UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL – YACIMIENTOS

APLICACIÓN DE SISTEMAS SURFACTANTES ESPUMADOS COMO PROCESO QUÍMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, PARA INCREMENTAR LA CANTIDAD A RECUPERAR DEL ACEITE REMANENTE EN LA ZONA INVADIDA POR GAS DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
OSCAR CORTÉS MARTÍNEZ

TUTOR PRINCIPAL
JESÚS RIVERA RODRÍGUEZ, UNAM

MÉXICO, D. F. NOVIEMBRE DE 2013.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: (Dr. Fernando Samaniego Verduzco)

Secretario: (Dr. Erick Emmanuel Luna Rojero)

Vocal: (Dr. Jesús Rivera Rodríguez)

1 er. Suplente: (M. en I. Antonio Villavicencio Pino)

2 d o. Suplente: (Dr. Simón López Ramírez)

Cd. Universitaria, México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Jesús Rivera Rodríguez

_____

FIRMA

(Seg u n d a ho j a)

DEDICATORIA

A mi esposa y mis hijos por ser fuente de motivación, apoyo y comprensión en todo momento.

ÍNDICE

RESUMEN

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

I.1 Antecedentes

I.2 Áreas que se han identificado con potencial de reserva para la aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada (PRM) en México.

I.3 Clasificación tradicional de los Procesos de Recuperación Mejorada.

I.4 Metodología general para seleccionar un Proceso de Recuperación Mejorada.

I.5 Identificación y tratamiento del problema.

I.6 Principales características del campo donde se propone aplicar el PRM en estudio.

CAPÍTULO II. PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON SURFACTANTES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF).

II.1 Tensión interfacial, relación de movilidades, tipos de eficiencias, control de la movilidad.

II.2 Concepto de mojabilidad.

II.3 Tipos de mojabilidad de una roca y métodos para su medición.

II.4 Imbibición espontánea, su importancia.

II.5 Relevancia de las fuerzas capilares.

II.6 Procesos de desplazamiento en los sentidos de imbibición y de drene.

II.7 Curva compuesta de imbibición capilar en un YNF mojado preferencialmente por agua.

II.8 Relación entre las fuerzas viscosas y las capilares. Número capilar.

II.9 Relación entre las fuerzas capilares y gravitacionales. Recíproco del número de Bond.

II.10 Evaluación de la imbibición espontánea.

II.11 Adsorción de una especie química en la superficie de la roca.

CAPÍTULO III. SIMULACIÓN DE EXPERIMENTOS DE LABORATORIO CON SURFACTANTES.

III.1 Descripción de una prueba de imbibición con surfactantes.

III.2 Simulación de una prueba de imbibición espontánea utilizando una solución de surfactantes.

III.3 Descripción del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos.

III.4 Simulación del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO CON SURFACTANTES EN DIFERENTES LITOTIPOS DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

IV.1 Parámetros críticos y su efecto en la recuperación de aceite.

IV.2 Principal utilidad de la simulación numérica en la determinación de la fracción del yacimiento que puede ser candidato para la aplicación de un proceso de EOR utilizando agentes químicos.

CAPÍTULO V. SIMULACIÓN DE LA INYECCION DE SURFACTANTES EN FORMA ESPUMADA EN MODELOS RADIALES.

V.1 Características del modelo radial.

V.2 Características y comportamiento de la espuma.

V.3 Conceptualización del modelo de espumas.

V.4 Ajuste del modelo de espuma con datos de campo.

V.5 Sensibilidad a varios parámetros durante la inyección de espuma.

CAPÍTULO VI. PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE ESPUMA EN UN BLOQUE DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF).

VI.1 Objetivo y conceptualización de la prueba.

VI.2 Extracción y ajuste de un bloque de un YNF.

VI.3 Prueba piloto de EOR a nivel de pozo.

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

RESUMEN.

La gran cantidad de reservas remanentes de aceite en los sistemas de matriz o de baja conductividad en los yacimientos fracturados ha dado lugar al estudio de procesos de Recuperación Mejorada mediante la adición de productos químicos, formando soluciones acuosas complejas o como parte de sistemas espumados, que por sus características presentan posibilidades de recuperar una parte del aceite que se encuentra en las zonas barridas por el avance de los contactos gas-aceite y/o agua-aceite.

En el caso de la zona de un casquete secundario de gas, la aplicación de este tipo de procesos pretende como un primer objetivo prolongar la vida productiva de los pozos que se encuentran cercanos al contacto gas-aceite, otra de las aplicaciones de este tipo de sistemas, es la disminución de la saturación de aceite residual en la matriz mediante la alteración de la mojabilidad de la roca al generarse una mayor tendencia hacia la adsorción del agua, este fenómeno, aunado a la disminución de la tensión interfacial, promueven la liberación del aceite de las zonas de menor conductividad hacia el sistema de fracturas, permitiendo su recuperación a través de los pozos.

El empleo de soluciones acuosas de surfactantes en forma espumada con fines de control de movilidad de gas del casquete y de diminución de la saturación de aceite residual del sistema de matriz fue reproducido por medio de modelos de simulación numérica de tipo radial en STARS® al emplearse los resultados del ajuste de pruebas de laboratorio de imbibición con agua de formación y soluciones de agua de mar con surfactantes, realizadas en muestras de núcleos de un yacimiento naturalmente fracturado, lo cual sirvió de base para estudiar el proceso de liberación de aceite residual de la matriz hacia el sistema de fracturas, además de diferentes formas de recuperación de este aceite liberado mediante terminaciones convencionales y especiales en pozos ubicados en variadas condiciones estructurales en el yacimiento.

El estudio en modelos radiales permitió definir las bases para la aplicación en modelos donde se considera la complejidad geológica, trayectorias de los pozos y las condiciones dinámicas de presión-producción que se tiene a nivel de campo para futuras pruebas piloto de recuperación mejorada.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

I.1 Antecedentes.

La disminución tan marcada de los niveles de producción de aceite que se han experimentado en México, causada por la fuerte declinación en la cantidad de aceite que se extrae de los principales yacimientos del país, asociada al grado de madurez que han alcanzado una buena porción de nuestros yacimientos (Fig. I.1.1), ha motivado que en PEMEX haya aumentado el interés en realizar estudios de los procesos de recuperación mejorada y su posible aplicación a nuestros campos, como un medio factible para lograr extraer suficiente cantidad de petróleo, que permita establecer una plataforma razonable de producción durante un tiempo suficientemente largo.

Fig. 1.1.1 Esquema del desarrollo de los campos en México, considerando la fase de desarrollo en la que incorporaron su producción (Morales Gil C., 2011).

Una parte de los yacimientos más importantes de México, en los que se ubica la mayor porción de la reserva de hidrocarburos del país, se caracterizan por ser muy heterogéneos y complejos, pues están compuestos por rocas carbonatadas, vugulares, con gran cantidad de fracturas naturales, lo que hace su explotación y desarrollo sumamente complejo, especialmente cuando se contempla someterlos a esquemas de inyección de fluidos, con el propósito de incrementar la cantidad de aceite que de ellos sea posible extraer. La recuperación mejorada de hidrocarburos mediante la adición de productos químicos, formando soluciones acuosas complejas o como parte de sistemas espumados aplicados en los yacimientos carbonatados con fracturas naturales, forma parte de los procesos que mayor interés ha despertado recientemente en nuestro país, ya que por sus características presentan posibilidades para recuperar una parte de las grandes cantidades de aceite

remanente en los sistemas de baja conductividad (sistema de matriz), de las zonas barridas por el avance de los contactos gas-aceite y agua–aceite en estos campos.

Este hecho aunado a la necesidad de incrementar las reservas de los yacimientos, ha dado lugar a investigaciones y trabajo de laboratorio para la aplicación de procesos químicos en los Yacimientos Naturalmente Fracturados, mediante la inyección de soluciones acuosas de sistemas surfactantes, a las cuales se les adiciona un agente espumante, que permite formar espumas estables bajo condiciones de yacimiento, con las cuales se logra alcanzar un primer objetivo, que consiste en disminuir grandemente la alta velocidad del gas a través del sistema de fracturas presente en la zona invadida por gas de estos yacimientos, y que conecta directamente la zona productora de un pozo con la zona con alta saturación de gas, controlando su alta movilidad, permitiendo así prolongar la vida productiva de pozos, que de otra forma sería necesario cerrar en forma prematura, debido a la canalización del gas que proviene del avance del frente gas-aceite, antes de que dicho frente haya realmente alcanzado la zona abierta a producción en dichos pozos.

Un segundo objetivo que se busca alcanzar con la aplicación de las espumas en los YNF, es lograr la interacción de un surfactante que permita modificar la mojabilidad natural al aceite que posee la roca de estos yacimientos, hacia un estado de mojabilidad neutra (o de ser posible, hacia una mojabilidad preferencial al agua), que resulte más favorable para el desplazamiento del aceite contenido en el sistema de baja conductividad, para que éste se incorpore posteriormente hacia el sistema de fracturas, donde pasará luego hacia el interior de los pozos para ser producido.

I.2 Áreas que se han identificado con potencial de reserva para la aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada (PRM) en México.

Conforme a información oficial pública, México posee un volumen original de crudo de 278 mil 994 millones de barriles en 321 campos descubiertos durante los 72 años de vida de la industria petrolera. Sin embargo, de acuerdo a estudios realizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, presentados durante al año 2010, en su historia, con la tecnología que ha desarrollado Pemex ha logrado extraer 36 mil 849 millones de barriles, lo que representa apenas el 13.2% del volumen original de crudo total, de donde se puede deducir que los restantes 242 mil 145 millones de barriles permanecen todavía en el subsuelo. Esta cantidad de aceite ya descubierta representa la mayor oportunidad de negocio que tiene el país.

La evaluación de la CNH, pretende identificar las áreas de oportunidad que tendría México y empezar a llevar a cabo una planeación de los futuros proyectos, que se deberán poner en práctica para aplicarse a la mayor cantidad de esos 321 campos que todavía tienen aceite, pero que no ha podido extraerse con la tecnología hasta el momento aplicada por la empresa. En resumen, la distribución de este aceite remanente en las diferentes Regiones de PEMEX sería la siguiente:

La Región Norte, que abarca una extensión de 1.8 millones de kilómetros cuadrados, y que está conformada por los activos integrales de Chicontepec, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, concentra el mayor volumen original de petróleo con 165 mil 420 millones de barriles, de los cuales 82.6% corresponden a Chicontepec. De esa región, Pemex ha recuperado 19% del volumen total original de ésta.

En la Región Marina Noreste, donde se ubican Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, hay 54 mil 652 millones de barriles —comparables con el monto de recursos prospectivos que incluyen aguas profundas—, pero de aquí solo se han extraído 29.1% del volumen total original de la Región.

La Región Sur, integrada por los campos Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, entre otros, conserva todavía 40 mil 553 millones. A la fecha se estima que han extraído de esa región apenas 23.8% del volumen total existente en la Región.

En la Región Marina Suroeste, con los campos Abaktún-Pol-Chuc, Holoc-Temoa y Litoral de Tabasco, tiene otros 18 mil 836 millones de barriles de petróleo crudo, de los cuales se han recuperado 30.8 % del volumen total original de la Región.

I.3 Clasificación tradicional de los Procesos de Recuperación Mejorada.

La correcta aplicación de los procesos de recuperación mejorada requiere realizar un escrutinio o selección preliminar, identificando al menos los tres procesos más promisorios para un campo dado, tomando en cuenta las características de la roca y fluidos del mismo, sus mecanismos de empuje, sus heterogeneidades, profundidad, presión y temperatura, entre otros, comparándolas luego con los parámetros críticos requeridos para que un proceso determinado presente las probabilidades mínimas de ser exitoso, en caso de ser aplicado a ese campo.

Posteriormente, se deberán evaluar y jerarquizar aquellos que resulten más atractivos desde el punto de vista de factor de recuperación, mediante evaluaciones mecanísticas o simulaciones analíticas, a partir de las cuales se puedan definir los estudios de laboratorio necesarios, que permitan refinar la evaluación mediante simuladores numéricos, estableciendo la necesidad o no de realizar pruebas piloto de campo que pudieran aportar la información requerida para apoyar una posterior aplicación masiva exitosa del proceso, tomando en cuenta además una serie de aspectos de suministro de insumos para el proceso, de instalaciones, operacionales y logísticos, que posibiliten realizar adecuadamente estimaciones técnico-económicas de los procesos candidatos, con el propósito de identificar el proceso más idóneo para el campo en cuestión.

Estos aspectos son todavía más relevantes y complejos, cuando se trata de YNFs ubicados costa afuera. En la Fig. 1.3.1, se muestra un esquema con los diferentes procesos convencionales de EOR que se aplican en la actualidad.

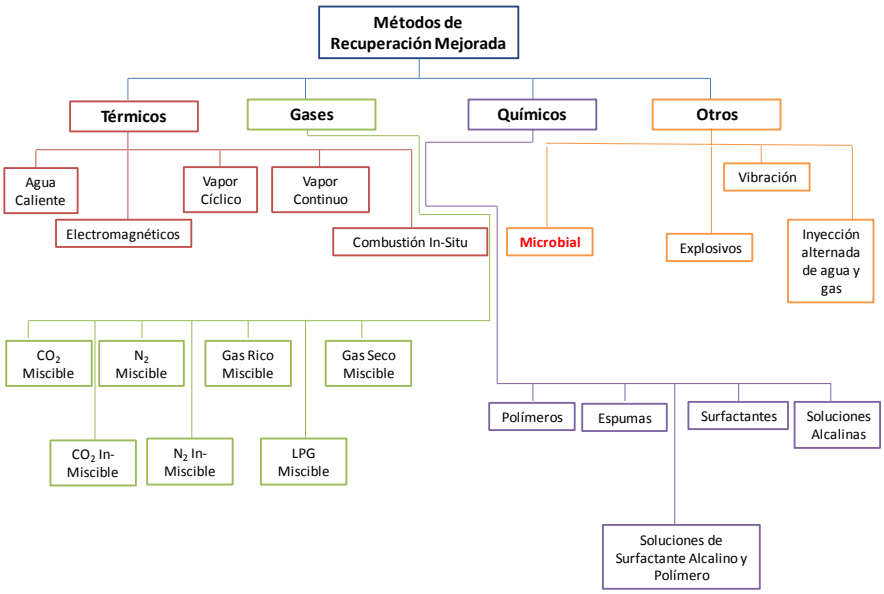


Fig. 1.3.1 Procesos convencionales de recuperación mejorada (EOR) que se consideran comúnmente en la actualidad (Gurgel y Moura, 2010)

I.4 Metodología general para seleccionar un Proceso de Recuperación Mejorada.

La aplicación de un PRM con el objetivo de recuperar una porción adicional del aceite remanente de las zonas barridas por el agua y gas, es un esfuerzo multidisciplinario, que requiere de la integración de los conocimientos y esfuerzos de varias especialistas como geólogos, ingenieros de yacimientos, de producción, de instalaciones, y de evaluación económica, entre otros.

Como se indicó anteriormente, la metodología de selección de un PRM se inicia con el escrutinio de los procesos disponibles en la actualidad (Fig. 1.3.1), buscando identificar los tres PRM más idóneos, siguiendo el procedimiento previamente mencionado en la Sección I.3, para posteriormente continuar con el proceso mencionado ahí seguido de los estudios de laboratorio, diseño de pruebas piloto a nivel de pozo y en sectores del campo. La Fig. 1.4.1 muestra un esquema general de la metodología que debería seguirse para la implantación del PRM más idóneo en un yacimiento en general, mismo que fue empleado en el YNF costa-afuera, que motivó el estudio desarrollado en esta tesis.

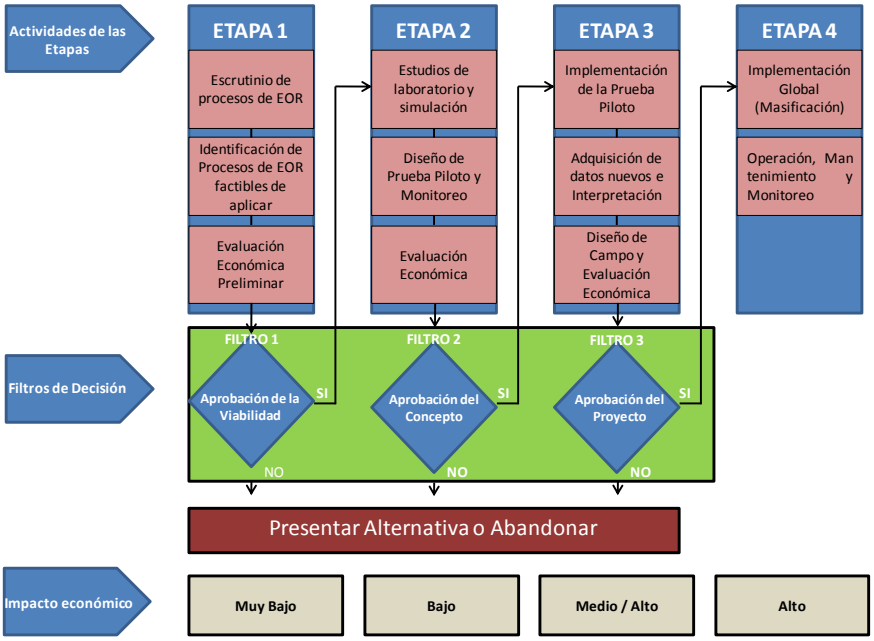


Fig. 1.4.1 Etapas en proyectos de EOR (Nasir H, 2006)

Del estudio de escrutinio realizado con la información disponible y mediante el empleo de modelos mecanísticos, analíticos y bases de datos de aplicaciones de PRM en distintas partes del mundo en yacimientos con características similares (Manrique, 2008), se concluyó que para el caso del YNF costa-afuera, la aplicación de procesos químicos con surfactantes y térmicos con vapor eran los que resultaban más prometedores desde el punto de vista de incremento del factor de recuperación, (Grupo de EOR RMNE, 2007).

Para el caso de una posible inyección de vapor al YNF costa-afuera, situaciones adversas como las condiciones de profundidad del yacimiento, su ubicación costa afuera y aspectos relacionados con seguridad, dieron lugar a que este proceso se considerara como una segunda opción después del proceso de uso de surfactantes, aunado al hecho que este tipo de procesos requiere de la construcción de infraestructura de grandes dimensiones, lo que hizo que por el momento, esta aplicación pareciera poco viable desde el punto de vista económico.

La aplicación de soluciones de surfactantes disueltos en agua de mar, resultó ser la opción más práctica tanto para la zona invadida por el agua como para la zona invadida por el gas; para este último caso, se determinó que por la naturaleza de alto fracturamiento del yacimiento, la inyección de cualquier fluido en esta zona, se canalizaría rápidamente teniendo contacto limitado con la zona de saturación residual, por lo que las espumas generadas con el uso de surfactantes resultaban una posibilidad atractiva de aplicación para este medio. Otro aspecto que influyó en la selección de este tipo de procesos fue la disponibilidad de los insumos, ya que actualmente en el yacimiento se inyecta gas nitrógeno y el suministro del agua para formar las soluciones no representaba ninguna limitación al tratarse de un yacimiento costa-afuera.

Con estas estimaciones iniciales se realizaron los análisis de indicadores económicos del empleo de sistemas surfactantes, lo que determinó la viabilidad del proyecto y dio lugar a la realización de una investigación más a fondo, así como efectuar una selección adecuada de los productos químicos requeridos, planificar y llevar a cabo pruebas de laboratorio utilizando muestras de roca y fluidos del campo para confirmar la factibilidad de la aplicabilidad de este tipo de procesos, tanto para la zona invadida por agua como para la invadida por gas, que finalmente permitan definir una aplicación futura a escala de campo.

I.5 Identificación y tratamiento del problema

En México, los yacimientos de mayor productividad y reserva original se localizan en rocas carbonatadas, vugulares, con extensos sistemas de fracturas naturales, en los que la presencia de zonas de alta conductividad de fluidos (sistemas de fracturas y vúgulos), han sido responsables del flujo preferencial del aceite contenido originalmente en el sistema de fracturas, y probablemente de una pequeña porción del aceite que originalmente contenía la matriz (sistema de baja conductividad), dejando cantidades importantes de aceite en el sistema de baja conductividad, el cual se denominará en lo subsecuente simplemente como “aceite remanente”.

Este aceite remanente se puede ubicar en dos partes del yacimiento, la primera, en la zona del yacimiento barrida por el gas, y la segunda se localiza en la zona barrida por el agua. En el YNF costa-afuera, considerado para desarrollar este trabajo, actualmente se han extraído volúmenes importantes del aceite que originalmente estaba presente, por lo que el avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite (este último debido a la presencia de un acuífero que se manifiesta en una porción del campo), han dado lugar a estas dos zonas del yacimiento, que a medida que se continúa con la extracción del aceite del campo, crecen continuamente, originando que un buen número de pozos productores tengan que ser cerrados prematuramente, debido a las altas relaciones gas-aceite (o agua-aceite), por lo que como ya se mencionó, en dichas zonas se ubican cantidades importantes de aceite remanente. En consecuencia, la porción de este aceite remanente en la zona invadida por gas constituye el objetivo del proceso químico de recuperación mejorada que se estudiará en el trabajo presente.

En este trabajo, se analiza la aplicación de sistemas surfactantes espumados, para la zona barrida por el gas como una alternativa en la reducción de la saturación de aceite residual en el sistema de baja conductividad o matriz, con la finalidad de incrementar el factor de recuperación final del aceite del yacimiento. Para poder llevar a cabo este objetivo, se estudian los principales fenómenos que inciden en la alteración del sistema roca-fluidos por efecto de los productos químicos, y su impacto en el factor de recuperación de aceite durante las etapas de experimentación, realizadas tanto a escala de laboratorio, como a nivel de campo durante las pruebas piloto de control de la movilidad del gas a través del sistema de fracturas que conectan la zona de alta saturación de gas en el yacimiento, con la zona abierta a producción en los pozos con alta RGA, mediante el uso del simulador comercial STARS® de Computer Modelling Group, CMG.

Debido a que el aceite es retenido principalmente por efecto de las presiones capilares altas, favorecidas por la mojabilidad preferencial al aceite de la roca del yacimiento, la alteración de esta característica hacia una tendencia de mojabilidad más favorable (mojabilidad neutra o hacia el agua, de ser factible), aunado a una reducción adecuada de la tensión interfacial a valores suficientemente bajos, permitirían ofrecer una solución viable al problema de reducir la magnitud de la saturación remanente de aceite que actualmente es retenido en el sistema de matriz. Sin embargo, la aplicación de un proceso químico como éste en un yacimiento naturalmente fracturado, representa un reto adicional, ya que si se pretendiera inyectar directamente las soluciones acuosas de surfactantes, éstas fluirían de forma preferencial a través del sistema de fracturas, sin interactuar prácticamente con la matriz donde se ubica la mayor parte del aceite remanente.

Resulta evidente que para que los surfactantes logren afectar la mojabilidad de la roca y la tensión interfacial del aceite contenido en la matriz, se debe lograr controlar la velocidad de avance de los agentes químicos en su flujo en las fracturas, dándoles oportunidad de entrar al sistema de baja conductividad, por lo que de forma particular para el caso del aceite remanente que se encuentra en la zona barrida por el gas del YNF costa-afuera, motivo de este trabajo, la aplicación de espumas es una alternativa en la solución a este problema, y representa el tema que será desarrollado en esta tesis.

De esta forma, la aplicación de surfactantes espumados como PRM en la zona barrida por el gas de un YNF, se ha definido como la inyección de espumas generadas a partir de soluciones acuosas de este tipo de productos químicos disueltos en agua de mar, combinadas con un gas (nitrógeno o gas de bombeo neumático), a fin de generar mezclas en forma de espuma, que por sus características reológicas, reduzcan la velocidad de la espuma al fluir a través del medio fracturado, con lo que se pretende acceder con una espuma debidamente formulada a las zona de menor conductividad, logrando de esta forma "colocar " dichas soluciones en el medio donde se aloja la mayor cantidad del aceite remanente.

Un efecto adicional favorable del empleo de las espumas es que evita que las soluciones de agua con surfactante se segreguen (al estar espumadas), lo que permitirá extender el contacto con las espumas a zonas más distantes dentro del yacimiento. En la Fig. 1.5.1, se muestra una descripción idealizada del proceso de inyección de espuma en la zona invadida por el gas, que como ya se mencionó son mezclas formadas por gas y agua con surfactantes, las cuales se degradarán en forma progresiva, dando lugar al desprendimiento del gas, rompiendo la espuma, dejando el agua con surfactante en contacto con la superficie de la roca de las zonas de menor conductividad que es donde se encuentra el aceite residual, donde al modificar su mojabilidad, se favorecerá el fenómeno de imbibición natural de la fase acuosa, debido a la presencia de productos químicos, los que también reducen la tensión interfacial agua-aceite, con la consecuente liberación de una parte del aceite que estaba retenido en la matriz.

