



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio del número adimensional de
Bond usado en procesos de
recuperación de hidrocarburos en
Yacimientos Naturalmente
Fracturados (YNF).**

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

BARRIOS ROJAS SAULO.



DIRECTOR DE TESIS: Dr. Erick Emanuel Luna Rojero.

CO – DIRECTOR: Dr. Ricardo Islas Juárez.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS:

A Dios:

Por haberme permitido vivir en este espacio y tiempo, darme la fuerza para convertir mi sueño en realidad. Y sobre todo por darme una vida tan maravillosa como esta y sobre todo por darme la familia que me diste ¡Gracias Dios!

A mis Padres:

A usted mamá por el sacrificio que ha hecho por mí, por ser mi guía, mi ejemplo no tengo palabras para agradecerle todo lo que me ha dado. ¡Gracias muchas gracias! Por cuidarme y quererme como lo hace, no hay nada en el mundo que no haya hecho usted por mí. Nunca olvidaré sus desvelos, bendiciones y dedicación para conmigo hoy solo le puedo decir ¡Lo logramos Mami!

A ti papá que me ha brindado todo lo que ha estado en sus manos: apoyo, consejos, ejemplo y llamadas de atención vaya que me han servido. ¡Gracias mil gracias!

A mis hermanos:

A ustedes: Alejandro, Adriana, Dimi, Paolo, Les, Toño, Liz, Javi y Dani les agradezco de todo corazón por apoyarme como lo han hecho no imagino mi vida sin ninguno de ustedes los amo hermanos son mi vida ¡Gracias! No puedo dejar de mencionar todo lo que hemos compartido. Dimi gracias por crecer conmigo.

A mi Princesa:

Que puedo decirte cielo si no hay cosa en el mundo con que pagar todo el apoyo que me has brindado en esta maravillosa etapa de mi vida. Gracias Gracezitha te amo princesa. Aun tenemos mucho por hacer tesoro.

A la mamá de Grace:

Nunca hubiera pensado en tener tanto apoyo por parte de usted gracias por confiar en mí, por cuidar a mi princesa y por tratarme como un hijo ¡Gracias! Doña Estela.

A mi Familia:

Es impresionante lo que he aprendido de ustedes, gracias tíos: Alfredo, Perla, Enrique, Teodoro (+), a ti abuelita Tayde ahora me toca compartirles este logro que sin todos ustedes no hubiera sido posible.

A mis amigos del alma:

Un millón de gracias a: Neza, Abraham, Jovani, Jair, Claudian, Charly, Kari, Jorge y a todos los demás; perdón pero no alcanzaría a nombrar a todos pero ustedes saben que son muy importantes en mi vida, gracias por compartir su vida, su mundo conmigo provocando una maravillosa amistad entre nosotros.

A Richard:

Muchas gracias por tu tiempo y dedicación para la realización de este trabajo, nunca podré agradecerte todo el conocimiento compartido, además de la paciencia para ser un extraordinario guía.

Al Dr. Erick y al Dr. Enrique:

¡Gracias! Por apoyarme y mantenerse al tanto de mí desarrollo en el IMP.

Al Equipo de Recuperación del IMP:

Muchas Gracias por hacer mi estancia muy grata y tratarme como a uno de ustedes dentro del Instituto.

A la UNAM y a mi segunda casa LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS FISIOMATEMÁTICAS:

No hay palabras para agradecer tanto conocimiento que recibí dentro de sus aulas ¡Muchas Gracias! Por convertirme en Puma con mí sangre azul y piel dorada.

México, Pumas, Universidad.

A TODOS: ¡MUCHAS GRACIAS Y QUE DIOS LOS BENDIGA!

Saulo Barrios Rojas

Junio 2011

ÍNDICE GENERAL.

	Página.
Índice.	I
Índice de Figuras.	III
Índice de Tablas.	VII
Capítulo 1. Introducción.	1
Capítulo 2. Antecedentes.	4
2.1 Métodos de Producción.	4
2.1.1. El Yacimiento.	4
2.1.2. Recuperación Primaria.	4
2.1.3. Recuperación Secundaria.	6
2.1.4. Recuperación Terciaria y/o Mejorada.	8
Capítulo 3. Recuperación Mejorada de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).	10
3.1. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).	13
3.1.1. Clasificación basada en las propiedades de la matriz y de la fractura.	13
3.1.2. Clasificación basada en el almacenamiento.	13
3.2. Estado actual del yacimiento.	14
3.3. Retos en México.	17
3.3.1. Recuperación Secundaria y Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).	19
3.3.2. Tecnologías Utilizadas.	23
Capítulo 4. Análisis y Descripción del Problema.	26
4.1. Convección Forzada.	28
4.1.1. Convección Forzada en la Fractura.	28
4.1.2. Convección Forzada en la Matriz.	31
4.2. Drene Gravitacional.	32
4.3. Imbibición.	34
4.4. Difusión molecular.	37
4.5. Análisis con grupos adimensionales.	39
4.5.1. El Número de Bond.	39

Capítulo 5. Estudio Experimental.	41
5.1. Generalidades de una Saturación de Núcleos.	43
5.2. Descripción del Equipo y Acondicionamiento de Sistemas.	45
5.3. Experimento # 1.	47
5.4. Experimento # 2.	54
5.5. Experimento # 3.	59
5.6. Experimento # 4.	62
5.7. Determinación del Número de Bond.	68
Capítulo 6. Análisis de Resultados.	85
Conclusiones y Recomendaciones.	88
Bibliografía.	89

Índice de figuras.

Figura 3.1 Afloramientos con fracturas.	10
Figura 3.2 Estudio de fracturas.	11
Figura 3.3 Proceso General de un Proceso de Recuperación Secundaria y/o Mejorada en YNF.	16
Figura 3.4 Retos actuales de México.	17
Figura 3.5 Proyecto de recuperación de aceite residual en la zona del casquete de gas en un yacimiento como el de Akal en México. Adaptación de Praxair. Inc. 03/07.	19
Figura 3.6 Comportamiento de la Relación de Permeabilidad-Porosidad para Carbonatos.	21
Figura 3.7 Proceso de Recuperación mejorada, inyección de Nitrógeno.	23
Figura 3.8 Proceso de Recuperación mejorada, doble desplazamiento.	24
Figura 3.9 Proceso de Recuperación mejorada, inyección de aire.	25
Figura 4.1 Modelo idealizado de un sistema bloque matriz-fractura.	27
Figura 4.2 Comportamiento del coeficiente de difusión capilar en función de la saturación modelando la presión capilar usando el modelo de Abbas Firoozabadi.	36
Figura 4.2a Comportamiento del tiempo de saturación. Órdenes de magnitud.	37
Figura 5.1 Esquema de la celda experimental.	41
Figura 5.2 Celda y núcleo de la saturación.	44

Figura 5.3 Sistema experimental.	45
Figura 5.4 Diagrama esquemático del sistema experimental.	47
Figura 5.5 Saturación de núcleos (Experimento # 1).	48
Figura 5.6 Drene de fluidos (la flecha roja indica el nivel del fluido).	49
Figura 5.7 Producción de fluidos por segregación gravitacional.	50
Figura 5.8 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 1 en el experimento # 1.	52
Figura 5.9 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 1.	53
Figura 5.10 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 1.	54
Figura 5.11 Producción de fluidos por inyección de N₂.	55
Figura 5.12 Comportamiento de la recuperación del núcleo #1 en el experimento # 2.	56
Figura 5.13 Comportamiento de la recuperación del núcleo #2 en el experimento # 2.	57
Figura 5.14 Comportamiento de la recuperación del núcleo #3 en el experimento # 2.	58
Figura 5.15 Comportamiento de la recuperación del núcleo #4 en el experimento # 2.	59

Figura 5.16 Sistema experimental para el experimento # 3.	60
Figura 5.17 Comportamiento de la recuperación del núcleo #3 en el experimento # 3.	61
Figura 5.18 Comportamiento de la recuperación del núcleo #4 en el experimento # 3.	62
Figura 5.19 Sistema experimental para el desplazamiento con N₂.	63
Figura 5.20 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 2 en el experimento # 4.	64
Figura 5.21 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 4.	65
Figura 5.22 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 4.	66
Figura 5.23 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 1.	66
Figura 5.24 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 2.	67
Figura 5.25 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 3.	67
Figura 5.26 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 4.	68
Figura 5.27 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 1.	69
Figura 5.28 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.	70

Figura 5.29 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.	71
Figura 5.30 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.	72
Figura 5.31 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 1.	74
Figura 5.32 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.	75
Figura 5.33 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.	77
Figura 5.34 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.	78
Figura 5.35 Comportamiento del Número de Bond variando L y r_p exp. # 1.	80
Figura 5.36 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.	81
Figura 5.37 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.	83
Figura 5.38 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.	84
Figura 6.1 Comportamiento del Número de Bond para los 4 experimentos.	86

Índice de tablas.

Tabla 3.1 Clasificación de los YNF.	13
Tabla 5.1 Características de los núcleos empleados.	44
Tabla 5.2 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 1.	51
Tabla 5.3 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 3.	52
Tabla 5.4 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 4.	53
Tabla 5.5 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 1.	55
Tabla 5.6 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 2.	56
Tabla 5.7 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 3.	57
Tabla 5.8 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 4.	58
Tabla 5.9 Resultados del experimento # 3 en el núcleo # 3.	60
Tabla 5.10 Resultados del experimento # 3 en el núcleo # 4.	61
Tabla 5.11 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 2.	63
Tabla 5.12 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 3.	64
Tabla 5.13 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 4.	65
Tabla 5.14 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 1.	68

Tabla 5.15 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 2.	69
Tabla 5.16 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 3.	70
Tabla 5.17 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 4.	71
Tabla 5.18 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 1.	73
Tabla 5.19 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 1.	73
Tabla 5.20 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro experimento # 2.	74
Tabla 5.21 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 2.	75
Tabla 5.22 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 3.	76
Tabla 5.23 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 3.	76
Tabla 5.24 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 4.	77
Tabla 5.25 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 4.	78

Tabla 5.26 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 1 variando los valores de L.	79
Tabla 5.27 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro exp. # 1.	79
Tabla 5.28 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 2.	80
Tabla 5.29 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 2.	81
Tabla 5.30 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 3.	82
Tabla 5.31 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 3.	82
Tabla 5.32. Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 4.	83
Tabla 5.33 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 4.	84
Tabla 6.1 Comparación de los valores del Número de Bond para los cuatro experimentos.	85
Tabla 6.2 Identificación de dos zonas diferentes mediante los valores del Número de Bond.	86

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En la Ingeniería Petrolera a nivel mundial los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) plantean una paradoja relacionada con su producción, pues estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo pero su producción declina de manera rápida, además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua. Por otro lado, forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos del mundo. Es por eso que para esta clase de yacimientos se llevan a cabo grandes esfuerzos que en la industria petrolera para comprenderlos mejor y lograr modelarlos con suficiente certeza.

Si bien muchos de los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, estos efectos a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre las capas del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a una producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficientes.

Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima en el manejo de yacimientos; tarde o temprano, es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada.¹ El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las facturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo del campo petrolero.

El estado del arte de los criterios de preselección de procesos de recuperación secundaria y mejorada en yacimientos homogéneos ha sido alimentado con años de estudios de modelado numérico y analítico, experimentos de laboratorio, evaluación de casos de campo, etc. Desafortunadamente, en el caso de YNF, los estudios y casos de campo reportados a nivel mundial son pocos (a veces prácticamente inexistentes) y no

¹ “Comentarios del personal de Explotación Petrolera de Pemex Exploración Producción” , Morales Gil, Silva López, Camacho Velázquez Agosto, 2009.

son suficientes como para dar soporte al desarrollo de una metodología de preselección robusta.

Las tecnologías importantes de explotación para los yacimientos mexicanos de aceite se desarrollan en gran parte para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados con alta complejidad geológica y de baja permeabilidad.

Una de las áreas en la que México ha hecho aportaciones importantes en el contexto internacional es la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados. En buena medida, los esfuerzos se han conducido desde los centros de investigación como el IMP hasta el ambiente académico en los centros de estudio y estos esfuerzos han permeado resultados de la formación de especialistas e investigadores en el tema.

En los últimos años se han desarrollado investigaciones en el IMP para entender y caracterizar la naturaleza estática y dinámica de los yacimientos naturalmente fracturados-vugulares mediante diferentes estudios.

El desarrollo de la investigación aplicada en el área de recuperación de hidrocarburos requiere de sistemas experimentales a pequeña escala que permitan reproducir y estudiar con gran fiabilidad el comportamiento de los hidrocarburos en los yacimientos. Actualmente este tipo de sistemas representan una buena alternativa para llevar a cabo experimentación con un bajo costo de infraestructura e instrumentación, especialmente en el área de recuperación secundaria y mejorada.

El escalamiento de dimensiones físicas y del comportamiento hidrodinámico del fluido de trabajo es de gran interés para la industria de generación de potencia y particularmente importante para el área de explotación de hidrocarburos. Sistemas reales de producción son estudiados empleando sistemas reducidos de producción a escala en laboratorios, con la finalidad de extrapolar el comportamiento espacial y termodinámico del flujo hacia instalaciones reales.

El escalamiento se lleva a cabo mediante leyes de similitud geométrica y dinámica, así como de la formación de grupos adimensionales, los cuales pueden ser derivados de las

ecuaciones de conservación (masa, momentum y energía) y de consideraciones de similitud, basadas en análisis dimensional.

El escalamiento del comportamiento físico de un fenómeno está sujeto a diversos parámetros entre los que destaca la similitud geométrica entre el modelo y el prototipo. Básicamente se compone de cuatro pasos elementales.

- *Identificar los principales parámetros del problema para formar números adimensionales.*

- *Establecer la similitud geométrica entre el prototipo y el modelo a escala, de otra forma es imposible obtener similitud dinámica.*

- *Formar grupos adimensionales independientes a partir de las magnitudes físicas y variables adimensionales del flujo.*

- *Hacer que cada grupo adimensional tenga el mismo valor tanto en el modelo como en el prototipo.*

Con esta idea el presente trabajo está dedicado al inicio de un estudio y comprensión de un parámetro adimensional conocido como el **Número de Bond (Bo)**, que puede indicar si un sistema matriz-fractura tendrá aportación de hidrocarburos a través de un drene gravitacional. Este número adimensional relaciona las fuerzas gravitacionales con las fuerzas capilares.

CAPÍTULO 2. ANTECEDENTES

2.1. Métodos de Producción

2.1.1. El Yacimiento

Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros.¹

Cada medio poroso tiene sus características como: *porosidad*, el porcentaje de volumen de poros de la roca; *permeabilidad*, una medida de la capacidad de la roca para permitir el movimiento de los fluidos; *mojabilidad*, una medida de la naturaleza superficial de la roca, que indica la preferencia con algún fluido.

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica formando zonas muy o poco permeables, y eventualmente grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción de los hidrocarburos porque tienden a producir caminos preferenciales.

2.1.2. Recuperación Primaria

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación *primaria* y la recuperación *secundaria*. Desde el aumento en el

¹ El principio de los diferentes métodos químicos de recuperación mejorada, G. Stegemeier, R. Reed, R. Healy, 1976.

precio del petróleo a principios de los años 70, se considera además una eventual recuperación *terciaria*, y/o una recuperación *mejorada*.

Durante el período de recuperación primaria, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una capa de gas.

Cuando la presión se ha reducido y el hidrocarburo no alcanza a llevar a la superficie, se necesita un aporte externo de energía, entonces se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien, también se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, este período permite recoger numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual es de primera importancia para la planificación de su explotación.

La recuperación primaria concluye cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (agua, gas). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente es en promedio del orden de 10-20% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o

alcanzar hasta un 30% en yacimientos que poseen una buena permeabilidad y una capa de gas o un acuífero activo.

Anteriormente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se volvían incosteables, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la determinación del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

2.1.3. Recuperación Secundaria

La recuperación secundaria en un yacimiento de hidrocarburos comienza cuando se concluye la producción por recuperación primaria y normalmente los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta principios de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El desplazamiento de hidrocarburos por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-35%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

2.1.3.1. Inyección de agua

Es un proceso donde el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua. Hoy en día el método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos de recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial. Los tipos de inyección de agua son:

Inyección periférica o externa e Inyección en arreglos o dispersa.

2.1.3.2. Inyección de gas

Es uno de los primeros métodos empleados y es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación incrementando ó manteniendo la presión, este proceso se refiere a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, que produce la formación de una fase homogénea simple, la menor presión para que ocurra la movilización del crudo. Los tipos de inyección de gas pueden ser:

Inyección de gas interna ó dispersa e inyección de gas externa.

Algunos de los factores que se deben considerarse para realizar un proceso de inyección de agua y de gas:

- Geometría del yacimiento
- Litología
- Profundidad del Yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad en las propiedades de las rocas
- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas.

2.1.4. Recuperación Terciaria y/o Mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía entre un 60 y 75% (promedio 70%) del crudo original. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por factores como los siguientes:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de poros discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, ya sea por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Con el aumento en el precio del crudo se volvió económico inyectar otros fluidos además del agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se estén realizando numerosas investigaciones en este sentido.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la reducción de la tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente usados para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. Dentro de estos métodos de recuperación mejorada se pueden nombrar los siguientes:

- Químicos:

- Surfactantes
- Alkali
- Polímeros
- Espumas

- Gases:

- Miscibles
- Inmiscibles

- Térmicos:

- Inyección de vapor
- Combustión in-situ
- Inyección de agua caliente

CAPÍTULO 3. RECUPERACIÓN MEJORADA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)

La producción en los **yacimientos naturalmente fracturados (YNF)** puede ser engañosa ya que inicialmente es muy alta pero va en declive con el tiempo y a medida que se produce, también se ven afectados por el gas y el agua. Por otro lado los YNF forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra. La naturaleza de esta clase de yacimientos hace que la industria enfoque esfuerzos por comprenderlos mejor y modelarlos de manera precisa.¹

Casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y muchas veces en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad permiten la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria tengan poco éxito.

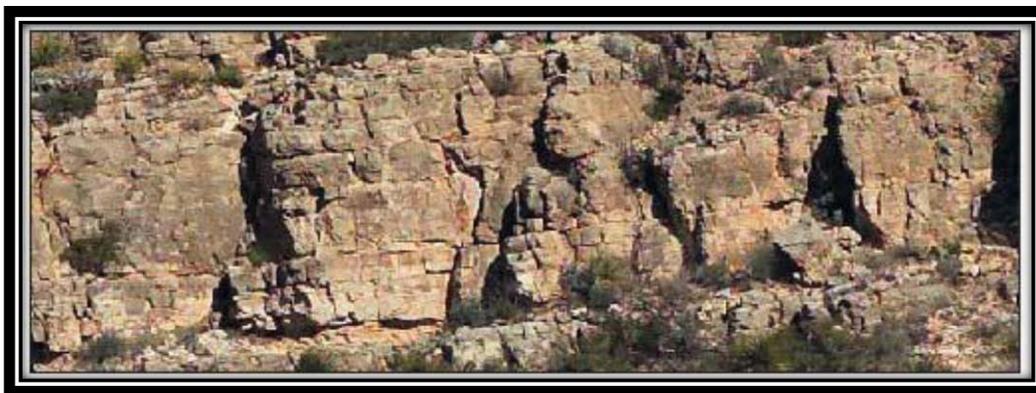


Figura 3.1 Afloramientos con fracturas.

¹ "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados", Tom Bratton Denver, Colorado, EUA.

Hay fracturas naturales en todos los tipos de yacimientos siliclasticos, las cuales generan cierta dificultad en la producción de estos yacimientos realizado por la matriz de los mismos, también hay que destacar que las fracturas naturales están directamente relacionados con el nivel de productividad en yacimientos de menor importancia tales como los yacimientos de metano en capas de carbón, los yacimientos de gas y lutita y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica.

No se pueden ignorar las fracturas dentro de los yacimientos ya que se degradaría el trabajo técnico y económico dentro de los mismos y también imposibilitaría las oportunidades óptimas de desarrollo de los campos petroleros. Es muy posible que los equipos a cargo de los activos de las compañías jamás extraigan los hidrocarburos que originalmente se tomaron como recuperable, ya que al no entender el impacto que tienen las fracturas naturales en la producción, no habrán realizado los preparativos necesarios en el campo para así aplicar algunas técnicas de recuperación secundaria necesarias.

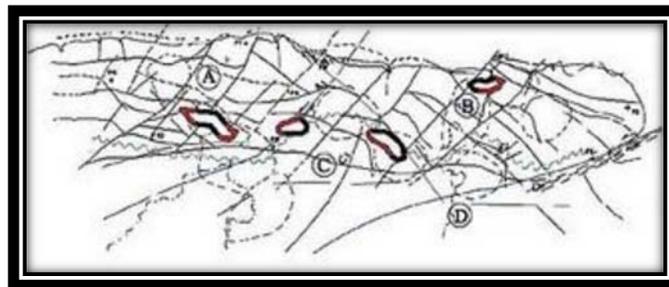


Figura 3.2 Estudio de fracturas.

Los pozos nuevos plantean oportunidades para recolectar datos geológicos, geofísicos y mecánicos adecuados a partir de diversas fuentes, incluyendo la información obtenida con los registros de pozos, los levantamientos sísmicos de pozos, los dispositivos de muestreo y los núcleos (coronas) de diámetro completo. Otras fuentes de información valiosas que

pueden obtenerse durante las primeras etapas del desarrollo de campos petroleros incluyen las pruebas de formación efectuadas a través de la columna de perforación, las pruebas de flujo inicial, y las pruebas de incremento y caída de presión. La correcta evaluación del rol de las fracturas naturales puede traducirse en éxitos anticipados de desarrollo de campos, estableciendo las bases para las etapas de desarrollo posteriores, incluyendo los proyectos de recuperación secundaria.

La selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) debe tener sustento en los principales mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento de los fluidos. Entender la física de dichos mecanismos, la importancia de cada uno de ellos y la manera en que es posible modificarlos, es fundamental para realizar la selección del proceso, así como para diseñar y optimizar su aplicación en campo.

Es importante señalar que los mecanismos que gobiernan la dinámica de los fluidos en un YNF son radicalmente diferentes a los de un yacimiento homogéneo (en este trabajo se dedica una sección al análisis de dichos mecanismos) ésta es la razón principal por la cual un criterio de selección usualmente utilizado en un yacimiento homogéneo no es directamente aplicable a un YNF y su uso debe tratarse con sumo cuidado.

El estado del arte en los criterios de preselección en yacimientos homogéneos ha sido alimentado con muchos años de estudios de modelado, experimentos de laboratorio y evaluación de casos de campo, etc. Desafortunadamente, en el caso de YNF, los estudios y casos de campo son pocos y no son suficientes para dar soporte al desarrollo de una metodología de preselección bien fundamentada.

3.1. Clasificación de los YNF

3.1.1. Clasificación basada en las propiedades de la matriz y de la fractura

Una clasificación basada en las propiedades de la matriz y de la fractura ha sido presentada en algunos trabajos y se muestra en la tabla 3.1²:

Tabla 3.1 Clasificación de los YNF⁴

Tipo	Descripción de la Matriz	Descripción de la Fractura
I	Baja K y ϕ	Alta K y ϕ
II	Baja K y Mediana ϕ	Alta K y Mediana ϕ
III	Baja K y Alta ϕ	Alta K y Baja ϕ
IV	Alta K y ϕ	Alta K y ϕ

En forma general se considera que los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) en México son del tipo I y II.

3.1.2. Clasificación basada en el volumen de almacenamiento⁴:

-Yacimientos tipo A: el **mayor volumen** está en la **porosidad de la matriz** y en pequeñas cantidades en las fracturas.

-Yacimientos tipo B: aproximadamente la **mitad** de los hidrocarburos se almacena en la **matriz** y la otra mitad en las **fracturas**. Las fracturas son mucho más permeables que la matriz.

² "La recuperación secundaria en México", Herón Gachuz Muro, PEMEX, 2009.

-Yacimientos tipo C: todos los hidrocarburos están en las fracturas con ninguna contribución de la matriz. En este caso las fracturas dan tanto el almacenamiento como la permeabilidad necesaria para llevar a cabo la producción comercial.

3.2. Consideraciones para una recuperación secundaria en un YNF

El punto de partida para la selección de un método de recuperación secundaria y/o mejorada es tener una buena estimación de:

- el factor de recuperación del yacimiento,
- la saturación remanente de aceite y
- la reserva de hidrocarburo.

La elección del proceso dependerá de cuanto es el incremento en el factor de recuperación una vez que se aplique el proceso de recuperación mejorada, además de factores económicos, de disponibilidad y costo del agente a inyectar, además de la rentabilidad global del proceso.

En un proceso de recuperación mejorada, se busca incrementar el factor de recuperación, trayendo con esto un incremento en la producción de aceite. De manera conservadora se puede considerar que un incremento en la producción y un incremento en el factor de recuperación de 3% son valores que se pueden considerar buenos en un YNF. Es necesario señalar que mediante la aplicación de este tipo de procesos no se espera un incremento significativo en la producción del yacimiento.

Por último, en la selección de un proceso de recuperación mejorada, es necesario considerar que los yacimientos fracturados:

- Son altamente heterogéneos a cualquier escala geológica, y generalmente estructuralmente complejos.

- Se pueden dividir en términos de la historia de saturación (zona de casquete de gas, zona invadida por agua)
- En términos petrofísicos su porosidad se puede clasificar en porosidad primaria (intercristalina), fracturada y vugular.
- En términos dinámicos (es decir, desde el punto de vista de dinámica de fluidos) su porosidad se puede clasificar como porosidad de alta y baja conductividad hidráulica.

En la figura 3.3 se muestra uno de los modelos propuestos por la literatura para el diseño, implementación y ejecución de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en YNF.

Entonces se pueden hacer las siguientes observaciones para los procesos de recuperación mejorada en YNF:

-Un proceso de recuperación mejorada no elevaría, ni mantendría la producción actual, solo recuperaría un volumen adicional.

