



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR
LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE INYECTAR
SURFACTANTES EN YACIMIENTOS FRACTURADOS
PARA LA RECUPERACIÓN DEL ACEITE REMANENTE
EN EL CASQUETE DE GAS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRA EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:

INGRID DEVORA ALMEIDA GARCÍA

TUTOR:
DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

2008



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: Dr. Domínguez Vargas Guillermo Cruz

Vocal: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

1^{er}. Suplente: Dr. Moctezuma Berthier Andres

2^{do}. Suplente: M. I. Bautista Fragoso Saul

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Instituto Mexicano del Petróleo

TUTOR DE TESIS:

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme abierto sus puertas desde el bachillerato y haberme brindado los conocimientos necesarios para poder concluir mis estudios de maestría.

Esta tesis de maestría pudo ser realizada gracias al apoyo del Instituto Mexicano del Petróleo el cual me proporcionó todas las facilidades necesarias para realizar este proyecto.

Mi más amplio agradecimiento para el Dr. Erick Luna Rojero, cuyo invaluable y generoso apoyo e interés hicieron posible la realización de esta tesis. Asimismo deseo expresar mi reconocimiento a los doctores Fernando Samaniego, Andrés Moctezuma, Guillermo Domínguez y al ingeniero Saúl Bautista, integrantes de mi comité tutorial por las valiosas aportaciones que me hicieron para mejorar el presente trabajo.

Finalmente, quisiera expresar mi agradecimiento a quienes estuvieron vinculados de alguna manera a este proyecto: al Ing. Armando Pineda Muñoz, ejecutivo de los laboratorios de recuperación mejorada del IMP quien me otorgo todas las facilidades para realizar este proyecto.

Desde luego, llego al final de este proyecto, gracias a mis papas Maria Luisa García Arenas y Javier Almeida Laines por ser el mejor ejemplo de superación, pero sobre todo por su apoyo y la motivación que siempre me dan para sobresalir y seguir adelante. Este logro más que mío es de ustedes. Gracias por todo.

A Dios por todas las bendiciones que recibo día con día, por ponerme en este camino y permitirme alcanzar y disfrutar logros como éste. Pero sobre todo por permitirme formar parte de una gran familia con la que crecí rodeada de amor y la cual me ha demostrado siempre su apoyo y cariño. Gracias a mi abuelo Jesús (†), mi abuelita Mamita, Vicko, Sil, Guera, Naty, Toño, Juan, el Güero, Chachis, Marcos, Mariana, Belen, Margarita, Tania y Pablito

A mis hermanos Jonathan y David por su cariño y apoyo.

También tengo presentes a todos mis amigos, a mis maestros y a quienes siempre me han enseñado algo, quienes por cierto son muchos y no podría enumerar suficientemente. A todos mi mayor reconocimiento y gratitud.

**SIEMPRE SUEÑA Y APUNTA MAS ALTO DE LO QUE SABES
QUE PUEDES LOGRAR, Y LO LOGRARAS
William Faulkner**

INDICE

1. ANTECEDENTES	3
1.1 ESTADO DEL ARTE DE LA RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS MEXICANOS	3
1.2 LAS TÉCNICAS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO Y DOBLE DESPLAZAMIENTO INVERSO	7
1.3 HIPÓTESIS	9
1.4 OBJETIVO	9
1.5 ALCANCES	9
2. DEFINICIONES O CONCEPTOS	11
2.1 SURFACTANTES	11
2.1.1 Uso en yacimientos	11
2.1.2 Física	13
2.1.2.1 Clasificación y estructura de los surfactantes	17
2.1.2.2 Concentración micelar crítica (CMC) y micelas	19
2.1.3. Surfactantes mas doble desplazamiento en yacimientos homogéneos	22
2.1.3.1 Razón de movilidad	23
2.1.3.2. Parámetros del yacimiento que afectan el proceso de inyección de surfactantes	24
2.1.3.2.1 Aceite	24
2.1.3.2.2 Agua intersticial	25
2.1.3.2.3 Mineralogía	25
2.1.3.2.4 Geología/litología	26
2.1.3.2.5 Temperatura	26
2.1.3.3 Mojabilidad	26
2.1.3.4 Numero Capilar	29
2.2 TENSION INTERFACIAL	30
2.2.1 Física	30
2.2.1.1 Interfaz	30
2.2.1.2 Definición de tensión interfacial y superficial	31
2.2.2 Método de la gota colgante	34
3. DISEÑOS Y CONSTRUCCIÓN DE EQUIPOS	39
3.1 DISEÑO	39
3.2 ENSAMBLE	41
3.3 CALIBRACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS	47
4. EXPERIMENTOS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO INVERSO	59
4.1 PREPARACIÓN DE MUESTRAS Y EQUIPO	59
4.1.1 Limpieza del núcleo	59
4.1.1.1 Limpieza por destilación	59
4.1.1.2 Limpieza por desplazamiento forzado	60
4.1.1.3 Saturación con agua	62
4.1.1.4 Saturación con aceite	65
4.1.1.5 Añejamiento	66
4.2 EXPERIMENTACIÓN	67
4.2.1 Inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes a presión constante	67

4.2.1.1	<i>Inyección de nitrógeno</i>	67
4.2.1.2	<i>Inyección de agua posterior a la inyección de nitrógeno</i>	68
4.2.1.3	<i>Inyección de agua con surfactantes posterior a la inyección de agua y nitrógeno</i>	69
4.2.2	<i>Despresurización con inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes</i>	70
4.2.2.1	<i>Despresurización</i>	72
4.2.2.2	<i>Inyección de nitrógeno</i>	74
4.2.2.3	<i>Inyección de agua con surfactantes posterior a la despresurización y a la inyección de nitrógeno</i>	75
4.3	RESULTADOS	76
4.3.1	<i>Inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes a presión constante</i>	76
4.3.2	<i>Despresurización con inyección de nitrógeno e inyección de agua con Surfactantes</i>	90
	5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
	Anexo A	105
	Bibliografía	107

1 ANTECEDENTES

1.1 Estado del arte de la Recuperación en yacimientos Mexicanos

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 denomina yacimientos naturalmente fracturados. En México el 94.5% de la producción y el 67% de las reservas de hidrocarburos se encuentran asociadas a este tipo de yacimiento.

Con respecto al volumen original descubierto de aceite en las cédulas de reservas en México, al 1 de enero de 2007, el 25.18% tiene proceso de recuperación adicional, observándose que el potencial del volumen original de aceite descubierto, susceptible de aplicarle un proceso de recuperación adicional, es del 74.82%, Figura 1.1.

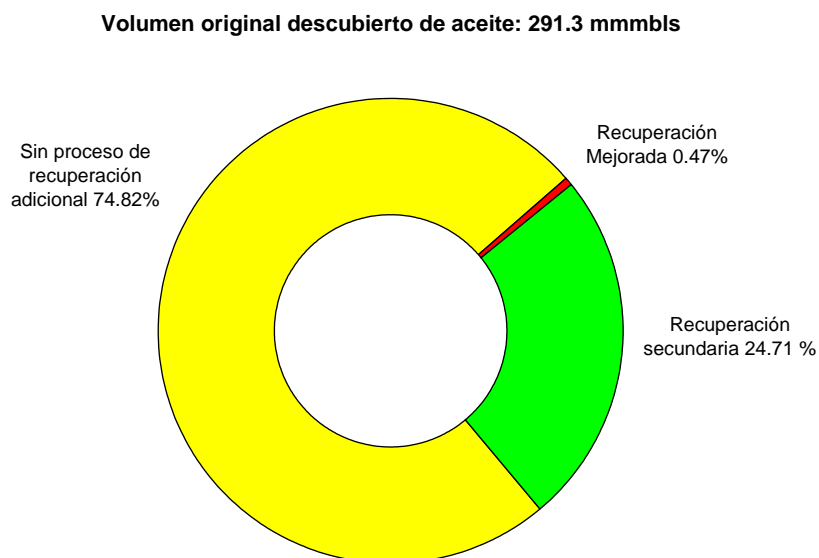


Fig. 1.1 Volumen original descubierto sujeto a procesos de recuperación adicional y potencial de aplicación (Anuario Estadístico, PEMEX 2007¹).

Del análisis del volumen original de aceite probado, se concluye que solamente 71,983.8 mmB (49.2%) ha estado sujeto a un proceso de recuperación secundaria, mientras que solo 1,380.7 mmB (0.9%) se ha sometido a un proceso mejorado de recuperación, Figura 2.2. Por lo que se concluye que existe un potencial del volumen original probado de 72,867.2 mmB (49.8%) susceptible de aplicarle procesos de recuperación adicional.

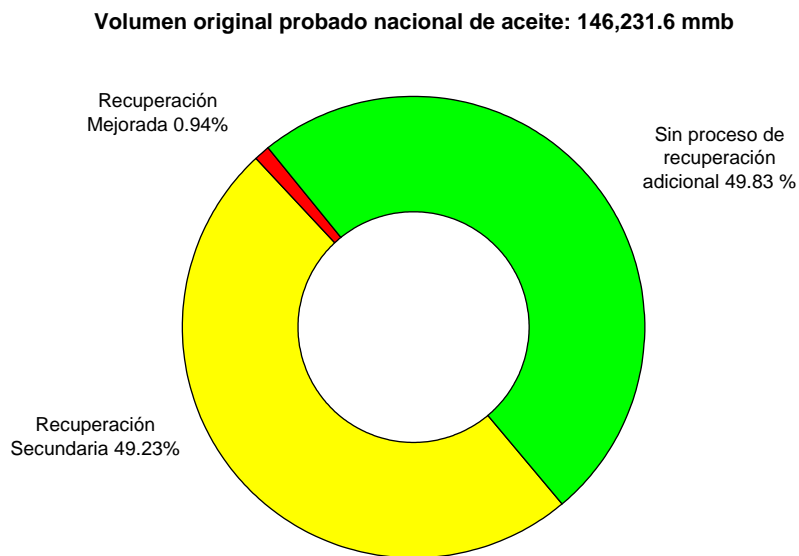


Fig. 1.2 Porcentaje del volumen original probado de aceite nacional sometido a un proyecto de recuperación adicional (Anuario Estadístico, PEMEX 2007¹).

Con respecto a los proyectos de recuperación secundaria, el agua ha sido el fluido más utilizado en México, representando el 86.2% del total. En el resto de los proyectos, se ha utilizado un gas como fluido de inyección, entre los cuales se encuentran gas hidrocarburo, N₂ y CO₂.

En la tabla 1.1 se muestran los proyectos de inyección de gas en términos de volumen original probado de los campos sujetos a este proceso y su recuperación total al 1 de enero del 2007. A la fecha, solamente se han implementado cuatro proyectos donde se ha utilizado algún tipo de gas como fluido de inyección.

Con respecto a los proyectos de recuperación mejorada, al 1 de enero de 2007 se han implementado dos proyectos, los cuales han utilizado la inyección de CO₂ miscible, Artesa y Sitio Grande.

Tabla 1.1 Volúmenes y porcentajes de volumen de aceite original probado, N, así como la producción acumulada, Np, sometidos a procesos de recuperación por inyección de gas.

Proyecto	Tipo de Gas	N (mmB)	Np ¹ Total (mmB)	Fr Total (%)	Gi (mmmpe)
En ejecución					
1 Akal	N ₂	32,208.7	12,549.6	38.96	2,505.15
2 Sitio Grande	CO ₂	1,152.6	361.4	31.36	111.65
2 Subtotal en ejecución		33,361.3	12,911	38.70	2,616.8
Suspendidos					
1 Poza Rica	Gas hidrocarburo	4,809.7	1,396.4	29.03	93.35
2 Artesa	CO ₂	228.1	39.3	17.23	19.08
2 Subtotal suspendidos		5,037.8	1,435.7	28.49	112.43
4 TOTAL		38,399.1	14,346.7	37.36	2,729.23

1) Los datos de N, Np son tomados de las Reservas de Hidrocarburos de México, al 01 de enero de 2007.

Cabe mencionar que el proyecto de recuperación adicional en el yacimiento Akal del complejo Cantarell, es el proyecto de inyección más grande del mundo, con un programa de inyección de 1,200 mmpcd, el cual representa el 97% del volumen original de aceite probado de estos proyectos. Este proyecto, que se localiza costa fuera de la Región Marina Noreste, tiene como objetivo el mantenimiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado de gran espesor y una alta conectividad. Un segundo proyecto en ejecución, es la inyección miscible de CO₂ en el campo Sitio Grande, cuyo objetivo es el de incrementar la recuperación del aceite remanente, mediante un proceso mejorado.

Dentro de los principales proyectos de recuperación adicional que se tienen en planeación, se encuentran los proyectos Antonio J. Bermúdez (actualmente operando como proceso de recuperación secundaria) y Jujo – Tecominoacán, en la Región Sur, el proyecto Ku-Maloob – Zaa en la Región Marina Noreste y el proyecto Abkatun – Pol – Chuc en la región Marina Suroeste. En estos cuatro proyectos el fluido de inyección seleccionado es N₂. El volumen original de aceite asociado a dichos proyectos corresponde a 28,795.8 mmB.

De acuerdo a los volúmenes originales de aceite administrado por cada Región, se realizó un análisis del volumen sometido a algún proceso de recuperación adicional, para determinar el potencial existente de recuperación por la implementación de nuevos proyectos. La tabla 1.2 muestra los porcentajes actuales del volumen original que cada Región tiene sometido a algún proceso de recuperación.

Se observa que la Región Marina Noreste tiene sometido a un proceso de recuperación adicional, el 63% del volumen original de aceite que administra, el cual corresponde al yacimiento Akal del complejo Cantarell y a los campos Ek - Balam.

La región con mayor oportunidad de implementar nuevos proyectos de recuperación adicional es la Región Norte, ya que solo se ha aplicado algún proceso de recuperación al 26% de su volumen original de aceite y aunado a que su factor de recuperación total es el más bajo, al igual que sus reservas remanentes.

La Región Marina Suroeste administra el menor volumen original de aceite de las cuatro Regiones, sin embargo, presenta el Mayor factor de recuperación. A la fecha ha sometido al 60% de su volumen original a procesos de recuperación adicional, ocupando el primer lugar en este aspecto.

Tabla 1.2. Volúmenes de aceite y porcentajes sometidos a procesos de recuperación adicional por Región.

Región	N ¹ (mmB)	% Nacional	Np ¹ (mmB)	Fr Total (%)	N Sometido a recuperación adicional (mmB)	% Regional sometido a recuperación adicional	Proyectos implementados	Reserva Remanente 1P ¹ (mmB)
Marina NE	53,417.60	37	14,540.00	27	33,783.00	63	2	6,532.00
Marina SO	16,275.30	11	5,285.30	32	9,759.40	60	1	1,038.00
Norte	40,180.50	27	5,605.10	14	10,584.90	26	8	888.9
Sur	36,358.30	25	9,319.00	26	19,237.20	53	18	2,588.70
Nacional	146,231.70		34,749.40	24	73,364.50	50	29	11,047.60

1) Los datos de N son tomados de las Reservas de Hidrocarburos de México, al 01 de enero de 2007

La Región Sur es la que ha implementado el mayor número de proyectos, 18 en total. Sin embargo continúa presentando buenas oportunidades de aplicación, ya que el 47% de su volumen original no ha sido sometido a recuperación adicional.¹

Si consideramos que 5% del volumen de aceite de la reserva remanente nacional se puede recuperar por medio de un método de recuperación mejorada, la cantidad de aceite adicional que se recuperaría sería de 552.38 mmB.

A partir de esta información, los métodos de recuperación mejorada tienen una oportunidad excelente para incrementar la recuperación del aceite que aún permanece en los yacimientos, por lo que hay que destacar la importancia de los estudios experimentales para determinar el método más eficiente de acuerdo al tipo de yacimiento y a las propiedades de los fluidos.

1.2 Las técnicas de doble desplazamiento y doble desplazamiento inverso

Los procesos de recuperación de aceite se clasifican en primarios, secundarios y procesos de recuperación mejorada (EOR), por sus siglas en inglés.

La recuperación primaria resulta del uso de la energía natural presente en el yacimiento para el desplazamiento del aceite del medio poroso hacia los pozos productores. Estas fuentes de energía natural pueden ser: el empuje por gas disuelto, el empuje por casquete de gas, el empuje por un acuífero, el empuje por la expansión de la roca y los fluidos, y el drenaje gravitacional.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural del yacimiento mediante la inyección de agua o gas, para desplazar el aceite hacia los pozos productores. La inyección de gases como método de recuperación secundaria se aplica en el casquete de gas, ya sea para el mantenimiento de presión o para la expansión del mismo. Los procesos de inyección de gas basados en otros mecanismos, como la reducción de viscosidad, o aquellos que favorecen el comportamiento de fase, se consideran procesos de recuperación mejorada².

La recuperación mejorada de aceite, resulta principalmente de la inyección de gases o químicos y/o del uso de energía térmica. Los gases hidrocarburos, el CO₂ y el N₂ son algunos tipos de gases usados en los procesos de recuperación mejorada. Diferentes tipos de químicos se usan comúnmente para la inyección, pudiendo ser polímeros,

surfactantes o solventes hidrocarburos. Los procesos térmicos consisten en el uso de vapor o agua caliente, o dependen de la generación de energía térmica *in situ* a través de la combustión del aceite en la roca del yacimiento¹³.

Los procesos de recuperación mejorada de aceite involucran la inyección de un fluido o fluidos de cierto tipo al yacimiento. Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el aceite a los pozos productores. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/aceite del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación de aceite. Estas interacciones, por ejemplo, resultan en la reducción de la tensión interfacial, la reducción de la viscosidad del aceite, la modificación de la mojabilidad, la modificación favorable del comportamiento de fases, entre otros. Las interacciones son atribuibles a los mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, las cuales hacen que los procesos de recuperación mejorada sean mucho más complejos y costosos^{1,2}.

El hecho de que una gran cantidad de aceite remanente permanece en el yacimiento después de la recuperación primaria y de las etapas de inyección de agua o de gas, el uso de un segundo desplazamiento para recuperar una mayor cantidad de aceite remanente ha tomado gran importancia a nivel mundial.

Se define el proceso de doble desplazamiento como la aplicación de dos procesos de desplazamiento secuenciales en el yacimiento. El primer desplazamiento ocurre debido al avance del contacto agua-aceite ya sea por la inyección de agua o por el avance del acuífero provocando que el aceite sea desplazado por el agua. El segundo desplazamiento ocurre cuando el contacto agua-aceite es empujado hacia abajo por la inyección de gas en el casquete, barriendo nuevamente las zonas previamente ocupadas por agua y recuperando parte del aceite remanente.

En este trabajo se definirá a un proceso de doble desplazamiento inverso como el que ocurre cuando el primer desplazamiento es debido al avance del contacto gas-aceite, ya sea por la inyección de gas o por la expansión del casquete debida a la liberación del gas disuelto, y el segundo desplazamiento ocurre cuando el contacto gas-aceite es empujado hacia arriba por la inyección de agua. En este caso, el agua inyectada al yacimiento vuelve a desplazar las zonas ocupadas por el gas y recupera parte del aceite remanente.

La segregación gravitacional y los fenómenos de imbibición tienen un papel muy importante durante estos desplazamientos.

En este trabajo se analizará la eficiencia del doble desplazamiento inverso, inyectando agua con surfactantes a la zona invadida por el casquete de gas. Es decir, se evaluará la eficiencia de la técnica de inyección de surfactantes como método de recuperación mejorada en un proceso de doble desplazamiento inverso.

1.3 Hipótesis

“La inyección de agua con surfactantes como método de recuperación mejorada, aumentará la recuperación del aceite remanente de la zona invadida por el casquete de gas en un yacimiento con porosidad secundaria”

1.4 Objetivo

“Determinar si es técnicamente factible incrementar la recuperación del aceite remanente en la zona invadida por el casquete de gas en un yacimiento con porosidad secundaria, mediante la inyección de agua con surfactantes.”

1.5 Alcances

- “Diseñar y construir un sistema que permita medir la tensión interfacial entre dos fluidos a condiciones de yacimiento, por medio del método de la gota colgante. La característica principal de este método es obtener la tensión interfacial a partir de diversos factores geométricos que caracterizan el perfil de una gota, por lo que también se desarrollará un programa de cómputo que permita calcular la tensión interfacial a partir de la digitalización de las imágenes obtenidas en cada prueba.”
- “Realizar mediciones de la tensión interfacial entre el aceite y el agua con diferentes concentraciones de surfactante, a condiciones de yacimiento, con el

fin de determinar a que concentración se logra obtener la menor tensión interfacial que minimice las fuerzas capilares que atrapan al aceite remanente en la zona invadida por el casquete de gas, y lograr que fluya del medio poroso hacia los pozos productores.”

- “Realizar dos tipos de pruebas de doble desplazamiento inverso en núcleos. La primera simulando el avance del casquete de gas sobre la zona de aceite mediante la inyección de nitrógeno, seguido de la inyección de agua destilada para simular el avance del acuífero sobre esta zona y finalmente la inyección de agua con surfactantes, y la segunda simulando la historia de presión del yacimiento para la formación de un casquete de gas seguido de la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión y desplazamiento de los fluidos, y al final un desplazamiento de agua con surfactantes, con el fin de determinar la recuperación de aceite y la saturación remanente.”

2 DEFINICIONES O CONCEPTOS

2.1 SURFACTANTES

2.1.1 Uso en yacimientos

En vista de la escasez mundial de petróleo y el hecho de que entre el 20% y el 70% del aceite original in-situ se queda atrapado en el yacimiento al final de la inyección de agua o de gas, la importancia de los métodos de recuperación mejorada para producir aceite adicional se ha enfatizado⁴.

Los métodos de recuperación mejorada se dividen en métodos térmicos, métodos químicos, procesos miscibles y desplazamiento inmisible con CO₂ y N₂. La combustión in situ, la inyección continua de vapor, y la combustión húmeda son algunos ejemplos de los procesos térmicos, que se usan con preferencia para los crudos pesados, mientras que la inyección cáustica, la inyección de surfactantes y la inyección polímero-micelar se consideran procesos de inyección de químicos. Dentro de los procesos miscibles podemos encontrar la inyección de solventes hidrocarburos, la inyección de soluciones miscelares como son los gases naturales o los gases enriquecidos, la inyección de nitrógeno miscible y la inyección de CO₂ miscible².

En el proceso de inyección de surfactantes se utilizan compuestos con actividad molecular para disminuir la tensión interfacial entre el agua inyectada y el aceite del yacimiento, y por lo tanto permite el libre movimiento del aceite desde su ubicación original a través del medio poroso.

La inyección de surfactantes tiene un gran potencial por la posibilidad de diseñar procesos donde se incremente el drene tanto a nivel microscópico como macroscópico. El problema principal de este tipo de procesos es que el procedimiento es tecnológicamente complicado y puede ser justificado únicamente cuando los precios del aceite son relativamente altos, pero sobre todo cuando la cantidad de aceite remanente después de la inyección de agua o gas es significativa, ya que la solución química suele ser costosa.

La inyección de agua con surfactantes como método de recuperación mejorada, se ha utilizado como método de recuperación secundaria⁵, desde hace más de cuarenta años en diferentes campos a nivel mundial, para aumentar la recuperación de aceite después de que el yacimiento fue sometido a un primer desplazamiento por inyección de agua.

A pesar de que las primeras aplicaciones realizadas en los años 20 fallaron, el interés por esta técnica resurgió en los años 70. La mayoría de las investigaciones señalan que la principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente como para tener un efecto sobre el aceite atrapado, por lo que es necesario reducir y mantener la tensión interfacial entre el aceite y el tapón de solución de surfactantes en el orden de 0.01 a 0.001 dinas/cm durante el desplazamiento⁶.

Existen varios casos de campo de yacimientos sometidos a inyección de agua con surfactantes, donde se demuestra que esta inyección ha dado como resultado mejoras en la eficiencia de recuperación. Ejemplos de éstos son: en las arenas del campo Maratón Robinson, en el campo Exxon Loudon, en el campo Texaco Salem y en el Pennzoil Bradford, demostraron que este método era exitoso al incrementarse la recuperación de entre el 20 y el 30% del aceite original *in situ*⁵.

Asimismo, la Compañía Oryx Energy, evaluó el diseño y la operación de una prueba piloto de inyección de surfactantes en las areniscas de McCleskey de un campo en Eastland County, TX. La prueba se realizó en un área que abarcaba 40 acres, que fue elegida por la alta permeabilidad del yacimiento, la alta saturación de aceite remanente después de que el yacimiento fue barrido por un primer desplazamiento con agua y la disponibilidad de agua fresca, lo que hacía que el proceso de inyección de surfactantes fuera el apropiado⁷.

El propósito de la prueba era determinar la aplicabilidad de la tecnología y su implementación. La prueba fue exitosa en cuanto a los resultados monitoreados y a la recuperación de aceite; sin embargo no se alcanzó su objetivo de diseño por la heterogeneidad del yacimiento y su baja eficiencia de barrido.

Una buena propagación de los frentes químicos y la recuperación de aceite dentro del área piloto demostraron que en yacimientos similares, la inyección de surfactantes puede recuperar cantidades significativas de aceite si se abarca un área muy grande.

Estos son solo algunos ejemplos de campos a los que se ha aplicado la inyección de agua con surfactantes en Estados Unidos pero también se sabe que este proceso se ha aplicado en campos de Canadá, China y Venezuela.

Si bien los procesos de inyección de surfactantes se han aplicado en yacimientos donde la zona de aceite ha sido invadida por el acuífero o en yacimientos que fueron sometidos a la inyección de agua, no se ha encontrado ningún proyecto donde se haya utilizado la técnica de inyección de agua con surfactantes para la recuperación del aceite remanente en la zona del casquete de gas, además de que este método no ha sido probado ni validado en medios porosos altamente heterogéneos (fracturados y vugulares).

Es por eso que se ha decidido evaluar la factibilidad técnica de la aplicación de este proceso en un yacimiento con porosidad secundaria, característico de los yacimientos del país y que fue sometido a la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión.

2.1.2 Física

Los surfactantes (también llamados agentes tensoactivos) son ampliamente utilizados en diferentes industrias a nivel mundial por su habilidad de modificar las propiedades de las superficies y las interfaces. En el caso de la industria petrolera, los surfactantes son usados en casi todas las etapas de la recuperación de aceite y en la industria de proceso, desde la perforación de pozos, inyección al yacimiento, producción de pozos, y en las plantas de procesamiento. Prácticamente cada fluido inyectado a la formación productora contiene un surfactante como aditivo. Su función puede ser ayudar a estabilizar una emulsión o, por el contrario, se diseñan para romper emulsiones. Los surfactantes pueden usarse para alterar la mojabilidad, incrementar la solubilidad del aceite en el agua, o para dispersar aditivos ya sea en el aceite o en el agua⁸.

Es necesaria una selección cuidadosa de la molécula adecuada del surfactante para la operación que se realizará, ya que no cualquier surfactante será apropiado para la tarea específica que se está efectuando.

Desafortunadamente en el diseño de los tratamientos para el pozo se eligen muchos surfactantes con poca o nada de información de laboratorio para respaldar la elección, y

algunas veces sin conocer completamente sus propiedades bajo las condiciones a las que serán utilizados. Esto puede ocasionar resultados contrarios a los planeados y el adicionar el surfactante puede dificultar el éxito del tratamiento.

Los surfactantes tienen dos propiedades esenciales de gran valor práctico: su actividad interfacial y su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas. Los surfactantes son compuestos con gran actividad interfacial tanto en la superficie agua/aire como en la interfaz agua/aceite, donde actividad interfacial se define como la tendencia a concentrarse en una interfaz y disminuir la tensión interfacial o superficial. (El término “interfacial” se utiliza a partir de la traducción desde el inglés de la palabra “interfacial tension” y aunque este término no existe en la lengua española, en este trabajo se utilizará para indicar todo lo relacionado a la interfaz entre el agua y el aceite).

El término interfaz, se refiere a la frontera entre dos fases inmiscibles, mientras que el término superficie, se utiliza para denotar la interfaz líquido-gas. Así pues, cuando un surfactante se disuelve en agua, se produce una adsorción de las moléculas de dicho surfactante en la superficie del agua, disminuyendo la tensión superficial de esta, la cual es una medida de la disminución de la energía libre superficial del sistema. Si se trata de un sistema: aceite/agua/surfactante, el surfactante se adsorbe en la interfaz aceite-agua, disminuyendo la tensión interfacial⁸.

El descenso de la tensión interfacial ayuda a la deformación y ruptura de una interfaz, a la formación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, la movilización del aceite remanente, la limpieza industrial, etc.

En los procesos de recuperación mejorada de crudos, en los cuales se utilizan surfactantes, se pretende siempre disminuir la tensión interfacial del sistema aceite/agua, a valores ultra bajos con las concentraciones mínimas posibles de surfactante. Las fallas en estos procesos, han sido de orden económico, al no poder lograrse resultados satisfactorios utilizando concentraciones bajas de surfactante.

Químicamente, los surfactantes se caracterizan por tener dentro de su estructura molecular dos grupos distintos. Un grupo que posee poca atracción, o antipatía por el solvente, conocido como grupo liofóbico, junto a otro grupo que tiene fuerte atracción,

o apetencia por el solvente, llamado el grupo liofílico. Si el solvente es el agua, estos grupos se conocen como las porciones hidrofóbicas e hidrofílicas del surfactante¹⁰, Figura 2.1.

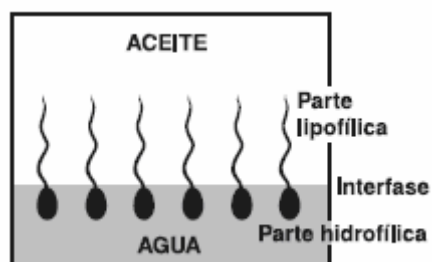


Fig. 2.1 Diagrama esquemático de una interfaz aceite/agua con moléculas de surfactante adsorbidas.

Normalmente, el grupo hidrofóbico es una cadena de carbonos lineal o ramificada que interactúa muy poco con la solución acuosa, mientras que la porción hidrofílica es un grupo con cierto carácter polar o iónico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfaz agua-aire ó agua-aceite, ella puede orientarse de manera que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica "fuera" del agua, en el aire o en el aceite. La porción hidrocarburo usualmente se llama la "cola" y la porción iónica la "cabeza". En la Figura 2.2 se presenta un bosquejo de la molécula.



Fig. 2.2 Esquema de una molécula de surfactante.

Por ejemplo el dodecil benceno sulfonato de sodio es un surfactante porque tiene un grupo polar y un grupo apolar. La parte apolar (dodecilbenceno) es netamente incompatible con el agua, y el grupo polar (sulfonato) muy ionizado es muy afín al agua.¹¹ En consecuencia, se ubica en la interfaz para que su grupo polar esté en agua y su grupo apolar fuera de ella. De hecho las moléculas de agua tratan de empujar la parte hidrocarburo fuera del agua⁸. En la Figura 2.3 se muestra la molécula de dos surfactantes.

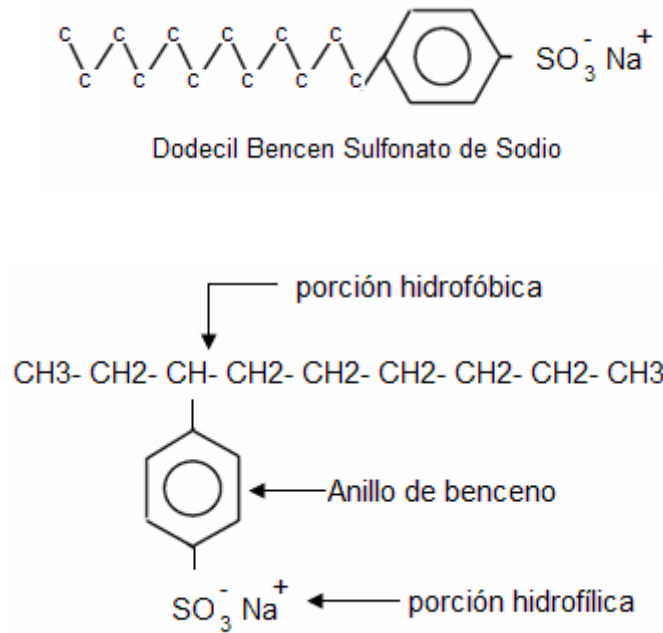


Fig. 2.3 Estructura típica de los surfactantes mostrando dos porciones distintas de la molécula.

La adsorción de surfactantes no se limita a la interfaz fluido-fluido. Ella se produce también en la interfaz líquido-sólido, y eventualmente gas-sólido. Además puede modificar los equilibrios trifásicos sólido-fluido-fluido y conducir a la extensión en forma de una monocapa o al cambio de mojabilidad de una superficie. Durante el proceso de inyección de surfactantes como método de recuperación mejorada, desempeña un papel muy importante, ya que la retención del surfactante en el medio poroso puede disminuir la eficiencia de desplazamiento del bache, durante su avance en el yacimiento.

Por lo que se puede deducir que la atracción del surfactante a la interfaz aceite-agua ayuda a la reducción de la tensión interfacial. Sin embargo, la atracción a la interfaz roca-agua puede resultar en la pérdida del surfactante en la superficie rocosa por la adsorción. La pérdida de surfactante también se puede atribuir a la precipitación por la incompatibilidad con los fluidos del yacimiento o al entrapamiento mecánico. La adsorción mínima y el bajo costo son consideraciones económicas; mientras que la baja tensión interfacial y la compatibilidad con el medio poroso determinan la eficiencia del proceso.

Gale y Sándwich⁶ (1973) listaron cuatro criterios de selección del surfactante para un proceso de recuperación mejorada:

- 1) Tensión interfacial agua-aceite baja.
- 2) Baja adsorción.
- 3) Compatibilidad con los fluidos del yacimiento.
- 4) Bajo costo.

2.1.2.1 Clasificación y estructura de los surfactantes.^{2, 8, 11}

Los surfactantes pueden clasificarse de acuerdo a la naturaleza de la porción iónica del surfactante (“cabeza” de la molécula), más particularmente con base en el tipo de disociación de su molécula en solución. Estos pueden ser aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfotéricos.

Aniónicos: Los surfactantes aniónicos son frecuentemente agregados a los fluidos de tratamiento de pozos. Estos surfactantes producen una carga negativa cuando ionizan en una solución acuosa y aunque la mayoría de los minerales presentes en los yacimientos también tienen carga negativa cuando tienen un PH neutro o alto, la adsorción que presentan es mínima. Un ejemplo de este tipo de surfactantes es el dodecil bencen sulfonato de sodio.