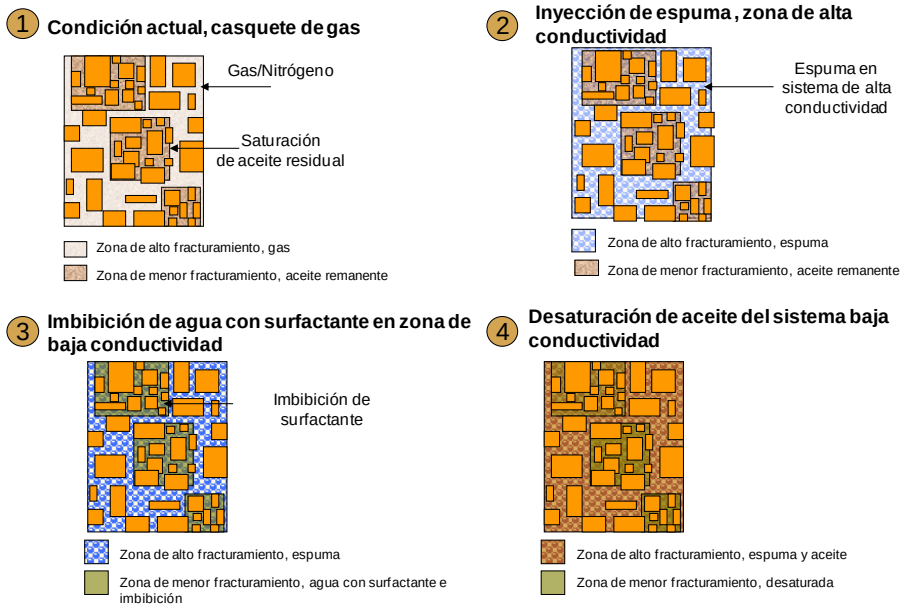


Fig. 1.5.1 Idealización del proceso de inyección de surfactantes en forma espumada para la zona invadida por gas (Grupo de Recuperación Mejorada de la RMNE, 2007).

La imbibición natural es uno de los procesos fundamentales dentro de la aplicación descrita, ya que actúa como un mecanismo de intercambio, en el que se reemplaza agua por aceite en la zona de menor conductividad. La efectividad de este proceso depende de varios factores, como la mojabilidad de la roca, el tamaño de bloque de matriz, porosidad y permeabilidad y para el caso de los fluidos de las tensiones interfaciales y viscosidades, así como también del área y tiempo de contacto entre el fluido a imbibir y la matriz de la roca, de aquí la importancia del empleo de las espumas.

En este trabajo se presentan los aspectos técnicos de la selección, estudios de laboratorio y simulación numérica, que han permitido potencializar la aplicación de un proceso químico con surfactantes espumados.

I.6 Principales características del campo donde se propone aplicar el PRM en estudio.

El YNF costa-afuera, objeto del presente estudio es del tipo carbonatado, altamente fracturado, y que se ubica en la Sonda de Campeche, en el Golfo de México. La Fig. I.6.1, muestra en forma esquemática la ubicación de este yacimiento.

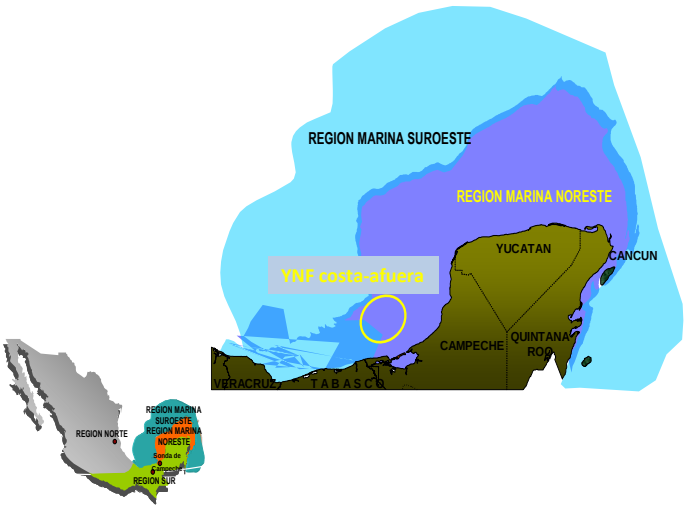


Fig. 1.6.1 Ubicación del YNF (Grupo de Caracterización de Yacimientos de la RMNE, 2004)

Las características del YNF costa-afuera, corresponden a un yacimiento en rocas carbonatadas, altamente fracturado, vugular con valores de permeabilidades en el sistema de alta conductividad (porosidad secundaria), de más de 5 000 md, de acuerdo a los análisis de las pruebas de presión que se han realizado a lo largo de la historia del campo, y sobre todo por las altas producciones de los pozos que al principio de la historia productiva, llegaron a reportar valores mayores a los 20,000 BPD.

Por otro lado, en el sistema de baja conductividad, el cual está relacionado principalmente a la porosidad primaria intercristalina, microfracturas y vúgulos no conectados, la permeabilidad varía entre 1 y 10 md, dependiendo del litotipo, conforme a la información obtenida de los núcleos que se han analizado en las diferentes formaciones productoras del yacimiento, en la Fig. 1.6.2 se muestran unas imágenes de tomografía que evidencian los contrastes de permeabilidad entre los sistemas de alta y baja conductividad en tres de las formaciones productoras del campo.

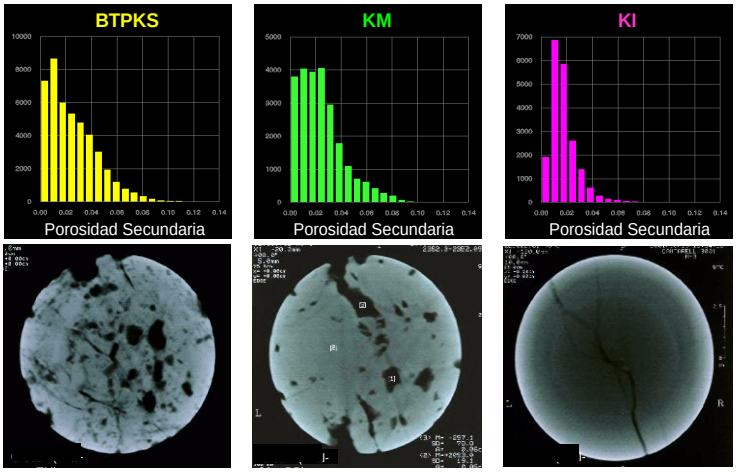


Fig. 1.6.2 Imágenes tomográficas de las formaciones productoras del yacimiento (Grupo de Caracterización de Yacimiento de la RMNE, 2004).

El YNF costa-afuera puede ubicarse como un yacimiento del tipo II, conforme a la clasificación propuesta por Allan y Sun (2003), quienes realizaron un estudio a 100 yacimientos carbonatados fracturados del mundo, y que coinciden con las características siguientes:

- Alta transmisibilidad del sistema de fracturas, que ocasiona una baja caída de presión en la vecindad del pozo, donde los gradientes de presión no juegan un rol importante en la producción.
- La relación gas-aceite (RGA) se mantiene en valores bajos durante la producción, si el yacimiento se explota de forma controlada. Este comportamiento se debe a que el gas liberado asciende preferentemente a través del sistema de fracturas, creando una zona o casquete de gas secundario en la parte estructural más alta del yacimiento.
- No se presenta zona de transición entre los contactos de los fluidos durante la etapa de explotación del yacimiento, debido a la alta permeabilidad del sistema de fracturas, las cuales actúan como un mecanismo de equilibrio de los contactos entre los fluidos en su interior.
- En el caso de yacimientos como el YNF costa-afuera, con un alto relieve estructural, se presenta el fenómeno de convección natural en su estado original, dando como resultado que las propiedades de los fluidos a lo largo de su espesor sean constantes respecto de la profundidad, a pesar de la existencia de grandes espesores del yacimiento.

.

Tomando como base la información estadística de los 100 YNF usados para esta clasificación, la recuperación que se esperaría obtener de este tipo de yacimientos puede variar entre 9% hasta el 56%, con un 26% como promedio. Estas consideraciones estadísticas conducirían a esperar que cuando se alcance la etapa de madurez de este tipo de yacimientos, una cantidad apreciable del aceite originalmente presente, se encuentre todavía como una saturación remanente en el sistema de baja conductividad, lo que significa un fuerte estímulo para buscar procesos que permitan recuperar una porción de este aceite remanente, maximizando así la recuperación de aceite de este tipo de yacimientos.

La explotación del YNF costa-afuera, motivo de este trabajo se inició en los años 70´s con producciones por pozo que rebasaban los 20,000 BPD y hasta el año 2000 el campo se mantuvo produciendo alrededor de un millón de barriles por día. Para esas fechas la declinación de presión del yacimiento dio lugar a la implantación de la inyección de nitrógeno como sistema de mantenimiento de presión para garantizar la producción de los pozos existentes, además de que durante esos años se dio un desarrollo acelerado del campo con la perforación de pozos adicionales hasta alcanzar producciones de más de dos millones de barriles por día en el año 2003.

Sin embargo, los altos ritmos de explotación impuestos al yacimiento, ocasionaron un acelerado avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite, dando lugar a la generación de zonas de aceite remanente en las zonas barridas por el gas y el agua, como ya se ha mencionado. Esta situación se debe a la heterogeneidad del medio fracturado, ya que el flujo de aceite predomina a través de canales potenciales de menor resistencia o de mayor permeabilidad dejando aceite atrapado en las zonas menos conductivas.

Con base en estudios previos de simulación numérica, se estima que aproximadamente el 50% del volumen original de aceite del yacimiento, se encuentra como aceite remanente en las zonas barridas por el gas y agua, en el sistema de menor conductividad o matriz, siendo esta una área de oportunidad para incrementar el factor de recuperación final del yacimiento. En la Fig. I.6.3 se muestra una clara evidencia de la presencia de aceite remanente en la zona barrida por el agua, en un núcleo recuperado por debajo del contacto agua-aceite, en la parte sur del YNF costa-afuera.

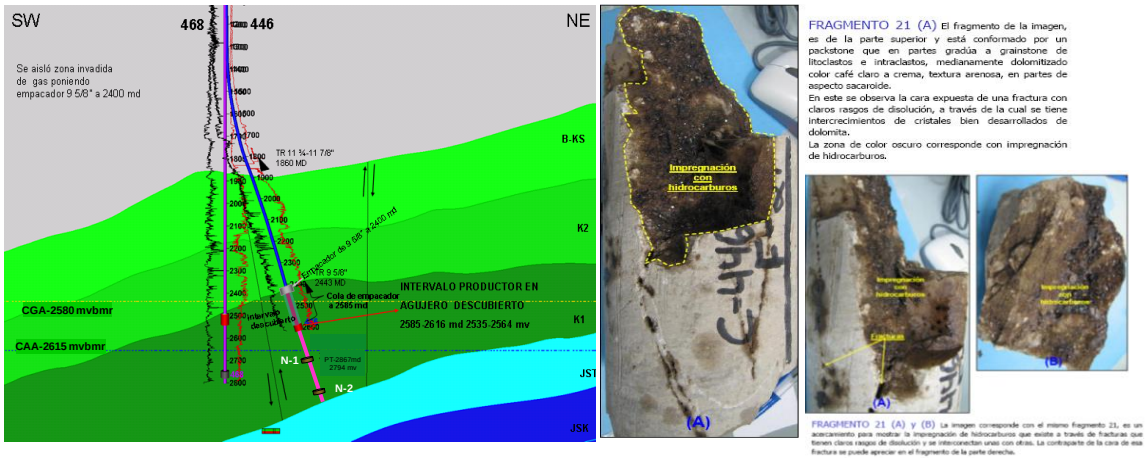


Fig. 1.6.3 Núcleo recuperado de la zona invadida por agua (Grupo de Recuperación Mejorada de la RMNE, 2007)

CAPÍTULO II. PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON SURFACTANTES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF).

II.1 Tensión interfacial, relación de movilidades, tipos de eficiencias, control de la movilidad.

II.2 Concepto de mojabilidad.

II.3 Tipos de mojabilidad de una roca y métodos para su medición.

II.4 Imbibición espontánea, su importancia.

II.5 Relevancia de las Fuerzas capilares.

II.6 Procesos de desplazamiento en los sentidos de imbibición y de drene.

II.7 Curva compuesta de imbibición capilar en un YNF mojado preferencialmente por agua.

II.8 Relación entre las fuerzas viscosas y las capilares. Número Capilar.

II.9 Relación entre las fuerzas capilares y gravitacionales. Recíproco del Número de Bond.

II.10 Evaluación de la imbibición espontánea.

II.11 Adsorción de una especie química en la superficie de la roca.

CAPÍTULO II PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA CON SURFACTANTES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

II.1 Tensión interfacial, relación de movilidades, tipos de eficiencias, control de la movilidad.

Tensión interfacial.

Un aspecto importante de cualquier proceso de EOR, es la efectividad del mismo para remover aceite de los espacios porosos. La eficiencia microscópica de desplazamiento, E_D, determina ampliamente el éxito o fracaso del proceso y por lo tanto la cantidad de aceite residual en el yacimiento. Debido a que los procesos de EOR involucran la inyección de fluidos en forma de baches, la eficiencia de desplazamiento de estos baches es de gran importancia, siendo las fuerzas capilares y viscosas las que gobiernan el atrapamiento y movilización de fluidos en el medio poroso y por lo tanto la eficiencia microscópica de desplazamiento, a estas fuerzas están ligados los fenómenos de tensión interfacial, mojabilidad de la roca y presión capilar.

Comúnmente, el término "tensión superficial" está reservado para el caso específico de la interfase entre un líquido y su vapor, por ejemplo el caso del agua y su vapor a condiciones ambiente, el cual es alrededor de 73 dina/cm. Para el caso de otros pares de fluidos, el término cambia a "tensión interfacial", que para el caso de aceite y agua, los valores típicos están entre 30 y 50 dina/cm. Una de las formas más simples de calcular la tensión interfacial entre un par de fluidos es mediante el uso de un tubo capilar, tal y como se muestra en la Fig. 2.1.1 para el caso del sistema agua-aire, donde un tubo de radio r es sumergido en un recipiente con agua, donde ésta ascenderá hasta una altura h, como resultado del diferencial de presión generada en la interfase o curvatura del menisco. El ascenso del fluido ocurre si el fluido moja al tubo, de otra manera, el fluido generará un descenso o altura negativa. En condiciones estáticas, la fuerza debida a la tensión superficial que tiene una componente vertical que tiende a jalar hacia arriba el fluido es balanceada con la fuerza de gravedad que actúa sobre la columna de fluido, la cual tiende a jalar el fluido hacia abajo.

Este balance de fuerzas está expresado por la siguiente ecuación, Green y Wilhite (1998).

$$\sigma \cos\theta \, 2\pi r = \pi r^2 h(\rho_w - \rho_o)g \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.1.1)$$

Donde:

r=radio capilar, cm

h=altura del agua dentro del capilar, cm

ρ_w *=densidad del agua gr/cm*^{3}

ρ_o *=densidad del aceite gr/cm*^{3}

g=gravedad, cm/s^2

θ*= ángulo de contacto entre al agua y el capilar.*

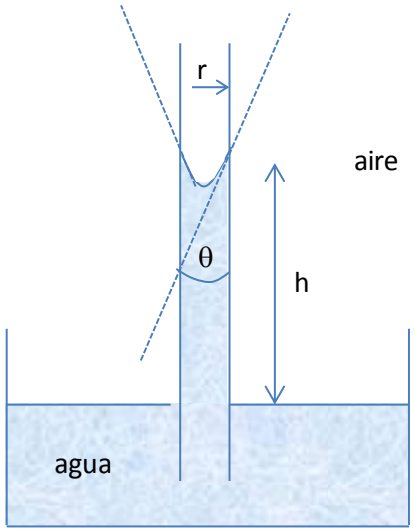


Fig. 2.1.1 Uso del tubo capilar para ilustrar el proceso del cálculo de la tensión interfacial.

Resolviendo para σ (tensión interfacial), queda la siguiente expresión.

$$\sigma = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2cos\theta} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2.1.2)$$

Eficiencia de desplazamiento microscópica.

Para cualquier proceso de recuperación mejorada, el incremento en la eficiencia de desplazamiento microscópica atribuible al proceso, se puede definir como un cociente del volumen de aceite recuperado con respecto al volumen aceite presente en el yacimiento justo antes de iniciar el proceso. La eficiencia de desplazamiento microscópica, o simplemente eficiencia de desplazamiento (E_D) como su nombre lo indica, está relacionada con aspectos microscópicos y se puede cuantificar por la cantidad de aceite movilizado por el fluido desplazante en términos de una disminución de la saturación de aceite remanente Green y Willhite (1998).

Por otro lado, la eficiencia volumétrica en el yacimiento (E_v), se puede definir como una medida promedio de la efectividad de la disminución de la saturación de aceite tanto en forma vertical como areal, tomando en cuenta las eficiencias de desplazamiento horizontal, E_h, como la vertical, E_{ver}. A manera de ejemplo, a continuación se muestra el caso de la inyección de agua, donde la saturación inicial de aceite S_{oi}=0.6 y la final o residual S_{or}=0.3,

$$E_D = \frac{Soi - Sor}{Soi} = \frac{0.6 - 0.3}{0.6} = 0.5 \qquad \text{..... (2.1.3)}$$

El valor obtenido previamente, no podría aplicarse de forma generalizada a todo el yacimiento por ejemplo, manteniendo este valor de la E_D y considerando un valor de eficiencia de barrido volumétrica (E_v) de 0.7, lo cual querría decir que un 70% del aceite presente en el yacimiento sería reducido en un 50% o 0.5. Estos valores llevan a la determinación de la eficiencia de desplazamiento total $E=E_D*E_v=0.5*0.7=0.35$. Sin embargo, lo deseable en forma idealizada sería que el producto de las eficiencias diera lugar a valores igual a 1.0, lo cual de forma práctica no es posible, aunque existen formas de incrementarlas.

En lo que se refiere a la E_D hay una serie de interacciones tanto físicas como químicas que promueven un mejoramiento de la eficiencia de barrido, como la disminución de la tensión interfacial, la expansión del volumen del aceite y la reducción de la viscosidad del mismo. En el caso de la E_v, ésta se puede incrementar mejorando la relación de movilidad favorable entre el fluido desplazante y el desplazado, lo cual promueve una mejor eficiencia de barrido, de forma ideal un fluido para EOR es aquel que mantiene una relación de movilidad favorable con el fluido que está siendo desplazado, lo cual depende en buena medida del contraste de viscosidades y densidades.

Relación de movilidades.

Esta puede ser definida como cociente de la movilidad del aceite delante del frente de invasión con respecto a la movilidad del fluido desplazante detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas regiones son iguales. Una relación de movilidad $M=1$ indica que el aceite y el fluido desplazante se mueven a la misma velocidad relativa, cuando M es menor a 1, el fluido desplazante se mueve más lento que el aceite, resultando en altas saturaciones del fluido desplazante favoreciendo las eficiencias de barrido, y por el contrario cuando M es mayor a 1, indica que el fluido desplazante se mueve más rápido que el aceite, reduciéndose las eficiencia de barrido, dejando altas saturaciones de aceite por detrás del frente, Rivera (1998). En la ecuación siguiente se expresa la movilidad para el aceite y el fluido desplazante.

$$m_d = \frac{k_d}{\mu_d} \qquad m_o = \frac{k_o}{\mu_o} \qquad \text{..... (2.1.4)}$$

Donde $m_d \; y \; m_o$, son las movilidades del fluido desplazante y del aceite respectivamente, por lo que la relación de ambas da lugar a M, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$M = \frac{m_d}{m_o} = \frac{k_d}{\mu_d}\frac{\mu_o}{k_o} = \frac{k_{rd}}{\mu_d}\frac{\mu_o}{k_{ro}} \qquad \text{..... (2.1.5)}$$

Para el caso de la aplicación de surfactantes en la zona del casquete de gas de un YNF, lo que se busca del fluido inyectado, en este caso los surfactantes puedan desplazar el gas que se encuentra en las zonas fracturadas, de tal forma que éstos puedan contactar las zonas de menor conductividad del yacimiento donde se encuentra el aceite remanente, lo cual se lograría mejorando la eficiencia de barrido. La aplicación de espuma, cuyos valores de viscosidad son mayores a los del gas que se encuentra en el casquete permite incrementar el valor del numerador de la ecuación 2.1.5, incrementando también el valor de *M*, logrando controlar la movilidad, maximizando el contacto de las soluciones de surfactantes.

II.2 Concepto de mojabilidad

La mojabilidad es la propiedad de la superficie de una roca que consiste en la preferencia de un fluido a adherirse a su superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles (Craig, 1971), de tal forma que la fase más fuertemente atraída al solido es la que da la denominación de fase preferencialmente mojante. Cuando dos fluidos se encuentran en contacto con la roca, uno de ellos tiene una mayor preferencia a ser atraído hacia ella. La mojabilidad de la roca afecta la distribución de los fluidos en el seno del medio poroso, y por lo tanto las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar. La mojabilidad de las rocas depende de varios factores, tales como la composición mineralógica de la misma, de la composición química de los fluidos presentes, así como de la temperatura, y en menor grado de la presión existente.

La mojabilidad puede ser evaluada de forma cuantitativa mediante el análisis de las fuerzas interfaciales cuando dos fluidos miscibles se encuentran en contacto con un sólido. La Fig. 2.2.1 muestra una gota de agua en contacto con la superficie de una roca, donde la gota se expande hasta alcanzar un equilibrio entre sólido, agua y aceite, lo cual se puede expresar mediante la siguiente ecuación, Green y Willhite (1998):

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta \qquad \text{..... (2.2.1)}$$

Donde σ_{os}, σ_{ws} y σ_{ow} son las tensiones interfaciales entre el sólido-aceite, solido-agua y agua-aceite, y θ es el ángulo de contacto medido a través del agua. Aunque las mediciones de tensión interfacial entre el agua y aceite se llevan a cabo de forma rutinaria, para el caso de la roca no se han desarrollado métodos adecuados. De tal forma, que el ángulo de contacto se emplea para medir la mojabilidad de la roca, y con base en la Fig. 2.2.1, la roca tendría una mojabilidad al agua si $\theta < 90°$ y mojado al aceite si $\theta > 90°$, por otro lado si el ángulo se aproxima a cero, la roca tendrá una mojabilidad fuerte al agua.

De forma similar, cuando el ángulo de contacto se aproxima a 180° indica una mojabilidad fuerte al aceite y para un valor del ángulo cercano a 90 se relaciona con una mojabilidad intermedia.

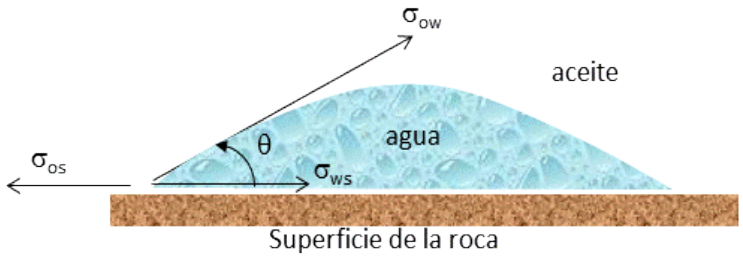


Fig. 2.2.1 Representación de las fuerzas interfaciales entre dos fluidos inmiscibles y roca (Green y Willhite, 1998)

Los conceptos de mojabilidad asociados a la tensión interfacial parten de una situación de mojabilidad al agua, donde en un sistema agua-aire a condiciones ambiente, el ascenso del agua través de un tubo capilar de vidrio se debe a la fuerza de tensión de adhesión que tiende a jalar el fluido hacia arriba. Sin embargo, es posible analizar la situación con un fluido que no es mojante al tubo capilar (sistema aire-mercurio), lo cual representaría el caso de una roca con mojabilidad al aceite, en la Fig. 2.2.2 se muestra el caso del tubo capilar pero en este caso a diferencia del anterior, el fluido es mercurio.

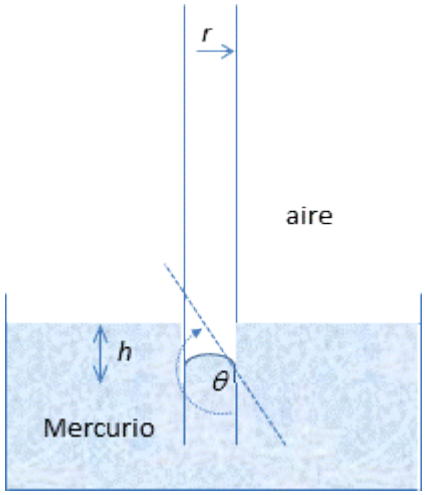


Fig. 2.2.2 Efecto de un fluido no mojante en un tubo capilar (sistema aire-mercurio), (Green y Willhite, 1998).

