

01149

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

---

---

10

24

**DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES  
RELATIVAS EN YACIMIENTOS DE  
GAS Y CONDENSADO**

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

P R E S E N T A :

**ANDRÉS EDUARDO MOCTEZUMA BERTHIER**

**DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO**

---

---

MÉXICO, D. F.

1998

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

Dedico mi maestría...

A mi esposa Paty y a mis hijos Pao y David, como uno de nuestros logros compartidos, ya que mucho del tiempo que tomé les correspondía.

A mis padres Josefina y Domingo y a mi hermana Con, por su ejemplo y apoyo constantes.

Agradezco...

Primeramente, y en forma por demás especial, a mi profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco, director y copartícipe del desarrollo de esta tesis.

≈

Del Instituto Mexicano del Petróleo a mis jefes y amigos, Dra. Alma América Porres, Dr. Alfredo Arriola y Fis. Candelario Pérez, por haber apoyado mi capacitación. A mis compañeros de trabajo, Rosa, Armando y Manuel, en especial a Luis, Ricardo y Jorge. Al M. en I. Héctor Hernández, por la disponibilidad del equipo y apoyo en el uso del simulador Eclipse.

≈

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a todos mis profesores y compañeros, particularmente al Dr. Rodolfo Camacho V. y al Dr. Fernando Rodríguez de la Garza. Al personal del laboratorio de Yacimientos Fracturados de la DEPFI, en especial al M. en I. Rafael Herrera.

≈

A Petróleos Mexicanos, y en particular al M. en I. Felix Villa S., por la disponibilidad de los núcleos de campo y el uso de su información.

# “DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO”

## ÍNDICE

	Pág.
LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABLAS	v
<b>1.- INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2. CONCEPTOS PREVIOS</b>	<b>7</b>
2.1 TENSIÓN INTERFACIAL	
2.2 NÚMERO CAPILAR	
2.3 PERMEABILIDADES RELATIVAS	
2.4 TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA DE RAYOS X	
2.5 FLUIDOS TIPO GAS Y CONDENSADO	
2.6 ECUACIÓN DE ESTADO	
2.5 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS	
<b>3. SOPORTE Y ALCANCE</b>	<b>31</b>
<b>4. CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS</b>	<b>51</b>
4.1 FLUIDOS	
4.2 MEDIO POROSO	
<b>5. EXPERIMENTACIÓN</b>	<b>81</b>
5.1 PREPARACIÓN DE LAS FASES	
5.2 DESPLAZAMIENTO	
<b>6. SIMULACIÓN</b>	<b>95</b>
6.1 CARACTERÍSTICAS DEL SIMULADOR	
6.2 PREPARACIÓN DEL ARCHIVO DE ENTRADA	
6.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE	
<b>7. RESULTADOS</b>	<b>103</b>
7.1 CARACTERIZACIÓN	
7.2 DESPLAZAMIENTO	
<b>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>147</b>
NOMENCLATURA	
REFERENCIAS	
APÉNDICES	

## Capítulo 1

- 1.1 a) Zonas en el área de influencia del pozo. b) Condiciones de flujo con fluidos gas-condensado.
- 1.2 Variaciones de permeabilidad relativa respecto a : a) tensión interfacial b) velocidad y c) número capilar.
- 1.3 Permeabilidades relativas en muestras heterogéneas.
- 1.4 Ajuste del comportamiento de producción por simulación.

## Capítulo 2

- 2.1 Presentación característica de las permeabilidades relativas para dos fluidos.
- 2.2 Presentación característica de las permeabilidades relativas para tres fluidos.
- 2.3 Esquema de la ley de Beer.
- 2.4 Principio del recorrido del objeto.
- 2.5 Generación de la matriz de atenuación de la sección.
- 2.6 Reconstrucción vertical y horizontal de un corte de varias secciones.
- 2.7 Diagrama presión-temperatura para un solo componente.
- 2.8 Diagrama presión-volumen para un solo componente.
- 2.9 Diagrama presión-temperatura para un sistema binario.
- 2.10 Diagrama presión-temperatura-composición para un sistema binario.
- 2.11 Comportamiento de fases para una muestra de gas natural y gasolina.
- 2.12 Isotermas en un diagrama presión-volumen.
- 2.13 Clasificación de yacimientos según su comportamiento de fases.

## Capítulo 3

- 3.1 Esquema de soporte y alcance del trabajo realizado.

## Capítulo 4

- 4.1 Sección transversal del sujetador de muestras.
- 4.2 Diagrama de la sección de manejo y control de fluidos.
- 4.3 Vista del Gantry y mesa de deslizamiento.
- 4.4 Comparación de una imagen homogénea y una heterogénea.

- 4.5 Diagrama de la cámara de montaje.
- 4.6 Diagrama del sistema de compresión de la muestra.
- 4.7 Diagrama de la sección de alimentación del gas.
- 4.8 Diagrama de la sección de presión diferencial.
- 4.9 Diagrama de la sección de monitoreo de producción.
- 4.10 Diagrama del porosímetro de volumen de poros.
- 4.11 Diagrama del capilarímetro aire-mercurio.

## Capítulo 5

- 5.1 Diagrama del sistema para elaborar la mezcla.
- 5.2 Diagrama del sistema utilizado en el desplazamiento.
- 5.3 Diagrama del módulo de contra presión.
- 5.4 Diagrama del separador de fases.

## Capítulo 7

- 7.1 Constantes de equilibrio para la muestra del pozo SINAN 101.
- 7.2 Comportamiento ajustado del condensado.
- 7.3 Comportamiento de la a) tensión interfacial, b) viscosidad y c) número capilar.
- 7.4 Efecto de la variación de composición en una mezcla C1-C3-nC10. Condensación.
- 7.5 Efecto de la variación de composición en una mezcla C1-C3-C10. Tensión Interfacial.
- 7.6 Efecto de la variación de composición en una mezcla C1-nC4-nC10. Condensación.
- 7.7 Volumen de condensación contra presión, muestra C1-C3-nC10.
- 7.8 Tensión interfacial contra presión, muestra C1-C3-nC10.
- 7.9 Comportamiento del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla C1-nC10.
- 7.10 Comportamiento del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla C1-nC7.
- 7.11 Derivada del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla a)C1-nC10 y b)C1-nC7 comparadas con la mezcla real de yacimiento.
- 7.12 Ajuste de Número Capilar para el C1-nC10.
- 7.13 Tomografía exploratoria de las muestras.
- 7.14 Tomografía de detalle muestra 11 del pozo SINAN DL1.
- 7.15 Dimensiones de la muestra y ubicación de secciones Tomográficas.
- 7.16 Distribución de la porosidad del fragmento.
- 7.17 Valores permeabilidad absoluta de la muestra @ 500 lb/pg<sup>2</sup> de confinamiento.
- 7.18 Valores del volumen poroso de la muestra.
- 7.19 Valores permeabilidad al gas de la muestra (vertical).

- 7.20 Valores permeabilidad absoluta al gas de la muestra (horizontal1).
- 7.21 Valores permeabilidad absoluta al gas de la muestra (horizontal2).
- 7.22 Curvas de presión capilar normalizada para el sistema C1-nC10.
- 7.23 Curva de calibración del manómetro de entrada.
- 7.24 Gasto de gas producido en las dos pruebas N2-metanol.
- 7.25 Volumen de metanol producido durante la 2a. prueba, N2-metanol.
- 7.26 Caída de presión durante la segunda prueba, N2-metanol.
- 7.27 Gasto de gas producido durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.
- 7.28 Producción de líquido durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.
- 7.29 Caída de presión durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.
- 7.30 Malla y dimensiones del sistema simulado.
- 7.31 Permeabilidades relativas utilizadas en la corrida base.
- 7.32 Resultados de la corrida base (hasta t=1 hora).
- 7.33 Permeabilidades relativas resultado del ajuste.
- 7.34 Resultados de la corrida de ajuste durante toda la prueba para el volumen de líquido producido.
- 7.35 Resultados de la corrida de ajuste durante toda la prueba para la caída de presión.



## Capítulo 3

- 3.1 Análisis de la bibliografía en cuanto a experimentación en laboratorio.
- 3.2 Análisis de la bibliografía base respecto al manejo de fluidos tipo gas y condensado.

## Capítulo 7

- 7.1 Características del Yacimiento SINÁN.
- 7.2 Composición experimental y de ajuste de la mezcla de yacimiento.
- 7.3 Comportamiento del número capilar por unidad de velocidad para la mezcla de yacimiento (ajustada con ecuación de estado).
- 7.4 Datos del comportamiento de la envolvente de fase para una mezcla C1-nC5-C9.
- 7.5 Valores de densidad y viscosidad de las fases para diferentes composiciones. Mezcla C1-nC10.
- 7.6 Ajuste del número capilar y rango de presiones.
- 7.7 Material disponible para el estudio.
- 7.8 Coeficientes de linealización en la calibración de las muestras del campo SINAN.
- 7.9 Valores de números CT y cálculo de porosidad por sección.
- 7.10 Valores de caída de presión y cálculo de permeabilidad para cada gasto.
- 7.11 Propiedades de la muestra a las condiciones del experimento considerando 5000 lb/pg<sup>2</sup> de confinamiento.
- 7.12 Resultados de la curva de calibración del capilarímetro de mercurio.
- 7.13 Resultados molares del rastreo a detalle de la mezcla C1-nC10.
- 7.14 Análisis volumétrico-molar de la mezcla en fase líquido y fase vapor.
- 7.15 Comparación de resultados de presión y volúmenes en la preparación de las mezclas.
- 7.16 Principales controles utilizados para la simulación.

# 1

## INTRODUCCIÓN

---

El análisis de las permeabilidades relativas ha sido ampliamente estudiado en medios porosos "homogéneos" (sistema poroso primario), es decir medios que presentan uniformidad en la ocurrencia del arreglo y acomodo de los granos, característicos básicamente de los yacimientos que se encuentran en formaciones compuestas por areniscas. Sin embargo, los yacimientos también ocurren en formaciones carbonatadas las cuales se caracterizan por la alta heterogeneidad, es decir, ocurrencia de fracturas y cavernas (sistema poroso secundario).

Estudiando este tipo de formaciones se ha encontrado que la presencia de fracturas y/o cavernas, ocasiona que las teorías desarrolladas para evaluar el comportamiento de flujo en medios "homogéneos" sea representativa de las formaciones altamente heterogéneas sólo bajo ciertas condiciones particulares, ya que su comportamiento es diferente y los métodos convencionales no pueden ser utilizados directamente para la caracterización de este tipo de medios.

De las mediciones de permeabilidad relativa en estos medios, se ha observado un comportamiento característico que sugiere la existencia de zonas en las cuales se presentan cambios en la saturación, y que sin embargo, no reflejan un gran cambio en la permeabilidad relativa, como ocurre comúnmente en los medios homogéneos.

Debido a lo anterior, para estimar las permeabilidades relativas en este tipo de medios, se ha aplicado una técnica de simulación detallada por medio del ajuste de los resultados de producción que se obtienen del desplazamiento en el laboratorio. Esta

metodología se ha utilizado estudiando el flujo de aceite y agua proporcionando buenos resultados.

Debido a que cada vez se perforan pozos más profundos, la tendencia de los nuevos descubrimientos es a encontrar yacimientos de gas y gas y condensado.

En los yacimientos de gas y condensado el fenómeno de condensación retrógrada, cuando la presión del sistema se encuentra por abajo de la presión de rocío, repercute en el comportamiento del flujo de los fluidos en el medio poroso, debido a que dicho fenómeno ocasiona, por una parte, cambios composicionales que generan variaciones de tensión interfacial entre las fases y por otra, reducción de la permeabilidad relativa al gas en conjunción con un incremento en la saturación de la fase líquida, generando empobrecimiento de la producción de gas (decremento en la productividad del pozo) y un incremento de la saturación residual de aceite en el yacimiento.

En particular, el flujo de fluidos del tipo gas y condensado presenta un interés especial ya que, debido a la naturaleza del comportamiento de fases caracterizado por la condensación retrógrada de líquido, propicia, durante el abatimiento de presión, tres condiciones de flujo; primera, monofásico de gas a composición constante, donde se tengan presiones por arriba de la presión de rocío; segunda, monofásico de gas a composición variable, donde se tenga presión menor a la de rocío y saturación del condensado menor al valor crítico y; tercera, bifásico de gas-condensado donde se esté por abajo de la presión de rocío y la saturación del condensado sea mayor a la crítica. El ejemplo más común para evidenciar estas zonas es el área de influencia de un pozo productor cuya presión en el radio de drene es mayor a la presión de rocío, la figura 1.1a muestra la ubicación de estas zonas y la 1.1b su correspondencia en la gráfica de permeabilidades relativas, sin embargo estas condiciones de flujo no se dan sólo a nivel de pozo ya que se presentan también cuando la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión de rocío.

Debido a estas razones, el comportamiento de las permeabilidades relativas con este tipo de fluidos no puede ser considerado como constante, ya que éstas son

función del número capilar y varían cuando se presentan o cambios en las propiedades de los fluidos, como la viscosidad y la tensión interfacial, o cambios de velocidad.

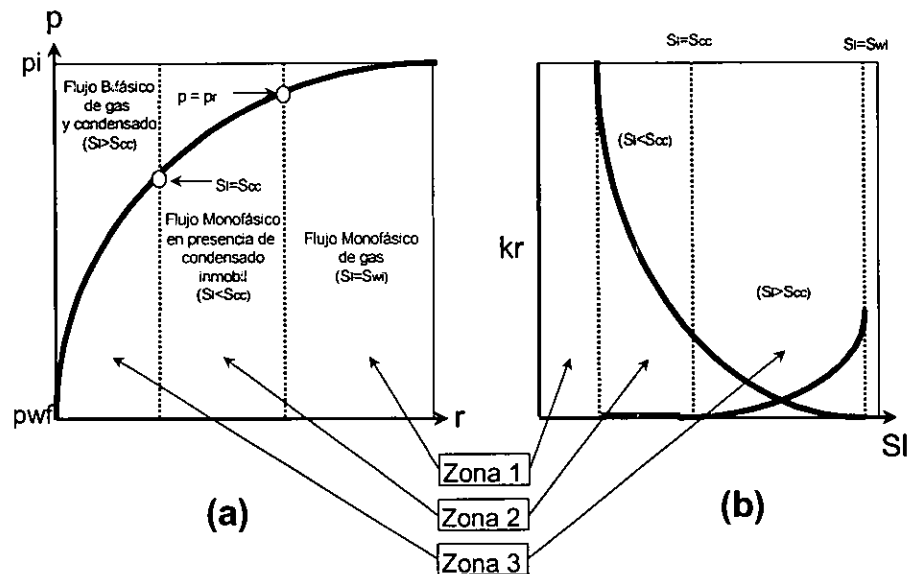


Figura 1.1.- a) Zonas en el área de influencia del pozo. b) Condiciones de flujo con fluidos gas-condensado.

En la figura 1.2 se presenta cualitativamente la variación que se presenta respecto a la tensión interfacial (a), respecto a la velocidad (b) y respecto al número capilar.

En los estudios de laboratorio, la tomografía computarizada de rayos X, técnica relativamente nueva, permite por un lado, hacer la evaluación espacial de la porosidad, parámetro fundamental en la caracterización de las muestras, como parte fundamental para la simulación detallada, y por otro visualizar los perfiles de flujo, mediante la evaluación espacial de la saturación de los fluidos en condiciones dinámicas, durante los desplazamientos realizados en el laboratorio. Esta técnica se ha aplicado en la experimentación de laboratorio con resultados extraordinarios en la conceptualización de los fenómenos estudiados.

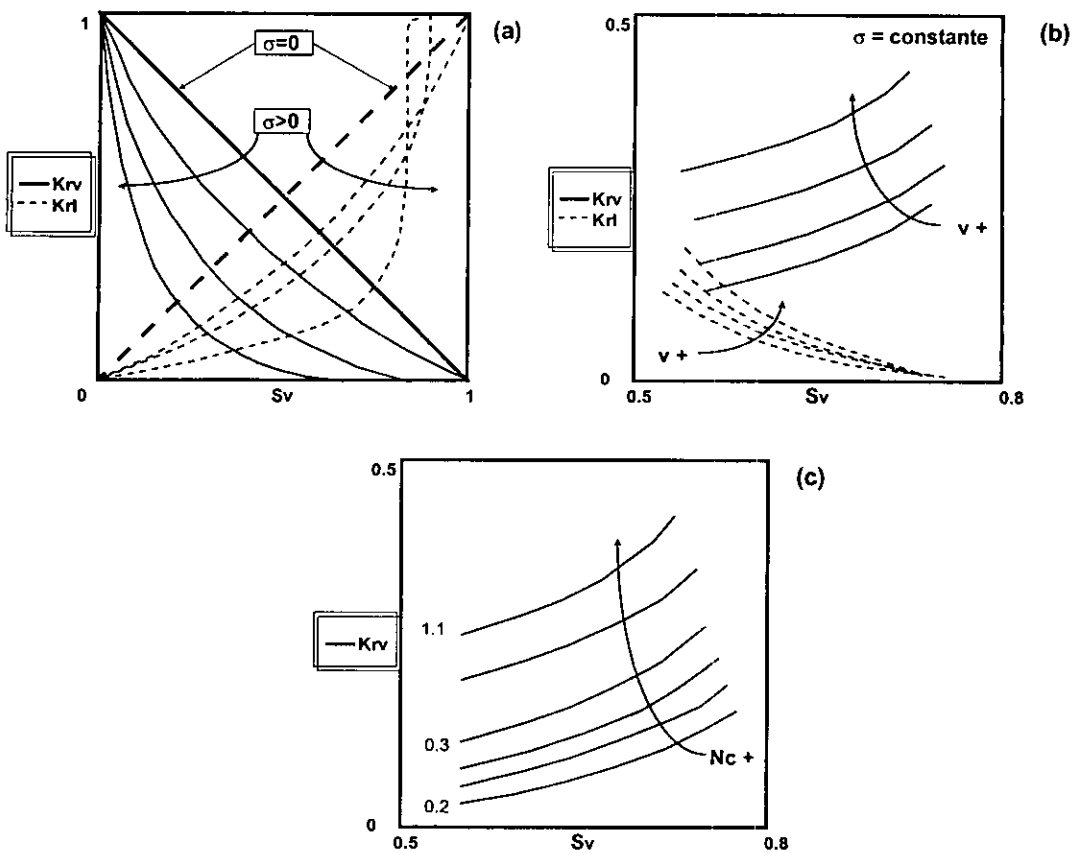


Figura 1.2.- Variaciones de permeabilidad relativa respecto a : a) tensión interfacial b) velocidad y c) número capilar.

Por tal motivo, es relevante evaluar las permeabilidades relativas mediante estudios de laboratorio lo más representativos de las condiciones reales del yacimiento y obtener un ajuste "preciso" y práctico de dichas curvas. Sin embargo, se ha demostrado que los efectos de frontera y de velocidad en las pruebas de laboratorio, aunados a la heterogeneidad de las muestras, afecta en gran medida el comportamiento del flujo (rompimientos de la fase líquida a tiempos muy cortos, entre otros), incidiendo en trayectorias anómalas en las curvas de permeabilidades relativas cuando se aplican técnicas convencionales a los resultados obtenidos en laboratorio.

Otra técnica utilizada exitosamente es la determinación de las curvas de permeabilidad relativa utilizando simuladores numéricos para lograr un ajuste de la

historia de producción obtenida durante el desplazamiento en el laboratorio. En la figura 1.3, se presenta un ejemplo del comportamiento anormal obtenido al aplicar alguna metodología convencional comparado con curvas características obtenidas con un simulador al realizar el ajuste de producción mostrado en la figura 1.4.

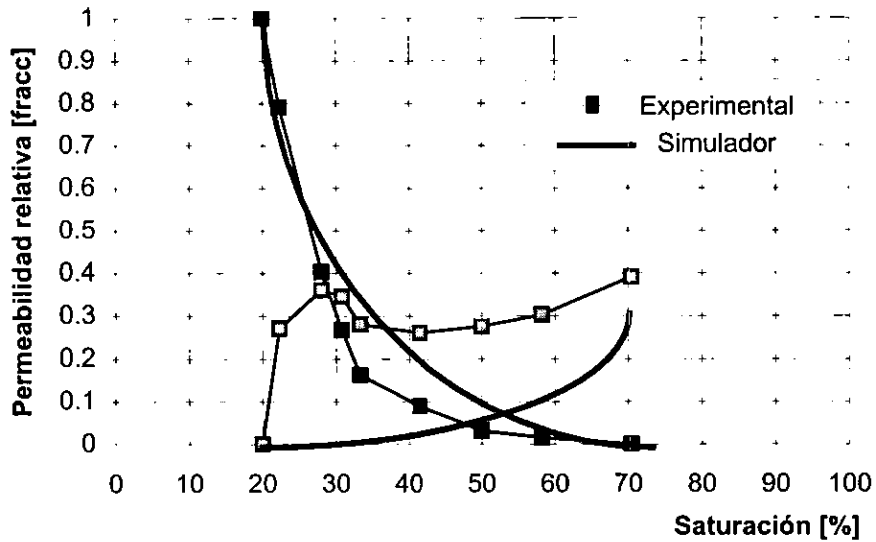


Figura 1.3.- Permeabilidades relativas en muestras heterogéneas.

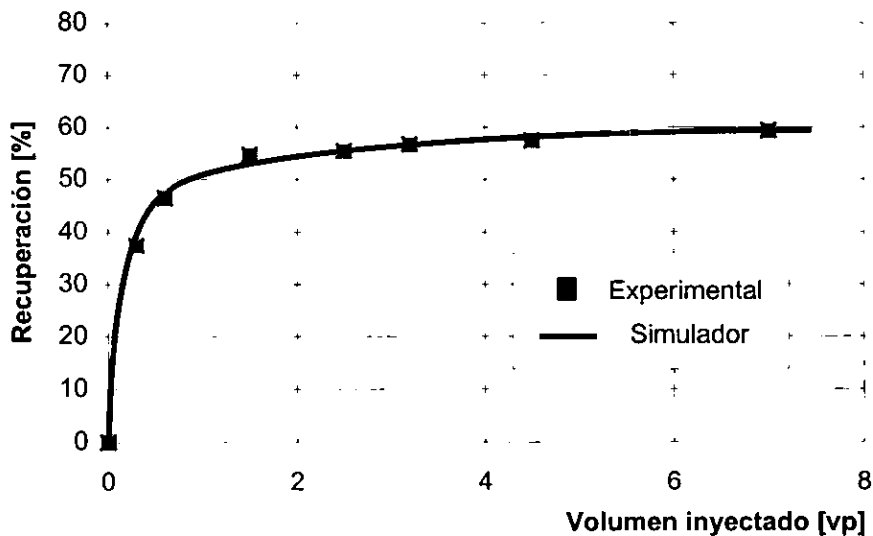


Figura 1.4.- Ajuste del comportamiento de producción por simulación detallada.

Basado en las cuestiones antes mencionadas, el tema de tesis se centra en realizar un estudio del flujo de fluidos en yacimientos de gas y condensado en condiciones representativas de los fluidos reales, mediante la evaluación de las permeabilidades relativas en muestras heterogéneas y con fluidos equivalentes, aplicando simulación composicional detallada que permita el ajuste de los datos obtenidos de la experimentación. Adicionalmente, el trabajo realizado permite conjuntar la experiencia y equipos que se tienen en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y el Instituto Mexicano del Petróleo.

El presente documento comprende, en el capítulo primero, la introducción y el contexto del tema abordado. En el segundo capítulo se presentan los conceptos previos relacionados con el tema de una manera breve, sin embargo, el documento incluye la lista de referencias que permiten al lector dar seguimiento a algún tema de interés. En el tercero, se presenta el análisis de la bibliografía básica consultada en cuanto a la determinación de las permeabilidades relativas en los yacimientos con fluidos del tipo gas y condensado, incluyéndose tablas de análisis enfocadas al manejo de los fluidos, al tipo de muestras utilizadas y a las metodologías experimentales aplicadas.

El capítulo cuatro presenta lo relacionado con la caracterización tanto de los fluidos como de la muestra, así como el ajuste de las condiciones de la prueba para obtener resultados representativos de las condiciones del yacimiento, parte fundamental en el estudio de este tipo de fluidos. En el capítulo cinco se presenta la descripción y calibración del equipo utilizado, así como la metodología experimental empleada en los desplazamientos. El capítulo seis presenta las características del simulador utilizado y la metodología de ajuste.

Los resultados del estudio, tanto de la caracterización de la muestra y los fluidos, así como los obtenidos durante la experimentación y al ajuste realizado con la simulación detallada, son presentados en el capítulo siete. El capítulo ocho contiene las conclusiones del trabajo realizado y las recomendaciones al respecto.

# 2

## CONCEPTOS PREVIOS

---

### Tensión Interfacial

La tensión interfacial se define como la energía libre que existe en una superficie específica cuando están en contacto dos fases que tienen diferente composición. Esta puede determinarse por medio de correlaciones o por medio de mediciones en laboratorio.

Para el caso de las correlaciones, y en especial para mezclas binarias, la que proporciona mejores resultados es la desarrollada por Weinaug y Katz (1943), modificada por Houg y Stegemeier (1961), conocida como el método de Parachors dada por la siguiente expresión:

$$\sigma = \left\{ \frac{1}{62.43} \left( P_1 \left[ \frac{x_1}{V_L} - \frac{y_1}{V_V} \right] + P_2 \left[ \frac{x_2}{V_L} - \frac{y_2}{V_V} \right] \right) \right\}^K \quad (2.1)$$

donde:

- $\sigma$ .- tensión interfacial [dinas/cm]
- $x_1, x_2$ .- fracción molar en la fase líquida
- $P_1, P_2$ .- factor Parachor del componente
- $y_1, y_2$ .- fracción molar en la fase vapor
- $V_L, V_V$ .- volúmenes molares [pie<sup>3</sup>/lb-mol]
- $K$ .- exponente de relación



subíndices:

- 1.- primer componente
- 2.- segundo componente
- L.- fase líquido
- V.- fase vapor

Los valores de  $P_1$ ,  $P_2$  y  $K$  se han determinado experimentalmente para un amplio rango de mezclas binarias y los cuales han sido publicados en la literatura.

Así, la tensión interfacial puede ser estimada para cualquier presión y temperatura, conocidas las fracciones y los volúmenes molares de las fases líquida y gaseosa de una forma práctica y confiable.

### **Número Capilar**

Siempre que existan fluidos del tipo gas y condensado en un medio poroso y se requiera evaluar las permeabilidades relativas, se debe considerar un concepto relevante :el Número Capilar.

El número capilar es una variable adimensional que representa la relación entre las fuerzas viscosas y capilares existente cuando un fluido se encuentra en movimiento, para lo cual tenemos la siguiente expresión:

$$Ca = \frac{v\mu}{3.6 \times 10^5 \sigma} \quad (2.2)$$

donde:

- Ca.- número capilar [adim] (sólo para los fluidos).
- v.- velocidad del fluido, [m/seg]
- $\sigma$ .- tensión interfacial [mN/m]
- $\mu$ .- viscosidad del fluido [cp]

Para estudios en laboratorio, Dullien, (1992) propone una expresión en la que, además de los fluidos, se considera también el tamaño de la muestra dada por:

$$N_c = 5509.687 \cdot C_a \cdot L \cdot p^* \quad (2.3)$$

donde:

- N<sub>c</sub>- número capilar [adim]
- L.- longitud de la muestra [cm]
- p\*.- presión de entrada del mercurio en capilarímetro [Atm]

### Permeabilidades relativas

En todo proceso relacionado con el comportamiento de flujo de fluidos en un medio poroso, se tiene involucrado el término *permeabilidad*.

Esta propiedad del medio poroso se cuantifica con base en una unidad denotada con el nombre de darcy (D). Se tiene la equivalencia de 1 D si 1 cm<sup>3</sup>/seg de fluido, con una viscosidad de 1 cp, fluye a través de una área de 1 cm<sup>2</sup> de sección transversal de roca con un gradiente de presión de 1 Atm/cm. De esta forma 1 Darcy queda definido por la expresión siguiente:

$$[1D] = \frac{\left[ \frac{1\text{cm}^3}{\text{seg}} \right] \cdot [1\text{cp}]}{[1\text{cm}^2] \cdot [1\text{atm}]}$$

La permeabilidad representa la facilidad con que uno o varios fluidos pueden pasar a través del medio poroso referida ésta a la saturación de los mismos.

En las condiciones de flujo en que exista un solo fluido, el cual satura 100% el espacio poroso, se define a la permeabilidad como *permeabilidad absoluta* del medio poroso.

Si existen dos o tres fluidos en los poros, saturaciones menores al 100% para cada uno de ellos, se define a la *permeabilidad efectiva* de cada fluido en cuestión.

Para relacionar el flujo a través de un medio poroso de dos o tres fluidos en movimiento (gas y aceite, gas y agua, agua y aceite o aceite, gas y agua), se define a la *permeabilidad relativa* de los fluidos establecida por el cociente de la permeabilidad efectiva, a una saturación dada, y una permeabilidad base. Craig, (1982) menciona que generalmente se tiene alguna de las siguientes tres permeabilidades base: la absoluta al aire; la absoluta al agua; o la efectiva al aceite en presencia de saturación de agua congénita.

La relación entre estos tres parámetros está dada por:

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k} \quad (2.4)$$

donde:

- $k_{rf}$  .- permeabilidad relativa al fluido. Gas, aceite o agua. [fracc]
- $k_f$  .- permeabilidad efectiva al fluido. Gas, aceite o agua [D]
- $k$  .- permeabilidad base del medio poroso [D]

Las permeabilidades relativas son el indicador del resultado de la competencia de las fuerzas que actúan en el movimiento de los fluidos presentes en el medio poroso; por tal motivo la permeabilidad relativa indica inmovilidad del fluido para un valor de 0 o movilidad para valores mayores a 0, el valor máximo de la permeabilidad relativa es la unidad si se considera que el valor de  $k_f$ , de alguno de los fluidos, sea el valor de la permeabilidad base ( $k$ ).

La forma característica y presentación de este tipo de relaciones se muestra en la figura 2.1 para dos fluidos, y en la figura 2.2 para tres.

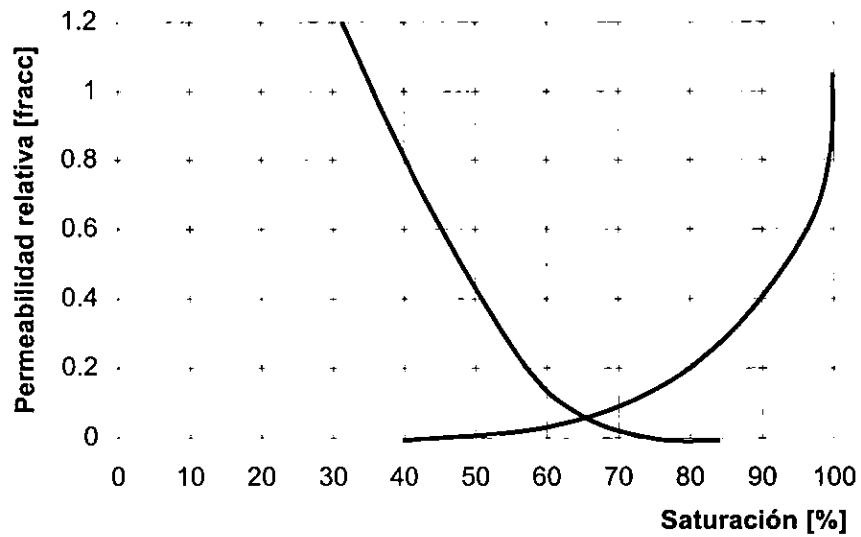


Fig. 2.1 .- Presentación característica de las Permeabilidades Relativas para dos fluidos.

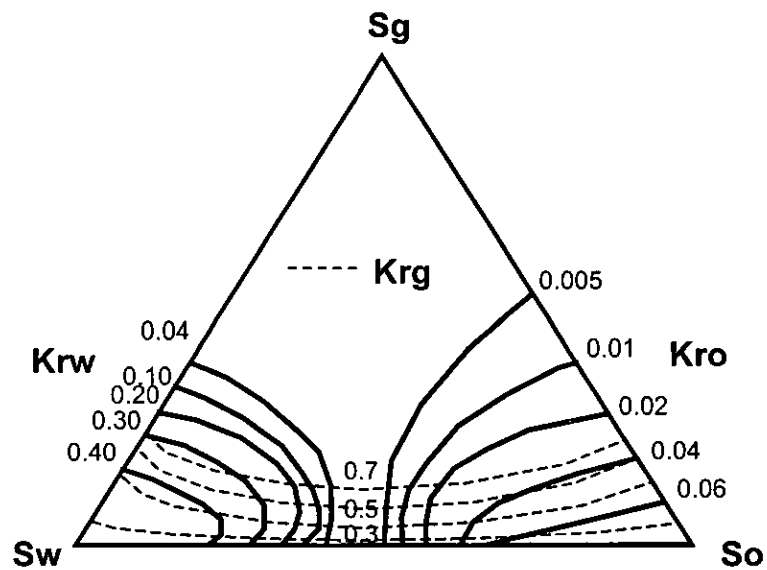


Fig. 2.2 .- Presentación característica de las Permeabilidades Relativas para tres fluidos.

## Tomografía Computarizada de Rayos X.

La técnica de visualización y caracterización detallada del interior de un objeto por medio de la tomografía computarizada de rayos X surge en la década de los 70's, por lo cual es considerada como una técnica relativamente nueva. Por este motivo se procederá a hacer una descripción breve del origen de la misma, el principio de medición del equipo, la generación de imágenes tomográficas y las aplicaciones de esta nueva técnica dentro de la ingeniería de yacimientos.

### Origen :

La tomografía computarizada de rayos X surge en 1972, cuando el Dr. Hounsfield, en Inglaterra, revoluciona la radiología médica al producir imágenes anatómicas de extraordinaria precisión y detalle clínico dando a conocer una nueva técnica de rastreo radiológico. Dicha aportación tecnológica hace que en 1979 el Dr. Hounsfield reciba el premio Nobel de Medicina.

Si comparamos la radiología convencional con la tomografía tendremos un mejor entendimiento de la aportación del Dr. Hounsfield.

Las imágenes radiológicas convencionales generan una imagen frontal del objeto considerando sólo un plano de visión. Debido a esto se presentan sombras a través de toda la materia irradiada, mismas que quedan superpuestas unas a otras en la imagen o placa final obtenida conocida como radiografía.

Por el lado de la tomografía computarizada, los equipos, comúnmente conocidos como "scanners", generan una imagen de la sección transversal obtenida con diferentes ángulos de visión. La reconstrucción de la imagen final se obtiene utilizando una computadora, aplicando un algoritmo de proyección regresiva. La imagen final puede ser analizada en un monitor o bien imprimirse en papel, o aún almacenarse en disco para manejos posteriores.

La precisión o resolución de los equipos de tomografía de rayos X permite detectar los cambios de las características atómicas o másicas de los materiales hasta de un 0.1% en áreas de 2 mm<sup>2</sup> o menores, según el equipo utilizado.

### Principio de Medición

El tipo de ondas al que pertenecen los rayos X son las electromagnéticas las cuales se rigen por la ley de Beer. Esta ley define el comportamiento de la intensidad de la onda al pasar el rayo a través de la materia que cruza, expresándose en la forma siguiente:

$$\frac{I}{I_0} = e^{(-\mu \cdot d)} \quad (2.5)$$

donde:

- I .- Intensidad de la onda después de pasar a través del objeto [Kv]
- I<sub>0</sub>.- Intensidad de la onda antes de pasar por el objeto [Kv]
- μ.- coeficiente de atenuación de la onda [1/cm]
- d .- espesor del objeto [cm]

La figura 2.3 muestra esquemáticamente este efecto.

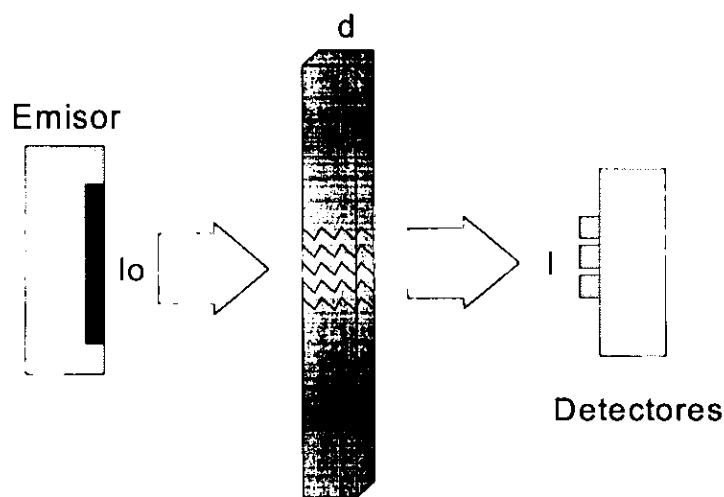


Fig. 2.3 .- Esquema de la ley de Beer.

Se ha observado que el coeficiente de atenuación  $\mu$  es función de dos efectos radiológicos: el efecto Compton, asociado a la densidad de la materia, y el efecto fotoeléctrico, asociado a la composición atómica de la materia, los cuales se relacionan mediante la expresión siguiente:

$$\mu = a \cdot \rho + b \cdot \rho \cdot Z^{3.8} / E^{3.2} \quad (2.6)$$

donde:

- a .- coeficiente Klein-Nishina
- b, E .- constantes
- $\rho$ .- densidad del material [mg/cm<sup>3</sup>]
- Z .- número atómico

Del estudio del comportamiento de estas ondas, bajo distintos niveles de intensidad de los rayos X, se ha encontrado que para niveles de intensidad por arriba de los 100 Kv, el coeficiente de atenuación es directamente proporcional a la densidad del material que cruza, y que el término asociado a la composición atómica de la ecuación 2.6 puede ser despreciado.

Asimismo, para niveles de intensidad por abajo de los 100 Kv , el coeficiente de atenuación depende exclusivamente de la composición atómica del material.

Bajo estas consideraciones es posible seleccionar el tipo de imágenes representativas a generar, ya sean imágenes de la variación de densidad o masa del objeto, o imágenes de la variación atómica.

### Generación de imágenes

La técnica consiste en recorrer angularmente la periferia del objeto sobre la sección para la que se requiere reconstruir la imagen interna. Se utiliza una fuente emisora por un extremo del objeto y un sistema detector por el otro, tal como lo muestra la figura 2.4. Al realizar el recorrido, la fuente emisora de rayos X se activa emitiendo hacia el

objeto el rayo X con la intensidad seleccionada, menor a 100 Kv o mayor, dependiendo del tipo de imagen a generar.

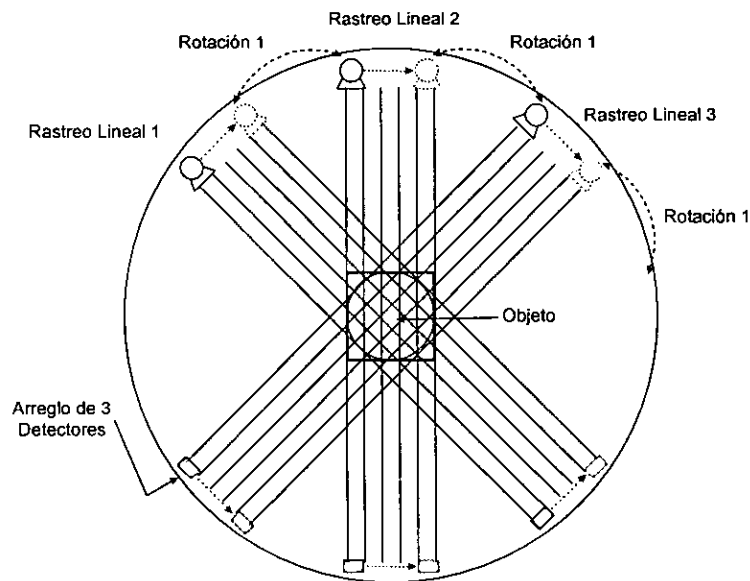


Fig. 2.4.- Principio de recorrido del objeto.

La atenuación del rayo ocasionada por pasar a través del objeto es captada en el otro extremo por el sistema de detectores.

Una vez terminado el recorrido angular, en una sección determinada, es posible desplazar longitudinalmente el objeto para generar la información de una nueva sección.

Con base en la información obtenida por el sistema de detectores y la intensidad del rayo utilizada durante el rastreo, la computadora del equipo utiliza un algoritmo de reconstrucción regresiva aplicado a la ecuación 2.6 para determinar, en forma digital, el valor del coeficiente de atenuación del rayo. Los coeficientes del interior del objeto quedan asociados a una matriz de  $n \times n$  pixeles, donde  $n$  es función de la resolución del equipo en cuestión. La figura 2.5 muestra este concepto.



### Secciones de la Muestra

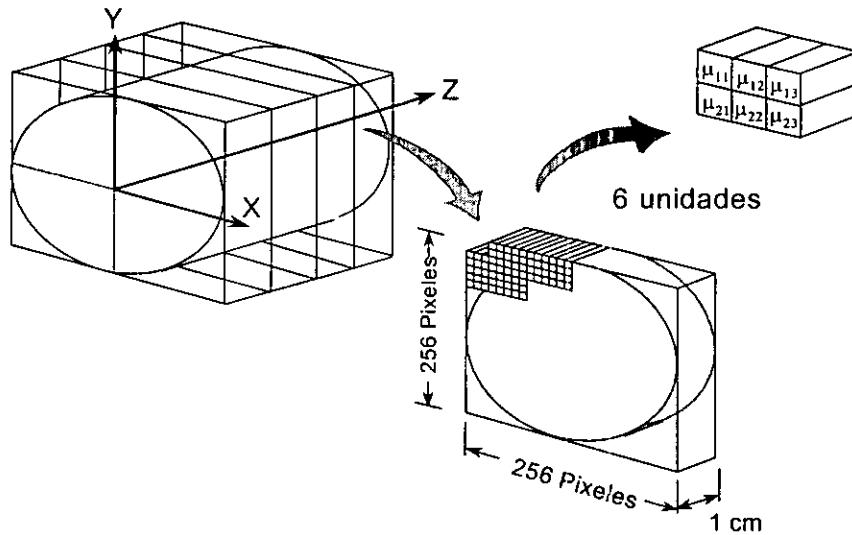


Fig. 2.5.- Generación de la matriz de atenuación de la sección.

Al tener varias secciones en forma secuencial del objeto es posible realizar el procesamiento de las imágenes tomográficas para obtener cortes tanto horizontales como verticales del mismo, figura 2.6.

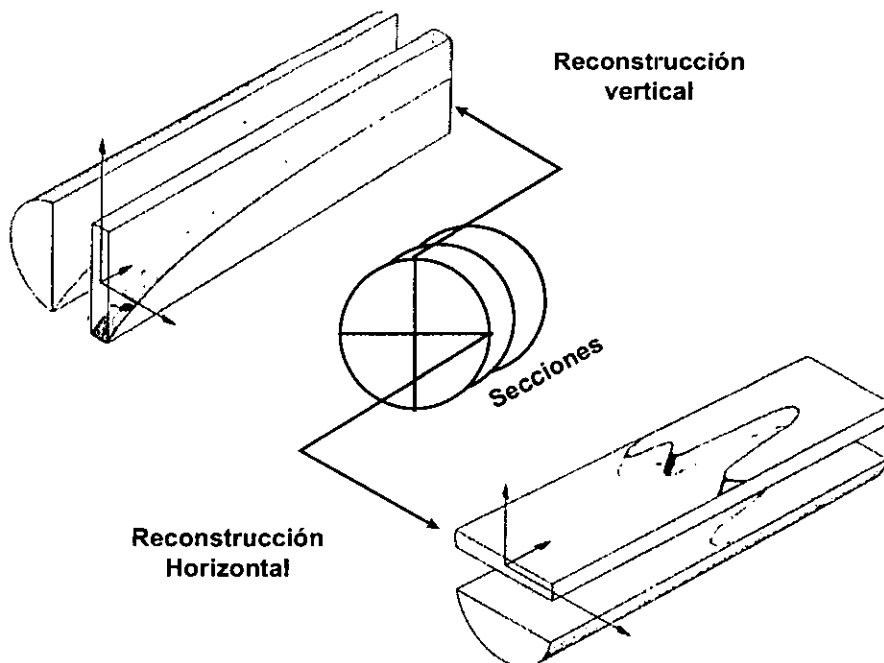


Fig.2.6.- Reconstrucción vertical y horizontal de un corte de varias secciones.

## Aplicaciones

Una de las ventajas que ofrece esta técnica es la de obtener, en forma precisa y no destructiva, una imagen del interior de un objeto. Con esta ventaja el análisis del comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos y la caracterización de muestras en los estudios de laboratorio, se ha beneficiado grandemente. A continuación se presentan las aplicaciones directas más relevantes.

- Caracterización de núcleos.
- Análisis estadístico de escala.
- Evaluación de las condiciones de muestreo de núcleos.
- Correlación de núcleos y registros de pozo.
- Selección y manejo de muestras para diseñar planes de corte.
- Complemento de la técnica de resonancia magnética nuclear.

Y mediante el manejo de procedimientos de laboratorio sobre las muestras:

- Evaluación espacial de porosidad.
- Evaluación espacial de la saturación de uno, dos o tres fluidos.
- Ajuste de modelos numéricos con pruebas de laboratorio.

Mediante la evaluación espacial de porosidad es posible obtener, en los estudios de caracterización, evaluaciones de porosidad primaria y secundaria, alineaciones y volúmenes de cavernas, es decir, la caracterización detallada de las muestras que se utilicen en el laboratorio.

Respecto a la evaluación espacial de la saturación, es posible obtener los perfiles de flujo en cualquier zona de la muestra, herramienta de gran utilidad en el ajuste de los modelos numéricos al realizar experimentación en procesos de desplazamiento en medios porosos.

En resumen, la ventaja más importante que ofrece esta técnica en la ingeniería de yacimientos es tener mayor y mejor conceptualización de los fenómenos físicos a

través de la visualización del medio y de los procesos que ocurren internamente en las muestras.

### Fluidos tipo Gas y Condensado

Para comprender las características generales del comportamiento de los fluidos tipo gas y condensado se definirán los conceptos relacionados al comportamiento de fase en los sistemas multicomponentes así como la clasificación de los tipos de fluidos de yacimiento de acuerdo a su diagrama de fases.

#### Comportamiento de fases

El comportamiento de fases se discute presentando primero, el comportamiento de un componente puro, después el del sistema binario y por último el de uno multicomponente.

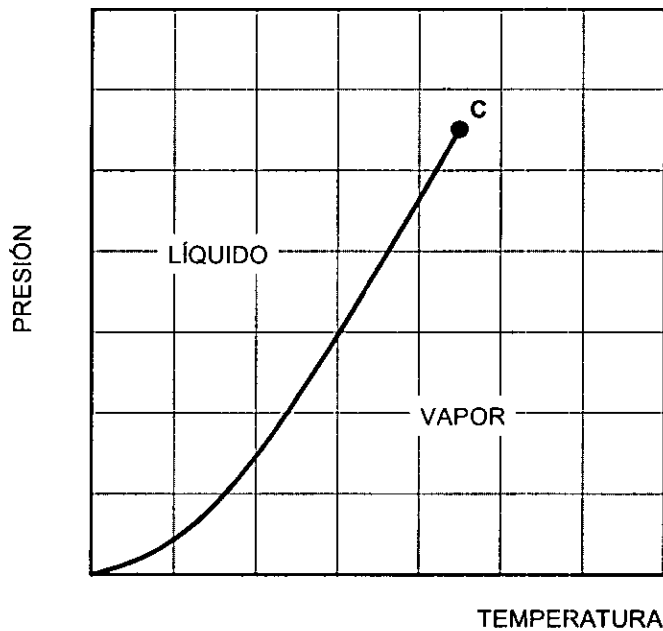


Fig. 2.7.- Diagrama presión-temperatura para un solo componente.

### Componente puro.

Una sección del diagrama presión-temperatura del comportamiento termodinámico de una sustancia pura se presenta en la figura 2.7. Como observamos el diagrama relaciona el estado físico del componente a una presión y temperatura dadas. Los puntos relevantes a definir son: la región de vapor, la región de líquido, la curva de equilibrio y el punto crítico.

Cuando nos desplazamos sobre la curva de equilibrio, mostrada con línea continua, significa que a la presión y temperatura dadas coexisten en equilibrio tanto el vapor como el líquido; si a la presión y temperatura dadas estamos fuera de la curva de equilibrio existe una sola fase, líquido o vapor, dando como resultado a la región de vapor, por debajo de la curva de equilibrio, y a la región de líquido, por arriba de la curva de equilibrio.

La curva de equilibrio muestra en su parte terminal un punto de presión y temperatura críticas,  $p_c$  y  $T_c$  respectivamente, conocido como punto crítico. Para un componente puro la presión crítica se define como la presión por arriba de la cual el vapor y el líquido no pueden coexistir en equilibrio, asimismo, la temperatura crítica se define como la máxima temperatura a la cual existen las dos fases.

Una sección del diagrama presión-volumen, para un componente puro, se muestra en la figura 2.8. Los puntos relevantes a definir son; la región de equilibrio, las isothermas, la curva de saturación de líquido, la curva de saturación de vapor (rocío) y el punto crítico. El área por debajo de la curva continua representa la zona en la cual las dos fases se encuentran en equilibrio conocida como región de equilibrio. Si nos desplazamos por una isoterma, mostrada con línea punteada, a la derecha de esta zona de equilibrio el componente se presenta como vapor, a la izquierda como líquido. El punto crítico queda definido a la presión y temperaturas críticas. La curva comprendida entre el punto crítico y la región de líquido se define como curva de saturación de líquido, a la curva entre el punto crítico y la región de vapor, curva de saturación de vapor o de rocío.

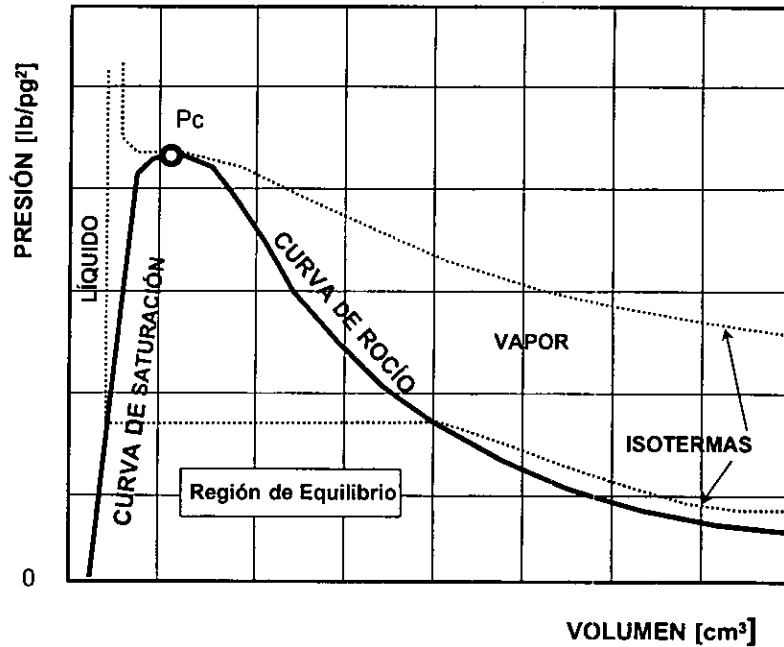


Fig. 2.8.- Diagrama presión-volumen para un solo componente.

### Sistema binario

El comportamiento de fase de los sistemas binarios es diferente y un poco más complejo que el de los componentes puros. Las dos principales diferencias son: primero, la relación presión-temperatura no puede representarse mediante una curva única de equilibrio, y segundo, las definiciones de presión y temperatura críticas son diferentes.

En la figura 2.9 se presenta el diagrama presión-temperatura característico de un sistema binario. Los puntos relevantes a definir son: región de dos fases, región de fase líquida, región de fase vapor, curva de burbuja, curva de rocío, cricondenterma, cricondenbara y punto crítico.

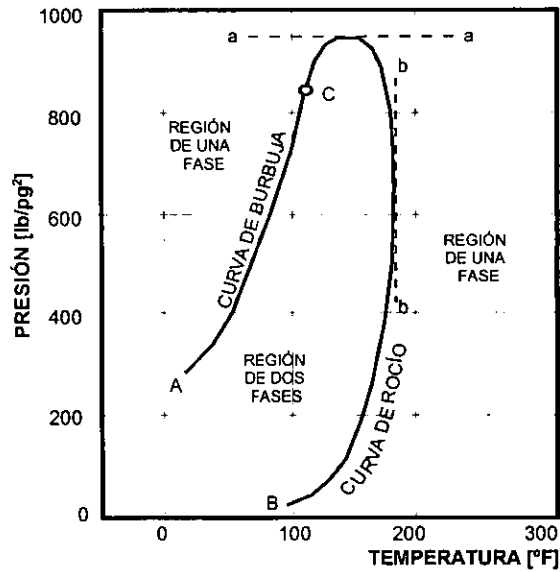


Fig. 2.9.- Diagrama presión-temperatura para un sistema binario.

Como se observa en la figura, la forma que toma el diagrama es el de una envoltente entre las regiones de *fase líquida*, a la izquierda, y *fase vapor*, a la derecha. El área dentro de la envoltente define la región de equilibrio para las dos fases, conocida como la *región de dos fases*. Fuera de esta envoltente sólo puede existir una fase.

La línea punteada aa define la presión máxima a la cual coexisten dos fases; a esta presión se le denomina *cricondenbara*. La línea bb define la máxima temperatura a la cual coexisten dos fases, definida como *cricondenterma*.

La línea AC, define la curva sobre la cual, para una presión y temperaturas dadas surge la primera burbuja de vapor, la cual es conocida como *curva de burbuja*. Por otra parte la línea BC define la curva sobre la cual aparece la primera gota de líquido,

conocida como *curva de rocío*.

El punto C es el *punto crítico* del sistema y define a la presión y temperatura críticas.

La definición de presión y temperatura críticas debe considerarse como la presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas, tanto de la fase líquida como la fase vapor, son idénticas. Dichas propiedades son independientes de la cantidad de materia, como son la presión, la temperatura, la densidad, la viscosidad, entre otras.

La figura 2.10 muestra las diferentes formas que adquiere un diagrama presión-temperatura en función de la composición del sistema. Como se observa, los valores de presión y temperatura que definen el punto crítico, la cricondenbara y la cricondenterma, así como la forma de la región de dos fases son función de la composición del sistema.

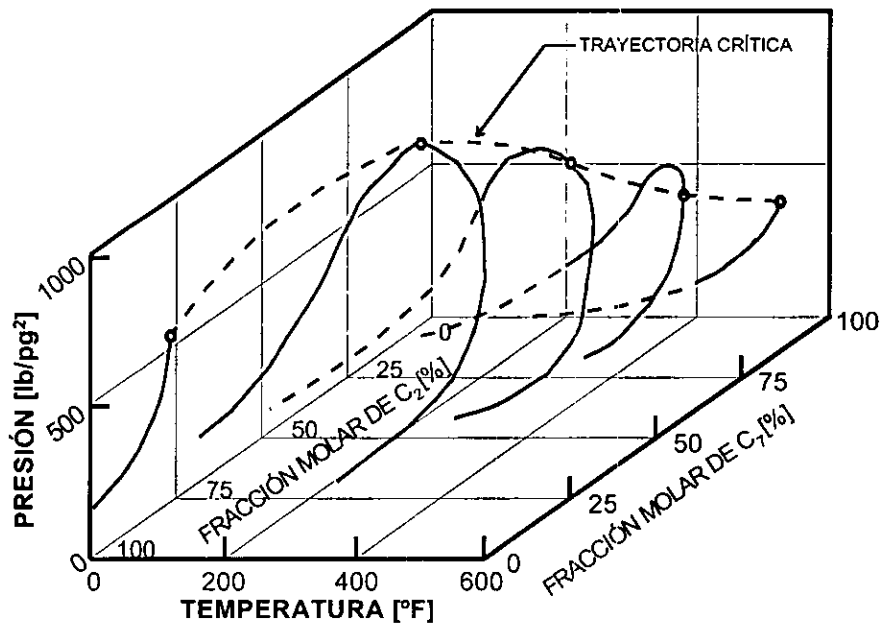


Fig. 2.10 .- Diagrama presión-temperatura-composición para un sistema binario.

## Sistema multicomponente

El comportamiento de fase de un sistema multicomponente es similar al de un sistema binario; sin embargo, la caracterización de la mezcla y el estudio de la variación de composición es mucho más compleja. Es decir, la forma de la envolvente de fase para una mezcla multicomponente es similar a la del sistema binario; las curvas de burbujeo y rocío convergen en un punto terminal estableciendo las condiciones críticas de la mezcla. La figura 2.11 muestra el diagrama de fases de una mezcla de gas natural y gasolina presentada por Katz y Kurata(1940) (sistema multicomponente) característico de una mezcla de hidrocarburos. En forma general podemos considerar que las condiciones críticas de un sistema binario son menores que las encontradas en sistemas multicomponentes.

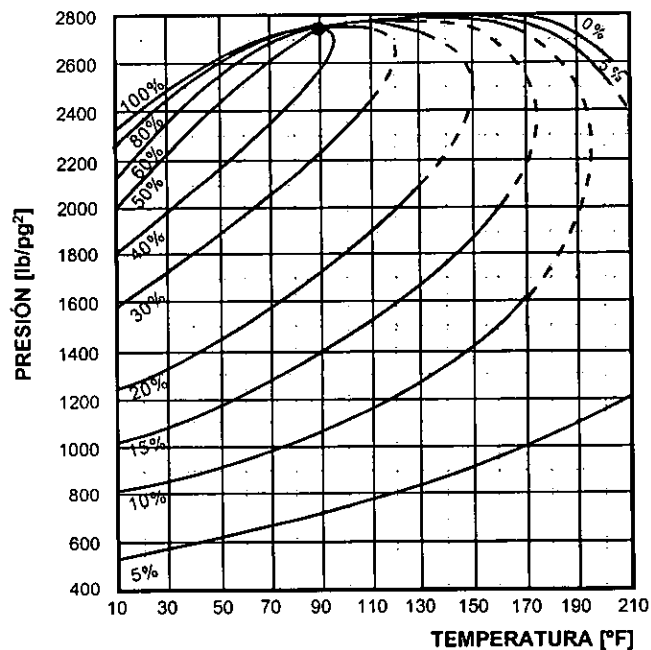


Fig. 2.11 .- Comportamiento de fases para una muestra de gas natural y gasolina.



## Ecuación de Estado

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona a la presión con la temperatura y el volumen (PVT).

Para un gas ideal la ecuación de estado que representa su comportamiento PVT es conocida como "ley de los gases ideales" y su expresión es la siguiente

$$pV = nRT \quad (2.7)$$

donde:

p .-	presión [lb/pg <sup>2</sup> ]
V .-	volumen [pie <sup>3</sup> ]
R .-	constante universal de los gases [10.73, (lb/pg <sup>2</sup> pie <sup>3</sup> )/(mole-lb °R)]
T .-	temperatura [°R]
n .-	número de moles [moles-lb]

esta ecuación es una combinación de la ley de Charles y la ley de Boyle respecto a presión y volumen.

La ley de los gases ideales es aplicable para describir el comportamiento de los gases a bajas presiones y no toma en cuenta el cambio de fase ni permite modelar el comportamiento de la fase líquida.

Para modelar el cambio de fase mediante una ecuación de estado es necesario considerar las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas, de esta forma la presión que ejerce un fluido involucra dos componentes:

$$p = p^{\text{rep}} - p^{\text{atr}} \quad (2.8)$$

donde  $p^{\text{rep}}$  y  $p^{\text{atr}}$  representan los términos de repulsión y atracción respectivamente. La ecuación más conocida para describir la energía de interacción entre las moléculas es la referida a Lennard Jones:

$$\phi(r) = \left[ \frac{\epsilon_1}{r^{12}} - \frac{\epsilon_2}{r^6} \right] \quad (2.9)$$

donde  $r$  es la separación intermolecular y  $\epsilon_1$ ,  $\epsilon_2$  son constantes.

La primera ecuación de estado que es capaz de modelar la transición entre los estados líquido y vapor fue la presentada por Van der Waals (1873) dada por:

$$\left( p + \frac{a}{V^2} \right) (V - b) = RT \quad (2.10)$$

el parámetro  $a$  se introdujo para tomar en cuenta las fuerzas de atracción entre las moléculas, y el parámetro  $b$  considera el volumen finito de las mismas.

Los valores de  $a$  y  $b$  se pueden inferir del comportamiento de las isotermas en la curva de  $p$  vs  $V$ , figura 2.12.

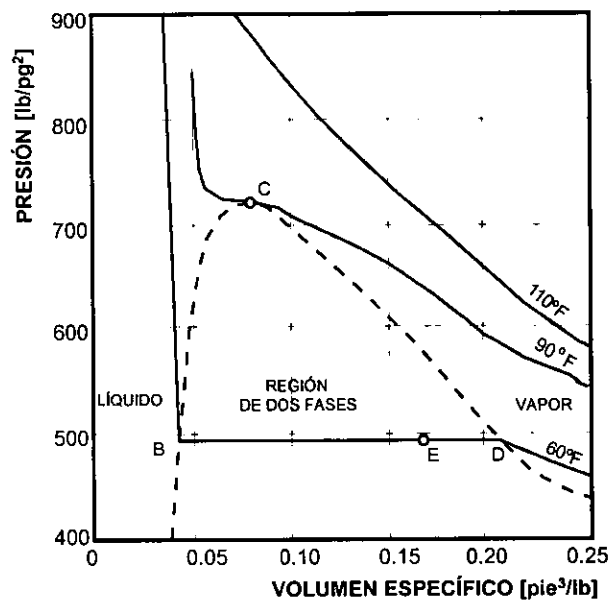


Fig. 2.12 .- Isotermas en un diagrama p-V.