Catiónicos: Son aquellos que presentan en su cadena lipofílica una carga positiva después de que ocurre la ionización en una solución acuosa. Un ejemplo de este tipo de surfactantes son las sales de amonio.

No-iónicos: Esta molécula en particular no presenta en la terminación de su cadena una carga eléctrica, como en los casos de los surfactantes aniónicos o catiónicos. Esta no ioniza en una solución acuosa ya que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados. Además la “cabeza” de la molécula es más larga que la “cola”.

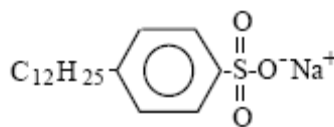
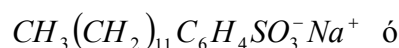
Anfotéricos: Este tipo de surfactantes tiene dos grupos de carga opuesta. Es decir, contiene tanto cargas positivas como negativas en su estructura química. Un ejemplo de estos surfactantes son los aminoácidos o los fosfolípidos. Según el PH del medio, una

de las dos disociaciones prevalece. Es decir, actúan dependiendo del medio en que se encuentren. En medio básico son aniónicos y en medio ácido son catiónicos. Este tipo de surfactantes se usa sólo en casos particulares debido a su alto costo.

Los surfactantes aniónicos son los que más se han utilizados en los procesos de recuperación mejorada, ya que tienen buenas propiedades surfactantes, son relativamente estables, presentan una adsorción relativamente baja en la roca del yacimiento, y son los más económicos, además de que son fáciles de obtener en grandes cantidades. Los surfactantes no iónicos han sido utilizados principalmente como co-surfactantes para mejorar el comportamiento de los sistemas surfactantes. Son mucho más tolerantes a las salinidades altas de la salmuera, pero sus propiedades de superficie activa (reducción de la tensión interfacial) no son tan buenas como la de los aniónicos. Los catiónicos casi no se utilizan ya que se adsorben grandemente en la roca del yacimiento.

Los surfactantes más utilizados para la inyección polímero micelar son los sulfonatos. Estudios anteriores han demostrado que los sulfonatos con alto peso equivalente (alrededor de 450 grM), se adsorben mucho más en el medio poroso, que los de menor peso equivalente, y aunque estos son muy eficientes en la disminución de la tensión interfacial, su pérdida en el medio poroso disminuye rápidamente la habilidad del bache para desplazar el aceite remanente⁶.

En este trabajo se utilizó el surfactante dodecil-bencen-sulfonato de sodio, ya que es un surfactante comercial fácil de conseguir y existen referencias de su uso en experimentos con aceite. El peso molecular de este surfactante es de 348.1 grM y su fórmula química es:



Dodecil benceno sulfonato de sodio

Los sulfonatos se caracterizan por dos parámetros: el peso equivalente, el cual es el peso molecular dividido por el número de grupos de sulfonatos, y el porcentaje de material sulfonatado es decir los polisulfonatos. En general, los sulfonatos con un alto contenido de polisulfonatos no son buenos candidatos para los métodos de recuperación mejorada. También como una regla de dedo relacionada a la solubilidad, Gale y Sándwich, dedujeron que los sulfonatos con un peso equivalente por arriba de 450 es normalmente soluble en aceite, mientras que los de menor peso equivalente tienden a ser solubles en agua.

En el caso del dodecil-bencen-sulfonato de sodio, su peso equivalente es igual al peso molecular, ya que solo tiene un grupo de sulfonatos.

2.1.2.2 Concentración micelar crítica (CMC) y micelas

Como ya se mencionó anteriormente, la actividad superficial no es la única propiedad que se le puede atribuir a los surfactantes. Muchas otras moléculas, como los alcoholes, también presentan gran actividad superficial y pueden reducir grandemente la interfaz agua/gas aunque se presenten en pequeñas cantidades. Sin embargo, los alcoholes no se consideran surfactantes. Un surfactante se considera por ser una molécula que tiene actividad interfacial en virtud de su estructura y la cual forma micelas en soluciones acuosas.

Desde que se empezaron a estudiar los agentes de superficie activa, se reconoció que sus propiedades indicaban que los agregados coloidales que están en solución, permiten la formación de agregados, los cuales se llaman micelas.

Cuando un surfactante se añade a un solvente a concentraciones muy bajas, las moléculas disueltas se encuentran dispersas como monómeros como se muestra en la Figura 2.4. Estas moléculas se difunden hacia la interfaz donde se adsorben, promoviendo una disminución de la energía libre interfacial y por lo tanto de la tensión superficial. A medida que la concentración del surfactante en la solución aumenta, se incrementa el número de moléculas disponibles para adsorberse en la superficie y la tensión superficial continúa disminuyendo. Eventualmente, se alcanza una concentración de surfactante, a la cual existen suficientes moléculas para saturar la

interfaz. Si la interfaz se satura a una dada concentración de surfactante, la tensión superficial permanece constante, a pesar de que se produzcan aumentos posteriores en dicha concentración. Conforme se incrementa la concentración del surfactante las moléculas tienden a agregarse. Por arriba de una concentración específica, llamada Concentración Micelar Crítica (CMC), una concentración adicional de surfactante resulta en la formación de micelas. La concentración de surfactante como monómeros esencialmente permanece constante cuando se sobrepasa la CMC. Esto es, si se agrega surfactante a concentraciones superiores de la CMC resulta en la formación de micelas adicionales, pero solo habrá un cambio muy pequeño en la concentración de monómeros. La temperatura y la concentración de sal así como la presencia de cationes divalentes o multivalentes tienen un efecto significativo en el tamaño de las micelas y en la CMC^{2, 10, 14}.

En el caso en el que el solvente sea agua, las micelas se forman con la porción de la cola dirigida hacia adentro y la porción de la cabeza (polar) hacia fuera. El agua será la fase continua, como se muestra en la parte derecha inferior de la Figura 2.4. Cuando se trata de un solvente hidrocarburo, la orientación de las moléculas del surfactante será al revés, como se indica en la parte de arriba del lado derecho de la Figura 2.4 y el hidrocarburo será la fase continúa¹³.

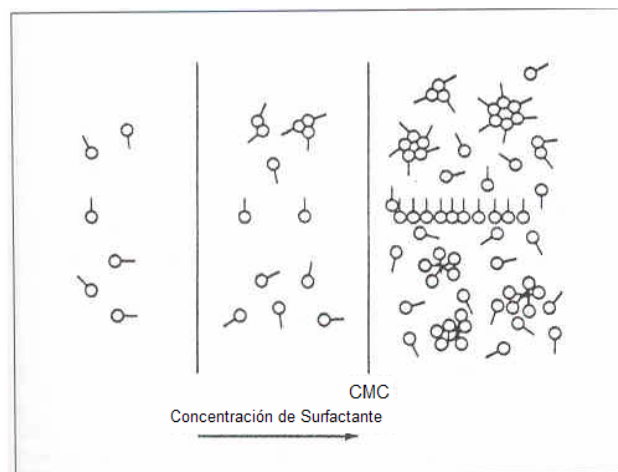


Fig. 2.4 Formación de micelas.

Bajo las condiciones adecuadas, cantidades significativas de aceite pueden solubilizarse en las micelas. Por lo tanto, mientras el aceite y el agua tienen una solubilidad limitada,

la adición de un surfactante a una concentración mayor que la CMC incrementa significativamente la solubilidad.

Tomando como ejemplo el dodecil bencen sulfonato de sodio que tiene 12 moléculas de carbono en su porción hidrofóbica, conforme este surfactante se agrega a una solución acuosa, la tensión interfacial comienza a disminuir linealmente con el logaritmo de la concentración del surfactante. Esto se muestra en la Figura 2.5. La tensión superficial entre el agua y el aire es de 0.076 N/m y con una concentración ligera de surfactante disuelta, se observa que ésta disminuye a un valor de 0.035 N/m. Es interesante resaltar que conforme se incrementa la concentración del surfactante hasta que se alcanza un valor de aproximadamente 100 $\mu\text{mole/l}$, adicionar mayor cantidad a la solución no disminuirá significativamente la tensión interfacial. De hecho, la curva mostrada indica una transición brusca entre la región de decrecimiento lineal de la tensión interfacial y la región donde la tensión interfacial permanece constante. Esta transición brusca entre las dos regiones se piensa que es la CMC. El concepto es que una vez que las micelas se empiezan a formar, la adición de más surfactante a la solución solamente resulta en la creación de más micelas mientras que la concentración de surfactante en la interfaz aceite/aire permanece constante, lo que explica por que la tensión interfacial no cambia⁸.

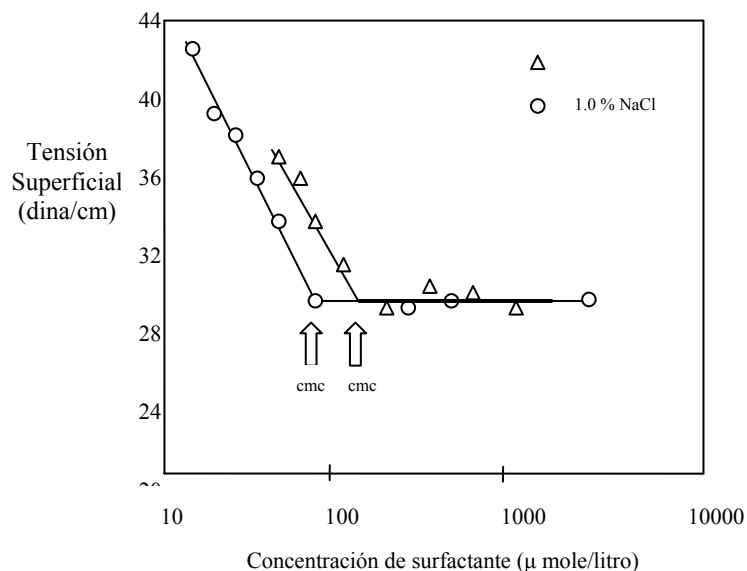


Fig. 2.5 Concentración Micelar Crítica del Dodecil Bencen Sulfonato de Sodio a partir de mediciones de IFT.

Considerando que la limitante principal del uso de surfactantes como Método de Recuperación Mejorada ha sido principalmente económica, el conocimiento de la CMC es de vital importancia para no estar utilizando más surfactante del necesario.

2.1.3 Surfactantes mas doble desplazamiento en yacimientos homogéneos

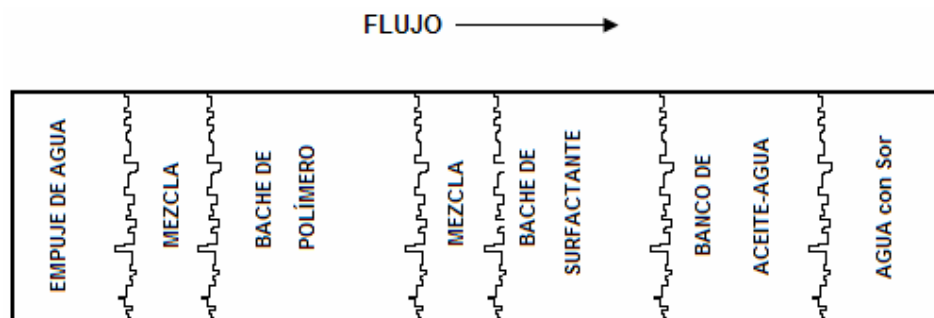
Al final de la inyección de agua o de gas, como primer desplazamiento, parte del aceite remanente permanece en forma discontinua dentro de los poros de la roca del yacimiento. Las fuerzas que principalmente actúan dentro del medio poroso son las fuerzas capilares, las fuerzas viscosas, el ángulo de contacto y la tensión interfacial. En un proceso de recuperación mejorada de aceite, la eficiencia en el desplazamiento microscópico se determina por la relación entre estas propiedades⁴.

Es importante mencionar que si la saturación de aceite remanente en el yacimiento es alta al inicio del proceso de recuperación mejorada, el desplazamiento será mas eficiente, al minimizar la cantidad de aceite movible atrapado en la roca. Por otra parte, en procesos donde la saturación de aceite es muy cercana a la residual al inicio del proceso, la fase desplazante primero deberá movilizar al aceite para formar un banco y después desplazarlo eficientemente hacia los pozos productores.

Se ha demostrado que el proceso de inyección de surfactantes tiene el mayor potencial en cuanto a la recuperación de aceite en la categoría de procesos de recuperación mejorada por inyección de químicos². En este proceso, el bache desplazante, también conocido como solución micelar, microemulsión, aceites solubles, etc., tiene una solubilidad limitada con el aceite y está diseñado para tener una tensión interfacial ultra baja que permita desplazar el aceite que permanece en el yacimiento después de un primer desplazamiento. Cuando esta solución entra en contacto con las gotas de aceite, las gotas que se encuentran bajo un gradiente de presión, se deforman como resultado de la disminución de la tensión interfacial y se desplazan a través de las gargantas del poro.

Tal como se observa en la Figura 2.6, generalmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un volumen determinado de solución de polímeros, además de que primero se inyecta agua con

varios aditivos para que fluya delante del tapón y poder protegerlo contra las sales minerales del agua de formación y evitar la adsorción *in situ* del surfactante en el medio poroso, por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes que provoquen la disminución en la eficiencia del bache. Otra solución a este problema también podría ser agregar al fluido inyectado un compuesto que remueva o secuestre los iones divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio^{6, 14}.



2.6 Esquema de una invasión con surfactantes

En estos procesos, los desplazamientos son inmiscibles; es decir, no existe una completa solubilidad entre la solución micelar y el aceite.

2.1.3.1 Razón de movilidad²

La movilidad de una fase (λ_j) se define como el cociente de la permeabilidad relativa (k_{rj}) y la viscosidad (μ_j) de dicha fase. La razón de movilidad, M , generalmente se define como la movilidad de la fase desplazante, λ_D , dividida entre la movilidad del fluido desplazado, λ_d . Este factor influye en la eficiencia de desplazamiento, esto es, en la eficiencia microscópica de desplazamiento del aceite dentro de los poros. En efecto, si $M > 1$, el fluido desplazante, por ejemplo el agua en una inyección de agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, el aceite. Esto no es deseable, porque el fluido desplazante fluirá, sobrepasando el fluido desplazado y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa. Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse $M < 1$, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable. Si $M > 1$, significa que se debe inyectar más fluido para alcanzar una determinada saturación de aceite remanente en los poros.

Similarmente a la eficiencia de desplazamiento, tanto la eficiencia de barrido areal como la de conformación (o eficiencia de barrido vertical) decrecen a medida que la razón de movilidad aumenta. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápidamente que el aceite, el desplazamiento es ineficiente también desde un punto de vista macroscópico.

La definición de M se vuelve complicada y arbitraria en el caso de los métodos de recuperación mejorada, los cuales son más complejos que una inyección de agua, aunque los conceptos básicos se mantienen válidos.

La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del aceite, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al aceite y disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante. Por esta razón, es conveniente hablar en término de movilidades. Los diferentes métodos de recuperación mejorada ayudan a lograr uno más de estos efectos.

2.1.3.2 Parámetros del yacimiento que afectan el proceso de inyección de surfactantes

Se ha estudiado la influencia que tiene el ambiente físico-químico de los yacimientos en los procesos de recuperación mejorada, y se ha demostrado que tanto la calidad del aceite, el agua intersticial, la geología/litología, la mineralogía y la temperatura del yacimiento, afectan grandemente la eficiencia de desplazamiento del bache de surfactantes.

2.1.3.2.1 Aceite

La calidad del aceite puede influir en el proceso de diferentes maneras. La viscosidad del aceite puede influenciar la selección del proceso. Una regla para la aplicación de este método es para los aceites que tienen una densidad API mayor a 20 ° y cuya viscosidad a condiciones de yacimiento es menor que los 100 centipoises.

El carácter químico del aceite es importante para la inyección de surfactantes. Este proceso requiere que la tensión interfacial entre el bache y los fluidos del yacimiento sea baja, por lo que es necesario conocer la naturaleza química del aceite para seleccionar el surfactante y la composición del bache.

2.1.3.2.2 Agua intersticial

Ciertos componentes químicos presentes en el agua intersticial de la formación pueden afectar grandemente el comportamiento de los químicos inyectados y la composición de esta agua puede variar considerablemente. La concentración de iones monovalentes o divalentes puede afectar la solución surfactante, y puede influenciar el comportamiento de la tensión interfacial, la viscosidad y la estabilidad de la fase de las soluciones, afectando la eficiencia de desplazamiento del bache de surfactante, así como influir notablemente en la movilización del aceite, la movilidad del surfactante y consecuentemente en el control de movilidad.

Hill y Colls⁶, han demostrado que existe una concentración óptima de cloruro de sodio para la disminución de la tensión interfacial en un sistema surfactante- aceite en particular. Si la concentración de cloruro de sodio llegara a cambiar por tener contacto con el agua intersticial, la tensión interfacial se podría incrementar y la eficiencia en la recuperación disminuiría.

Diferentes estudios han demostrado que los valores de tensión interfacial entre los aceites crudos y las salmueras son menores que los valores de tensión interfacial para los aceites parafínicos o aromáticos refinados.

2.1.3.2.3 Mineralogía

La inyección de químicos también puede ser afectada en forma importante por la mineralogía de la roca del yacimiento. La mineralogía influye en la disponibilidad de los iones divalentes y en la adsorción del surfactante en el medio poroso. Consecuentemente, disminuye la eficiencia del bache de desplazamiento y el control de movilidad.

2.1.3.2.4 Geología/litología

La naturaleza de la roca del yacimiento también puede ser una restricción ambiental para el éxito de la aplicación de la inyección química. Claramente, si el yacimiento es fracturado, los químicos inyectados pueden fluir a través de las fracturas con poca o nada de respuesta de la matriz. Si la permeabilidad del yacimiento es baja puede no ser posible inyectar la solución surfactante o polimérica a un gasto suficiente. En general, el factor de resistencia de los polímeros se incrementa inversamente con la permeabilidad, por lo que si se tiene una permeabilidad muy baja la resistencia puede ser prohibitiva para propósitos prácticos.

2.1.3.2.5 Temperatura

La temperatura del yacimiento es otro factor ambiental que puede afectar la inyección química. Mungan⁶ encontró que los procesos de inyección alcalinos son dependientes de la temperatura.

El aumento en la temperatura puede afectar de manera perjudicial la inyección de surfactantes. Dauben y Froning⁶, demostraron que, dependiendo de la concentración de sal, la separación de fases puede ocurrir a 150 °F con una solución que es estable a temperatura de laboratorio.

Un problema adicional que se presenta al incrementar la temperatura, es la estabilidad química de la solución de polímeros para los periodos de tiempo largos involucrados en el flujo del yacimiento. Por ello es recomendable realizar pruebas a condiciones de yacimiento.

2.1.3.3 Mojabilidad

La distribución de los fluidos en el medio poroso es afectada no solo por las fuerzas interfaciales entre los fluidos, sino también por las fuerzas superficiales entre el fluido/sólido. La mojabilidad es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a la superficie de un sólido en la presencia de un segundo fluido. Cuando dos fases

inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, normalmente una de ellas es más atraída por el sólido que la otra y se le llama fase mojante.

La mojabilidad de la roca afecta la saturación de los fluidos y las características de la permeabilidad relativa de un sistema roca/fluido. Un ejemplo simple del efecto de la saturación se presenta en la Figura 2.7, en la cual se muestra la saturación residual de aceite en una roca fuertemente mojada por agua y en una fuertemente mojada por aceite. La localización de una fase dentro de la estructura porosa depende de la mojabilidad de esa fase. Considerando el efecto de la mojabilidad en la distribución de los fluidos, es fácil racionalizar que las curvas de permeabilidad relativa dependen grandemente de la mojabilidad. También las rocas se sabe que pueden tener mojabilidad intermedia o mixta, esta puede ocurrir cuando ambas fases tienden a mojar al sólido, pero una fase es ligeramente mas atraída hacia la roca que la otra. La mojabilidad mixta resulta de la variación o la heterogeneidad en la composición química de la superficie de la roca expuesta o las superficies del material cementante de los poros. Debido a esto la mojabilidad puede variar de punto a punto.

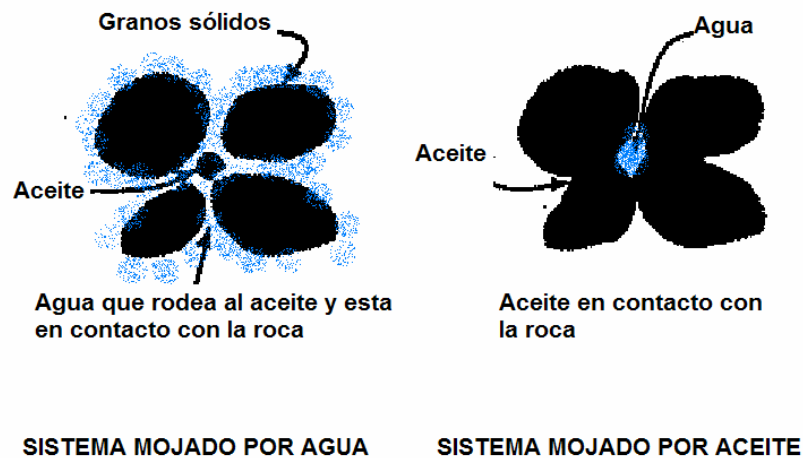


Fig. 2.7 Efecto de la mojabilidad sobre la saturación

La mojabilidad se puede tratar cuantitativamente examinando las fuerzas interfaciales que existen cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto con un sólido. La Figura 2.8 muestra una gota de agua en contacto con la superficie de una roca homogénea en la presencia de aceite. La gota de agua se extiende en la superficie del sólido mientras las fuerzas se balancean. La ecuación 2.1 representa el balance de fuerzas que actúa en el

punto de contacto de los dos fluidos con la superficie sólida, lo cual genera una tensión de adhesión.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta, \quad (2.1)$$

Donde σ_{os} , σ_{ws} y σ_{ow} son iguales a la tensión interfacial entre el sólido y el aceite, el agua y el sólido, y el agua y el aceite, respectivamente, en dinas/cm, y θ es el ángulo de contacto.

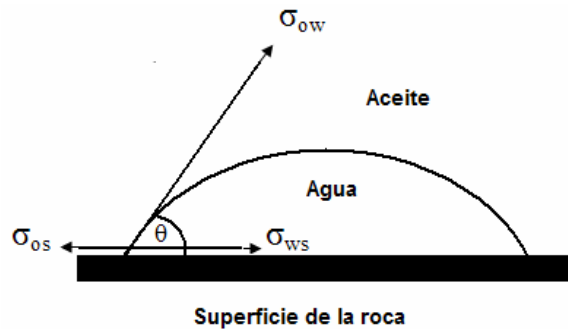


Fig. 2.8 Fuerzas interfaciales en una interfaz entre dos fluidos inmiscibles y un sólido

En general, σ_{os} y σ_{ws} no se pueden medir directamente. Sin embargo σ_{ow} y θ pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

Tal como se observa en la Figura 2.8 el ángulo de contacto θ se usa como una medida cualitativa de la mojabilidad. Para la Figura 2.8, el sólido es preferentemente mojado por agua si $\theta < 90^\circ$ y preferente mojado por aceite si $\theta > 90^\circ$. Un ángulo de contacto cercano a cero o con valor cero indica que el sólido es fuertemente mojado por agua, y si se acerca a 180° es fuertemente mojado por aceite. Por convención los ángulos de contacto se miden a través de la fase agua; si el ángulo de contacto se mide a través del aceite, entonces se aplica la inversa de las reglas. La mojabilidad intermedia se presenta cuando el ángulo de contacto es cercano o igual a 90° .

De lo anterior puede inferirse que el ángulo de contacto además de ser una medida de la mojabilidad de una superficie sólida, también muestra el efecto de histéresis en el cual el ángulo depende de si la interfase aumenta o disminuye. En síntesis, la mojabilidad es también una función de la fase inicialmente presente en la roca.

Aunque la mojabilidad de una roca en un yacimiento de aceite es muy difícil de determinar, con base en experimentos cuidadosamente controlados se puede decir que los yacimientos pueden ser mojados por agua y por aceite.

Algunos de los factores que pueden ser afectados por la mojabilidad son la localización y la saturación de agua irreductible, la distribución de los fluidos en el yacimiento. Esto es, la localización del aceite y del agua en el espacio poroso, el valor y la localización del aceite residual y el mecanismo de desplazamiento.

2.1.3.4 Número Capilar

Dentro del medio poroso, las fuerzas que principalmente actúan son las fuerzas capilares y las viscosas. Varios autores, han sugerido un parámetro adimensional, que relaciona estas propiedades, ecuación 2.2, el cual se conoce como número capilar.

$$N_c = \left(\frac{\mu v}{\sigma \cos \theta} \right), \quad (2.2)$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del líquido, v es la velocidad, θ es el ángulo de contacto y σ es la tensión interfacial entre la fase agua y la fase aceite.

Generalmente se reconoce que al final de la inyección de agua o de gas, el valor del número capilar es de alrededor de 10^{-6} . Con la finalidad de recuperar una mayor cantidad de aceite utilizando los procesos de inyección de químicos, el número capilar se debe de incrementar hasta un valor de alrededor de 10^{-3} a 10^{-2} . Bajo condiciones de yacimiento prácticas, este cambio de magnitud del orden de entre tres y cuatro del número capilar se puede conseguir disminuyendo la tensión interfacial en la interfaz aceite/salmuera. Generalmente, la tensión interfacial entre el aceite/salmuera puede ser del rango de entre 20 y 30 dinas/cm. Usando un sistema de surfactante apropiado, esta tensión interfacial se puede reducir hasta un valor de 10^{-3} o 10^{-4} bajo ciertas condiciones. En otras palabras, si consideramos la tensión interfacial en la interfaz aceite/matriz como el factor más importante para resistir la deformación de la gota durante su paso a través de los canales de la roca, la reducción en la tensión interfacial disminuye la resistencia a la deformación.

Una solución de surfactante es capaz de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el aceite y por lo tanto permite que el aceite atrapado se mueva libremente fuera de la matriz rocosa del yacimiento. La medición de la tensión interfacial para diferentes condiciones, es esencial para evaluar la técnica de la inyección de surfactantes como una técnica de recuperación mejorada viable.

2.2 TENSION INTERFACIAL

2.2.1 Física

2.2.1.1 Interfaz

Un sistema formado por dos fases A y B, tiene una zona de contacto θ entre ambas fases, tal como se muestra en la Figura 2.9. En la región θ las moléculas tienen un entorno molecular distinto a las moléculas que se encuentran en el interior de cada una de las fases. A la zona de contacto θ , se le denomina interfaz o capa superficial. Su espesor abarca entre diez y cientos de angstroms y se considera como una zona de transición. En esta región la concentración varía desde aquella que corresponde a la fase A hasta la que caracteriza a la fase B¹⁷.

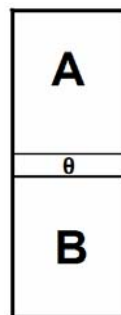


Fig. 2.9. Sistema bifásico, capa superficial θ entre dos fases A y B.

Dependiendo del estado de agregación en que se encuentra la materia, podemos distinguir diferentes tipos de capas superficiales, entre las cuales se encuentran: sólido-sólido, sólido-líquido y líquido-líquido. En este trabajo el término superficie se utiliza para denotar la interfaz sólido-gas y líquido-gas.

2.2.1.2 Definición de Tensión Interfacial y Superficial

Siempre que dos fases inmiscibles coexistan en un medio poroso, la energía de superficie relacionada a las interfaces tiene una gran influencia sobre la saturación, distribución y desplazamiento de las fases en el medio poroso. Como se muestra en la Figura 2.10, el agua coexiste con el aceite en el medio poroso aunque el yacimiento no haya sido sometido a inyección de agua o haya tenido empuje de un acuífero. Aunque el agua esté inmóvil dentro del medio poroso, las fuerzas interfaciales pueden afectar el comportamiento de los procesos de flujo subsecuentes. En el caso en que a un yacimiento se le haya inyectado agua o haya existido avance del acuífero dentro del yacimiento, la saturación de agua va a ser mayor y el agua será movable.

En la mayoría de los procesos de recuperación mejorada se utilizan fluidos que no son completamente miscibles con el aceite o con el agua del yacimiento, por lo que las fuerzas interfaciales deben estudiarse para determinar su importancia en la recuperación de aceite².

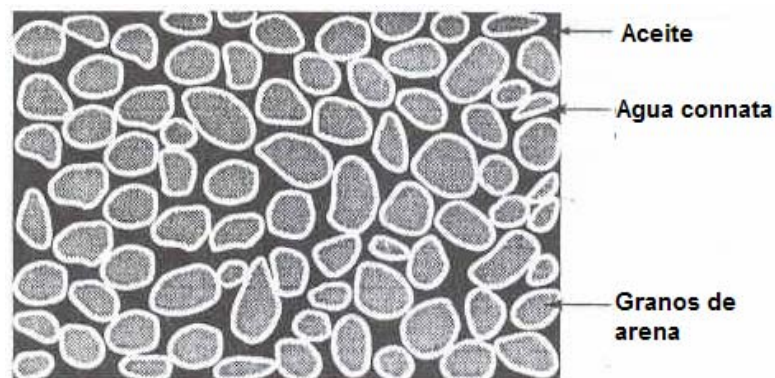


Fig.2.10. Distribución del aceite y el agua dentro del medio poroso.

El origen de la tensión interfacial puede ser visualizarse analizando las moléculas en un líquido. En la Figura 2.11, se muestra una superficie líquida donde A, B y C representan moléculas del líquido. Las fuerzas de cohesión entre las moléculas en todo el sistema son iguales, excepto en aquellas que están en la región interfacial o cerca de ella como las moléculas B y C. Este desequilibrio empuja a estas moléculas hacia el interior del líquido. La fuerza de contracción en la superficie es conocida como tensión superficial. Físicamente, la tensión interfacial puede definirse como la suma de las fuerzas de contracción que actúan paralelamente a la superficie.

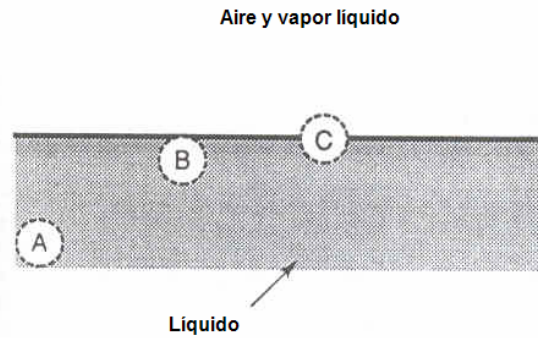


Fig. 2.11. Superficie líquida indicando la posición de las moléculas.

Esta fuerza de superficie, la cual es una fuerza de tensión, se cuantifica en términos de tensión superficial, σ , la fuerza que actúa en el plano de la superficie por unidad de longitud de la superficie. La tensión superficial puede visualizarse como se muestra en la Figura 2.12, donde la fuerza F está actuando normalmente a la superficie del líquido de longitud L^2 .

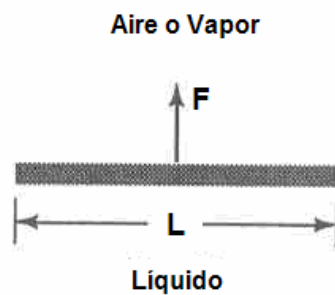


Fig. 2.12. Superficie líquida, Fuerza y Longitud utilizadas en la definición de Tensión Interfacial.

La fuerza por unidad de longitud, F/L , requerida para crear área de superficie adicional, es la tensión superficial, normalmente expresada en dinas/cm. La tensión superficial está relacionada al trabajo requerido para crear área de superficie nueva. Se supone que la fuerza F de la Figura 2.12 se desplaza una distancia dx , creando una superficie nueva de magnitud Ldx . El trabajo realizado puede expresarse como:

$$W = Fdx \quad \text{ó} \quad W = \sigma dA, \tag{2.3}$$

Donde F = fuerza aplicada a la superficie, dinas; L = longitud sobre la que se aplicó la fuerza, cm.; σ = Tensión interfacial, F/L , dinas/cm; y dA = nueva área superficial, Ldx , cm^2 . De la expresión anterior se concluye que el trabajo necesario para crear superficie

adicional es directamente proporcional a la tensión superficial. A partir de este argumento, σdA también puede representar el término de energía superficial.

El termino “tensión superficial” comúnmente se reserva para el caso específico en que la superficie sea entre un líquido y su vapor o el aire. Si la superficie es entre dos fluidos diferentes, o entre un líquido y un sólido, el término que se utiliza es el de “tensión interfacial”. La tensión superficial entre el agua y el aire a temperatura ambiente es de alrededor de 73 dinas/cm. La tensión interfacial entre el agua e hidrocarburos puros es de alrededor de 30 a 50 dinas/cm. Las mezclas de hidrocarburos como los aceites crudos tienen tensiones interfaciales menores, dependiendo de la naturaleza y complejidad de los líquidos.

Se han efectuado un gran número de experimentos para estudiar la variación de la tensión interfacial como función de diferentes parámetros, incluyendo la temperatura, la presión, la concentración de surfactante y la salinidad.

Al-Sahhaf y Suttar⁴, demostraron que la tensión interfacial disminuye al incrementarse la temperatura y la salinidad, se incrementa al aumentar la presión, y disminuye exponencialmente al incrementar la concentración del surfactante, Figuras 2.13 y 2.14.

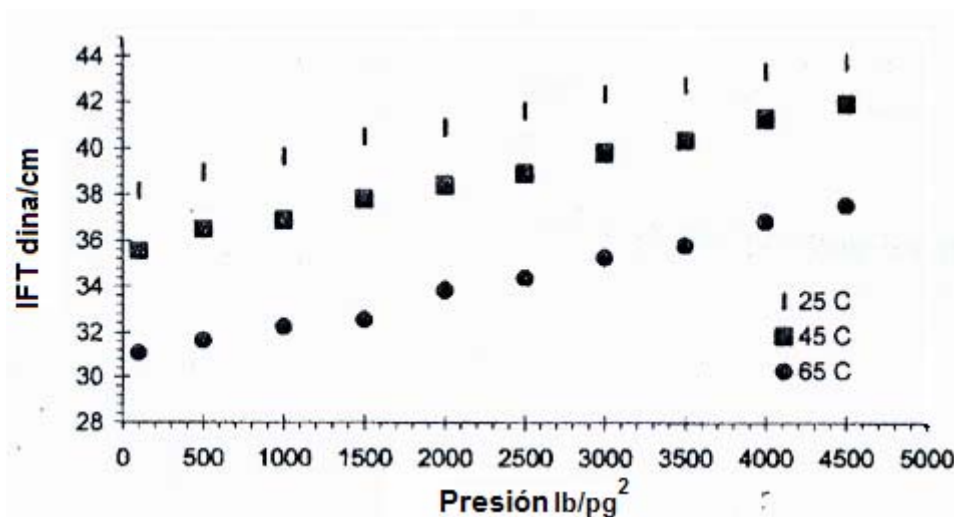


Fig. 2.13. Efecto de la presión y la temperatura sobre la Tensión interfacial. (Al-Sahhaf y Suttar⁴).

