



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**INYECCIÓN DE GASES EN
ESTRUCTURAS POROSAS Y
VUGULARES EN UN PROCESO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA.**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

MARTÍNEZ AGUILAR FRANCISCO.



DIRECTOR DE TESIS: Dra. Roció Guadalupe de la Torre Sánchez.
CO - DIRECTOR: Dr. Erick Emmanuel Luna Rogero.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO 2010

Agradecimientos.

A Dios.

Por haberme permitido vivir justo en este tiempo y en este espacio.

A mis padres.

Papá: ¡Gracias! por haberme dado todo el apoyo que en tus manos estuvo, para que pudiera terminar esta etapa de mi vida; tus enseñanzas, tu paciencia y tu comprensión, son piezas clave para verme en donde estoy ahora... Y eso, es algo que aunque lo anote en "la cuenta" nunca te lo podré pagar.

Mamá: ¡Gracias! porque con las bendiciones que recibía de tu mano cada vez que salía de casa, se iluminó mi camino para llegar hasta aquí. Los desvelos que pasaste por mí y tus sabios consejos, me permiten dedicarte este trabajo.

A mis Hermanos.

Pablo, Juana Isabel, Cristóbal de Jesús, Noé y Rosa Erandi. ¡Gracias! Porque desde niño recibí su protección, cariño y amor. ¡Gracias! por todos esos regaños y llamadas de atención, sépanse que me dan mucha fuerza para luchar todos los días.

A toda mi Familia.

Que basta recibir de ustedes una palmada en la espalda, para darme los ánimos suficientes y seguir adelante. ¡Gracias!

A mis Amigos.

Ingeniero Omar Hurtado, Ingeniero Jonathan Huerta, Estéfanny Sánchez, Ingeniero Javier Mendoza, Ingeniera Ángeles Domínguez, Jesús del Castillo, Ingeniero Yudel Juárez... y todos los que me faltó por mencionar, ¡Gracias! Porque juntos, hombro con hombro y desvelo tras desvelo logramos nuestros objetivos.

A mis Amigos del Alma.

A todos los miembros del n-veces H. "Campamento Estrellita". ¡Gracias! Por dejarme ser parte de este maravilloso grupo, que ha formado un lazo de hermandad irrompible, que con cada aventura se hace más fuerte y que a pesar del paso del tiempo, nos une más.

A la Dra. Roció de la Torre.

Que le bastó nuestra sencilla amistad para haber depositado su confianza en mí, y me supo guiar por el camino correcto para que se concluyeran satisfactoriamente mis estudios. ¡Gracias!

Al Dr. Erick E. Luna Rogero.

¡Gracias! por compartir ese impresionante conocimiento conmigo y, darme la oportunidad de ser parte de su importantísimo equipo de investigación.

Al equipo de Recuperación de Hidrocarburos del IMP.

¡Gracias! Por su orientación y apoyo. También les agradezco el que me hayan abierto las puertas y, junto a ustedes, hacerme sentir como en casa.

*A la Facultad de Ingeniería y a mi amada
Universidad Nacional Autónoma de México.*

¡Gracias! Porque de sus profesores y en sus aulas, recibí gratuitamente mi valiosa educación.

*Francisco Martínez Aguilar.
Febrero 2010.*

INDICE GENERAL.

	Página.
Índice.	<i>I</i>
Índice de Figuras.	III
Índice de Tablas.	VI
Capítulo 1. Antecedentes.	1
1.1 Mecanismos de Recuperación de Hidrocarburos.	1
1.2 Problemas actuales de la Recuperación Mejorada.	4
1.3 Estado actual de la Recuperación Mejorada.	7
1.4 Generalidades de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.	8
Capítulo 2. CO₂ como un Agente de Recuperación Mejorada.	10
2.1 Propiedades fisicoquímicas del CO ₂	10
2.2 Factores que hacen al CO ₂ un agente de Recuperación Mejorada.	11
2.3 Consideraciones de diseño. Generalidades.	16
Capítulo 3. Análisis Matemático.	18
Capítulo 4. Caracterización de los Núcleos.	29
4.1 Permeabilidad. Descripción del equipo utilizado.	29
4.1.2 Descripción del proceso.	33
4.2 Porosidad. Descripción del equipo utilizado.	36
4.2.1 Descripción del proceso.	37

Capítulo 5. Experimentos.	41
5.1 Generalidades de un apilamiento de Núcleos.	41
5.2 Descripción del equipo y acondicionamiento de los sistemas.	41
5.3 Experimento # 1.	45
5.4 Estudio Tomográfico.	46
5.4.1 Metodología del procesamiento de las imágenes obtenidas en los estudios experimentales de tomografía de rayos X.	48
5.4.2 Comportamiento de las imágenes obtenidas en los estudios experimentales de tomografía de rayos X.	55
5.4.3 Estudio sobre la porosidad efectiva de los tres fragmentos de núcleo en términos de la porosidad interpartícula, vóculos y fracturas.	62
5.4.4 Porosidad asociada a las regiones de alta y baja conductividad hidráulica. Segmentación de la porosidad efectiva.	68
5.5 Experimento # 2.	72
5.6 Experimento # 3.	73
Capítulo 6. Análisis de Resultados y Conclusiones.	75
Anexo 1.	79
Bibliografía.	80

Índice de Figuras.

1.1 Clasificación de los mecanismos de recuperación de hidrocarburos.	3
1.2 Modelo de Warrent & Root para yacimientos Naturalmente Fracturados.	9
2.1 Reducción de la viscosidad vs presión de saturación.	13
2.2 Factor de Expansión para aceites.	14
2.3 Volumen relativo vs presión @ 144 °F de yacimientos en Texas.	15
2.4 Arreglo de pozos productor – inyector.	17
3.1 Líneas de flujo en el Yacimiento.	19
3.2 representación del medio poroso.	19
3.3 Diagrama de Warret & Root.	20
4.1 Bomba Gilson.	29
4.2 Bomba Isco.	29
4.3 Cilindro de Transferencia.	30
4.4 Celda Experimental.	30
4.5 Sistema Completo.	31
4.6 Diagrama esquemático del sistema para la obtención de la permeabilidad de los núcleos.	32
4.7 Núcleo 1.	33
4.8 Bomba Quixiz.	36
4.9 Celda de Acero.	37
4.10 Cuadro de diálogo de “Quixiz PumpWorks”.	38
4.11 Cuadro de diálogo de “Quixiz PumpWorks”.	39
4.12 Cuadro de diálogo de “Quixiz PumpWorks”.	40
5.1 Celda y Núcleos del Apilamiento.	41
5.2 Sistema de desplazamiento de Fluidos.	42
5.3 Diagrama esquemático del sistema de desplazamiento de fluidos.	43

5.4 Imagen del conjunto de sistemas para la tomografía.	47
5.5a Saturación Cero del Núcleo 1.	49
5.5b Saturación cien por ciento del Núcleo 1.	50
5.6a Saturación cero del Núcleo 2.	51
5.6b Saturación cien por ciento del Núcleo 2.	52
5.7a Saturación cero del Núcleo 3.	53
5.7b Saturación cien por ciento del Núcleo 3.	54
5.8 CT promedio del Núcleo 1.	55
5.9 CT promedio del Núcleo 2.	56
5.10 CT promedio del Núcleo 3.	56
5.11 Plato de porosidad efectiva del Núcleo 1.	58
5.12 Plato de porosidad efectiva del Núcleo 2.	59
5.13 Plato de porosidad efectiva del Núcleo 3.	60
5.14a Porosidad efectiva del Núcleo 1.	61
5.14b Porosidad efectiva del Núcleo 2.	61
5.14c Porosidad Efectiva del Núcleo 3.	62
5.15a Plato de partición de la porosidad estática del Núcleo 1.	63
5.15b Plato de partición de la porosidad estática del Núcleo 2.	64
5.15c Plato de partición de la porosidad estática del Núcleo 3.	65
5.16a Partición de la porosidad estática del Núcleo 1.	66
5.16b Partición de la porosidad estática del Núcleo 2.	67
5.16c Partición de la porosidad estática del Núcleo 3.	67
5.17a Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 1.	69
5.17b Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 2.	69
5.17c Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 3.	70
5.18 Gráfica de Recuperación de Agua del Apilamiento.	73
5.19 Gráfica de Recuperación de Aceite del Apilamiento.	74

6.1 Gráfica de Recuperación Agua – Aire.	76
6.2 Gráfica de Recuperación Aceite – CO ₂ .	76
6.3 Comportamiento de Fase para el Aceite y el CO ₂	77
6.4 Comportamiento de Fase. Composición CO ₂ vs % en volumen de CO ₂ .	78

Índice de Tablas.

1.1 Proyectos activos de Recuperación mejorada en estados unidos de norte América.	4
1.2 Producción de aceite que se obtiene de procesos de Recuperación mejorada en estados unidos de norte América.	5
1.3 Explotación de Aceite en el Mundo. Reserva probada y producción.	8
2.1 Propiedades del CO ₂	10
3.1 Datos para un caso práctico.	21
3.2 Datos para un caso práctico 2.	23
3.3 Datos para un casi práctico 3.	24
3.4 Datos para un caso práctico 4.	26
4.1 Datos de Inyección.	33
4.2 Datos Núcleo 1.	34
4.3 Datos Núcleo 2.	34
4.4 Datos Núcleo 3.	35
4.5 Resultados para Núcleo 1.	38
4.6 Resultados para Núcleo 2.	39
4.7 Resultados para Núcleo 3.	39
5.1 Datos de los componentes.	44
5.2 Recolección de la Salmuera.	45
5.3 Tabla resumen de porosidades del núcleo 1.	70
5.4 Tabla resumen de porosidades del núcleo 2.	71
5,5 Tabla resumen de porosidades del núcleo 3.	71
5.6 Datos del Experimento 2.	72
5.7 Prueba de desplazamiento con Agua y N ₂ .	72
5.8 Datos del experimento # 3.	73
5.9 Prueba de desplazamiento de Aceite y CO ₂ .	74
6.1 Resumen de volúmenes porosos.	75

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES.

1.1 Mecanismos de recuperación de Hidrocarburos.

Los mecanismos a través de los cuales se recuperan los hidrocarburos de los yacimientos son, en general, clasificados en tres grandes grupos¹:

- Recuperación Primaria.
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Mejorada.

Cualquier yacimiento petrolero que exista en el mundo, estará sujeto a uno o más de estos grupos de mecanismos para llegar a una recuperación final que en la actualidad es de aproximadamente un 33%.

En términos más sencillos, la recuperación primaria tiene que ver con la cantidad de hidrocarburos producidos a través de la energía natural de los yacimientos, como puede ser: expansión de la energía natural del gas o expansión del sistema roca-fluido, etc. Además, estos factores de recuperación primaria son los más ineficientes desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, ya que para los periodos de tiempo que se necesitan, se obtiene recuperaciones muy bajas, que pueden ir desde el 5% hasta quizá, un máximo de 20 ó 25%. Desde luego hay excepciones, esto es, casos de casi 0% de recuperación, así como yacimientos de recuperación primaria de 60% o más. Pero esto último, en casos de yacimientos con características geológicas y petrofísicas muy particulares, como por ejemplo, porosidades (mayor a 20 %) y permeabilidades muy altas (del orden de 250 md). Lo común es tener recuperaciones primarias de no más de un 15 a 18% del volumen original del aceite descubierto.

Para aumentar esta Recuperación Primaria, la Ingeniería de Yacimientos ha usado lo que se conoce como métodos o proceso de *Recuperación Secundaria*. Una vez que haya pasado la primera etapa, se utiliza principalmente la inyección de agua como proceso natural de recuperación adicional de hidrocarburos. También se ha usado el gas hidrocarburo como con el mismo propósito, pero con resultados no tan satisfactorios como la inyección de agua. La principal razón de esto es debido a las propias características del gas, que impide que desplace tan eficientemente al aceite como lo hace el agua.

¹ Recuperación Secundaria y Mejorada de Hidrocarburos. Dominguez, 1990.

En general, se tienen estadísticas que señalan que con la recuperación secundaria, efectivamente se aumenta la recuperación final de hidrocarburos, obteniéndose un promedio de un 30 a 33% para los yacimientos.

A partir de ese promedio de recuperación, la industria petrolera mundial identificó hace muchos años, quizá desde la década de los cuarenta, la necesidad de aumentar dicha recuperación final.

Ante esta necesidad, surgieron mecanismos como los llamados procesos térmicos, (dentro de la clasificación de Recuperación Mejorada) que se fundamentan en la introducción de fluidos calientes a los yacimientos o aire para provocar una combustión in-situ y así desplazar al aceite hacia los pozos productores. Los procesos térmicos han probado su eficiencia en ciertos yacimientos no muy profundos de aceite pesado y viscoso, pero no se ha podido aplicar a la mayoría de los campos descubiertos por limitaciones (la principal es que se pierde la energía calorífica que se le está aplicando al pozo a lo largo de todo el aparejo o arreglo de inyección) de los mismos fluidos que se inyectan y por problemas de operación.

Además, se han utilizado otros fluidos, como medios para desplazar el aceite en los yacimientos, entre estos se encuentran los productos químicos, los fluidos miscibles, etc. Sin embargo, ninguno ha probado ser el ideal, ya que si bien a nivel de laboratorio funcionan, en la práctica no, esto es a nivel de campo no se han podido obtener resultados definitivos, sobre todo por el alto costo de los productos que se inyectan, así como la baja recuperación por problemas operativos. En la figura 1.1 se presenta una clasificación de los mecanismos de recuperación existentes a la fecha.

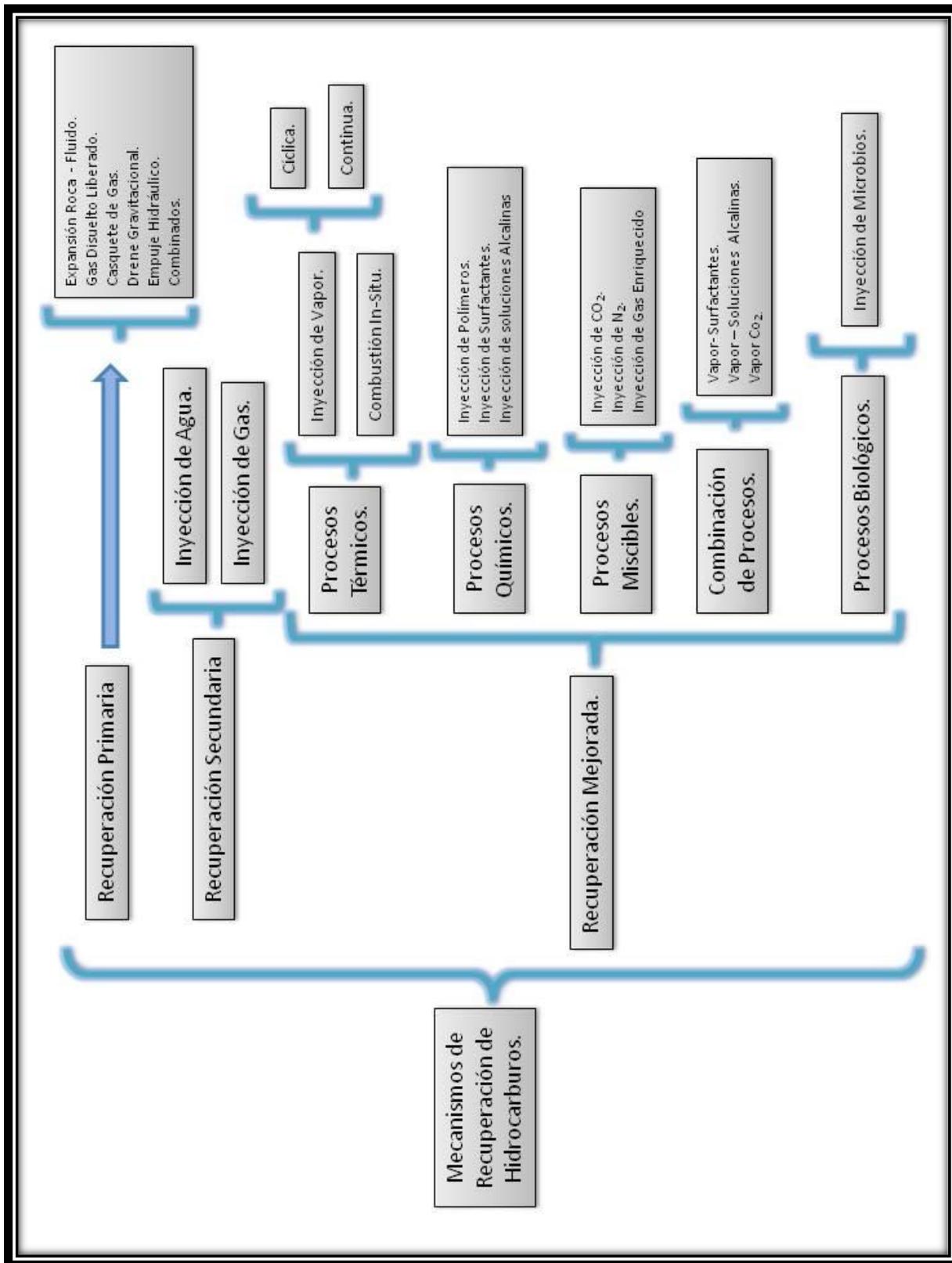


Figura 1.1 Clasificación de los mecanismos de Recuperación de Hidrocarburos¹

1.2 Problemas Actuales de la Recuperación Mejorada.

En la actualidad se puede decir que los procesos de Recuperación Mejorada ya se están aplicando en muchas partes del mundo. Sin embargo, en la literatura técnica solo se encuentra información detallada referente a lo que se está haciendo en Estados Unidos de Norteamérica. Por lo tanto, las ideas y comentarios que se harán a continuación están fundamentalmente basados en las experiencias obtenidas en los yacimientos de ese país, pero que, sin embargo, da una buena idea de los problemas actuales que se tienen al aplicar procesos de Recuperación Mejorada para aumentar la recuperación final de hidrocarburos en los yacimientos localizados en cualquier parte del mundo.

De acuerdo a un informe del mes de abril del 2006², en Estados Unidos de Norteamérica hay 153 proyectos activos de Recuperación Mejorada, de los cuales 36% corresponden a procesos térmicos, 0% a procesos químicos y el 64% a procesos miscibles; aspectos que se muestran en la tabla 1.1. En cuanto a la producción obtenida a través de los diferentes procesos, los resultados son dramáticos, ya que se produce un total, del orden de casi 650 mil barriles por día de aceite. De éstos, 46% provienen de producción a través de procesos térmicos, 0% de procesos químicos y 54% de productos miscibles (tabla 1.2).

PROCESO	NUM. DE PROYECTOS	%
Térmicos.	55	36.0
Químicos.	0	0.0
Miscibles.	97	64.0
Otros.	0	0.0
Total.	153	100.0

² Oil and Gas Journal. 17 April 2006.

Proceso	Barriles	Porcentaje %
Térmicos.	301, 704	46.0
Químicos.	0	0.0
Miscibles.	347,618	54.0
Otros.	0	0.0
Total.	649,322	100.0

De lo anterior se puede observar que, si bien existe una cantidad nula de proyectos a través de procesos químicos, es más atractivo el uso de productos miscibles y desde luego, los tradicionales métodos térmicos, basados fundamentalmente en la inyección de vapor para aumentar la recuperación de hidrocarburos a través de estos métodos de Recuperación Mejorada.

Esta conclusión, sin embargo, podría estar equivocada, ya que la aplicación de los procesos químicos alcanza importancia en 1990, año en el que había alrededor de 11 mil proyectos activos, contra los 60 que existieron en el año 2002. Esto es, se debe esperar a la madurez de estos procesos químicos, para poder comparar su eficiencia con la de otros métodos de Recuperación Mejorada, sin embargo es definitivo que los procesos miscibles presentan mejores perspectiva, por lo que debe esperarse a futuro, una aplicación más generalizada de ellos, ya sea a través de dióxido de carbono o nitrógeno.

En cuanto a la rentabilidad de estos procesos de Recuperación Mejorada, hay poca información en la literatura; estos son, sin embargo, procesos mucho más costosos que, por ejemplo, la inyección de agua tradicional. Consecuentemente son directamente afectados por los precios del petróleo, ya que por su alto costo, requieren un precio atractivo por barril para poderse aplicar. En algunos casos, este precio puede ser muy bajo. Esto limita la aplicación actual de dichos procesos, lo que significa que habrá yacimientos que deban esperar nuevas tecnologías o precios más altos del petróleo, de tal manera que se puedan implantar estas técnicas de Recuperación Mejorada con el propósito de aumentar la recuperación final de hidrocarburos. Además de los Estados Unidos, otros países que tienen actividades significativas de Recuperación Mejorada, son Canadá, China, la antigua Unión Soviética, Indonesia, Venezuela, entre otros. Se estima que más de un millón de barriles diarios de producción de aceite se le atribuye a la Recuperación Mejorada en esos países; por ejemplo, la producción

de Canadá con Recuperación Mejorada fue de 164,600 barriles diarios en 1992. Más del 83% de esta producción fue de proyectos con hidrocarburos miscibles (que son los procesos mediante los cuales los fluidos inyectados se mezclan con los del yacimiento, formando una fase simple), Venezuela produjo en el mismo año 243,200 barriles por día principalmente por la inyección de vapor (método que reduce la viscosidad, barre al aceite, le extrae los componentes ligeros y consiste en una inyección de agua caliente en la región de condensación, seguida por el desplazamiento del vapor)

Por lo anterior, se puede resumir que los problemas actuales que presenta la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada en el mundo son los siguientes:

- Es afectada directamente por los precios del petróleo.
- En un porcentaje alto la investigación básica y aplicada se realiza en Estados Unidos de Norteamérica.
- Como consecuencia de los incisos anteriores, en la actualidad se está reduciendo en forma sustancial la investigación básica en esta área para dedicarse a resolver problemas particulares de aplicación de estos procesos. Muchos de los investigadores tenderán a cambiar de actividad, lo que a mediano plazo provocará escases de personal especializado.
- Sin tomar en cuenta los procesos térmicos, el potencial de los métodos de Recuperación Mejorada en la actualidad, se encuentra en procesos miscibles, ya sea con CO₂ o N₂.
- La aplicación de los procesos químicos dependerá de que se continúe realizando investigación básica para seleccionar o desarrollar productos químicos que puedan ser utilizados eficientemente en los yacimientos.
- Cualquier otro proceso de recuperación mejorada como la inyección de microorganismos o combinación de procesos ya existentes, requiere de considerable investigación adicional y su consecuente aplicación a nivel de prueba piloto en varios yacimientos.

1.3 Estado actual de la Recuperación Mejorada.

Mucho se ha dicho y publicado, tanto en el ámbito nacional como en el extranjero, de la importancia de las reservas petroleras de los países. En el caso de México, es muy probable que cualquier ciudadano promedio, sin gran conocimiento de la industria petrolera nacional, pueda opinar al respecto. Es posible que pueda decir que se debe hacer tal o cual cosa y esto estaría mejor que aquello. Sin embargo, la realidad indica que las reservas probadas de hidrocarburos de un país, en este caso el nuestro, pueden ser mantenidas o incrementadas, en general, solo por medio de dos métodos:

- Descubriendo nuevos yacimientos a través de una política agresiva de exploración
- Manteniendo o aumentando el factor de recuperación de los yacimientos.

A la fecha, se estima la recuperación final de los yacimientos ya explotados en solo un 33% de su volumen original, así pues, se recupera uno de cada 3 barriles originalmente descubiertos. Con este breve panorama se puede intuir fácilmente la necesidad, que tiene la ingeniería petrolera, de ser más eficiente en el área de ingeniería de yacimientos a fin de aumentar la recuperación final de hidrocarburos.

Antes de comentar sobre los procesos actuales de la Recuperación Mejorada, conviene ubicarse en la magnitud del problema. Según datos publicados al primero de enero del 2007³, existen en el mundo reservas probadas del orden de 1,317,447.415 MM barriles. Así mismo, se producen diariamente casi 72,362 M barriles, que anualmente dan una producción de casi 26,412,130 M barriles. Véase la tabla 1.3. Con estas cifras pareciera que todos nuestros problemas están resueltos. En el mundo existen reservas probadas para casi 50 años, luego entonces, no se requieren nuevas tecnologías, más inversiones etc., hay suficiente reserva.

Nuevamente la realidad es otra, los principales productores, por ejemplo: algunos países de América y los de La Antigua Unión Soviética, no son precisamente los que cuentan con las mayores reservas, con lo cual al ritmo de producción actual agotarían sus recursos petroleros en menos de 20 años. Por otro lado, es un hecho, que en algunos países, la reserva probada que se informa va más allá de lo que teóricamente se debe incluir. Esto es, no se debería tomar en cuenta la reserva a obtener a través de procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada y sin embargo así se considera. Lo anterior hace pensar que esos muchos miles de

³ International Petroleum Encyclopedia. Tulsa, Oklahoma. 2007

millones de barriles de aceite que se informa como reserva probada en el mundo, en la práctica existen, pero no son recuperables con las tecnologías actuales y por lo tanto no pueden ser consideradas como tal. Esto da lugar al gran interés mundial que se tiene, por aumentar la recuperación final de hidrocarburos.