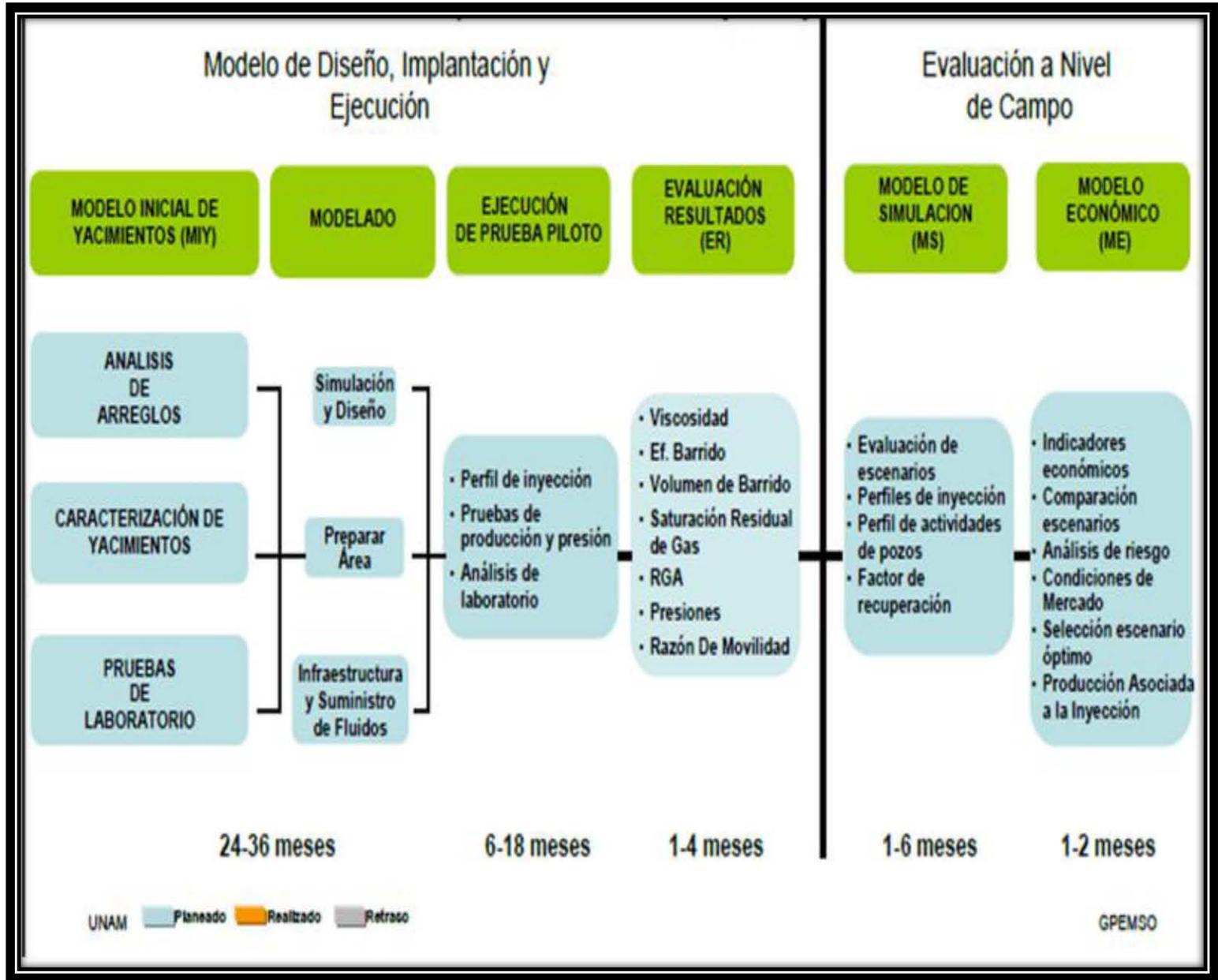
-El proceso de recuperación mejorada a implementar buscaría sólo recuperar el aceite de la matriz, ya que el que se encuentra en las fracturas, prácticamente se ha obtenido todo.

-Una planeación temprana de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada dará mejores resultados.

-El uso de recursos disponibles (gas) harán decrecer en gran medida los costos de inyección.

-En nuevos descubrimientos, estudiar desde un inicio la implementación de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada a fin de obtener los mejores beneficios.

Figura 3. 3 Proceso General de un Proceso de Recuperación Secundaria y/o Mejorada en YNF⁴.



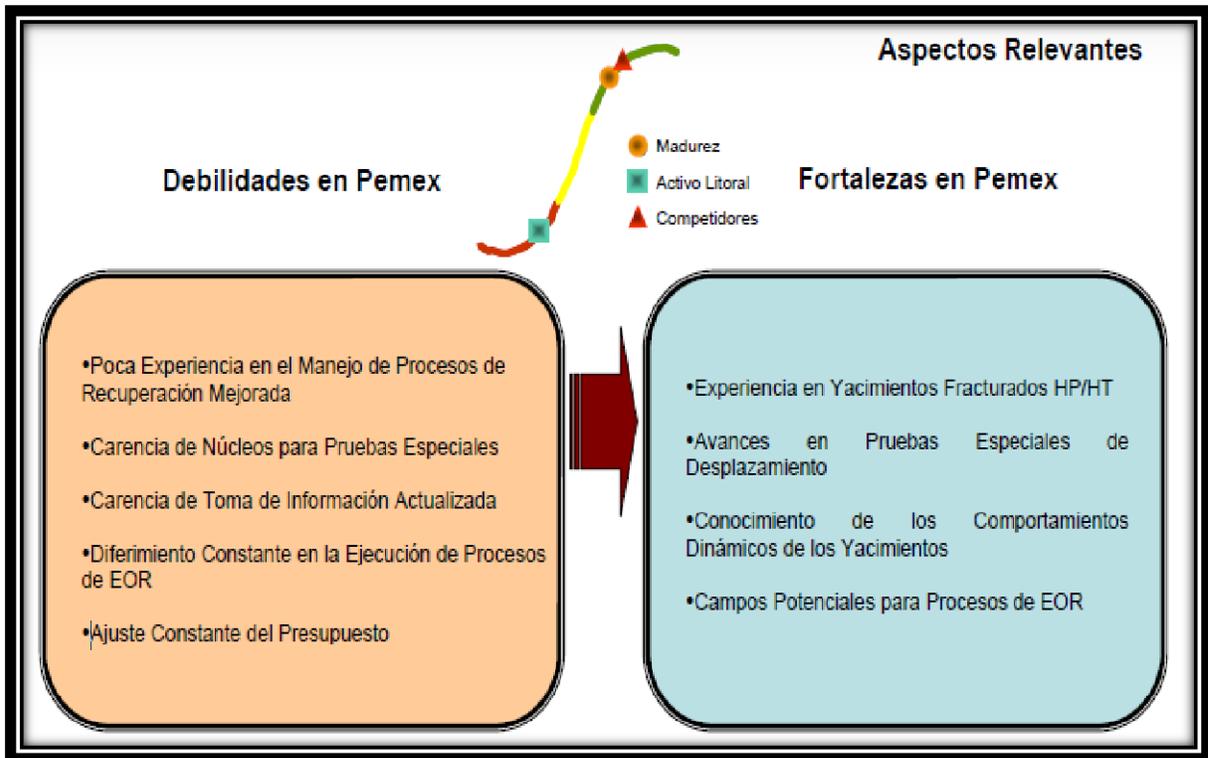


Figura 3.4 Retos actuales de México⁴.

3.3. Retos en México

Más de 80% de la producción de hidrocarburos en México proviene de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Estas formaciones geológicas presentan una amplia gama de propiedades estructurales (Martínez-Ángeles *et al.*, 2002), cuya descripción cuantitativa es una tarea fundamental para lograr una explotación sustentable y eficiente en la industria petrolera (Blunt, 1998). En los últimos años, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha puesto en marcha numerosos programas de investigación, dirigidos al estudio y modelación de los principales rasgos estructurales de estas formaciones, generando una importante base de datos multispectrales, multitemporales y multiescalares (Martínez-Ángeles *et al.*, 2002), cuya naturaleza específica requiere del uso de nuevas técnicas analíticas capaces de integrar la información polifacética.

Para aumentar la Recuperación Primaria, PEMEX ha usado lo que se conoce como métodos o procesos 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.

En Petróleos Mexicanos (PEMEX) a través del Centro Regional de Estudios de Explotación ha desarrollado y aplicado una versión avanzada para la evaluación petrofísica de sistemas multiporosos con los cuales se discretiza la porosidad total en matricial y secundaria.

Los retos en el modelado de YNF y vugulares son:

- Simuladores de yacimientos que incluyan porosidad de matriz, vugulo y fractura
- Perforación no convencional
- Identificación de procesos de recuperación que permitan extraer el crudo de la matriz
- Recuperación de aceite residual en zonas invadidas de agua

Algunos de los retos en los procesos de recuperación secundaria y mejorada en YNF son:

- Recuperación de aceite residual en la zona del casquete de gas del yacimiento Akal
- Identificación de zonas con aceite remanente en campos en estado avanzado de explotación

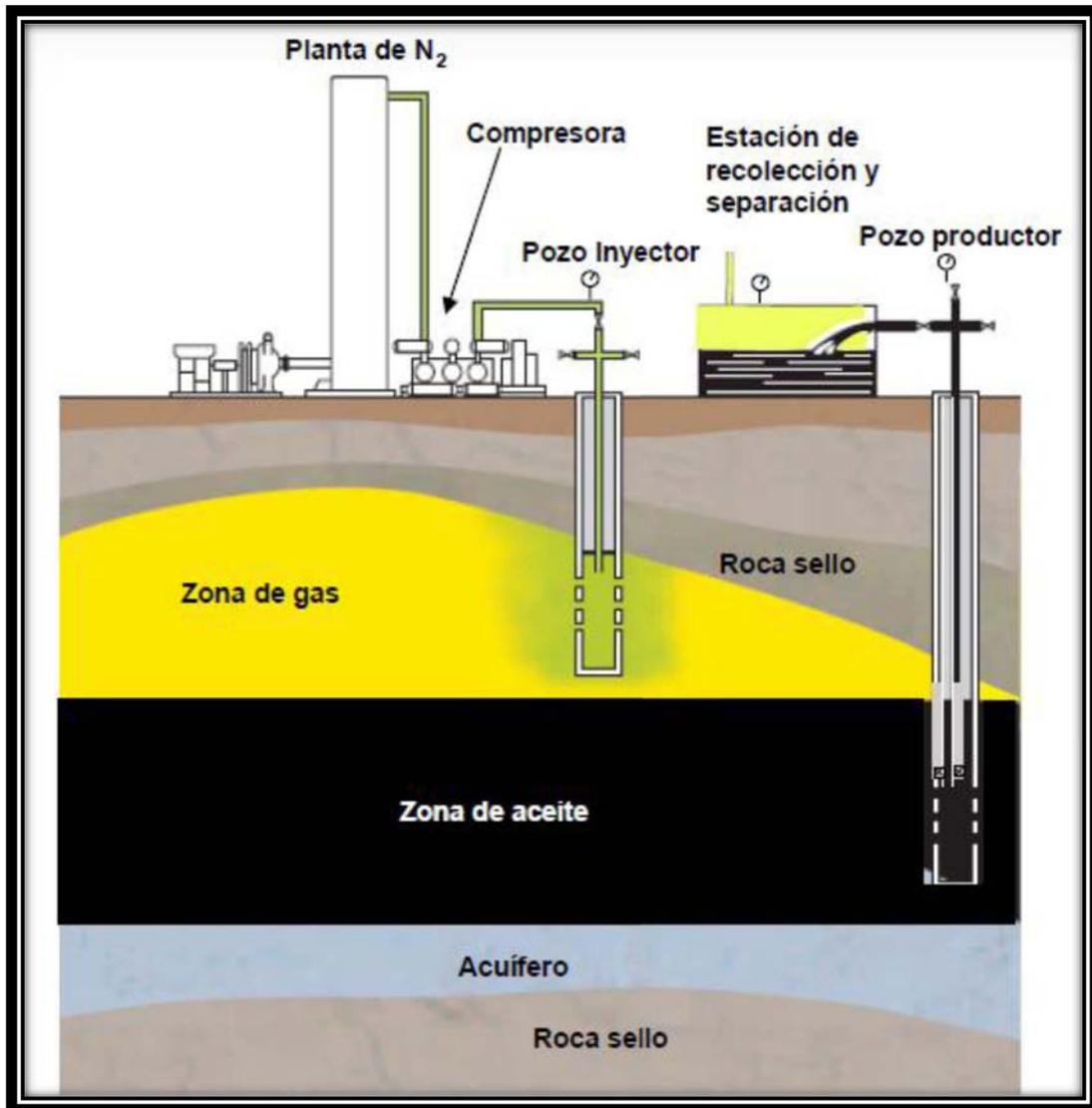


Figura 3.5 Proyecto de recuperación de aceite residual en la zona del casquete de gas en un yacimiento como el de Akal en México. Adaptación de Praxair. Inc. 03/07.

3.3.1. Recuperación Secundaria y Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

La mayor parte de la producción y de las reservas de hidrocarburos en México, provienen de los campos localizados en la región sureste del país. En esta zona predominan los

yacimientos asociados a rocas carbonatadas, en donde se presentan grandes producciones de hidrocarburos relacionadas con un sistema complejo de porosidad y el predominio de las fracturas naturales y cavidades de disolución, a este tipo de yacimientos se les denominan YNF. En México el 94.5 % de la producción y el 67 % de las reservas de hidrocarburos se encuentran asociadas a este tipo de yacimientos.³

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y en donde se generan espacios vacíos que pueden ocuparse por fluidos y que son causadas por procesos de deformación y alteración de la roca.

Existen diversos modelos que representan los medios fracturados. El más simple de ellos considera bloques de roca, separados por planos de ancho variable representando las fracturas, así en este modelo las fracturas tiene poca influencia sobre la porosidad de las formaciones y alta influencia en la permeabilidad del sistema. La capacidad de desplazamiento de fluidos está controlada por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento.

³ "RETOS Y EXPECTATIVAS DE LA OFERTA Y DEMANDA DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO", GÓMEZ CABRERA, Abril 2008.

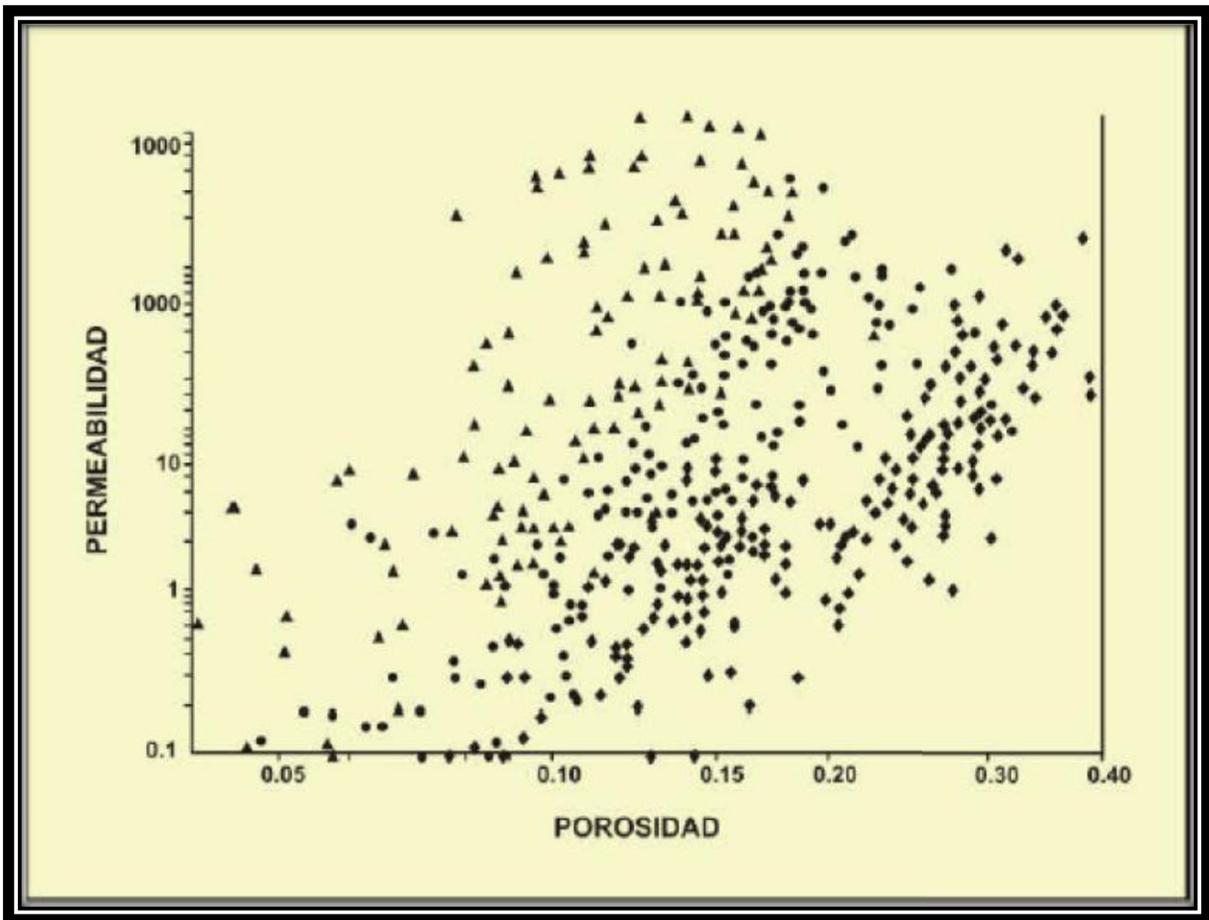


Figura 3.6 Comportamiento de la Relación de Permeabilidad-Porosidad para Carbonatos⁵.

En cuestión del espacio poroso, los carbonatos presentan dos tipos de porosidad; la primaria y la secundaria⁶. La porosidad primaria se relaciona entonces al ambiente de depósito y es correlacionable respecto al tamaño de poro. Sin embargo, la diagénesis es el proceso que altera la estructura original de los poros (originada en la depositación), generando con esto porosidad secundaria, la cual, en la mayoría de los casos, es difícil correlacionar con el sistema dinámico de flujo y que queda asociada a microfracturas, fracturas y vórgulos, si estamos hablando a escala de núcleo, y sí no, a fallas y cavernas, sí estamos hablando a mayores escalas.

Estos cambios drásticos de la estructura porosa de la roca, hace que la porosidad en carbonatos varíe entre 1 y 35%, sin embargo, la consideración más importante es cómo está conectado este espacio poroso y es por ello que la permeabilidad varía desde 0.01 mD hasta los Darcys, sin presentar correlación con la porosidad. En la figura 3.6 se muestra una gráfica de porosidad contra permeabilidad, en la cual se aprecia como en los carbonatos existe una gran dispersión y que solo en casos particulares, puede ser posible encontrar correlaciones bien definidas. Sin embargo, basados en un enfoque de dinámica de flujo en medios porosos, varios autores consideran que debe establecerse una clasificación en términos de recuperación y comportamiento de flujo. Bajo este enfoque, y específicamente para análisis de proyectos de recuperación, se ha tomado la clasificación propuesta por Allan⁵, en la que define 5 tipos de yacimientos los cuales son:

- Yacimientos de alta viscosidad.
- Yacimientos fracturados.
- Yacimientos convencionales.
- Yacimientos orgánicos.
- Yacimientos de gas y de gas y condensado.

El estudio más reciente, del análisis de 250 yacimientos carbonatados a nivel mundial, realizada por Qing⁵ et al, se obtuvo el comportamiento que presentan los YNF, respecto al factor de recuperación logrado. Además de la distribución para los yacimientos de aceite y se observó que en promedio la recuperación obtenida es del 36 por ciento y además:

-La mayor parte de la producción se encuentra asociada a YNF.

-Por sus rasgos, son difíciles de caracterizar, modelar y simular.

-No se cuenta con casos análogos para emplearlos en la documentación de procesos de recuperación.

-Tecnologías emergentes:

- Caracterización de los sistemas de fracturas.
- Simuladores de yacimientos que incluyan porosidad de la matriz, vóculo y fractura.
- Recuperación mejorada con nuevos procesos.

3.3.2. Tecnologías Utilizadas

El centro de investigación que apoya a PEMEX en sus estudios es el Instituto Mexicano del Petróleo dentro de sus principales Proyectos en Recuperación Secundaria y Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), presentan las siguientes investigaciones:

-Estudios de Inyección de Nitrógeno en Yacimientos Fracturados:

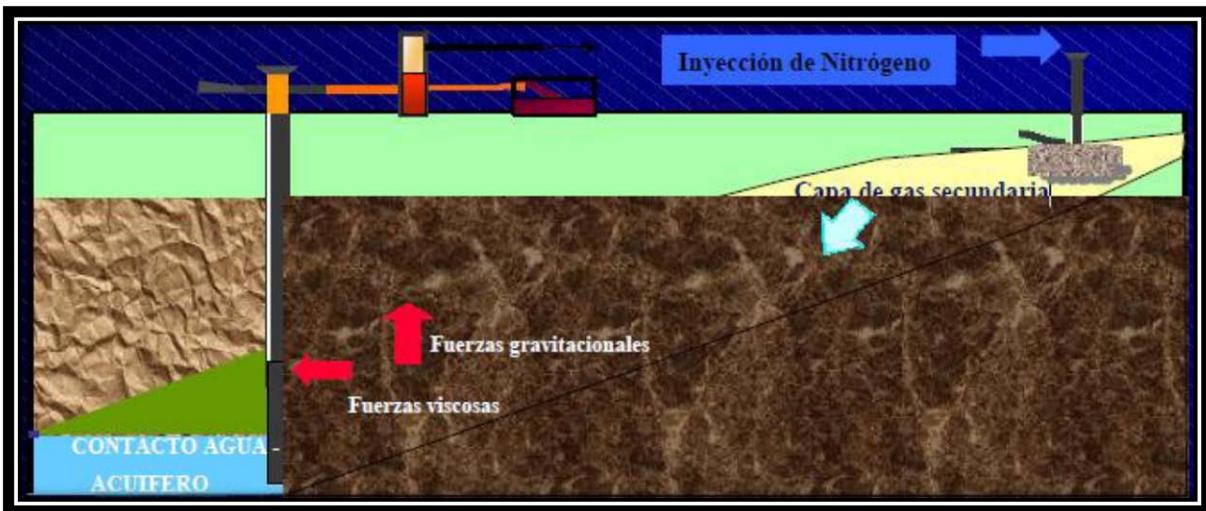


Figura 3.7 Proceso de Recuperación mejorada, inyección de Nitrógeno.

-Doble desplazamiento: Proceso orientado a yacimientos maduros con alto relieve estructural y alta permeabilidad vertical.

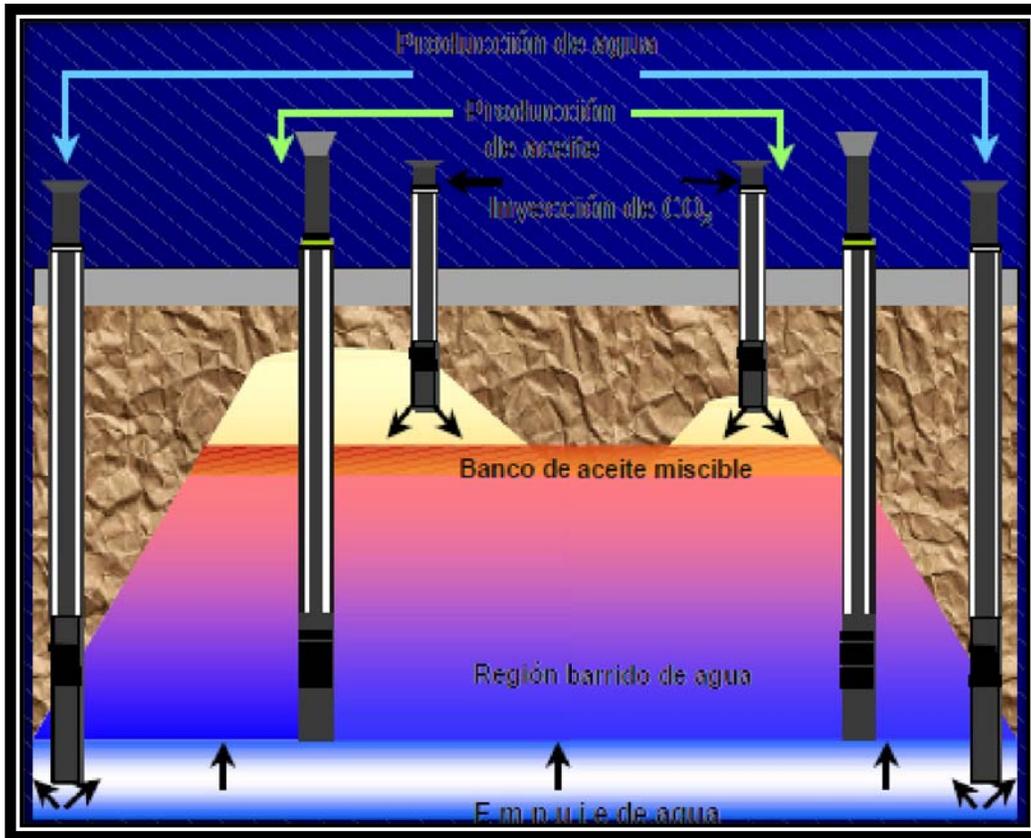


Figura 3.8 Proceso de Recuperación mejorada, doble desplazamiento.

-Inyección de Aire:

Proceso orientado a yacimientos con aceite pesado el cual puede producirse mediante un sistema de combustión generada por la inyección de aire.

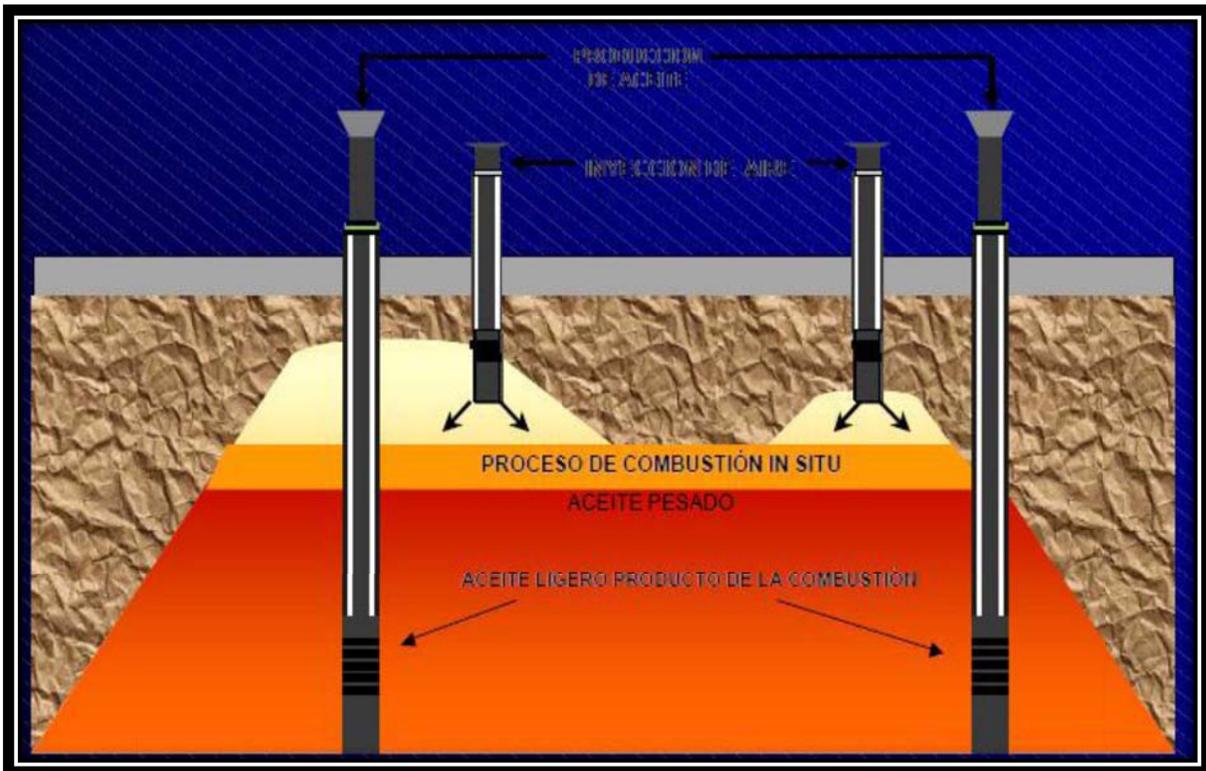


Figura 3.9 Proceso de Recuperación mejorada, inyección de aire.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

Como se ha mencionado anteriormente para la selección de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), se debe tener sustento en los principales mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento de los fluidos, entender la física de dichos mecanismos, la importancia de cada uno de ellos y la manera en que es posible modificarlos, es fundamental para realizar la selección del proceso, así como para diseñar y optimizar su aplicación en campo.