Así, para una temperatura menor a la crítica,  $T_c$ , el modelo posee tres raíces reales, denotadas por B, E y D. Las raíces B y D corresponden al punto de líquido saturado y al punto de vapor saturado respectivamente; la raíz E no tiene significado físico, sin embargo se encuentra entre los puntos B y D.

Podemos ver que conforme la temperatura tiende hacia la  $T_c$ , las raíces convergen hacia el punto C, lo cual puede ser expresado analíticamente por:

$$(V - V_c)^3 = V^3 - 3V_c V^2 + 3V_c^2 V - V_c^3 = 0 \quad (2.11)$$

Como podemos ver, el punto C es un punto de inflexión por lo cual, en  $T=T_c$  tenemos:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_{T_c} = \frac{2a}{V_c^3} - \frac{RT_c}{(V_c - b)^2} = 0 \quad (2.12)$$

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial V^2}\right)_{T_c} = \frac{RT_c}{(V_c - b)^3} - \frac{3a}{V_c^4} = 0 \quad (2.13)$$

Por lo cual para encontrar los valores de  $V_c$ ,  $b$  y  $a$  tenemos:

$$c = \frac{3 RT_c}{8 p_c} \quad (2.14)$$

$$b = \frac{1 RT_c}{8 p_c} \quad (2.15)$$

$$a = \frac{27 R^2 T_c^2}{64 p_c} \quad (2.16)$$

Comparando la ecuación 2.14 con la ley de los gases reales dada por:

$$pV = znRT \quad (2.17)$$

Como se observa, el factor de compresibilidad,  $z$ , asociado a la ecuación de Van der Waals en condiciones de presión y temperatura críticas, es  $3/8$  (0.375). Los coeficientes

numéricos de las ecuaciones 2.15 y 2.16 comúnmente se manejan como  $\Omega_a$  y  $\Omega_b$ .

Debido a lo anterior, este tipo de ecuaciones de estado se conocen como ecuaciones de dos parámetros ya que  $z$ , en condiciones críticas, tiene un valor constante (ej. para Van der Waals  $z=0.375$ ).

Para las distintas ecuaciones tenemos por ejemplo  $z=0.333$  en la ecuación de Redlich-Kwong, y  $z=0.307$  en la ecuación de Peng-Robinson, sin embargo para sistemas de hidrocarburos tenemos normalmente que  $z$  es menor a 0.29, por tal motivo es conveniente utilizar una ecuación de estado que maneje no sólo dos parámetros (a,b) sino que maneje también como variable a  $z$ . A este tipo de ecuaciones se les conoce como ecuaciones de estado de tres parámetros (a,b,z).

### **Clasificación de yacimientos.**

Con base en las condiciones de presión, temperatura iniciales y el comportamiento de fase de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento se ha establecido una clasificación.

En la figura 2.13 podemos observar que para una presión inicial y temperatura de yacimiento establecidas, y en función del comportamiento de fase de la mezcla de hidrocarburos, podemos tener cuatro tipos de yacimientos:

- Gas
- Gas y Condensado
- Aceite Volatil
- Aceite

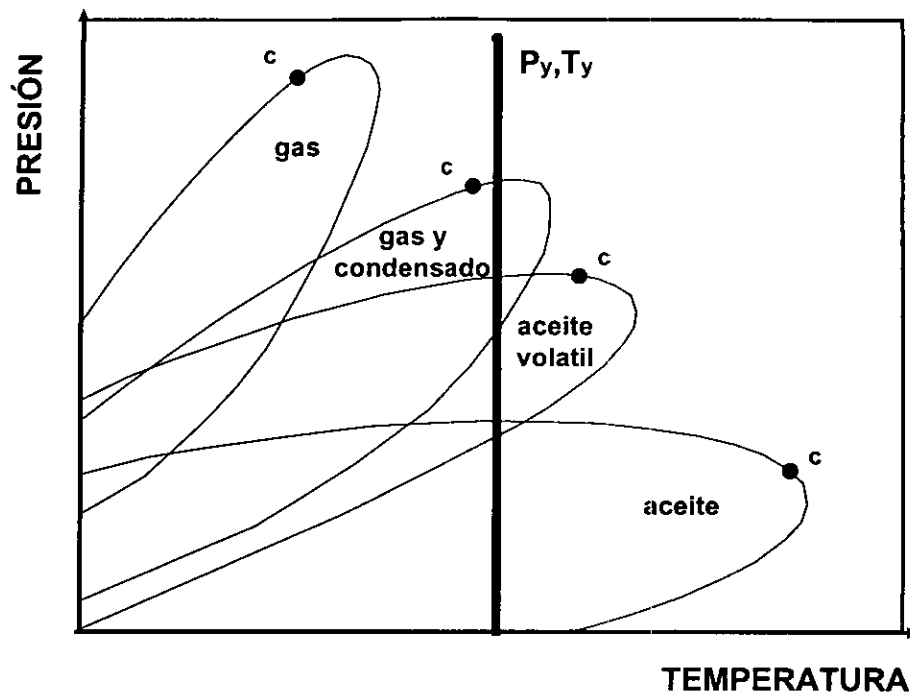


Fig. 2.13.- Clasificación de yacimientos según su ubicación en el diagrama de fases.

A continuación se hace una breve descripción de las características de cada uno de ellos.

### GAS.

#### Gas Seco :

La temperatura en el yacimiento se encuentra a la izquierda de la cricondenterna, y durante el depresionamiento la presión no entra a la región de dos fases. Las relaciones Gas-Aceite son mayores a  $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y el líquido que se produce es transparente con una densidad menor a  $0.75 \text{ gr}/\text{cm}^3$  compuesto de hidrocarburos ligeros. El flujo es monofásico de vapor durante toda la etapa productiva.

## Gas Húmedo :

La temperatura en el yacimiento se localiza a la izquierda de la cricondenterma. Durante el depresionamiento, la presión en el yacimiento no entra a la región de dos fases; sin embargo, la relación Gas-Aceite es del orden de 10,000 a 20,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, el líquido producido es casi transparente y la densidad está entre 0.75 a 0.8 gr/cm<sup>3</sup> con pequeñas cantidades de hidrocarburos intermedios. El flujo es monofásico de vapor durante toda la etapa productiva.

## GAS Y CONDENSADO

La temperatura del yacimiento es menor a la cricondenterma pero mayor a la crítica. Su presión inicial puede estar por arriba de la cricondenbara. Debido a la proximidad de la envolvente de fases, al depresionarse ocurre el fenómeno de condensación y el de condensación retrógrada de gas. La relación Gas-Aceite es del orden de 500 a 15,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, el líquido producido presenta una coloración ligera con densidades entre 0.75 y 0.82 gr/cm<sup>3</sup>, el contenido de hidrocarburos intermedios es regular. El flujo es monofásico de vapor mientras la presión esté por arriba de la presión de rocío, y la saturación del líquido sea menor al valor crítico. Al mantenerse la saturación del líquido por arriba de la crítica, el flujo es bifásico.

## ACEITE VOLATIL

La temperatura en el yacimiento es menor a la temperatura crítica. Las relaciones Gas-Aceite son del orden de 200-1000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, el líquido producido es relativamente obscuro con densidades de 0.75 a 0.85 gr/cm<sup>3</sup> con grandes cantidades de hidrocarburos intermedios. El flujo es monofásico de líquido mientras la presión sea mayor a la presión de saturación y la saturación del vapor sea menor a la crítica.

## ACEITE

La temperatura en el yacimiento es mucho menor a la temperatura crítica. Las relaciones Gas-Aceite son bajas menores a  $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , el líquido es oscuro con densidades mayores a  $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$  con grandes cantidades de hidrocarburos pesados. El flujo es monofásico de líquido mientras la presión sea mayor a la presión de saturación y la saturación del vapor sea menor a la crítica.

# 3

## SOPORTE Y ALCANCE

---

Del análisis de la bibliografía referente al tema de permeabilidades relativas en sistemas de gas y condensado y su determinación en el laboratorio, se encontraron las referencias relevantes que se discuten a continuación.

Blair y cols. (1984), presentaron un trabajo teórico en el cual definen, mediante bases hidrodinámicas de flujo, una ecuación para modelar las permeabilidades relativas en un medio poroso en sistemas bifásicos. Relaciona la tensión interfacial con dichas permeabilidades. Con este modelo conceptualizan los efectos físicos de los diferentes parámetros involucrados. La ecuación es utilizada para revisar datos experimentales dando buenos resultados.

Pearce y cols. (1984), presentan un estudio de tensión interfacial en sistemas de gas y condensado, empleando espectroscopía de fotones mediante laser. Dicho estudio se enfoca a correlacionar la variación de la tensión interfacial en mezclas binarias de componentes puros. Concluyen que su metodología proporciona muy buenos resultados para la medición de la tensión interfacial de las fases.

Bardon y cols. (1980), presentan un trabajo de laboratorio realizando desplazamientos con fluidos de composición variable en medios porosos, enfocándolo a analizar la influencia de las tensiones interfaciales bajas en la recuperación del aceite. El trabajo se orientó al comportamiento con tensiones interfaciales bajas, debido a que deseaban estudiar la inyección de gas enriquecido bajo condiciones de alta presión, es decir procesos miscibles de inyección de gas. El problema planteado es que las



permeabilidades relativas pueden depender de manera importante de la tensión interfacial. Por lo cual, desarrollan la experimentación controlando la presión capilar entre las fases por medio de la presión de equilibrio para una mezcla binaria metano-heptano normal. Los efectos gravitacionales son despreciables y el medio poroso que utilizan fue homogéneo. Realizan varias pruebas para determinar la influencia de la relación de movilidades, la permeabilidad absoluta y la velocidad de flujo. De los resultados obtenidos concluyen que efectivamente la recuperación del aceite es cercana al 100% con valores muy bajos de tensión interfacial. Además, observan que el gasto de flujo influye en la recuperación al rompimiento de la fase gas, pero no en el valor de la saturación residual de líquido. Sus resultados los validan mediante simulación numérica y observan que el ajuste de las permeabilidades relativas, varía considerablemente en función de las propiedades físicas de las fases y del medio poroso, conforme manejan tensiones interfaciales altas. Observan que para tensiones interfaciales bajas, las curvas de permeabilidades relativas se ajustan a una recta de pendiente unitaria.

Asar y cols. (1983), presentan un trabajo experimental cuyo objetivo fue el de estudiar el comportamiento de las permeabilidades como función de la tensión interfacial. Las pruebas de laboratorio las realizaron con una mezcla altamente volátil de metano-propano. La variación de la tensión interfacial la controlan con la presión del experimento, en condiciones de régimen permanente. La experimentación la realizan en núcleos de arena Berea homogénea.

Observan, al igual que Bardon y cols., que las curvas de permeabilidades relativas al gas tienden a una línea recta de pendiente unitaria, conforme la tensión interfacial tiende a cero. Además, observan que la saturación residual de gas y aceite tienden a cero conforma la tensión interfacial tiende a cero; por último, concluyen que las permeabilidades relativas se alteran sólo cuando la presión de desplazamiento es cercana al punto crítico de la mezcla. No utilizan simulación numérica ni realizan algún tipo de ajuste de las permeabilidades relativas.

Gravier y cols. (1986), presentan un trabajo experimental relacionado con la estimación de las permeabilidades relativas en muestras de roca carbonatada de los yacimientos del Medio Oriente de gas y condensado. El objetivo principal de este estudio fue el de determinar la reducción en la permeabilidad relativa del gas y la determinación de la saturación crítica del condensado. Utilizan una pseudo mezcla de metano/pentano/nonano de fluidos del yacimiento y realizan la experimentación a condiciones del yacimiento. Incluyen en su trabajo la simulación del flujo en el yacimiento a las condiciones actuales del campo. Presentan los resultados de permeabilidades obtenidas y de las saturaciones críticas obtenidas. Mencionan estos autores que se usó el simulador para ajustar sus valores experimentales pero no presentan los resultados de estas simulaciones.

Samaniego y cols. (1986), presentan un análisis de como se han manejado las determinaciones y el ajuste de las permeabilidades relativas con datos de laboratorio, definiendo también los parámetros que afectan su comportamiento. Discuten las anomalías que se presentan al manejar, a nivel laboratorio, núcleos carbonatados altamente heterogéneos y proponen utilizar una metodología de ajuste por medio de un simulador, que considere las condiciones experimentales tanto del medio como de los fluidos, con la finalidad de obtener curvas representativas. El ajuste se hace sobre las condiciones de producción de fluidos de la prueba, manejando en el simulador como parámetro de ajuste a las permeabilidades relativas. La ventaja principal de utilizar esta metodología es tener una mejor representatividad de las condiciones del medio y fluidos en la prueba de laboratorio, obteniendo pseudocurvas que reproducen el comportamiento de producción de los fluidos.

Munkerud (1989), presenta un trabajo experimental que define una técnica para determinar las permeabilidades relativas en sistemas de gas y condensado, durante un proceso de depresionamiento (flujo de una sola fase con acumulación de condensados), y otra cuando la fase líquida se mueve (flujo bifásico) con diferentes tensiones interfaciales. Utiliza una mezcla de 6 componentes y hace pruebas en un

tubo delgado y en núcleos de arena Berea. Observa que las permeabilidades relativas del sistema son similares a las de un sistema aceite-gas. También concluye que los efectos gravitacionales provocan el desplazamiento de los componentes pesados de la mezcla hacia las partes bajas de los medios porosos usados en su experimento, y observan que las permeabilidades relativas se ven afectadas por la tensión interfacial. No comenta si realizan simulación numérica para ajustar las permeabilidades.

Fevang y cols. (1995), presentan un estudio de simulación a nivel de pozo para estudiar el comportamiento de producción en pozos de gas y condensado. Utilizan pseudo presiones y analizan el flujo definiendo tres regiones características de flujo. Estudian también el efecto de las permeabilidades relativas gas-aceite en la producción del pozo. Dentro de los resultados, observaron que la producción depende de las permeabilidades sólo en el caso en que la relación de  $K_{rg}/K_{ro}$  sea mayor que 1 y menor a 50, correspondiendo generalmente a la zona de valores de permeabilidad relativa entre 0.05 y 0.3.

El trabajo desarrollado es un trabajo de experimentación numérica y recomiendan que se deben realizar estudios de laboratorio, para determinar las permeabilidades relativas necesarias para la simulación del modelo de pozo.

Malachowski y cols. (1995), presentan un trabajo de simulación para optimizar la consideración del efecto de la condensación en las cercanías del pozo, sin aplicar refinamiento local de la malla, ni métodos de implicitud autoajustable. Utilizan un factor de pseudo daño para considerar el efecto de la disminución de producción por condensados. Mencionan que los efectos de la reducción de la permeabilidad al gas en las cercanías del pozo es producto de la precipitación del condensado, sin embargo sólo se enfocan a la determinación del pseudo daño englobando todos los posibles efectos de la baja en la producción.

Saeidi y cols. (1974), presentan un estudio del comportamiento de flujo en medios porosos con sistemas de gas y condensado. Realizan la experimentación en régimen estacionario, transitorio y de depresionamiento a caída de presión constante. Detectan

la existencia de un ritmo de depresionamiento crítico para mantener el equilibrio termodinámico de los fluidos utilizados en la experimentación. Además, observaron que los valores de permeabilidad relativa en los sistemas de gas y condensado son menores comparados con los de los sistemas de aceite saturado en las zonas de saturación baja a intermedia.

Henderson y cols. (1996), presentan un trabajo experimental enfocado al estudio de las permeabilidades de gas y condensado, analizando principalmente los efectos de la velocidad sobre la relación de las permeabilidades y la tensión interfacial. La experimentación la desarrollan en núcleos de arena Berea a condiciones de alta presión y temperatura. Los resultados presentan las variaciones en las permeabilidades relativas respecto al gasto de flujo, manteniendo la tensión interfacial constante, así como la variación de la permeabilidades a gasto constante variando la tensión interfacial.

Observaron que las permeabilidades relativas aumentan cuando aumenta el gasto, además, concluyen que este efecto se atribuye al proceso de condensación incidiendo en una redistribución de los fluidos conforme el gasto aumenta sin presentarse grandes cambios de saturación. Para hacer más precisas las mediciones de las permeabilidades relativas recomiendan realizar experimentación enfocada a conocer la redistribución de los fluidos.

Chen y cols. (1995), presentan un estudio experimental en el que emplean núcleos de campos de gas y condensado del Mar del Norte, con el objetivo de investigar los efectos de la roca y de los fluidos en la saturación crítica del condensado, y de estimar las permeabilidades relativas durante la condensación, la recuperación de hidrocarburos, la saturación residual después de inyectar agua y el incremento en la recuperación por cierres subsecuentes. Observaron que tanto la saturación crítica del condensado como las permeabilidades relativas dependen de la velocidad y de la tensión interfacial. Comentan que los resultados obtenidos de pruebas de permeabilidades relativas en sistemas sintéticos, dan resultados diferentes comparados

con los sistemas reales de gas y condensado.

Baker y cols. (1996), presentan un trabajo referente a la caracterización de heterogeneidades para fines de la simulación. El estudio presenta varios grupos adimensionales para determinar, con base en ciertos criterios de escala, si las heterogeneidades pueden ser descritas con parámetros medios o si deben ser consideradas explícitamente. Presentan una metodología para determinar dichos criterios. Concluyen que los rangos de valores aplicables a los números adimensionales desarrollados dependen de la intensidad de la viscosidad, capilaridad, dispersión y efecto gravitacional inducido por flujo cruzado así como por el tamaño y tipo de permeabilidad en las heterogeneidades.

Thomas y cols. (1996), analizan de las características más importantes que deben ser tomadas en cuenta en el estudio de este tipo de yacimientos. Enfocan el análisis a tres áreas estratégicas: 1) La caracterización de los fluidos; 2) La integración de los fluidos con el medio poroso, y; 3) Su implementación en la simulación para desarrollo de políticas de explotación. Remarcan el hecho de que las permeabilidades relativas dependen de la tensión interfacial, de la relación de viscosidades y de la distribución del tamaño de los poros. Este último incidiendo directamente en la saturación crítica del condensado. Estos autores establecen que las pruebas de laboratorio deben ser adecuadamente representativas en cuanto a los tres factores de que dependen, afirmando que se deben de hacer los estudios en las muestras representativas del yacimiento y con fluidos del yacimiento. Se enfatiza el factor relacionado con el diámetro de la garganta del poro, debido a que el flujo bifásico del gas y del condensado es más fácil en tanto mayor es el diámetro. También abordan superficialmente el tema de yacimientos fracturados en la simulación a nivel de campo. Concluyen que la caracterización de los sistemas de gas y condensado es normalmente difícil.

Bourbiaux y cols. (1994), presentan una nueva metodología al realizar un estudio de determinación de la saturación crítica del condensado y las permeabilidades relativas en sistemas de gas y condensado. En la metodología utilizan celdas visuales de zafiro

a la entrada de la corriente de inyección para el seguimiento del comportamiento PVT de los fluidos. Realizan la medición local de saturación por medio de rayos gama y detectan que la saturación crítica depende de la tensión interfacial sin encontrar alguna relación.

Kalaydjian y cols. (1996), presentan un estudio de permeabilidades relativas comparando el uso de fluidos análogos o equivalentes con los del yacimiento. También analizan el efecto del gasto en las permeabilidades relativas. Utilizan el número capilar para hacer las equivalencias entre las fuerzas viscosas y capilares. Concluyen que el uso de fluidos análogos o equivalentes en lugar de los reales es posible una vez que la presión de rocío y la tensión interfacial se ajustan.

Morel y cols. (1992), realizan una evaluación del comportamiento de un sistema de gas y condensado en núcleos reales y con fluidos reales del yacimiento. Utilizan tomografía computarizada de rayos X para seleccionar los tapones en las zonas más homogéneas y evitar los macroporos. El ajuste del comportamiento de producción, obtenido de la experimentación, lo hacen con las permeabilidades relativas utilizando un simulador composicional.

DeZabala y cols. (1995), realizan un estudio comparativo de los resultados al hacer determinaciones en un proceso de inyección de agua en un tapón y en un fragmento a diámetro completo de una formación carbonatada vugular. Utilizan tomografía de rayos X para caracterizar el medio poroso y para rastrear internamente el proceso de inyección. En la experimentación encuentran que las permeabilidades relativas de los fragmentos a diámetro completo presentan comportamientos no convencionales. Comparan los resultados del método estacionario y el transitorio concluyendo que el estacionario es un proceso mucho más eficiente.

Qadeer y cols. (1994), realizan un análisis de los errores que pueden presentarse si se emplean métodos convencionales del tipo de Jhonson, Bossler and Neumann (flujo lineal, se desprecian las fuerzas capilares y el cambio de saturación a lo largo del núcleo es monótonico), al calcular las permeabilidades relativas con los datos de los

experimentos de desplazamientos en régimen transitorio.

Encuentran que los efectos de frontera que se presentan en los experimentos no se evitan con gastos altos y que la presencia de fuertes gradientes de saturación a lo largo del fragmento ocasiona que los métodos convencionales no dan buenos resultados ya que una consideración de estos métodos es que la distribución de fluidos cambia monotonicamente. Realizan simulación numérica para reproducir los gradientes de saturación que se presentan durante el desplazamiento y para considerar las fuerzas capilares.

Como se puede notar, el estudio y determinación de permeabilidades relativas en este tipo de yacimientos es muy interesante ya que presenta características particulares que hacen que la determinación y tratamiento de la información obtenida de los desplazamientos y pruebas a nivel laboratorio requiera de un análisis no convencional.

De esta revisión bibliográfica, se determinó que existen nueve referencias básicas que abordan el tema tratado en esta tesis.

En la Tabla 3.1 se presenta en forma resumida las consideraciones y notas más importantes de estas nueve referencias. Esta tabla resumen presenta en forma esquemática el autor y año de referencia, las condiciones en que fueron realizadas las pruebas, las características del medio poroso y los fluidos y una columna de observaciones.

En forma particular y con un mayor detalle, la Tabla 3.2 muestra el manejo de los fluidos analizando su tipo, su caracterización y la metodología de ajuste utilizada.

Tabla 3.1 .- Análisis de la bibliografía en cuanto a experimentación en laboratorio.

#	Autor	Año	p	T	FLUIDOS	RÉGIMEN	NÚCLEO	L	d	Ø	k	OBSERVACIONES
1	ASAR	88	De 200 a 1400 lb/pg <sup>2</sup>	21°C	metano/propano	Estacionario	Berea (arenisca)	30 cm	5 cm	20%	193 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Correlaciones para PVT</li> <li>• Correlaciones para TIF</li> <li>• Mezclan C1 y C4 y varían la relación Gas/Líquido</li> <li>• No manejan Swi</li> <li>• Varía la TIF como función de p</li> <li>• Regulan la p para obtener la GOR a la que determinan Krs.</li> </ul>
2	BARDON	80	De 400 a 3420 lb/pg <sup>2</sup>	71.1 °C	metano/heptano	Transitorio (porque la sat. no puede medirse con precisión en estacionario y por el tiempo requerido)	Fontaine-bleau (arenisca)	38 cm	5 cm	10%	.082 μm <sup>2</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Correlaciones PVT</li> <li>• Correlaciones TIF</li> <li>• No emplean Swi</li> <li>• Realizan medición de caída de presión, volúmenes producidos y gasto de inyección</li> <li>• Calculan Krs al rompimiento por método de Johnson.</li> </ul>
3	BOURBIAUX	94	1262 y 1059 lb/pg <sup>2</sup>	37.8 °C	metano/propano	Estacionario	Arenisca	38.4 cm	3.14 cm x lado	19.3 %	4.1 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideran Swi</li> <li>• Realizan tomografía solamente para ver la homogeneidad del material.</li> <li>• Utilizan multipuertos.</li> </ul>



Tabla 3.1.- continuación.

#	Autor	Año	P	T	FLUIDOS	RÉGIMEN	NÚCLEO	L	d	Ø	k	OBSERVACIONES
4	KALAYDJIAN	96	1)de 750 a 1260 lb/pg <sup>2</sup> 2)de 1860 a 2250 lb/pg <sup>2</sup> 3) de 2230 a 2870 lb/pg <sup>2</sup>	37.8 °C	1)metano/propano 2)metano/propano /heptano. 3)Fluidos de yacimientos.	AVC Estacionario Transitorio	Arenisca Caliza	38.4 y 34 cm	3 cm x lado	19.2 (are- nis- ca) 39.9 (cali- za)	4.1 md  2 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajuste PVT</li> <li>• Ajustan TIF, Pd y curva de condensados</li> </ul>
5	CHEN	95	Pd de 7000 y de 6000 lb/pg <sup>2</sup>	121 y 126 °C	Mezcla de líquido del separador y gas sintético para asemejarse el comportamiento PVT del fluido del yacimiento (Pd).	Estacionario	Compues- to por tapones de núcleos	74 cm	3.8 cm	15 a 20%	1) 250 md 2) 40 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideran Swi</li> <li>• Realiza depresionamiento a volumen constante hasta llegar a Scc; posteriormente miden Krg en régimen estacionario.</li> <li>• Sus resultados deben de utilizarse en la región del yacimiento más que en las cercanías del pozo.</li> <li>• Miden experimentalmente las viscosidades</li> </ul>

Tabla 3.1.- continuación.

#	Autor	Año	p	T	FLUIDOS	RÉGIMEN	NÚCLEO	L	d	Ø	k	OBSERVACIONES
6	GRAVIER	86	3000 lb/pg <sup>2</sup>	70 a 130 °C	metano/pentano/ nonano similar a CY	Estacionario	8 muestras (carbona- tos) <u>menciona</u> <u>vúgulos</u>	13 a 22 cm	6.6 cm	15 a 26%	0.4 a 40 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajuste PVT</li> <li>• Determina Krs arriba de Scc</li> <li>• Determina Scc</li> <li>• Define régimen estacionario en la determinación de la Scc, pero no en las Krs.</li> </ul>
7	HENDERSON	96	1800 y 1500 lb/pg <sup>2</sup>	37 °C	metano/butano	Estacionario	Berea (arenisca)	61 cm	5 cm	19.8 %	92 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajusta PVT</li> <li>• Propicia la condensación a un cierto valor inicial y después realiza la inyección (RGC)</li> <li>• Estudia el fenómeno de histéresis.</li> <li>• Considera la Swi.</li> <li>• Varía la RGC desde 0.05 hasta 0.40, a 4 diferentes presiones (generando 4 diferentes tensiones interfaciales) por abajo de la presión de rocío.</li> <li>• También realiza las mismas pruebas a diferente gasto (efecto de la velocidad).</li> </ul>

Tabla 3.1.- continuación.

#	Autor	Año	p	T	FLUIDOS	RÉGIMEN	NÚCLEO	L	d	Ø	k	OBSERVACIONES
8	MOREL	92	5700 lb/pg <sup>2</sup>	141 °C	Recombinado de gasolinas con gas del separador.	AVC	Compues- to por tapones de dolomita	182 cm	7.3 cm	26%	5 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realiza <b>tomografía</b> para seleccionar las muestras más homogéneas. <b>Evita los macroporos.</b></li> <li>Realiza la prueba con Swi</li> <li><b>Realiza simulación con un modelo composicional.</b></li> <li>Ajusta las producciones del depresionamiento</li> </ul>
9	SAEIDI	74		20 °C	metano/propano	- Transitorio (GyC) - Estacionario (GyC) - No estacionario (GyA)	Arenisca consolida- da	152 cm	5 cm	17 %	86 md	<ul style="list-style-type: none"> <li>Compara Krs en sistemas de GyC con sistemas de punto de burbujeo.(GyA)</li> <li>RT.- Se reduce la p a la salida, manteniendo el gasto constante, se determina la comp. y vols. de los fluidos producidos y perfil de presión.</li> <li>RE.- Obtenida p (2F) se procede a inyectar la mezcla. Se mide comp. y RGC. Las krs se obtienen con fg.</li> </ul>

Tabla 3.2.- Análisis de la bibliografía base respecto al manejo de fluidos tipo gas y condensado.

#	Autor	TIPO DE MEZCLA Y COMPOSICIÓN	PUNTO CRÍTICO Mezcla P <sub>c</sub> T <sub>c</sub>	Rango de Presiones (lb/pg <sup>2</sup> )	T (°C)	Tensión Interfacial (dina/cm)	MANEJOS Y AJUSTES CON LOS FLUIDOS
1	ASAR	metano-propano NI*	1400 NI	200 1400	21	de .03 a .82	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No manejan Swi.</li> <li>• Usan la correlación de Hough y Stegemier para calcular TIF.</li> <li>• Viscosidades calculadas con el método de Smith.</li> <li>• Obtienen RGC con datos de constantes de equilibrio presentadas por Sage.</li> <li>• Calculan curvas de flujo fraccional de gas para diferentes concentraciones de C1.</li> <li>• Regulan la p para obtener el flujo fraccional que genere la tensión interfacial que fijen.</li> <li>• No requiere de ajuste de fluidos ya que no hace la equivalencia a un sistema dado.</li> </ul>
2	BARDON	Maneja 3 mezclas: 1. metano-heptano 2. metano-pentano-n 3. metano-decano-n	NI NI	400 3520 2350 2350 730 1270	71.1	de .0047 a 12.62	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No manejan Swi.</li> <li>• Usan la correlación de Hough y Warren para calcular TIF y validan algunos valores.</li> <li>• Manejan las propiedades de los hidrocarburos puros.</li> <li>• Evalúan la composición de la mezcla producida al realizar el desplazamiento con C1.</li> <li>• No requiere de ajuste de fluidos ya que no hace la equivalencia a un sistema dado.</li> </ul>

(\*) NI -> no informan

Tabla 3.2.- continuación.

#	Autor	TIPO DE MEZCLA Y COMPOSICIÓN	PUNTO CRÍTICO Mezcla P <sub>c</sub> T <sub>c</sub>	Rango de Presiones (lb/pg <sup>2</sup> )	T (°C)	Tensión Interfacial (dina/cm)	MANEJOS Y AJUSTES CON LOS FLUIDOS
3	BOURBIAUX	Metano-propano	NI	1059	37.8	.37	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consideran Swi. Usan el método de Weinaug y Katz para calcular TIF.</li> <li>• Reproducen el diagrama de fase con la ecuación de Peng-Robinson y comparan con los valores experimentales.</li> <li>• Muestra las curvas de condensación obtenidas (utilizadas) en sus experimentos, pero no presenta los % de C1/C3 que usó.</li> <li>• No requiere de ajuste de fluidos ya que no hace la equivalencia a un sistema dado.</li> </ul>
4	KALAYDJIAN	Maneja 3 muestras: 1. Metano- (63%) Propano (37%) 2. Metano- NI Propano- Heptano 3. Fluidos de NI yacimientos	NI	754	37.8	1.41	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menciona que la caracterización termodinámica y las condiciones de presión y temperatura, definen la composición de la mezcla análoga que se comporta como el fluido del yacimiento.</li> <li>• Para llevarlo a cabo, menciona que se hacen cálculos teóricos y mediciones experimentales respecto al peso molecular, la presión de rocío y la curva de condensación.</li> <li>• No discute los cálculos teóricos que se realizan.</li> <li>• No discute la composición ni de la muestra ternaria ni de los fluidos reales.</li> </ul>

(\*) NI -&gt; no informan

Tabla 3.2 .- continuación.

#	Autor	TIPO DE MEZCLA Y COMPOSICIÓN	PUNTO CRÍTICO Mezcla P <sub>c</sub> T <sub>c</sub>		Rango de Presiones (lb/pg <sup>2</sup> )		T (°C)	Tensión Interfacial (dina/cm)		MANEJOS Y AJUSTES CON LOS FLUIDOS
5	CHEN	Condensado y gas del separador de 2 muestras de yacimiento	NI	NI	7255 y 6034	4892	126 y 121	NI	NI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparan la salmuera sintética similar a la del yacimiento.</li> <li>• Presentan la composición de las mezclas y su comportamiento PVT.</li> <li>• No realizan ningún ajuste</li> </ul>
			NI	NI	NI	NI	70 a 130	0.5	1.5	
6	GRAVIER	metano- (75.8 %) pentano-n- (21.0 %) nonano-n ( 3.2 %)	2900	95	NI	NI	NI	0.14	0.90	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Propiedades similares a las de yacimiento.</li> <li>• Ajustan tensión interfacial y viscosidades con las de yacimiento.</li> <li>• Se ajustan también respecto a la capacidad del equipo de laboratorio.</li> <li>• Las viscosidades se calculan con la correlación de Lohrenz.</li> <li>• Utilizan la ecuación de Peng-Robinson</li> <li>• La tensión interfacial la calculan con el método de Stegemeier.</li> <li>• El volumen máximo de condensación esperado es de 30%</li> <li>• No menciona la metodología de ajuste del porcentaje de la mezcla.</li> <li>• Presenta la curva de condensación</li> <li>• No informa de la composición de la mezcla</li> <li>• El comportamiento de condensación lo evalúan experimentalmente en celda PVT</li> <li>• La condensación máxima esperada es de 31%.</li> <li>• No mencionan ningún ajuste con referencia a fluidos de yacimiento.</li> </ul>
			NI	NI	1565	1787	37	0.14	0.90	
7	HENDERSON	metano-butano-n	NI	NI	NI	NI	37	0.14	0.90	

(\*) NI -> no informan

Tabla 3.2 .- continuación.

#	Autor	TIPO DE MEZCLA Y COMPOSICIÓN	PUNTO CRÍTICO Mezcla P <sub>c</sub> T <sub>c</sub>	Rango de Presiones (lb/pg <sup>2</sup> )	T (°C)	Tensión Interfacial (dina/cm)	MANEJOS Y AJUSTES CON LOS FLUIDOS
8	MOREL	muestra re combinada de gasolina y gas del separador	NI	5804	141	0.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realiza el ajuste de la mezcla mediante la ecuación de Peng-Robinson</li> <li>Utiliza 7 pseudo componentes</li> <li>Ajustan la curva de condensación del PVT y del modelo de P-R.</li> <li>Ajustan las tensiones interfaciales experimentalmente y con el modelo de Katz y Weinaug</li> <li>No utiliza muestra sintética</li> </ul>
			NI	3206	2		
9	SAEIDI	metano-propano	2400	200	20	NI	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilizan la bibliografía presentada por Sage y Lacey respecto al equilibrio de fases de la mezcla</li> <li>Calculan la viscosidad del gas con la correlación de Carr, la del líquido con la presentada en el API Technical Data Book.</li> <li>Comparan las viscosidades calculadas con las experimentales.</li> <li>No realizan ningún ajuste a fluidos de yacimiento</li> </ul>
			NI	2400	2400	NI	

(\*) NI -> no informan

Con este análisis es posible establecer que la mejor representación del comportamiento de los fluidos, así como el manejo más práctico de los mismos, puede realizarse mediante el ajuste del comportamiento de la tensión interfacial de la mezcla y la curva de condensación retrógrada de líquido, haciendo uso de una mezcla binaria o ternaria con componentes hidrocarburos, es decir, manejar una mezcla equivalente, a presión y temperatura definida por el ajuste, que se comporte lo más idénticamente posible al comportamiento de los fluidos reales del yacimiento.

Los autores coinciden en que manejar fluidos de yacimiento es más complicado y en ocasiones no es posible tener muestras, ya sea por disposición o por representatividad.

Debido a esto, surge un punto de gran importancia, que determina si las pruebas de laboratorio son representativas del medio y sus fluidos, siendo éste la validación del muestreo de los fluidos en el pozo.

En lo que respecta a la validación del muestreo de fluidos, como verificación de la representatividad de las muestras, se encontró la siguiente bibliografía:

McCain, Jr. (1992) y (1994), presentó resultados acerca del procedimiento de muestreo así como el estudio de las condiciones en que se debe estabilizar el pozo para el muestreo. Dicho estudio lo realiza mediante la simulación composicional numérica de un pozo con fluidos de gas y condensado, comentando que utiliza varios conjuntos de permeabilidades relativas y que estos parámetros no afectan los resultados del proceso de estabilización del pozo. Con base en los resultados que analiza, encuentra que el criterio de muestreo es la fracción del heptano y más pesados, C7+, debido a las razones siguientes: primero, por que el C7+ es el componente que más se afecta por la pérdida de condensado y segundo, porque la composición y propiedades del C7+ es la que afecta comúnmente a las propiedades de la muestra de superficie. Recomienda que la muestra sea tomada lo más cercano posible a la fecha de inicio de producción del pozo, ya que tanto la relación gas-líquido disminuye rápidamente así como el gasto de producción, debido a la disminución de presión, ocasionando la condensación en la periferia del pozo.



El procedimiento de muestreo que se recomienda es el siguiente:

1. Llevar la producción del pozo a un gasto muy bajo pero suficiente para remover los líquidos del aparejo de producción.
2. Mantener el gasto constante hasta que el pozo esté limpio.
3. Estabilizar en el separador los líquidos y el gas para proceder al muestreo.

En su artículo de 1994, McCain estudia el efecto de la fracción C7+ en la definición del tipo de fluido del yacimiento, ya que este influye grandemente en la relación Gas-Aceite, parámetro indicativo del tipo de fluidos. Presenta una gráfica de GOR inicial contra % de C7+ y en la cual se define una zona para yacimientos de gas y condensado, arriba de 3200 scf/STB para la GOR y abajo del 12.5% de C7+, y para aceites volátiles abajo de 3200 scft/stB y más del 12.5% de C7+.

Williams (1994), presenta un artículo en el que se propone como verificar las muestras que se toman de los pozos, con el fin de validar la representatividad de las mismas y que los estudios realizados con estos fluidos sean útiles. Entre las recomendaciones que se incluyen están las siguientes:

- Tener muestreos de fondo cuando sea posible y que las presiones de muestreo estén por arriba de la presión de saturación.
- Que el grado de contaminación de las muestras, con fluidos de control, sea mínimo y además similar en todas las muestras de fondo.
- Que la presión de saturación de la muestra de superficie concuerde con la obtenida con fluidos del separador.
- Que las pruebas de laboratorio realizadas para las muestras tomadas se correlacionen entre si.
- Que los resultados de la evaluación de la presión de saturación de las muestras que se utilicen concuerden entre si.

De esta manera podemos obtener criterios que permiten valorar las condiciones de integridad y representatividad de los muestreos, para así seleccionar o descartar algún estudio PVT que no sea representativo.

Para finalizar este capítulo se presenta la figura 3.1 en la cual se esquematiza el soporte y el alcance de la tesis ; la parte superior de la línea punteada indica cual sería el soporte bibliográfico en que se basa este estudio, en la parte inferior se presenta el aporte o alcance de esta tesis. Los cuadros representan las tendencias de estudio.

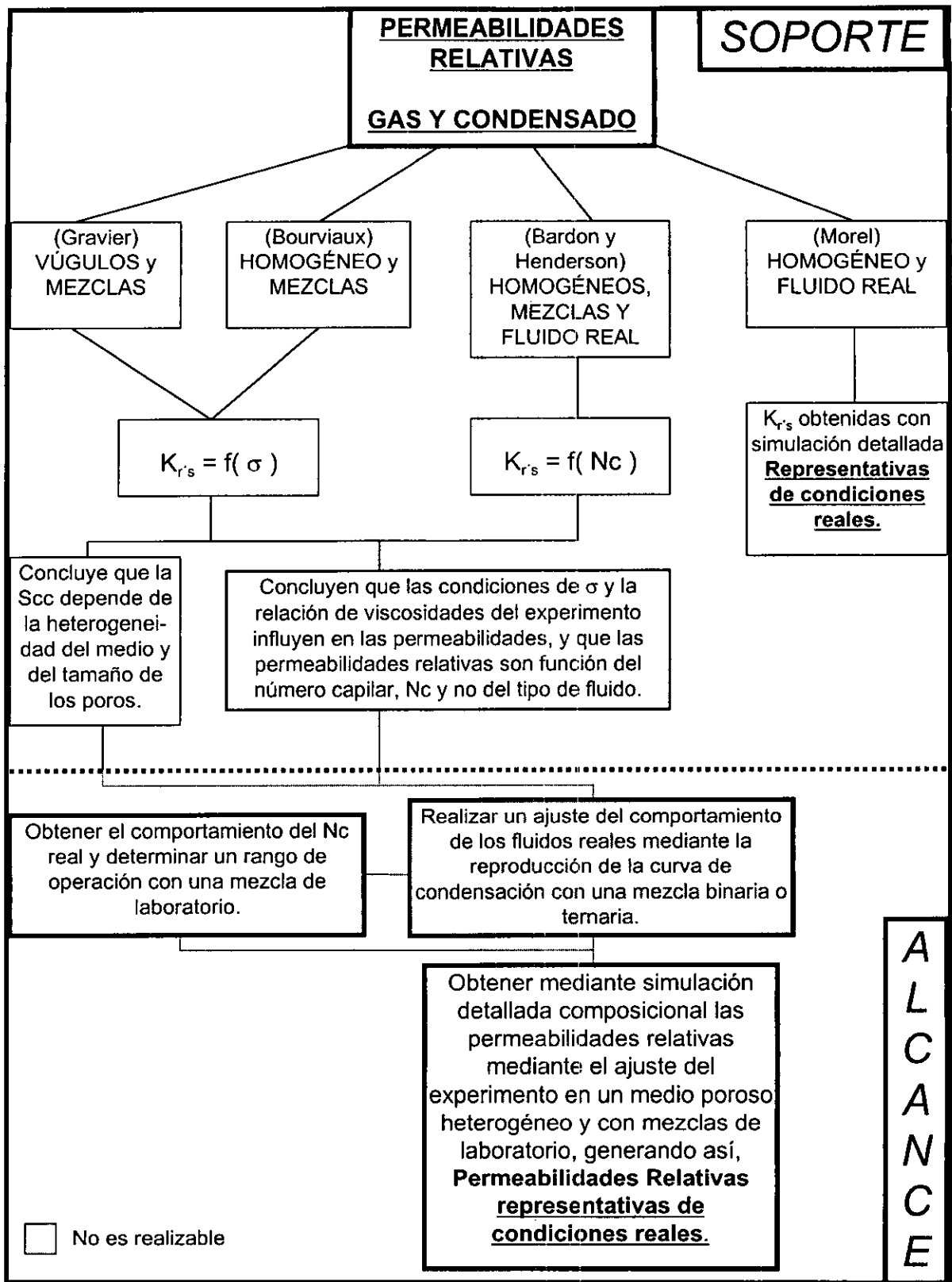


Fig. 3.1.- Esquema de soporte y alcance del trabajo realizado.

# 4

## CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS

---

La caracterización de los elementos que serán utilizados en el estudio consta de dos partes fundamentalmente, los fluidos y el medio poroso. Al caracterizar los fluidos, el uso de una mezcla equivalente permite no depender de las muestras del yacimiento (generalmente de difícil disponibilidad por su poco volumen, alto costo y altos riesgos operativos), sin embargo, debe considerarse que con esta mezcla puedan manejarse condiciones representativas del yacimiento.

Cabe mencionar que la caracterización tomográfica de las muestras, así como la preparación y manejo de fluidos equivalentes, se realizó con equipo del Laboratorio de Tomografía en el Instituto Mexicano del Petróleo y que las pruebas dinámicas de caracterización, se realizaron con equipo del laboratorio de Yacimientos Fracturados de la DEPMI, en la Universidad Nacional Autónoma de México.

A continuación se presenta la descripción de la metodología empleada, así como una descripción general de los programas y equipos utilizados.

### **Fluidos**

Tanto el análisis de la representatividad de los resultados del estudio PVT como el muestreo de los fluidos reales del yacimiento, deben ser validados antes de iniciar la caracterización. El tratamiento de la información PVT de los fluidos del yacimiento y la mezcla equivalente se realiza utilizando un programa de cómputo que, mediante el uso

de ecuaciones de estado, permite analizar el comportamiento de fase de los fluidos.

### **PROGRAMA DE CÓMPUTO UTILIZADO :**

El programa se denomina "PVT" de Eclipse versión 96A y fue desarrollado por la compañía Intera. Este paquete está basado en ecuaciones de estado que generan datos PVT a partir de la información obtenida del análisis PVT de los fluidos en laboratorio. El programa se maneja interactivamente y las sesiones de trabajo pueden ser grabadas en archivos para estudios y tratamientos posteriores.

Cuatro ecuaciones de estado con tres parámetros pueden implementarse para el uso del programa, las cuales se generan con la ecuación de Martin (descrita con detalle en el capítulo 6 de simulación) y que son la de Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevitch-Joffe.

La definición de la mezcla se puede hacer indicando solamente el nombre de los componentes, ya que el programa tiene una rutina relacionada con las propiedades de varios componentes, o pueden darse manualmente todas las características propias de los componentes a simular. El programa permite hacer la agrupación en pseudocomponentes considerando peso y masa moleculares fijas o bien, hacer la expansión en varios pseudocomponentes de la fracción pesada variando su composición pero manteniendo las propiedades fijas.

Con este programa se pueden simular procesos volumétricos o de declinación de la presión como son: determinación de presiones de saturación, cálculos flash, expansiones a volumen o composición constante, separación diferencial y separaciones en etapas. También se pueden simular diagramas ternarios, pruebas de vaporización, temperatura de saturación, primer contacto miscible y miscibilidad de contacto múltiple.

El programa puede generar la información de salida en el formato requerido por los simuladores Eclipse 100, Eclipse 200 y Eclipse 300, y así, manejar las propiedades PVT de los fluidos que se van a utilizar en la simulación del flujo en el medio poroso.

## **METODOLOGÍA :**

### **Tratamiento de la información de los fluidos del yacimiento.**

Como primera etapa se deben conocer las condiciones y procedimientos realizados durante el muestreo para evaluar las condiciones de las muestras, como se presentó en el capítulo de análisis bibliográfico (McCain, 1994).

Como segunda etapa se procede a evaluar la congruencia y representatividad de los resultados del estudio PVT composicional.

Esta etapa se lleva a cabo mediante el análisis del comportamiento de las constantes de equilibrio ( $K$ ) calculadas a partir de los resultados experimentales. El comportamiento característico de estas constantes, ya estudiado por varios investigadores, permite establecer un criterio rápido y práctico de la validez y congruencia de los resultados reportados.

De esta forma los componentes y sus respectivas fracciones molares, resultado del estudio PVT-Composicional realizado a la mezcla del yacimiento, se introducen al programa de cómputo "PVT" para calcular las constantes de equilibrio ( $K_i$ ) de cada componente, para poder simular el proceso de agotamiento a volumen constante que se realizó en el laboratorio.

Al graficarlas para cada componente en escala semilogarítmica, con respecto a la presión, es posible analizar su comportamiento y hacer una validación de los resultados experimentales al aplicar los siguientes criterios:

1. - Todas las líneas deben ser monotónicas y suaves.
2. - Las líneas no deben cruzarse.
3. - Las líneas para cada componente deben resultar en un cierto orden, desde valores altos de  $K$  en la parte superior hasta valores bajos en la parte inferior de la siguiente forma:

$N_2, C_1, CO_2, C_2, C_{3,i}, C_{4,n}, C_{4,i}, C_{5,n}, C_5, C_6, \dots, C_{N+}$

El  $H_2S$  puede encontrarse entre el  $C_1$  y  $C_3$ .

Una vez establecida la confiabilidad de los resultados se procede a obtener el ajuste numérico del comportamiento de la mezcla respecto a los resultados del laboratorio. Se utiliza alguna ecuación de estado y, mediante regresiones numéricas, se reproducen los valores de la curva de condensación retrógrada y la presión de rocío, principalmente.

Para realizar la regresión, se hace una expansión de la fracción  $C_{7+}$  en dos o tres pseudocomponentes, ya que es la fracción que agrupa todos los componentes residuales del análisis composicional. Lo anterior se ha establecido con base en la experiencia de los usuarios del programa, para que el ajuste se realice de una manera más sencilla (recomendación del instructor del programa "PVT").

El procedimiento consiste en hacer regresiones numéricas con los coeficientes de interacción binaria de los pseudocomponentes del  $C_{7+}$ , hasta reproducir lo más exacto posible el comportamiento de condensación de líquido y el valor de la presión de rocío durante un proceso de agotamiento a volumen constante (AVC) simulado con la ecuación de estado. Las etapas del agotamiento en la simulación deben coincidir con las del estudio PVT del laboratorio.

De esta forma, se inicia el ajuste utilizando al primer coeficiente como variable y se simula el proceso ; se comparan los resultados de la simulación con los del estudio PVT y si no son aceptables se procede a utilizar el del segundo pseudocomponente y si no, el del tercero.

Si no se logra el ajuste con la variación de alguno de los tres en forma individual, se procede a manejar ahora los coeficientes de dos pseudocomponentes como variables y se verifican las simulaciones para cada combinación de parejas. Por lo general en alguna de estas simulaciones se obtiene un buen ajuste.

Con el ajuste seleccionado, se procede a obtener los comportamientos de condensación, de viscosidad y de tensión interfacial los cuales serán utilizados para seleccionar la mezcla equivalente.

### **Selección de la mezcla equivalente.**

Bajo la consideración de que la mezcla equivalente debe de comportarse en forma similar a los fluidos del yacimiento, se procedió a realizar el estudio de alguna mezcla binaria o ternaria que pudiera ajustarse.

El seguimiento del comportamiento de la mezcla equivalente, respecto a la fracción molar de cada elemento, se inició con las mezclas  $C_1-C_{3-n}C_{10}$  y  $C_1-C_{4-n}C_{10}$  ya que se encontró en la bibliografía que éstas eran frecuentemente utilizadas en estudios de gas y condensado.

El proceso consistió en determinar la dependencia de la presión crítica, temperatura crítica, cricondenbara y cricondenterma respecto a las fracciones molares.

Los parámetros seleccionados para el ajuste son el comportamiento de la curva de tensión interfacial así como el del porcentaje de condensación retrógrada de la mezcla durante un proceso de agotamiento de presión a volumen constante, AVC. Los datos a ajustar se toman de la regresión efectuada a los datos obtenidos del estudio PVT composicional.

Debido a la dependencia de la presión de rocío ( $p_r$ ) respecto a la composición se decidió manejar una presión normalizada,  $p_D = p/p_r$  para comparar los comportamientos partiendo de un punto común en  $p_D = 1$  ( $p = p_r$ ).

Del análisis realizado a estas mezclas, del cual se presentan los resultados en el capítulo 7, y de pláticas con expertos en termodinámica y comportamiento de fase se llegó a la conclusión de que no es posible encontrar una mezcla binaria o ternaria que



se ajuste a todo el comportamiento de la mezcla real de yacimiento.

Bourbiaux y cols. (1996), demuestran que el hecho de manejar diferentes composiciones y tipos de mezclas al realizar los experimentos de laboratorio, aún con fluidos de yacimiento, no afecta los valores de saturación residual de líquido ni en el desplazamiento en el medio poroso. Esta conclusión es aplicable solamente si los números capilares son iguales para cada mezcla en cuestión y de hecho, en el artículo de Henderson y cols. (1995) se comprueba que la dependencia en las permeabilidades relativas está asociada al número capilar y no sólo a la tensión interfacial, como lo manejaron otros autores.

Con base en esta referencia se puede considerar que, mientras el efecto neto de la competencia de las fuerzas viscosas y capilares (número capilar) se da en forma idéntica, las características inherentes a cada mezcla no afectan el comportamiento de flujo, y por lo tanto, las permeabilidades relativas asociadas a un mismo número capilar son independientes de los fluidos que se estén moviendo en el medio poroso.

El análisis del comportamiento del número capilar con respecto a la presión, tanto para la mezcla de fluidos de yacimiento como para una mezcla binaria, permite realizar una determinación de composición y tipo de fluidos así como condiciones de presión y temperatura que represente en forma equivalente las condiciones reales de flujo.

Para definir la mezcla equivalente se procede a analizar el comportamiento termodinámico de fases, dada una cierta composición para una cierta mezcla binaria. En la literatura existen estudios de varias mezclas binarias; sin embargo, debido a que los resultados de este análisis serán utilizados en la simulación, se procede a caracterizar el comportamiento de las mezclas con el programa "PVT". Las mezclas estudiadas para la experimentación fueron metano-decano normal ( $C_{1-n}C_{10}$ ) y metano-heptano normal ( $C_{1-n}C_7$ ). La selección de estas mezclas equivalentes se tomó de los trabajos de Kaladyian y cols. (1996) y de Henderson y cols. (1995).

Determinado el comportamiento de viscosidades y tensión interfacial en función de presión y temperatura, se procede a determinar el comportamiento del Número Capilar

por unidad de velocidad ( $v=1$  cm/seg). Con los números capilares, tanto de la muestra de fluidos del yacimiento como los de las mezclas binarias, se procede a compararlos en una gráfica cartesiana.

Bajo esta premisa, en la literatura determinan puntualmente, para un valor de presión y temperatura específicos, en que condiciones la mezcla equivalente de fluidos presenta el mismo número capilar; sin embargo, tanto las condiciones de presión en el yacimiento como las del desplazamiento en el laboratorio se dan en rangos de presión y no en valores puntuales.

Debido a lo anterior, en este trabajo se procedió a analizar el comportamiento del número capilar respecto a la presión, es decir la derivada o variación con respecto a la presión ( $dN_c/dp$ ), y ésta fue considerada como el parámetro del ajuste, y no un solo punto de presión, para así obtener el ajuste del comportamiento en un intervalo de presión.

De esta forma, el intervalo de número capilar en que se tenga el ajuste determinará en primer plano, el intervalo de presión experimental y la temperatura en que debe realizarse el desplazamiento en el laboratorio y segundo, asociando los datos de tensión interfacial, viscosidad y velocidad de los fluidos a condiciones de yacimiento, el rango de presión (a la temperatura del yacimiento) en que serán representativos los resultados obtenidos con el desplazamiento.

## **Medio Poroso**

La caracterización de la muestra se realiza definiendo los factores siguientes de las muestras : la selección del fragmento y determinación espacial de porosidad mediante tomografía computarizada de rayos X, la determinación de la permeabilidad absoluta con líquido, el efecto de la presión de confinamiento de la muestra mediante pruebas

de variación de porosidad y permeabilidad a diferentes presiones de confinamiento y la determinación del comportamiento de presión capilar.

## **EQUIPO UTILIZADO :**

### **Determinación espacial de la Porosidad y la Permeabilidad absoluta con líquido.**

El equipo usado en la caracterización mediante se compone de los módulos siguientes:

- Cilindro portamuestra.
- Manejador y controlador de los fluidos de desplazamiento.
- Monitoreo y recolección de datos.

A continuación se presenta la descripción detallada de cada sección.

#### **Cilindro portamuestra :**

Este dispositivo permite aplicar presión a la muestra para sellarla longitudinalmente, así como sostenerla y poder realizar la inyección de fluidos a alta presión a través del medio poroso.

En la figura 4.1 se presenta el diagrama del sujetador utilizado; como se observa el núcleo es colocado dentro de una manga de vitón la cual se somete a una presión de confinamiento exterior para realizar el sello necesario sobre la pared del núcleo.

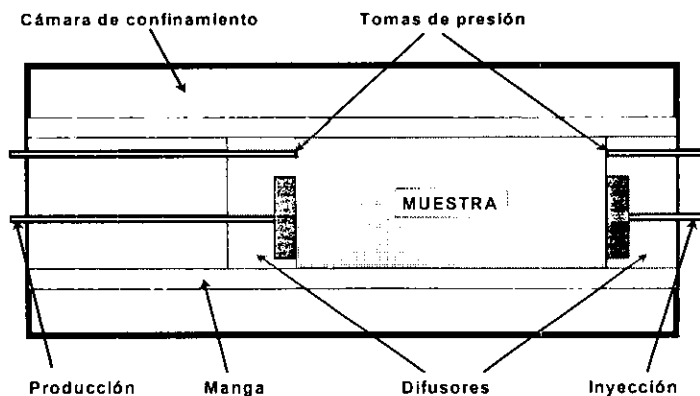


Fig. 4.1.- Sección transversal del sujetador de muestras.

Por los extremos axiales se contacta la muestra con dos difusores que contienen un centro de arenisca Berea. Estos difusores cuentan con un conducto periférico, utilizado para medir la presión en la cara de la muestra, y otro central para conducir los fluidos que se inyectan o se produzcan. Por medio de la cámara de presión de confinamiento es posible someter la muestra a una presión predeterminada.

### **Manejador y controlador de los fluidos de desplazamiento :**

El equipo utilizado es un sistema de bombas, válvulas y manómetros, los cuales constituyen un sistema de inyección/producción de fluidos y de represionamiento.

El sistema de inyección cuenta con tres bombas de pistón mecánico de inyección continua. Cada bomba permite manejar gastos hasta de 800 ml/hr y presiones de hasta 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. Las bombas son programables y se controlan manualmente.

El represionamiento de la manga con que se sella longitudinalmente a la muestra se realiza con una bomba hidráulica de pistón de alta presión que maneja hasta 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. En la figura 4.2 se presenta el diagrama de la sección de manejo y control.

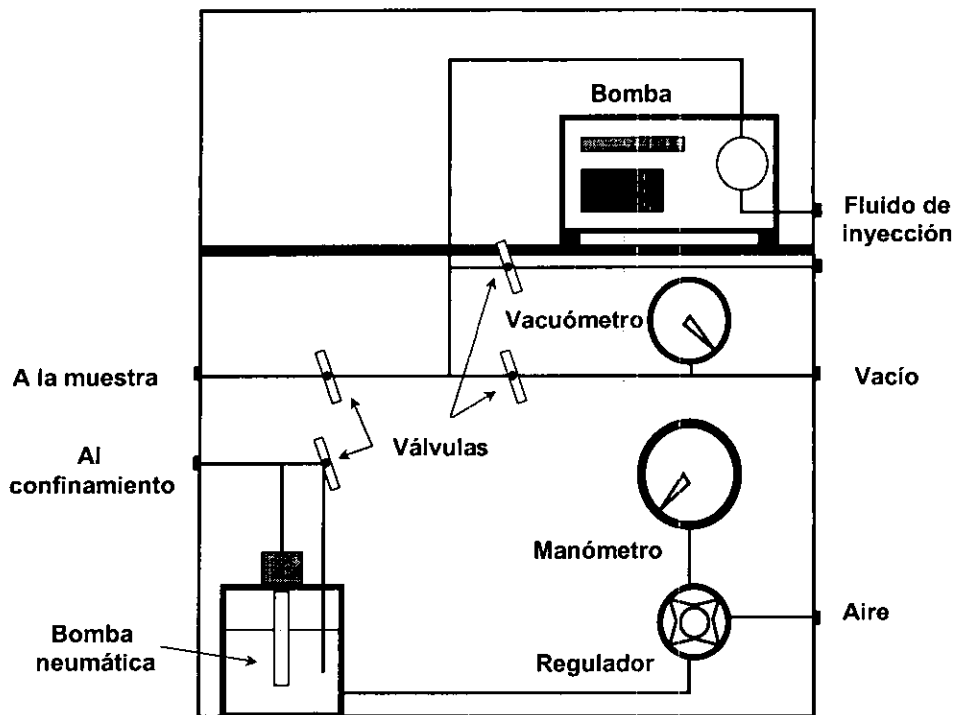


Fig. 4.2.- Diagrama de la sección de manejo y control de fluidos.

### Monitoreo y recolección de datos :

El equipo utilizado para monitorear y controlar los fluidos de inyección así como el rastreo de la muestra mediante rayos X se compone de:

- Demodulador de señales (para datos de presión y temperatura).
- Tomógrafo de rayos X (para generación de imágenes).

#### a) Demodulador de señales.

El equipo es un demodulador analógico-digital para registrar señales de voltaje y traducirlas en mediciones de presión o temperatura, de acuerdo al sensor que tenga conectado. En el demodulador se utilizaron tres sensores de presión y uno de temperatura.

En cuanto a los sensores de presión, el equipo cuenta con dos tipos; para medir presión absoluta y para medir presión diferencial o caída de presión. Los sensores tienen capacidad de hasta 10,000 lb/pg<sup>2</sup> para los absolutos y desde 0.01 lb/pg<sup>2</sup>d hasta 2,000 lb/pg<sup>2</sup>d para los de presión diferencial.

Se utilizaron dos sensores de presión absoluta para medir la presión a la entrada del núcleo y la presión de confinamiento. El tercero, de presión diferencial, se utiliza para medir la diferencia entre la entrada y salida de fluidos en las caras de la muestra.

Respecto a los sensores de temperatura, se emplean termocoples ubicados en la pared del portamuestra para monitorear la temperatura durante el desarrollo de las pruebas.

El registro y almacenamiento en archivos de los valores de presión o temperatura, así como el control del intervalo de tiempo en el cual se registrarán dichas señales, se maneja con una computadora personal la cual utiliza un programa que permite dar formato al manejo de la información, así como presentar el rastreo de los valores de presión en forma gráfica en el monitor de la computadora durante el desplazamiento o inyección de fluidos.

## **b) Tomógrafo de rayos X**

El tomógrafo de rayos X consta básicamente de tres módulos:

- Gantry y mesa de deslizamiento del portanúcleo.
- Computadora central.
- Red local de procesamiento de imágenes.

A continuación se describen cada uno de ellos.

### "Gantry" y mesa de deslizamiento del portanúcleo.

Se usa para realizar el rastreo con rayos X de la muestra, así como para deslizarla para cambiar la sección a estudiar.

El "Gantry" es la estructura que contiene los motores y piezas mecánicas que mueven la fuente de rayos X y los detectores, las tarjetas electrónicas para el control y operación del mismo, y los transformadores y fuente de alto voltaje que alimentan los dispositivos.

La mesa de deslizamiento está acoplada al "Gantry" para mover la muestra dentro de este dispositivo la cual se maneja manual o automáticamente por un tablero acoplado a la computadora central.

La figura 4.3. muestra una vista de esta parte del equipo.