Tabla 1.3³
Explotación de aceite en el mundo. Reserva Probada y Producción.
(al 1° de enero del 2007)

REGIÓN.	RESERVA PROBADA. (10 ³ barriles.)	PRODUCCIÓN DE ACEITE (10 ³ barriles/día.)
Asia – Pacífico.	33, 336, 012	7,358.5
Europa.	15,812,305	5243.1
Medio Oriente.	739,204,520	22,526.9
África.	114,073,416	8,859.5
Norteamérica.	200,967,000	7,547.2
Latinoamérica.	115,130,162	9,754.9
Antigua Unión Soviética.	98,874,000	11,072.0
Total mundial.	1,317,447,415	72,362.1

1.4 Generalidades de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Más del 80% de la producción de hidrocarburos en México provienen de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Estas formaciones geológicas presentan una amplia gama de propiedades estructurales cuya descripción cuantitativa es una tarea fundamental para lograr una explotación sustentable y eficiente en la industria petrolera⁴. Para representar los medios fracturados se utilizan diversos modelos geométricos, el más simple de ellos, considera la separación de los bloques rocosos por planos de anchura variable que representan las fracturas. En este modelo se reconoce que las fracturas tienen una influencia poco importante sobre la porosidad de almacenamiento de las formaciones, siendo decisivo su papel en la permeabilidad del sistema⁵. Por esto último, el desplazamiento de fluidos se modela como un proceso controlado por la geometría de las fracturas, mientras que la capacidad de almacenamiento de la capa productora se relaciona con la porosidad interna de los bloques. El patrón de distribución de los planos de fracturamiento entre los bloques rocosos, así como la geometría de los espacios al

⁴ Blunt, 1998

⁵ Nolte, et al, 1989.

interior de estos últimos se derivan del arreglo geométrico entre los conjuntos de sólidos y poros cuya naturaleza es diferente y particular para cada uno de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

La porosidad en las rocas de los YNF se agrupan en tres patrones geométricos: fracturas, cavidades y matriz. La morfología de estos patrones, así como las dimensiones de las fracturas y cavidades, no siempre son fácilmente cuantificables, en parte debido a extensión y compleja distribución de la porosidad en el espacio Euclidiano⁶.

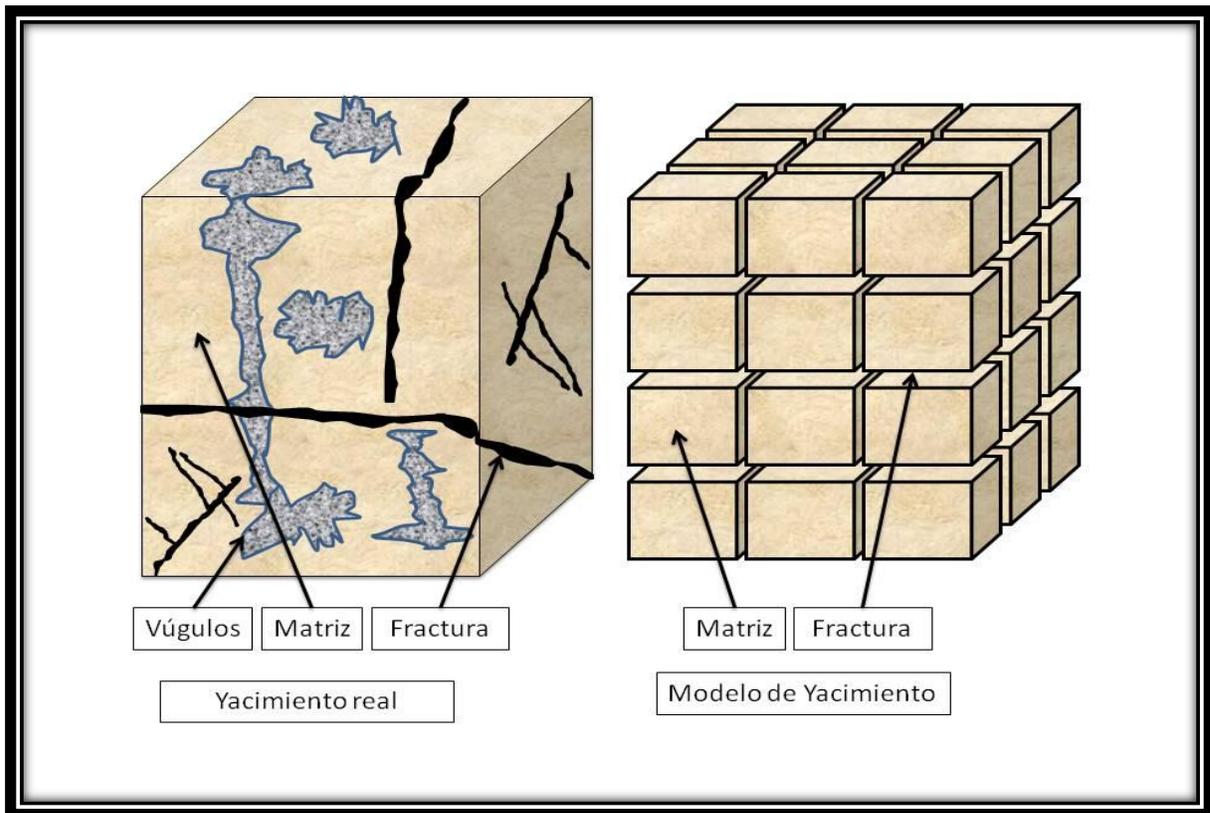


Figura 1.2 Modelo de Warrent & Root para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

En este trabajo se considera únicamente la Recuperación Mejorada en YNF por medio de un desplazamiento con el bióxido de Carbono, se pretende evaluar el gasto óptimo de inyección para este tipo de yacimientos (con un apilamiento de núcleos) y un aceite experimental.

⁶ Antonellini, 1992; Nieto-Samaniego et al, 2005.

CAPÍTULO 2. CO₂ COMO UN AGENTE DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.1 Propiedades Fisicoquímicas del CO₂

El dióxido de carbono, también denominado óxido de carbono, a temperatura ambiente es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable, formado por una molécula lineal de un átomo de carbono ligado a dos átomos de oxígeno de la forma O = C = O.

El CO₂ es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante, pero cuando la presión desciende intentará escapar al aire, dejando una masa de aire en el agua. A pesar de que a temperatura y a condiciones normales se encuentra en forma gaseosa, puede solidificarse si se somete a temperaturas inferiores de -78 °C y licuarse cuando se disuelve en agua. Ver tabla 2.1.

El CO₂ se descompone al calentarlo intensamente por encima de los 2,000 °C produciendo humos tóxicos de monóxido de carbono y reaccionando violentamente con bases fuertes y metales alcalinos. De hecho, algunos polvos metálicos formados por magnesio, pueden alcanzar su punto de ignición y explotar cuando se calientan en presencia de dióxido de carbono¹.

Estado de agregación	Gaseoso
Apariencia	Gas incoloro
Densidad	1.6 Kg/m ³
Masa molecular	44.01
Gravedad específica	1.53 a 21 °C
Concentración en el aire	370.3 ppm
Estabilidad	Alta
Líquido	Presión < 60.21 lb/pg ²
Sólido	Temperatura < -78 °C
Solubilidad en agua	1.45 Kg/m ³ a 20°C
Punto de ebullición	-57 °C (216 K)
Estructura cristalina	Parecida al cuarzo
Viscosidad	0.07 cp a -78 °C
Acidez (pKa)	6.35 y 10.33

¹ Estado del arte del secuestro geológico del CO₂ y aplicaciones. Martínez – Nava. 2008.

2.2 Factores que hacen al CO₂ un agente para la Recuperación Mejorada.

Se ha efectuado un gran número de investigaciones con el fin de tratar de evaluar la recuperación de aceite utilizando como agente el CO₂. Todos los experimentos se han conducido con un gran número de variantes, lo cual hace complicado un estudio común. Sin embargo, se han llegado a conclusiones que han mostrado al CO₂ como un agente de inyección capaz de recuperar grandes cantidades de aceite, en un menor tiempo y con un costo económicamente atractivo con respecto a un proceso de recuperación secundaria por el método convencional (inyección de agua).

El aumento considerable del aceite recuperado se explica por los aspectos físicos (principalmente reducción de la viscosidad del aceite y expansión volumétrica) causados por el CO₂ en el crudo.

La aplicación de campo del CO₂ como un agente para mejorar la recuperación de aceite ha comprobado en gran parte los resultados y conclusiones obtenidas de los resultados experimentales. Las principales razones que hacen posible considerar al CO₂ como un agente de recuperación son, entre otras, las siguientes:

- a) El CO₂ afecta físicamente al aceite, principalmente reduciendo la viscosidad y aumentando su volumen. Estos efectos son más acentuados en crudos densos y viscosos, pero no de viscosidad muy elevada.
- b) El CO₂ reacciona, bajo condiciones de yacimiento, con algunos componentes de aceite para formar compuestos polares, por ejemplo ácidos orgánicos, los que tienen un efecto marcado en reducir la tensión superficial y evitar o limitar la precipitación de iones particulares, por ejemplo el Fe.
- c) El CO₂ es soluble tanto en agua, como en la mayor parte de los aceites, por lo que afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo así la tensión interfacial.
- d) En las partículas de roca, el CO₂ tiene la propiedad de limitar materialmente la adsorción de ciertos agentes activos de superficie, aumentando los beneficios de tales agentes.
- e) El CO₂ aumenta la solubilidad del gas natural en el aceite, y parece ser que el gas natural es soluble más rápidamente en el crudo cuando está asociado con CO₂.

Por otra parte, se puede citar que el CO₂ se ha utilizado:

- 1) Como proceso de Recuperación Terciaria en los yacimientos ya agotados por métodos de Recuperación Primaria y Secundaria.
- 2) Como proceso de Recuperación Secundaria, combinado con la técnica convencional de inyección de agua.
- 3) Como proceso de inyección de “gas inerte” ²

Como ya se mencionó, el Dióxido de Carbono es altamente soluble en aceite y en menor medida en el agua. Esto resulta en los siguientes factores para la recuperación del aceite:

- Reducción en la viscosidad del crudo e incremento en la viscosidad del agua.
- Expansión del crudo y reducción en la densidad del aceite.
- Efecto ácido sobre rocas carbonatadas y lutitas.
- Efectos miscibles.

La viscosidad del aceite se reduce significativamente cuando el CO₂ se disuelve en él.

La figura 2.1 muestra la reducción de la viscosidad del aceite con respecto a la presión de saturación. El símbolo μ_o hace referencia a la viscosidad original del aceite cuando μ_m se refiere a la viscosidad del aceite después de la saturación con CO₂ en equilibrio. La reducción de la viscosidad, por ejemplo, es 10 veces más a 2000 (psia) de presión de saturación para un aceite con una viscosidad original de 5 (cp), 5 (MPa/s). Esta reducción en la viscosidad del crudo y acompañado de un incremento pequeño en la viscosidad del agua reduce la relación de movilidades agua-aceite.

² Productividad de Pozos Petroleros. Jetzabeth Ramírez Sabag, Gerardo Lozano, Rodolfo Pérez Tavares. Facultad de Ingeniería UNAM. 2007

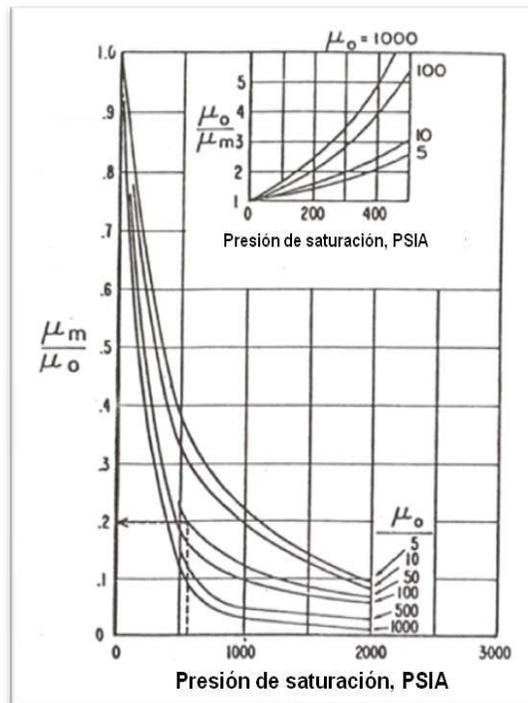


Figura 2.1³

Reducción de la Viscosidad vs Presión de Saturación.

Expansión del crudo.

Como un resultado de la disolución del CO₂ en el crudo, el volumen del aceite se incrementa de 10 a 20 % o más. La figura 2.2 muestra el factor de Expansión del crudo (volumen de crudo saturado con CO₂ a presión y temperatura de saturación/volumen de aceite libre de CO₂ a la misma temperatura) como una función de la fracción mol del CO₂ disuelta [XCO₂] y el peso molecular del aceite.

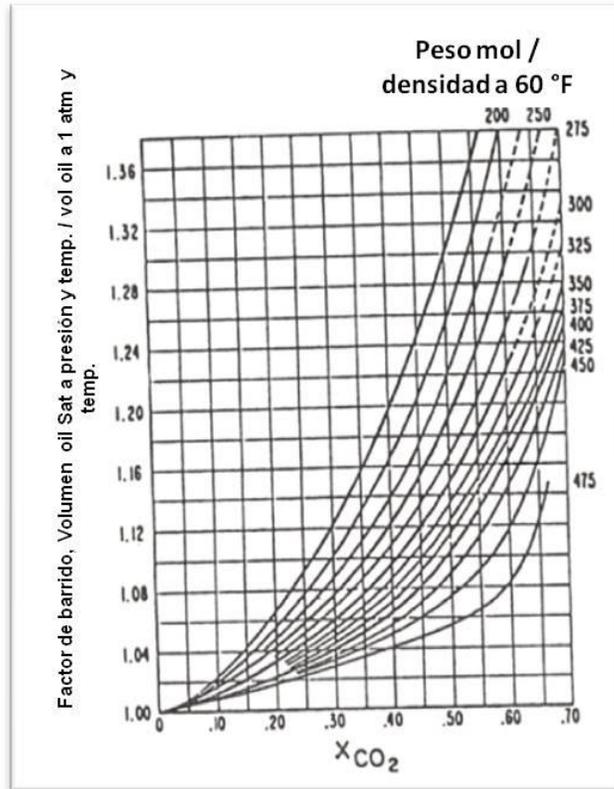


Figura 2.2³
Factor de Expansión para aceites.

Un ejemplo de cómo los fluidos de los yacimientos del Oeste de Texas se hinchan cuando se saturan con CO₂ a varias temperaturas se muestra en la figura 2.3.

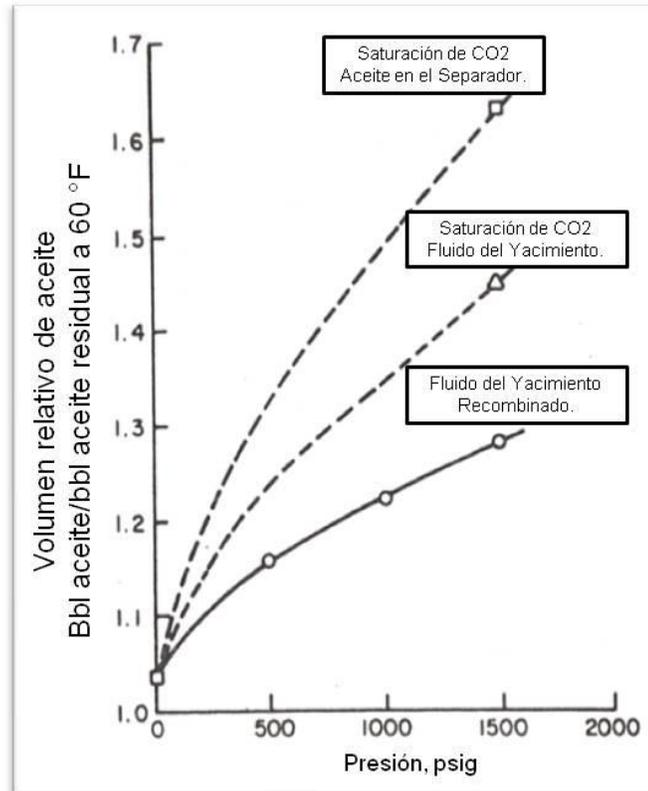


Figura 2.3³
Volumen Relativo vs presión @ 144°F. Fluidos de yacimientos de Texas.

La expansión del aceite incrementa el factor de recuperación ya que, para una determinada saturación de aceite residual, la masa del aceite remanente en el yacimiento y expresado en condiciones estándar, es más baja que si se abandonara libre de CO₂.³

Efecto ácido sobre rocas carbonatadas y lutitas.

El dióxido de carbono en solución con agua forma ácido carbónico, que a su vez, disuelve el calcio y el magnesio de los carbonatos. Esta acción incrementa la permeabilidad de los carbonatos, mejora la inyectividad del pozo y en general el flujo del fluido a través del yacimiento. El CO₂ tiene un efecto estabilizador sobre

³ Applied Enhanced Oil Recovery. Aurel Carcoana. Prentice Hall. 1992

las rocas lutíticas, previniendo que las lutitas se hinchen y causen un bloqueo en el medio poroso.

Efectos de miscibilidad.

El dióxido de carbono no es en primera instancia miscible con los yacimientos de aceite, por que el CO_2 necesita desarrollar la miscibilidad a través de múltiples contactos bajo condiciones específicas de presión y temperatura y con una composición específica de aceite

Inyección inmisible de CO_2 .

El desplazamiento Inmisible del aceite con CO_2 es el más adecuado para aceites medios y pesados, es el mejor y más significativo reductor de la viscosidad. El proceso de inyección implica alternadas inyecciones de CO_2 y agua hasta que cierta cantidad de CO_2 sea inyectado entonces el agua se inyecta continuamente. El proceso de alternar la inyección gas-agua se caracteriza por mejorar el radio de movilidad y aumentar la recuperación por encima de la inyección de agua sin el CO_2 . Además, el efecto de expansión del aceite crudo con el CO_2 incrementa el factor de volumen de formación, el aceite residual detrás del agua de inyección es más pequeño en volumen a condiciones de superficie. También, la expansión del aceite dentro del espacio poroso desplaza el agua fuera de los poros, resultando en un decremento de la fase húmeda de saturación (proceso de drene). Para el medio poroso mojado por agua las permeabilidades relativas del drene del aceite son más altas que los valores de imbibición, favoreciendo así la recuperación de aceite.

2.3 Consideraciones de diseño. Generalidades.

El campo de la Ingeniería de Yacimientos junto con el diseño y predicción del comportamiento de fluidos miscibles es muy largo y complejo. Debe de tomarse en cuenta una correcta descripción del yacimiento y del barrido total para el diseño de proyectos de fluidos miscibles. El barrido miscible se ve afectado por algunos factores como el manejo del fluido inyectado, la distribución de presiones, el tamaño del bache disolvente, movilidad del disolvente, el manejo de los fluidos del yacimiento y la eficiencia del desplazamiento logrado en las áreas de barrido. Las pruebas de laboratorio determinan las condiciones de miscibilidad a realizarse, deben de hacerse modelos numéricos y matemáticos del yacimiento para predecir el comportamiento del flujo de los fluidos.

Antes de hacer cualquier cálculo debe de tomarse algunas consideraciones. Si el desplazamiento será miscible o inmisible y si el flujo es vertical u horizontal, si la densidad del aceite es mediana o muy alta. Si la profundidad del yacimiento es

media o profunda debe tomarse en cuenta un desplazamiento miscible. Cuando la profundidad del yacimiento es media o somera con una mediana o alta densidad del aceite, la presión de miscibilidad, si existiera, no puede ser superada sin alcanzar la presión de formación, en este caso el desplazamiento deberá ser inmisible pero incluirá los efectos benéficos de la reducción de la viscosidad y el barrido del aceite.

La dirección del desplazamiento depende de la geometría del yacimiento y de sus características. El desplazamiento horizontal en yacimientos delgados o sin buzamiento es controlado por el radio de movilidad del CO_2 al aceite. Para evitar o disminuir la formación de “dedos” de CO_2 el proceso debería ser, probablemente, alternando la inyección de CO_2 -agua. El desplazamiento vertical es una característica de un yacimiento con un flanco de domo salino o cima arrecifal y se controla por el efecto gravitatorio. Para tener un proceso de gravedad estable, el desplazamiento vertical hacia arriba es alcanzado utilizando el agua como fluido que persigue. El desplazamiento hacia abajo se realiza con el uso de gas.

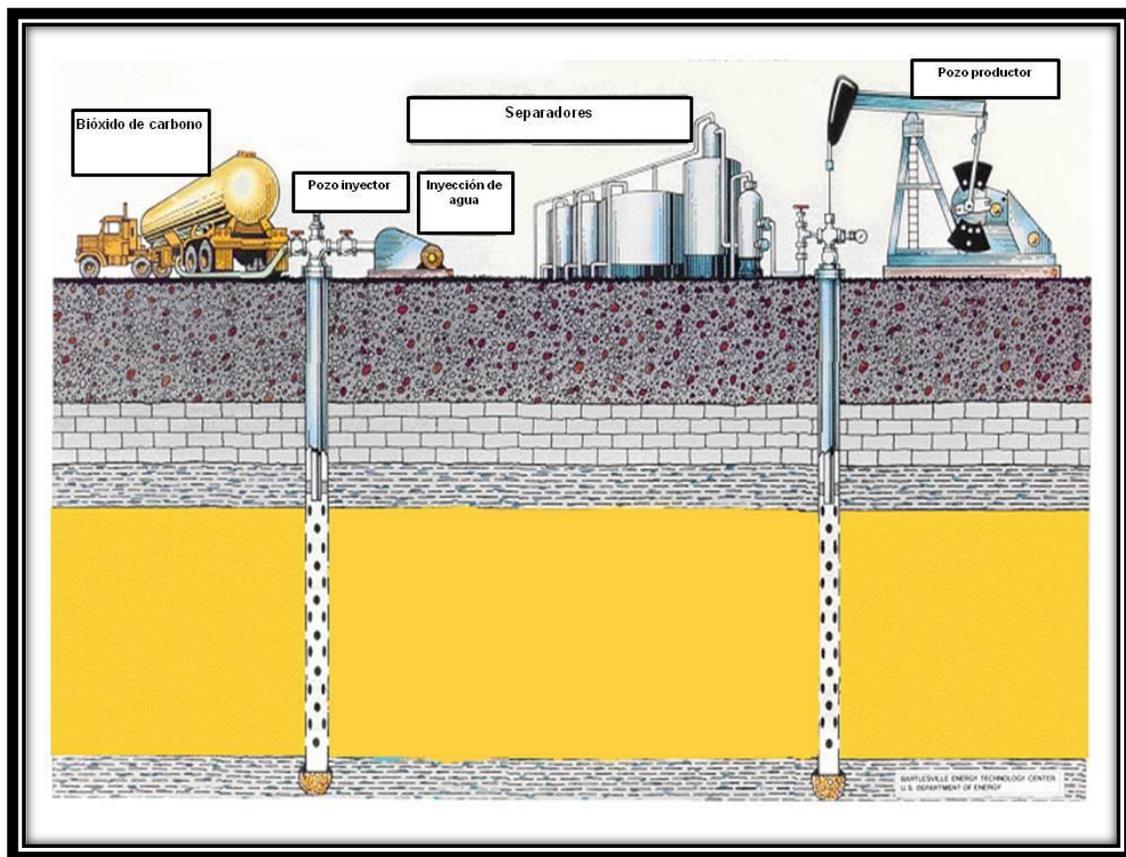


Figura 2.4 Arreglo de pozos Productor - Inyector

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS MATEMÁTICO.

Cuando se analiza el movimiento de los fluidos podemos seguir 2 caminos distintos:

- Buscar una estimación de los efectos globales sobre una región finita o volumen de control,
- Hacer el análisis puntual de una región infinitesimal del flujo,

donde las técnicas para caracterizar los movimientos de los fluidos es el análisis a pequeña escala o diferencial, usando el análisis de órdenes de magnitud de las ecuaciones para encontrar los tiempos característicos de los fenómenos físicos involucrados, que es el caso a tratar.

Es posible apoyarse en las ecuaciones de Darcy para obtener *el tiempo de imbibición y el tiempo de drene* del medio poroso. También en la ecuación de Navier-Stokes para desarrollar el flujo de Poiseuille y determinar la caída de presión en la fractura, así como también usar la segunda ley de Fick para comprender el estudio sobre el tiempo que tarda el efecto de *difusión* del mismo sistema.

Los fenómenos físicos involucrados son:

- *Imbibición*
- *Drene Gravitacional*
- *Difusión*
- *Desplazamiento Forzado*

Los tiempos característicos que se obtengan se utilizarán para seleccionar los fenómenos más importantes durante el proceso de desplazamiento en un medio poroso fracturado y así definir la metodología para la estimación de la saturación residual, en una prueba de desplazamiento con apilamiento de núcleos de yacimientos naturalmente fracturados.

En un medio poroso homogéneo las líneas de corriente barrerán prácticamente de manera uniforme al yacimiento. Partiendo de la convención de que las líneas de flujo de un yacimiento siguen la trayectoria de las fracturas, se puede suponer que el comportamiento dinámico del sistema completo (matriz-fractura), está regido por lo que ocurre en la red de fracturas.