Bajo este escenario, las condiciones cambian y como resultado se tendría un ángulo de contacto que excede los 90° y por lo tanto el coseno de θ tendrá un valor negativo, de la misma forma *h* tendría un valor negativo, ya que no existe la fuerza de tensión de adhesión en el tubo capilar.

La mojabilidad de la roca de un yacimiento es uno de los factores más importantes a ser considerados en los planes de desarrollo de un nuevo yacimiento. Hasta principios de los años 70´s, se suponía que las rocas de casi todos los yacimientos eran mojadas preferencialmente por agua. Sin embargo, estudios posteriores demostraron que esto es erróneo Treiber et al. (1972), Chillingar y Yen (1983), como se muestra en la Tabla 2.2.1. Además, la experiencia ha mostrado que los factores de recuperación de aceite, aún después de haber sometido a los campos a procesos de inyección de agua, son generalmente menores cuando la roca es mojada por aceite, que los obtenidos cuando la roca es mojada preferencialmente por agua.

Tabla 2.2.1 Resultados de estudios de mojabilidad a diferentes yacimientos carbonatados (Reproducida de Treiber y asociados, 1972 y Chillingarion & Yen)

Mojabilidad	Numero de yacimientos	
	Trieber	Chillingarion&Yen
Al agua	8	8
Intermedia	8	12
Al aceite	84	80

El fenómeno de la mojabilidad en una roca a las condiciones de temperatura y presión del yacimiento, es el resultado de la interacción de los fluidos (aceite, gas y agua) y los sólidos (minerales de la roca), afecta la distribución y saturaciones de los fluidos en el espacio poroso, así como a las propiedades roca-fluidos resultantes, tales como las presiones capilares, las permeabilidades relativas, y las propiedades de conducción de la corriente eléctrica del medio. La ubicación de una fase (agua, aceite, gas) dentro de los poros de la roca dependerá de su mojabilidad. En general se acepta clasificar el tipo de mojabilidad que puede presentar una roca en dos grupos:

a) Grupo 1, Rocas con mojabilidad uniforme:

- Roca preferentemente mojada por agua.
- Roca preferentemente mojada por aceite.
- Roca con mojabilidad neutra o intermedia.

b). Grupo 2, Rocas con mojabilidad no uniforme:

- Roca con mojabilidad mixta.
- Roca con mojabilidad fraccional

Grupo 1.

- Roca preferentemente mojada por agua.

  Cuando una roca es mojable al agua, existe una tendencia de ésta a ocupar los poros más pequeños de la roca y a contactar la mayoría de la superficie de la roca.

- Roca preferentemente mojada por aceite.

  De forma muy similar al caso anterior, en un sistema de mojabilidad al aceite, la roca tiene preferencia por este fluido y se encontrará contactando la mayoría de la superficie de la roca y por lo tanto los poros más pequeños, quedando entonces el agua en los poros más grandes, teniendo una mayor facilidad de flujo.

- Roca con mojabilidad intermedia.

  Al igual que existen mojabilidades en rocas con una fuerte tendencia hacia el agua o al aceite, también existe un tipo en el que no se presenta una preferencia hacia uno u otro fluido, el cual se denomina mojabilidad neutra o intermedia.

Grupo 2.

En este caso se tiene una mojabilidad que varía a lo largo de diferentes porciones o áreas de la roca.

- Mojabilidad fraccional.

  Generalmente la superficie de las rocas del yacimiento está compuesta de muchos minerales con diferentes superficies y propiedades de adsorción, lo cual puede ocasionar variaciones en la mojabilidad. En la mojabilidad fraccional, los componentes del aceite son fuertemente adsorbidos en ciertas áreas de la roca, por lo tanto una porción de la roca es fuertemente mojada al aceite mientras que el resto presenta mojabilidad al agua. Es de notar que esto es conceptualmente diferente de mojabilidad intermedia, la cual asume que todas las porciones de la superficie de la roca tienen igual preferencia a ser mojada por la fase acuosa o fase oleica. La mojabilidad fraccional también es llamada heterogenea o dálmata, Anderson (1986).

- Roca con mojabilidad mixta.

  Salathiel (1973) introdujo el término de mojabilidad mixta para un tipo especial de mojabilidad fraccional, en donde las superficies mojadas al aceite forman caminos continuos a través de los poros más largos.

  El hecho de que el aceite en un núcleo de mojabilidad mixta, esté localizado en los poros más grandes, hace que exista permeabilidad al aceite a muy bajas saturaciones de este. Nótese que la principal diferencia entre mojabilidad mixta y fraccional, radica que en esta última no implica localizaciones específicas para las superficies mojadas ni caminos continuos de mojabilidad al aceite, Anderson (1986)

  En varios estudios reportados en la literatura técnica, se encontró una relación entre la mojabilidad de la roca, la temperatura del yacimiento y el número ácido de los aceites de varios yacimientos en rocas carbonatadas. Rao (1999), concluyeron después de varios estudios realizados en muestras de roca y fluidos de yacimientos, que la temperatura parecía ser un factor determinante en el estado de mojabilidad de la roca, concluyó que a mayor temperatura del yacimiento, la condición de mojabilidad al agua de la roca parece ser más frecuente. En lo que se refiere a los fluidos, Zhang y Austad (2005), encontraron que el número ácido y la temperatura del yacimiento se encuentran ligados, en virtud de que a mayor temperatura se tiene una menor cantidad de compuestos que influencian la mojabilidad al aceite como son los ácidos carboxílicos. El numero acido se puede definir como el numero requerido de miligramos de KOH para neutralizar un gramo de aceite crudo a un valor de PH=7 Donaldson (1989).

  A continuación se citan algunos ejemplos con base en los resultados de este estudio.

- Ekofish, es un yacimiento de marga en el Mar del Norte, tiene una temperatura de 130°C, y un número ácido de 0.1mg de KOH/g de aceite, se comporta como mojado al agua.
- Vallhall, es un yacimiento de caliza, también ubicado en el Mar del Norte, cuya temperatura es de 90 °C y un número ácido de 0.3-0.5mg de KOH/g de aceite, el cual tiene mojabilidad intermedia.
- Yates es un yacimiento de dolomita, ubicado en Texas, EUA con una temperatura de 39 °C y un número ácido de 1.0mg KOH/g de aceite, con mojabilidad al aceite.
- Akal, es un yacimiento de dolomita, ubicado en el Golfo de México, con una temperatura de 110 °C y un número ácido de 0.2 mg de KOH/g de aceite, con mojabilidad compleja, pues la roca del yacimiento es muy heterogénea, por lo que algunos núcleos han mostrado mojabilidad al aceite, mientras que en otros la mojabilidad ha sido determinada como intermedia.

Este hecho no difiere del resto de yacimientos en rocas carbonatadas del mundo, de los cuales se ha reportado que la mayoría exhiben mojabilidades al aceite, seguido de casos con mojabilidad intermedia y solo algunos casos son del tipo de mojabilidad al agua o bien de mojabilidad mixta.

Para el caso de las rocas del YNF costa-afuera, motivo de este trabajo, el hecho de que el tipo de mojabilidad sea al aceite e intermedio en algunos casos, significa que una cantidad importante de hidrocarburos se encuentra atrapada en el sistema de baja conductividad por efecto de las fuerzas capilares, y lo que se buscaría mediante la aplicación de un PRM sería liberar una porción de este aceite mediante la alteración de la mojabilidad de la roca hacia una tendencia más favorable, que como se ha comentado, el cambio de mojabilidad de aceite a neutra o de neutra hacia el agua, favorecería el proceso de imbibición del agua en el sistema de baja conductividad y por lo tanto la liberación de aceite que viajaría hacia el sistema de fracturas. En el caso de la posibilidad que exista mojabilidad mixta en el yacimiento, hace también factible la aplicación de PRM, y hasta cierto punto más favorable, ya que hay una relación entre mojabilidad al aceite y poros mayores, lo que quiere decir que la alteración de la mojabilidad de aceite a una tendencia mayor al agua se traduciría en mayores recuperaciones.

II.3 Tipos de mojabilidad de una roca y métodos para su medición.

La determinación de la mojabilidad de la roca de un yacimiento no es una tarea fácil y su determinación puede realizarse en forma preliminar por medio de métodos cualitativos, los cuales requerirán ser confirmados posteriormente mediante métodos experimentales cuantitativos. Los métodos cualitativos son muy variados y subjetivos; para una buena descripción de los principales, se recomienda consultar el artículo de Anderson (1986). De los métodos cualitativos, los de uso más común son los que hacen uso de ciertas características de las curvas de permeabilidad relativa "típicas" de medios porosos con diferentes mojabilidades, que se mencionan a continuación.

Ya se ha establecido que la mojabilidad afecta la forma en la que los fluidos inmiscibles se distribuyen dentro del espacio poroso de una roca, por lo que sería de esperarse que un mismo estado de saturación de fluidos ocupe diferentes partes de los poros en rocas con diferente mojabilidad, lo que necesariamente afectaría las características de las propiedades roca-fluidos, tales como las curvas de presión capilar y las correspondientes a las permeabilidades relativas de un sistema roca-fluidos.

Estas características se utilizan con frecuencia para fines de la simulación numérica, por lo que el efecto de alteración de la mojabilidad y su beneficio en la recuperación de aceite puede ser analizado mediante la modificación que sufren las curvas de permeabilidad relativa, de tal forma que el efecto que tiene la alteración de la mojabilidad por el empleo de surfactantes podría en principio modelarse mediante el cambio que sufren los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa, así como los valores de los puntos de permeabilidades relativas extremos (conocidos simplemente como "puntos extremos" o "end-points"), y el valor de la saturación residual de aceite.

Los valores característicos de las curvas de permeabilidad relativa para cada uno de los tipos de mojabilidad han sido estudiados por diferentes autores, Archer (1971), Thomas (1971) y Craig (1971) a partir de resultados de experimentos en muestras de roca, con los cuales fueron determinados una serie de rangos para cada tipo de mojabilidad. En la Tabla 2.3.1 se muestran rangos de los exponentes del modelo de Corey para diferentes mojabilidades.

Tabla 2.3.1 Rango de exponentes en el Modelo de Corey para el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa para diferentes mojabilidades.

Rango de exponentes, Corey		
	No (Kro)	Nw (Krw)
Al agua	2 a 4	5 a 8
Intermedia	4 a 6	3 a 5
Al aceite	6 a 8	2 a 3

En lo que se refiere a los criterios de puntos extremo (end-points), valores de saturación de agua inicial (S_{wi}) y saturaciones de agua donde se da el cruce de curvas de permeabilidad relativa y al aceite, en la Tabla 2.3.2 se muestra una serie de regla empíricas para diferentes tipos de mojabilidad de la roca.

Tabla 2.3.2 Reglas empíricas en el Modelo de Corey para el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa para diferentes mojabilidades.

Criterio	**Mojabilidad al agua**	**Mojabilidad al aceite**	
Punto extremo (End-Point) Permeabilidad relativa al aceite a S_{wi}	> 95%	< 70% - 80%	Archer (1971), Thomas (1971)
Punto extremo (End-Point) Permeabilidad relativa al agua a S_{or}	< 30%	< 50%	Craig (1971)
Saturación de agua (punto de cruce de curvas de k_r al aceite y agua)	> 50%	< 50%	Craig (1971)
Saturación inicial de agua, S_{wi}.	> 25%	< 15%	Craig (1971)

Los exponentes empíricos N_o y N_w se pueden obtener a partir de información medida, o bien como resultado de ajuste a pruebas de laboratorio en modelos de simulación numérica. A continuación se muestra el modelo de Corey para el sistema agua-aceite de permeabilidades relativas. La representación del modelo de permeabilidades relativas de Corey responde a un ajuste exponencial, el cual se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$k_{rw}(S_W) = k_{rw,or}\left(\frac{S_w - S_{cw}}{1 - S_{cw} - S_{or}}\right)^{N_w} \quad \text{..... (2.3.1)}$$

$$k_{ro}(S_W) = k_{ro,cw}\left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{cw} - S_{or}}\right)^{N_o} \quad \text{..... (2.3.2)}$$

Donde $k_{rw,or}$ y $k_{ro,cw}$ son los puntos extremos de las permeabilidades relativas y N_w y N_o son los llamados exponentes de Corey para el sistema agua y aceite respectivamente.

La experiencia ha mostrado que en muchos casos estos exponentes y puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, responden a las características de afinidad del medio poroso hacia alguno de los fluidos y su grado de saturación; sin embargo, es conveniente mencionar que son más aproximados cuando los medios muestran mojabilidades preferenciales hacia uno de los fluidos, pero su grado de certidumbre disminuye drásticamente cuando la mojabilidad de la roca se encuentra en el rango de intermedia hacia alguno de los fluidos.

Con el propósito de comprender mejor los cambios que se presentan en las propiedades de flujo entre los diferentes tipos de mojabilidad uniforme de una roca, a continuación se describen las condiciones de flujo más relevantes de cada uno de los tipos de mojabilidad.

Mojabilidad preferencial al agua—Una roca con mojabilidad preferencial al agua presenta mejores características al flujo de aceite al ser desplazado con el agua, ya que el aceite se encuentra ocupando los poros más grandes y por lo tanto exhibirá valores de permeabilidad relativa al aceite, k_{ro}, mayores, evidenciados por la pendiente de la curva y los valores de los puntos extremos, y en contraparte, la curva de permeabilidad relativa al agua, k_{rw}, tendrá condiciones de flujo menos favorables.

Como fase preferente o mojante, el agua se alojará en los espacios más pequeños que no fueron invadidos por el aceite durante el proceso de migración, donde éste se alojó en los poros más grandes, por lo que bajo esta condición el aceite fluye primero con valores de permeabilidad relativa altos, los cuales paulatinamente irán decreciendo a medida que la saturación de aceite se reduce, incrementándose en forma correspondiente la saturación de agua, así como los valores de k_{rw}, al ir reemplazando el agua los espacios porosos, previamente saturados por aceite.

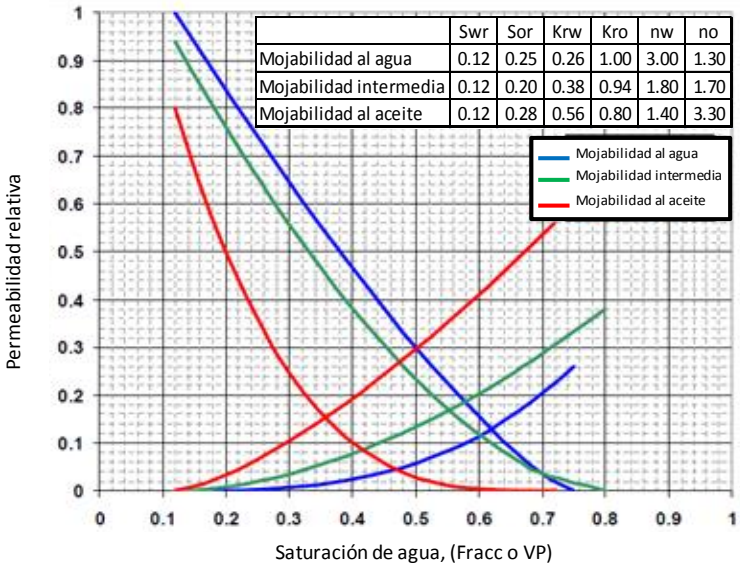
Finalmente, la mayoría de las trayectorias de flujo continuo se saturan con agua y las discontinuas con aceite atrapado, siendo esta la razón por la que los "puntos extremos" de la curva de k_{rw}, tienen valores más pequeños comparados con los de k_{ro}.

Mojabilidad intermedia—Este tipo de mojabilidad se presenta cuando ambas fases (agua y aceite) tienden a mojar el sólido, pero solo una es ligeramente más atraída a la superficie de la roca.
En este caso es probable que el aceite haya migrado a una formación mojada por agua, de manera que la distribución original de saturación de agua y aceite sea similar al caso de mojabilidad por agua.

Mojabilidad al aceite —Para el caso de la mojabilidad preferencial al aceite el efecto es inverso al descrito para la mojabilidad con agua, ya que en este caso el aceite se encuentra adherido a las paredes del poro, limitándose el flujo del mismo, puesto que el agua ocupará el centro del poro, y por lo tanto, los valores del punto extremo de la curva de k_{ro} son menores a los correspondientes a la curva de k_{ro} para la roca mojable por agua, siendo esta fase la que fluye con mayor facilidad

debido a que no se encuentra adherida a la superficie de la roca, sino que está ubicada en el centro del poro, presentando valores mayores del punto extremo de la curva de k_{rw}.

Morrow (1973), publicó un juego de curvas de permeabilidad relativa modificadas por efecto del cambio de la mojabilidad de la roca, reproducidas aquí como Fig. 2.3.1, donde por un lado se observa que para el caso de mojabilidad preferencial al agua, el valor del punto extremo de la curva de k_{ro} es mayor comparativamente con los correspondientes a las curvas de mojabilidades intermedia y al aceite, debido a que el agua o fase mojante se encuentra adherida a la roca permitiendo el flujo de aceite por el centro de los poros y limitando el del agua, hasta alcanzar una cierta saturación, por lo que el punto extremo de k_{rw} tendrá el menor valor de los medidos, tal como se observa en la Fig. 2.3.1. También para este tipo de mojabilidad, el cruce entre ambas curvas se encuentra en valores mayores al 50% de S_w.



	Swr	Sor	Krw	Kro	nw	no
Mojabilidad al agua	0.12	0.25	0.26	1.00	3.00	1.30
Mojabilidad intermedia	0.12	0.20	0.38	0.94	1.80	1.70
Mojabilidad al aceite	0.12	0.28	0.56	0.80	1.40	3.30

Fig. 2.3.1 Efecto de la mojabilidad en curvas de permeabilidad relativa en sistemas agua/aceite, (Morrow, 1973)

En cuanto a los métodos experimentales cuantitativos, se encuentran: a) Medición del ángulo de contacto, b) Método de Ammot y c) Método USB. A continuación se describen brevemente los métodos cuantitativos.

a) Medición del ángulo de contacto.

El método consiste en generar una gota de agua en el seno de aceite y ponerla en contacto con una superficie mineral plana del mineral predominante en la roca del yacimiento.

La gota se deja reposar por un tiempo suficiente, a fin de poder medir el ángulo de contacto entre la placa y la gota de agua, tal y como se muestra en la Fig. 2.3.2, donde en función del valor del ángulo de contacto se determina el grado de mojabilidad que se tiene en la roca. Sin embargo, es conveniente mencionar que este método presenta limitaciones, ya que el ángulo de contacto no toma en cuenta la heterogeneidad de la roca.

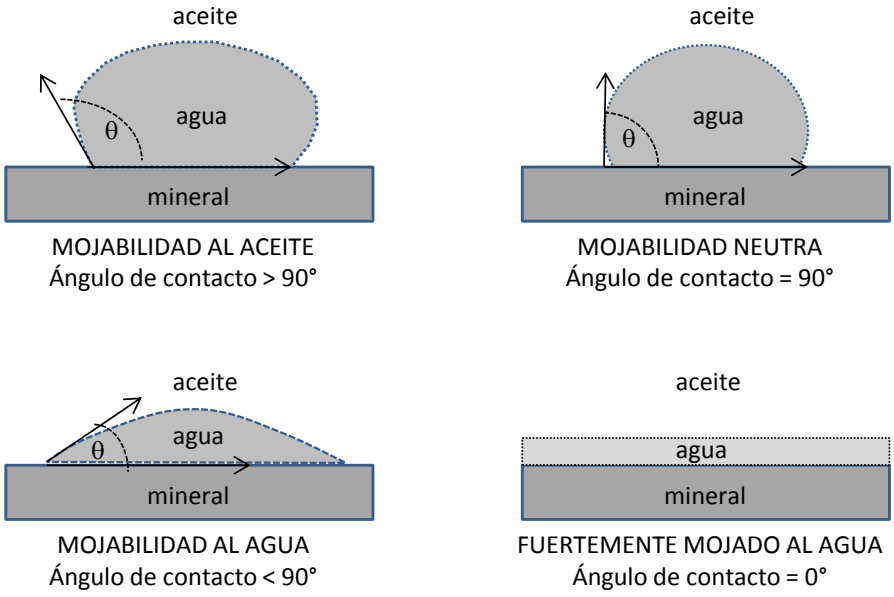


Fig. 2.3.2 Ángulo de contacto para diferentes mojabilidades, (Morrow, 1973).

b) Método de Ammot.

El método de Ammot combina imbibición y desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de un núcleo y se basa en el hecho de que la fase mojante será imbibida de forma espontánea en el núcleo desplazando la fase no mojante. La relación entre imbibición espontánea con respecto a la imbibición forzada se usa para reducir el efecto de otros factores como pemeabilidad relativa, viscosidad y saturación inicial. Inicialmente el núcleo se somete a un proceso de centrífuga hasta alcanzar la saturación de aceite residual (ROS), posteriormente se sigue una secuencia de cuatro pasos, de los cuales consiste el método de Ammot : 1) Se sumerge el núcleo en aceite y se cuantifica el volumen de agua desplazado por imbibicion, 2) Se centrifuga el núcleo hasta alcanzar la saturación de agua irreductible (IWS), y se mide la cantidad total adicional de agua desplazada, 3) Se sumerge el núcleo en salmuera y se mide la cantidad de aceite desplazado por imbibición natural, 4) El núcleo se somete a centrifugación hasta alcanzar el valor de ROS y se mide la cantidad adicional de aceite.

Los resultados del desplazamiento por aceite (δ_o) son expresados como una relación del agua producida por imbibición de aceite, V_{wsp}, con respecto al volumen total de agua producido de forma natural por imbibición y de forma forzada en la centrifuga, V_{wst} (Ec. 2.3.1).

De forma similar para el desplazamiento por agua (δ_w), se presenta una relación entre el aceite producido por imbibición de agua con respecto al volumen total de aceite producido por imbibición natural y de forma forzada (Ec. 2.3.2)

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \qquad \text{..... (2.3.1)}$$

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \qquad \text{..... (2.3.2)}$$

Para el caso de núcleos con mojabilidad al agua, los desplazamientos por agua (δ_w) resultan positivos y tienden a valores de 1.0, en lo que se refiere a los desplazamientos por aceite (δ_o), estos tienden a ser cero. Para el caso de mojabilidades al aceite sucede de forma inversa, donde (δ_o) presenta valores positivos y (δ_w) valores de cero, finalmente para el caso de mojabilidades intermedias ambos desplazamiento (δ_w) y (δ_o) presentan valores de cero.

c) Metodo USBM

Este método también considera la determinación de una mojabilidad promedio. Una de las ventajas que presenta este método con respecto al de Ammot, es su precisión en el caso de mojabilidades intermedias. El fundamento del método consiste en la determinación del trabajo necesario para desplazar un fluido por otro y puede ser relacionado por la presión capilar del núcleo, de tal forma que una roca con mojabilidad fuerte al agua tendrá una área positiva mayor comparada con la que se presenta por debajo o negativa y que en otras palabras da lugar a una imbibición espontanea del agua. La preparación del núcleo se obtiene por centrifugación en presencia de aceite hasta alcanzar la *IWS* (*), como primer paso el núcleo se somete a centrifugación en presencia de agua para desplazar el aceite por agua para diferentes valores de presión y se mide el volumen desplazado para cada intervalo para determinar la saturación promedio en el núcleo (área I), el segundo paso consiste en centrifugar nuevamente el núcleo en presencia de aceite, con la finalidad ahora de desplazar el agua midiendo los volúmenes obtenidos para determinar la saturación promedio del núcleo para cada rango de presión y que da lugar al área II. El método emplea la relación de áreas relacionadas a la presión capilar para determinar un índice de mojabilidad (Ec. 2.3.3).

$$W = log\frac{A_1}{A_2} \qquad \text{..... (2.3.3)}$$

Las áreas A_1 y A_2 son los empujes promovidos por agua y aceite respectivamente, de tal forma que cuando el índice es mayor que cero la mojabilidad asociada es al agua.