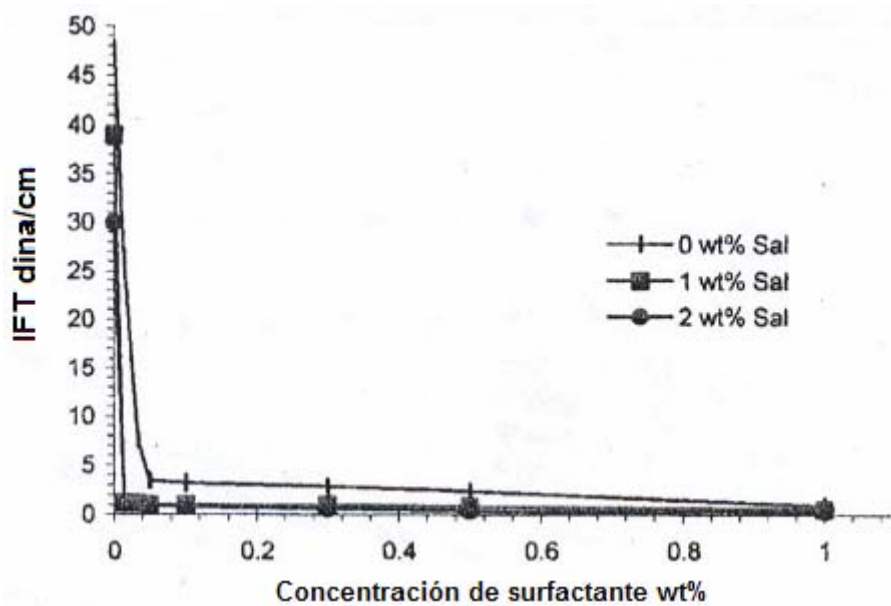


Fig. 2.14. Variación de la tensión interfacial con la concentración de surfactante a 500 lb/pg² y 50 °C a tres diferentes concentraciones de NaCl. (Al-Sahhaf y Suttar⁴).

2.2.2 Método de la gota colgante

Durante el siglo pasado se desarrollaron numerosas técnicas para la medición de la tensión superficial e interfacial entre dos fases inmiscibles. Estas técnicas pueden variar en precisión, manejo de equipo, control de temperatura o cantidad de sustancia requerida. Existe una clasificación general de tales métodos. Estos son los estáticos, semiestáticos y dinámicos¹⁶.

Dentro de los métodos estáticos se encuentra el método del ascenso capilar, los métodos basados en la forma de una gota y el método de dispersión luminosa. El método del peso o volumen de una gota, los métodos basados en la ruptura de la interfaz y el método de presión máxima en una gota, están dentro del grupo de los métodos semiestáticos. Los métodos dinámicos estudian los efectos de envejecimiento y relajación en superficies a tiempos muy cortos. Desafortunadamente se aplican raramente para la medición de la tensión interfacial. Entre éstos se encuentran el método de las ondas capilares, el método del chorro oscilante y el método de las gotas oscilantes.

Considerando que el método de la gota colgante permite el estudio continuo del fenómeno interfacial, además de la posibilidad de experimentar a diferentes presiones y temperaturas, se decidió utilizar este método para la medición de la tensión interfacial a condiciones de yacimiento del sistema agua con surfactante/aceite¹⁷.

Este método involucra la formación de una gota de aceite sobre la punta de un tubo capilar, ambos inmersos en otro fluido. La gota se verá deformada por efectos de la gravedad conformando una geometría específica para cada líquido. Es decir, formará un perfil. Esta gota se fotografía y a partir de sus dimensiones y de parámetros adimensionales que describen su forma, se estima la tensión interfacial.

Una característica importante del método de la gota pendiente es que la gota no se encuentra en movimiento, por lo que la viscosidad y la inercia no tienen un papel importante en la determinación de su forma, lo que significa que la tensión interfacial y la fuerza de gravedad son las únicas fuerzas que intervienen para darle forma al perfil de la gota pendiente. La tensión interfacial al ser una propiedad de la química de superficies intenta dar a la gota una forma esférica, esto con el objetivo de minimizar la energía libre requerida para formar una interfaz. Sin embargo, el efecto de la gravedad hace que se distorsione la gota pendiente, adquiriendo formas como la de una pera o una lágrima. Cuando los efectos gravitacionales y de tensión interfacial son comparables, entonces, se puede determinar la tensión interfacial mediante el análisis de la forma de la gota¹⁵.

En aplicaciones de la técnica de la gota colgante, se han desarrollado algunos métodos como el de factor de forma y el método de regresión, para obtener información de la tensión interfacial a partir de la forma de las gotas colgantes.

En este trabajo, se utilizó el método del factor de forma, que utiliza un polinomio para obtener la tensión interfacial a partir de la forma de la gota y la diferencia de densidad de los dos medios.

En este método se calcula la tensión interfacial con base en la ecuación siguiente⁴:

$$\sigma = \frac{1}{H\Delta\rho g [d_e]^2}, \quad (2.4)$$

donde:

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre las dos fases en g/cm^3 .

d_e = diámetro máximo de la gota en cm.

g = constante gravitacional en el punto de medición en cm/s^2 .

$1/H$ = factor de forma basado en la relación de $d_s/d_e=S$.

d_s = diámetro del tubo capilar en cm.

El diámetro máximo de la gota (d_e) y el diámetro (d_s) en un plano seleccionado a una distancia d_e del vértice a la cima de la gota, son obtenidos a partir de los datos experimentales, Figura 2.15., Misak¹⁵ realizó un polinomio para obtener el factor de forma $1/H$ a través del cociente de la gota pendiente (S) y mediante el ajuste polinomial de seis constantes ($a, B_0, B_1, B_2, B_3, B_4$).

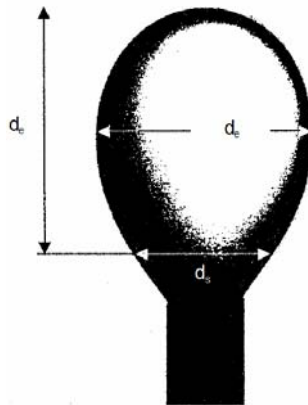


Fig. 2.15. Dimensiones de la gota para el cálculo de la tensión interfacial

En la ecuación 2.5 se presenta el polinomio realizado por Misak y en la Tabla 2.1 se presentan los valores de las constantes dependiendo del intervalo en el que se encuentre el valor de S ¹⁵.

$$\frac{1}{H} = \frac{B_4}{S^a} + B_3 S^3 - B^2 S^2 + B_1 S - B_0, \quad (2.5)$$

Tabla 2.1. Valores de las constantes para la formación de una gota pendiente que ajusta en un factor de forma S de una gota pendiente.

Intervalo de S	a	B ₄	B ₃	B ₂	B ₁	B ₀
0.40001 - 0.46000 ± 0.00006	2.56651	0.32720	0.000	0.97553	0.84059	0.18069
0.46001 - 0.59000 ± 0.00006	2.59725	0.31968	0.000	0.46898	0.50059	0.13261
0.59001 - 0.68000 ± 0.00006	2.62435	0.31522	0.000	0.11714	0.15756	0.05285
0.68001 - 0.90000 ± 0.00006	2.64267	0.31345	0.000	0.09155	0.14701	0.05877
0.90001 - 1.00000 ± 0.00006	2.84636	0.30715	-0.69116	-1.08315	-0.18341	-0.20970

Este método se programó en Fortran (ver Apéndice A).

3 DISEÑOS Y CONSTRUCCIÓN DE EQUIPOS

3.1 Diseño

Para la medición de la tensión interfacial mediante el método de la gota colgante se diseñó un dispositivo que consta de cuatro componentes básicos: una celda de visualización para crear la gota, un sistema óptico para capturar la imagen, un sistema de control de presión y temperatura y una computadora para digitalizar y procesar la imagen.

Para el diseño de la celda de visualización se consideraron varios aspectos importantes para la medición. En primer lugar las mediciones de tensión interfacial se querían realizar a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento, por lo que la celda debía resistir temperaturas de alrededor de 150°C y presiones de entre 0 y 5000 lb/pg². Además de que se requiere tener un estricto control sobre estos parámetros.

Otros aspectos importantes a considerar fueron el acceso visual para la adecuada toma de fotografías, el control sobre los fluidos inyectados a la celda, el posible cambio de la tensión interfacial con el tiempo (precipitación de asfaltenos) y la resistencia a la corrosión.

Teniendo en mente estas necesidades, se diseñó una celda cuyo esquema se muestra a continuación, Figuras 3.1 y 3.2.

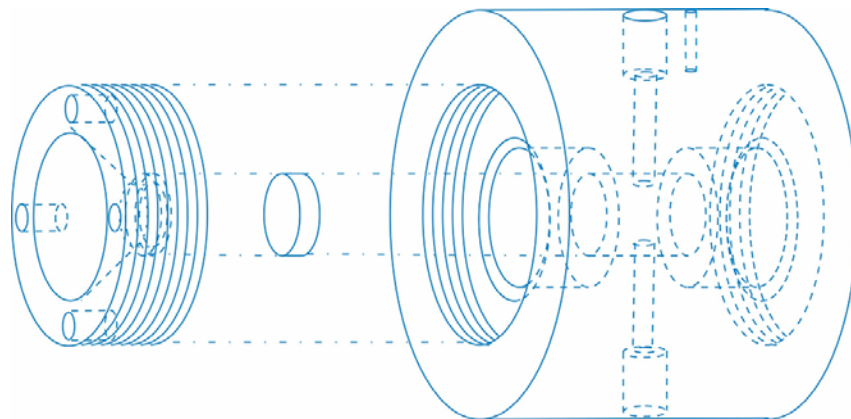


Fig. 3.1 Vista lateral de la celda

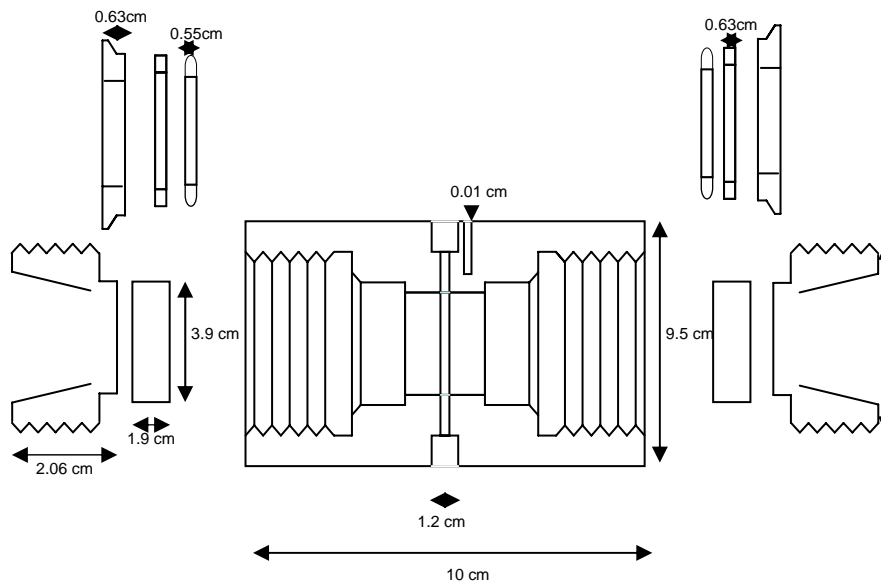


Fig. 3.2 Corte transversal y medidas de la celda de visualización

El sistema de control de presión se diseñó considerando que el sistema se debía mantener a las condiciones de yacimiento, para que el aceite inyectado no liberara compuestos ligeros, además de que solo se inyectarían volúmenes muy pequeños de aceite.

Con el fin de evitar la precipitación de parafinas, el diseño del control de temperatura se efectuó considerando que la temperatura del sistema siempre debía ser igual a la del yacimiento (100 °C).

Para obtener una buena definición del perfil de la gota, el sistema óptico del dispositivo se pensó que debía permitir la toma de imágenes con una muy buena resolución.

Y por último, el diseño del sistema de procesamiento de imágenes se generó a partir de la necesidad de obtener la medición de algunos parámetros de las gotas y la solución de una ecuación para determinar la tensión interfacial.

3.2 *Ensamble*

El ensamble del sistema para medir la tensión interfacial, se llevó a cabo a partir del diseño donde se consideran todos los aspectos que involucra la medición de la tensión interfacial a condiciones de yacimiento, empleando el método de la gota colgante.

La celda de visualización se construyó en parte en el laboratorio de recuperación de hidrocarburos del Instituto Mexicano del Petróleo y parte se mandó a maquinar en un taller. Las mirillas se construyeron en “fused silica”, con biseles de 45 grados y tolerancia de 0.01 milímetros, la elaboración de éstas se llevo a cabo en el Centro de Investigaciones en Óptica (CIO).

El sistema de control de presión consta de dos bombas con capacidad de hasta 10,000 lb/pg². Una de estas se encuentra conectada a un cilindro que contiene el aceite a condiciones de yacimiento, que se bombeará a través de una línea de acero que está conectada a un tubo de 1/16 pg (0.047 pg. d.i.; 0.065pg. d.e.), el cual se introduce por una pared de la celda y se adapta a ella por medio de un conector de cobre. La otra bomba está conectada a un cilindro que contiene el agua con surfactante que se inyectará, conectando la línea de acero a una de las paredes de la celda mediante otro conector de cobre. Un aspecto que se consideró importante fue la buena calibración entre ambas bombas, por lo que se decidió comunicarlas mediante una línea de acero y una válvula que permitiera que las dos se equilibraran. Se instalaron válvulas entre el conector de cobre y las líneas de acero con el fin de tener un control mejor sobre la presión del sistema y la inyección de los fluidos.

El sistema de control de temperatura consta de un pozo térmico de un milímetro de diámetro dentro de la celda, un dispositivo electrónico de control y una cinta de calentamiento por efecto Joule. El pozo térmico es una perforación delgada que se realiza en la celda hasta casi llegar a la cavidad donde se lleva a cabo el experimento, a través de la cual se introduce el termopar, la cual no debilita mecánicamente a la celda. La celda de visualización se cubre con la cinta de calentamiento que se conecta al dispositivo electrónico, que a su vez está conectado al pozo térmico con el fin de censar y controlar la temperatura durante todo el experimento.

La imagen de la gota se obtuvo mediante una cámara digital y un lente macro 2x. Fue necesario el uso de una fuente de iluminación externa para optimizar la calidad de las fotografías. La cámara fotográfica se colocó lo más cerca de una de las mirillas de la celda de visualización, realizando la iluminación utilizando un foco de 75 watts colocado detrás de la otra mirilla de la celda.

Ya que se contaba con todos los componentes del dispositivo, la celda se colocó en una mesa antivibraciones y se conectaron los demás componentes, Figura 3.3.

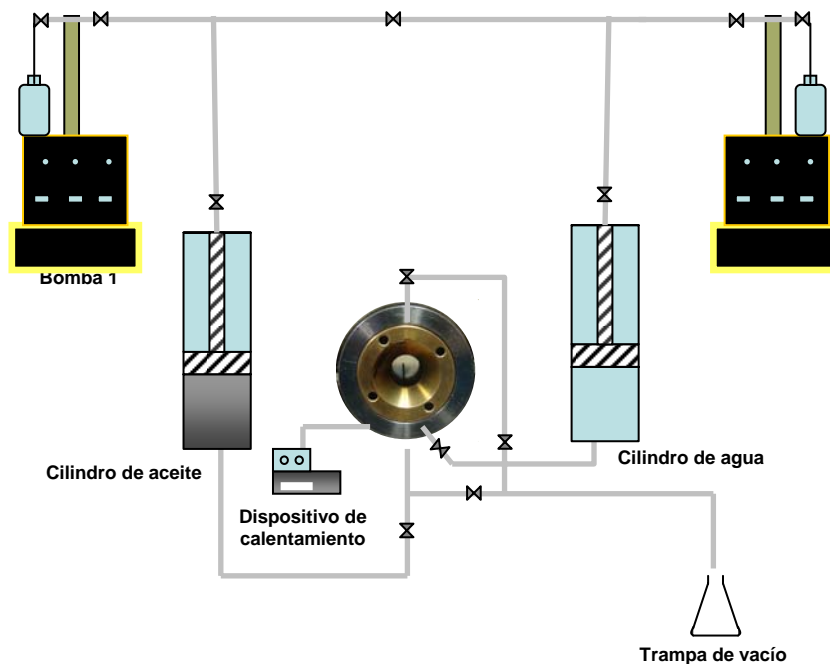


Fig. 3.3. Esquema del dispositivo para la medición de la tensión interfacial

A continuación se describe el procedimiento para la formación de la gota y la toma de fotografías.

El primer paso fue llenar la celda de visualización con el agua con surfactante. Para retirar el aire que pudiera estar dentro de la celda, se abrió la válvula de vacío ubicada en su parte superior. Después se cerró y se elevó la presión a 500 lb/pg^2 , para asegurarse que la celda estaba completamente llena de agua, Figura 3.3.a.

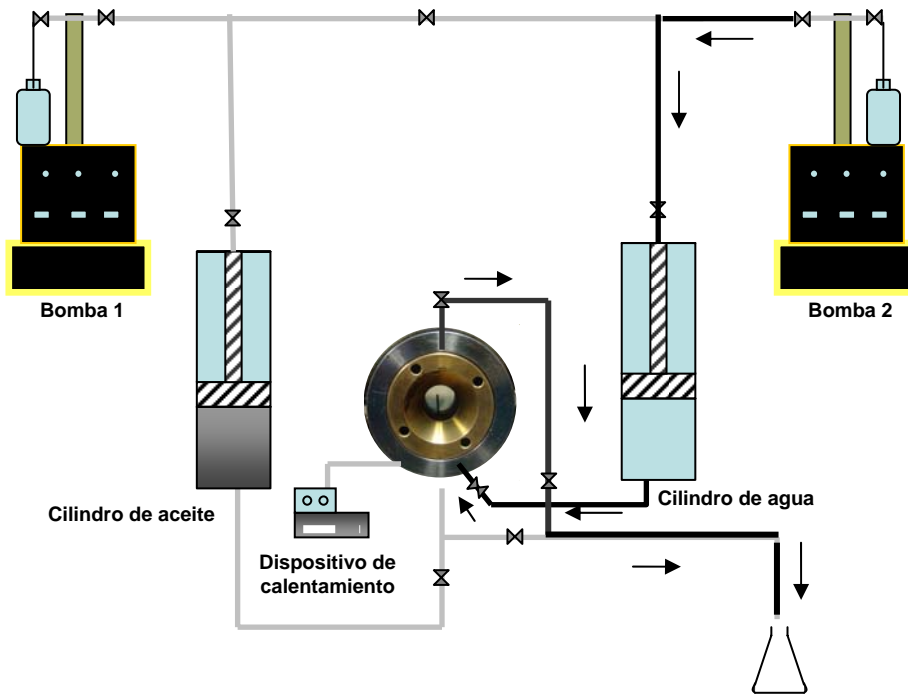


Fig. 3.3.a. Dispositivo para el llenado de la celda con agua con surfactante

Después se calentó la celda a la temperatura de yacimiento activando el dispositivo electrónico, manteniendo estas condiciones durante varias horas para asegurar que se había alcanzado el equilibrio térmico, Figura 3.3.b.

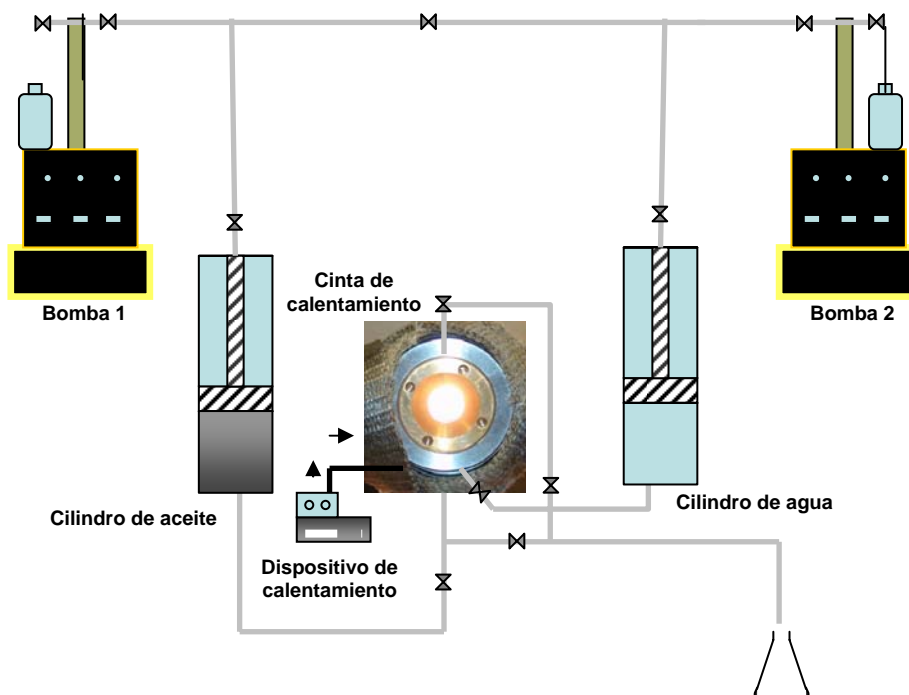


Fig. 3.3.b. Dispositivo durante el calentamiento de la celda

El tercer paso fue abrir la válvula que comunicaba las dos bombas para lograr que la presión se igualara y mantener todo el sistema a la misma presión, Figura 3.3.c.

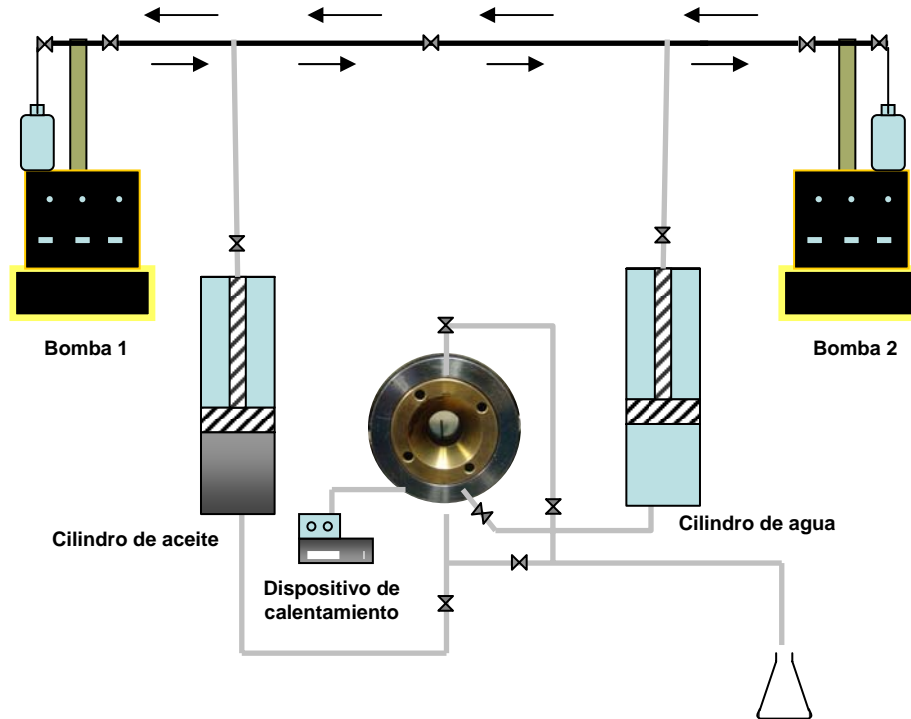


Fig. 3.3.c. Dispositivo durante el equilibrio de presión entre las dos bombas.

Una vez que se tenía todo el sistema estable a la presión y a la temperatura de yacimiento, se empezó a inyectar el aceite con un gasto pequeño, para formar la gota dentro de la celda, Figura 3.3.d.

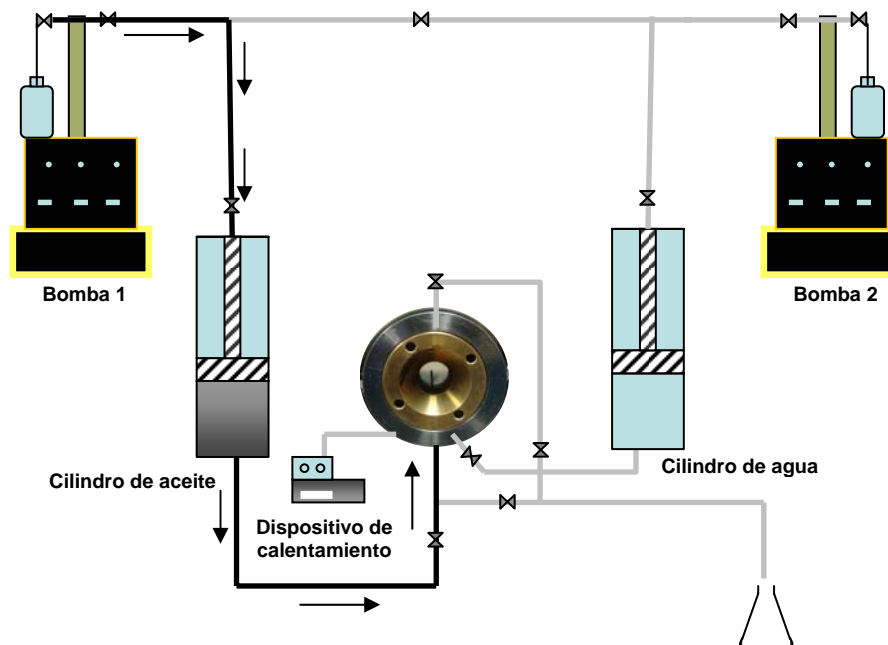


Fig. 3.3.d. Dispositivo durante la inyección de aceite para la formación de la gota.

Una vez formada la gota de aceite dentro de la celda se procedió a tomar las imágenes fotográficas.

En las pruebas se inyectaron más de dos gotas para tener un valor de la tensión interfacial promedio. Cuando se inyectaban mas de dos gotas al sistema, con el fin de evitar la precipitación de asfaltenos dentro del medio acuoso que pudieran influir en el valor de la tensión interfacial de las mediciones posteriores, se extrajo el aceite depositado en la parte superior de la celda abriendo la válvula de vacío y al mismo tiempo inyectando más agua para que las condiciones fueran las mismas durante toda la prueba, Figura 3.3.e.

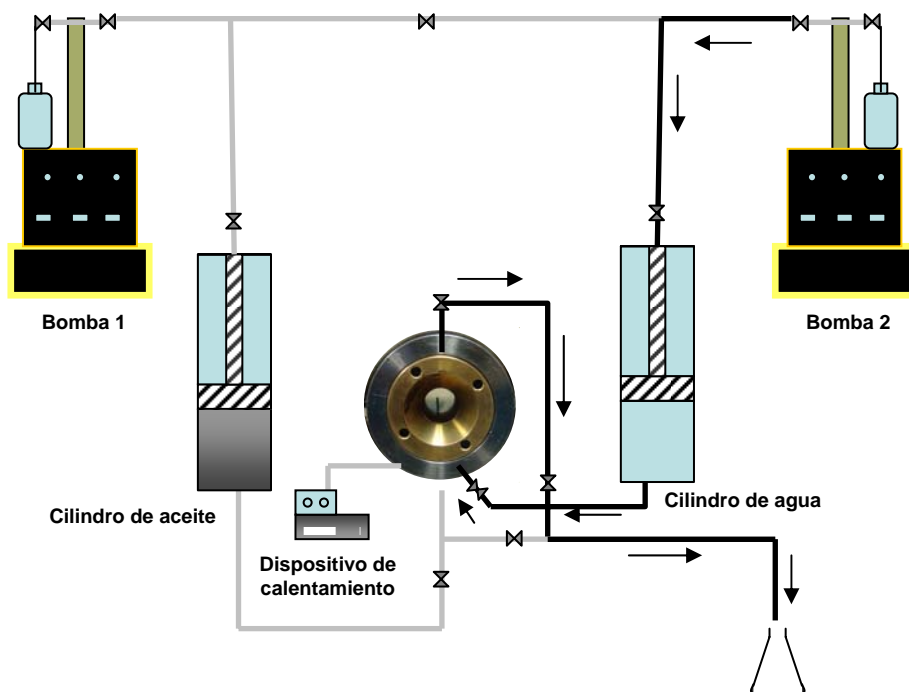


Fig. 3.3.e. Dispositivo durante la extracción del aceite inyectado de la celda.

Cabe mencionar que la celda fue limpiada totalmente al concluir cada prueba, por lo que la celda se vació abriendo la válvula de vacío conectada a uno de los lados de la celda, se desarmó y se limpió totalmente, Figura 3.3.f.

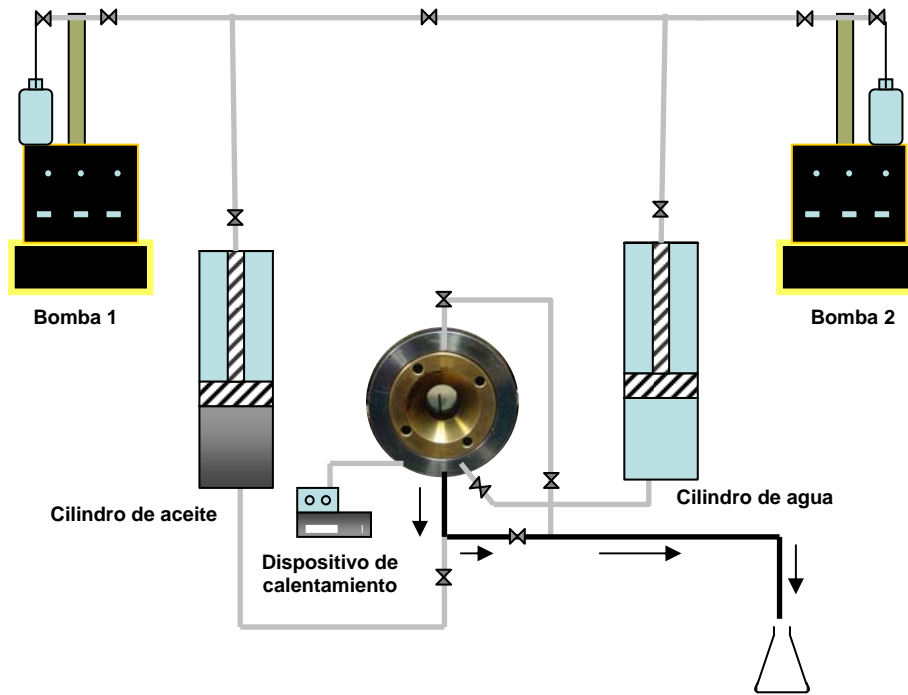


Fig. 3.3.f. Dispositivo durante la limpieza de la celda

La Figura 3.4 muestra imágenes fotográficas del dispositivo y la gota.

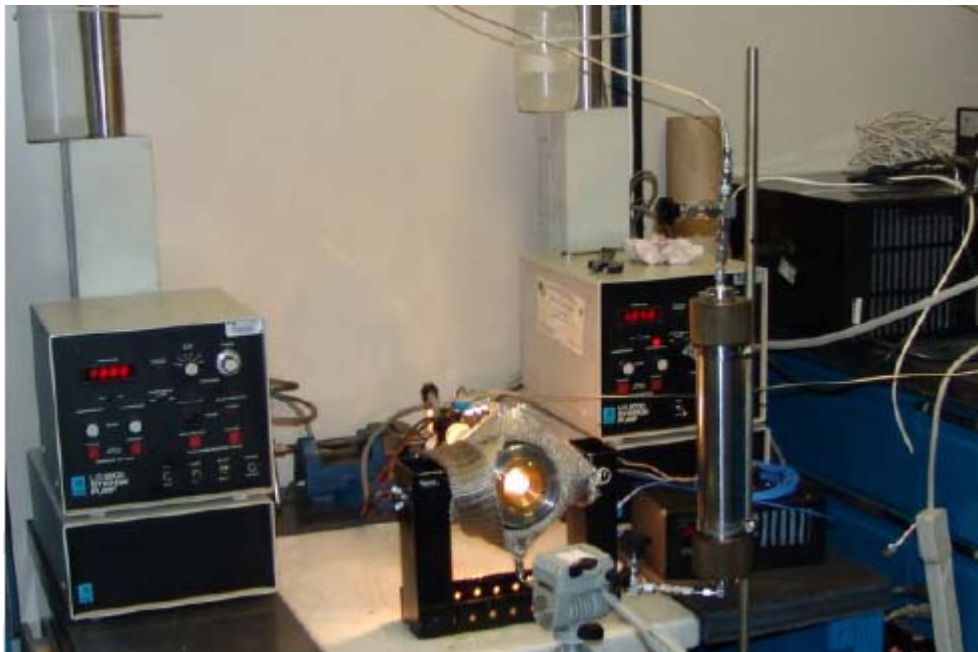


Fig. 3.4.a Vista general del dispositivo para la medición de tensión interfacial

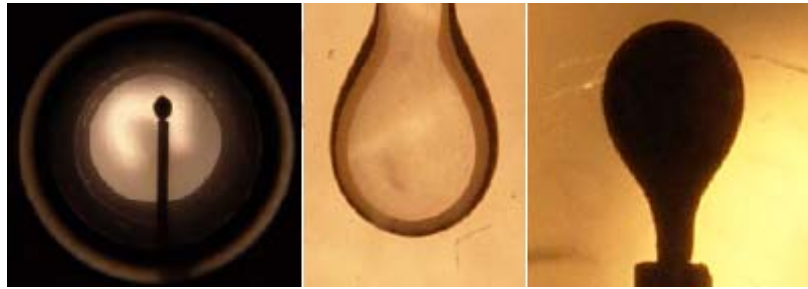


Fig. 3.4.b Imágenes de la gota para casos gas-líquido y líquido-líquido

Una vez grabadas las gotas, se procedió a la digitalización de imágenes. Para ello se utilizó una computadora con un programa que permite abrir archivos *.SRF, los cuales guardan la imagen sin filtrar. Posteriormente la imagen se trabajó en Corel Photo Paint para procesar la imagen, limpiarla de manchas, ajustarle el brillo, el contraste y la intensidad, recortarla y convertirla en un contorno de gota que permitiera obtener el diámetro máximo de la gota (d_e) y el diámetro (d_s), Fig. 2.15. Estos valores, la diferencia de densidades y la constante gravitacional, se introducen al programa que calcula la tensión interfacial con el procedimiento del factor de forma (ver Apéndice A).