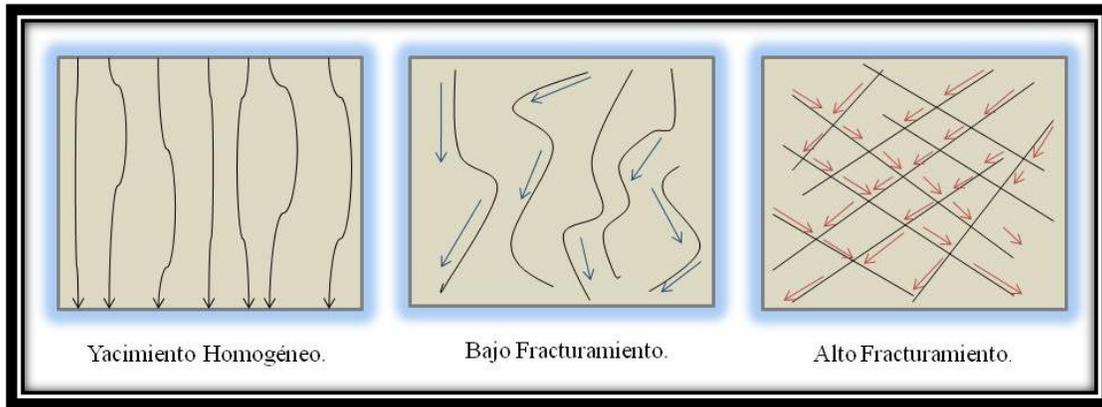


Figura 3.1 Líneas de flujo en el yacimiento

Como consecuencia de lo anterior, el desplazamiento forzado no juega un papel importante en la extracción de aceite desde la matriz, pero es fundamental para entender el comportamiento del flujo de aceite en la red de fracturas.

Los procesos que ocurren en el bloque que representa un medio poroso para la prueba, se dan en la fractura y en la matriz. En la fractura se manifiesta de manera más evidente el fenómeno de desplazamiento forzado, en cambio, en la matriz se manifiestan los procesos de imbibición, difusión y drenaje.

Para un caso real como el que se presenta en este trabajo, el comportamiento de las líneas de flujo es como el de un yacimiento de alto fracturamiento, y el medio poroso se representa de la siguiente manera:

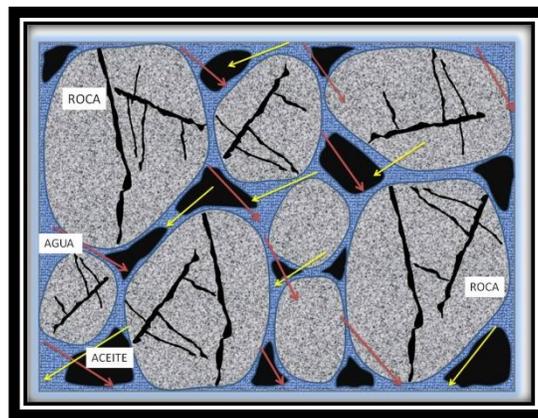


Figura 3.2 Representación del Medio poroso.

El comportamiento de flujo se puede representar con el esquema de Warrent & Root.

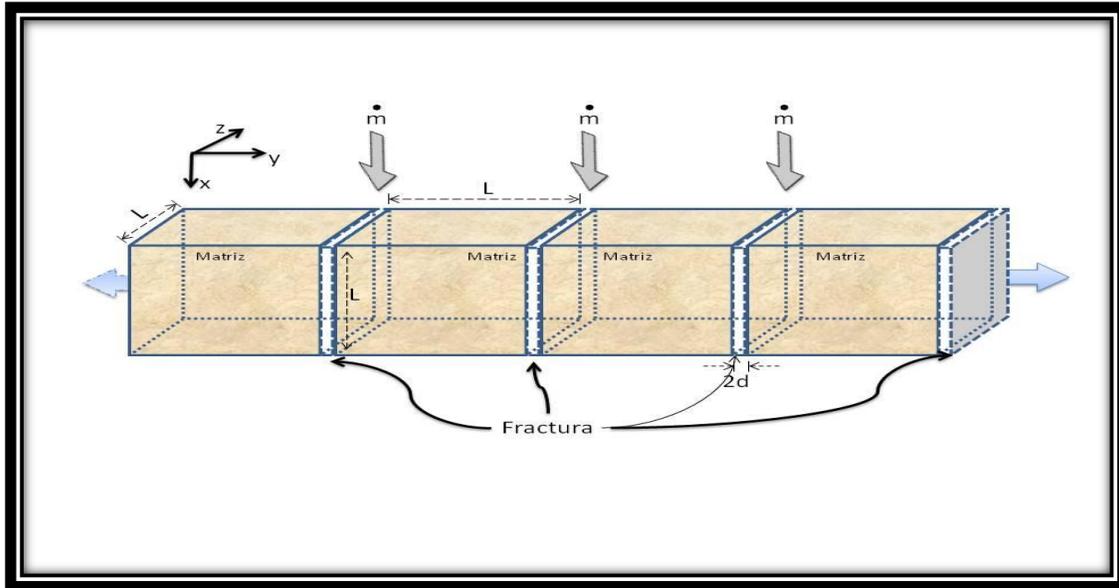


Figura 3.3 Diagrama de Warrent & Root

Considérese un bloque de matriz, separado por fracturas y saturado totalmente de aceite. Los bloques tienen porosidad ϕ y permeabilidad k , el ancho de la fractura en la dirección y es $2d$. En la parte superior y vertical del sistema se inyecta un fluido con viscosidad μ y densidad ρ por lo que existe una caída de presión ΔP a lo largo de las fracturas.

Para obtener la caída de presión del flujo entre 2 bloques de matriz, se utilizan las ecuaciones de Navier-Stokes reducidas a un flujo de Poiseuille, cuya solución es de tipo:

$$U = U_x(y) \dots\dots\dots (1)$$

De la ecuación (1), para el flujo de Poiseuille queda:

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} \dots\dots\dots (2)$$

El objetivo de utilizar esta ecuación es expresarla en términos de los valores característicos de los parámetros que se manejan, los cuales son: la *velocidad característica* U_c en ($\frac{m}{s}$) del desplazamiento en la fractura, que se puede suponer igual a la velocidad del contacto gas-aceite del yacimiento; la dirección y tiene longitud característica $2d$, la x , L , y la ∂p tiene un valor característico Δp que representa la caída de presión a lo largo de las fracturas en el bloque.

Entonces, la ecuación (2) expresada en órdenes de magnitud queda:

$$\frac{\Delta p_f}{L} \approx \mu \frac{U_c}{d^2} \dots\dots\dots (3)$$

Por lo tanto, la ecuación de flujo de Poiseuille para calcular la caída de presión entre los bloques de matriz (fractura) queda expresada como sigue:

$$\Delta p_f \approx \mu \frac{U_c L}{d^2} \dots\dots\dots (4)$$

Para un caso práctico se tiene los siguientes datos.

Tabla 3.1	
Datos para un caso práctico	
PARÁMETRO	UNIDADES
Largo de la fractura	1 m
Ancho de la fractura	0.1 mm
Viscosidad	1×10^{-3} Pa/s = 1cp
Densidad	1000 kg/m^3
Velocidad	1.585×10^{-6} (m/s) \cong 50 m al año

Sustituyendo:

$$\Delta p_f = \frac{0.001 \times 1.585 \times 10^{-6} \times 1}{1^2} = 1.585 \times 10^{-4} \text{ (Pa)}$$

Las caídas de presión en las fracturas serán las que rijan al sistema completo, entonces los bloques de matriz “sentirán” estos gradientes de presión, los cuales ocasionarán un flujo forzado dentro del bloque poroso.

Si se conoce la caída de presión en el bloque poroso es posible utilizar la ecuación de Darcy en términos de la velocidad del fluido.

$$U = -\frac{k}{\phi\mu} \frac{\partial p_f}{dz} \dots\dots\dots (5)$$

Por otro lado, el tiempo que tarda en “cruzar” el bloque un elemento del fluido está dado por:

$$t_{cruzar} \sim \frac{L}{U} \dots\dots\dots (6)$$

Por lo tanto:

$$U \sim \frac{L}{t_{cruzar}} \dots\dots\dots (6.1)$$

Combinando la ecuación (5) en órdenes de magnitud con la ecuación (6.1) se tiene que:

$$\frac{L}{t_{cruzar}} \sim \frac{k}{\phi\mu} \frac{\Delta p_f}{L} \dots\dots\dots (7)$$

Despejando t_{cruzar}

$$t_{cruzar} \sim \frac{L^2 \phi \mu}{k \Delta p_f} \dots\dots\dots (7.1)$$

Retomando la ecuación (4) y sustituyéndola en (7.1) se tiene que:

$$t_{cruzar} \sim \frac{L^2 \phi \mu h^2}{k L \mu U_c} \dots\dots\dots (7.2)$$

Por lo tanto:

$$t_{cruzar} \sim \frac{L \phi h^2}{k U_c} \dots\dots\dots (7.3)$$

Para un caso práctico se tiene:

Tabla 3.2 Datos para un caso práctico 2	
PARÁMETRO	UNIDADES
Largo de la Fractura.	1 m.
Ancho de la Fractura.	0.1 mm.
Viscosidad.	0.001 Pa/s = 1 cp
Densidad.	1000 Kg/m ³
Velocidad.	1.585 x10 ⁻⁶ m/s ≅ 50 m al año
Porosidad.	10 %
Permeabilidad.	1 x10 ⁻¹² m = 1 Darcy

Sustituyendo los datos en (7.3) se tiene que:

$$\begin{aligned}
 t_{\text{cruzar}} &\sim \frac{1 \times 0.1 \times 1 \times 10^{-8}}{1 \times 10^{-12} \times 1.585 \times 10^{-6}} = \\
 &= 655737704 \text{ (s)} = 182,149.36 \text{ (hrs)} = \\
 &= 7,589.55 \text{ (dias)} = 20.79 \text{ (años)}
 \end{aligned}$$

Esto implica que este proceso no es importante en los mecanismos de extracción de aceite de la matriz, si se compara con los tiempos de vida de un yacimiento.

Otro fenómeno que se presenta en los yacimientos es el drene gravitacional. Una vez que se tiene el tiempo característico del desplazamiento forzado, se puede obtener el tiempo de drene. Para obtener el tiempo de *drene gravitacional*, nótese que la Δp_f de la ecuación (4) es muy pequeña, por lo que se puede desprestigiar y tomar en cuenta un diferencial de densidades ($\Delta \rho$) en su lugar.

Luego entonces, la velocidad de *drene gravitacional* de la ecuación de Darcy, queda como sigue en términos de órdenes de magnitud:

$$U_{dg} \sim \frac{k \Delta \rho g}{\mu \phi} \dots\dots\dots (8)$$

También se toma la siguiente expresión para cambiar la ecuación (8) a sus valores característicos y con (9):

$$U_{dg} = \frac{L}{t_c} \dots\dots\dots (9)$$

Entonces, sustituyendo:

$$\frac{L}{t_c} \sim \frac{k \Delta \rho g}{\mu \phi} \dots\dots\dots (9.1)$$

Y despejando:

$$t_c \sim \frac{\phi \mu L}{k \Delta \rho g} \dots\dots\dots (9.2)$$

Para aplicarla en un caso práctico:

Tabla 3.3 Datos para un caso práctico 3	
PARÁMETRO	UNIDADES
Largo de la Fractura.	1 m.
Viscosidad.	0.001 Pa/s = 1 cp
Gravedad	9.81 m/s ²
Porosidad.	10 %
Permeabilidad.	1 x10 ⁻¹² m = 1 Dacry
Δ de Densidades	850 Kg/m ³

Sustituyendo en (9.2) para el tiempo característico de drene:

$$t_c \sim \frac{0.1 \times 0.001 \times 1}{1 \times 10^{-12} \times 850 \times 9.81} \sim 11,992.641 \text{ (s)} \sim 3.33 \text{ (hrs)} \sim 0.138 \text{ (días)}$$

Otro fenómeno que se presenta en los yacimientos es la *Imbibición*, por lo cual es importante su análisis, por esto, se hará uso nuevamente de la ley de Darcy cuando se tiene flujo en 2 fases, que se expresa como:

$$U = -\frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\partial p_T}{\partial x} + \rho g \right) \dots\dots\dots (10)$$

Nota: en este caso el valor $\rho g = 0$, las fuerzas de gravedad se desprecian puesto que sólo interesan las capilares, por lo tanto:

$$U = -\frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\partial p_T}{\partial x} \right) \dots\dots\dots (10.1)$$

Especificando los términos de la ecuación (10.1) en órdenes de magnitud, se tiene que:

U	Velocidad característica U _c
K	Permeabilidad
μ	Viscosidad
ϕ	Porosidad
∂p _T	Presiones Totales = Δp _T
∂x	Longitud

Ahora bien, si consideramos que la presión total se puede expresar como:

$$\Delta p_T = \Delta p_e + \Delta p_c \dots\dots\dots (11)$$

De donde

Δp_T = Presión Total

Δp_e = Presión dinámica o presión externa.

Δp_c = Presión capilar.

Por lo que, en órdenes de magnitud la ecuación (10.1) queda:

$$U \sim \frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\Delta p_T}{L} \right) \dots\dots\dots (10.2)$$

Usando la ecuación (11)

$$U \sim \frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\Delta p_e + \Delta p_c}{L} \right) \dots\dots\dots (10.2.1)$$

Como la Δp_e se desprecia queda de la forma:

$$U \sim \frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\Delta p_c}{L} \right) \dots\dots\dots (10.2.2)$$

Que representada con sus valores característicos queda:

$$U = \frac{L}{t_c} \dots\dots\dots (12)$$

Por lo tanto, sustituyendo la ecuación (12) en (10.2.2) queda:

$$\frac{L}{t_c} \sim \frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\Delta p_c}{L} \right) \dots\dots\dots (10.2.3)$$

Despejando t_c

$$t_c \sim \frac{\mu L^2 \phi}{k p_c} \dots\dots\dots (10.2.4)$$

Para aplicar la ecuación(10.2.4) en un caso práctico:

Tabla 3.4	
Datos para un caso practico 4	
PARÁMETRO	UNIDADES
Largo de la Fractura.	1 m.
Viscosidad.	0.001 Pa/s = 1 cp
Gravedad	9.81 m/s ²
Porosidad.	10 %
Permeabilidad.	1 x10 ⁻¹² m = 1 Dacry
Δ de Densidades	850 Kg/m ³

Para obtener el resultado del tiempo característico, se necesita tener el valor de la presión capilar, el cual se obtuvo al realizar un experimento con roca caliza en un tubo capilar, donde se determinó la altura máxima. Se sustituyó el valor en la ecuación de presión capilar máxima, es decir:

$$P_c = \Delta\rho gh_m \dots\dots\dots (11)$$

Donde la h_m alcanzada fue de 40 cm. Entonces:

$$P_c = 850 \times 9.81 \times 0.40 = 3,335.4 (Pa)$$

Sustituyendo este valor en la ecuación (10.2.4) se tiene el valor del tiempo característico de imbibición.

$$t_c \sim \frac{0.001 \times 1^2 \times 0.10}{1 \times 10^{-12} \times 3,335.4} = 29,981.41 (s) = 8.32 (dias)$$

El fenómeno de *difusión*, que también se presenta en los yacimientos, se puede modelar con la segunda ley de Fick, el cual describe este proceso y obtiene el tiempo característico del fenómeno. Entonces, utilizando el análisis de órdenes de magnitud, se tiene que:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D_e \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} \dots\dots\dots (12)$$

De donde

- $C = \text{Concentración.}$
- $t = \text{Tiempo.}$
- $z = \text{Longitud.}$
- $D_e = \text{Coeficiente de difusión efectivo del medio poroso.}$

Con sus valores característicos de.

- $C = C_c$
- $t = t_c$
- $z = L$

Sustituyendo, en órdenes de magnitud:

$$\frac{C_c}{t_c} \sim D_e \frac{C_c}{L^2} \dots\dots\dots (13)$$

Despejando t_c

$$t_c \sim \frac{L^2}{D_L} \dots\dots\dots (13.1)$$

$$t_c \sim \frac{L^2}{D_G} \dots\dots\dots (13.2)$$

Para la aplicación del caso práctico se utiliza un coeficiente de concentración del líquido (D_L) y un coeficiente de concentración de gas (D_G).

$$D_L \sim 1 \times 10^{-9} \frac{m^2}{s}$$

$$D_G \sim 1 \times 10^{-7} \frac{m^2}{s}$$

Sustituyendo estos valores en (13.1) y (13.2) se obtiene:

$$t_c \sim \frac{1}{1 \times 10^{-9}} = 1 \times 10^9 (s)$$

$$t_c \sim \frac{1}{1 \times 10^{-7}} = 1 \times 10^7 (s) \text{ de difusión.}$$

El análisis de órdenes de magnitud se utilizó para encontrar los tiempos característicos de los fenómenos que se presentan en el yacimiento. Estos tiempos, sirven para seleccionar los procesos más importantes durante un desplazamiento en un medio poroso fracturado y así decidir la metodología para la saturación residual de una prueba de desplazamiento en un apilamiento de núcleos Naturalmente Fracturados.

Los fenómenos que destacan como importantes son el *drene gravitacional* y la *imbibición*, seguido por el término de *difusión*. El *desplazamiento forzado* en los bloques de matriz es despreciable de acuerdo a los datos obtenidos.

De lo anterior, el experimento debe de ser de tal forma que el flujo forzado en las muestras de roca sea prácticamente nulo. Por lo cual se propuso rodear a los núcleos con una fractura anular, de esta forma la caída de presión a lo largo de la roca es despreciable.

Por otro lado, debido a que el drene gravitacional es un proceso importante, es recomendable usar muestras de roca de longitud suficiente para observar el drene, o bien como es el caso, un apilamiento de fragmentos. En este último es necesario asegurar la continuidad capilar entre los bloques, para ello se utiliza papel filtro # 41.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DE LOS NÚCLEOS

4.1 Permeabilidad. Descripción del equipo utilizado.

Para caracterizar los fragmentos utilizados en el experimento de Recuperación Mejorada, se utilizó el equipo que se enlista a continuación.

Bomba de flujo continuo GILSON[®], con una presión máxima permisible de 10,000 (lb/pg²) con un gasto máximo de 10.00 (ml/min) y un gasto mínimo de 0.01 (ml/min). Utilizada para manejar la presión de confinamiento. Figura 4.1



Figura 4.1. Bomba GILSON

Bomba de desplazamiento positivo ISCO[®] modelo 500D "syringe pump", que consiste en una serie de pistones que permiten el desplazamiento de los fluidos con una presión máxima permisible de 5000 (lb/pg²) a un gasto máximo de 7000 (ml/hr) y un gasto mínimo de 0.01 (ml/hr) utilizada para la inyección de los fluidos. Figura 4.2



Figura 4.2. Bomba ISCO.

Cilindro de transferencia de acero inoxidable, diseñado para alta presión y alta temperatura. Tiene un émbolo que separa el fluido de desplazamiento, colocado en la parte inferior, del fluido a inyectar, puesto en la parte superior de émbolo. Figura 4.3



Figura 4.3. Cilindro de Transferencia.

Celda experimental: dispositivos donde son colocados los fragmentos de núcleo de acuerdo a sus características físicas, así como la prueba que se va a realizar. El más común para estas pruebas es el denominado Sujetador de núcleos. Figura 4.4



Figura 4.4. Celda Experimental.

Imagen del sistema completo, figura 4.5:

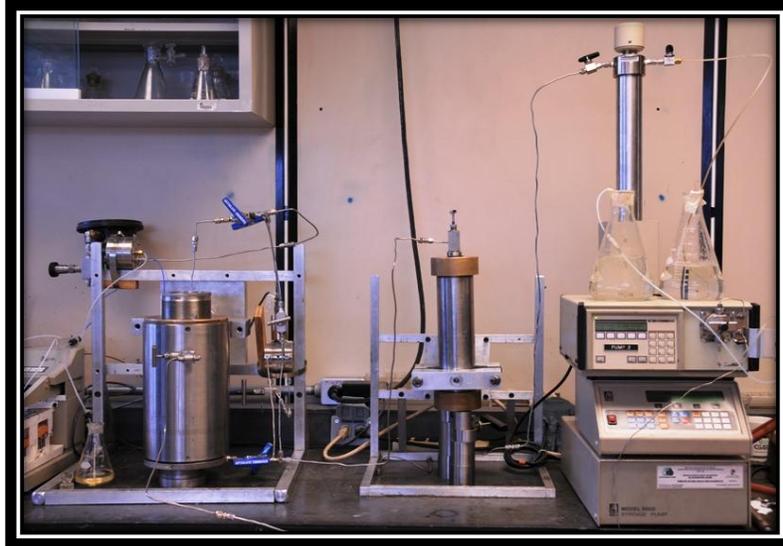


Figura 4.5. Sistema Completo.

La figura 4.6 muestra el diagrama esquemático de la figura 4.5.

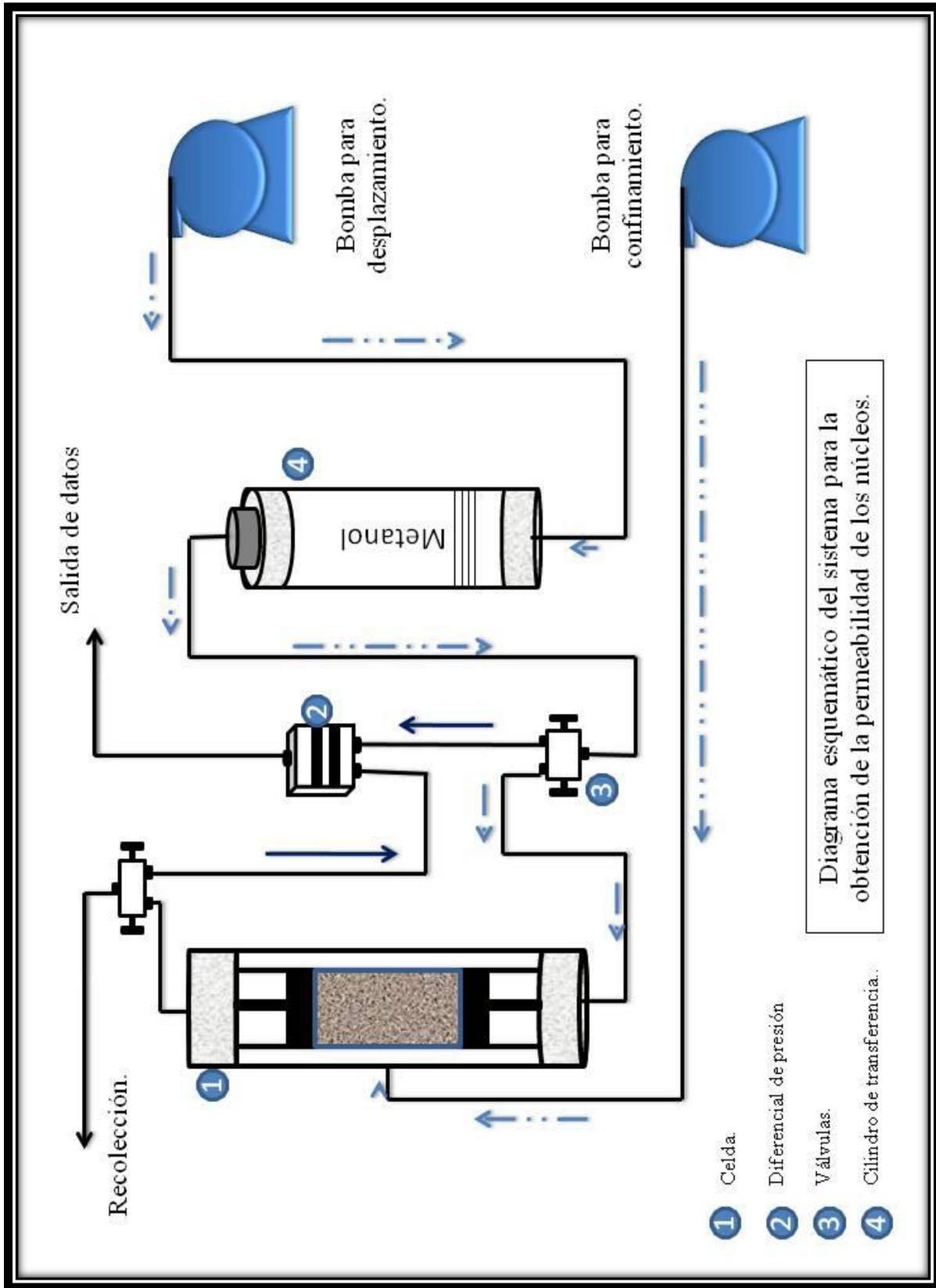


Figura 4.6. Diagrama esquemático del sistema para la obtención de la permeabilidad de los Núcleos

4.1.2 Descripción del proceso.

Preparación de los núcleos.

En primer lugar, se trabaja con el núcleo Número 1, de longitud 5.5 (pg) y grosor 4(pg) se enmangó con teflón térmico y se rellenaron los vórgulos con arena tipo “OTAWA” en la mayoría de las cavidades y sujetándolo con cinta para su retención.