Para el caso de índices de mojabilidad cercanos a cero indican una mojabilidad neutra y finalmente cuando dicho índice es negativo la mojabilidad relacionada es al aceite. Ejemplos de mojabilidad al agua, neutra y al aceite se muestran en la Fig. 2.3.3

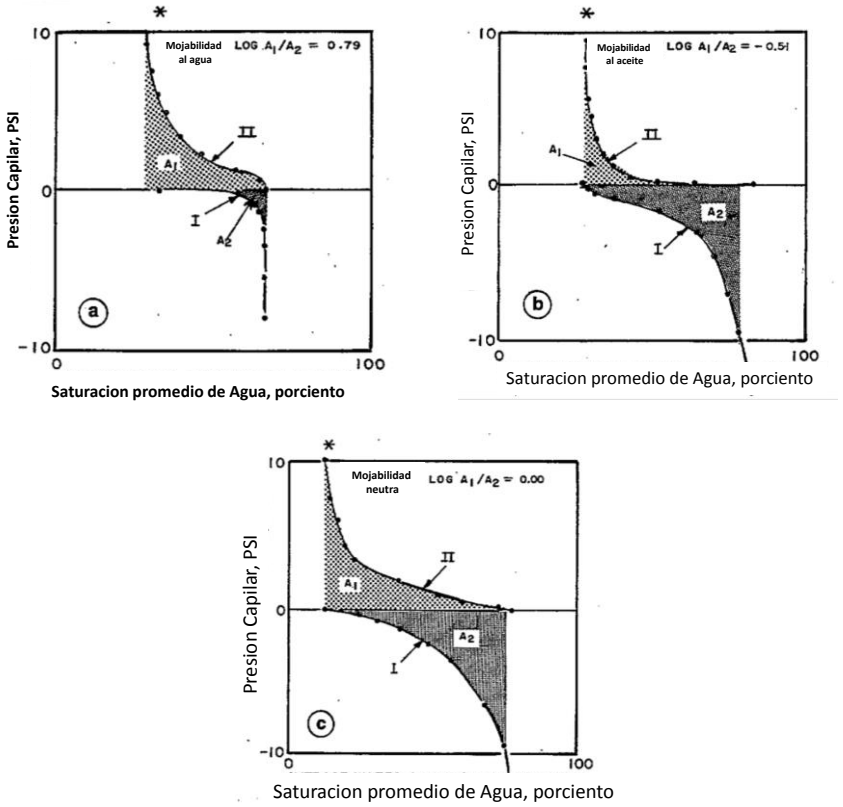


Fig. 2.3.3 Determinación de mojabilidades USBM, (Anderson, 1986)

II.4 Imbibición espontánea, su importancia.

La imbibición espontánea de la fase mojante sobre la superficie de una roca consiste en la absorción de la fase mojante en su superficie tan pronto como existe contacto entre dicha fase y el sólido, sin requerirse de la acción de un trabajo externo para realizarse, lo cual también se conoce como la succión capilar de esta fase en el medio poroso; es decir, es un proceso que consiste en el ingreso de la fase mojante en los poros de la roca por efecto de las fuerzas capilares (las cuales se describirán más adelante), como se ilustra en la Fig. 2.4.1, para el caso de un YNF cuya roca es mojable por agua. En la literatura se hace mención a tres tipos de imbibición; la dinámica, la pseudo-estática y la imbibición forzada Austad (1999), Akin (1999). En el tipo de imbibición dinámica, existe una subdivisión, basada en la dirección en que se mueven las fases durante el proceso, cuando la fase que invade (mojante) y la que se produce (no mojante) viajan en la misma dirección, se conoce al proceso cómo imbibición en el sentido de la corriente, o co-corriente, y cuando la fase mojante viaja en la dirección opuesta a la fase producida o no mojante, el proceso se denomina como imbibición a contra-corriente (Bourblaux y Kalaydjian, (1990), este tipo de imbibición está presente cuando ocurre invasión del yacimiento por el avance del acuífero en un yacimiento mojado preferentemente por agua.

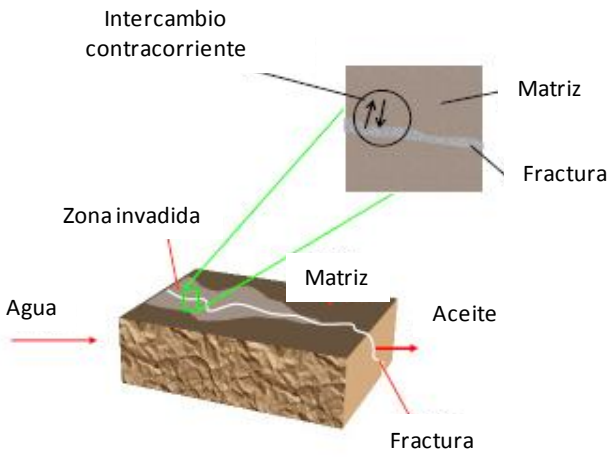


Fig. 2.4.1 Proceso de imbibición de un sistema matriz fractura (Austad, 1999).

El flujo de fluidos en un yacimiento durante el proceso de producción de aceite, está regulado por el equilibrio que alcanzan las fuerzas viscosas, las gravitacionales y las capilares, que están actuando en él.

Para el sistema de baja conductividad (o matriz) en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, que es donde se encuentra la mayor cantidad de aceite remanente de este tipo de yacimientos, la recuperación de aceite adicional que pudiera lograrse mediante la aplicación de un PRM con surfactantes dependerá fuertemente de la efectividad que se logre impartir a la imbibición mediante la modificación de la mojabilidad, hacia condiciones más favorables para el fluido desplazante.

En el caso de inyección de una espuma que esté formada con un surfactante que tenga la capacidad de modificar la mojabilidad de la roca, la expulsión de aceite de los bloques de matriz hacia las fracturas circundantes, por efecto de la imbibición de la fase acuosa que se obtendrá cuando la espuma coalesca, es uno de los mecanismos más importantes para incrementar el factor de recuperación en los YNF con baja permeabilidad de matriz, debido a que en este tipo de yacimientos, los métodos convencionales de producción por efecto de una caída de presión (predominantemente mediante las fuerzas viscosas), no son funcionales debido a la alta permeabilidad de la red de fracturas, que origina que los fluidos inyectados viajen rápidamente a través de ellos, sin interactuar prácticamente con la matriz.

II.5 Relevancia de las fuerzas capilares.

La presión capilar es una propiedad importante del yacimiento debido a que directa o indirectamente afecta otras propiedades como las saturaciones residuales y las curvas de permeabilidad relativa. La relación entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante es una función de la mojabilidad de la roca, su estructura porosa, la tensión interfacial, propiedades de la roca, e historia de cambios en saturación o histéresis Anderson (1987). En la interfase curva entre dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, como el agua y aceite, existe una diferencia de presión a través de dicha interfase. Esta diferencia de presión es la presión capilar, Pc yse define como la presión existente del lado de la fase no mojante menos la presión del lado de la fase mojante, por lo que para un sistema agua-aceite, donde la primera de ellas es la fase mojante, la Pc está dada por la ecuación de Laplace, Amyx et al. (1960).

$$P_c = P_{nw} - P_w = \sigma_{OW}\left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2}\right) \qquad \text{.....(2.5.1)}$$

Donde P_{nw} es la presión del lado de la fase aceite, P_w es la presión del lado de la fase agua, σ_{ow} es la tensión interfacial entre el aceite y el agua, r_1 y r_2 son los radios de curvatura de la interfase medidos en sentido perpendicular entre ellos.

Conforme a su definición, la presión capilar, puede ser negativa o positiva, dependiendo de la fase que moje preferentemente la roca. Si la presión capilar es positiva, el agua es la fase mojante y el aceite es la no mojante, y cuando las preferencias en mojabilidad se invierten, la presión capilar resulta negativa.

Para el caso del medio poroso, donde la geometría de poro es muy compleja, es prácticamente imposible medir los radios de curvatura, por lo que la presión capilar debe ser determinada experimentalmente. En este sentido, frecuentemente se ha recurrido a modelar idealmente el medio poroso como un conjunto de capilares cilíndricos. Una de las formas de medir la presión capilar, es mediante la elevación de una columna de agua dentro de un capilar recto vertical, colocado a través de la interfase agua-aceite en el interior de un recipiente grande, Amyx et al. (1960), tal y como se muestra en la Fig. 2.5.1

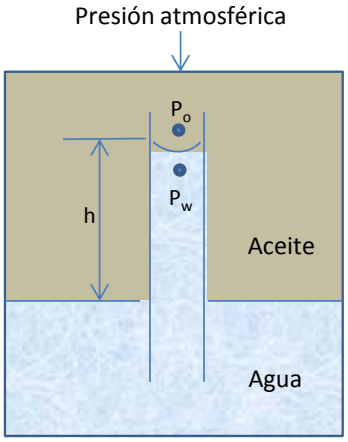


Fig. 2.5.1 Presiones en tubos capilares (Amyx et al., (1960).

Considerando que las fuerzas originadas por la tensión de adhesión de la fase mojante dentro del tubo, deben ser equilibradas por el peso de la columna de agua que se elevó en el interior del capilar, se llega a una expresión para la presión capilar (Amyx y asoc., 1960), efectuando un balance de fuerzas sobre el menisco de la interfase agua-aceite dentro del capilar, se tienen las dos expresiones siguientes

$$P_o = p_{atm} + \rho_o g h_1, \qquad \text{.....(2.5.2)}$$

$$P_w = p_{atm} + \rho_o g(h_1 + h) - \rho_w g h. \qquad \text{.....(2.5.3)}$$

Sustrayendo las ecuaciones anteriores

$$P_o - P_w = h(\rho_w - \rho_o)g = Pc. \qquad \text{.....(2.5.4)}$$

Empleando la ecuación 2.1.2, previamente descrita

$$\sigma_{ow} = \frac{rgh(\rho_w - \rho_o)}{2\cos\theta}. \qquad \text{.....(2.1.2)}$$

Se tiene para la presión capilar, las siguientes expresiones

$$\sigma_{ow} = \frac{rP_c}{2\cos\theta}, \qquad \text{.....(2.5.5)}$$

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow}\cos\theta}{r}. \qquad \text{.....(2.5.6)}$$

La forma convencional de medir la tensión interfacial y por lo tanto la presión capilar es bajo la consideración de que el fluido empleado moja la superficie del tubo capilar, que en este caso es agua, sin embargo, en el caso que el fluido no sea mojante el efecto es inverso (ver Fig. 2.2.2). Haciendo el mismo análisis al caso anterior, la medición del ángulo de contacto θ, excede 90° y el coseno del ángulo resulta en un valor negativo, el valor de h, resulta en un valor negativo, por lo que la ecuación 2.5.6 resulta en un valor negativo para el valor de presión capilar.

$$P_c = -\frac{2\sigma_{ow}\cos\theta}{r}. \qquad \text{.....(2.5.7)}$$

Esta misma situación, ocurre en el caso de una roca con mojabilidad al aceite, ocasionando que una buena cantidad de aceite quede atrapado por fuerzas capilares en el sistema de matriz de un yacimiento naturalmente fracturado, tal y como se muestra en la Fig. 2.5.2 Esta retención de aceite por efecto capilar en el sistema de matriz de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF), es uno de los fenómenos de mayor relevancia en los procesos de recuperación mejorada, ya que en este sistema, se aloja una gran cantidad de aceite residual.

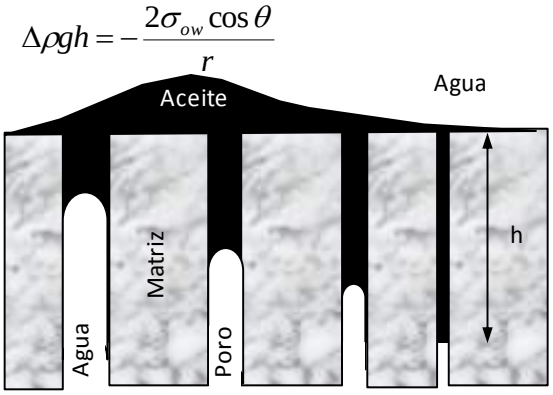


Fig. 2.5.2 Aceite retenido en sistema de matriz de un yacimiento naturalmente fracturado, (Hirazaki y Zhang, 2004).

En un YNF, la presión capilar tiene mayor relevancia, en comparación con un yacimiento con porosidad primaria; por ejemplo, en los YNF las fuerzas capilares constituyen una parte importante de los mecanismos que regulan el flujo de los fluidos, ya que pueden favorecer algunos procesos como la imbibición espontánea de la fase mojante (roca mojable por agua), o bien, puede limitarlos si el proceso se realizara en el sentido de drene.

Un ejemplo de curva de presión capilar tanto para drene como para imbibición se muestra en la Fig. 2.5.3. En el proceso de drene, la fase no mojante desplaza la fase mojante. Adicionalmente, la presión de la fase no mojante deberá exceder la presión capilar de entrada (Pd) para desplazar la fase mojante y entrar al poro. Durante la imbibición capilar, la fase mojante desplaza a la no mojante. Las curvas de presión capilar son diferentes debido a la histéresis. La histéresis es causada por el atrapamiento de la fase no mojante cuando es desplazada por la fase mojante Stegemeier (1977).

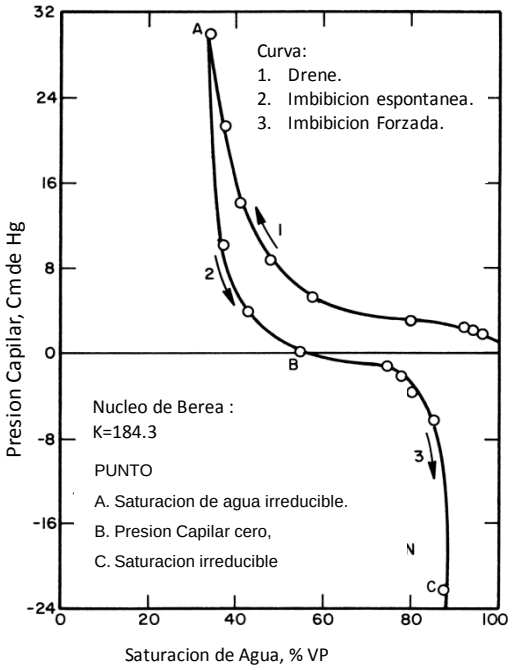


Fig. 2.5.3 Ejemplo de curva de presión capilar (Killins et al., 1953)

La forma de la curva de presión capilar cambia de forma dramática para el proceso de imbibición o drene secundario, cuando una roca presenta mojabilidad al aceite comparada con el caso de mojabilidad al agua. Debido a que la presión capilar es comúnmente definida como la diferencia entre la presión de la fase aceite y la presión de la fase acuosa, el valor de la presión capilar es positiva bajo condiciones de mojabilidad al agua y negativa bajo condiciones de mojabilidad al aceite, el efecto se debe a la afinidad de la roca por el fluido mojante y la repulsión del fluido no mojante. En la Fig. 2.5.4 se muestra un ejemplo de curva de presión capilar para una muestra de roca que fue tratada para obtener mojabilidad al aceite Killins *et al.*, (1953).

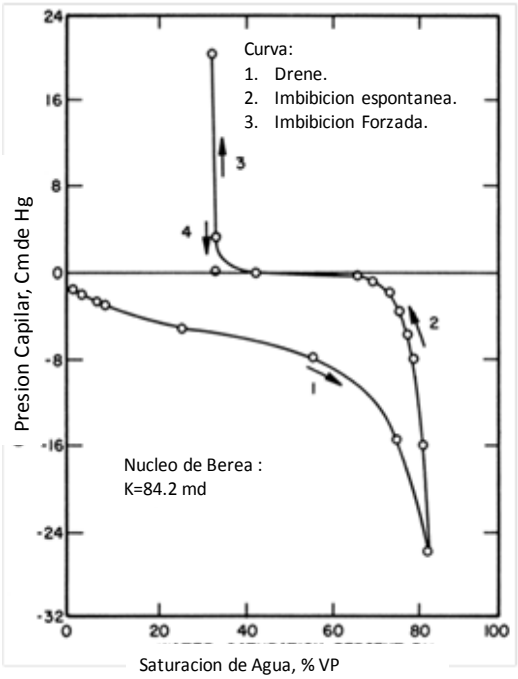


Fig. 2.5.4. Curva de presión capilar para un núcleo con mojabilidad al aceite Killins et al., (1953).

II.6 Procesos de desplazamiento en los sentidos de imbibición y de drene.

Los conceptos de procesos de desplazamiento de imbibición y de drene se refieren a las historias en los cambios en saturación que ocurren durante el desplazamiento del aceite mediante un fluido inyectado, sean en el sentido de incremento o de decremento de la fase mojante, respectivamente, en un medio, y se relacionan con los cambios en las correspondientes curvas de presión capilar, como se muestra en la Fig. 2.6.1

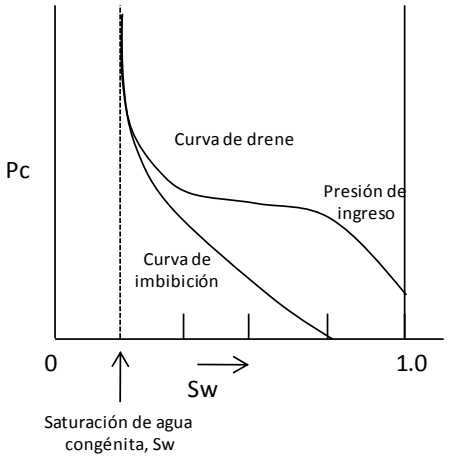


Fig. 2.6.1 Curvas de presión capilar medidas durante procesos de drene e imbibición, respectivamente (Green y Willhite, (1998).

Una descripción más clara de los procesos de drene e imbibición se hará con base en los procesos de desplazamiento que se realizan en el laboratorio, (Rivera, 2008), en que se parte con un núcleo fuertemente mojado por agua que se encuentra completamente saturado con agua congénita. Posteriormente se inyecta en forma continua aceite (fase no mojante) a este núcleo, para que después de alcanzar una cierta presión de ingreso (Threshold pressure), desplaza poco a poco el agua que lo satura (fase mojante), por lo que el proceso se denominará como *proceso de drene*, donde ocurre una disminución de la saturación (desaturación) de la fase mojante, y los cambios que ocurren en la presión capilar serán los correspondientes a la *curva de presión capilar de drene*, de la Fig. 2.6.1. El proceso de desplazamiento continuará, incrementándose la presión capilar y disminuyendo la saturación de la fase mojante, hasta que se alcance una saturación crítica (o irreductible, S_{wi}) de la fase mojante, mostrada como una asíntota vertical a esta curva, en la que la presión capilar tiende a infinito, y no ocurrirán cambios adicionales en la saturación de la fase mojante por mucho que se incremente la presión, por lo que en un momento dado se suspende la inyección, teniéndose en este instante un núcleo que alcanzó una saturación de agua irreductible, S_{wi}, y una saturación máxima de aceite, S_{oi}.

El proceso anteriormente descrito se continúa, reiniciando ahora con un núcleo con saturaciones iniciales S_{wi}, S_{oi}, de agua y aceite, respectivamente, inyectándole ahora agua (fase mojante) desplazando de él, poco a poco, el aceite (fase no mojante), este proceso se denominará *proceso de imbibición*, ya que durante él ocurre un incremento de la saturación (resaturación) de la fase mojante. Los cambios que ocurren en la presión capilar durante este proceso serán los correspondientes a la *curva de presión capilar de imbibición*, de la Fig. 2.6.1. El proceso de desplazamiento del aceite con el agua seguirá disminuyendo continuamente la presión capilar e incrementando la saturación de la fase mojante, hasta que se alcance una saturación crítica (o residual S_{or}) de la fase no mojante; este valor de S_{or} se irá alcanzando al acercarse a un valor cero de la presión capilar; esta saturación residual es un indicio de que ocurre un entrampamiento de la fase no-mojante en grupos de poros, en los cuales la fase no-mojante pierde continuidad entre ellos. A la diferencia entre las curvas de presión capilar de drene e imbibición se le conoce como fenómeno de histéresis en presión capilar, y tienen la característica de ser repetibles.

Durante la explotación de los campos petroleros, la invasión del agua de un acuífero a un yacimiento mojable por agua, desplazará el aceite mediante un proceso de imbibición, mientras que el desplazamiento de aceite por el avance de un casquete de gas correspondería a un proceso de drene.

Todos estos procesos son extremadamente importantes en la definición de la efectividad con la que un PRM es aplicado en un YNF determinado, donde los bloques de matriz, saturados con ciertos fluidos, pudieran verse rodeados por otros fluidos contenidos en el sistema de fracturas, que no necesariamente son iguales a los de la matriz. En estos casos el intercambio de fluidos entre matriz y fractura dependerá fundamentalmente de la presión capilar, cuya magnitud estará expresada por la curva de presión capilar correspondiente al tipo de desplazamiento (drene o imbibición), dependiendo del tipo de mojabilidad de la roca.

En el caso de realizarse un proceso de drene, las fuerzas capilares se opondrán al ingreso de la fase no mojante a la matriz para desplazar de ella a la fase mojante, mientras que si el proceso ocurriera en la dirección de la imbibición, entonces las fuerzas capilares serán una ayuda al mecanismo de desplazamiento de la fase no mojante del interior de la matriz hacia el sistema circundante de fracturas. En un YNF, durante la etapa de producción del aceite, las interrelaciones entre el tipo de fluidos que sature la matriz, y los fluidos contenidos en el sistema de fracturas, determinará si dicha producción se realiza mediante un proceso de drene o uno de imbibición; en la Tabla 2.6.1 se muestra un resumen de los procesos de desplazamiento posibles, dependiendo de los tipos de fluidos contenidos en los sistemas de matriz y fracturas, van Golf-Ratch, (1982).

Tabla 2.6.1 Condiciones para el drene e imbibición en yacimientos carbonatados fracturados (Reproducida de van Golf-Racht (1982))

MATRIZ	FRACTURA	TIPO DE DESPLAZAMIENTO
Aceite	Agua	Imbibición
Aceite	Gas	Drene
Agua	Aceite o gas	Drene
Gas	Agua o gas	Imbibición

II.7 Curva compuesta de imbibición capilar en un YNF mojado preferencialmente por agua.

En un YNF cuya roca presente mojabilidad prefencial hacia el agua, el proceso de imbibición actuará como fuerza impulsora para expulsar el aceite contenido en el sistema de matriz, cuando la fase mojante (agua), esté presente saturando el sistema de fracturas circundante, y actuará conforme a la interrelación entre los fluidos que saturan los sistemas de matriz y fracturas, por lo que el respectivo proceso de desplazamiento del aceite contenido en los bloques del yacimiento será controlado ya sea por fuerzas capilares o gravitacionales, según la posición que guarde el avance del contacto agua–aceite, respecto de la altura de un bloque determinado; este avance pudiera deberse a una inyección de agua de fondo, o a la invasión de un acuífero, como se ilustra en la Fig. 2.7.1, donde se considera que los bloques de matriz del yacimiento están saturados con aceite, y que se pueden representar idealmente como paralelepípedos rectangulares, los cuales están rodeados por fracturas, con una apertura constante y uniforme, y paredes lisas, a través de las cuales avanza el contacto agua-aceite, van Golf-Ratch (1982).

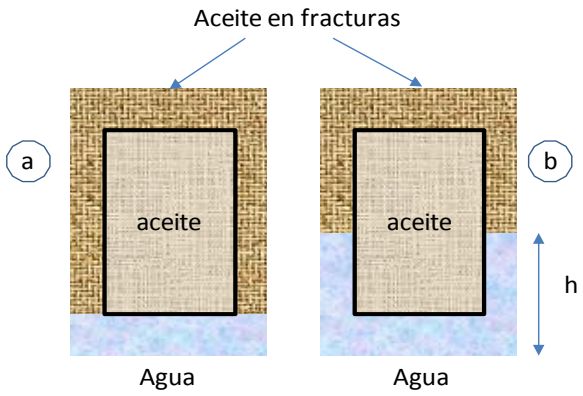


Fig. 2.7.1 Tipos de desplazamiento del aceite contenido dentro de un bloque de matriz mojado por agua, que pueden ocurrir dependiendo de la posición del contacto agua-aceite: (a) desplazamiento controlado por fuerzas capilares: (b) desplazamiento controlado por fuerzas gravitacionales y capilares. (van Golf-Ratch (1982))

En el caso de la Fig. 2.7.1 (a), como el contacto agua-aceite se ubica en la base del bloque, las fuerzas capilares actuando sobre todo en los poros de menor tamaño, ocasionarán un desplazamiento del aceite de la matriz hacia las fracturas debido a la imbibición del agua, mientras que en el caso de la Fig. 2.7.1 (b), donde el contacto agua-aceite ha subido una altura *h* respecto de la base del bloque, esta diferencia en nivel ocasionará un desplazamiento causado por las fuerzas gravitacionales, las cuales actuarán principalmente a través de los poros más grandes de la matriz, además del efecto capilar, que actuará como una fuerza menor de desplazamiento.

Van Golf-Ratch (1982) sugiere combinar ambos efectos mediante la construcción de una *Curva compuesta de imbibición capilar*, en la cual se incluya el efecto de ambas fuerzas actuando durante el proceso de imbibición, a medida que el agua avanza en forma vertical a través del sistema de fracturas, hasta cubrir completamente el bloque que contiene el aceite remanente. A continuación se resume el procedimiento para su construcción.

