. y Metcalfe, R.S., "Multiple Phase Generation During CO<sub>2</sub> Flooding. SPE-8812 (Abril-1980).

- 26) Kamath, K.I. Comberlati, J.R. y Zamcrilli, A.M., "The Role of Reservoir Temperature in CO<sub>2</sub> flooding". Presented at the 5th Annual DOE Symposium on Enhanced Oil and Gas Recovery, Tulsa, Agosto-1979.
- 27) Orr, F.M. Jr., Yu, A.D. y Lien, C.L., "Phase Behavior of CO<sub>2</sub> and Crude Oil in Low Temperature Reservoir". SPE-8813, (Abril-1980).
- 28) Yellig, W.F. y Metcalfe, R.S., "Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures". SPE-7477 (1978).
- 29) Benham, A.L., Dowden, W.E. y Kunzman, W.J., "Miscible fluid Displacement-Prediction of Miscibility", Trans. AIME (1960), 219-229.
- 30) García G., F.J., Pérez A., H. y Chagoya M., E., "Determinación Experimental de la Presión de Miscibilidad de Sistemas CO<sub>2</sub>-Aceite, Mediante Pruebas de Desplazamiento en Tubo Empacado". Presentado en el Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, celebrado en la Cd. de México, D.F. (1979).
- 31) Starling, K.E., " Thermo Data Refined for LPG, Part -1", Hydrocarbon Processing, Vol. 50, No. 3, 101 (1971).
- 32) Pitzer, K.S.: J. Am. Chem. Soc. 77:3427 (1955).

TABLA 1. PRODUCCION MEJORADA POR METODO DE RECUPERACION EN E.E. U.U.

M E T O D O	PRODUCCION (b/d)
INYECCION DE VAPOR	295,727
COMBUSTION IN SITU	<u>12,133</u>
TOTAL POR METODOS TERMICOS	307,860
MISCELAR-POLIMEROS	930
POLIMEROS	924
CAUSTICOS	<u>550</u>
TOTAL POR METODOS QUIMICOS	2,404
CO <sub>2</sub> MISCIBLE	21,532
OTROS GASES	<u>53,275</u>
TOTAL POR INYECCION DE GASES	74,807
GRAN TOTAL	385,071

TABLA 2. PROYECTOS ACTIVOS DE RECUPERACION MEJORADA EN E.E. U.U.

M E T O D O S	1971	1974	1976	1978	1980
METODOS TERMICOS					
INEYECCION DE VAPOR	53	64	85	99	133
COMBUSTION IN SITU	38	19	21	16	17
METODOS QUIMICOS					
MISCELAR-POLIMEROS	5	7	13	22	14
POLIMEROS	14	9	14	21	22
CAUSTICOS	0	2	1	3	6
METODOS DE INYECCION DE GAS					
CO <sub>2</sub> MISCIBLE	1	6	9	14	17*
INYECCION DE HIDROC. MISC.	21	12	15	15	9
OTROS GASES	0	1	1	6	8

\* 7 Son aplicaciones a escala de campo y 10 son proyectos piloto.

TABLA 3. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL ACEITE DE LA MUESTRA DE FONDO OBTENIDA DEL POZO CUICHAPA No. 151.

PRESION DE SATURACION ( $\text{Kg/cm}^2 @ 68^\circ\text{C}$ )	104.5
RELACION GAS DISUELTO-ACEITE ( $\text{M}^3/\text{M}^3$ )	70.99
DENSIDAD ACEITE RESIDUAL ( $\text{gr/cm}^3 @ \text{c. s}$ )	0.8765
° A P I	29.9
COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DEL ACEITE ORIGINAL ( $1/^\circ\text{C}$ )	0.0008469
COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DEL ACEITE RESIDUAL ( $1/^\circ\text{C}$ )	0.0007354
VISCOSIDAD DEL ACEITE (c.p. @ Pb)	1.969

T A B L A 4.- RESUMEN DE RESULTADOS.

POZO CUICHAPA 151

Presión de Desplazamiento. (Kg/cm <sup>2</sup> )	Gasto Prom. de Iny. (c.c./hr) C.D.	Ritmo de Avance (m/d)	Surgencia del CO <sub>2</sub> (V.P.I.)	Rec.de Aceite (% Ac. Orig.)		Conc. C <sub>1</sub> Prom.antes surg. CO <sub>2</sub> (% Mol)
				A la Surg. del CO <sub>2</sub>	Total (1.2 VPI)	
240	5.1272	37.4248	0.865	87.9889	91.0885	47.7775
220	5.1278	37.4292	0.851	84.4920	90.5738	54.4453
200	5.1291	37.4387	0.820	79.8056	86.8887	51.8231
180	5.1240	37.4015	0.789	71.7276	82.0135	45.7113
160	5.3172	38.8117	---*	68.9152	76.4017	45.6108

\* No determinado.

T A B L A 5.- RECUPERACION DE ACEITE Y COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO.  
PRESION 160 Kg/cm<sup>2</sup>.

RECUPERACION DE ACEITE			COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO				
Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	Rec. Acum. de Aceite (% Ac. Orig.)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	C <sub>1</sub> (% Mol)	C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> (% Mol)	C <sub>6</sub> M (% Mol)	CO <sub>2</sub> (% Mol)
0.181	9.464	47.066					
0.272	18.923	33.521	0.245	31.54	61.81	6.52	0.10
0.351	26.015	43.521	0.342	34.91	59.06	5.93	0.10
0.448	33.499	56.787	0.399	42.06	57.06	0.79	0.10
0.502	39.018	72.528	0.461	44.19	52.34	3.37	0.10
0.560	43.342	84.665	0.575	53.97	40.65	5.28	0.10
0.591	47.280	89.188					
0.653	52.398	86.902	0.622	58.76	39.02	2.12	0.10
0.704	55.547	92.577					
0.745	59.090	102.905	0.725	59.23	36.01	4.65	0.10
0.776	62.238	109.088					
0.819	64.599	120.481					
0.865	67.353	117.151					
0.967	74.041	96.547					
1.006	74.827	837.453					
1.067	75.418	2434.606	1.036	14.43	22.95	4.99	57.63
1.130	75.811	2754.053	1.133	1.82	6.24	0.89	91.04
1.136	76.402	3437.577					

T A B L A 6. RECUPERACION DE ACEITE Y COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO.  
PRESION DE 180 Kg/cm<sup>2</sup>.

RECUPERACION DE ACEITE			COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO				
Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	Rec.Acum. de Aceite (% Ac.Orig.)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	C <sub>1</sub> (% Mol)	C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> (% Mol)	C <sub>6</sub> M (% Mol)	CO <sub>2</sub> (% Mol)
0.095	3.939	115.292					
0.149	11.816	39.959	0.202	37.00	56.60	6.30	0.10
0.252	19.692	56.317					
0.305	26.777	54.070					
0.390	33.467	71.651	0.426	43.50	49.66	6.73	0.10
0.445	38.188	85.325					
0.503	42.121	113.380	0.521	56.62	38.36	4.90	0.10
0.539	45.267	92.569	0.557	49.91	45.36	4.61	0.10
0.573	49.198	76.555					
0.604	51.164	150.290					
0.658	57.060	59.305	0.687	57.85	37.44	4.61	0.10
0.691	60.203	102.116					
0.753	63.739	84.529	0.789	57.96	40.25	1.61	0.18
0.825	70.812	92.708					
0.927	77.492	98.013	0.959	16.77	20.20	3.38	59.66
0.991	79.458	735.811					
1.037	80.834	1076.560	1.061	0.92	2.14	2.60	94.34
1.085	81.620	1849.533					
1.149	82.013	3739.929					

T A B L A 7.- RECUPERACION DE ACEITE Y COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO.  
PRESION DE 200 Kg/cm<sup>2</sup>.

RECUPERACION DE ACEITE			COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO				
Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	Rec.Acum. de Aceite (% Ac.Orig.)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	C <sub>1</sub> (% Mol)	C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> (% Mol)	C <sub>6</sub> M (% Mol)	CO <sub>2</sub> (% Mol)
0.103	7.417	62.416					
0.185	15.733	37.927					
0.264	23.987	54.748					
0.321	30.276	49.240	0.349	48.75	45.89	2.95	0.10
0.376	34.598	89.915					
0.447	40.099	100.506	0.465	54.60	40.54	4.75	0.10
0.483	43.243	102.749					
0.542	47.567	112.974	0.566	58.51	38.25	3.14	0.10
0.590	52.285	70.382	0.607	54.64	40.97	4.29	0.10
0.653	59.362	53.621	0.680	53.20	42.62	4.07	0.10
0.708	65.652	62.007	0.721	50.40	43.78	5.71	0.10
0.762	69.976	76.300					
0.808	72.728	123.981	0.818	55.77	39.42	4.72	0.10
0.846	77.054	78.685	0.882	52.14	39.59	4.47	3.80
0.918	82.560	135.560	0.914	46.75	34.58	6.40	12.26
1.016	84.920	732.870					
1.063	85.707	2146.095	1.040	6.43	10.42	2.07	81.08
1.103	86.495	2136.506	1.083	1.97	4.10	1.34	92.58
1.138	86.889	4383.877					

T A B L A 8.- RECUPERACION DE ACEITE Y COMPOSICION DEL GAS PROMEDIO.  
PRESION 220 Kg/cm<sup>2</sup>.

RECUPERACION DE ACEITE			COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO				
Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	Rec.Acum. de Aceite (% Ac.Orig.)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Vol.CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	C <sub>1</sub> (% Mol)	C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> (% Mol)	C <sub>6</sub> H (% Mol)	CO <sub>2</sub> (% Mol)
0.039	9.806	51.314					
0.186	16.080	50.128	0.019	56.19	39.36	4.33	0.10
0.265	26.662	41.442	0.301	48.49	47.47	3.17	0.10
0.338	34.892	53.665					
0.401	39.205	107.989	0.421	55.11	40.09	4.70	0.10
0.441	43.124	79.589					
0.489	47.043	98.941	0.511	59.78	35.87	4.25	0.10
0.534	50.963	83.425					
0.591	57.824	54.722					
0.645	62.334	83.818					
0.694	66.647	72.957	0.724	53.11	42.94	3.83	0.10
0.753	74.098	42.368					
0.810	78.020	91.781					
0.860	82.335	100.796	0.860	56.96	38.50	4.26	0.26
0.965	86.651	370.769	0.912	42.37	34.15	3.50	19.97
0.972	87.828	1340.946	0.956	39.26	33.46	4.09	23.15
1.023	89.397	1023.956	0.997	10.16	13.19	3.11	73.54
1.066	89.985	2625.662	1.044	3.33	6.83	3.50	86.31
1.110	90.574	2796.925					

T A B L A · 9.- RECUPERACION DE ACEITE Y COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO.  
PRESION DE 240 Kg/cm<sup>2</sup>.

RECUPERACION DE ACEITE			COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO				
Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado (V.P.)	Rec. Acum. de Aceite (% Ac. Orig.)	R G A <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acumulado	C <sub>1</sub> (% Mol)	C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub> (% Mol)	C <sub>6</sub> H (% Mol)	CO <sub>2</sub> (% Mol)
0.138	7.818	53.892	0.202	37.69	55.89	2.82	0.60
0.213	18.367	39.363					
0.288	26.569	36.525	0.332	50.49	46.24	3.16	0.10
0.294	29.303	160.819					
0.370	35.161	59.943					
0.378	39.068	95.876					
0.395	44.540	73.948					
0.505	48.839	72.093					
0.594	54.704	51.715	0.630	54.14	42.47	3.28	0.10
0.666	59.786	64.455					
0.719	62.263	57.093	0.719	51.70	43.72	4.49	0.10
0.826	76.608	44.619	0.865	53.49	45.27	1.01	0.13
0.904	82.087	62.934					
0.924	86.001	92.534	0.984	42.53	37.02	1.57	18.86
1.044	89.523	207.557	1.004	41.65	33.72	4.50	20.13
1.051	89.836	2306.541	1.066	4.66	6.48	3.42	85.44
1.082	90.110	4589.707	1.119	1.68	3.31	4.48	90.02
1.137	90.345	4947.236	1.164	0.79	2.232	2.82	94.07
1.191	91.088	5181.893					

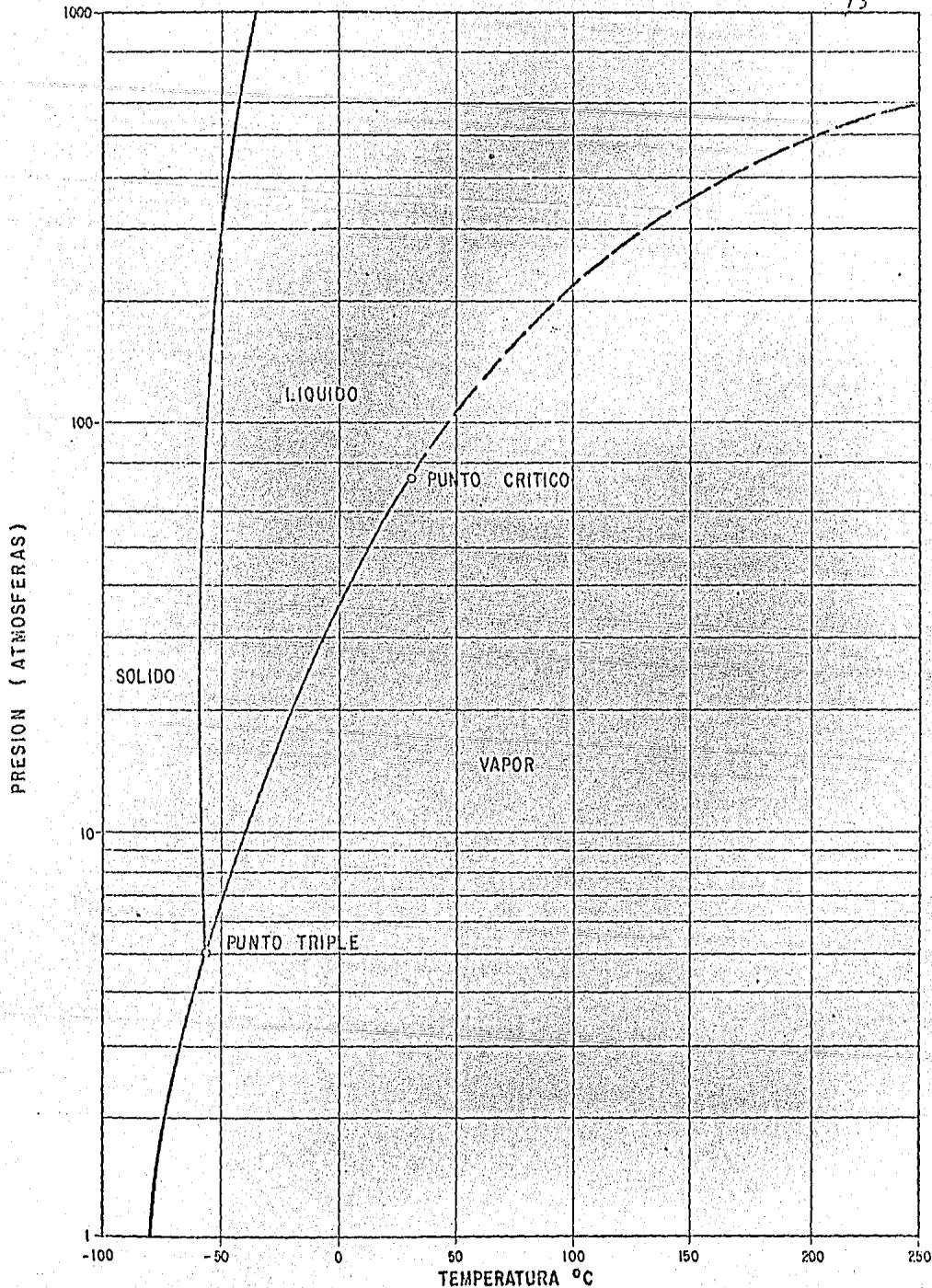


FIG. 1 - CURVA DE PRESION DE VAPOR DEL CO<sub>2</sub>.