3.3 Calibración, análisis y resultados

La primera medición que se realizó a fin de probar la eficiencia del sistema y del programa de cómputo, fue la del sistema agua-aire a condiciones de laboratorio (25 °C y 14.69 lb/pg²). El resultado obtenido de este experimento fue de 69 mN/m, con un rango de error del 4% con respecto al valor de referencia de 72 mN/m¹⁷.

Para el estudio de la tensión interfacial aceite-agua surfactada, se utilizó agua destilada, un surfactante aniónico (dodecil bencen sulfonato de sodio) y aceite vivo de 19 °API de un yacimiento de calizas de la Región Marina, que se encuentra a 1200 lb/pg² y 100 °C.

En este proyecto se midió la tensión interfacial entre el sistema agua más surfactante/aceite, variando únicamente la concentración del surfactante, ya que la presión y la temperatura siempre se mantuvieron constantes. Cabe mencionar que la tensión interfacial únicamente se midió al primer contacto. Es decir, no se midió la tensión interfacial dinámica (cambio con el tiempo) ya que esta medición involucraba el

análisis de otros parámetros que afectan la tensión interfacial, como la posible formación de asfaltenos en el sistema que provocan un cambio en el PH o en la salinidad del sistema.

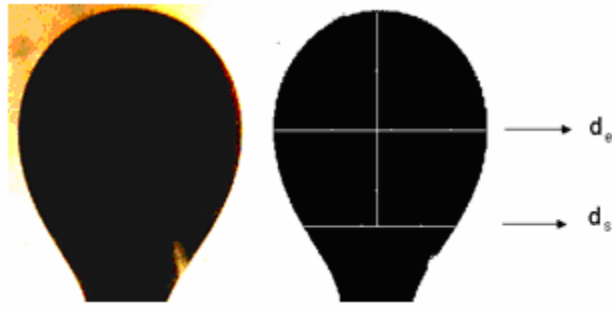
Se realizaron seis pruebas a diferentes concentraciones de surfactante. La primera prueba se efectuó sin agregar surfactante al agua, con el fin de tener este valor de tensión interfacial como punto de referencia de la variación con respecto a la concentración. En las mediciones posteriores se varió la concentración de surfactante en 1gr por litro, 2.5 gr por litro, 3.5 gr por litro, 5 gr por litro y 10 gr por litro.

Como ya se mencionó anteriormente para la medición de la tensión interfacial se utilizó un programa de cómputo que se desarrolló, programando el método del factor de forma, donde se relacionan algunas medidas de la gota, la diferencia de densidades de las dos fases, la constante gravitacional y el error experimental.

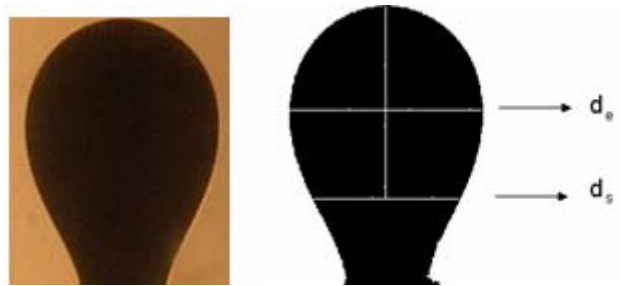
Para la obtención de las medidas de las gotas se procesaron las fotografías, con el fin de definir el contorno de la gota y obtener tanto el diámetro máximo de la gota (d_e) como el diámetro (d_s). También fue necesario medir el diámetro del tubo de acero (d_t) para relacionar esta medida en pixeles con el valor del diámetro externo conocido en pulgadas (0.065pg.o.d.) y a partir de esta relación obtener el diámetro d_e y d_s en unidades cgs.

A continuación se presentan las imágenes obtenidas a las diferentes concentraciones de surfactante, así como la imagen de donde se obtuvieron las medidas de los diámetros de interés. Cabe mencionar que las imágenes de las gotas que se utilizaron para la medición son las que se capturaron un instante antes de que la gota se despegara del tubo de acero, es decir, cuando la gota se encontraba en su elongación máxima.

En el primer experimento sin surfactante en el sistema, se obtuvo la imagen siguiente.



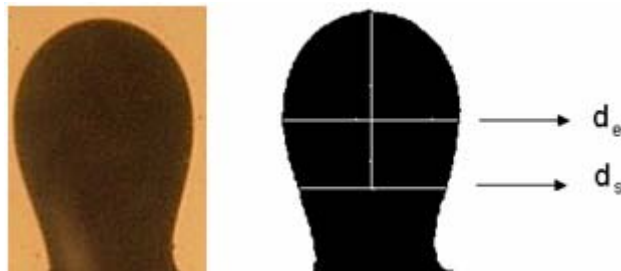
Con una concentración de un gramo de surfactante por un litro de agua.



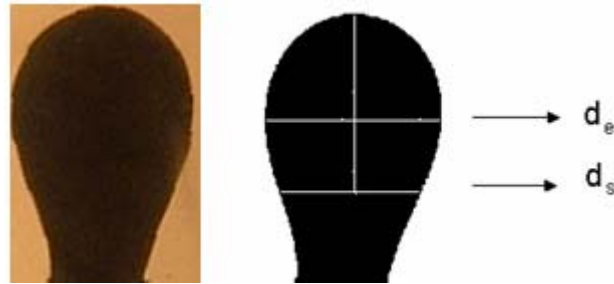
Con la concentración de 2.5 gramos de surfactante por un litro de agua.



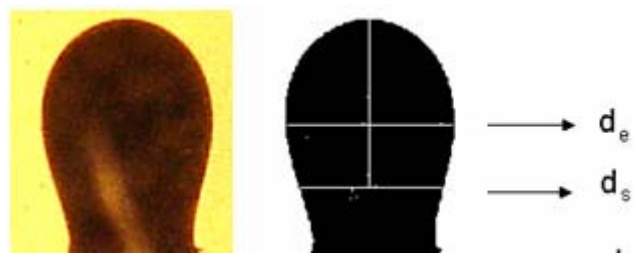
Con la concentración de 3.5 gramos de surfactante por un litro de agua.



Con la concentración de 5 gramos por un litro de agua.



Con la concentración de 10 gr por un litro de agua.



En la Tabla 3.1 se muestran las medidas obtenidas de la imagen de la gota en unidades cgs.

Tabla 3.1. Diámetros obtenidos de las gotas a diferentes concentraciones de surfactante.

Concentración (gr)	d_e (cm)	d_s (cm)	d_t (cm)
0	0.4610	0.3304	0.15875
1	0.3025	0.2306	0.15875
2.5	0.2355	0.1909	0.15875
3.5	0.2105	0.1766	0.15875
5	0.2188	0.1762	0.15875
10	0.2066	0.1779	0.15875

Como se puede observar, tanto en las fotografías como en los datos de los diámetros, la diferencia de tamaño entre la gota que se obtuvo con una concentración de surfactante de 10 gr por un litro de agua en el sistema, es mucho menor en comparación con la gota que se obtuvo con el sistema que no contenía surfactante.

Además de estos datos fue necesario determinar la diferencia de densidades entre el agua más surfactante y el aceite a las condiciones de yacimiento.

La densidad del aceite vivo a condiciones de yacimiento se obtuvo a partir de un análisis PVT (0.8106 gr/cm^3). Sin embargo, la densidad del agua a diferentes concentraciones de surfactante, se obtuvo aplicando el método del picnómetro. Este método consiste en determinar la masa y el volumen de un fluido a través de un frasco de volumen conocido.

Este volumen del picnómetro se obtiene se obtiene a partir de la ecuación para densidad:

$$\rho = \frac{m[\text{gr}]}{v[\text{cm}^3]} = \frac{W_{AB}[\text{gr}]}{v_p[\text{cm}^3]}, \quad (3.1)$$

Primero se pesa el picnómetro lleno con agua destilada (W_{AB}). Después como la densidad del agua bidestilada es conocida $0.997047 \text{ (gr/cm}^3)$, el volumen del recipiente es:

$$v_p = \frac{W_{AB}[\text{gr}]}{\rho_{AB} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]}, \quad (3.2)$$

Conociendo este valor, se hacen mediciones del peso del picnómetro lleno con el agua más surfactantes a diferentes concentraciones y se sustituye en la ecuación de densidad:

$$\rho_{AS} = \frac{W_{AS}[\text{gr}]}{v_p[\text{cm}^3]}, \quad (3.3)$$

En la tabla 3.2 se muestran los valores de densidad obtenidos para dos concentraciones diferentes de surfactante.

Tabla 3.2. Valores de la densidad del agua con diferentes concentraciones de surfactante.

Concentración (gr/litro)	Densidad (gr/cm ³)
1	0.9972
10	0.9984

A partir de estos datos, se generó una gráfica donde se obtiene la función de la curva, para poder obtener la densidad del agua a cualquier concentración de surfactante, Figura 3.5:

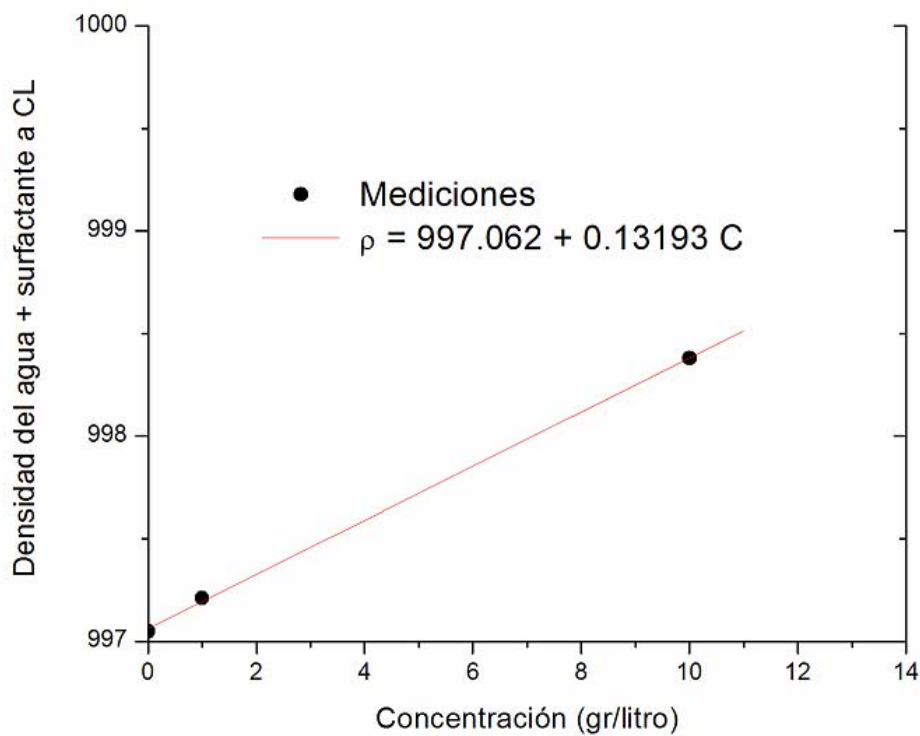


Fig. 3.5. Variación de la densidad del agua con respecto a la concentración del surfactante.

Sin embargo los valores de densidad de la tabla 3.2 y los generados por la función de la gráfica son a condiciones de laboratorio, es decir a 25°C y 14.69 lb/pg², por lo que se tuvieron que calcular los valores a condiciones de yacimiento 100°C y 1200 lb/pg² para que todos los datos introducidos al programa que calcula la tensión interfacial estuvieran a las mismas condiciones.

Estos valores se aproximaron a partir de una función obtenida a partir de la relación siguiente:

$$\frac{\rho_{ASCL}}{\rho_{ABCL}} = \frac{\rho_{ASCY}}{\rho_{ABCY}}, \quad (3.4)$$

Donde el dato del agua bidestilada a condiciones de laboratorio ($\rho_{ABCL}=997.048 \text{ kg/m}^3$) y a condiciones de yacimiento ($\rho_{ABCY}=969.207 \text{ kg/m}^3$) se obtuvieron de un diagrama de fase y la densidad del agua con surfactante a condiciones de laboratorio (ρ_{ASCL}) se obtiene de la función de la gráfica de la Figura 3.5.

Despejando la densidad del agua con surfactante a condiciones de yacimiento (ρ_{ASCY}) se tiene:

$$\rho_{ASCY} = \frac{\rho_{ASCL} * \rho_{ABCY}}{\rho_{ABCL}} \quad (3.5)$$

Sustituyendo los valores:

$$\rho_{ASCY} = \frac{[997.062 + 0.13193(C)] \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] * 969.207 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]}{997.048 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]}$$

Desarrollando la ecuación y graficando se obtiene la siguiente función Fig. 3.6:

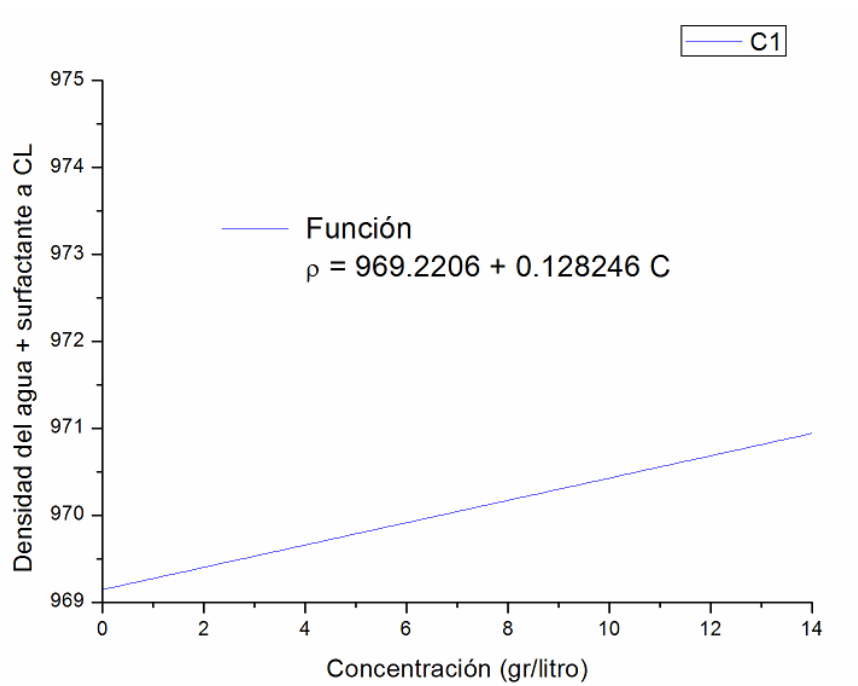


Fig. 3.6 Variación de la densidad del agua con respecto a la concentración del surfactante a condiciones de yacimiento.

Con esta función se puede obtener la densidad del agua a cualquier concentración de surfactante a condiciones de yacimiento (100°C, 1200 lb/pg²). En la tabla 3.3, se muestran los valores de densidad que se utilizaron para el cálculo de la tensión interfacial.

Tabla 3.3. Valores de la densidad del agua bidestilada a diferentes concentraciones de surfactante y a condiciones de yacimiento.

Concentración (gr/litro)	Densidad (gr/cm ³)
1	0.9693
2.5	0.9695
3.5	0.9697
5	0.9699
10	0.9705

El valor de la constante gravitacional que se utilizó es de 981 cm/s² y el error experimental fue de 0.001.

Una vez que se obtuvieron todos estos valores se procedió a calcular la tensión interfacial con el programa de cómputo. Los resultados se muestran en la tabla 3.4 y en la grafica de la Figura 3.7.

Tabla 3.4. Valores de tensión interfacial obtenidos con el programa de cómputo.

Concentración (gr/litro)	Tensión Interfacial (dinas/cm)
0	24.9834
1	9.1414
2.5	4.7227
3.5	3.4494
5	4.1585
10	3.1159

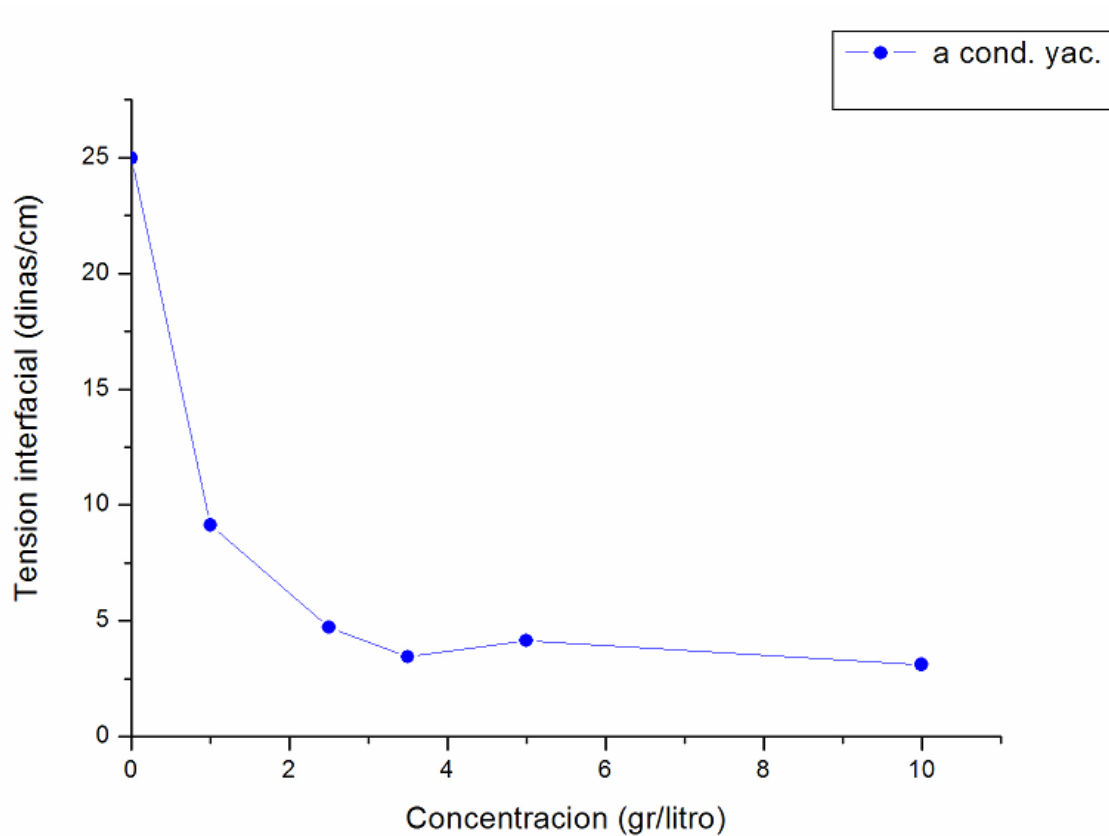


Fig. 3.7. Variación de la tensión interfacial con respecto a la concentración del surfactante dodecil bencen sulfonato de sodio

Como se puede observar en la gráfica, Figura 3.11, el agregar el surfactante tiene un gran efecto en la disminución de la tensión interfacial entre el sistema agua/aceite, ya que con solo agregarle un gramo de surfactante a la solución acuosa el valor de la tensión interfacial disminuye a menos de la mitad. También se puede observar que a partir de la concentración de surfactante de 2.5 gramos por litro, la tensión interfacial no tiene gran variación, por lo que podemos deducir que a esta concentración se alcanza la concentración micelar crítica (CMC). También podemos observar, que a partir de la concentración de 3.5, la tensión interfacial disminuye en más del 80%.

En la Figura 3.8 se muestra la gráfica de la variación de la tensión interfacial con respecto a la concentración de surfactante y acotada por las bandas de confianza; con estas líneas podemos conocer el valor aproximado de la tensión interfacial a diferentes concentraciones, ya que el valor que se desea conocer siempre va a encontrarse entre estas dos líneas, las cuales se obtuvieron a partir de la tendencia de los puntos obtenidos de las pruebas de laboratorio.

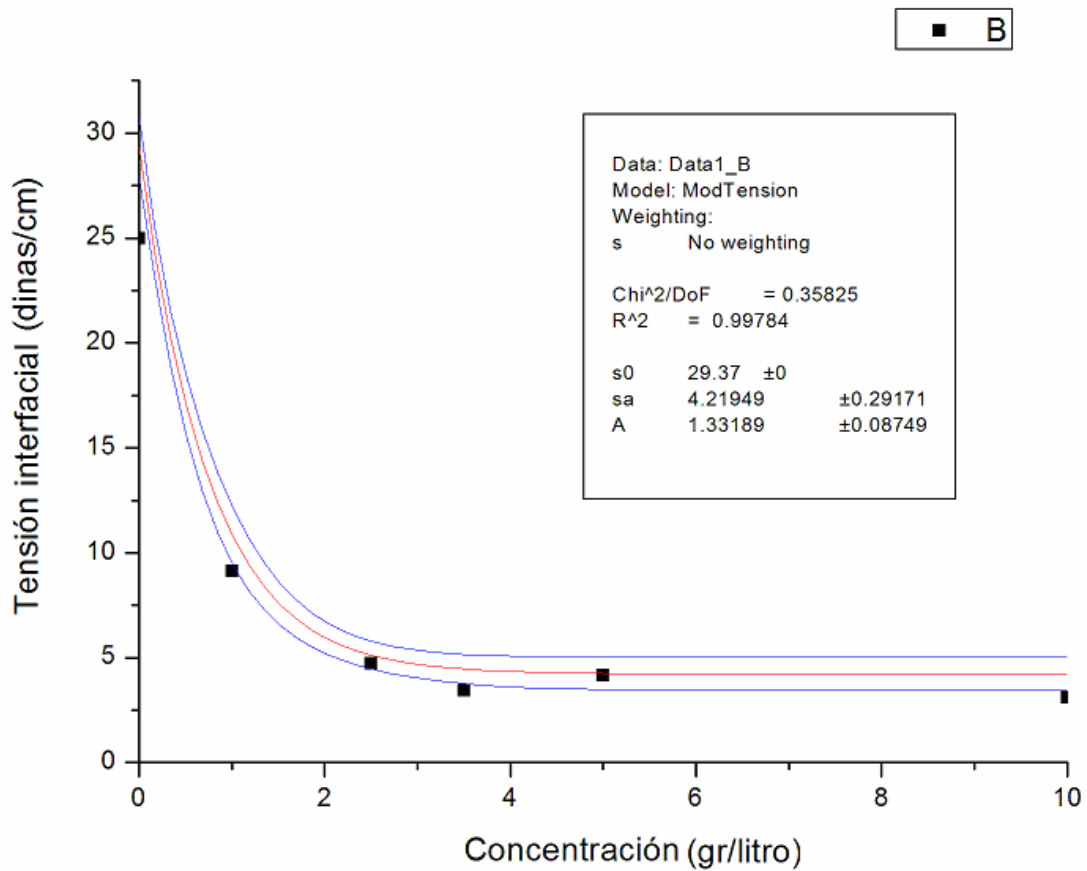


Fig. 3.8 Variación de la Tensión Interfacial con respecto a la concentración de surfactante, acotada por las Bandas de confianza.

Una vez que se comprobó que el surfactante dodecil bencen sulfonato de sodio reduce considerablemente la tensión interfacial del sistema agua/aceite a condiciones de yacimiento, se decidió utilizar la concentración de 10 gr/litro para las pruebas de inyección de agua con surfactantes a los núcleos de un yacimiento de la región marina Noreste, de donde se obtuvo el aceite con el que se realizaron las pruebas de tensión interfacial, para probar la efectividad de esta inyección como método de recuperación mejorada.

4 EXPERIMENTOS DE DOBLE DESPLAZAMIENTO INVERSO

Este capítulo explica paso a paso como se preparó la muestra de roca. Se saturó de agua y aceite vivo hasta llevarlos a la condiciones de presión y temperatura del yacimiento y después realizar los experimentos de doble desplazamiento.

En estos experimentos se utilizó una muestra de roca de calizas con porosidad secundaria y aceite vivo de un yacimiento de la Región Marina Noreste del país.

4.1 PREPARACIÓN DE MUESTRAS Y EQUIPO

4.1.1 Limpieza del núcleo

La limpieza del núcleo es una de las actividades más importantes que se llevan a cabo para el tratamiento de la muestra de roca, ya que se debe tener cuidado de no dañar sus propiedades físicas, como la tortuosidad, la permeabilidad, la mojabilidad y la porosidad.

Para el tratamiento de los núcleos usados en este experimento, se utilizaron dos métodos de limpieza de núcleos:

- Por destilación.
- Por desplazamiento forzado.

4.1.1.1 Limpieza por destilación

El proceso consistió en introducir la muestra de roca dentro de una celda de destilación en forma vertical, Figura 4.1, y dejar fluir constantemente un solvente sobre la cara plana de la muestra. Dicho solvente penetra al núcleo y drena parte del aceite, al mismo tiempo que se precipita por gravedad hacia abajo hasta que cae en un contenedor donde se calienta, permitiendo que el solvente se evapore. El solvente limpio en fase gaseosa se dirige hacia un condensador colocado por arriba del núcleo, donde se vuelve líquido

y vuelve a caer, comenzando de nuevo el ciclo. El ciclo termina hasta que el solvente que sale del núcleo fluye sin aceite.

El primer solvente que se utilizó para la limpieza de la muestra fue tolueno, hasta que éste salió sin trazas de aceite. Posteriormente se empleó cloroformo y al final alcohol etílico, para barrer cualquier rastro de agua que haya quedado dentro del núcleo. Una vez terminado el ciclo, la muestra se deja a condiciones ambientales para que el solvente se evapore y la muestra quede seca.



Fig. 4.1 Celda de destilación para limpiar núcleos de diámetro completo. Izquierda, vista de la celda completa. Derecha, celda dentro de campana limpiando un núcleo.

4.1.1.2 Limpieza por desplazamiento forzado

Después de que el núcleo se sometió a la limpieza por destilación, se utilizó el método de limpieza por desplazamiento forzado, el cual es más eficiente pero más complicado que el anterior, sobre todo cuando las muestras que se quieren limpiar tienen fracturas o vórgulos, que impiden que el desplazamiento del solvente dentro del medio poroso sea uniforme.

Este procedimiento consistió en aplicarle alto vacío a la muestra y después inyectarle un solvente a alta presión para asegurarse que fluya por todos los poros del núcleo,

dejándolo fluir por la matriz para que actúe sobre las estructuras de mayor conductividad, finalmente se vuelve a aplicar alto vacío para extraer el solvente y el aceite disuelto en él.

Este proceso se repite hasta que el solvente obtenido, sale limpio. El objetivo de aplicarle vacío a la muestra es permitir que el solvente fluya no solo en las zonas de mayor conductividad, como las fracturas y los vóculos, sino también en la matriz. Los solventes utilizados en esta prueba fueron tolueno, cloroformo y alcohol etílico.

Al final se le inyectó agua destilada para barrer lo que se le pudiera haber quedado de solvente a la muestra y se secó en una estufa a 70°C.

Para poder desplazar axialmente el solvente a través del núcleo fue necesario sellar la cara curva de éste con una manga de neopreno que la rodea y en donde se aplica una presión externa que oprime la cara y sella el núcleo, permitiendo que el flujo sólo sea desde una cara plana a la otra. Para poder llevar a cabo este procedimiento sin provocar la ruptura de la manga de neopreno debida a las irregularidades del núcleo y a la presión de confinamiento, fue necesario rellenar con teflón los vóculos sobre dicha cara, Figura 4.2, y colocar una lámina de bronce blando para proteger la manga.



Fig. 4.2. Vista lateral del núcleo con los vóculos rellenos de teflón

Una vez que el núcleo se encuentra dentro de la manga, se introduce en una celda, Figura 4.3, y se empaqueta el espacio anular mediante la inyección de agua a una presión de 900 lb/pg², se hace vacío y después se inicia la inyección de solvente a 400 lb/pg².

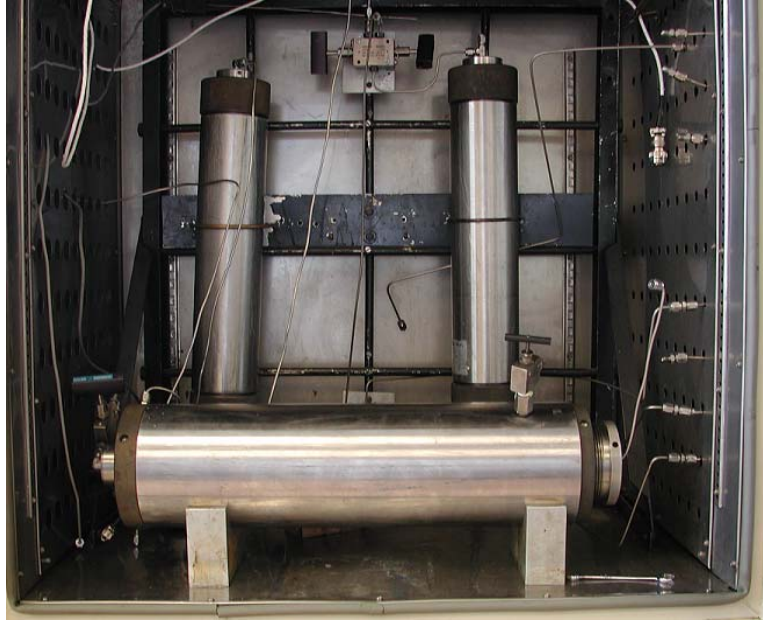


Fig. 4.3 Vista del “core holder” y los cilindros de agua y solvente, conectados a una bomba

Al final de la prueba, el núcleo se saca de la celda, se le quita la manga de neopreno y el teflón y se mete a la estufa para secarlo completamente.

4.1.1.3 Saturación con agua

Después de que el núcleo fue sometido a los dos procesos de limpieza descritos anteriormente, se sellaron las cavidades exteriores de la muestra para poder manejar una presión de confinamiento y lograr un desplazamiento forzado que impida que haya flujo por el espacio anular. El núcleo se colocó en una celda circular de aluminio, que permite la toma de imágenes con el tomógrafo de rayos X, Figura 4.4.



Fig. 4.4. Núcleo dentro de la celda de aluminio que permite la toma de imágenes con el tomógrafo.

Una vez colocado el núcleo en la celda, ésta se instaló en el tomógrafo de rayos X, Figura 4.5., donde se van a realizar los procesos de saturación del núcleo y los desplazamientos, además de que se conocerá la distribución de los fluidos dentro de la roca durante el experimento.

En este sistema el control de presión y gasto de entrada se logra gracias a las bombas de inyección, las cuales suministran un gasto constante a la celda, y a un regulador de presión inversa (RPI) colocado a la salida, el cual controla la presión del recipiente regulando el gasto de salida de los fluidos. Esta combinación de dispositivos permite tener un gasto constante de entrada y una presión fija en la celda, ello con la limitación de no tener fijo el gasto de producción. El gasto de salida se lleva a un separador de fases a presión atmosférica. De aquí la fase gaseosa se lleva a un medidor de gasto de gases, y la líquida se pasa a un recolector tipo carrusel que toma una muestra cada dos horas, de tal forma que se puede calcular fácilmente el aceite producido a condiciones de yacimiento y la RGA.

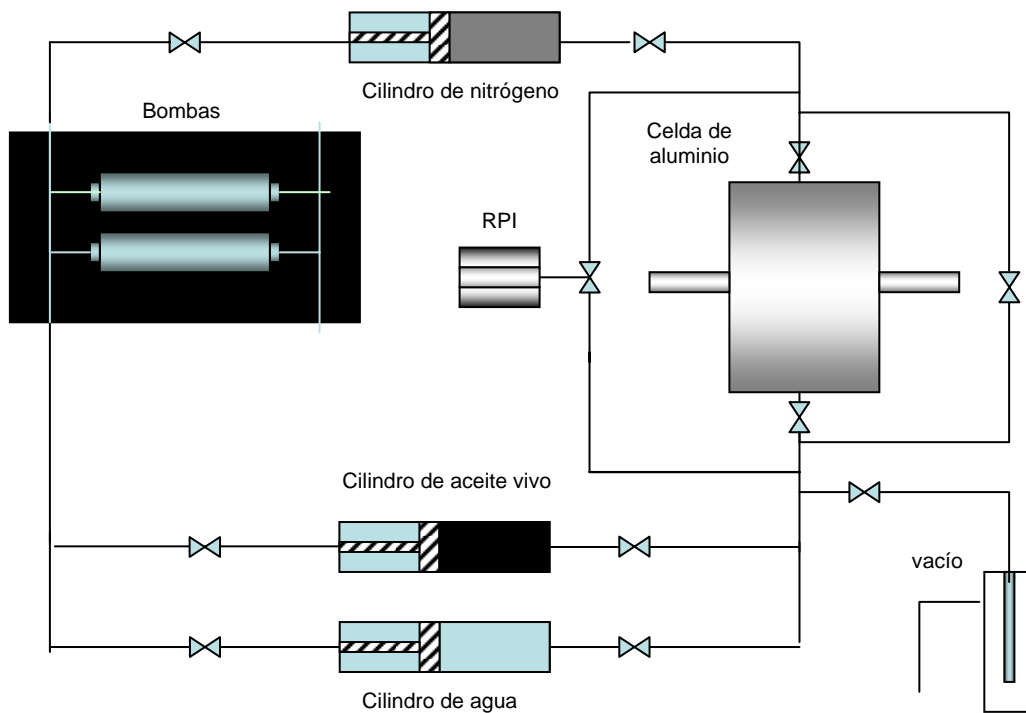


Fig. 4.5. Esquema en donde se representan el sistema de desplazamiento instalado en el equipo de tomografía de rayos X.

El primer paso antes de saturar la muestra, fue hacerle alto vacío a la celda durante aproximadamente una hora para retirar el aire contenido en los poros del núcleo, Figura 4.5.a.