Con esta idea el presente trabajo marca los inicios de un estudio experimental para la determinación de uno de los números adimensionales que están en función de las propiedades de los sistemas matriz-fractura, considerados como parte fundamental de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

Considere un bloque de matriz de altura L y ancho a rodeado por una fractura de apertura r , tal como se muestra en la figura 4.1. Este sistema simple será utilizado para estudiar por separado a la dinámica de fluidos en un YNF. Este sistema también puede ser definido en términos de porosidad dinámica, la “matriz” será el medio de baja conductividad hidráulica y la “fractura” serán el medio de alta conductividad. La “matriz” podrá estar constituida por porosidad intercrystalina, vóculos aislados y micro fracturas, y la “fractura” de vóculos conectados y redes de fracturas.¹

¹ “PRESELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS” Luna Rojero, Islas Juárez, Villalobos López, Ortega Rocha, Zúñiga Suárez y Pérez Morales. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, México D.F. 2009.

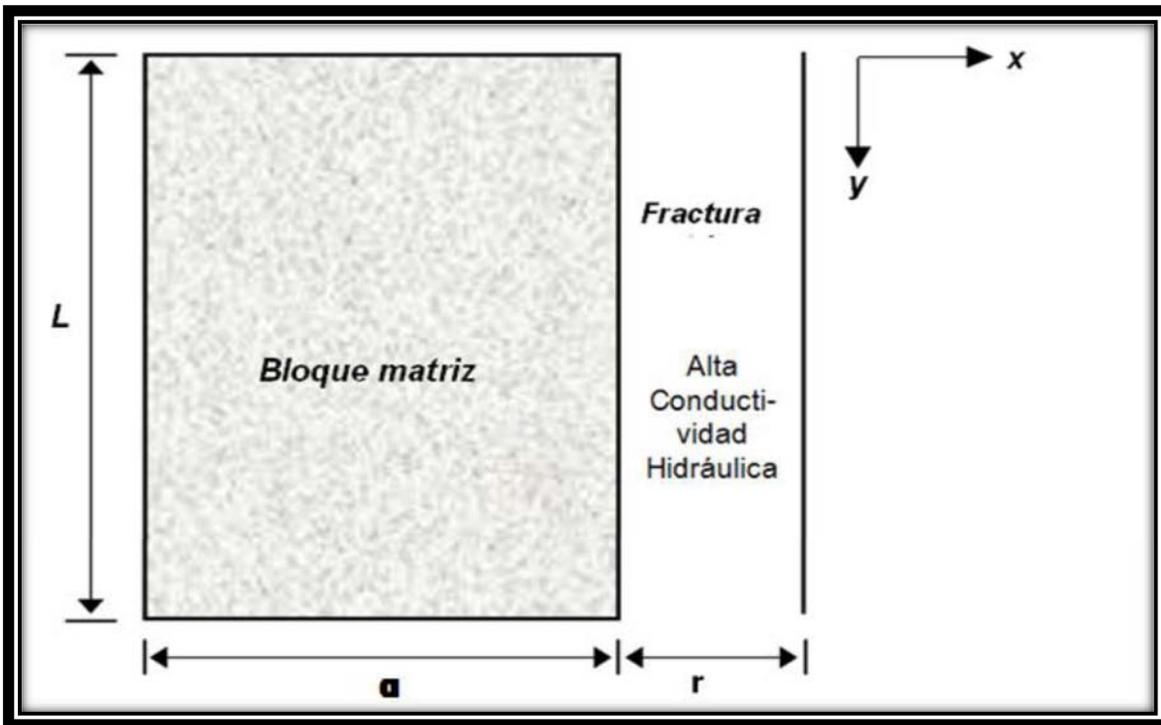


Figura 4.1 Modelo idealizado de un sistema bloque matriz-fractura⁶.

Tomando en cuenta que los efectos gravitacionales, capilares, difusivos y de fase se considerarán despreciables. Bajo ésta consideración, el balance de fuerzas en el sistema tendrá que ser entre las caídas de presión debidas a la viscosidad y a las presiones externas al sistema bloque de matriz – fractura, que para un yacimiento cualquiera son una suma de los efectos de empuje del acuífero, del casquete de gas y de diferenciales de presión causados por los pozos productores e inyectores.

Las caídas de presión viscosas en el sistema matriz-fractura son directamente proporcionales a la velocidad del fluido (en medios libres y porosos) y estarán regidas por la dinámica de fluidos en la fractura, ya que éste es el medio de más alta conductividad hidráulica. Es decir, bajo un proceso de convección forzada los gradientes de presión estarán regidos por lo que ocurre en la fracturas.

Por otro lado, la influencia de las presiones externas en el sistema matriz-fractura se puede medir mediante el comportamiento global de las velocidades de los fluidos en el sistema, en órdenes de magnitud se puede considerar que las velocidades de la línea de contacto agua-aceite o gas-aceite proporcionan información de dichas velocidades.

Con estas consideraciones los investigadores (Luna-Islas. Proyecto 54330 IMP) presentan el siguiente análisis para el sistema matriz-fractura mostrado en la figura 10 donde se hace un análisis de los principales mecanismo que rigen el sistema⁶.

4.1. Convección forzada

4.1.1. Convección forzada en la fractura⁶

Estudiando el comportamiento de la fractura se realiza a continuación un estudio de órdenes de magnitud en la fractura. Las ecuaciones que rigen a la dinámica de fluidos en la fractura son las ecuaciones balance de cantidad de movimiento de Navier-Stokes, que en dos dimensiones (eliminando una coordenada horizontal por condiciones de simetría) y en régimen permanente, son:

Para la coordenada transversal a la fractura, x

$$\rho \left(u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right), \quad (1)$$

y para la coordenada a lo largo de la fractura, y

$$\rho \left(u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) = - \frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right). \quad (2)$$

Donde ρ es la densidad, u y v son las velocidades en la dirección x y y , respectivamente, y μ es la viscosidad dinámica del fluido.

Las ecuaciones 1 y 2 deberán resolverse junto a la ecuación de conservación de masa (ecuación de continuidad) que considerando densidad constante del fluido queda expresada como:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0, \quad (3)$$

Antes de realizar el estudio de órdenes de magnitud en las ecuaciones es necesario describir valores característicos de algunas de las variables involucradas en las ecuaciones 1 a 3.

De manera natural, las variables espaciales, x y y tienen longitudes características r y L , respectivamente. La densidad ρ tiene valor característico ρ_f , v tiene velocidad característica U_c , que representa la velocidad de cualquiera de los dos contactos agua-aceite o gas-aceite y p tiene valor característico Δp_f .

Haciendo un análisis de órdenes de magnitud de la ecuación 3 se obtiene:

$$\frac{u}{r} \sim \frac{U_c}{L}, \quad (4)$$

entonces la velocidad u (dirección x)

$$u \sim \frac{r}{L} U_c, \quad (5)$$

y considerando que las fracturas son tales que $\frac{r}{L} \sim 0$, de la ecuación 5 se deduce que:

$$u \sim 0. \quad (6)$$

Por lo tanto, se considera la convección transversal a la fractura es despreciable. Con este resultado se tiene que las ecuaciones 1 a 3 se reducen a:

$$0 = \frac{\partial p}{\partial x} \rightarrow p = p(y) \quad (7a)$$

$$\frac{\partial v}{\partial y} = 0 \rightarrow v = v(x) \quad (7b)$$

$$0 = -\frac{dp}{dy} + \mu \left(\frac{d^2 v}{dx^2} \right) \quad (7c)$$

La ecuación 7c contiene toda la información de la dinámica de fluidos en la fractura, donde al hacer un análisis de órdenes de magnitud se puede encontrar lo siguiente:

$$\mu \frac{U_c}{r^2} \sim \frac{\Delta p_f}{L}, \quad (8)$$

o bien,

$$\Delta p_f \sim \frac{\mu L U_c}{r^2}. \quad (9)$$

Con el fin de ilustrar el orden de magnitud de esta caída de presiones considere que:

$L = 10\text{m}$, $r = 0.1\text{mm}$, $\mu = 10\text{cp}$ y $U_c = 100\text{m/año}$, entonces $\Delta p_f \sim 31.71\text{Pa} = 0.0045\text{psi} = 0.00032\text{kg/cm}^2$. Lo anterior si el fluido que es inyectado es un líquido, si es un gas la caída de presión es aún menor.

4.1.2. Convección forzada en la matriz⁶

Como se indicó anteriormente, el sistema matriz-fractura está regido por los gradientes de presión en las fracturas, entonces los fluidos dentro de la matriz se moverán obedeciendo a estos gradientes. Si la inyección de fluido se realiza de arriba hacia abajo (en dirección y) la ley de Darcy, que gobierna el movimiento en un medio poroso saturado con un solo fluido es:

$$v_p = -\frac{k}{\phi\mu} \frac{dp}{dy} \quad (10)$$

Donde k es la permeabilidad del medio poroso, ϕ es la porosidad efectiva de la matriz y v_p es la velocidad real del fluido dentro del medio poroso (no la velocidad de Darcy). En esta ecuación el análisis de órdenes de magnitud queda como:

$$v_p \sim \frac{k}{\phi\mu} \frac{\Delta p_f}{L} \quad (11)$$

Utilizando la ecuación (9) la ecuación (11) puede escribirse como:

$$v_p \sim \frac{k U_c}{\phi r^2} \quad (12)$$

Con el fin de ilustrar el orden de magnitud de la velocidad en la matriz, considere que $U_c = 100\text{m/año}$, $k = 500 \text{ mD}$, $\phi = 0.10$ y $r = 0.1\text{mm}$. Entonces la velocidad será $1.5855 \times 10^{-9} \text{ m/s}$. Si el tamaño de bloque fuera de 10 metros, el fluido tardaría en cruzarlo aproximadamente 200 años.

Por otro lado, en una fractura ideal la permeabilidad es proporcional al cuadrado de su apertura (ley cúbica), es decir:

$$k_f \sim r^2 \quad (13)$$

Combinando las ecuaciones (12) y (13) se obtiene:

$$\frac{v_p}{U_c} \sim \frac{k}{\phi k_f} \quad (14)$$

Esta relación implica que la razón entre las velocidades de matriz y del CGA es proporcional a la razón de permeabilidades. Es necesario notar que en este análisis se considera sólo un tipo de fluido, y no se puede aplicar para el caso de inyección de geles o polímeros.

Lo que se ha demostrado aquí es que:

- La convección forzada en un YNF no impacta en la dinámica de fluidos en la matriz, es decir, no influye en la recuperación del aceite atrapado en la matriz.
- La convección forzada sólo influye en la dinámica de fluidos en las fracturas.

4.2. Drene gravitacional⁶

En este apartado se analizan los gradientes de presión generados por fuerzas gravitatorias. Para un medio libre o un medio poroso los gradientes de presión debidos a las fuerzas de gravedad son:

$$\frac{dp}{dy} = \Delta\rho g \quad (15)$$

En órdenes de magnitud

$$\frac{\Delta p_g}{L} \sim \Delta\rho g \quad (16)$$

O bien,

$$\Delta p_g \sim \Delta \rho g L \quad (17)$$

Con el fin de estimar valores para esta diferencia de presiones considere que $L=10\text{m}$, $g=9.8\text{ m/s}^2$ y $\Delta\rho\sim 100\text{kg/m}^3$, considerando que el fluido inyector es agua, entonces $\Delta p_g \sim 9810.0\text{Pa} = 0.1\text{kg/cm}^2 = 1.42\text{psi}$. Si el fluido a inyectar es un gas, $\Delta\rho\sim 500\text{kg/m}^3$ $\Delta p_g \sim 49050.0\text{Pa} = 0.5\text{kg/cm}^2 = 7.11\text{psi}$. Si estos valores se comparan contra los obtenidos por convección forzada ($\Delta p_f \sim 31.71\text{Pa}$) resulta evidente que en el sistema matriz fractura:

$$\frac{\Delta p_f}{\Delta p_g} \ll 1 \quad (18)$$

Es decir, en el sistema los gradientes de presión por gravedad son mucho más importantes que los ocasionados por convección forzada dentro de la matriz.

Las velocidades características para drene gravitacional en la matriz se pueden obtener a partir de la ley de Darcy en un campo gravitatorio y despreciando los gradientes de presión convectivos (lo cual es válido según la ecuación 18):

$$v_p = -\frac{k}{\phi\mu} \Delta\rho g \quad (19)$$

En órdenes de magnitud,

$$v_p \sim \frac{k}{\phi\mu} \Delta\rho g \quad (20)$$

Si se considera que $k = 500\text{ mD}$, $\phi = 0.10$, $\mu = 10\text{cp}$, $g = 9.8\text{m/s}^2$ y $\Delta\rho\sim 500\text{kg/m}^3$, la velocidad del fluido debida a drene gravitacional será $v_p \sim 0.2118\text{ m/día}$. Los tiempos característicos para un tamaño de bloque de 10 metros serán, $t_c \sim 47.193\text{ días}$.

4.3. Imbibición⁶

Los fenómenos capilares ocurren tanto en la matriz como en la fractura. La presión capilar dependerá de la saturación de los fluidos, con el fin de estimar en órdenes de magnitud el valor de las presiones características de este fenómeno se considera que:

$$p_c \sim \frac{\gamma \cos \theta}{r_p} \quad . \quad (21)$$

Donde γ es la tensión superficial, θ es el ángulo de contacto y r_p es el radio de garganta de poro característico.

Si se considera que $\gamma \sim 20$ dinas/cm, $\theta \sim 45^\circ$ y para la fractura $r_p = 0.1$ mm, para la fractura se tiene $p_c \sim 141.42$ Pa ~ 0.020 psi y para la matriz, con $r_p = 1$ micra, se tiene $p_c \sim 14142$ Pa ~ 2.0 psi. Nuevamente, en la matriz estos valores son superiores a las presiones generadas por convección forzada, es decir:

$$\frac{\Delta p_f}{p_c} \ll 1 \quad . \quad (22)$$

Sin embargo, en la fractura esto no es válido, ya que las presiones capilares en ellas son pequeñas.

Para estimar los tiempos característicos de imbibición considere el modelo de imbibición a contra corriente:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_c(S_w) \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) \quad , \quad (23)$$

donde el “coeficiente de difusión capilar” $D_c(S_w)$ está definido por:

$$D_c = -\frac{f_w K_o}{\phi \mu_o} \frac{\partial p_c}{\partial S_w} \quad , \quad (24)$$

y f_w es el flujo fraccional de agua, P_c la presión capilar y S_w la saturación de agua.

Considerando como primera aproximación un coeficiente de difusión capilar constante, el análisis de órdenes de magnitud toma la forma:

$$\frac{S_w}{L^2} D_c \sim \frac{S_w}{t} \quad , \quad (25)$$

$$\frac{D_c}{L^2} \sim \frac{1}{t} \quad . \quad (26)$$

Entonces como una aproximación para el tiempo característica en que la imbibición llegaría al centro del bloque se tiene que:

$$t \sim \frac{L^2}{D_c} \quad . \quad (27)$$

Para hacer un análisis de órdenes de magnitud se hace una estimación del valor del coeficiente de difusión capilar (D_c). Usando el modelo de presión capilar propuesto por Abbas Firoozabadi⁴, datos de su artículo y valores en fracción de saturación de agua inicial (S_{wi}) de 0.20 y para el aceite una saturación residual (S_{or}) de 0.40 (es relativamente fácil utilizar cualquier otro modelo), se obtiene el comportamiento del coeficiente de difusión capilar en función de la saturación de agua. En estos procesos existe una saturación para la

cual la imbibición es más eficiente y generalmente el proceso se vuelve lento para valores cercanos a la saturación final o inicial. Este comportamiento obtenido se muestra en la Figura 4.2.

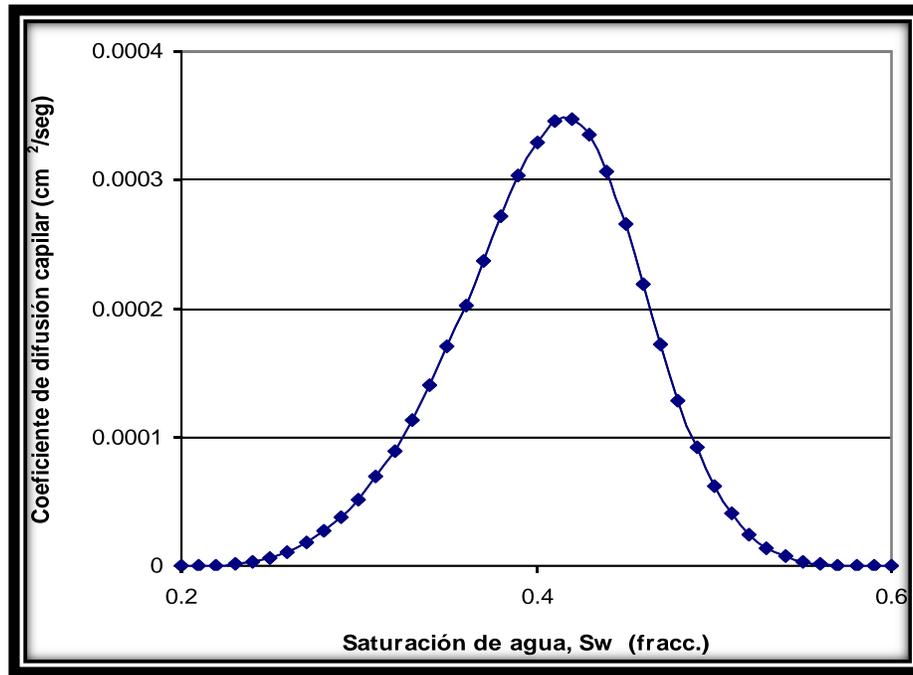


Figura 4.2 Comportamiento del coeficiente de difusión capilar en función de la saturación y modelando la presión capilar usando el modelo de Abbas Firoozabadi⁶.

Al para hacer un análisis de ordenes de magnitud y obtener el comportamiento de los tiempos característicos de acuerdo a la ecuación 27, se puede utilizar como referencia el valor máximo del coeficiente de difusión capilar de la Figura 4.2, el cual toma un valor aproximado de $0.00035 \text{ cm}^2/\text{seg}$ y con este se puede obtener una gráfica con el comportamiento de la saturación de agua a diferentes tamaños de matriz como se muestra a continuación en la Figura 4.2a.

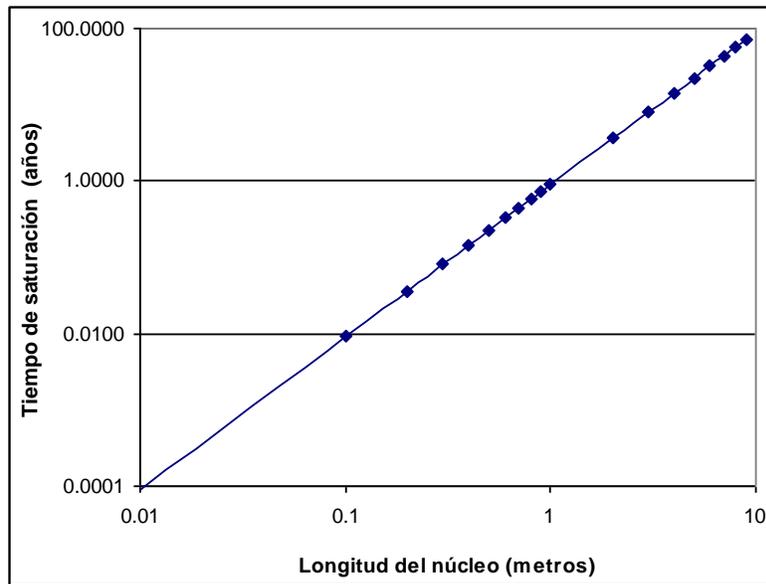


Figura 4.2a Comportamiento del tiempo de saturación. Órdenes de magnitud⁶.

4.4. Difusión molecular⁶

Muchos de los fenómenos que generan un incremento en el factor de recuperación son causados por cambios en la composición del aceite o la salmuera. El hinchamiento, la reducción de viscosidad o tensión superficial y los cambios en la mojabilidad dependen de que una especie química se coloque dentro de las fases líquidas, o entre éstas y la roca. En las zonas de alta conductividad hidráulica, dicha especie podrá ser transportada mediante procesos convectivos. Sin embargo, en zonas de baja conductividad hidráulica la única posibilidad de llevar esta especie al lugar adecuado es por difusión molecular. La ecuación que rige los procesos difusivos cuando no hay convección y se considera un modelo de dos pseudo-componentes es (segunda ley de Fick en un medio poroso):

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{D}{\tau} \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \quad (28)$$

Donde D es el coeficiente de difusión binario libre, τ es la tortuosidad del medio poroso, C es la concentración de la especie a difundir y t es el tiempo. En órdenes de magnitud se tiene:

$$\frac{1}{t_D} \sim \frac{D}{\tau L^2} \quad , \quad (29)$$

o bien,

$$t_D \sim \frac{L^2 \tau}{D} \quad . \quad (30a)$$

Para estimar el orden de los tiempos característicos de difusión, se supondrá que $L=10$ m y $\tau = 2$. Si la fase donde ocurre la difusión es un líquido entonces $D_L=1 \times 10^{-5}$ cm²/s y los tiempos de difusión para este sistema son $t_{DL} \sim 6,300.00$ años. Por otro lado, si la fase donde ocurre la difusión es gaseosa, se tiene que $D_g=1 \times 10^{-2}$ cm²/s, y los tiempos característicos son $t_{Dg} \sim 6.3$ años. Lo anterior indica que los procesos difusivos en líquidos son extremadamente lentos, mientras que en gases son mucho más rápidos. Esto significa que si la saturación del medio poroso es puramente líquida (agua y aceite) la difusión no es el mecanismo ideal para un proceso de recuperación mejorada. Sin embargo, si parte del medio está saturado con una fase gaseosa, el mecanismo podría ser útil a mediano y largo plazo (años).

Es necesario señalar que en un proceso de recuperación mejorada, la difusión no es un mecanismo que movilice al aceite, más bien actúa como un mecanismo activador del proceso. Para explicar esto, suponga que se inyecta un gas que reduce la tensión superficial, para que el gas penetre al aceite es necesario un proceso difusivo, este proceso actuará de manera relativamente rápida en las vecindades de la superficie líquido-gas, pero una vez allí la modificación en la tensión superficial (y otras propiedades) movilizará a esta pequeña capa de líquido.

Para los procesos químicos de EOR la difusión molecular comparada con la difusión “capilar” es muy lenta, si se comparan los tiempos característicos de ambos procesos se tiene que:

$$\frac{t_{DL}}{t_{imbibición}} \sim \frac{L^2 \tau D_c}{D_L L^2} \sim \frac{\tau D_c}{D_L} \gg 1 \quad . \quad (30b)$$

Lo anterior significa que los procesos de imbibición son más rápidos que los de difusión molecular y jugarán un papel más importante en un proceso de inyección de químicos.

4.5. Análisis con grupos adimensionales

4.5.1. El numero de Bond⁶

El número de Bond, **Bo**, es un número o grupo adimensional que se define como la razón entre fuerzas gravitacionales y capilares:

$$Bo = \frac{\Delta p_g}{\Delta p_c} \quad . \quad (31)$$

Por lo tanto de acuerdo al modelo propuesto en la figura 10 el número de Bond estará dado de forma siguiente para el sistema matriz:

$$Bo = \frac{\Delta \rho g L}{2 \gamma \cos \theta} \cdot \frac{1}{r_p} \quad . \quad (32)$$

Donde, $\Delta \rho$ es la diferencia de densidades entre el fluido original y el inyectado, g es la aceleración de la gravedad, L es el tamaño de bloque, γ es la tensión superficial, $\cos \theta$ es la mojabilidad y r_p es el tamaño de poro característico de la matriz. Entonces de acuerdo a la

ecuación 32 y dibujo de la Figura 4.1, se pueden definir las siguientes observaciones para el número de Bond en el sistema matriz:

- a) $Bo > 1$ Ganan las fuerzas gravitacionales y hay flujo de fluido de la matriz hacia la fractura, ocurre un proceso de drene gravitacional.
- b) $Bo = 1$ Hay equilibrio de fuerzas en el medio poroso. Por lo tanto, no existen flujos asociados a drene en la matriz.
- c) $Bo < 1$ Ganan las fuerzas capilares del sistema; es decir, no hay flujo de la matriz hacia la fractura, por el contrario hay imbibición hacia la matriz. La matriz imbibes al fluido que está en la fractura.

En un proceso de inyección de gases la condición más favorable es el caso a), de hecho entre más grande sea el Bo más eficiente será el proceso.

CAPÍTULO 5. ESTUDIO EXPERIMENTAL

De acuerdo a la definición del número adimensional de Bond, dado por la ecuación 32 se puede percibir como éste puede ayudar en gran medida a tener una idea de los mecanismos de producción y/o flujo de los fluidos en un medio poroso fracturado como el de la figura 4.1. Entonces se plantea la idea de hacer un análisis del comportamiento del Número de Bond mediante un análisis experimental donde las variables que se puedan modificar sean las de mayor facilidad de manejo en la fase experimental, luego entonces con esta idea las variables seleccionadas de acuerdo a la figura 4.1 fueron, la altura de la matriz “ L ” y la diferencia de densidades de los fluidos “ $\Delta\rho$ ”.