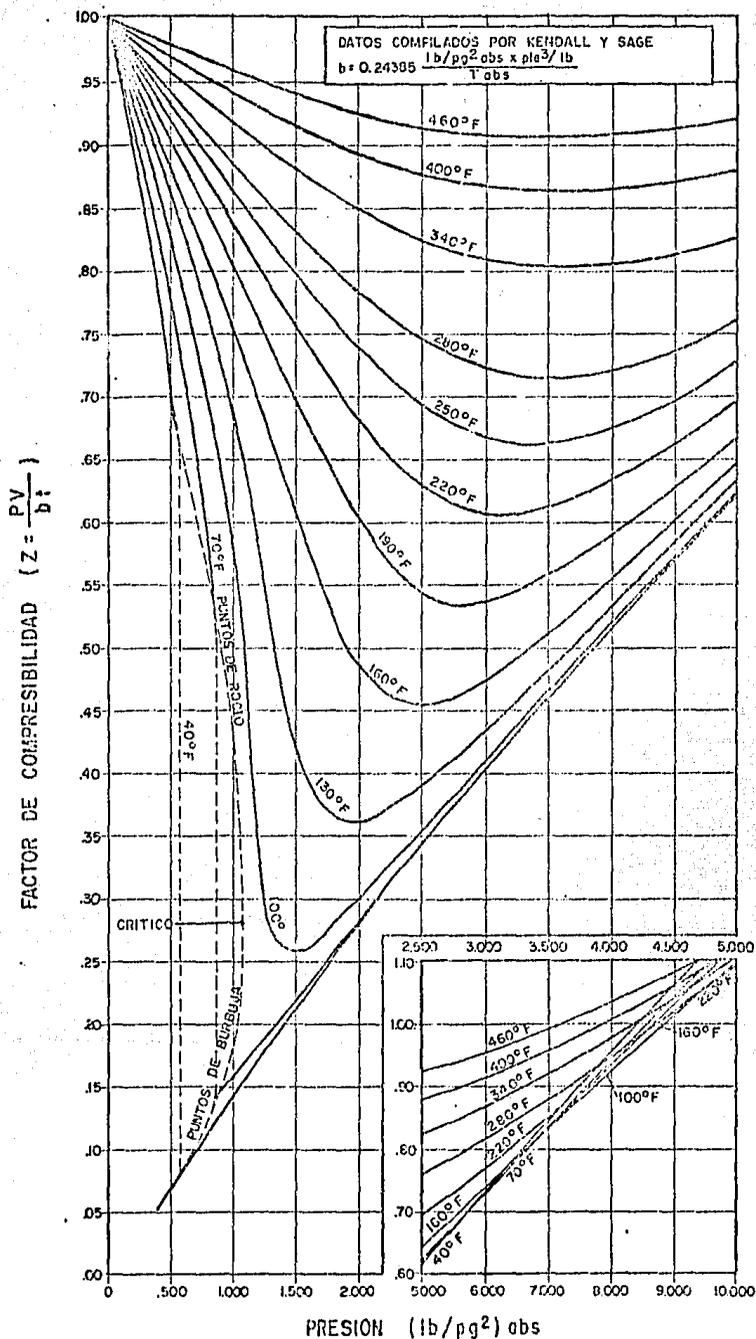


FIG. 2. - FACTOR DE COMPRESIBILIDAD PARA EL BIXIDO DE CARBONO (EILERTS, ET AL. REF. 11).

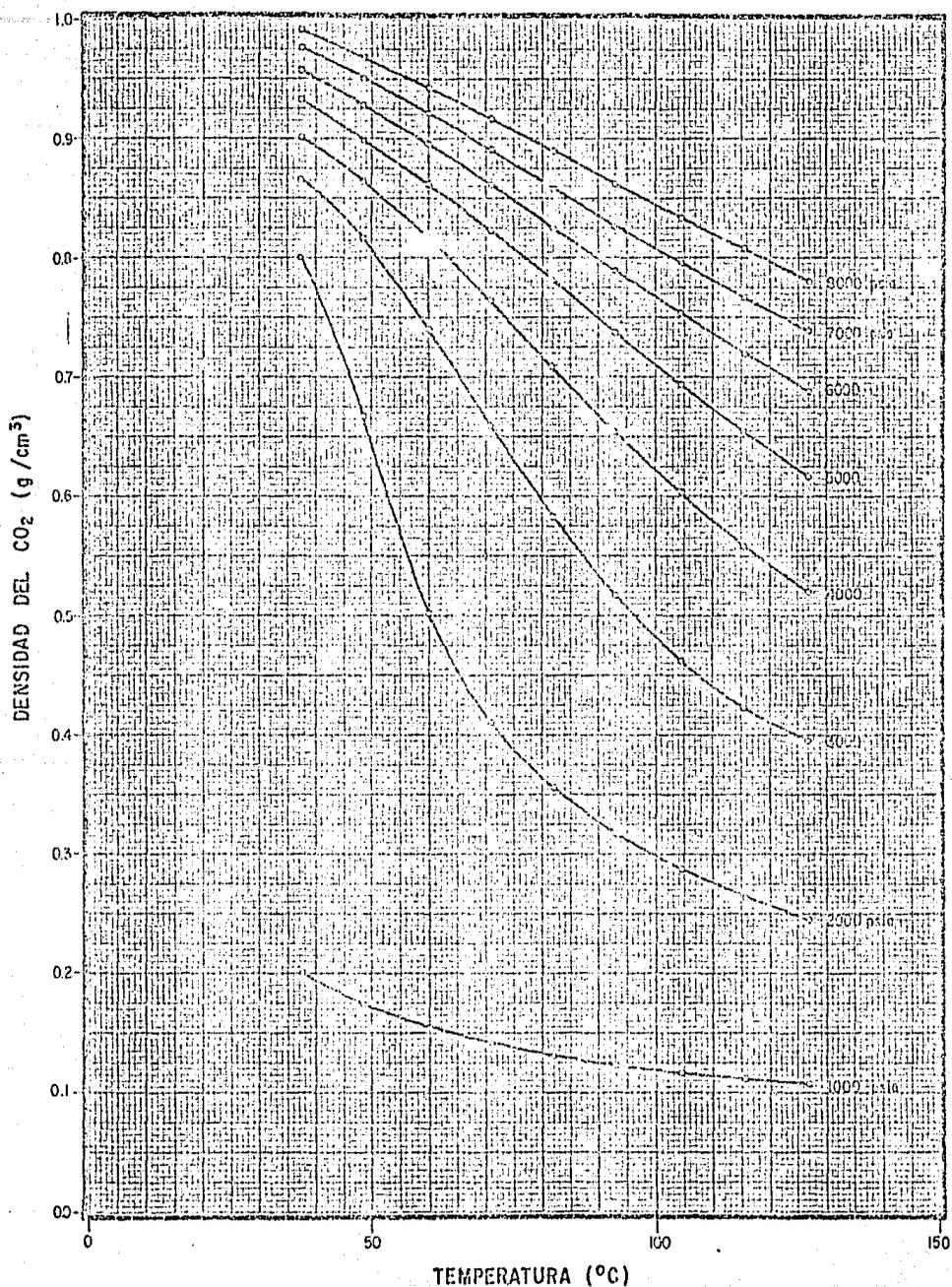


FIG. 3.- EFECTO DE LA PRESION Y LA TEMPERATURA SOBRE LA DENSIDAD DEL CO<sub>2</sub>.  
(DE LA EC. BWR MOD., REF. 31).

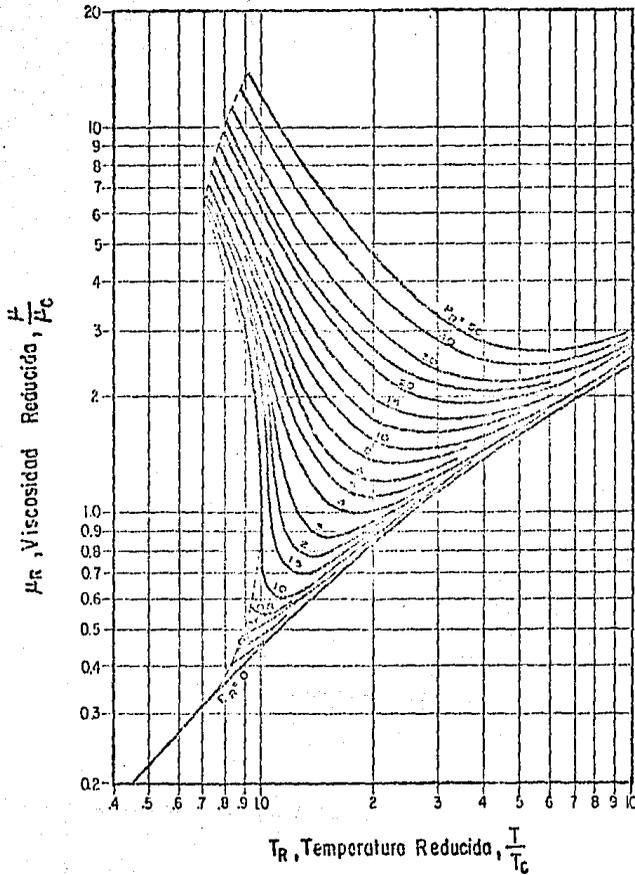


FIG. 4 - CORRELACION DE VISCOSIDAD REDUCIDA PARA EL CO<sub>2</sub>  
(KENNEDY Y THODOS, REF. 10)

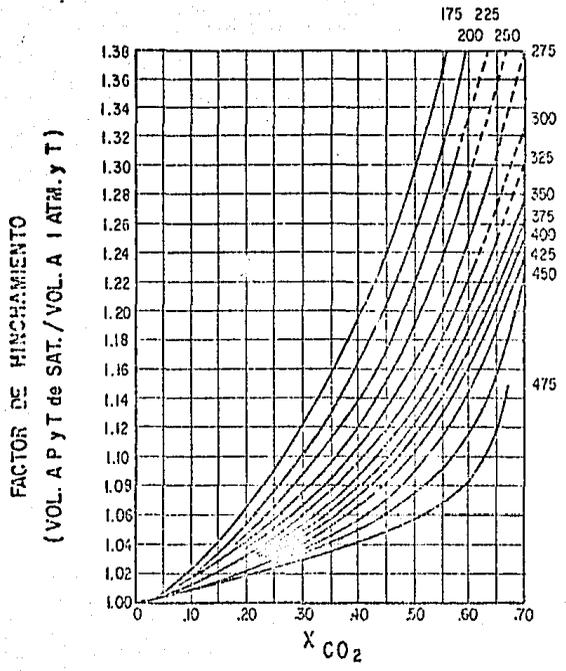


FIG.5.- FACTOR DE HINCHAMIENTO vs FRACCION MOL DE CO<sub>2</sub>. (SIMON AND GRAUE, REF. 13)

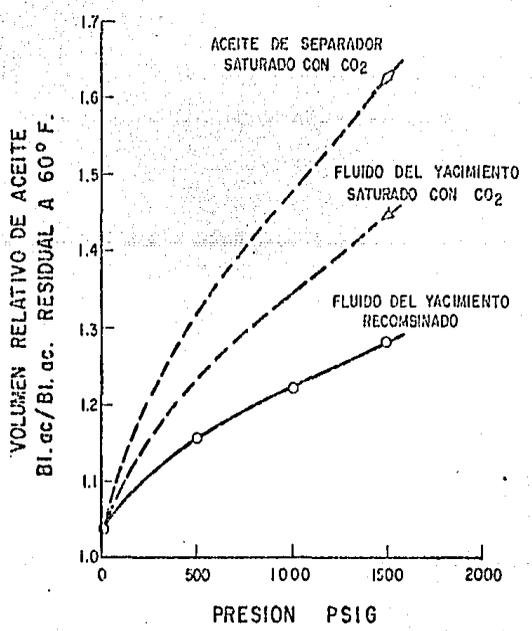


FIG.6.-VOLUMEN RELATIVO DE ACEITE vs. PRESION A 144°F. (HOLM AND JOSENDAL, REF. 14)

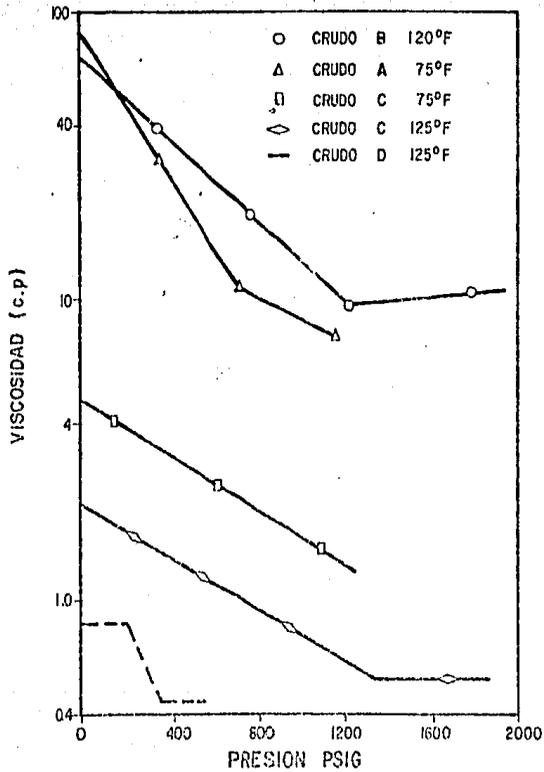


FIG. 7 - VISCOSIDAD DE ACEITES CRUDOS SATURADOS CON CO<sub>2</sub> (HOLM, REF. 15)

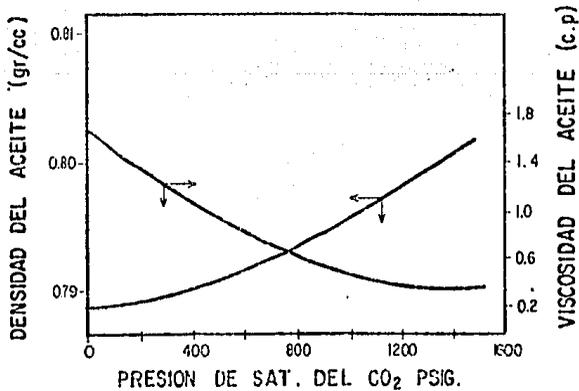


FIG. 9.- ACEITE MEAD STRAWN DE TANQUE SATURADO CON CO<sub>2</sub> A 135°F (HOLM y JOSENDAL, REF. 14)