Figura 4.7 Núcleo 1

Al momento de enmangarse, se reforzó la periferia, en su mayoría, con un pliego de latón (aluminio) para montarlo en un “coreholder” de 4 pulgadas y colocarlo en el sistema.

En un cilindro de transferencia se colocaron 500 (ml) de metanol para ser inyectado en el núcleo, previamente se realizó vacío con una bomba al sistema durante 40 (min).

Teniendo ya una presión de confinamiento de 3000 (psi) se inicia la inyección del metanol por la parte inferior del núcleo a un gato de 15 (ml/h).

Transcurridas 20 horas de inyección, se ha variando el gasto a un final de 0.5 (ml/h). En ese momento se toma la lectura del diferencial de presión y así también para los demás gastos mostrados.

Gasto (ml/hr)	Presión Diferencial (lb/pg ²)
0.5	29.00
1.0	53.00
1.5	69.00
2.0	85.50

Teniendo estos datos se puede obtener la permeabilidad del núcleo usando la ecuación de Darcy.

$$q = \frac{k A \Delta p}{\mu \Delta L}$$

Reacomodando:

$$k = \frac{q \mu \Delta L}{A \Delta P}$$

Sustituyendo en unidades consistentes, para un gasto de 0.5 (ml/hr):

$$k = \frac{0.00014 \left(\frac{ml}{s}\right) 0.6(cp) 13.97(cm)}{81.0734(cm^2) 1.97279 (Atm)} = 0.00000728 (D)$$

Los demás resultados para el mismo núcleo se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 4.2
Datos Núcleo 1

Diámetro cm	Long. cm	Área cm ²	Vol. de cilindro cm ³	Gasto ml/hr	Gasto ml/ seg	Δp psi	Δp atm	K mD	Viscosidad μ cp
10.16	14.2	81.0734	1151.240	0.5	0.00014	29.00	1.97279	0.00728	
				1	0.00028	53.00	3.60544	0.00797	0.6
				1.5	0.00042	69.00	4.69388	0.00918	
				2	0.00056	85.50	5.81633	0.00988	

Permeabilidad promedio: 0.00872 (mD).

Para los núcleos número 2 y número 3, el procedimiento fue el mismo, y sus resultados se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 4.3
Datos Núcleo 2

Diámetro cm	Long. cm	Área cm ²	Vol. de cilindro cm ³	Gasto ml/hr	Gasto ml/ seg	Δp psi	Δp atm	K mD	Viscosidad μ cp
10.16	12	81.0734	972.880	0.5	0.00014	2.98	0.20272	0.06278	
				1	0.00028	4.29	0.29184	0.08722	0.6
				1.5	0.00042	5.39	0.36667	0.10414	
				2	0.00056	6.33	0.43061	0.11823	

Permeabilidad promedio: 0.09022 (mD).

**Tabla 4.4
Datos Núcleo 3**

Diámetro cm	Long. cm	Área cm ²	Vol. de cilindro cm ³	Gasto ml/hr	Gasto ml/ seg	Dp psi	Dp atm	K mD	Viscosidad μ cp
10.16	12	81.0734	972.880	0.5	0.00014	3.86	0.26259	0.04723	
				1	0.00028	4.76	0.32381	0.0766	0.6
				1.5	0.00042	6.71	0.45646	0.0815	
				2	0.00056	6.96	0.47347	0.10477	

Permeabilidad promedio: 0.07711 (mD).

4.2 Porosidad. Descripción del equipo utilizado.

Para poder obtener la porosidad de cada fragmento de roca, fue necesario trabajar con otro equipo, el cual se describe a continuación:

Bombas de alta presión y de desplazamiento positivo “Pump System SP-500” de la marca “QUIZIX®”, la cual trabaja con agua. Cuenta con 2 cilindros que funcionan en paralelo, es decir, mientras un cilindro va inyectando, el otro se reabastece, para garantizar el flujo continuo e ininterrumpido. Figura 4.8.

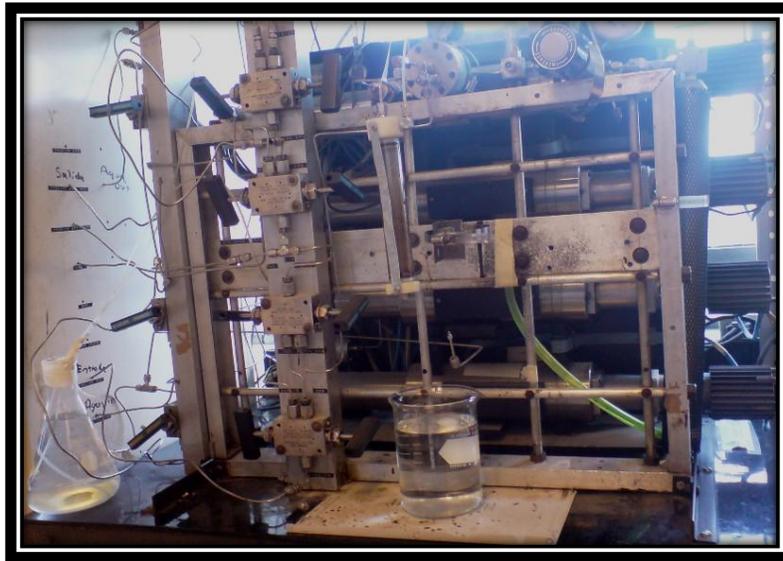


Figura 4.8. Bombas QUIZIX.

En este caso la bomba se utilizó para saturar con agua la celda que contenía a los núcleos; la celda es de de acero para alta presión (que resiste hasta 3000 libras por pulgada cuadrada) hecha especialmente para núcleos de 4 pulgadas de diámetro y un poco más de 12 centímetros de largo. Figura 4.9.



Figura 4.9. Celda de Acero.

4.2.1 Descripción del proceso.

El procedimiento fue relativamente sencillo y se hizo para cada núcleo por separado. Después de realizarsele vacío al sistema por 30 minutos, se saturó la celda con agua, con el fragmento dentro, hasta registrar una presión de la bomba de 1000 (lb/pg²) que es la presión a la cual el aire se mezcla con el agua. La imagen muestra el volumen inyectado para el caso del fragmento 1, que fue de 102.702 (ml) y la presión alcanzada después de 24 horas de estabilización fue de 1001.965 (psi) como se puede apreciar en la figura 4.10. Ésta imagen es la captura de pantalla del software especializado denominado “Quixiz PumpWorks[®]” que permite controlar los mecanismos de inyección de las bombas desde una computadora.

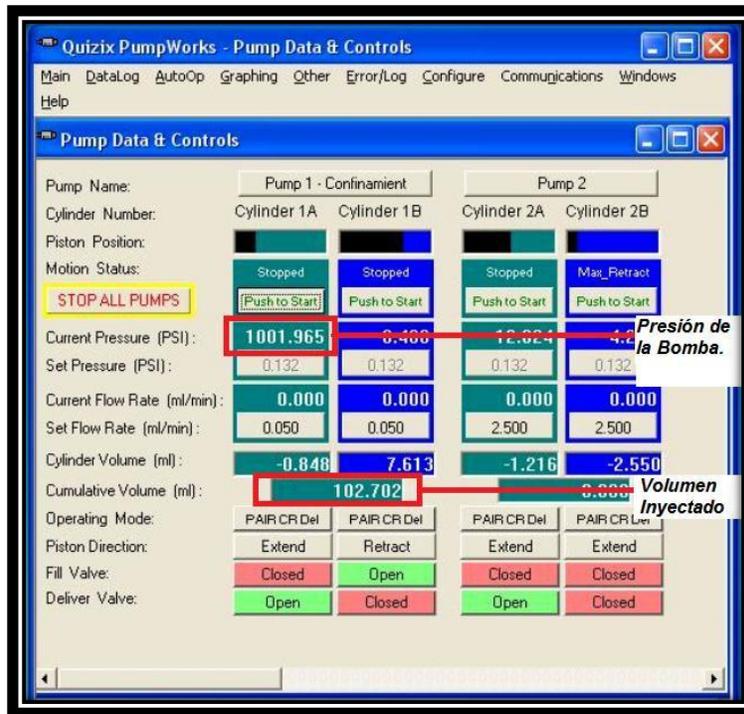


Figura 4.10 Cuadro de diálogo de Quixiz PumpWorks.

Conociendo el volumen muerto de la celda (sin núcleo) se hace el cálculo para obtener un volumen de roca y después se le resta el volumen del cilindro perfecto, para así obtener un volumen poroso.

Tabla 4.6
Resultados para Núcleo 1.

VOLUMEN INYECTADO	572.243	ml
VOLUMEN MUERTO DE LA CELDA	1667.1	ml
VOLUMEN DE ROCA	1094.857	ml
VOLUMEN DEL CILINDRO PERFECTO	1151.24	cm ³
VOLUMEN DE POROS	56.39	ml
POROSIDAD	5.15	%

De esta manera se procedió para los demás fragmentos. Y sus resultados de porosidad se muestran a continuación.

Tabla 4.5
Resultados para Núcleo 2

VOLUMEN INYECTADO	102.702	ml
VOLUMEN MUERTO DE LA CELDA	1024.9078	ml
VOLUMEN DE ROCA	922.2058	ml
VOLUMEN DEL CILINDRO PERFECTO	972.88	cm ³
VOLUMEN DE POROS	50.67	ml
POROSIDAD	5.49	%

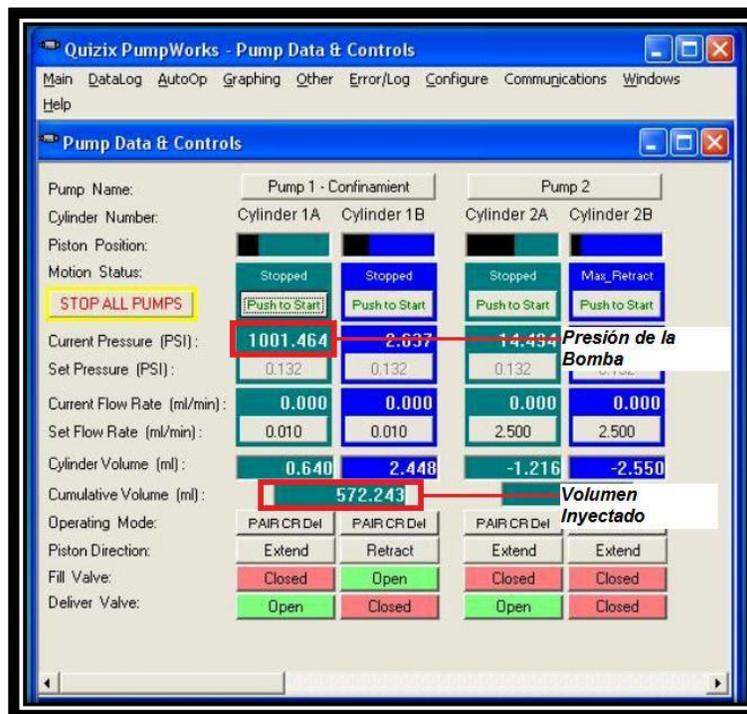


Figura 4.11 Cuadro de diálogo de Quizix PumpWorks.

Tabla 4.7
Resultados para Núcleo 3

VOLUMEN INYECTADO	203.157	ml
VOLUMEN MUERTO DE LA CELDA	1024.9078	ml
VOLUMEN DE ROCA	821.7508	ml
VOLUMEN DEL CILINDRO PERFECTO	972.880	cm ³
VOLUMEN DE POROS	151.13	ml
POROSIDAD	18.39	%

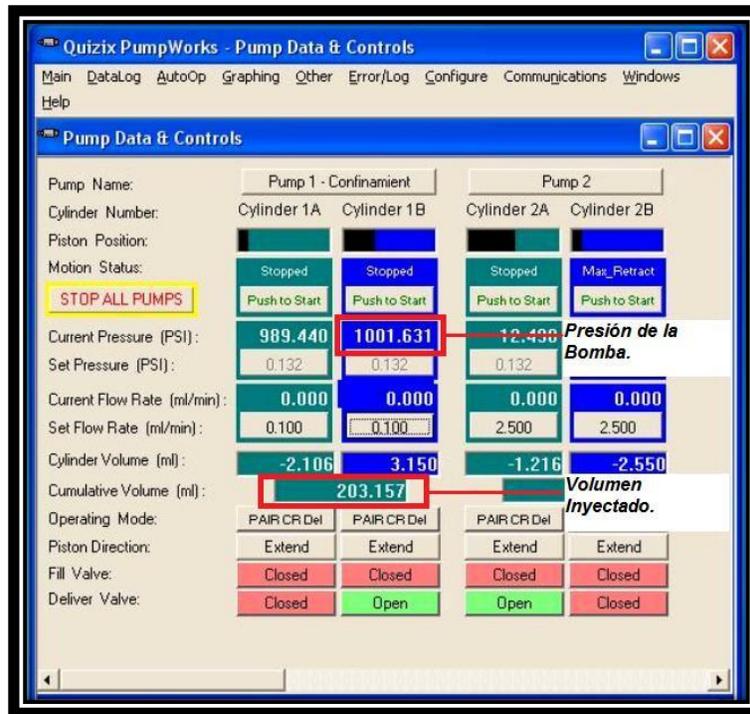


Figura 4.12 Cuadro de diálogo de Quizix PumpWorks.

Haciendo la suma de los volúmenes porosos de cada núcleo da un total de 258.19 mililitros de volumen poroso y una porosidad promedio de 3.59% para el apilamiento.

CAPÍTULO 5. EXPERIMENTO.

5.1 Generalidades de un apilamiento de núcleos.

Con el fin de representar un yacimiento fracturado, los núcleos se apilan con una fractura anular vertical que los rodea, esto se logra con un pivote para centrar. Entre cada núcleo se añade un medio poroso (papel filtro) para asegurar que exista continuidad capilar de un núcleo a otro; se colocan dentro de un sujetador de núcleos sin mangas con 2 difusores, uno en cada extremo estos últimos están diseñados para ofrecer presión en el apilamiento (lo cual colabora para asegurar la continuidad capilar entre núcleos) ver figura 5.1

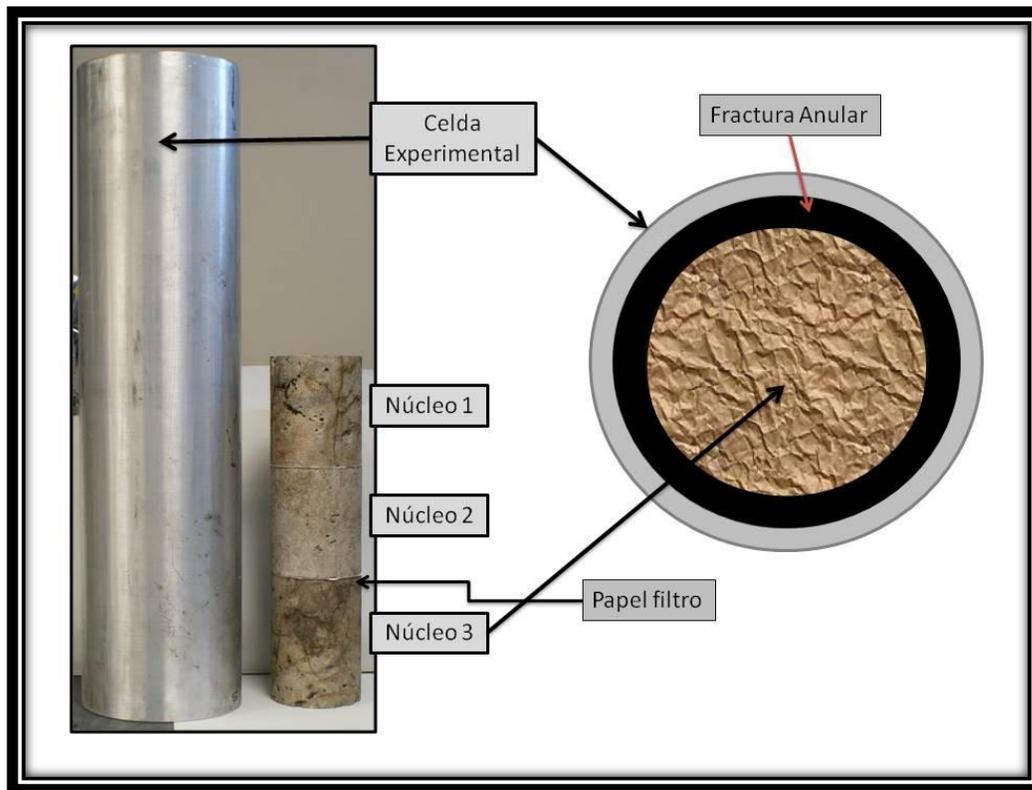


Figura 5.1 Celda y núcleos del apilamiento.

5.2 Descripción del equipo y acondicionamiento de los sistemas.

Es un conjunto de equipos acoplados para desarrollar pruebas de desplazamientos de fluidos a condiciones de yacimiento. Está constituido por una bomba de inyección continua (para alta presión) con control automático, un regulador de presión inversa para alta presión, una estufa de convección, cilindros de transferencia de fluidos, celda experimental, una red de líneas de acero

inoxidable conectadas a válvulas de autoclave para alta presión y alta temperatura, un sistema de transductores de presión de entrada, salida y diferencial, un módulo de monitoreo de presiones y temperaturas, y un PC para el control de la bomba, control del módulo y de la captura de datos, el cual se ilustra en la figura 5.2 y esquemáticamente en la figura 5.3.

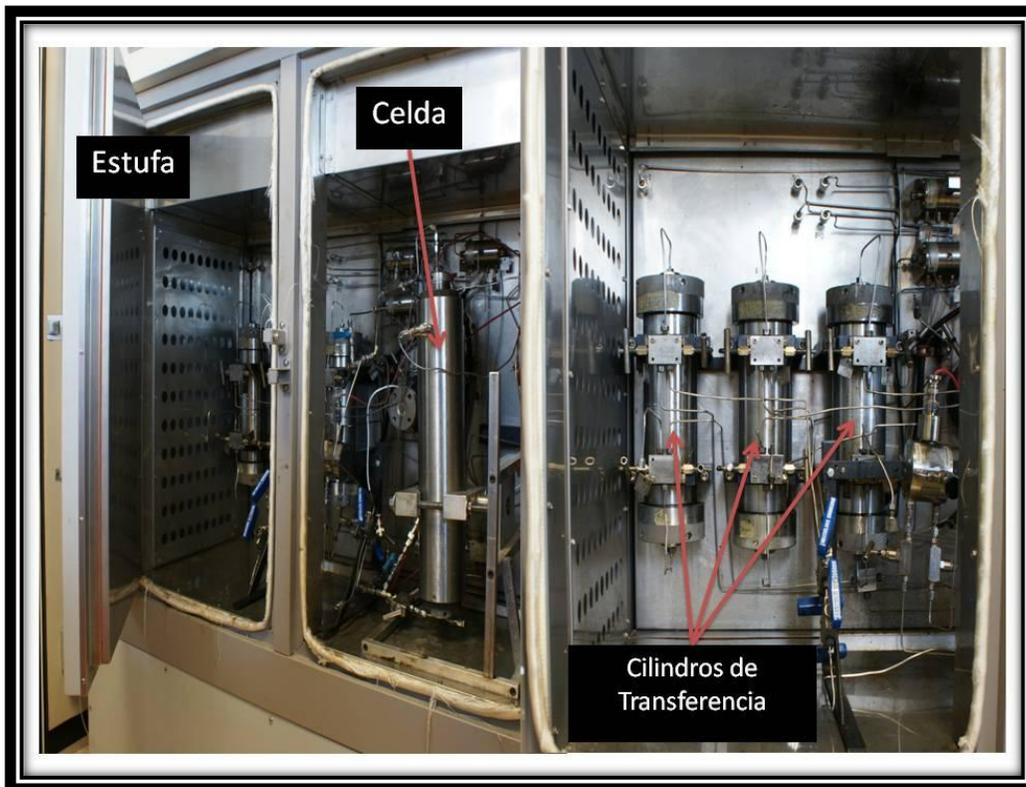


Figura 5.2 Sistema de desplazamiento de fluidos

El acondicionamiento de los sistemas consistió en los siguientes pasos.

- a) Limpieza de la celda experimental, cilindros de transferencia y regulador de presión inversa. Los dispositivos que se utilizaron, se desensamblaron totalmente y se procedió a limpiar pieza por pieza con cloroformo, agua y jabón (para eliminar los residuos de aceite) y si se considera necesario con acetona (para secar el exceso de agua) y finalmente con aire a presión. Se procedió a ensamblar la celda teniendo especial cuidado en la revisión de empaques, limpieza perfecta de las cuerdas de ensamble y colocarles grasa "antiferrante".
- b) Limpieza de las líneas de conducción, que se inicia desde la bomba de inyección, se colocó un cilindro de transferencia con disolvente (cloroformo, tolueno, etanol, acetona, etc. según sea el caso) y se inicia la inyección del

fluido a través de toda la red de líneas de conducción, se procuró hacerlo por tramos, ayudándose del sistema de válvulas para seleccionar la dirección de flujo deseada, al finalizar el proceso, las líneas se secaron con aire a presión.

- c) Se hizo la verificación de los transductores de presión, cada uno de ellos debe tener un correcto funcionamiento. Esta verificación comprende que se encienda la PC que controla la bomba de inyección y el sistema de adquisición de datos, de tal forma que los datos se monitoreen y se almacenen de manera correcta en el sistema.
- d) Llenado de los cilindros de transferencia, que en este caso fue de salmuera, CO_2 y aceite experimental, teniendo especial cuidado en contabilizar el volumen de fluido en cada uno de ellos, así como la presión en que fueron almacenados.

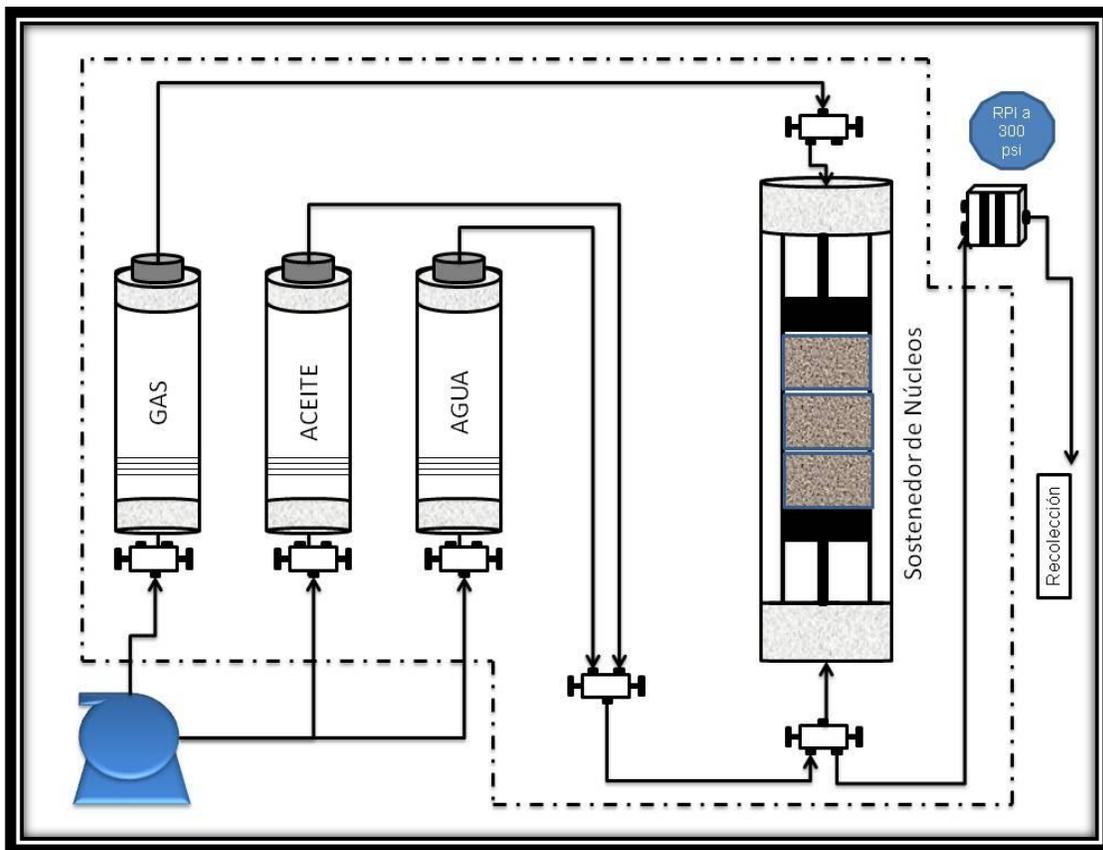


Figura 5.3 Diagrama esquemático del sistema de desplazamiento de fluidos.

El experimento consistió en tratar de simular las condiciones del yacimiento, por lo que se propuso tener una temperatura en el sistema de $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, una salmuera de 30,000 ppm, una $S_w = 20\%$, una $S_o = 80\%$ y una mezcla de aceite experimental, que en este caso fue de heptano con pentano al 50 % mol, una fractura anular de 100 ml y una presión de 300 psi.