Las fuerzas capilares están relacionadas con la altura h_c que alcanzaría el agua dentro de un capilar cuyo radio sea equivalente al del tamaño medio de poro característico del medio que compone la matriz, $r_{c,avg}$, y puede ser estimada en forma aproximada mediante la siguiente relación:

$$h_c \cong \frac{1}{r_{c,avg}} \qquad \ldots\ldots\ldots \textit{(2.7.1)}$$

Entonces, la magnitud de las fuerzas capilares, P_c, estará dada por la siguiente ecuación:

$$P_c = h_c g \Delta\rho \qquad \ldots\ldots\ldots \textit{(2.7.2)}$$

`

Donde g es la aceleración debida a la gravedad y $\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre el agua y el aceite. Como ya se mencionó, las fuerzas gravitacionales que actúan en el proceso de desplazamiento del aceite de la matriz, son el resultado de la existencia de una diferencia en niveles entre los contactos agua-aceite presentes en las fracturas y en la matriz, h (Fig. 2.7.1 (b)), por lo que en el caso cuando el contacto agua-aceite está a un nivel más alto que el correspondiente al de la matriz, las fuerzas gravitacionales P_G presentes estarán dadas por la siguiente expresión:

$$P_G = hg\Delta\rho \qquad \ldots\ldots\ldots \textit{(2.7.3)}$$

Dado que la magnitud de las fuerzas capilares aumenta a medida que el radio de los poros disminuye, entonces se espera que estas fueran dominantes en bloques pequeños de matriz con tamaños de poro pequeños, mientras que la magnitud de las fuerzas gravitacionales aumentará a medida que la altura de los bloques se incremente, por lo que se esperaría que estas dominaran el proceso de desplazamiento cuando existen bloques altos, con matriz de tamaño de poro grande. Entonces, se requerirá conocer la distribución de la frecuencia con la que cierto tamaño de poro se presenta en una matriz típica del YNF en cuestión, la cual podría obtenerse a partir del análisis petrográfico de las muestras de roca del YNF disponibles, lo cual permitirá correlacionar dicha distribución con las magnitudes de P_c y P_G obtenidas a partir de las ecs. (2.7.1) y (2.7.3) anteriores, obteniendo una correlación como la que se muestra en la Fig. (2.7.2) Van Golf-Ratch (1982):

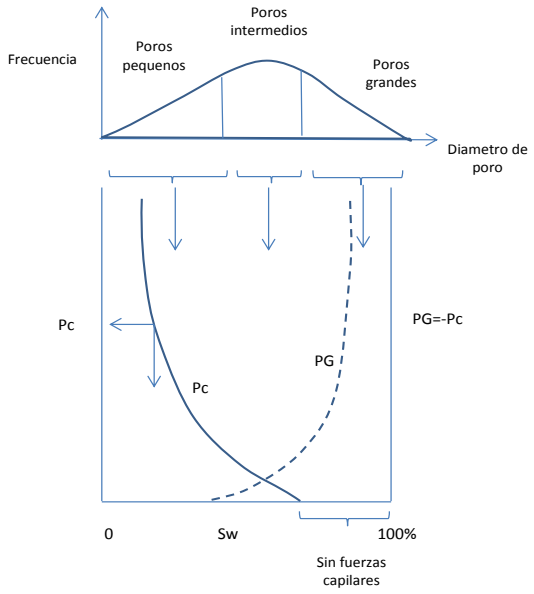


Fig. 2.7.2 Influencia de la distribución del tamaño de poro en las curvas de P_c vs. S_w y P_G vs. S_w (Van Golf-Ratch, 1982).

Dado que la curva de P_c vs. S_w muestra claramente el papel que las fuerzas capilares ejercen en el desplazamiento del aceite de la matriz para diferentes valores de S_w, cuando se tienen tamaños de poro de pequeños a muy pequeños; en forma similar en la Fig. 2.7.2 se ilustra la preponderancia de las fuerzas gravitacionales, mediante una curva de P_G vs. S_w cuando los tamaños de poro varían desde intermedios a grandes, la cual se considera similar a la curva que relaciona P_c con. S_w , por lo que se considera permisible escribir $P_G \approx - P_c$, ya que durante el proceso de imbibición ambas fuerzas desplazarán el aceite en la misma dirección, van Golf-Ratch (1982).

En la Fig. 2.7.2 se muestra que los poros pequeños y muy pequeños del sistema de matriz están asociados con fuerzas capilares de varias magnitudes, mientras que a medida que el tamaño de poro se incrementa, pasando de pequeño a intermedio, la magnitud de las presiones capilares disminuye progresivamente, hasta alcanzar el valor de cero. También existen que muchos poros de tamaños de intermedio a grandes, ubicados en el rango de S_w para el que $P_c = 0$, hasta 100%, pudieran no mostrar efecto de las fuerzas capilares, por lo que el desplazamiento del aceite de la matriz estaría relacionado al efecto de las fuerzas gravitacionales.

En la discusión anterior se está suponiendo implícitamente que el tamaño de poro dentro de los bloques de matriz varía en una forma uniforme y continua; sin embargo, en la naturaleza no ocurre así, teóricamente las fuerzas gravitacionales pudieran predominar para los poros de tamaños intermedios a grandes, su eficacia para el desplazamiento del aceite contenido en ellos podría disminuir, debido a la presencia de intercalaciones de poros pequeños y grandes en áreas vecinas (heterogeneidad de la roca), se observaría en la roca como partes de la misma donde existe un contraste grande en los tamaños de poros, en las que se produciría un bloqueo al flujo del aceite y la relación dada por la curva de P_G vs. S_w, dependerá tanto de la distribución del tamaño de poro, como de las interconexiones entre ellos.

La curva compuesta de imbibición, para bloques de matriz preferentemente mojable por agua, puede entonces mostrarse tanto en función de la presión, o de las alturas h_c o h_G, como se ilustra en la Fig. 2.7.3 (a) y (b), respectivamente.

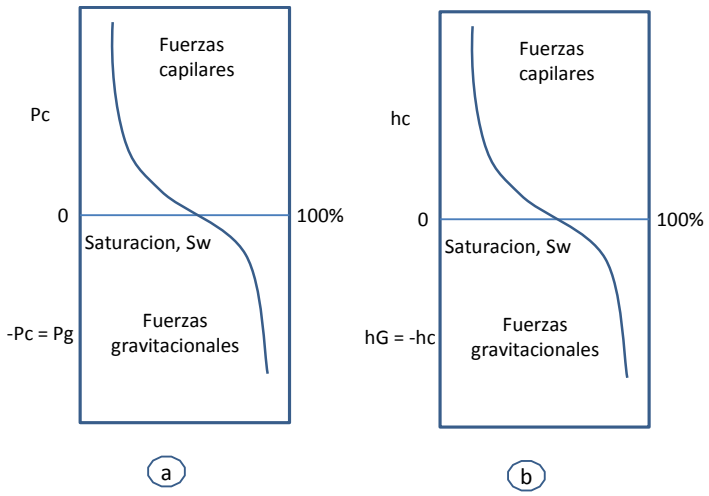


Fig. 2.7.3 Curvas de imbibición compuesta para bloques con matriz preferentemente mojable por agua. (a) en función de las presiones; (b) en función de las alturas h_c o h_G (van Golf-Ratch,1982).

Puede observarse que si se conociera la altura del bloque para tiempos largos, una vez que dicho bloque hubiera sido cubierto completamente por el agua, sería factible utilizando la Fig. 2.7.3 (b), determinar valores de ΔS_{wG} y ΔS_{wc} que corresponderían a la recuperación total de aceite obtenible de ese tamaño particular de bloque, como ya se dijo, luego de que ha transcurrido un tiempo grande, van Golf-Ratch (1982).

II.8 Relación entre las fuerzas viscosas y las capilares. Número Capilar.

Los mecanismos de los cuales depende el atrapamiento del aceite en el sistema roca-fluido son: 1) La estructura del medio poroso, 2) Interacciones roca fluido dependientes de la mojabilidad, y 3) Interacciones fluido-fluido, que se traducen en tensión interfacial. El atrapamiento y por lo tanto la movilización del aceite están relacionados a estos factores en una forma compleja y algunos modelos como el Número Capilar describen las fuerzas involucradas en estos procesos. El atrapamiento en los procesos de explotación, como el desplazamiento de aceite por agua en el caso del avance del acuífero o bien desplazamiento de aceite por gas en el avance del casquete, son el ejemplo de este fenómeno, que comúnmente se asocia al aceite remanente en las zonas barridas por el agua o gas.

De esta misma forma se han generado datos experimentales relacionados a atrapamiento, mediante desplazamientos en núcleos a gastos y presiones controladas, donde la fase no mojante (aceite) es desplazado por la fase mojante (agua). Como resultado del desplazamiento, parte del aceite se queda atrapado como aceite inmóvil al igual que parte de la fase desplazante. Estos mecanismos de atrapamiento, se han analizado por medio de correlaciones que emplean variables adimensionales y que relacionan las fuerzas viscosas y capilares. La ecuación 2.8.1 incorpora estas fuerzas, la cual tiene fundamento en el modelo de doble poro descrita por Green y Willhite, 1998.

$$\frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}\, cos\theta} \qquad \text{.....(2.8.1)}$$

Donde F_v y F_c son las fuerzas viscosas y capilares, respectivamente, y v es la velocidad intersticial, los subíndices w, denotan la fase desplazante y σ_{ow} es la tensión interfacial entre las fases desplazada y desplazante. El grupo adimensional es llamado número capilar, el cual se expresa por medio de la ecuación 2.8.2

$$N_{ca} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}} \qquad \text{.....(2.8.2)}$$

Mediante el ajuste de datos experimentales observados en el laboratorio, se han generado diferentes correlaciones, donde se han incorporado diferentes parámetros adicionales como la relación agua/aceite y la mojabilidad de la roca.

En términos generales, tanto las correlaciones como los datos muestran, que si el valor del número capilar pudiera ser incrementado por encima de un valor de $10e^{-05}$ en una prueba de desplazamiento en un núcleo, la magnitud de la saturación residual de aceite disminuirá de forma importante.

La disminución de la S_{or} es una función del número capilar y a valores del orden de 10^{-2} prácticamente todo el aceite es recuperado. La correlación de la ecuación 2.8.2 muestra que el incremento en el número capilar representa una disminución en la saturación de aceite residual, y que dicho número se puede incrementar mediante cambios en las siguientes variables: 1) Incrementar el gasto de flujo del desplazamiento, 2) Incrementar la viscosidad del fluido desplazante o 3) Reducir la tensión interfacial entre los fluidos desplazados y desplazante. Estos cambios en estas variables se han realizado de forma experimental dando lugar a valores como los que se muestran en la Fig. 2.8.1

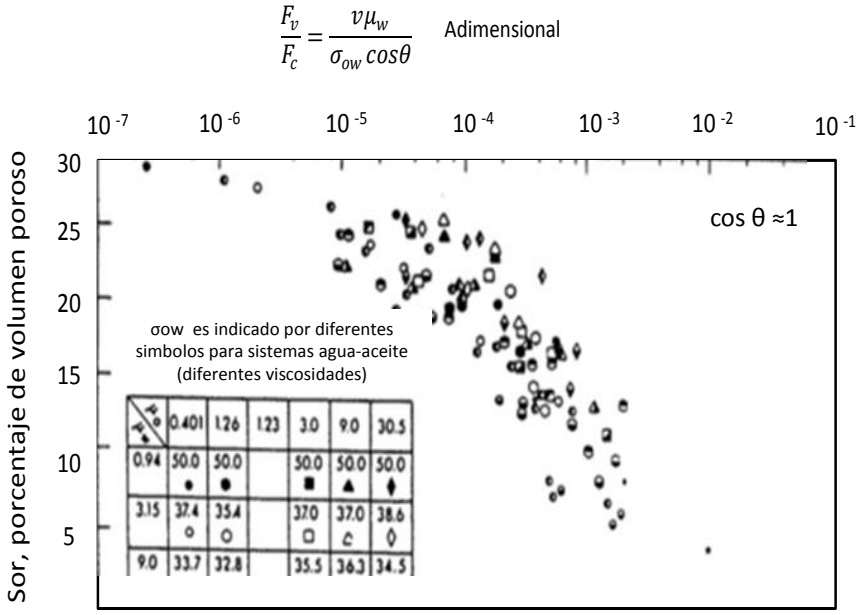


Fig. 2.8.1 Correlación del Numero capilar (Nca) y su relación con la saturación de aceite en desplazamientos en núcleos (Green y Willhite, 1998).

El ajuste de los datos de laboratorio a las correlaciones de número capilar permite hacer notar que a números capilares menores de $10e^{-06}$, el aceite residual es relativamente constante y no es una función de la magnitud de Nca.

Un ejemplo de este rango de valores de numero capilar, es la inyección de agua, la cual típicamente opera a condiciones donde Nca<$10e^{-06}$, y valores del orden de $10e^{-07}$ son muy comunes. Esto implica, que en el caso de rocas con fuerte mojabilidad al agua (Cos θ =1) las recuperaciones por inyección de agua, podrían ser independientes del gasto de inyección.

La correlación también muestra que si el número capilar, se pudiera incrementar a más de $10e^{-5}$ en un desplazamiento, la saturación residual podría disminuir de forma importante, y como se ha visto la disminución de la S_{or} es una ligera función del número capilar y a valores de $10e^{-2}$ prácticamente es recuperado todo el aceite. En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, en el sistema de matriz, que es donde se encuentra gran parte del aceite residual debido al avance del acuífero y del casquete de gas, las fuerzas viscosas debidas a los gradientes de presión en el yacimiento son mucho más bajas que las fuerza capilares, esto debido a la presencia de fracturas, por lo que la movilización del aceite en este sistema, deberá desarrollarse mediante el incremento del número capilar, mediante la reducción de la tensión interfacial o bien por el cambio de la mojabilidad hacia un sistema más mojable al agua o una combinación de ellas.

II.9 Relación entre las fuerzas capilares y gravitacionales. Recíproco del Número de Bond.

En el caso de YNF con mojabilidad al aceite, las fuerzas capilares se oponen a la entrada del agua que satura el sistema de fracturas hacia la matriz, por lo que solo podría ser posible desplazar una parte pequeña del aceite ubicado en la matriz, si la fuerza de empuje, en este caso la debida a las fuerzas gravitacionales sobrepasara la resistencia ofrecida por la presión de ingreso al medio poroso (threshold pressure).

Desde los años ´70s se estudió mediante experimentos de laboratorio de procesos de imbibición en núcleos mojables al agua (Du Prey, 1978), el papel que juegan los dos principales mecanismos de desplazamiento del aceite mediante el agua (capilaridad y fuerzas gravitacionales), en el proceso de recuperación de aceite de los bloques de matriz de un YNF. Este autor estableció, mediante el uso de la Teoría del Análisis Dimensional, tres grupos adimensionales (grupos π), que agrupaban los parámetros de flujo bidimensional en un proceso de imbibición natural que se realizaría en un bloque de matriz; estos parámetros fueron: un factor de forma (relacionado con los cocientes de las dimensiones características y sus permeabilidades), una relación de movilidades agua/aceite, y el más relevante, el cociente de las fuerzas capilares a las fuerzas gravitacionales, el cual sería más tarde utilizado y desarrollado en forma más amplia por varios autores en estudios más completos.

Posteriormente, el cociente de las fuerzas capilares a las fuerzas viscosas fue presentado como "Recíproco del Número de Bond" (Schechter et al., 1994), el cual indica la influencia relativa de las fuerzas capilares respecto de las fuerzas gravitatorias en un proceso de imbibición. El Recíproco del Número de Bond en núcleos mojados por agua se define como:

$$N_B^{-1} = c\frac{\sigma\sqrt{\frac{\emptyset}{k}}}{\Delta\rho g H} \qquad \text{.....(2.9.1)}$$

Donde C es una constante adimensional la cual se demostrado que es igual a 0.4 para modelos de tubo capilar, $\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre el agua y el aceite (kg/m^3), H es la altura del núcleo (m), ϕ es la porosidad del núcleo, *k* es la permeabilidad (m^2), σ es la tensión interfacial (Nm^{-1}) y g es la constante de la gravedad (m^2/seg^2). Las unidades mostradas entre paréntesis corresponden al Sistema SI.

En experimentos realizados en medios porosos mojados por agua, los rangos del Recíproco del Número de Bond medidos en experimentos de imbibición natural de la fase mojante permiten definir los mecanismos dominantes que actúan en dicho proceso (Standnes y Austad; 2003), así se tendrá:

- Si $N_B^{-1} > 5$, el proceso de imbibición es dominado por las fuerzas capilares.
- Si $5 > N_B^{-1} > 0.2$, el proceso de imbibición presenta contribuciones tanto de las fuerzas capilares como de las gravitacionales.
- Si $N_B^{-1} < 0.2$, el proceso de imbibición es dominado por las fuerzas gravitacionales.

Resulta conveniente aclarar que cuando la fase que se imbibirá es la no mojante (caso de imbibición de agua con surfactante en una roca mojada por aceite), la Ec. 2.9.1 no puede aplicarse directamente a este tipo de sistemas; sin embargo, puede emplearse en forma cualitativa para sugerir que un cambio de mojabilidad de la roca hacia el agua ha ocurrido debido a la presencia de los surfactantes.

Es conveniente mencionar que sería posible generalizar la expresión del Recíproco del Número de Bond, mediante la adición de una función que incluya el efecto de la mojabilidad, como podría ser el ángulo de contacto, $f(\theta)$. La expresión generalizada del Recíproco del Número de Bond sería (Babadagli, 2005):

$$N_B^{-1} = c\frac{\sigma f(\theta)\sqrt{\frac{\emptyset}{k}}}{\Delta\rho g H} \qquad \text{.....(2.9.2)}$$

II.10 Evaluación de la imbibición espontánea.

Como ya se mencionó, cuando el sistema de fracturas está saturado con la fase mojante de la matriz, la imbibición está relacionada con el efecto capilar positivo de los sistemas mojados por agua, sin embargo, en sistemas mojados por aceite, la fase que se encuentra en contacto con la superficie de la roca es el aceite, por lo que el efecto de cambio de mojabilidad de ésta hacia una condición más favorable (neutra o al agua), así como una suficiente disminución de la tensión interfacial agua-aceite permitirían disminuir la magnitud de las fuerzas retentivas del aceite, haciendo que una parte del aceite retenido fuera liberado como una fase móvil, lo que permitiría a esta fase móvil ser desplazada hacia el sistema de fracturas, de donde pasaría hacia el interior del pozo productor. Este efecto positivo, tanto de modificación de mojabilidad como de la disminución de la tensión interfacial agua-aceite se puede lograr mediante la adición de ciertos sistemas surfactantes, algunos de los cuales se encargarían de trabajar sobre el cambio en la mojabilidad mientras que otros lo harían en la disminución de la tensión interfacial. Actualmente se han obtenido en laboratorio sistemas surfactantes que cumplen con estas funciones cuando se encuentran sometidos a condiciones de alta temperatura y alta salinidad, semejantes a las que existen en el YNF motivo de este estudio, cuya aplicación y descripción constituyen uno de los objetivos de este trabajo.

Una de las formas tradicionales de evaluar, la imbibición estática en el laboratorio es mediante una prueba en una celda de imbibición como la mostrada en la parte izquierda de la Fig. 2.10.1, donde un núcleo saturado con aceite y agua congénita, previamente añejado durante varias semanas a temperatura de yacimiento tratando de restituir sus condiciones de mojabilidad original, se sumerge en una salmuera sintética con salinidad similar a la del yacimiento. Con esta prueba se cuantifica la cantidad de aceite recuperado vs tiempo mediante la imbibición natural por efecto de las fuerzas capilares. En la parte derecha de la Fig. 2.10.1, se muestra una curva típica de la recuperación de aceite obtenida durante una prueba de imbibición natural.

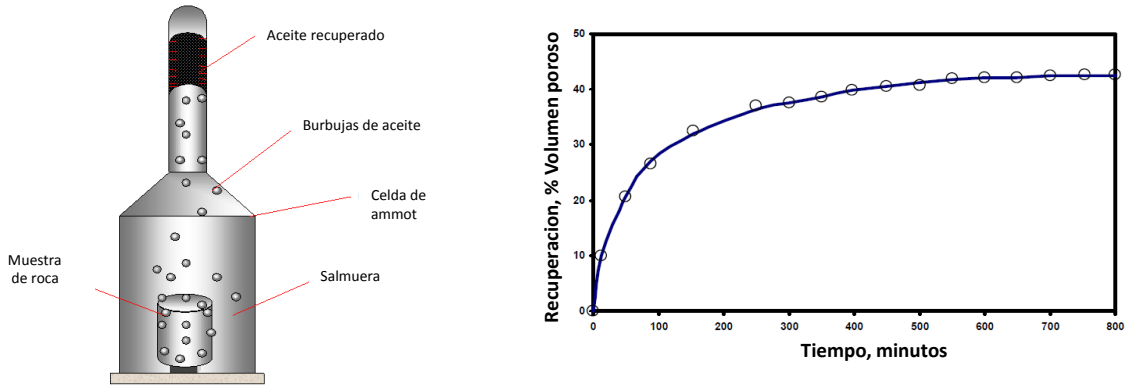


Fig. 2.10.1Experimento de imbibición espontanea a condiciones ambiente (Scheidegger, 1960)

Una vez que se ha restituido adecuadamente la mojabilidad original al núcleo, uno de los parámetros que afecta de forma importante los resultados de la imbibición espontánea es la temperatura a la que se realiza el experimento, por lo que siempre es necesario llevarlos a la condición de temperatura que prevalezca en el yacimiento. Este efecto ha sido evaluado por diversos autores, donde se ha reportado que en el caso de carbonatos, la roca tiende a generar mayor mojabilidad al agua, conforme se incrementa la temperatura. Los cambios de temperatura tienen una gran influencia en el ritmo de imbibición, debido a la alteración que se genera en la tensión interfacial, así como en la disminución de la viscosidad de los fluidos, Standnes et al., 2000

Por otro lado, la velocidad de imbibición de la fase mojante en un medio poroso es función de varios parámetros, tales como la permeabilidad y porosidad del medio, las viscosidades de los fluidos, la tensión interfacial agua-aceite y la mojabilidad del medio (Mattax y Kyte, 1962; Iffly et al., 1972; Hamon y Vidal, 1986; Babadagli y Ershaghi, 1992; Al-Lawati y Saleh, 1996; Ma et al., 1997; Cil et al., 1998; Chimienti et al., 1999, entre otros).

Los autores mencionados desarrollaron correlaciones para predecir la recuperación de aceite en procesos de imbibición a contracorriente basado en los resultados obtenidos de este tipo de procesos en el laboratorio, utilizando diferentes muestras, a continuación se resumen las principales expresiones de los tiempos de imbibición publicadas en las referencias antes citadas.

Mattax y Kyte, (1962), establecieron que la recuperación de aceite para sistemas de diferente tamaño, forma y propiedades de fluidos obedecía a una función única adimensional. Ma et al. (1997), modificaron la expresión derivada por Mattax y Kyte (1962) para incluir el efecto de la viscosidad de la fase no-mojante.

Los resultados de sus experimentos mostraron que el tiempo de imbibición era inversamente proporcional a la media geométrica de las viscosidades del agua y aceite. Ellos propusieron la ecuación siguiente:

$$t_D = t\sqrt{\frac{K}{\emptyset}}\frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w\,\mu_o}}\,\frac{1}{L_c^2} \qquad \text{……(2.10.1)}$$

Donde t es el tiempo, *K* es la permeabilidad, *Ø* es la porosidad, σ es la tensión interfacial, μ_w y μ_o son las viscosidades del agua y aceite respectivamente, *Lc* es la longitud característica que es determinada por el tamaño, forma y condiciones de frontera de la muestra, la cual también fue definida por Zhang et al. (1996).

$$F_c = \frac{1}{V_{ma}}\sum_s \frac{A_{ma}}{l_{ma}} \qquad \text{……(2.10.2)}$$

$$L_c = \sqrt{\frac{1}{F_c}} \qquad \text{……(2.10.3)}$$

Donde V_{ma} es el volumen bruto de matriz (muestra de nucleo). A_m es el area abierta en la direccion de flujo, l_{ma} s la distancia desde la superficie abierta al flujo a la frontera de no flujo y la sumatoria es sobre todas las superficies abiertas del bloque.

Ma et al. (1997), mostraron que la recuperacion como una funcion del tiempo para una variedad de experimentos en diferente muestras de roca con mojabilidad al agua puede ajustarse mediante una curva universal que es funcion del tiempo adimensional, t_d, ecuacion 2.10.1.
De forma general, los resultados experimentales presentados por diferentes autores muestran un comportamiento muy similar en cuanto a la velocidad de imbibicion si se compara con la ecuacion empirica propuesta por Aronofsky et al. (1958).

$$R = R_\infty(1 - e^{-\alpha t_D}) \qquad \text{……(2.10.4)}$$

Donde R es la recuperación, R_∞ es la recuperación máxima y α es una constante que se ajusta a la mayoría de los datos, cuyo valor es 0.05.