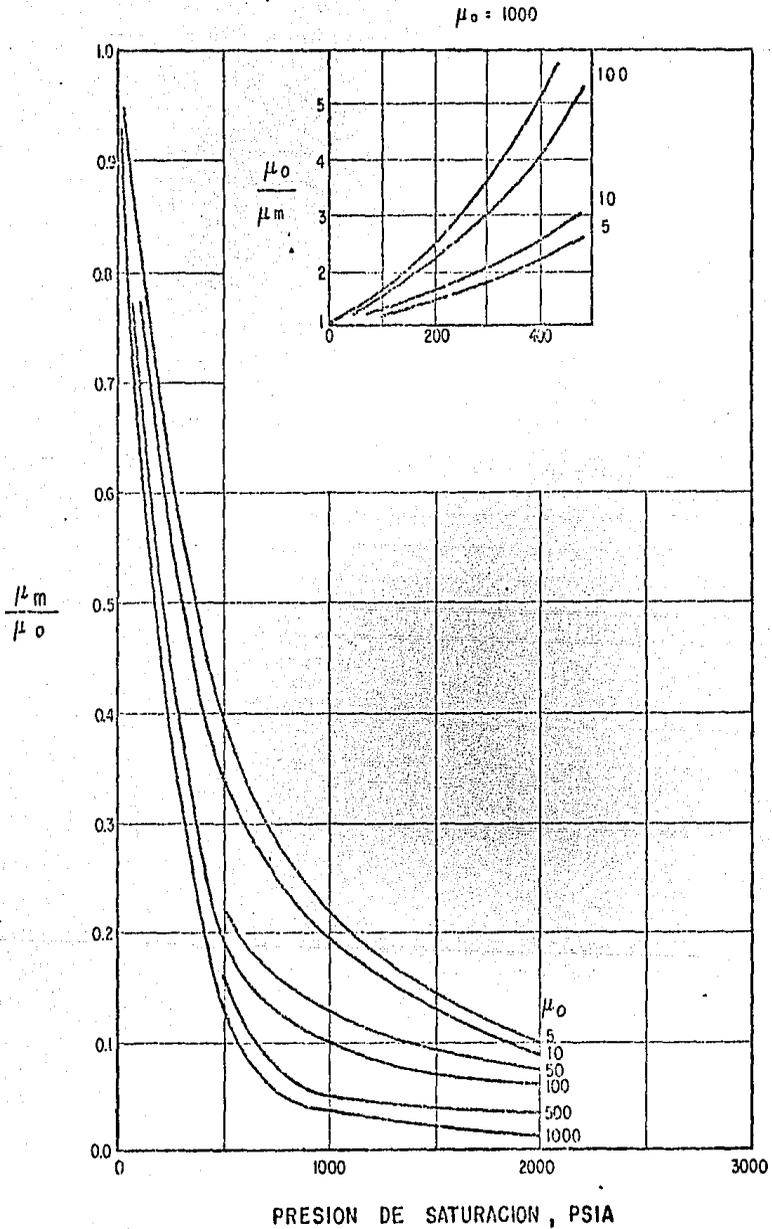


FIG. 8.- VISCOSIDAD DE MEZCLAS CO<sub>2</sub> - ACEITE CRUDO A 120° F  
( SIMON Y GRAUE , REF.13 )

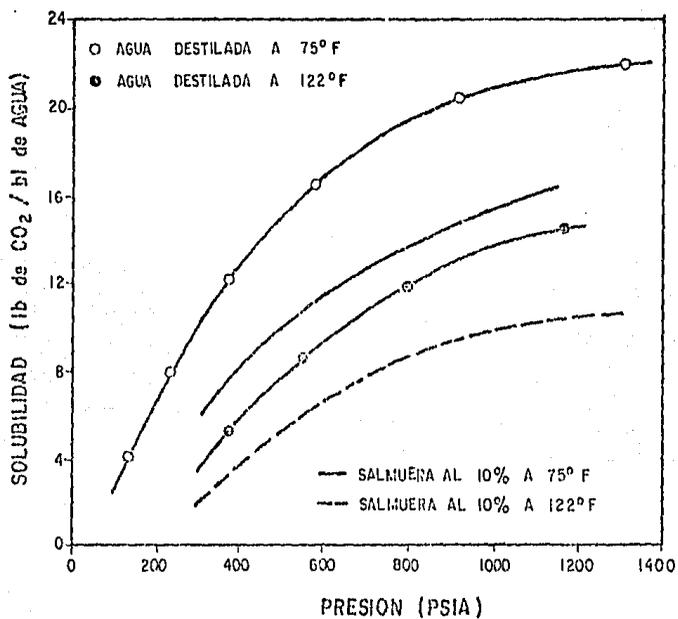


FIG. 10 - SOLUBILIDAD DE CO<sub>2</sub> EN AGUA Y SALMUERA.  
(HOLM, REF. 15)

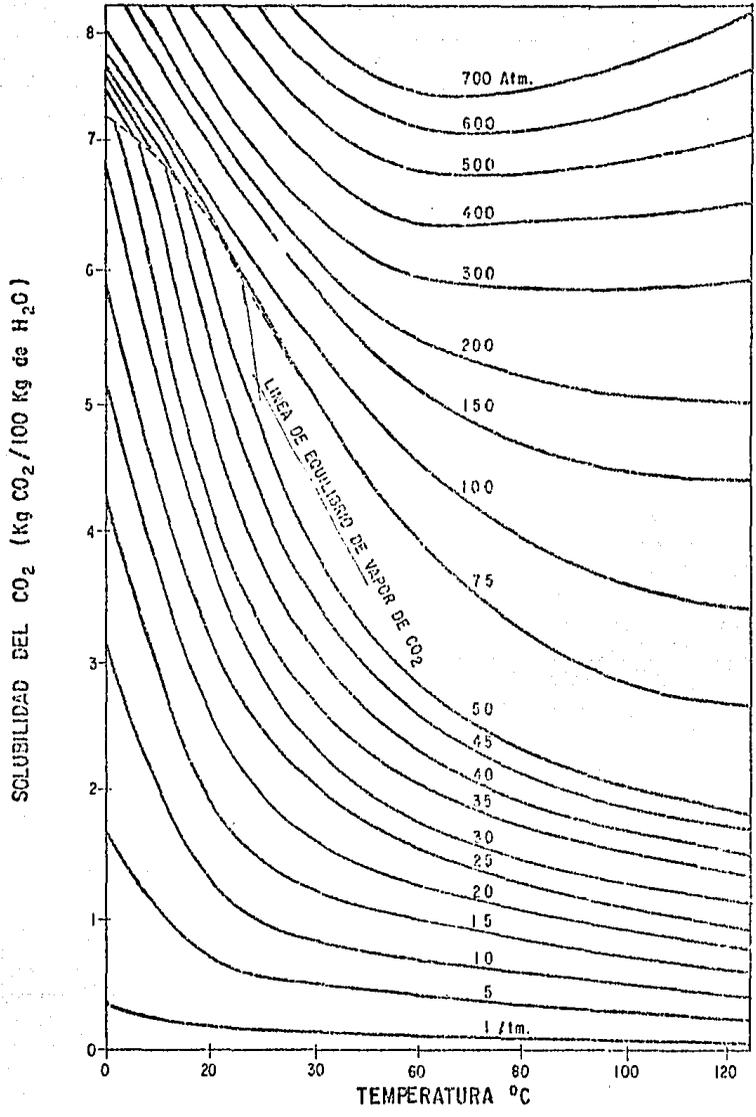


FIG. 11 - SOLUBILIDAD DEL CO<sub>2</sub> EN AGUA (DODDS Y COLB., REF. 16)

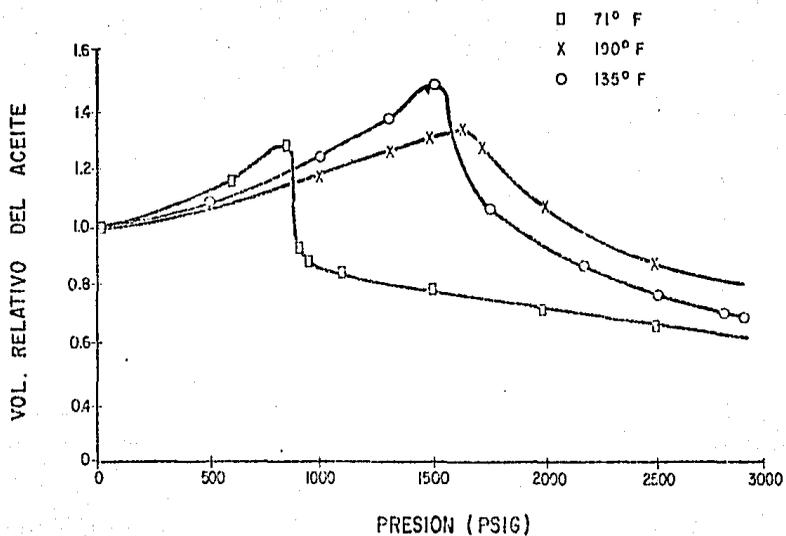


FIG. 12 - CAMBIO EN EL VOLUMEN DEL ACEITE DE TANQUE MEAD-STRAWN A MEDIDA QUE SE LE AGREGA CO<sub>2</sub> CON LA PRESION (HOLM y JOSENDAL, REF. 14)

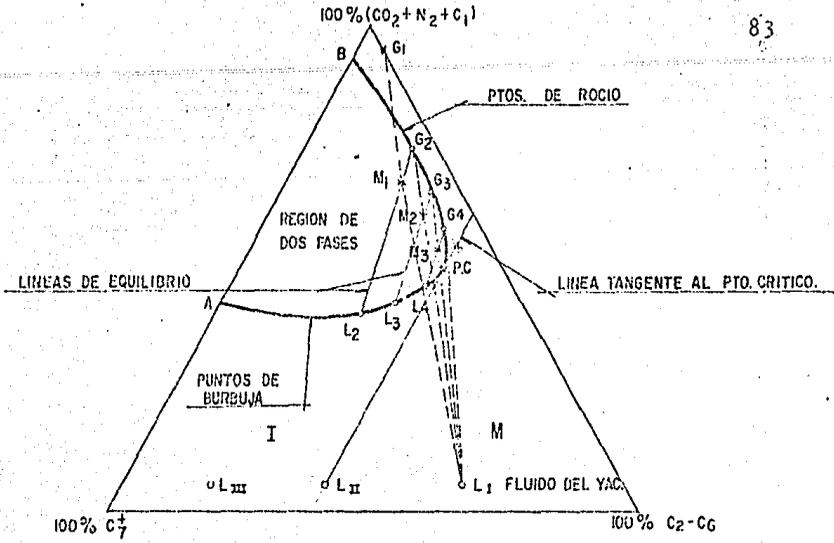


FIG. 13. - RELACIONES DE FASES UTILIZANDO UN DIAGRAMA TRIANGULAR PARA DETERMINAR LA PRESION DE MISCIBILIDAD CO<sub>2</sub>-A ACEITE

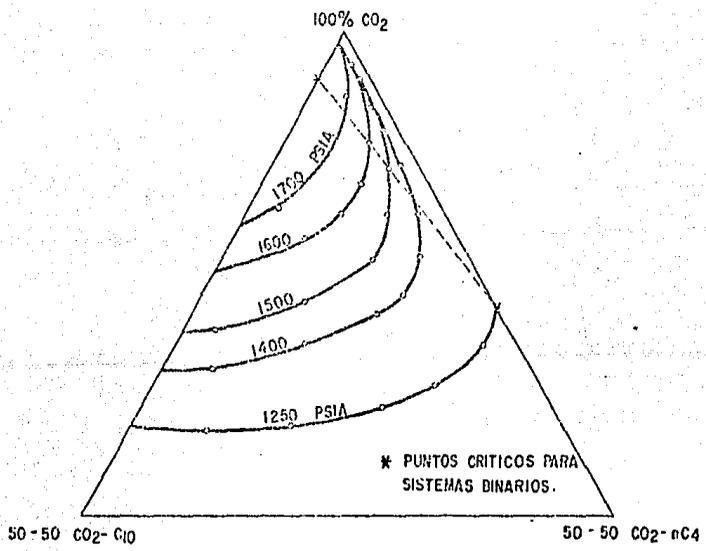


FIG. 14. - ENVOLVENTES DE FASE PARA EL SISTEMA CO<sub>2</sub>: C<sub>4</sub>: C<sub>10</sub> A 160°F Y DIFERENTES PRESIONES (METCALFE y YARBOROUGH, REF. 20).

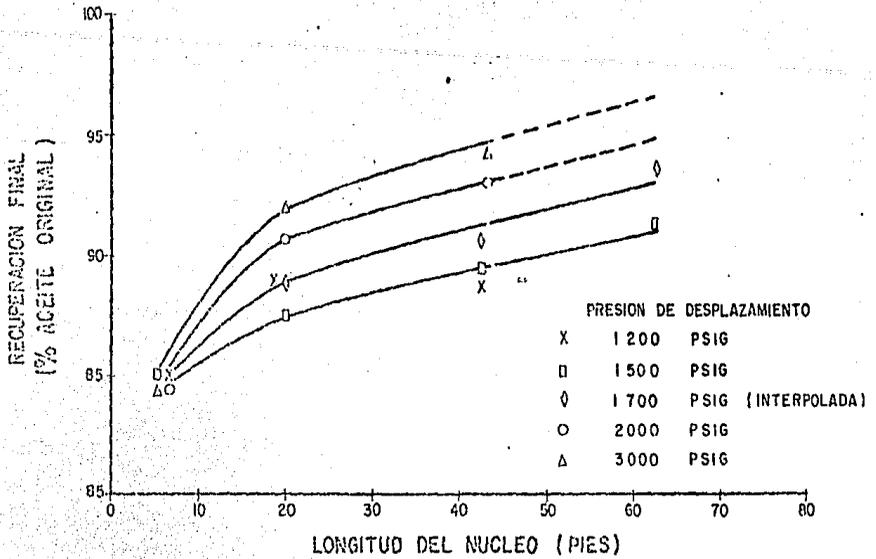


FIG. 15.- EFECTO DE LA LONGITUD DEL NUCLEO EN DESPLAZAMIENTOS DE ACEITE DE YACIMIENTO POR INYECCION DE CO<sub>2</sub> (RATHMELL Y - STALKUP, REF. 21 ).

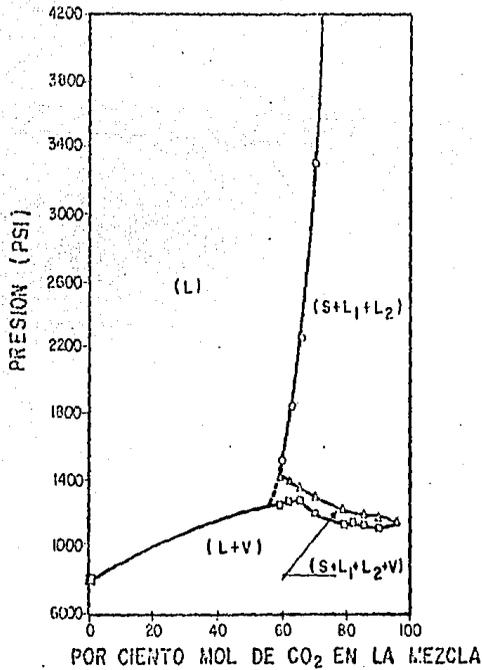


FIG. 16.- DIAGRAMA DE FASES PARA MEZCLAS DE ACEITE-CO<sub>2</sub> A 94°F (SHELTON Y YARBOROUGH, REF. 24)

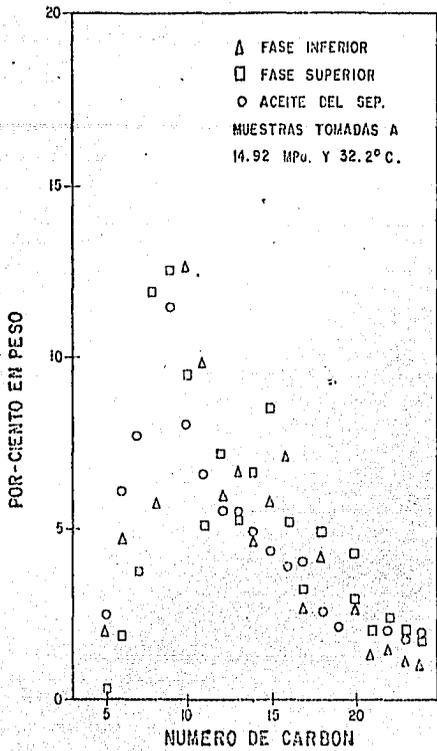


FIG. 17.- DISTRIBUCION DEL NUMERO DE CARBONOS PARA LOS HIDROCARBUROS LIQ-RICO EN CO<sub>2</sub>, LIQ-RICO EN ACEITE Y ACEITE DEL SEP. (REF. 26).