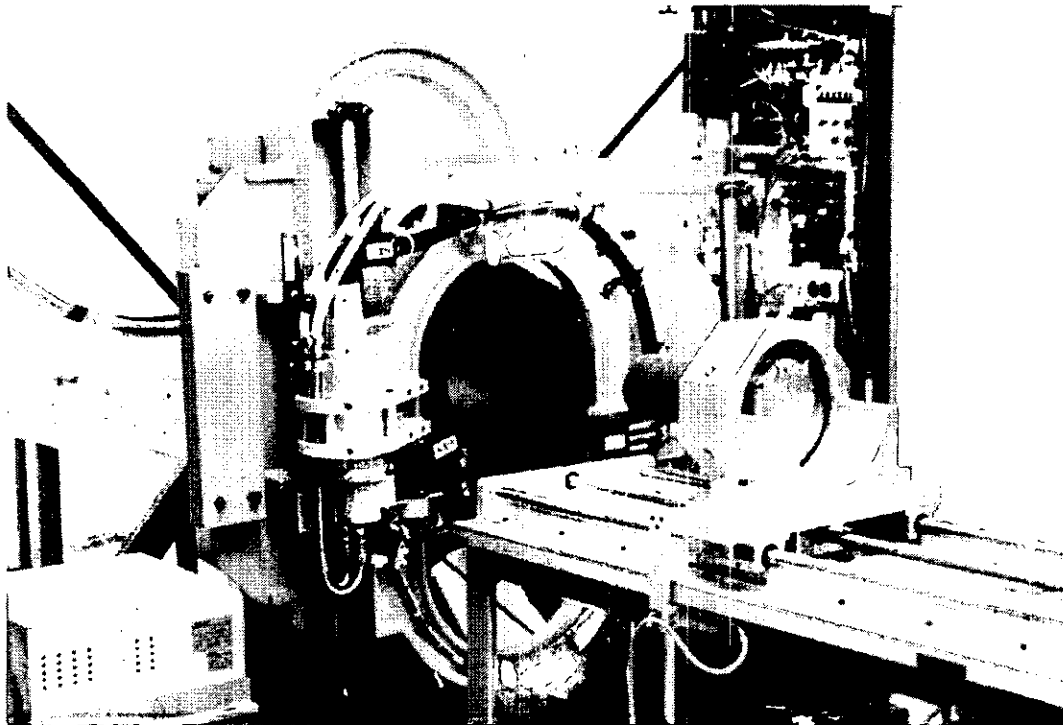


Fig. 4.3.- Vista del Gantry y mesa de deslizamiento.

El equipo de rayos X utilizado cuenta con un emisor de rayos X y tres detectores. La capacidad máxima del emisor es de 120 Kv y el ancho de la sección analizada es de 1 cm. El tiempo que tarda una toma de la imagen por sección es de dos minutos y la generación de la imagen tiene una resolución de 256 x 256 pixeles, con una sensibilidad de cambio de atenuación de 0.1% en densidad.

### Computadora central

Sus funciones son las de realizar el control del "Gantry", almacenar la información fotoeléctrica registrada por los detectores y sus referencias, realizar la reconstrucción de la imagen con base en un algoritmo de cómputo y permitir la calibración, revisión y tratamiento primario de las imágenes.

La computadora central tiene un disco duro, un monitor monocromático y una unidad de cinta de carrete para la transferencia de datos a la red de procesamiento. En el panel de control se encuentran los interruptores y selectores de voltaje, así como el mecanismo de control de la mesa de deslizamiento.

### Red local de procesamiento de imágenes.

Se utiliza para realizar la evaluación de las imágenes; además permite generar las reconstrucciones así como el manejo de la presentación de las imágenes para su impresión.

La red consiste de dos estaciones de trabajo, una PC y dos impresoras.

El servidor tiene una unidad de CD ROM, un disco duro interno de 1.3 GB, disco duro externo de 1.3GB, unidad de respaldo y unidad de cinta de cartucho. La otra estación de trabajo tiene dos discos duros de 400 MB cada uno y una unidad de cinta de carrete.



Para la impresión de las imágenes se cuenta con una impresora térmica a color y una impresora laser blanco y negro.

La computadora personal posee un disco duro de 1 GB y permite manejar los paquetes estándar para la presentación y preparación de documentos.

## **METODOLOGÍA :**

### **Tomografía computarizada de rayos X**

#### **Selección del fragmento:**

La primera etapa consiste en realizar un estudio conocido como tomografía exploratoria para revisar los fragmentos disponibles y hacer una selección.

Debido a la física del rayo y la técnica en sí, siempre que se realice un estudio en estos equipos se debe calibrar el tomógrafo respecto al material que se va a estudiar, ya que sin esta calibración las imágenes presentan alteración de la información, debido a un efecto físico denominado "endurecimiento del rayo" (característica que se puede detectar en una imagen) y que indica que la imagen no es representativa. Así, la calibración consiste en determinar ciertos coeficientes de linealización que compensan numéricamente el efecto físico.

Para la determinación de los coeficientes se debe tomografiar un contenedor cilíndrico de acrílico ("fantom") lleno con un fluido homogéneo y mediante un programa específico de la computadora, generar dichos coeficientes.

Kantzas, (1990) estudió las características de los contenedores de calibración ("fantoms") encontrando que el uso de soluciones con yodo y bromo, como el NaI, KI, NaBr entre otros, presentan ventajas prácticas en su manejo.

La calibración consiste en tomografiar el fantom homogéneo a una cierta concentración de NaI (1%) y generar los coeficientes correspondientes, utilizarlos al tomografiar el objeto de estudio en cuestión y revisar la presencia del “endurecimiento del rayo” (nitidez de la imagen). Si la imagen se muestra alterada por el endurecimiento, se procede a repetir el procedimiento aumentando en un 0.2% la concentración del NaI.

Con base en la experiencia se ha encontrado que al trabajar con materiales provenientes de areniscas, la concentración óptima se encuentra entre el 1.5 y 2%, y para el caso de materiales provenientes de rocas calizas, se necesitan concentraciones de 3 a 3.5%.

Una vez calibrado el equipo se realiza la toma de imágenes, aproximadamente cada 5 a 10 cm, dependiendo de las características físicas de la muestra y del número de imágenes que se defina según el caso en particular.

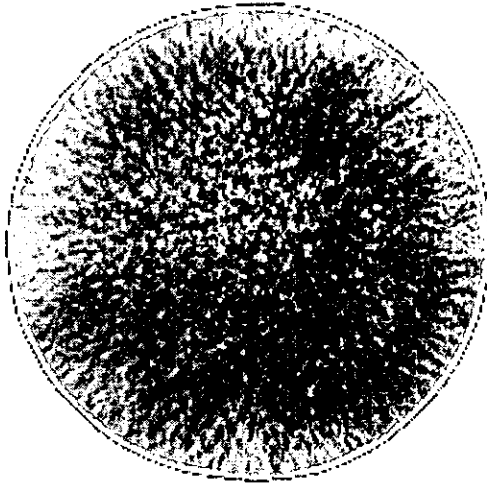
Una de las interpretaciones que puede utilizarse mediante las imágenes tomadas a 120 Kv es la de visualizar el grado de heterogeneidad que presenten las muestras considerando que la escala de análisis, tonalidades de color o tonos de gris asociadas a la atenuación por densidad (#CT a 120 Kv), sea equivalente.

En la figura 4.4 se presenta un ejemplo comparativo de un medio homogéneo y uno altamente heterogéneo, con presencia de fracturas y cavernas.

En estas imágenes podemos observar la definición del medio poroso utilizando tomografía de rayos X.

Con base en el estudio de tomografía exploratoria podemos definir la muestra a utilizar dependiendo de nuestros objetivos, homogénea o heterogénea.

**ROCA HOMOGÉNEA**  
IMAGEN A 120 Kv



**ROCA HETEROGÉNEA**  
IMAGEN A 120 Kv

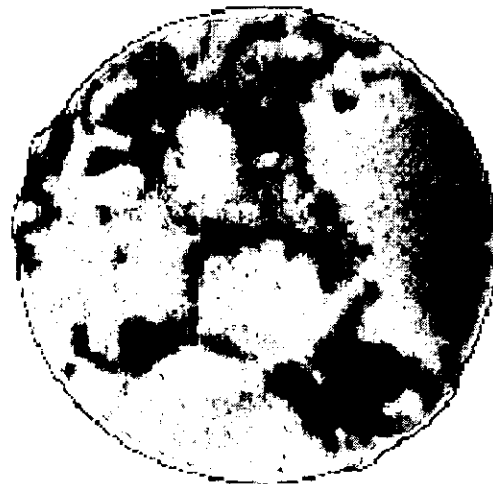


Fig. 4.4 .- Comparación de una imagen homogénea y una heterogénea.

### **POROSIDAD EFECTIVA:**

Para determinar espacialmente la porosidad efectiva mediante esta técnica se requiere de dos series de imágenes : serie tomográfica de la muestra seca y limpia (en presencia de aire en el espacio poroso), y serie tomográfica de la muestra 100% saturada con otro fluido diferente del aire.

Para generar la serie seca y limpia, el fragmento se monta en el sujetador de núcleos y se somete a un desplazamiento a baja y alta presión, con baches alternados de tolueno y etanol, este procedimiento está basado en el método de Cuiec y cols., (1977), diseñado para no alterar las condiciones de mojabilidad de las muestras. Obtenido el tolueno con una coloración limpia, se desmonta la muestra y se pone a secar en una estufa a 60 °C durante 24 horas.

Una vez seco, se procede a realizar una tomografía de detalle consistente en tomar imágenes de las secciones de la muestra cada centímetro y generar así, la serie de imágenes de la muestra seca y limpia.

Para generar la serie saturada 100% con un fluido diferente al aire se utiliza metanol, montando nuevamente la muestra al sujetador de núcleos y procediendo a desplazarle (realizando previamente vacío para extraer todo el aire del espacio poroso), de 5 a 8 volúmenes porosos para asegurar la saturación al 100%.

Una vez saturada la muestra se procede a medir la caída de presión que se genera en la muestra cuando se manejan diferentes gastos de inyección, por lo general 4 ó 5 gastos diferentes e iniciando del menor al mayor.

Concluidas las mediciones de caída de presión, se procede a tomar la serie de imágenes para condiciones de saturación de 100%. Cabe aclarar que las dos series deben estar tomadas en las mismas secciones y en la misma orientación, ya que la teoría desarrollada para obtener la porosidad así lo considera.

Por último se procede a tomar una imagen del contenedor de calibración, "fantom", lleno de aire (vacío) y otra lleno de metanol.

Con las dos series tomográficas y con los valores de atenuación del aire y del metanol, se obtiene la porosidad espacial por pixel utilizando la siguiente expresión :

$$\phi_{i,j} = \frac{(CT_{Ra} - CT_{Rm})_{i,j}}{CT_a - CT_m} \quad (4.1)$$

donde :

CTRa = coeficiente de tomografía de la roca seca y limpia (aire).

CTRm = coeficiente de tomografía de la roca saturada 100% (metanol).

CTa = coeficiente de tomografía del aire.

CTm = coeficiente de tomografía del metanol.

i,j .- ubicación del pixel i,j

Si se consideran en la evaluación media los pixeles que corresponden a la zona de la muestra en cada imagen, se obtiene la distribución espacial de porosidad por imagen y así, la caracterización discreta de la porosidad efectiva media respecto a la longitud de la muestra.

### **PERMEABILIDAD ABSOLUTA :**

Con base en los datos del gasto y caída de presión obtenidos durante la inyección del metanol al saturar la muestra, con las dimensiones del mismo y con el valor de la viscosidad del metanol, se utiliza la ecuación de Darcy para determinar la permeabilidad absoluta del medio poroso medida a las condiciones de presión de confinamiento en que se realizó la saturación y que está dada por la expresión siguiente:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (4.2)$$

donde :

- k = permeabilidad absoluta [D]
- q = gasto de inyección [cm<sup>3</sup>/seg]
- μ = viscosidad del metanol [cp]
- L = longitud de la muestra [cm]
- A = área perpendicular al flujo [cm<sup>2</sup>]
- Δp = caída de presión [atm]

## Variaciones de la Porosidad y de la Permeabilidad a diferentes presiones de confinamiento

### EQUIPO UTILIZADO:

#### **MEDICIÓN DE POROSIDAD CON GAS.**

El equipo utilizado está compuesto de un solo módulo el cual tiene tres secciones : la cámara portamuestra, la de referencia o volumen conocido y la de medición de presión. El diagrama del equipo se presenta en la figura 4.10.

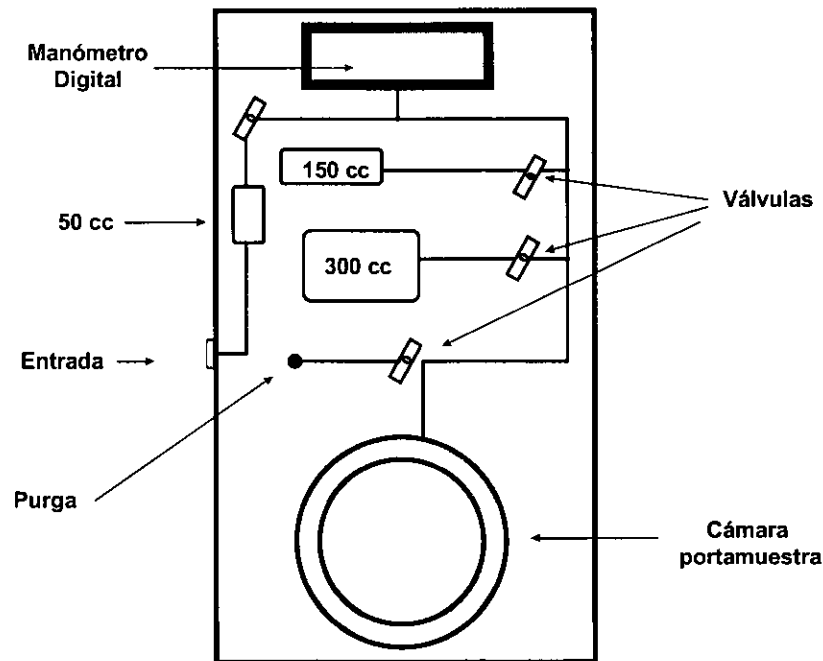


Fig. 4.10.- Diagrama del porosímetro de gas.

La cámara portamuestra, consta de un cilindro hueco de 5 pg de diámetro y 13 pg de longitud y de varios juegos de cilindros macizos y camisas de diferente longitud.

Esta técnica requiere que el volumen de sólidos en el interior de la celda sea siempre

el máximo posible, es por esto por lo que las camisas tienen un diámetro exterior de 5 pg con diámetros interiores de 2, 2 5/8, 3, 3 1/2 y 4 pg y se utilizan para alojar muestras con diámetro exterior lo más cercano posible a los interiores de las mismas. Con los cilindros macizos se completa la diferencia entre la longitud de la muestra y la longitud de la celda.

El volumen de referencia del porosímetro consta de tres balas de acero calibradas, con capacidades de 50, 150 y 300 cm<sup>3</sup>, respectivamente, y un tanque recargable de helio.

El equipo de medición de presión del sistema es un transductor que maneja hasta 100 lb/pg<sup>2</sup>, y contiene un convertidor digital con aproximación de dos decimales, visible en una pequeña pantalla electrónica.

## **MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD CON GAS.**

El equipo está constituido por tres módulos:

- Celda portamuestra.
- Alimentación del gas de inyección.
- Monitoreo y recolección de datos.

### **Celda portamuestra.**

#### **a) Cámara de montaje**

Consta básicamente de un cilindro hueco en posición vertical de 11 pg. de diámetro exterior, 5 pg. de interior y 15 pg. de largo, con dos tapas en sus extremos, las cuales tienen empaques de alta presión y temperatura. La tapa superior tiene dos orificios con conexiones para flujo de gas, dos para termocoples y dos para cables. La tapa inferior

tiene dos conductos para el flujo del aceite de compresión.

Exteriormente, la cámara está rodeada de dos camisas independientes, una de calentamiento y otra de aislamiento térmico, presentando la primera varias resistencias eléctricas. El calor producido por las resistencias se regula por medio de un sistema electrónico que limita la corriente que circula a través de ellas para controlar la temperatura en el interior del cilindro. La información digitalizada de temperatura sirve para activar el controlador y para monitorear la temperatura.

Interiormente, la cámara de montaje está constituida por la muestra de roca, una chaqueta o manga que la cubre lateralmente y dos difusores de acero que la aíslan totalmente del baño de aceite contenido en la celda, los cuales se conectan con tubo de acero a la tapa de la celda.

En la figura 4.5 se presenta el diagrama de esta cámara.

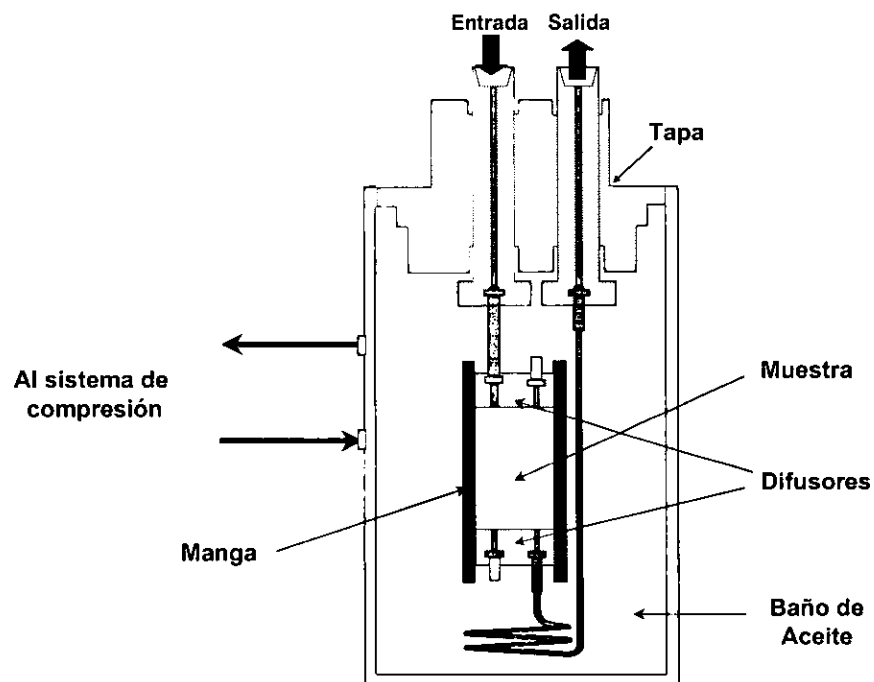


Fig. 4.5.- Diagrama de la cámara de montaje.



Los difusores están conectados a la tapa superior de la celda con tubos de acero y a la muestra con una malla de acero, tanto para flujo horizontal, como vertical. El flujo que entra a la muestra pasa de la tapa superior de la celda a un tubo largo en serpentin, con el propósito de elevar su temperatura por medio del baño de aceite de la celda y posteriormente pasa al difusor.

La manga hace sello en la muestra y los difusores, de tal manera que no pase el fluido de confinamiento hacia la muestra al incrementarse la presión de confinamiento. La presión de confinamiento siempre debe ser mayor que la presión interna de la muestra, para que exista este sello.

### b) Sistema de compresión.

Consta principalmente de una bomba neumática con capacidad de hasta 20000 lb/pg<sup>2</sup>, un sistema de válvulas, un regulador y un manómetro. En la figura 4.6 se presenta el diagrama de esta sección. Este sistema está conectado al cilindro hueco de confinamiento para generar la presión de confinamiento a que será sometida la muestra.

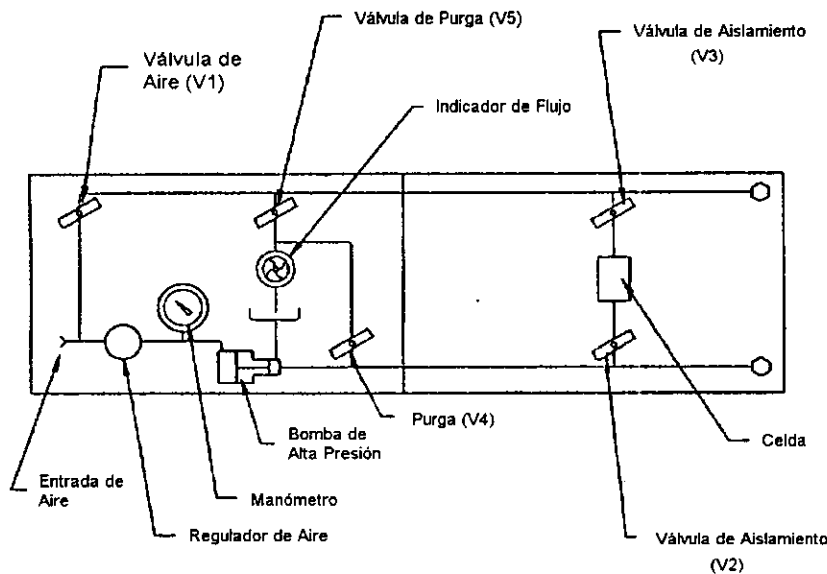


Fig. 4.6.- Diagrama del sistema de compresión de la muestra.

### **Alimentación del gas de inyección.**

Consta de un tanque de nitrógeno recargable, de un regulador, de un manómetro y dos válvulas de control.

El diagrama se presenta en la figura 4.7.

Este módulo se conecta al orificio de entrada de la tapa superior de la celda portamuestra, a un transductor que mide la presión de poro de la muestra, y a la sección de presión diferencial para medir la caída de presión durante la inyección del gas.

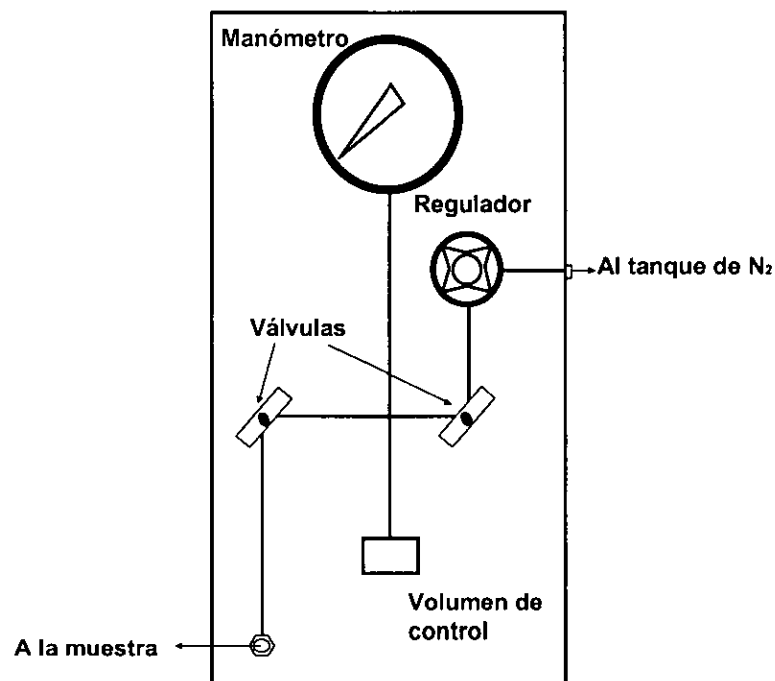


Fig. 4.7.- Diagrama de la sección de alimentación del gas.

### **Monitoreo y recolección de datos.**

El monitoreo de la información se realiza utilizando una sección de presión

diferencial y otra de producción. A continuación se describe cada una de ellas.

#### a) Sección de presión diferencial :

Consta de un transductor de presión diferencial y válvulas, que se conecta a los dos orificios de flujo de la tapa superior de la celda (entrada y salida de la muestra). Así, el diafragma o sensor del transductor queda entre las dos corrientes de flujo que entran a la muestra. En la figura 4.8 se presenta el diagrama de esta sección.

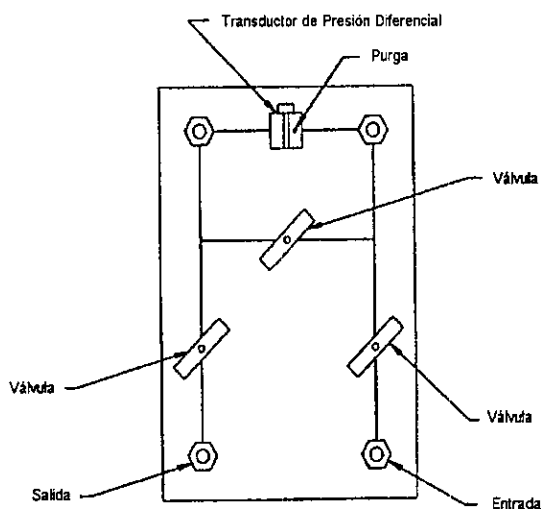


Fig. 4.8.- Diagrama de la sección de presión diferencial.

#### b) Sección de producción :

Esta sección cuenta con cinco fluómetros de cristal y sus válvulas. Los fluómetros pueden operar independientes o en paralelo, y su capacidad de medición varía desde  $0.1 \text{ cm}^3/\text{seg}$  hasta  $1000 \text{ cm}^3/\text{seg}$ . La figura 4.9 muestra el diagrama respectivo.

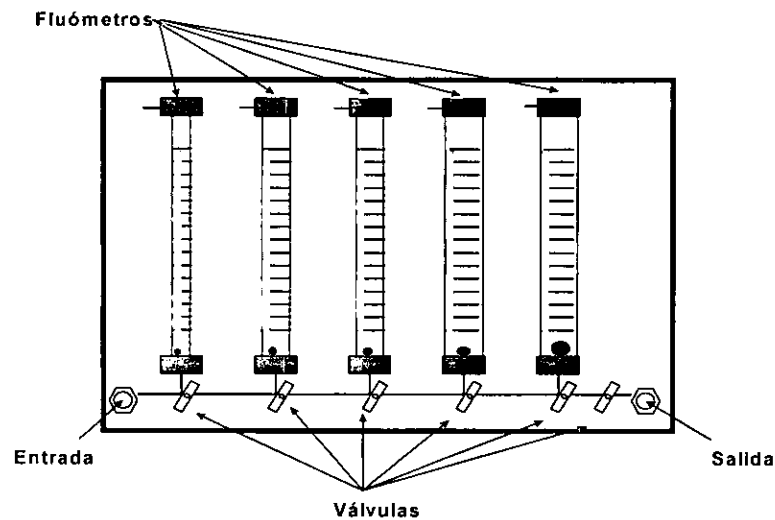


Fig. 4.9.- Sección de monitoreo de producción.

## **METODOLOGÍA:**

### **Variaciones del volumen poroso y permeabilidad absoluta a diferentes presiones de confinamiento.**

#### **VOLUMEN POROSO:**

Montada la muestra en la celda portamuestra, se conecta el porosímetro de gas a la entrada de la celda a través de la tapa de la cámara de confinamiento.

Se procede a represionar la muestra a  $500 \text{ lb/pg}^2$  y se realiza la evaluación del volumen poroso. La medición del volumen poroso se realiza de la manera siguiente:

Se procede a aislar la muestra del volumen de referencia del porosímetro.

Se lleva el volumen de referencia a una presión inicial con el tanque de helio.

Una vez equilibrada la lectura de presión, se aísla el tanque de helio y se procede a comunicar la muestra con el volumen de referencia, obteniendo una segunda lectura de presión (una vez estabilizada).

Con base en la teoría desarrollada para obtener el volumen de la expansión del gas y con los volúmenes muertos de las líneas y tapa de la celda portamuestras, el volumen de poros de la muestra, sometida a una cierta presión de confinamiento, estará dado por:

$$V_p = V_r \left[ \frac{p_1}{p_2} - 1 \right] - V_m \quad (4.3)$$

donde:

$V_p$  .- volumen de poros [cm<sup>3</sup>]

$V_m$  .- volumen muerto de las líneas y tapa de la celda portamuestra [cm<sup>3</sup>]

$p$  .- presión en el sistema

$V_r$  .- volumen de referencia

subíndices:

1.- inicial

2 .- final

El procedimiento se repite tres veces para obtener tres datos a una misma presión de confinamiento.

De igual manera se realiza la evaluación modificando la presión de confinamiento para presiones de 1000, 2000, 3000 , 4000, 5000 y 6000 lb/pg<sup>2</sup>, lo cual permite determinar la curva de volumen poroso contra la presión de confinamiento, pudiendo obtener la compresibilidad de la roca dada por la siguiente expresión :

$$c = - \frac{1}{V_p} \cdot \frac{dV_p}{dp} \quad (4.4)$$

donde :

$c$  = compresibilidad [ $1/\text{lb/pg}^2$ ]

$V_p$  = Volumen de poros [ $\text{cm}^3$ ]

$p$  = presión de confinamiento [ $\text{lb/pg}^2$ ]

### **PERMEABILIDAD ABSOLUTA MEDIDA CON GAS:**

Determinada la variación de la porosidad, se desconecta el porosímetro de gas y se conecta la celda portamuestra a la sección de presión diferencial y a la de producción.

Se procede a represionar la muestra a  $500 \text{ lb/pg}^2$  y se realiza la medición de los parámetros necesarios para el cálculo de la permeabilidad de la siguiente forma:

1. Se procede a cerrar la valvula del "bypass" de la sección de presión diferencial para registrar las lecturas de caída de presión.
2. Se regula la inyección del gas con un tanque de nitrógeno en la sección de alimentación de gas para generar una determinada presión de entrada a la muestra.
3. Una vez equilibrada la lectura de caída de presión, se procede a leer en los fluómetros, el gasto con que fluye el gas a través de la muestra.
4. Se procede a aumentar la presión de entrada del gas a la muestra y se toma una segunda lectura de caída de presión y gasto.

El procedimiento se repite para seis presiones diferentes (seis gastos).

Una vez terminadas las seis lecturas, se aumenta la presión de confinamiento y se repite el procedimiento para presiones de  $1000$ ,  $2000$ ,  $3000$ ,  $4000$ ,  $5000$  y  $6000 \text{ lb/pg}^2$ .

Para determinar la permeabilidad absoluta utilizando gas, se considera que el gas

fluye dentro de la muestra a un gasto medido a una presión media. Debido a la compresibilidad, el gasto se determina con la ecuación de los gases reales, y al sustituirlo en la ecuación 4.2 obtenemos la expresión para la permeabilidad, esta es:

$$k = \frac{\bar{z}\bar{T}p_0}{z_0T_0} \frac{2q_0\mu L}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad (4.5)$$

donde:

- z .- factor de compresibilidad [adim]
- T .- temperatura [°C]
- p .- presión [atm]
- A .- área de flujo [cm<sup>2</sup>]
- q .- gasto de gas [cm<sup>3</sup>/seg]
- μ .- viscosidad del gas [cp]
- L .- longitud de la muestra [cm]
- $\bar{z}$  .- factor de compresibilidad a la presión media del flujo [adim]
- $\bar{T}$  .- temperatura media del flujo [°C]

subíndices:

- o .- condiciones ambientales
- 1 .- a la entrada de la muestra
- 2 .- a la salida de la muestra

Los datos obtenidos, para una misma presión de confinamiento, deben graficarse respecto al inverso de la presión media, conocido como el Método de Klinkenberg. De esta forma la permeabilidad absoluta de la muestra se obtiene al prolongar la línea de tendencia que presentan los puntos al eje de las ordenadas, considerando principalmente los de la extrema derecha para evitar la zona de alta velocidad (puntos de extrema izquierda).

Al realizar estas evaluaciones para las diferentes presiones de confinamiento, se obtiene el comportamiento de la permeabilidad absoluta respecto a la presión de confinamiento.

## COMPORTAMIENTO DE PRESION CAPILAR

### EQUIPO UTILIZADO:

#### Capilarímetro Aire Mercurio.

El aparato consta de dos módulos. El primero contiene una bomba de desplazamiento volumétrico de mercurio acoplada a un picnómetro de alta presión, el cual sirve como receptáculo de la muestra. El segundo, es el módulo de medición y control de presión. Ambos se encuentran conectados por un tubo flexible para alta presión. La figura 4.11 presenta el diagrama de dicho equipo.

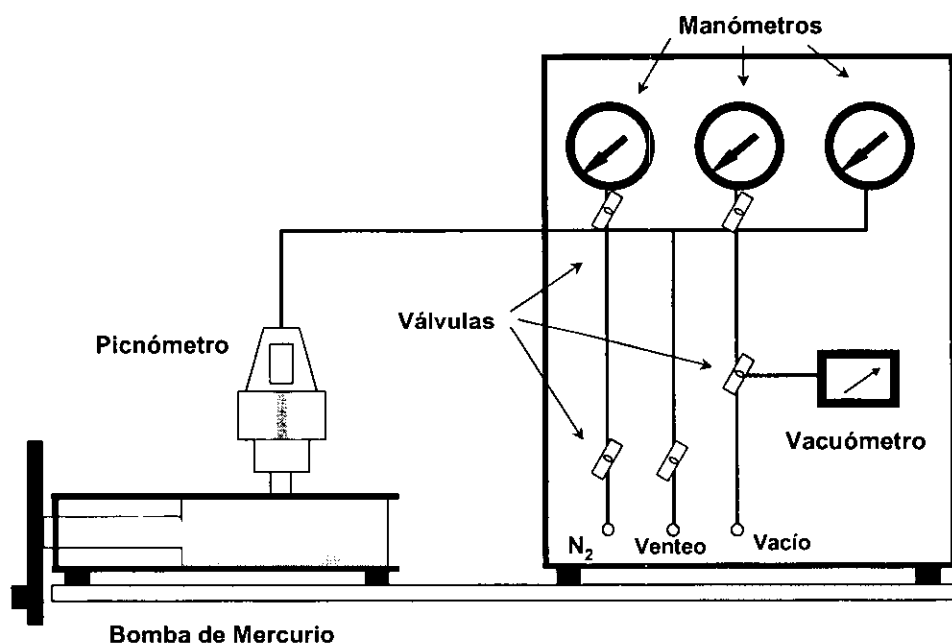


Fig. 4.11.- Diagrama del capilarímetro aire-mercurio.

### METODOLOGÍA:

Del capilarímetro se determina el volumen del picnómetro y la curva de corrección por compresibilidad del sistema (bomba-mercurio).



Una vez obtenidos estos valores se procede a montar la muestra y se evalúan los volúmenes inyectados en función de la presión para así, considerando la compresibilidad del sistema, obtener la curva de presión capilar del medio poroso respecto a la saturación de mercurio en la muestra. A esta curva se le denomina curva de presión capilar en sistema aire-mercurio.

Debido a que el sistema en el que se desarrollará la experimentación es diferente, se debe efectuar la normalización de la curva dada por :

$$P_{cs} = \frac{\sigma_s}{\sigma_{am}} P_{cam} \quad (4.6)$$

donde :

$P_{cs}$  = presión capilar del sistema experimental [atm]

$P_{cam}$  = presión capilar aire-mercurio [atm]

$\sigma_s$  = tensión interfacial del sistema experimental [dina/cm]

$\sigma_{am}$  = tensión interfacial aire-mercurio [dina/cm]

Con esta caracterización tanto la muestra como los fluidos quedan definidos para realizar la experimentación y de esta forma generar la información de producción y de presión necesaria para realizar el ajuste por medio de simulación y obtener finalmente las permeabilidades relativas.

# 5

## EXPERIMENTACIÓN

---

La parte experimental del trabajo realizado comprende esencialmente dos rubros: (1) la preparación de las fases líquido y vapor y (2) la realización del desplazamiento.

### Preparación de las fases

#### EQUIPO UTILIZADO :

El equipo para controlar las condiciones de los fluidos durante la preparación de las fases líquido y vapor consta de cuatro módulos: el módulo de vacío, el de inyección, el de control y el del cilindro portamezcla. En la figura 5.1 se presenta el diagrama del sistema.

El módulo de inyección consta de dos bombas de alta presión, un cilindro de transferencia para el gas metano, y un tanque de metano grado químicamente puro utilizado comúnmente para cromatografía.

El módulo de vacío cuenta con una bomba de vacío, una trampa de líquidos y un vacuómetro.

El módulo de control consta de una bomba mecánica de pistón que puede operarse en modo de presión constante y dos transductores de presión, conectados al demodulador de señal. Bajo el modo de operación a presión constante, durante una inyección, el sistema electrónico de la bomba regula el movimiento de su pistón y

mantiene una presión fija predeterminada indicando el volumen que se ha desplazado para mantenerla

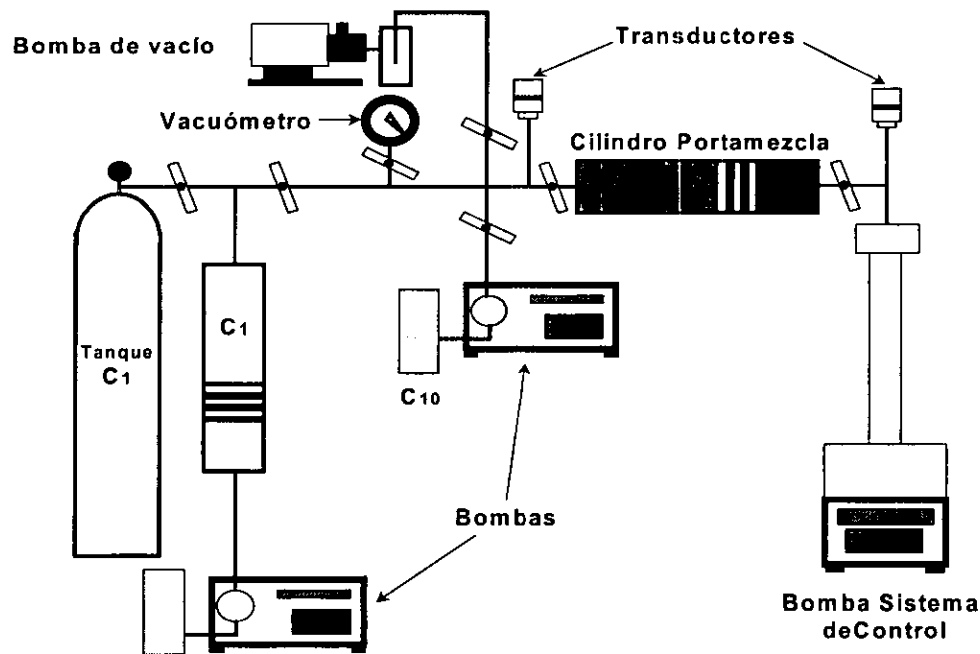


Fig. 5.1.- Diagrama del sistema para elaborar la mezcla.

El módulo portamezcla es un cilindro de transferencia, el cual tiene un émbolo libre en el interior del cilindro y permite mover el fluido que contenga mediante la inyección de agua o diesel por el otro extremo, sin que ambos fluidos entren en contacto. La capacidad máxima de este tipo de cilindros es variada según especificaciones técnicas y dimensiones. Los cilindros utilizados en este estudio fueron de  $1000 \text{ cm}^3$  (1 litro).

## METODOLOGÍA :

Establecido el rango de presión en que se realizará el desplazamiento, se procede al análisis detallado del comportamiento de la mezcla utilizando el programa "PVT".

El análisis detallado consiste en simular una expansión a composición constante, en el rango experimental definido, con intervalos de  $25 \text{ lb/pg}^2$  cada uno. El valor de presión

en el que se prepararán las fases deberá corresponder al valor de presión que se tenga a la entrada de la muestra durante el desplazamiento.

A través del análisis anterior, se obtiene la fracción molar de cada componente en la fase vapor y en la fase líquida que debe usarse para obtener un líquido y un vapor en equilibrio termodinámico en cada etapa de depresionamiento. La estimación de los volúmenes requeridos para la preparación de un cierto volumen de cada fase se realiza mediante el balance volumétrico-molar de los componentes de la mezcla binaria.

Para determinar las cantidades volumétricas y molares de la fase vapor se utiliza la ecuación de los gases reales dada por

$$V = \frac{znRT}{p} \quad (5.1)$$

donde :

- n.- número de moles del gas [adim]
- R.- constante universal de los gases [10.73 (lb/pg<sup>2</sup> pie<sup>3</sup>)/(mole-lb °R)]
- T .- temperatura [°R]
- p .- presión [lb/pg<sup>2</sup>]
- z.- factor de compresibilidad del gas [adim]
- V .- volumen de líquido [pie<sup>3</sup>]

Para realizar el balance volumétrico de los líquidos se utiliza el peso específico del líquido, su masa molecular y la corrección de propiedades por el efecto de la presión y la temperatura (Katz y cols., 1959, pp.118 y 120) utilizando la siguiente expresión :

$$V = \frac{nM}{\rho} \quad (5.2)$$

donde :

- n.- número de moles del líquido [adim]
- M.- masa molecular del líquido [mole-lb]

$\rho$  .- densidad del líquido [lb/pie<sup>3</sup>]

V .- volumen de líquido [pie<sup>3</sup>]

Debido a que se debe tener un control preciso de los volúmenes molares, es necesario calcular los volúmenes muertos en las líneas, válvulas y espacios internos de los cilindros portamuestras, así como comprobar que exista sello en las tapas y émbolo de los cilindros a la presión de preparación de la mezcla. De igual forma debe calibrarse la bomba de control.

Los cilindros deben prepararse instalando una válvula en sus extremos, represionar con aire ambos de sus lados, a una presión mayor a 800 lb/pg<sup>2</sup> y corregir las posibles fugas que se den; la prueba se realiza a 800 lb/pg<sup>2</sup> debido a que los empaques que se manejan en las tapas y émbolo del cilindro son del tipo expansivo y el sello debe darse a partir de 500 lb/pg<sup>2</sup>.

Una vez verificado el sello se procede a conectar el cilindro al módulo de inyección y al de control. Se procede a inyectar el fluido de control por el lado respectivo y se desplaza el émbolo hasta el otro extremo, por donde se inyectarán los componentes, y se mantiene una presión de 50 a 100 lb/pg<sup>2</sup> para asegurar que el émbolo se encuentre en el extremo del cilindro en el lado del módulo de inyección.

A continuación se hace vacío al sistema de inyección para evitar la presencia de aire. Una prueba sencilla para detectar posibles fugas a baja presión, después de obtener la lectura máxima en el vacuómetro, es revisar que se mantenga el vacío en el sistema aun con la bomba apagada.

Se procede a aislar el vacuómetro y se inicia el represionamiento de los sistemas, primero el de control y después el de inyección en etapas de 100 a 150 lb/pg<sup>2</sup>, hasta alcanzar la presión de preparación de la mezcla. Es importante considerar que durante esta presurización, el sistema de control debe mantenerse con la diferencial de presión de 50 a 100 lb/pg<sup>2</sup> por arriba de la presión de inyección, para asegurar que el émbolo se mantenga en el extremo del lado del módulo de inyección.

Una vez alcanzada la presión de preparación de la mezcla, se procede a realizar la inyección, a presión constante, del primer componente hacia el interior del cilindro portamuestra, controlando las lecturas de los volúmenes desplazados y considerando los volúmenes muertos calculados.

Al llegar al volumen requerido, calculado en el balance volumétrico molar, del primer componente, se cierra la válvula del cilindro que lo comunica con el módulo de inyección.

A continuación se purgan las líneas de inyección, se vuelve a hacer vacío y se cambia al segundo componente de inyección.

Se represiona el siguiente componente de inyección hasta la presión de preparación de la mezcla y al alcanzarla, se abre nuevamente la válvula del cilindro portamuestra y se continúa con la inyección del segundo componente.

Una vez inyectados los volúmenes requeridos, se cierra en ambos extremos la válvula de cada tapa del cilindro portamezcla, quedando preparada la mezcla ya sea en fase líquida o vapor según las condiciones y volúmenes seleccionados.

Con este procedimiento se obtienen dos cilindros portamezclas, uno con la fase líquida y otro con la fase vapor, con las fracciones molares de los componentes requeridas para que estén en equilibrio termodinámico, a las condiciones de presión requeridas en el desplazamiento.

## **Desplazamiento**

### **EQUIPO UTILIZADO :**

El equipo que se usó es el mismo de las pruebas de variación del volumen poroso y permeabilidad absoluta con gas a diferentes presiones de confinamiento, agregándole

un módulo de contrapresión, otro de vacío y modificando el módulo de fluidos de control del desplazamiento y el de medición de fluidos de producción.

En la figura 5.2 se presenta el diagrama de la celda de desplazamiento.

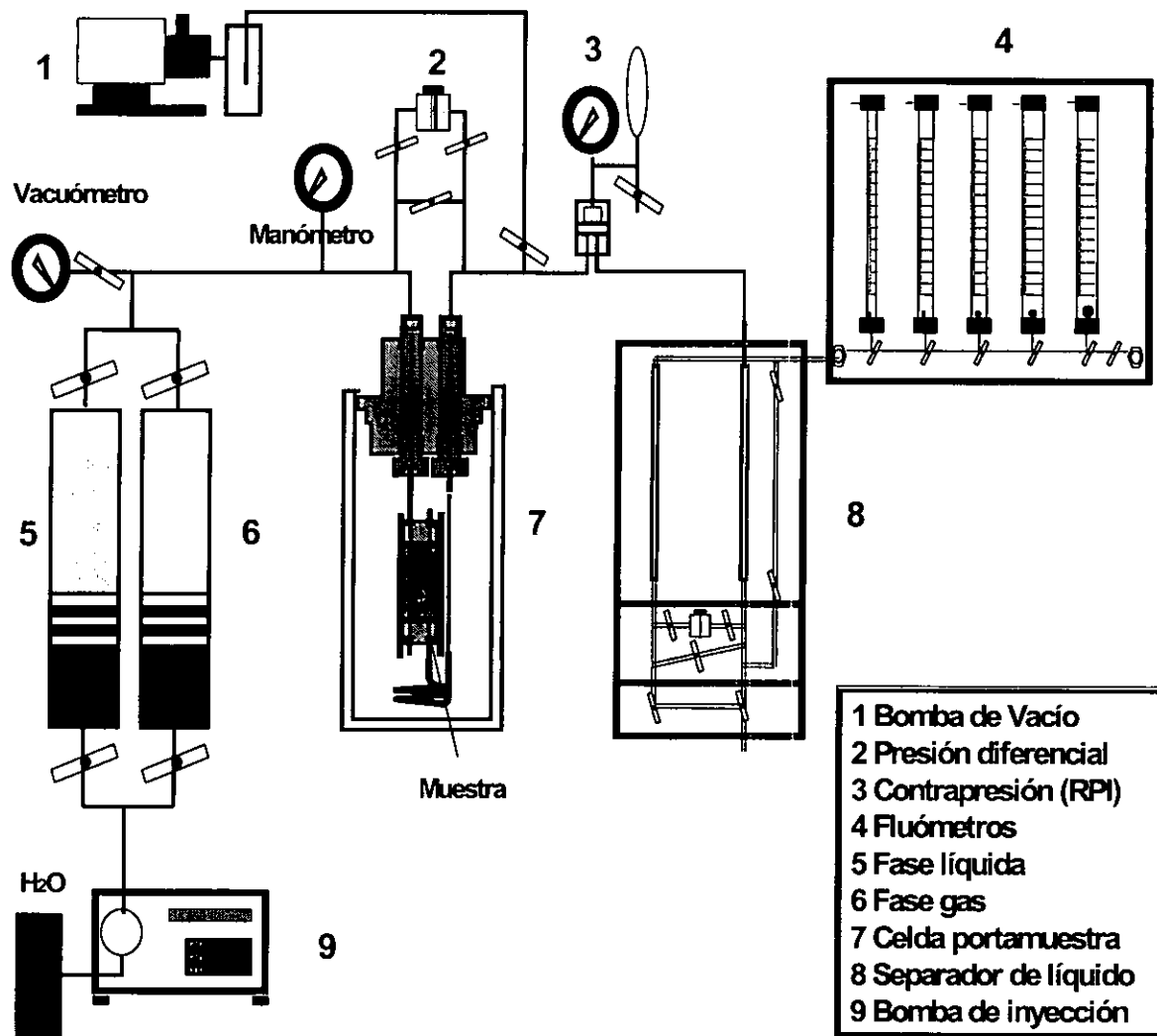


Fig. 5.2.- Diagrama del sistema utilizado en el desplazamiento.

A continuación se describen los módulos adicionales y las diferencias en los módulos modificados respecto a lo descrito en la sección de caracterización.

### Módulo de contrapresión.

Consta de un regulador de presión inversa (RPI), un manómetro de burdón, válvulas de control y desfogue, así como una bala de alta presión con nitrógeno. En la figura 5.3 se presenta el esquema de este módulo.

Su función es la de controlar el paso de los fluidos limitando la presión de salida de la muestra. De esta forma es posible tener un desplazamiento a alta presión durante el flujo de los fluidos por el espacio poroso.

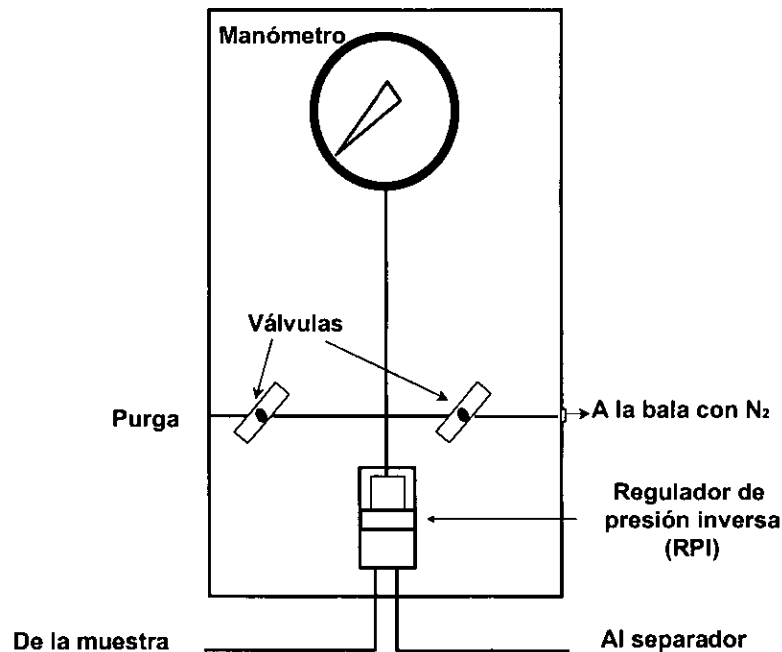


Fig. 5.3.- Diagrama del módulo de contrapresión

### Módulo de control de inyección.

Este módulo fue modificado para manejar los dos cilindros portamezcla, los cuales eran controlados por una bomba de inyección continua a alta presión, con las mismas características de la bomba que se usó en la preparación de la fases descrita en el



capítulo 4. Los cilindros son conectados en la conexión de entrada a la tapa de la celda portamuestra como se observa en la figura 5.2.

### **Módulo de vacío.**

Con la finalidad de extraer todo el aire que se tuviera en el sistema experimental, se procedió a instalar un módulo de vacío el cual consta de un vacuómetro (con válvula) y una bomba de vacío con trampa de líquidos. El manómetro se conecta entre los cilindros portamezcla y la entrada de la celda portamuestra para medir el vacío al inicio del sistema.

### **Módulo de monitoreo y recolección de fluidos.**

En este módulo se instaló, adicionalmente a los fluómetros, un separador de fase a alta presión, esto con la finalidad de tener el monitoreo de la producción de líquidos simulando una etapa de separación a condiciones ambientales. El separador, como se muestra en el diagrama de la figura 5.2, se coloca justo a la salida del regulador de presión inversa y antes de los fluómetros.

A continuación se describe el separador de fases.

El separador de fases consta de un tubo recolector de diámetro interno calibrado, un tubo de referencia estática, un transductor de presión diferencial y válvulas. En la figura 5.4 se presenta el diagrama del sistema.

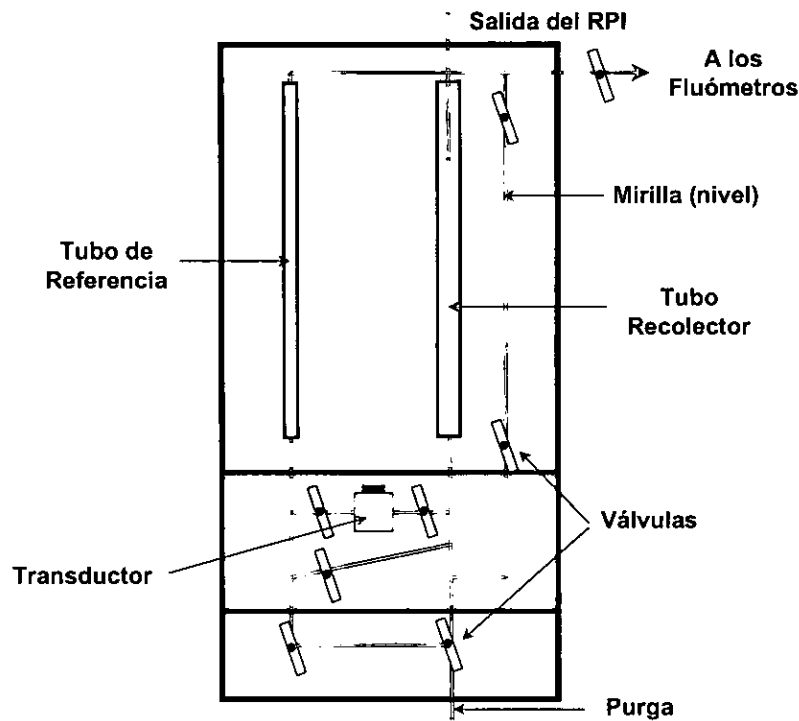


Fig. 5.4.- Diagrama del separador de fases.

El separador de fases está diseñado para medir el volumen de líquido que es producido durante un desplazamiento de líquido por gas. Opera con base en la diferencia de densidades de los fluidos y el peso de la columna del fluido acumulado.

Inicialmente el sistema se pone en equilibrio gravitacional, es decir los niveles de referencia y producción están a la misma altura. Posteriormente, al llevar a cabo la inyección, se produce el fluido ligero por la parte superior y el líquido se acumula en el tubo recolector. El transductor de presión diferencial monitorea la diferencia de presión ejercida por el incremento en el nivel respecto al original, mantenido estático en el tubo de referencia, y realiza el cálculo mediante la expresión siguiente:

$$V = \frac{\Delta p}{g \cdot (\rho_1 - \rho_2)} \cdot A t \quad (5.3)$$

donde :

$\Delta p$  .- diferencial de presión [lb/pg<sup>2</sup>d]

$\rho_1$  .- densidad del líquido [lb/pg<sup>3</sup>]

$\rho_2$  .- densidad del gas [lb/pg<sup>3</sup>]

At .- área de la sección transversal del tubo recolector [ $\text{pg}^2$ ]

g .- gravedad [ $\text{pg}/\text{seg}^2$ ]

V .- volumen [ $\text{pg}^3$ ]

## **METODOLOGÍA :**

Debido a que tanto el tipo de prueba así como los procedimientos a seguir no se habían probado con este tipo de fluidos y las modificaciones al sistema, se procedió a realizar una prueba piloto con  $\text{N}_2$  y metanol para adquirir experiencia, probar el equipo y asimilar la metodología, antes de realizar el desplazamiento con la mezcla predeterminada por el ajuste. Así, el trabajo experimental del desplazamiento se realizó conforme a las etapas siguientes:

- Prueba piloto con  $\text{N}_2$  y metanol.
- Prueba con mezcla ajustada.

En cada una de las etapas anteriores se presentaron la siguientes subetapas :

- ⇒ Saturación de la muestra con la fase líquida.
- ⇒ Realización del desplazamiento con la fase vapor.

### **Saturación de la muestra.**

Una vez montada la muestra en la celda portamuestra y aplicada una presión de confinamiento de  $500 \text{ lb}/\text{pg}^2$ , se revisa que todas las válvulas del sistema diferencial estén abiertas y se represiona el regulador de contrapresión a la presión de desplazamiento, para sellar la salida del sistema.

Se procede a hacer vacío hasta alcanzar la lectura máxima en el vacuómetro, manteniendo la bomba encendida durante por lo menos 1 hr.

Se apaga la bomba de vacío y la lectura del vacuómetro se debe mantener constante, confirmando con esto que no hay fugas a baja presión.

Confirmado lo anterior, se procede a aislar el vacuómetro y se represiona la bomba de inyección hasta la presión del cilindro portamezcla (presión del desplazamiento), para proceder a abrir la válvula de entrada y posteriormente la de salida.

Al abrir esta válvula, se presenta una expansión del líquido ya que se debe llenar todo el sistema junto con el volumen poroso de la muestra y consecuentemente, se presenta una disminución de presión.

Bajo estas condiciones se inicia la inyección del líquido al sistema.

La presión de confinamiento debe incrementarse en intervalos no mayores a 1000 lb/pg<sup>2</sup> con respecto a la presión de flujo, para prevenir que la manga que cubre la muestra sufra alguna rotura. El líquido empieza a fluir hasta vencer la presión de desplazamiento que se fijó con el regulador de contrapresión, iniciándose la producción de la fase líquida a la presión de confinamiento predefinida.

La producción de líquido se recibe en el separador de fases del módulo de recolección. Para el caso de la mezcla binaria, y debido a que la fase líquida tiene gas disuelto a las condiciones de flujo, se inicia también la producción de gas en la sección de medición de fluómetros.

Una vez que han sido inyectados de cinco a seis volúmenes porosos, se procede a detener la inyección y se cierran las válvulas del cilindro portamezcla de la fase líquida. El sistema deja de producir y debe equilibrarse la presión.

### Selección del gasto de inyección.

Del análisis de la literatura se encontró que la determinación del gasto se hace considerando que las velocidades de flujo cumplan con la condición de flujo darciano, ya que el concepto de número capilar sólo es aplicable en este régimen (Kalaydjian y cols. (1995)).

Con base en el artículo de Gravier y cols. (1986) que manejan un rango de velocidades de  $10^{-2}$  y  $10^{-4}$  cm/seg para tener flujo darciano, referido a muestras entre 0.37 a 39 md de permeabilidad, y debido a que la permeabilidad de la muestra varía entre estos valores, se determinó utilizar una velocidad que estuviera entre estos mismos límites.

Para la determinación del gasto se usa la definición de velocidad de poro o microscópica, dada por la expresión siguiente:

$$v = \frac{q}{A[\phi(1 - S_{wi})]} \quad (5.4)$$

donde:

v .- velocidad de poro [cm/seg]

q .- gasto de inyección [ml/seg]

A .- área de la sección transversal de la muestra [cm<sup>2</sup>]

$\phi$  .- porosidad media de la muestra [fracc]

$S_{wi}$  .- saturación irreductible de agua [fracc]

Un factor que deber ser considerado es la capacidad mínima de medición del gasto de gas del equipo utilizado, ya que estos gastos deben de poder ser evaluados en los fluómetros.

Adicionalmente se debe comprobar la condición de flujo darciano mediante el cálculo del número de Reynolds utilizando la velocidad de poro. Los valores calculados deben ser menores a 1. La expresión siguiente permite realizar dicho cálculo:

$$Re = \frac{vd\rho}{0.01\mu} \quad (5.5)$$

donde:

v .- velocidad de poro [cm/seg]

d.- diámetro promedio de los granos [cm]

$\rho$  .- densidad [gr/cm<sup>3</sup>]

$\mu$  .- viscosidad [cp]

El diámetro promedio de los granos puede ser estimado con la correlación de Collins (1961) con  $d=(k/\phi)^{1/2}$  (considerando a k en cm<sup>2</sup>).

### **Realización del desplazamiento.**

Antes de iniciar la inyección de la fase vapor se deben de realizar los siguientes preparativos: ajustar "a cero" los transductores de caída de presión de la celda portamuestra y del separador de fases, preparar los formatos de captura para anotar la información de los fluómetros e inicializar el programa de cómputo utilizado para grabar en archivo la información de los volúmenes producidos y caídas de presión.

Revisado lo anterior, se procede a abrir la válvula de entrada del cilindro portamezcla de la fase vapor, se corrobora la presión en el cilindro y se abre ahora la válvula de salida. Se procede a iniciar la inyección del vapor al gasto previamente definido y se inicia el monitoreo de la presión de entrada, la de salida, la caída de presión, los volúmenes producidos de gas y de líquido y la presión del sistema de confinamiento y contrapresión.

Con esta información se generan los datos de producción y caída de presión que se utilizaran para realizar el ajuste con el simulador composicional detallado en el siguiente capítulo.

# 6

## SIMULACIÓN

---

### Características del Simulador.

El programa ECLIPSE 300 es un simulador composicional que maneja una ecuación general de estado cúbica, conocida como la ecuación general de Martin (Martin, 1979), por medio de la cual es posible manejar cuatro tipos de ecuaciones. La ecuación de Martin es :

$$z^3 + E_2 \cdot z^2 + E_1 \cdot z + E_0 = 0 \quad (6.1)$$

donde :

$$E_2 = (m_1 + m_2 - 1) \cdot B - 1$$

$$E_1 = A - (2 \cdot (m_1 + m_2) - 1) \cdot B^2 - (m_1 + m_2) \cdot B$$

$$E_0 = -(A \cdot B + m_1 \cdot m_2 \cdot B^2 \cdot (B + 1))$$

$$A = \frac{ap}{R^2 T^2}$$

$$B = \frac{bp}{RT}$$

En esta ecuación los parámetros del comportamiento son a, b (en función del factor acéntrico  $\omega$ ) y z (factor de compresibilidad de la fase vapor).

Para definir la ecuación de Redlich-Kwong, Soave- Redlich-Kwong, Peng-Robinson o de Zudkevitch-Joffe, los valores que toman  $m_1$  y  $m_2$  deben ser los siguientes :



<b>Ecuación de Estado</b>	<b><math>m_1</math></b>	<b><math>m_2</math></b>
Redlich-Kwong	0	1
Soave-Redlich-Kwong	0	1
Zudkevitch-Joffe	0	1
Peng-Robinson	$1+\sqrt{2}$	$1-\sqrt{2}$

Adicionalmente, el programa permite utilizar un parámetro de ajuste volumétrico en cualquiera de las ecuaciones de estado.