La ecuación 2.10.1 fue propuesta para un medio fuertemente mojado al agua y por lo tanto ignora el efecto de la mojabilidad. Gupta y Civa (1994), Cil et al. (1998), extendieron la definición del tiempo adimensional, Ec. 2.10.1, mediante la inclusión del término $\cos\theta$, donde θ es el ángulo de contacto entre el sistema agua-aceite, que representa la mojabilidad del núcleo, donde se incluye como caso particular el de mojabilidad al agua, para el termino $\cos\theta$ =1. Omitiendo el impacto de la mojabilidad en la ecuación 2.10.1, significa que el coeficiente α en la ecuación 2.10.4, puede ser una función de la distribución del ángulo de contacto. Adicionalmente, otros autores han presentado extensiones de la ecuación 2.10.4, que toman en cuenta la transferencia matriz fractura, Terez y Firoozabadi, 1999.

Zhou et al. (2002), correlacionaron los resultados de experimentos contracorriente realizados en muestras de afloramientos de diatomita con mojabilidad al agua con valores altos de porosidad y baja permeabilidad para un rango amplio de relaciones de movilidad, mediante la siguiente relación:

$$t_D = t\sqrt{\frac{K}{\emptyset}}\,\frac{\sigma}{L_c^2}\sqrt{\lambda_{rw}^{*}\,\lambda_{ro}^{*}}\;\frac{1}{\sqrt{M^*}+\frac{1}{\sqrt{M^*}}} \qquad \text{Ec. 2.10.5}$$

Donde λ_{rw}^{*}=k_r^{*}/μ es definida como una relación de movilidades característica. Donde el cálculo de λ_{rw}^{*} y M^{*} fueron obtenidos de puntos extremos de permeabilidad relativa, la Fig. 2.10.2 muestra datos experimentales de imbibición obtenidos de literatura. De igual forma se muestran los resultados obtenidos por Ma et al. (1997), cuyo comportamiento se alinea en una sola curva. Por otra parte, los resultados de autores como Bourbiax y Kalaidjian (1990), muestran un comportamiento más disperso, en particular para aquellos datos donde el cálculo de la velocidad de imbibición es mucho más lenta que la obtenida por la ecuación 2.10.4.

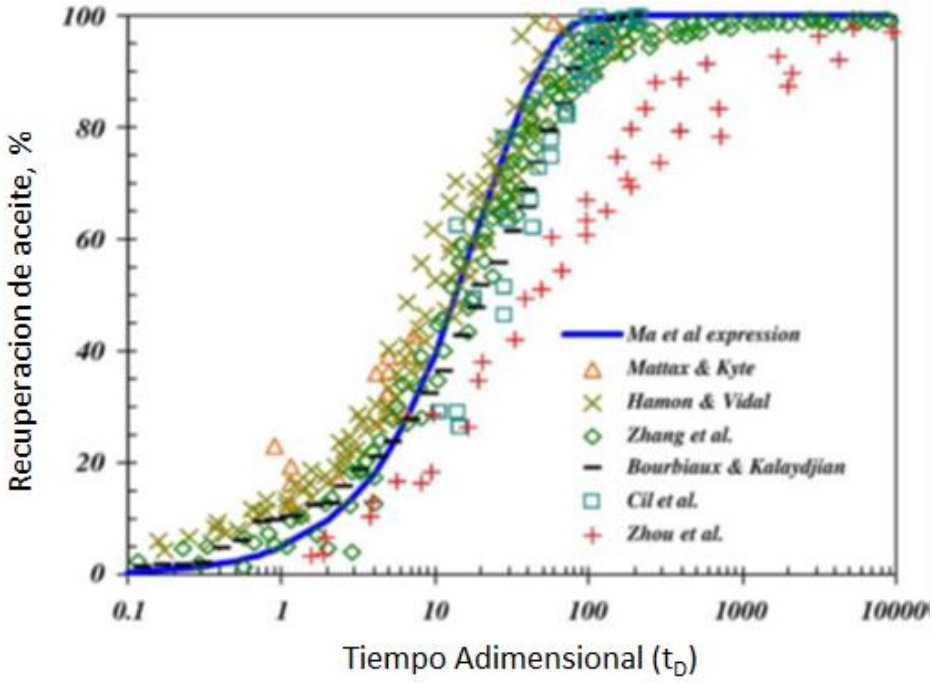


Fig. 2.10.2 Producción normalizada de aceite como función del tiempo adimensional

II.11 Adsorción de una especie química en la superficie de la roca.

Para cualquier proceso de recuperación mejorada que involucra el uso de productos químicos como los surfactantes, la "pérdida" de estos, (principalmente adsorción de sus moléculas sobre la superficie de la roca) es crucial desde el punto de vista económico. Los surfactantes pueden ser retenidos en el yacimiento de diferentes formas, dentro de las más importantes se encuentran la adsorción en la interfase sólido líquido, precipitación, intercambio iónico, atrapamiento de fase, adsorción en la interfase agua-aceite Lake (1988), Green y Wilhite (1988).

La adsorción de una especie química en la superficie de la roca es un fenómeno físico-químico en el cual un átomo o una molécula (o varios de ellos) de la sustancia se adhiere a la superficie de un sólido o en la interfase entre dos fluidos; el grado de adsorción dependerá, entre otros factores, de los minerales que compongan la roca, y de la afinidad que la especie química tenga por ellos.

La adsorción puede ser de dos tipos; física, cuando los enlaces entre la molécula adsorbida y la superficie sólida son débiles (fuerzas de Van der Waals y dipolares), o puede ser química cuando los enlaces de adsorción son iónicos o covalentes Simón López et al (2009). Cuando una especie química que forma parte de una mezcla acuosa se adsorbe o es retenida por la roca debido a un proceso de equilibrio en el sistema, posteriormente dicha especie química se desadsorberá, cuando sea puesta en contacto con agua carente de ella, o que tenga una baja concentración de dicha especie. La adsorción es un fenómeno esencialmente bidimensional, en oposición con la absorción que es tridimensional.

Se llama isoterma de adsorción a la relación matemática entre la cantidad en equilibrio de una especie química adsorbida y la composición que existe en el seno de mezcla que está fluyendo, medidas a temperatura constante. La isoterma más simple fue propuesta por Langmuir, por lo que se le conoce como "isoterma de Langmuir". La ecuación de la isoterma de Langmuir supone que la adsorción ocurre en forma instantánea en forma de una monocapa, y con una entalpía de adsorción constante.

La cantidad adsorbida por unidad de masa de adsorbente es proporcional a la cantidad de equilibrio del soluto a bajas concentraciones, y usualmente a altas concentraciones exhibe una adsorción límite (plateau).

Como un ejemplo de este tipo de isotermas de adsorción, a continuación se reproduce en la Fig. 2.11.1 la isoterma de adsorción en la roca de un polímero (considerado como la especie química), medida en una prueba de desplazamiento de aceite con una solución acuosa polimérica a través de un núcleo (Patton y asoc., 1971).

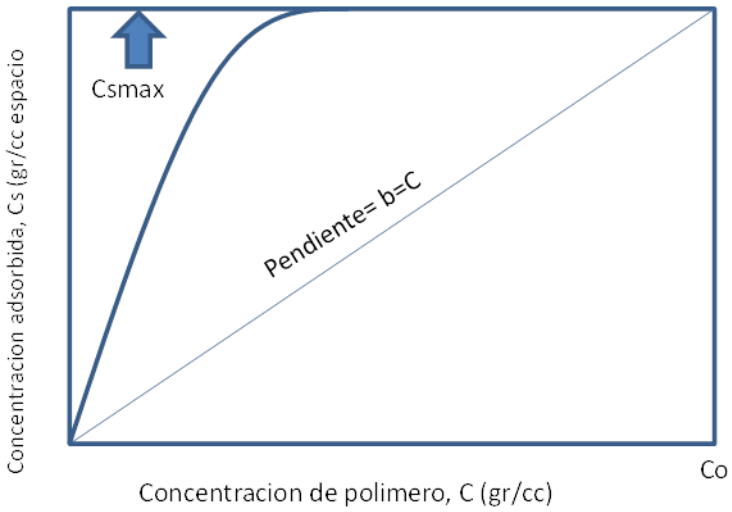


Fig. 2.11.1 Isoterma de adsorción típica de un polímero (Patton et al, 1971).

En la Fig. 2.11.1:
C = concentración del polímero, (masa/volumen)
Cs = concentración del polímero, (masa/volumen de espacio poroso)
Co = concentración de inyección del polímero en la solución acuosa, (masa/volumen

CAPITULO III.

SIMULACIÓN DE EXPERIMENTOS DE LABORATORIO CON SURFACTANTES.

III.1 Descripción de una prueba de imbibición con surfactantes.

III.2 Simulación de una prueba de imbibición espontánea utilizando una solución de surfactantes.

III.3 Descripción del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos.

III.4 Simulación del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos.

CAPITULO III.

SIMULACIÓN DE EXPERIMENTOS DE LABORATORIO CON SURFACTANTES

III.1 Descripción de una prueba de imbibición de surfactantes.

Durante el año 2008, se realizaron experimentos de imbibición espontánea en el laboratorio, en muestras de núcleo del YNF costa-afuera con la finalidad de cuantificar la producción de aceite adicional al remplazar agua congénita por agua con surfactante al 0.1% en peso. La experimentación básicamente consistió en dos etapas, (López S. et al, 2009)

1. Cuantificar la producción de aceite en la muestra de núcleo mediante imbibición natural sumergida en agua congénita a una temperatura seleccionada.

2. Cuantificar la producción adicional de aceite por imbibición natural al cambiar el agua congénita en que se encontraba sumergido el núcleo por una solución de agua con surfactante al 0.1% en peso.

En lo que se refiere a la primera parte del experimento, el núcleo se limpió mediante un procedimiento exhaustivo de limpieza durante el cual se eliminó la mayor cantidad de aceite residual que estuviera en contacto con los granos de la roca o con las superficies de las fracturas presentes en la misma. Posteriormente se realizaron mediciones de petrofísica básica de la muestra de roca lavada, obteniéndose los parámetros que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.1.1, Valores de petrofísica básica, en el núcleo N4-4F4, (López S. et al, 2009).

Núcleo	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Porosidad (%)	Vol. poroso (cm^3)	Permeabilidad (md).
N-4CF4	6.0	3.78	13.87	9.83	50.82

Después de las mediciones de petrofísica básica, se saturó el núcleo con agua congénita y se dejó añejar por un tiempo de tres semanas; a continuación se desplazó el agua con aceite del yacimiento hasta alcanzar la saturación de agua congénita (S_{wc}), que para este caso resultó de 40%, posteriormente se llevó a cabo el añejamiento del núcleo por tres semanas.

Cabe mencionar que no existió gas libre en el experimento. Una vez añejado el núcleo, se introdujo en una celda de imbibición procurando mantener la temperatura ambiente a un valor estable, cuyo arreglo se muestra en la Fig. 3.1.1

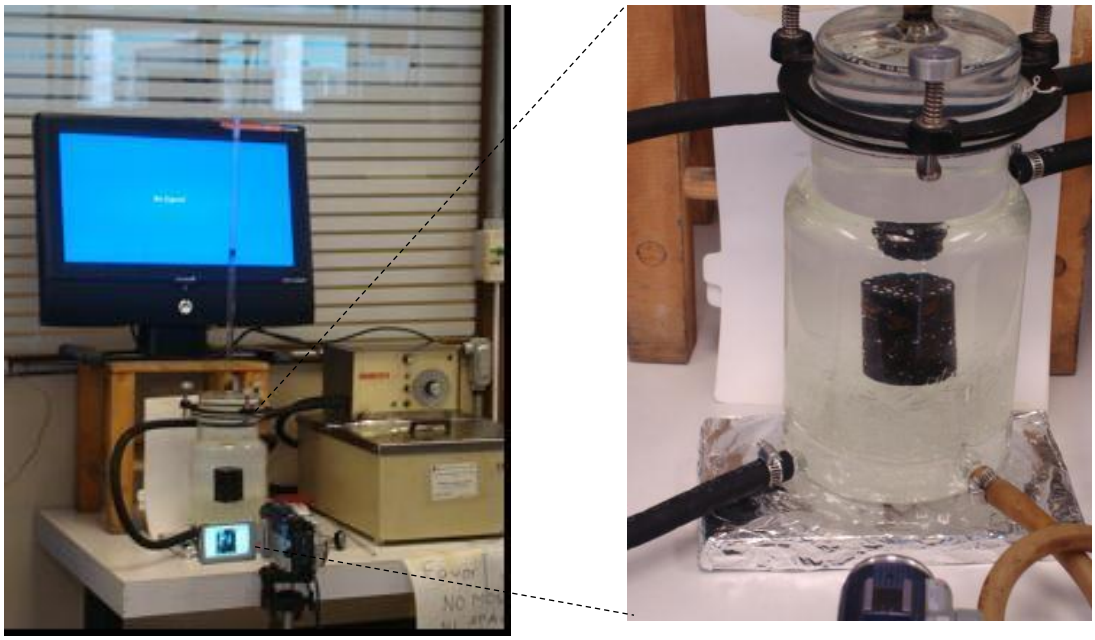


Fig. 3.1.1 Montaje del experimento de imbibición espontánea, (López S. et al, 2009)

Con el equipo de laboratorio montado, se midió la producción de aceite del núcleo por imbibición de agua congénita a condiciones de temperatura, T=75°C y presión, P=14.7 psi, una vez alcanzada la recuperación máxima, se cambió el agua congénita por agua con surfactante. La Fig. 3.1.2 muestra las dos etapas de la experimentación y los tiempos de cada una de estas.

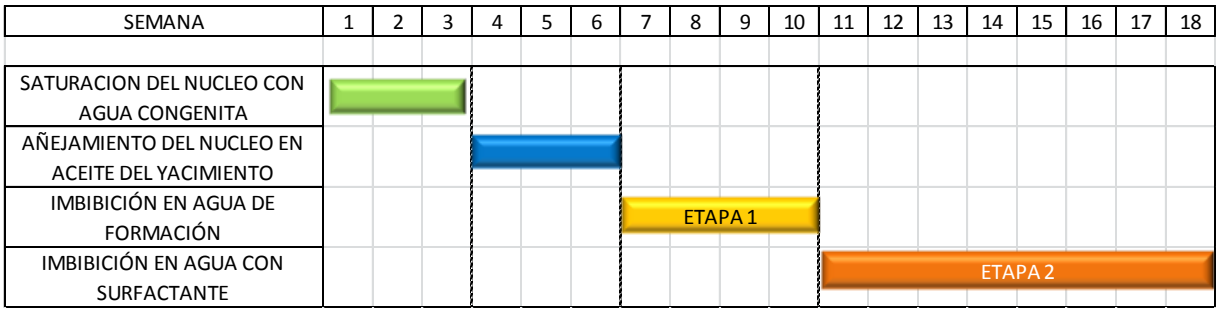


Fig. 3.1.2 Etapas de la experimentación por imbibición espontánea. (López S. et al, 2009)

III.2 Simulación de una prueba de imbibición espontánea utilizando una solución de surfactantes.

Dentro de la aplicación Builder®, preprocesador del simulador STARS® de CMG (Computer Modelling Group), el experimento se representó mediante dos sectores, uno para la celda de imbibición espontánea con agua de formación y otro para el núcleo saturado con aceite para el valor de saturación de agua inicial determinado en el laboratorio, en la Fig. 3.2.1 se muestra una imagen del experimento y su representación equivalente en la malla de simulación.

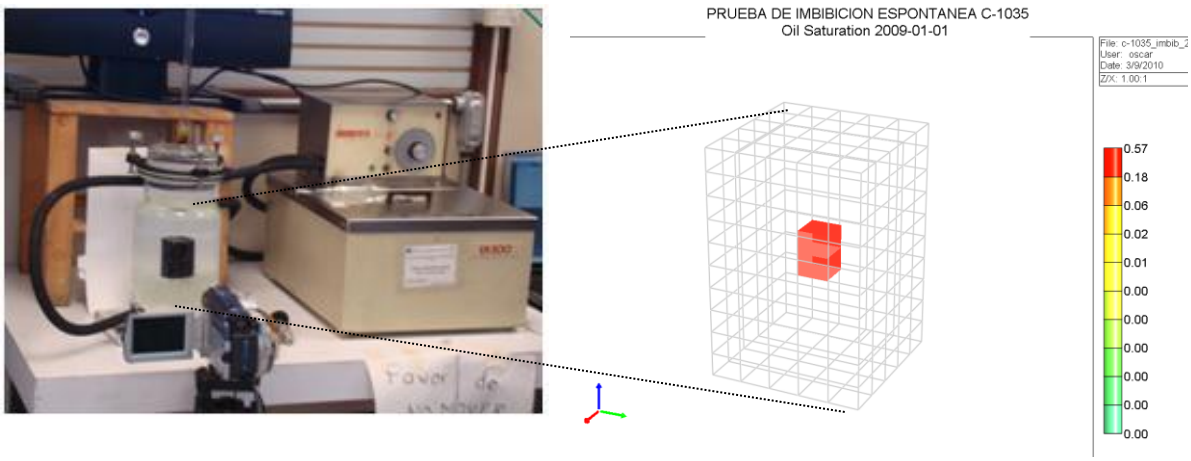


Fig. 3.2.1, representación de la prueba de laboratorio de imbibición espontánea en un modelo de simulación.

El modelo se construyó con una malla de simulación de 5x5x10, donde las dos celdas que se encuentran en el centro, representan el núcleo con sus dimensiones reales, que son 6 cm de alto y 3.78 cm de lado, las cuales a su vez fueron refinadas para poder tener una mejor resolución del fenómeno. En lo que se refiere a las dimensiones de la celda de imbibición dentro del modelo de simulación, se representó con las siguientes dimensiones, 30 cm de altura y 20 cm de cada lado. Una sección de este modelo se muestra en la Fig. 3.2.2.

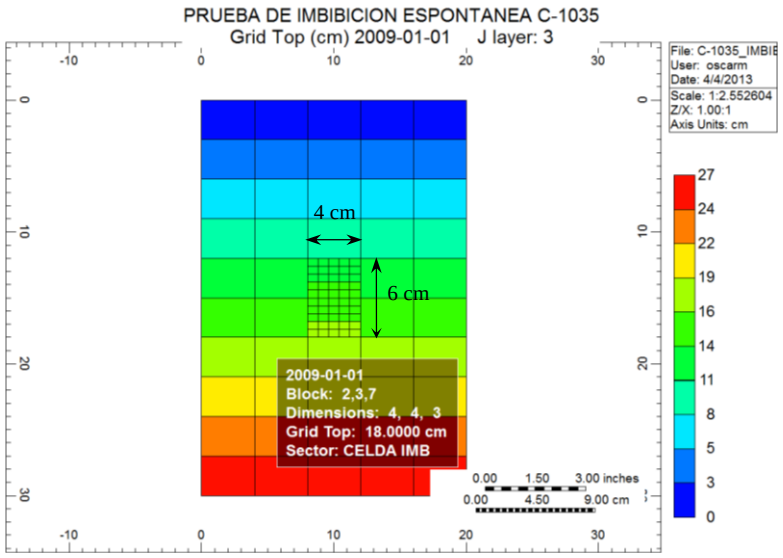
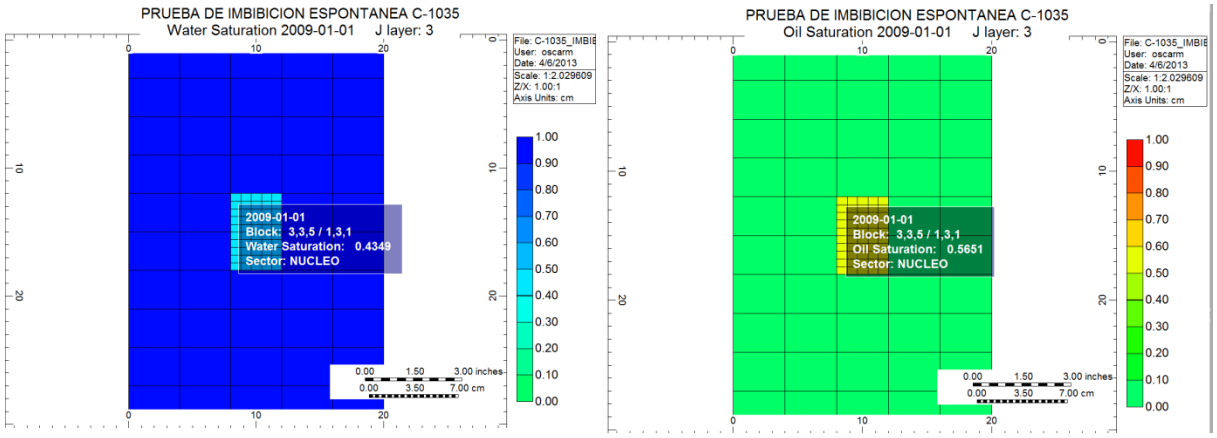


Fig. 3.2.2, Sección transversal de la malla de simulación con dimensiones del núcleo.

Las condiciones iniciales en el modelo de simulación representan el inicio de la etapa 1, donde el núcleo saturado con aceite (S_{oi}=0.565) y agua congénita (S_{wi}=0.435) se encuentra rodeado por agua de formación, cabe hacer mención que dichos valores de saturación de aceite y agua congénita, son los mismos que fueron obtenidos durante la etapa de preparación de la muestra en el laboratorio. En la Fig. 3.2.3, se muestran los valores de saturación inicial del núcleo.



Saturación de agua

Saturación de aceite

Fig. 3.2.3, Sección transversal de la malla de simulación, representando las condiciones iniciales de saturación de fluidos.

✓ Propiedades de la malla de simulación.

Las propiedades que se incorporaron al simulador STARS® de CMG, fueron las mismas que se midieron en el laboratorio como parte de la determinación de la petrofísica básica. En la tabla 3.2.1 se muestra un resumen de dichas características:

Tabla 3.2.1, propiedades petrofísicas de la muestra empleada.

Petrofísica del núcleo	
Longitud, cm	6.00
Diámetro, cm	3.78
Permeabilidad, md	50
Porosidad, porciento	13.87
Saturación de agua inicial, fracción	0.4349
Saturación de aceite inicial, fracción	0.5651

✓ Modelo de fluidos y propiedades.

Para este experimento, dentro de STARS, se empleó un modelo de tres componentes: agua, aceite y surfactante, para el caso del agua, se emplearon las propiedades de peso molecular (MW) y Presión y Temperatura critica (P_c *y* T_c) que tiene STARS por default (Manual de referencia de CMG, 2012) MW=18.01 gr/gr-mol, P_c=3198 psi y T_c=374.15°C, en lo que se refiere al aceite, dado que se trata de aceite muerto o sin gas y las condiciones de presión y temperatura a las que se llevó a cabo el experimento (P=14.7 psi y T=75°C) no permiten que este se transforme en vapor, se consideró P_c y T_c igual a cero. En lo que se refiere al peso molecular, se empleó el valor de densidad del aceite (0.911 gr/cm3) medido en el laboratorio a T=75°C, equivalente a 0.25 Kg/gmole

En las tablas 3.2.2 y 3.2.3 se muestran las propiedades de los fluidos empleadas así como las condiciones de presión y temperatura del modelo de simulación.

Tabla 3.2.2, propiedades de los fluidos empleados

Propiedades de los fluidos @de P ambiente y T=75°C	
Densidad del aceite, gr/cm^3	0.911
Densidad del surfactante, gr/cm^3	1.1 (Stepantan, product bulletin)
Densidad, agua congénita, gr/cm^3	1.043 (López S. et al, 2009)
PM surfactante, lb/lbmol	273 (Stepantan, product bulletin)
Viscosidad del surfactante, cp	100 (Stepantan, product bulletin)
Viscosidad del aceite, cp	29.6 (López S. et al, 2009)
Viscosidad del agua, cp	0.463 (López S. et al, 2009)

Tabla 3.2.3, Condiciones del experimento.

Condiciones de P y T del experimento	
Presión, psi	14.7
Temperatura, °C	75

III.2.1 Ajuste de la prueba de imbibición espontánea, en presencia de agua congénita.

La prueba de imbibición consistió en dejar el núcleo inmerso en agua congénita sintética por un periodo de 27 días a una temperatura de 75 °C, durante este periodo se realizaron mediciones de la cantidad de aceite liberado como resultado del proceso, en la Fig. 3.2.4 se muestran los 12 puntos medidos.