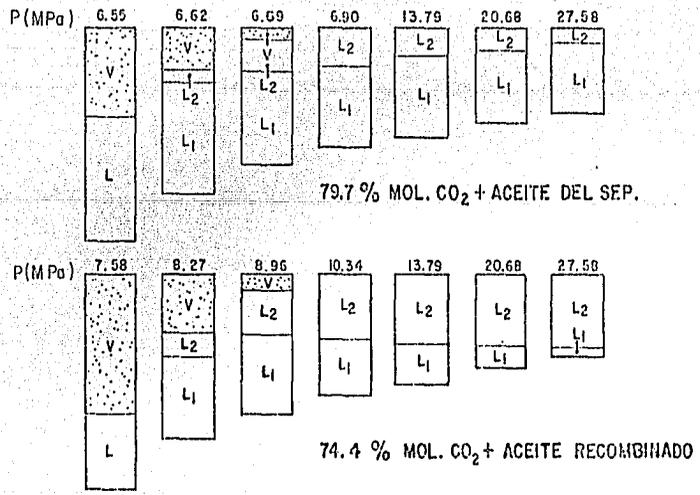


FIG. 18 - COMPORTAMIENTO VOLUMETRICO A VARIAS PRESIONES DE CO<sub>2</sub> CON AC. DEL SEP. Y AC. RECOMBINADO (REF. 27)

# EQUIPO PARA DESPLAZAMIENTOS CON CO<sub>2</sub>

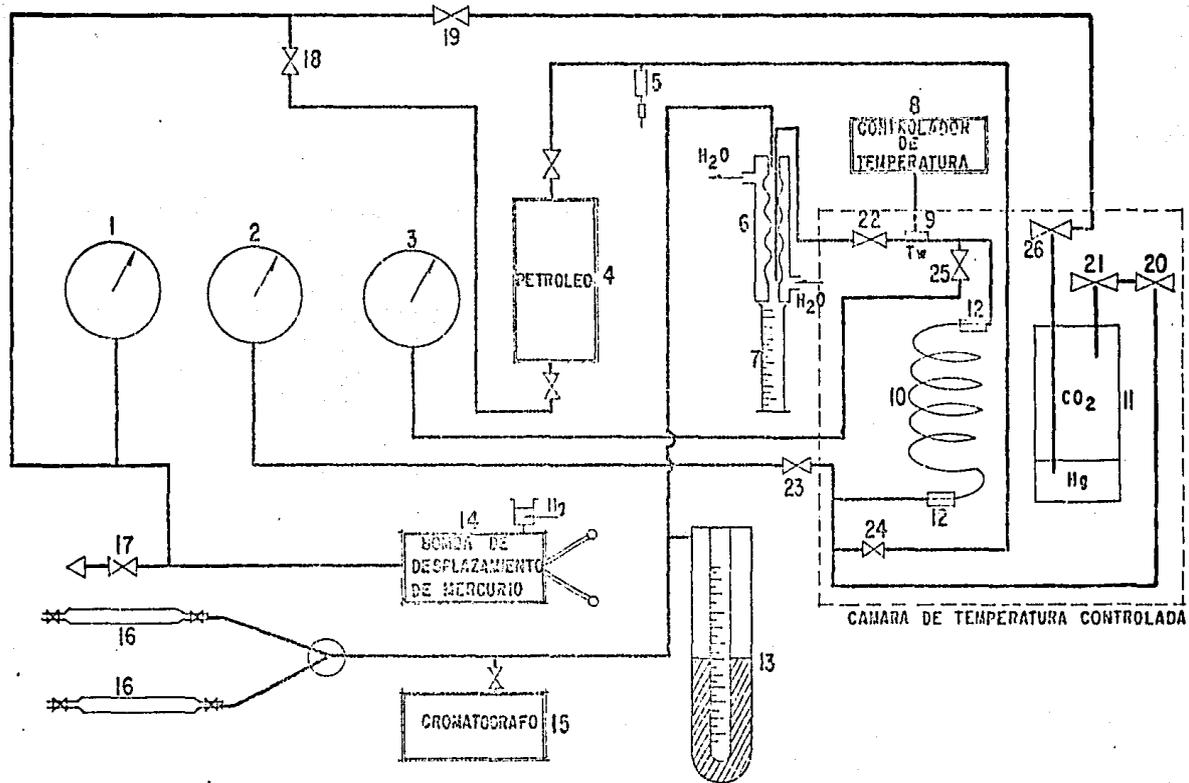


FIG. 19.- ESQUEMA DEL EQUIPO PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

## EQUIPO PARA DESPLAZAMIENTOS CON CO<sub>2</sub>

- |  |  |  |
|--|--|--|
| 1.- MANOMETRO . PRESION DE DESPLAZAMIENTO  | 10.- EMPACAMIENTO                            | 19.- VALVULA 2P. CIERRA ENT./Hg Bot/CO <sub>2</sub>  |
| 2.- MANOMETRO. PRESION DE ENTRADA          | 11.- BOTELLA CON CO <sub>2</sub>             | 20.- VALVULA ENT. DE CO <sub>2</sub> AL EMPACAMIENTO |
| 3.- MANOMETRO. PRESION DE SALIDA           | 12.- FILTROS                                 | 21.- SALIDA DE CO <sub>2</sub>                       |
| 4.- BOTELLA CON MUESTRA DE PETROLEO        | 13.- MANOMETRO EN "U"                        | 22.- VALVULA 2P. CIERRA FLUJO.                       |
| 5.- SENSOR DE PASO DE MERCURIO             | 14.- BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE Hg           | 23.- VALVULA 3P. CIERRA MAN. DE ENTRADA              |
| 6.- SEPARADOR O CONDENSADOR                | 15.- CROMATOGRAFO DE GASES                   | 24.- VALVULA ENTRADA DE PETROLEO                     |
| 7.- PROBETA                                | 16.- BALONES DE MUESTREO DE GAS              | 25.- VALVULA 3P. CIERRA MAN. SALIDA                  |
| 8.- DISPOSITIVO CONTROLADOR DE TEMPERATURA | 17.- VALVULA 3P. CIERRA VACIO                | 26.- VALVULA 2P. CIERRA ENTRADA DE Hg.               |
| 9.- TERMOPOZO                              | 18.- VALVULA 3P. CIERRA ENT./Hg Bot/Petroleo |  |

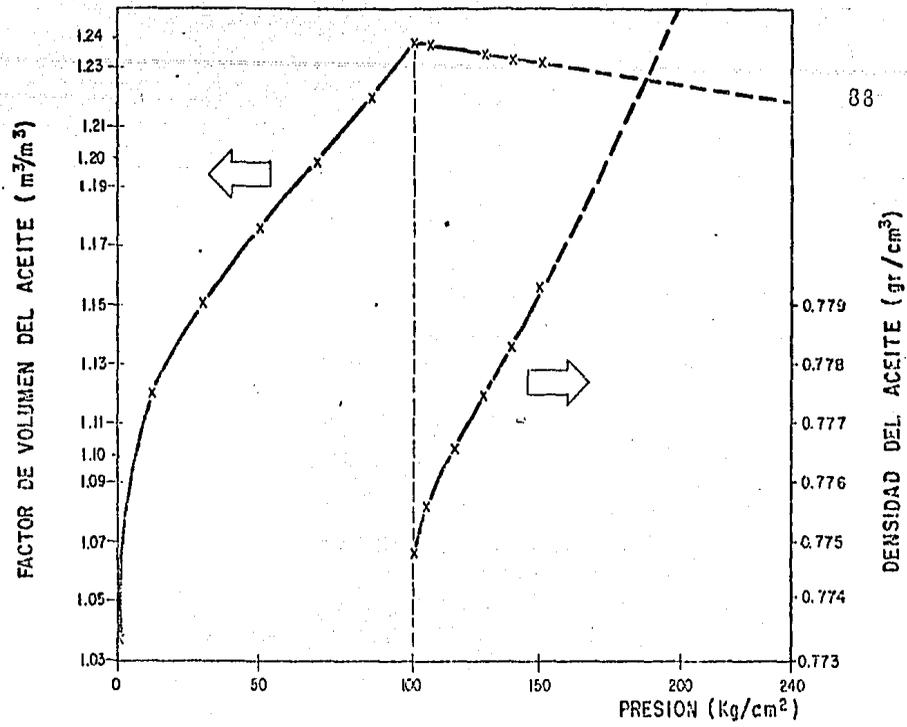


FIG. 20 : COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE VOLUMEN Y LA DENSIDAD CON LA PRESION DEL ACEITE. CUICHAPA 151 (DEL ANALISIS P.V.T.)

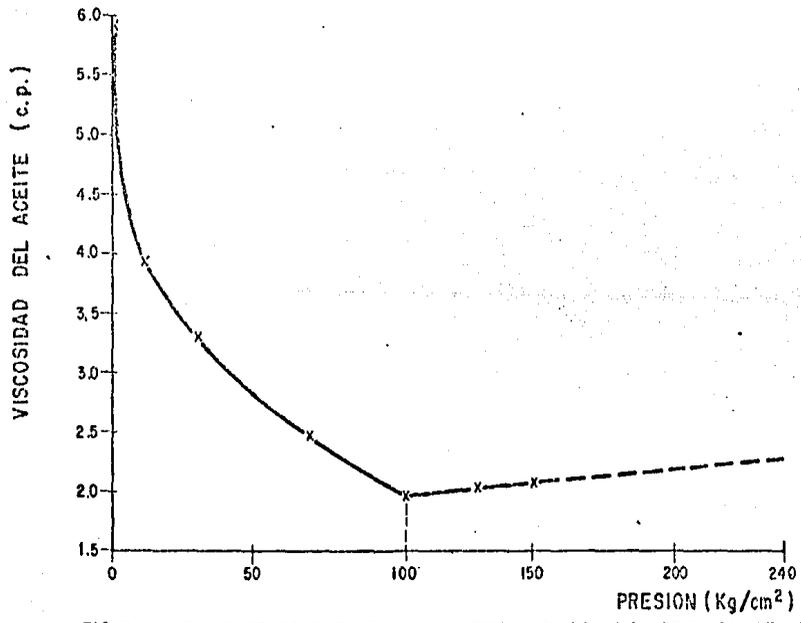


FIG. 21: COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CON LA PRESION DEL ACEITE CUICHAPA 151 (DEL ANALISIS P.V.T.)

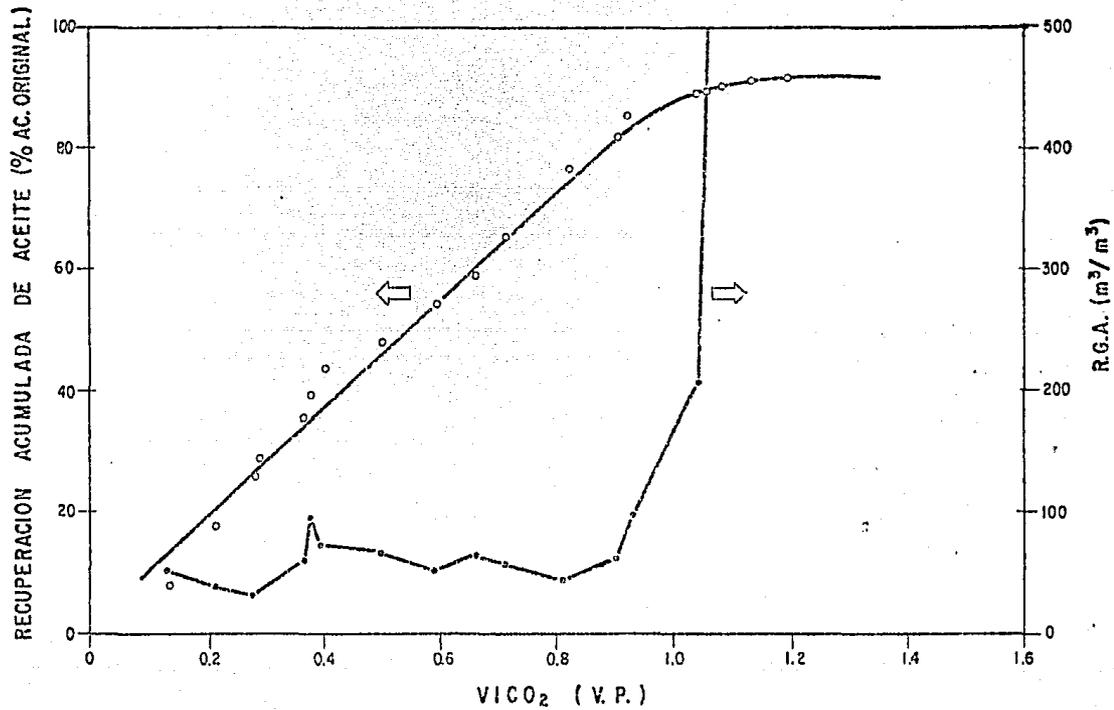


FIG. 22 .- RECUPERACION DE ACEITE Y R.G.A. OBTENIDOS A 240 Kg/cm<sup>2</sup> DE PRE-  
 SION DE DESPLAZAMIENTO Y 68° C. POZO CUICHAPA 151.