El manejo de los valores de las constantes de equilibrio (K) puede ser por medio de tablas de datos en el archivo de entrada, o pueden ser generadas en el programa con la información PVT generada por el programa "PVT".

El ECLIPSE 300 maneja dos o tres fases, así como yacimiento de aceite, de gas, de aceite volátil y de gas y condensado.

La geometría puede ser radial o cartesiana en una, dos o tres dimensiones. La malla puede describirse utilizando nodos en el centro de la celdas o en los extremos de ellas, o malla de nodos distribuidos.

El archivo de entrada se prepara con datos en formato libre utilizando un sistema de palabras clave que le indican al programa el tipo de información. El programa lee los datos y revisa cualquier error de sintaxis que se haya cometido. En el archivo de entrada se pueden hacer inclusiones de otros archivos con diferente tipo de información (ej. archivos con información PVT, corridas de continuación, corridas con diferentes condiciones de explotación, entre otros).

Los archivos de salida se presentan como mapeos de un gran rango de propiedades a elegir ; estos resultados son escritos y almacenados en el disco para su posible procesamiento posterior, o la utilización de otros programas para realizar gráficos.

Estos archivos se pueden manejar también como información de corridas de continuación de las simulaciones.

El sistema de producción incluye los pozos productores y los inyectores así como las baterías de separación, las cuales consideran una o varias etapas. Las condiciones de producción o inyección de los pozos, pueden definirse por medio de presiones y/o gastos volumétricos o másicos, en condiciones superficiales o de yacimiento.

La inyección de una corriente de fluidos puede ser definida en forma composicional explícita, o puede ser definida por la conjunción de varias mezclas de diversas fuentes (ej. producciones de otros pozos).

Las soluciones numéricas o esquemas de solución que utiliza el simulador ECLIPSE 300 son : el totalmente implícito, el IMPES ("Implicit Pressure Explicit Saturation") y el de implícitud adaptable. El sistema de ecuaciones es resuelto por el método de Newton iterando hasta alcanzar la convergencia en todas las celdas.

Como se observa, el simulador permite manejar las condiciones en que fue realizada la experimentación.

### **Preparación del archivo de entrada.**

La preparación del archivo de datos se realiza con la información obtenida de la caracterización de la muestra y de los fluidos, con la definición de la geometría y discretización del medio poroso y con las condiciones de presión, temperatura e inyección bajo las cuales fue desarrollado el experimento.

De la caracterización de la muestra se tiene la distribución por sección de la porosidad, la permeabilidad en la dirección vertical, el comportamiento de presión capilar y las dimensiones físicas, todas éstas definidas en condiciones estándar y su comportamiento respecto a la presión de confinamiento.

De los fluidos se tiene la composición de las fases, a la presión y temperatura del ajuste, y el archivo con la salida de información PVT de la fase líquida requerido por el simulador a las condiciones de la prueba.

Los controles de producción quedan fijos por : a) el gasto de inyección de la fase vapor, b) la contrapresión que genera el regulador de presión inversa a la salida de la muestra y c) la duración de la prueba, con su intervalo de rastreo de datos.

El experimento se maneja como una inyección de vapor en un medio saturado de líquido inyectándolo en la parte superior de la primera celda a gasto constante y produciendo a través de la parte inferior de la última celda a presión constante, es decir un desplazamiento en régimen transitorio.

### **Metodología de ajuste.**

La metodología de ajuste se realiza en forma equivalente a la presentada por Lai, W y Brandt, H. (1988) los cuales definen una serie de pasos para ajustar la historia del comportamiento de presión diferencial de la prueba. Cabe aclarar que ellos utilizan medios homogéneos con fluidos inmiscibles e incompresibles y usan un simulador bifásico unidimensional. Los pasos que presentan son:

- a.) Seleccionar un valor para los coeficientes y exponentes en las funciones de permeabilidades relativas que presentan para definir el juego inicial de permeabilidades relativas y obtener así una primera estimación del comportamiento de la diferencial de presión con el simulador.
- b.) Iniciar el ajuste de la historia de presión considerando solamente el 1% del tiempo total de inyección variando los valores de dichos coeficientes y exponentes.

- c.) Después realizan el ajuste de la última parte de la prueba (el último 1% del tiempo total de inyección) tratando de que ajusten los puntos o que la tendencia sea paralela a los datos experimentales.
- d.) Como paso final, varían los coeficientes y exponentes para minimizar las diferencias obtenidas en la zona de tiempo intermedia.

Siguiendo una metodología equivalente, como una primera estimación de los valores que presentarían las permeabilidades relativas, se hace la determinación por el método convencional gráfico para medios homogéneos establecido por Jones y Rozelle (1976), utilizando los valores obtenidos del comportamiento de los fluidos producidos y la historia de medición la diferencial de presión durante el experimento.

Debido a que en muestras muy heterogéneas el comportamiento gráfico de las producciones regularmente no presenta las tendencias que requiere el método (curvas sin punto de inflexión y cambios de pendiente suave) es posible que no se pueda utilizar dicho método. Sin embargo, es recomendable realizar esta estimación para tener una primera referencia.

Para el manejo de las permeabilidades relativas durante el procedimiento de ajuste, se emplea un programa elaborado en hoja de cálculo que permite obtener, prácticamente, diferentes comportamientos de las curvas gas-aceite en forma tabular y así poder realizar cambios en el archivo de datos del simulador.

Para realizar las diferentes estimaciones de las permeabilidades relativas, se emplea la ecuación presentada por Hirasaki (1975) para yacimientos de caliza fracturados, dada por :

$$k_{rd} = k_{rd}^0 (S^*)^n \tag{6.1}$$

$$k_{ro} = k_{ro}^0 (1 - S^*)^n$$

$$\text{con } S^* = (S_d - S_{dr}) / (1 - S_w - S_{dr})$$

donde :

$S^*$  .- saturación normalizada

$S$  .- saturación

$k_r$  .- permeabilidad relativa

$n$  .- parámetro para definir la curvatura de las curvas de permeabilidad y que se considera 1 cuando es la permeabilidad relativa de la fractura.

subíndices :

d - fase desplazante

o - fase aceite

w - fase agua

r - residual

superíndices :

0 - permeabilidad relativa medida a la saturación residual de la fase

Esta ecuación permite modificar tanto los puntos terminales de las curvas así como la curvatura de las mismas, proporcionando un margen amplio para manejar diferentes posibilidades de comportamiento.

Una vez que se ha concluido la implementación del archivo de datos de entrada, se procede a revisar y comprobar que la información durante la corrida está bien asignada (valores de la composición de las fases, la saturación de las celdas, los volúmenes porosos, las fracciones molares del líquido, las dimensiones de las celdas, etc) para así obtener una primera corrida base que esté revisada en los aspectos de geometría, porosidad, permeabilidad, presión capilar, saturación, composición, presión, temperatura, condiciones iniciales y condiciones de frontera.

En esta primera corrida base se utiliza el resultado obtenido del método de Jones y Rozelle. En caso de que no sea posible determinar el juego base de permeabilidades, se procederá a obtener las curvas de permeabilidad relativa dadas por la ecuación 6.1 con los siguientes parámetros :

$n = 2$ para el aceite	$k_{rd}^0 = 1$	$S_{or} = 0$
$n = 2$ para el gas	$k_{ro}^0 = 1$	$S_{gr} = 0$

Con los resultados de esta corrida base se tiene la primera estimación, durante la primera hora del experimento, del comportamiento de producción simulado, el cual será comparado con los resultados obtenidos de la experimentación.

Con el programa de la hoja de cálculo se generan diferentes curvas de permeabilidad relativa y con los resultados de la simulación en cada caso se determina la sensibilidad de las producciones de gas y líquido y la caída de presión en la muestra respecto al exponente  $n$ , tanto para el gas como para el aceite, así como para los valores de los puntos extremos de permeabilidad.

Llevando el seguimiento de las variaciones de los parámetros descritos, se obtiene un ajuste de las producciones y caída de presión durante la primera hora de simulación del desplazamiento realizado en el laboratorio.

Conseguido el ajuste en esta primera hora, se procede a simular toda la prueba y a revisar el comportamiento al final de la misma. Se continúa con la variación de los parámetros que modifican las curvas y se realiza el ajuste minimizando las diferencias de producción de fluido y diferencial de presión durante toda la prueba.

Los valores de permeabilidades relativas que generen el mejor ajuste, serán las permeabilidadesb relativas obtenidas para la muestra a las condiciones equivalentes de yacimiento definidas por el manejo del número capilar asociado.

# 7

## RESULTADOS

---

Este capítulo presenta los resultados de la caracterización de los fluidos y del medio poroso, del desplazamiento incluyendo la preparación de las fases líquida y vapor, y de la simulación para ajustar los resultados de producción del desplazamiento.

El estudio PVT composicional de los fluidos del yacimiento, así como las muestras estudiadas para seleccionar el fragmento óptimo, pertenecen a muestras reales de fluidos y núcleos pertenecientes al campo SINÁN, yacimiento de gas y condensado que se ubica en la región marina de México. La Tabla 7.1 muestra algunas de sus características.

Tabla 7.1.- Características del Yacimiento SINÁN.

Nombre	Presión	Temperatura	Profundidad	Fluido	Pr @ Ty	Condición a Feb/97.
SINÁN	10,596 lb/pg <sup>2</sup>	143 °C	5,475 m	Gas y Condensado	5,120 lb/pg <sup>2</sup>	Cerrado, en planeación para su Desarrollo

## Caracterización

### FLUIDOS

#### Análisis del muestreo:

Con base en pláticas con el personal del IMP especializado en realizar muestreos de fluidos de pozo, así como la información obtenida del reporte del estudio PVT composicional (Monter y cols., 1994), a continuación se describen las condiciones operativas de campo que se tuvieron durante la toma de los fluidos:

- Pozo muestreado : SINAN 101-A.
- Se instaló un separador a boca de pozo para realizar el muestreo de los fluidos en superficie.
- El muestreo se realizó hasta que la RGA del pozo llegó a condiciones de estabilización (RGA de  $599 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , constante).
- Se utilizaron en laboratorio dos muestras de líquido y una muestra de gas para preparar recombinado.
- A las dos muestras de líquido se les efectuó una prueba de comportamiento presión-volumen, a temperatura ambiente, obteniéndose presiones de saturación de 398.244 y 412.46 lb/pg<sup>2</sup>, respectivamente, las cuales son congruentes con la presión de separación medida al momento del muestreo.

Bajo estas circunstancias se concluye que el muestreo y el traslado de las muestras al laboratorio fueron apropiados.

#### Tratamiento de los fluidos del yacimiento.

Cabe recordar que el programa utilizado para realizar el estudio del comportamiento de fases por medio de una ecuación de estado fue el "PVT" de Eclipse.

Como primer análisis se procedió a evaluar el comportamiento de las constantes de



equilibrio. En la figura 7.1 se muestra la gráfica de las constantes de equilibrio que se obtuvieron al manejar la información experimental del estudio PVT composicional (Tabla 8 del Anexo A).

Como se observa, el comportamiento general de los componentes no presenta tendencias de corte ni curvaturas extrañas. En la curva del C7+ se aprecia una pequeña tendencia hacia abajo (de 800 a 2000 lb/pg<sup>2</sup>), la cual no presentan los demás componentes, sin embargo, debido a que la fracción de C7+ es la que agrupa a los componentes residuales de la mezcla, esta es normal indicando con esto la presencia de gran porcentaje de pesados.

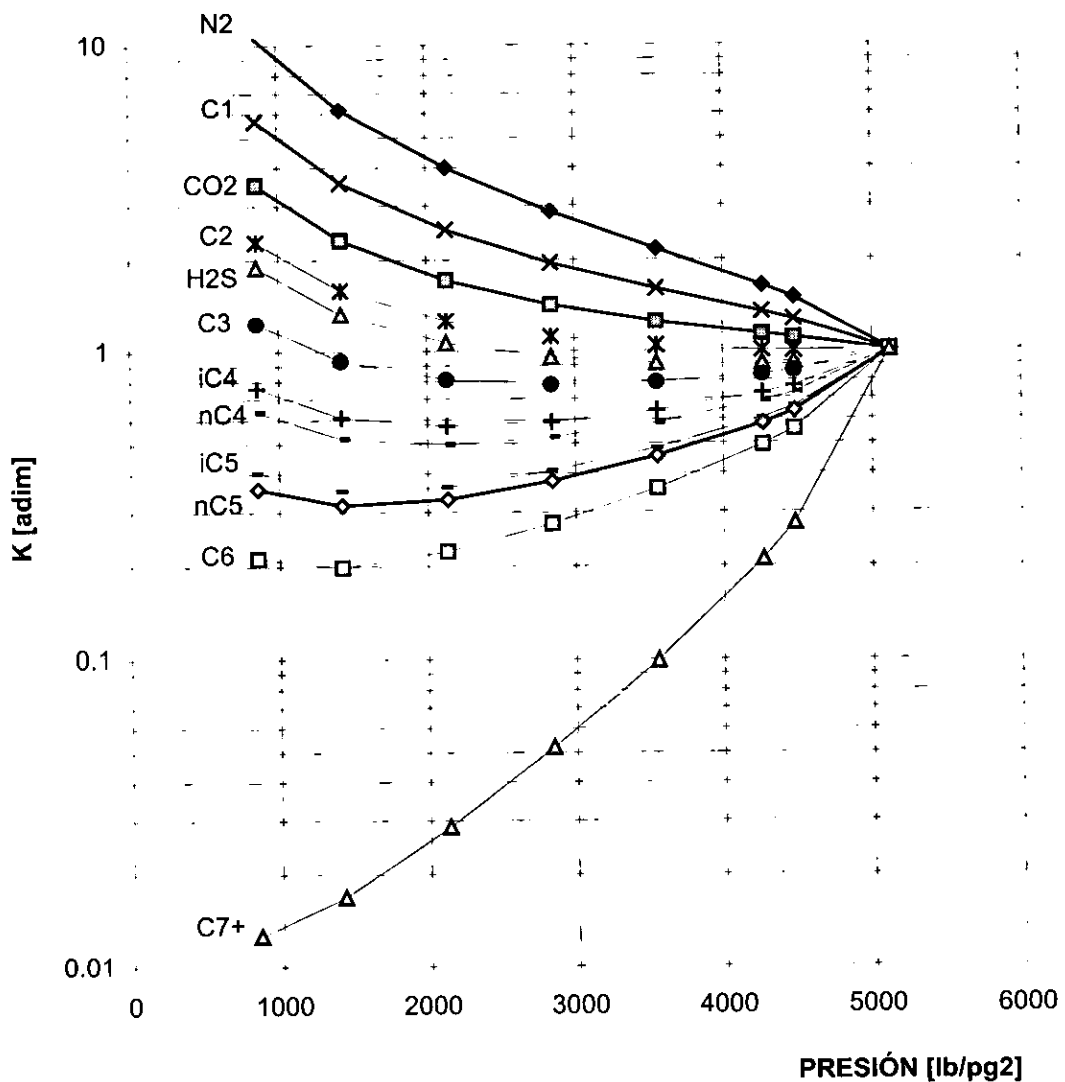


Fig. 7.1.- Constantes de equilibrio muestra del pozo SINÁN 101.

Validados los resultados experimentales del estudio PVT, se procedió al ajuste de la curva de condensación y presión de rocío por medio de una ecuación de estado. La ecuación utilizada en el ajuste fue la de Peng-Robinson con tres parámetros (a,b,z) ya que al realizar el análisis fue la que dio mejores resultados.

Respecto a la expansión del C7+ y la regresión realizada a los datos del estudio PVT, en la Tabla 7.2 se presenta la composición original utilizada y los resultados de la expansión, en tres subcomponentes, con la cual se obtuvo el mejor ajuste.

Tabla. 7.2.- Composición experimental y de ajuste de la mezcla de yacimiento.

Elemento	MEZCLA REAL	AJUSTE
	Datos experimentales	Resultados de la Expansión y Regresión
N2	0.0063	0.0063
CO2	0.0122	0.0122
H2S	0.0059	0.0059
C1	0.8056	0.8056
C2	0.0480	0.0480
C3	0.0250	0.0250
iC4	0.0042	0.0042
nC4	0.0134	0.0134
iC5	0.0058	0.0058
nC5	0.0079	0.0079
C6	0.0099	0.0099
C7+	0.05573	GRP1=0.03553
		GRP2=0.01713
		GRP3=0.00306

Con estos tres subcomponentes, GPR1,GPR2 y GPR3, el valor de presión de rocío

ajustado es de 5027 lb/pg<sup>2</sup>, comparado con un valor experimental de 5120 lb/pg<sup>2</sup>. Respecto a la condensación, la figura 7.2 presenta la comparación de la simulación de un agotamiento a volumen constante (AVC) y los datos experimentales obtenidos de la simulación del proceso similar. En el Anexo A se presenta el listado de la corrida de ajuste con la expansión del C7+, la regresión final y la simulación de las condiciones de AVC. Con base en estos resultados se considera que el ajuste es bueno. En lo que respecta a la presión de rocío se observó que era posible obtener un mejor ajuste; sin embargo, si ajustáramos mejor dicha presión la curva de condensación no presentaba un comportamiento óptimo.

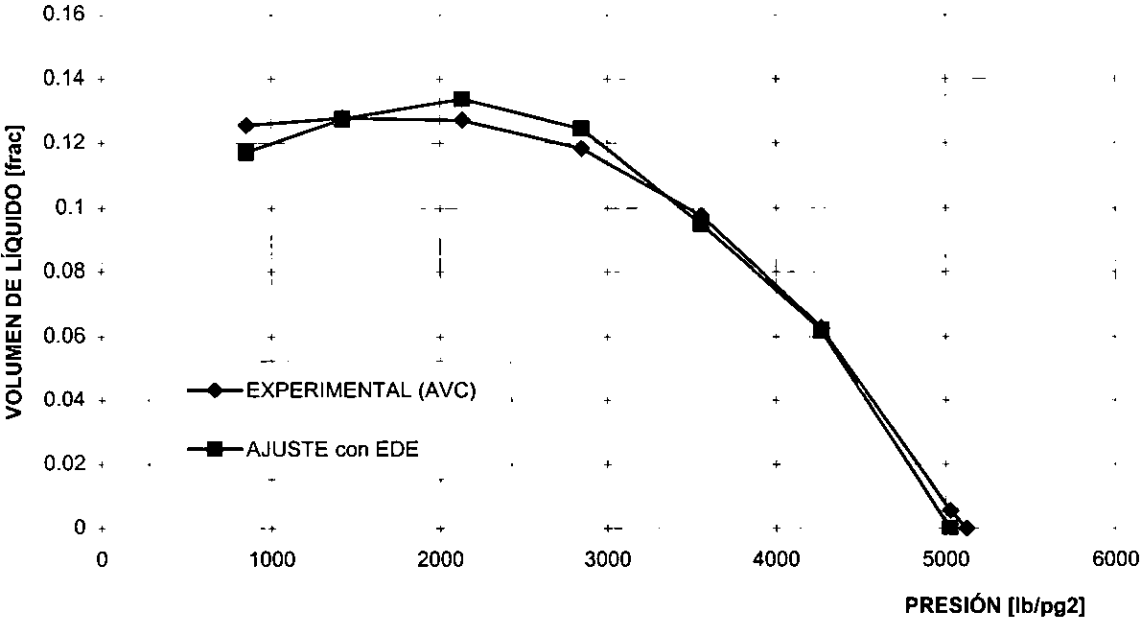


Fig. 7.2.- Comportamiento de condensación ajustado.

**Determinación del comportamiento de Número Capilar :**

Con la información obtenida del ajuste se generan los datos de tensión interfacial y viscosidad de la mezcla real. La figura 7.3 muestra los resultados obtenidos así como el

número capilar asociado a una velocidad unitaria,  $v = 1$  cm/seg, es decir, los valores presentados son por unidad de velocidad.

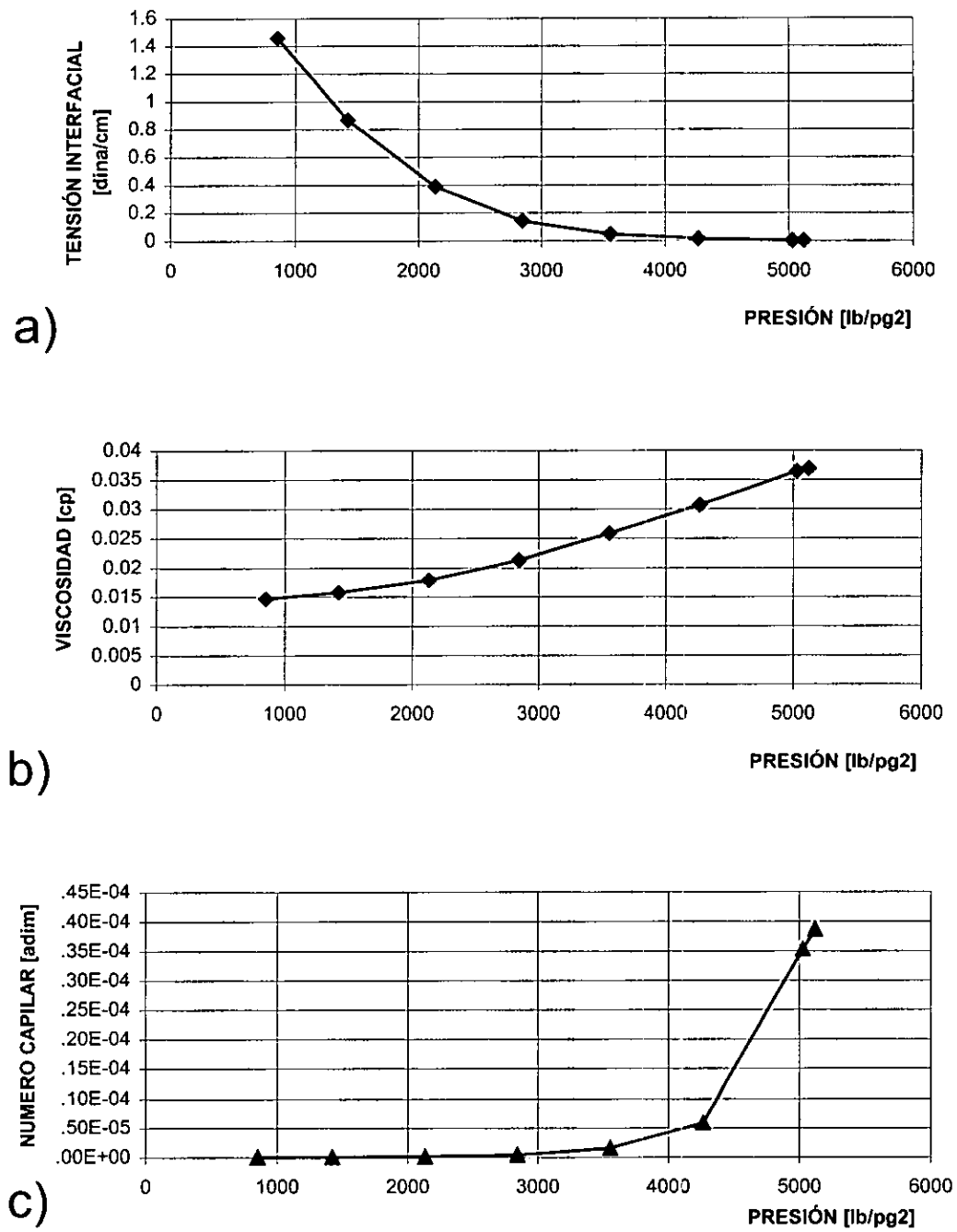


Fig. 7.3.- Comportamiento de la a) tensión interfacial, b) viscosidad y c) número capilar por unidad de velocidad.

La Tabla 7.3, presenta los números capilares para cada valor de presión simulada en el proceso AVC en el laboratorio.

Tabla 7.3.- Comportamiento del número capilar por unidad de velocidad ( $v=1$  cm/seg) para la mezcla de yacimiento (ajustada con ecuación de estado).

Presión [lb/pg <sup>2</sup> ]	$\mu$ [cp]	$\sigma$ [dinas/cm]	Nc [adim]
5120.00	0.03685	0.00265	3.9E-05
5026.99	0.03641	0.00287	3.5E-05
4267.00	0.03066	0.01448	5.9E-06
3556.00	0.02586	0.04663	1.5E-06
2845.00	0.02129	0.14191	4.2E-07
2133.00	0.01789	0.38762	1.3E-07
1422.00	0.01576	0.86733	5.0E-08
853.00	0.01467	1.45943	2.8E-08

### Mezclas equivalentes.

#### **Análisis del efecto de la composición:**

Del análisis del efecto de la composición en el comportamiento termodinámico de la mezcla equivalente, en la Tabla 7.4 se presenta la variación de la envolvente con los datos de la presión y temperatura críticas así como de la cricondenterma, para evaluar la forma de la zona de condensación para una mezcla de C1-nC5-C9.

La figura 7.4 muestra el comportamiento del volumen de condensación de la mezcla C1-C3-nC10 respecto a la presión normalizada,  $pD$  (definida en el capítulo 4), a temperatura constante (60 °C). Cada curva corresponde a diferente composición.

Tabla 7.4.- Datos del comportamiento de la envolvente de fase para una mezcla C1-nC5-C9.

<b>C<sub>1</sub> = 0.758</b>		<b>PUNTO CRÍTICO</b>		<b>CRICONDENTERMA</b>	
<b>nC5</b>	<b>C9</b>	<b>pc</b>	<b>Tc</b>	<b>T</b>	<b>p</b>
0.19	0.052	3101	91.94	172	1250
0.2	0.042	2994	86.75	164	1200
0.21	0.032	2877	82	156	1200
0.22	0.022	2750	77.55	148	1200
0.23	0.012	2613	73.58	132	1200

<b>nC<sub>5</sub> = 0.21</b>		<b>PUNTO CRÍTICO</b>		<b>CRICONDENTERMA</b>	
<b>C1</b>	<b>C9</b>	<b>pc</b>	<b>Tc</b>	<b>T</b>	<b>p</b>
0.738	0.052	2755	102	172	1100
0.748	0.042	2816	92.02	168	1200
0.758	0.032	2877	82	156	1200
0.768	0.022	2936	72.01	144	1150
0.778	0.012	2993	62.49	130	1150

<b>C<sub>9</sub> = 0.032</b>		<b>PUNTO CRÍTICO</b>		<b>CRICONDENTERMA</b>	
<b>C1</b>	<b>nC5</b>	<b>pc</b>	<b>Tc</b>	<b>T</b>	<b>p</b>
0.738	0.19	2755	92.17	156	1200
0.748	0.2	2816	87.22	156	1200
0.758	0.21	2877	82	156	1200
0.768	0.22	2936	76.32	156	1200
0.778	0.23	2993	70.25	152	1200

<b>C<sub>1</sub> = 0.758</b>		<b>PUNTO CRÍTICO</b>		<b>CRICONDENTERMA</b>	
<b>nC5</b>	<b>C9</b>	<b>pc</b>	<b>Tc</b>	<b>T</b>	<b>p</b>
0.05	0.192	-	-	-	-
0.1	0.142	3533	157	225	1500
0.15	0.092	3428	115.24	195	1200
0.18	0.062	3198	97.44	180	1200

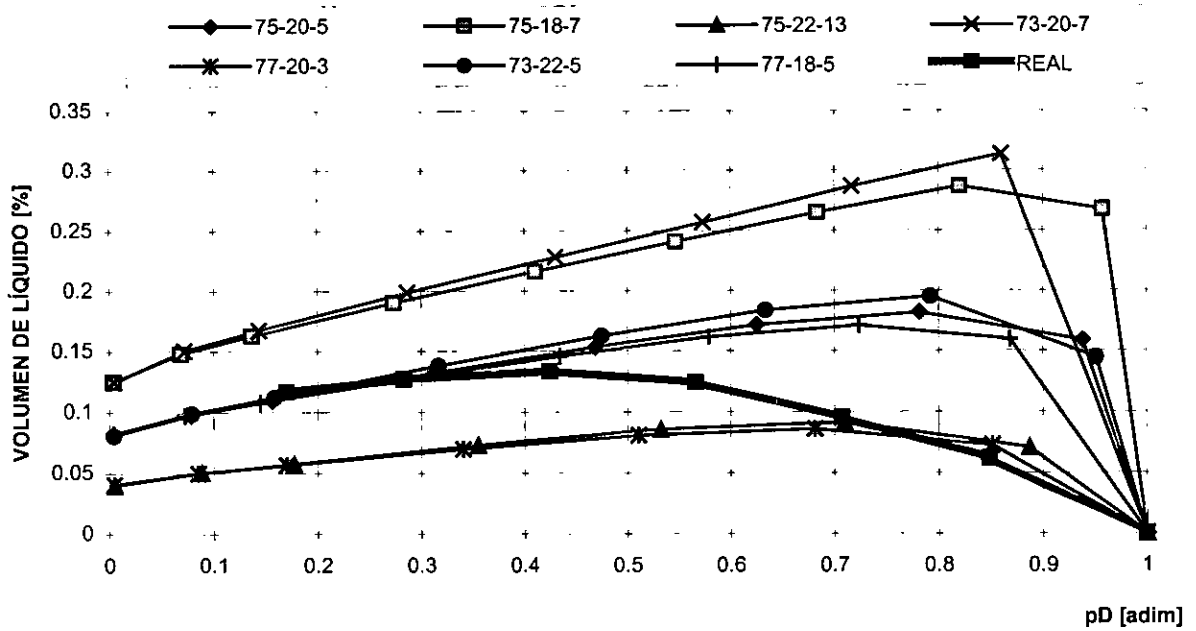


Fig. 7.4.- Efecto de la variación de la composición de una mezcla C1-C3-nC10 en la depositación de condensado a 60 °C.

La figura 7.5 muestra el comportamiento de la tensión interfacial en 60 °C.

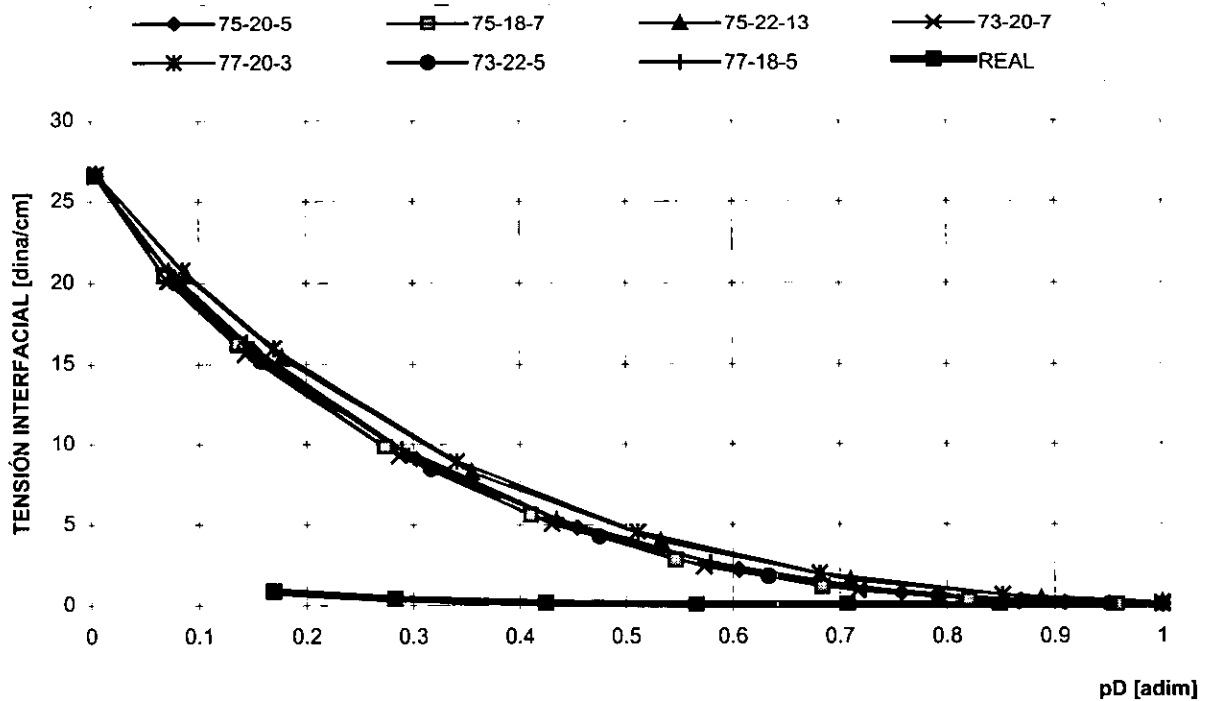


Fig. 7.5.- Efecto de la variación de la composición de una mezcla C1-C3-nC10 en la tensión interfacial a 60 °C.

En las figuras está graficada la curva de condensación de la muestra de yacimiento así como la de tensión interfacial. Como se observa, los comportamientos no presentan ninguna tendencia que pudiera ser ajustada.

El mismo estudio se realizó para la mezcla C1-nC4-nC10 obteniendo la misma conclusión. Algunos de los resultados de esta mezcla referente a la condensación se presentan en la figura 7.6 para 60 °C.

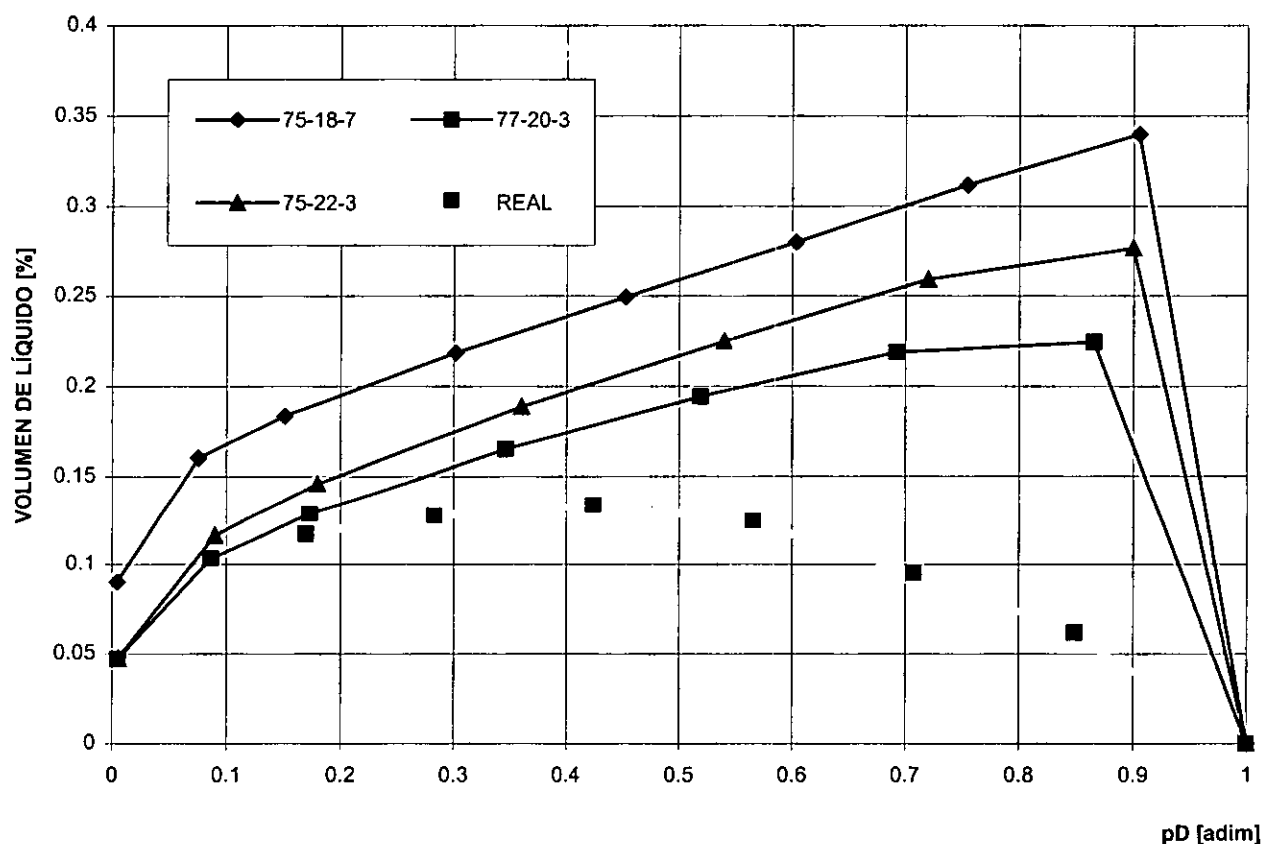


Fig. 7.6.- Efecto de la variación de la composición de una mezcla C1-nC4-nC10 en la depositación de condensado a 60 °C.



### Análisis del efecto de la temperatura:

El efecto de la temperatura, manteniendo la composición constante, se presenta en las figuras 7.7 y 7.8 para una composición de C1=75%, C3=20% y nC10=5%. La figura 7.7 muestra el volumen de condensación de líquido mientras que la 7.8 el efecto sobre la tensión interfacial.

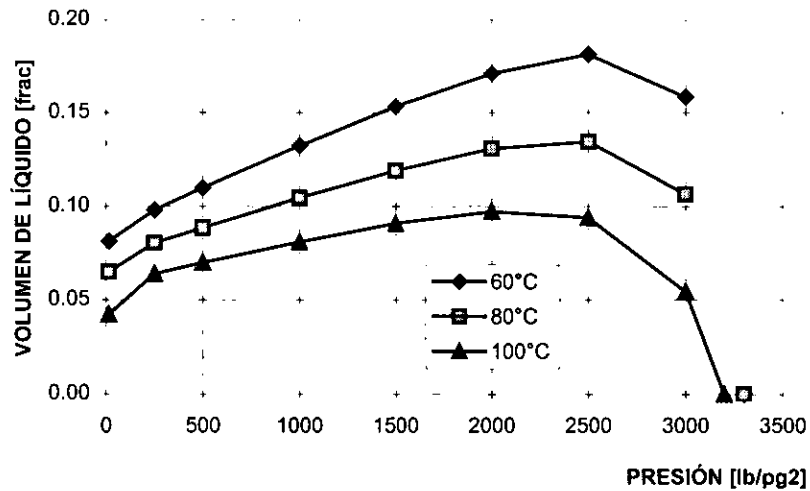


Fig. 7.7.- Volumen de condensación contra presión, muestra C1-C3-nC10.

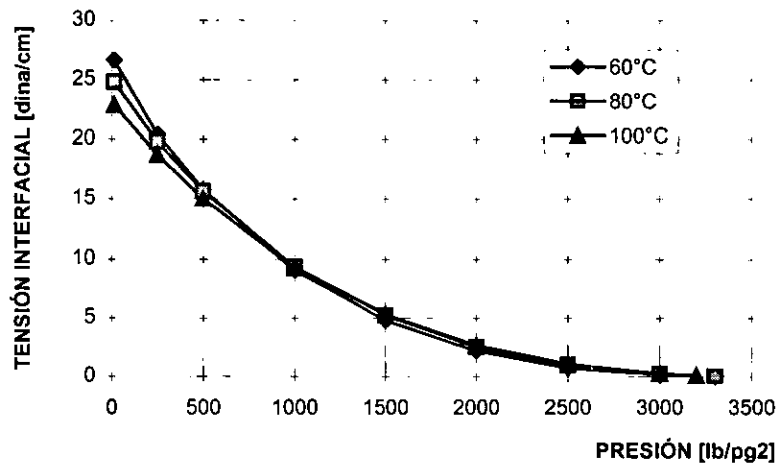


Fig. 7.8.- Tensión interfacial contra presión, muestra C1-C3-nC10.

Como se puede observar un aumento en la temperatura repercute en una

disminución de la presión de rocío y una reducción en el porcentaje máximo de condensación, es decir a mayor temperatura se tiene menor condensación y una disminución de la presión de rocío como es de esperarse.

En lo que respecta a la tensión interfacial, las curvas muestran un ligero efecto de la temperatura, la cual incide en un desfase en el valor de la presión de rocío.

El valor máximo de condensación y los valores de condensación a presión atmosférica si presentan gran variación.

Como se observa de los resultados anteriores, nuevamente las tendencias de la mezcla analizada y de los fluidos del yacimiento no presentan algún posible ajuste.

Debido a que no se conseguía alguna forma de ajustar la tendencia de condensación y mucho menos el comportamiento de tensión interfacial en toda la trayectoria de depresionamiento, se solicitaron opiniones de expertos en termodinámica y se llegó a la conclusión de que el ajuste sería posible sólo si se preparara la mezcla con la composición y los componentes de la mezcla a ajustar. Por tal motivo, se optó por buscar un ajuste en un rango de presión en el cual el número capilar de la mezcla equivalente se comportara similarmente al de la mezcla real.

### **Análisis del número capilar de la mezcla equivalente para seleccionar una muestra representativa.**

Al analizar la variación de la viscosidad y densidad de las fases para una mezcla de C1-nC10 en función de la composición, se observó que no hay dependencia en valores de 80-20 a 90-10, como se muestra en la Tabla 7.5.

Se observó que en la literatura la composición más utilizada es de 90% Metano-10% Decano, por lo cual se decidió utilizar estos porcentajes en este análisis.

Tabla 7.5.- Valores de densidad y viscosidad de las fases para diferentes composiciones. Mezcla C1-nC10.

Comp. [%]	Temp. °C	Presión [lb/pg <sup>2</sup> ]	VAPOR		LIQUIDO	
			$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\mu$ [cp]	$\rho$ [gr/cm <sup>3</sup> ]	$\mu$ [cp]
90-10	37.7	1270	0.06250	0.01327	0.7139	0.4275
80-20	37.7	1270	0.06250	0.01327	0.7139	0.4275
90-10	40	730	0.03384	0.0123	0.7369	0.5064
80-20	40	730	0.03384	0.0123	0.7369	0.5064

Con los valores de viscosidad, tensión interfacial, la presión de entrada (aire-mercurio) y las dimensiones de la muestra, se calculó el número capilar por unidad de velocidad ( $v=1$  cm/seg). En la figura 7.9 se presentan los resultados del análisis del comportamiento del número capilar de la mezcla C1-nC10, para diferentes valores de temperatura a una composición de 90-10 respecto a la presión.

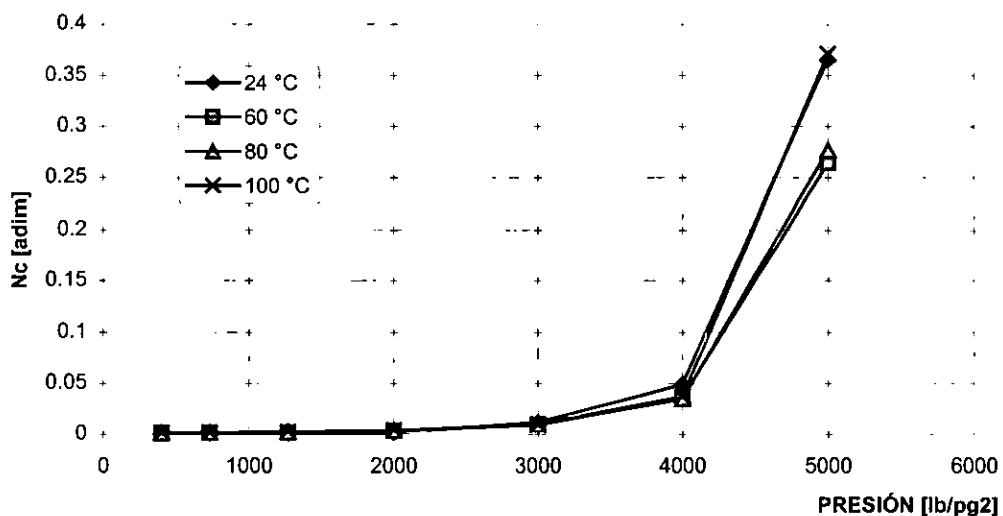


Fig. 7.9.- Comportamiento del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla C1-nC10.

Paralelamente se analizó también la mezcla C1-nC7 al 90-10 y de la cual los resultados se presentan en la figura 7.10.

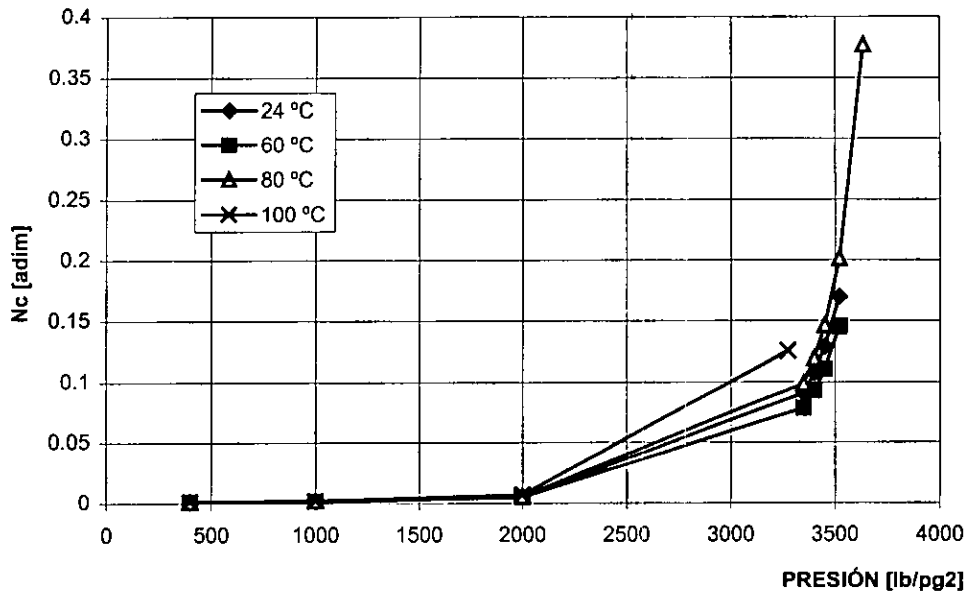


Fig. 7.10.- Comportamiento del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla C1-nC7.

Como se puede observar, los valores de presión para un determinado número capilar son mayores para la mezcla C1-nC10 respecto a la C1-nC7.

En la figura 7.11 se presenta el análisis del comportamiento de la derivada del número capilar respecto a la presión ( $dNc/dp$ ) para las dos mezclas analizadas y los fluidos del yacimiento. Como se observa en la figura 7.11.b, la mezcla de C1-nC7 presenta un cambio abrupto de tendencia entre los número capilares de 0.075 a 0.125 aprox. sin embargo, esto se debe a la falta de puntos en el intervalo de 2000 a 3300 lb/pg<sup>2</sup>. Para la mezcla C1-nC10, mostrada en la figura 7.11.a, se observa que su comportamiento es similar al que presentan los fluidos reales, sobre todo en el rango de números capilares menores a 0.15. De este análisis se aprecia que con la mezcla C1-nC10 las condiciones que se manejen en laboratorio serán mucho más similares al comportamiento de los fluidos reales.

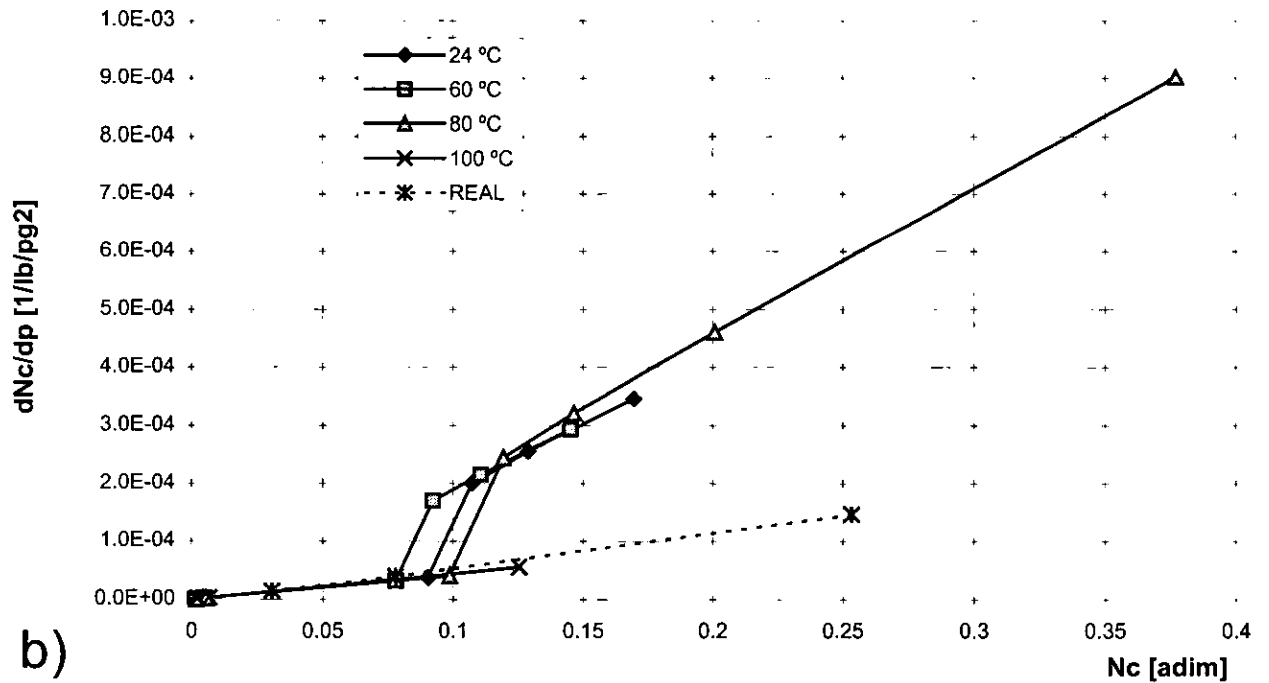
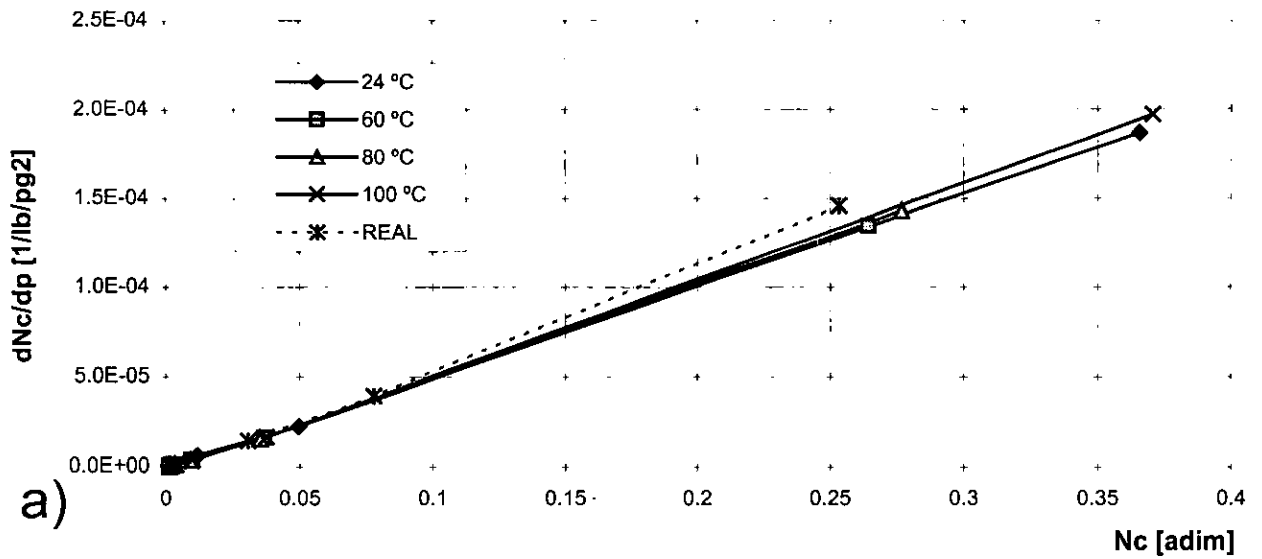


Fig. 7.11.- Derivada del número capilar para diferentes temperaturas, mezcla a)C1-nC10 y b)C1-nC7 comparadas con la mezcla real de yacimiento.

En la figura 7.12, se aprecia que en el rango de número capilar de 0.025 a 0.033 se tiene un comportamiento similar (paralelo) de la derivada correspondiente al rango de presión de 3358 a 3582 lb/pg<sup>2</sup> y a una temperatura de 24 °C para el C1-nC10.

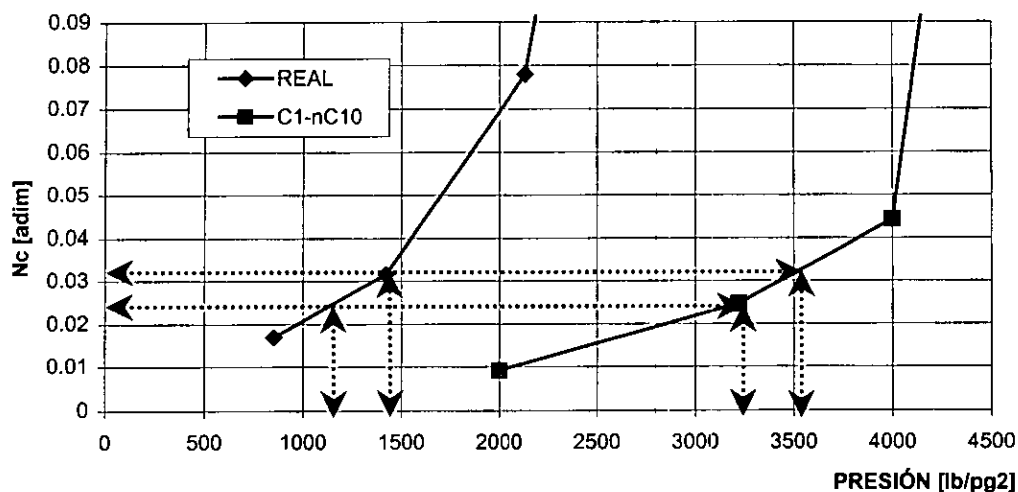


Fig. 7.12.- Ajuste de Número Capilar para el C1-nC10.

Si consideramos ahora los valores de tensión interfacial y viscosidad de los fluidos a las condiciones del yacimiento, los resultados experimentales serán escalables al comportamiento real cuando estos se encuentren dentro del mismo rango de número capilar (0.025 y 0.033) correspondiente al rango de presión entre 1199 y 1468 lb/pg<sup>2</sup>, a 143 °C (fig. 7.12). La Tabla 7.6 presenta los resultados del ajuste de la mezcla.

Tabla 7.6.- Ajuste del número capilar y rango de presiones.

Rango de Nc	C1-nC10 a 24 °C	REAL a 143 °C
	p (lb/pg <sup>2</sup> )	p (lb/pg <sup>2</sup> )
0.025	3358.3	1199.8
0.033	3582.1	1468.5

Bajo las consideraciones del análisis previo, quedaría definido que al realizar el desplazamiento en laboratorio utilizando la mezcla C1-nC10 (con una concentración de 90-10), en el rango de presión entre 3360 y 3580 lb/pg<sup>2</sup> a 24 °C, se generan curvas de permeabilidades relativas representativas de las condiciones del yacimiento cuando se presenten las velocidades del desplazamiento y las condiciones de presión entre 1199 a 1468 lb/pg<sup>2</sup>.

## MEDIO POROSO

### Tomografía computarizada de rayos X.

#### Selección de la muestra:

En la Tabla 7.7 se presenta el material conseguido para seleccionar la muestra a utilizar en el estudio.

Tabla 7.7.- Material disponible para el estudio.

POZO	NÚCLEO	FRAGMENTO	PROFUNDIDAD [mbnm]	LONGITUD [cm]
DL1	1	16	4945-4951.6	21
DL1	2	11	5011-5018.6	20
DL1	2	44	5011-5018.6	22
DL1	3	28	5100-5109	20
DL1	3	39	5100-5109	15
201	1	62	5283-5291	30

La calibración del equipo de tomografía se realizó utilizando una solución de NaI (loduro de sodio) con una concentración del 3.5% en un contenedor cilíndrico de acrílico ("fantom") de 4 pulgadas de diámetro. Los coeficientes de linealización que se obtuvieron se presentan en la Tabla 7.8.

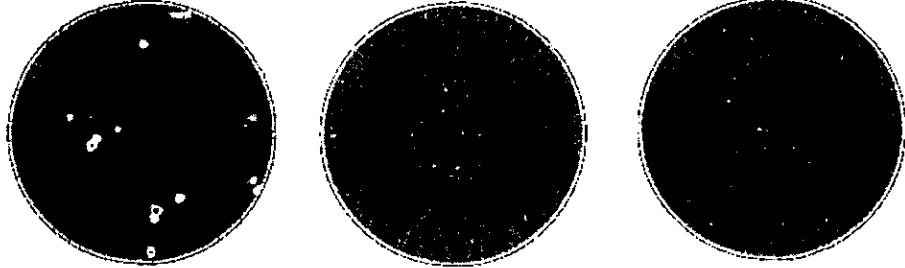
Tabla 7.8.- Coeficientes de linealización en la calibración de las muestras del campo SINÁN.

Detector 1	Detector 2	Detector 3
0	-154	1029
13254	13839	10887
-9938	-10541	-6725
206	3628	1837
<b>notas :</b> Diámetro de rastreo (SC) =10 Solución de NaI al 3.5%		

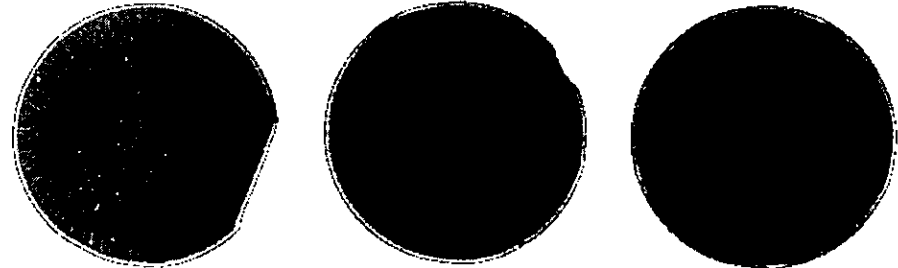
De acuerdo a las dimensiones de cada fragmento y al análisis visual de los mismos, se definieron tres secciones en promedio para tomar las imágenes exploratorias. La figura 7.13 muestra las secciones tomadas a los fragmentos disponibles para el estudio. Las imágenes se tomaron con un nivel de energía de 120 KV, por lo cual los cambios de tonalidad están asociados a la diferencia de valores de pseudodensidad en el medio poroso.



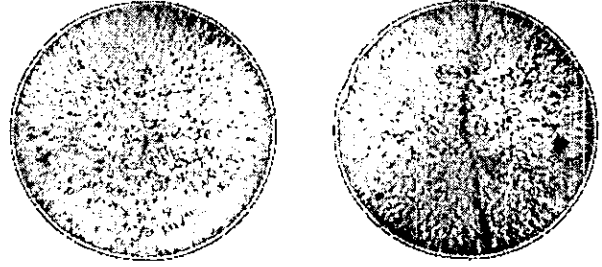
a) Fragmento 11



b) Fragmento 16

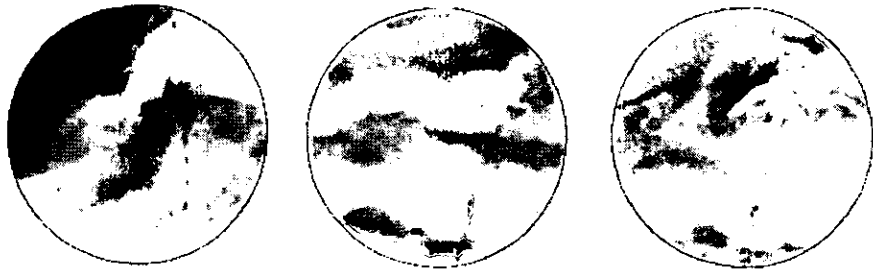


c) Fragmento 28

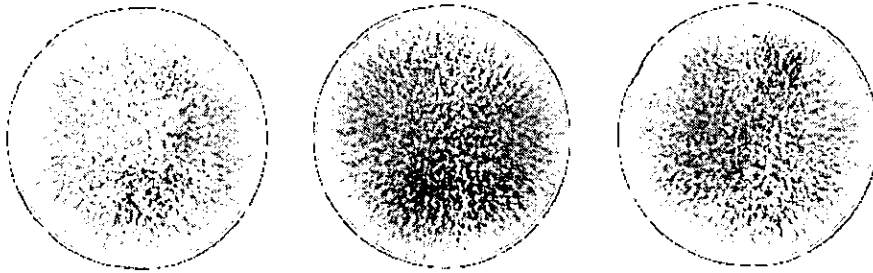


d) Fragmento 39





e) Fragmento 44



f) Fragmento 62

Fig. 7.13.- Tomografía exploratoria de las muestras.

Del análisis de la variación de pseudodensidad podemos observar que los fragmentos 16, 28, 39 y 62 no presentan gran heterogeneidad misma que se observa en los fragmentos 11 y 44. Del análisis de la muestra de mano, el fragmento 44 está constituido de material lutítico por lo cual no es útil debido a que este material carece de permeabilidad. El fragmento 11 es de material dolomítico arcilloso con porosidad y permeabilidad.

Por lo anterior, el fragmento 11 fue el seleccionado para ser utilizado en este estudio. A continuación se presenta su descripción.

- Pozo: SINÁN DL1.
- Intervalo: 5011-5018.6 m.
- Formación: Cretácico medio
- Descripción del núcleo:

Núcleo 2, dolomía gris clara a oscura, arcillosa y gris verdoso bentonítica. Textura micro y mezocristalina, presentando aspecto sacaroide. Se observa fracturamiento moderado, con tendencia

vertical, sellado parcialmente por dolomía y calcita; presenta líneas estilolíticas.