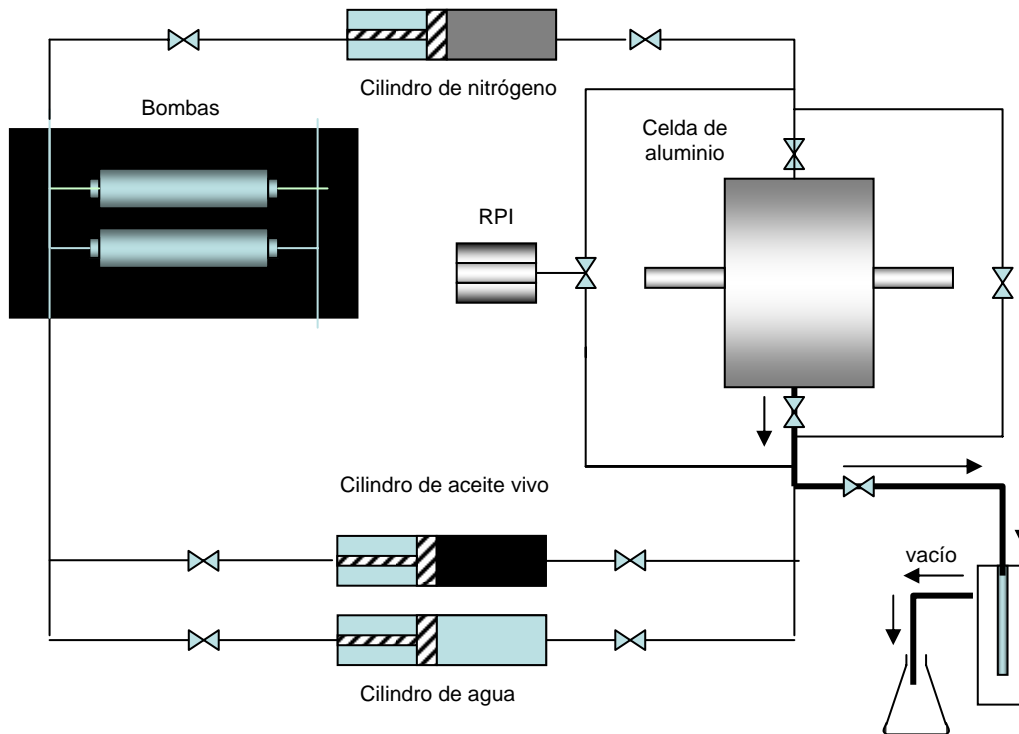


Figura 4.5.a Sistema de desplazamiento durante la aplicación de vacío a la celda.

Inmediatamente después se le inyectó agua destilada desde la parte de debajo de la celda para saturarlo al 100%. Con el fin de asegurar la saturación completa del núcleo, se cerró la válvula de la parte de arriba de la celda y se inyectó el agua hasta que la presión del sistema se elevó a $1000 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$, Figura 4.5.b.

Una vez que se llegó a esta presión y el sistema se estabilizó, se abrió la válvula y se dejó fluir por varios minutos, para extraer las burbujas de aire que pudieran haber quedado dentro de la muestra. Cabe mencionar que el volumen de agua que se inyectó hasta que se elevó la presión se contabilizó para obtener el volumen poroso por medio de un balance volumétrico. En esta prueba el volumen poroso medido fue de 52.220 cm^3 , que referido al volumen de roca resulta en un valor de porosidad de 7.12%. La permeabilidad de este núcleo es 24.32 mD.

El volumen de roca se obtuvo a partir de las dimensiones del núcleo, el cual mide 11.978 cm de longitud y tiene un diámetro de 3 ½ pg.

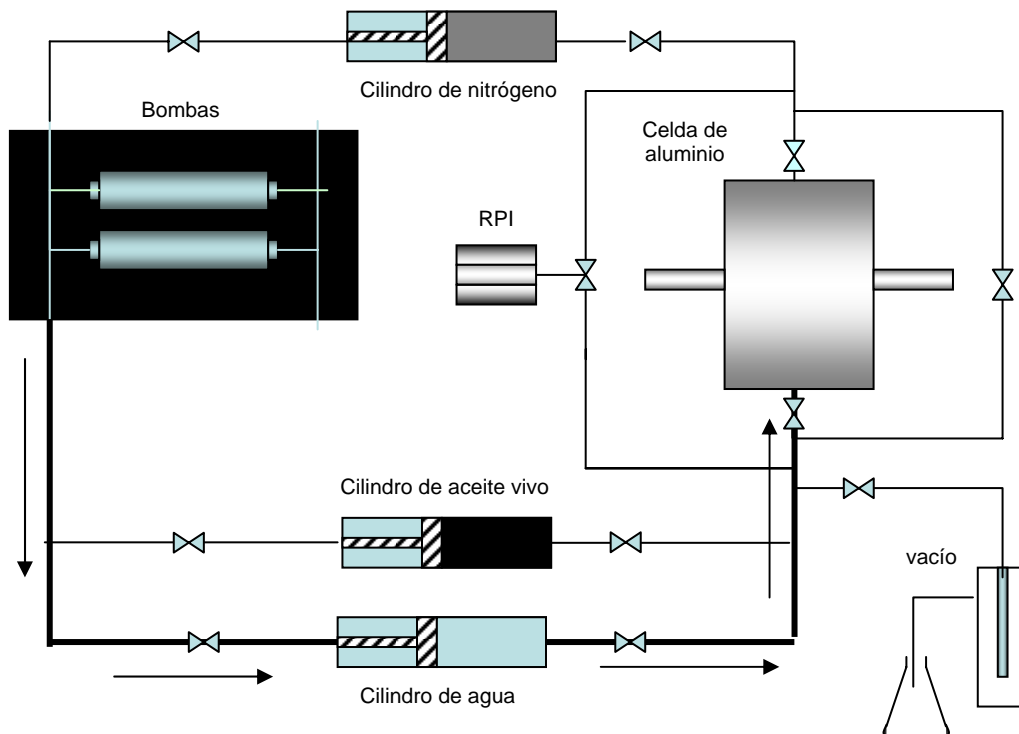


Fig. 4.5.b. Sistema de desplazamiento durante la inyección de agua al núcleo.

Debido a que es muy difícil saturar con aceite las zonas del núcleo de baja conductividad mediante un segundo desplazamiento, ya que éste se canaliza por las fracturas y las zonas de alta conductividad, se le aplica vacío a la celda después de que el núcleo está 100% saturado, para extraerle cierta cantidad de agua, de tal manera que la cantidad que quede en el núcleo lo sature al porcentaje requerido, que en este caso fue de 17%, el cual se considera que es el volumen de agua inmóvil.

4.1.1.4 Saturación con aceite

Una vez que el núcleo se encuentra saturado parcialmente de agua intersticial, se procede a inyectar aceite vivo por la parte de abajo de la celda, Figura 4.5.c.

Para que no se gasifiquen todos los componentes ligeros del aceite al momento de entrar a la celda que está sometida a vacío, se cierra la válvula superior e inferior de la celda, elevándose la presión de inyección a 1200 lb/pg², después se abre la válvula de abajo

para permitir que el aceite entre. Conforme el aceite se acumula en la celda, la presión aumenta y los gases liberados empiezan a reintegrarse a la fase líquida. Cuando se alcanza una presión mayor a la del punto de burbuja se suspende la inyección. Parte de los compuestos ligeros aún en estado gaseoso se integran a la fase líquida y provocan que la presión disminuya. Cuando esto ocurre se vuelve a inyectar aceite hasta alcanzar nuevamente la misma presión; el procedimiento anterior se repitió hasta que la presión se estabilizó en 1200 lb/pg^2 .

A esta presión se considera que el núcleo está 100% saturado. Es decir, 17% saturado con agua y 83% saturado con aceite.

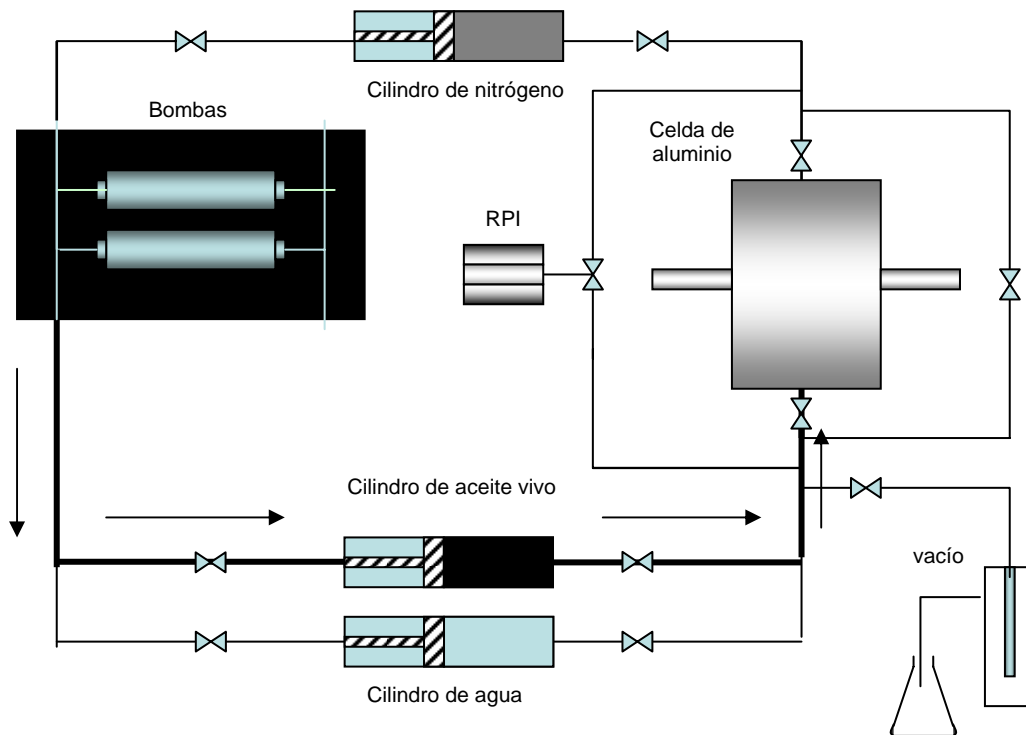


Fig.4.5.c. Sistema de desplazamiento durante la inyección de aceite al núcleo.

Finalmente, la temperatura del sistema se eleva hasta las condiciones del experimento ($100 \text{ }^{\circ}\text{C}$) e inicia la etapa de añejamiento del núcleo.

4.1.1.5 Añejamiento

Después de la saturación de aceite, la celda se estabilizó a las condiciones de prueba; es decir 1200 lb/pg^2 y $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y el núcleo se dejó añejar con el fin de recuperar las

condiciones de mojabilidad en la roca. En este experimento, el tiempo de añejamiento fue de 168 horas (7 días) para asegurar la restauración de la mojabilidad, que según los experimentos realizados por Louis E. Cuiec¹⁸ con 100 horas de añejamiento, las calizas adquieren las condiciones originales de mojabilidad, siendo independiente el número de limpiezas que haya sufrido el núcleo.

Al final de la preparación el núcleo quedó 17% saturado con agua intersticial, 83% saturado con aceite vivo y a condiciones de presión y temperatura de yacimiento (100°C y 1200 lb/pg²).

En este momento se tiene el sistema preparado de manera similar a las condiciones de yacimiento.

4.2 EXPERIMENTACIÓN

4.2.1 Inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes a presión constante.

Tiene como objetivo preparar el núcleo a las condiciones actuales del yacimiento y simular un avance del casquete de gas mediante la inyección de nitrógeno, después inyectarle agua destilada para simular el avance del acuífero sobre esta zona y finalmente la inyección de agua con surfactantes, para determinar su factibilidad como método de recuperación mejorada.

En este experimento el reto principal es estimar los valores de saturación remanente y la recuperación de aceite cuando un proceso de inyección de agua con surfactantes es aplicado a un núcleo bajo condiciones de yacimiento después de que se llevo a acabo un primer desplazamiento con nitrógeno.

4.2.1.1 Inyección de Nitrógeno

El siguiente paso del procedimiento experimental consistió en la inyección de nitrógeno, desde la parte superior de la celda, simulando el avance del casquete de gas.

A partir de aquí se inicia formalmente el experimento de doble desplazamiento inverso.

Este proceso se realizó a presión y temperaturas constantes (100°C y 1200 lb/pg^2).

Figura 4.5.d.

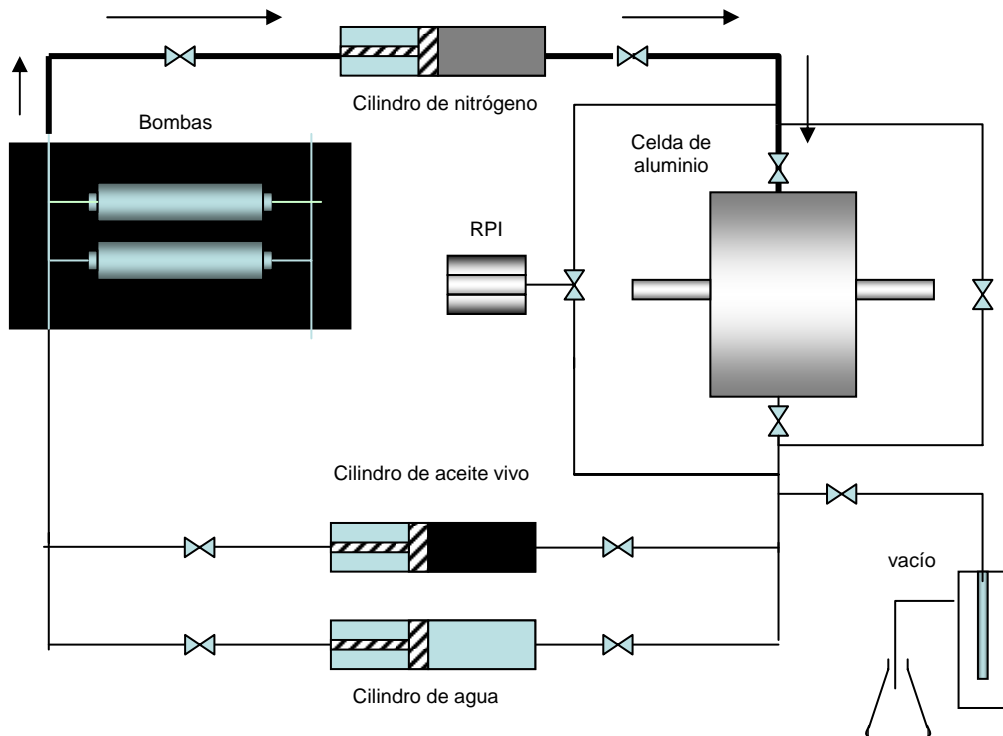


Fig.4.5.d. Sistema de desplazamiento durante la inyección de nitrógeno.

Esta inyección se realizó con un gasto de $5\text{ cm}^3/\text{hr}$, el cual equivale a las condiciones de avance del contacto gas-aceite en el yacimiento que es de 40 m/año . Los fluidos producidos van directo a un separador de fases para medir la recuperación de aceite.

4.2.1.2 Inyección de agua posterior a la inyección de nitrógeno

Como parte del mismo experimento, una vez que se dio por finalizada la inyección de nitrógeno, se inyectó agua bidestilada desde la parte inferior de la celda para aprovechar los efectos gravitacionales y determinar la recuperación de aceite adicional por medio de este segundo desplazamiento, Figura 4.5.e. En este caso se utilizó el mismo gasto de inyección de $5\text{ cm}^3/\text{hr}$, presión de 1200 lb/pg^2 y temperatura de 100°C .

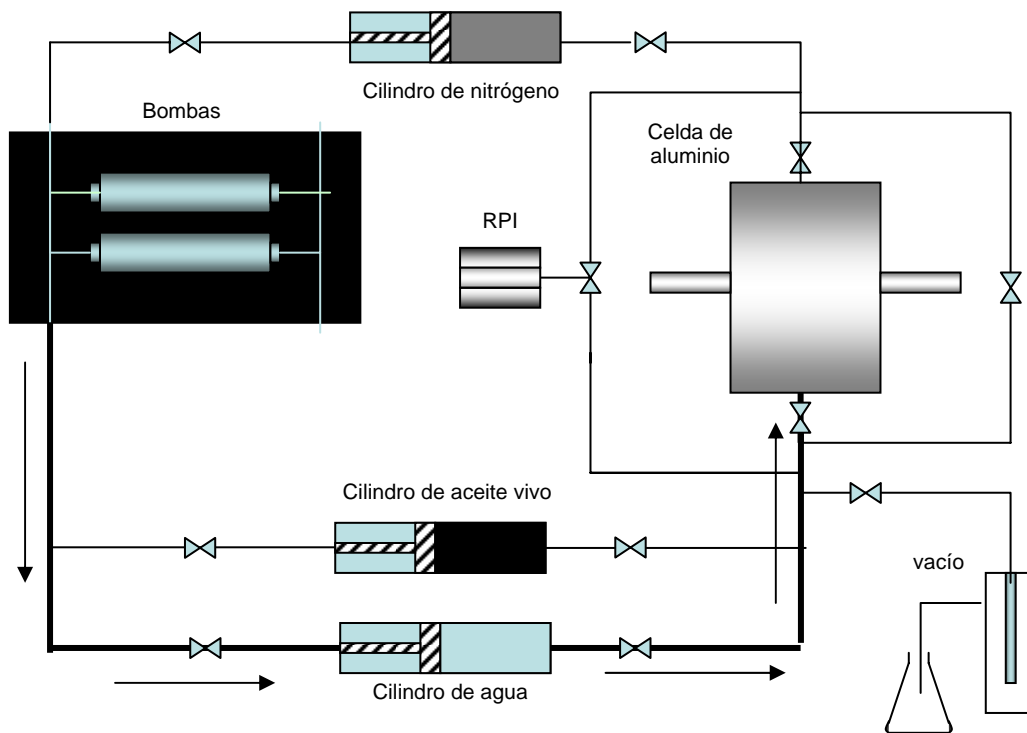


Fig.4.5.e. Sistema de desplazamiento durante la inyección de agua al núcleo.

Una vez que el agua inyectada ya no desplazó aceite, se suspendió la inyección de agua bidestilada. Los fluidos producidos van directo a una trampa donde se separan y se determina la recuperación de aceite y la saturación remanente.

4.2.1.3 Inyección de agua con surfactante posterior a la inyección de agua y nitrógeno.

Partiendo de las condiciones finales de la prueba anterior, es decir saturación de aceite remanente y alta saturación de agua, se aplicó la inyección de surfactante dodecil bencen sulfonato de sodio, en una concentración de 10 gr por cada litro, con el objetivo de movilizar el aceite remanente atrapado en la fase acuosa. Se decidió utilizar esta concentración de surfactante, ya que la tensión interfacial entre el sistema aceite-agua con surfactantes a esta concentración era lo suficientemente baja, como para movilizar el aceite remanente atrapado en el medio poroso. (Ver capítulo 3)

El ritmo de flujo empleado en esta etapa experimental fue el mismo que para las anteriores, es decir $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$, presión de 1200 lb/pg^2 y temperatura de $100 \text{ }^\circ\text{C}$. La inyección se efectuó desde la parte inferior de la celda, Figura 4.5.f.

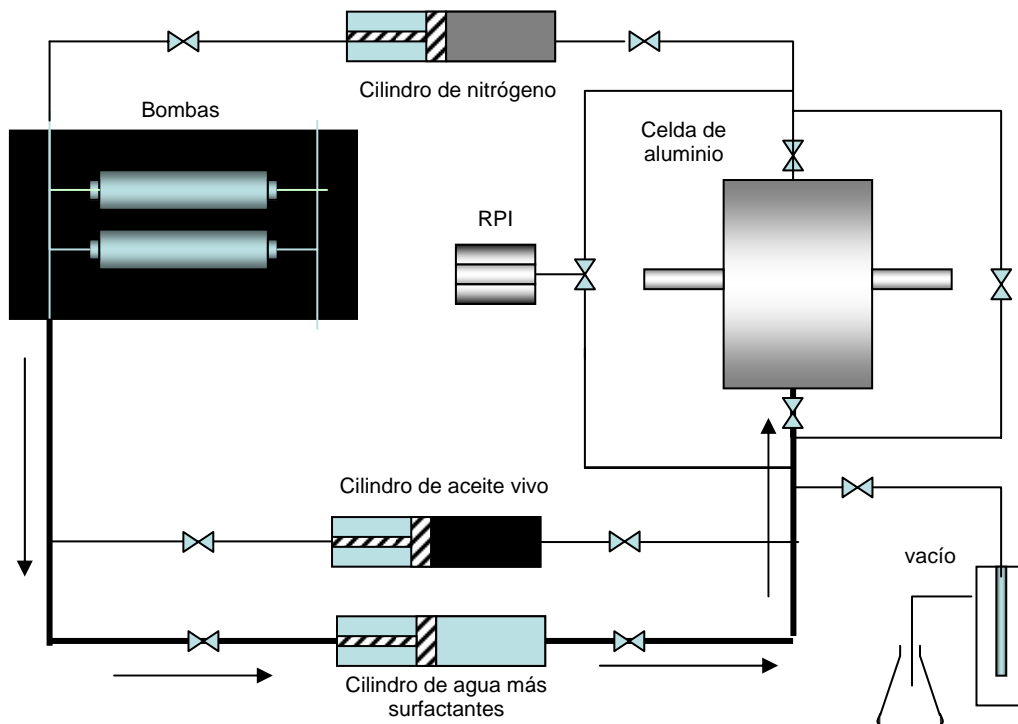


Fig.4.5.f. Sistema de desplazamiento durante la inyección de agua con surfactantes.

Los fluidos producidos se midieron a la salida de la celda para determinar la recuperación de aceite y la saturación de aceite remanente.

4.2.2 Despresurización con inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes.

Tiene como objetivo preparar el núcleo a las condiciones originales del yacimiento para después simular la producción de aceite por recuperación primaria hasta la formación de un casquete de gas. Posteriormente un primer desplazamiento mediante la inyección de nitrógeno para mantener la presión y empujar a los fluidos, y al final un segundo desplazamiento desde abajo con agua con surfactantes.

En este experimento se va a determinar la recuperación de aceite en el casquete de gas actual; sometiendo al núcleo a la historia de presión, producción e inyección de nitrógeno del yacimiento y al final inyectando agua con surfactantes para determinar la eficiencia de este método de recuperación mejorada; por ello, se recomienda que las condiciones experimentales sean similares a las históricas del casquete de gas.

Para llevar a cabo este procedimiento fue necesario, fijar un nivel de referencia promedio entre el Contacto Gas-Aceite actual y la cima del casquete de gas, aproximadamente a 1830 mvbmr, calcular la historia de presión del casquete en su nivel de referencia y un análisis PVT composicional del pozo de donde se obtuvo la muestra de aceite.

El núcleo utilizado en esta prueba fue el mismo que se utilizó en el experimento anterior, con el fin de tener un parámetro de comparación, y se volvió a someter a los dos procesos de limpieza descritos al inicio de este capítulo.

El núcleo se colocó en la celda circular de aluminio, que permite la toma de imágenes con el tomógrafo de rayos X.

Con el fin de representar el alto fracturamiento que existe en el yacimiento, se dejó un espacio anular variable entre el diámetro interior de la celda y el exterior del núcleo. En este experimento se manejó un espaciado de fractura de 1 mm.

Una vez colocado el núcleo en la celda esta se instaló en el tomógrafo de rayos X, se saturó de agua bidestilada y de aceite vivo a las condiciones originales del yacimiento, con el mismo procedimiento descrito para el experimento anterior.

Para verificar que el aceite vivo era representativo de las condiciones originales, se midió su presión de saturación y la curva de la relación de solubilidad (R_s) como función de la presión a una temperatura de referencia, que se obtuvo de un estudio PVT del yacimiento.

Al final de la preparación el núcleo quedó 14% saturado con agua intersticial y 86% saturado con aceite vivo.

La temperatura se mantuvo constante en un valor medio representativo del casquete de gas (100 °C). La presión inicial en el experimento será la que el casquete de gas actual, en su nivel de referencia, tenía al inicio de la explotación 3200 lb/pg². El sistema se añejó a estas condiciones de yacimiento por siete días.

En este caso el volumen poroso obtenido fue de 65.22 cm^3 , que referido al volumen de roca, resulta en un valor de porosidad de 8.98%. Cabe mencionar que aunque se utilizó el mismo núcleo que en el experimento anterior, la variación de este parámetro se debe a la representación del fracturamiento mayor, representado por el espacio anular. Es decir, la porosidad total del experimento (porosidad del núcleo + fractura). El valor de permeabilidad fue de 27 md.

4.2.2.1 Despresurización

Con el fin de llevar a cabo el proceso de despresurización, se realizó un modelo estático de la historia de presión en la posición del núcleo durante los años de producción del yacimiento. Para este cálculo se toma en cuenta la presión de referencia y la presión hidrostática producida por el aceite y en su caso por el casquete de gas. La presión en un punto z_{nuc} del yacimiento por arriba del nivel de referencia z_{ref} se puede calcular restando el peso de la columna de fluido entre dichos niveles, es decir,

$$p(Z_{nuc}) = p(Z_{ref}) - \int_{Z_{ref}}^{Z_{nuc}} g\rho(p, Z_{cga})dz, \quad (4.1)$$

En donde la densidad es función tanto de la presión como de la posición del contacto gas aceite, ya que por encima del contacto se tiene fase gaseosa y por debajo líquida. Para resolver esta ecuación no lineal se utilizaron diferencias finitas. La historia de presión que se usó para los experimentos se muestra en la Figura 4.6.

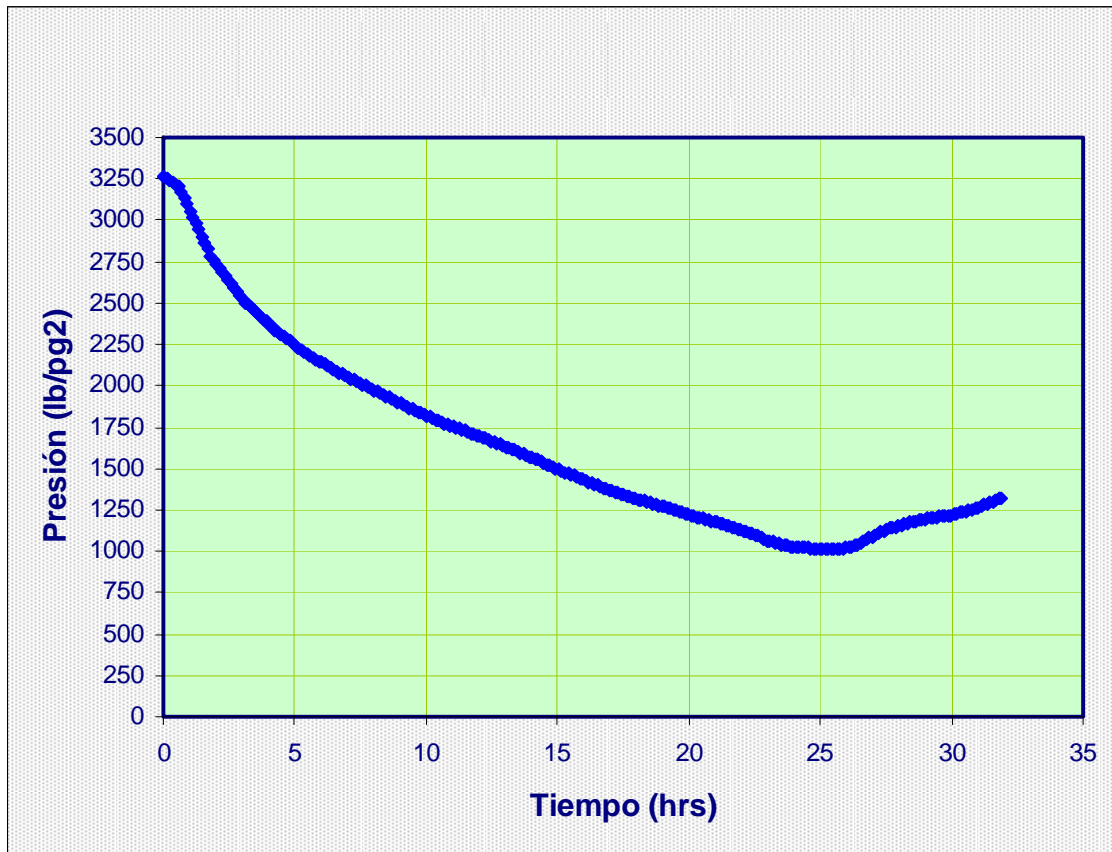


Fig. 4.6. Gráfica donde se muestra la producción histórica del yacimiento.

El experimento está diseñado para que la presión dentro de la celda se controle mediante el gasto de producción a la salida inferior de la celda, lo cual se logra con un regulador de presión inversa (RPI), que funciona de tal manera que se genera una caída de presión dentro de la celda, de acuerdo a los datos históricos de producción durante las horas que duró la prueba. De esta forma, se simula la producción primaria del yacimiento, Figura 4.5.g.

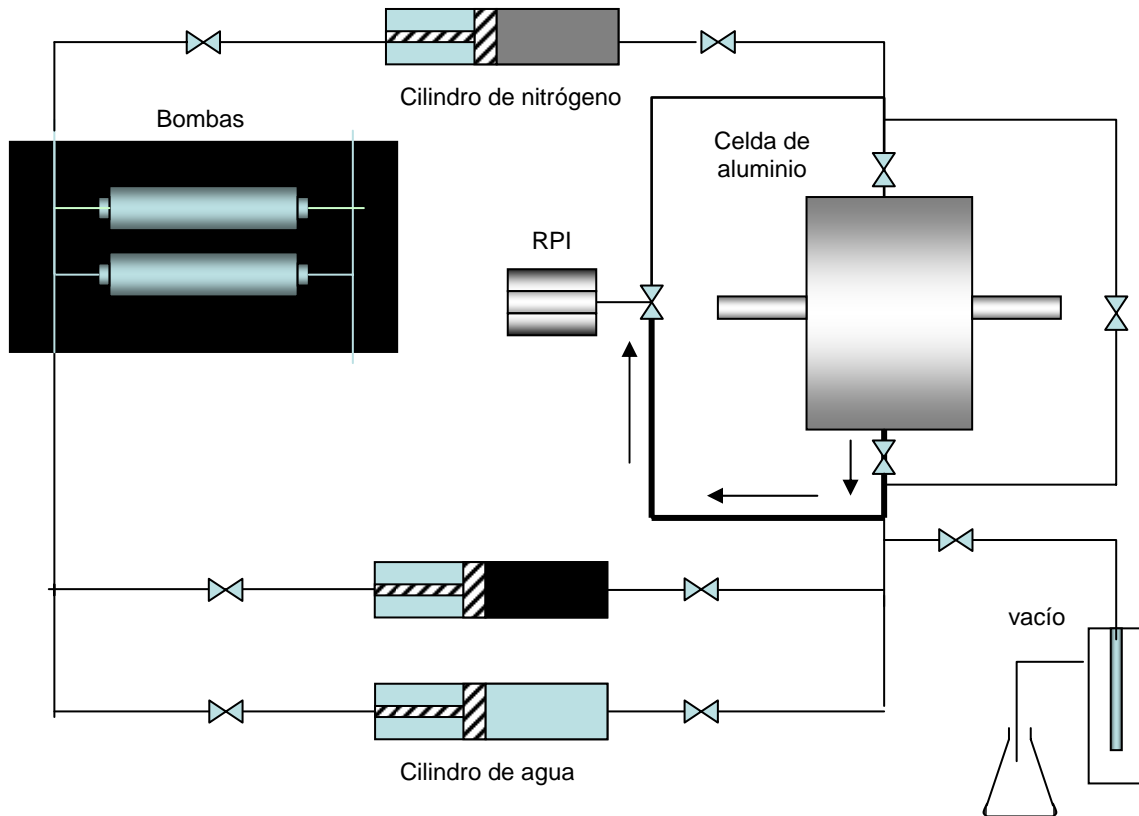


Fig. 4.5.g. Sistema de desplazamiento durante la etapa de despresurización.

4.2.2.2 Inyección de nitrógeno

El siguiente paso del procedimiento experimental consistió en la inyección de nitrógeno, desde la parte superior de la celda, simulando el mantenimiento de presión en el yacimiento.

Una vez iniciada la inyección de nitrógeno el sistema se cerró por la parte inferior de la celda, para elevar la presión tal como lo indica la curva histórica de presión. Una vez alcanzada la presión indicada se abrió la parte inferior de la celda y se continuó inyectando nitrógeno a presión constante, Figura 4.5.h.

Esta inyección se realizó cuando el escalamiento en el tiempo lo indicó, (aproximadamente a las 25 horas), a un gasto de $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$, el cual equivale a las condiciones de avance del contacto gas-aceite en el yacimiento que es de 40 m/año .

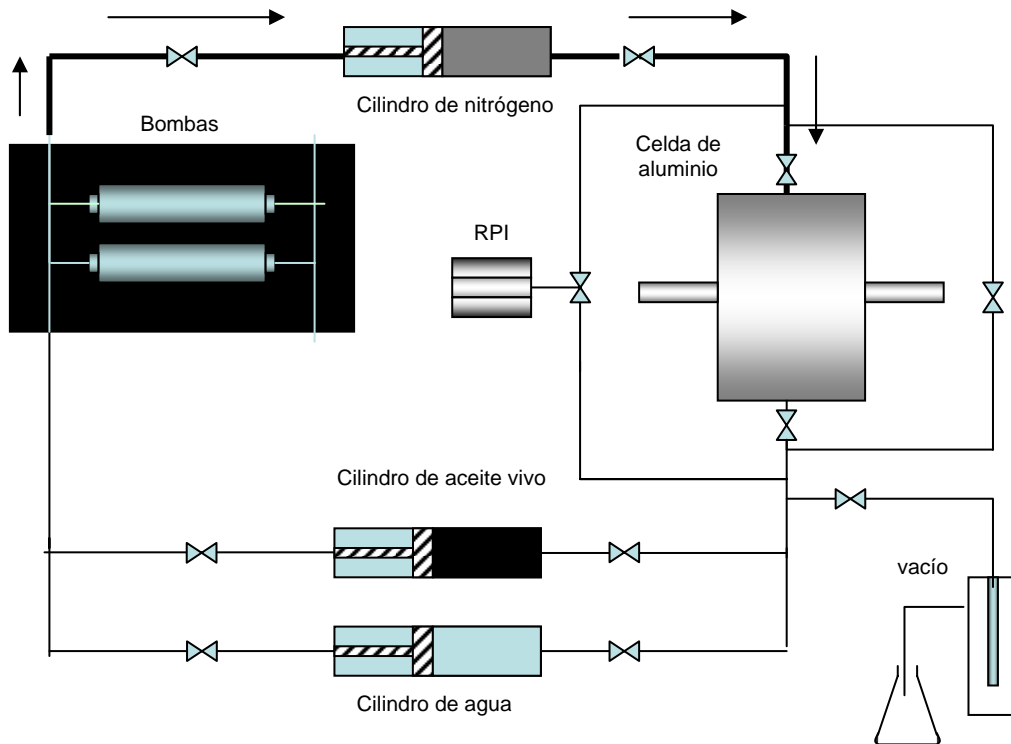


Fig. 4.5.h. Sistema de desplazamiento durante la etapa de inyección de nitrógeno.