Pensando en esto se planteo una fase experimental que consiste en lo siguiente:

Una celda de material acrílico (material transparente) de aproximadamente 2 ½” de diámetro interno que permita la introducción de una muestra de roca tipo berea de 2” de diámetro. Esto esquemáticamente se observa en la figura 5.1:

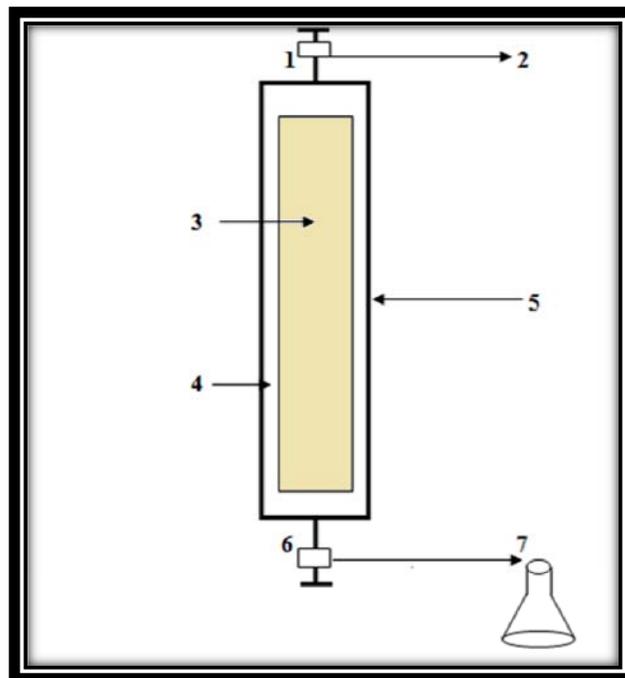


Figura 5.1 Esquema de la celda experimental.

Las partes del sistema experimental son las siguientes:

- 1) Válvula superior que permite aislar la celda y/o fluir la entrada o salida de los fluidos que se introducen o extraen de la celda. Conectada con la línea 2.
- 2) Línea superior por medio de la cual se puede hacer vacío o inyectar algún gas y/o líquido a la celda va conectada a la válvula superior (parte 1).
- 3) Núcleo de roca arenisca berea de aproximadamente 2" de diámetro, el cual puede variar su longitud cortándolo.
- 4) Espacio anular entre la roca y el tubo de acrílico, este debe ser lo suficientemente amplio para hacer despreciables los efectos capilares entre el tubo y la roca.
- 5) Tubo de acrílico de aproximadamente 2 ½" de diámetro y una altura total de 75[cm].
- 6) Válvula inferior que permita aislar la celda.
- 7) Línea de recolección de fluidos producidos.

Los fluidos usados en la fase experimental fueron los siguientes:

Gases:

Gas nitrógeno (N₂),

Aire

Bióxido de carbono (CO₂)

Líquidos:

Agua

Aceite ligero (Diesel).

Las condiciones de trabajo usadas son de aproximadamente 14.7 psi y Temperatura ambiente o de laboratorio.

La idea básica de experimentación es la siguiente:

Saturar la roca berea con alguno de los fluidos y llenar el espacio anular (parte 4 de la figura) con el otro fluido, de preferencia un gas, por ejemplo saturar la roca con aceite ligero y llenar el espacio anular con gas nitrógeno.

Por medio de la línea de producción inferior (parte 7 de la figura 5.1) recolectar el fluido producido por la roca berea y checar los datos de producción para diferentes tiempos.

Repetir el experimento variando el tamaño de la roca berea para obtener un análisis del comportamiento de producción con respecto a la longitud “*L*”.

Finalmente con los diferentes valores de producción obtenidos y los datos del número Bond calculados se puede obtener una posible tendencia de la producción del fluido que satura al medio poroso para diferentes números de Bond.

5.1. Generalidades de una saturación de núcleos

Los núcleos utilizados en el experimento en todas sus etapas son de roca berea de diferentes longitudes, en la tabla 5.1 se muestran sus características principales.

Tabla 5.1 Características de los núcleos empleados.

NÚCLEO	\varnothing [cm]	l [cm]	ϕ [%]
1	5.08	51.8	18
2	5.08	22.4	18
3	5.08	17	18
4	5.08	9.5	18

Con el fin de representar un modelo físico de un yacimiento fracturado, los núcleos se colocan con una fractura anular vertical que les rodea, esto se logra con un centrador de acrílico para evitar los efectos capilares con la pared de la celda (Fig. 5.2).

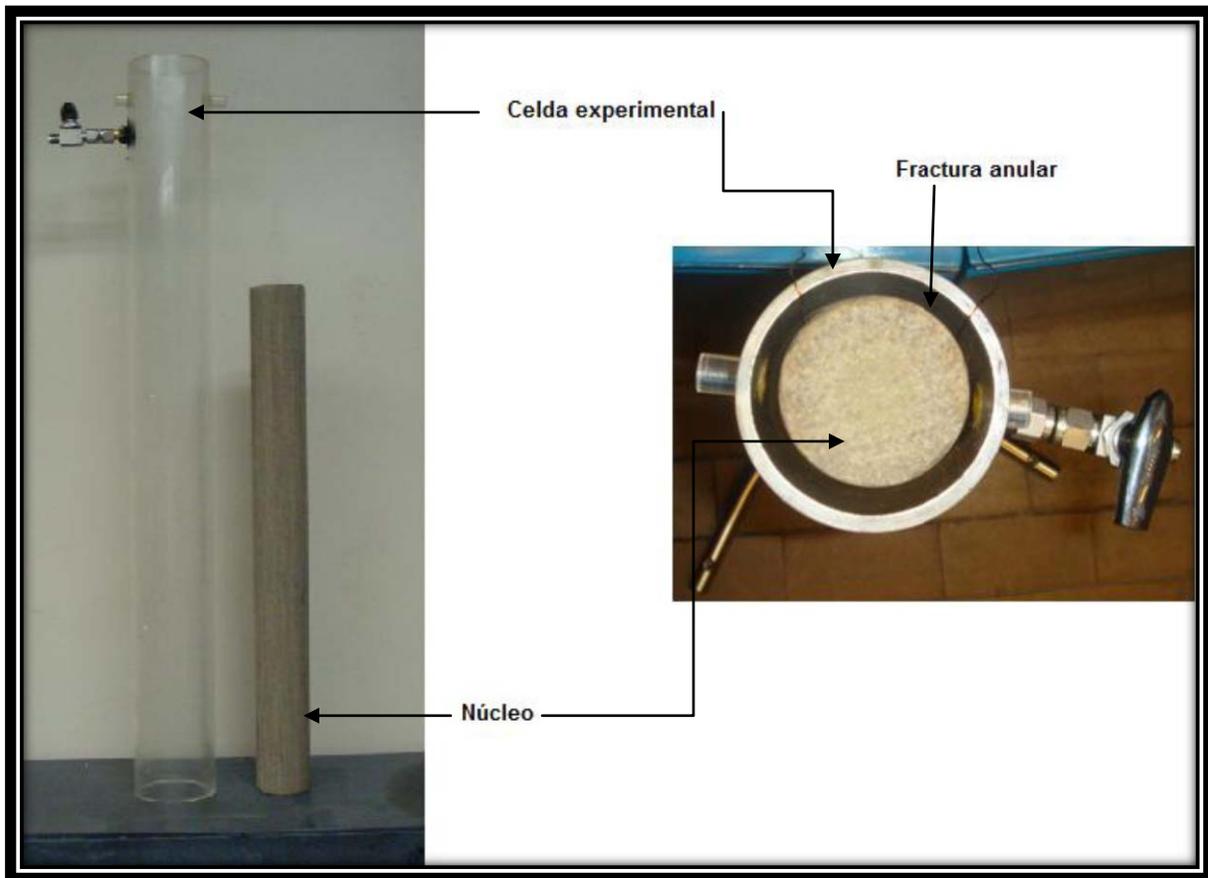


Figura 5.2 Celda y núcleo de la saturación.

5.2. Descripción del equipo y acondicionamiento de sistemas

El sistema utilizado es un conjunto de equipos acoplados para desarrollar pruebas de desplazamiento de fluidos a ciertas condiciones de presión y está constituido principalmente por:

Bomba de vacío

Un tanque de gas (N_2 ó CO_2)

Regulador de presión

Manómetro

La celda experimental

Red de líneas de plástico conectadas a válvulas de autoclave y

Recipiente para la recolección de los fluidos recuperados.

El sistema se ilustra en la figura número 5.3.

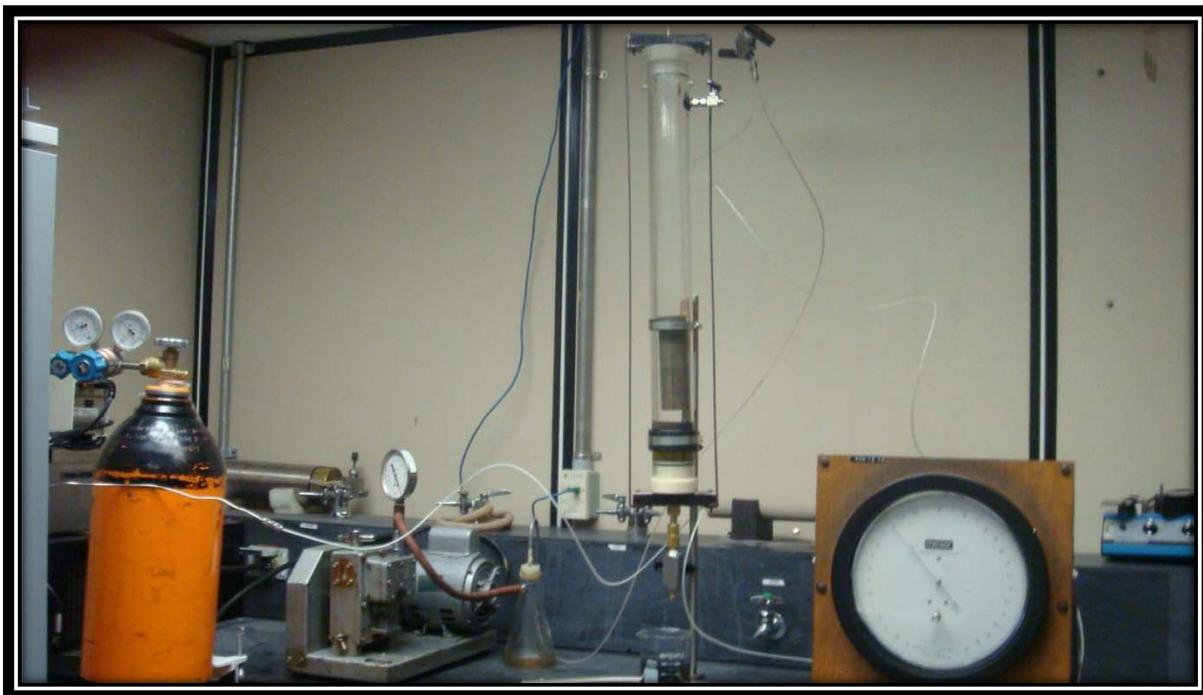


Figura 5.3 Sistema experimental.

El acondicionamiento del sistema consistió en los siguientes pasos:

- a) Construcción de la celda de acrílico y de las tapas de plástico superior e inferior con las medidas y orificios necesarios para las conexiones pertinentes y para mantener los núcleos suspendidos, así como los soportes de metal para mantener la hermeticidad en la celda.
- b) Colocación de las diferentes válvulas para aislar el sistema y llevar a cabo las saturaciones y la recolección de los fluidos.
- c) Construcción de las diferentes líneas: vacío e inyección.
- d) Verificación del correcto funcionamiento del equipo a utilizar: bomba de vacío, manómetro y medidor de presión.
- e) Se armó el sistema siguiendo el diagrama establecido en el proyecto.
- f) Verificación de fugas en el sistema tanto de fluidos como de presión.

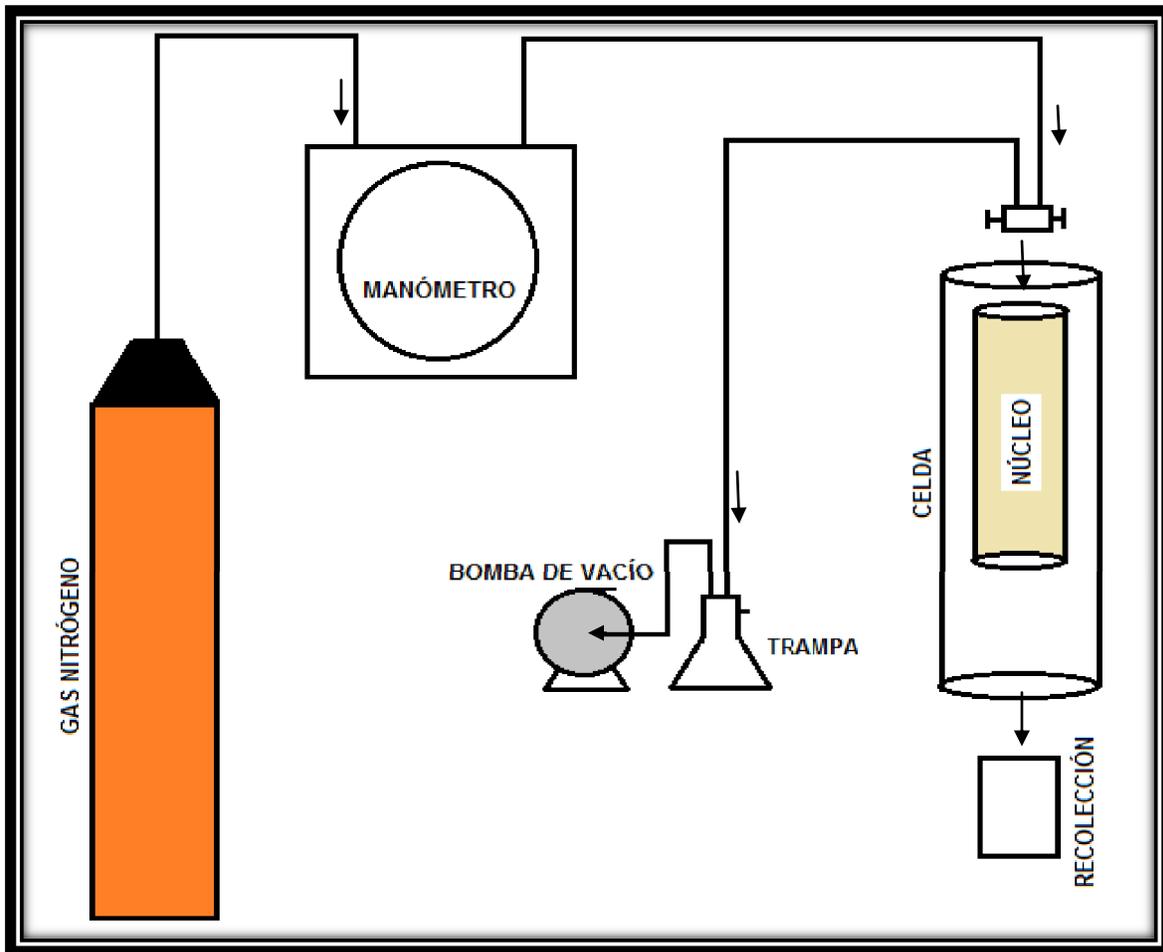


Figura 5.4 Diagrama esquemático del sistema experimental.

El experimento consistió en saturar núcleos de diferente longitud con agua bidestilada y con diesel para obtener diferentes recuperaciones tanto por segregación gravitacional como por inyección de Nitrógeno en un tiempo determinado.

5.3. Experimento # 1

Para llevar a cabo el primer experimento se armó la celda de acuerdo al diagrama de experimentación pero sin conectar la celda con el tanque de N_2 (nitrógeno) debido a que en esta primera etapa el experimento se realizó por segregación gravitacional, se hizo vacío a la celda durante 1 hora; pasado ese tiempo se inició la saturación del núcleo manteniendo encendida la bomba de vacío hasta que el fluido que en este caso fue agua bidestilada cubriera total mente el núcleo y el nivel del agua estuviera 5 [cm] por encima del núcleo y

continuando haciendo vacío para eliminar el aire dentro de la celda para obtener la mayor saturación del núcleo.

Fue necesario dejarlo 1 día completo para la estabilización de la saturación.



Figura 5.5 Saturación de núcleos (Experimento # 1).

Después de dejar saturando el núcleo se procedió a drenar el agua por la válvula inferior a una velocidad rápida con el fin de vaciar el espacio anular entre la muestra de roca y el tubo de acrílico para dejar este espacio lleno con el fluido gaseoso y después dar inicio a la recolección de los fluidos producidos por el núcleo por segregación gravitacional anotando los resultados en la tabla correspondiente. En la figura 5.6 se observa cómo va descendiendo el nivel del fluido con el que se saturó la celda:

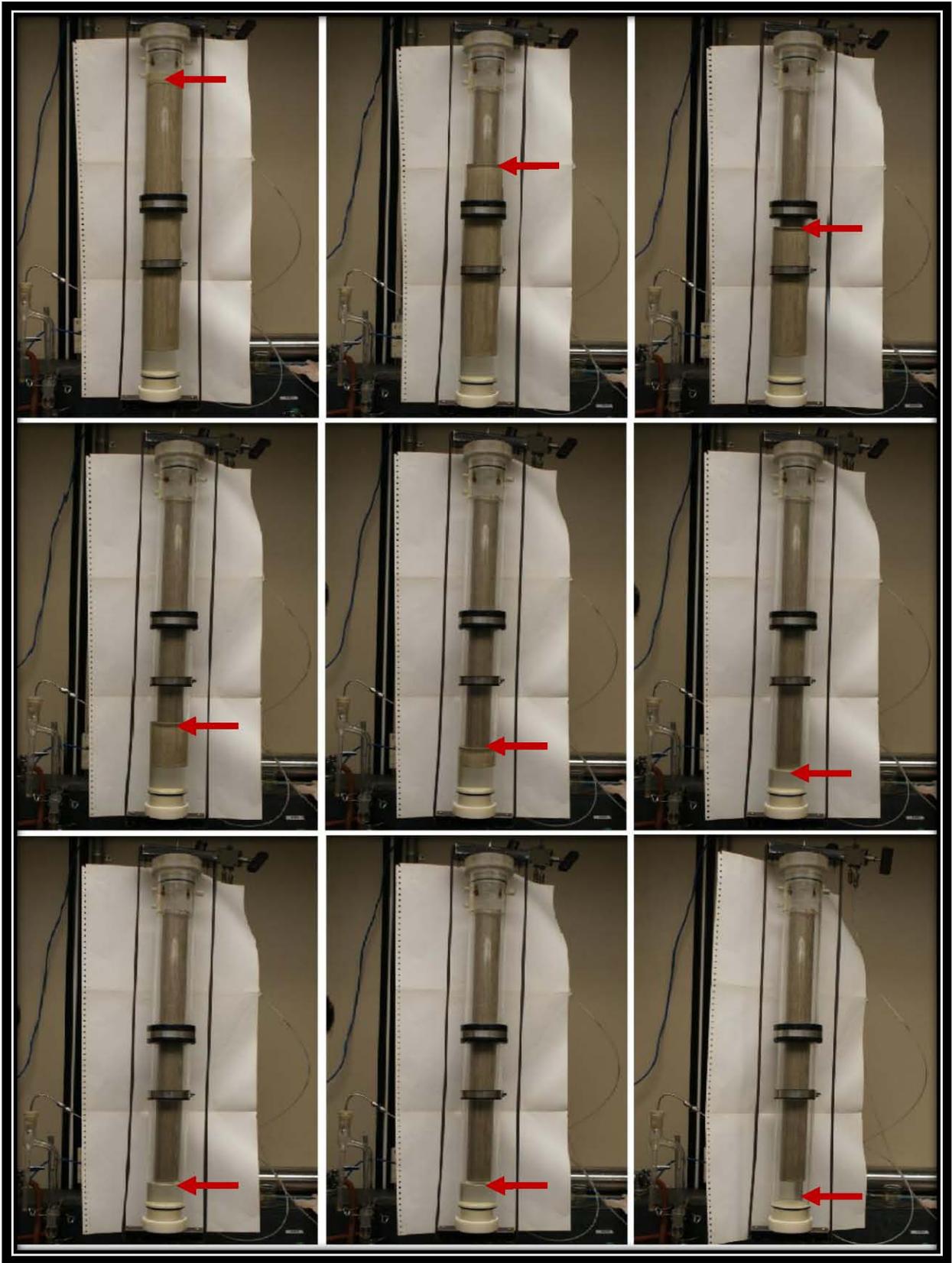


Figura 5.6 Drene de fluidos (la flecha roja indica el nivel del fluido).

El proceso de recolección de fluidos son únicamente los que produce el núcleo por segregación gravitacional en un determinado periodo de tiempo.

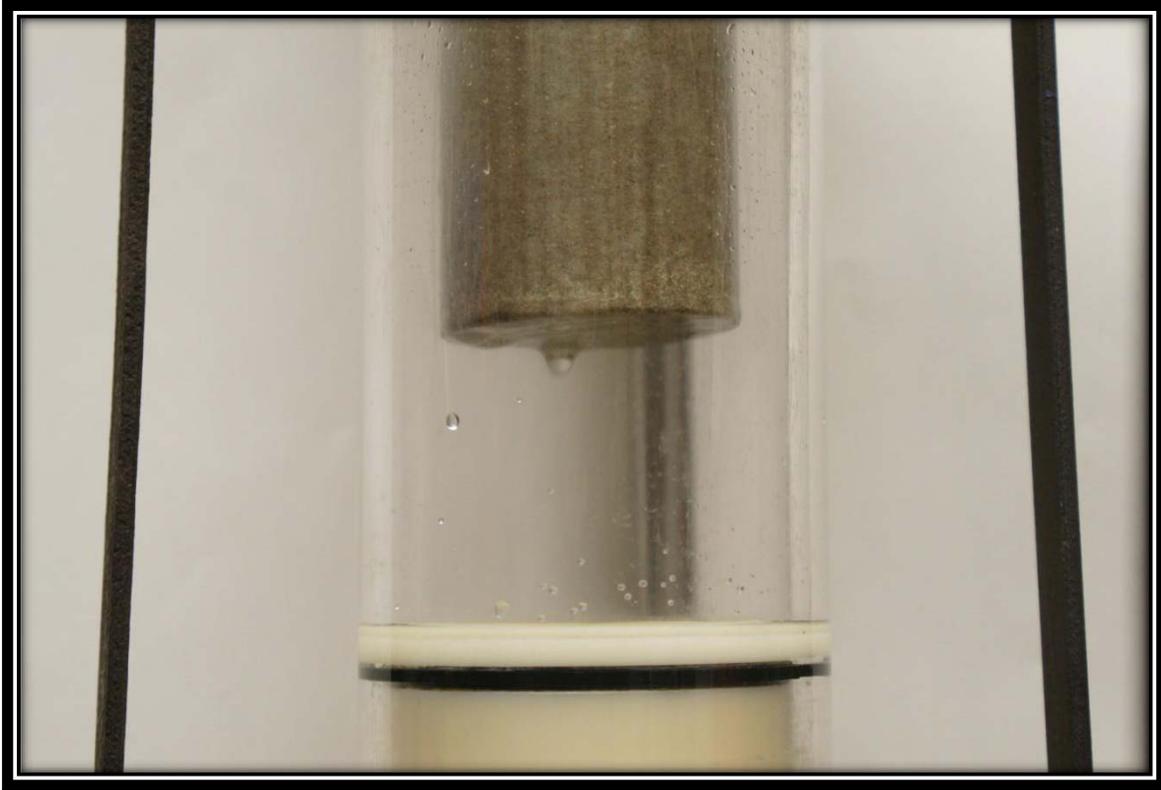


Figura 5.7 Producción de fluidos por segregación gravitacional.

Es esta etapa, es de suma importancia verificar que las condiciones establecidas por el proyecto de experimentación sean llevadas a cabo; ya que de esto depende que los resultados puedan ser los más cercanos a un comportamiento natural. La colocación del núcleo dentro de la celda es un aspecto relevante ya que debe quedar suspendido y centrado a la misma vez. Esto se logra gracias a la colocación de un centrador el cual nos sirve tanto para mantener el núcleo suspendido y separado de las paredes de la celda manteniendo un espacio anular a lo largo de los núcleos que nos sirve para representar las fracturas y la colocación vertical de los núcleos favorece la producción debido a este mecanismo utilizando la permeabilidad vertical.

En la **Figura 5.7** se observa la producción de agua del núcleo en estudio, esto se debe a que se cumple una de las condiciones más importante para la producción de fluidos por segregación gravitacional la cual es:

- Debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro de los núcleos.

Resultados de la experimento # 1 para el núcleo # 1.

Tabla 5.2 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 1.

FLUIDOS AGUA/AIRE				
Tiempo (min)	1er Recuperación (ml)	2da Recuperación (ml)	3ra Recuperacion (ml)	4ta Recuperacion (ml)
0	0	0	0	0
5	1,7	0,89	2,03	1,99
10	2,8	1,34	3,18	2,59
15	3,4	1,49	3,72	3,24
20	4,1	1,75	4,14	3,63
25	4,3	2,01	4,53	3,86
35	5,36	2,31	4,71	4,41
45	5,66	2,4	4,88	4,84
55	5,85	2,58	5,05	4,99
65	6	2,58	5,22	5,07
75	6	2,62	5,25	5,28
105	8,78	2,62	5,43	5,38
135	8,94	2,62	5,43	5,41

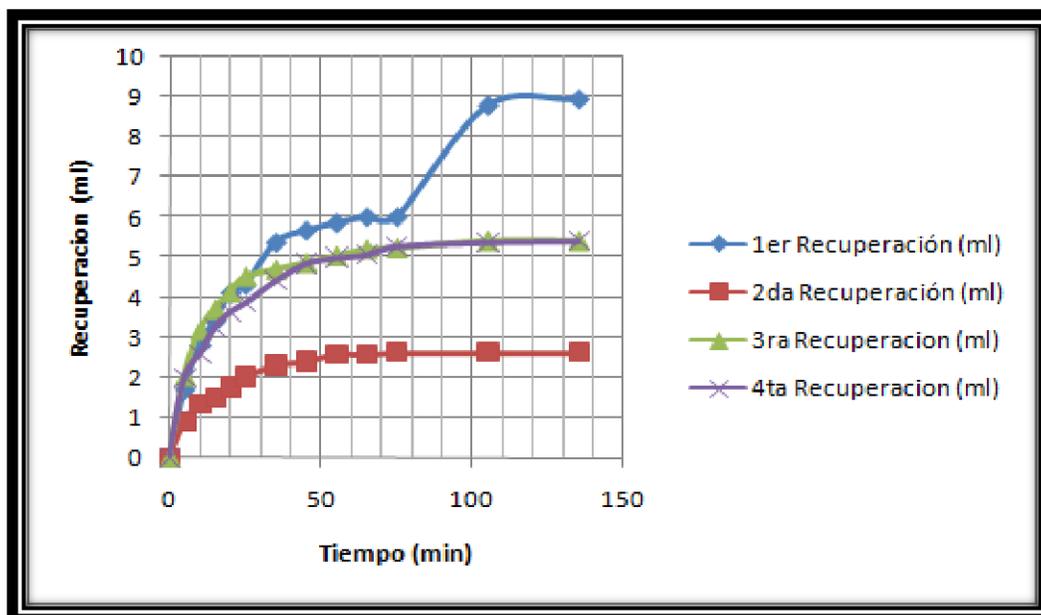


Figura 5.8 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 1 en el experimento # 1.