Cálculos para la mezcla del aceite experimental:

Tabla 5.1			
Datos de los componentes.			
Pentano		Heptano.	
Peso molecular	72.15 g/gmol	Peso molecular	100.2115 g/gmol
Densidad	0.626 g/ml	Densidad	684 g/ml

Se pretende hacer 1500 ml de aceite.

Se sabe que

$$x_i = \frac{m}{PM}$$

De donde

$$m = (PM)(x_i)$$

Como se necesita una mezcla al 50 % de cada elemento, por ejemplo, para el pentano se tiene que:

$$m = (72.15) * (0.5)$$

$$m = 36.075 \text{ g}$$

También se sabe que:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

De donde

$$V = \frac{m}{\rho}$$

Por lo que el volumen necesario para tener 50 % mol de pentano es:

$$V = \frac{36.075 \text{ g}}{0.626 \text{ g/ml}}$$

$$\boxed{V = 57.63 \text{ ml}}$$

Del mismo modo para el heptano, teniendo un volumen de:

$$\boxed{V = 73.25 \text{ ml}}$$

Teniendo entonces un volumen total de 130.88 ml. Como se requirió un volumen total de 1500 ml, se hace una “regla de 3” para obtener el volumen necesario de cada elemento.

$$V_{pentano} = 660.5 \text{ ml}$$

$$V_{heptano} = 839.51 \text{ ml}$$

5.2 Experimento # 1.

Para llevar a cabo la prueba # 1 se montó los núcleos en apilamiento, con el de mayor permeabilidad a la entrada del sistema y el de menor a la salida, esto con la finalidad de simular aún más las condiciones de un yacimiento, se hizo vacío a la celda durante 2 horas; pasado ese tiempo se inició la inyección de la salmuera hasta alcanzar un volumen total de 375.4 ml y dejando un día completo para la estabilización de la presión a 1000 lb/pg².

Fue necesario depresionar el sistema, inyectar aire a presión, calentar el apilamiento y hacer vacío para sacar el agua y, así alcanzar la saturación de $S_w=20\%$. Datos que se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2					
Recolección de la salmuera					
	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5
Nitrógeno	199.63	20.7	4.5	1.7	
Vacío	7.3	8.03	9.96	0.31	
Por temperatura					5.17
Totales	206.93	28.73	14.46	2.01	
Gran total	260.3	Con 43.9 mililitros aproximadamente de perdidas.			

Después de dejar el apilamiento con una saturación de agua de 20 %, se procedió a saturar los núcleos con el aceite experimental, para esto se inyectó un volumen de 304.27 ml, con lo cual se aseguró que éste volumen representaba el 80 % de la saturación propuesta, se llenó el cilindro de transferencia con 900 ml de CO₂ y se direccionó hacia la celda.

Gracias al RPI (regulador de presión inversa) que es el dispositivo utilizado para calibrar la presión al valor deseado, se llevó el sistema a las 300 psi, se prendió la estufa y se esperó toda una noche para que se estabilizara la temperatura a 50 °C.

Se inició la prueba con forme a lo planeado, con un gasto de inyección de 2 ml/hr.

Gracias a un recolector de líquidos automático, pasados 2 días de inyección se logró recuperar 99.2 ml de aceite, que en términos generales representa el volumen de la fractura anular; se dejó correr la prueba por tres días más, observando que ya no se tenía recuperación de líquido.

Al percatarse de esta situación, se decidió tomar una muestra del gas que se tenía en producción para hacerle un análisis cromatográfico. De éste análisis (ver anexo 5.1) se concluyó que el CO₂ solo estaba recuperando el hidrocarburo en forma gaseosa, por lo que se decidió detener la prueba y darla por terminada.

El siguiente paso del estudio experimental fue realizarles muestras tomográficas a cada uno de los núcleos utilizados, esto con el fin de saber la porosidad vugular, de fractura e interpartícula de cada uno de ellos y poder realizar otro tipo de experimento.

5.4 Estudio Tomográfico.

La Tomografía de Rayos X (TRX) es una técnica que se puede utilizar para visualizar la estructura interna de un fragmento de núcleo. La implementación de esta técnica dentro de la ingeniería de yacimientos es usar fragmentos de núcleos provenientes de yacimientos naturalmente fracturados. En esta rama se tiene la descripción de heterogeneidades, análisis de la invasión de fluidos de perforación y medición de propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de fluidos, compresibilidad). Sin embargo, esta técnica tiene su mayor aplicación en los estudios de proceso dinámico de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos. En México, los trabajos desarrollados con la TRX en ingeniería de yacimientos, no son muy conocidos. Desde 1993, el Instituto Mexicano del Petróleo es la única institución que posee equipo para realizar estudios con ésta técnica¹.

El equipo con el cual se realizaron las tomografías es un equipo Picker IQ[®] el cual está computarizado y acondicionado a un equipo de desplazamiento de fluidos. Por otro lado, se cuenta con una estación de trabajo Silicon Graphics[®] para el procesamiento de las imágenes obtenidas, figura 5.4.

¹ Fabiola Ruiz Cruz, "Cuantificación de la Porosidad Secundaria por el método de la Tomografía de Rayos X", Tesis 2008.

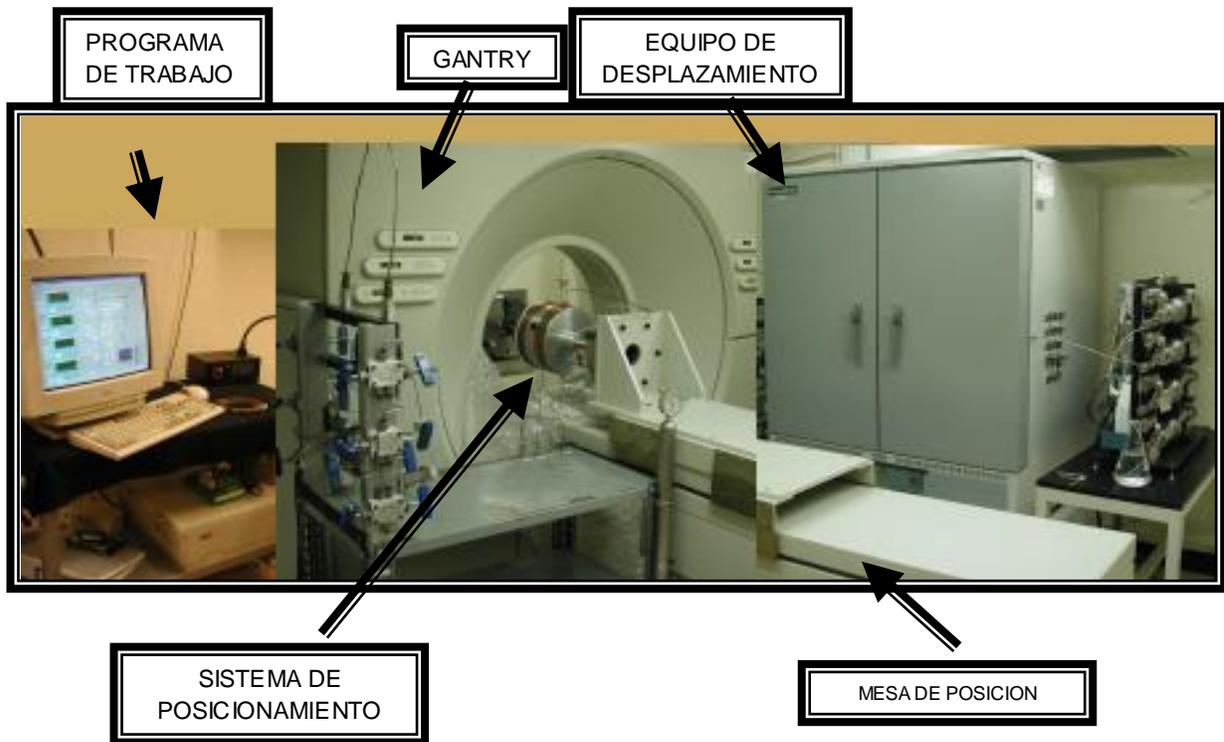


Figura 5.4 Imagen del conjunto de sistemas para la tomografía.

Para poder interpretar, adecuadamente, los experimentos de desplazamiento de un fluido por otro dentro de un fragmento de roca, es necesario conocer las principales características de dichos fragmentos de roca en términos de la distribución estática de la porosidad efectiva en los siguientes elementos: porosidad interpartícula, fracturas y vórgulos, debido a que los factores de recuperación y las saturaciones finales de aceite dependen directamente de ella.

La dinámica de la saturación y el factor de recuperación dependen de la distribución espacial de la conductividad hidráulica del medio poroso, en un sistema compuesto de porosidad interpartícula, fracturas y vórgulos, frecuentemente la porosidad efectiva se puede dividir en dos porosidades dinámicas: aquella asociada a regiones de alta conductividad, que tiene características que facilitan el transporte de fluidos y aquella asociada a regiones de baja conductividad, en donde el transporte de fluidos es lento, pero pueden representar zonas de almacenamiento de aceite².

² Dr. Raymundo Martínez Ángeles. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2008.

5.4.1 Metodología del procesamiento de imágenes obtenidas en los estudios experimentales de tomografía de Rayos X.

Los fragmentos fueron sometidos a varias sesiones de tomografía de rayos X, de acuerdo a la metodología que usualmente se utiliza en el Laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos del IMP, en el cual, cada fragmento se coloca en un contenedor de núcleos hecho de aluminio, luego, el sistema (fragmento-contenedor) se coloca en posición adecuada dentro del tomógrafo de rayos X y se realiza el plan de sesiones de tomografía. Después se realizó el procesado de imágenes digitales, con base en los objetivos planeados. Por último, se realizó el análisis e interpretación de resultados del conjunto de información disponible.

El plan de trabajo es realizar la sesión tomográfica de los fragmentos bajo saturación cero, después, cada fragmento se satura parcialmente y se realizan varias sesiones de tomografía en ese estado, posteriormente, los fragmentos son saturados al 100% y se realiza la última sesión tomográfica. Se salvan todas las imágenes digitales y se desarma el sistema, regresando los núcleos a su respectivo responsable.

Las siguientes imágenes muestran la saturación cero por ciento, cien por ciento y saturación intermedia, de cada uno de los fragmentos respectivamente.

Nótese que en cada una de las figuras, el núcleo fue tomografiado en forma vertical, esto por la disponibilidad del equipo. El primer ícono (parte superior izquierda) es la primera toma del Núcleo 1, el último ícono (parte inferior derecha) es la última toma del Núcleo. Así para cada uno de los fragmentos.



Figura 5.5a Saturación cero del Núcleo 1.



Figura 5.5b Saturación cien por ciento del Núcleo 1.

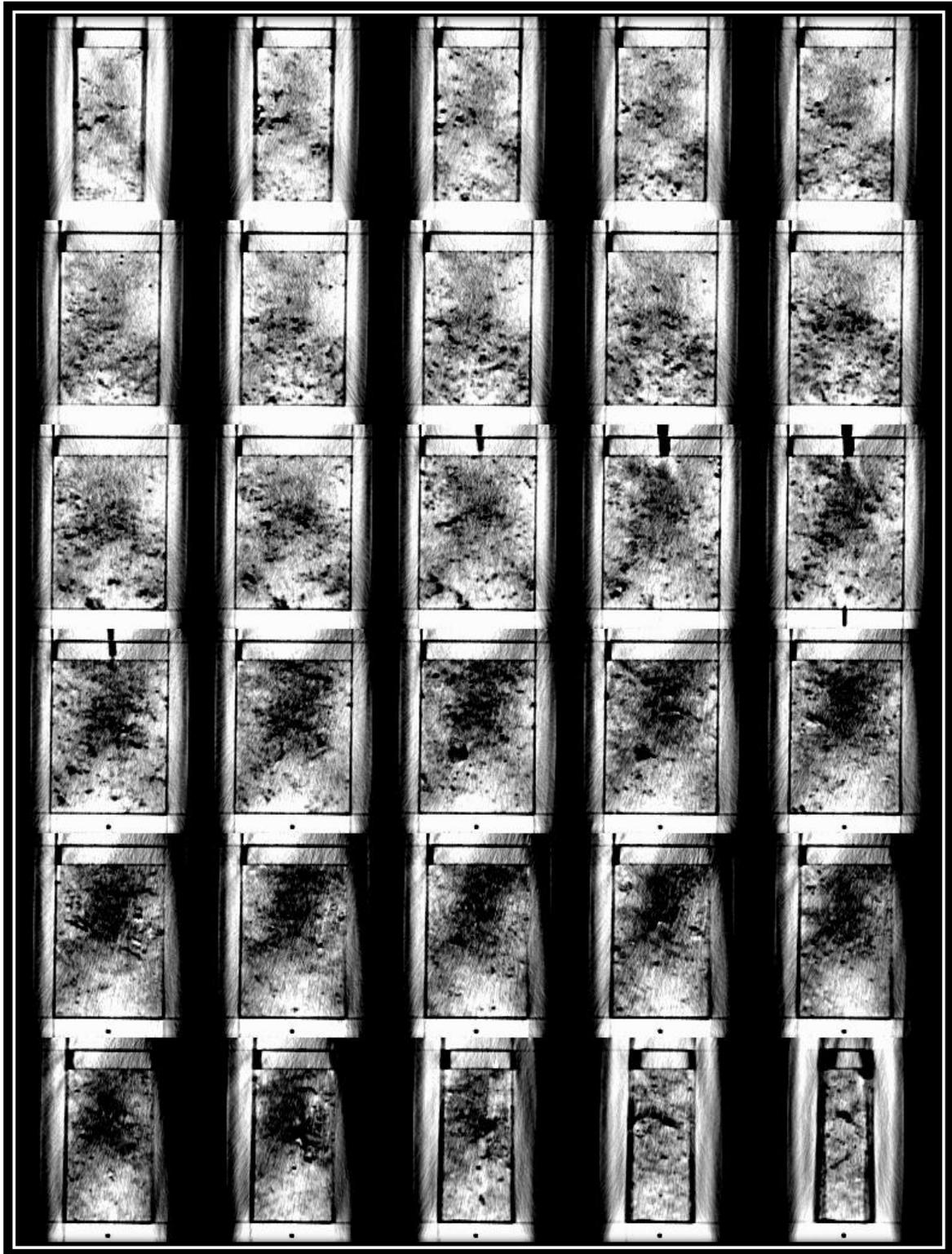


Figura 5.6a Saturación cero del Núcleo 2.

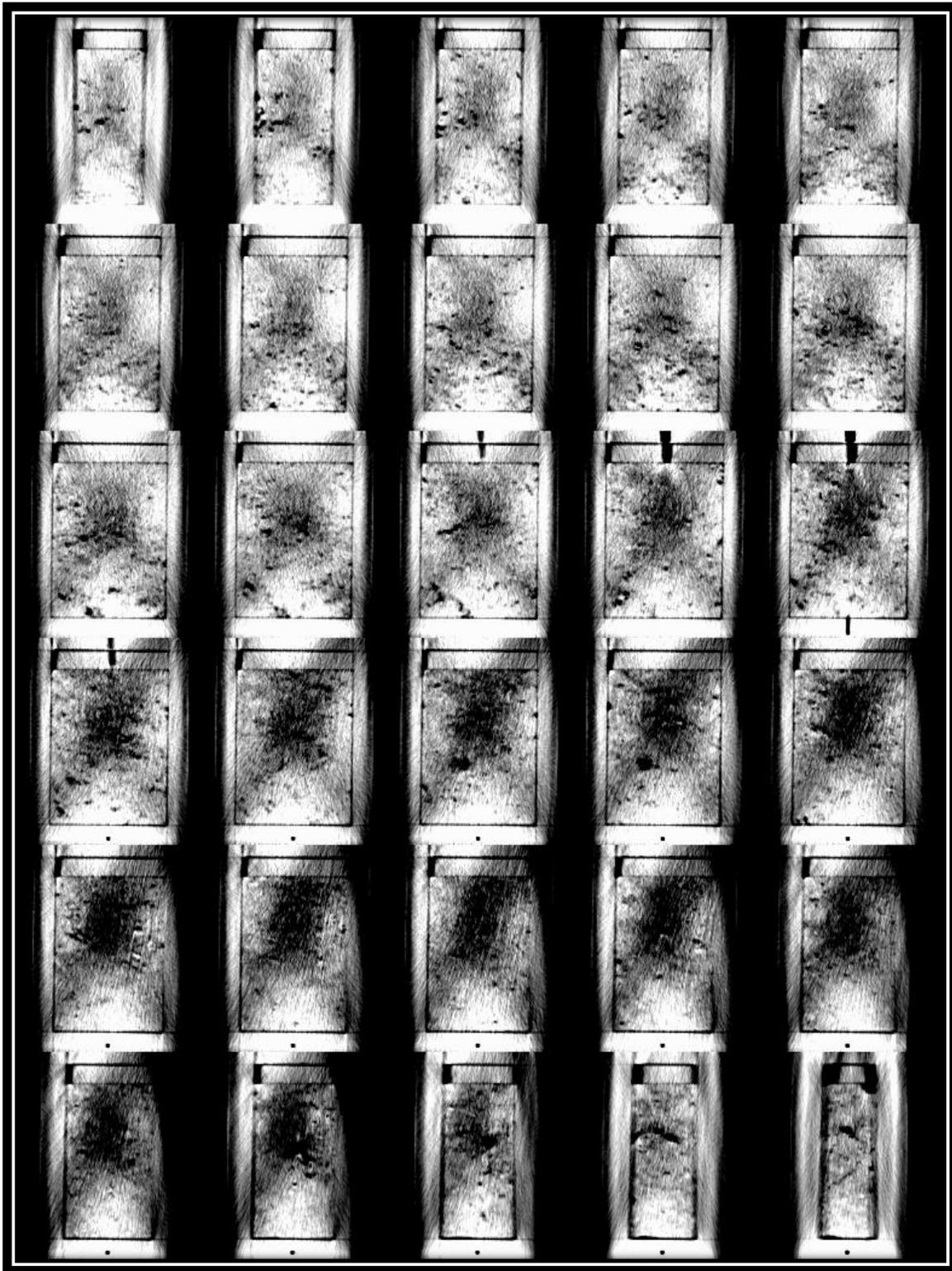


Figura 5.6b. Saturación cien por ciento del Núcleo dos.



Figura 5.7a. Saturación cero del Núcleo 3.

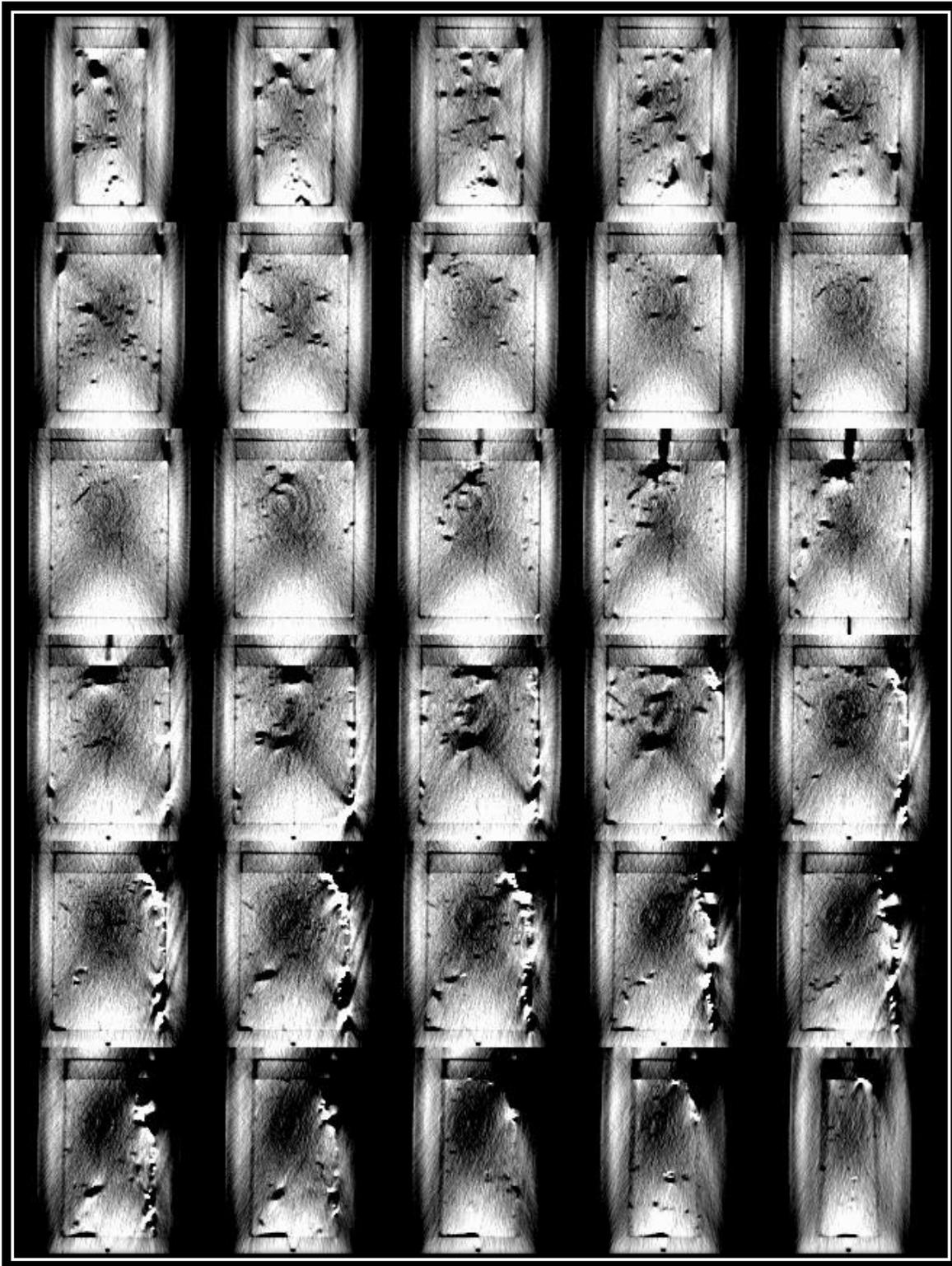


Figura 5.7b. Saturación al cien por ciento del Núcleo 3.

5.4.2 Comportamiento de las imágenes obtenidas en los estudios experimentales de tomografía de rayos X.

Los objetos de interés (sólidos, líquidos y gases) están distribuidos y organizados dentro de cada sección rectangular de TRX de los fragmentos estudiados. La detección e interpretación de tales objetos depende de su diferente densidad de unos respecto a los demás. Así, podemos encontrar una variedad de materiales tales como (carbonato de calcio, dolomita, cuarzo, cementante, etc.), porosidades (interpartícula, microfractura, vóculo) y fluidos saturantes (aire, gas, agua y aceite). Enseguida se presenta un conjunto de gráficas de la distribución de la densidad promedio, medida en números CT de las imágenes de tomografía de rayos X para las siguientes etapas de saturación: cero, y al 100%.

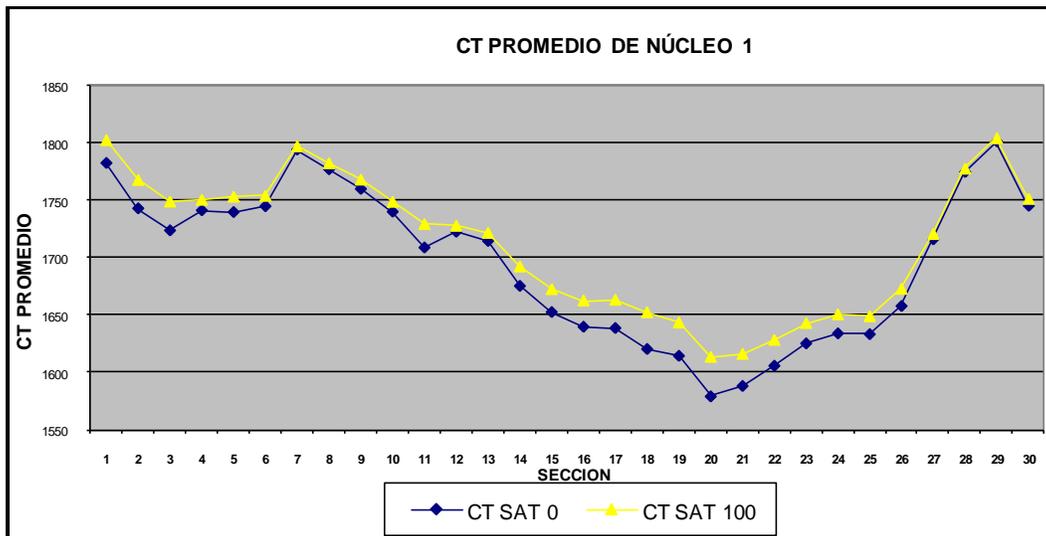


Figura 5.8. CT promedio del núcleo 1.