4.2.2.3 Inyección de agua con surfactante posterior a la despresurización y a la inyección de nitrógeno

Partiendo de las condiciones finales de la prueba anterior, es decir saturación de aceite remanente, se inyectó agua con el surfactante dodecil bencen sulfonato de sodio, en una concentración de 10 gr por cada litro, con el objetivo de movilizar el aceite remanente.

El ritmo de flujo empleado en esta etapa experimental fue el mismo que para los desplazamientos anteriores, es decir $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$. La inyección se efectuó desde la parte inferior de la celda. Figura 4.5.i.

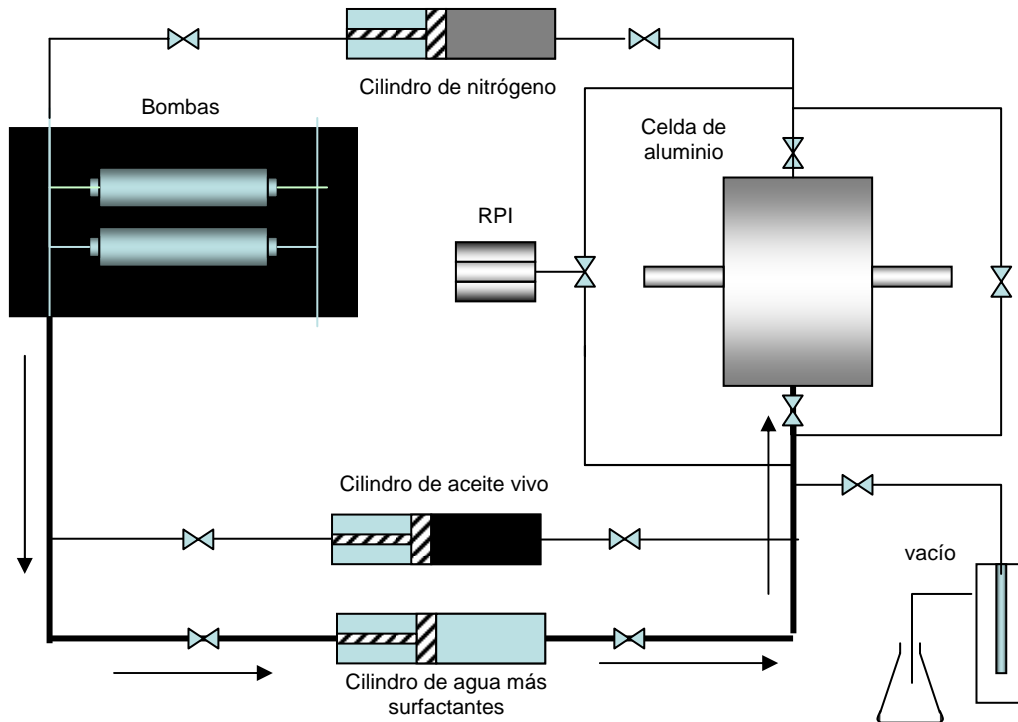


Fig. 4.5.i. Sistema de desplazamiento durante la etapa de inyección de agua con surfactantes.

Los fluidos producidos se midieron a la salida de la celda para determinar la recuperación de aceite y la saturación de aceite remanente.

4.3 RESULTADOS

4.3.1 Inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes a presión constante

El objetivo fue realizar un experimento con aceite a condiciones de yacimiento y una muestra de roca, simulando una invasión del casquete de gas mediante la inyección de nitrógeno. Posteriormente la inyección de agua para simular la invasión por el acuífero y finalmente la inyección de agua con surfactantes para estimar la saturación remanente y la recuperación de aceite en la zona invadida por el casquete de gas.

Se utilizó balance de masa para estimar la recuperación debida a la inyección de nitrógeno y a la inyección de agua con surfactantes en función del tiempo.

Durante el proceso de inyección de nitrógeno por la parte superior de la celda a un gasto constante de $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$, se presentaron dos comportamientos de producción. Durante las primeras cinco horas de inyección se tuvo una alta producción de aceite y baja

producción de gas, lo que se puede asociar a las zonas de alta conductividad dentro del núcleo. Durante este periodo la producción es principalmente de hidrocarburos en fase líquida y gaseosa. En esta primera etapa la relación gas-aceite es comparativamente más baja, por lo que se puede suponer que el nitrógeno todavía no aparece a la salida y no ha fluido en el aceite ubicado en la parte inferior de la celda.

Después de la primera etapa de producción, la cual termina al surgimiento del nitrógeno (cinco horas después de la inyección), se puede observar una disminución drástica en la producción de aceite hasta un valor mínimo y al mismo tiempo se tiene un incremento en la producción de gas, en su mayor parte nitrógeno. Esta producción se atribuye a las zonas de baja conductividad y ocurre durante tiempos más largos que las etapas anteriores, del orden de 45 horas.

En la Figura 4.7 se muestra la cinética de producción antes descrita para el aceite y el gas durante el proceso de inyección de nitrógeno.

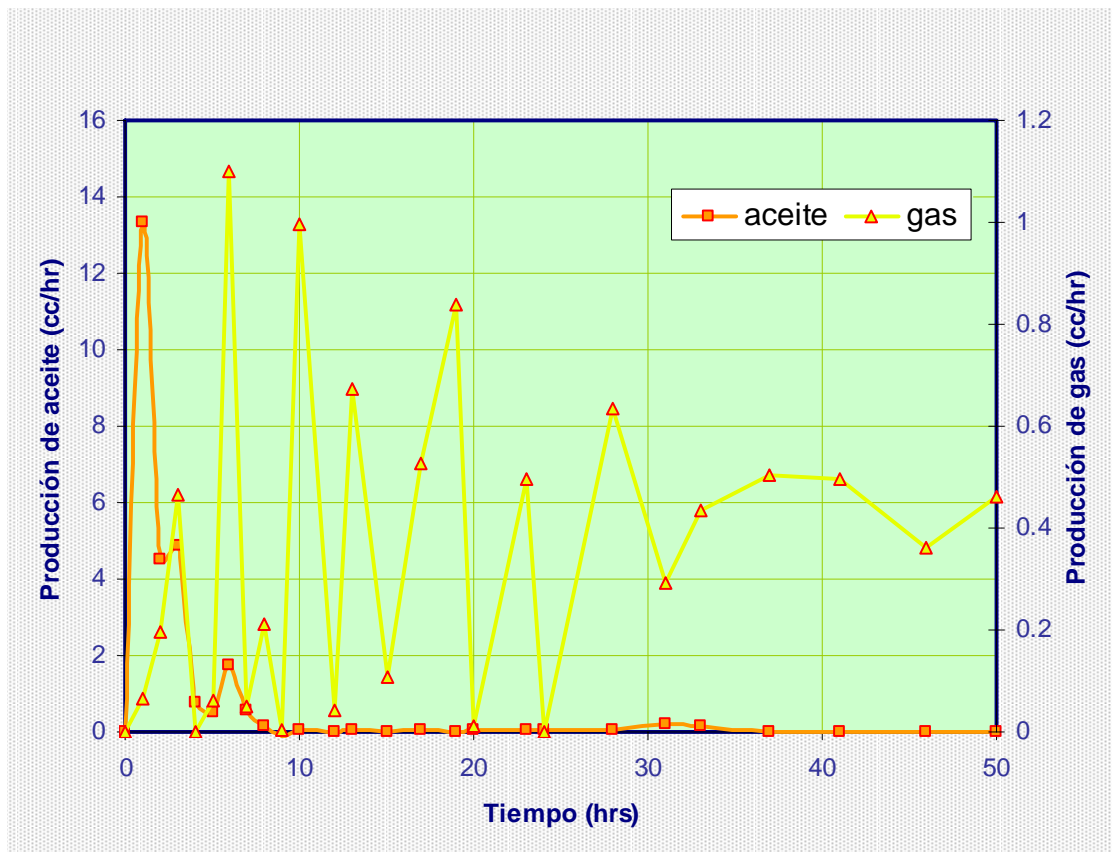


Fig. 4.7 Producción de aceite y gas a la salida de la celda experimental, durante la etapa de inyección de Nitrógeno.

Las gráfica 4.8, muestra la producción acumulada total, incluyendo el aceite y gas, pudiendo observarse que la producción se origina principalmente en las zonas de alta conductividad y que las zonas de baja conductividad aportan solo una pequeña parte de la producción total.

La producción acumulada de aceite al inicio tiene un comportamiento lineal, alcanzando un valor de 20 cm^3 durante las primeras cinco horas, después se comporta de forma asintótica hasta alcanzar un valor final de 23 cm^3 . Por otro lado, la cantidad acumulada de gas producido tiene un comportamiento lineal hasta antes de la irrupción del nitrógeno, el cual corresponde solamente al gas liberado del aceite, por lo cual se mantiene en valores comparativamente bajos.

Después del surgimiento del gas inyectado, la producción de gas se incrementa considerablemente, llegando al final de la prueba hasta 22 cm^3 .

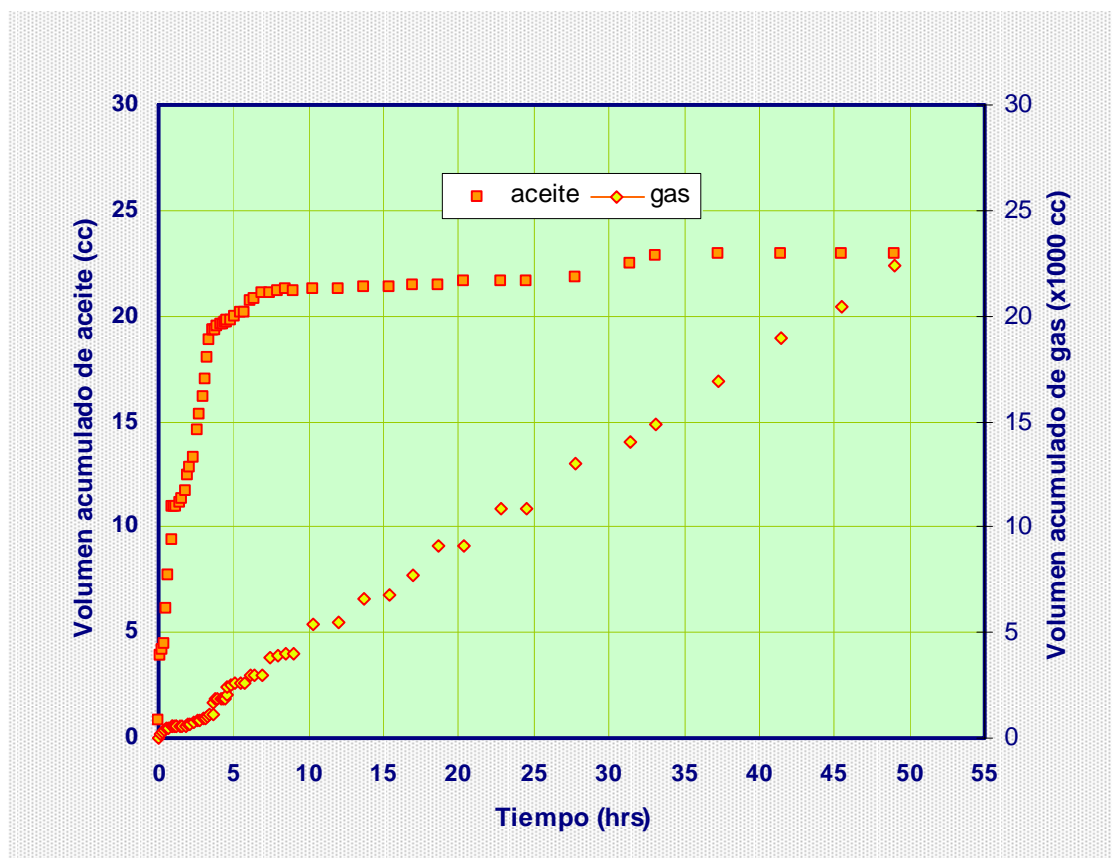


Fig. 4.8 Producción acumulada total de aceite y gas, durante la etapa de inyección de Nitrógeno.

El comportamiento de la recuperación de aceite se correlaciona directamente con el volumen de aceite producido, de tal manera que el porcentaje máximo obtenido es hasta el tiempo de la irrupción 25 % del volumen de aceite inicial. En el intervalo de prueba de 10 a 25 horas se observa un incremento de aproximadamente un 4 %. La recuperación final alcanzó un valor de 32 %. La Figura 4.9 muestra la gráfica de recuperación dentro del núcleo durante la inyección de nitrógeno.

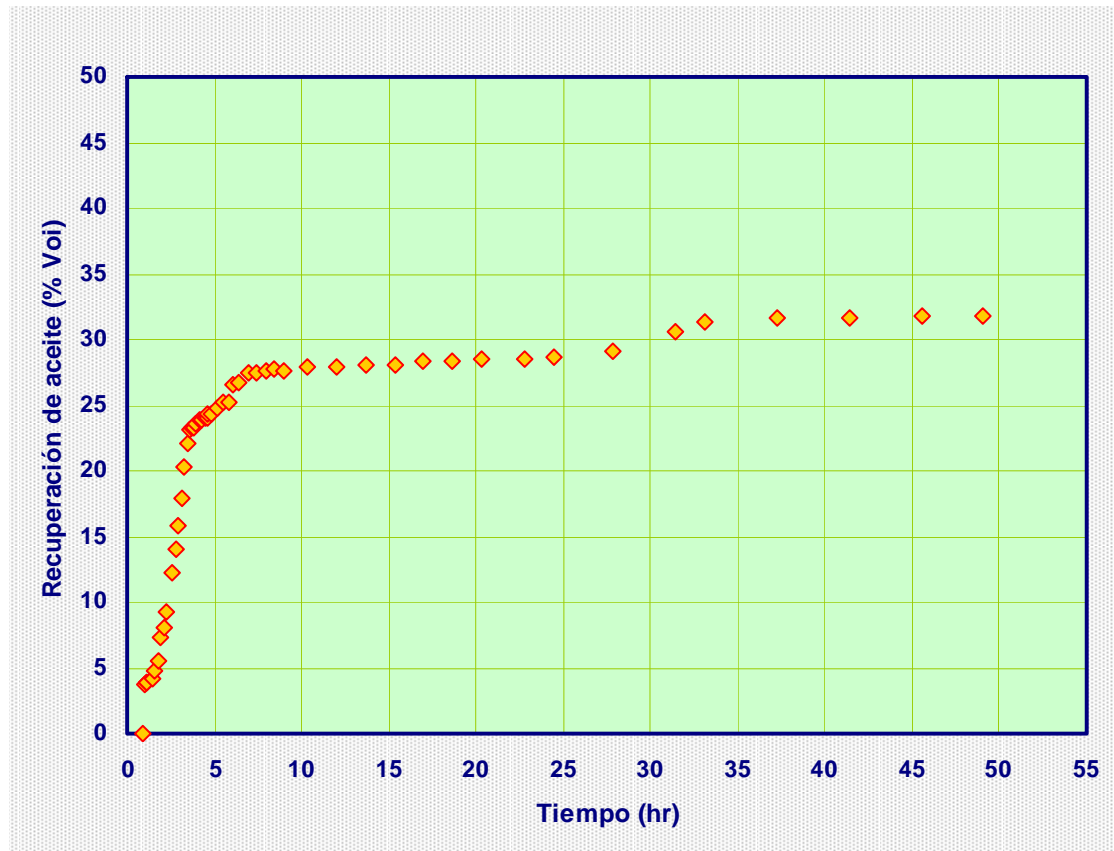


Fig. 4.9 Recuperación de aceite en el núcleo durante la inyección de nitrógeno

El comportamiento de la relación gas aceite en el tiempo durante la inyección de nitrógeno, para los tiempos en que hubo producción de aceite, se muestra en la figura 4.10. En la primera etapa de producción (antes del surgimiento del nitrógeno, 5 horas aproximadamente) la RGA tuvo un valor bajo, en comparación con la segunda etapa, donde muestra un comportamiento muy errático, lo cual puede deberse a que el flujo tiende a comportarse tipo bache, es decir con periodos de no producción de aceite, seguidos de alta producción de gas y aceite, probablemente asociado a que el medio poroso es de alta heterogeneidad.

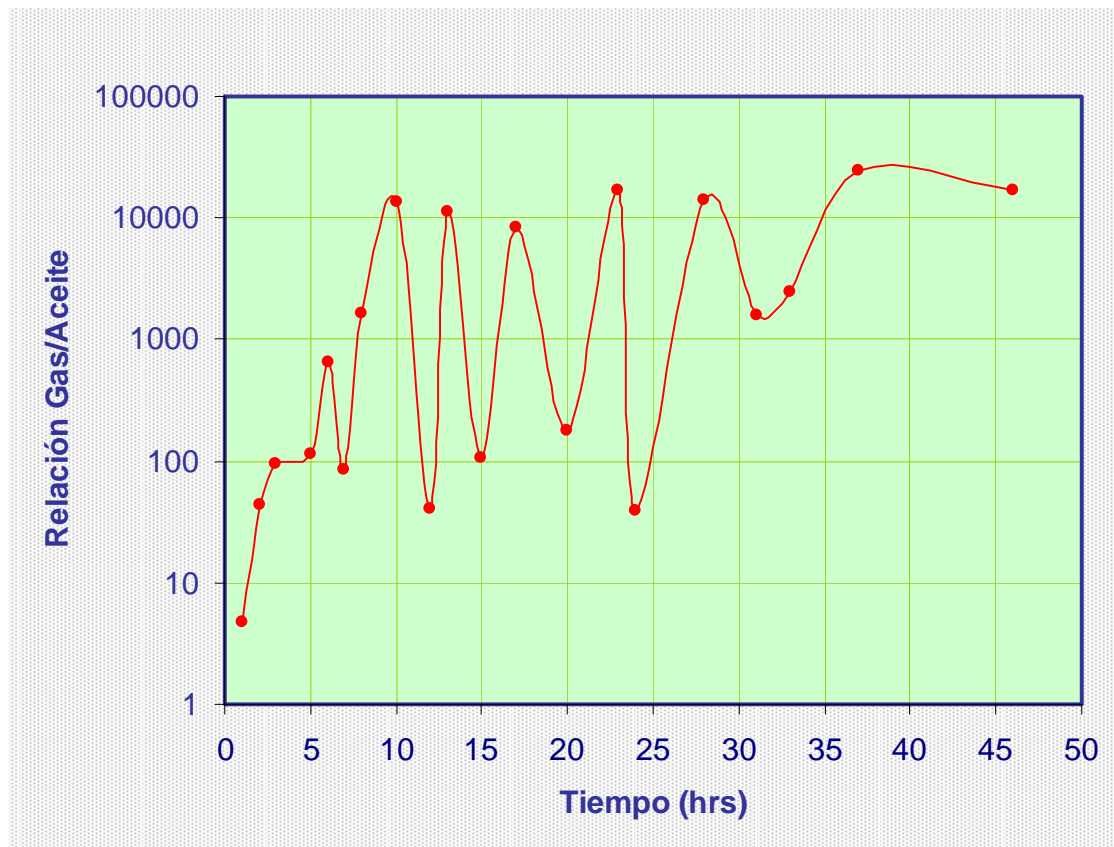


Fig. 4.10 Relación Gas-Aceite durante la inyección de nitrógeno

Como antes se mencionó, después de la inyección de nitrógeno, se inyectó agua desde la parte inferior de la celda con un gasto constante de $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$, con el fin de simular el avance del acuífero sobre la zona invadida por el casquete de gas, y determinar que cantidad de aceite era posible extraer mediante este desplazamiento.

En términos generales se observó que el comportamiento de producción de fluidos es similar a la prueba anterior, Figura 4.11. Es decir durante el llenado del medio poroso con agua (primeras 5 horas) no existe aportación de fluidos, ya que conforme avanza el agua dentro del medio poroso, solo se produce el gas que está en la parte superior del núcleo (casquete). En el intervalo de 5 a 10 horas es cuando la producción de aceite tiende a aumentar, ya que probablemente se esté produciendo el banco de aceite que esta siendo empujado por el agua. Antes del tiempo de surgencia, se observa un incremento hasta un valor máximo de $0.08 \text{ cm}^3/\text{hr}$ y posteriormente una declinación rápida, de tal forma que desde las 15 horas de prueba se mantiene en valores muy

cercanos a cero. En la gráfica de la figura 4.11 se muestra la producción de aceite y agua, incluyendo los volúmenes muertos (en la tubería y en los difusores) producidos.

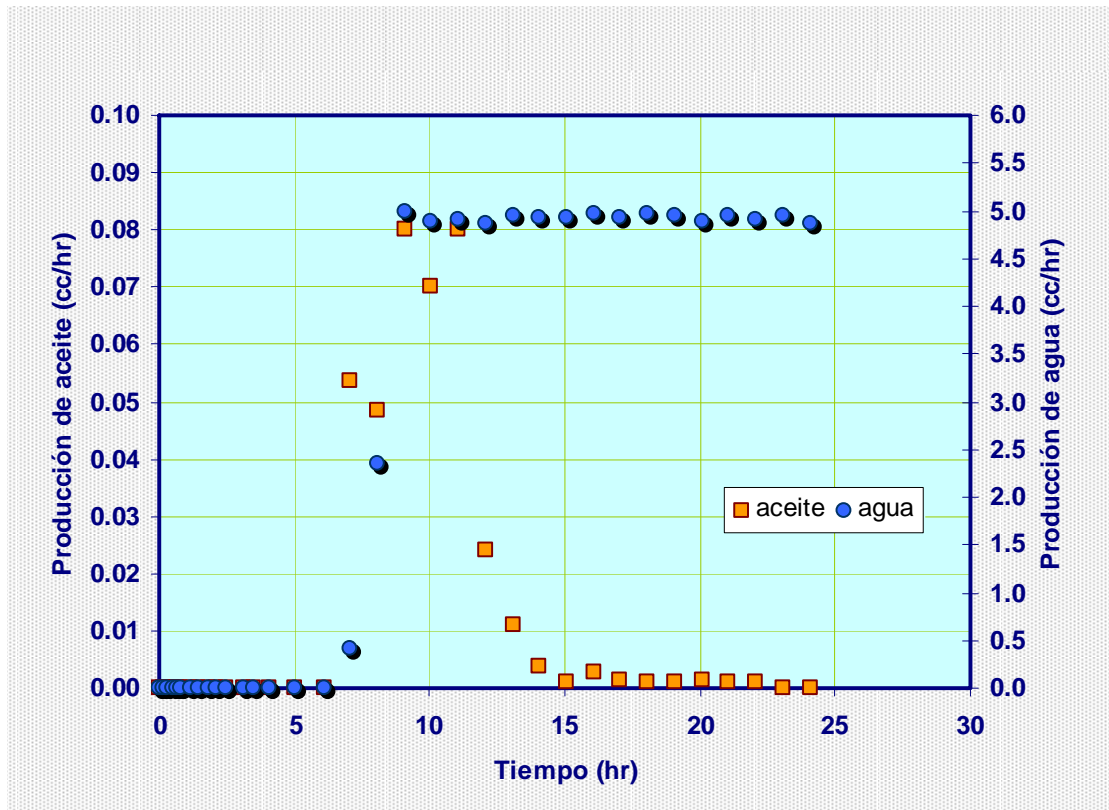


Fig. 4.11 Producción durante la invasión de agua

La producción acumulada de aceite se presenta en la Figura 4.12. Su comportamiento es prácticamente lineal en el intervalo de 5 a 10 horas. Es decir, antes del surgimiento del agua, en este intervalo es cuando se presenta la mayor cantidad de aceite producido, que sin embargo es comparativamente baja, del orden de 0.35 cm^3 , siendo al final de la prueba inferior a 0.4 cm^3 .

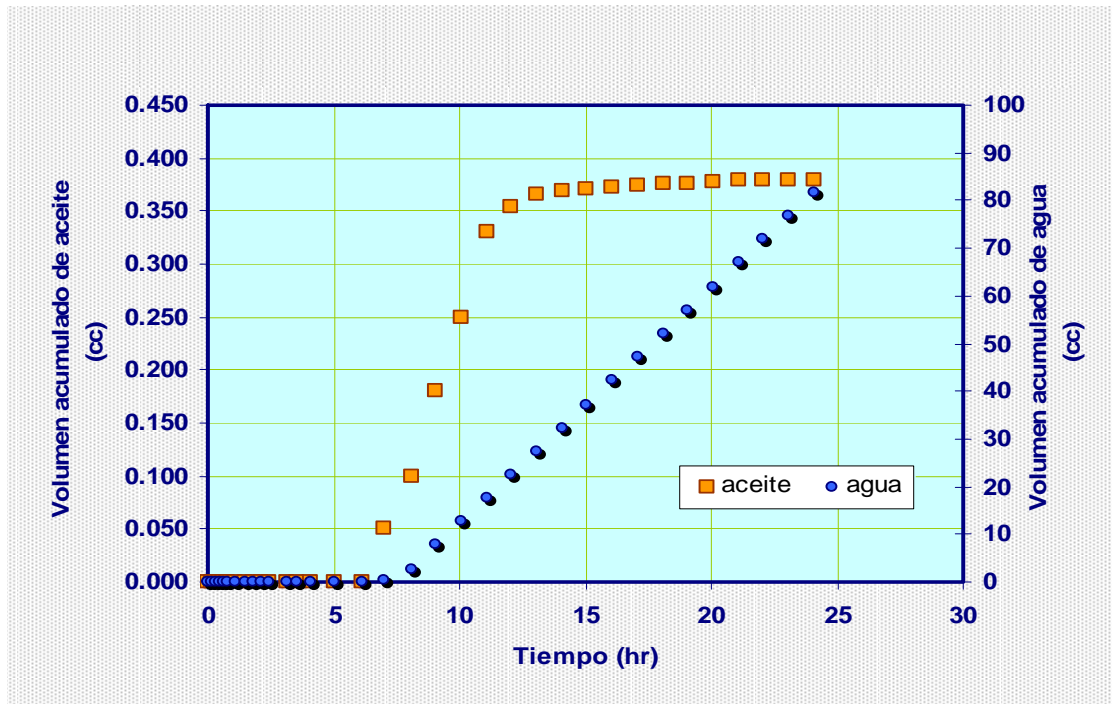


Fig. 4.12 Producción acumulada de aceite y agua durante la invasión de agua.

En la Figura 4.13 se muestra la gráfica de recuperación en porcentaje del volumen original de aceite. El máximo valor se obtiene hasta antes del surgimiento del agua, alcanzando un valor de 0.77% de Voi. El valor final al término de la prueba es de 0.88% de Voi.

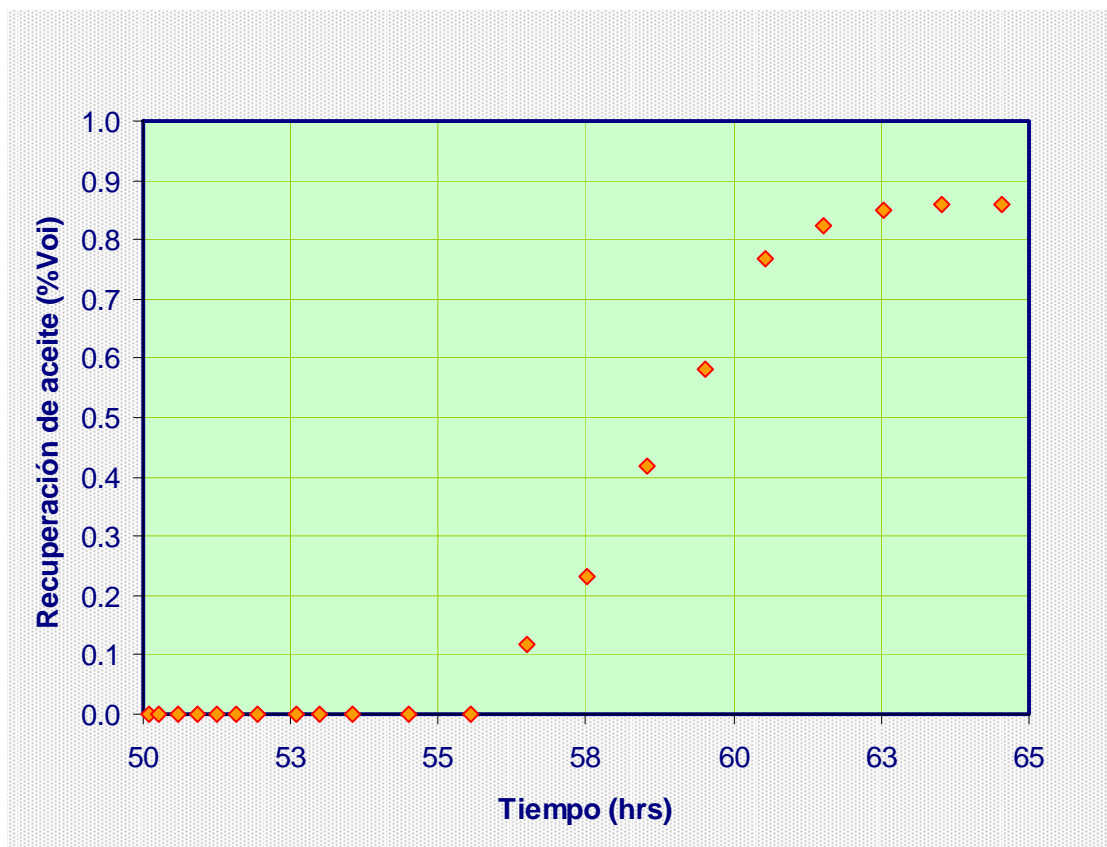


Fig. 4.13 Recuperación de aceite (en porcentaje de su volumen original) durante la etapa de inyección de agua.

Una vez que la producción de aceite por inyección de agua es cero, se inicia la inyección de agua con el surfactante dodecil-bencen-sulfonato de sodio, con el objetivo de movilizar el aceite remanente.

El ritmo de flujo empleado en esta etapa experimental fue el mismo que para las anteriores, es decir $5 \text{ cm}^3/\text{hr}$. La inyección se efectuó desde la parte inferior de la celda. La cinética de producción se muestra en la Figura 4.14. En esta figura se puede observar que desde el inicio de la inyección se produce aceite, alcanzando un valor de $0.35 \text{ cm}^3/\text{hr}$, durante las primeras 10 horas de prueba. Posteriormente y hasta el final de la prueba, la producción de aceite es nula, produciéndose únicamente agua.

Es importante señalar que al final de la etapa anterior no había producción de aceite, por lo cual la producción de aceite se atribuye al efecto del surfactante.

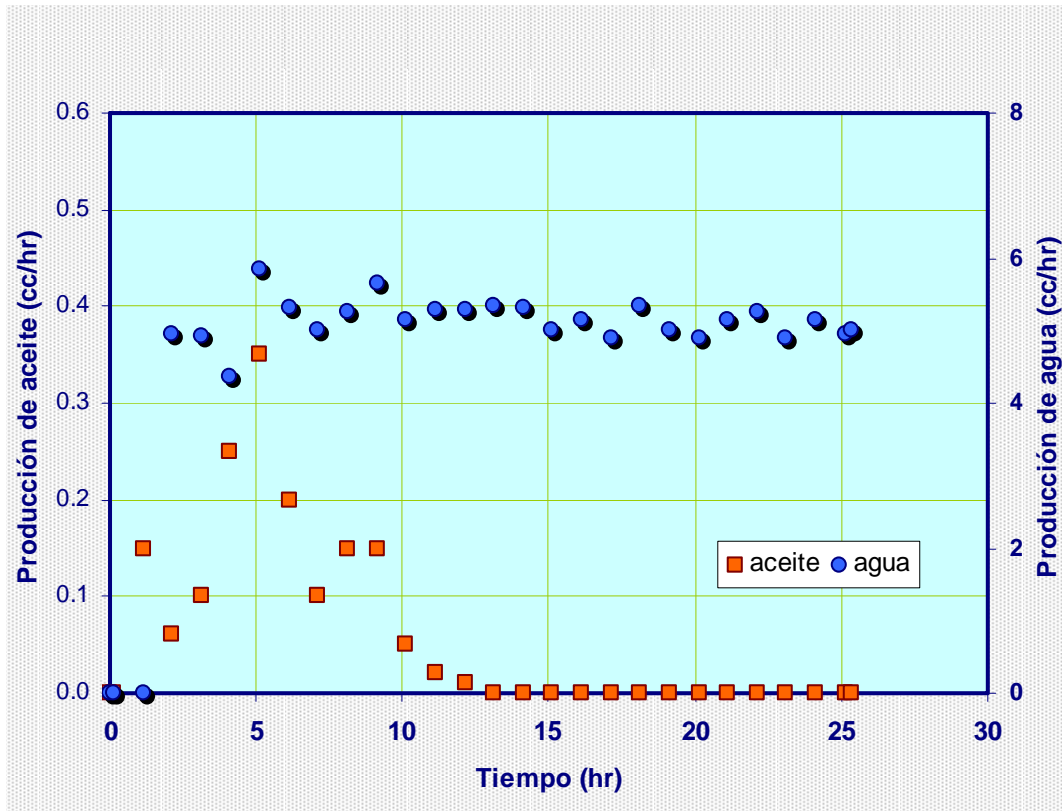


Fig. 4.14 Producción de aceite y agua durante la invasión de agua con surfactantes.

El volumen acumulado de aceite y agua producidos durante la etapa de inyección de agua con surfactantes se muestra en la Figura 4.15. Como se puede observar en la figura el máximo volumen acumulado de aceite es hasta antes de las 10 primeras horas de inyección, alcanzando un valor de 1.56 cm³.