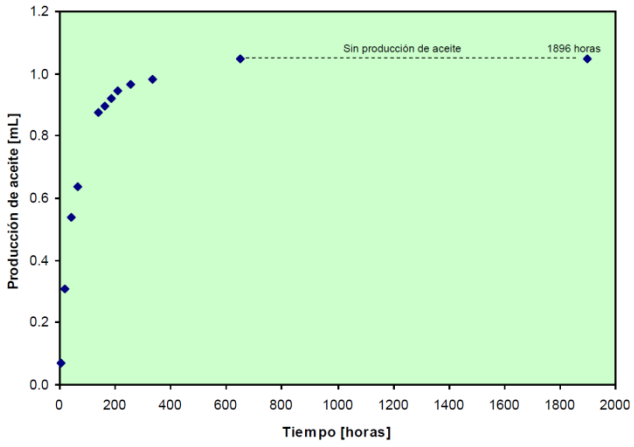


Fig. 3.2.4, Producción acumulativa de aceite a T=75º C y P=14.7 psi (López S. et al, 2009)

El proceso de ajuste de una prueba de imbibición mediante modelos de simulación se logra mediante la sensibilidad a las curvas de permeabilidad relativa, con la que se determina la cantidad de aceite producido y la velocidad con que este se produce. Cabe hacer mención que la mojabilidad es uno de los parámetros que domina el proceso y de forma implícita esta es considerada en las características de la curva ajustada. En este sentido, como una primera aproximación para iniciar el proceso de ajuste, se construyeron curvas sintéticas de permeabilidades relativas, cuyas características de puntos extremos (end-points) y exponentes se basaron en las reglas empíricas propuestas por los autores Archer (1971), Thomas (1971) y Craig (1971), cuyos rangos fueron expuestos en el capítulo II, Tablas 2.31 y 2.3.2. Sin embargo, es conveniente hacer mención que estas curvas solo serán empleadas como una primera estimación a pesar de las limitaciones que estas reglas presentan, ya que el rango de ángulos de contacto para las mojabilidades marcadas como "al agua " y "al aceite" comprenden rangos muy amplios de dicho ángulo, pues pueden ir desde 0° (fuertemente mojable por agua), hasta valores cercanos a 80-90 °); mientras que en el otro caso pudieran variar entre mayores a 90° hasta 180° (fuertemente mojable por aceite), lo que hace a esta forma de clasificar muy imprecisa. Incluso, las curvas base para la clasificación dada por Craig incluyen curvas de k_{rs} justamente para estos dos extremos (0° y 180°).

III.2.1.1 Selección de curvas de permeabilidades relativas (k_{rs}) para diferentes tipos de mojabilidad.

En la Fig. 3.2.5 se muestran las curvas de permeabilidad relativa propuestas para los tres tipos de mojabilidades, cuyos valores de exponentes (N_o y N_w) y puntos extremos (k_{ro} y k_{rw}), se obtuvieron en base a los rangos descritos por los autores previamente mencionados. Para el caso de la saturación de agua inicial, se empleó el valor determinado en el laboratorio (S_{wi}=0.434), aunque es importante mencionar que este parámetro pudiera considerarse elevado, lo cual se puede atribuir a la presencia de fracturas en la estructura del núcleo y que a su vez ocasiona un mayor almacenamiento de agua, (López S. et al, 2009). El empleo de este valor de saturación de agua inicial genera cruces (k_{rw}=k_{ro}) en un rango de valores de 0.5 a 0.62, lo cual se puede observar en la Fig. 3.2.5

Cabe hacer mención que para este núcleo no se realizaron mediciones de mojabilidad en el laboratorio, por lo que hasta este punto se desconoce el tipo que pudiera prevalecer en la muestra de roca y como parte de este ejercicio, resulta por demás necesario probar los tres grupos de curvas de permeabilidades relativas correspondientes a los tres diferentes tipos de mojabilidad.

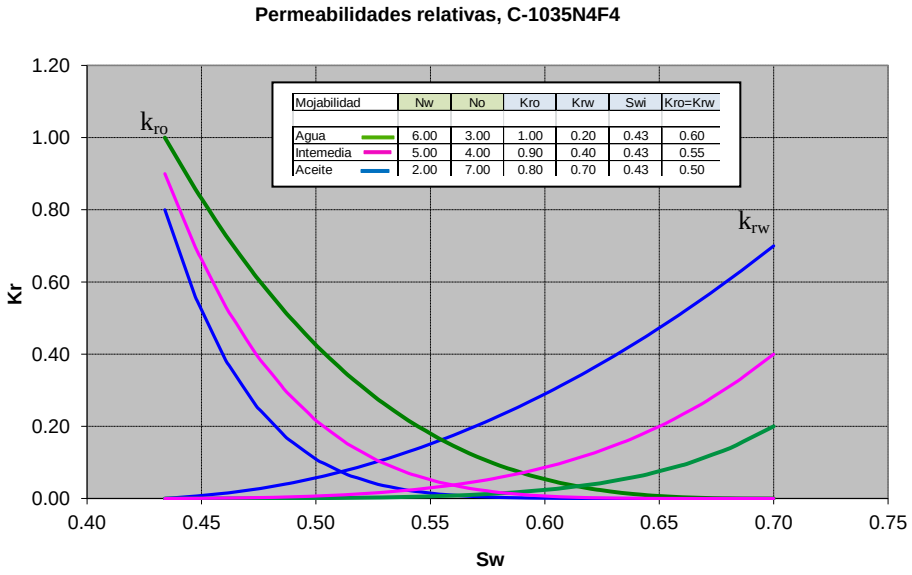


Fig. 3.2.5, Juegos de curvas k_{rs}, empleadas para el inicio del proceso de ajuste de la prueba de imbibición espontánea.

Para este primer escenario, no se consideró ningún valor de presión capilar (Pc), con la finalidad de poder distinguir solo el efecto de las curvas de permeabilidad relativa propuestas.

Los resultados de este primer ejercicio de ajuste a los datos medidos, basado en los tres tipos de curvas de permeabilidad relativa, típicas de cada mojabilidad se muestran en la Fig. 3.2.6, donde se observa que la mayor producción de aceite, está asociada a un sistema mojado por agua, seguido por uno de mojabilidad intermedia y finalmente uno de mojabilidad al aceite. Esto hasta cierto punto era de esperarse, ya que las curvas de permeabilidades relativas para sistemas de mojabilidad al agua se caracterizan por tener valores menores del exponente de la curva de permeabilidad al aceite (N_o), que es uno de los parámetros que determina la velocidad con la que se produce el aceite.

Al comparar los resultados de cada una de las curvas típicas de cada mojabilidad con los datos medidos en el laboratorio, permiten descartar que se trate de un sistema mojado por agua, ya que por la cantidad de aceite obtenida con este tipo de curva resultaría prácticamente imposible ajustar los datos de la prueba durante el proceso de sensibilidad, por lo que hasta este punto, se puede tratar o bien de un sistema de mojabilidad intermedia o por aceite.

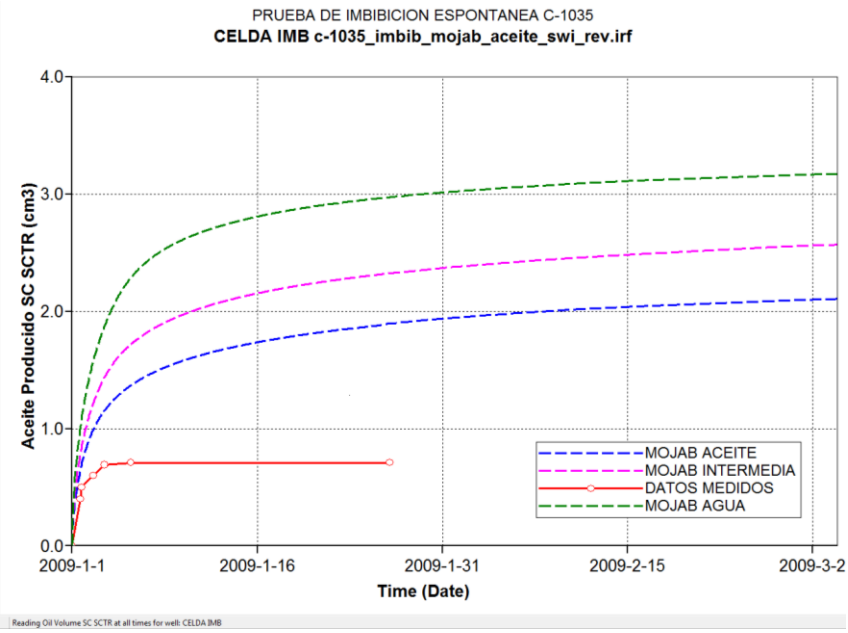


Fig. 3.2.6, Recuperación de aceite en función de la mojabilidad conforme a las curvas sintéticas de las k_{rs} generadas, Pc=0

De la Fig. 3.2.6, se puede observar que por la cantidad de aceite producido al emplear curvas de permeabilidad relativa con características de mojabilidades al aceite, es factible acercarse a los datos medidos y lograr un ajuste razonable mediante el proceso de sensibilidad de dichas curvas, el cual será discutido a continuación. Este hecho es consistente con el tipo de roca, ya que los yacimientos carbonatados tienen una mayor tendencia de mojabilidad al aceite.

Con base en las observaciones anteriores, el siguiente paso fue realizar un proceso de sensibilidad a las características de las curvas de permeabilidad relativa tomando como referencia las características de mojabilidad intermedia y al aceite.

III.2.1.2 Sensibilidad a los parámetros de la curva de permeabilidad relativa.

A fin de mejorar el ajuste a los datos medidos, se realizó un proceso de sensibilidad a los exponentes (N_w, N_o), puntos extremo de la curvas (k_{ro}, k_{rw}) y saturación de aceite residual (S_{orw}) tomando como referencia la curva de permeabilidad relativa con mojabilidad al aceite, presenta mejores condiciones para obtener un ajuste más razonable.

Con la finalidad de poder distinguir el efecto en los datos medidos de producción de aceite que tiene cada uno de los parámetros, se realizó un proceso de sensibilidad considerándolos de forma independiente.

- ✓ Sensibilidad al punto extremo (k_{row}).

Para poder determinar el efecto de este parámetro, se definió un rango de valores a partir de 0.3 hasta un valor máximo de 0.8, con el cual se generó un grupo de curvas de permeabilidades relativas, las cuales se muestran en la Fig. 3.2.7

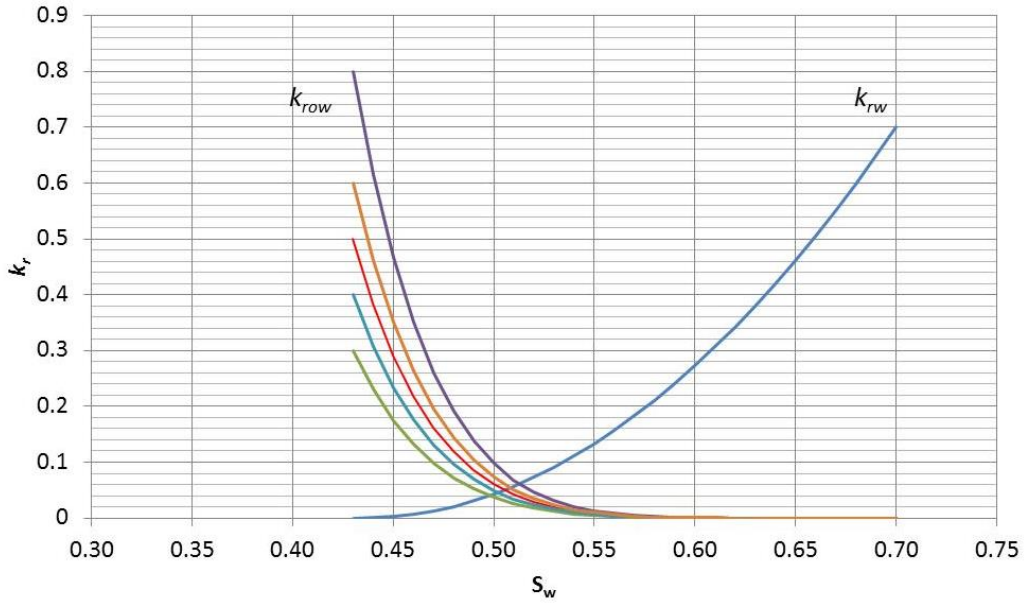


Fig. 3.2.7, Conjunto de curvas de permeabilidades relativas para diferentes puntos extremo (k_{row})

Los resultados que se obtienen al emplear el grupo de curvas de permeabilidad relativa muestran que al reducir el valor del punto extremo k_{rocw}, la producción de aceite disminuye, aunque el efecto es limitado y no se logra ajustar los datos medidos, ya que aun con valores de punto extremo de 0.3, la recuperación de aceite se encuentra por encima de los datos medidos en el laboratorio. En la Fig. 3.2.8, se muestran los resultados obtenidos para esta sensibilidad.

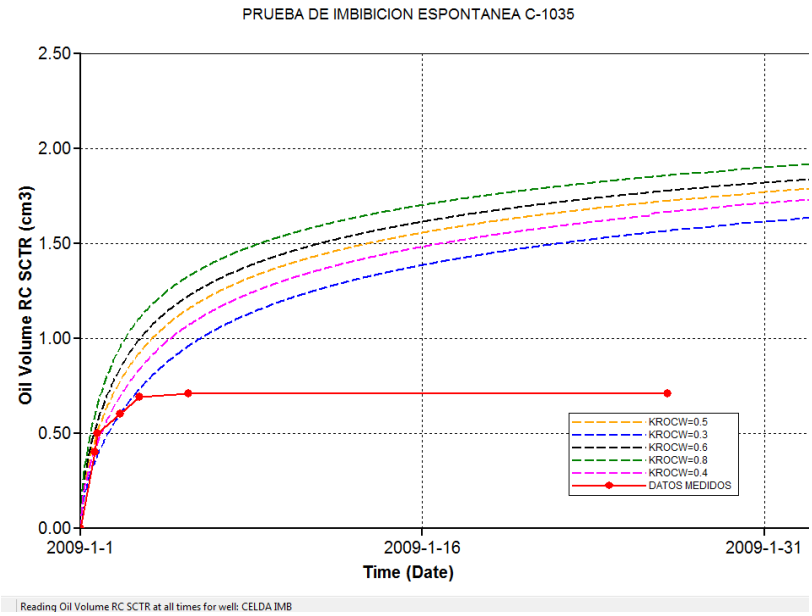


Fig. 3.2.8, Comportamiento de producción de aceite para diferentes puntos extremo (k_{row})

- ✓ Sensibilidad al exponente de la curva de permeabilidad al aceite (N_o).

Otro de los parámetros para los que se realizó un análisis de sensibilidad, es el exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite (N_o), aunque como ya se observó en el primer ejercicio que considera diferentes tipos de mojabilidades, el efecto en el incremento de producción está relacionado con un valor menor del exponente para el caso del ejercicio de interés, el valor que hasta el momento reduce en mayor medida la producción de aceite es un exponente igual a 7. Sin embargo, con la finalidad de analizar un mayor rango y su efecto en la producción de aceite, se generó un grupo de curvas de permeabilidad relativa con base en un rango de valores de 6 a 8. En la Fig. 3.2.9, se muestra el grupo de curvas generado a partir del rango previamente mencionado.

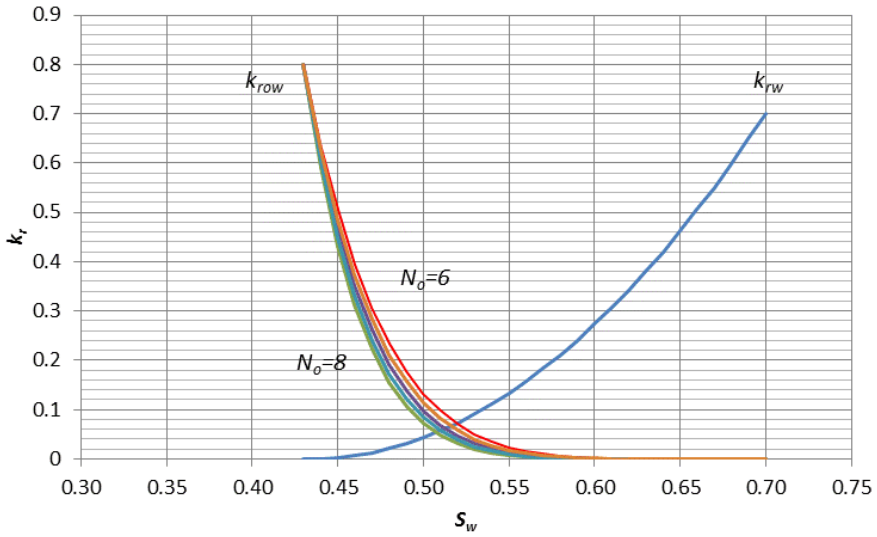


Fig. 3.2.9, Conjunto de curvas de permeabilidades relativas para diferentes exponentes (N_o)

Los resultados obtenidos para el grupo de curvas definido con base en diferentes valores del exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite se muestran en la Fig. 3.2.10, donde se observa que a pesar de que se emplearon los valores máximos definidos para el rango de mojabilidad al aceite, aun no se observa un ajuste satisfactorio a los datos de producción observados en el laboratorio, lo que permite inferir que para este caso, los exponentes de la curva de la permeabilidad relativa al aceite tiene poco efecto en la recuperación de aceite.

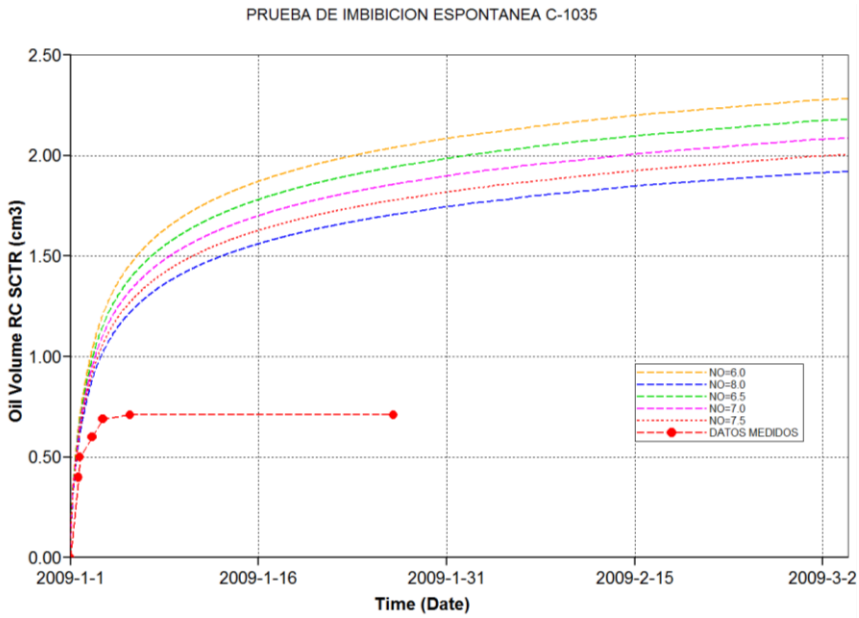


Fig. 3.2.10, Comportamiento de producción de aceite para diferentes exponentes (N_o)

- ✓ Sensibilidad a la saturación de aceite residual (S_{orw}).

Otro de los parámetros donde se realizó sensibilidad es en el valor de saturación residual de aceite (S_{orw}), el cual controla la cantidad de máxima de aceite producido y que como se ha observado durante el proceso de sensibilidad, es uno de los aspectos que aún no es posible ajustar mediante el empleo del exponente (N_o) y punto extremo de la curva de permeabilidad relativa al aceite (k_{row}), lo cual definitivamente lleva a pensar que el valor de S_{orw}=0.3 que se ha empleado en la curva de permeabilidad base debe ser mayor. En este sentido se propuso un rango de valores desde 0.35 hasta 0.50 y que dio lugar al grupo de curvas de permeabilidades relativas, que se muestran en la Fig. 3.2.11

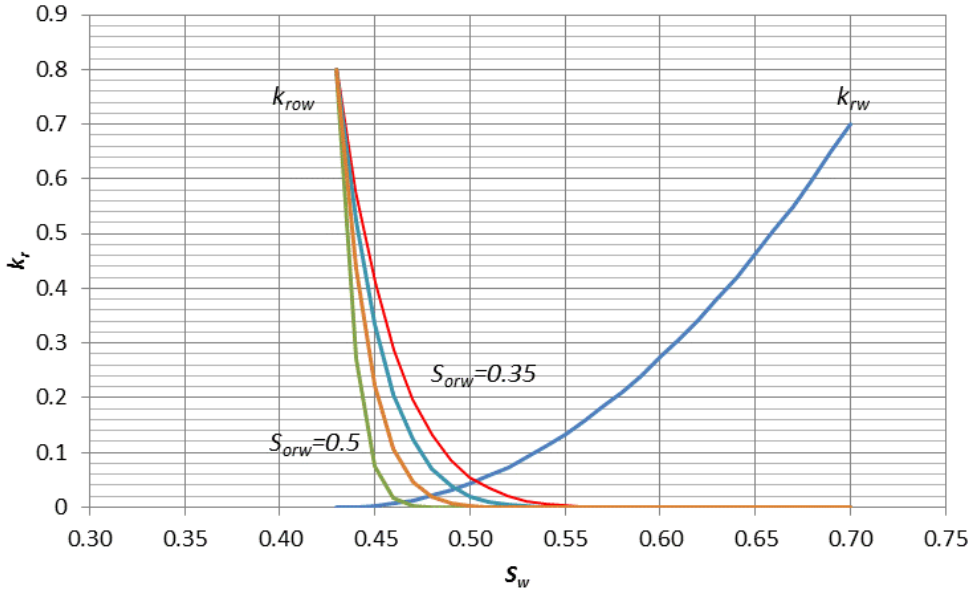


Fig. 3.2.11, Conjunto de curvas de permeabilidades relativas para diferentes S_{orw}

El efecto en la producción de aceite debido al cambio de la saturación de aceite residual se muestra en la Fig. 3.2.12, y como se describió previamente, este parámetro afecta la cantidad máxima de aceite que se producirá. Para este caso, se observa que los datos medidos se encuentran en el rango de producción de aceite que se obtiene a partir de curvas con valores de S_{orw}=0.45 y 0.5, lo cual representa una buena aproximación al ajuste de la prueba y también pone de manifiesto la importancia de este parámetro en este tipo de pruebas.

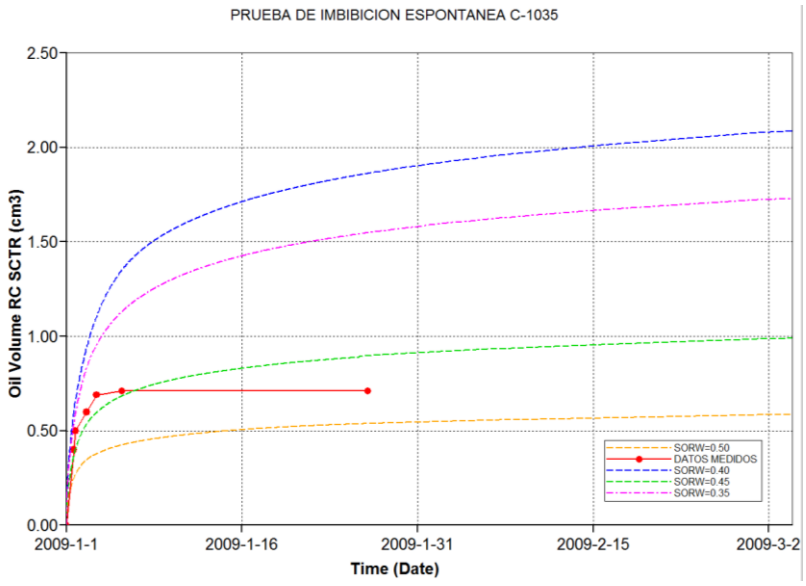


Fig. 3.2.12, Comportamiento de producción de aceite para diferentes valores de S_{orw}

- ✓ Sensibilidad a la curva de permeabilidad al agua, punto extremo (k_{rw}) y exponente N_w.

De forma similar al caso de la curva de permeabilidad relativa al aceite, se llevó a cabo para el caso de la curva al agua un proceso de sensibilidad tanto al punto extremo (k_{rw}) como al exponente. Sin embargo, después de dicho análisis se observó que estos tienen un efecto muy limitado en la producción de aceite, por lo que en el resto del trabajo se consideraran los mismos valores de N_w y k_{rw} que se definieron en la curva de permeabilidad relativa base.

III.2.1.3 Ajuste de la prueba de imbibición espontánea.

A partir de la sensibilidad que se realizó previamente, se tiene una idea más clara del efecto de los parámetros de la curva de permeabilidad relativa en la producción de aceite así como de los rangos para poder llevar a cabo el proceso de ajuste de la prueba. Sin embargo, el ajuste de la prueba requiere de la combinación de los parámetros previamente analizados, si bien se conoce cuáles son los parámetros que más afectan los resultados de la prueba, es necesario combinarlos a fin de lograr el ajuste óptimo de la prueba. En esta sección se realizara un proceso de ajuste mediante una herramienta de análisis histórico CMOST® de CMG, en el que se combinan los parámetros que se analizaron previamente para un rango determinado de valores de cada uno, el software realiza todas las combinaciones posibles con base en los rangos definidos, hasta determinar cuál es la que mejor reproduce la función objetivo, que en este caso es la producción de aceite del núcleo.

Cabe hacer mención que este proceso se puede realizar de forma manual, pero involucra construir una gran cantidad de curvas de permeabilidad relativa, correspondientes al número de combinaciones que pudieran existir con base en el rango de datos definidos.