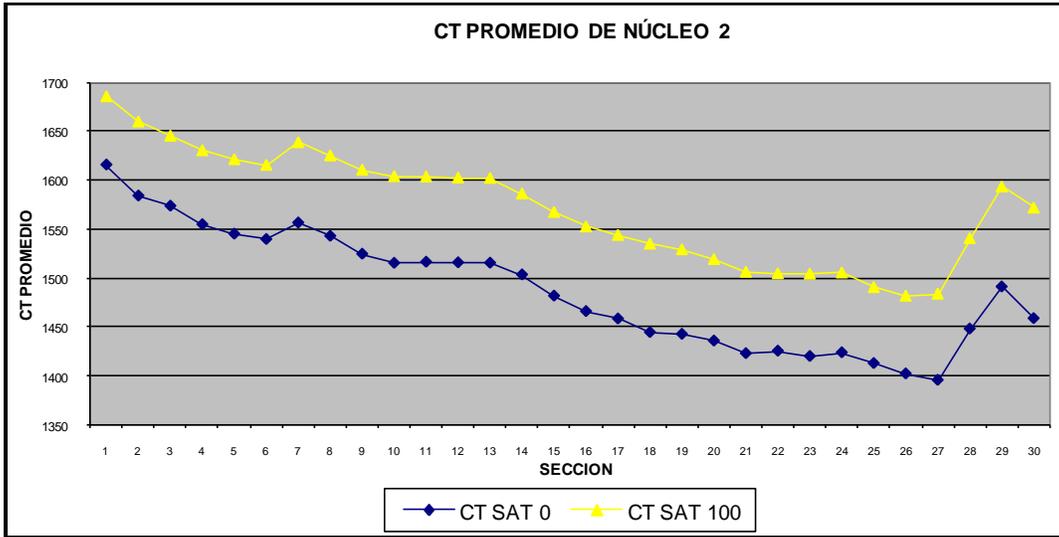


Figura 5.9. CT promedio de núcleo 2.

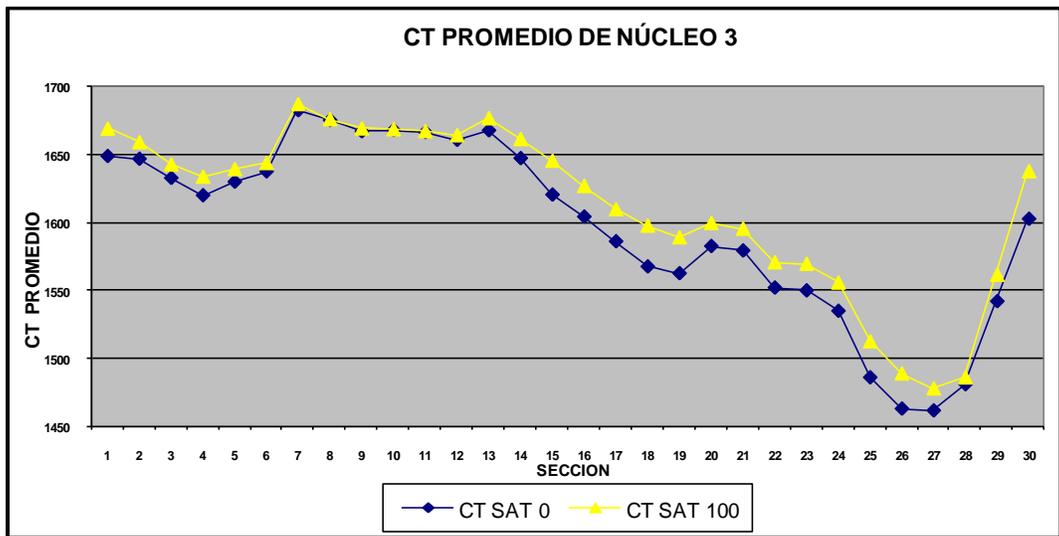


Figura 5.10. CT promedio de núcleo 3.

Para la obtención de la porosidad efectiva de cada núcleo se aplica el siguiente algoritmo:

$$\phi_{efe} = \frac{CT_{saturada} - CT_{seca}}{CT_w - CT_a} = C_{esc} (CT_{saturada} - CT_{seca})$$

donde:

- $CT_{saturada}$ es el promedio del número CT de la imagen de roca saturada.
- CT_{seca} es el promedio del número CT de la imagen de roca seca.
- CT_w es el promedio del número CT del agua, medido dentro de un vóculo.
- CT_a es el promedio del número CT del aire, medido dentro de un vóculo.

Esta expresión se evalúa para todas las rebanadas; el promedio de cada sección es un estimador de la porosidad efectiva.

Desde el punto de vista del procesamiento numérico, como primer paso se realizó el cálculo de la diferencia aritmética entre las matrices aritméticas de las imágenes correspondientes a la roca saturada y aquellas de la roca seca (saturación cero). El resultado es un conjunto de imágenes, donde cada imagen es llamada imagen de diferencias o imagen de porosidad efectiva de la sección correspondiente. La interpretación de una imagen de diferencias es la siguiente: donde la diferencia es 0, se interpreta que la roca no admitió fluidos, es decir, no hubo saturación, donde la diferencia es grande entonces la saturación alcanza su mayor valor local, el cual corresponde a zonas con altas porosidades como es el caso de vóculos y microcanales, finalmente, donde la diferencia es relativamente pequeña, entonces la saturación del medio poroso contiene valores que van desde bajos a intermedios, lo cual corresponde a zonas de porosidad interpartícula. El resultado de esta etapa es un conjunto de imágenes de diferencias o imágenes de porosidad.

Las imágenes obtenidas muestran que las altas porosidades están ligadas a la presencia de los vóculos. La porosidad secundaria, en este caso, representada por los vóculos, parece dominar al valor de porosidad efectiva. En las siguientes figuras se presentan los platos de las imágenes de porosidad efectiva de los fragmentos estudiados. Posteriormente, en las siguientes 3 figuras se presentan las gráficas del promedio de porosidad efectiva de los fragmentos estudiados.

Nota: CT, por sus siglas en inglés “Computer Tomography”; es un valor de atenuación para un punto relativo al valor de atenuación del agua.

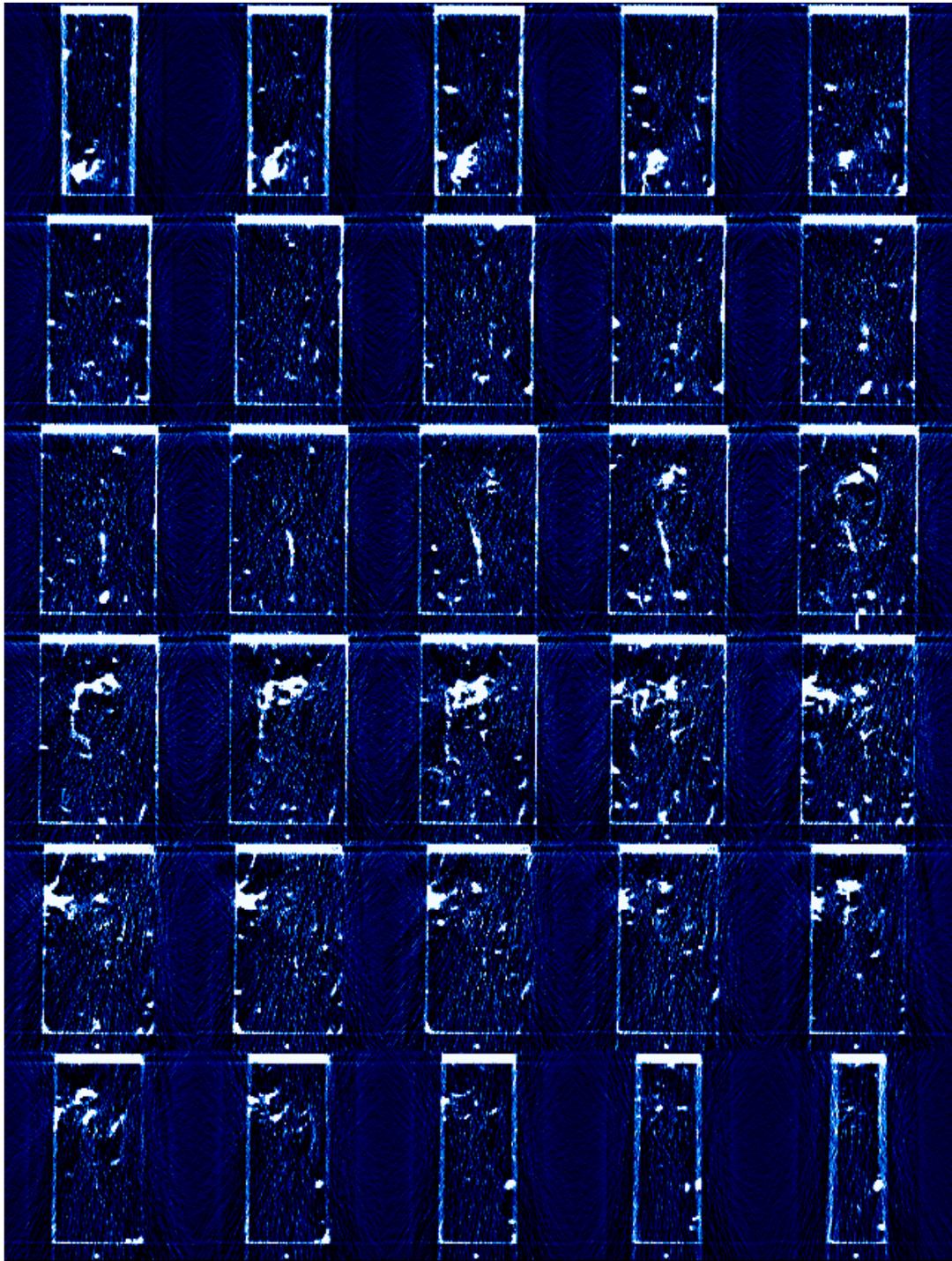


Figura 5.11. Plato de porosidad efectiva del Núcleo 1.



ϕ ALTA ϕ MEDIA ϕ BAJA

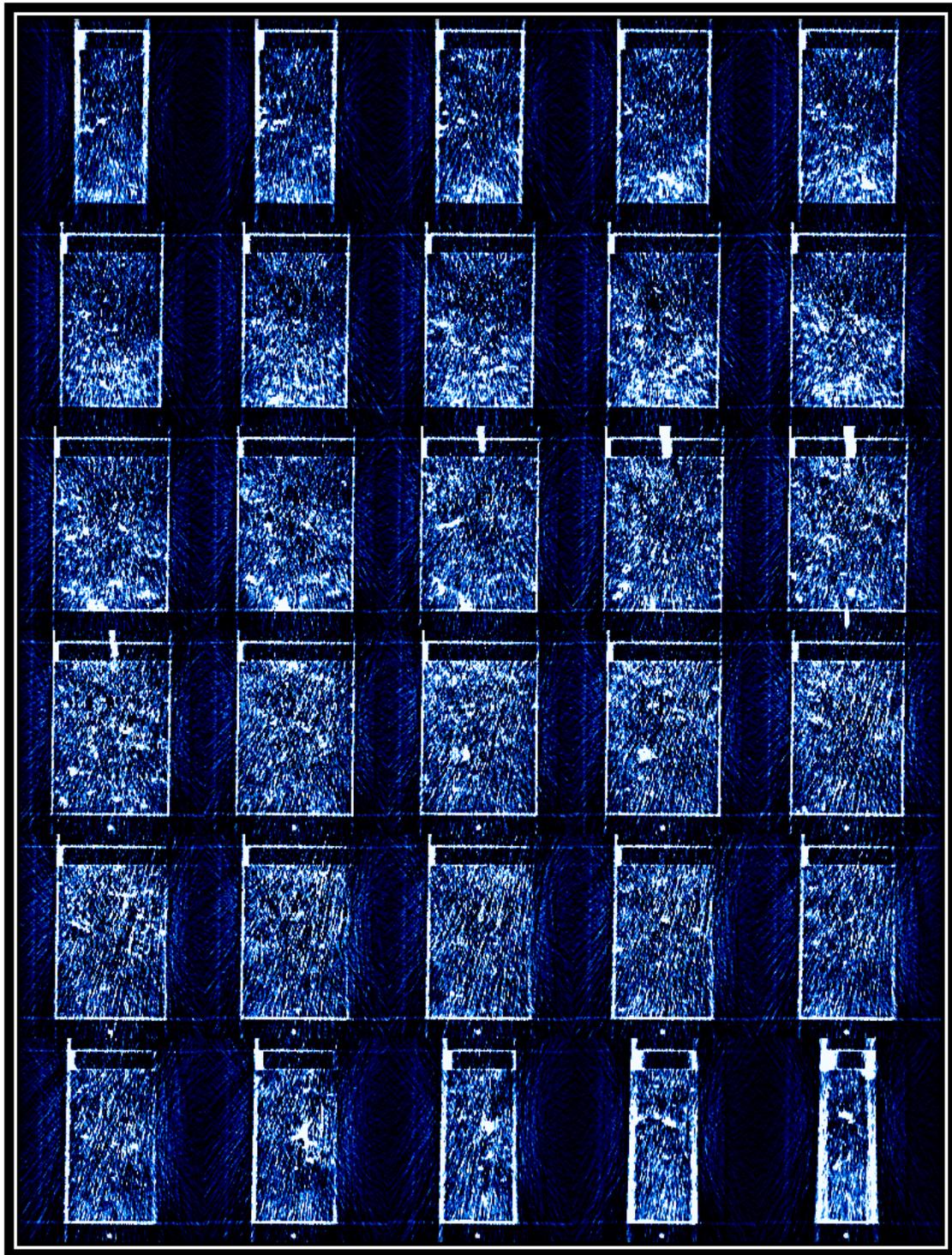


Figura 5.12. Plato de porosidad efectiva del Núcleo 2.



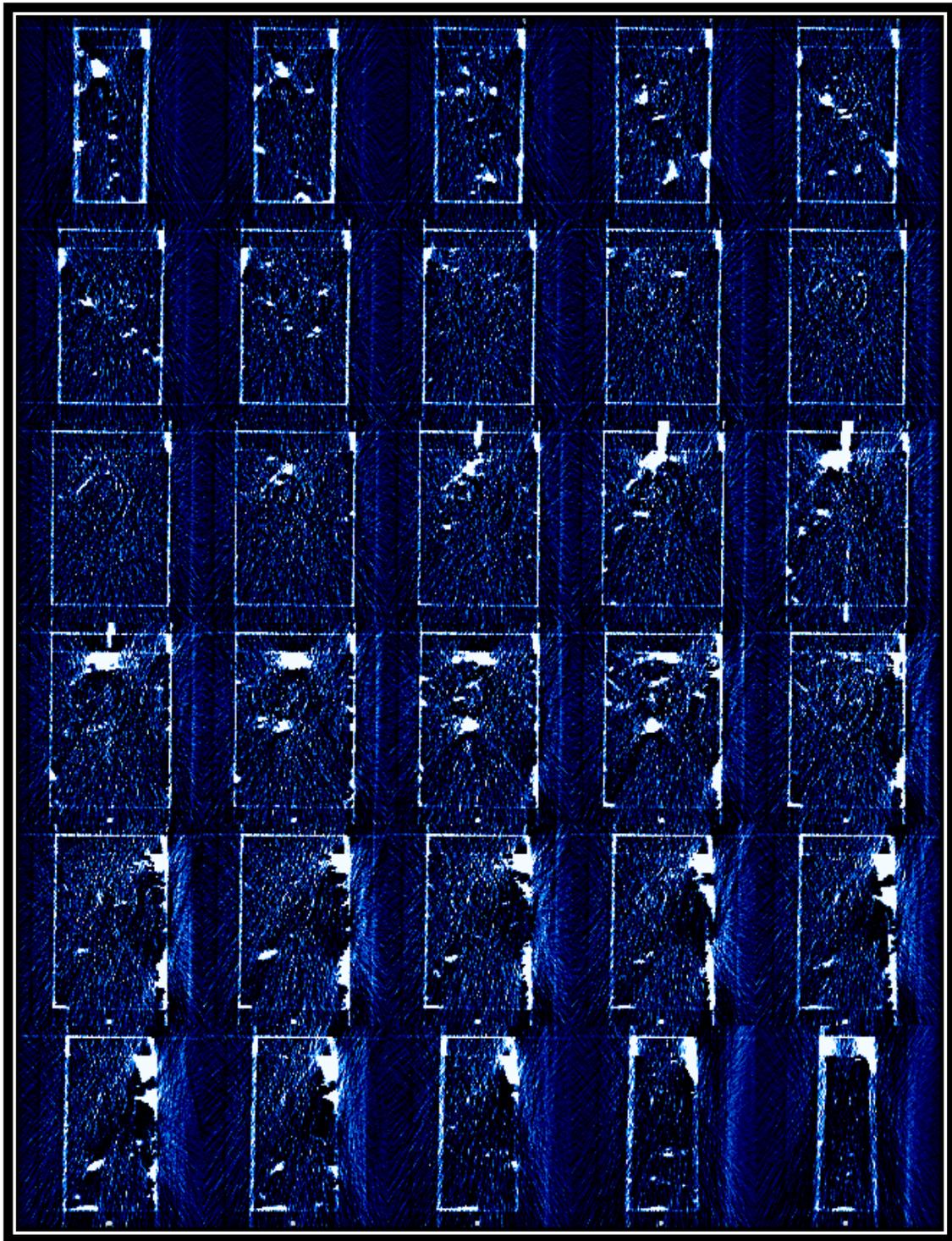


Figura 5.13. Plato de porosidad efectiva del Núcleo 3.



ϕ ALTA ϕ MEDIA ϕ BAJA

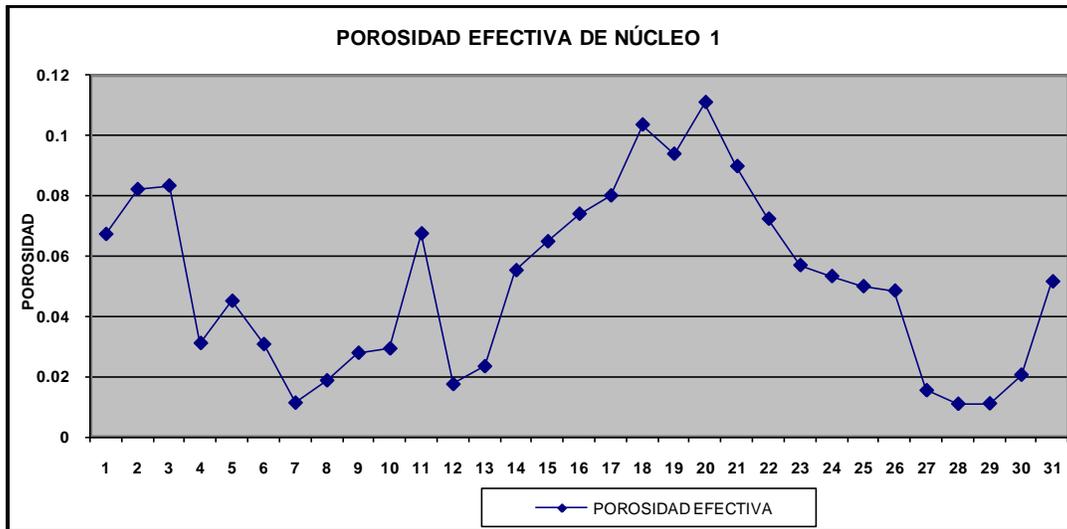


Figura 5.14a. Porosidad efectiva del Núcleo 1.

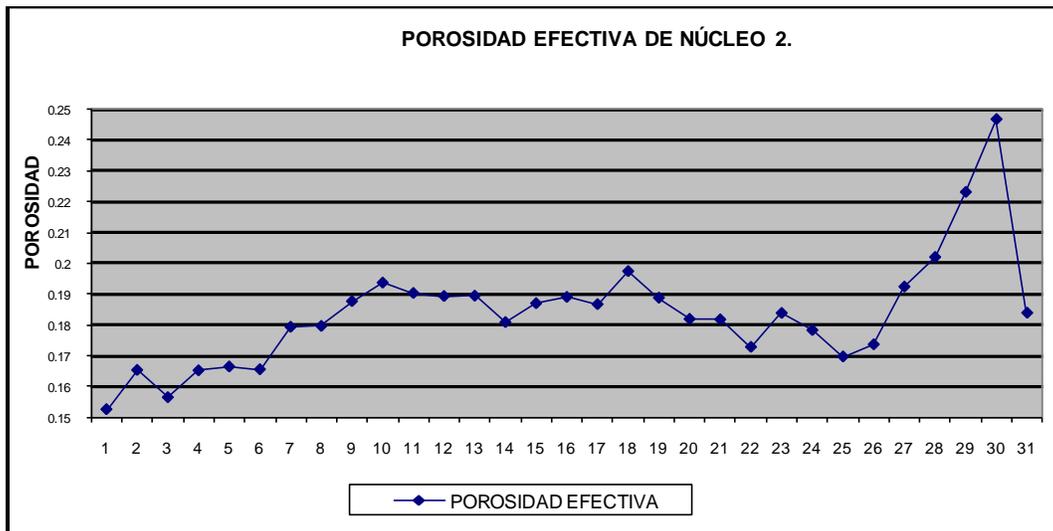


Figura 5.13b. Porosidad efectiva del Núcleo 2.

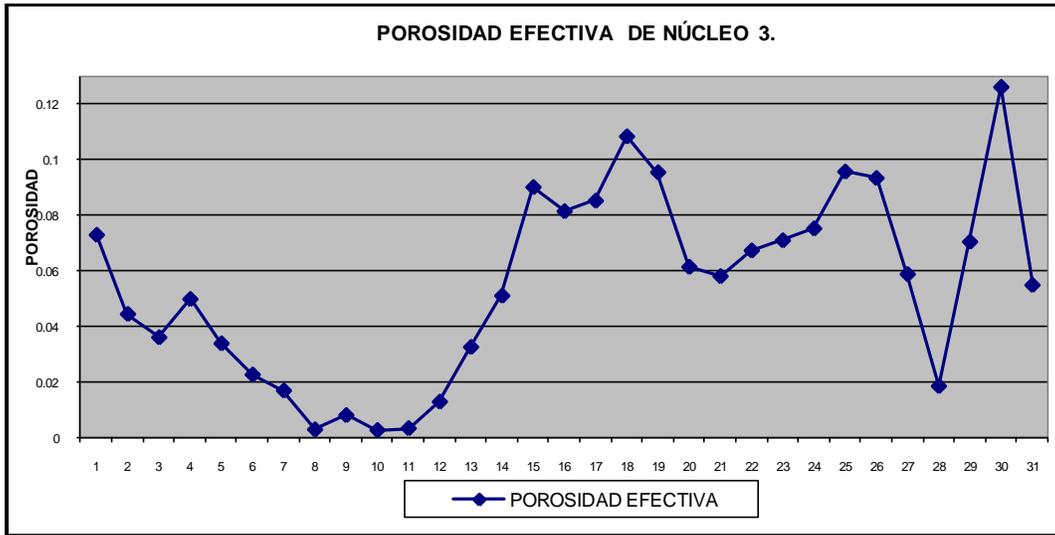


Figura 5.14c. Porosidad efectiva del Núcleo 3.

5.4.3 Estudio sobre la distribución de la porosidad efectiva de los 3 fragmentos de núcleo en términos de porosidad interpartícula, vóculos y fracturas.

El siguiente paso es segmentar (particionar) las imágenes obtenidas en la etapa anterior en 3 grandes poblaciones estáticas de porosidad, definidas de la manera siguiente: porosidad interpartícula, vóculos y fracturas.

Con base en el análisis detallado de la distribución de densidades presentes en una roca, se desarrolló un algoritmo de segmentación, el cual se aplicó al conjunto de imágenes de diferencias de cada fragmento estudiado. En las siguientes figuras se presenta la partición de porosidad efectiva correspondiente a la colección completa de las imágenes segmentadas, es decir, se observa el despliegue de la red de vóculos conectados por fracturas. Este paso representa el proceso más importante, ya que permite la partición de la porosidad efectiva en las tres partes estáticas: porosidad interpartícula, vóculos y microfracturas.