Resultados del experimento # 1 para el núcleo # 3.

Tabla 5.3 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 3.

Agua/Aire				
Tiempo (min)	1er Recuperación (ml)	2da Recuperación (ml)	3ra Recuperación (ml)	4ta recuperación (ml)
0	0	0	0	0
5	0,69	0,6	0,52	0,6125
10	0,86	1	0,74	1,05
15	0,9	1,1	0,93	1,3125
20	0,91	1,32	1,05	1,4875
25	0,91	1,32	1,2	1,575
35	0,97	1,45	1,35	1,6625
45	1,24	1,48	1,47	1,6625
55	1,28	1,52	1,54	1,75
65	1,28	1,6	1,54	1,75
75	1,28	1,63	1,56	1,75
105	1,28	1,63	1,62	1,75
135	1,28	1,63	1,74	1,75

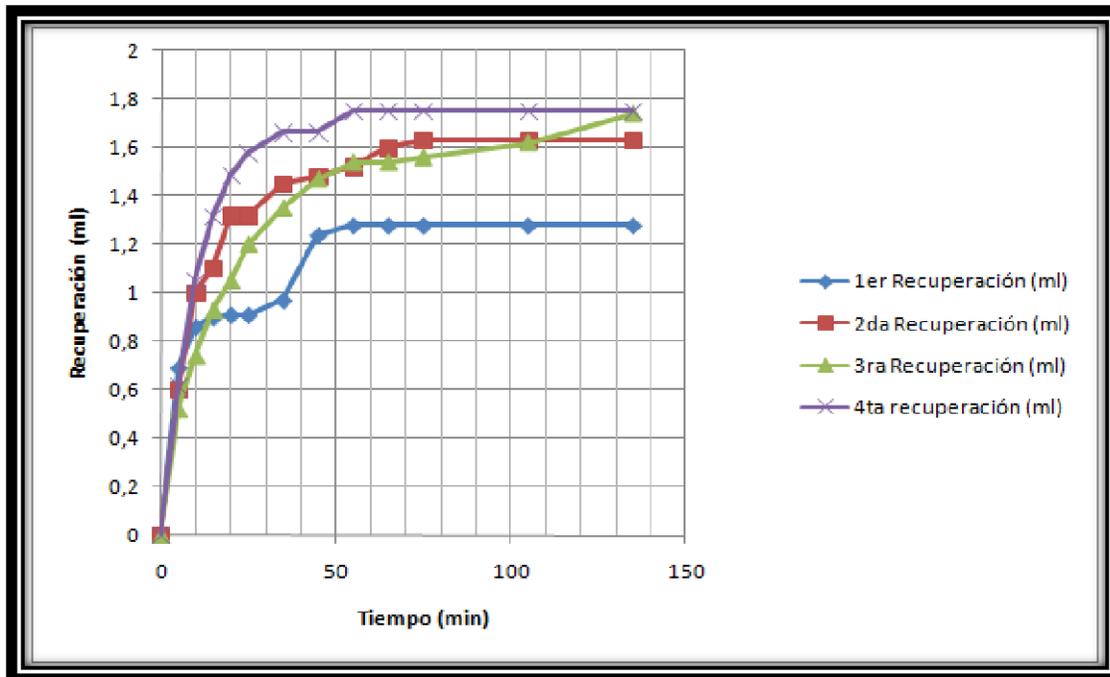


Figura 5.9 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 1.

Resultados del experimento # 1 para el núcleo # 4.

Tabla 5.3 Resultados del experimento # 1 en el núcleo # 4.

FLUIDOS AGUA/AIRE				
Tiempo (min)	1er Recuperación (ml)	2da Recuperación (ml)	3ra Recuperación (ml)	4ta Recuperación (ml)
0	0	0	0	0
5	1,3	0,52	0,35	0,525
10	1,59	0,62	0,46	0,6125
15	1,68	0,72	0,55	0,7
20	1,74	0,84	0,62	0,7875
25	1,74	0,91	0,69	0,875

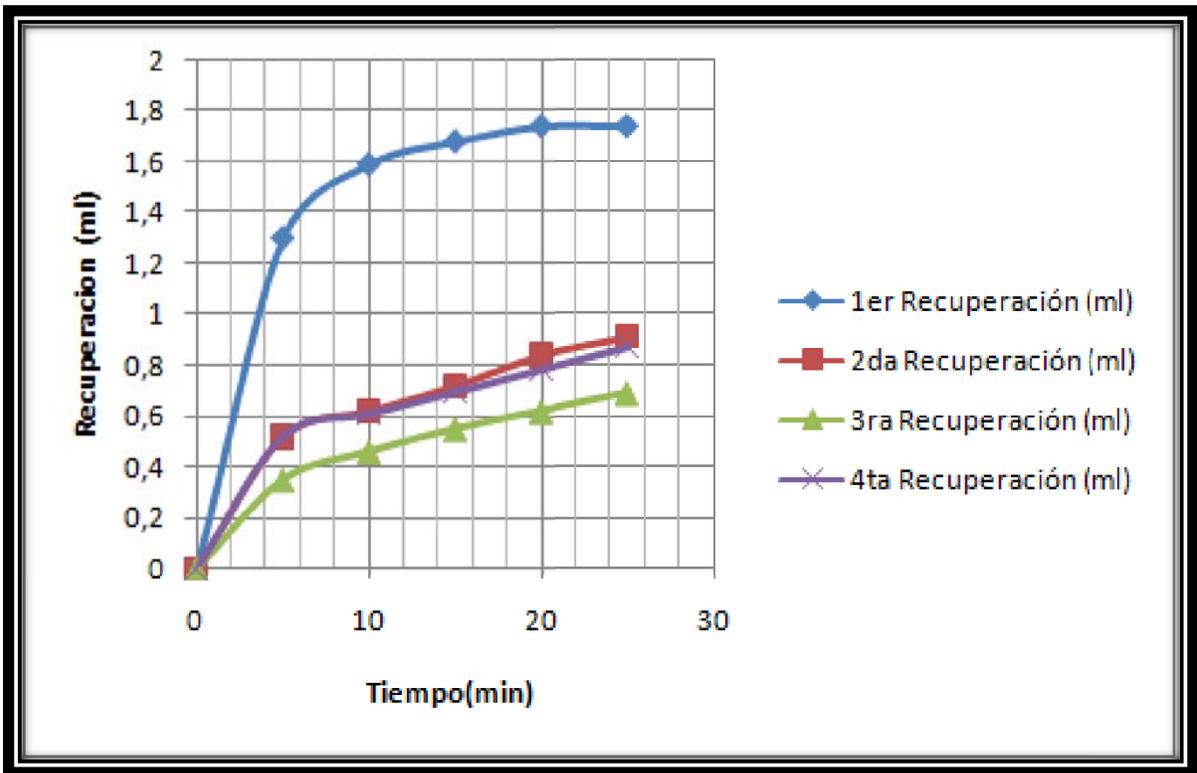


Figura 5.10 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 1.

5.4. Experimento # 2

Para la realización del experimento # 2 la celda fue acondicionada de acuerdo al diagrama de experimentación pero ahora conectada con el tanque de N_2 (nitrógeno) debido a que en esta etapa el experimento se realizó por inyección de N_2 , igual que en la etapa 1 se hizo vacío a la celda durante 1 hora; pasado ese tiempo se inició la saturación del núcleo manteniendo encendida la bomba de vacío hasta que el fluido que en este mismo caso fue agua bidestilada cubriera total mente el núcleo y el nivel del agua estuviera 5 [cm] por encima del núcleo y continuando haciendo vacío para eliminar el aire dentro de la celda para obtener la mayor saturación del núcleo.

Se deja reposar la celda con los núcleos y el fluido durante un día para permitir una mejor saturación en cada uno de los núcleos.

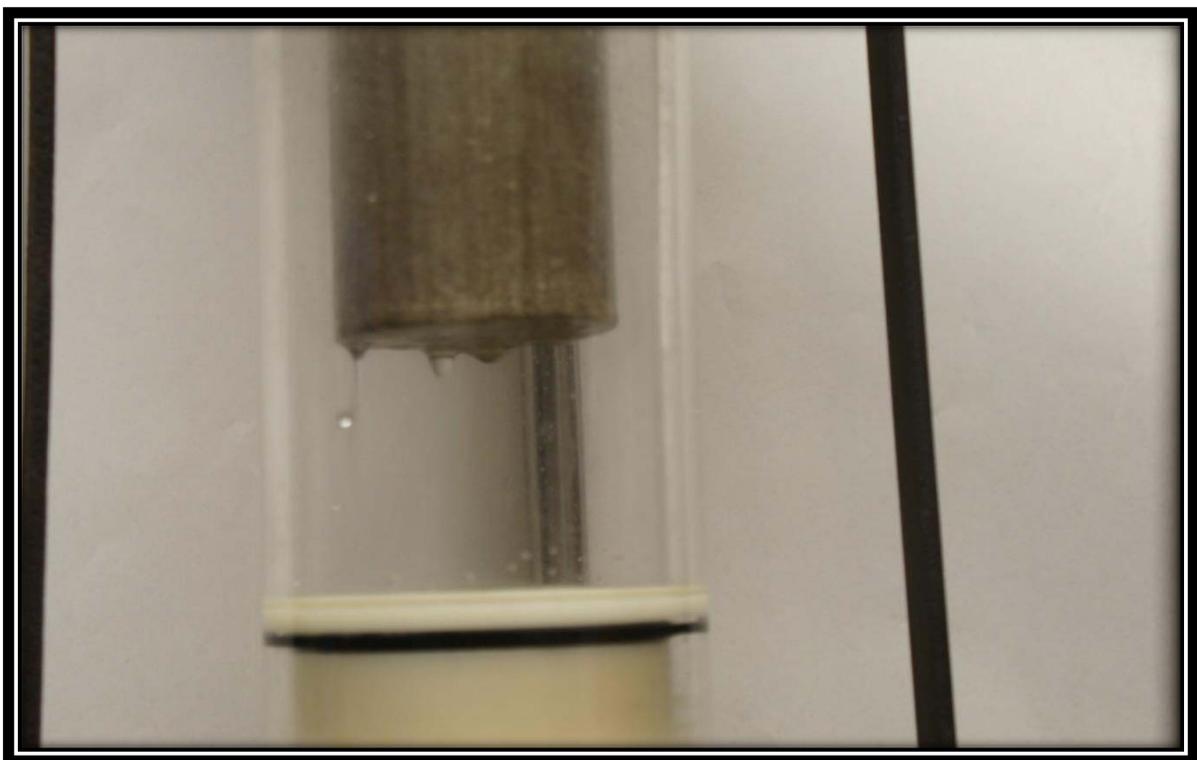


Figura 5.11 Producción de fluidos por inyección de N₂.

Resultados del experimento # 2 para el núcleo # 1.

Tabla 5.5 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 1.

NUCLEO 1				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
5	1,24	1,32	1,4	1,23
10	1,3	1,52	1,57	1,39
15	1,37	1,65	1,68	1,48
20	1,4	1,74	1,76	1,53
25	1,4	1,77	1,78	1,53

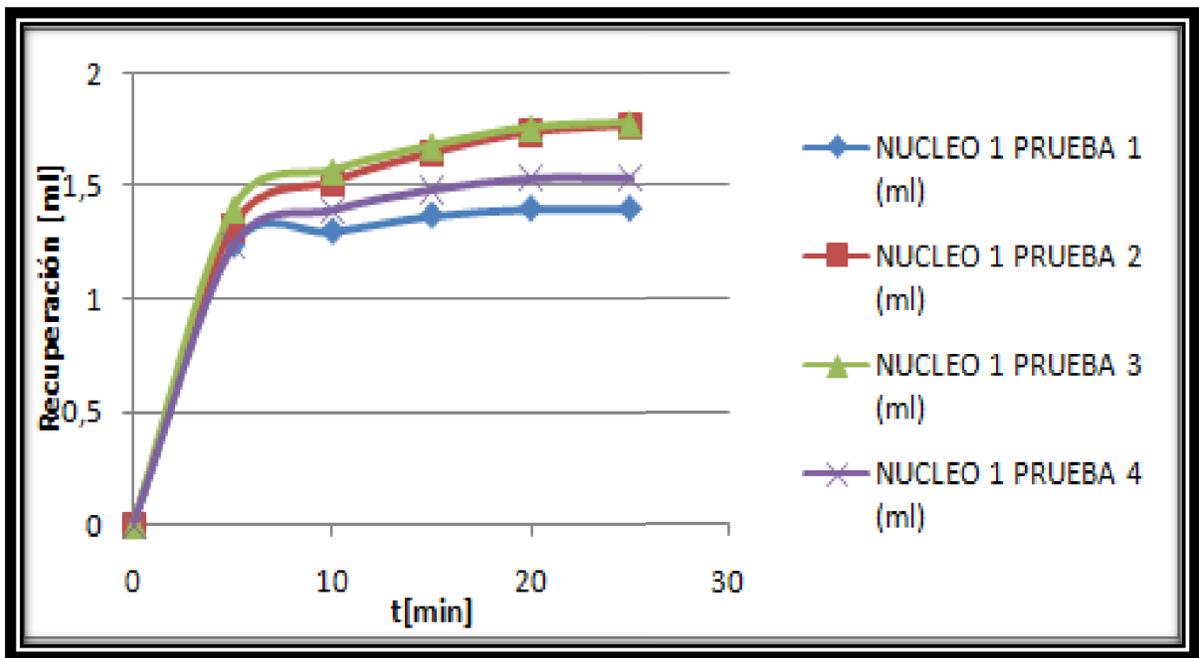


Figura 5.12 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 1 en el experimento # 2.

Resultados del experimento # 2 para el núcleo # 2.

Tabla 5.6 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 2.

NUCLEO 2				
TIEMPO	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3	PRUEBA 4
(min)	(ml)	(ml)	(ml)	(ml)
0	0	0	0	0
5	1,12	0,2	1,23	1,15
10	1,22	0,23	1,63	1,27
15	1,25	0,27	1,7	1,32
20	1,28	0,27	1,73	1,34
25	1,28	0,27	1,73	1,34

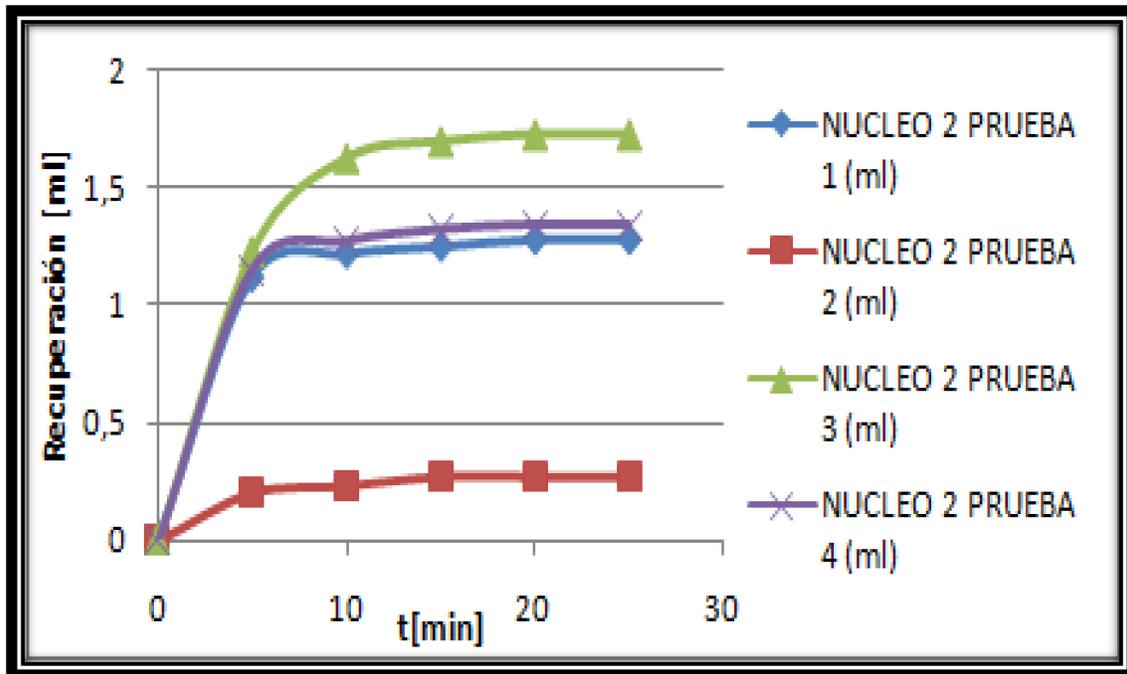


Figura 5.13 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 2 en el experimento # 2.

Resultados del experimento # 2 para el núcleo # 3.

Tabla 5.7 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 3.

NUCLEO 3				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
5	3,88	0,17	3,85	3,5
10	4,01	0,21	4,05	3,675
15	4,05	0,23	4,14	3,725
20	4,06	0,23	4,2	3,805
25	4,06	0,23	4,22	3,805
35	4,06	0,23	4,23	3,805

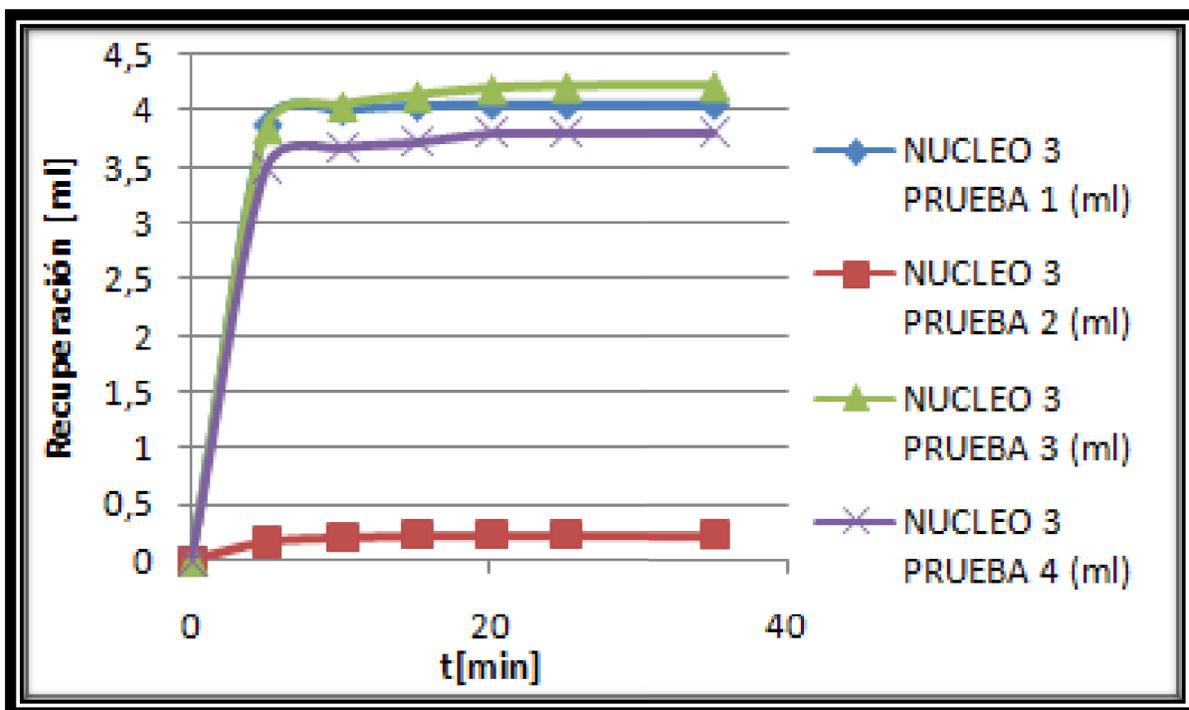


Figura 5.14 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 2.

Resultados del experimento # 2 para el núcleo # 4.

Tabla 5.8 Resultados del experimento # 2 en el núcleo # 4.

NUCLEO 4				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
5	1,99	0,07	0,44	0,17
10	2,1	0,13	0,52	0,26
15	2,12	0,17	0,58	0,3
20	2,2	0,17	0,59	0,33
25	2,2	0,17	0,59	0,35

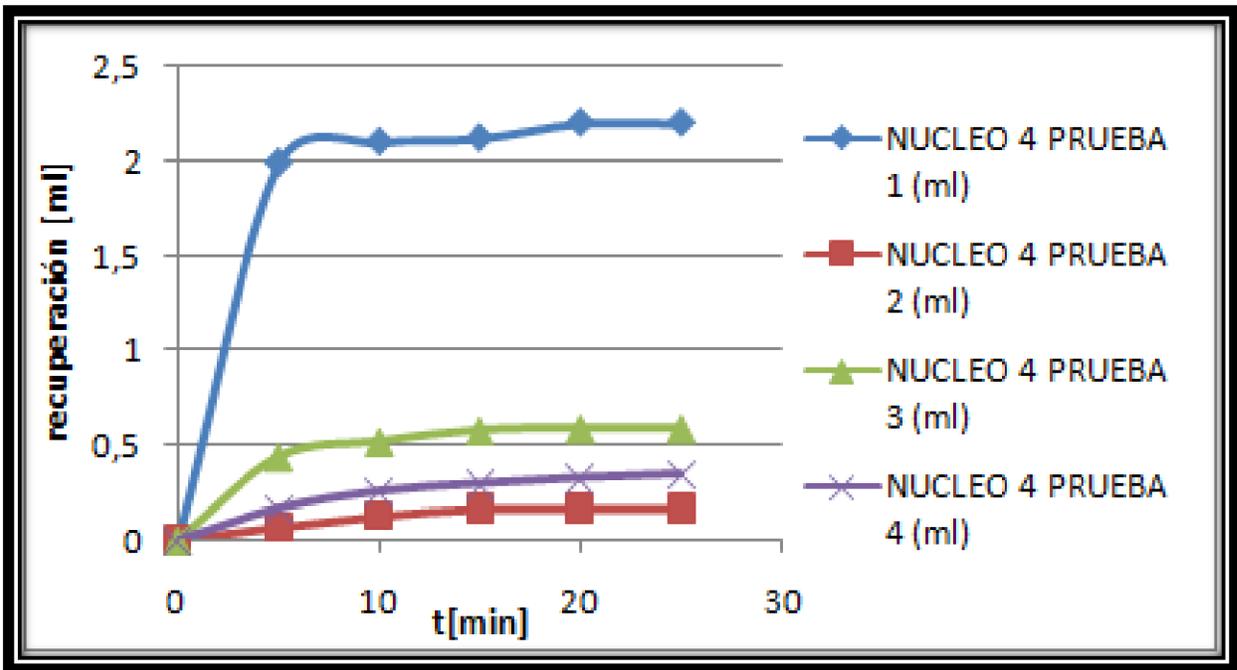


Figura 5.15 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 2.

5.5. Experimento # 3

El experimento # 3 se realizó con la celda acondicionada como muestra el diagrama experimental y al igual que en la primera etapa no se conecta al tanque del N_2 ya que también la recuperación es por segregación gravitacional con el espacio anular lleno de aire, pero el fluido con el que se satura el núcleo y se realiza la recuperación es diesel.

El proceso de saturación se realiza igual que con el agua bidestilada se le hace vacío a la celda durante una hora y se satura con el diesel, se continúa haciendo vacío para extraer la mayor cantidad de aire y se deja reposar el sistema durante un día para tener una mejor saturación de los núcleos.

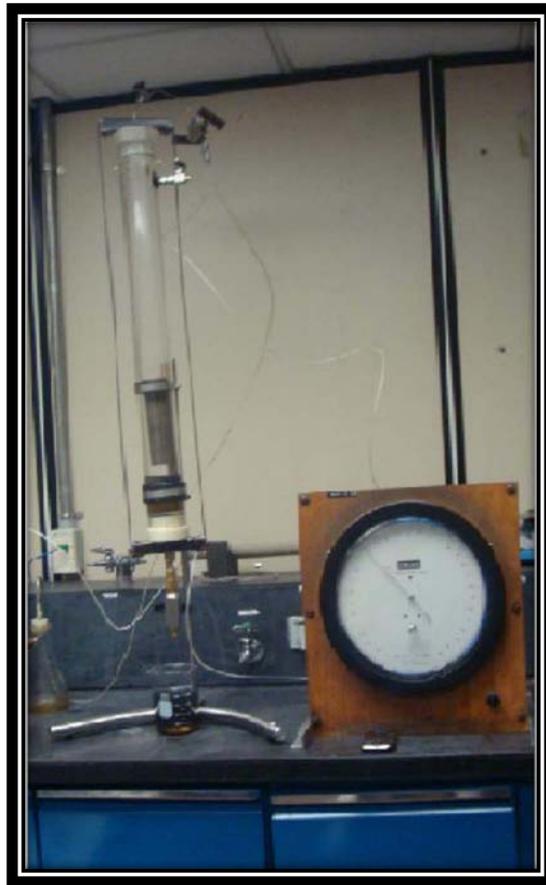


Figura 5.16 Sistema experimental para el experimento # 3.

Resultados obtenidos en el experimento # 3 para el núcleo # 3.

Tabla 5.9 Resultados del experimento # 3 en el núcleo # 3.

NUCLEO 3 DIESEL Y AIRE					
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)	PRUEBA 5 (ml)
0	0	0	0	0	0
10	0,886	0,6645	0,6202	0,8417	0,5759
20	1,1518	0,9303	0,886	1,1075	0,8417
30	1,2404	1,1075	0,9746	1,2404	0,9303
40	1,329	1,1961	1,0189	1,329	1,0189
50	1,4176	1,1961	1,1075	1,329	1,0632
60	1,4619	1,2404	1,1518	1,3733	1,1075
120	1,5948	1,2847	1,1961	1,4176	1,1961

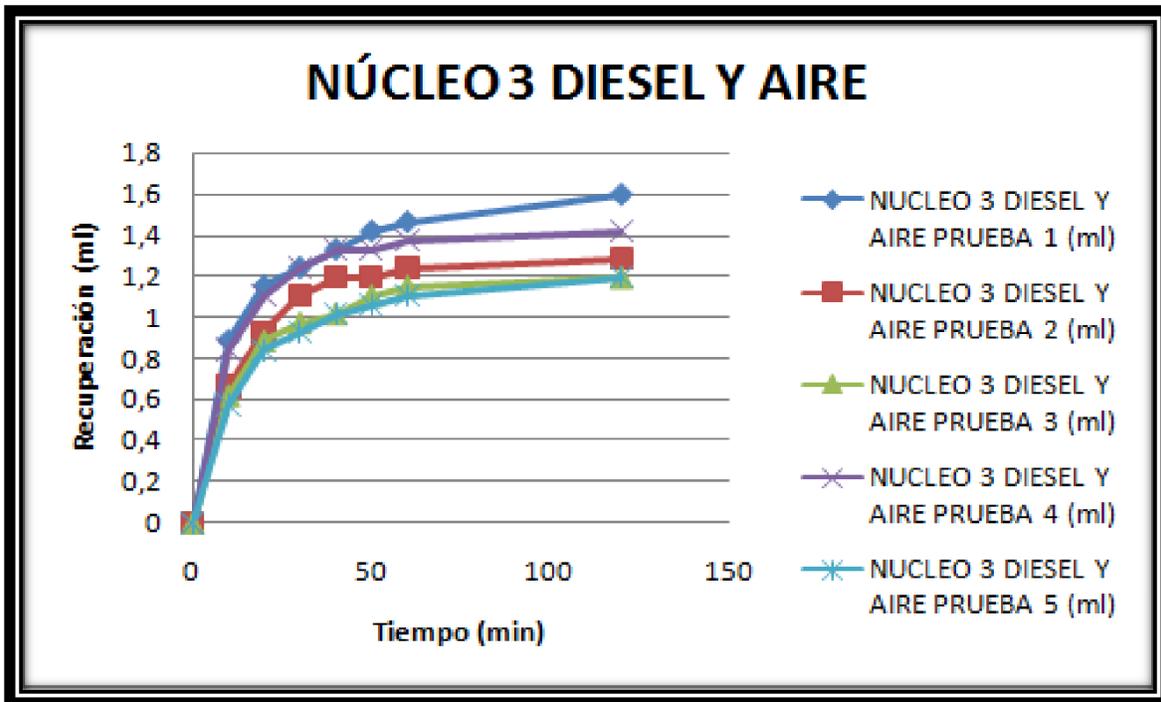


Figura 5.17 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 3.