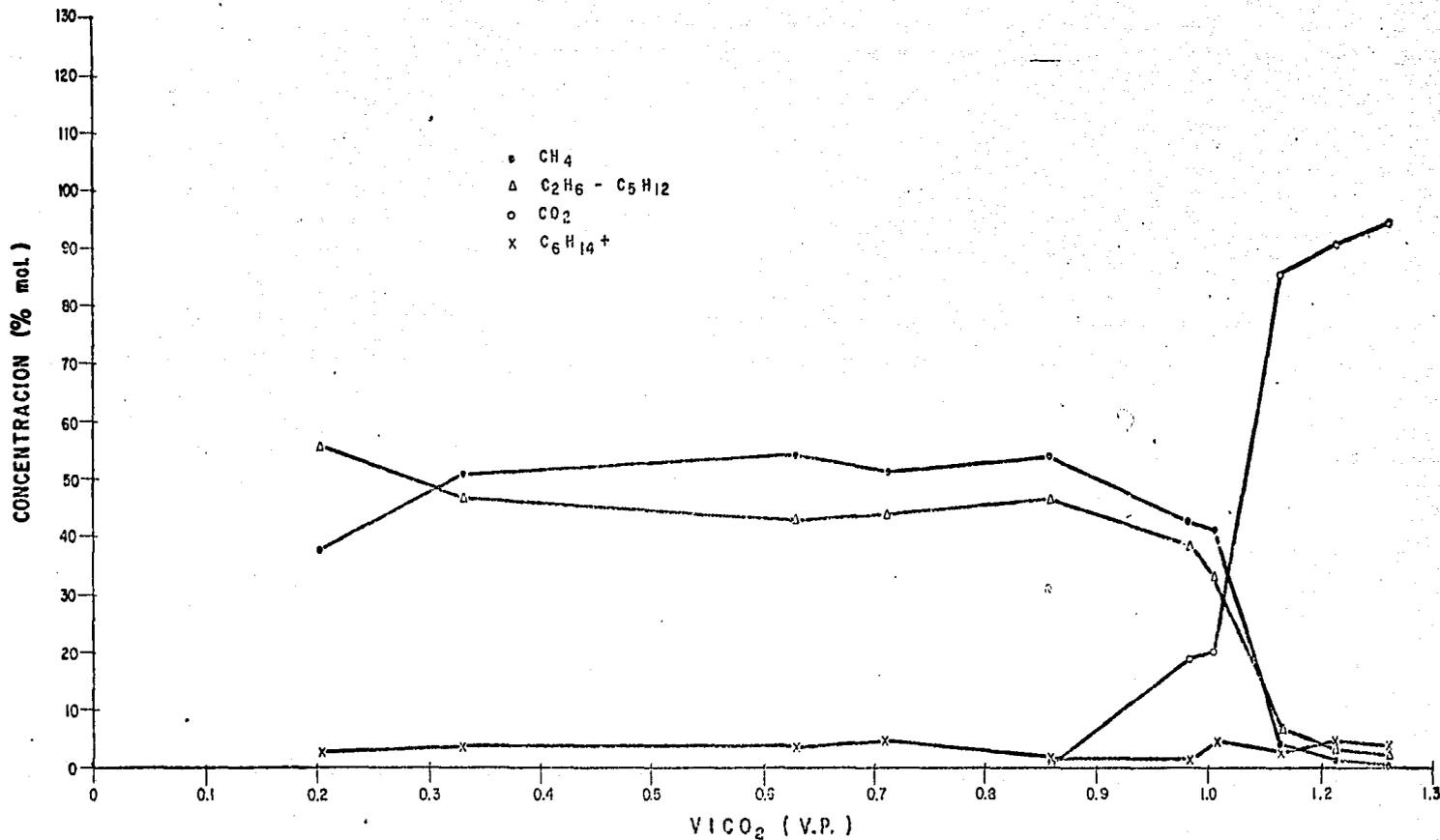


FIG. 23.- COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO A 240 Kg/cm<sup>2</sup> DE PRESION DE DESPLAZAMIENTO A 68°C. POZO CUICHAPA 151.

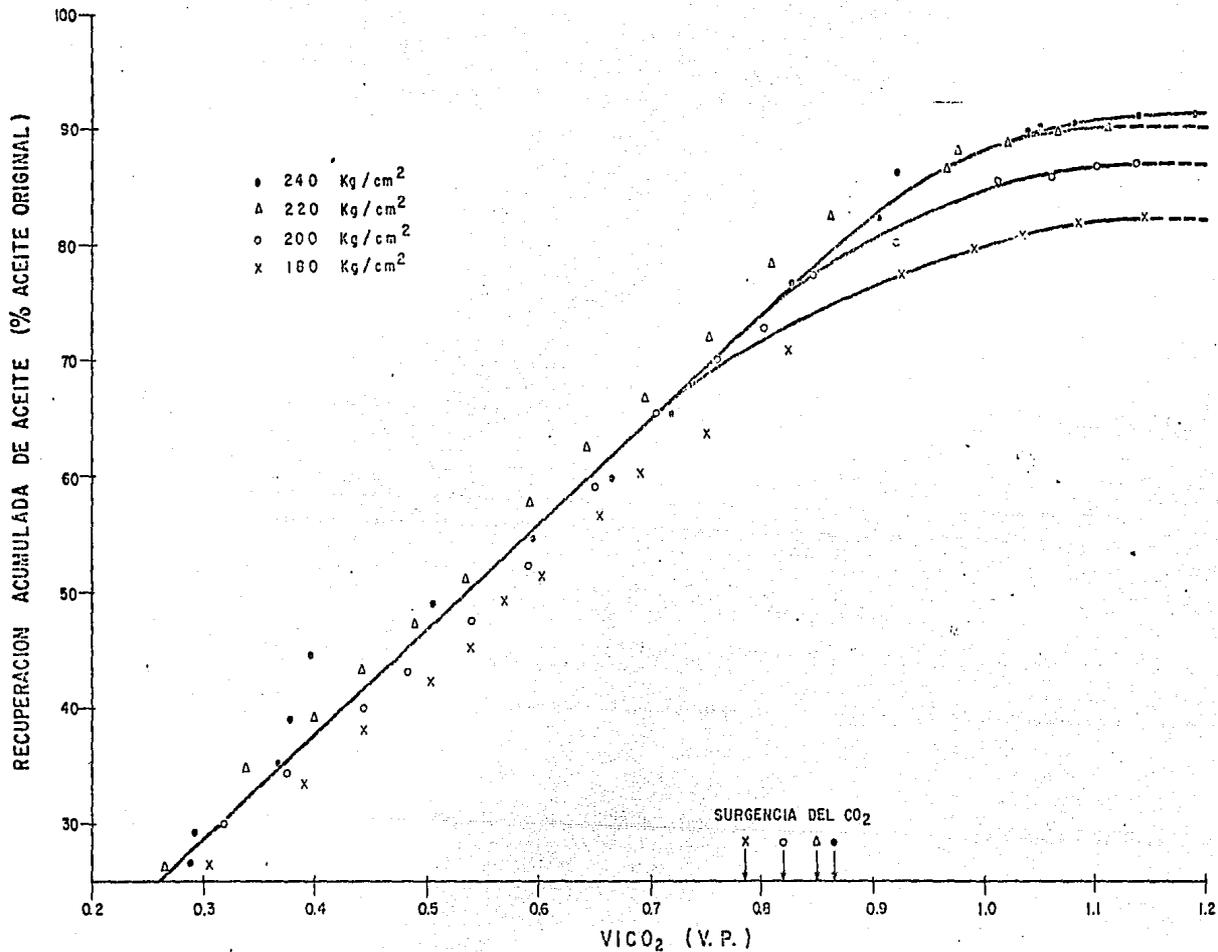


FIG. 24 - RECUPERACION ACUMULADA DE ACEITE Y SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> A DIFERENTES PRESIONES DE DESPLAZAMIENTO Y 60°C. POZO CUICHAPA 151.

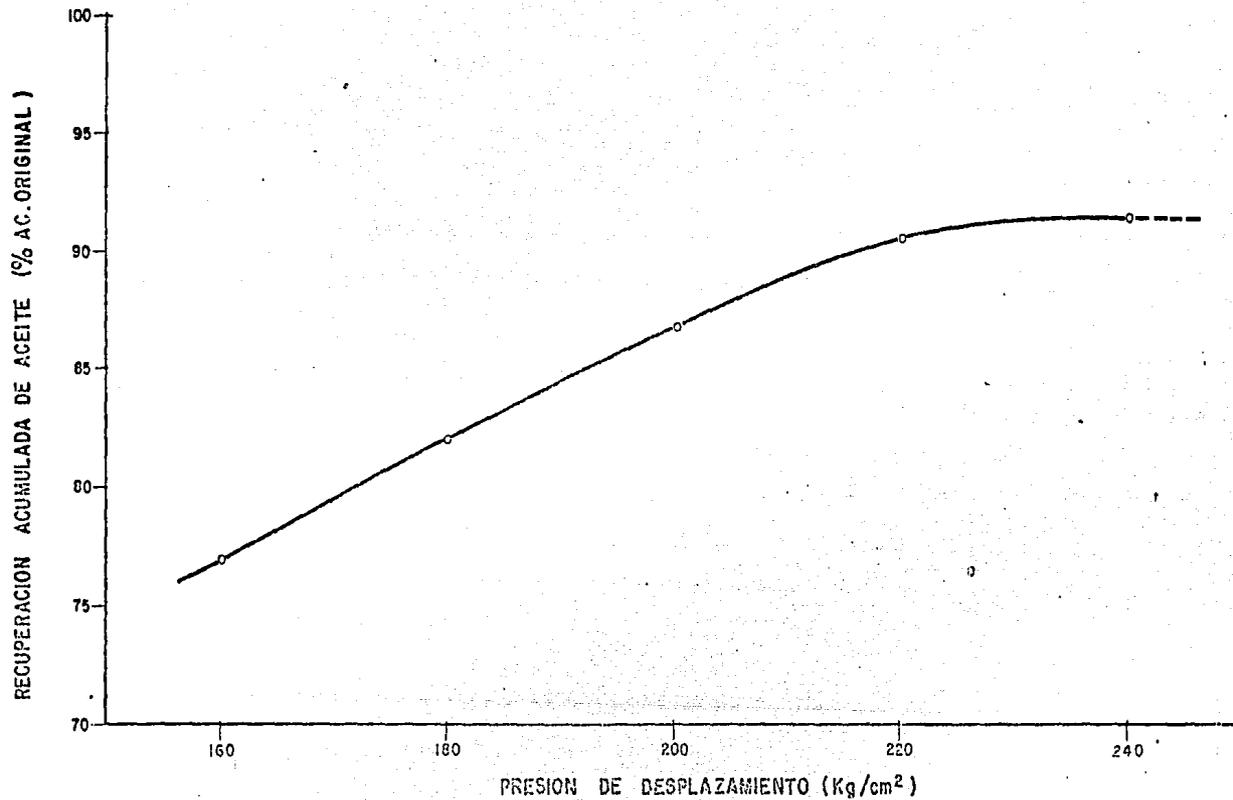


FIG. 25.- VARIACION DE LA RECUPERACION FINAL DE ACEITE CON LA PRESION DE DESPLAZAMIENTO, A 60°C. POZO CUICHAPA 151.

## A P E N D I C E A

CORRELACIONES PARA ESTIMAR LA PRESION OPTIMA DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE  
POR CO<sub>2</sub>

## A P E N D I C E A

En la literatura han aparecido reportadas algunas correlaciones para estimar la presión óptima de desplazamiento en sistemas CO<sub>2</sub>-aceite, pero como se observará, dada la complejidad de la composición de los fluidos, aceite y gas de inyección, y variación de la temperatura de los yacimientos; principales parámetros que condicionan la presión, estas correlaciones no proporcionan resultados confiables, por lo que se hace necesaria su determinación mediante pruebas experimentales en el laboratorio.

Las correlaciones propuestas se detallan a continuación:

I. Correlación del National Petroleum Council.

Un método para estimar la presión de miscibilidad, que requiere conocer únicamente la densidad del aceite y temperatura del yacimiento, fue presentado en un estudio de recuperación mejorada de aceite<sup>(15)</sup>, "An Analysis of the potential for Enhanced oil Recovery from known fields in the U.S. - 1976 to 2000". El procedimiento de este método es el siguiente:

a) Con la densidad del aceite en °API y la tabla que se presenta a continuación, se estima la presión de "miscibilidad".

## Presión de Miscibilidad contra Densidad

Densidad (°API)	Presión de Miscibilidad (PSI)
27	4000
27-30	3000
30	1200

b) El valor que se estime en el paso anterior se corrige por temperatura, la tabla que sigue proporciona la magnitud de la corrección que debe sumarse.

## Corrección por Temperatura

Temperatura (°F)	Presión Adicional Requerida (PSI)
120°	Ninguna
120-150°	+ 200
150-200°	+ 350
200-250°	+ 500

## II. Correlación de L.W. Holm y V.A. Josedal.

L.W. Holm y V.A. Josedal<sup>(4)</sup> desarrollaron una correlación para determinar la presión de "miscibilidad" en desplazamientos de aceite por CO<sub>2</sub>, basándose en un método presentado por Benham y Col.<sup>(13)</sup> aplicable en el cálculo de la presión de miscibilidad cuando los fluidos del yacimiento

son desplazados por un gas rico (LPG diluido con metano o gas natural).

Benham y Col. al examinar el comportamiento de las pendientes de las líneas de equilibrio en la región de dos fases de los diagramas ternarios, observaron que la línea de unión que limita esta región presenta una pendiente negativa y que dicho valor es dependiente de las constantes de equilibrio de los componentes intermedios a medida que el sistema se aproxima a su composición crítica. Si la constantes de equilibrio son menores que uno, la pendiente es negativa y positiva para valores mayores que la unidad. Para la mayoría de los fluidos de yacimiento, composición del gas de inyección y condiciones de presión y temperatura típicas, las constantes de equilibrio de los componentes intermedios resultan menores que la unidad.

Estas observaciones sirvieron como base para que los autores desarrollaran un método relativamente simple para calcular los requerimientos de composición del fluido desplazante para crear miscibilidad a una presión y temperatura conociendo el peso molecular de la fracción de  $C_5^+$  del fluido del yacimiento y el del fluido de inyección.

Holm y Josedal llevaron a cabo desplazamientos de aceite por  $CO_2$  en tubos empacados y al comparar los resultados con las correlaciones de Benham y Col. obtuvieron el mejor ajuste en los puntos que correspondían a mezclas de fluido de inyección de 59% metano y 41% propano. Estos datos así obtenidos fueron graficados como se presenta en la Figura 1, en la que la presión de "miscibilidad" requerida en desplazamientos con  $CO_2$  está dada

como función de temperatura de yacimiento y peso molecular de la fracción de  $C_s^+$  del fluido del yacimiento.

### III. Correlación de W.F. Yellig y R.S. Metcalfe.

W.F. Yellig y R.S. Metcalfe<sup>(12)</sup> han presentado también una correlación para determinar la presión que denominan mínima de miscibilidad (PMM) de sistemas  $CO_2$ -aceite. El criterio para seleccionarla consiste en graficar las presiones de desplazamiento contra las recuperaciones finales obtenidas hasta un volumen fijo de  $CO_2$  inyectado y de las observaciones al flujo en cada prueba.

En la Figura 2 se presenta esta correlación que está basada en las presiones mínimas de miscibilidad (PMM) obtenidas de pruebas de desplazamiento usando tanto aceites de yacimiento como sintéticos, temperaturas y presiones de burbuja. Con la temperatura del yacimiento conocida se entra a la correlación y se determina la PMM, si resulta menor que la correspondiente presión de saturación del aceite, entonces se corrige igualándola a esta última.

Con el fin de conocer la bondad de los resultados que proporcionan las correlaciones presentadas, se comparan las presiones de miscibilidad obtenidas de estas correlaciones con las determinadas experimentalmente para las muestras de aceite de fondo de los pozos 341 y 151 del campo Cui-chapa, cuyas características principales son las siguientes:

	Pozo 341	Pozo 151
Temperatura de yacimiento	74°C	68°C
Presión de Saturación (Kg/cm <sup>2</sup> )	99.0	104.5
Relación de Solubilidad (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	79.6	70.99
Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> ) @ Pb y Ty	0.7617	0.7748
$\rho$ API	28	29.9
Viscosidad del aceite (c.p.) @ Pb y Ty	1.67	1.969
Peso Molecular (MW)* de C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	245	240
Presión Óptima de desplazamiento medida experimentalmente (Kg/cm <sup>2</sup> )	200 (2844PSI)	220 (3128PSI)

\* obtenido de correlaciones

Pb = presión de saturación

Ty = Temperatura del yacimiento

Con base en estas características se obtuvieron los siguientes resultados para la presión de miscibilidad:

	Correl. I	Correl. II	Correl. III	Este Trabajo
Ac. del pozo 341	3350	2700	2050	2884 (psi)
Ac. del pozo 151	3350	2500	1900	3128 (psi)

De lo que se concluye que al utilizar estas correlaciones se corre el riesgo de eliminar yacimientos candidatos para este proceso por resultar la presión de miscibilidad mayor que la presión de fracturamiento o de requerir equipos de compresión de mayor costo que el necesario, como

es el caso de la correlación (I), o bien, de no desarrollar un desplazamiento tipo miscible por seleccionar una presión menor que la requerida: si se usan las correlaciones (II) o (III). Así también se puede observar como influye de manera determinante un parámetro sobre los demás originando grandes desviaciones con respecto al valor experimental. Con el apoyo de los comentarios anteriores se puede pensar que el comportamiento de estas correlaciones se deba principalmente a que han sido desarrolladas con pocos datos y composiciones de aceites que varían dentro de rangos limitados, restringiéndoles su uso para casos similares a los que sirvieron para desarrollarlas.