•Descripción del fragmento:

Fragmento número 11, dolomía bentonítica arcillosa, gris clara, densamente fracturado con algunas fracturas selladas con caliza.

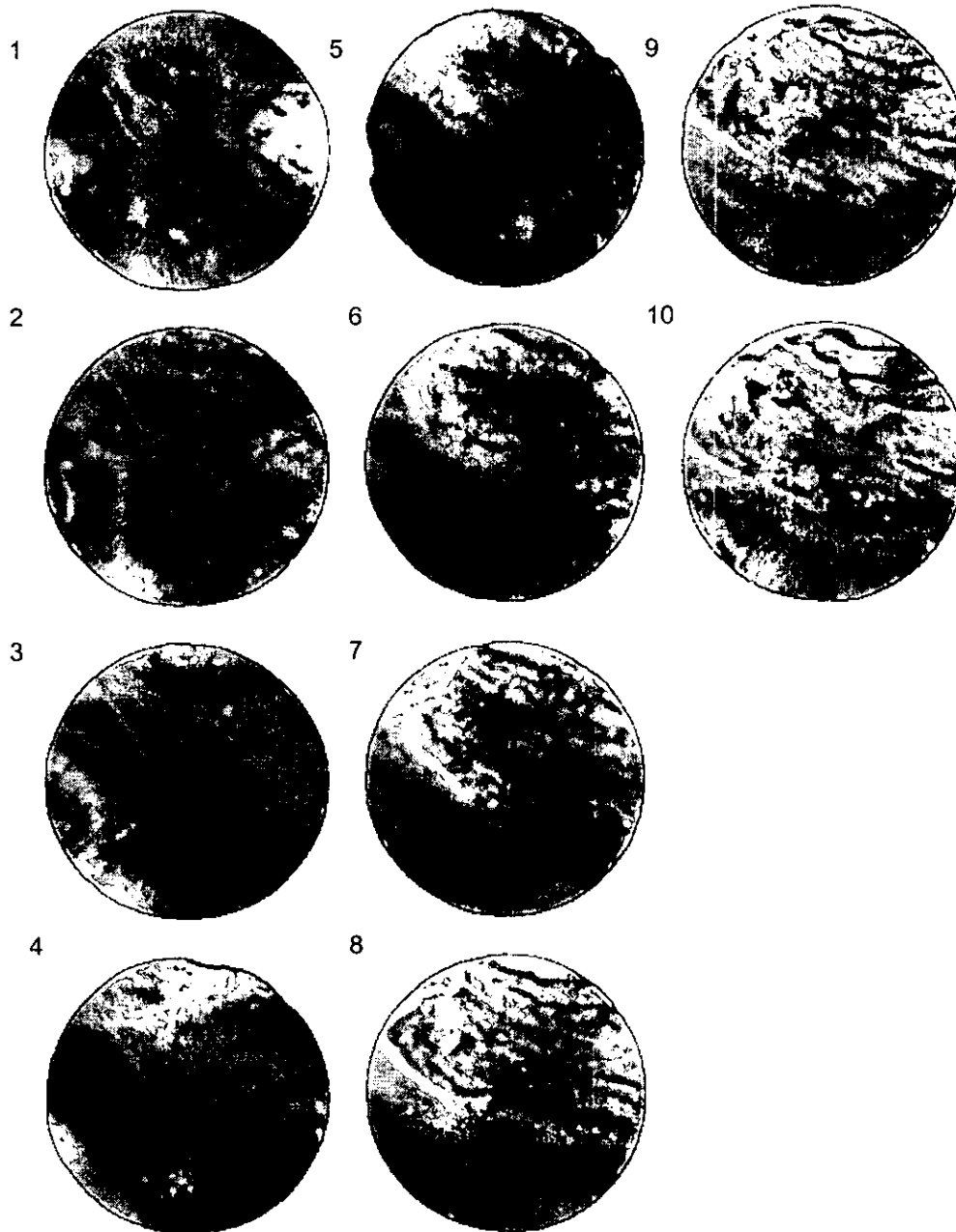


Fig. 7.14.- Tomografía de detalle, muestra 11 del pozo SINÁN DL1.

En la figura 7.14 se presenta la tomografía de detalle, con un espaciamiento de las imágenes de un centímetro, para describir internamente al fragmento.

### Porosidad espacial:

El fragmento fue cortado en sus extremos para ser montado en el sujetador y someterlo a lavado. Las dimensiones del fragmento, así como la ubicación de las secciones en que se dividió correspondientes a la posición en la tomografía de detalle, se presentan en la figura 7.15.

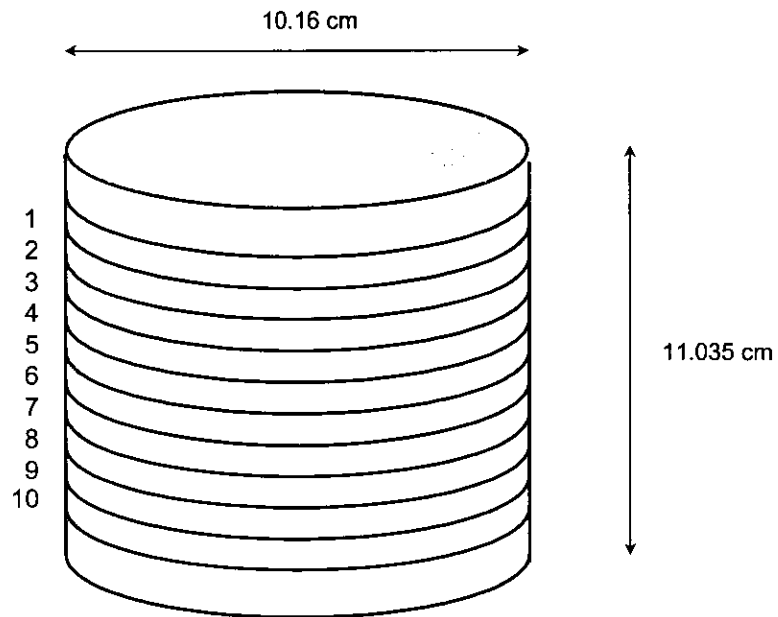


Fig. 7.15.- Dimensiones de la muestra y ubicación de secciones tomográficas

En la Tabla 7.9 se presentan los datos para la evaluación de la porosidad para cada sección considerando valores del #CT para la muestra seca y para la muestra saturada, así como los cálculos de la porosidad por sección, evaluada a condiciones de

laboratorio sin la aplicación de presión de confinamiento alguna. Los valores del #CT para el aire y metanol fueron -1005 y -594 respectivamente.

Tabla 7.9.- Valores de números CT y cálculo de porosidad por sección.

Sección	serie seca [#CT]	serie saturada [#CT]	porosidad [fracc]
1	970	1044	0.1800
2	961	1040	0.1922
3	943	1025	0.1995
4	928	1011	0.2019
5	910	998	0.2141
6	904	988	0.2044
7	910	991	0.1971
8	902	990	0.2141
9	910	995	0.2068
10	933	1013	0.1946

La figura 7.16 presenta la variación de la porosidad respecto a la longitud del fragmento.

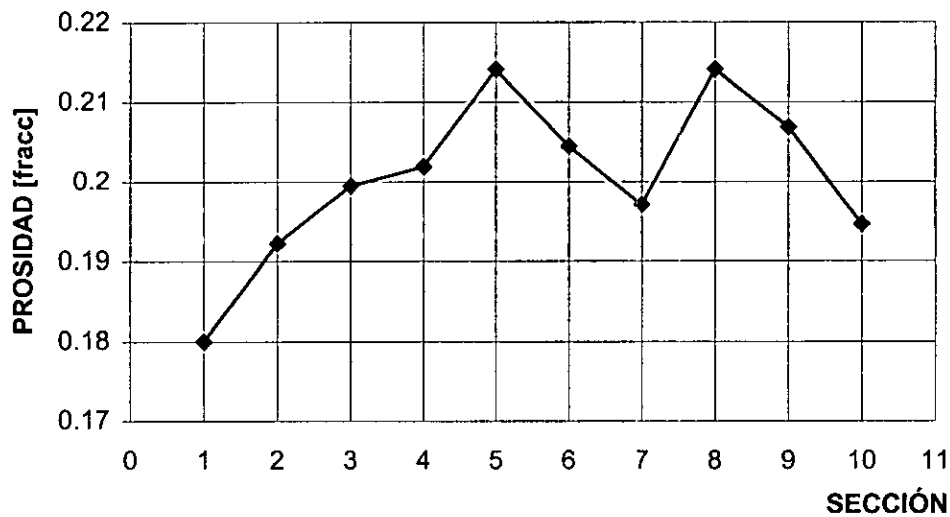


Fig. 7.16.- Distribución de la porosidad del fragmento.

### Permeabilidad absoluta con líquido :

Durante la saturación de la muestra se monitoreó la caída de presión para gastos de inyección del metanol de 1, 2, 3, 4, 5 y 7.5 cm<sup>3</sup>/min; en la Tabla 7.10 se presentan los gastos y los valores medios de las caídas de presión así como el cálculo de la permeabilidad de la muestra. La viscosidad del metanol a condiciones de la inyección se evaluó por medio de un viscosímetro tipo Fann a temperatura ambiente, obteniendo un valor de 0.79 cp; la presión de confinamiento a que estaba sometida la muestra fue de 500 lb/pg<sup>2</sup> a una temperatura de 22 °C.

Tabla 7.10.- Valores de caída de presión y cálculo de permeabilidad para cada gasto.

Gasto [cm <sup>3</sup> /min]	Diferencial de presión [lb/pg <sup>2</sup> d]	Permeabilidad [md]
1	7.49	3.868
2	15.01	3.866
3	22.50	3.868
4	30.00	3.868
5	38.00	3.817
7.5	57.95	3.752

La figura 7.17 muestra gráficamente los datos de permeabilidad obtenidos bajo estas condiciones.

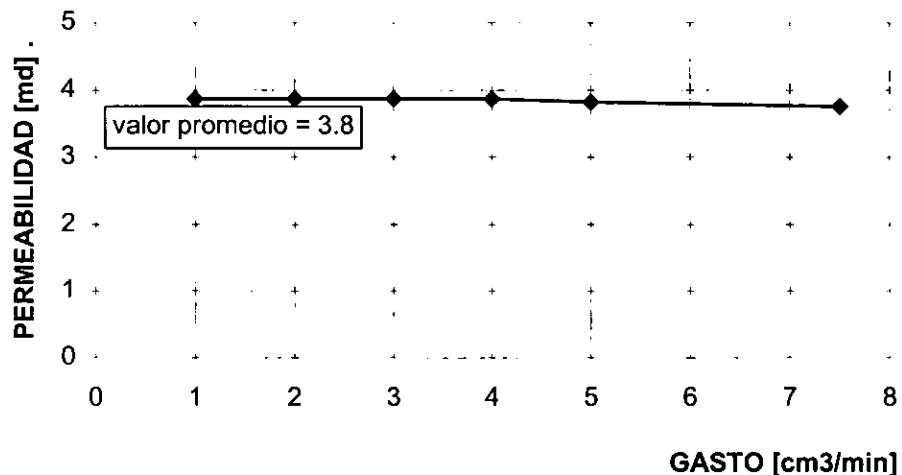


Fig. 7.17.- Valores permeabilidad absoluta de la muestra @ 500 lb/pg<sup>2</sup> de confinamiento.

## Variaciones de la Porosidad y de la Permeabilidad a diferentes presiones de confinamiento

### POROSIDAD

La figura 7.18 corresponde a los resultados de la determinación del volumen poroso de la muestra evaluada con gas y para diferentes presiones de confinamiento.

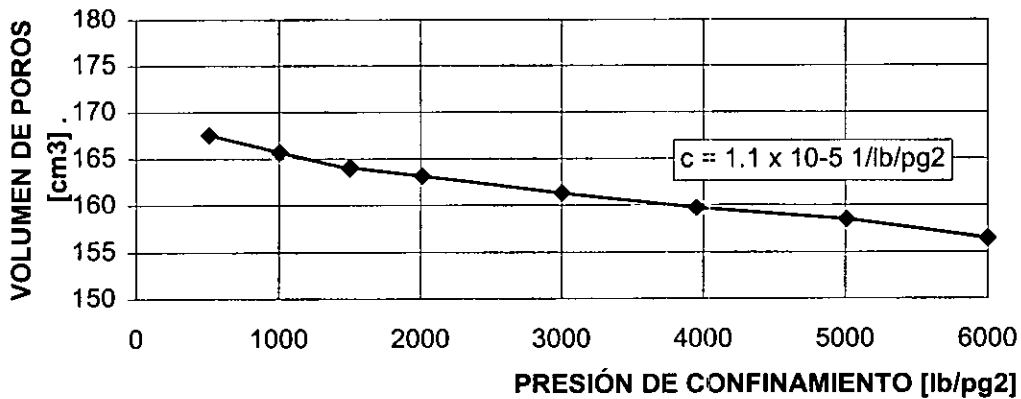


Fig. 7.18.- Valores del volumen poroso de la muestra.

### PERMEABILIDAD

Los valores de presión de confinamiento a los que se evaluaron la permeabilidad y porosidad efectiva total fueron de 500, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 y 6000 lb/pg². Los resultados presentados en las figuras 7.19, 7.20 y 7.21 están referidos a una prueba de determinación de permeabilidad con gas ( $N_2$ ), en tres diferentes direcciones, una vertical y dos horizontales, estas últimas perpendiculares entre sí.

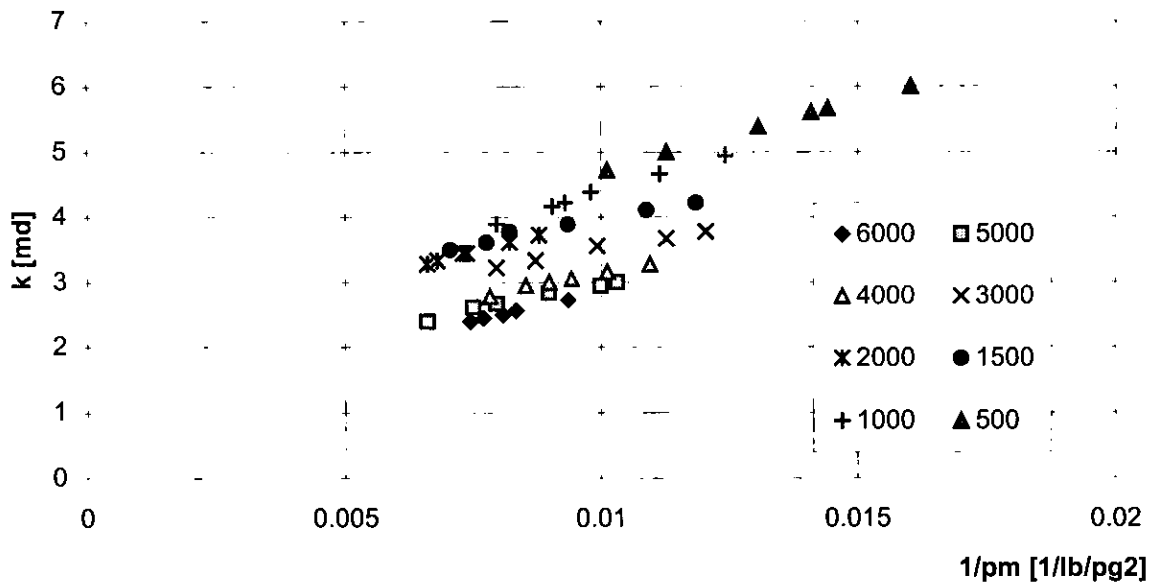


Fig. 7.19.- Valores permeabilidad al gas de la muestra (vertical).

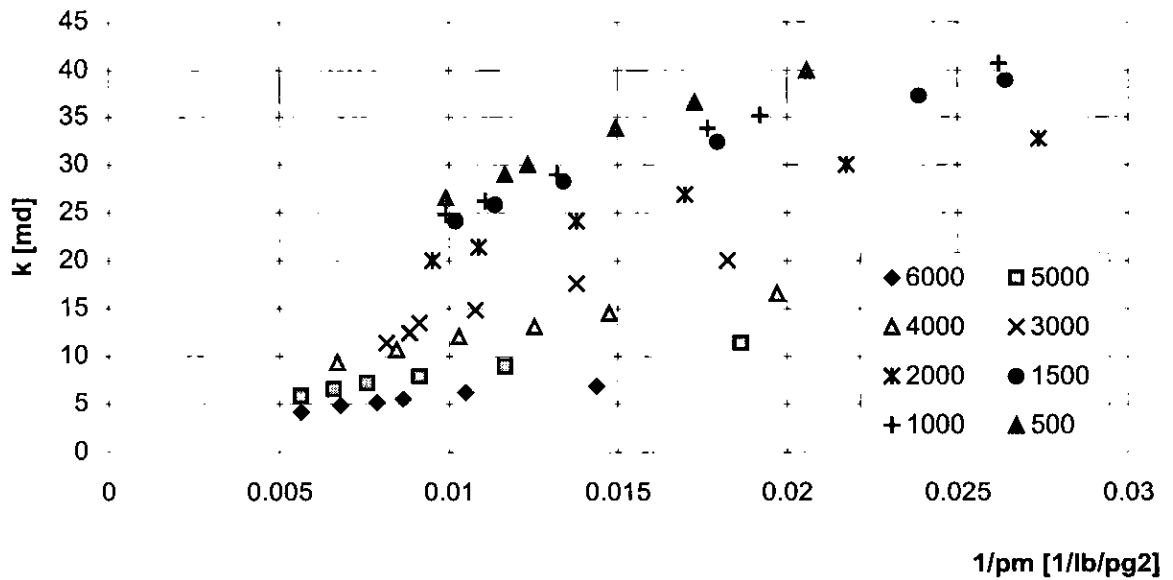


Fig. 7.20.- Valores permeabilidad absoluta al gas de la muestra (horizontal1).

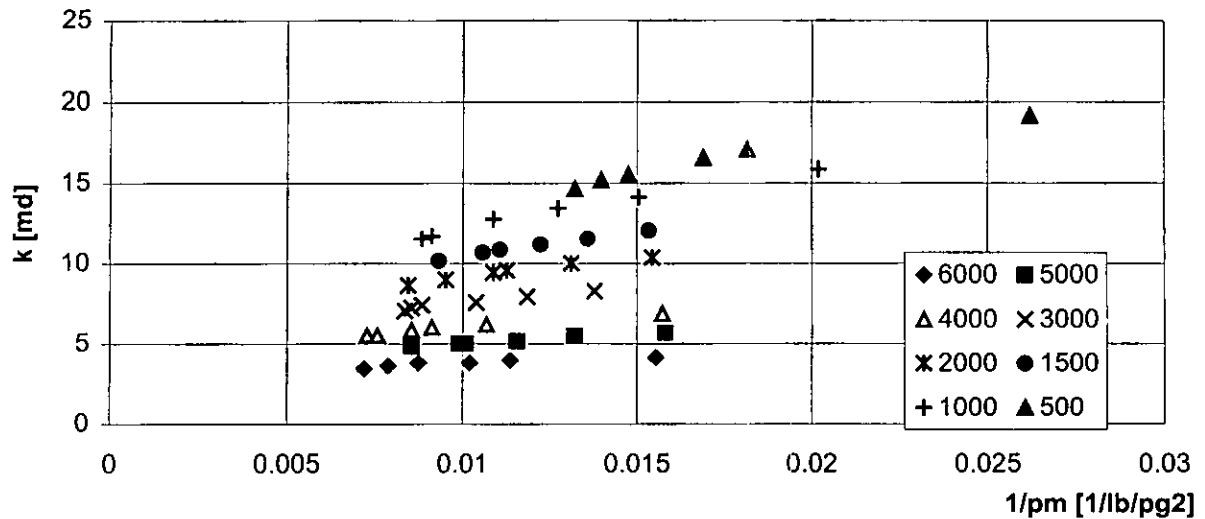


Fig. 7.21.- Valores permeabilidad absoluta al gas de la muestra (horizontal2).

Del comportamiento de la permeabilidad se puede observar claramente la anisotropía del medio, teniéndose que la permeabilidad vertical es la que tiene la menor magnitud.

De estos comportamientos se determinan las condiciones de porosidad y permeabilidad que presenta la muestra al realizar el desplazamiento, las cuales se listan en la Tabla 7.11 para una presión de confinamiento de 5000 lb/pg<sup>2</sup>.

Tabla 7.11.- Propiedades de la muestra a las condiciones del experimento considerando 5000 lb/pg<sup>2</sup> de confinamiento.

Presión de desplazamiento :	de 3360 a 3580 [lb/pg <sup>2</sup> ]
Compresibilidad :	0.000011 [1/lb/pg <sup>2</sup> ]
Presión Neta de confinamiento :	de 1640 a 1420 [lb/pg <sup>2</sup> ]
Temperatura :	24 °C
Volumen poroso :	de 163 a 165 [cm <sup>3</sup> ]
Permeabilidad absoluta (vertical) :	de 3.0 a 2.4 [md]



### Comportamiento de Presión Capilar

Los resultados de la calibración del capilarímetro comprenden tanto la obtención del volúmen del picnómetro, 27.84 cm<sup>3</sup>, así como la curva de calibración por compresibilidad del mercurio, cuyos datos se muestran en la Tabla 7.12.

Tabla 7.12.- Resultados de la curva de calibración del capilarímetro de mercurio.

Presión [atm]	Lectura
0.54	5.0
0.80	9.7
1.0	11.4
2.0	14.5
4.0	16.7
6.0	17.5
8.0	18.0
15.0	18.7
25.0	20.5
35.0	22.3
45.0	24.0
55.0	26.7
72.0	28.3
82.0	30.2

De los recortes que resultaron del corte del fragmento se obtuvo una muestra del medio poroso y se procedió a determinar la presión capilar. La figura 7.22 muestra los resultados de la curva aire-mercurio normalizada para el sistema C1-nC10.

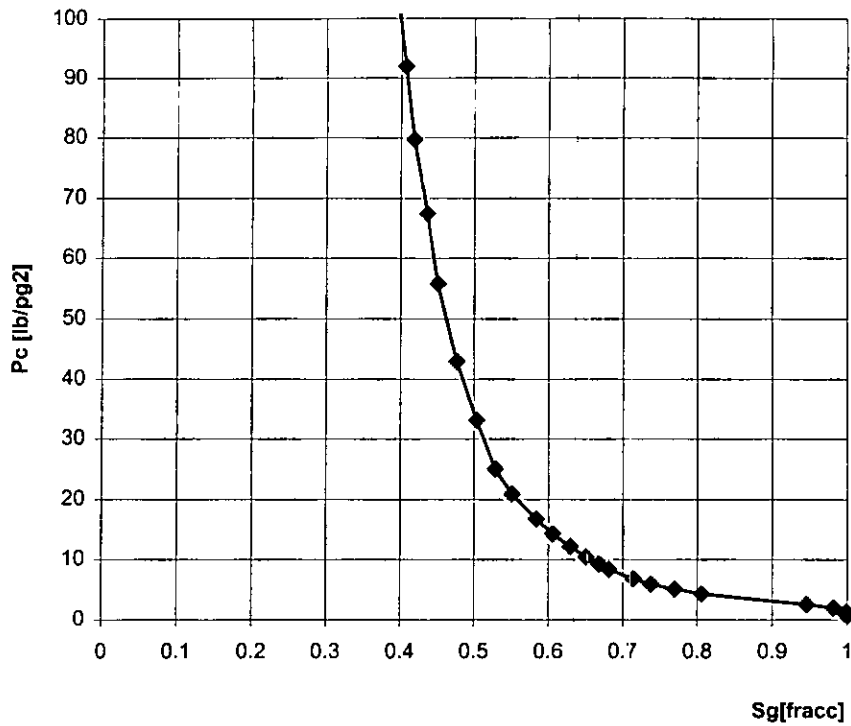


Fig. 7.22.- Curva de presión capilar normalizada para el sistema C1-nC10.

## Desplazamiento

### SELECCIÓN DEL GASTO DE INYECCIÓN.

Con base en las mediciones de los fluómetros se observó que un gasto de entre 1 y 5 cm<sup>3</sup>/min @ 3425 lb/pg<sup>2</sup> generaba gastos medibles en los fluómetros.

Se seleccionó un gasto de 2 cm<sup>3</sup>/min y se procedió a evaluar la velocidad de poro dando un valor de 2.2429 x10<sup>-3</sup> cm/seg. Como vemos este valor esta dentro del rango que propone Gravier y cols. (1987).

## PRUEBA PILOTO PARA VERIFICACIÓN DEL SISTEMA Y EQUIPOS

La calibración del manómetro de entrada, que será la referencia de presión durante el desplazamiento, se muestra en la figura 7.23.

Tanto el transductor de caída de presión de la celda como el del separador sólo requieren del ajuste a cero antes de iniciar las mediciones, ya que se encontraban previamente calibrados.

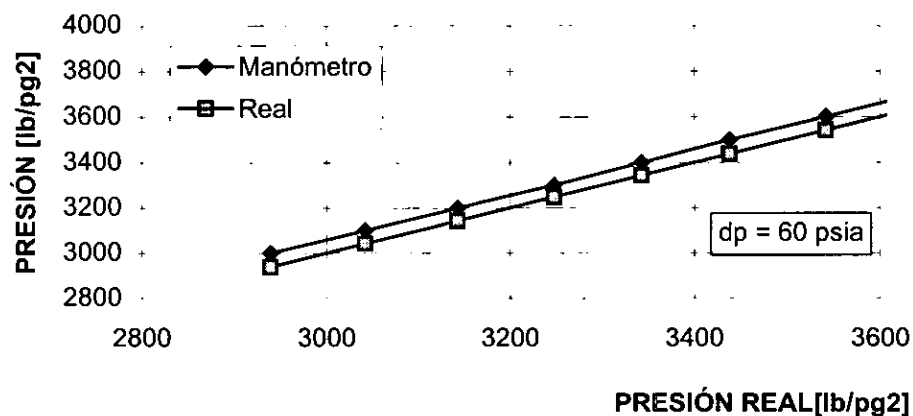


Fig. 7.23.- Curva de calibración del manómetro de entrada.

El desplazamiento se realizó verticalmente, debido a que es en la dirección en que se presenta la mayor caída de presión, considerando las dimensiones y características físicas de la muestra (diámetro, permeabilidad y longitud).

Se cargaron dos cilindros portamezcla, uno con nitrógeno y otro con metanol, a una presión de 3500 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente. Se procedió a revisar las posibles fugas en las válvulas y a apretar los manerales de éstas, en su caso.

Se montó el sistema (líneas, conexiones, cilindros, bomba, manómetros, vacuómetro, válvulas, regulador de presión inversa (RPI), separador de fases y transductores) y se realizó vacío durante 1 hr, alcanzando 56 pg de Hg, se aisló la

bomba de vacío y se verificó el sello del sistema ya que se mantuvo el vacío.

Se procedió a represar hasta 3300 lb/pg<sup>2</sup> el domo del RPI y se inició la inyección para la saturación de la muestra. Los principales problemas que se presentaron fueron los siguientes:

- No se consideró la lectura inicial del recipiente con el fluido de inyección de la bomba (para referencia de los volúmenes inyectados).
- Se pegó el émbolo en el cilindro portamezcla que contenía el metanol.
- Se presentó fuga en las conexiones del RPI.

Resueltos estos problemas se procedió a saturar la muestra inyectándole 5 VP a las condiciones determinadas de la prueba 3425 lb/pg<sup>2</sup>.

### **Realización del desplazamiento**

Para realizar el monitoreo de los valores de caída de presión y de los volúmenes recolectados en el separador durante la inyección del nitrógeno, se hicieron tres cambios en el controlador de tiempo de rastreo de la información (de cada 60 seg. a 120 seg. y de 120 a 300 seg.), con la finalidad de hacer que el archivo de la información no fuera tan grande. Desafortunadamente al utilizar 300 seg. se sobrepasó la capacidad del equipo (el máximo tiempo de rastreo es de 180 seg.) y se produjo un problema en la computadora, perdiéndose la información de esta prueba. Sólo la información que se lleva por anotaciones, correspondiente al gasto de gas producido, es la que se tiene y por lo cual se decidió realizar una segunda prueba.

Los resultados de la primera y segunda prueba respecto al gasto de gas producido se muestran en la figura 7.24.

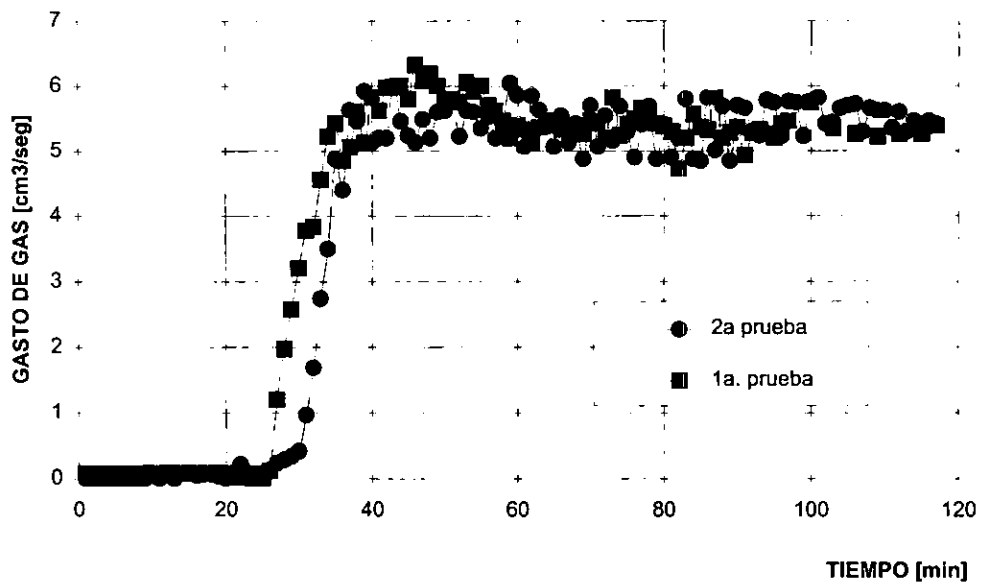


Fig. 7.24.- Gasto de gas producido en las dos pruebas N2-metanol.

Como se observa, los resultados de las pruebas son similares concluyendo con esto que los resultados experimentales se reprodujeran apropiadamente.

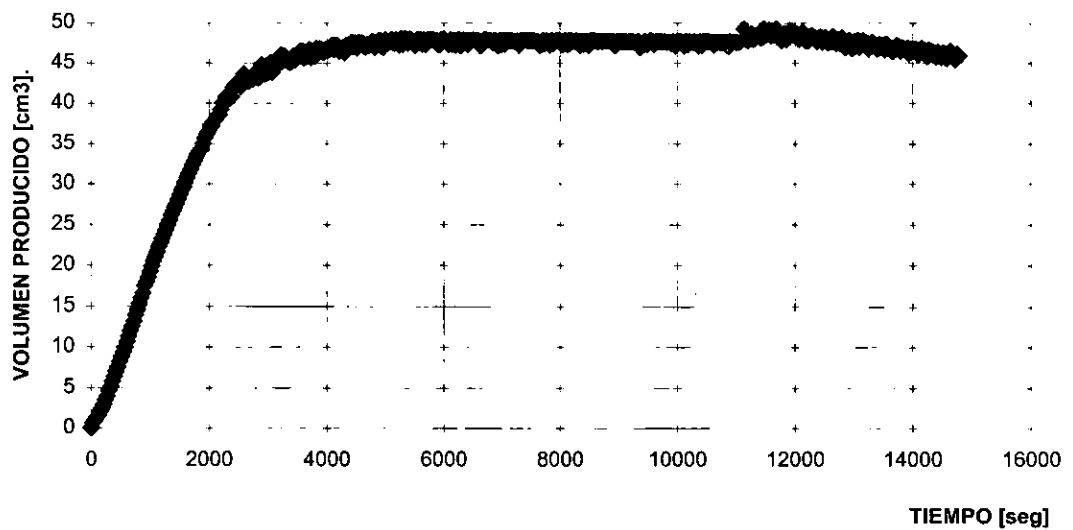


Fig. 7.25.- Volumen de metanol producido durante la segunda prueba, N2-metanol.

La figura 7.25 muestra los resultados de producción de metanol durante la segunda

prueba y la 7.26, los de la caída de presión.

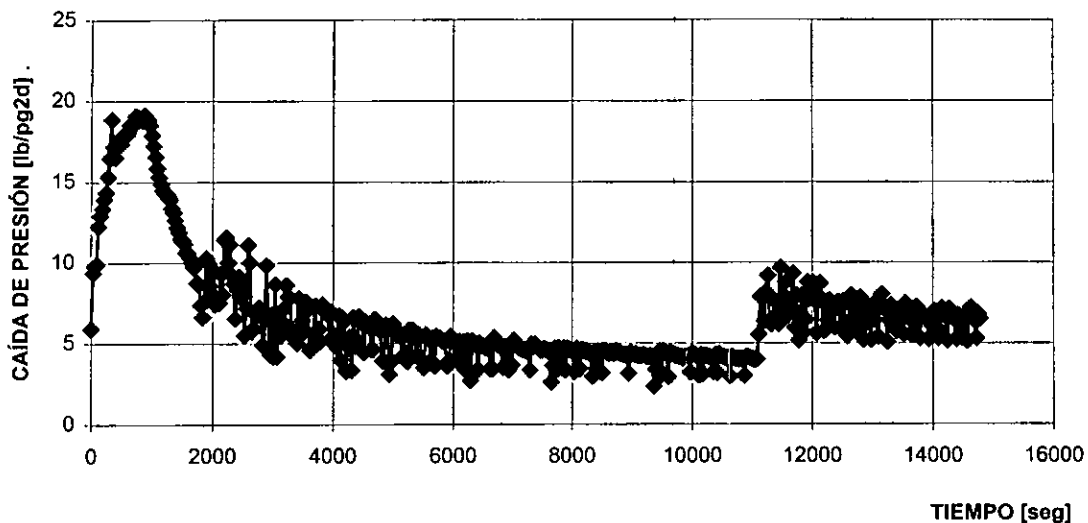


Fig. 7.26.- Caída de presión durante la segunda prueba, N2-metanol.

Debido a que después de tres horas (11,000 seg. aprox.) se observó que la producción de metanol disminuía se decidió aumentar el gasto de inyección al doble (puntos en los que se observa el cambio de tendencia); sin embargo, se acentuó el efecto ya que se presentaba evaporación del metanol al fluir el gas en el separador.

Una vez probado y operado el sistema y equipos a las condiciones de la prueba, se procedió a preparar los cilindros portamezcla con las fase líquido y vapor de la mezcla C1-nC10, así como sacar la muestra y ponerla a secar en estufa a 60 °C durante 24 horas.

### **PREPARACIÓN DE LAS FASES**

Los resultados del rastreo a detalle del comportamiento de la mezcla C1-nC10 al 90-10, en el rango de presión en que se desarrolló la experimentación, muestran las fracciones molares del C1 y del nC10 tanto para la fase líquida como para la fase vapor, y se presentan en la Tabla 7.13, en intervalos de 25 lb/pg<sup>2</sup>.

Tabla 7.13.- Resultados molares del rastreo a detalle de la mezcla C1-nC10.

presión [lb/pg <sup>2</sup> ]	LÍQUIDO		VAPOR	
	C1	nC10	C1	nC10
3600	0.64409	0.35591	0.98786	0.01214
3575	0.64157	0.35843	0.98812	0.01188
3550	0.63903	0.36097	0.98837	0.01163
3525	0.63649	0.36351	0.98862	0.01138
3500	0.63394	0.36606	0.98886	0.01114
3475	0.63137	0.36863	0.9891	0.0109
3450	0.62879	0.37121	0.98934	0.01066
<b>3425</b>	<b>0.6262</b>	<b>0.3738</b>	<b>0.98957</b>	<b>0.01043</b>
3400	0.62359	0.37641	0.9898	0.0102
3375	0.62098	0.37902	0.99002	0.00998
3350	0.61835	0.38165	0.99025	0.00975

La Tabla 7.14 muestra la estimación de los volúmenes totales de mezcla obtenidos con el valor de las fracciones molares unitarias de las fases para cada componente (x1) correspondiente a 3425 lb/pg<sup>2</sup> de la Tabla 7.13 y algunos factores volumétricos (20% mas implica x1.2, etc.), para obtener una cantidad que pueda manejarse en los cilindros portamezcla disponibles (cuya capacidad es de 1000 cm<sup>3</sup>).

Tabla 7.14.- Análisis volumétrico de las mezcla en fase líquida y fase vapor.

Unidad	FASE LÍQUIDO				
	Moles nC10	Volumen [cm <sup>3</sup> ]	moles C1	Volumen [cm <sup>3</sup> ]	C1-nC10 Total
	[x 10 <sup>2</sup> ]		[x 10 <sup>2</sup> ]		[cm <sup>3</sup> ]
x1	0.3738	306.063	0.626	254.278	560.341
x1.2	0.4486	367.276	0.751	305.133	672.409
x1.5	0.5607	459.095	0.939	381.417	840.512
x1.75	0.6542	535.611	1.096	444.986	980.597
x2	0.7476	612.126	1.252	508.556	1120.682

Unidad	FASE VAPOR				
	moles	volumen [cm <sup>3</sup> ]	moles	volumen [cm <sup>3</sup> ]	C1-nC10
	nC10 [x 10 <sup>2</sup> ]		C1 [x 10 <sup>2</sup> ]		Total [cm <sup>3</sup> ]
x1	0.9896	401.830	0.01	8.540	410.370
x1.2	1.1875	482.196	0.013	10.248	492.444
x1.5	1.4844	602.745	0.016	12.810	615.555
x2	1.9791	803.659	0.021	17.080	820.739
x2.2	2.1771	884.025	0.023	18.788	902.813
x2.5	2.4739	1004.574	0.026	21.350	1025.924

Como se observa, para no sobrepasar la capacidad de los cilindros se decidió emplear 1.75 volúmenes unitarios de mezcla en fase líquida y dos volúmenes unitarios de mezcla en fase vapor, resultando en 980.70 cm<sup>3</sup> de líquido y 820.86 cm<sup>3</sup> de vapor.

Los volúmenes muertos determinados para las tapas, conexiones y válvulas de los cilindros portamezclas fueron de 5.4 cm<sup>3</sup>.

Los valores experimentales de presión y volúmenes de mezcla obtenidos durante la preparación de las fases se muestran comparados con los calculados en la Tabla 7.15.

Tabla 7.15.- Comparación de resultados de presión y volúmenes en la preparación de las mezclas.

	Volumen [cm <sup>3</sup> ]							
	p [lb/pg <sup>2</sup> ]		T [°C]		C1		nC10	
	C*	EX**	C	EX	C	EX	C	EX
<b>LIQUIDO</b>	3425	3418	24	22	444.99	445.05	535.61	535.65
<b>VAPOR</b>	3425	3420	24	23	803.66	803.76	17.08	17.10

(\*) C = calculado con el programa PVT.

(\*\*) EX = Obtenido experimentalmente.

Como se puede observar las condiciones experimentales durante la preparación de las fases fueron adecuadas.



## PRUEBA CON MEZCLA C1-nC10

### Saturación de la muestra con la fase líquida C1-nC10:

Se procedió a hacer vacío durante 1 hora y se alcanzó una lectura de 58 mm de Hg en el vacuómetro. La presión del domo en el regulador de presión inversa se llevó a 3400 lb/pg<sup>2</sup> y se procedió a iniciar la saturación de la muestra.

La saturación se realizó con volumen total disponible en el cilindro portamezcla preparado con la fase líquida, es decir 980.7 cm<sup>3</sup>, el cual es equivalente a 6.01 volúmenes porosos aproximadamente.

### Desplazamiento :

El gasto de inyección que se seleccionó fue de 120 ml/hr. Con este gasto, y utilizando la ecuación de Collins para la determinación de  $d$ , nos permite calcular un número de Reynolds de  $1.33 \times 10^{-5}$  ( $\ll 1$ ) con una velocidad de  $2.243 \times 10^{-3}$  cm/seg lo cual es congruente con los valores presentados por Gravier y cols., 1986 y Henderson y cols., 1996.

Debido a problemas en el funcionamiento del controlador de temperatura de la celda experimental, la temperatura experimental osciló entre los 21 y 22 °C.

Se revisaron las condiciones de presión en los equipos y se procedió a inyectar la fase vapor de la mezcla C1-nC10, durante dos horas con un gasto de 120 cm<sup>3</sup>/hr y, debido a que a las 2 horas de inyección se observó muy poca producción de líquido (0.05 ml), se incrementó el gasto a 240 cm<sup>3</sup>/hr durante una hora más. Los resultados de las producciones de gas y de líquido se presentan en las figuras 7.27 y 7.28; en la figura 7.29 se presenta la caída de presión. El Anexo B presenta el archivo con la información del líquido producido y la caída de presión obtenida durante la prueba.

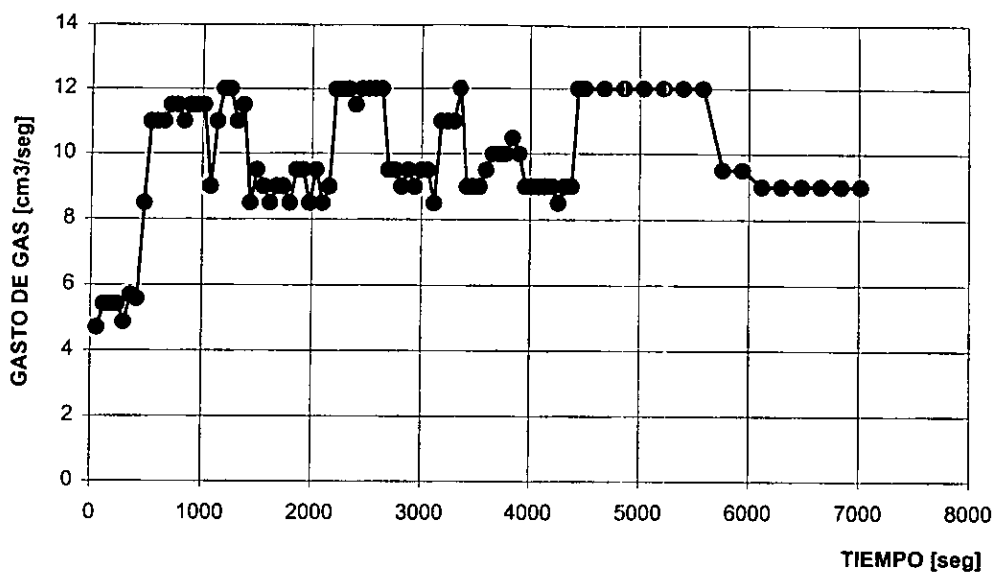


Fig. 7.27.- Gasto de gas producido durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.

En la gráfica del gasto de gas producido se observa mucha fluctuación. Esto debido a la heterogeneidad que presenta la muestra, al tipo de sistema de medición utilizado ya que al tener mucha variación en el gasto, la canica interior de medición del fluómetro oscilaba constantemente, y a que el registro de la lectura no fue continuo (se registraba la lectura cada minuto).

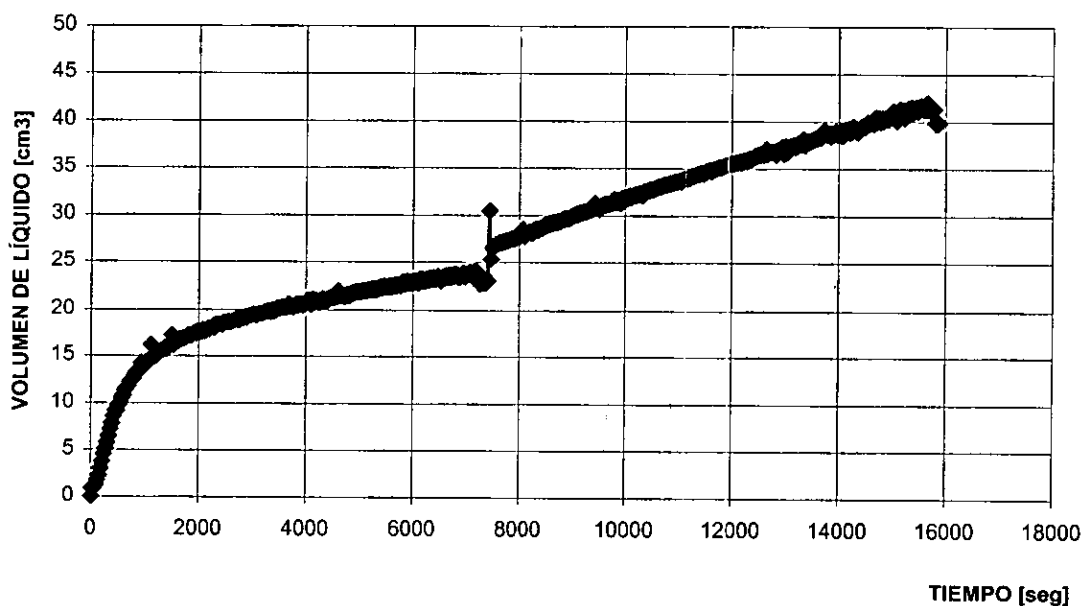


Fig. 7.28.- Producción de líquido durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.

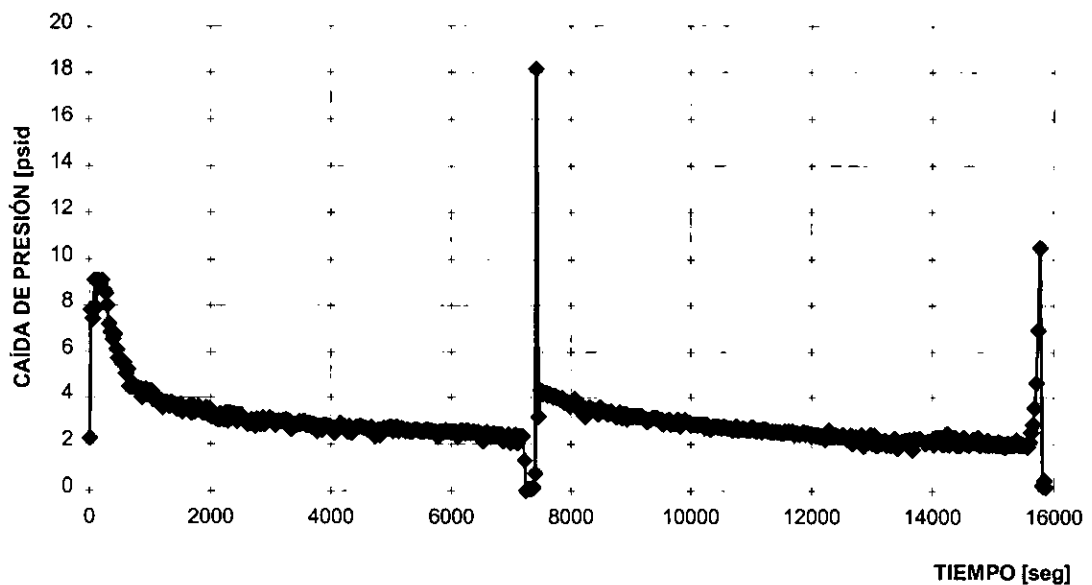


Fig. 7.29.- Caída de presión durante el desplazamiento con mezcla C1-nC10.

En las gráficas de producción de líquido y caída de presión se observa un cambio en los comportamientos, esto debido al aumento del gasto de inyección en dicho punto. La prueba se terminó cuando el total del volumen disponible del cilindro portamezcla de la fase gas se agotó (alrededor de tres horas).

Como se observa, los puntos en donde se presenta una mayor desestabilización corresponden al cambio del gasto y a la condición final de inyección; sin embargo, en estos puntos se debe considerar que se presentan descompensaciones asociados a la sensibilidad de los transductores.

## **SIMULACION**

### **PREPARACIÓN DEL ARCHIVO DE ENTRADA.**

Respecto al archivo de información, se realizaron varias corridas hasta probar y determinar que toda la información requerida para realizar la simulación fuera correcta; se corrigieron errores y omisiones de palabras clave, así como la revisión de las unidades e inclusión del archivo de información PVT generado por el programa PVT de

Eclipse, con salida para el simulador Eclipse 300.

En la figura 7.30 se muestra el modelo del sistema simulado.

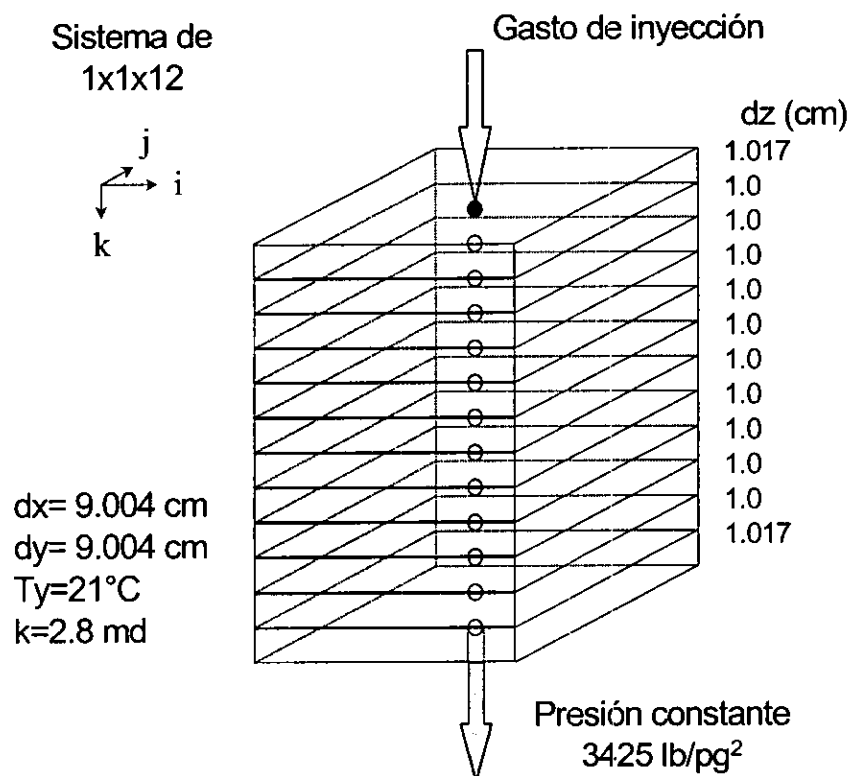


Fig. 7.30.- Malla y dimensiones del sistema simulado.

En la Tabla 7.16 se presentan los datos y características de los principales controles del simulador utilizados para reproducir el experimento. En el Anexo C se presenta el listado del archivo con la información y parámetros utilizados en el ajuste.

Como se observa todos los parámetros utilizados corresponden a la caracterización detallada de la muestra y las condiciones iniciales del simulador a las condiciones que se tuvieron durante la experimentación.

Tabla 7.16.- Principales controles utilizados para la simulación.

CONTROL	VALOR
Ecuación de estado:	Peng-Robinson
Componentes :	2
Dimensiones:	1x1x12, (nodos centrados)
Esquema de solución:	Totalmente Implícito
Saturación inicial de líquido:	1.0
Condiciones de separación :	patm=14.69 lb/pg <sup>2</sup> y T=21 °C
Pozos :	1 Inyector en 1,1,1. Inyecta corriente de C1-nC10 al 0.98957 y 0.01043*. Gasto de 120 cm <sup>3</sup> /hr @ 3425 lb/pg <sup>2</sup> (33700 cm <sup>3</sup> /hr @patm) durante las primeras 2 hrs y 240 cm <sup>3</sup> /hr hasta el término de la inyección.
	1 Productor en 1,1,12. Produce a presión constante = 3425 lb/pg <sup>2</sup> (presión de apertura en el RPI)

(\*) Valores de la fracción molar del C1 y nC10 para la fase vapor @ 3425 lb/pg<sup>2</sup> Tabla 7.13.

### **Validación de condiciones iniciales y parámetros del programa**

Una vez que no se tuvieron errores en la lectura de la información, se procedió a verificar que las condiciones iniciales que calculara el simulador fueran las que se tuvieron durante la experimentación. Se verificó el cálculo de las fracciones molares de la fase gas y la fase líquida a condiciones de 21 °C y se encontró que era muy poca la diferencia comparándolos con los obtenidos para 24 °C (originalmente calculadas para el desplazamiento). Se revisó que las condiciones de saturación en las celdas fueran de 1 para el líquido y 0 para el gas y que la presión inicial de la muestra en la celda de referencia fuera de 3425 lb/pg<sup>2</sup>.

## AJUSTE POR MEDIO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Al aplicar el método de Jones y Rozelle, se presentaron comportamientos no monotónicos tanto en la curva de saturación media como en la de viscosidad efectiva (ambas se grafican contra el volumen inyectado) por lo que este método no se aplica directamente. McDougall y cols. (1997), presentan una forma de suavizar las curvas mediante un ajuste exponencial, sin embargo, esto implica modificar el comportamiento de producción. En este trabajo no se utiliza esta técnica y se utiliza la información de producción sin modificaciones.

De tal forma, utilizaremos la ecuación de Hirazaki como primera aproximación para iniciar el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa.

La corrida con los valores de permeabilidades relativas con  $n=2$  tanto para el gas como para el líquido,  $S_{cr}=S_{gr}=0$ , y  $k_{rc}=k_{rg}=1$  se presentan en la figura 7.31; con esta simulación se obtuvo la primera corrida base para iniciar el ajuste, revisando primeramente el comportamiento de la prueba durante la primera hora.

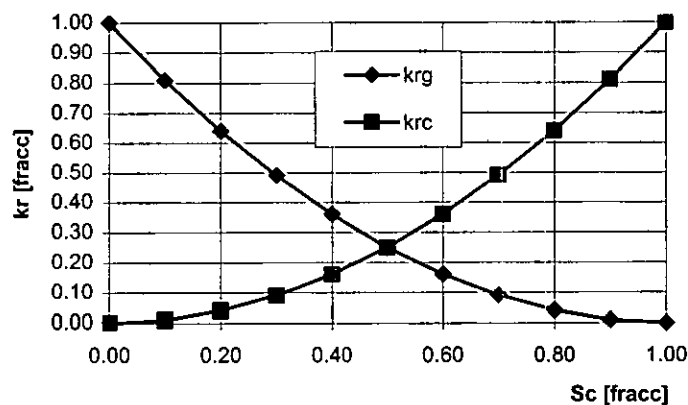


Fig. 7.31.- Permeabilidades relativas utilizadas en la corrida base.

Los resultados de la producción de líquido y de la caída de presión obtenidos con esta simulación (durante la primera hora de simulación) se presentan en la figura 7.32.

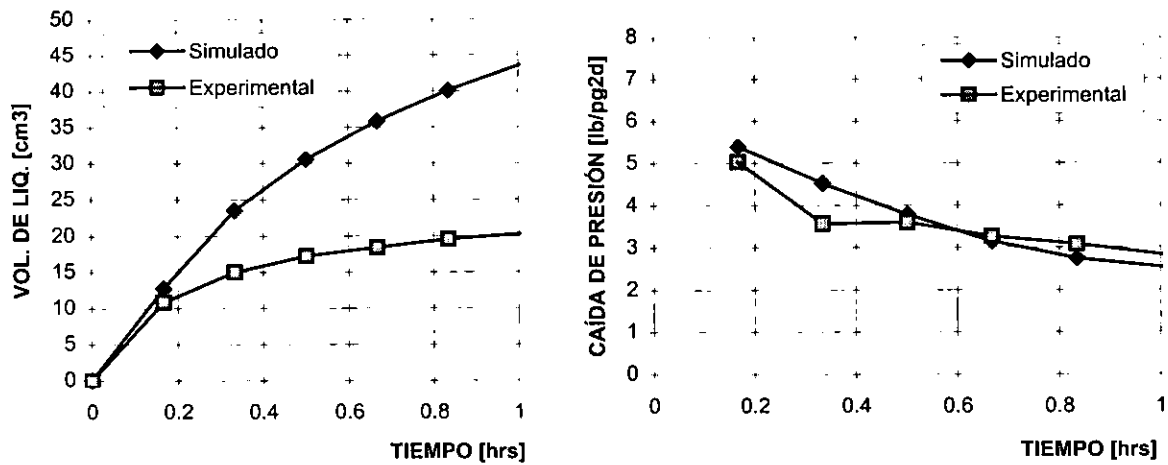


Fig. 7.32.- Resultados de la corrida base (hasta t=1 hora).

Como se observa los valores obtenidos de la simulación no ajustan y se procedió a realizar el análisis de sensibilidad al exponente n y a los valores terminales de la ecuación de Hirasaki detallado en el capítulo 6. Al realizar dicho análisis, se logró llegar al ajuste con las curvas de permeabilidades relativas que se presentan en la figura 7.33.

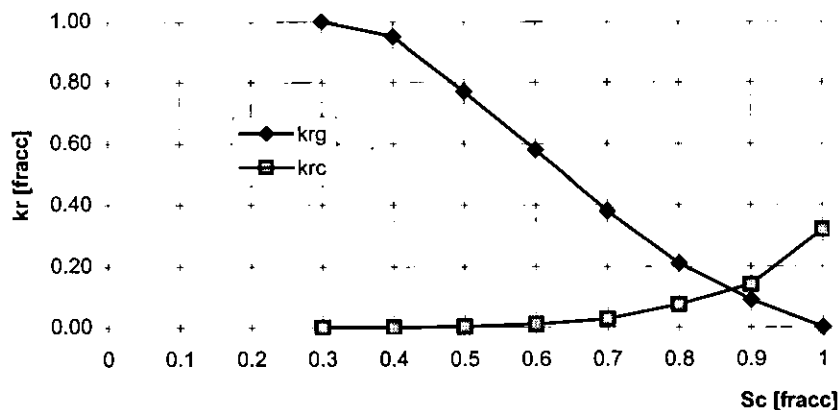


Fig. 7.33.- Permeabilidades relativas resultado del ajuste.

Como puede observarse, comparando las gráficas de la figura 7.31 y 7.33, el mejor ajuste se consiguió reduciendo, para la fase líquida, el punto terminal de la curva de krc

a un valor de 0.32 (@  $Sc=1$ ) y aumentando el valor de  $n$  hasta 6.5 para obtener el valor de  $krc=0.0001$  en  $Sc = 0.35 = Sc_i$ . Para la fase vapor, se redujo  $n$  hasta 1.2 manteniendo el punto terminal de  $Krg=1$  @  $Sc = 0.3$ .

En las figuras 7.34 y 7.35 se muestran los resultados de los ajustes de la producción de líquido y el comportamiento de la caída de presión durante toda la prueba.

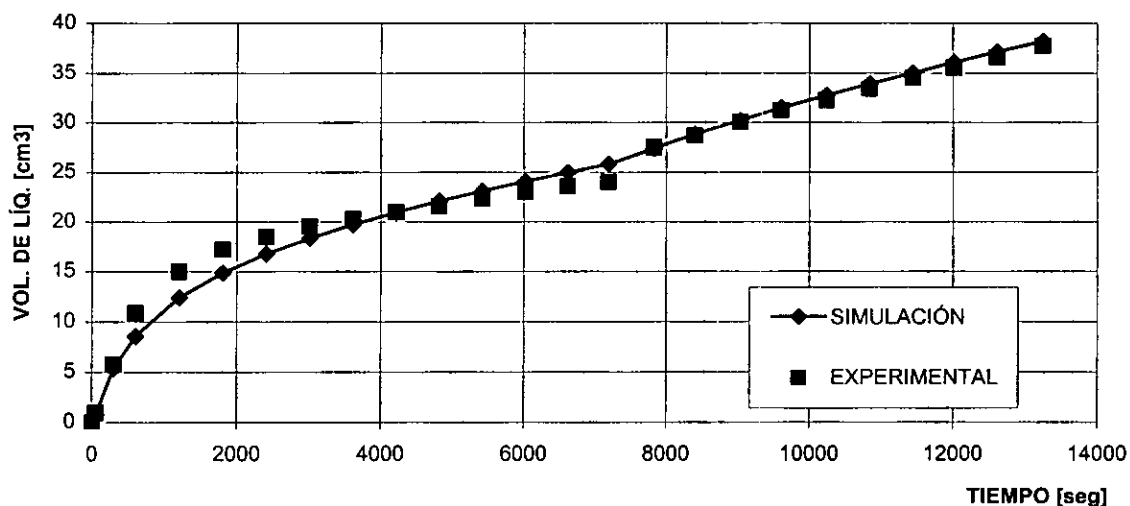


Fig. 7.34.- Resultados de la corrida de ajuste durante toda la prueba para el volumen de líquido producido.

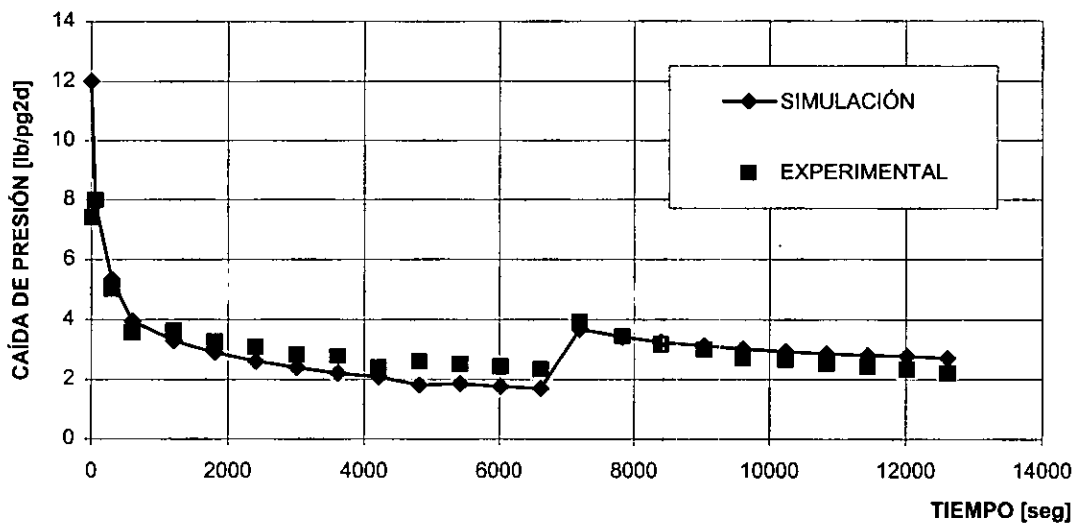


Fig. 7.35.- Resultados de la corrida de ajuste durante toda la prueba para la caída de presión.