Resultados obtenidos en el experimento # 3 para el núcleo # 4.

Tabla 5.10 Resultados del experimento # 3 en el núcleo # 4.

NÚCLEO 4 DIESEL Y AIRE				
TIEMPO	PRUEBA 1	PRUEBA 2	PRUEBA 3	PRUEBA 4
(min)	(ml)	(ml)	(ml)	(ml)
0	0	0	0	0
10	0,6645	0,5316	0,4873	0,5316
20	0,7531	0,7088	0,6202	0,7088
30	0,7531	0,7531	0,6645	0,7088
40	0,7974	0,7531	0,6645	0,7531
50	0,7974	0,7531	0,6645	0,7531
60	0,7974	0,7531	0,6645	0,7531
70	0,7974	0,7974	0,7088	0,7531
120	0,7974	0,7974	0,7088	0,7531

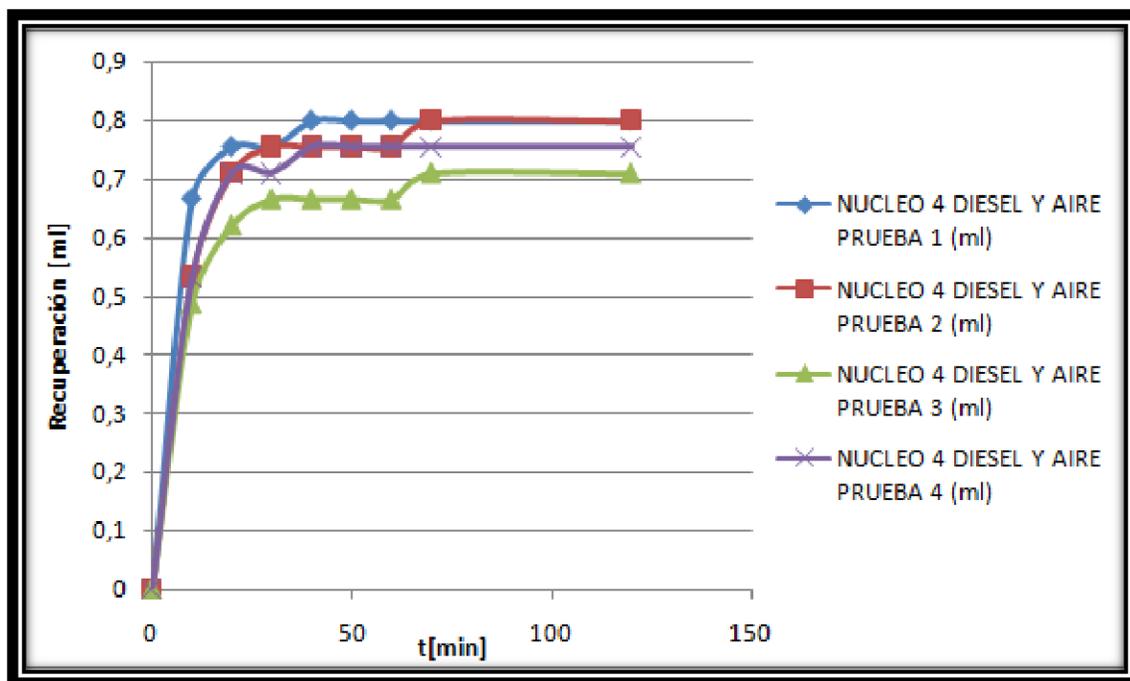


Figura 5.18 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 3.

5.6. Experimento # 4

En la última etapa del experimento se realizó la saturación con aceite (diesel) y después del drene del fluido se realizó la recuperación mediante inyección de N_2 a 5 [psi], como en las etapas anteriores primero se aplicaba vacío a la celda ya preparada para el experimento se saturaban los núcleos sin dejar de hacerle vacío a la celda después de dejar reposar el sistema durante un día se cerraba la línea del vacío y se abría la línea de inyección del N_2 y comenzaba el desplazamiento del fluido para posteriormente obtener la producción de los núcleos por inyección de N_2 .

Nota: Es importante mencionar que después de cada experimento en el que se saturaban los núcleos con diesel se lavaban con solvente (cloroformo) para evitar contaminación de los núcleos y favorecer la experimentación.

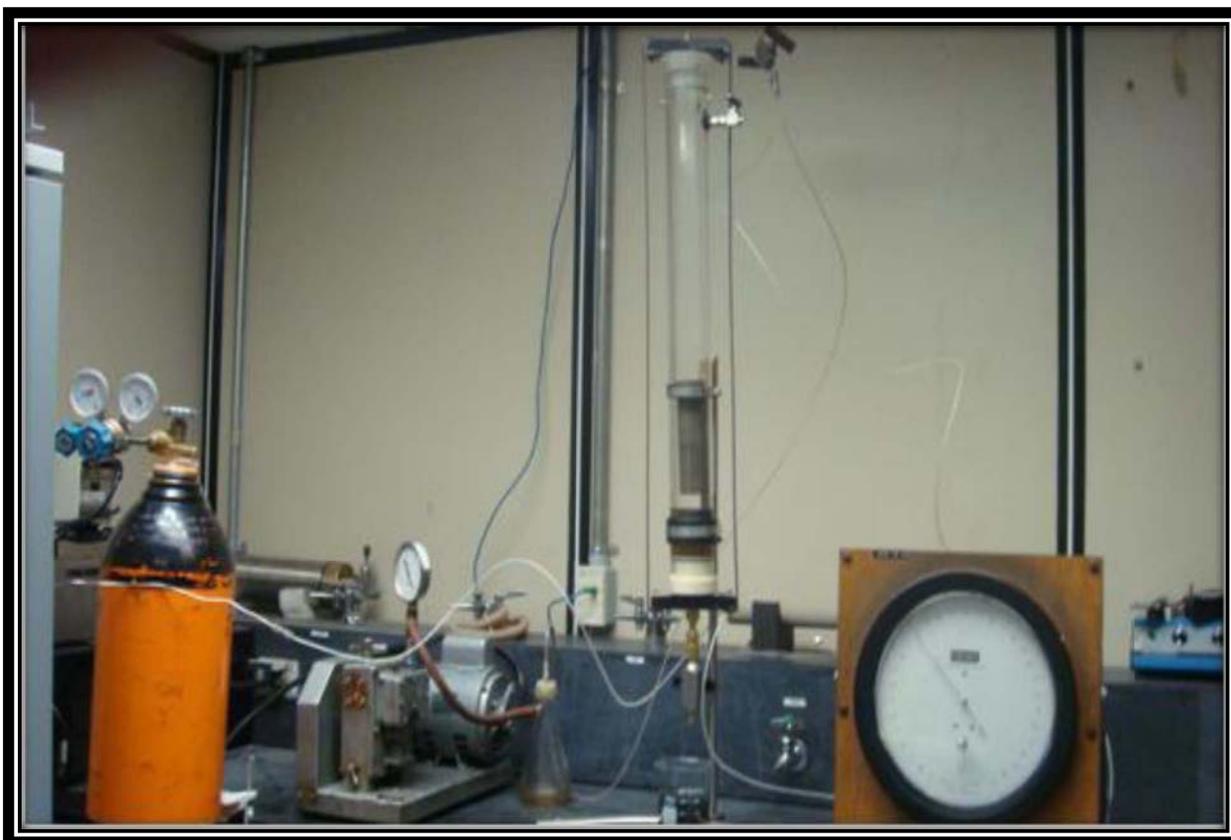


Figura 5.19 Sistema experimental para el desplazamiento con N₂.

Resultados obtenidos en el experimento # 4 para el núcleo # 2.

Tabla 5.11 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 2.

NUCLEO 2 DIESEL Y NITROGENO				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
5	0,64	0,82	0,74	0,8
10	0,73	0,95	1,31	1,44
15	0,8	1,04	1,54	1,79
20	0,86	1,1	1,62	1,9
25	0,9	1,16	1,67	1,98
35	1,03	1,22	1,7	2,05

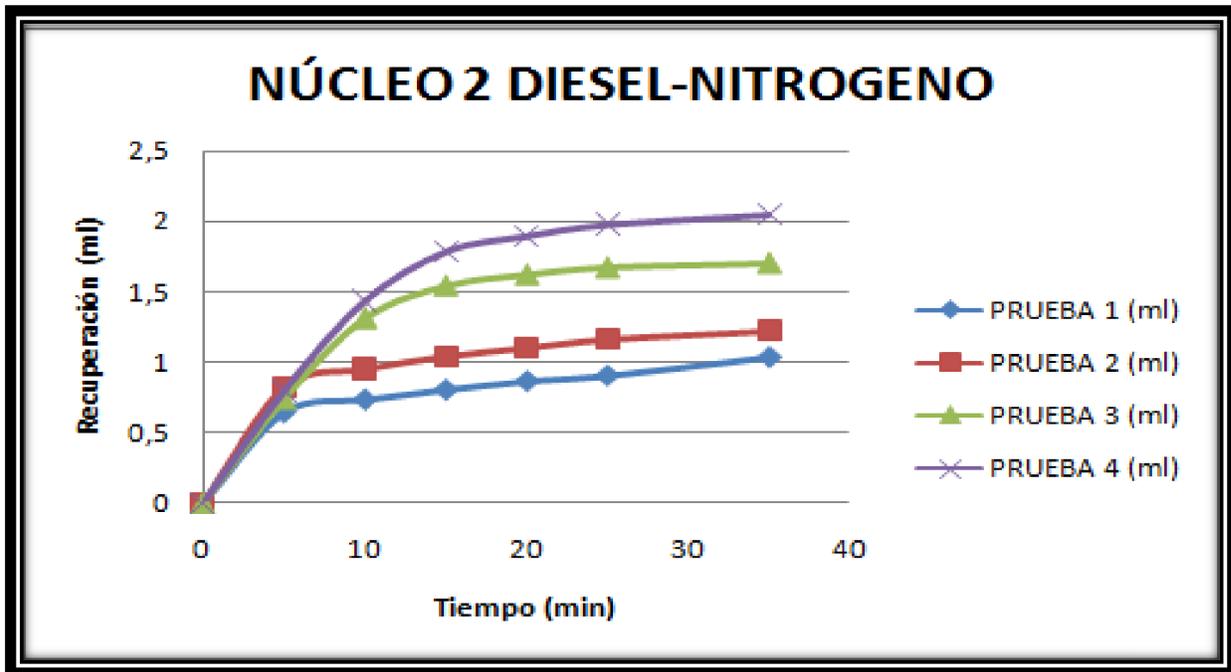


Figura 5.20 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 2 en el experimento # 4.

Resultados obtenidos en el experimento # 4 para el núcleo # 3.

Tabla 5.12 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 3.

NUCLEO 3 DIESEL Y Ni				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
10	0,2215	0,4873	0,5316	0,5759
20	0,3101	0,6645	0,7531	0,7974
30	0,443	0,7531	0,886	0,9703
40	0,4873	0,7974	0,9303	0,9746
50	0,5316	0,7974	0,9303	0,9746
60	0,5316	0,7974	0,9303	0,9746
90	0,5759	0,7974	0,9303	0,9746
120	0,6202	0,7974	0,9303	0,9746

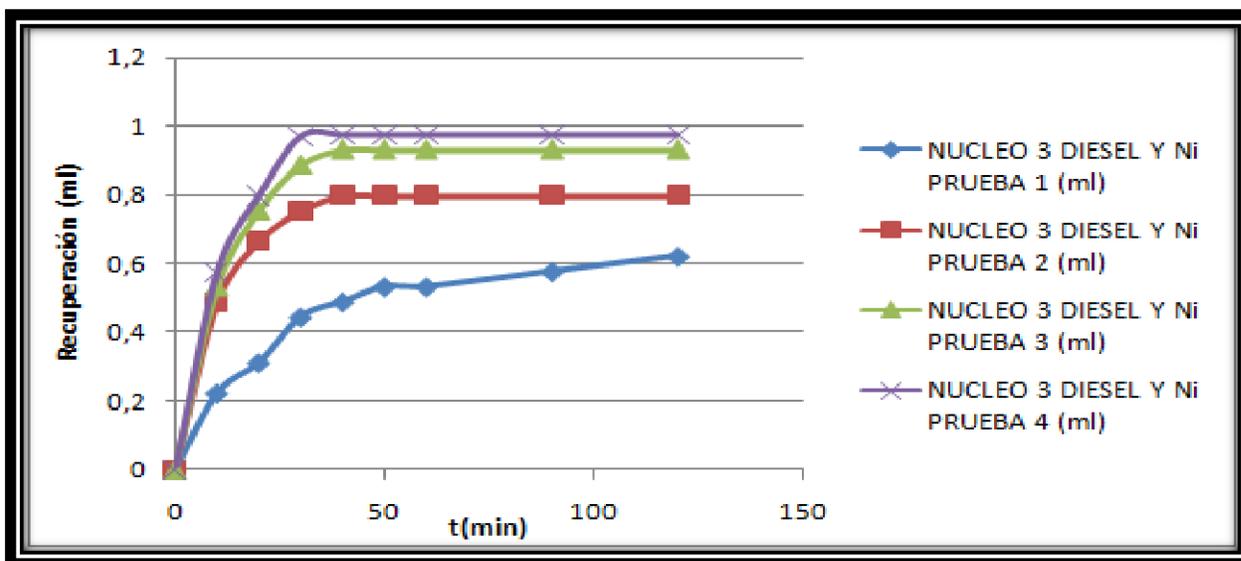


Figura 5.21 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 3 en el experimento # 4.

Resultados obtenidos en el experimento # 4 para el núcleo # 4.

Tabla 5.13 Resultados del experimento # 4 en el núcleo # 4.

NUCLEO 4 DIESEL Y Ni				
TIEMPO (min)	PRUEBA 1 (ml)	PRUEBA 2 (ml)	PRUEBA 3 (ml)	PRUEBA 4 (ml)
0	0	0	0	0
10	0,443	0,3987	0,5316	0,5759
20	0,5316	0,4873	0,6202	0,6645
30	0,5759	0,4873	0,6645	0,6645
40	0,5759	0,4873	0,6645	0,7088
50	0,5759	0,4873	0,6645	0,7088
60	0,5759	0,4873	0,6645	0,7088
90	0,5759	0,4873	0,6645	0,7088
120	0,5759	0,4873	0,6645	0,7088

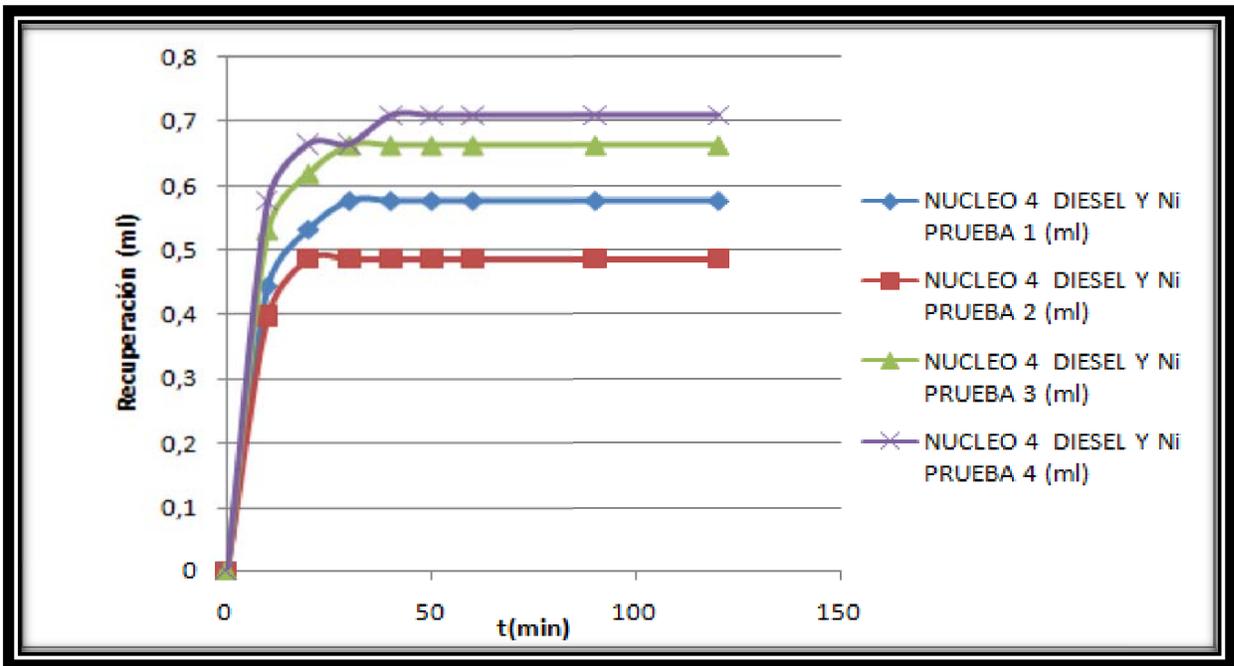


Figura 5.22 Comportamiento de la recuperación del núcleo # 4 en el experimento # 4.

Por último determinamos los promedios de las recuperaciones para cada uno de los núcleos y graficamos los comportamientos para comparar y determinar el efecto por la longitud de los núcleos.

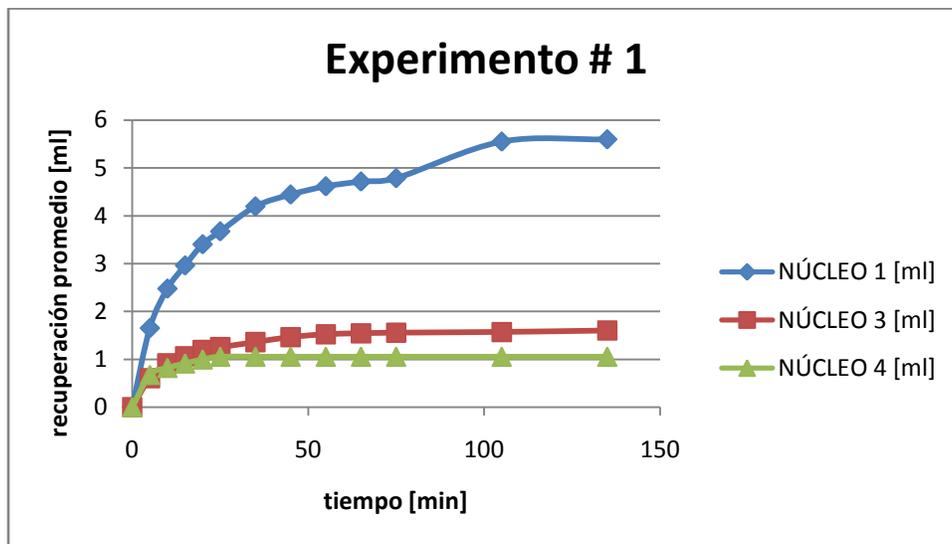


Figura 5.23 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 1.

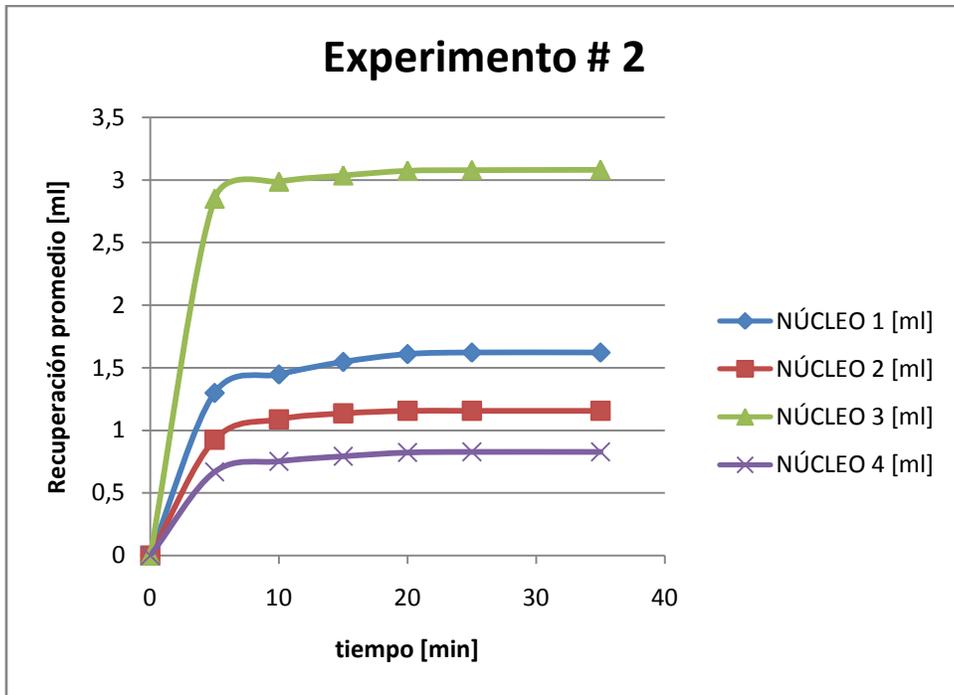


Figura 5.24 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 2.

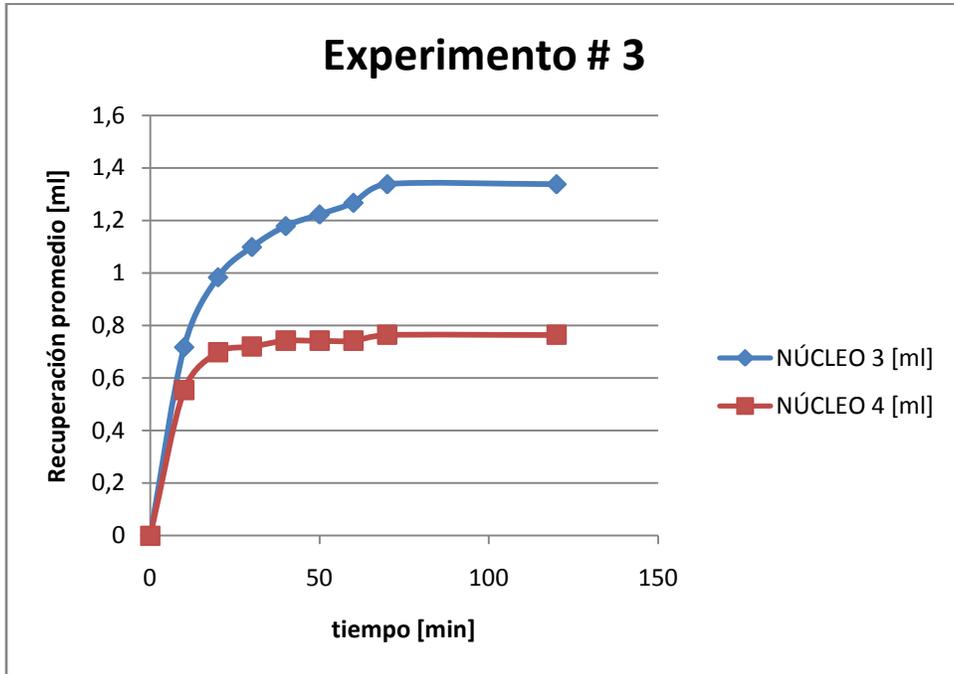


Figura 5.25 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 3.

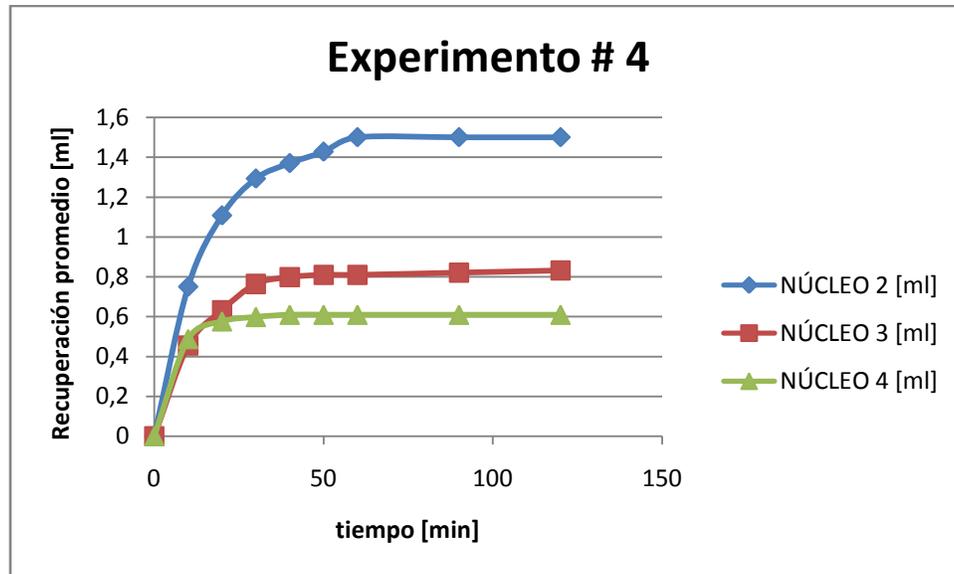


Figura 5.26 Comportamiento del promedio de las recuperaciones de los núcleos en el experimento # 4.

5.7. Determinación del número de Bond

Partiendo del análisis adimensional realizado se toma como primer indicador el parámetro adimensional Número de Bond y considerando los comportamientos de las recuperaciones realizadas de manera experimental observamos que existen indicios de la producción ó flujo de aceite hacia el medio continuo y de transporte cuyo sistema está formado por las fracturas, de esta manera con algunos datos promedio tenemos la siguiente tabla para determinar el comportamiento del Número de Bond en los diferentes experimentos.

Tabla 5.14 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento #1.