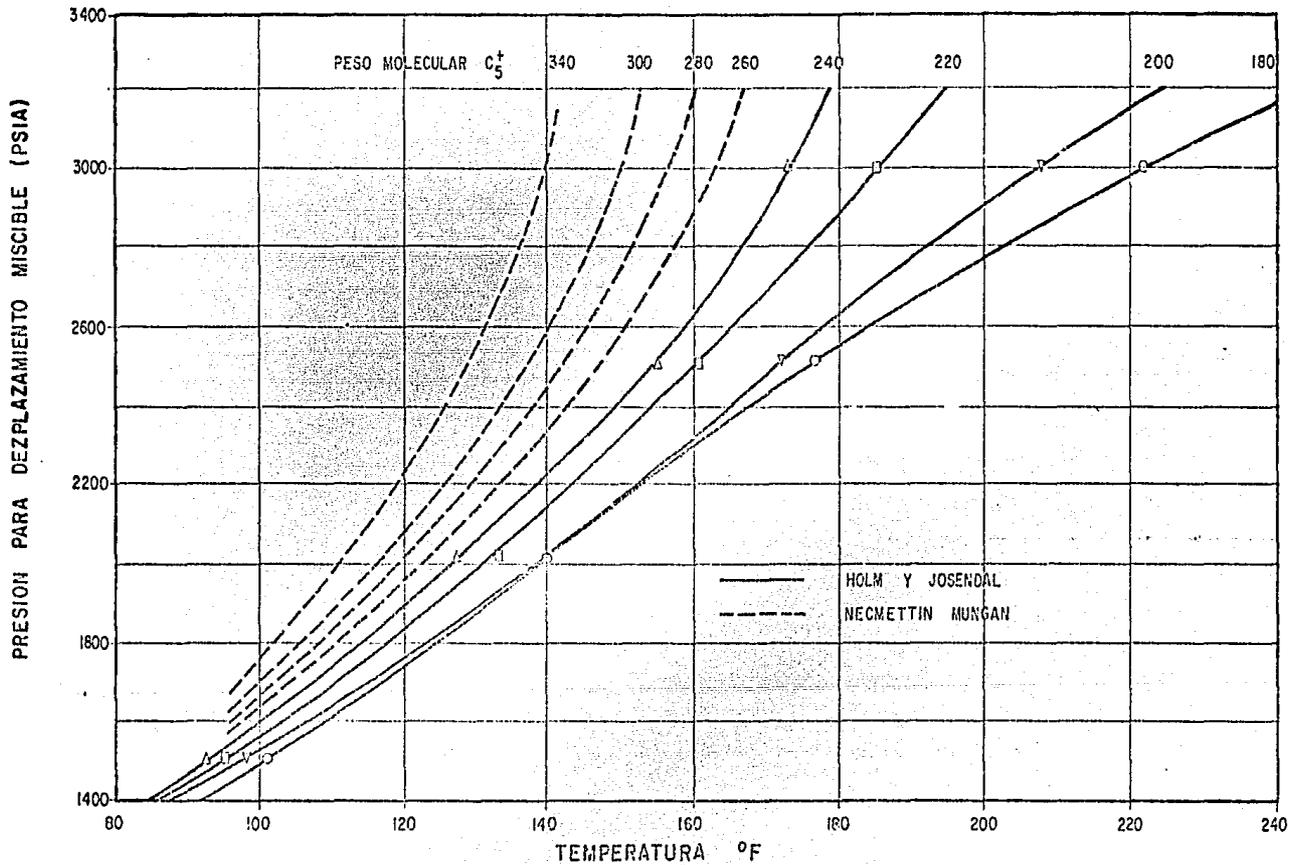


FIG. 1.- PRESION REQUERIDA PARA DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO<sub>2</sub>  
(HOLM Y JOSENDAL, REF. 14)

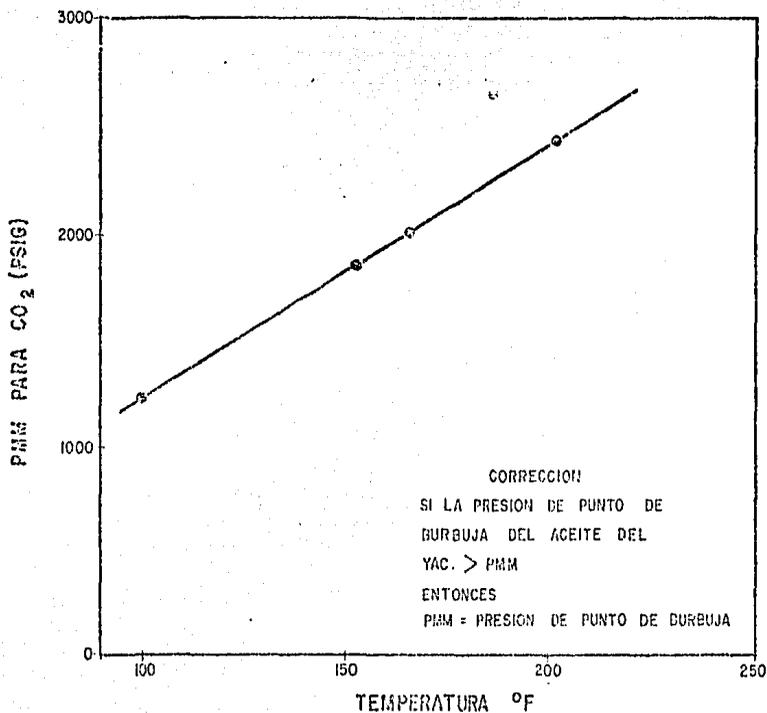


FIG. 2.- CORRELACION PARA PREDECIR LA PIMM DE DESPLAZAMIENTOS CON CO<sub>2</sub> (YELLIG Y METCALFE, REF. 28)

## A P E N D I C E 'B'

PROGRAMA DE COMPUTO PARA PROCESAR LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE  
DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCION DE CO<sub>2</sub> POR EL METODO DE LA COLUMNA  
EMPACADA

- DIAGRAMA DE BLOQUES
- LISTADO DEL PROGRAMA
- DATOS
- RESULTADOS

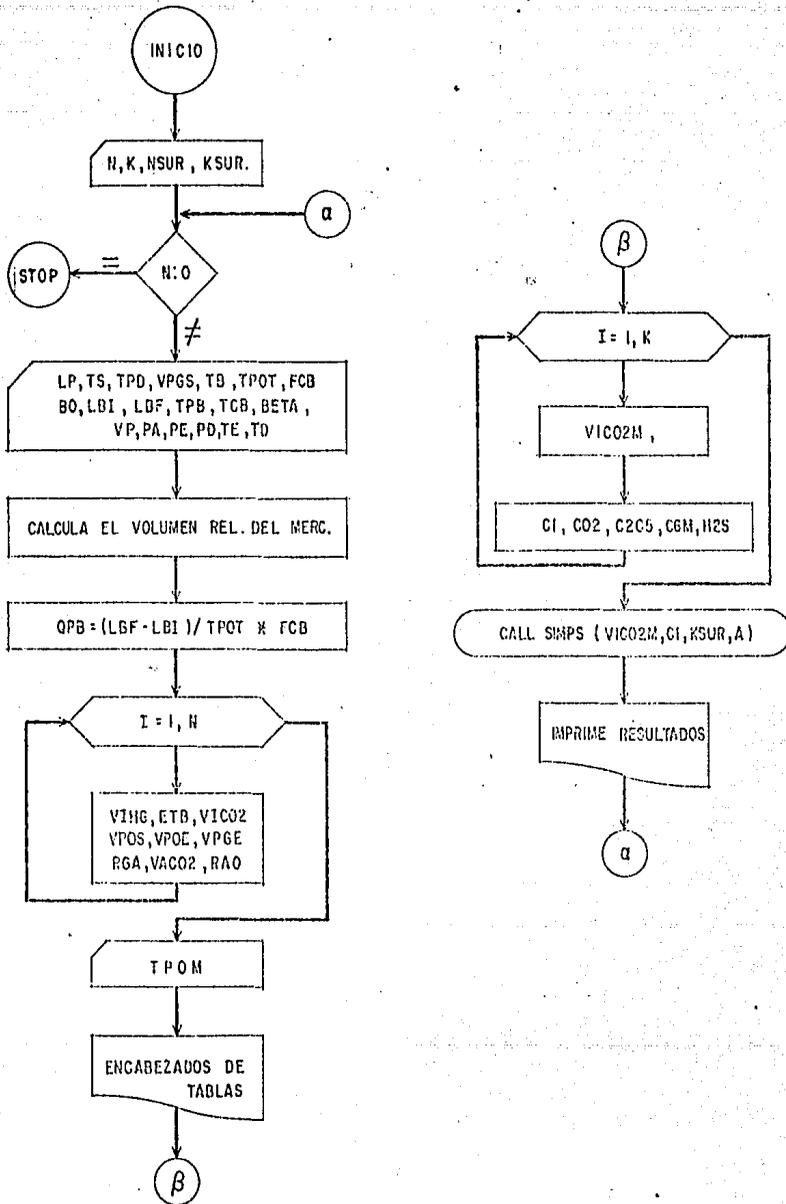


DIAGRAMA DE FLUJO

## SUBROUTINA - SIMPS

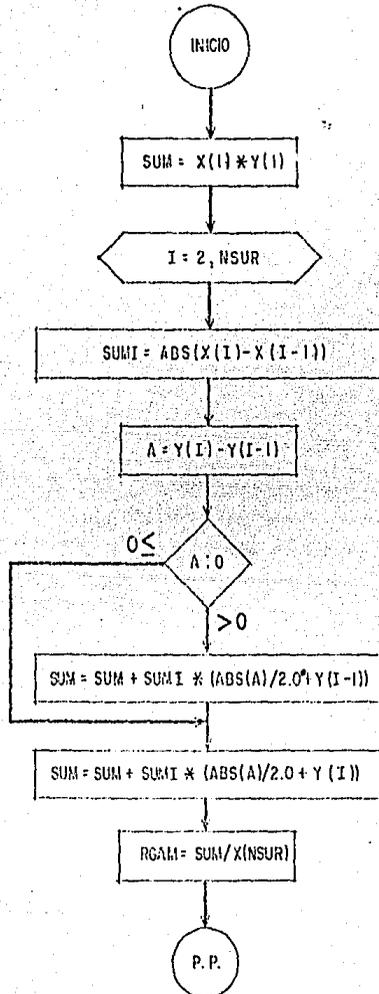


DIAGRAMA DE FLUJO

00 AM

HEAD CODE(1) 000413; DATA(2) 000033; BLANK COMMON(2) 000000

REFERENCES (BLOCK, NAME)

- 000000
- 000001
- 000002
- 000003
- 000004
- 000005
- 000006

ASSIGNMENT (BLOCK, TYPE, RELATIVE LOCATION, NAME)

000100	IF	0001	000215	0001	0004-7	100L	0001	000031	121G		
000105	165G	0000	000225	0001	000221	211G	0001	000242	227G		
000110	20F	0001	000232	0001	000357	303G	0000	000240	31F		
000115	23F	0000	000121	0000	000123	5F	0000	000171	50F		
000120	60F	0000	000370	0000	000401	70F	0001	000203	9L		
000125	0	0000	000101	0000	000076	80	0000	000416	C		
000130	0	0000	000764	0000	000244	C6M	0000	001440	ETE		
000135	110	0000	000410	0000	000075	FCB	0000	003554	H2S		
000140	K	0000	000071	0000	000372	LEF	0000	003723	L9I		
000145	K	0000	000066	0000	000470	NSUR	0000	000473	PA		
000150	PE	0000	000013	0000	000273	RAO	0000	002424	REA		
000155	15	0000	000000	0000	000107	TD	0000	000406	TF		
000160	194	TPG	0000	000030	TRON	0000	000074	TPOT	0000	000000	TS
000165	VIRG	0000	000000	0000	001130	VTHG	0000	000102	VP		
000170	VP65	0000	001700	0000	001604	VPOS					

C CALCULO DE LA PRESION DE BECTILIDAD PARA SISTEMAS  
 C COL-ACTE DE PRESION DE LABORATORIO EN COLUMNA  
 C LITACADA

C NOMENCLATURA

- 0001 C AREA = AREA EN POR-CIENTO DEL COMPONENTE I
- 0002 C BETA = COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DEL ACEITE (1/C)
- 0003 C BO = FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (M<sup>3</sup> CY/M<sup>3</sup> CS)
- 0004 C ETE = VOL. RELATIVO DEL MERCURIO (VOL. A TB/VOL. A 20C)
- 0005 C ETD = VOL. RELATIVO DEL MERCURIO (VOL. A TD/VOL. A 20C)
- 0006 C ETRF = VOL. RELATIVO DE MERCURIO (VOL. A TRB/VOL. A 20)
- 0007 C ETCU = VOL. RELATIVO DE MERCURIO (VOL. A TCB/VOL. A 23)
- 0008 C FCB = FACTOR DE CALIBRACION DE LA BOMBA (C.C./DIV.)
- 0009 C K = NO. DE ETAPAS EN QUE SE CALCULA LA COMP. DEL GAS
- 0010 C NSUR = COMP. DEL GAS A LA SURGENCIA DEL CO2
- 0011 C LBI = LECTURA INICIAL DE BOMBA (DIVISIONES)
- 0012 C LRF = LECTURA FINAL DE BOMBA (DIVISIONES)