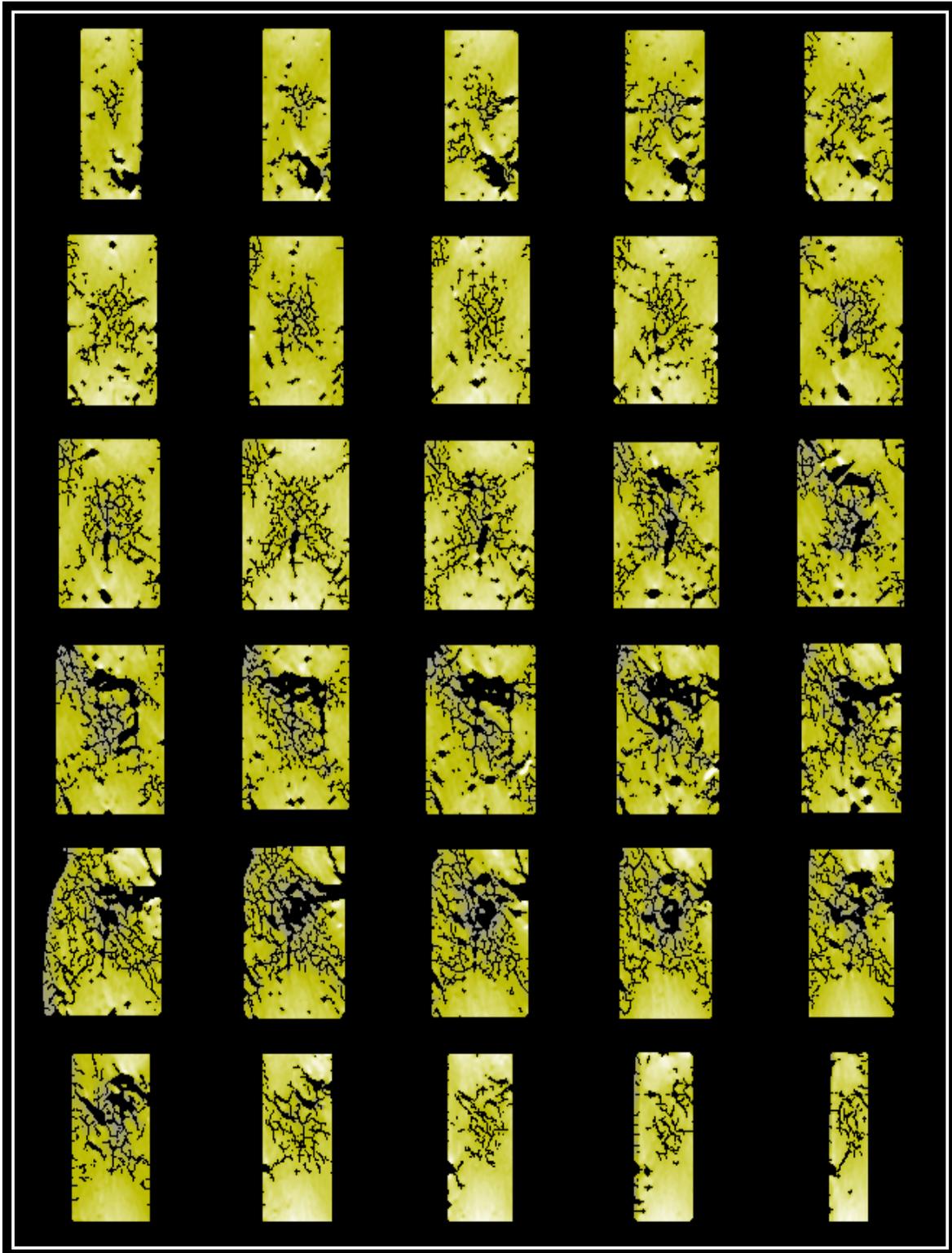


Figura 5.15a. Partición de la porosidad estática del Núcleo 1.

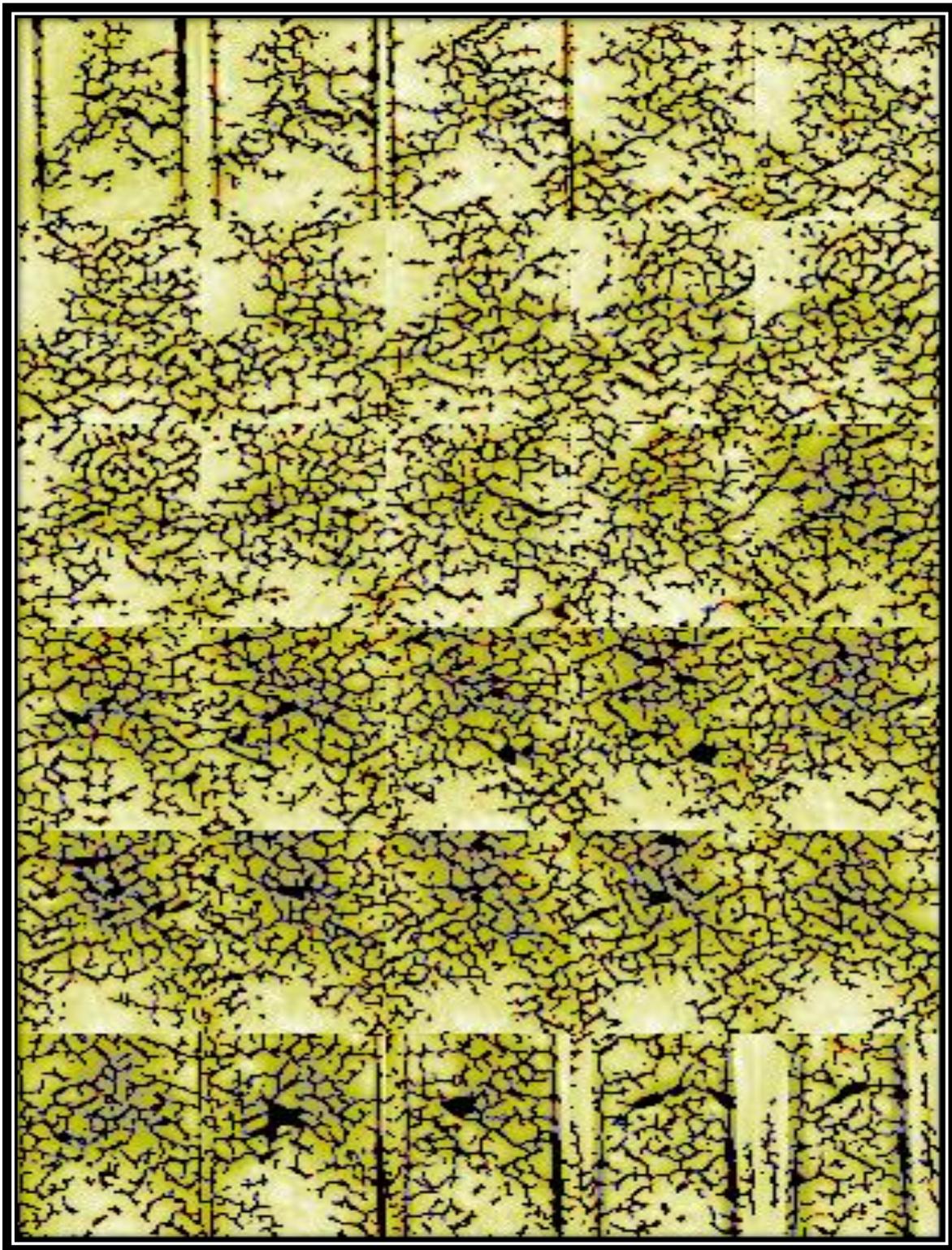


Figura 5.15b. Partición de la porosidad estática del Núcleo 2.

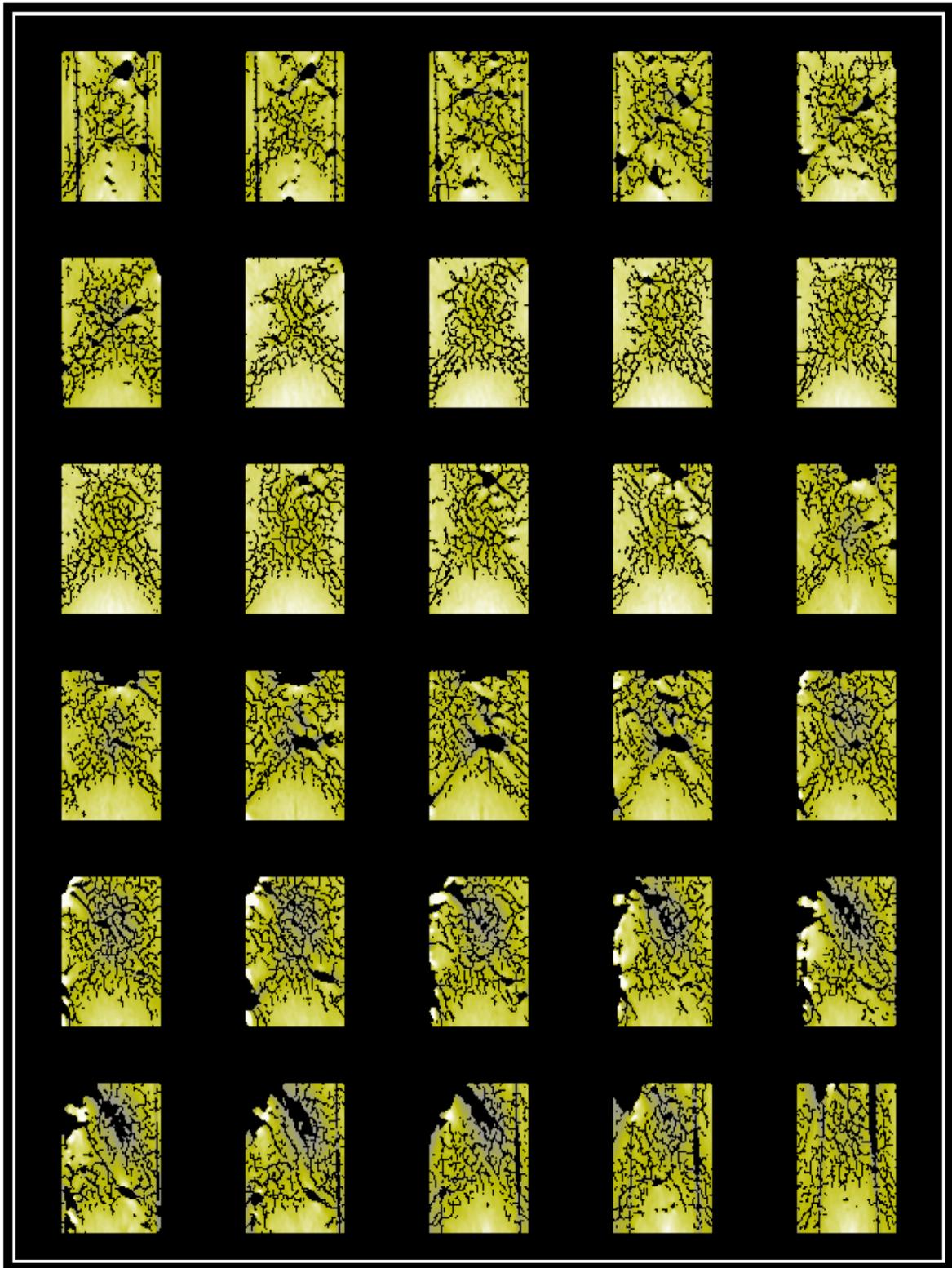


Figura 5.15c. Partición de la porosidad estática del Núcleo 3.

Cada uno de los histogramas correspondiente a los platos de las figuras anteriores presenta, entre otros datos estadísticos, un valor promedio.

La población de microfracturas se segmenta usando el intervalo comprendido entre el valle y el pico de la segunda moda, el cual corresponde generalmente a regiones de porosidad local mayor al 44%.

La población de porosidad interpartícula o porosidad primaria se segmenta usando el intervalo comprendido entre 0 y el valle entre las dos modas. Para aplicar la regla decisión anterior se requiere de un programa de segmentación con las siguientes opciones: manual, simple, Kriging Indicador o mediana adaptativa.

Usando el criterio de segmentación propuesto, se aplicó a cada uno de los conjuntos de las imágenes de porosidad y posteriormente se calcularon las siguientes porosidades: efectiva total, vúgulos, microcanales e interpartícula, las cuales se presentan distribuidas a lo largo del fragmento de núcleo. La población de vúgulos, fracturas y porosidad interpartícula se presentan en las siguientes 3 gráficas.

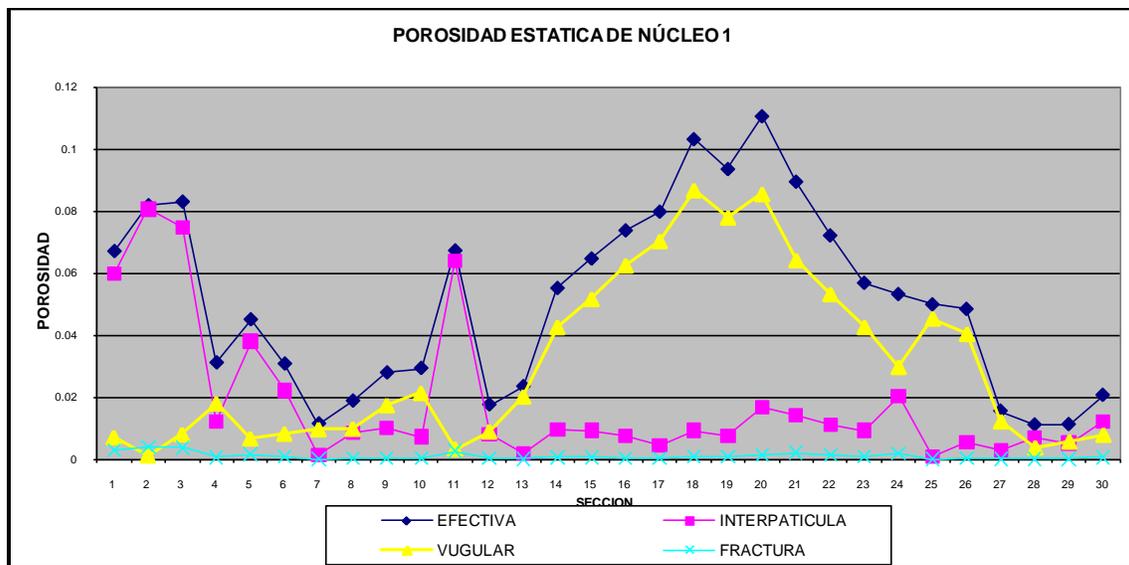


Figura 5.16a. Partición de la porosidad estática del Núcleo 1.

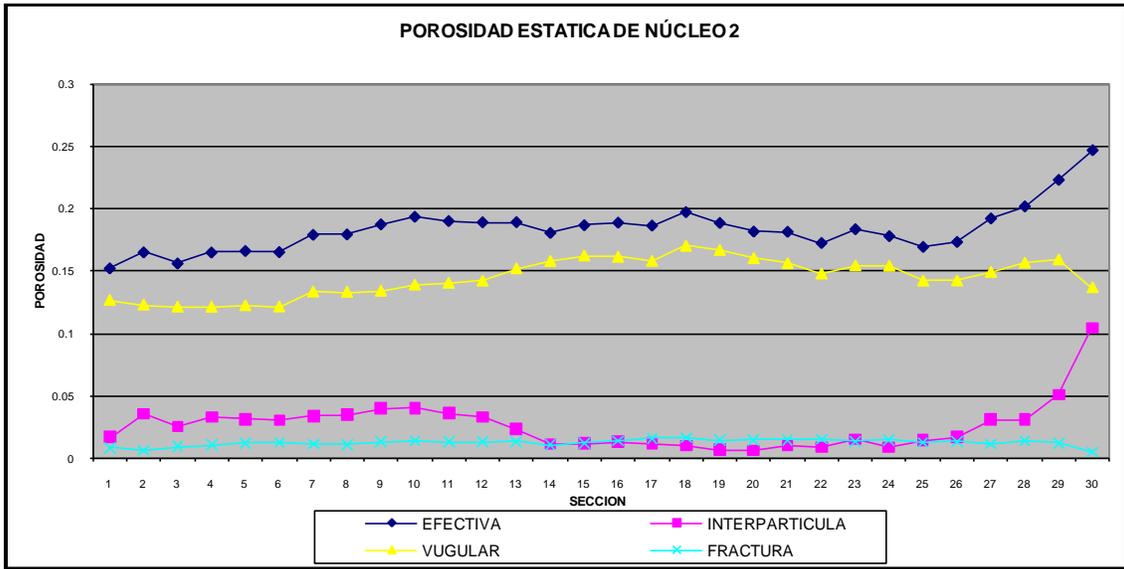


Figura 5.16b. Partición de la porosidad estática del Núcleo 2.

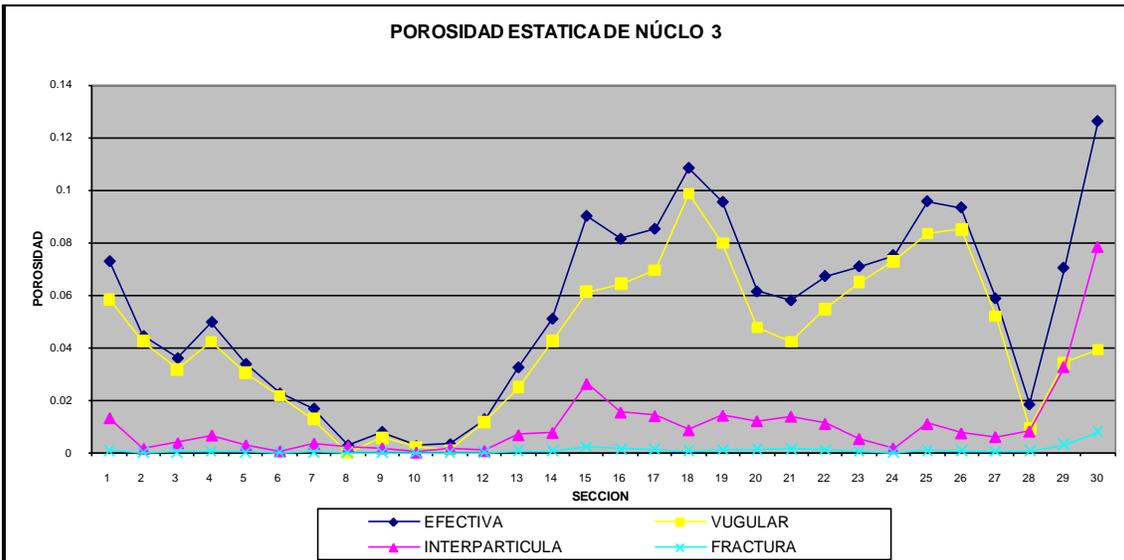


Figura 5.16c. Partición de la porosidad estática del Núcleo 3.

5.4.4 Porosidad asociada a las regiones de alta y baja conductividad hidráulica. Segmentación de la porosidad efectiva.

Como siguiente paso del procesamiento de imágenes digitales, se estudió el comportamiento dinámico de la etapa de saturación de los fragmentos de roca, es decir, este comportamiento se analiza con base en las gráficas (platos) de saturaciones (cero, intermedias y al 100%) en cada sección de tomografía, donde se determina el valor promedio que adquiere cada uno de dichos platos de imágenes. Para ello, se analizó la evolución en cada una de los siguientes tiempos de iniciada la saturación del fragmento: 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 45, 60, 90, 120, 240, 480 y 760 minutos. Durante los primeros tiempos, en cada fragmento, una parte del espacio poroso se saturó progresivamente, la cual corresponde a la red de vórgulos conectados por microcanales hasta el punto en el que empieza a participar la porosidad interpartícula, donde la diferencia en promedio y visual es, prácticamente, cero entre dos platos consecutivos en tiempo. En los tres casos, el tiempo de corte fue, aproximadamente, de 120 minutos, considerando como sistema de desplazamiento de un fluido por otro en la etapa de saturación, a la imbibición forzada mediante la generación de vacío en la celda. A dicha saturación de cambio (correspondiente a 120 minutos) la denominamos saturación intermedia, y es la que se utiliza para los cálculos posteriores de partición de la porosidad efectiva en porosidades asociadas a regiones de alta y baja conductividad hidráulica.

Así, la porosidad asociada a regiones de alta conductividad se define como la diferencia entre la imagen de saturación intermedia y la imagen de saturación cero y la porosidad asociada a regiones de baja conductividad se define como la diferencia entre la imagen de saturación 100% y la imagen de saturación intermedia. Este procedimiento se realizó en cada uno de los fragmentos de núcleo estudiados.

Cada uno de los histogramas correspondiente a los platos de las figuras anteriores presenta un valor promedio. Usando el criterio de segmentación propuesto, se aplicó a cada uno de los conjuntos de las imágenes de porosidad efectiva y posteriormente se calcularon las siguientes porosidades: efectiva, alta y baja conductividad, las cuales se presentan distribuidas a lo largo del fragmento de núcleo estudiado. La población de regiones asociadas a baja y alta conductividad de agua destilada se presentan en las siguientes gráficas.

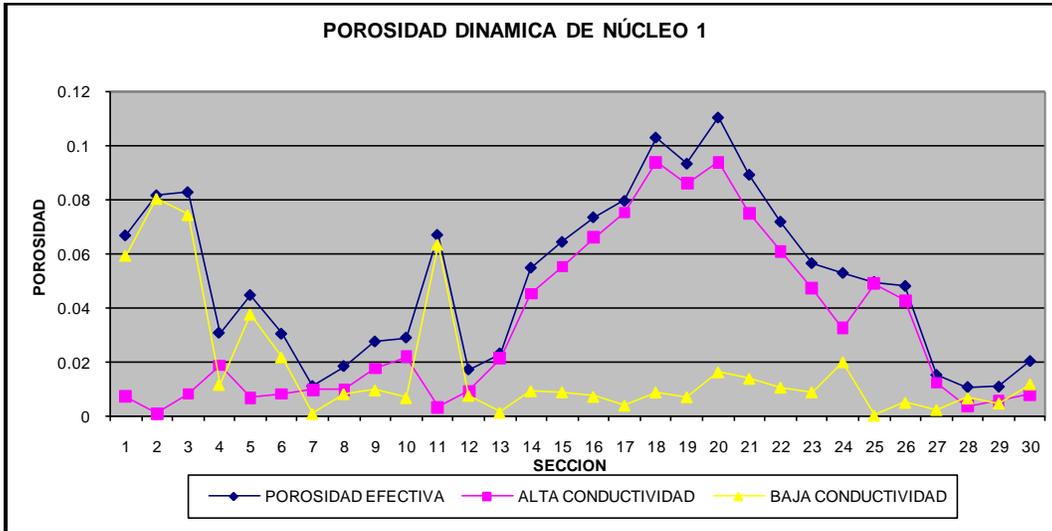


Figura 5.17a. Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 1.

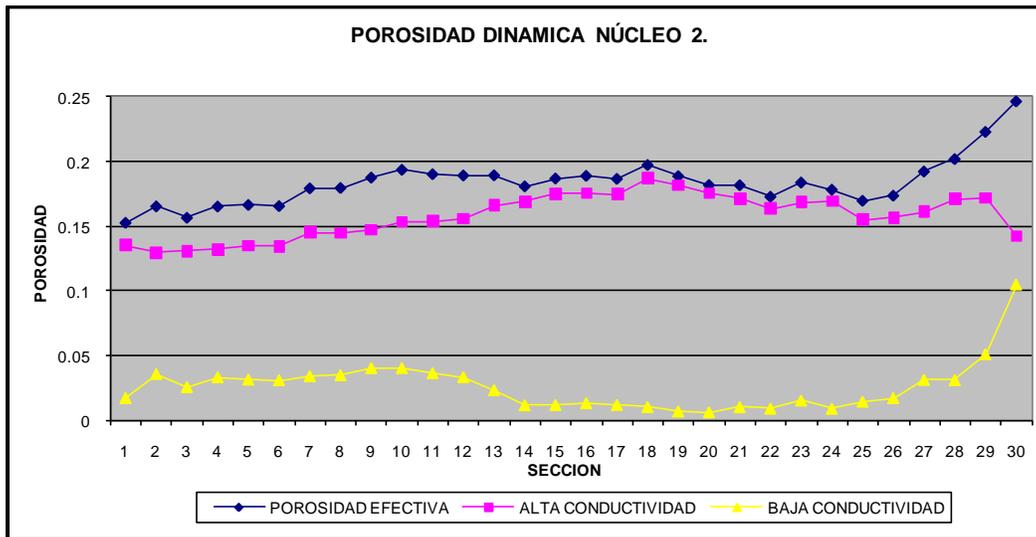


Figura 5.17b. Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 2.

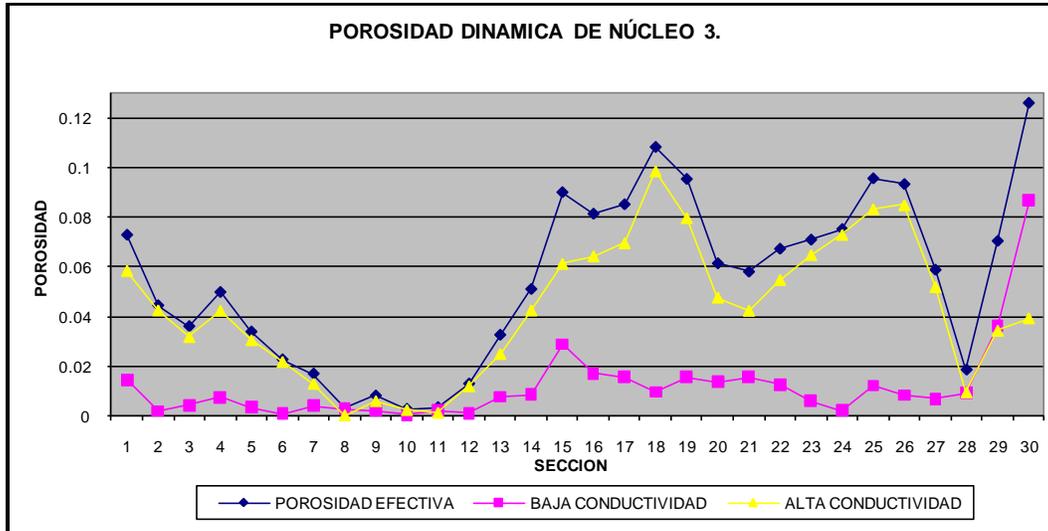


Figura 5.17c. Partición de la porosidad dinámica del Núcleo 3.

Tablas con los valores promedio de la partición estática y dinámica de la porosidad efectiva.