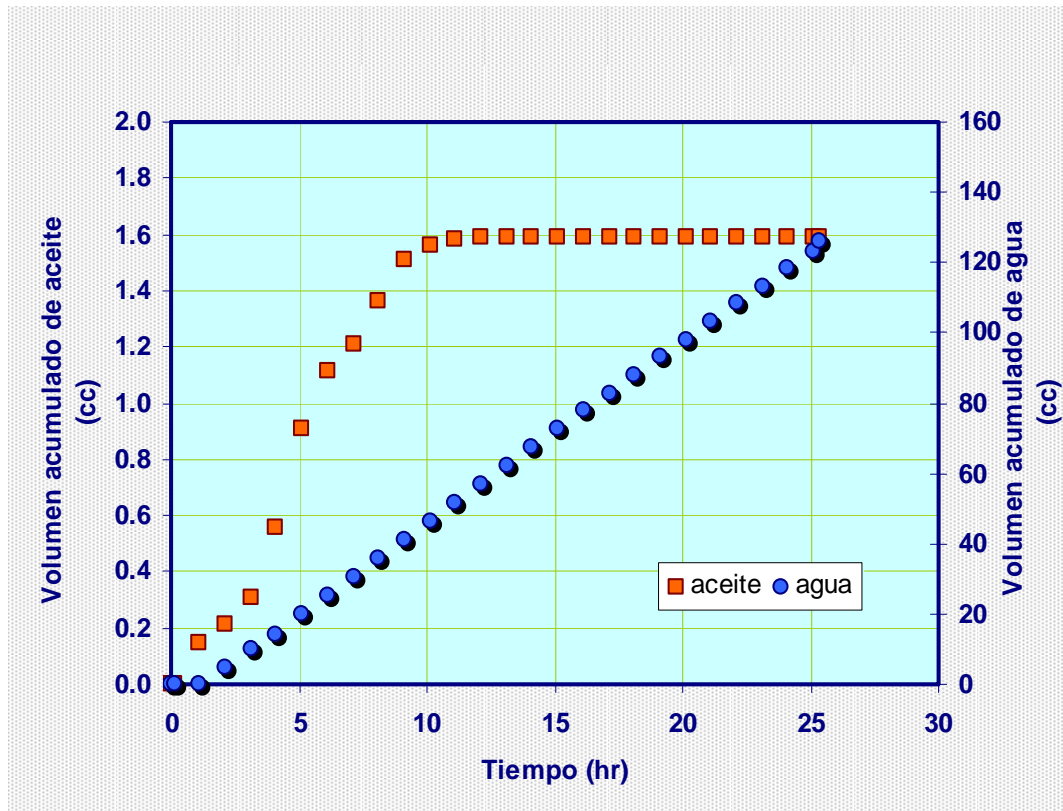


Fig. 4.15 Producción acumulada total de aceite y agua durante la inyección de surfactantes.

En la Figura 4.16 se muestra la recuperación final en términos del volumen de aceite original. La recuperación alcanzó un valor de 3.70% después de 25 horas de prueba, el cual es casi cuatro veces mayor que la recuperación obtenida con el desplazamiento anterior en el que se empleó agua, Figura 4.13.

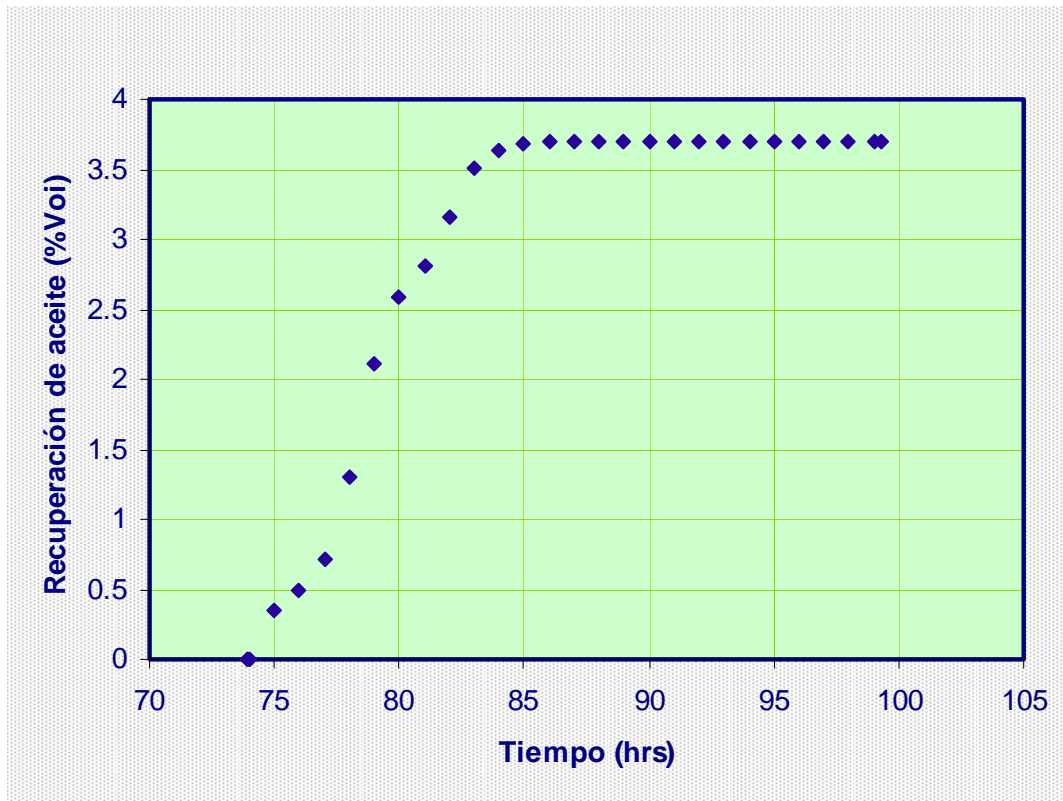


Fig. 4.16 Recuperación de aceite (en porcentaje de su volumen original) durante la etapa de inyección con surfactantes.

En la Figura 4.17 se muestra la historia completa de la recuperación de aceite en términos del volumen de aceite original, pudiendo observarse que el desplazamiento con agua con surfactantes aumenta la recuperación de aceite, y es más eficiente que el desplazamiento con agua. La recuperación total en este caso fue del 36.37%.

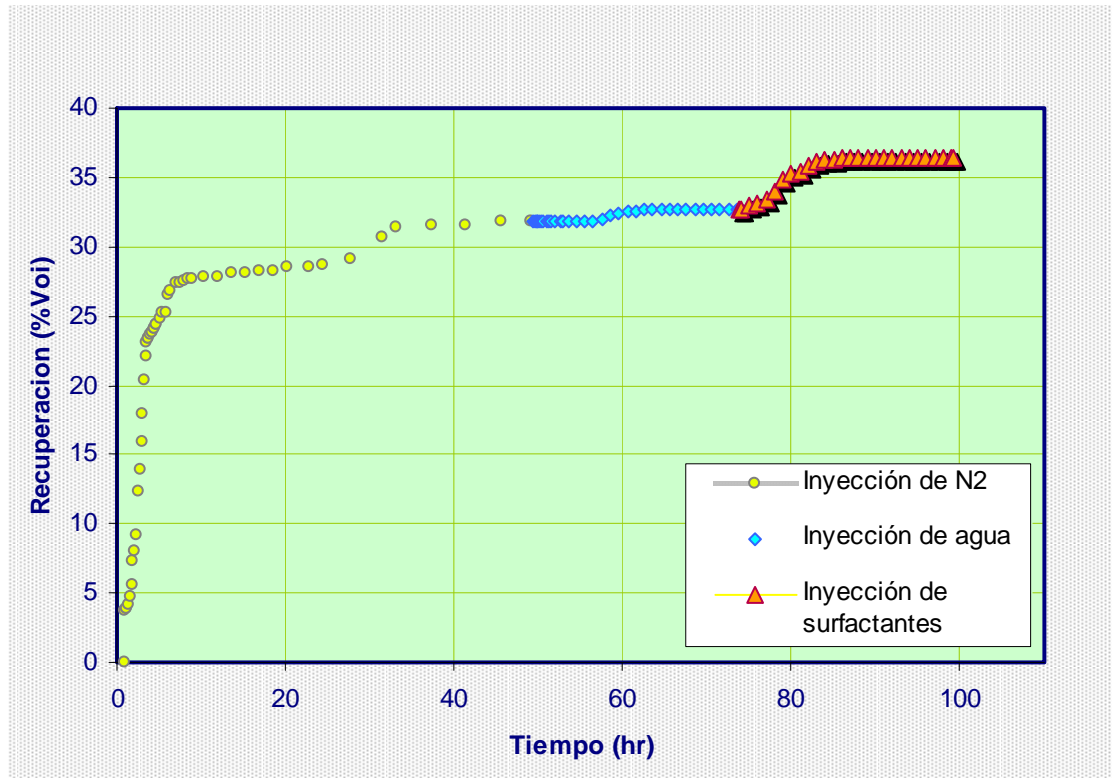


Fig. 4.17 Recuperación durante todo el proceso de desplazamiento inverso (inyección de nitrógeno, inyección de agua e inyección de surfactantes.)

Durante el experimento se utilizó tomografía de rayos X para estimar la distribución de la saturación en términos de vóculos, fracturas y matriz, durante el proceso de inyección de nitrógeno, inyección de agua e inyección de agua con surfactantes.

Para obtener estas imágenes se analiza el volumen central del núcleo como se muestra en la Figura 4.18. Esta zona se dividió en 14 secciones de 2 milímetros cada una, comprendiendo en total un corte de 2.8 cm de grosor. El tamaño del corte es limitado debido a que la curvatura del núcleo puede producir pérdida de resolución si se incrementa.

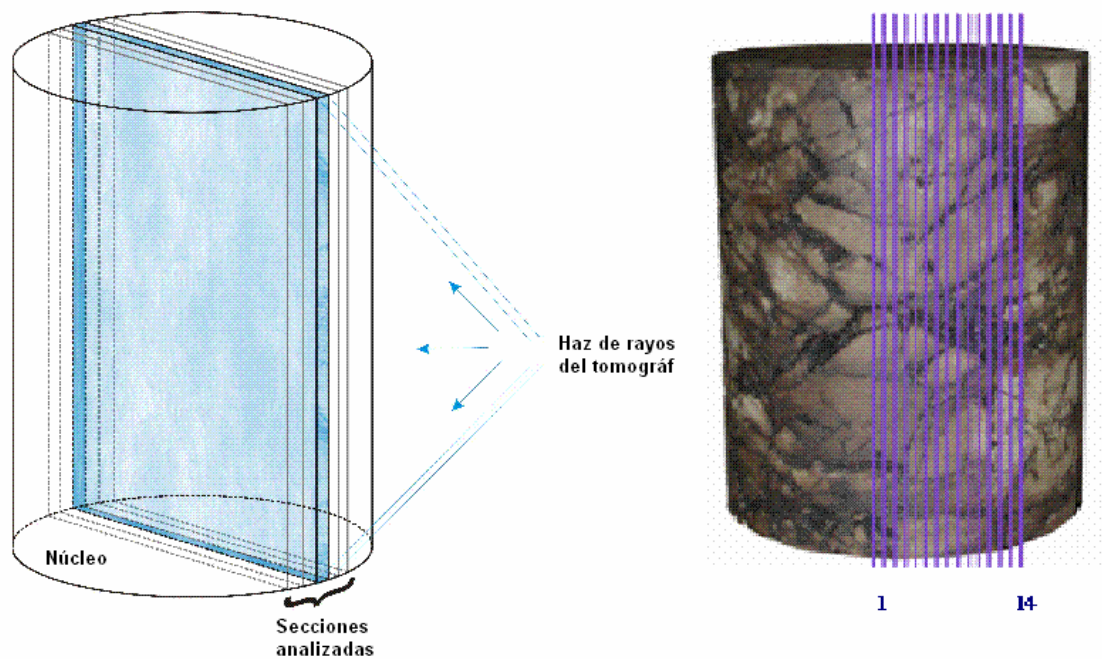


Fig. 4.18 Secciones analizadas con el tomógrafo de rayos X

Las figuras siguientes muestran las series de imágenes tomográficas para: 1) la roca saturada a condiciones de yacimiento, 2) la roca en seco, 3) la roca al final de la inyección de nitrógeno, 4) la roca al final de la inyección de agua y 5) la roca al final de la inyección de agua con surfactantes.

En cada una de las series se obtuvieron 14 “rebanadas” tomográficas las cuales se muestran en las Figuras 4.19 y 4.20. El orden es de izquierda a derecha y de arriba hacia abajo.

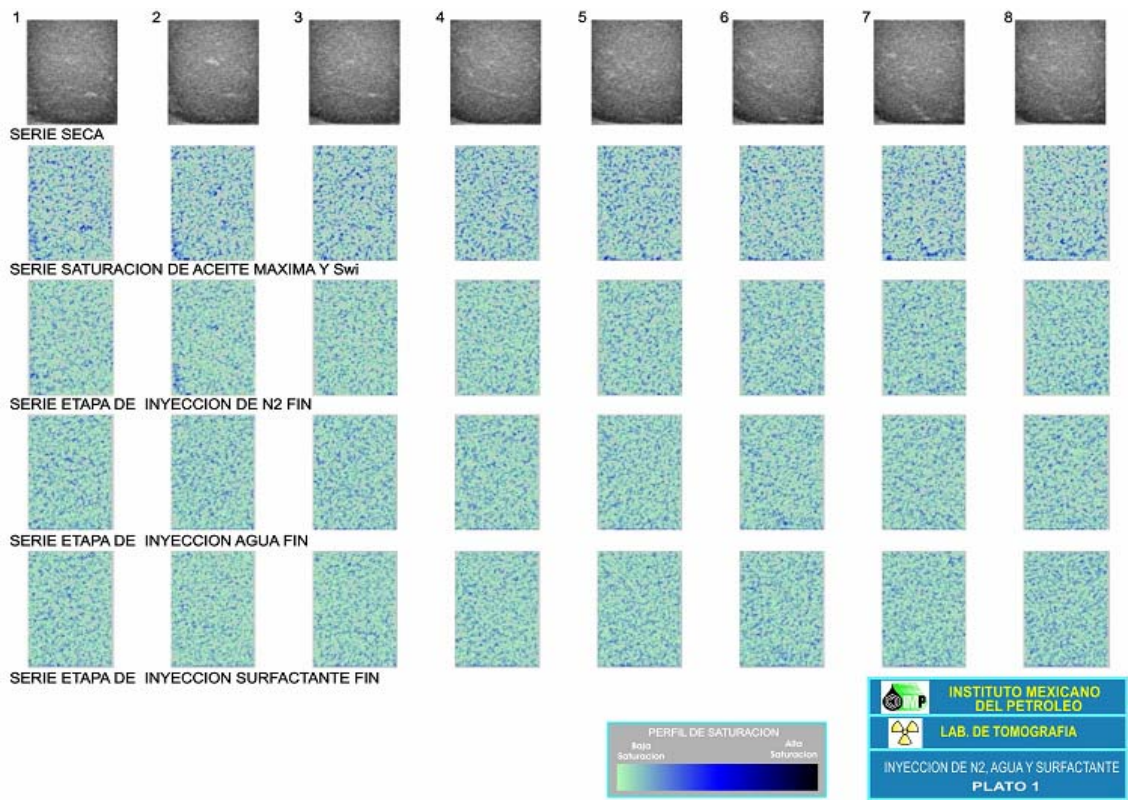


Fig. 4.19 Series tomográficas en cada fin de etapa para los cortes del 1 al 5

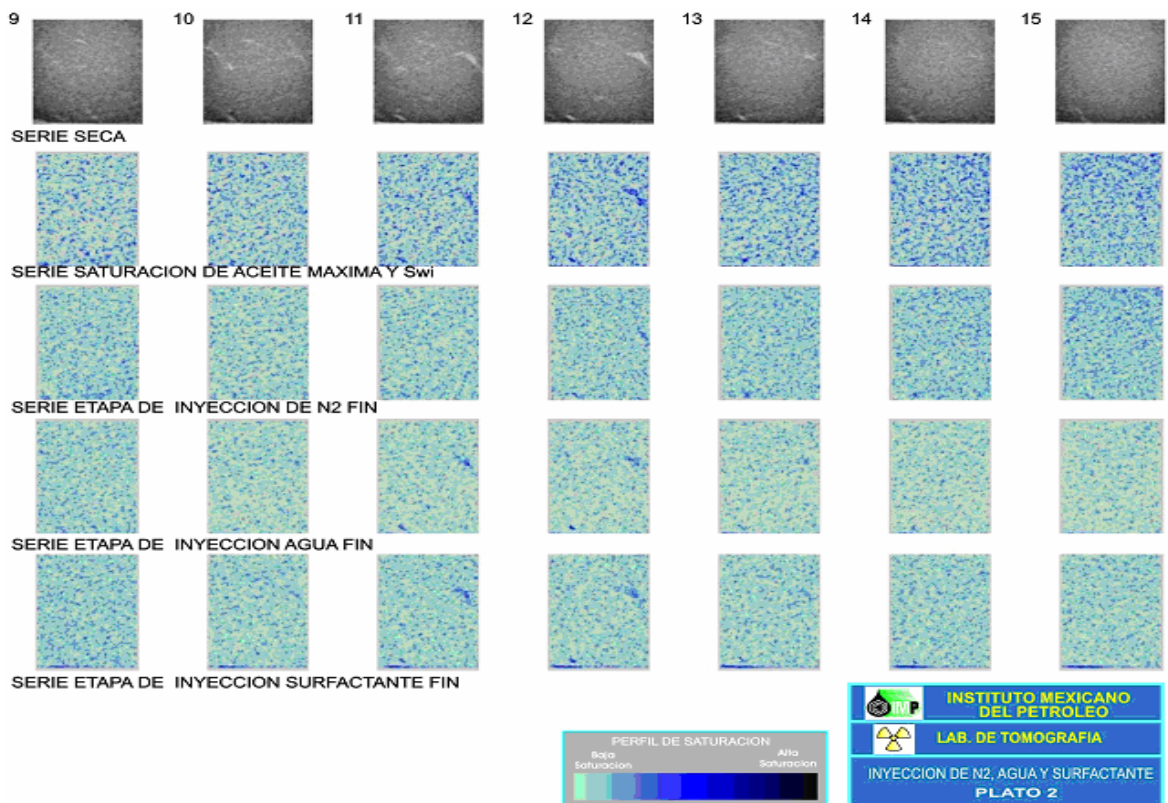


Fig. 4.20 Series tomográficas en cada fin de etapa para los cortes 6 al 10

En las Figuras 4.19 y 4.20 se puede observar que la saturación de aceite en los vóculos cambia más drásticamente en la etapa de inyección de nitrógeno, mientras que en las etapas posteriores lo hace sólo ligeramente. Esto concuerda con los resultados obtenidos de los desplazamientos, ya que la recuperación máxima se obtuvo durante el desplazamiento con nitrógeno y debido a que durante la inyección de agua y agua con surfactantes solo se recuperó una cantidad mínima de aceite, el cambio de saturación no se alcanza a percibir en las imágenes.

También se puede observar en la Figura 4.20 que al final de la inyección de nitrógeno los vóculos más grandes están menos saturados que al final de la inyección de agua con surfactantes, debido probablemente a la histéresis, que causa que los fluidos no siguen el mismo camino de flujo cuando se cambia la dirección del desplazamiento. Esto probablemente provocó que el aceite haya quedado atrapado en esa zona y ya no haya podido fluir.

4.3.2 Despresurización con inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes.

El objetivo fue realizar un experimento con aceite original y una muestra de roca, simulando la historia de presión del yacimiento, posteriormente la inyección de nitrógeno y la inyección de agua con surfactantes para estimar la saturación remanente y la recuperación de aceite en el casquete de gas del yacimiento. En este experimento se manejó un espaciado de fractura de 1 mm (espacio anular entre el diámetro interior de la celda y el exterior del núcleo), para representar el alto fracturamiento que existe en el yacimiento.

Se utilizó balance de masa para estimar la recuperación debida a la expansión del gas, a la inyección de nitrógeno y a la inyección de surfactantes en función del tiempo.

Durante la etapa de producción por expansión del aceite y gas, el sistema estuvo produciendo aceite por la parte inferior de la celda y cerrado por su parte superior, Fig. 4.21.

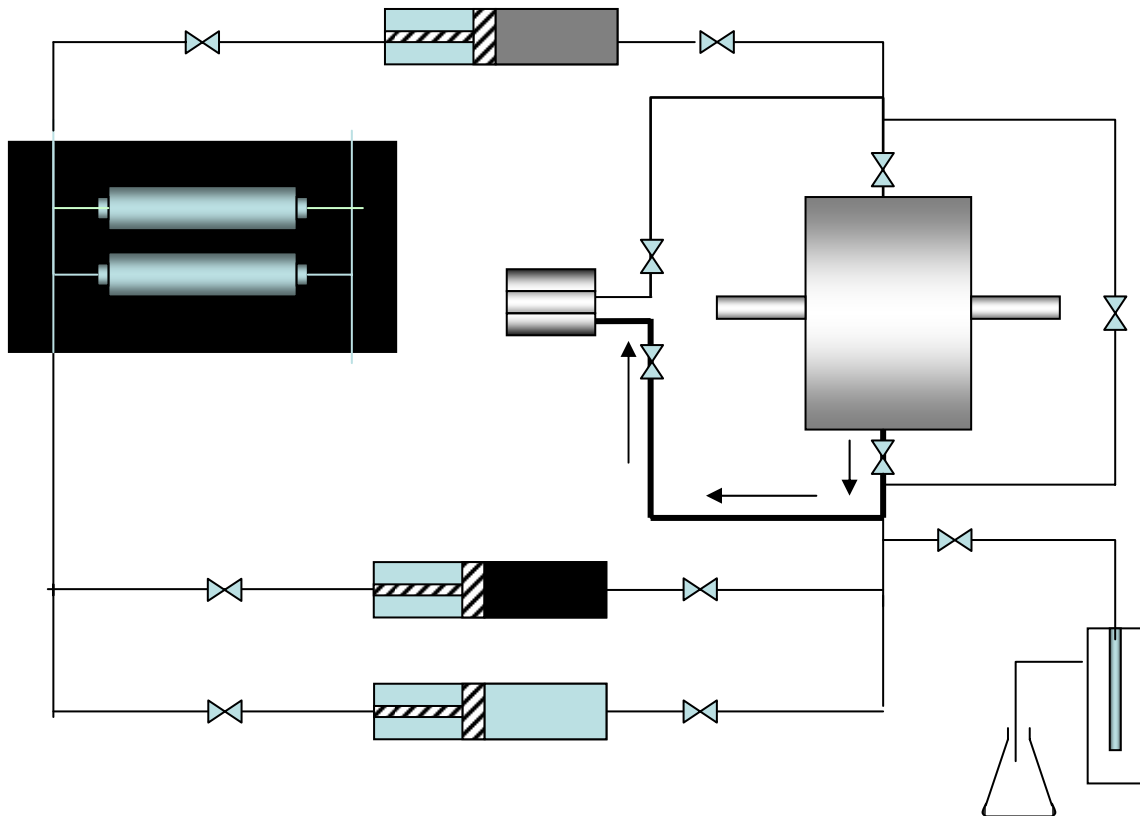


Fig. 4.21 Esquema en donde se representa el sistema de desplazamiento instalado en el equipo de tomografía de rayos X, durante la etapa de despresurización.

Mediante la manipulación del gasto de producción, se controló la presión en el sistema con el fin de imitar los datos históricos de la producción primaria del yacimiento. La figura 4.22 muestra la curva del comportamiento de presión durante el experimento y la curva que se calculó para el nivel de referencia.

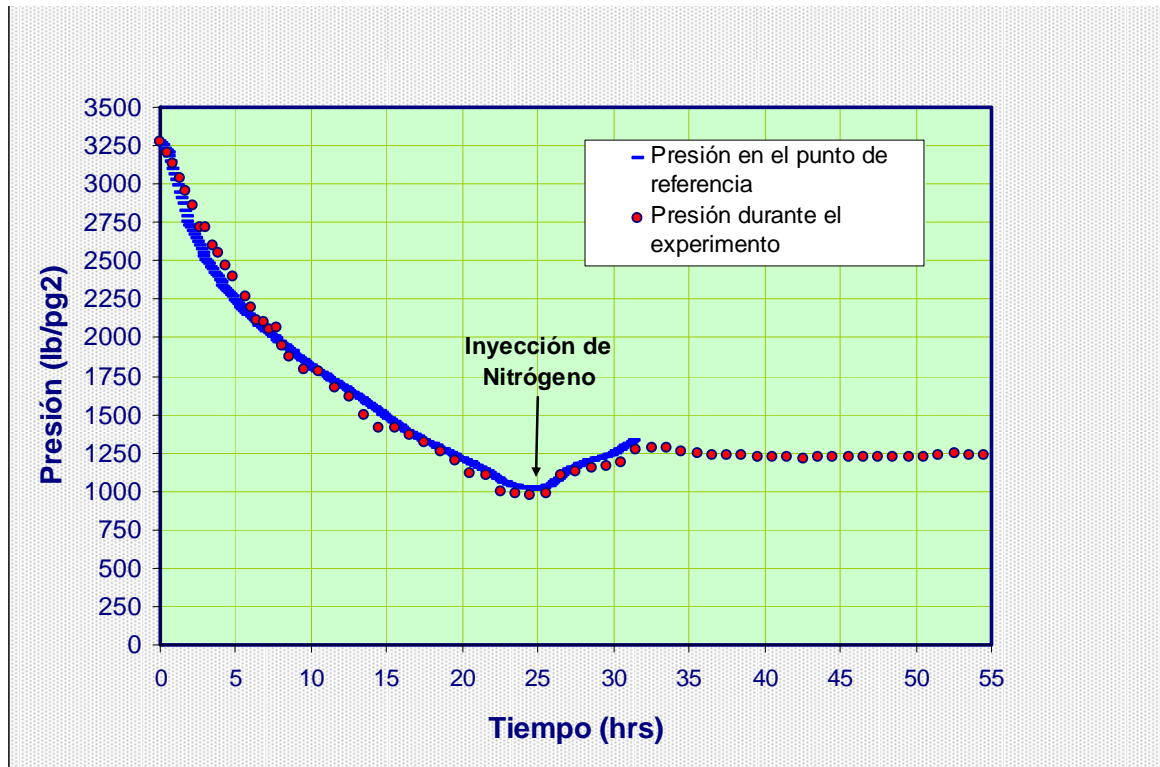


Fig. 4.22 Historia de presión durante el experimento

Como se puede observar en la figura 4.22, la inyección de nitrógeno se llevó a cabo a las 25 horas después de iniciada la prueba, con el fin de elevar la presión del sistema tal como lo indica la curva histórica de presión. Posteriormente se continuó con la inyección a una presión constante para determinar la recuperación de aceite mediante este primer desplazamiento.

En la Figura 4.23 se presenta la curva de recuperación de aceite durante la etapa de despresurización y la inyección de nitrógeno.

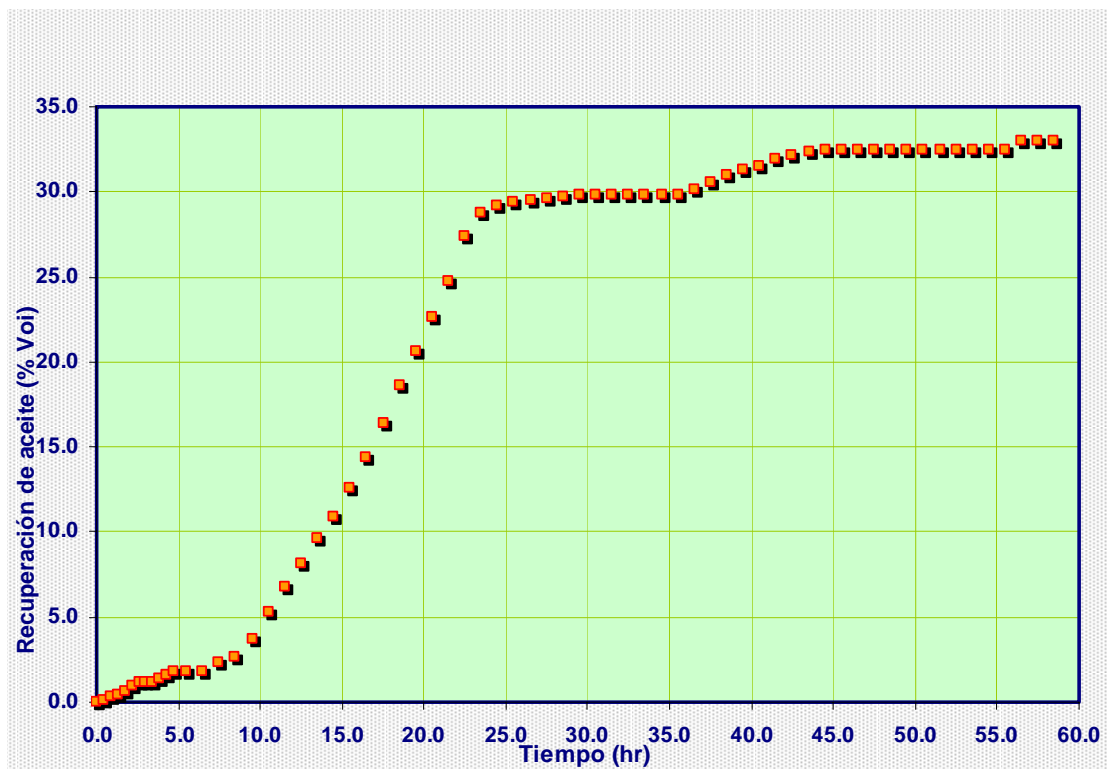


Fig. 4.23 Comportamiento de la recuperación de aceite durante el experimento (despresurización e inyección de nitrógeno).

En esta figura se observa que la producción máxima de aceite se obtuvo antes de las 25 horas de prueba, es decir, durante el proceso de despresurización, alcanzando un valor de recuperación de aceite del 29.8 %. Durante el proceso de inyección de nitrógeno (después de 25 horas) la recuperación de aceite se incrementó solo en un 2.62 %, obteniéndose una recuperación final de 32.47%.

La historia de producción durante la inyección de nitrógeno se muestra en la Figura 4.24. En esta figura se puede observar que desde el inicio de la inyección se produce aceite por la parte inferior de la celda. Antes de las 45 horas se puede suponer que los fluidos producidos son hidrocarburos en fase líquida y gaseosa, por lo que se supone que el nitrógeno todavía no aparece a la salida y no ha influido en el aceite ubicado en la parte inferior de la celda. Sin embargo, después de 45 horas de prueba la cantidad de aceite producido disminuye drásticamente, y la mayor parte de la producción es gas. Es probable que la composición de este gas sea casi en su totalidad nitrógeno, aunque algunos hidrocarburos dentro de la matriz podrían aún estar evaporándose e integrándose a la corriente de gas.

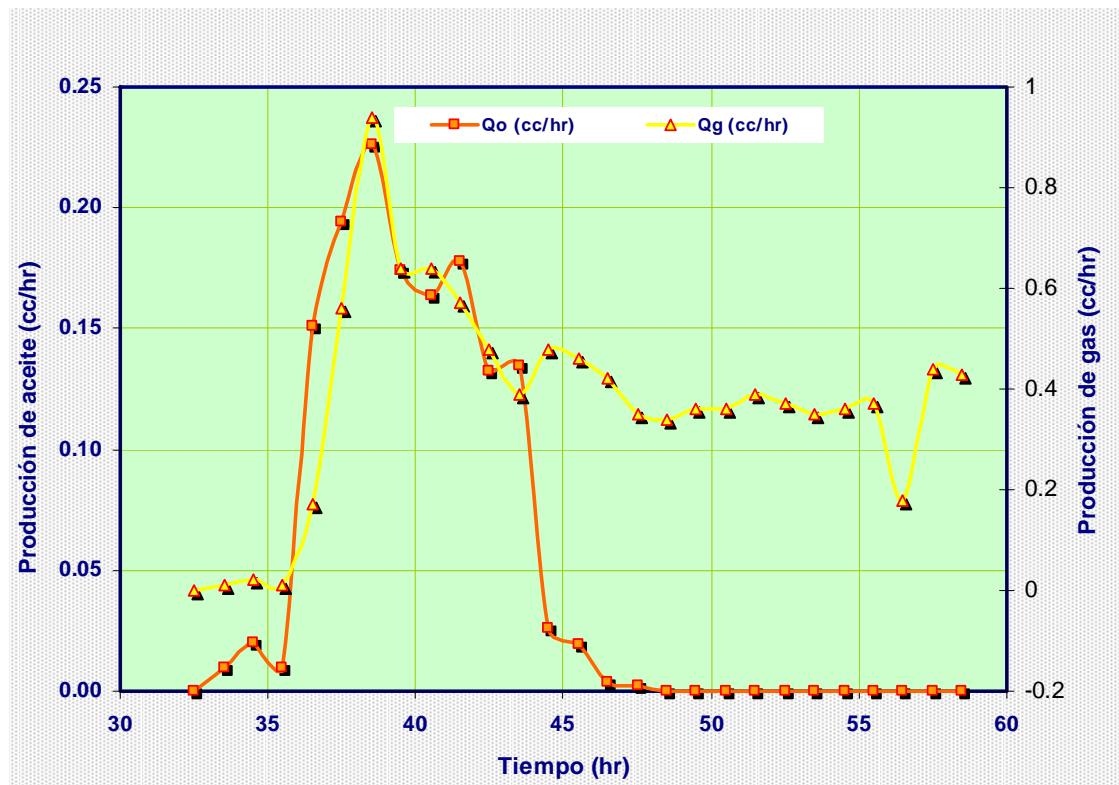


Fig. 4.24 Producción de aceite y gas a la salida de la celda experimental durante la inyección de nitrógeno.

Un aspecto importante que se debe considerar antes de implementar un método de recuperación mejorada, es la saturación de aceite remanente después de un primer desplazamiento, para determinar si su implementación es económicamente viable.

En la Figura 4.25 se muestra la saturación remanente de aceite en la matriz del núcleo después de la inyección de nitrógeno. Es importante señalar que para la determinación de la saturación de aceite remanente en el núcleo, se restó el volumen de aceite producido desde la fractura, es por esto que en la gráfica se observa que durante las primeras 10 horas no hay variación de este parámetro en el núcleo.