- C LP(I) = LECTURA DE PROBETA EN LA ETAPA I (CC)
- C M = NO. DE VECES EN QUE SE TOMA LECTURAS
- C N = NO. DE ETAPAS DE MUESTREO
- C NSLR = ETAPA DE MUESTREO A LA SUGERENCIA DEL CO2
- C NCOMP(I) = NUMERO DEL COMPONENTE I EN EL GAS
- C PA = PRESION ATMOSFERICA (KG/CM2)
- C PCB = PRESION DE CALIBRACION DE BOMBA (KG/CM2)
- C PE = PRESION ESTANDAR (KG/CM2)
- C PD = PRESION DE DESPLAZAMIENTO (KG/CM2)
- C QDP = COSTO PROMEDIO DE LA BOMBA (CMS/HRA)
- C RA6(I) = REC. ACUM. DE ACEITE EN POR-CIENTO DEL ORIGINAL EN LA ETAPA I
- C RCM(I) = RELACION GAS-ACEITE EN LA ETAPA I
- C TB(I) = TEMPERATURA DE BOMBA EN LA ETAPA I (GC)
- C TD = TEMPERATURA DE DESPLAZAMIENTO (GC)
- C TE = TEMPERATURA ESTANDAR (GC)
- C TFO(I) = TIEMPO DE LA ETAPA I (SEG)
- C TPOT = TIEMPO DE MUESTREO (SEG)
- C TPOT = TIEMPO TOTAL DEL DESPLAZAMIENTO (SEG)
- C TS(I) = TEMPERATURA DE SEPARACION DE LA ETAPA I (GC)
- C TCB = TEMPERATURA PROMEDIO DE BOMBA (GC)
- C TCR = TEMPERATURA DE CALIBRACION DE BOMBA (GC)
- C VACO2(I) = VOL. ACUM. DE CO2 INY. EN VP EN LA ETAPA I
- C VICO2M = VOL. INY. DE CO2 AL TIEMPO DE MUESTREO ACUMULATIVO (EN POR-CIENTO DEL V.P.)
- C VINC(I) = VOL. INY. DE MERCURIO EN LA ETAPA I
- C VICO2(I) = VOL. INY. DE CO2 EN LA ETAPA I (MEDIDO A C.E.)
- C VPRO2(I) = VOL. PROD. DE GAS EN LA ETAPA I (MEDIDO A C.E.)
- C VPGS(I) = VOL. PROD. DE GAS EN LA ETAPA I (MEDIDO A C.S.)
- C VP = VOL. DE POROS DE LA COLUMNA EMPACADA
- C VPRO(I) = VOL. PRODUCTO DE ACEITE EN LA ETAPA I (MEDIDO A C.E.)
- C VPOS(I) = VOL. PRODUCTO DE ACEITE EN LA ETAPA I (MEDIDO A C.S.)
- C CAL = CONDICIONES ESTANDAR
- C CAS = CONDICIONES DE SEPARACION
- C CLE = CONDICIONES DE DESPLAZAMIENTO

EXTENSION TS(10),TFO(10),TPOT(10),TB(10),C1(10),C2C5(10),  
 VINC(10),VICO2(10),VPRO(10),VPGS(10),VPCE(10),  
 VPGS(10),PA(10),VACO2(10),RA6(10),VICO2M(10),C6M(10),  
 PCB(10),R25(10)

```

ETA(T)=1.13.0229*10.**(-4.)*(T-20.)
REAL LRI,LRF,LP(10)
1 READ(5,10)M,NSUR,NSLR
1 FORMAT(1X)
2 IF(N) 3,10,13
3 MEN1
DO 20 I=1,M
25 READ(5,4)LP(I),TS(I),TFO(I),VPGS(I),TE(I)
4 FORMAT(5F10.8)
READ(5,5)TPOT,FCE,BO,LRI,LRF,TPB,TCB,BETA
5 FORMAT(7.1,2F7.4,4F8.2,F10.8)
6 READ(5,6)VP,PA,PE,PD,TE,TD
6 FORMAT(6F10.5)
7 ETCP=ETA(TPB)
8 TCF=ETA(TCB)
9 ETLE=ETA(TD)
10 QDE=(LRF-LRI)/TFOT*FCE

```

```

CO2(I)=I-1,N
VINC(I)=QPB*(-PO(I+1)-TPO(I))
ETE(I)=1+1-0.339*10.**(-4.)* (TB(I)-20.)
VICO2(I)=VINC(I)*ETD/ETCE
VPOS(I)=LP(I+1)-LP(I)*(1.+BETA*(TS(I+1)-TS(I)))
VPOE(I)=VPOS(I)*(1.+BETA*(TE-TS(I+1)))
VGE(I)=VPGS(I+1)*(TE/PE)*(PA/TS(I+1))
RGA(I)=VGE(I)/VPOE(I)
IF(I-1)3,2,0
8 VACO2(I)=VICO2(I)/VP
RAO(I)=(VPOE(I)*EG/VP)*100,0
GO TO 10
9 VACO2(I)=VACO2(I-1)+(VICO2(I)/VP)
RAO(I)=RAO(I-1)+(VPOE(I)*EG/VP)*100,0
10 CONTINUE
DO 12 I=1,K
12 READ(5,5) TPO(I)
50 FORMAT(10,2)
WRITE(6,15) PO,TD,K
15 FORMAT(1H,1,///,27X,'DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO2 A',F7.1,
3' PG/CM2',2X,'Y',F6.2,' GC',///,27X,'COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO
40 EN LA ETAPA K=',15,///,120X,'VOL.CO2 INY.ACUM.',5X,'CH4',5X,'C2-H
55-C6H12',17X,'CO2',5X,'C6H10+',5X,'H2S',
67,26X,'VP',5X,'(PC-MOL)',7X,'(PC-MOL)',2X,'(PC-MOL)',
71,2X,'(PC-MOL)')
DO 55 I=1,K
VICO2(I)=(QPB*TEPO(I)*ETD/ETCE)/VP
READ(5,20) C1(I),CO2(I),C2C5(I),C6M(I),H2S(I)
20 FORMAT(5F10,5)
WRITE(6,30)VICO2M(I),C1(I),C2C5(I),CO2(I),C6M(I),H2S(I)
30 FORMAT(//,25X,F6.4,10X,F6.3,4X,F6.3,3X,F7.3,3X,F6.3,4X,F6.3)
35 CONTINUE
CALL SIMPS(VICO2M,C1,NSUR,A)
WRITE(6,31A)
31 FORMAT(//,30X,'LA CONCENTRACION MEDIA DE CH4 HASTA LA SURGENCIA',
17,20X,'DEL CO2 ES =',F6.2,' (% MOL)')
CALL SIMPS(VICO2,C2C5,NSUR,B)
WRITE(6,32D)
32 FORMAT(//,30X,'LA CONCENTRACION MEDIA DE C2-C6 HASTA LA SURGENCIA',
17,20X,'DEL CO2 ES =',F6.2,' (% MOL)')
CALL SIMPS(VICO2,C6M,NSUR,C)
WRITE(6,33C)
33 FORMAT(//,30X,'LA CONCENTRACION MEDIA DE C6+ ES =',F6.2,' (% MOL)')
WRITE(6,6)PD,TD
61 FORMAT(1H,1,///,27X,'DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO2 A',F7.1,' KG/
PC/M2',1X,'Y',F6.1,' GC',///,140X,40(1H-),//,40X,'I',10X,'RECUPERAC
71ON DE ACEITE',6X,'I',//,40X,40(1H-),//,40X,'I', ' VACO2(VF) I', ' RA
80(PC-AD) I', ' RGA(KG/K3) I',//,140X,40(1H-))
WRITE(6,55)VACO2(I),RAO(I),RGA(I),I=1,N)
65 FORMAT(40X,'I',F11.5,' I',F11.5,' I',F11.5,' I')
WRITE(6,70)
70 FORMAT(40X,40(1H-))
CALL SIMPS(VACO2,RGA,NSUR,RGAM)
WRITE(6,20)RGAM
75 FORMAT(//,17X,'LA RGA MEDIA HASTA LA SURGENCIA DEL CO2 ES =',F6.
92)
GO TO 20
100 STOP
END

```

@FOR, IS TRF, SIMPS, SIMPS  
FOR 481 E 24/15/81-08 31 43 (1,0)

B-6

SUBROUTINE SIMPS ENTRY POINT 000070

STORAGE USED (CODE(1) 000108; DATA(0) 000022; BLANK COMMON(2) 000000

EXTERNAL REFERENCES (BLOCK, NAME)

0003 HERRS

STORAGE ASSIGNMENT (BLOCK, TYPE, RELATIVE LOCATION, NAME)

0001	000005	0001	000017	0000	000037	0000
0002	000005	0002	000000	SUM	0000	000002
				SUM1		

```
00101 1* SUBROUTINE SIMPS(X,Y,NSUR,RGAM)
00102 2* DIMENSION X(100),Y(100)
00103 3* SUMX(1)*Y(1)
00104 4* DO 1 I=2,NSUR
00105 5* SUMI=SUM(X(I)-X(I-1))
00106 6* SUMY(1)=Y(1)
00107 7* IF(I)0,3,4
00108 8* SUMI=SUMI+SUMY*(ABS(A)/2,0+Y(I-1))
00109 9* GO TO 1
00110 10* SUMI=SUMI+SUMY*(ABS(A)/2,0+Y(I))
00111 11* CONTINUE
00112 12* REAL=SUM/Y(NSUR)
00113 13* RETURN
00114 14* END
```

END OF COMPILEATION NO DIAGNOSTICS.

1 ARUN FCOJGG,02201,DBE1686,01,15 . FCO. J. GARCIA G.

2 AHOG,N.S, FAVOR IMPRIMIR EN EL REVES DE LA HOJA

B-7

3 AXOT DE\*HPPAABS.CO2

4 19 10 13 5

5	0.0	25.0	0.0	0.0	25.0			
6	2.0	25.7	2977.0	180.7282	25.7			
7	4.7	26.0	4607.0	180.1782	26.0			
8	6.8	26.15	6210.0	130.7501	26.15			
9	7.5	26.1	6351.0	191.5001	26.1			
10	9.0	25.6	7983.0	150.0385	25.6			
11	10.0	25.3	8159.0	150.1784	25.3			
12	11.4	25.2	8529.0	170.1683	25.2			
13	12.5	24.9	10903.0	128.8097	24.9			
14	14.0	24.8	12817.0	125.5259	24.8			
15	15.3	24.2	14370.0	132.3211	24.2			
16	16.7	24.1	15512.0	125.7661	24.1			
17	19.6	23.8	17840.0	201.0780	23.8			
18	21.0	23.6	19509.0	135.6017	23.6			
19	22.0	23.6	19938.0	142.6475	23.6			
20	22.9	23.7	22537.0	289.1886	23.7			
21	22.98	23.6	22688.0	284.4321	23.6			
22	23.05	23.6	23355.0	603.1862	23.6			
23	23.11	23.5	24552.0	639.8579	23.5			
24	23.30	23.4	25718.7	633.7132	23.4			
25	25718.7	1.0006	1.217	273.020	309.627	24.56	22.22	0.0008469
26	31.000	0.7383	1.033	240.0	20.0	68.0		
27	4352.0							
28	7167.0							
29	13596.0							
30	15512.0							
31	18674.5							
32	21237.5							
33	21680.0							
34	23021.5							
35	24159.0							
36	25135.3							
37	37.69	0.10	55.89	2.82	0.0			
38	50.48	0.11	46.24	3.16	0.0			
39	54.15	0.09	42.47	3.28	0.0			
40	51.71	0.09	43.72	4.49	0.0			
41	53.49	0.13	45.27	1.01	0.0			
42	42.53	18.86	37.02	1.57	0.0			
43	41.65	20.13	33.72	4.50	0.0			
44	4.66	85.44	6.48	3.42	0.0			
45	1.68	90.02	3.81	4.48	0.0			
46	0.79	94.07	2.32	2.82	0.0			
47	19 10 14 6							
48	00	238	0	00	238			
49	25	240	839	20108	240			
50	41	247	4010	12936	247			
51	68	2475	5730	18073	2475			
52	69	245	7288	18018	245			
53	100	247	8666	19151	247			
54	110	248	9515	12881	248			
55	120	245	10549	15818	245			
56	130	243	11518	13232	243			
57	1475	240	12766	15004	240			
58	159	240	13929	15106	240			
59	170	240	14987	12577	240			
60	189	239	16255	12563	239			

61	199	238	17479	14265	238		
62	210	235	18557	17017	235		
63	221	234	20640	62345	234		
64	224	234	20974	61500	234		
65	228	236	22083	63680	238		
66	2295	238	23014	61219	238		
67	2310	238	23964	65212	238		
68	23963.7	1.0011 1.22	119.14	153.236	24.0	22.22	0.0008469
69	31.0042	0.7883	1.033	220.0	20.0	68.0	
70	419.5						
71	6509.0						
72	9090.5						
73	11033.5						
74	15621.0						
75	18558.0						
76	19698.5						
77	20633.0						
78	21528.5						
79	22547.0						
80	56.2	0.09	39.36	4.33	0.0		
81	48.96	0.08	47.76	3.17	0.0		
82	55.13	0.08	40.09	4.70	0.0		
83	59.80	0.08	35.87	4.25	0.0		
84	53.11	0.10	42.94	3.83	0.0		
85	56.96	0.26	38.50	4.26	0.0		
86	42.37	19.97	34.15	3.50	0.0		
87	39.26	23.15	33.46	4.09	0.0		
88	10.16	73.54	13.19	3.11	0.0		
89	3.33	86.31	6.83	3.50	0.0		
90	19 11 15 8						
91	0.0	22.8	0.0	0.0	22.8		
92	1.885	23.5	2232.0	180.7282	23.5		
93	4.0	24.0	3987.0	125.7661	24.0		
94	6.1	24.0	5699.0	180.1782	24.0		
95	7.7	24.4	6927.0	125.5259	24.4		
96	8.8	24.5	8120.0	158.1784	24.5		
97	10.2	24.1	9640.0	221.3426	4.1		
98	11.0	24.0	10417.0	128.8097	24.0		
99	12.1	23.6	11698.0	191.5081	23.6		
100	13.3	23.7	12743.0	130.7501	23.7		
101	15.1	23.8	14100.0	150.0385	23.8		
102	16.7	23.8	15278.0	154.2117	23.8		
103	17.8	23.6	16452.0	129.3632	23.6		
104	18.5	23.4	17433.0	132.6548	23.4		
105	19.6	23.4	18264.0	132.3211	23.4		
106	21.0	23.3	19826.0	289.1886	23.3		
107	21.6	21.7	21924.0	623.4508	21.7		
108	21.8	21.8	22956.0	612.1932	21.8		
109	22.0	22.0	23810.0	614.9971	22.0		
110	22.1	22.1	24569.0	633.7132	22.1		
111	24509.0	1.0017 1.223	146.14	181.0	23.71	22.22	0.0008469
112	31.00973	0.7883	1.033	200.0	20.0	60.0	
113	7523.5						
114	10028.5						
115	12220.5						
116	13100.0						
117	14689.0						
118	15568.0						
119	17660.0						
120	19045.0						