Como se observa, se considera que el ajuste es muy bueno y por tanto, las permeabilidades relativas determinadas por simulación son representativas de las condiciones del yacimiento, determinadas por el ajuste del número capilar. En el Anexo C se presenta un listado parcial de los resultados finales del ajuste obtenido con el simulador.

# 8

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

Con base en el estudio presentado en esta tesis, relacionado con el flujo de fluidos en yacimientos de gas y condensado, mediante la evaluación de las permeabilidades relativas en muestras heterogéneas, se pueden establecer las conclusiones siguientes :

1. Por medio de alguna de las mezclas binarias y ternarias simuladas, no es posible ajustar el comportamiento de la tensión interfacial y la curva del porcentaje de condensación de la mezcla real de hidrocarburos.
2. Es posible encontrar el rango de presión y la temperatura en la que una mezcla binaria propicia condiciones equivalentes del flujo de una mezcla real de hidrocarburos, mediante el análisis comparativo del comportamiento del número capilar de ambas mezclas.
3. El análisis del comportamiento de la derivada del número capilar respecto a la presión (gráfica de  $dN_c/dp$  v.s.  $N_c$ ), permitió definir un intervalo de ajuste del número capilar en que la mezcla binaria se comporta similarmente a la mezcla real.
4. La definición de la mezcla y el rango de presión que experimentalmente reproduce el comportamiento de la mezcla real de yacimiento se obtiene directamente mediante el análisis de la variación del número capilar con respecto a la presión.

5. El uso de la tomografía computarizada de rayos X para caracterizar la muestra, permite tener la distribución espacial de porosidad y así discretizar con mayor definición el medio poroso que se va a simular.
6. La técnica tomográfica para determinar la porosidad da como resultado un promedio mayor que el obtenido con el porosímetro de gas ; sin embargo, éstas son complementarias para definir la distribución del volumen poroso que caracteriza espacialmente a la muestra.
7. Una caracterización completa de la muestra hace que la simulación dependa de menor número de parámetros y por lo tanto, que la incertidumbre durante el ajuste sea menor.
8. El uso de un simulador composicional, permite considerar los cambios de composición entre las fases y así hacer más real la representación de las condiciones experimentales.
9. La metodología aplicada para satisfacer ciertas condiciones equivalentes específicas define el comportamiento de flujo del sistema solamente en un rango de presión y no en todo el comportamiento de depresionamiento de los fluidos y el medio poroso.
10. El trabajo conjunto de los laboratorios UNAM-IMP permitió complementar y reforzar los estudios realizados en el análisis de este problema de flujo.

## **RECOMENDACIONES**

1. Estudiar una metodología que permita determinar curvas características de comportamiento de la derivada del número capilar para diferentes mezclas y temperaturas, para así poder ajustar los fluidos equivalentes de una manera más práctica y directa.
2. Estudiar la caracterización dinámica mediante tomografía computarizada de rayos X, para determinar espacialmente la caracterización del medio poroso.
3. Para cada caso, analizar el comportamiento del número capilar durante la producción del yacimiento de gas y condensado para determinar los rangos de presión y las velocidades en que se deben realizar los estudios de permeabilidad relativa y así definir un número óptimo de pruebas.
4. Estudiar alguna forma de manejar a las permeabilidades relativas considerando que estas determinaciones son función del número capilar.

# NOMENCLATURA

---

- A.- área perpendicular al flujo [cm<sup>2</sup>]
- At.- área de la sección transversal del tubo recolector [pg<sup>2</sup>]
- a, b.- variables función de p y T en la ecuación de Martin.
- a, b.- constantes críticas en la ecuación de Van der Waals
- a, b, E.- constantes en la ecuación de atenuación.
- Ca.- número capilar considerando sólo fluidos.
- CTRa.- coeficiente de tomografía de la roca seca y limpia (aire).
- CTRm.- coeficiente de tomografía de la roca saturada 100% (metanol).
- CTa.- coeficiente de tomografía del aire.
- CTm.- coeficiente de tomografía del metanol.
- c.- compresibilidad [1/lb/pg<sup>2</sup>]
- d.- espesor del objeto en la ley de Beer. [cm]
- fg.- flujo fraccional de gas [fracc]
- g.- gravedad [pg/seg<sup>2</sup>]
- I.- Intensidad de onda después de pasar por un objeto [Kv]
- Io.- Intensidad de onda antes del objeto [Kv]
- i,j.- ubicación del pixel i,j
- K.- exponente de relación en la ecuación de Houg y Stegemeier.
- K.- contante de equilibrio
- k.- permeabilidad absoluta o base [D]
- kr.- permeabilidad relativa [fracc]
- krf.- permeabilidad relativa del fluido [fracc]
- krg.- permeabilidad relativa del gas [fracc]
- kro.- permeabilidad relativa del aceite [fracc]
- kf.- permeabilidad efectiva del fluido [D]
- krv.- permeabilidad reltiva de la fase vapor [fracc]
- krl.- permeabilidad relativa de la fase líquido [fracc]
- L.- longitud de la muestra [cm]
- M.- masa molecular del líquido [mole-lb]

- Nc.- número capilar (Dullien) [adim]
- n.- número de moles del gas o del líquido en ecuación de estado [adim]
- n .- parámetro para definir la curvatura de las curvas de permeabilidad en ecuación de Hirasaki.
- P1, P2.- factor Parachor del componente 1 y 2
- Py.- presión del yacimiento [lb/pg<sup>2</sup>]
- p.- presión [lb/pg<sup>2</sup>]
- p\*.- presión de entrada del mercurio [Atm]
- pc.- presión crítica [lb/pg<sup>2</sup>]
- pD.- presión adimensional
- pi.- presión inicial del yacimiento [lb/pg<sup>2</sup>]
- pwf.- presión de fondo fluyendo [lb/pg<sup>2</sup>]
- q .- gasto de inyección [cm<sup>3</sup>/seg]
- R.- constante universal de los gases [10.73 (lb/pg<sup>2</sup> pie<sup>3</sup>)/(mole-lb oR)]
- r.- longitud en la dirección radial [m]
- r.- separación intermolecular en ecuación de estado.
- Sl.- saturación de líquido [fracc]
- Sc.- saturación condensado [fracc]
- Sc.- saturación crítica de condensado [fracc]
- So.- saturación de aceite [fracc]
- Sv.- saturación de la fase vapor [fracc]
- Sw.- saturación de agua [fracc]
- Swi.- saturación inicial de agua [fracc]
- $\bar{T}$  .- temperatura media del flujo [°C]
- T .- temperatura [°C]
- Tc.- temperatura crítica [°R]
- Ty.- temperatura de yacimiento [°C]
- V .- volumen [pie<sup>3</sup>]
- Vc.- volumen crítico [cm<sup>3</sup>]
- V<sub>m</sub> .- volumen muerto de las líneas y tapa de la celda portamuestra [cm<sup>3</sup>]
- V<sub>p</sub> .- volumen de poros [cm<sup>3</sup>]
- V<sub>r</sub>.- volumen de referencia
- VL.- volúmenes molares de líquido [pie<sup>3</sup>/lb-mol]
- VV.- volúmenes molares de vapor [pie<sup>3</sup>/lb-mol]
- v.- velocidad [cm/seg]
- x1,x2 .- fracción molar en la fase líquida componente 1 y 2
- y1,y2 .- fracción molar en la fase vapor componente 1 y 2

- $\bar{Z}$  .- factor de compresibilidad a la presión media del flujo [adim]  
Z.- Número atómico aparente  
z .- factor de compresibilidad de los gases.

Letras griegas:

- $\Delta p$ .- caída de presión [atm]  
 $\Phi$ .- energía de interacción  
 $\phi$  .- porosidad [fracc]  
 $\mu$  .- viscosidad [cp]  
 $\mu$ .- coeficiente de atenuación en la ley de Beer.[mg/cm<sup>3</sup>]  
 $\rho$ .- densidad [gr/cm<sup>3</sup>]  
 $\rho_1$  .- densidad del líquido[lb/pg<sup>3</sup>]  
 $\rho_2$  .- densidad del gas [lb/pg<sup>3</sup>]  
 $\sigma$ .- tensión interfacial [dinas/cm]

Abreviaturas:

- #CT número CT (coeficiente de tomografía)  
AVC agotamiento a volumen constante  
EDE ecuación de estado  
PVT presión volumen temperatura  
RE régimen estacionario  
RGC relación gas-condensado  
RT régimen transitorio  
SC "scan circle", diámetro de rastreo  
TIF tensión interfacial

# REFERENCIAS

---

Ali, J.K., McGauley, P.J. y Wilson, C.J., 1997. The effects of high-velocity flow and PVT changes near the wellbore on condensate well performance. Artículo SPE número 38923, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. Octubre 5-8.

Asar, H. y Handy, L.L., 1983. Influence of interfacial tension on gas-oil relative permeability in gas-condensate system. Artículo SPE número 11740, presentado en el SPE California Regional Meeting, Ventura, California. Marzo 23-25.

Baker, R.O., y Moore, R.G., 1996. Effect of reservoir heterogeneities on flow simulation requirements. Artículo SPE número 35413, presentado en el 1996 SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, Abril 21-24.

Bardon, C. y Longeron, D.G., 1980. Influence of very low interfacial tensions on relative permeability. Society of Petroleum Engineers Journal, Octubre, pag. 391-401.

Boom, W., Wit, K., Zeelenberg, J.P.W., Weeda, H.C. y Maas, J.G., 1996. On the use of model experiments for assessing improved gas-condensate mobility under near-wellbore flow conditions. Artículo SPE número 36714, presentado en el 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Octubre 6-9.

Bourbiaux, B.J. y Limborg, S.G., 1994. An integrated experimental methodology for a better prediction of gas-condensate flow behavior. Artículo SPE número 28931, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Septiembre 25-28.

Castelijns, J.H.P., y Hagoort, J., 1984. Recovery of retrograde condensate from naturally fracture gas-condensate reservoirs. Society of Petroleum Engineers Journal, Diciembre, pag. 707-717.



Chen, H.L., Wilson, S.D., y Monger-McClure, T.G., 1995. Determination of relative permeability and recovery for North sea gas condensate reservoirs. Artículo SPE número 30769, presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 22-25.

Collins, R.E., 1961. Flow of fluids through porous materials. Reinhold. New York.

Coshell, L., Scott, A., Knights, A. M., Evans, B.J. y Hill, M. W., 1991. Non-destructive core analysis using X-ray computed tomography. Exploration Geophysics, vol 22, pag. 71-74.

Craig, F.F. Jr., 1982. Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. Monografía Volumen 3. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York.

Cuiec, L., 1977. Study of problems related to the restoration of the natural state of core samples. The Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 16, no. 4, Oct.-Dic.

Danesh,A., Krinis, D., Henderson, G.D., y Peden, J.M., 1990. Visual investigation of retrograde phenomena and gas condensate flow in porous media. Reveu de l'Institute Francais du Pétrole, vol. 45, no. 1, Enero-febrero, pag. 79-87.

Danesh,A., Krinis, D., Henderson, G.D., y Peden, J.M., 1991. Experimental investigation of critical condensate saturation and its dependence on interstitial water saturation in water-wet rocks. SPE Reservoir Engineering Jour., Agosto, pag. 336-342.

DeZabala, E.F., y Kamath, J., 1995. Laboratory evaluation of waterflood behavior of vugular carbonates. Artículo SPE número 30780, presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, Octubre 22-25.

Dullien, F.A.L., 1992. Fluid transport and pore structure, 2ª Edición, Academic Press Inc.

Erlich, R., 1971. Relative permeability characteristics of vugular cores, their measurement and significance. Artículo SPE número 3553, presentado en el SPE 46th Annual Fall Meeting, New Orleans, La., Octubre 3-6.

Facultad de Ingeniería, 1982. Apuntes de fisicoquímica y termodinámica. Publicación de la FI de la UNAM, México, D.F.

Fang, F., Firoozabadi, A., Abbaszadeh, M. y Radle, C., 1996. A phenomenological modeling of critical condensate saturation. Artículo SPE número 36716, presentado en el 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., Octubre 6-9.

Fevang, O., y Whitson, C.H., 1995. Modeling gas condensate well deliverability. Artículo SPE número 30714, presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, Octubre 22-25.

Gravier, J.F., Lemouzy, P., Barroux, C. y Abed, A.F., 1986. Determination of gas-condensate relative permeability on whole cores under reservoir conditions. SPE Formation Evaluation Jour., Febrero, pag. 9-15.

Henderson, G.D., Danesh, A., Tehrani, D.H., Al-Shaidi, S. y Peden, J.M., 1995. Measurement and correlation of gas condensate relative permeability by the steady-state method. Artículo SPE número 30770, presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 22-25.

Herrera, R., 1997. Tesis doctoral en proceso de edición, DEPFI, UNAM. México.

Hirasaki, G.J., 1975. Estimation of reservoir parameters by history matching oil displacement by water or gas. Artículo SPE número 4283, presentado en el SPE 50<sup>th</sup> Ann. Fall Technical Conf., Dallas, TX, pag. 11.

Honarpour, M.M., Koederitz, L.F., y Harvey, A.H., 1986. Relative permeability of petroleum reservoirs. CRC Press, Boca Raton, FL, 143 páginas.

Honarpour, M.M., Chilingarian, G.V., y Mazzullo, S.J., 1992. Permeability and relative permeability of carbonate reservoirs. Cap 8 en Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.J., Rieke, H.H.. Carbonate reservoir characterization: a geological engineering analysis, part I, Ed. Elsevier, Developments in Petroleum Science 30, pag. 439-503.

Hough, E.W., y Warren, H. G., 1966. Correlation of interfacial tension of hydrocarbons. Artículo SPE número 1565, presentado en el 41st Annual Fall Meeting, Dallas, Texas. Octubre 2-5.

Huijgens, R.J., y Hagoort, J., 1996. Interfacial tension of nitrogen/volatile oil systems. SPE Journal, Junio, pag. 125-132.

Huppler, J. D., 1970. Numerical investigation of the effects of core heterogeneities on waterflood relative permeabilities. Artículo SPE número 2874, presentado en el SPE 45th Annual Fall Meeting, Houston, TX, Octubre 4-7.

Jones, S.C. y Rozelle, W.O., 1976. Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments. Artículo SPE número 6045, presentado en el 51<sup>st</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., Octubre 3-6.

Kalaydjian, F. J-M., Bourbiaux, B.J., y Lombard, J-M., 1996. Predicting gas-condensate reservoir performance: how flow parameters are altered when approaching production wells. Artículo SPE número 36715, presentado en el 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., Octubre 6-9.

Kamath, J., Xu, B., Lee, S.H. y Yortsos, Y.C., 1996. Pore network modeling of laboratory experiments on heterogeneous carbonates. Artículo SPE número 36681, presentado en el 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A., Octubre 6-9.

Kantzas, A., 1990. Investigation of physical properties of porous rocks and fluid flow phenomena in porous media using computer assisted tomography, Reporte técnico, Nova Husky Research Corporation, Calgary, Canadá, pag. 77-132.

Katz, D.L., Cornell, D., Kobayashi, R., Poetman, F.H., Vary, J.A., Elenbaas, J.R. y Weinaug, C.F., 1959. Handbook of natural gas engineering. Ed. McGraw-Hill Book Company, Inc. New York.

Lai, W. y Brandt, H., 1988. A pressure-history-matching method for determining of relative permeabilities. SPE Reservoir Engineering Journal. Mayo, pag. 651-661.

Mackay, E.J., Henderson, G.D., Teharani, D.H. y Danesh, A., 1997. The importance of interfacial tension on fluid distribution during depressurisation. Artículo SPE número 38923, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. Octubre 5-8.

Malachowsky, M.A., Yanosik, J.L., Saldaña, M.A. y Batten, A.H., 1995. Simulation of well productivity losses due to near condensate accumulation in field scale simulations. Artículo SPE número 30770, presentado en el SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, Octubre 22-25.

Martin, J.J., 1979. Cubic equations of state- Which?. I and EC Fundamentals, vol. 18, Mayo, pag. 81.

McCain, W.D.Jr, 1992. Sampling gas-condensate wells. SPE Reservoir Engineering Journal. Agosto, pag. 358-362.

McCain, W.D.Jr, 1994. Heavy components control reservoir fluid behavior. JPT, septiembre, pag. 746-750.

McDougall, S.R., Salino, P.A. y Sorbie, K.S., 1997. The effect of interfacial tension upon gas-oil relative permeability measurements: Interpretation using pore-scale models. Artículo SPE número 38920, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. Octubre 5-8.

Monter, J., Pérez , H., Saucedo, M de J. y Méndez, T., 1994. Análisis PVT composicional y separación en etapas, Pozo SINAN 101-A. Reporte de estudio a muestra de fluidos, Instituto Mexicano del Petróleo, Febrero.

Monter, J., Pérez , H., Saucedo, M de J. y Méndez, T., 1994. Análisis PVT composicional y separación en etapas, Pozo SINAN 102. Reporte de estudio a muestra de fluidos, Instituto Mexicano del Petróleo, Febrero.

Morel, D.C., Lomer, J-F., Morineau, Y.M. y Putz, A.G., 1992. Mobility of hydrocarbon liquids in gas condensate reservoirs: interpretation of depletion laboratory experiments. Artículo SPE número 24939, presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Washington, DC, Octubre 4-7.

Munkerud, P.K., 1989. Measurement of relative permeability and flow properties of a gas condensate system during pressure depletion and pressure maintenance. Artículo SPE número 19071, presentado en el SPE Gas Technology Symposium, Dallas, TX, Junio 7-9.

Qadeer, S., Aziz, K., Fayers, J., Castanier, L.M. y Brigham, W.E., 1994. An error analysis of relative permeabilities calculated using conventional techniques. Artículo presentado en el 15<sup>th</sup> International Workshop and Symposium, Bergen, Norway. Agosto 28-31.

Raghavan, R., y Jones, J.,R., 1996. Depletion performance of gas-condensate reservoirs. JPT, Agosto, pag. 725-731.

Saeidi, A. y Handy, L.L., 1974. Flow and phase behavior of gas condensate and volatile oils in porous media. Artículo SPE número 4891, presentado en el 44th Annual California Regional Meeting of the SPE of AIME, San Francisco, California, Abril 4-5.

Samaniego, F., Cinco Ley, H., y Domínguez, G.C., 1992. Fluid flow through carbonate rock systems. Cap. 10 en Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.J., Rieke, H.H.. Carbonate reservoir characterization: a geological engineering analysis, part I, Ed. Elsevier, Developments in Petroleum Science 30, pag. 439-503.

Sigmund, P.M., Dranchuk, P.M., Morrow, N.R., y Purvis, R.A., 1973. Retrograde condensation in porous media. Artículo SPE número 3476, presentado en el SPE 46th Annual Fall Meeting, New Orleans, La., Octubre 3-6.

Sigmund, P.M., y McCaffery, F.G., 1977. An improved unsteady-state procedure for determining the relative permeability characteristics of heterogeneous porous media. Artículo SPE número 6720, presentado en el 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Denver, Colorado, Octubre 9-12.

Standing, M.B., 1952. Volumetric and phase behavior of oil hydrocarbon systems, Reinhold Publishing, U.S.A.

Southern Geotechnics, Inc., 1982. Special core analysis study of Giraldas #119 well. Reporte para Petróleos Mexicanos, P.O. Box 42821 #303, Houston TX, 77042. Abril 5.

Thomas, F.D., Anraku, T., Bennion, D.B., y Bennion, D.W., 1996. Optimizing production from a rich gas condensate reservoir. Artículo SPE número 35455, presentado en el 1996 SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, Abril 21-24.

Wagner, O.R. y Leach, R.O., 1966. Effect of interfacial tension on displacement efficiency. Artículo SPE número 1564, presentado en el 41st Annual Fall Meeting, Dallas, Texas. Octubre 2-5.

Wellington, S.L. y Vinegar, H.J., 1987. X-Ray Computerized Tomography. Journal of Petroleum Technology, Agosto, pag. 885-898.

Williams, J. K., y Dawe, R. A., 1989. Near-critical condensate fluid behavior in porous media - a modeling approach. SPE Reservoir Engineering Jour. Mayo, pag. 221-227.

Williams, J. M., 1994. Getting the best out of fluids samples. Journal of Petroleum Technology, Septiembre, pag. 752.

## **MANUALES**

- 500D Syringe Pump, Operational Guide, ISCO ,Inc., Estados Unidos, 1990.
- Back Pressure Regulator Manual, Temco, Inc. Estados Unidos, 1989.
- Capillary Pressure Apparatus, Operating Manual, Ruska Inst. Corp., Estados Unidos, 1985.
- CATPIX, imaging process, user manual. Kelco, Inc. Estados Unidos, 1991.
- CFT floating piston Accumulator manual. Temco, Inc., Estados Unidos, 1991.
- CT Deltascan 100 operation manual. Technicare, Inc., Estados Unidos, 1981.
- Deltascan 100 X-ray scanner, training course. Pennsylvania State University, Estados Unidos, 1991.
- Eclipse 300 Compositional Simulator, User Course, August, 1996.
- Eclipse 300 Introduction, Intera Information Technologies, Inglaterra, 1996.

- Eclipse 300 Thecnical description, Intera Information Technologies, Inglaterra, 1996.
- Eclipse 300 Users' reference manual, Intera Information Technologies, Inglaterra, 1995.
- Get started in PVT. Intera Information Technologies, Inglaterra, 1994.
- Gilson 307 Pump Users Manual, Gilson, Inc. Estados Unidos, 1990.
- Instruction manual for composite triaxial core holder with internal heater. Temco, Inc., Estados Unidos, 1995.
- PVT, Users' reference manual, Intera Information Technologies, Inglaterra, 1995.
- Relative permeabilities coreflooding system, Manual. Temco, Inc. Estados Unidos, 1991.
- Relative Permeability Separator, operation and maintenance manual, Terra Tek Systems, Estados Unidos, 1989.

## Apéndice A

### CARACTERIZACIÓN DE LA MEZCLA

- Tablas del análisis PVT composicional.
- Corrida de ajuste de la mezcla del yacimiento.

## TABLAS DEL ANÁLISIS PVT COMPOSICIONAL

**TABLA 8(\*)**  
**POZO: SINAN 101-A**  
**COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ORIGINAL**

COMPONENTE	%MOL	DENSIDAD (gr/cm <sup>3</sup> )	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.63		
Bióxido de Carbono	1.22		
Acido Sulfhídrico	0.599		
Metano	80.565		
Etano	4.8		
Propano	2.5		
Iso-butano	0.418		
n-butano	1.336		
Iso-pentano	0.578		
n-pentano	0.791		
Hexanos	0.99		
Heptanos+	5.573	0.7969	156.4
Total	100		

**TABLA 9**  
**POZO: SINAN 101-A**  
**RESULTADOS DE LA SEPARACIÓN A MASA**  
**CONSTANTE A 143 °C**

PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )	CONDENSADO	GAS			
	VOLUMEN RELATIVO (fracc)	FACTOR DE DESVIACIÓN "Z" (adim)	FACTOR DE VOLUMEN (x10 <sup>-3</sup> )	DENSIDAD (gr/cm <sup>3</sup> )	COMPRESIBILIDAD x 10 <sup>-4</sup> (1/kg/cm <sup>2</sup> )
400.0	0.95	1.0415	4.044	0.2547	-
375.0	0.98	1.0190	4.174	0.2468	12.600
pd = 360.0	1.00	1.0056	4.279	0.2407	14.120
325.0	1.06	-	-	-	-
300.0	1.11	-	-	-	-
275.0	1.19	-	-	-	-
250.0	1.28	-	-	-	-

(\*) La numeración de estas tablas corresponde a la que se tiene en el reporte PVT para la muestra tomada en el pozo SINAN 101-A (Monter y cols. ,1994).



**TABLA 10**  
**POZO: SINAN 101-A**  
**RESULTADOS DE LA SEPARACIÓN DIFERENCIAL**  
**A VOLUMEN CONSTANTE A 143 °C**

PRESIÓN	CONDENSADO	GAS				
	VOLUMEN	PRODUCCIÓN ACUMULADA	FACTOR DE DESVIACIÓN "Z"	FACTOR DE VOLUMEN	DENSIDAD	DENSIDAD RELATIVA
(kg/cm <sup>2</sup> )	(%)	(%)	(adim)	(x10 <sup>-3</sup> )	(gr/cm <sup>3</sup> )	(aire=1)
360.0	0.00	0.00	1.0056	4.279	0.2404	0.862
300.0	6.25	11.34	0.9646	4.588	0.1789	0.783
250.0	9.76	22.99	0.9383	5.395	0.1508	0.749
200.0	11.82	36.33	0.9215	6.696	0.1211	0.728
150.0	12.71	51.62	0.9141	9.008	0.0903	0.724
100.0	12.78	67.12	0.9243	12.473	0.0663	0.729
55.0	12.55	82.01	0.9450	16.501	0.0550	0.768
0.0	10.77	100.00	1.0000	-	-	0.870

**TABLA 12**  
**POZO: SINÁN 101-A**  
**COMPOSICIÓN DE LAS FASES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS A 143 °C**

FASE	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	GAS	LIQ.
ETAPA	0	1	2	3	4	5	6	6	6	6
PRESIÓN (kg/cm <sup>2</sup> )	360	300	250	200	150	100	60	60	60	60
COMPONENTE	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
Nitrógeno	0.63	0.656	0.68	0.681	0.65	0.57	0.411	0.411	0.075	0.075
Bióxido de Carbono	1.22	1.337	1.376	1.315	1.29	1.145	1.05	1.05	0.807	0.807
Acido Sulfidrico	0.599	0.455	0.413	0.42	0.481	0.581	0.8	0.8	0.349	0.349
Metano	80.565	83.875	85.216	86.134	85.725	84.977	81.485	81.485	51.062	51.062
Etano	4.8	4.301	4.108	3.929	4.209	4.5	6.003	6.003	6.434	6.434
Propano	2.5	2.379	2.322	2.302	2.55	3.008	4.304	4.304	6.082	6.082
Iso-butano	0.418	0.44	0.475	0.51	0.6	0.68	0.831	0.831	1.201	1.201
n-butano	1.336	1.25	1.289	1.309	1.464	1.593	1.835	1.835	4.516	4.516
Iso-pentano	0.578	0.518	0.51	0.49	0.5	0.52	0.532	0.532	2.217	2.217
n-pentano	0.791	0.68	0.66	0.62	0.61	0.63	0.671	0.671	3.816	3.816
Hexanos	0.99	0.87	0.801	0.73	0.72	0.74	0.868	0.868	7.049	7.049
Heptanos y más pesados	5.573	3.239	2.15	1.56	1.201	1.056	1.21	1.21	16.392	16.392
<b>Total</b>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Peso Molecular Promedio	24.97	22.688	21.692	21.079	20.981	21.123	22.124	22.124		
Presión pseudocrítica (lb/pg <sup>2</sup> )	653.7	660.096	662.99	664.552	665.573	665.652	665.526	665.526		
Temp. Pseudocrítica (°R)	420.465	402.206	394.41	389.636	389.883	392.357	404.009	404.009		
Densidad rel. del gas	0.862	0.783	0.749	0.728	0.724	0.729	0.764	0.764		
Etano líquido Recuperable	1.209	1.083	1.035	0.99	1.06	1.134	1.512	1.512		
Propano y más pesados (bis/MMpie <sup>3</sup> )	113.982	84.128	71.285	63.756	63.168	66.723	81.774	81.774		
<b>Características de la frac. C7+</b>										
Peso Molecular Promedio	156.4	133.6	128	123	133	121.3	125.1	125.1	175.3	175.3
Densidad a 20 °C (gr/cm <sup>3</sup> )	0.797	0.769	0.761	0.754	0.768	0.752	0.757	0.757	0.818	0.818
Producción Acum. Gas (%)	0	11.34	22.99	36.33	51.62	67.12	80.3	80.3	80.3	80.3



12	C7+	.10000	.10000	.05000	.04366	.01000
		C3	IC4	NC4	IC5	NC5
1	N2	.10000	.10000	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
5	C2	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
6	C3	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
7	IC4	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
12	C7+	.01000	.00000	.00000	.00000	.00000

		C6	C7+
1	N2	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000
4	C1	.00000	.04366
5	C2	.00000	.01000
6	C3	.00000	.01000
7	IC4	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000
12	C7+	.00000	.00000

Compositions

Index Name	ZI
1 N2	.00630000
2 CO2	.01220000
3 H2S	.00599000
4 C1	.80565000
5 C2	.04800000
6 C3	.02500000
7 IC4	.00418000
8 NC4	.01336000
9 IC5	.00578000
10 NC5	.00791000
11 C6	.00990000
12 C7+	.05573000

Total 1.00000000

31 Reading SG  
 32 Reading MWS  
 33 Reading MDP  
 34 Reading WHIT  
 35 Reading CORRCP  
 Kesler-Lee critical correlation selected  
 36 Reading CORRACF  
 Kesler-Lee ACF correlation selected  
 37 Reading MODSPEC  
 System split into 50 components  
 Old system grouped into 14 new components  
 Pseudo-components following Whitson splitting

Index	Composition	Mole Weight	Specific Gravity
12		.03553	115.84867
13		.01714	204.03639
14		.00306	360.31725

After MCN re-grouping PVT Version 96A 14/Jan/97 20:22:15

Hydrocarbon system

Index	Name	Critical Temperature Deg C	Critical Pressure PSIG	Critical Volume CF/LB-ML	Molecular Weight	Acentric Factor
1	N2	-146.95	477.62	1.4417	28.0130	.0400
2	CO2	31.55	1056.64	1.5057	44.0100	.2250
3	H2S	100.45	1291.77	1.5698	34.0760	.1000
4	C1	-82.55	653.09	1.5698	16.0430	.0130
5	C2	32.28	693.65	2.3707	30.0700	.0986
6	C3	96.65	604.00	3.2037	44.0970	.1524
7	IC4	134.95	514.36	4.2129	58.1240	.1848
8	NC4	152.05	535.96	4.0847	58.1240	.2010
9	IC5	187.25	468.80	4.9337	72.1510	.2223
10	NC5	196.45	474.82	4.9817	72.1510	.2539
11	C6	238.85	469.68	5.6225	84.0000	.2500
12	GRP1	303.68	392.49	7.3999	115.8487	.3722
13	GRP2	442.60	244.37	12.8918	204.0364	.6632
14	GRP3	612.22	132.16	22.5176	360.3173	1.1077

Index	Name	Omega-A	Omega-B	Z-Factor	Parachor	Sshif
1	N2	.457236	.077796	.291151	41.00	-.1313
2	CO2	.457236	.077796	.274078	78.00	-.0427
3	H2S	.457236	.077796	.284192	80.00	-.1026
4	C1	.457236	.077796	.284729	77.00	-.1443
5	C2	.457236	.077796	.284635	108.00	-.1033
6	C3	.457236	.077796	.277483	150.30	-.0775
7	IC4	.457236	.077796	.282737	181.50	-.0620
8	NC4	.457236	.077796	.273856	189.90	-.0542
9	IC5	.457236	.077796	.268227	225.00	-.0440
10	NC5	.457236	.077796	.268842	231.50	-.0289
11	C6	.457236	.077796	.275369	271.00	-.0308
12	GRP1	.457236	.077796	.270421	347.51	.0152
13	GRP2	.457236	.077796	.241571	532.58	.0000
14	GRP3	.457236	.077796	.193362	915.45	.0000

Index	Name	VcritV CF/LB-ML	ZcritV
1	N2	1.4417	.291151
2	CO2	1.5057	.274078
3	H2S	1.5698	.284192
4	C1	1.5698	.284729
5	C2	2.3707	.284635
6	C3	3.2037	.277483
7	IC4	4.2129	.282737
8	NC4	4.0847	.273856
9	IC5	4.9337	.268227
10	NC5	4.9817	.268842
11	C6	5.6225	.275369
12	GRP1	7.3999	.270421
13	GRP2	12.8918	.241571
14	GRP3	22.5176	.193362

Compositions

Index Name	ZI
1 N2	.00630000
2 CO2	.01220000
3 H2S	.00599000
4 C1	.80565000
5 C2	.04800000
6 C3	.02500000
7 IC4	.00418000
8 NC4	.01336000
9 IC5	.00578000

10 NC5 .00791000  
 11 C6 .00990000  
 12 GRP1 .03553091  
 13 GRP2 .01713656  
 14 GRP3 .00306253

Total 1.00000000

-----  
 AFTER SPLITTING PVT Version 96A 14/Jun/97 20:22:15  
 -----

Hydrocarbon system

Index	Name	Critical Temperature Deg C	Critical Pressure PSIG	Critical Volume CF/LB-ML	Molecular Weight	Acentric Factor
1	N2	-146.95	477.62	1.4417	28.0130	.0400
2	CO2	31.55	1056.64	1.5057	44.0100	.2250
3	H2S	109.45	1291.77	1.5698	34.0760	.1000
4	C1	-82.55	653.09	1.5698	16.0430	.0130
5	C2	32.28	693.65	2.3707	30.0700	.0986
6	C3	96.65	604.00	3.2037	44.0970	.1524
7	IC4	134.95	514.36	4.2129	58.1240	.1848
8	NC4	152.05	535.96	4.0847	58.1240	.2010
9	IC5	187.25	468.80	4.9337	72.1510	.2223
10	NC5	196.45	474.82	4.9817	72.1510	.2539
11	C6	238.85	469.68	5.6225	84.0000	.2500
12	GRP1	303.68	392.49	7.3999	115.8487	.3722
13	GRP2	442.60	244.37	12.8918	204.0364	.6632
14	GRP3	612.22	132.16	22.5176	360.3173	1.1077

Index	Name	Crega-A	Crega-B	Z-Factor	Parachor	Sshift
1	N2	.457236	.077796	.291151	41.00	-.1313
2	CO2	.457236	.077796	.274078	78.00	-.0427
3	H2S	.457236	.077796	.284192	80.00	-.1026
4	C1	.457236	.077796	.284729	77.00	-.1443
5	C2	.457236	.077796	.284635	108.00	-.1033
6	C3	.457236	.077796	.277483	150.30	-.0775
7	IC4	.457236	.077796	.282737	181.50	-.0620
8	NC4	.457236	.077796	.273856	189.90	-.0542
9	IC5	.457236	.077796	.268227	225.00	-.0440
10	NC5	.457236	.077796	.268842	231.00	-.0289
11	C6	.457236	.077796	.275369	271.00	-.0308
12	GRP1	.457236	.077796	.270421	347.51	.0152
13	GRP2	.457236	.077796	.241571	532.58	.0000
14	GRP3	.457236	.077796	.193362	915.45	.0000

Index	Name	VcritV CF/LB-ML	ZcritV
1	N2	1.4417	.291151
2	CO2	1.5057	.274078
3	H2S	1.5698	.284192
4	C1	1.5698	.284729
5	C2	2.3707	.284635
6	C3	3.2037	.277483
7	IC4	4.2129	.282737
8	NC4	4.0847	.273856
9	IC5	4.9337	.268227
10	NC5	4.9817	.268842
11	C6	5.6225	.275369
12	GRP1	7.3999	.270421
13	GRP2	12.8918	.241571
14	GRP3	22.5176	.193362

Interaction coefficients

	N2	CO2	H2S	C1	C2
1	N2	.00000	.00000	.10000	.10000
2	CO2	-.01200	.00000	.09600	.10000
3	H2S	-.17600	.09600	.00000	.05000
4	C1	-.10000	.10000	.05000	.00000
5	C2	.10000	.10000	.05000	.00000
6	C3	.10000	.10000	.05000	.00000
7	IC4	.10000	.10000	.05000	.00000
8	NC4	.10000	.10000	.05000	.00000
9	IC5	.10000	.10000	.05000	.00000
10	NC5	.10000	.10000	.05000	.00000
11	C6	.10000	.10000	.05000	.00000
12	GRP1	.10000	.10000	.05000	.03629
13	GRP2	.10000	.10000	.05000	.04745
14	GRP3	.10000	.10000	.05000	.05982

	C3	IC4	NC4	IC5	NC5
1	N2	.10000	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.00000	.00000	.00000
5	C2	.00000	.00000	.00000	.00000
6	C3	.00000	.00000	.00000	.00000
7	IC4	.00000	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000	.00000
12	GRP1	.00000	.00000	.00000	.00000
13	GRP2	.00000	.00000	.00000	.00000
14	GRP3	.00000	.00000	.00000	.00000

	C6	GRP1	GRP2	GRP3
1	N2	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.03629	.04745
5	C2	.00000	.01000	.01000
6	C3	.00000	.01000	.01000
7	IC4	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000
12	GRP1	.00000	.00000	.00000
13	GRP2	.00000	.00000	.00000
14	GRP3	.00000	.00000	.00000

Compositions

Index	Name	ZI
1	N2	.00630000
2	CO2	.01220000
3	H2S	.00599000
4	C1	.80563000
5	C2	.04800000
6	C3	.02500000
7	IC4	.00418000
8	NC4	.01336000
9	IC5	.00578000
10	NC5	.00791000
11	C6	.00990000
12	GRP1	.03553091
13	GRP2	.01713656
14	GRP3	.00306253

Total 1.00000000

```

1 Reading TITLE
2 Reading NCOMPS
-- 14 components specified
3 Reading EOS
-- Three parameter PR EoS
4 Reading PRCORR
5 Reading LBC
6 Reading OPTIONS
7 Reading NOECHO
8 Reading MODSYS
9 Reading UNITS
-- FIELD Units with GAUGE Pressures and Mole FRACTIONS
10 Reading DEGREES
-- Temperature convention set to Deg C
11 Reading STCOND
-- Tstc= 21.00000 Deg C ; Pstc= .00000 PSIG
-- 0.0 PSIG = 14.69590 PSIA
12 Reading CNAMES
13 Reading TCRIT
14 Reading PCRIT
15 Reading VCRIT
16 Reading ZCRIT
17 Reading VCRITVIS
18 Reading ZCRITVIS
19 Reading SSHIFT
20 Reading ACF
21 Reading MW
22 Reading ZI
23 Reading TBOIL
24 Reading TREF
25 Reading DREF
26 Reading PARACHOR
27 Reading HYDRO
28 Reading BIC
29 Reading EMD
-- Component set read-in
-- N2 CO2 H2S C1 C2 C3 IC4 NC4 IC5 NC5 C6 GRP1
-- GRP2 GRP3

```

```

1-----
SYSTEM PVT Version 96A 14/Jan/97 20:22:15
Modified System: From Batch File definition, SIN101SP
-----

```

Hydrocarbon system

Index	Name	Critical Temperature Deg C	Critical Pressure PSIG	Critical Volume CP/LB-ML	Molecular Weight	Acentric Factor
1	N2	-146.95	477.62	1.4417	28.0130	.0400
2	CO2	31.55	1056.64	1.5057	44.0100	.2250
3	H2S	100.45	1291.77	1.5698	34.0760	.1000
4	C1	-82.55	653.09	1.5698	16.0430	.0130
5	C2	32.28	693.65	1.3707	30.0700	.0968
6	C3	96.65	604.00	3.2037	44.0970	.1524
7	IC4	134.95	514.36	4.2129	58.1240	.1848
8	NC4	152.05	535.96	4.0847	58.1240	.2010
9	IC5	187.25	468.80	4.9337	72.1510	.2223
10	NC5	196.45	474.82	4.9817	72.1510	.2539
11	C6	238.85	469.68	5.6225	84.0000	.2500
12	GRP1	303.68	392.49	7.3999	115.8487	.3722
13	GRP2	442.60	244.37	12.8918	204.0364	.6632
14	GRP3	612.22	132.16	22.5176	360.3173	1.1077

Index	Name	Omega-A	Omega-B	Z-Factor	Parachor	Sshift
1	N2	.457236	.077796	.291151	41.00	-.1313
2	CO2	.457236	.077796	.274078	78.00	-.0427
3	H2S	.457236	.077796	.284192	80.00	-.1026
4	C1	.457236	.077796	.284729	77.00	-.1443
5	C2	.457236	.077796	.284635	108.00	-.1033
6	C3	.457236	.077796	.277483	150.30	-.0775
7	IC4	.457236	.077796	.282737	181.50	-.0620
8	NC4	.457236	.077796	.273856	189.90	-.0542
9	IC5	.457236	.077796	.268227	225.00	-.0440
10	NC5	.457236	.077796	.268842	231.50	-.0289
11	C6	.457236	.077796	.275369	271.00	-.0308
12	GRP1	.457236	.077796	.270421	347.51	-.0292
13	GRP2	.457236	.077796	.241571	532.58	-.1203
14	GRP3	.457236	.077796	.193362	915.45	.3405

Index	Name	VcritV CP/LB-ML	ZcritV
1	N2	1.4417	.291151
2	CO2	1.5057	.274078
3	H2S	1.5698	.284192
4	C1	1.5698	.284729
5	C2	2.3707	.284635
6	C3	3.2037	.277483
7	IC4	4.2129	.282737
8	NC4	4.0847	.273856
9	IC5	4.9337	.268227
10	NC5	4.9817	.268842
11	C6	5.6225	.275369
12	GRP1	7.3999	.270421
13	GRP2	12.8918	.241571
14	GRP3	22.5176	.193362

Interaction coefficients

	N2	CO2	H2S	C1	C2
1	N2	.00000	-.01200	.17600	.10000
2	CO2	-.01200	.00000	.09600	.10000
3	H2S	.17600	.09600	.00000	.05000
4	C1	.10000	.10000	.05000	.00000
5	C2	.10000	.10000	.05000	.00000
6	C3	.10000	.10000	.05000	.00000
7	IC4	.10000	.10000	.05000	.00000
8	NC4	.10000	.10000	.05000	.00000
9	IC5	.10000	.10000	.05000	.00000
10	NC5	.10000	.10000	.05000	.00000
11	C6	.10000	.10000	.05000	.00000
12	GRP1	.10000	.10000	.05000	.03629
13	GRP2	.10000	.10000	.05000	.04745
14	GRP3	.10000	.10000	.05000	.05982

	C3	IC4	NC4	IC5	NC5
1	N2	.10000	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.00000	.00000	.00000
5	C2	.00000	.00000	.00000	.00000
6	C3	.00000	.00000	.00000	.00000
7	IC4	.00000	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000	.00000
12	GRP1	.01000	.00000	.00000	.00000
13	GRP2	.01000	.00000	.00000	.00000
14	GRP3	.01000	.00000	.00000	.00000

	C6	GRP1	GRP2	GRP3
1	N2	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.03629	.04745
5	C2	.00000	.01000	.01000
6	C3	.00000	.01000	.01000
7	IC4	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000

```

 9 IC5 .00000 .00000 .00000 .00000
10 NC5 .00000 .00000 .00000 .00000
11 C6 .00000 .00000 .00000 .00000
12 GRP1 .00000 .00000 .00000 .00000
13 GRP2 .00000 .00000 .00000 .00000
14 GRP3 .00000 .00000 .00000 .00000

```

Corpositions

```

Index Name ZI
 1 H2 .00630000
 2 CO2 .01220000
 3 H2S .00599700
 4 C1 .80565000
 5 C2 .04800000
 6 C3 .02500000
 7 IC4 .00418000
 8 NC4 .01336000
 9 IC5 .00578000
10 NC5 .00791000
11 C6 .00990000
12 GRP1 .03553091
13 GRP2 .01713656
14 GRP3 .00306253

```

Total 1.00000000

```

File S101SPR2.PVI exists
Reading from REGRESS Section 1 in file S101SPR2.PVI
1 Reading UNITS
-- FIELD Units with GAUGE Pressures and Mole FRACTIONS
2 Reading DEGREES
-- Temperature convention set to Deg C
3 Reading STCOND
-- TstC 21.00000 Deg C : Pstc .00000 PSIG
-- 0.0 PSIG " 14.69590 PSIA
4 Reading VAR
R-regression variables read
5 Reading EXP
Expt CVD on ZI at (T)=[ 143.0; (Deg C) with 7 p-stages
Expt DEW on ZI at (T)=[ 143.0; (Deg C)
2 Experiments defined in this section
R-regression experiments read
6 Reading OBS
Expt 1: CVD has Obs SL
Expt 2: DEW has Obs PS ENV
3 observations defined
R-regression observations read
7 Reading OBSIND
Expt 1: CVD has Obs SL
Expt 2: DEW has Obs PS ENV
Individual observation weights defined for 3 observations
R-regression observation weights read
8 Reading MAXIT
9 Reading MAXSTEP
10 Reading MINSTEP
11 Reading REGTARG
12 Reading FIT
13 Reading END

```

```

-----
REGRESS PVT Version 96A 14/Jan/97 20:23:57
-----
Regression Iteration 0 Initial Rms .71672
Regression Iteration 1 Rms .38074 Gradient 1.62345
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 310.53184 -20.12741
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 192.22948 -20.12741
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 102.60358 -20.12741
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 401.53718 -5.73379
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 629.04419 1.90069
-----
Regression Iteration 2 Rms .22173 Gradient 1.60972
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 229.57410 -40.00980
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 140.72031 -40.00980
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 73.40465 -40.00980
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 403.02009 -5.52940
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 696.58411 9.52916
-----
Regression Iteration 3 Rms .13340 Gradient 1.33929
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 240.98695 -37.20692
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 147.98171 -37.20692
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 77.52091 -37.20692
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 407.08838 -4.96100
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 699.85494 9.89859
-----
Regression Iteration 4 Rms .13132 Gradient .17299
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 243.27076 -36.64604
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 149.43478 -36.64604
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 78.34461 -36.64604
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 408.32055 -4.78885
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 696.98384 9.57431
-----
Regression Iteration 5 Rms .13129 Gradient .01821
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 243.57972 -36.57017
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 149.63135 -36.57016
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 78.45004 -36.57016
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 408.45896 -4.76951
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 696.01389 9.46476
-----
Regression Iteration 6 Rms .13129 Gradient .00209
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 243.62374 -36.55935
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 149.65936 -36.55935
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 78.47192 -36.55935
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 408.47226 -4.76765
 3 Tcrit GRP3 A 612.21615 695.93169 9.45547
-----
Regression Iteration 7 Rms .13129 Gradient .00024
-----
Index Var Mnemonic Status Initial Modified Diff
-----
 1 Pcrit GRP1 A 392.48729 243.62853 -36.55818
 1 Pcrit GRP2 A 244.37344 149.66241 -36.55818
 1 Pcrit GRP3 A 132.16235 78.47365 -36.55818
 2 Tcrit GRP2 A 442.59656 408.47404 -4.76740

```

3 Tcrit GRP3 A 612.21615 695.91953 9.45410

Regression Iteration 8 Rms=.13129 Gradient= 2.84472E-05

Index	Var	Mnemonic	Status	Initial	Modified	% Diff
1	Pcrit	GRP1	A	392.48729	243.62913	-36.55803
1	Pcrit	GRP2	A	244.37344	149.66279	-36.55803
1	Pcrit	GRP3	A	132.16235	78.47386	-36.55803
2	Tcrit	GRP2	A	442.59656	408.47423	-4.76738
3	Tcrit	GRP3	A	612.21615	695.91825	9.45395

Regression Iteration 9 Rms=.13129 Gradient= 3.34259E-06

Index	Var	Mnemonic	Status	Initial	Modified	% Diff
1	Pcrit	GRP1	A	392.48729	243.62919	-36.55801
1	Pcrit	GRP2	A	244.37344	149.66283	-36.55801
1	Pcrit	GRP3	A	132.16235	78.47389	-36.55801
2	Tcrit	GRP2	A	442.59656	408.47425	-4.76737
3	Tcrit	GRP3	A	612.21615	695.91809	9.45394

Regression Iteration 10 Rms=.13129 Gradient= 3.34259E-06

Index	Var	Mnemonic	Status	Initial	Modified	% Diff
1	Pcrit	GRP1	A	392.48729	243.62919	-36.55801
1	Pcrit	GRP2	A	244.37344	149.66283	-36.55801
1	Pcrit	GRP3	A	132.16235	78.47389	-36.55801
2	Tcrit	GRP2	A	442.59656	408.47425	-4.76737
3	Tcrit	GRP3	A	612.21615	695.91809	9.45394

Regression did not terminate on best solution

Restoring solution from iteration 8

Final Regression Iteration: Rms=.13129

Index	Var	Mnemonic	Status	Initial	Modified	% Diff
1	Pcrit	GRP1	A	392.48729	243.62913	-36.55803
1	Pcrit	GRP2	A	244.37344	149.66279	-36.55803
1	Pcrit	GRP3	A	132.16235	78.47386	-36.55803
2	Tcrit	GRP2	A	442.59656	408.47423	-4.76738
3	Tcrit	GRP3	A	612.21615	695.91825	9.45395

Regressed experimental results:

Index	Weight	Observed	Calculated	% Error	Expt	Mnem
1	1.0000	.06250	.06181	-1.10247	CVD	SL
2	1.0000	.09760	.09502	-2.63908	CVD	SL
3	1.0000	.11820	.12448	5.31387	CVD	SL
4	1.0000	-.12710	-.13369	5.19205	CVD	SL
5	1.0000	-.12780	-.12747	-.25487	CVD	SL
6	1.0000	.12550	.11707	-6.71859	CVD	SL
7	1.0000	5120.00000	5026.99194	-1.81136	DEW	PS
8	1.0000	15.01300	16.18194	7.78618	DEW	DHV

No more iterations left  
User has accepted the last regression

After Regression PVT Version 96A 14/Jan/97 20:26:11

Hydrocarbon system

Index	Name	Critical Temperature Deg C	Critical Pressure PSIG	Critical Volume CF/LB-ML	Molecular Weight	Acentric Factor
1	N2	-146.95	477.62	1.4417	28.0130	.0400
2	CO2	31.55	1056.64	1.5057	44.0100	.2250
3	H2S	100.45	1291.77	1.5698	34.0760	.1000
4	C1	82.35	653.09	1.5698	16.0430	.0130
5	C2	32.28	693.65	2.3707	30.0700	.0986
6	C3	96.65	604.00	3.2037	44.0970	.1524
7	IC4	134.95	514.36	4.2129	58.1240	.1848
8	NC4	152.05	535.96	4.0847	58.1240	.2010
9	IC5	187.25	468.00	4.9337	72.1510	.2223
10	NC5	196.45	474.82	4.9817	72.1510	.2539
11	C6	238.85	469.68	5.6225	84.0000	.2500
12	GRP1	303.68	243.63	11.6640	115.8487	.3722
13	GRP2	408.47	149.66	19.3519	204.0364	.6632
14	GRP3	695.92	78.47	38.8487	360.3173	1.1077

Index	Name	Omega-A	Omega-B	Z-Factor	Parachor	Sshift
1	N2	.457236	.077796	.291151	41.00	-.1313
2	CO2	.457236	.077796	.274078	78.00	-.0427
3	H2S	.457236	.077796	.284192	80.00	-.1026
4	C1	.457236	.077796	.284729	77.00	-.1443
5	C2	.457236	.077796	.284635	108.00	-.1033
6	C3	.457236	.077796	.277483	150.30	-.0775
7	IC4	.457236	.077796	.282737	181.50	-.0620
8	NC4	.457236	.077796	.273856	189.30	-.0542
9	IC5	.457236	.077796	.268227	225.00	-.0440
10	NC5	.457236	.077796	.268842	231.50	-.0288
11	C6	.457236	.077796	.275369	271.00	-.0308
12	GRP1	.457236	.077796	.270421	347.51	-.0292
13	GRP2	.457236	.077796	.241571	532.58	.1203
14	GRP3	.457236	.077796	.193362	915.45	.3405

Index	Name	ZcritV CF/LB-ML	ZcritV
1	N2	1.4417	.291151
2	CO2	1.5057	.274078
3	H2S	1.5698	.284192
4	C1	1.5698	.284729
5	C2	2.3707	.284635
6	C3	3.2037	.277483
7	IC4	4.2129	.282737
8	NC4	4.0847	.273856
9	IC5	4.9337	.268227
10	NC5	4.9817	.268842
11	C6	5.6225	.275369
12	GRP1	11.6640	.270421
13	GRP2	19.3519	.241571
14	GRP3	38.8487	.193362

Interaction coefficients

Index	N2	CO2	H2S	C1	C2
1	.00000	-.01200	-.17600	.10000	.10000
2	-.01200	.00000	-.09600	.10000	.10000
3	-.17600	-.09600	.00000	.05000	.05000
4	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
5	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
6	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
7	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
8	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
9	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
10	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
11	.10000	.10000	.05000	.00000	.00000
12	.10000	.10000	.05000	.03629	.01000
13	.10000	.10000	.05000	.04745	.01000
14	.10000	.10000	.05000	.05982	.01000



		C3	IC4	NC4	IC5	NC5
1	N2	.10000	.10000	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
5	C2	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
6	C3	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
7	IC4	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
12	GRP1	.01000	.00000	.00000	.00000	.00000
13	GRP2	.01000	.00000	.00000	.00000	.00000
14	GRP3	.01000	.00000	.00000	.00000	.00000

		C6	GRP1	GRP2	GRP3
1	N2	.10000	.10000	.10000	.10000
2	CO2	.10000	.10000	.10000	.10000
3	H2S	.05000	.05000	.05000	.05000
4	C1	.00000	.03629	.04745	.05982
5	C2	.00000	.01000	.01000	.01000
6	C3	.00000	.01000	.01000	.01000
7	IC4	.00000	.00000	.00000	.00000
8	NC4	.00000	.00000	.00000	.00000
9	IC5	.00000	.00000	.00000	.00000
10	NC5	.00000	.00000	.00000	.00000
11	C6	.00000	.00000	.00000	.00000
12	GRP1	.00000	.00000	.00000	.00000
13	GRP2	.00000	.00000	.00000	.00000
14	GRP3	.00000	.00000	.00000	.00000

Compositions

Index	Name	ZI
1	N2	.00630000
2	CO2	.01220000
3	H2S	.00599000
4	C1	.80565000
5	C2	.04800000
6	C3	.02500000
7	IC4	.06418000
8	NC4	.01336000
9	IC5	.00578000
10	NC5	.00791000
11	C6	.00990000
12	GRP1	.03550091
13	GRP2	.01713656
14	GRP3	.00306253
Total		1.00000000

File: S101SPR3.FVI does not exist  
 Will create new file  
 Experiment 1 CVD completed

-----  
 CVD PVT Version 96A 14/Jan/97 20:29:37  
 Modified System: From Regression operation  
 -----

Constant Volume Depletion

Peng-Robinson (3-Param) on ZI with PR corr.  
 Lorentz-Bray-Clark Viscosity Correlation  
 Density units are LB/FT<sup>3</sup>  
 Viscosity units are CP/ISE  
 Surface tension units are DYNES/CM

Specified temperature Deg C 143.00000

Pressure PSIG	Inserted Point	Rel Volume Calculated	Vap Mole Frn Calculated	Liq Density Calculated	Vap Density Calculated
5120.0000			1.00000	23.68144	16.34144
5026.9919	- Psat		1.00000	23.58221	16.18194
4267.0000		.06181	.95482	24.25384	14.03149
3556.0000		.09502	.92917	24.51313	11.47800
2845.0000		.12448	.90382	24.91179	9.23986
2133.0000		.13369	.89130	25.08492	6.63668
1422.0000		.12747	.88586	27.10120	4.26568
853.0000		.11707	.86937	28.12192	2.52884

Pressure PSIG	Inserted Point	Liq Z-Fac Calculated	Vap Z-Fac Calculated	Surf Tension Calculated
5120.0000		1.34981	1.09226	.00265
5026.9919	- Psat	1.33093	1.08305	.00237
4267.0000		1.25857	1.00802	.01448
3556.0000		1.14176	.95517	.04663
2845.0000		1.00574	.92416	.14131
2133.0000		.86232	.91628	.38762
1422.0000		.67889	.92578	.86733
853.0000		.47890	.94412	1.45943

Pressure PSIG	Inserted Point	Liq Sat Observed	Liq Sat Calculated	Liq Visc Calculated	Vap Visc Calculated
5120.0000				.09563	.03685
5026.9919	- Psat			.09422	.03641
4267.0000		.06250	.06181	.10831	.04066
3556.0000		.09760	.09502	.11237	.02586
2845.0000		.11820	.12448	.11866	.02129
2133.0000		.12710	.13369	.14346	.01789
1422.0000		.12780	.12747	.18858	.01576
853.0000		.12550	.11707	.24229	.01467

Pressure PSIG	Inserted Point	Moles Extrac Calculated	2-Ph Z-Fac Calculated
5120.0000			1.09226
5026.9919	- Psat		1.08305
4267.0000		.09875	1.02058
3556.0000		.20942	.97024
2845.0000		.34198	.93359
2133.0000		.49227	.90868
1422.0000		.65117	.88476
853.0000		.78012	.84772

Molar Distributions K-Values	Com(1, N2)	Com(2, CO2)	Com(3, H2S)	Com(4, C1)
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
5026.9919 - Psat	1.26809	1.04981	.94171	1.16196

4267.0000	1.43271	1.09075	.93315	1.25455
3556.0000	1.63369	1.14528	.93562	1.36281
2845.0000	1.96969	1.24040	.95492	1.54058
2133.0000	2.59670	1.43461	1.02752	1.87906
1422.0000	3.86121	1.86141	1.23739	2.57640
853.0000	6.34164	2.74318	1.71949	3.96666

Molar Distributions	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
K-Values	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
5026.9919 - Psat	.98363	.89255	.82127	.79632
4267.0000	.98861	.85574	.75777	.72487
3556.0000	1.00059	.82340	.70006	.66086
2845.0000	1.02934	.79004	.63469	.58902
2133.0000	1.11470	.78313	.58495	.53171
1422.0000	1.37439	.85692	.59023	.52511
853.0000	1.86121	1.09293	.70228	.61429

Molar Distributions	Com(9 ,IC5 )	Com(10,NC5 )	Com(11,C6 )	Com(12,GRP1)
K-Values	Com(9 ,IC5 )	Com(10,NC5 )	Com(11,C6 )	Com(12,GRP1)
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
5026.9919 - Psat	.74156	.72628	.66585	.54557
4267.0000	.65146	.63213	.55658	.43395
3556.0000	.57108	.54902	.46357	.30715
2845.0000	.48158	.45742	.36497	.20257
2133.0000	.40479	.37880	.28153	.12291
1422.0000	.36904	.34000	.23402	.07686
853.0000	.40297	.36663	.23679	.06000

Molar Distributions	Com(13,GRP2)	Com(14,GRP3)
K-Values	Com(13,GRP2)	Com(14,GRP3)
Inserted Point	Calculated	Calculated
5120.0000	1.00000	1.00000
5026.9919 - Psat	.37329	.07574
4267.0000	.23413	.02205
3556.0000	.13884	.00548
2845.0000	.06542	.00072
2133.0000	.02532	5.21322E-05
1422.0000	.00596	2.78055E-06
853.0000	.00459	2.43878E-07

Molar Distributions	Com(1 ,N2 )	Com(2 ,CO2 )	Com(3 ,H2S )	Com(4 ,C1 )
Fluid, Z	Com(1 ,N2 )	Com(2 ,CO2 )	Com(3 ,H2S )	Com(4 ,C1 )
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.00630	.01220	.00599	.80565
5026.9919 - Psat	.00630	.01220	.00599	.80565
4267.0000	.00629	.01219	.00599	.80483
3556.0000	.00627	.01218	.00600	.80267
2845.0000	.00620	.01213	.00600	.79702
2133.0000	.00607	.01201	.00600	.78438
1422.0000	.00582	.01171	.00594	.75755
853.0000	.00539	.01108	.00573	.70945

Molar Distributions	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
Fluid, Z	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.04800	.02500	.00418	.01336
5026.9919 - Psat	.04800	.02500	.00418	.01336
4267.0000	.04800	.02502	.00419	.01338
3556.0000	.04800	.02507	.00420	.01345
2845.0000	.04798	.02520	.00425	.01362
2133.0000	.04782	.02542	.00434	.01397
1422.0000	.04716	.02563	.00448	.01457
853.0000	.04538	.02546	.00462	.01522

Molar Distributions	Com(9 ,IC5 )	Com(10,NC5 )	Com(11,C6 )	Com(12,GRP1)
Fluid, Z	Com(9 ,IC5 )	Com(10,NC5 )	Com(11,C6 )	Com(12,GRP1)
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.00578	.00791	.00990	.03553
5026.9919 - Psat	.00578	.00791	.00990	.03553
4267.0000	.00579	.00793	.00994	.03576
3556.0000	.00584	.00799	.01004	.03645
2845.0000	.00595	.00816	.01033	.03847
2133.0000	.00619	.00852	.01100	.04345
1422.0000	.00665	.00923	.01236	.05489
853.0000	.00728	.01022	.01451	.07651

Molar Distributions	Com(13,GRP2)	Com(14,GRP3)	Total
Fluid, Z	Com(13,GRP2)	Com(14,GRP3)	Total
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.01714	.00306	1.00000
5026.9919 - Psat	.01714	.00306	1.00000
4267.0000	.01738	.00329	1.00000
3556.0000	.01812	.00371	1.00000
2845.0000	.02023	.00446	1.00000
2133.0000	.02507	.00577	1.00000
1422.0000	.03581	.00840	1.00000
853.0000	.05579	.01333	1.00000