VUGULAR	0.03078456
INTERPARTICULA	0.01804598
MICROFRACTURA	0.00099903
ALTA CONDUCTIVIDAD	0.01804598
BAJA CONDUCTIVIDAD	0.03345402
EFFECTIVA	0.0515

Tabla 5.4
Tabla resumen de porosidades del
Núcleo 2.

VUGULAR	0.14501489
INTERPARTICULA	0.02612866
MICROFRACTURA	0.01275645
ALTA CONDUCTIVIDAD	0.02612866
BAJA CONDUCTIVIDAD	0.15777134
EFFECTIVA	0.1839

Tabla 5.5
Tabla resumen de porosidades del
Núcleo 3.

VUGULAR	0.04298163
INTERPARTICULA	0.01085249
MICROFRACTURA	0.00106588
ALTA CONDUCTIVIDAD	0.04298163
BAJA CONDUCTIVIDAD	0.01191837
EFFECTIVA	0.0549

Con lo que se comprueba con las mediciones obtenidas en el capítulo 4.

5.5 Experimento # 2.

Este consistió en tener a condiciones de yacimiento, nuevamente el apilamiento de núcleos, pero en esta ocasión llenados solo con agua y hacer un desplazamiento con aire a presión por la parte de arriba de la celda, de tal manera que la fractura anular se vaciara en aproximadamente 3 minutos y documentar qué cantidad de agua se recuperaba del espacio poroso vugular, de fractura e interpartícula. Los datos del experimento 2 fueron los siguientes:

Presión del sistema	900	psi
Temperatura	40	°C
Volumen total de agua	366.09	ml
Gasto de inyección	1985	ml/hr

Los resultados de este experimento se muestra en la siguiente tabla y gráfica:

Minutos	ml	Minutos	ml
0	0	16	195
1	19	17	195
2	50	18	195
3	80	19	195
4	102	20	198
5	143	21	198
6	174	22	198
7	192	23	198
8	193	24	198
9	195	25	198
10	195	26	198
11	195	27	198
12	195	28	198
13	195	29	198
14	195	30	198
15	195		

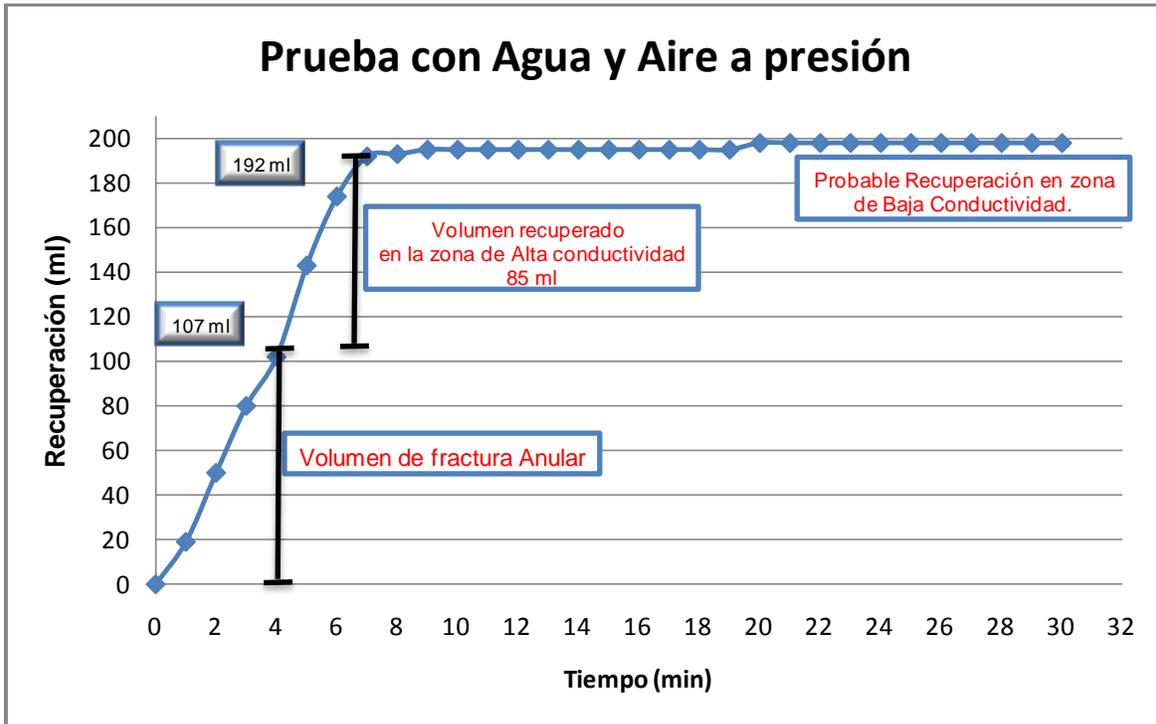


Figura 5.18 Grafica de recuperación del agua del apilamiento

5.6. Experimento # 3.

Para el experimento número 3, el procedimiento fue igual, solo que esta vez se utilizó el pentano y heptano como aceite experimental y como fluido de inyección el CO₂.

Los datos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.8		
Datos del experimento # 3		
Presión del sistema	900	psi
Temperatura	40	°C
Volumen total de aceite	366.09	ml
gasto de inyección	1985	ml/hr

Los resultados se muestran en la siguiente tabla y gráfica:

Min	ml	Min	ml
0	0	15	194
1	24	16	194
2	49	17	194
3	64	18	194
4	78	19	194
5	94	20	194
6	110	21	194
7	124	22	194
8	134	23	194
9	149	24	194
10	157	25	194
11	167	26	194
12	179	27	194
13	190	28	194
14	194		

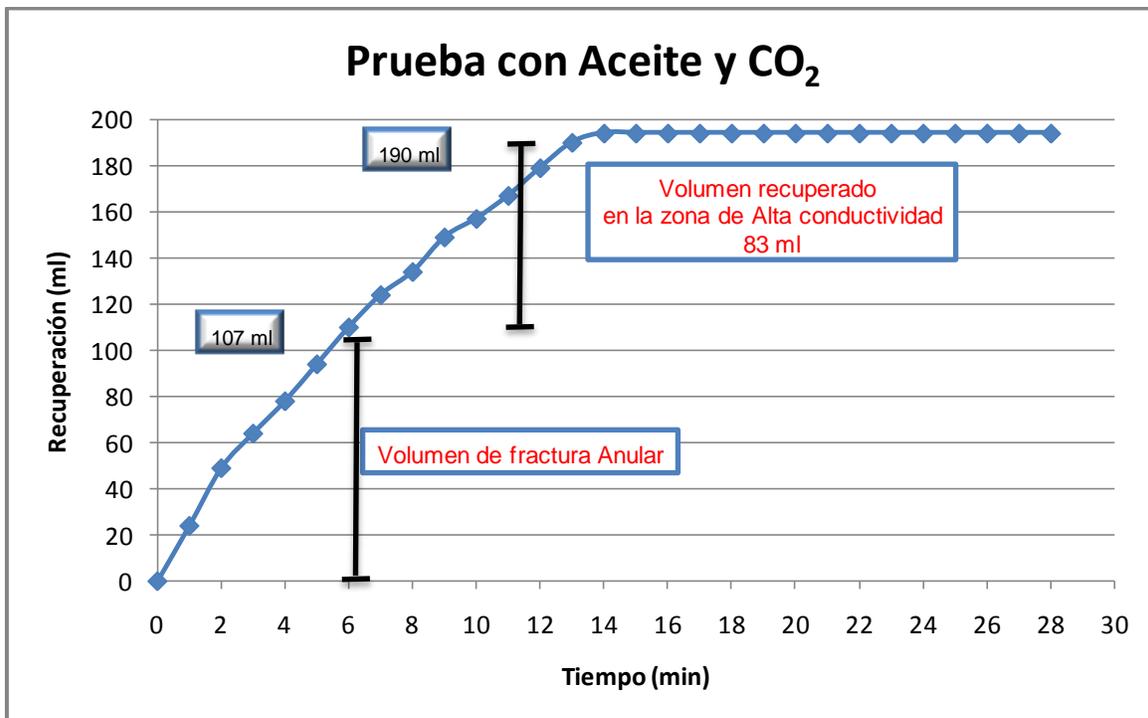


Figura 5.19 Gráfica de recuperación del aceite del apilamiento

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

Del estudio cromatográfico realizado para la prueba # 1, se concluye que el CO₂ después de haber desplazado el volumen de fractura anular, empieza a “arrastrar” al aceite experimental contenido en los núcleos en forma gaseosa.

De los estudios de tomografía de Rayos X, se pudo obtener una buena estimación de la porosidad efectiva de cada núcleo, así como su respectiva partición estática y dinámica. En los experimentos 2 y 3, se obtiene la cantidad de fluido desplazado (del orden de 80 mililitros) que se interpreta como el volumen de fluido ocupado en la zona de alta conductividad de flujo para el apilamiento. Véase tabla 6.1

Esto quiere decir, que en el proceso de Recuperación Mejorada, se está recuperando menos de la mitad del volumen poroso de mayor capacidad, esto es, el del volumen de vugulos.

Total del apilamiento	256.36 ml
Total Alta conductividad	80.90 ml
Total Baja conductividad	177.29 ml
Total vugular	192.55 ml
Total Interpartícula	51.25 ml
Total Microfractura	12.56 ml

En la figura 6.1 y 6.2 se muestra la gráfica de recuperación para las pruebas 2 y 3 respectivamente. En ellas se nota la cantidad de volúmenes porosos empleados respecto al volumen recuperado para cada prueba.

Nótese que en la prueba número 3, el volumen de poros utilizado es aproximadamente el doble que el de la prueba 2.

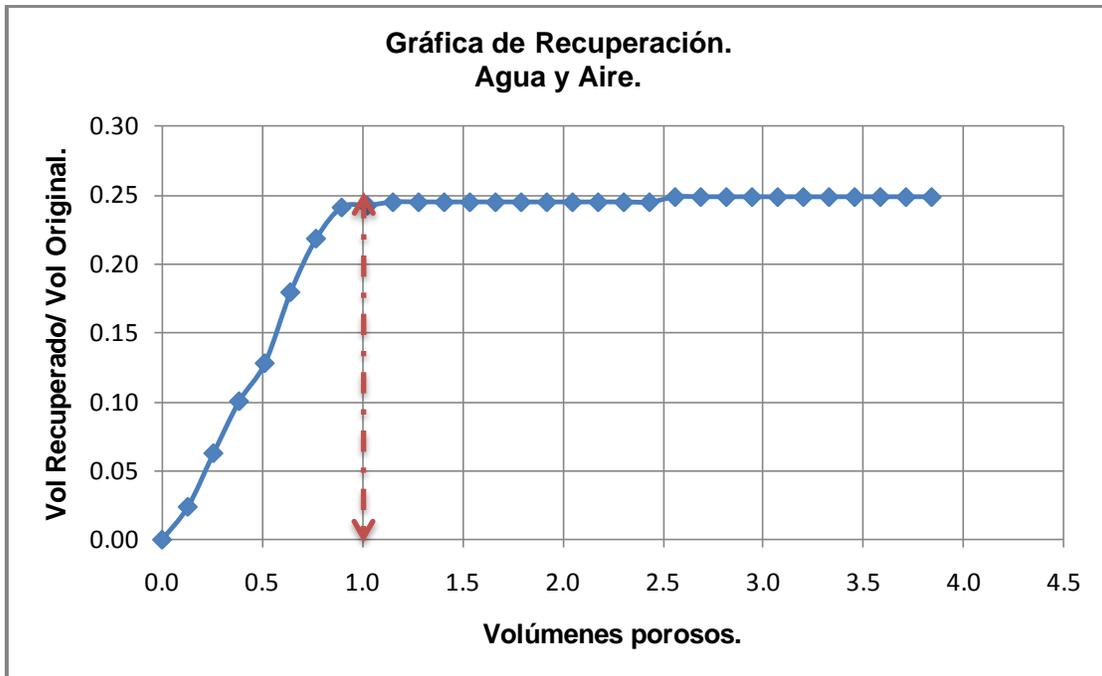


Figura 6.1. Gráfica de recuperación Agua - Aire.

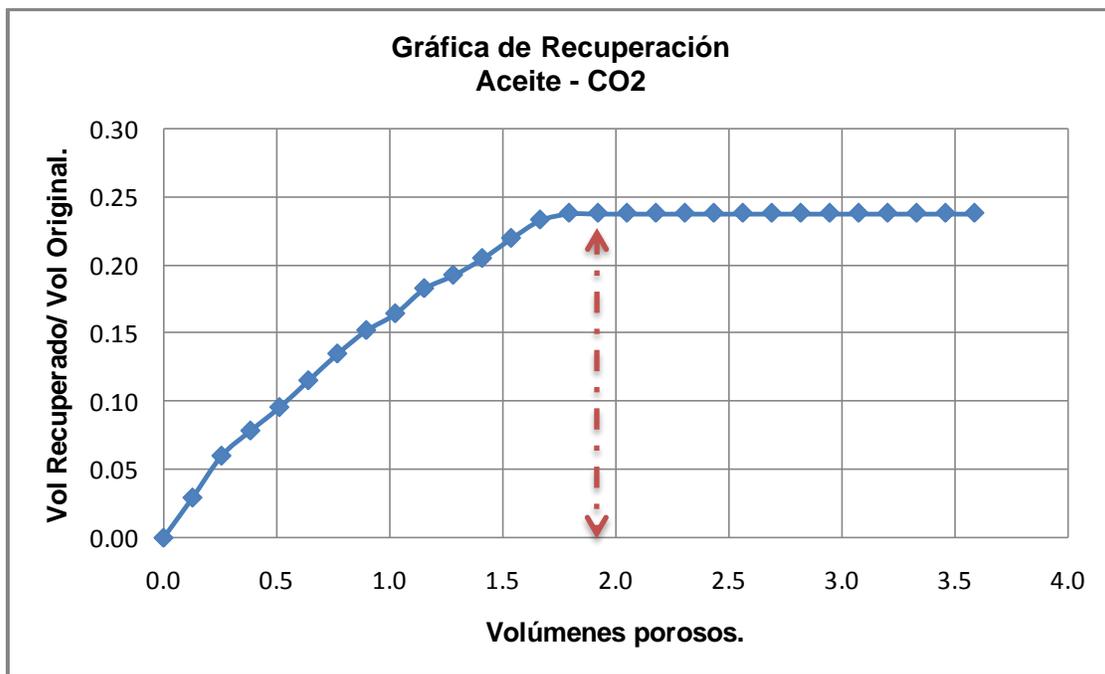


Figura 6.2. Gráfica de Recuperación Aceite - CO₂

Este fenómeno se debe a la interacción misma del CO₂ con el aceite experimental. Al momento de iniciar la inyección del gas por la parte superior de la celda, la cantidad de materia que se va incorporando al fluido está en estado líquido, lo que conlleva a saturar de CO₂ la mezcla de aceites. Cuando el aceite se encuentra totalmente saturado de CO₂ líquido, empieza a formarse un casquete de gas y comienza el proceso de desplazamiento, logrando así, la recuperación del líquido.

Este proceso se representa claramente en las figuras 6.3 y 6.4.

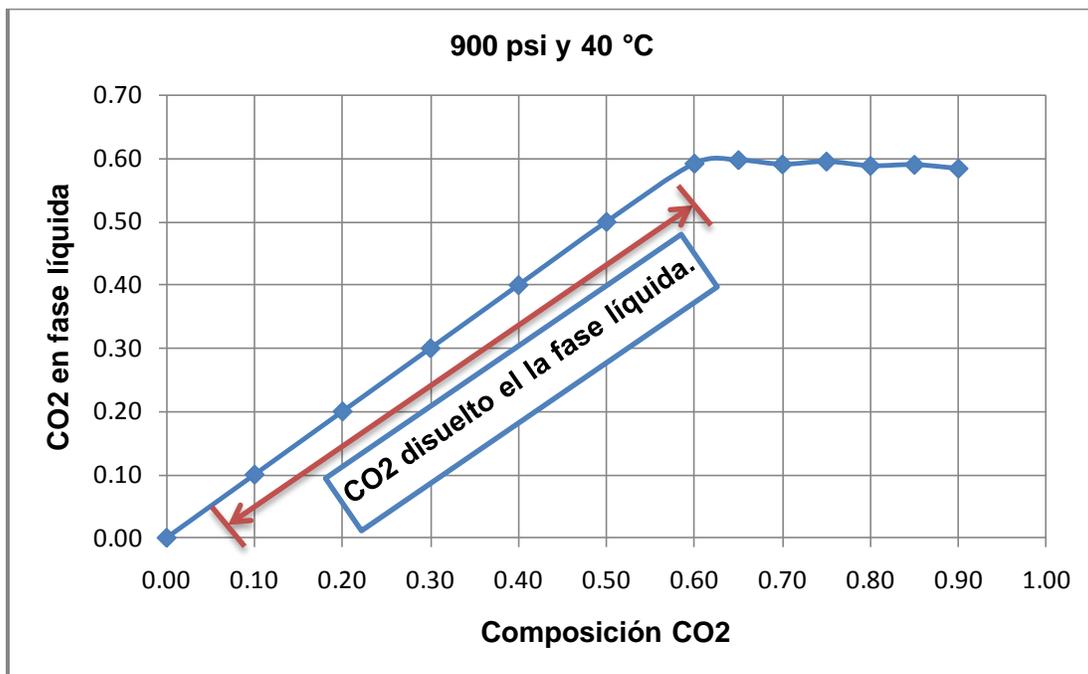


Figura 6.3. Comportamiento de fase para el Aceite y el CO₂.

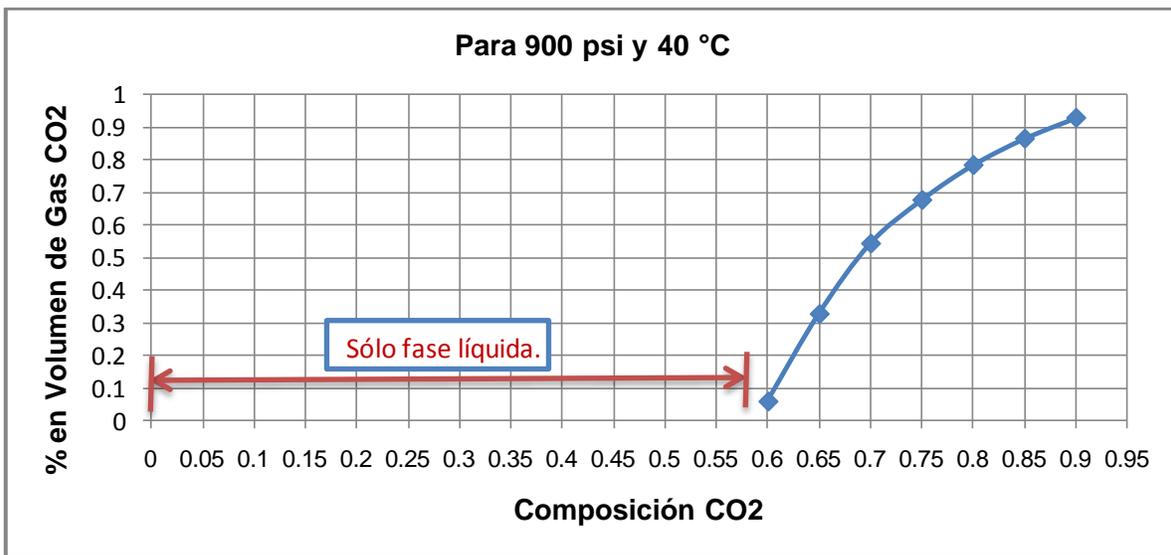


Figura 6.4. Comportamiento de fase. Composición CO₂ vs % en volumen de CO₂.

ANEXO 1.

ESTUDIO CROMATOGRÁFICO DEL EXPERIMENTO 1

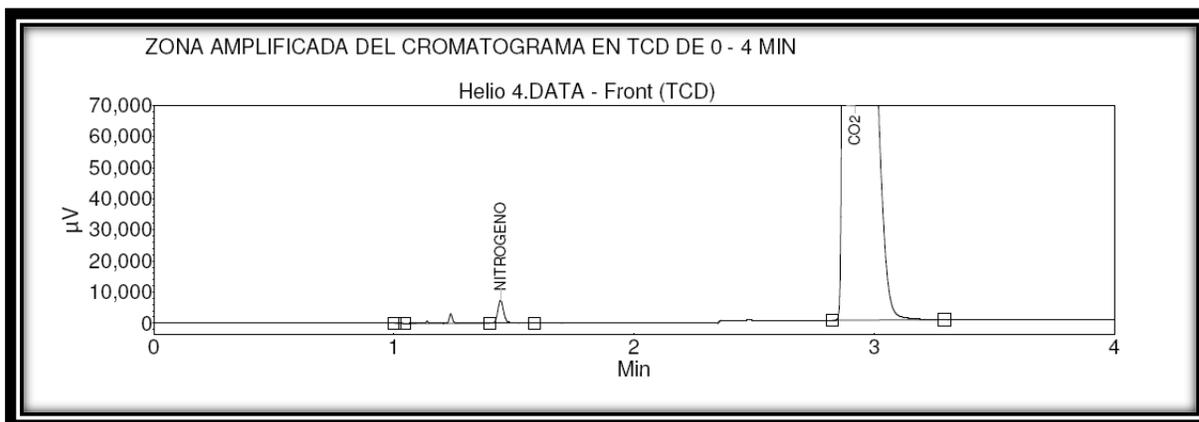
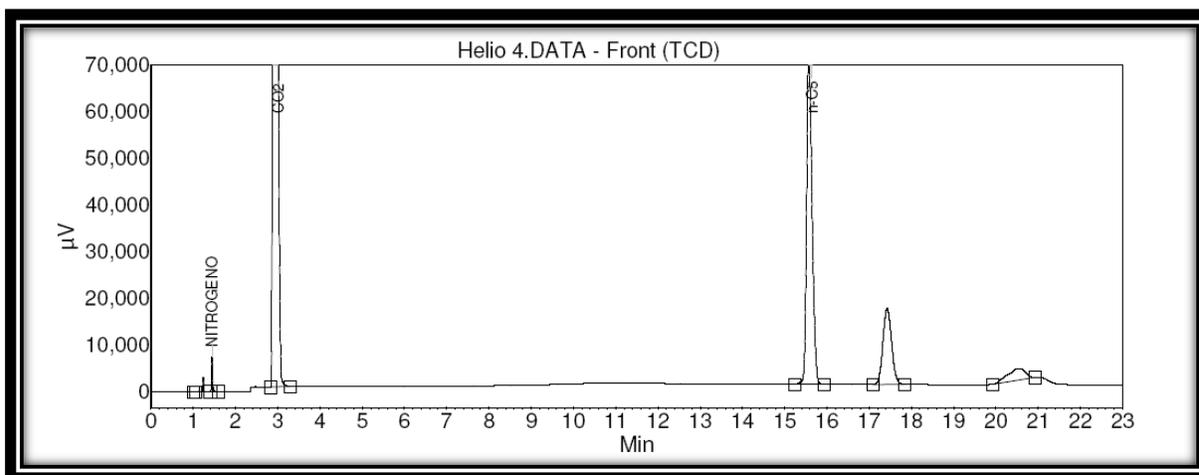


Tabla de resultados :

Index	Name	Time [Min]	Quantity [%]	Height [µV]	Area [µV.Min]	Area % [%]	K'	NTP AH	Selectivity	Width 50% [Min]
4	NITROGENO	1.4450	0.8267	7376.0	211.7	0.351	0.09	15920.81	-1.23	0.0258
5	CO2	2.8867	94.2876	464876.5	44369.6	73.462	1.17	5745.80	13.54	0.0914
6	n-C5	15.5717	4.8856	70612.7	10685.5	17.692	10.71	66511.97	9.15	0.1408
Total			100.0000	565703.0	60398.0	100.000				

Bibliografía.

- Antonellini, 1992; Nieto – Samaniego, et al, 2005.
- Applied Enhanced Oil Recovery. Aurel Carcoana. Prentice Hall, 1992.
- Blunt. 1998.
- Cuantificación de la Porosidad Secundaria por el método de Tomografía de Rayos X, Fabiola Ruíz Cruz. 2008. Informe Técnico. IMP, Dr. Raymundo Martínez Ángeles, 2009.
- Enhanced Oil Recovery, National Petroleum Council. Diciembre, 1976.
- Estado del Arte del Secuestro Geológico del CO₂ y aplicaciones. Martínez – Nava, 2008.
- International Petroleum Encyclopedia. Tulsa, Oklahoma. 2007.
- Miscible Displacement in Fractured Porous Media. A. Firoousabadi, T.I. Markeset, paper SPE 27743.
- Nolte, et al, 1989.
- Oil and Gas Journal, 17 April 2006.
- Presentación Almacenamiento de CO₂ en formaciones Geológicas. IMP. 2007.
- Productividad de Pozos Petroleros. Jetzabeth Ramírez Sabag, Gerardo Lozano, Rodolfo Pérez Tavares. Facultad de Ingeniería UNAM. 2007
- Recuperación Secundaria y Mejorada. Domínguez, 1990.
- Theoretical/Experimental considerations about oil displacement by water in a fractured porous media. Paper SPE, 28702.