121	19727.0					
122	22449.0					
123	23383.0					
124	46.75	0.10	45.89	2.95	0.0	
125	54.61	0.09	48.54	4.75	0.0	
126	58.51	0.10	38.25	3.14	0.0	
127	54.65	0.09	40.97	4.29	0.0	
128	53.20	0.10	42.62	4.07	0.0	
129	50.40	0.10	43.78	5.71	0.0	
130	55.77	0.10	39.42	4.72	0.0	
131	52.14	3.80	39.59	4.47	0.0	
132	46.75	12.26	34.58	6.40	0.0	
133	6.43	81.00	10.42	2.07	0.0	
134	1.97	92.58	4.10	1.34	0.0	
135	19 8 14 6					
136	0.0	23.7	0.0	0.0	23.7	
137	1.0	24.0	2052.0	180.7282	24.0	
138	3.0	24.1	3232.0	125.7661	24.1	
139	5.0	24.5	5453.0	180.1782	24.5	
140	6.8	24.9	6600.0	158.1784	24.9	
141	8.5	25.3	8430.0	201.0780	25.3	
142	9.7	25.5	9627.0	170.3031	25.5	
143	10.7	25.9	10884.0	191.5081	25.9	
144	11.5	26.0	11655.0	125.5259	26.0	
145	12.5	26.2	12383.0	130.7501	26.2	
146	13.0	26.3	13060.0	128.8097	26.3	
147	14.5	26.6	14215.0	154.2117	26.6	
148	15.3	26.8	14939.0	142.6475	26.8	
149	16.2	26.7	16267.0	132.3211	26.7	
150	18.0	26.6	17824.0	289.1886	26.6	
151	19.7	26.2	20032.0	284.4321	26.2	
152	20.2	26.0	21419.0	623.4508	26.0	
153	20.55	25.8	22419.0	633.7132	25.8	
154	20.75	25.5	23448.0	614.9971	25.5	
155	20.85	25.1	24829.0	612.1932	25.1	
156	24829.0	1.0025 1.226	168.762	204.017	25.585 22.22	0.0008469
157	31.025	0.7883	1.033	180.0	20.0	68.0
158	4371.0					
159	9211.8					
160	11269.5					
161	12035.0					
162	14854.0					
163	17045.0					
164	20725.5					
165	22933.5					
166	37.0	0.10	56.60	6.30	0.0	
167	43.5	0.10	49.66	6.73	0.0	
168	56.63	0.09	38.36	4.90	0.0	
169	49.91	0.10	45.36	4.61	0.0	
170	57.86	0.09	37.44	4.60	0.0	
171	57.96	0.18	40.25	1.61	0.0	
172	16.77	59.66	20.20	3.38	0.0	
173	0.92	94.34	2.14	2.60	0.0	
174	18 12 13 9					
175	0.0	23.9	0.0	0.0	23.9	
176	2.4	24.5	3784.0	180.7282	24.5	
177	4.8	24.9	5663.0	130.7501	24.9	
178	6.6	25.2	7328.0	128.8097	25.2	
179	6.5	25.6	9334.0	180.1782	25.6	
180	9.9	25.7	10536.0	170.1683	25.7	

181	11.0	25.7	11688.0	156.0663	25.7	
182	12.0	25.8	12318.0	150.0385	25.8	
183	13.3	26.0	13624.0	191.5081	26.0	
184	14.1	26.0	14692.0	125.5259	26.0	
185	15.0	26.2	15540.0	158.1784	26.2	
186	15.8	26.5	16180.0	150.7311	26.5	
187	16.4	26.7	17083.0	125.7661	26.7	
188	17.1	26.7	18040.0	142.6475	26.7	
189	18.8	26.6	20164.0	284.4321	26.6	
190	19.0	26.5	20975.0	289.1886	26.5	
191	19.15	26.2	22257.0	623.4528	26.2	
192	19.25	25.9	23570.0	633.7132	25.9	
193	19.4	25.8	23694.0	614.5971	25.8	
194	23694.0	1.0035	1.229	109.362	144.243	25.81
195	31.00363	0.7883	1.033	160.0	20.0	22.22
196	5108.0					0.0008469
197	7124.0					68.0
198	8331.0					
199	9606.0					
200	11994.0					
201	12971.0					
202	15114.0					
203	17551.0					
204	19102.0					
205	19650.0					
206	21604.0					
207	23632.0					
208	31.54	0.10	61.81	6.52	0.0	
209	34.91	0.10	59.06	5.93	0.0	
210	42.06	0.10	57.06	0.79	0.0	
211	44.19	0.10	52.34	3.37	0.0	
212	53.98	0.09	40.65	5.28	0.0	
213	58.77	0.09	39.02	2.12	0.0	
214	59.23	0.10	36.01	4.65	0.0	
215	61.42	0.10	33.79	4.69	0.0	
216	62.36	1.73	33.98	1.93	0.0	
217	59.71	2.84	33.30	4.15	0.0	
218	14.43	57.63	22.95	4.99	0.0	
219	1.82	91.04	6.24	0.89	0.0	
220	00000					
221	FIN					

END ONSITE PRINTOUT ON MARCH 17, 1981 AT 18 50 29  
 DB\*HPAC02(1).CATC02(0)

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 160.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 68.00 GC

COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN LA ETAPA K= 12

VOL. CO <sub>2</sub> INY. ACUM. (VP)	CH <sub>4</sub> (PC-MOL)	C <sub>2</sub> -H <sub>6</sub> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (PC-MOL)	CO <sub>2</sub> (PC-MOL)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + (PC-MOL)	H <sub>2</sub> S (PC-MOL)
.2449	31.540	61.810	.100	6.520	.000
.3416	34.910	59.060	.100	5.930	.000
.3995	42.060	57.060	.100	.790	.000
.4606	44.190	52.340	.100	3.370	.000
.5752	53.980	40.650	.090	5.280	.000
.6220	58.770	39.020	.090	2.120	.000
.7248	59.230	36.010	.100	4.650	.000
.8416	61.420	33.790	.100	4.690	.000
.9160	62.360	33.980	1.730	1.930	.000
.9423	59.710	33.300	2.840	4.150	.000
1.0360	14.430	22.950	57.630	4.990	.000
1.1332	1.820	6.240	91.040	.890	.000

LA CONCENTRACION MEDIA DE CH<sub>4</sub> HASTA LA SURGENCIA  
DEL CO<sub>2</sub> ES = 45.61(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> HASTA LA SURGENCIA  
DEL CO<sub>2</sub> ES = 49.49(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>6</sub>+ ES = 4.73(% MOL)

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 100.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 68.0 GC

RECUPERACION DE ACEITE			
V	MACO <sub>2</sub> (VP)	PAC(PC-AO)	PGA(N7/M3)
I	.15146	I	9.46397
I	.27136	I	18.91312
I	.35146	I	28.36197
I	.44747	I	38.40910
I	.50029	I	49.01178
I	.56043	I	42.34281
I	.59167	I	47.20010
I	.63332	I	52.39315
I	.67493	I	58.56710
I	.74549	I	59.00004
I	.77568	I	62.23973
I	.81719	I	64.59910
I	.86800	I	67.33298
I	.90623	I	70.35057
I	1.00503	I	74.80703
I	1.07673	I	78.41762
I	1.15020	I	78.31110
I	1.13021	I	78.40167

LA RECUPERACION HASTA LA SUPERFICIE DEL CO<sub>2</sub> ES= 67.65

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 180.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 68.00 GC

## COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN LA ETAPA K= 8

VOL. CO <sub>2</sub> INY. ACUM. (VF)	CH <sub>4</sub> (PC-MOL)	C <sub>2</sub> -H <sub>6</sub> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (PC-MOL)	CO <sub>2</sub> (PC-MOL)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + (PC-MOL)	H <sub>2</sub> S (PC-MOL)
.2022	37.000	56.600	.100	6.300	.000
.4262	43.500	49.660	.100	6.730	.000
.5214	56.630	38.360	.090	4.900	.000
.5568	49.910	45.360	.100	4.610	.000
.6872	57.860	37.440	.090	4.600	.000
.7886	57.960	40.250	.180	1.610	.000
.9588	16.770	20.200	59.660	3.380	.000
1.0610	.920	2.140	94.340	2.600	.000

LA CONCENTRACION MEDIA DE CH<sub>4</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 45.71(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 48.64(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>6</sub>+ ES = 5.54(% MOL)

RESUMEN DEL AMIENTO DE ACEITE POR CO2 A 130.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 65.0 GC

RECUPEPACION DE ACEITE						
I	VACIO (VP)	I	PAO (PC-AO)	I	RCA (M3/M3)	I
I	0.59493	I	3.63927	I	115.89302	I
I	1.14952	I	11.81579	I	39.65372	I
I	1.25227	I	19.69164	I	56.21667	I
I	1.36534	I	26.77750	I	64.06989	I
I	1.39700	I	33.46742	I	71.65111	I
I	1.44533	I	38.19311	I	85.32562	I
I	1.50353	I	42.12175	I	113.36213	I
I	1.53920	I	48.24686	I	97.86226	I
I	1.57286	I	49.19644	I	76.55931	I
I	1.60420	I	51.16349	I	150.29310	I
I	1.65763	I	57.42774	I	59.31477	I
I	1.69113	I	60.27336	I	132.11436	I
I	1.73257	I	63.77939	I	84.52377	I
I	1.82463	I	73.81201	I	92.73845	I
I	1.92673	I	77.49228	I	99.01787	I
I	1.99092	I	79.45773	I	735.01059	I
I	1.03713	I	23.83376	I	1276.56039	I
I	1.03679	I	21.62023	I	1349.53259	I
I	1.14367	I	22.31355	I	3739.92220	I

LA RCA MEDIA HASTA LA SUCDFNCIA DEL CO2 ES= 93.67

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO2 A 200.0 KG/CM2 Y 68.00 GC

## COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN LA ETAPA K= 11

VOL. CO2 INY. ACUM. (VP)	CH4 (PC-MOL)	C2-H6-C5H12 (PC-MOL)	CO2 (PC-MOL)	C6H14+ (PC-MOL)	H2S (PC-MOL)
.3486	48.750	45.890	.100	2.950	.000
.4646	54.610	40.540	.090	4.750	.000
.5662	58.510	38.250	.100	3.140	.000
.6069	54.650	40.970	.090	4.290	.000
.6805	53.220	42.620	.100	4.070	.000
.7212	50.400	43.780	.100	5.710	.000
.8182	55.770	39.420	.100	4.720	.000
.8623	52.140	39.590	3.800	4.470	.000
.9139	46.750	34.560	12.260	6.400	.000
1.0400	6.430	10.420	81.080	2.070	.000
1.0833	1.970	4.100	92.580	1.340	.000

LA CONCENTRACION MEDIA DE CH4 HASTA LA SURGENCIA  
DEL CO2 ES = 51.82(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C2-C5 HASTA LA SURGENCIA  
DEL CO2 ES = 43.10(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C6+ ES = 3.78(% MOL)

DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 200.000/CM<sup>2</sup> Y 69.0 CC

RECUPERACION DEL ACEITE						
I	VACUO (VP)	I	PAG (PC-AO)	I	REGA (M <sup>3</sup> /M <sup>3</sup> )	I
I	.10340	I	7.01665	I	62.41655	I
I	.10871	I	15.73331	I	37.92740	I
I	.26402	I	23.59750	I	54.74779	I
I	.32792	I	30.27539	I	49.24011	I
I	.37618	I	34.59854	I	89.91473	I
I	.44660	I	40.09399	I	100.50759	I
I	.48250	I	43.24313	I	102.74934	I
I	.54195	I	47.56680	I	112.97353	I
I	.59036	I	52.29508	I	77.38172	I
I	.63323	I	59.35129	I	53.62133	I
I	.70780	I	65.65185	I	62.00710	I
I	.76219	I	69.97622	I	76.33042	I
I	.80764	I	72.72855	I	123.98123	I
I	.84519	I	77.05437	I	78.66539	I
I	.90030	I	82.55297	I	135.69711	I
I	1.01570	I	24.91971	I	732.87019	I
I	1.05351	I	55.70736	I	2140.19467	I
I	1.10307	I	26.49494	I	2136.52620	I
I	1.15324	I	56.53056	I	4733.27726	I

LA LRA MEDIA HASTA LA SUPERCENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES= 75.38

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 220.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 68.00 GC

## COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN LA ETAPA K= 10

VOL. CO <sub>2</sub> INY. ACUM. (VP)	CH <sub>4</sub> (PC-MOL)	C <sub>2</sub> -H <sub>6</sub> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (PC-MOL)	CO <sub>2</sub> (PC-MOL)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + (PC-MOL)	H <sub>2</sub> S (PC-MOL)
.0194	56.200	39.360	.090	4.330	.000
.3015	48.960	47.760	.080	3.170	.000
.4211	55.130	40.090	.080	4.700	.000
.5111	59.800	35.270	.080	4.250	.000
.7236	53.110	42.940	.100	3.830	.000
.8597	56.960	38.500	.260	4.260	.000
.9125	42.370	34.150	19.970	3.500	.000
.9558	39.260	33.460	23.150	4.090	.000
.9973	10.160	13.190	73.540	3.110	.000
1.0445	3.330	6.830	86.310	3.500	.000

LA CONCENTRACION MEDIA DE CH<sub>4</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 54.45(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 41.46(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>6</sub>+ ES = 3.98(% MOL)

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 230 MKG/CM<sup>2</sup> Y 69.0 CC

RECUPERACION DE ACEITE						
I	I			I		
I	VAG02(VP)	I	RA0(PC-A0)	I		
I	I			RA(ME/MS)		
I	I			I		
I	.03387	I	9.87571	I	51.51457	I
I	.18576	I	16.08029	I	50.12784	I
I	.26544	I	26.06237	I	41.44233	I
I	.33761	I	34.89253	I	53.66518	I
I	.40145	I	39.29447	I	107.98951	I
I	.44378	I	43.12376	I	79.58869	I
I	.48368	I	47.04272	I	98.54879	I
I	.52357	I	50.96268	I	83.42542	I
I	.56133	I	57.80377	I	54.72213	I
I	.60525	I	62.33363	I	63.51762	I
I	.65026	I	66.64741	I	72.95717	I
I	.75377	I	74.09850	I	42.36787	I
I	.80971	I	78.02045	I	91.78799	I
I	.85264	I	82.33427	I	101.79799	I
I	.96547	I	86.35258	I	371.76901	I
I	.97161	I	87.32767	I	1240.64582	I
I	1.72298	I	89.39711	I	1023.95575	I
I	1.70811	I	89.98546	I	2625.66711	I
I	1.11112	I	90.57380	I	2796.92496	I

LA RGA MEDIA HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES= 60.67

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO<sub>2</sub> A 249.0 KG/CM<sup>2</sup> Y 68.00 GC

## COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN LA ETAPA K= 10

VOL. CO <sub>2</sub> INY. ACUM. (VP)	CH <sub>4</sub> (PC-MOL)	C <sub>2</sub> -H <sub>6</sub> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (PC-MOL)	CO <sub>2</sub> (PC-MOL)	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + (PC-MOL)	H <sub>2</sub> S (PC-MOL)
.2316	37.690	55.890	.100	2.820	.000
.3320	50.480	46.240	.110	3.160	.000
.6298	54.150	42.470	.090	3.280	.000
.7186	51.710	43.720	.090	4.490	.000
.8651	53.490	45.270	.130	1.010	.000
.9838	42.530	37.020	18.860	1.570	.000
1.0743	41.650	33.720	20.130	4.500	.000
1.0065	4.660	6.480	85.440	3.420	.000
1.1192	1.600	3.810	90.020	4.480	.000
1.1644	.790	2.320	94.070	2.820	.000

LA CONCENTRACION MEDIA DE CH<sub>4</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 47.75(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> HASTA LA SURGENCIA DEL CO<sub>2</sub> ES = 47.95(% MOL)

LA CONCENTRACION MEDIA DE C<sub>6</sub>+ ES = 3.08(% MOL)

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR CO2 A 24.0 KG/CM2 Y 68.0 CC

RECUPERACION DE ACEITE		
V (CC)	PAG (CC-AD)	REA (N3/M5)
1.12791	7.81834	53.89249
1.21342	13.36684	39.36362
1.26768	26.54913	36.52456
1.29421	29.36289	160.81909
1.36981	35.16119	59.99338
1.77797	39.26833	95.87645
1.39511	44.53924	73.94773
1.50503	48.83921	72.09316
1.59375	54.78349	51.71511
1.66569	59.78831	64.45543
1.71859	65.26278	57.69755
1.82644	76.60817	44.61913
1.90376	82.08864	62.93410
1.92353	86.50507	92.53360
1.94453	89.52293	217.55710
1.96133	89.33601	2306.54265
1.98123	89.12997	8589.70740
1.98738	88.34480	8947.23566
1.99143	91.04858	2181.99313

LA FGA MUEVA HASTA LA SURGENCIA DEL CO2 ES= 61.51