Molar Distributions	Com(1 ,N2 )	Com(2 ,CO2 )	Com(3 ,H2S )	Com(4 ,C1 )
Liquid, X	Com(1 ,N2 )	Com(2 ,CO2 )	Com(3 ,H2S )	Com(4 ,C1 )
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.00497	.01162	.00636	.69335
5026.9919 - Psat	.00497	.01162	.00636	.69335
4267.0000	.00446	.01123	.00640	.64812
3556.0000	.00396	.01074	.00637	.60192
2845.0000	.00334	.01001	.00625	.53921
2133.0000	.00256	.00875	.00586	.44688
1422.0000	.00172	.00681	.00495	.32731
853.0000	.00103	.00465	.00365	.21166

Molar Distributions	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
Liquid, X	Com(5 ,C2 )	Com(6 ,C3 )	Com(7 ,IC4 )	Com(8 ,NC4 )
Inserted Point	Calculated	Calculated	Calculated	Calculated
5120.0000	.04880	.02801	.00509	.01678
5026.9919 - Psat	.04880	.02801	.00509	.01678
4267.0000	.04853	.02899	.00544	.01812
3556.0000	.04798	.02983	.00580	.01954
2845.0000	.04676	.03095	.00628	.02140
2133.0000	.04353	.03124	.00674	.02338
1422.0000	.03664	.02911	.00681	.02412
853.0000	.02697	.02372	.00605	.02192

Molar Distributions Liquid, X	Inserted Point	Com(9 ,IC5 ) Calculated	Com(10,NC5 ) Calculated	Com(11,C6 ) Calculated	Com(12,GRP1) Calculated
5120.0000		.00779	.01089	.01487	.06513
5026.9919	- Psat	.00779	.01089	.01487	.06513
4267.0000		.00866	.01219	.01717	.08066
3556.0000		.00963	.01365	.01981	.10040
2845.0000		.01098	.01569	.02357	.13054
2133.0000		.01267	.01828	.02873	.17627
1422.0000		.01403	.02052	.03421	.23842
853.0000		.01382	.02053	.03673	.30030

Molar Distributions Liquid, X	Inserted Point	Com(13,GRP2) Calculated	Com(14,GRP3) Calculated	Total Calculated
5120.0000		.04591	.04044	1.00000
5026.9919	- Psat	.04591	.04044	1.00000
4267.0000		.06377	.04624	1.00000
3556.0000		.08696	.04328	1.00000
2845.0000		.11668	.03835	1.00000
2133.0000		.15414	.04097	1.00000
1422.0000		.20476	.05059	1.00000
853.0000		.26463	.06434	1.00000

Molar Distributions Vapour, Y	Inserted Point	Com(1 ,N2 ) Calculated	Com(2 ,CO2 ) Calculated	Com(3 ,H2S ) Calculated	Com(4 ,C1 ) Calculated
5120.0000		.00630	.01220	.00599	.80565
5026.9919	- Psat	.00630	.01220	.00599	.80565
4267.0000		.00639	.01225	.00597	.81310
3556.0000		.00647	.01231	.00596	.82030
2845.0000		.00658	.01241	.00597	.83070
2133.0000		.00665	.01255	.00602	.84972
1422.0000		.00663	.01268	.00613	.84327
853.0000		.00653	.01277	.00628	.83958

Molar Distributions Vapour, Y	Inserted Point	Com(5 ,C2 ) Calculated	Com(6 ,C3 ) Calculated	Com(7 ,IC4 ) Calculated	Com(8 ,NC4 ) Calculated
5120.0000		.04800	.02500	.00418	.01336
5026.9919	- Psat	.04800	.02500	.00418	.01336
4267.0000		.04798	.02481	.00412	.01313
3556.0000		.04800	.02465	.00406	.01292
2845.0000		.04813	.02445	.00398	.01260
2133.0000		.04852	.02446	.00394	.01243
1422.0000		.04926	.02494	.00402	.01267
853.0000		.05019	.02592	.00425	.01346

Molar Distributions Vapour, Y	Inserted Point	Com(9 ,IC5 ) Calculated	Com(10,NC5 ) Calculated	Com(11,C6 ) Calculated	Com(12,GRP1) Calculated
5120.0000		.00578	.00791	.00990	.03553
5026.9919	- Psat	.00578	.00791	.00990	.03553
4267.0000		.00564	.00771	.00956	.03340
3556.0000		.00550	.00750	.00918	.03084
2845.0000		.00529	.00717	.00860	.02644
2133.0000		.00513	.00692	.00809	.02167
1422.0000		.00518	.00698	.00801	.01833
853.0000		.00557	.00753	.00870	.01802

Molar Distributions Vapour, Y	Inserted Point	Com(13,GRP2) Calculated	Com(14,GRP3) Calculated	Total Calculated
5120.0000		.01714	.00306	1.00000
5026.9919	- Psat	.01714	.00306	1.00000
4267.0000		.01493	.00102	1.00000
3556.0000		.01207	.00024	1.00000
2845.0000		.00763	2.77396E-05	1.00000
2133.0000		.00390	2.11601E-06	1.00000
1422.0000		.00192	1.46845E-07	1.00000
853.0000		.00120	1.56903E-08	1.00000

END OF PVT RUN PVT Version 96A 14/Jan/97 20:30:31

Message: memory used during run  
9094336 Bytes used 10000000 available

Message: cpu and elapsed time used during run  
cpu time 9 elapsed time 514 seconds

## Apéndice B

### EXPERIMENTACIÓN

- Archivo del monitoreo de la prueba C1-nC10

# ARCHIVO DEL MONITOREO DE LA PRUEBA C1-nC10

Delta density value : .7240

Collecting tube ID (cm) : 4.3286

Injection flow rate (cc/sec) : .0333

Time(secs)	gas(cc)	liq(cc)	dP(psi)	Sep dP	Conf.	Pore(psi)
.00	.00	.00	2.2503	.00010	4873.	3663.06
29.99	1.00	.88	7.8098	.00062	4873.	3668.27
60.14	2.00	.95	7.4127	.00067	4873.	3668.27
90.24	3.00	1.25	9.0893	.00087	4873.	3668.27
120.40	4.01	1.76	7.8980	.00123	4873.	3668.27
150.49	5.01	2.28	9.0893	.00159	4873.	3668.27
180.65	6.02	3.01	8.9128	.00211	4873.	3668.27
210.75	7.02	3.74	9.0893	.00262	4873.	3668.27
240.85	8.02	4.55	8.6481	.00318	4873.	3668.27
270.89	9.02	5.14	8.5157	.00360	4873.	3668.27
300.99	10.02	5.73	7.9863	.00401	4873.	3668.27
331.14	11.03	6.46	7.1920	.00452	4873.	3668.27
361.52	12.04	7.19	6.8391	.00503	4873.	3668.27
391.62	13.04	7.85	6.5302	.00550	4873.	3668.27
421.72	14.04	8.59	6.7508	.00601	4873.	3668.27
451.76	15.04	9.18	6.0890	.00642	4873.	3668.27
481.86	16.05	9.18	5.6919	.00642	4873.	3668.27
512.01	17.05	9.76	5.6919	.00683	4873.	3668.27
542.11	18.05	10.06	5.4713	.00704	4873.	3668.27
572.27	19.06	10.57	5.5154	.00740	4873.	3668.27
602.37	20.06	10.86	5.0300	.00760	4873.	3668.27
632.47	21.06	11.38	5.2065	.00796	4873.	3668.27
662.51	22.06	11.67	4.4564	.00817	4873.	3668.27
692.61	23.06	11.82	4.4123	.00827	4873.	3668.27
722.76	24.07	12.26	4.5888	.00858	4873.	3668.27
752.86	25.07	12.48	4.5005	.00873	4873.	3668.27
783.02	26.07	12.63	4.2799	.00884	4873.	3668.27
813.12	27.08	12.99	4.3682	.00909	4873.	3668.27
843.22	28.08	13.29	4.3682	.00930	4873.	3668.27
873.26	29.08	13.29	3.9711	.00930	4873.	3663.06
903.36	30.08	13.65	4.1476	.00955	4873.	3668.27
933.51	31.09	14.24	4.3682	.00997	4873.	3663.06
963.61	32.09	13.95	4.1917	.00976	4873.	3668.27
993.77	33.09	14.17	4.1476	.00991	4873.	3668.27
1023.87	34.09	14.31	4.2799	.01002	4873.	3663.06
1054.02	35.10	14.31	3.9269	.01002	4873.	3663.06
1084.12	36.10	14.61	3.9711	.01022	4873.	3663.06
1114.22	37.10	16.15	3.9711	.01130	4873.	3663.06
1144.26	38.10	14.83	3.9269	.01038	4873.	3663.06
1174.36	39.11	14.98	3.8828	.01048	4873.	3663.06
1204.52	40.11	14.98	3.5740	.01048	4873.	3663.06
1234.61	41.11	15.20	3.6622	.01063	4873.	3663.06
1264.77	42.12	15.34	3.7946	.01074	4873.	3663.06
1294.87	43.12	15.49	3.7505	.01084	4873.	3663.06
1324.97	44.12	15.56	3.6181	.01089	4873.	3657.84
1355.01	45.12	15.71	3.7946	.01099	4873.	3657.84
1385.11	46.12	15.86	3.6622	.01110	4873.	3663.06
1415.26	47.13	15.71	3.7063	.01099	4873.	3657.84
1445.36	48.13	16.00	3.5298	.01120	4873.	3657.84
1475.52	49.13	16.15	3.6181	.01130	4873.	3663.06
1505.62	50.14	17.18	3.7063	.01202	4873.	3657.84
1535.72	51.14	16.15	3.3975	.01130	4873.	3657.84
1565.76	52.14	16.37	3.5298	.01145	4873.	3657.84
1595.86	53.14	16.44	3.5298	.01151	4873.	3657.84
1626.01	54.15	16.52	3.5298	.01156	4873.	3657.84
1656.11	55.15	16.81	3.6181	.01176	4863.	3657.84
1686.27	56.15	16.74	3.3533	.01171	4873.	3657.84
1716.37	57.16	16.88	3.6181	.01181	4873.	3657.84
1746.47	58.16	16.88	3.3975	.01181	4863.	3657.84
1776.51	59.16	17.10	3.5740	.01197	4863.	3657.84
1806.61	60.16	17.18	3.6181	.01202	4863.	3657.84
1836.76	61.16	17.18	3.4416	.01202	4873.	3657.84
1866.86	62.17	17.18	3.3533	.01202	4863.	3657.84
1897.02	63.17	17.32	3.3533	.01212	4863.	3657.84
1927.11	64.17	17.47	3.5740	.01223	4863.	3657.84
1957.27	65.18	17.40	3.2651	.01217	4863.	3657.84
1987.37	66.18	17.62	3.5298	.01233	4863.	3657.84
2017.47	67.18	17.54	3.2210	.01228	4863.	3657.84
2047.51	68.18	17.54	3.1769	.01228	4853.	3657.84
2077.61	69.18	17.84	3.2651	.01248	4863.	3657.84
2107.76	70.19	17.62	3.0886	.01233	4853.	3652.63
2137.86	71.19	17.69	3.0445	.01238	4853.	3652.63
2168.02	72.20	17.98	3.3092	.01258	4853.	3657.84

2198.12	73.20	17.84	3.1327	.01248	4853.	3657.84
2228.22	74.20	17.98	3.0445	.01258	4853.	3652.63
2258.26	75.20	18.20	3.3533	.01274	4853.	3652.63
2288.36	76.20	17.98	3.0004	.01258	4853.	3652.63
2318.51	77.21	18.43	3.3533	.01289	4853.	3652.63
2348.61	78.21	18.28	3.1327	.01279	4853.	3652.63
2378.77	79.21	18.43	3.3092	.01289	4853.	3652.63
2408.87	80.22	18.43	3.2651	.01289	4853.	3652.63
2438.97	81.22	18.35	3.0004	.01284	4853.	3652.63
2469.01	82.22	18.65	3.2651	.01305	4853.	3652.63
2499.11	83.22	18.65	3.2651	.01305	4853.	3652.63
2529.26	84.22	18.65	3.0886	.01305	4853.	3652.63
2559.36	85.23	18.72	3.0445	.01310	4853.	3652.63
2589.52	86.23	18.57	3.0004	.01300	4853.	3652.63
2619.62	87.23	18.72	2.8680	.01310	4853.	3647.42
2649.77	88.24	18.79	3.0004	.01315	4853.	3652.63
2679.87	89.24	18.87	3.0445	.01320	4853.	3652.63
2709.97	90.24	19.09	3.0004	.01336	4853.	3652.63
2740.01	91.24	18.79	2.7797	.01315	4853.	3652.63
2770.11	92.24	19.09	3.0886	.01336	4853.	3652.63
2800.27	93.25	19.09	3.0004	.01336	4853.	3647.42
2830.36	94.25	19.09	2.8680	.01336	4853.	3647.42
2860.52	95.26	19.23	3.1327	.01346	4853.	3647.42
2890.62	96.26	19.09	2.8680	.01336	4853.	3647.42
2920.72	97.26	19.31	2.9121	.01351	4853.	3647.42
2950.76	98.26	19.38	3.0445	.01356	4853.	3647.42
2980.86	99.26	19.38	3.1327	.01356	4853.	3647.42
3011.01	100.27	19.53	3.0886	.01366	4853.	3647.42
3041.11	101.27	19.45	2.9562	.01361	4853.	3647.42
3071.27	102.27	19.38	2.8239	.01356	4853.	3647.42
3101.37	103.28	19.53	2.9562	.01366	4853.	3647.42
3131.47	104.28	19.60	3.0004	.01372	4853.	3647.42
3161.51	105.28	19.60	3.0004	.01372	4853.	3647.42
3191.61	106.28	19.60	3.0004	.01372	4853.	3647.42
3221.76	107.28	19.75	3.0004	.01382	4853.	3647.42
3251.86	108.29	19.82	3.0445	.01387	4853.	3647.42
3282.02	109.29	19.82	2.9121	.01387	4853.	3647.42
3312.12	110.29	19.89	3.0004	.01392	4853.	3647.42
3342.22	111.30	19.75	2.6474	.01382	4843.	3647.42
3372.26	112.30	19.97	2.8680	.01397	4853.	3647.42
3402.36	113.30	19.82	2.8239	.01387	4853.	3647.42
3432.51	114.30	19.89	2.8680	.01392	4853.	3647.42
3462.61	115.30	20.19	2.9562	.01413	4853.	3647.42
3492.77	116.31	20.19	2.8680	.01413	4853.	3647.42
3522.87	117.31	20.19	2.9121	.01413	4843.	3647.42
3553.02	118.32	20.26	3.0004	.01418	4853.	3647.42
3583.12	119.32	20.26	2.8239	.01418	4853.	3647.42
3613.22	120.32	20.26	2.8239	.01418	4853.	3647.42
3643.26	121.32	20.26	2.9121	.01418	4853.	3647.42
3673.36	122.32	20.63	2.7797	.01443	4853.	3642.21
3703.52	123.33	20.41	2.8680	.01428	4853.	3647.42
3733.61	124.33	20.41	2.8239	.01428	4853.	3647.42
3763.77	125.33	20.26	2.5591	.01418	4853.	3647.42
3793.87	126.34	20.48	2.7797	.01433	4853.	3642.21
3823.97	127.34	20.63	2.7797	.01443	4853.	3642.21
3854.01	128.34	20.48	2.6033	.01433	4843.	3642.21
3884.11	129.34	20.63	2.8239	.01443	4853.	3647.42
3914.26	130.34	20.63	2.8239	.01443	4853.	3642.21
3944.36	131.35	20.48	2.7797	.01433	4853.	3642.21
3974.52	132.35	20.70	2.7797	.01449	4853.	3642.21
4004.62	133.35	20.77	2.6915	.01454	4853.	3642.21
4034.72	134.36	21.07	2.6915	.01474	4853.	3642.21
4064.76	135.36	20.70	2.4709	.01449	4853.	3642.21
4094.86	136.36	20.55	2.5591	.01438	4853.	3642.21
4125.01	137.36	21.14	2.6474	.01479	4853.	3642.21
4155.11	138.37	20.92	2.9121	.01464	4853.	3642.21
4185.27	139.37	20.99	2.7356	.01469	4853.	3642.21
4215.37	140.37	20.99	2.7797	.01469	4853.	3642.21
4245.47	141.37	20.77	2.6033	.01454	4853.	3642.21
4275.51	142.37	20.99	2.5150	.01469	4853.	3642.21
4305.61	143.38	21.21	2.7797	.01485	4853.	3642.21
4335.76	144.38	20.92	2.4709	.01464	4853.	3642.21
4365.86	145.38	21.07	2.6033	.01474	4853.	3642.21
4396.02	146.39	20.99	2.6474	.01469	4853.	3642.21
4426.12	147.39	21.29	2.7356	.01490	4853.	3642.21
4456.27	148.39	21.29	2.7356	.01490	4853.	3642.21
4486.37	149.40	21.43	2.7797	.01500	4853.	3642.21
4516.47	150.40	21.36	2.7356	.01495	4853.	3642.21
4546.51	151.40	21.43	2.6915	.01500	4853.	3642.21
4576.61	152.40	21.43	2.6915	.01500	4853.	3642.21
4606.77	153.41	22.02	2.6474	.01541	4853.	3642.21
4636.86	154.41	21.51	2.6033	.01505	4853.	3642.21
4667.02	155.41	21.66	2.7356	.01515	4853.	3637.00
4697.12	156.41	21.51	2.5591	.01505	4853.	3642.21
4727.22	157.42	21.43	2.3385	.01500	4853.	3642.21
4757.26	158.42	21.66	2.5591	.01515	4853.	3637.00

4787.36	159.42	21.66	2.6474	.01515	4853.	3642.21
4817.51	160.42	21.51	2.3826	.01505	4853.	3642.21
4847.61	161.43	21.80	2.6033	.01526	4853.	3642.21
4877.77	162.43	21.80	2.6915	.01526	4853.	3642.21
4907.87	163.43	21.88	2.6033	.01531	4853.	3637.00
4937.97	164.43	21.95	2.6915	.01536	4853.	3637.00
4968.01	165.43	21.88	2.7356	.01531	4853.	3637.00
4998.11	166.44	21.95	2.7356	.01536	4853.	3637.00
5028.26	167.44	21.95	2.5591	.01536	4853.	3637.00
5058.36	168.44	22.10	2.6915	.01546	4853.	3637.00
5088.52	169.45	22.02	2.7356	.01541	4853.	3637.00
5118.62	170.45	22.02	2.5591	.01541	4853.	3637.00
5148.77	171.45	22.10	2.6474	.01546	4853.	3637.00
5178.87	172.46	22.17	2.6915	.01551	4853.	3637.00
5208.97	173.46	22.17	2.6033	.01551	4853.	3637.00
5239.01	174.46	22.24	2.5591	.01556	4853.	3637.00
5269.11	175.46	22.17	2.6474	.01551	4843.	3637.00
5299.27	176.47	22.24	2.5591	.01556	4853.	3637.00
5329.36	177.47	22.17	2.5591	.01551	4853.	3637.00
5359.52	178.47	22.39	2.5591	.01567	4853.	3637.00
5389.62	179.47	22.39	2.6033	.01567	4853.	3637.00
5419.72	180.48	22.32	2.6033	.01562	4843.	3637.00
5449.76	181.48	22.54	2.6033	.01577	4853.	3637.00
5479.86	182.48	22.46	2.5591	.01572	4853.	3637.00
5510.01	183.48	22.46	2.5150	.01572	4853.	3637.00
5540.11	184.49	22.46	2.5150	.01572	4853.	3637.00
5570.27	185.49	22.54	2.6033	.01577	4853.	3637.00
5600.37	186.49	22.54	2.6474	.01577	4853.	3637.00
5630.47	187.49	22.54	2.5150	.01577	4853.	3637.00
5660.51	188.49	22.61	2.6033	.01582	4853.	3637.00
5690.61	189.50	22.61	2.5591	.01582	4853.	3637.00
5720.76	190.50	22.68	2.5591	.01587	4853.	3631.79
5750.86	191.50	22.68	2.5150	.01587	4853.	3637.00
5781.02	192.51	22.61	2.2944	.01582	4853.	3637.00
5811.12	193.51	22.90	2.5591	.01603	4853.	3637.00
5841.22	194.51	22.90	2.5591	.01603	4853.	3631.79
5871.26	195.51	22.83	2.5150	.01598	4853.	3637.00
5901.36	196.52	22.98	2.6033	.01608	4853.	3631.79
5931.51	197.52	22.90	2.5591	.01603	4853.	3637.00
5961.61	198.52	22.90	2.5150	.01603	4853.	3631.79
5991.77	199.53	22.90	2.5150	.01603	4853.	3631.79
6021.87	200.53	22.98	2.5150	.01608	4853.	3631.79
6052.02	201.53	23.05	2.5591	.01613	4853.	3631.79
6082.12	202.53	22.98	2.5150	.01608	4843.	3637.00
6112.22	203.54	22.90	2.2944	.01603	4853.	3631.79
6142.26	204.54	23.20	2.4268	.01623	4853.	3631.79
6172.36	205.54	23.20	2.6033	.01623	4853.	3631.79
6202.52	206.54	23.12	2.5150	.01618	4853.	3637.00
6232.61	207.55	23.12	2.4709	.01618	4853.	3631.79
6262.77	208.55	23.20	2.6033	.01623	4853.	3631.79
6292.87	209.55	23.20	2.5150	.01623	4853.	3637.00
6322.97	210.55	23.27	2.4709	.01628	4853.	3631.79
6353.01	211.56	23.27	2.5150	.01628	4853.	3631.79
6383.11	212.56	23.34	2.5150	.01633	4853.	3631.79
6413.26	213.56	23.27	2.4709	.01628	4853.	3631.79
6443.36	214.56	23.34	2.5150	.01633	4853.	3631.79
6473.52	215.57	23.49	2.4709	.01644	4853.	3631.79
6503.62	216.57	23.34	2.3826	.01633	4853.	3631.79
6533.72	217.57	23.12	2.1179	.01618	4853.	3631.79
6563.76	218.57	23.42	2.4709	.01639	4853.	3631.79
6593.86	219.58	23.49	2.5150	.01644	4853.	3631.79
6624.01	220.58	23.56	2.4268	.01649	4853.	3631.79
6654.11	221.58	23.49	2.2944	.01644	4853.	3631.79
6684.27	222.59	23.64	2.4268	.01654	4853.	3631.79
6714.37	223.59	23.49	2.4709	.01644	4853.	3631.79
6744.47	224.59	23.64	2.3385	.01654	4853.	3631.79
6774.51	225.59	23.64	2.4268	.01654	4843.	3631.79
6804.61	226.59	23.71	2.4268	.01659	4853.	3631.79
6834.76	227.60	23.64	2.4268	.01654	4853.	3631.79
6864.86	228.60	23.49	2.1179	.01644	4853.	3631.79
6895.02	229.60	23.56	2.2062	.01649	4853.	3631.79
6925.12	230.61	23.71	2.2944	.01659	4853.	3631.79
6955.27	231.61	23.86	2.4268	.01669	4853.	3631.79
6985.37	232.61	23.56	2.0738	.01649	4853.	3626.58
7015.47	233.62	23.71	2.1620	.01659	4853.	3626.58
7045.51	234.62	23.86	2.2944	.01669	4853.	3631.79
7075.61	235.62	23.93	2.4268	.01675	4853.	3631.79
7105.77	236.62	23.78	2.0297	.01664	4853.	3631.79
7135.86	237.62	23.93	2.3385	.01675	4853.	3631.79
7166.02	238.63	23.93	2.3385	.01675	4853.	3626.58
7196.12	239.63	24.00	2.3385	.01680	4853.	3631.79
7226.22	240.63	23.12	1.2796	.01618	4853.	3637.00
7256.26	241.63	22.83	.0000	.01598	4853.	3657.84
7286.36	242.64	22.90	.0882	.01603	4853.	3678.69
7316.51	243.64	22.98	.0882	.01608	4853.	3699.53
7346.61	244.64	22.98	.0882	.01608	4853.	3715.16

7376.77	245.65	22.98	.1324	.01608	4863.	3730.79
7406.87	246.65	23.12	.7501	.01618	4863.	3741.21
7436.97	247.65	30.46	18.1346	.02132	4863.	3746.43
7467.01	248.65	25.33	3.1769	.01772	4853.	3689.11
7497.11	249.65	26.57	4.3241	.01859	4853.	3699.53
7527.26	250.66	26.79	4.1476	.01875	4853.	3699.53
7557.36	251.66	26.94	4.1917	.01885	4853.	3699.53
7587.52	252.66	27.01	4.1917	.01890	4853.	3699.53
7617.62	253.67	27.09	4.1034	.01895	4853.	3699.53
7647.77	254.67	27.16	4.1476	.01901	4863.	3699.53
7677.87	255.67	27.16	4.1034	.01901	4863.	3699.53
7707.97	256.68	27.23	4.0152	.01906	4863.	3699.53
7738.01	257.68	27.31	4.0593	.01911	4853.	3699.53
7768.11	258.68	27.31	3.9711	.01911	4853.	3699.53
7798.27	259.68	27.38	3.9711	.01916	4863.	3699.53
7828.36	260.68	27.45	3.9269	.01921	4863.	3699.53
7858.52	261.69	27.53	3.9711	.01926	4853.	3699.53
7888.62	262.69	27.53	3.7946	.01926	4863.	3699.53
7918.72	263.69	27.60	3.7946	.01931	4863.	3699.53
7948.76	264.69	27.67	3.7946	.01937	4853.	3699.53
7978.86	265.70	27.75	3.6181	.01942	4863.	3699.53
8009.01	266.70	27.82	3.7505	.01947	4853.	3699.53
8039.11	267.70	27.89	3.7505	.01952	4853.	3699.53
8069.27	268.71	28.56	3.9269	.01998	4863.	3699.53
8099.37	269.71	27.82	3.7946	.01947	4863.	3699.53
8129.47	270.71	27.89	3.4857	.01952	4863.	3699.53
8159.51	271.71	28.19	3.7063	.01973	4853.	3699.53
8189.61	272.71	28.26	3.6181	.01978	4863.	3694.32
8219.76	273.72	28.26	3.5740	.01978	4863.	3699.53
8249.86	274.72	28.11	3.1769	.01967	4863.	3694.32
8280.02	275.72	28.41	3.4857	.01988	4863.	3694.32
8310.12	276.73	28.56	3.5740	.01998	4863.	3694.32
8340.22	277.73	28.56	3.5298	.01998	4863.	3694.32
8370.26	278.73	28.48	3.4857	.01993	4853.	3694.32
8400.36	279.73	28.63	3.4416	.02003	4863.	3694.32
8430.51	280.74	28.70	3.3533	.02008	4863.	3699.53
8460.61	281.74	28.70	3.3092	.02008	4863.	3694.32
8490.77	282.74	29.00	3.5740	.02029	4863.	3694.32
8520.87	283.74	29.00	3.4857	.02029	4853.	3694.32
8551.02	284.75	29.07	3.4416	.02034	4863.	3694.32
8581.12	285.75	29.07	3.3975	.02034	4863.	3694.32
8611.22	286.75	29.22	3.3092	.02044	4853.	3694.32
8641.26	287.75	29.22	3.3533	.02044	4863.	3694.32
8671.36	288.76	29.29	3.3975	.02050	4863.	3694.32
8701.52	289.76	29.29	3.3092	.02050	4863.	3694.32
8731.61	290.76	29.36	3.2651	.02055	4853.	3694.32
8761.77	291.77	29.36	3.1769	.02055	4863.	3694.32
8791.87	292.77	29.44	3.2210	.02060	4863.	3694.32
8821.97	293.77	29.58	3.3533	.02070	4863.	3694.32
8852.01	294.77	29.58	3.1327	.02070	4863.	3694.32
8882.11	295.77	29.73	3.2651	.02080	4863.	3694.32
8912.26	296.78	29.73	3.3092	.02080	4863.	3694.32
8942.36	297.78	29.73	3.0886	.02080	4863.	3694.32
8972.52	298.78	29.80	3.1769	.02086	4853.	3694.32
9002.62	299.79	29.95	3.2210	.02096	4853.	3694.32
9032.72	300.79	30.02	3.1769	.02101	4863.	3694.32
9062.76	301.79	30.10	3.2210	.02106	4853.	3694.32
9092.86	302.79	30.17	3.1769	.02111	4863.	3694.32
9123.01	303.80	30.17	3.1769	.02111	4863.	3694.32
9153.11	304.80	30.32	3.1769	.02121	4863.	3694.32
9183.27	305.80	30.32	3.1769	.02121	4863.	3694.32
9213.37	306.81	30.39	3.1327	.02127	4853.	3694.32
9243.47	307.81	30.39	3.0886	.02127	4863.	3694.32
9273.51	308.81	30.39	2.9562	.02127	4853.	3694.32
9303.61	309.81	30.54	3.0445	.02137	4863.	3694.32
9333.76	310.81	30.61	3.0445	.02142	4853.	3694.32
9363.86	311.82	30.68	3.1327	.02147	4863.	3694.32
9394.02	312.82	30.76	3.1327	.02152	4863.	3694.32
9424.12	313.82	31.27	3.1327	.02188	4863.	3694.32
9454.27	314.83	30.83	3.0445	.02157	4853.	3694.32
9484.37	315.83	30.98	3.0445	.02168	4863.	3689.11
9514.47	316.83	30.68	3.0445	.02147	4853.	3694.32
9544.51	317.83	31.05	2.8680	.02173	4863.	3694.32
9574.61	318.83	31.05	2.9562	.02173	4863.	3694.32
9604.77	319.84	31.20	3.0004	.02183	4863.	3689.11
9634.86	320.84	31.12	3.0445	.02178	4853.	3689.11
9665.02	321.85	31.20	2.8680	.02183	4863.	3689.11
9695.12	322.85	31.20	2.9121	.02183	4853.	3689.11
9725.22	323.85	31.34	2.9121	.02193	4863.	3689.11
9755.26	324.85	31.34	2.9121	.02193	4853.	3689.11
9785.36	325.85	31.71	3.0445	.02219	4853.	3694.32
9815.51	326.86	31.42	2.7797	.02199	4863.	3689.11
9845.61	327.86	31.57	2.8680	.02209	4863.	3689.11
9875.77	328.86	31.64	2.9121	.02214	4863.	3689.11
9905.87	329.87	31.27	3.0445	.02188	4863.	3689.11
9935.97	330.87	31.79	2.9562	.02224	4853.	3689.11



9966.01	331.87	31.86	2.9121	.02229	4863.	3689.11
9996.11	332.87	31.86	2.8239	.02229	4863.	3689.11
10026.26	333.87	31.79	2.8680	.02224	4863.	3689.11
10056.36	334.88	31.93	2.8680	.02234	4863.	3689.11
10086.52	335.88	32.08	2.8680	.02245	4853.	3689.11
10116.62	336.88	31.93	2.8239	.02234	4863.	3689.11
10146.72	337.89	32.08	2.8680	.02245	4863.	3689.11
10176.76	338.89	32.15	2.8680	.02250	4863.	3689.11
10206.86	339.89	32.15	2.8680	.02250	4863.	3689.11
10237.01	340.89	32.23	2.6915	.02255	4863.	3689.11
10267.11	341.89	32.37	2.8680	.02265	4863.	3689.11
10297.27	342.90	32.30	2.7797	.02260	4863.	3689.11
10327.37	343.90	32.08	2.6474	.02245	4863.	3689.11
10357.52	344.91	32.52	2.7356	.02276	4863.	3689.11
10387.62	345.91	32.52	2.7356	.02276	4863.	3689.11
10417.72	346.91	32.59	2.7797	.02281	4863.	3689.11
10447.76	347.91	32.67	2.7356	.02286	4863.	3689.11
10477.86	348.91	32.74	2.7356	.02291	4863.	3689.11
10508.01	349.92	32.74	2.6915	.02291	4863.	3689.11
10538.11	350.92	32.81	2.7356	.02296	4863.	3689.11
10568.27	351.92	32.89	2.7356	.02301	4863.	3689.11
10598.37	352.93	32.96	2.6915	.02306	4863.	3689.11
10628.47	353.93	33.03	2.6915	.02312	4863.	3689.11
10658.51	354.93	33.03	2.6915	.02312	4863.	3689.11
10688.61	355.93	33.11	2.6033	.02317	4863.	3694.32
10718.76	356.93	33.25	2.6474	.02327	4863.	3694.32
10748.86	357.94	33.25	2.7797	.02327	4863.	3694.32
10779.02	358.94	33.25	2.6033	.02327	4853.	3694.32
10809.12	359.94	33.33	2.6474	.02332	4853.	3694.32
10839.22	360.95	33.40	2.6474	.02337	4863.	3694.32
10869.26	361.95	33.40	2.6915	.02337	4853.	3694.32
10899.36	362.95	33.47	2.6474	.02342	4853.	3694.32
10929.51	363.95	33.55	2.6033	.02347	4863.	3694.32
10959.61	364.96	33.55	2.6474	.02347	4863.	3694.32
10989.77	365.96	33.62	2.6033	.02353	4863.	3694.32
11019.87	366.96	33.69	2.7356	.02358	4863.	3694.32
11050.02	367.97	33.62	2.6915	.02353	4863.	3694.32
11080.12	368.97	33.84	2.5591	.02368	4863.	3694.32
11110.22	369.97	33.84	2.6033	.02368	4863.	3694.32
11140.26	370.97	33.91	2.6033	.02373	4863.	3694.32
11170.36	371.97	33.91	2.5150	.02373	4863.	3694.32
11200.52	372.98	33.99	2.6474	.02378	4863.	3694.32
11230.61	373.98	34.06	2.6474	.02383	4863.	3694.32
11260.77	374.98	34.21	2.6033	.02394	4853.	3694.32
11290.87	375.99	34.21	2.5591	.02394	4863.	3699.53
11320.97	376.99	34.28	2.5150	.02399	4853.	3694.32
11351.01	377.99	34.43	2.5591	.02409	4863.	3694.32
11381.11	378.99	34.35	2.5150	.02404	4863.	3694.32
11411.26	379.99	34.50	2.5591	.02414	4863.	3694.32
11441.36	381.00	34.50	2.5150	.02414	4863.	3694.32
11471.52	382.00	34.43	2.5150	.02409	4863.	3694.32
11501.62	383.00	34.65	2.4709	.02425	4863.	3699.53
11531.72	384.01	34.65	2.4709	.02425	4863.	3699.53
11561.76	385.01	34.79	2.5591	.02435	4863.	3699.53
11591.86	386.01	34.87	2.5150	.02440	4863.	3694.32
11622.01	387.01	34.65	2.5591	.02425	4863.	3699.53
11652.11	388.02	34.94	2.5150	.02445	4863.	3699.53
11682.27	389.02	34.94	2.5591	.02445	4863.	3699.53
11712.37	390.02	35.02	2.4268	.02450	4863.	3699.53
11742.47	391.02	35.09	2.4709	.02455	4863.	3699.53
11772.51	392.02	35.16	2.4709	.02460	4853.	3699.53
11802.61	393.03	35.09	2.4268	.02455	4863.	3699.53
11832.76	394.03	35.24	2.4709	.02466	4863.	3699.53
11862.86	395.03	35.31	2.5150	.02471	4863.	3699.53
11893.02	396.04	35.38	2.4268	.02476	4863.	3699.53
11923.12	397.04	35.38	2.4709	.02476	4863.	3699.53
11953.27	398.04	35.46	2.4709	.02481	4863.	3699.53
11983.37	399.05	35.53	2.3826	.02486	4863.	3699.53
12013.47	400.05	35.53	2.4268	.02486	4863.	3699.53
12043.51	401.05	35.53	2.4268	.02486	4863.	3699.53
12073.61	402.05	35.68	2.3826	.02496	4863.	3699.53
12103.77	403.06	35.68	2.4268	.02496	4863.	3699.53
12133.86	404.06	35.75	2.3385	.02502	4863.	3699.53
12164.02	405.06	35.68	2.3385	.02496	4863.	3699.53
12194.12	406.06	35.68	2.3385	.02496	4863.	3699.53
12224.22	407.07	35.90	2.2062	.02512	4863.	3699.53
12254.26	408.07	35.82	2.3826	.02507	4863.	3699.53
12284.36	409.07	35.82	2.6033	.02507	4863.	3699.53
12314.51	410.07	36.04	2.3385	.02522	4863.	3699.53
12344.61	411.08	36.04	2.3826	.02522	4863.	3699.53
12374.77	412.08	36.04	2.2944	.02522	4863.	3699.53
12404.87	413.08	36.19	2.3826	.02532	4863.	3699.53
12434.97	414.08	36.34	2.3385	.02543	4863.	3699.53
12465.01	415.08	36.34	2.2944	.02543	4863.	3699.53
12495.11	416.09	36.48	2.3385	.02553	4863.	3699.53
12525.26	417.09	36.48	2.4268	.02553	4863.	3699.53

12555.36	418.09	36.56	2.2944	.02558	4863.	3699.53
12585.52	419.10	36.56	2.2062	.02558	4863.	3699.53
12615.62	420.10	36.56	2.2062	.02558	4863.	3704.74
12645.72	421.10	37.14	2.3826	.02599	4863.	3699.53
12675.87	422.11	36.63	2.0297	.02563	4863.	3699.53
12705.97	423.11	36.78	2.0738	.02573	4863.	3699.53
12736.01	424.11	36.78	2.2944	.02573	4863.	3699.53
12766.11	425.11	36.85	2.2062	.02579	4863.	3699.53
12796.27	426.12	36.85	2.1179	.02579	4863.	3699.53
12826.37	427.12	36.48	2.3826	.02553	4863.	3699.53
12856.52	428.12	37.00	1.8973	.02589	4863.	3699.53
12886.62	429.12	37.07	1.9414	.02594	4863.	3704.74
12916.72	430.13	36.92	2.2503	.02584	4863.	3699.53
12946.76	431.13	37.36	2.2503	.02615	4873.	3699.53
12976.86	432.13	36.63	2.4268	.02563	4863.	3699.53
13007.02	433.13	37.44	2.0297	.02620	4863.	3699.53
13037.11	434.14	36.78	2.3826	.02573	4863.	3699.53
13067.27	435.14	37.07	1.9414	.02594	4863.	3699.53
13097.37	436.14	37.44	1.9414	.02620	4863.	3699.53
13127.47	437.14	37.44	2.0738	.02620	4863.	3699.53
13157.51	438.15	37.51	2.0297	.02625	4863.	3699.53
13187.61	439.15	37.36	2.1179	.02615	4863.	3699.53
13217.76	440.15	37.44	2.1620	.02620	4863.	3699.53
13247.86	441.15	37.73	1.9414	.02640	4863.	3699.53
13278.02	442.16	37.66	2.0297	.02635	4863.	3699.53
13308.12	443.16	37.66	1.9414	.02635	4863.	3704.74
13338.22	444.16	38.17	1.9855	.02671	4863.	3699.53
13368.26	445.16	37.51	2.2503	.02625	4863.	3699.53
13398.36	446.17	37.73	1.9855	.02640	4863.	3699.53
13428.51	447.17	37.95	1.8090	.02656	4863.	3699.53
13458.61	448.17	37.95	1.8973	.02656	4863.	3699.53
13488.77	449.18	38.02	2.1179	.02661	4863.	3704.74
13518.87	450.18	38.10	2.0738	.02666	4863.	3699.53
13549.02	451.18	38.17	2.1620	.02671	4863.	3699.53
13579.12	452.18	38.25	2.1179	.02676	4863.	3699.53
13609.22	453.19	38.32	2.2062	.02681	4863.	3699.53
13639.26	454.19	38.32	1.8532	.02681	4863.	3699.53
13669.36	455.19	38.39	1.7649	.02687	4863.	3699.53
13699.52	456.19	38.61	2.2503	.02702	4863.	3699.53
13729.61	457.20	39.05	2.1620	.02733	4863.	3699.53
13759.77	458.20	38.91	2.2062	.02722	4863.	3699.53
13789.87	459.20	38.61	2.2503	.02702	4863.	3699.53
13819.97	460.20	38.83	2.2062	.02717	4863.	3704.74
13850.01	461.21	38.47	2.1179	.02692	4863.	3699.53
13880.11	462.21	38.76	2.0297	.02712	4863.	3699.53
13910.26	463.21	38.76	2.1179	.02712	4863.	3699.53
13940.36	464.21	38.98	2.1179	.02728	4863.	3699.53
13970.52	465.22	38.69	2.1179	.02707	4863.	3699.53
14000.62	466.22	38.61	2.2062	.02702	4863.	3699.53
14030.72	467.22	38.98	1.9855	.02728	4863.	3699.53
14060.76	468.22	38.54	2.2944	.02697	4863.	3699.53
14090.86	469.23	38.61	2.2503	.02702	4863.	3704.74
14121.01	470.23	39.13	2.2944	.02738	4863.	3699.53
14151.11	471.23	39.13	2.0297	.02738	4863.	3699.53
14181.27	472.24	39.27	1.9855	.02748	4863.	3699.53
14211.37	473.24	38.91	2.2062	.02722	4863.	3699.53
14241.47	474.24	38.98	2.4709	.02728	4863.	3699.53
14271.51	475.24	39.49	1.9855	.02764	4863.	3699.53
14301.61	476.24	39.20	2.1620	.02743	4863.	3699.53
14331.76	477.25	39.27	2.2062	.02748	4863.	3699.53
14361.86	478.25	38.91	2.2944	.02722	4863.	3704.74
14392.02	479.25	39.27	1.9855	.02748	4863.	3704.74
14422.12	480.26	39.42	1.9414	.02758	4863.	3699.53
14452.27	481.26	39.57	1.9414	.02769	4863.	3704.74
14482.37	482.26	39.57	2.0297	.02769	4863.	3699.53
14512.47	483.27	39.57	2.2944	.02769	4863.	3704.74
14542.51	484.27	39.93	2.0297	.02794	4863.	3704.74
14572.61	485.27	39.86	2.0297	.02789	4863.	3699.53
14602.77	486.27	39.86	1.9414	.02789	4863.	3699.53
14632.86	487.27	40.15	2.0738	.02810	4863.	3699.53
14663.02	488.28	39.79	2.2062	.02784	4863.	3704.74
14693.12	489.28	40.45	2.1179	.02830	4873.	3699.53
14723.22	490.28	40.08	2.0738	.02805	4863.	3704.74
14753.26	491.28	40.37	2.2944	.02825	4863.	3699.53
14783.36	492.29	40.01	1.9414	.02800	4863.	3704.74
14813.51	493.29	40.37	2.0297	.02825	4863.	3704.74
14843.61	494.29	40.15	2.0297	.02810	4863.	3699.53
14873.77	495.30	40.37	1.9855	.02825	4863.	3704.74
14903.87	496.30	40.30	2.1620	.02820	4863.	3699.53
14933.97	497.30	40.30	1.9414	.02820	4863.	3704.74
14964.01	498.30	40.67	2.0738	.02846	4863.	3699.53
14994.11	499.30	40.67	1.9855	.02846	4863.	3704.74
15024.26	500.31	41.11	2.0738	.02877	4863.	3704.74
15054.36	501.31	40.67	1.9414	.02846	4863.	3704.74
15084.52	502.31	40.15	2.1179	.02810	4863.	3704.74
15114.62	503.32	40.74	1.9414	.02851	4863.	3699.53

15144.72	504.32	41.33	2.0738	.02892	4863.	3704.74
15174.76	505.32	40.74	1.8973	.02851	4863.	3704.74
15204.86	506.32	41.18	1.8973	.02882	4863.	3704.74
15235.01	507.33	40.45	2.0738	.02830	4863.	3704.74
15265.11	508.33	40.96	1.9414	.02866	4863.	3699.53
15295.27	509.33	41.40	2.0297	.02897	4863.	3704.74
15325.37	510.33	40.96	1.9414	.02866	4863.	3704.74
15355.52	511.34	41.55	1.9855	.02907	4863.	3704.74
15385.62	512.34	40.96	2.2062	.02866	4873.	3704.74
15415.72	513.34	41.11	1.9855	.02877	4863.	3704.74
15445.76	514.34	41.47	1.9414	.02902	4863.	3704.74
15475.86	515.35	41.11	2.0297	.02877	4863.	3704.74
15506.02	516.35	41.62	1.9414	.02913	4863.	3704.74
15536.11	517.35	41.70	1.9414	.02918	4863.	3704.74
15566.27	518.36	41.40	1.8973	.02897	4863.	3704.74
15596.37	519.36	41.33	2.1179	.02892	4863.	3704.74

=====  
===== end of file =====

## Apéndice C

### SIMULACIÓN

- Archivo de datos
- Resultados del Simulador(\*)

(\*) solamente se muestran algunos pasos de tiempo, debido a que el archivo completo es muy extenso.

# ARCHIVO DE DATOS

-----  
--SIMULACION DEL DESPLAZAMIENTO C1-C10            TESIS ARCHIVO CORR30.DATA  
-----

RUNSPEC

-- UNIDADES DE LABORATORIO ATM, OC, CM  
LAB

EOS  
PR /

COMPS  
2 /

DIMENS  
1 1 12 /

TABDIMS  
1 1 20 20 /

FULLIMP

MULTSAVE  
1 /

GRID

----- POROSIDAD PARA QUE DE EL VOLUMEN POROSO DE LA PRUEBA  
PORO  
2\*0.1479 0.1514 0.1585 0.1673 2\*0.2051 2\*0.1708 0.1725 2\*0.1601 /

DZ  
1.017 10\*1.0 1.017 /

EQUALS  
DX     9.004 /  
DY     9.004 /  
PERMX  2.80 /  
PERMY  2.80 /  
PERMZ  2.80 /  
TOPS   10.00 /  
/

-- RPTGRID  
-- TOPS PORV /

--        SECCION DE PROPIEDADES PVT DEL LIQUIDO  
--        ARCHIVO GENERADO CON COMP. @ 3425 PSIA Y 21 OC

INCLUDE  
LIQUI21.INC /

-----  
--        FUNCIONES DE SATURACION  
--        CURVAS GENERADAS CON FRICK

SGFN  
--     Sg     Krg     Pc g/o  
     .00     .000     .0458  
     .1     .090     .1800  
     .2     .210     .2900  
     .3     .380     .5000  
     .4     .580     .9675  
     .5     .770     2.2541  
     .6     .950     6.8375  
     .7     1.000     6.8375  
     .8     1.000     6.8375  
     .9     1.000     6.8375  
     1.00   1.000     6.8375  
/

SOE2  
--     So     Kro  
     .0     .0000  
     .1     .0000  
     .2     .0000  
     .3     .0001  
     .4     .0007  
     .5     .0030  
     .6     .0099  
     .7     .0271  
     .8     .0504  
     .9     .1500  
     1.00   .4000  
/

ROCK  
232.99 1.6300E-04 /

DENSITY  
1\* 1\* 1\* /

SOLUTION

EQUIL  
-- plano ref. pres.plano--prof.cw/o--Pcow--Prof.cg/o--Pcgo  
10 232.99 50 0 1 0 0 1 0 1 /

SOIL  
12\*1.0 /

SWAT  
12\*0.0 /

-- RPTSOL

-- PRES SGAS SOIL XMF YMF MLSC VOIL VGAS DENO DENG PG/

SUMMARY

BSOIL  
1 1 1 /  
/  
BSOIL  
1 1 12 /  
/  
BSGAS  
1 1 1 /  
/  
BSGAS  
1 1 12 /  
/  
BPRES  
1 1 1 /  
/  
BPRES  
1 1 12 /  
/

SCHEDULE

-- SE DEFINEN LAS CONDICIONES DEL LAB. EN EL SEPARADOR DE FASES  
SEPCOND  
SEP FIELD 1 21 1 /  
/

WELLSPEC  
PZOINY FIELD 1 1 1\* SEP /  
PZOPRO FIELD 1 1 1\* SEP /  
/

WELLCMP  
PZOINY 1 1 1 1 1 0.1587 /  
PZOPRO 1 1 12 12 1 0.1587 /  
/

-- CCMP. DEL GAS DE INYECCION 3 3425 PSIA Y 21 cc  
WELLSTRE  
C1C10 0.98957 0.01043 /  
/

-- POZO INYECTOR DE GAS EN LA CELDA 1 a 120 cm3/hr 8cy

WELLINJE  
PZOINY STREAM C1C10 WG 3\* 1000 2\* 33700.0 /  
--PZOINY STREAM C1C10 WG 6\* 33700.0 /  
/

-- POZO PRODUCTOR A PRESION CONSTANTE DE 232.99 atm EN LA CELDA 12

WELLPROD  
PZOPRO BHP 4\* 232.99 /  
/

RPTSCHED  
PRES SGAS SOIL /

CVCRT  
1\* 20 /

TSCRIT  
0.001667 0.001667 0.01667 /

---- IMPRESION DE LA SIMULACION TODO EL EXPERIMENTO  
TSTEP  
0.0167 0.0669 0.0837 0.1673 0.1672 8\*0.1673 0.1588 /

--MCINJE  
--PZOINY GAS OPEN BHP 2\* 1000 /  
--/

WELLINJE  
PZOINY STREAM C1C10 WG 3\* 1000 2\* 67400.0 /  
--PZOINY STREAM C1C10 WG 6\* 67400.0 /  
/

TSTEP  
0.1756 0.1589 0.1757 0.1589 0.1756 2\*0.1673 0.1588 0.1673 0.1756 /

SAVE

END



```

115:-- Molecular Weights
116:
117:MW
118: 1.604300000E+01 1.340000000E+02 /
119:
120:-- Default fluid sample composition
121:
122:ZMFVD
123: 1.000000000E+00 6.287933030E-01 3.712100000E-01
124: 1.000000000E+04 6.287933030E-01 3.712100000E-01 /
125:
126:-- Boiling point temperatures Deg K
127:
128:TBOIL
129: 1.116999969E+02 4.390000000E+02 /
130:
131:-- Reference temperatures Deg K
132:
133:TREF
134: 1.116999969E+02 2.890000000E+02 /
135:
136:-- Reference densities GM/CC
137:
138:DREF
139: 4.250000000E-01 7.833000000E-01 /
140:
141:-- Parachora (Dynes/cm)
142:
143:PARACHOR
144: 7.700000000E+01 4.048999939E+02 /
145:
146:-- Binary Interaction Coefficients
147:
148:BIC
149: .04162000
150:/
151:
152:-- Reservoir temperature in Deg C
153:
154:RTEMP
155: 21.00000 /
156:
157:
158:
159:-----
160:
161:-- FUNCIONES DE SATURACION
162:-- CURVAS GENERADAS CON FRICK
163:
164:SGFN
165:-- Sg Krg Pc g/o
166: .00 .000 .0458
167: .1 .090 .1800
168: .2 .210 .2900
169: .3 .380 .5000
170: .4 .580 .9675
171: .5 .770 2.2541
172: .6 .953 6.8375
173: .7 1.000 6.8375
174: .8 1.000 6.8375
175: .9 1.000 6.8375
176: 1.00 1.000 6.8375
177:/
178:SOFF2
179:-- So Kro
180: .0 .0000
181: .1 .0000
182: .2 .0000
183: .3 .0001
184: .4 .0007
185: .5 .0030
186: .6 .0099
187: .7 .0271
188: .8 .0504
189: .9 .1500
190: 1.00 .4000
191:/
192:
193:
194:RCKK
195: 232.99 1.6300E-04 /
196:
197:DENSITY
198: 1* 1* 1* /
199:
200:
201:SOLUTION
202:
203:EQUIL
204:-- plano ref. pres.plano--prof.cw/o--Pcow--Prof.cg/o--Pcgo
205:10 232.99 50 0 1 0 0 1 0 1 /
206:
207:SOIL
208:12*1.0 /
209:
210:SWAT
211:12*0.0 /
212:
213:-- RPTSOL
214:-- PRES SGAS SOIL XMF YMF MLSC VOIL VGAS DENO DENG PG/
215:
216:SUMMARY
217:
218:BSOIL
219:1 1 1 /
220:/
221:BSOIL
222:1 1 12 /
223:/
224:BSGAS
225:1 1 1 /
226:/
227:BSGAS
228:1 1 12 /
229:/
230:BPRES
231:1 1 1 /
232:/
233:BPRES
234:1 1 12 /
235:/
236:
237:SCHEDULE
238:
239:-- SE DEFINEN LAS CONDICIONES DEL LAB. EN EL SEPARADOR DE FASES
240:SEPCOND
241:SEP FIELD 1 21 1 /
242:/
243:
244:WELLSPEC
245:PZOINY FIELD 1 1 1* SEP /
246:PZOPRO FIELD 1 1 1* SEP /
247:/
248:
249:WELLCCMP
250:PZOINY 1 1 1 1 1 0.1587 /
251:PZOPRO 1 1 12 12 1 0.1587 /
252:/
253:
254:-- COMP. DEL GAS DE INYECCION 3 3425 PSIA Y 21 oC
255:WELLSTRE
256:'CIC10' 0.98957 0.01043 /
257:/
258:
259:-- POZO INYECTOR DE GAS EN LA CELDA 1 a 120 cm3/hr @cy

```



```

260:
261:WELLINJE
262:PZOINY STREAM CIC10 WG 3* 1000 2* 33700.0 /
263:--PZOINY STREAM CIC10 WG 6* 33700.0 /
264:/
265:
266:-- POZO PRODUCTOR A PRESION CONSTANTE DE 232.99 atm EN LA CELDA 12
267:
268:WELLPROD
269:PZOPRO BHP 4* 232.99 /
270:/
271:
272:RPTSCHED
273:PRES SGAS SOIL /
274:/
275:CVCRIT
276:1* 20 /
277:
278:TSCRIT
279:0.001667 0.001667 0.01667 /
280:
281:---- IMPRESION DE LA SIMULACION TODO EL EXPERIMENTO
282:TSTEP
283: 0.0167 0.0669 0.0837 0.1673 0.1672 8*0.1673 0.1588 /
284:
285:--WCONINJE
286:--PZOINY GAS OPEN BHP 2* 1000 /
287:--/
288:
289:WELLINJE
290:PZOINY STREAM CIC10 WG 3* 1000 2* 67400.0 /
291:--PZOINY STREAM CIC10 WG 6* 67400.0 /
292:/
293:
294:TSTEP
295: 0.1756 0.1589 0.1757 0.1589 0.1756 2*0.1673 0.1588 0.1673 0.1756 /
296:
297:SAVE
298:
299:END

```

- 1 Reading RUNSPEC
- 2 Reading LAB
- 3 Reading EOS
- 4 Reading COMPS
- 5 Reading DIMENS
- 6 Reading TABDIMS
- 7 Reading FULLIMP
- 8 Reading MULTSAVE
- 9 Reading GRID

@--Message: Number of processors assumed 1

1-----  
DIMENSIONS Basic problem dimensions .05 elapsed .05 .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990 2  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu

```

-----
OGrid dimensions 1 1 12 Total grid cells 12
OSaturation tables 1 Maximum rows/table 20
Pressure tables 1 Maximum rows/table 20
Equilibration tables 1 Maximum rows/table 50
Depths used in equilibration 50 Max completions/well 12
OMaximum wells 10
Maximum separators 5
OUnit convention Laboratory
Start date 1/Jan/1990
OMain array (bytes) 40000000 Characters (words) 5000
Cells per workgroup 500
Processors assumed 1

```

- 10 Reading PORO
- 11 Reading DZ
- 12 Reading EQUALS
- 13 Reading INCLUDE

@--Message: Reading from INCLUDE file LIQUI21.INC

14 Reading PROPS  
@--Message: Processing GRID data  
@--Message: Problem has 12 active cells

1-----  
LIMITS Minimum and maximum values for grid data .08 elapsed .08 .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990 3  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu

Grid Array	Maximum value	Minimum value	Non-zero minimum	Ratio max/min
TOPS	10.00000 ( 1 1 1 1)	10.00000 ( 1 1 1 1)	10.00000 ( 1 1 1 1)	1.000000
MIDS	10.50850 ( 1 1 1 1)	10.50000 ( 1 1 2)	10.50000 ( 1 1 2)	1.000810
DEPTH	10.50850 ( 1 1 1 1)	10.50000 ( 1 1 2)	10.50000 ( 1 1 2)	1.000810
DX	9.004000 ( 1 1 1)	9.004000 ( 1 1 1)	9.004000 ( 1 1 1)	1.000000
DY	9.004000 ( 1 1 1)	9.004000 ( 1 1 1)	9.004000 ( 1 1 1)	1.000000
DZ	1.017000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 2)	1.000000 ( 1 1 2)	1.017000
DZNET	1.017000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 2)	1.000000 ( 1 1 2)	1.017000
NTG	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000
PORO	.2051000 ( 1 1 6)	.1479000 ( 1 1 1)	.1479000 ( 1 1 1)	1.38674E
PORV	16.62787 ( 1 1 6)	11.99055 ( 1 1 2)	11.99055 ( 1 1 2)	1.38674E
PERMX	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	1.000000
PERMY	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	1.000000
PERMZ	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	2.800000 ( 1 1 1)	1.000000
TRANX	.0000000E+00 ( 1 1 1)	.0000000E+00 ( 1 1 1)	.0000000E+00 ( 1 1 1)	
TRANY	.0000000E+00 ( 1 1 1)	.0000000E+00 ( 1 1 1)	.0000000E+00 ( 1 1 1)	
TRANZ	817.2059 ( 1 1 2)	.0000000E+00 ( 1 1 12)	810.31E2 ( 1 1 11)	1.008500
MULTX	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000
MULTY	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000
MULTZ	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000 ( 1 1 1)	1.000000
ROCKV	70.25585 ( 1 1 1)	64.44415 ( 1 1 6)	64.44415 ( 1 1 6)	1.090182

1-----  
PROPS Reading properties data .08 elapsed .10 .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990 4  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu

- 15 Reading NCOMPS
- 16 Reading EOS
- 17 Reading PRCORR
- 18 Reading STCOND
- 19 Reading CNAMES
- 20 Reading TCRIT
- 21 Reading FCRT
- 22 Reading VCRIT
- 23 Reading ZCRIT
- 24 Reading VCRITVIS
- 25 Reading ZCRITVIS
- 26 Reading SSHIFT
- 27 Reading ACF
- 28 Reading MW
- 29 Reading ZMFVD
- 30 Reading TBQIL
- 31 Reading TREF
- 32 Reading DREF
- 33 Reading PARACHOR
- 34 Reading BIC
- 35 Reading RTEMP
- 36 Reading ENDINC
- 37 Reading SGN
- 38 Reading SOF2
- 39 Reading ROCK
- 40 Reading DENSITY
- 41 Reading SOLUTION

@--Message: Processing PROPS data

?--Message  
 0 Both critical volumes and Z-factors entered  
 0 Z-factors will be used  
 ?--Message  
 0 Both critical volumes and Z-factors entered  
 0 for viscosity calculations  
 0 Z-factor (ZCRITVIS) will be used  
 ?--Message: 3-parameter (volume shift) EoS used

1-----  
 EOS Equation of state data .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .15 elapsed .17

-----  
 Equation of state 1 (reservoir)  
 0 2 Components Equation of state :Peng-Robinson

Component Name	Critical Temperature deg K	Critical Pressure Atmos	Molecular Weight	Critical Volume scc/gm-M	Critical Z-factor
C1	190.6000	45.44000	16.04300	98.00002	.2847295
C10	626.0000	23.88000	134.0000	534.0001	.2482517

Component Name	Acentric Factor	Omega a	Omega b
C1	.1300000E-01	.4572355	.7779607E-01
C10	.3850000	.4572355	.7779607E-01

Heavy component is C10  
 Light component is C1

Binary interaction coefficients  
 C1 C10

C1  
 C10 .041620

Component Name	Critical Volume for viscosity scc/gm-M	Critical Z-factor for viscosity	Parachor Dynes/cm	NGL Density gm/cc	NGL GFM values Gal/Mscf
C1	98.00	.2847	77.00	.4250	37.75
C10	534.0	.2483	404.9	.7830	171.1

Component Name	Volume Shift Dimensionless	Volume Shift Molar scc/gm-M
C1	-.1443	-3.863
C10	.9247E-01	15.47

Equation of state 1 (surface)  
 0 2 Components Equation of state :Peng-Robinson

Component Name	Critical Temperature deg K	Critical Pressure Atmos	Molecular Weight	Critical Volume scc/gm-M	Critical Z-factor
C1	190.6000	45.44000	16.04300	98.00002	.2847295
C10	626.0000	23.88000	134.0000	534.0001	.2482517

Component Name	Acentric Factor	Omega a	Omega b
C1	.1300000E-01	.4572355	.7779607E-01
C10	.3850000	.4572355	.7779607E-01

Heavy component is C10  
 Light component is C1

Binary interaction coefficients  
 C1 C10

C1  
 C10 .041620

Component Name	Critical Volume for viscosity scc/gm-M	Critical Z-factor for viscosity	Parachor Dynes/cm	NGL Density gm/cc	NGL GFM values Gal/Mscf
C1	98.00	.2847	77.00	.4250	37.75
C10	534.0	.2483	404.9	.7830	171.1

Component Name	Volume Shift Dimensionless	Volume Shift Molar scc/gm-M
C1	-.1443	-3.863
C10	.9247E-01	15.47

?--Message  
 0 Number of domains 1  
 0 Cells in domain 12  
 0 Domains in parallel task 1

1-----  
 SOLUTION Reading initial solution data .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .17 elapsed .19

42 Reading EQUIL  
 43 Reading SOLL  
 44 Reading SWAT  
 45 Reading SUMMARY

?--Message  
 0 No FIELDSEP data found  
 0 Will use flash to standard conditions  
 ?--Message: Processing SOLUTION data  
 ?--Message: Fully implicit option used  
 ?--Message  
 0 Compositional equilibration option 1  
 0 Single phase equilibration : total composition specified  
 ?--Message: Datum depth set to 10.00000

1-----  
 STCOND Standard conditions .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .20 elapsed .22

Standard temperature (absolute) 294.150000 deg K  
 Standard temperature 21.000000 deg C  
 Standard pressure 1.000000 Atmos  
 Average surface water density .999014 gm/cc

Water molecular weight 18.015000  
 Water volume/mole 18.0329074 scc/gm-M  
 Water moles/unit volume .055455 gm-M/scc  
 Gas volume/mole 24136.706510 scc/gm-M  
 Gas moles/unit volume .0004143 gm-M/scc

FIP Fluid in place report .0000 Hours report step 0, 1 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .21 elapsed .23

Fluid in place totals

Average pressure FV weighted: 232.990 Atmos  
 HCPV weighted: 232.990 Atmos  
 Total pore volume at P(ref) 163.987285 rcc  
 Total pore volume 163.987293 rcc  
 Hydrocarbon pore volume 163.987293 rcc  
 Average oil saturation 1.000000  
 Reservoir volume of oil 163.987293 rcc  
 Average gas saturation .000000  
 Reservoir volume of gas .000000 rcc  
 Hydroc 1.704773 gm-M 41147.612145 scc

	Moles	Wet gas volume	Mass	Material balance	Mole fraction
C1	1.071944 gm-M	25873.207041 scc	17.197204 gm	1.000000	.628790
C10	.632829 gm-M	15274.405104 scc	84.799071 gm	1.000000	.371210
Average hydrocarbon		.010 gm-M/rcc			
Average water		.000 gm-M/rcc			

With respect to field separator

	Surface volume	Moles
Oil	108.324220 scc	.632546 gm-M
Gas	25880.023285 scc	1.072227 gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.6287900	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.3712100	.9951262	.0000000	.0031386

Message: Processing SUMMARY data

- 1 Reading BS0IL
- 2 Reading BS0IL
- 3 Reading BSGAS
- 4 Reading BSGAS
- 5 Reading BPRES
- 6 Reading BPRES
- 7 Reading SCHEDULE

Message

5 summary file items requested  
 TIME and BS0IL also available in summary file  
 Saving step 0 time .000 1 Jan 1990  
 Compression from 154980 to 127488

Message: Starting processing of SCHEDULE section

- 46 Reading SEPCOND
- 47 Reading WELLSPEC
- 48 Reading WELLCOMP
- 49 Reading WELLSRE
- 50 Reading WELLINE
- 51 Reading WELLPD
- 52 Reading RPSCHED
- 53 Reading CVCRIT
- 54 Reading TSCRIT
- 55 Reading TSTEP

Advancing simulation to .0167 Hours Cp/El.: .3/.5

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It
Hour	Hour	scc/scc	scc/scc	scc/H	scc/H	scc/H	Atm	scc/H	scc/H	
5	5									
Init:	.0	.002	238.91	0.0	27.433	0.0	6554.2	234.32	0.0	33700.3
MIF:	.0	.003	238.91	0.0	51.380	0.0	12275.2	235.42	0.0	33700.2
HRP:	.0	.006	238.91	0.0	64.610	0.0	15436.2	236.02	0.0	33700.2
Rep:	.0	.006	238.91	0.0	69.455	0.0	16594.0	236.23	0.0	33700.2
Reached report at	.0167	Hours	Cp/El.: .5/.8							

REPORT Summary of report step .0167 Hours report step 1, 1 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .52 elapsed .80

First step: .002 Min. step: .002 Max. step: .02 Largest.incr.fact.: 2.00 Smallest.decr.fact.: .300  
 Time truncation target: .2000 limit:10.0000  
 OThroughput ratio target: .5000 limit:1.0000

Linear target: .000000 Max non linears: 20 Max linears: 40  
 OTotal report steps: 221 Total time steps: 4 Total non-linear its: 9 Total linear its: 9

OMax changes:pres 221 1 4 4 124E-01 1 1 4  
 Throughput ratio: average .000E+00 max .000E+00  
 GOR 238.91 scc/scc WCT .000000 scc/scc WGR .000000 scc/scc PAV 236.231030 Atmos  
 OPR 69.45 scc/H WPR .00 scc/H GPR 16593.65 scc/H HWPV 236.231030 Atmos  
 WIR .00 scc/H GIR 33700.00 scc/H

Field production

Control mode	Oil prod.	Water prod.	Gas prod.	Liquid prod.	Resv prod.	Wet gas prod.	Oil prod.	Water prod.	Gas prod.	Liquid prod.	Resv prod.	Wet gas prod.
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc	scc	scc	scc	scc	scc
Passive	69.4549	.000000	16594.	69.4549	105.062	26383.	1.00124	.000000	239.210	1.00124	1.51480	380.328

Gas acct. rates

Fuel volume	Sales volume	Avail. rate	Reinj. rate	Export rate	Sum volume	Excess volume	Advance volume	Makeup volume
rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate
scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H
.000000	.000000	16594.	.000000	16594.	16594.	16594.	.000000	.000000

Gas acct. totals

Fuel volume	Sales volume	Avail. volume	Reinj. volume	Export volume	Excess volume
total	total	total	total	total	total
scc	scc	scc	scc	scc	scc
.000000	.000000	.000000	239.210	239.210	239.210

Field injection

Control mode	Water inject.	Gas inject.	Resv inject.	Wet gas inject.	Water inject.	Gas inject.	Resv inject.	Wet gas inject.	Import (makeup)
	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	fraction
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc	scc	rcc	scc	
none	.000000	33700.	119.950	33700.	.000000	562.790	2.00841	562.790	.000000

Composition (%)

Component Name	Total Production	Oil Production	Gas Production	Total Injection
C1	62.8790	.4874	99.6861	98.9570
C10	37.1210	99.5126	.3139	1.0430

FIP Fluid in place report .0167 Hours report step 1, 1 Jun 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .52 elapsed .80

Fluid in place total:

Average pressure PV weighted: 236.231 Atmos  
 HCPV weighted: 236.231 Atmos  
 Total pore volume at P(ref) 163.987285 rcc  
 Total pore volume 164.073254 rcc  
 Hydrocarbon pore volume 164.073254 rcc  
 Average oil saturation .992739  
 Reservoir volume of oil 162.881879 rcc  
 Average gas saturation .007261  
 Reservoir volume of gas 1.191375 rcc  
 HydroC 1.712191 gm-M 41326.663463 scc

	Moles	Wet gas volume	Mass	Material balance	Mole fraction
C1	1.085021 gm-M	26188.835265 scc	17.406993 gm	.99917	.633703
C10	.627170 gm-M	15137.828198 scc	84.040835 gm	.99917	.366297
Average hydrocarbon molar density	.010 gm-M/rcc				
Average water molar density	.000 gm-M/rcc				

With respect to field separator

	Surface volume	Moles
Oil	107.343355 scc	.626819 gm-M
Gas	26197.321182 scc	1.085373 gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.6337031	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.3662969	.9951262	.0000000	.0331386

WELLS Status of wells .0167 Hours report step 1, 1 Jun 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .52 elapsed .80

Well name	Position	Control mode	Completions	Well type	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target Atmos	Thp target Atmos	Resv target or limit rcc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZOINY	1	WG	1	Injector	10.5085					1000.00			
PZOPRO	1	BHP	1	Producer	10.5085					232.990			33700.