EXPERIMENTO # 1.				
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]		
ρ_{aire} =	0,0013	[g/cm ³]		
g =	981	[cm/s ²]	Núcleo	L [cm]
l =		[cm]	1	51,8
γ =	25	[Dina/cm]	2	22,4
θ =	45	[°]	3	17
r poro =	30	[micras]	4	9,5
			Bo [1]	
			1	5,79641521
			2	2,50655793
			3	1,90229843
			4	1,06304912

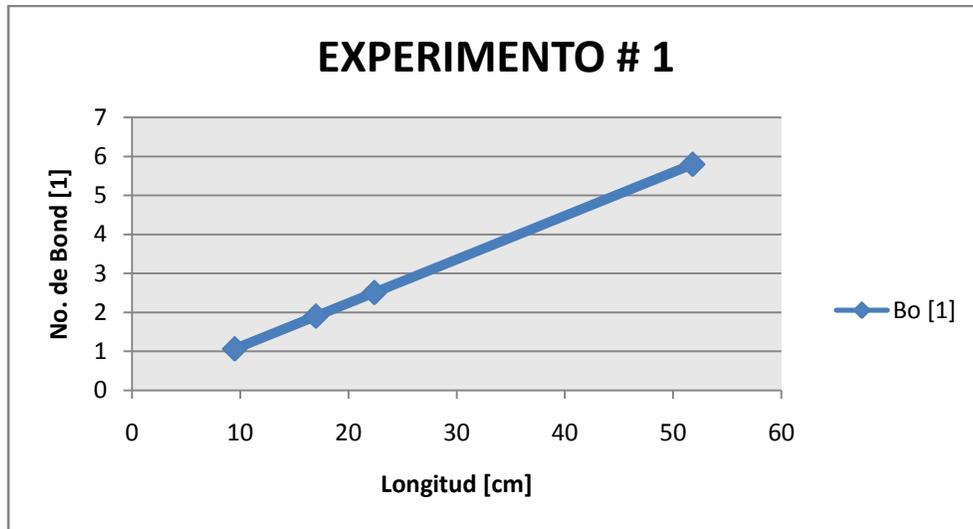


Figura 5.27 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 1.

Para el segundo experimento se cambia el aire por nitrógeno el cual mantenemos a una presión constante durante todo el proceso de recuperación.

Tabla 5.15 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 2.

EXPERIMENTO # 2																		
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núcleo</th> <th>L [cm]</th> <th>Bo [1]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>51,8</td> <td>6,30076297</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>22,4</td> <td>2,72465426</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>17</td> <td>2,06781796</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>9,5</td> <td>1,15554533</td> </tr> </tbody> </table>	Núcleo	L [cm]	Bo [1]	1	51,8	6,30076297	2	22,4	2,72465426	3	17	2,06781796	4	9,5	1,15554533
Núcleo	L [cm]	Bo [1]																
1	51,8	6,30076297																
2	22,4	2,72465426																
3	17	2,06781796																
4	9,5	1,15554533																
ρ Nitrógeno =	0,0012506	[g/cm ³]																
g =	981	[cm/s ²]																
L =		[cm]																
γ =	23	[Dina/cm]																
θ =	45	[°]																
r poro =	30	[micras]																

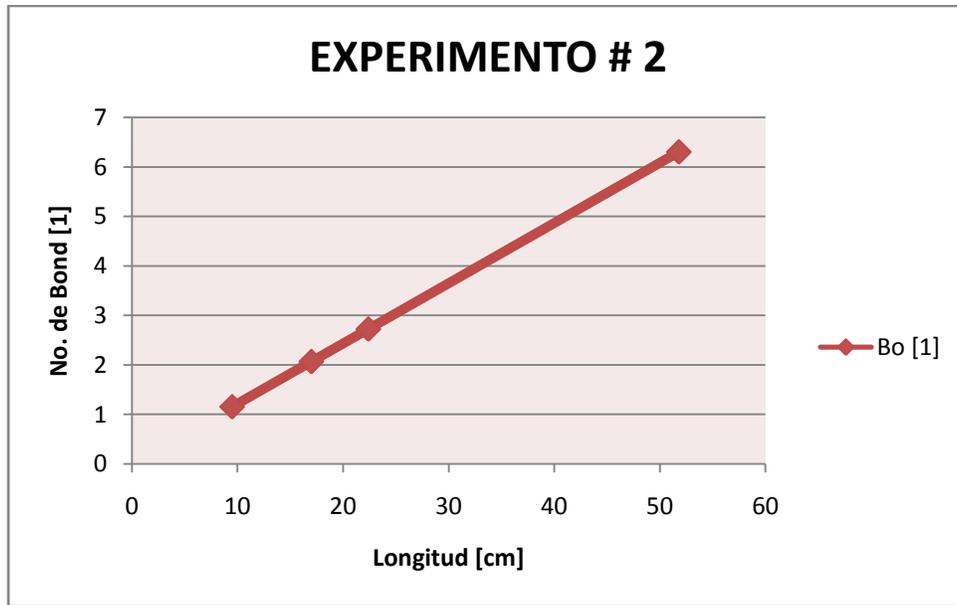


Figura 5.28 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.

En este tercer experimento ahora cambiamos el agua por aceite ligero y el otro fluido es aire.

Tabla 5.16 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 3.

EXPERIMENTO # 3																		
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núcleo</th> <th>L [cm]</th> <th>Bo [1]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>51,8</td> <td>6,15727645</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>22,4</td> <td>2,66260603</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>17</td> <td>2,02072779</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>9,5</td> <td>1,12923024</td> </tr> </tbody> </table>	Núcleo	L [cm]	Bo [1]	1	51,8	6,15727645	2	22,4	2,66260603	3	17	2,02072779	4	9,5	1,12923024
Núcleo	L [cm]	Bo [1]																
1	51,8	6,15727645																
2	22,4	2,66260603																
3	17	2,02072779																
4	9,5	1,12923024																
ρ aire =	0,0013	[g/cm ³]																
g =	981	[cm/s ²]																
L =		[cm]																
γ =	20	[Dina/cm]																
θ =	45	[°]																
r poro =	30	[micras]																

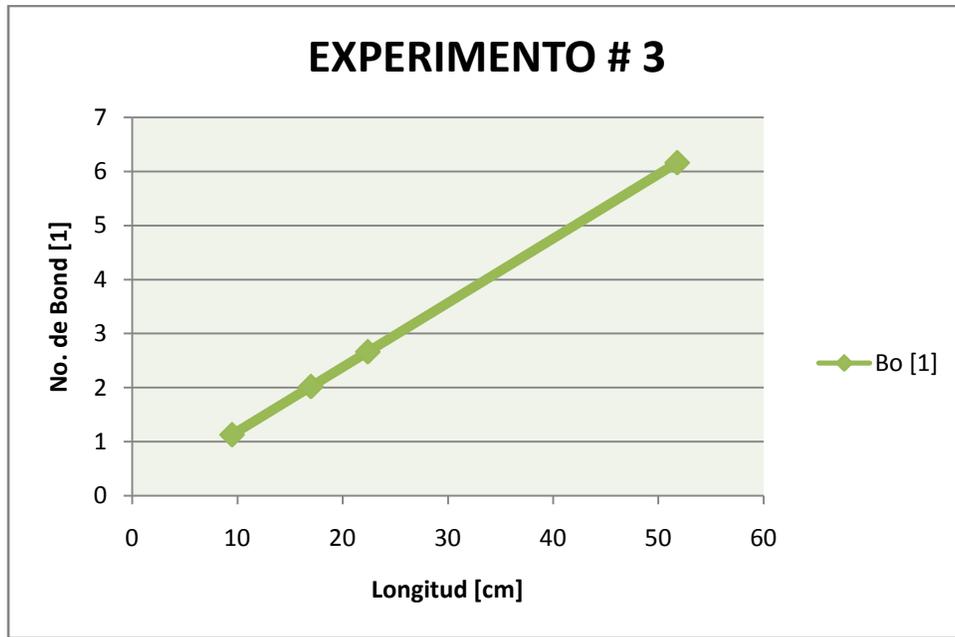


Figura 5.29 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.

En el último experimento los dos fluidos cambian, por lo tanto se realiza con aceite ligero y nitrógeno.

Tabla 5.17 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 4.

EXPERIMENTO # 4					
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]			
ρ Nitrógeno =	0,0013	[g/cm ³]			
g =	981	[cm/s ²]	Núcleo	L [cm]	Bo [1]
L =		[cm]	1	51,8	7,24385465
γ =	17	[Dina/cm]	2	22,4	3,13247768
θ =	45	[°]	3	17	2,37732681
r poro =	30	[micras]	4	9,5	1,32850616

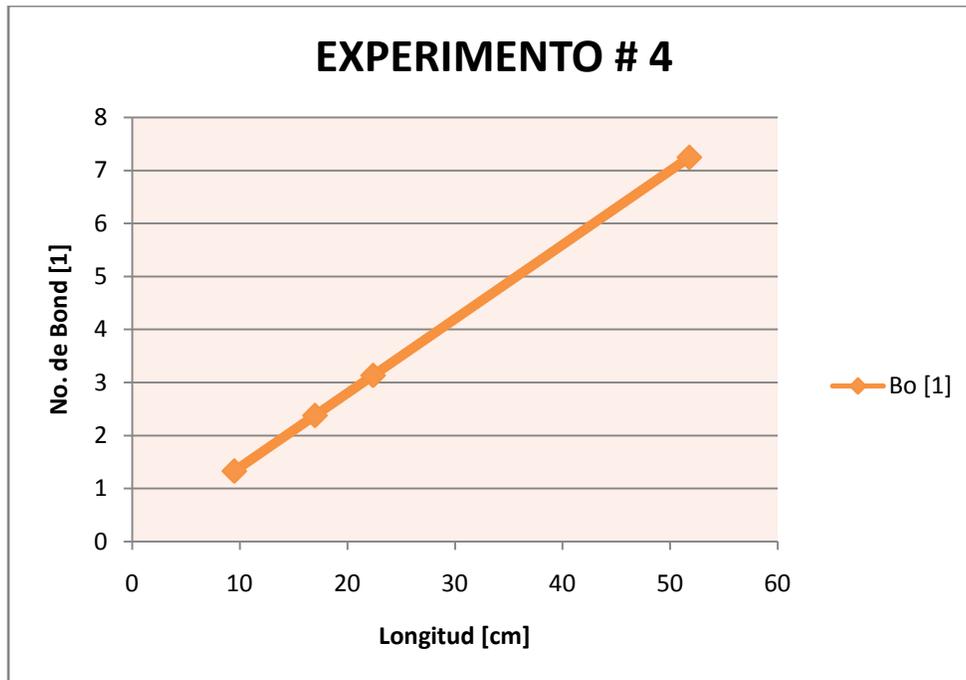


Figura 5.26 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.

Una vez, que se determinaron tanto el comportamiento como los valores correspondientes para cada una de los experimentos usaremos estos resultados para determinar más cálculos del número de Bond pero ahora cambiando valores de algunas variables y así analizar el comportamiento de los nuevos resultados.

Para hacer nuestro segundo estudio, ahora manteniendo los mismos valores para cada variable en cada experimento realizamos los cálculos pertinentes solo que variamos el valor de radio de poro desde 5 [micras] hasta 100 [micras].

Tabla 5.18 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 1.

EXPERIMENTO # 1				
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]	Núcleo	L [cm]
ρ aire =	0,0013	[g/cm ³]		
g =	981	[cm/s ²]		
L =	51,8	[cm]		
γ =	25	[Dina/cm]		
θ =	45	[°]		
r poro =		[micras]		
			1	51,8
			2	22,4
			3	17
			4	9,5

Tabla 5.19 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 1.

r poro [micras]	Bo [1] N1	Bo [1] N2	Bo [1] N3	Bo [1] N4
5	0,966069202	0,41775965	0,31704974	0,17717485
10	1,932138404	0,83551931	0,63409948	0,35434971
15	2,898207606	1,25327896	0,95114921	0,53152456
20	3,864276809	1,67103862	1,26819895	0,70869941
25	4,830346011	2,08879827	1,58524869	0,88587427
30	5,796415213	2,50655793	1,90229843	1,06304912
35	6,762484415	2,92431758	2,21934817	1,24022398
40	7,728553617	3,34207724	2,53639791	1,41739883
45	8,694622819	3,75983689	2,85344764	1,59457368
50	9,660692021	4,17759655	3,17049738	1,77174854
55	10,62676122	4,5953562	3,48754712	1,94892339
60	11,59283043	5,01311586	3,80459686	2,12609824
65	12,55889963	5,43087551	4,1216466	2,3032731
70	13,52496883	5,84863517	4,43869633	2,48044795
75	14,49103803	6,26639482	4,75574607	2,65762281
80	15,45710723	6,68415448	5,07279581	2,83479766
85	16,42317644	7,10191413	5,38984555	3,01197251
90	17,38924564	7,51967379	5,70689529	3,18914737
95	18,35531484	7,93743344	6,02394502	3,36632222
100	19,32138404	8,3551931	6,34099476	3,54349707

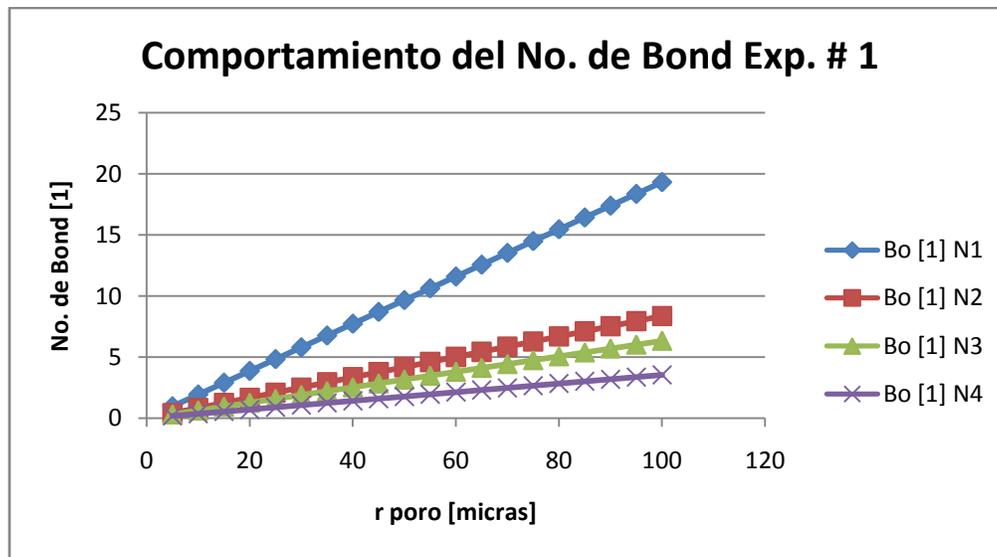


Figura 5.31 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 1.

Como en el primer estudio experimental del Número de Bond realizamos los cambios necesarios de los valores de algunas variables para obtener los nuevos resultados.

Tabla 5.20 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro experimento # 2.

EXPERIMENTO # 2													
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núcleo</th> <th>L [cm]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>51,8</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>22,4</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>9,5</td> </tr> </tbody> </table>	Núcleo	L [cm]	1	51,8	2	22,4	3	17	4	9,5
Núcleo	L [cm]												
1	51,8												
2	22,4												
3	17												
4	9,5												
ρ Nitrógeno =	0,0012506	[g/cm ³]											
g =	981	[cm/s ²]											
L =		[cm]											
γ =	23	[Dina/cm]											
θ =	45	[°]											
r poro =		[micras]											

Tabla 5.21 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 2.

r poro [micras]	Bo [1] N1	Bo [1] N2	Bo [1] N3	Bo [1] N4
5	1,050127161	0,45410904	0,34463633	0,19259089
10	2,100254322	0,90821809	0,68927265	0,38518178
15	3,150381483	1,36232713	1,03390898	0,57777267
20	4,200508644	1,81643617	1,37854531	0,77036355
25	5,250635805	2,27054521	1,72318163	0,96295444
30	6,300762966	2,72465426	2,06781796	1,15554533
35	7,350890127	3,1787633	2,41245429	1,34813622
40	8,401017288	3,63287234	2,75709062	1,54072711
45	9,451144449	4,08698138	3,10172694	1,733318
50	10,50127161	4,54109043	3,44636327	1,92590889
55	11,55139877	4,99519947	3,7909996	2,11849977
60	12,60152593	5,44930851	4,13563592	2,31109066
65	13,65165309	5,90341755	4,48027225	2,50368155
70	14,70178025	6,3575266	4,82490858	2,69627244
75	15,75190741	6,81163564	5,1695449	2,88886333
80	16,80203458	7,26574468	5,51418123	3,08145422
85	17,85216174	7,71985372	5,85881756	3,27404511
90	18,9022889	8,17396277	6,20345389	3,46663599
95	19,95241606	8,62807181	6,54809021	3,65922688
100	21,00254322	9,08218085	6,89272654	3,85181777

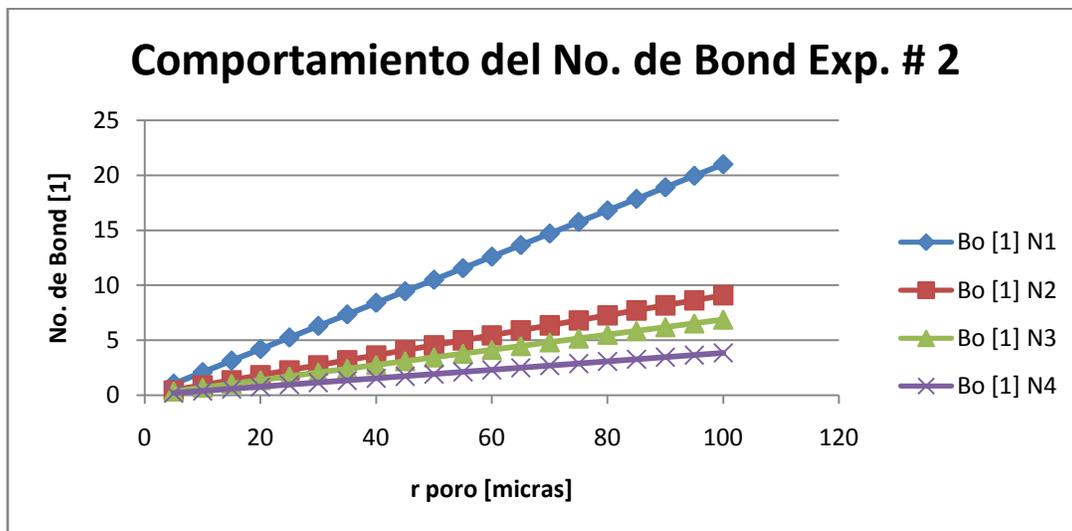


Figura 5.32 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.

En este experimento # 3 los fluidos involucrados son aceite ligero (Diesel) y aire.

Tabla 5.22 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 3.

EXPERIMENTO # 3				
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]	Núcleo	L [cm]
ρ aire =	0,0013	[g/cm ³]		
g =	981	[cm/s ²]		
L =		[cm]		
γ =	20	[Dina/cm]		
θ =	45	[°]		
r poro =		[micras]		
			1	51,8
			2	22,4
			3	17
			4	9,5

Tabla 5.23 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 3.

r poro [micras]	Bo [1] N1	Bo [1] N2	Bo [1] N3	Bo [1] N4
5	1,026212741	0,44376767	0,33678797	0,18820504
10	2,052425483	0,88753534	0,67357593	0,37641008
15	3,078638224	1,33130302	1,0103639	0,56461512
20	4,104850966	1,77507069	1,34715186	0,75282016
25	5,131063707	2,21883836	1,68393983	0,9410252
30	6,157276448	2,66260603	2,02072779	1,12923024
35	7,18348919	3,1063737	2,35751576	1,31743528
40	8,209701931	3,55014138	2,69430372	1,50564032
45	9,235914672	3,99390905	3,03109169	1,69384535
50	10,26212741	4,43767672	3,36787965	1,88205039
55	11,28834016	4,88144439	3,70466762	2,07025543
60	12,3145529	5,32521206	4,04145558	2,25846047
65	13,34076564	5,76897974	4,37824355	2,44666551
70	14,36697838	6,21274741	4,71503151	2,63487055
75	15,39319112	6,65651508	5,05181948	2,82307559
80	16,41940386	7,10028275	5,38860745	3,01128063
85	17,4456166	7,54405042	5,72539541	3,19948567
90	18,47182934	7,9878181	6,06218338	3,38769071
95	19,49804209	8,43158577	6,39897134	3,57589575
100	20,52425483	8,87535344	6,73575931	3,76410079

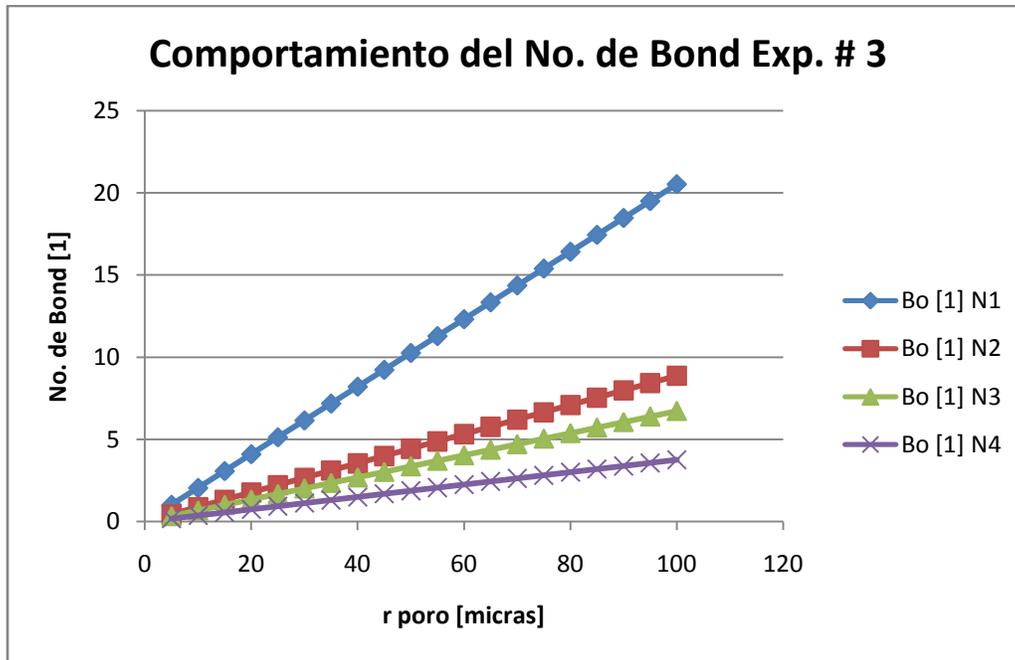


Figura 5.33 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.

Por último se realiza el experimento con aceite ligero y el desplazamiento se hace con nitrógeno.

Tabla 5.24 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond variando el radio de poro en el experimento # 4.

EXPERIMENTO # 4													
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núcleo</th> <th>L [cm]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>51,8</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>22,4</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>9,5</td> </tr> </tbody> </table>	Núcleo	L [cm]	1	51,8	2	22,4	3	17	4	9,5
Núcleo	L [cm]												
1	51,8												
2	22,4												
3	17												
4	9,5												
ρ Nitrógeno =	0,0013	[g/cm ³]											
g =	981	[cm/s ²]											
L =		[cm]											
γ =	17	[Dina/cm]											
θ =	45	[°]											
r poro =		[micras]											

Tabla 5.25 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro en el experimento # 4.

r poro [micras]	Bo [1] N1	Bo [1] N2	Bo [1] N3	Bo [1] N4
5	1,207309108	0,52207961	0,39622114	0,22141769
10	2,414618215	1,04415923	0,79244227	0,44283539
15	3,621927323	1,56623884	1,18866341	0,66425308
20	4,82923643	2,08831846	1,58488454	0,88567077
25	6,036545538	2,61039807	1,98110568	1,10708847
30	7,243854645	3,13247768	2,37732681	1,32850616
35	8,451163753	3,6545573	2,77354795	1,54992385
40	9,65847286	4,17663691	3,16976909	1,77134155
45	10,86578197	4,69871653	3,56599022	1,99275924
50	12,07309108	5,22079614	3,96221136	2,21417693
55	13,28040018	5,74287575	4,35843249	2,43559463
60	14,48770929	6,26495537	4,75465363	2,65701232
65	15,6950184	6,78703498	5,15087476	2,87843001
70	16,90232751	7,3091146	5,5470959	3,09984771
75	18,10963661	7,83119421	5,94331703	3,3212654
80	19,31694572	8,35327382	6,33953817	3,5426831
85	20,52425483	8,87535344	6,73575931	3,76410079
90	21,73156394	9,39743305	7,13198044	3,98551848
95	22,93887304	9,91951267	7,52820158	4,20693618
100	24,14618215	10,4415923	7,92442271	4,42835387

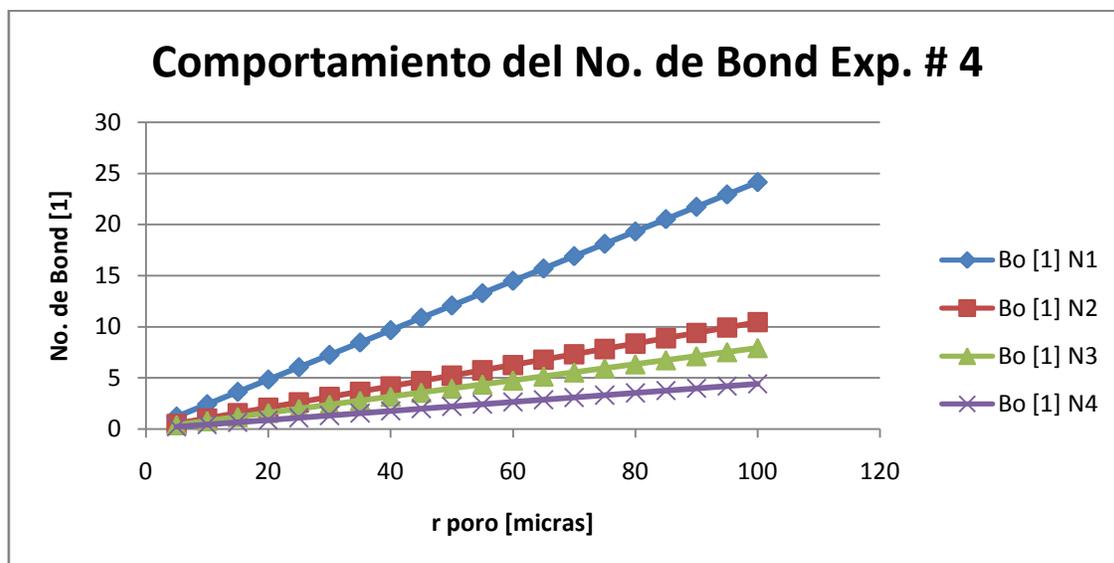


Figura 5.34 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.