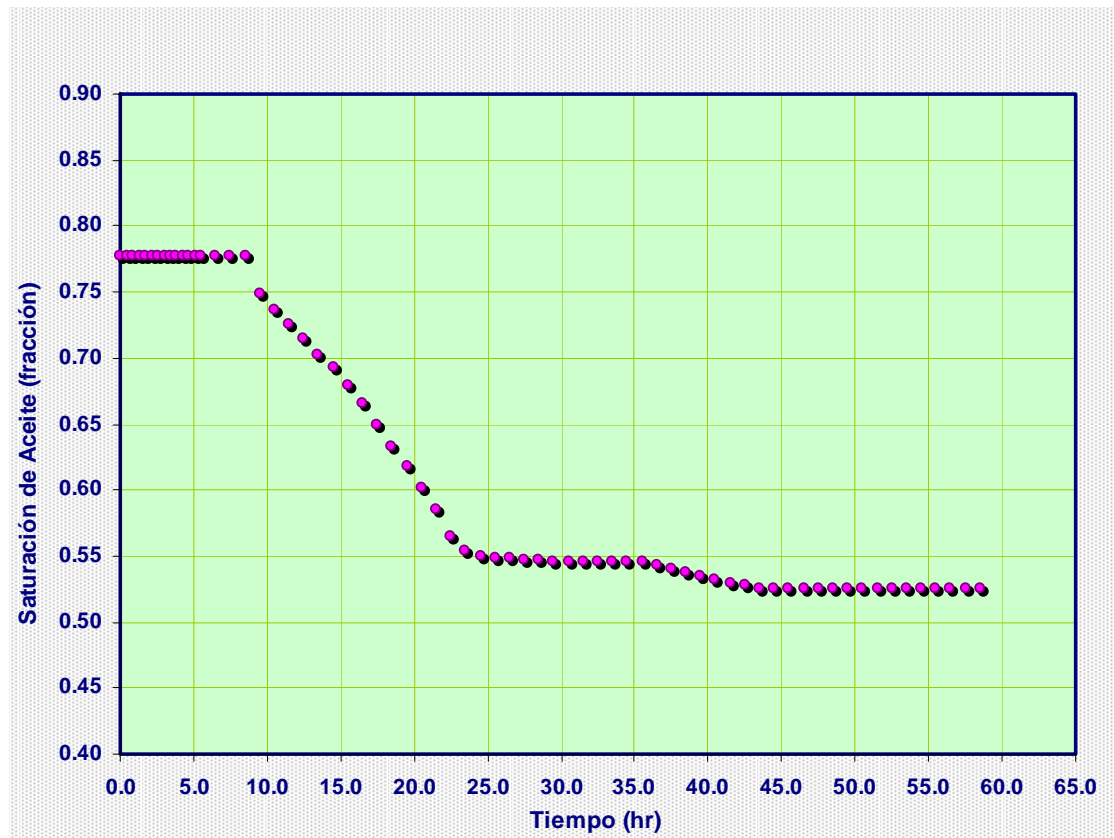


Fig. 4.25 Comportamiento de la saturación remanente de aceite durante el experimento (despresurización e inyección de nitrógeno).

La saturación de aceite remanente al final de la inyección de nitrógeno fue del 52.5 %, la cual es un valor alto que se consideró podría producirse mediante la inyección de agua con surfactantes por la parte de abajo de la celda.

Durante la etapa de inyección de agua con surfactantes no fue posible graficar la curva de recuperación adicional, debido a que se produjo el aceite emulsionado con el agua, Figura 4.26. Para separarlos y determinar la cantidad de aceite desplazado por el agua con surfactantes se decidió centrifugarlos; sin embargo, esta técnica no funcionó ya que no se lograron separar las fases y se utilizó una técnica alterna de separación.

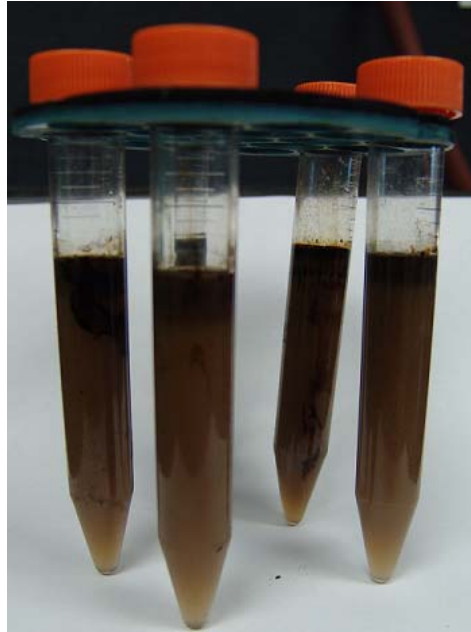


Fig.4.26 Aceite emulsionado producido durante la inyección de agua con surfactantes

El aceite emulsionado se vació en un embudo de separación que contenía 50 ml de cloroformo, se agitó y se dejó reposar. Debido a que el aceite es soluble en cloroformo después de aproximadamente dos horas de reposo, el aceite y el cloroformo se separaron de la fase acuosa, Figura 4.27.



Fig. 4.27 Aceite con cloroformo separado del agua.

Posteriormente se retiró esta mezcla de aceite con cloroformo del embudo de separación y se dejó reposar hasta que el cloroformo se evaporó completamente.

Debido a que la emulsión restante en el embudo de separación aun tenía rastros de aceite, se decidió adicionar otro solvente (xileno) para separar más aceite de la emulsión, Figura 4.28.

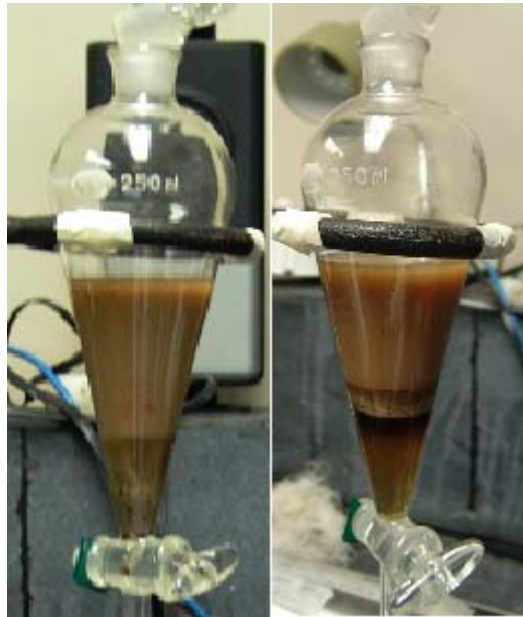


Fig. 4.28 Izquierda. Emulsión de aceite después de que se retiró el cloroformo. Derecha. Aceite con xileno separado del agua.

Una vez que se evaporó el cloroformo y el xileno, la cantidad de aceite recuperada fue de 0.2 ml, Figura 4.29.

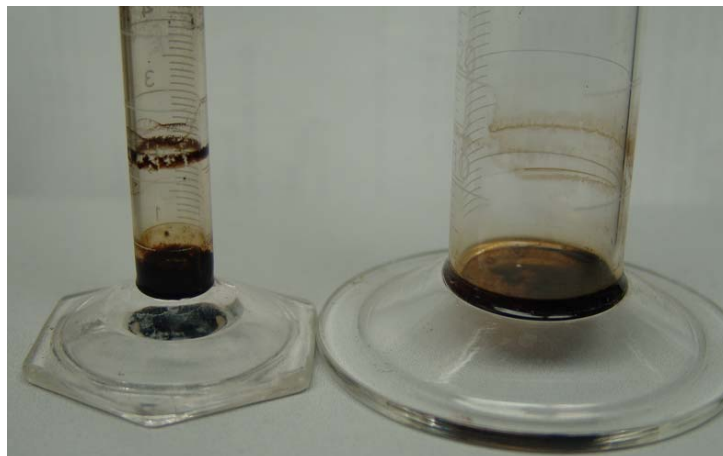


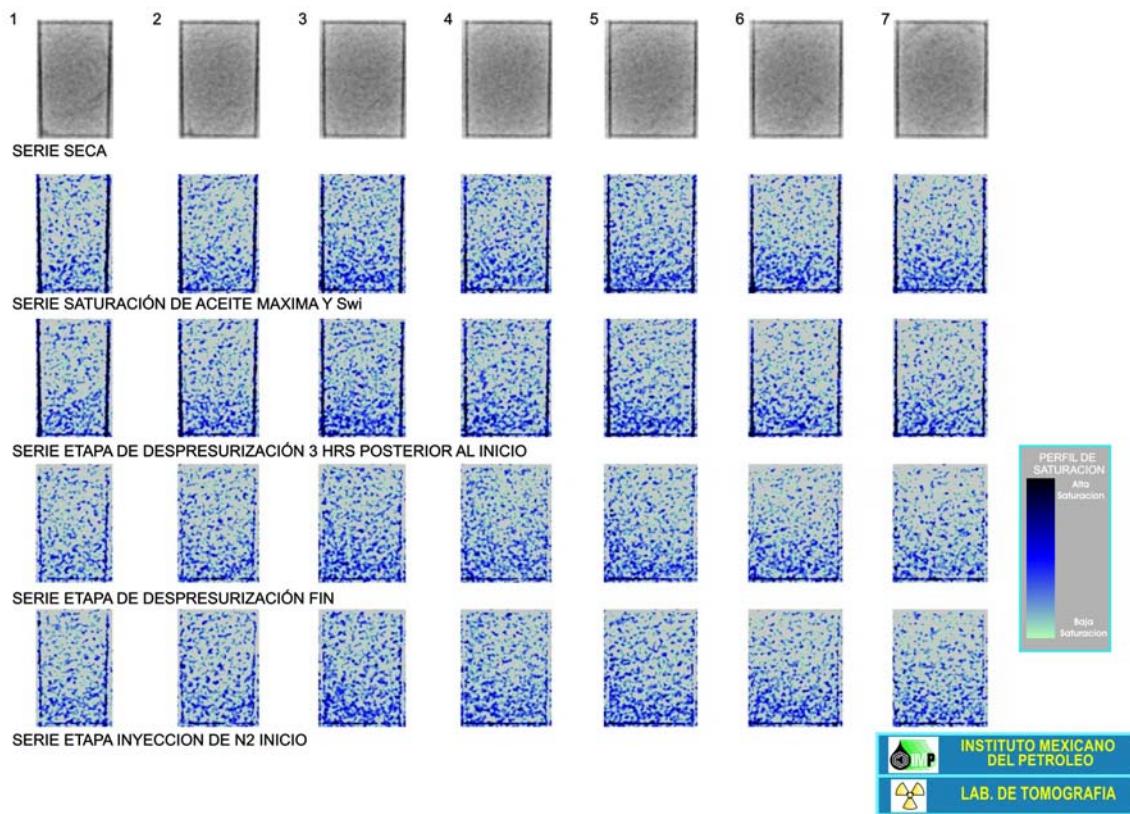
Fig. 4.29 Aceite recuperado mediante la inyección de agua con surfactantes

A partir de los resultados para el volumen de aceite producido, la recuperación adicional por la inyección de agua con surfactantes fue del 0.55% adicional. La recuperación total después de los dos desplazamientos fue del 33.03%.

Durante el experimento se utilizó tomografía de rayos X para estimar la distribución de la saturación en términos de vórgulos, fracturas y matriz, durante el proceso de despresurización, inyección de nitrógeno e inyección de agua con surfactantes.

Las figuras siguientes muestran las series de imágenes tomográficas para: 1) la roca en seco, 2) la roca saturada a condiciones de yacimiento, 3) a las 3 horas después de iniciada la despresurización, 4) al final de la despresurización, 5) al inicio de la inyección de nitrógeno 6) después de que se inyectaron 34 cm³ de nitrógeno, 7) al final de la inyección de nitrógeno y 8) al final de la inyección de surfactantes.

En cada una de las series se obtuvieron 16 “rebanadas” tomográficas, las cuales se muestran en las Figuras 4.30 y 4.31. El orden es de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha.



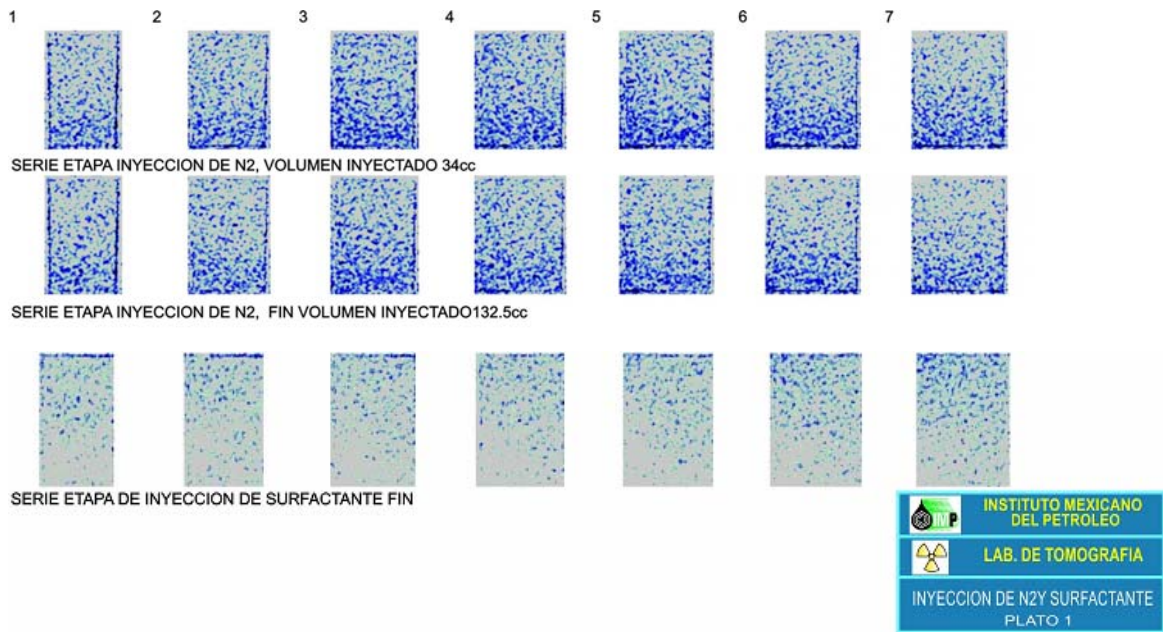
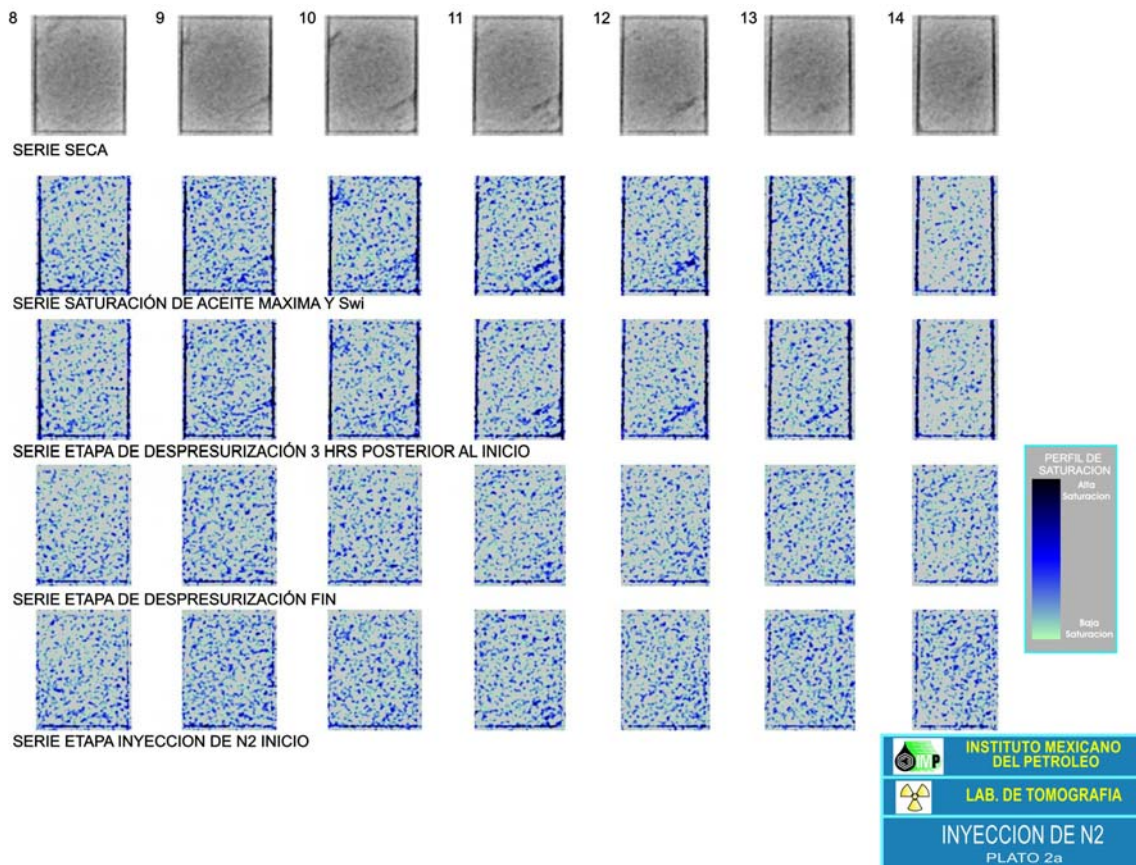


Figura 4.30 Series tomográficas en cada etapa para los cortes del 1 al 8.



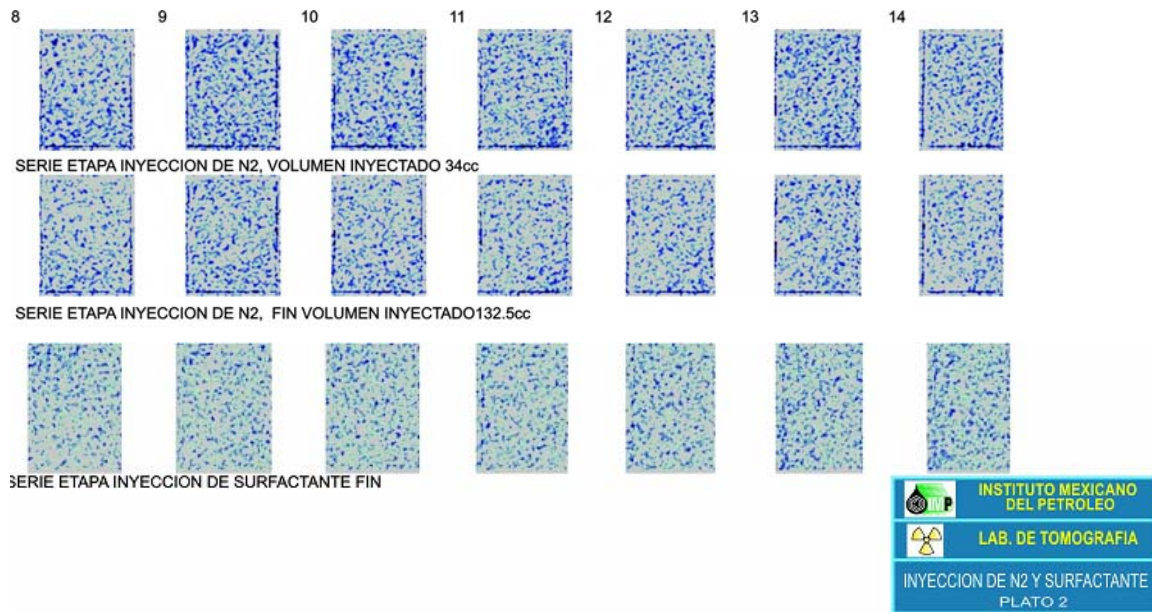


Figura 4.31. Series tomográficas en cada etapa para los cortes del 9 al 16.

En las figuras 4.30 y 4.31 se puede observar que la saturación de aceite en los vóculos cambia más drásticamente en la etapa de despresurización, mientras que en la etapa de inyección de nitrógeno lo hace sólo ligeramente. El proceso de inyección de nitrógeno promueve un comportamiento reducido de drene gravitacional, observado en las series tomográficas para las últimas etapas, en donde la saturación de aceite en la parte superior del núcleo disminuye ligeramente. Al final del proceso de inyección de surfactantes se nota que la saturación de aceite varía mucho entre el plato 1 y el 2, mostrando que el surfactante no barrió todas las zonas del núcleo. Sin embargo, en el plato 1 se observa que la saturación de aceite en los vóculos disminuye notablemente, por lo que se puede concluir que en las zonas que alcanza a barrer el surfactante tiene un desplazamiento eficiente en la recuperación del aceite remanente.

Utilizando las imágenes tomográficas es posible analizar lo que ocurre en la fractura que rodea al núcleo durante el proceso de segregación, ya que se puede estimar la cantidad de aceite que existe dentro de ella. Un fenómeno muy interesante observado es que a las condiciones iniciales, la saturación inicial de aceite en la fractura no es total, y la recuperación de aceite en ella tampoco lo es. La figura 4.32 muestra una gráfica de saturación de aceite dentro de la fractura anular para las diferentes etapas del experimento.

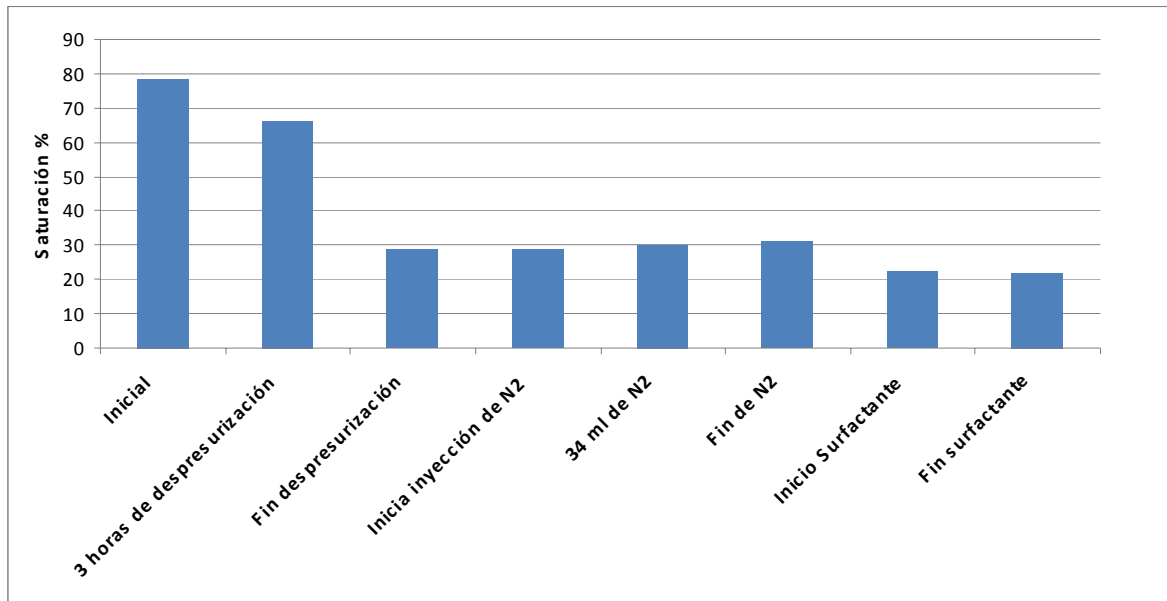


Figura 4.32. Saturación de aceite en la fractura anular para cada etapa.

En esta figura se observa que la mayor recuperación en la fractura que rodea al núcleo ocurre en la etapa de despresurización, ya que durante la etapa de inyección de nitrógeno la saturación aumenta ligeramente, esto debido probablemente a que el drenaje gravitacional aporta aceite del núcleo hacia la fractura anular. También se puede observar que durante la inyección de agua con surfactantes la saturación disminuye al inicio de la inyección y después decrece solo ligeramente.

1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Por lo que realicé y analicé concluyo que con el diseño y construcción de la celda para la medición de tensión interfacial a condiciones de yacimiento, se probó la eficiencia del surfactante dodecil-bencen-sulfonato de sodio, para la disminución de la tensión interfacial entre el sistema agua-aceite a condiciones de yacimiento, utilizando aceite vivo de un yacimiento de la Región Marina Suroeste del país.

Se realizaron dos pruebas de doble desplazamiento inverso en un núcleo de la Región Marina Suroeste del País, a condiciones de yacimiento y utilizando aceite vivo del mismo yacimiento.

Se utilizó tomografía de rayos X para determinar la saturación de los fluidos dentro del medio poroso durante los procesos de desplazamiento.

En el primer experimento por inyección de nitrógeno, la recuperación total de hidrocarburos en el núcleo fue del 32% del volumen original de aceite. Por inyección de agua la recuperación aumentó solo un 0.88%, y la inyección de agua con surfactantes posterior a la inyección de nitrógeno y agua, alcanzó una recuperación de aceite del 3.70% adicional del volumen original de aceite, el cual es casi cuatro veces mayor que la recuperación obtenida con el desplazamiento con agua.

El incremento de la producción de aceite durante la inyección de agua con surfactantes, se debió al efecto del surfactante sobre los fluidos residentes en el medio poroso (matriz, vóculos y fracturas), lo que originó la formación de un banco de aceite que fluyó durante las primeras horas del experimento.

Las imágenes tomográficas mostraron que gran parte del volumen de aceite recuperado es aportado por los vóculos del núcleo.

Del segundo experimento, gracias a la celda experimental de diseño especial, con la cual se simuló el alto fracturamiento que existe en el yacimiento, mediante un espacio anular de 1mm entre la celda y el núcleo. También se simuló mediante un proceso de

despresurización y de inyección de nitrógeno la vida productiva del yacimiento, hasta la formación del casquete de gas.

La recuperación total de hidrocarburos en el núcleo después de la despresurización fue del 29.85% del volumen original de aceite, y después de la inyección de nitrógeno se incrementó solo un 2.62%.

Durante la inyección de agua con surfactantes, se produjo el aceite emulsionado y cuando se separó la recuperación por la inyección de agua con surfactantes fue del 0.55% del volumen original de aceite. Este comportamiento se debió probablemente a que el surfactante no fluyó en la matriz rocosa y solo actuó en las zonas de alto fracturamiento.

Las imágenes tomográficas muestran que en la fractura anular la saturación de aceite baja considerablemente durante la etapa de expansión y que la inyección de nitrógeno estimula el drene gravitacional, ya que durante esta etapa la parte superior del núcleo disminuye ligeramente en saturación de aceite.

De acuerdo a los resultados obtenidos de cada experimento podemos concluir que la inyección de surfactantes para la recuperación de aceite remanente después de un primer desplazamiento con gas, es más eficiente en las zonas donde no existe alto fracturamiento.

La recuperación de aceite remanente mediante la inyección de agua con surfactantes como método de recuperación mejorada, aumenta el porcentaje de recuperación de aceite en la zona invadida por el casquete de gas.

Por lo que vi y analicé en mi trabajo, considero que si se decide aplicar la inyección de agua con surfactantes a todo el yacimiento, se deberá inyectar un bache con otro tipo de químicos antes, para rellenar los vóculos y las fracturas del yacimiento para permitir que el bache de surfactante actúe en la matriz y aumente la recuperación del aceite remanente.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Petróleos Mexicanos, Anuario estadístico 2007/ Petróleos Mexicanos, México PEMEX, 2007.
- 2) Green, D., *Enhanced Oil Recovery*, SPE textbook series Vol. 6, Richardson TX, 1998, pp. 1-11.
- 3) Larry W. Lake, *Enhanced Oil Recovery*, University of Texas at Austin, Prentice Hall, 1989, pp. 1-16.
- 4) Al-Sahhaf T. and Suttar Ahmed A., Producing Ultralow Interfacial Tension at the oil/water, *Petroleum Science and Technology* Vol. 20, Nos. 7 & 8, pp. 773-788, 2002.
- 5) Wyalt Kon, Pits J. Malcolm, Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding, SPE 78711. SPE Eastern Regional Meeting, 23-26 Octubre 2002, Lexington, Kentucky
- 6) Van Poolen H. K. and Associates, Inc., *Enhanced Oil Recovery*, Pennwell Books, Tulsa Oklahoma, 1980, pp. 58-75.
- 7) Holley, S. M., Design, Operation, and Evaluation of a Surfactant/polymer Field Pilot Test, SPE 20232, SPE Reservoir Engineering, Volumen 7, Número 1, Febrero 1992.
- 8) Schechter Robert S., *Oil Well Stimulation*, Prentice Hall, 1992, pp 74-94.
- 9) Elworthy P. H. and Florence A. T., *Solubilization by surface-active agents and its applications in Chemistry and the Biological Sciences*, Chapman and Hall, LTD, 1968, pp. 13-112.
- 10) Rivas Hercilio y Gutiérrez Xiomara, Los Surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera, *Acta Científica Venezolana*, Vol. 50, Suplemento No.1 , 54-65, 1999.
- 11) Salager Jean L., *El mundo de los Surfactantes*, Universidad de los Andes, Mérida-Venezuela, 1992, pp. 3-4, 18-21.
- 12) Schramm Laurier L., *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, Cambridge University, pp. 3-22.
- 13) Dinesh Shah O., *Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery*, University of Florida, Gainesville, Florida, pp. 1- 49.
- 14) Shah D. O., Schechter R. S., *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press, London 1977, pp. 1-52.

- 15) Aranda Bravo C. G., Estudio de la tensión interfacial de diversos sistemas de interés para la industria del petróleo, Tesis UNAM, Facultad de Química, México, 2005.
- 16) Ramírez Verduzco L., Estudio de la tensión superficial del sistema ternario 2-amino-2-metil-1-propanol+dietanolamina+agua en todo el intervalo de concentración y a temperaturas entre (323.15-373.15) K, Tesis UNAM, Facultad de Química, México 2001.
- 17) Shi-Low L. and Hae-Feng H., Measurement of Low Interfacial Tension by Pendant Drop Digitization, Department of Chemical Engineering, National Taiwan Institute of Technology, Taipei, 106, Taiwan, Langmuir 1994.
- 18) Morrow Norman, *Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery*, Marcel Dekker, Inc., New Mexico, 1991, Chapter 9.
- 19) Xu W., Ayirala S. C., Measurement of Surfactant-Induced Interfacial Interactions at Reservoir Conditions, SPE 96021, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Volúmen 11, Número 1, Febrero 2008.
- 20) Miller Bernie J., Single Well Alkaline-Surfactant Injectivity Improvement Test in the Big Sinking Field, SPE 89384, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 17-21 Abril 2004, Tulsa, Oklahoma.
- 21) Hisham K. Zubari. Single Well Tests to determine the Efficiency of Alkaline-Surfactant Injection in a highly Oil-Wet Limestone Reservoir. SPE 81464, Middle East Oil Show, 9-12 Junio 2003, Bahrain.
- 22) S. M. Holley. Design, Operation, and Evaluation of a Surfactant/polymer Field Pilot Test. SPE 20232, SPE Reservoir Engineering, Volúmen 7, Número 1, Febrero 1992.
- 23) Gogarty W. B.; Miscible-Type Waterflooding: Oil Recovery with Micellar Solutions. SPE 1847, Journal of Petroleum Technology, Volúmen 20, Numero 12, Diciembre 1968
- 24) Adibhatla B., Oil Recovery From Fractured Carbonates by Surfactant-Aided Gravity Drainage: Laboratory Experiments and Mechanistic Simulations, SPE 99773, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 Abril 2006, Tulsa, Oklahoma, USA.
- 25) Buckley Jill S., Chemistry of the Crude Oil/Brine Interface, New Mexico Petroleum Recovery Research Center, 1994

ANEXO A

PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA DETERMINAR LA TENSIÓN INTERFACIAL

```

Program Drop
use Var
implicit none
call read_Data

S = (ds/de)      ; call Correlation; Gamma_Med = Gamma
write(*,*)S
S = (ds+err)/(de+err);      call Correlation; G_1 = Gamma
S = (ds-err)/(de-err); call Correlation; G_2 = Gamma
S = (ds-err)/de      ; call Correlation; G_3 = Gamma
S = (ds+err)/de      ; call Correlation; G_4 = Gamma
S = ds/(de+err)      ; call Correlation; G_5 = Gamma
S = ds/(de-err)      ; call Correlation; G_6 = Gamma

Gamma_err = Max(G_1,G_2,G_3,G_4,G_5,G_6)

write(*,*)'Interfacial Tension:'
write(*,*)Gamma_Med,' +- ',abs(Gamma_err-Gamma_Med)

end program Drop

```

```

subroutine read_Data
use Var
implicit none
write(*,*)'Programa para el cálculo de la tension superficial'
write(*,*)'Ingresa los siguientes datos (CGS):'
write(*,*)'Densidad'
read (*,*)Ro
write(*,*)'Gravity'
read (*,*)g
write(*,*)'de'
read (*,*)de
write(*,*)'ds'
read (*,*)ds
write(*,*)'Error experimental'
read (*,*)err
end subroutine read_Data

```

Module Var

```

real(kind=8)  H,S,g,Ro,de,ds,Gamma,err,Gamma_err,Gamma_Med
real(kind=8)  G_1,G_2,G_3,G_4,G_5,G_6
!  g = gravity
!  Ro = density
!  de = biggest horizontal diameter
!  ds = horizontal diameter measure from the botton to de
!  Gamma = Interfacial Tension
!  S = ds/de aspect ratioModule Var
!  H = H(S) correlation function
!  Err= error experimental
end module Var

```

Subroutine Correlation

```

use Var
implicit none
if(S < 0.401 .or. S > 1.0 )then
  write(*,*) 'This method can not solve for ds/de < 0.401 or ds/de > 1.0'
  stop
end if
if(S>=0.401 .and. S<=0.46) H = .32720/S**2.56651 - .97553*S**2 + .84059*S -
.18069
if(S> 0.460 .and. S<=0.59) H = .31968/S**2.59725 - .46898*S**2 + .50059*S -
.13261
if(S> 0.590 .and. S<=0.68) H = .31522/S**2.62435 - .11714*S**2 + .15756*S -
.05285
if(S> 0.680 .and. S<=0.90) H = .31345/S**2.64267 - .09155*S**2 + .14701*S -
.05877
if(S> 0.900 .and. S<=1.00) H = .30715/S**2.84636 - .69116*S**3 + 1.08315*S**2
&
      - .18341*S - .20970
H = 1.d0/H
Gamma = g*Ro*de**2/H
end subroutine Correlation

```