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Bhp value Atmos	Thp value Atmos	Resv prod/inj rate rcc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj rate scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	33700.	.000000	238.354	238.990	119.950	.000000	.000000	33700.
PZOPRO	BHP	Producer	69.4549	.000000	16594.1	69.4549	238.990	238.913	105.062	238.913	.000000	26383.

Total composition

Well	C1	C10
PZOINY	98.9570	1.04300
PZOPRO	62.8790	37.1210

Well totals

Well name	Control mode	Well type	Oil total scc	Water total scc	Gas total scc	Liquid total scc	Resv total rcc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Total Wet gas prod/inj total scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	562.790	.000000	2.00841	.000000	.000000	562.790
PZOPRO	BHP	Producer	1.00124	.000000	239.210	1.00124	1.51480	238.913	.000000	380.328

COMPLETIONS Status of new completions .0167 Hours report step 1, 1 Jun 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .53 elapsed .81

New completions

Well Name	Position I	Position J	Position K	CCF	Radius cm	Skin	Kh	D-factor 1/scc
PZOINY	1	1	1	20.6976	.079350	.000000	2.84760	.000000
PZOPRO	1	1	12	20.6976	.079350	.000000	2.84760	.000000

All completions

Well Name	Position I	Position J	Position K	Open ?	Pwell minus Pbhpp Atmos	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1	1	1	Open	.000000	-1.81060	.000000	.000000	33700.	.000000	.000000	.000000	.000000	18513.
PZOPRO	1	1	12	Open	.000000	2.83528	69.4549	.000000	16594.1	238.913	.000000	24.4967	.000000	5852.57

PRESSURE Atmos Oil phase pressures .0167 Hours report step 1, 1 Jun 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu .53 elapsed .81

PRESSURE Max: 236.570 ( 1 1 1) Min: 235.848 ( 1 1 12) Non-zero min: 235.848 ( 1 1 12)  
 (I, J, K) I: 1  
 (\*, 1, 1) 236.5701  
 (\*, 1, 2) 236.539  
 (\*, 1, 3) 236.491  
 (\*, 1, 4) 236.430  
 (\*, 1, 5) 236.359  
 (\*, 1, 6) 236.286  
 (\*, 1, 7) 236.213  
 (\*, 1, 8) 236.140  
 (\*, 1, 9) 236.067



0.000000	0.000000	31617.	0.000000	31617.	31617.	31617.	0.000000	0.000000
----------	----------	--------	----------	--------	--------	--------	----------	----------

Gas acct. totals					
Fuel	Sales	Avail	Reinj.	Export	Excess
volume	volume	volume	volume	volume	volume
total	total	total	total	total	total
scc	scc	scc	scc	scc	scc
0.000000	0.000000	0.000000	13792.	13792.	13792.

Field injection									
Control	Water	Gas	Resv	Wet gas	Water	Gas	Resv	Wet gas	Import
mode	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	(makeup)
	rate	rate	rate	rate	total	total	total	total	fraction
	scc/H	scc/H	rcc/H	scc/H	scc	scc	rcc	scc	
none	0.000000	33700.	120.559	33700.	0.000000	16911.	60.3706	16911.	0.000000

Composition ( )				
Component	Total	Oil	Gas	Total
Name	Production	Production	Production	Injection
C1	94.5075	.4874	99.6861	98.9570
C10	5.4925	99.5126	.3139	1.0430

FIP Fluid in place report  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.40 elapsed 2.36 .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990

Fluid in place totals

Average pressure	PV weighted:	234.330	Atmosa
	HCPV weighted:	234.330	Atmosa
Total pore volume at P(ref)		163.987285	rcc
Total pore volume		164.023414	rcc
Hydrocarbon pore volume		164.023414	rcc
Average oil saturation		.864755	
Reservoir volume of oil		141.840120	rcc
Average gas saturation		.135245	
Reservoir volume of gas		22.183294	rcc
HydroC	1.736916	gm-M	41923.429793

	Moles		Wet gas volume		Mass		Material balance		Mole fraction
C1	1.189879	gm-M	28719.752941	scc	19.089224	gm	.995066		.685053
C10	.547037	gm-M	13203.676853	scc	73.302988	gm	1.002392		.314947
Average hydrocarbon molar density			.011 gm-M/rcc						
Average water molar density			.000 gm-M/rcc						

With respect to field separator

	Surface volume		Moles	
Oil	93.496226	scc	.545960	gm-M
Gas	28745.749512	scc	1.190956	gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.6850526	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.3149474	.9951262	.0000000	.0031386

WELLS Status of wells  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.40 elapsed 2.36 .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990

Well status													
Well name	Position	Control mode	Completions	Well type	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target or limit Atmosa	Thp target or limit Atmosa	Resv target or limit rcc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZCINY	1	WG	1	Injector	10.5085					1000.00			33700.
PZCPRO	1	BHP	1	Producer	10.5085					232.990			

Well rates												
Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Bhp value Atmosa	Thp values Atmosa	Resv prod/inj rate scc/H	GOR acc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj rate scc/H
PZCINY	WG	Injector	.000000	.000000	33700.	.000000	235.132		120.559	.000000	.000000	33700.
PZCPRO	BHP	Producer	12.3558	.000000	31617.	12.3558	232.990		120.962	2558.90	.000000	33359.

Total composition		
Well	C1	C10
PZCINY	98.9570	1.04300
PZCPRO	94.5075	5.49246

Well totals											
Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total scc	Water prod/inj total scc	Gas prod/inj total scc	Liquid prod/inj total scc	Resv prod/inj total scc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Wet gas prod/inj total scc	
PZCINY	WG	Injector	.000000	.000000	16911.	.000000	60.3706	.000000	.000000	16911.	
PZCPRO	BHP	Producer	15.9732	.000000	13792.	15.9732	59.6691	863.470	.000000	16044.	

COMPLETIONS Status of new completions  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.41 elapsed 2.37 .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990

All completions														
Well Name	I	J	K	Open ?	Pwell minus Pbhp Atmosa	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZCINY	1	1		1	Open	.000000	-.697041	.000000	.000000	33700.	.000000	.000000	.000000	48245.
PZCPRO	1	1		1	Open	.000000	1.22488	12.3558	.000000	31617.	2558.90	.000000	10.0874	25813.

PRESSURE Atmosa Oil phase pressures  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.41 elapsed 2.37 .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990

PRESSURE Max: 234.423 ( 1 1 1) Min: 234.204 ( 1 1 12) Non-zero min: 234.204 ( 1 1 12)

38

39

40

41

(I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) 234.4231  
 (\*, 1, 2) 234.413  
 (\*, 1, 3) 234.401  
 (\*, 1, 4) 234.387  
 (\*, 1, 5) 234.371  
 (\*, 1, 6) 234.353  
 (\*, 1, 7) 234.333  
 (\*, 1, 8) 234.311  
 (\*, 1, 9) 234.287  
 (\*, 1, 10) 234.261  
 (\*, 1, 11) 234.234  
 (\*, 1, 12) 234.204P

-----  
 SGAS Gas saturations .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990 42  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.41 elapsed 2.37

-----  
 SGAS Max: .185361 ( 1 1 1) Min: .107170 ( 1 1 12) Non-zero min: .107170 ( 1 1 12)  
 (I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) .185361  
 (\*, 1, 2) .17253  
 (\*, 1, 3) .16132  
 (\*, 1, 4) .15121  
 (\*, 1, 5) .14201  
 (\*, 1, 6) .13287  
 (\*, 1, 7) .12658  
 (\*, 1, 8) .12086  
 (\*, 1, 9) .11595  
 (\*, 1, 10) .11191  
 (\*, 1, 11) .10895  
 (\*, 1, 12) .10717P

-----  
 SOIL Oil saturations .5018 Hours report step 5, 1 Jan 1990 43  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 1.41 elapsed 2.37

-----  
 SOIL Max: .892830 ( 1 1 12) Min: .814639 ( 1 1 1) Non-zero min: .814639 ( 1 1 1)  
 (I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) .814641  
 (\*, 1, 2) .82747  
 (\*, 1, 3) .83868  
 (\*, 1, 4) .84879  
 (\*, 1, 5) .85799  
 (\*, 1, 6) .86637  
 (\*, 1, 7) .87342  
 (\*, 1, 8) .87914  
 (\*, 1, 9) .88405  
 (\*, 1, 10) .88809  
 (\*, 1, 11) .89105  
 (\*, 1, 12) .89283P

Advancing simulation to .6691 Hours Cp/El:1.4/2.4  

Time Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/	
s	s	scc	scc	H	H		H	H	
Max ; .5	.017	2594.0	0.0	12.199	0.0	31645. 234.31	0.0	33700. 1	
Max ; .5	.017	2661.9	0.0	11.905	0.0	31689. 234.29	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	2729.5	0.0	11.626	0.0	31735. 234.27	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	2796.9	0.0	11.362	0.0	31779. 234.25	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	2863.9	0.0	11.111	0.0	31821. 234.23	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	2930.5	0.0	10.872	0.0	31861. 234.22	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	2996.8	0.0	10.644	0.0	31899. 234.20	0.0	33700. 1	
Max ; .6	.017	3062.6	0.0	10.427	0.0	31935. 234.18	0.0	33700. 1	
Max ; .7	.017	3128.1	0.0	10.220	0.0	31970. 234.17	0.0	33700. 1	
HRep; .7	.009	3193.1	0.0	10.023	0.0	32003. 234.16	0.0	33700. 1	
Rep ; .7	.009	3226.8	0.0	9.9238	0.0	32023. 234.16	0.0	33700. 1	

Reached report at .6691 Hours Cp/El:1.6/2.7  
 Advancing simulation to .8364 Hours Cp/El:1.7/2.8  

Time Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/	
s	s	scc	scc	H	H		H	H	
Max ; .7	.017	3260.4	0.0	9.8267	0.0	32039. 234.14	0.0	33700. 1	
Max ; .7	.017	3324.7	0.0	9.6452	0.0	32068. 234.13	0.0	33700. 1	
Max ; .7	.017	3388.6	0.0	9.4720	0.0	32097. 234.12	0.0	33700. 1	
Max ; .7	.017	3452.1	0.0	9.3060	0.0	32125. 234.11	0.0	33700. 1	
Max ; .8	.017	3515.2	0.0	9.1466	0.0	32152. 234.09	0.0	33700. 1	
Max ; .8	.017	3577.9	0.0	8.9935	0.0	32178. 234.08	0.0	33700. 1	
Max ; .8	.017	3640.3	0.0	8.8462	0.0	32203. 234.07	0.0	33700. 1	
Max ; .8	.017	3702.4	0.0	8.7045	0.0	32227. 234.06	0.0	33700. 1	
Max ; .8	.017	3764.1	0.0	8.5680	0.0	32251. 234.05	0.0	33700. 1	
HRep; .8	.009	3825.4	0.0	8.4365	0.0	32273. 234.05	0.0	33700. 1	
Rep ; .8	.009	3857.2	0.0	8.3703	0.0	32286. 234.04	0.0	33700. 1	

Reached report at .8364 Hours Cp/El:1.9/3.2  
 Advancing simulation to 1.0 Hours Cp/El:1.9/3.3  

Time Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/	
s	s	scc	scc	H	H		H	H	
Max ; .9	.017	3888.9	0.0	8.3049	0.0	32297. 234.04	0.0	33700. 1	
Max ; .9	.017	3949.7	0.0	8.1822	0.0	32317. 234.03	0.0	33700. 1	
Max ; .9	.017	4010.1	0.0	8.0639	0.0	32337. 234.02	0.0	33700. 1	
Max ; .9	.017	4070.3	0.0	7.9496	0.0	32357. 234.01	0.0	33700. 1	
Max ; .9	.017	4130.1	0.0	7.8391	0.0	32376. 234.00	0.0	33700. 1	
Max ; .9	.017	4189.7	0.0	7.7320	0.0	32395. 233.99	0.0	33700. 1	
Max ; 1.0	.017	4249.0	0.0	7.6282	0.0	32413. 233.99	0.0	33700. 1	
Max ; 1.0	.017	4308.1	0.0	7.5276	0.0	32430. 233.98	0.0	33700. 1	
Max ; 1.0	.017	4367.0	0.0	7.4301	0.0	32447. 233.97	0.0	33700. 1	
HRep; 1.0	.009	4425.6	0.0	7.3354	0.0	32463. 233.97	0.0	33700. 1	
Rep ; 1.0	.009	4456.0	0.0	7.2874	0.0	32472. 233.97	0.0	33700. 1	

-----  
 REPORT Summary of report step 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990 58  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.10 elapsed 3.66

First step: .002 Min. step: .002 Max. step: .02 Largest.incr.fact.: 2.00 Smallest decr.fact: .300  
 Time truncation target: .2000 limit:10.0000  
 OThroughput ratio target : .5000 limit: 1.0000  
 Linear target .000000 Max non linears: 20 Max linears: 40  
 OTotal report steps: 8 Total time steps: 70 Total non-linear its: 85 Total linear its: 85  
 OMax changes: pres : 377E-02 1 1 1 satn : 422E-03 1 1 12  
 Throughput ratio : average : .000E+00 max : 600E+00 0 0 0  
 GOR 4455.97 scc/scc WCT .000000 scc/scc WGR .000000 scc/scc PAV 233.966074 Atmos  
 OPR 7.29 scc/H WPR .00 scc/H GPR 32472.43 scc/H HWPAV 233.966074 Atmos  
 WIR .00 scc/H GIR 33700.00 scc/H

=Field production=

Control mode	Oil prod. rate scc/H	Water prod. rate scc/H	Gas prod. rate scc/H	Liquid prod. rate scc/H	Resv prod. rate scc/H	Wet gas prod. rate scc/H	Oil prod. total scc	Water prod. total scc	Gas prod. total scc	Liquid prod. total scc	Resv prod. total scc	Wet gas prod. total scc
Passive	7.28741	.000000	32472.	7.28741	120.830	33500.	20.6433	.000000	29917.	20.6433	120.331	32827.

Gas acct. rates	Fuel volume rate	Sales volume rate	Avail. rate reinj.	Reinj. volume rate	Export volume rate	Sum volume rate	Excess volume rate	Advance volume rate	Makeup volume rate
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H
	.000000	.000000	32472.	.000000	32472.	32472.	32472.	.000000	.000000

Gas acct. totals	Fuel volume total	Sales volume total	Avail. volume total	Reinj. volume total	Export volume total	Excess volume total
	scc	scc	scc	scc	scc	scc
	.000000	.000000	.000000	29917.	29917.	29917.

Field injection Control mode	Water inject. rate	Gas inject. rate	Resv. inject. rate	Wet gas inject. rate	Water inject. total	Gas inject. total	Resv. inject. total	Wet gas inject. total	Import (makeup) total
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc	scc	scc	scc	scc
none	.000000	33700.	120.700	33700.	.000000	33825.	120.921	33825.	.000000

Composition Component Name	Total Production	Oil Production	Gas Production	Total Injection
C1	96.6447	.4874	99.6861	98.9570
C10	3.3553	99.5126	.3139	1.0430

FIP Fluid in place report 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.11 elapsed 3.67

Fluid in place totals

Average pressure	PV weighted:	233.966 Atmos
	MCPV weighted:	233.966 Atmos
Total pore volume at P(ref)		163.987285 rcc
Total pore volume		164.013471 rcc
Hydrocarbon pore volume		164.013471 rcc
Average oil saturation		.828562
Reservoir volume of oil		135.895332 rcc
Average gas saturation		.171438
Reservoir volume of gas		28.118139 rcc
HydroC	1.742180 gm-M	42050.489975 scc

	Moles	Wet gas volume	Mass	Material balance	Mole fraction
C1	1.216608 gm-M	29364.911715 scc	19.518043 gm	.994478	.698325
C10	.525572 gm-M	12685.578260 scc	70.426654 gm	1.003118	.301675
Average hydrocarbon molar density		.011 gm-M/rcc			
Average water molar density		.030 gm-M/rcc			

With respect to field separator

	Surface volume	Moles
Oil	89.787750 scc	524305 gm-M
Gas	29395.495080 scc	1.217875 gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.6983251	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.3016749	.9951262	.0000000	.0031386

WELLS Status of wells 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.11 elapsed 3.67

Well name	Position	Control mode	Completion	Well type	Bhp ref. depth	Oil target or limit	Water target or limit	Gas target or limit	Liquid target or limit	Bhp target or limit	Thp target or limit	Resv target or limit	Wet gas target or limit
PZOINY	1	WG	1	Injector	10.5089					1000.00			33700.
PZOPRO	1	BHP	1	Producer	10.5089					232.990			

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate	Water prod/inj rate	Gas prod/inj rate	Liquid prod/inj rate	Bhp value	Thp value	Resv prod/inj rate	GOR	WCT	Wet gas prod/inj rate
			scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	Atmosa	Atmosa	scc/scc	scc/scc	scc/scc	scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	33700.	.000000	234.638		120.700	.000000	.000000	33700.
PZOPRO	BHP	Producer	7.28741	.000000	32472.	7.28741	232.990		120.830	4455.97	.000000	33500.

Well	C1	C10
PZOINY	98.9570	1.04300
PZOPRO	96.6447	3.35534

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total	Water prod/inj total	Gas prod/inj total	Liquid prod/inj total	Resv prod/inj total	Total GOR	Total WCT	Wet gas prod/inj total
			scc	scc	scc	scc	scc	scc/scc	scc/scc	scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	33825.	.000000	120.921	.000000	.000000	33825.
PZOPRO	BHP	Producer	20.64331	.000000	29917.	20.6433	120.331	1449.24	.000000	32827.

CCOMPLETIONS Status of new completions 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.11 elapsed 3.67

All completions Well Name	Position I	Position J	Open ? K	Pwell minus Pbhp Atmos	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1	1	1	Open	.000000	-.597867	.000000	.000000	33700.	.000000	.000000	.000000	56265.
PZOPRO	1	1	12	Open	.000000	.885629	7.28741	.000000	32472.	4455.97	.000000	8.22665	36658.

PRESSURE Atmos Oil phase pressures 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.12 elapsed 3.68



PRESSURE Max: 234.036 ( 1 1 1) Min: 233.873 ( 1 1 12) Non-zero min: 233.873 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) 234.036I  
 (\*, 1, 2) 234.029  
 (\*, 1, 3) 234.021  
 (\*, 1, 4) 234.009  
 (\*, 1, 5) 233.997  
 (\*, 1, 6) 233.983  
 (\*, 1, 7) 233.968  
 (\*, 1, 8) 233.951  
 (\*, 1, 9) 233.933  
 (\*, 1, 10) 233.914  
 (\*, 1, 11) 233.894  
 (\*, 1, 12) 233.873P

SGAS Gas saturations  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.12 elapsed 3.68 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990

SGAS Max: .210221 ( 1 1 1) Min: .146849 ( 1 1 12) Non-zero min: .146849 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) .210221  
 (\*, 1, 2) .20375  
 (\*, 1, 3) .19592  
 (\*, 1, 4) .18658  
 (\*, 1, 5) .17821  
 (\*, 1, 6) .17066  
 (\*, 1, 7) .16299  
 (\*, 1, 8) .15505  
 (\*, 1, 9) .15458  
 (\*, 1, 10) .15096  
 (\*, 1, 11) .14835  
 (\*, 1, 12) .14685P

SOIL Oil saturations  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 2.12 elapsed 3.68 1.0037 Hours report step 8, 2 Jan 1990

SOIL Max: .853151 ( 1 1 12) Min: .789779 ( 1 1 1) Non-zero min: .789779 ( 1 1 1)

(I, J, K) I= 1  
 (\*, 1, 1) .78978I  
 (\*, 1, 2) .78225  
 (\*, 1, 3) .80408  
 (\*, 1, 4) .81342  
 (\*, 1, 5) .82179  
 (\*, 1, 6) .82934  
 (\*, 1, 7) .83571  
 (\*, 1, 8) .84095  
 (\*, 1, 9) .84542  
 (\*, 1, 10) .84904  
 (\*, 1, 11) .85165  
 (\*, 1, 12) .85315P

Advancing simulation to 1.2 Hours Cp/El:2.1/3.7  

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It	
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/		
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H		
Max	1.0	.017	4486.3	0.0	7.2400	0.0	32481	233.96	0.0	33700	1
Max	1.0	.017	4544.3	0.0	7.1505	0.0	32495	233.95	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4602.4	0.0	7.0637	0.0	32510	233.95	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4660.2	0.0	6.9793	0.0	32525	233.94	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4717.8	0.0	6.8972	0.0	32539	233.93	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4775.2	0.0	6.8172	0.0	32553	233.93	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4832.4	0.0	6.7393	0.0	32567	233.92	0.0	33700	1
Max	1.1	.017	4889.5	0.0	6.6634	0.0	32580	233.92	0.0	33700	1
Max	1.2	.017	4946.4	0.0	6.5893	0.0	32593	233.91	0.0	33700	1
HRRep	1.2	.009	5003.1	0.0	6.5171	0.0	32606	233.91	0.0	33700	1
Rep	1.2	.009	5032.5	0.0	6.4804	0.0	32613	233.91	0.0	33700	1

Reached report at 1.2 Hours Cp/El:2.3/4.1

Advancing simulation to 1.3 Hours Cp/El:2.4/4.1  

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It	
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/		
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H		
Max	1.2	.017	5061.9	0.0	6.4441	0.0	32619	233.90	0.0	33700	1
Max	1.2	.017	5118.3	0.0	6.3753	0.0	32631	233.90	0.0	33700	1
Max	1.2	.017	5174.7	0.0	6.3081	0.0	32642	233.89	0.0	33700	1
Max	1.2	.017	5230.8	0.0	6.2426	0.0	32654	233.89	0.0	33700	1
Max	1.3	.017	5286.9	0.0	6.1785	0.0	32665	233.88	0.0	33700	1
Max	1.3	.017	5342.8	0.0	6.1159	0.0	32678	233.88	0.0	33700	1
Max	1.3	.017	5398.6	0.0	6.0546	0.0	32687	233.87	0.0	33700	1
Max	1.3	.017	5454.3	0.0	5.9948	0.0	32698	233.87	0.0	33700	1
Max	1.3	.017	5509.9	0.0	5.9362	0.0	32708	233.87	0.0	33700	1
HRRep	1.3	.009	5565.4	0.0	5.8788	0.0	32718	233.86	0.0	33700	1
Rep	1.3	.009	5594.2	0.0	5.8495	0.0	32724	233.86	0.0	33700	1

Reached report at 1.3 Hours Cp/El:2.6/4.6

Advancing simulation to 1.5 Hours Cp/El:2.6/4.6  

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It	
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/		
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H		
Max	1.4	.017	5623.0	0.0	5.8205	0.0	32729	233.86	0.0	33700	1
Max	1.4	.017	5678.3	0.0	5.7655	0.0	32738	233.85	0.0	33700	1
Max	1.4	.017	5733.5	0.0	5.7116	0.0	32747	233.85	0.0	33700	1
Max	1.4	.017	5788.6	0.0	5.6588	0.0	32757	233.85	0.0	33700	1
Max	1.4	.017	5843.7	0.0	5.6070	0.0	32766	233.84	0.0	33700	1
Max	1.4	.017	5898.7	0.0	5.5563	0.0	32775	233.84	0.0	33700	1
Max	1.5	.017	5953.6	0.0	5.5065	0.0	32784	233.83	0.0	33700	1
Max	1.5	.017	6008.4	0.0	5.4577	0.0	32792	233.83	0.0	33700	1
Max	1.5	.017	6063.2	0.0	5.4098	0.0	32801	233.83	0.0	33700	1
HRRep	1.5	.009	6117.9	0.0	5.3629	0.0	32809	233.83	0.0	33700	1
Rep	1.5	.009	6146.2	0.0	5.3388	0.0	32814	233.82	0.0	33700	1

Reached report at 1.5 Hours Cp/El:2.8/5.4

Advancing simulation to 1.7 Hours Cp/El:2.8/5.4  

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It	
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/		
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H		
Max	1.5	.017	6174.6	0.0	5.3150	0.0	32818	233.82	0.0	33700	1
Max	1.5	.017	6229.2	0.0	5.2697	0.0	32826	233.82	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6283.7	0.0	5.2252	0.0	32833	233.81	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6338.1	0.0	5.1815	0.0	32841	233.81	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6392.5	0.0	5.1386	0.0	32849	233.81	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6446.9	0.0	5.0964	0.0	32856	233.80	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6501.2	0.0	5.0550	0.0	32863	233.80	0.0	33700	1
Max	1.6	.017	6555.5	0.0	5.0142	0.0	32871	233.80	0.0	33700	1
Max	1.7	.017	6609.8	0.0	4.9741	0.0	32878	233.79	0.0	33700	1
HRRep	1.7	.009	6664.0	0.0	4.9347	0.0	32885	233.79	0.0	33700	1
Rep	1.7	.009	6692.1	0.0	4.9146	0.0	32889	233.79	0.0	33700	1

Reached report at 1.7 Hours Cp/El:3.0/5.9

Advancing simulation to 1.8 Hours Cp/El:3.0/5.9  

Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/	
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H	

Max	1.7	.017	6720.2	0.0	4.8945	0.0	32692.	233.79	0.0	33700.	1
Max	1.7	.017	6774.4	0.0	4.8564	0.0	32899.	233.79	0.0	33700.	1
Max	1.7	.017	6828.5	0.0	4.8189	0.0	32906.	233.78	0.0	33700.	1
Max	1.7	.017	6882.6	0.0	4.7819	0.0	32912.	233.78	0.0	33700.	1
Max	1.8	.017	6936.7	0.0	4.7456	0.0	32919.	233.78	0.0	33700.	1
Max	1.8	.017	6990.8	0.0	4.7098	0.0	32925.	233.78	0.0	33700.	1
Max	1.8	.017	7044.9	0.0	4.6745	0.0	32931.	233.77	0.0	33700.	1
Max	1.8	.017	7099.0	0.0	4.6397	0.0	32937.	233.77	0.0	33700.	1
Max	1.8	.017	7153.1	0.0	4.6055	0.0	32943.	233.77	0.0	33700.	1
HRep	1.8	.009	7207.2	0.0	4.5717	0.0	32949.	233.77	0.0	33700.	1
Rep	1.8	.009	7235.3	0.0	4.5545	0.0	32953.	233.76	0.0	33700.	1

Reached report at 1.8 Hours Cp/EI:3.2/6.8

Advancing simulation to											
Time	Step	GOR	WCT	OPR	WPR	GPR	FPR	WIR	GIR	It	
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/		
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H		

Reached report at 2.0 Hours Cp/EI:3.5/7.2

REPCRT Summary of report step 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.45 elapsed 7.23

First step: .002 Min. step: .002 Max. step: .02 Largest.incr.fact.: 2.00 Smallest.decr.fact.: .300  
 Time truncation target: .2000 limit:10.0000  
 Throughput ratio target: .5000 limit: 1.0000  
 Linear target .000000 Max non linears: 20 Max linears: 40  
 Total report steps: 14 Total time steps: 135 Total non-linear its: 150 Total linear its: 150  
 OMax changes:pres -1.85E-02 1 1 1 satn .361E+03 1 1 9 0 0 0  
 Throughput ratio: average .000E+00 max .000E+00  
 GCR 7739.84 scc/scc WCT .000000 scc/scc WGR .000000 scc/scc PAV 233.742215 Atmos  
 OPR 4.26 scc/H WPR .60 scc/H GPR 33004.83 scc/H HWPV 233.742215 Atmos  
 WIR .00 scc/H GIR 33700.00 scc/H

Field production												
Control	Oil	Water	Gas	Liquid	Resv	Wet gas	Oil	Water	Gas	Liquid	Resv	Wet gas
mode	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.	prod.
	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc	scc	scc	scc	scc	scc
Passive	4.26428	.000000	33005.	4.26428	120.838	33606.	26.1008	.000000	62551.	26.1008	240.591	66230.

Gas acct. rates											
Fuel	Sales	Avail.	Reinj.	Export	Sur	Excess	Advance	Makeup			
volume	rate	rate	rate	rate	volume	volume	volume	volume			
rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate			
scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H			
.000000	.000000	33005.	.000000	33005.	33005.	33005.	.000000	.000000			

Gas acct. totals											
Fuel	Sales	Avail.	Reinj.	Export	Excess						
volume	volume	volume	volume	volume	volume						
total	total	total	total	total	total						
scc	scc	scc	scc	scc	scc						
.000000	.000000	.000000	62551.	62551.	62551.						

Field injection											
Control	Water	Gas	Resv	Wet gas	Water	Gas	Resv	Wet gas	Import		
mode	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	inject.	(makeup)	
	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	rate	fraction	
	scc/H	scc/H	scc/H	scc/H	scc	scc	scc	scc	scc		
none	.000000	33700.	120.792	33700.	.000000	67366.	241.102	67366.	.000000		

Composition (%)											
Component	Total	Oil	Gas	Total							
Name	Production	Production	Production	Injection							
C1	97.9173	4874	99.6861	98.9570							
C10	2.0883	99.5126	.3139	1.0430							

FIP Fluid in place report 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.46 elapsed 7.24

Fluid in place totals											
Average pressure	PV weighted:	233.742 Atmos									
	HCPV weighted:	233.742 Atmos									
Total pore volume at P(rcf)		163.987285	rcc								
Total pore volume		164.007439	rcc								
Hydrocarbon pore volume		164.007439	rcc								
Average oil saturation		.793375									
Reservoir volume of oil		130.119465	rcc								
Average gas saturation		.206625									
Reservoir volume of gas		33.887975	rcc								
HydroC	1.747808	gm-M	42186.321698	scc							
	Moles		Wet gas volume	Mass							
C1	1.243422	gm-M	30012.111483	scc	19.948219	gm	.994131	.711418			
C10	.504386	gm-M	12174.210215	scc	67.587687	gm	1.003556	.288582			
Average hydrocarbon molar density			.011 gm-M/rcc								
Average water molar density			.000 gm-M/rcc								
With respect to field separator											
	Surface volume			Moles							
Oil	86.127216	scc		.502930	gm-M						
Gas	30047.255031	scc		1.244878	gm-M						
Compositions											
	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas							
C1	.7114181	.0048738	.0000000	.9968614							
C10	.2885819	.9951262	.0000000	.0031386							

WELLS Status of wells 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.46 elapsed 7.24

Well name	Position	Control mode	Completions	Well type	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target or limit Atmos	Thp target or limit Atmos	Resv target or limit rcc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZOINY	1	WG	1	Injector	10.5095					1000.00			33700.
PZOPRO	1	BHP	1	Producer	10.5095					232.990			

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Resv value Atmos	Thp values Atmos	Resv rate rcc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	33700.	.000000	234.318		120.792	.000000	.000000	33700.
PZOPRO	BHP	Producer	4.26428	.000000	33005.	4.26428	232.990		120.838	7739.84	.000000	33606.

Well	C1	C10
PZOINY	98.9576	1.04300
PZOPRO	97.9120	2.08798

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total scc	Water prod/inj total scc	Gas prod/inj total scc	Liquid prod/inj total scc	Resv prod/inj total rcc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Wet gas total scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	67366.	.000000	241.102	.000000	.000000	67366.
PZOPRO	BHP	Producer	26.1008	.000000	62551.	26.1008	240.591	2396.52	.000000	66230.

1 COMPLETIONS Status of new completions 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990 103  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.47 elapsed 7.25

Well Name	Position I	Position J	Position K	Open ?	Pwell minus Pbhpp Atmos	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1	1	1	Open	.000000	.517425	.000000	.000000	33700.	.000000	.000000	.000000	.000000	65028.
PZOPRO	1	1	12	Open	.000000	.683541	4.26428	.000000	33005.	7739.84	.000000	6.23851	.000000	48285.

1 PRESSURE Atmos Oil phase pressures 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990 104  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.47 elapsed 7.25

PRESSURE Max: 233.794 ( 1 1 1) Min: 233.672 ( 1 1 12) Non-zero min: 233.672 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(* 1, 1) 233.7941
(* 1, 2) 233.788
(* 1, 3) 233.781
(* 1, 4) 233.773
(* 1, 5) 233.765
(* 1, 6) 233.755
(* 1, 7) 233.744
(* 1, 8) 233.732
(* 1, 9) 233.719
(* 1, 10) 233.704
(* 1, 11) 233.689
(* 1, 12) 233.672P

1 SGAS Gas saturations 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990 105  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.47 elapsed 7.25

SGAS Max: .231820 ( 1 1 1) Min: .189367 ( 1 1 12) Non-zero min: .189367 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(* 1, 1) .231821
(* 1, 2) .226097
(* 1, 3) .220373
(* 1, 4) .21581
(* 1, 5) .21124
(* 1, 6) .20707
(* 1, 7) .20347
(* 1, 8) .20050
(* 1, 9) .19644
(* 1, 10) .19307
(* 1, 11) .19071
(* 1, 12) .18937P

1 SOIL Oil saturations 1.9990 Hours report step 14, 2 Jan 1990 106  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.47 elapsed 7.25

SOIL Max: .810633 ( 1 1 12) Min: .768180 ( 1 1 1) Non-zero min: .768180 ( 1 1 1)

(I, J, K) I= 1

(* 1, 1) .768181
(* 1, 2) .77391
(* 1, 3) .77964
(* 1, 4) .78419
(* 1, 5) .78876
(* 1, 6) .79293
(* 1, 7) .79653
(* 1, 8) .79950
(* 1, 9) .80256
(* 1, 10) .80693
(* 1, 11) .80929
(* 1, 12) .81063P

56 Reading WELLINJE

57 Reading TSTEP

Time Hour	Step Hour	GOR scc/scc	WCT scc/scc	OPR scc/H	Cp/El: 3.5/7.3 WPR scc/H	GPR scc/H	FPR scc/H	WIR scc/H	GIR scc/H	It
Max ; 2.0 .017 7699.6										
Max ; 2.0 .017 7699.5										
Max ; 2.0 .017 7755.7										
Max ; 2.1 .017 7829.3										
Max ; 2.1 .017 7905.5										
Max ; 2.1 .017 7982.3										
Max ; 2.1 .017 8059.2										
Max ; 2.1 .017 8135.8										
Max ; 2.1 .017 8212.4										
HRep; 2.2 .013 8288.7										
Rep ; 2.2 .013 8347.1										

First step: 002 Min. step: 002 Max. step: .02 Largest.incr.fact.: 2.00 Smallest.decr.fact.: .300  
 Time truncation target: .2000 limit:10.0000  
 Throughput ratio target: .5000 limit: 1.0000  
 Linear target: .000000 Max non linears: 20 Max linears: 40  
 Total report steps: 15 Total time steps: 146 Total non-linear its: 162 Total linear its: 162  
 Max changes: pres -.531E-02 1 1 1 satn .644E-03 1 1 1  
 Throughput ratio: average .000E+00 max .700E+00  
 GCR 8347.14 acc/scc WCT .000000 scc/scc WGR .000000 acc/scc PAV 234.457439 Atmos  
 GPR 7.92 acc/H WPR .00 scc/H GPR 66124.96 scc/H HWP/PAV 234.457439 Atmos  
 WIR .00 scc/H GIR 67400.00 scc/H

Control mode	Oil prod. rate scc/H	Water prod. rate scc/H	Gas prod. rate scc/H	Liquid prod. rate scc/H	Resv prod. rate rcc/H	Wet gas prod. rate scc/H	Oil prod. total scc	Water prod. total scc	Gas prod. total scc	Liquid prod. total scc	Resv prod. total rcc	Wet gas prod. total scc
Passive	7.92187	.000000	66125.	7.92187	241.113	67241.	27.5384	.000000	74017.	27.5384	282.446	77898.

Fuel volume rate scc/H	Sales volume rate scc/H	Avail. rate for reinj. scc/H	Reinj. volume rate scc/H	Export volume rate scc/H	Sum volume rate scc/H	Excess volume rate scc/H	Advance volume rate scc/H	Makeup volume rate scc/H
.000000	.000000	66125.	.000000	66125.	66125.	66125.	.000000	.000000

Fuel total scc	Sales total scc	Avail. total scc	Reinj. total scc	Export total scc	Excess total scc
.000000	.000000	.000000	74017.	74017.	74017.

Control mode	Water inject. rate scc/H	Gas inject. rate scc/H	Resv inject. rate rcc/H	Wet gas inject. rate scc/H	Water inject. total scc	Gas inject. total scc	Resv inject. total rcc	Wet gas inject. total scc	Import inject. (makeup) total fraction
none	.000000	67400.	241.030	67400.	.000000	79202.	283.434	79202.	.000000

Component Name	Total Production	Oil Production	Gas Production	Total Injection
C1	98.0390	.4874	99.6861	98.9570
C10	1.9610	99.5126	.3139	1.0430

Fluid in place totals

Average pressure PV weighted: 234.457 Atmos  
 HCPV weighted: 234.457 Atmos  
 Total pore volume at P(ref) 163.987285 rcc  
 Total pore volume 164.026631 rcc  
 Hydrocarbon pore volume 164.026631 rcc  
 Average oil saturation .786986  
 Reservoir volume of oil 129.086728 rcc  
 Average gas saturation .213014  
 Reservoir volume of gas 34.939904 rcc  
 HydroC 1.752032 gm-M 42288.284185 scc

	Moles	Wet gas volume	Mass	Material balance	Mole fraction
C1	1.252368 gm-M	30228.027455 scc	20.091732 gm	.991587	.714809
C10	.499665 gm-M	12060.256730 scc	66.955050 gm	1.033570	.265191
Average hydrocarbon molar density	.011 gm-M/rcc				
Average water molar density	.060 gm-M/rcc				

With respect to field separator

	Surface volume	Moles
Oil	85.309892 scc	.498157 gm-M
Gas	30264.414034 scc	1.253875 gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.7148086	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.2851914	.9951262	.0000000	.0031386

Well status

Well name	Position	Control mode	Well type	Completions	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target or limit Atmos	Thp target or limit Atmos	Resv target or limit rcc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZOINY	1	WG	Injector	1	10.5085					1000.00			67400.
PZOPRO	1	BHP	Producer	1	10.5085					232.990			

Well rates

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Bhp value Atmos	Thp values Atmos	Resv prod/inj rate scc/sec	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj rate scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	67400.	.000000	235.531		241.030	.000000	.000000	67400.
PZOPRO	BHP	Producer	7.92187	.000000	66125.	7.92187	232.990		241.113	8347.14	.000000	67241.

Well composition

Well	C1	C10
PZOINY	98.9570	1.04300
PZOPRO	98.0390	1.96104

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total scc	Water prod/inj total scc	Gas prod/inj total scc	Liquid prod/inj total scc	Resv prod/inj total rcc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Wet gas prod/inj total scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	79202	.000000	283.434	.000000	.000000	79202
PZOPRO	BHP	Producer	27.5384	.000000	74017	27.5384	282.446	2687.76	.000000	77898

110 COMPLETIONS Status of new completions  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.72 elapsed 8.14 2.1746 Hours report step 15, 3 Jan 1990

Well Name	Position I	Position J	Position K	Open ?	Pwell Pinus Atm	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1	1	1	Open	.000000	-.951629	.000000	.000000	67400	.000000	.000000	.000000	.000000	70623
PZOPRO	1	1	12	Open	.000000	1.32348	7.92187	.000000	66125	8347.14	.000000	5.98562	.000000	49963

111 PRESSURE Atmos Oil phase pressures  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.73 elapsed 8.15 2.1746 Hours report step 15, 3 Jan 1990

PRESSURE Max: 234.574 ( 1 1 1) Min: 234.310 ( 1 1 12) Non-zero min: 234.310 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	234.5741
(*, 1, 2)	234.561
(*, 1, 3)	234.545
(*, 1, 4)	234.526
(*, 1, 5)	234.506
(*, 1, 6)	234.483
(*, 1, 7)	234.458
(*, 1, 8)	234.432
(*, 1, 9)	234.403
(*, 1, 10)	234.374
(*, 1, 11)	234.343
(*, 1, 12)	234.310P

112 SGAS Gas saturations  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.73 elapsed 8.15 2.1746 Hours report step 15, 3 Jan 1990

SGAS Max: .245738 ( 1 1 1) Min: .195576 ( 1 1 12) Non-zero min: .195576 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	.245741
(*, 1, 2)	.23633
(*, 1, 3)	.22848
(*, 1, 4)	.22184
(*, 1, 5)	.21618
(*, 1, 6)	.21134
(*, 1, 7)	.20745
(*, 1, 8)	.20432
(*, 1, 9)	.20176
(*, 1, 10)	.19938
(*, 1, 11)	.19705
(*, 1, 12)	.19558P

113 SOIL Oil saturations  
Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 3.73 elapsed 8.15 2.1746 Hours report step 15, 3 Jan 1990

SOIL Max: .804424 ( 1 1 12) Min: .754262 ( 1 1 1) Non-zero min: .754262 ( 1 1 1)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	.754261
(*, 1, 2)	.75167
(*, 1, 3)	.77152
(*, 1, 4)	.77816
(*, 1, 5)	.78382
(*, 1, 6)	.78866
(*, 1, 7)	.79257
(*, 1, 8)	.79568
(*, 1, 9)	.79824
(*, 1, 10)	.80062
(*, 1, 11)	.80295
(*, 1, 12)	.80442P

Advancing simulation to		2.3 Hours		Cp/El:3.7/8.2											
Time	Step	GOR	WCT	OPR	WFR	GPR	FPR	WIR	GIR	It					
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/						
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H						
Max ;	2.2	.017	8405.2	0.0	7.8683	0.0	66134	234.45	0.0	67400	1				
Max ;	2.2	.017	8490.0	0.0	7.8002	0.0	66146	234.45	0.0	67400	1				
Max ;	2.2	.017	8555.4	0.0	7.7330	0.0	66159	234.44	0.0	67400	1				
Max ;	2.2	.017	8630.1	0.0	7.6673	0.0	66170	234.44	0.0	67400	1				
Max ;	2.3	.017	8703.7	0.0	7.6037	0.0	66181	234.43	0.0	67400	1				
Max ;	2.3	.017	8779.0	0.0	7.5399	0.0	66193	234.43	0.0	67400	1				
Max ;	2.3	.017	8852.2	0.0	7.4787	0.0	66203	234.42	0.0	67400	1				
Max ;	2.3	.017	8889.2	0.0	7.4594	0.0	66208	234.41	0.0	67400	1				
HRep ;	2.3	.013	8920.6	0.0	7.4237	0.0	66224	234.41	0.0	67400	1				
Rep ;	2.3	.013	8944.3	0.0	7.4038	0.0	66222	234.40	0.0	67400	1				
Reached report at 2.3 Hours Cp/El:3.9/8.7															

Advancing simulation to		2.5 Hours		Cp/El:3.9/8.7											
Time	Step	GOR	WCT	OPR	WFR	GPR	FPR	WIR	GIR	It					
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/						
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H						
Max ;	2.4	.017	8967.8	0.0	7.3847	0.0	66224	234.40	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	8998.3	0.0	7.3601	0.0	66228	234.39	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	9028.6	0.0	7.3358	0.0	66232	234.39	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	9058.7	0.0	7.3118	0.0	66236	234.38	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	9088.9	0.0	7.2881	0.0	66240	234.38	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	9119.0	0.0	7.2644	0.0	66244	234.37	0.0	67400	1				
Max ;	2.4	.017	9149.1	0.0	7.2410	0.0	66249	234.37	0.0	67400	1				
Max ;	2.5	.017	9179.2	0.0	7.2177	0.0	66253	234.36	0.0	67400	1				
Max ;	2.5	.017	9209.4	0.0	7.1945	0.0	66257	234.35	0.0	67400	1				
Max ;	2.5	.013	9239.5	0.0	7.1715	0.0	66261	234.35	0.0	67400	1				
Rep ;	2.5	.013	9262.7	0.0	7.1538	0.0	66264	234.35	0.0	67400	1				
Reached report at 2.5 Hours Cp/El:4.2/9.2															

Advancing simulation to		2.7 Hours		Cp/El:4.2/9.2											
Time	Step	GOR	WCT	OPR	WFR	GPR	FPR	WIR	GIR	It					
Hour	Hour	scc/	scc/	scc/	scc/	scc/	Atm	scc/	scc/						
s	s	scc	scc	H	H	H		H	H						
Max ;	2.5	.017	9286.0	0.0	7.1363	0.0	66267	234.34	0.0	67400	1				
Max ;	2.5	.017	9316.2	0.0	7.1135	0.0	66271	234.34	0.0	67400	1				
Max ;	2.6	.017	9346.4	0.0	7.0910	0.0	66275	234.33	0.0	67400	1				
Max ;	2.6	.017	9376.6	0.0	7.0685	0.0	66279	234.33	0.0	67400	1				
Max ;	2.6	.017	9406.8	0.0	7.0462	0.0	66283	234.32	0.0	67400	1				
Max ;	2.6	.017	9437.1	0.0	7.0241	0.0	66287	234.32	0.0	67400	1				
Max ;	2.6	.017	9467.3	0.0	7.0021	0.0	66291	234.31	0.0	67400	1				



	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.7252243	.0048738	.0000000	.9968614
C10	.2747757	.9951262	.0000000	.0031386

WELLS Status of wells  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 4.84 elapsed 10.92 3.0110 Hours report step 20, 4 Jan 1990 144

Well name	Position	Control mode	Completions	Well type	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target or limit Atmosa	Thp target or limit Atmosa	Resv target or limit rcc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZOINY	1	WG	1	Injector	10.5085					1000.00			67400.
PZOPRO	1	BHP	1	Producer	10.5085					232.990			

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Bhp value Atmosa	Thp values Atmosa	Resv prod/inj rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj rate scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	67400.	.000000	235.107		241.215	.000000	.000000	67400.
PZOPRO	BHP	Producer	6.53226	.000000	66372.	6.53226	232.990		241.286	10161.	.000000	67293.

Well	C1	C10
PZOINY	98.9570	1.04300
PZOPRO	98.3289	1.67107

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total scc	Water prod/inj total scc	Gas prod/inj total scc	Liquid prod/inj total scc	Resv prod/inj total rcc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Wet gas prod/inj total scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	135575.	.000000	485.114	.000000	.000000	135575.
PZOPRO	BHP	Producer	33.4501	.000000	129453.	33.4501	484.198	3870.05	.000000	134168.

COMPLETIONS Status of new completions  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 4.85 elapsed 10.93 3.0110 Hours report step 20, 4 Jan 1990 145

Well Name	Position I	Position J	Position K	Open ?	Pwell minus Pbhpa Atmosa	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1	1		Open	.000000	-.806865	.000000	.000000	67400.	.000000	.000000	.000000	.000000	83329.
PZOPRO	1	1	12	Open	.000000	1.10260	6.53226	.000000	66372.	10161.	.000000	5.92439	.000000	60196.

PRESSURE Atmosa Oil phase pressures  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 4.85 elapsed 10.93 3.0110 Hours report step 20, 4 Jan 1990 146

PRESSURE Max: 234.298 ( 1 1 1) Min: 234.091 ( 1 1 12) Non-zero min: 234.091 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	234.298I
(*, 1, 2)	234.287
(*, 1, 3)	234.274
(*, 1, 4)	234.260
(*, 1, 5)	234.245
(*, 1, 6)	234.228
(*, 1, 7)	234.209
(*, 1, 8)	234.188
(*, 1, 9)	234.166
(*, 1, 10)	234.143
(*, 1, 11)	234.117
(*, 1, 12)	234.091P

SGAS Gas saturations  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 4.85 elapsed 10.93 3.0110 Hours report step 20, 4 Jan 1990 147

SGAS Max: .277071 ( 1 1 1) Min: .222281 ( 1 1 12) Non-zero min: .222281 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	.277071
(*, 1, 2)	.26832
(*, 1, 3)	.26034
(*, 1, 4)	.25302
(*, 1, 5)	.24698
(*, 1, 6)	.24036
(*, 1, 7)	.23529
(*, 1, 8)	.23116
(*, 1, 9)	.22774
(*, 1, 10)	.22509
(*, 1, 11)	.22327
(*, 1, 12)	.22228P

SOIL Oil saturations  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 4.85 elapsed 10.93 3.0110 Hours report step 20, 4 Jan 1990 148

SOIL Max: .777719 ( 1 1 12) Min: .722929 ( 1 1 1) Non-zero min: .722929 ( 1 1 1)

(I, J, K) I= 1

(*, 1, 1)	.72293I
(*, 1, 2)	.73168
(*, 1, 3)	.73966
(*, 1, 4)	.74698
(*, 1, 5)	.75364
(*, 1, 6)	.75964
(*, 1, 7)	.76471
(*, 1, 8)	.76884
(*, 1, 9)	.77226
(*, 1, 10)	.77491
(*, 1, 11)	.77673
(*, 1, 12)	.77772P

Advancing simulation to 3.2 Hours Cp/El:4.9/10.9

Time Hour	Step Hour	GOR scc	WCT scc/scc	OPR scc/H	WFR scc/H	GPR scc/H	FPR Atm	WIR scc/H	GIR scc/H	It
Max :	3.0	.017	10175.	0.0	6.5231	0.0	66374.	234.20	0.0	67400. 1
Max :	3.0	.017	10203.	0.0	6.5079	0.0	66377.	234.20	0.0	67400. 1
Max :	3.1	.017	10231.	0.0	6.4879	0.0	66380.	234.20	0.0	67400. 1





Average gas saturation .258849  
 Reservoir volume of gas 42.455415 rcc  
 HydroC 1.758998 gm-M 42456.409220 scc

	Moles	Wet gas volume	Mass	Material Balance	Mole fraction
C1	1.286817 gm-M	31059.528703 scc	20.644408 gm	.991397	.731563
C10	.472180 gm-M	11396.880517 scc	63.272178 gm	1.003860	.268437
Average hydrocarbon molar density	.011 gm-M/rcc				
Average water molar density	.000 gm-M/rcc				

With respect to field separator

	Surface volume	Moles
Oil	80.561418 scc	.470429 gm-M
Gas	31101.805438 scc	1.288563 gm-M

Compositions

	Total	Separator oil	Separator NGLs	Separator gas
C1	.7315628	.0048738	.0000000	.9965614
C10	.2684372	.9951262	.0000000	.0031386

WELLS Status of wells 3.6800 Hours report step 24, 4 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 5.73 elapsed 13.77

Well name	Position	Control mode	Completions	Well type	Bhp ref. depth cm	Oil target or limit scc/H	Water target or limit scc/H	Gas target or limit scc/H	Liquid target or limit scc/H	Bhp target or limit Atmos	Thp target or limit Atmos	Resv target or limit scc/H	Wet gas target or limit scc/H
PZOINY	1 1	WG	1	Injector	10.5085					1000.00			67400.
PZOPRO	1 1	BHP	1	Producer	10.5085					232.990			

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj rate scc/H	Water prod/inj rate scc/H	Gas prod/inj rate scc/H	Liquid prod/inj rate scc/H	Bhp value Atmos	Thp values Atmos	Resv prod/inj rate rcc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Wet gas prod/inj rate scc/H
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	67400.	.000000	234.915		241.310	.000000	.000000	67400.
PZOPRO	BHP	Producer	5.94748	.000000	66473.	5.94748	232.990		241.365	11177.	.000000	67311.

Well name	C1	C10
PZOINY	98.9570	1.04300
PZOPRO	98.4508	1.54924

Well name	Control mode	Well type	Oil prod/inj total scc	Water prod/inj total scc	Gas prod/inj total scc	Liquid prod/inj total scc	Resv prod/inj total rcc	Total GOR scc/scc	Total WCT scc/scc	Wet gas prod/inj total scc
PZOINY	WG	Injector	.000000	.000000	180666.	.000000	646.521	.000000	.000000	180666.
PZOPRO	BHP	Producer	37.6100	.000000	173921.	37.6100	645.646	4623.57	.000000	179193.

COMPLETIONS Status of new completions 3.6800 Hours report step 24, 4 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 5.73 elapsed 13.77

Well Name	Position I J	Position K	Open ?	Pwell minus Pbh Atmos	Drawdown Atm	Oil rate scc/H	Water rate scc/H	Gas rate scc/H	GOR scc/scc	WCT scc/scc	Oil PI scc-H/A	Water PI scc-H/A	Gas PI scc-H/A
PZOINY	1 1		1	Open	.000000	-.751432	.000000	.000000	67400.	.000000	.000000	.000000	89491.
PZOPRO	1 1	12	Open	.000000	-.984072	5.94748	.000000	66473.	11177.	.000000	6.04375	.000000	67549.

PRESSURE Atmos Oil phase pressures 3.6800 Hours report step 24, 4 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 5.73 elapsed 13.77

PRESSURE Max: 234.162 ( 1 1 1) Min: 233.972 ( 1 1 12) Non-zero min: 233.972 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(* 1, 1)	234.162I
(* 1, 2)	234.151
(* 1, 3)	234.139
(* 1, 4)	234.125
(* 1, 5)	234.111
(* 1, 6)	234.095
(* 1, 7)	234.078
(* 1, 8)	234.060
(* 1, 9)	234.040
(* 1, 10)	234.019
(* 1, 11)	233.996
(* 1, 12)	233.972P

SGAS Gas saturations 3.6800 Hours report step 24, 4 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 5.74 elapsed 13.78

SGAS Max: .292259 ( 1 1 1) Min: .240434 ( 1 1 12) Non-zero min: .240434 ( 1 1 12)

(I, J, K) I= 1

(* 1, 1)	.29226I
(* 1, 2)	.28408
(* 1, 3)	.27660
(* 1, 4)	.26970
(* 1, 5)	.26339
(* 1, 6)	.25718
(* 1, 7)	.25287
(* 1, 8)	.24891
(* 1, 9)	.24564
(* 1, 10)	.24310
(* 1, 11)	.24137
(* 1, 12)	.24043P

SOIL Oil saturations 3.6800 Hours report step 24, 4 Jan 1990  
 Run on 5/12/97 at 17:24:40 version 96A cpu 5.74 elapsed 13.78

SOIL Max: .759566 ( 1 1 12) Min: .707741 ( 1 1 1) Non-zero min: .707741 ( 1 1 1)

(I, J, K) I= 1

```
(*, 1, 1) .707741
(*, 1, 2) .71592
(*, 1, 3) .72340
(*, 1, 4) .73030
(*, 1, 5) .73661
(*, 1, 6) .74229
(*, 1, 7) .74713
(*, 1, 8) .75109
(*, 1, 9) .75436
(*, 1, 10) .75690
(*, 1, 11) .75863
(*, 1, 12) .75957P
```

```
58 Reading SAVE
Saving step 24 time 3.680 4 Jan 1990
59 Reading END
7--Message at 3.6800 Hour 4 Jan 1990
7 368044 bytes used 4000000 available
7 616 characters used 5000 available
7 30.6703 KB/active cell
```

```
Unconverged stability checks 0 0
Unconverged flash calculations 0 0
Unconverged Psat calculations 0 0
Unconverged well model calls 0 0
Cubic solves with no positive root 0
```

```
Error summary
Corrupts 0
Warnings 0
Problems 0
Errors 0
Bugs 0
Final cpu 5.78 elapsed 14.00
```