Como último estudio del experimento variamos el valor de la variable L, siguiendo el mismo procedimiento para la determinación de los valores del Número de Bond teniendo cuidado de cambiar los datos necesarios para cada una de los experimentos.

Tabla 5.26 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 1 variando los valores de L.

EXPERIMENTO # 1				
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]		
ρ_{aire} =	0,0013	[g/cm ³]		
g =	981	[cm/s ²]	rp	r poro [micras]
l =	51,8	[cm]	1	10
γ =	25	[Dina/cm]	2	20
θ =	45	[°]	3	30
r poro =		[micras]	4	40

Tabla 5.27 Cálculos del Número de Bond con diferentes longitudes y varios radios de poro exp. # 1.

L [cm]	Bo [1] rp1	Bo [1] rp2	Bo [1] rp3	Bo [1] rp4
10	0,37299969	0,74599938	1,11899908	1,49199877
20	0,74599938	1,49199877	2,23799815	2,98399754
30	1,11899908	2,23799815	3,35699723	4,4759963
40	1,49199877	2,98399754	4,4759963	5,96799507
50	1,86499846	3,72999692	5,59499538	7,45999384
60	2,23799815	4,4759963	6,71399445	8,95199261
70	2,61099784	5,22199569	7,83299353	10,4439914
80	2,98399754	5,96799507	8,95199261	11,9359901
90	3,35699723	6,71399445	10,0709917	13,4279889
100	3,72999692	7,45999384	11,1899908	14,9199877
110	4,10299661	8,20599322	12,3089898	16,4119864
120	4,4759963	8,95199261	13,4279889	17,9039852
130	4,848996	9,69799199	14,546988	19,395984
140	5,22199569	10,4439914	15,6659871	20,8879827
150	5,59499538	11,1899908	16,7849861	22,3799815
160	5,96799507	11,9359901	17,9039852	23,8719803
170	6,34099476	12,6819895	19,0229843	25,3639791
180	6,71399445	13,4279889	20,1419834	26,8559778
190	7,08699415	14,1739883	21,2609824	28,3479766
200	7,45999384	14,9199877	22,3799815	29,8399754

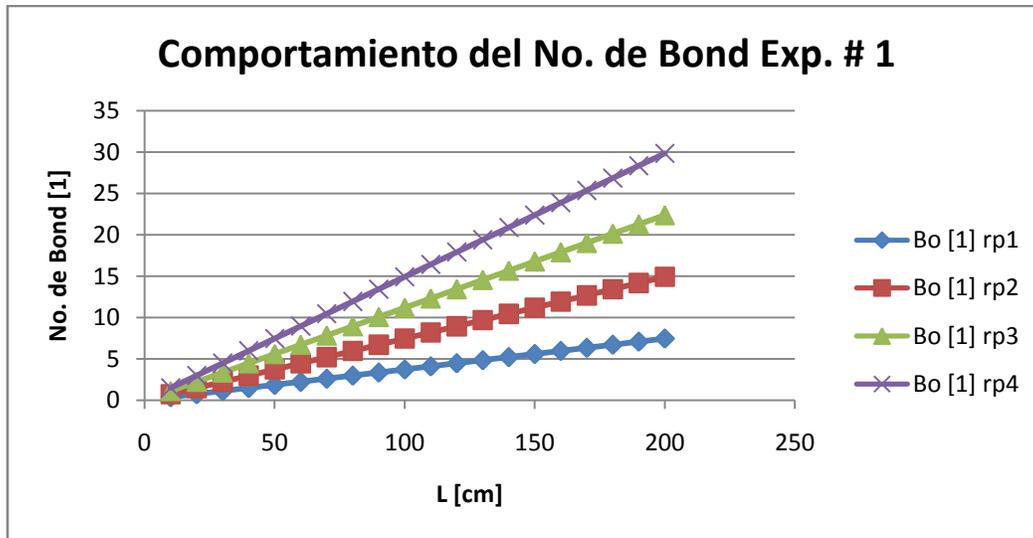


Figura 5.35 Comportamiento del Número de Bond variando L y r_p en el experimento # 1.

Ahora en los siguientes experimentos se cambian uno ó los dos fluidos, por lo tanto cambia la $\Delta\rho$, los demás parámetros los mantenemos igual; hacemos los mismos cambios de L y de r_p . En seguida realizamos los cálculos necesarios y construimos las tablas de resultados correspondientes para elaborar las tendencias del Número de Bond y así analizar el comportamiento del mismo.

Tabla 5.28 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 2.

EXPERIMENTO # 2													
ρ_{H_2O} bidestilada =	1	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>r_p</th> <th>r_{poro} [micras]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>10</td></tr> <tr><td>2</td><td>20</td></tr> <tr><td>3</td><td>30</td></tr> <tr><td>4</td><td>40</td></tr> </tbody> </table>	r_p	r_{poro} [micras]	1	10	2	20	3	30	4	40
r_p	r_{poro} [micras]												
1	10												
2	20												
3	30												
4	40												
ρ Nitrógeno =	0,0012506	[g/cm ³]											
g =	981	[cm/s ²]											
l =		[cm]											
γ =	23	[Dina/cm]											
θ =	45	[°]											
r_{poro} =		[micras]											

Tabla 5.29 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 2.

L [cm]	Bo [1] rp1	Bo [1] rp2	Bo [1] rp3	Bo [1] rp4
10	0,4054545	0,810909	1,21636351	1,62181801
20	0,810909	1,62181801	2,43272701	3,24363602
30	1,21636351	2,43272701	3,64909052	4,86545403
40	1,62181801	3,24363602	4,86545403	6,48727204
50	2,02727251	4,05454502	6,08181753	8,10909005
60	2,43272701	4,86545403	7,29818104	9,73090806
70	2,83818152	5,67636303	8,51454455	11,3527261
80	3,24363602	6,48727204	9,73090806	12,9745441
90	3,64909052	7,29818104	10,9472716	14,5963621
100	4,05454502	8,10909005	12,1636351	16,2181801
110	4,45999953	8,91999905	13,3799986	17,8399981
120	4,86545403	9,73090806	14,5963621	19,4618161
130	5,27090853	10,5418171	15,8127256	21,0836341
140	5,67636303	11,3527261	17,0290891	22,7054521
150	6,08181753	12,1636351	18,2454526	24,3272701
160	6,48727204	12,9745441	19,4618161	25,9490881
170	6,89272654	13,7854531	20,6781796	27,5709062
180	7,29818104	14,5963621	21,8945431	29,1927242
190	7,70363554	15,4072711	23,1109066	30,8145422
200	8,10909005	16,2181801	24,3272701	32,4363602

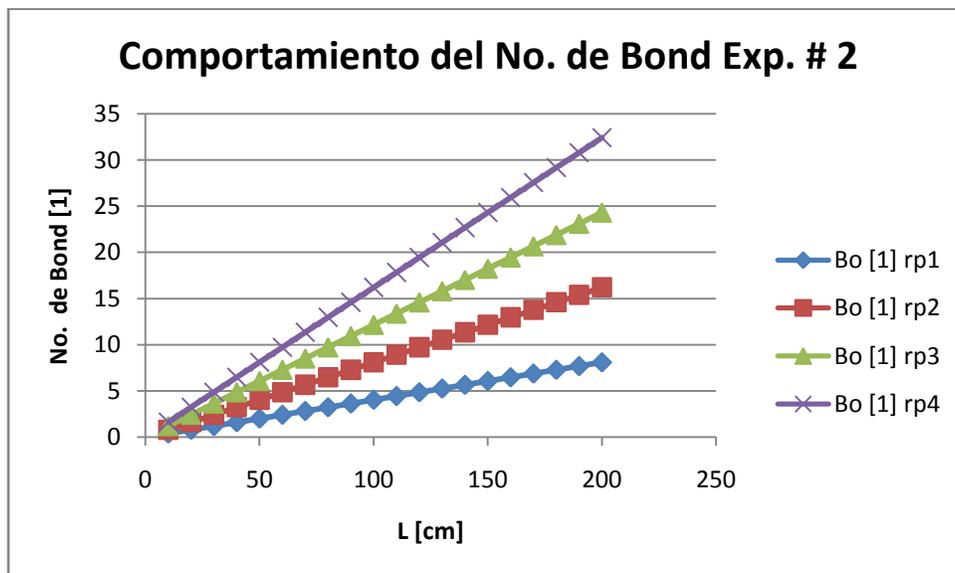


Figura 5.36 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 2.

En el experimento # 3 se emplea como fluidos aceite ligero (Diesel) y aire; se mantienen los demás parámetros iguales teniendo en consideración que la tensión interfacial también cambia de acuerdo a los fluidos empleados en cada experimento.

Tabla 5.30 Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 3.

EXPERIMENTO # 3				
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]		
ρ aire =	0,0013	[g/cm ³]		
g =	981	[cm/s ²]	rp	r poro [micras]
l =		[cm]	1	10
γ =	20	[Dina/cm]	2	20
θ =	45	[°]	3	30
r poro =		[micras]	4	40

Tabla 5.31 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 3.

L [cm]	Bo [1] rp1	Bo [1] rp2	Bo [1] rp3	Bo [1] rp4
10	0,39622114	0,79244227	1,18866341	1,58488454
20	0,79244227	1,58488454	2,37732681	3,16976909
30	1,18866341	2,37732681	3,56599022	4,75465363
40	1,58488454	3,16976909	4,75465363	6,33953817
50	1,98110568	3,96221136	5,94331703	7,92442271
60	2,37732681	4,75465363	7,13198044	9,50930726
70	2,77354795	5,5470959	8,32064385	11,0941918
80	3,16976909	6,33953817	9,50930726	12,6790763
90	3,56599022	7,13198044	10,6979707	14,2639609
100	3,96221136	7,92442271	11,8866341	15,8488454
110	4,35843249	8,71686498	13,0752975	17,43373
120	4,75465363	9,50930726	14,2639609	19,0186145
130	5,15087476	10,3017495	15,4526243	20,6034991
140	5,5470959	11,0941918	16,6412877	22,1883836
150	5,94331703	11,8866341	17,8299511	23,7732681
160	6,33953817	12,6790763	19,0186145	25,3581527
170	6,73575931	13,4715186	20,2072779	26,9430372
180	7,13198044	14,2639609	21,3959413	28,5279218
190	7,52820158	15,0564032	22,5846047	30,1128063
200	7,92442271	15,8488454	23,7732681	31,6976909

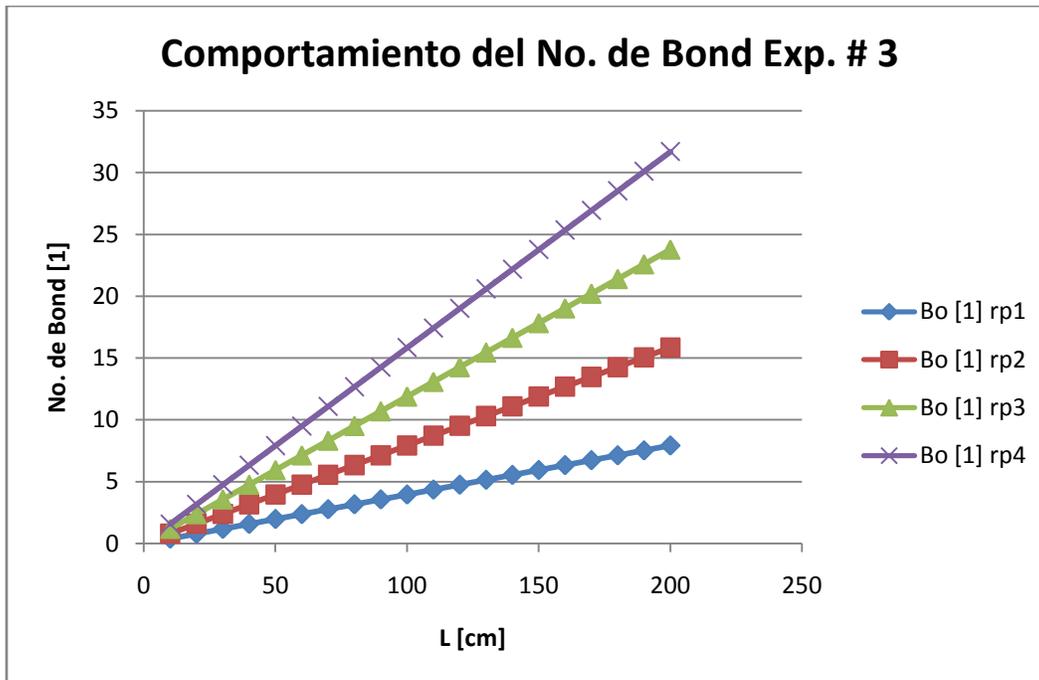


Figura 5.37 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 3.

Para el cuarto y último experimento los fluidos empleados fueron aceite ligero (Diesel) y nitrógeno manteniendo la presión constante durante todo el proceso de recuperación.

Tabla 5.32. Valores empleados para obtener una tendencia del Número de Bond en el experimento # 4.

EXPERIMENTO # 4													
ρ aceite =	0,85	[g/cm ³]	<table border="1"> <thead> <tr> <th>rp</th> <th>r poro [micras]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>10</td></tr> <tr><td>2</td><td>20</td></tr> <tr><td>3</td><td>30</td></tr> <tr><td>4</td><td>40</td></tr> </tbody> </table>	rp	r poro [micras]	1	10	2	20	3	30	4	40
rp	r poro [micras]												
1	10												
2	20												
3	30												
4	40												
ρ Nitrógeno =	0,0013	[g/cm ³]											
g =	981	[cm/s ²]											
l =		[cm]											
γ =	17	[Dina/cm]											
θ =	45	[°]											
r poro =		[micras]											

Tabla 5.33 Cálculos del Número de Bond para el experimento # 4.

L [cm]	Bo [1] rp1	Bo [1] rp2	Bo [1] rp3	Bo [1] rp4
10	0,46614251	0,93228503	1,39842754	1,86457005
20	0,93228503	1,86457005	2,79685508	3,7291401
30	1,39842754	2,79685508	4,19528261	5,59371015
40	1,86457005	3,7291401	5,59371015	7,4582802
50	2,33071256	4,66142513	6,99213769	9,32285025
60	2,79685508	5,59371015	8,39056523	11,1874203
70	3,26299759	6,52599518	9,78899276	13,0519904
80	3,7291401	7,4582802	11,1874203	14,9165604
90	4,19528261	8,39056523	12,5858478	16,7811305
100	4,66142513	9,32285025	13,9842754	18,6457005
110	5,12756764	10,2551353	15,3827029	20,5102706
120	5,59371015	11,1874203	16,7811305	22,3748406
130	6,05985266	12,1197053	18,179558	24,2394107
140	6,52599518	13,0519904	19,5779855	26,1039807
150	6,99213769	13,9842754	20,9764131	27,9685508
160	7,4582802	14,9165604	22,3748406	29,8331208
170	7,92442271	15,8488454	23,7732681	31,6976909
180	8,39056523	16,7811305	25,1716957	33,5622609
190	8,85670774	17,7134155	26,5701232	35,426831
200	9,32285025	18,6457005	27,9685508	37,291401

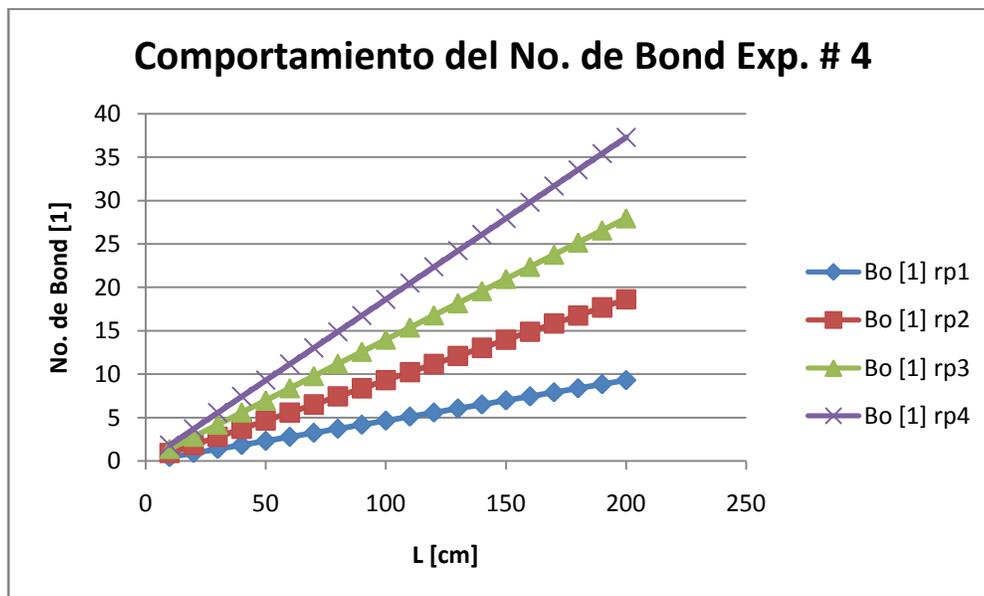


Figura 5.38 Comportamiento del Número de Bond para el experimento # 4.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En los procesos de recuperación podemos observar por los valores obtenidos que una mejor recuperación está en función de aplicar los métodos de manera correcta ya que al tener atención de no tener fugas de presión y una correcta saturación de los núcleos se lograron obtener mayores recuperaciones de fluidos.

De los estudios experimentales realizados para la primera fase se observan que todos los valores mediante los cálculos realizados para determinar el Número de Bond son mayores de 1 con esto deducimos que si hubo flujo de fluidos de la matriz hacia el sistema continuo el cual está representado por las fracturas.

Tabla 6.1 Comparación de los valores del Número de Bond para los cuatro experimentos.

L [cm]	Bo [1] Exp. # 1	Bo [1] Exp. # 2	Bo [1] Exp. # 3	Bo [1] Exp. # 4
51,8	5,796415213	6,300762966	6,157276448	7,243854645
22,4	2,50655793	2,724654255	2,662606032	3,132477684
17	1,902298429	2,067817962	2,020727792	2,377326814
9,5	1,063049122	1,155545332	1,129230237	1,328506161

Como podemos observar los valores del Número de Bond van aumentando cuando la longitud de los núcleos es más grande y cuando el proceso de recuperación es mediante inyección de Nitrógeno (N₂), por lo que podemos decir que para seguir aumentando los valores del número de Bond pueden usarse métodos de recuperación secundaria y/o mejorada que nos permitan obtener mayor aporte de hidrocarburos. Esto lo podemos notar de una manera más sencilla en la figura 6.1 donde comparamos los cuatro comportamientos de los 4 experimentos en un sistema cartesiano.

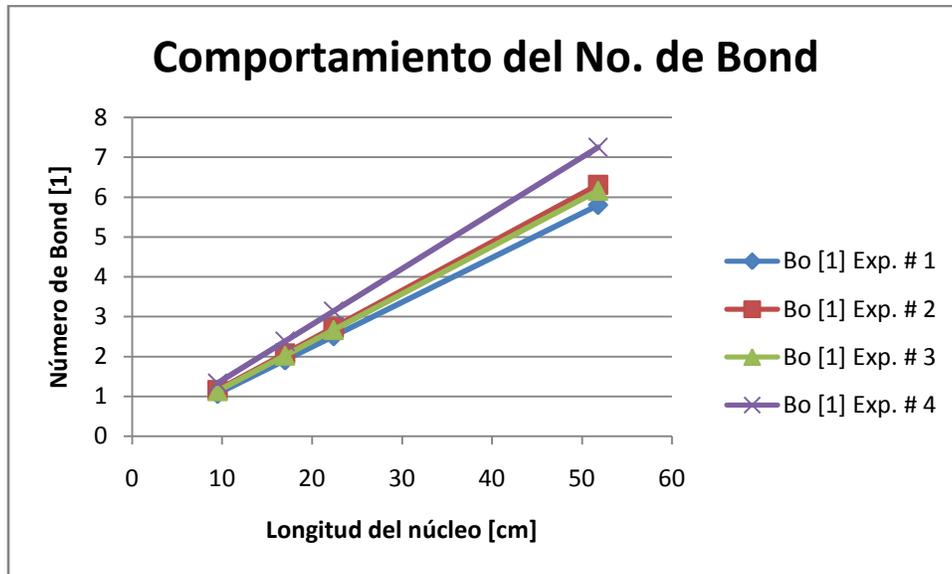


Figura 6.1 Comportamiento del Número de Bond para los 4 experimentos.

El cambio de los fluidos y las longitudes de los núcleos nos dio como resultado más tendencias del Número de Bond observando los cambios que sufría cada tendencia por la modificación de los valores de los parámetros.

En el segundo y tercer experimento ya teniendo algunos valores del Número de Bond y empleando los mismos valores del experimento anterior procedimos a tomar como variables independientes el radio de poro (r_p) y la longitud del núcleo L. De esta manera obtuvimos otras tablas que nos muestran otras tendencias del Número de Bond.

En las tablas que se construyeron a partir de los cálculos del número de Bond en los experimentos diferentes podemos identificar 2 zonas que nos sirven para dar una interpretación más confiable y así poder elegir el proceso de recuperación que mejor convenga para el yacimiento en estudio.

Tabla 6.2 Identificación de dos zonas diferentes mediante los valores del Número de Bond.

R poro [micras]	Bo [1] N1	Bo [1] N2	Bo [1] N3	Bo [1] N4
5	0,966069202	0,41775965	0,31704974	0,17717485
10	1,932138404	0,83551931	0,63409948	0,35434971
15	2,898207606	1,25327896	0,95114921	0,53152456
20	3,864276809	1,67103862	1,26819895	0,70869941
25	4,830346011	2,08879827	1,58524869	0,88587427
30	5,796415213	2,50655793	1,90229843	1,06304912
35	6,762484415	2,92431758	2,21934817	1,24022398
40	7,728553617	3,34207724	2,53639791	1,41739883
45	8,694622819	3,75983689	2,85344764	1,59457368
50	9,660692021	4,17759655	3,17049738	1,77174854
55	10,62676122	4,5953562	3,48754712	1,94892339
60	11,59283043	5,01311586	3,80459686	2,12609824
65	12,55889963	5,43087551	4,1216466	2,3032731
70	13,52496883	5,84863517	4,43869633	2,48044795
75	14,49103803	6,26639482	4,75574607	2,65762281
80	15,45710723	6,68415448	5,07279581	2,83479766
85	16,42317644	7,10191413	5,38984555	3,01197251
90	17,38924564	7,51967379	5,70689529	3,18914737
95	18,35531484	7,93743344	6,02394502	3,36632222
100	19,32138404	8,3551931	6,34099476	3,54349707

 En esta primera zona observamos que los valores son menores de 1 ($Bo < 1$); entonces, de acuerdo al análisis mencionado en el capítulo 4 ganan las fuerzas capilares por lo tanto no hay flujo hacia la matriz. La matriz imbebe al fluido que está en la fractura.

 En la segunda zona el número de Bond es mayor que 1 ($Bo > 1$); por lo tanto, ganan las fuerzas gravitacionales y hay flujo de fluidos de la matriz hacia la fractura.

Este mismo análisis lo podemos realizar con las demás tablas y realizar el análisis y manejo de datos para identificar una posible selección de los diferentes procesos de recuperación mejorada a partir de los resultados obtenidos de la variable adimensional número de Bond.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Haciendo un análisis de los datos de las recuperaciones logradas mediante el primer experimento notamos que un factor importante el cual reduce la producción de fluidos de la matriz hacia el sistema de fracturas son los efectos de compresión que se dan por efecto del aire ó gas (N_2 , CO_2 , etc.) y esto afecta la adecuada saturación de los núcleos por lo que los porcentajes de recuperación fueron un poco bajos del orden del 6 al 8%.

Usando los datos de los resultados obtenidos podemos concluir que obtuvimos indicios del flujo de hidrocarburos al medio continuo y de transporte el cual está formado por las fracturas. Y al cambiar los parámetros obtuvimos nuevas tendencias y valores del comportamiento del Número de Bond en función de la longitud del bloque de matriz y el radio de poro de la misma; pudiendo construir gráficas en un sistema cartesiano para hacer de manera más fácil el análisis gráfico del comportamiento del parámetro adimensional empleado.

Con la obtención del Número de Bond y algunos datos adicionales se puede determinar que tan factible es la aplicación de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada construyendo gráficas como las presentadas en el capítulo 5, empleando los valores de los parámetros del yacimiento que se desee estudiar.

BIBLIOGRAFÍA.

- **“Comentarios del personal de Explotación Petrolera de Pemex Exploración Producción”** Morales Gil, Silva López, Camacho Velázquez. Subdirección Técnica de Explotación Pemex-Exploración y Producción. Agosto, 2009.
- **Apuntes del curso de Flujo Multifásico; Especialidad de Sistemas Artificiales de Producción; Shoham Ovadia.** Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2002.
- **Principio de los diferentes métodos químicos de recuperación mejorada,** G. Stegemeier, R. Reed y R. Healy, AIChE, 1976.
- **Shah D. O. y Schechter R. S., editores, Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding,** Academic Press 1977.
- **Johansen R. T. y Berg R. L., editores, Chemistry of Oil Recovery,** American Chemical Society Symposium series N°91, 1978.
- **Bavière M., editor, Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery.** Elsevier 1991.
- **”La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados”.** Tom Bratton, EUA; Dao Viet Canhn Nguyen Van Que, Vietnam; Nguyen V. Duc, Vietnam; Paul Gillespie David Hunt, Noruega; Bingjian Li Ahmadi, Kuwait; Richard Marcinew Satyaki Ray, Canadá; Bernard Montaron, Emiratos Árabes Unidos Ron Nelson, EUA; David Schoderbek, Noruega.
- **Heron Gachuz Muro “La recuperación secundaria en México”,** PEMEX, 2009.
- **“Retos y Expectativas de la Oferta y Demanda de Hidrocarburos en México”,** José Ángel Gómez Cabrera, Abril, 2008.
- **PROYECTO: F.54330 “Informe Final de Preselección de Procesos de Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados”,** Dr. Erick Luna Rojero, Dr. Ricardo Islas Juárez, M.I. Hiram Villalobos López, Ing. Manuel Ortega Rocha, Ing. Cirilo Zúñiga Suárez y M.I. Sócrates Adrián Pérez Morales. Instituto Mexicano del Petróleo, México D.F. 2009.
- **Mehran Pooladi-Darvish y Abbas Firoozabadi.”Cocurrent and Countercurrent Imbibition in a Water-Wet Matrix Block”,** SPE Journal, Vol. 5, No. 1, Marzo de 2000.
- **E. Anton de Salager Raquel, “TENSION INTERFACIAL”** Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Mérida-Venezuela (2005).

-
- **Shah D. O., ed., Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery, Plenum Press 1981.**
 - **Donaldson E. C. y Chilingarian G. V., Enhanced Oil Recovery. Elsevier 1988.**
 - **Bourrel M. y Schechter R.S., Microemulsions and Related Systems, Dekker 1988.**
 - **Lake L. W. Enhanced oil recovery, Prentice Hall 1989.**