- ✓ Definición de variables.

Basándose en los resultados de la sensibilidad realizada, se determinaron los parámetros que afectan de forma importante la recuperación de aceite del núcleo, así como el rango de valores más conveniente para la reproducción de los datos medidos en el laboratorio. En la Tabla 3.2.4 se muestra la información que se emplea en CMOST®.

Tabla 3.2.4, Parámetros y rangos a emplear en el ajuste de la prueba de imbibición espontánea.

Parámetro	Limite min	Limite max
N_o	2.50	4.00
k_{row}	0.40	0.80
S_{orw}	0.45	0.52

En la Fig. 3.2.13 se observan los resultados de las diferentes combinaciones, con respecto a la función objetivo que representa los datos medidos de producción de aceite del núcleo.

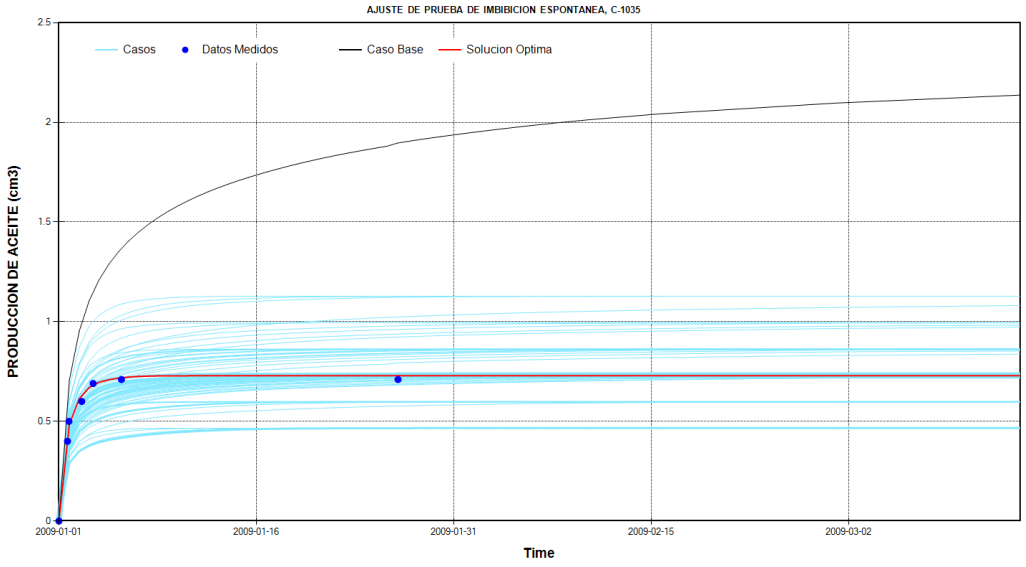


Fig. 3.2.13, Ajuste de la prueba de imbibición espontánea, empleando CMOST®

La Fig. 3.2.13 muestra que la solución no es única y que si bien se obtiene una solución óptima, existen otros grupos de curvas de permeabilidad relativa que de cierta forma se ajustan a los datos medidos. Sin embargo, para efecto del análisis incluido en esta tesis, se considerara el caso óptimo con la finalidad de determinar los parámetros de la curva de permeabilidad relativa que mejor reproducen la prueba de imbibición espontanea en presencia de agua congénita. En la Fig. 3.2.14, se muestran los parámetros de la curva de k_r obtenida para el caso optimo

Mojabilidad	Nw	No	Kro	Krw	Swi	Sorw	Kro=Krw
Aceite	2.00	2.00	0.70	0.70	0.43	0.51	0.47

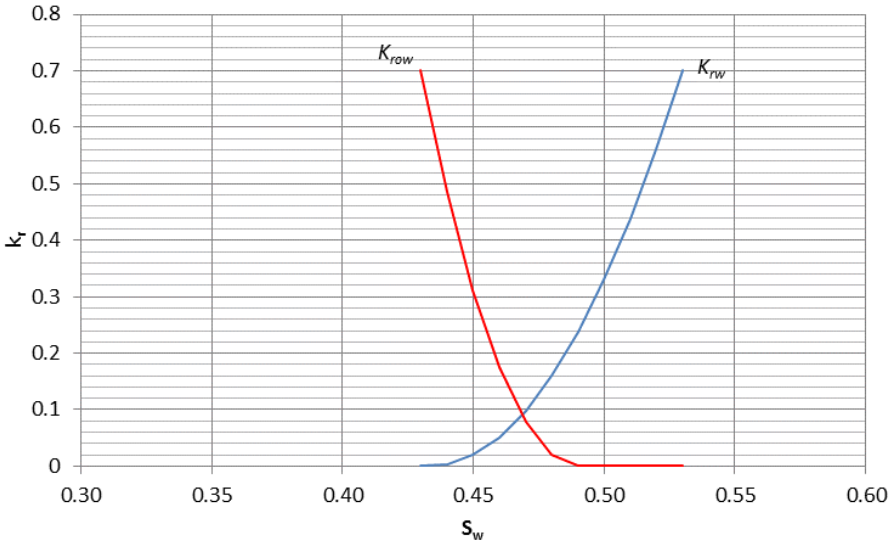


Fig. 3.2.14, Curva de permeabilidad relativa ajustada en la prueba de imbibición espontánea.

III.2.1.4 Sensibilidad a la presión capilar.

Para el caso de la imbibición, uno de los parámetros más importantes es la presión capilar, la cual está también relacionada es la mojabilidad. Para el caso de la mojabilidad al agua, presenta valores positivos y favorece la producción de aceite, aspecto que tiene que ver con la naturaleza de la roca a imbibir agua por sus características de mojabilidad. Sin embargo, para el caso de los sistemas intermedios, la presión capilar muestra valores negativos y positivos, y para la mojabilidad al aceite, solo valores negativos, hecho que ocasiona que la presión capilar sea responsable de la retención de aceite en la formación. Para el caso del experimento, no se determinaron los valores de presión capilar del sistema, por lo que sería aventurado incorporar una curva sin el soporte del laboratorio. Sin embargo, a manera de ejercicio y a fin de comprender su efecto en la alteración de la mojabilidad, se realizó una sensibilidad para poder verificar el efecto previamente descrito, empleando valores constantes de presión capilar negativa, P_c=-0.1, positiva, P_c=+20 y P_c=0.

En la Fig. 3.2.15 se muestran los resultados para los tres casos previamente mencionados, donde la curva azul que representa valores de Pc negativos, genera retención del aceite que se encuentra en el núcleo y su producción de aceite es nula. La curva en rojo, que representa el caso en el que se tienen valores positivos de presión capilar, la producción de aceite se incrementó con respecto al caso base, mientras que en verde, se representan los resultados para presión capilar cero.

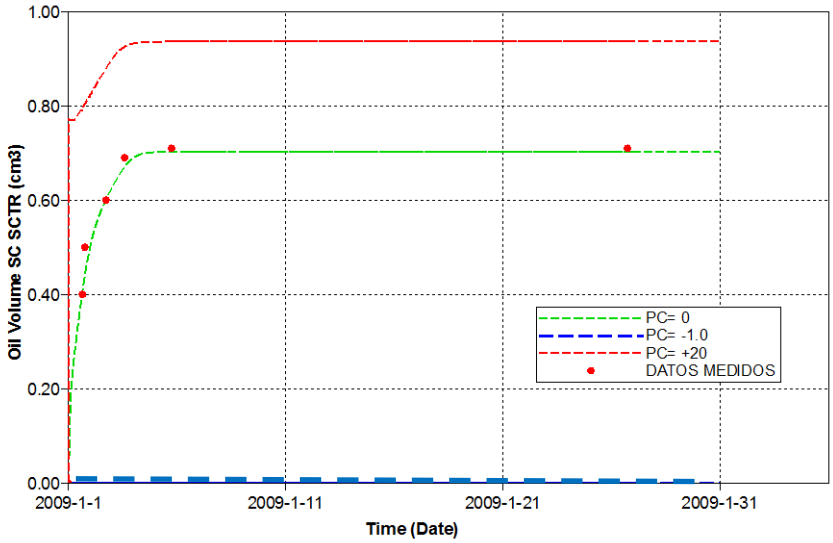
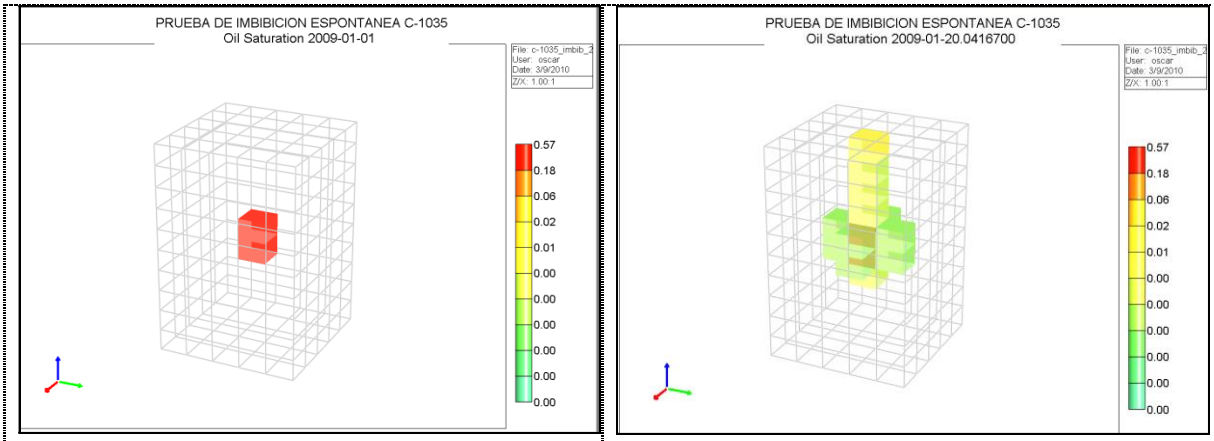


Fig. 3.2.15, Efecto de la presión capilar en la producción de aceite

Ante este hecho y al no contar con una curva de presión capilar, se optó por seleccionar la curva de permeabilidad relativa que mejor reproduce los datos medidos en el laboratorio, es decir, considerando P_c=0.

En la Fig. 3.2.16, se muestra una imagen 3D con los resultados de la simulación de producción de aceite liberado por efecto de imbibición de agua congénita, tal y como se observó en el laboratorio, donde el aceite tiende a ascender a la parte superior de la celda de imbibición.



Imbibición al tiempo t=0 | Imbibición al tiempo t=20 días

Fig. 3.2.16, Modelado de la liberación de aceite del núcleo C-1035 por imbibición espontánea.

III.2.2 Ajuste de la prueba de imbibición espontánea, en presencia de agua con surfactante.

La segunda etapa del experimento de imbibición espontánea consistió en la cuantificación de la producción adicional de aceite al reemplazar el agua congénita por una solución de agua de mar con surfactantes al 0.1% en peso a una temperatura constante de 75°C y presión ambiente de 14.7 psi. Una vez concluido el proceso de reemplazo, se monitorearon los cambios en la muestra del núcleo C-1035 rodeada por la solución de surfactantes, observándose la producción de aceite adicional después de 30 minutos, la cual continuo hasta después de 16 días. Posteriormente se mantuvieron las mediciones pero ya no se observó producción alguna de aceite del núcleo. En la Fig. 3.2.17 se muestran la recuperación de aceite adicional obtenida por efecto de los surfactantes, con respecto al proceso de imbibición natural en agua congénita.

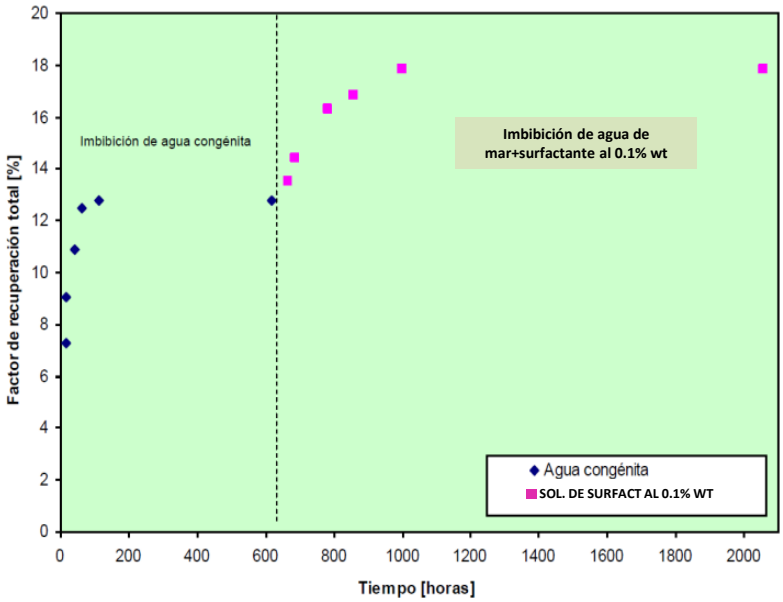


Fig. 3.2.17, Recuperación adicional de aceite en el núcleo C-1035 por efecto de surfactantes (López S. et al, 2009).

En esta etapa, al considerar el empleo de surfactantes, se tiene un efecto en la reducción de la tensión interfacial entre aceite y agua, por lo que se incorporó al modelo de simulación en STARS® una tabla de este parámetro en función de la concentración de surfactante cuyos valores provienen de mediciones realizadas en el laboratorio con aceite del YNF costa-afuera y surfactante a 95°C y presión ambiente (López S. et al, 2009). En la Tabla 3.2.5 se muestran los valores de tensión interfacial empleados, donde los valores de concentración de surfactante están representados en porciento en peso (%w) y su equivalencia en fracción molar.

Tabla 3.2.5, Valores de tensión interfacial para diferentes concentraciones de surfactante (López S. et al, 2009).

Concentración (%w)	Fracción Molar	Dinas/cm
0.00000	0	32.20
0.00004	2.29E-08	30.97
0.00047	2.82E-07	21.41
0.03450	2.08E-05	2.42
0.33000	1.99E-04	0.40
0.60000	3.63E-04	0.39

La simulación del efecto del reemplazo del agua congénita por agua con surfactantes en la celda de imbibición, se realizó mediante el empleo de dos pozos, uno productor y otro inyector, donde este último tuvo la función de inyectar el agua con surfactantes a un ritmo de 0.028m3/día, cuyo valor se determinó con el objetivo de mantener siempre liquido en el núcleo y evitar desprendimiento de aceite del núcleo durante el proceso de reemplazo, tal y como se efectúa en el laboratorio. Cabe hacer mención que este mismo gasto se empleó para la producción de agua congénita, hasta que la celda de imbibición quedó completamente llena de agua con surfactante. En la Fig. 3.2.18 se muestra el detalle de la ubicación de los pozos en el modelo de simulación, donde el pozo productor se ubica en la parte superior de la celda de imbibición y el inyector en la parte baja con la finalidad de evitar en lo posible la mezcla de agua congénita con la solución de agua con surfactantes y minimizar el disturbio en el núcleo.

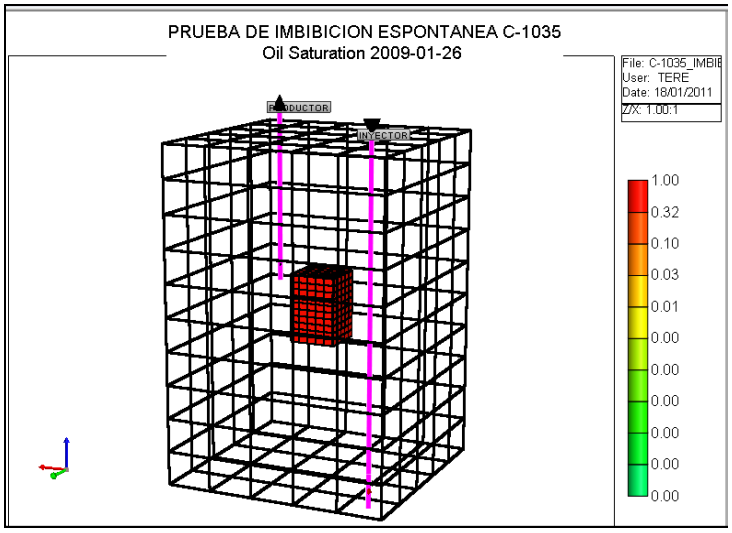
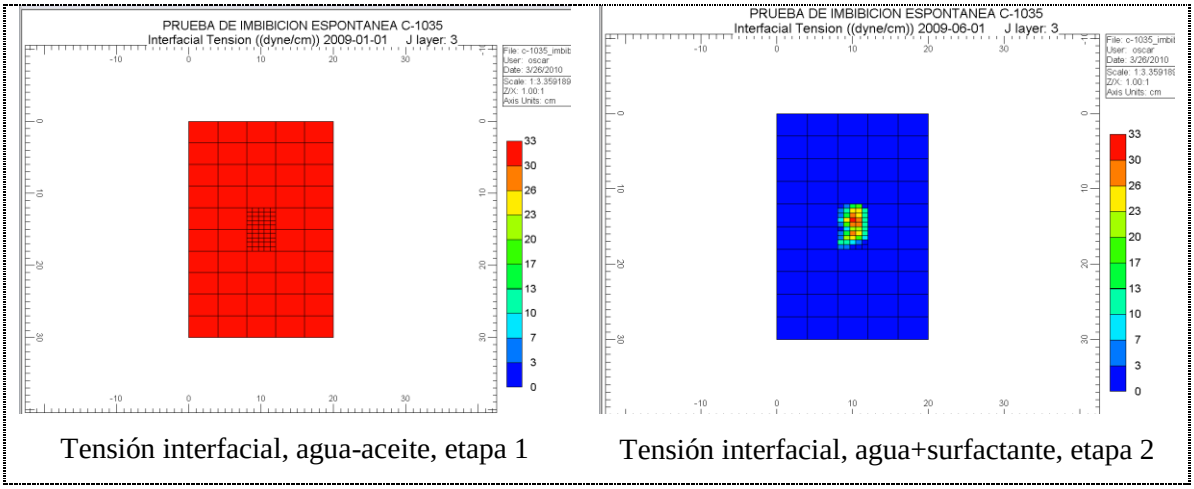


Fig. 3.2.18, Simulación del reemplazo de agua de formación por agua con surfactante.

Como ya se ha mencionado, el efecto del surfactante causa una disminución de la tensión interfacial, favoreciendo la movilización de una porción pequeña del aceite que se encuentra en la muestra de la roca del experimento simulado con la que se pone en contacto. En la Fig. 3.2.19 se muestra una comparación del efecto de este parámetro en las dos etapas del experimento de imbibición espontanea, del lado izquierdo se incluyen los valores típicos de tensión interfacial entre el agua y aceite y del lado derecho se muestra la reducción causada en el núcleo por efecto de los surfactantes.



Tensión interfacial, agua-aceite, etapa 1 Tensión interfacial, agua+surfactante, etapa 2

Fig. 3.2.19, Efecto de los surfactantes en la tensión interfacial en el modelo de simulación.

La simulación de la alteración en la mojabilidad que se genera en el núcleo por efecto de los surfactantes, se logra mediante la interpolación de dos curvas de permeabilidad relativa, donde la primera corresponde al proceso de imbibición en presencia de agua congénita y la segunda a la alteración de la roca por efecto de los surfactantes. Esta interpolación tiene lugar por efecto de la presencia de la fracción molar de surfactante en el modelo, lo cual a su vez genera un incremento en el número capilar hasta un valor máximo definido para la segunda curva, que está relacionado con el efecto de la reducción de la tensión interfacial en función de la concentración de surfactante empleado en el modelo.

Mediante el empleo de las dos curvas de permeabilidad relativa en la simulación del proceso, se representan dos estados de mojabilidad diferente determinada por las características de la curva y los valores de S_{orw}, los cuales son menores para el caso de la segunda, hecho que genera un desplazamiento de la curva hacia una tendencia de mayor mojabilidad al agua. De esta forma dentro del modelo se ligan los dos procesos principales que intervienen en la movilización de aceite en el núcleo, que son la alteración de la mojabilidad y en menor medida para este caso, la tensión interfacial

En el apartado anterior, se obtuvo la curva de permeabilidad relativa para el proceso de imbibición en agua congénita, que se denominará curva original, la cual como ya se mencionó, se obtuvo a partir de la sensibilidad del tipo de mojabilidad y valores típicos de los exponentes y puntos extremos de la curva de permeabilidad relativa, para este caso la curva está relacionada con un valor de tensión interfacial típico de agua y aceite, que es del orden de 32 dina/cm y que a su vez da como

resultado un valor del Número capilar expresado en Log_{10} = -7, para el caso de la segunda curva, se propuso un valor Número capilar expresado en Log_{10} = -4, el cual corresponde al valor de tensión interfacial más bajo. Otra de las características de la segunda curva de permeabilidad relativa propuesta, como ya se mencionó previamente, es el efecto de la alteración de la mojabilidad con mayor tendencia al agua, principalmente por los valores menores de saturación de aceite residual al agua (S_{orw}). Cabe hacer mención que el proceso de alteración de mojabilidad en modelos de simulación numérica, se obtiene a partir del uso de curvas de permeabilidad relativa que por sus características representan los cambios en la roca por el uso de surfactantes.

III.2.2.1 Sensibilidad a la segunda curva de permeabilidad relativa.

Al igual que se realizó el proceso de ajuste en la primera parte de la prueba, de forma similar para la segunda que corresponde al proceso de imbibición por surfactantes, se inició por proponer una segunda curva de permeabilidad relativa, que en este caso representara el estado de alteración de la roca (curva de k_r original) hacia una tendencia de mayor mojabilidad al agua. Se debe señalar que para iniciar el ajuste de la segunda parte del experimento, se propone una curva de k_r de referencia con características de mayor mojabilidad al agua para llevar a cabo el proceso de sensibilidad de sus parámetros, como puntos extremo, exponentes y saturación residual de aceite hasta ajustar la producción de aceite adicional observada en el laboratorio, Fig. 3.2.17.

La selección de la curva inicial se obtuvo a partir de los límites de exponentes y puntos extremos definidos por Craig para una mojabilidad intermedia, debido a que la curva ajustada para el proceso de imbibición natural presenta características de mojabilidad al aceite. Es conveniente hacer mención que para ambas curvas se empleó el mismo valor de saturación de agua congénita que se determinó en el laboratorio y aunque es muy probable que este parámetro se modifique como resultado del efecto de los surfactantes, para esta prueba no se contó con información medida en el laboratorio, por lo que fue necesario realizar esta consideración. En la Fig. 3.2.20, se muestran las dos curvas de permeabilidad relativa, que representan el estado original de la roca (ajustada) y el de alteración de la mojabilidad por efecto de los surfactantes, la cual como ya se mencionó, esta última curva, debe considerarse como una propuesta inicial para el proceso de ajuste que será descrito a continuación.

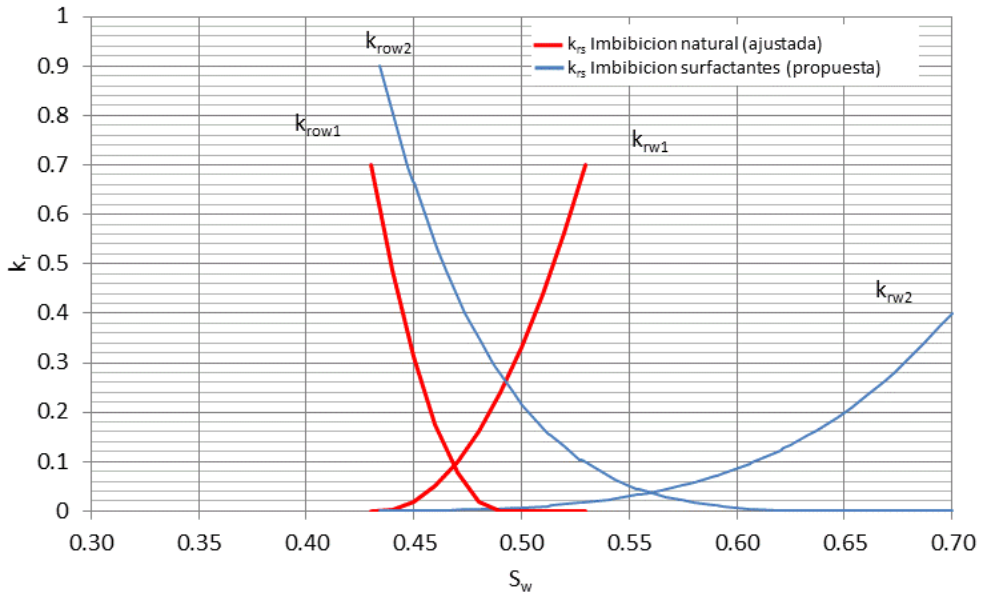


Fig. 3.2.20, Juegos de curvas de k_r, para imbibición por agua congénita y por agua con surfactante.

El valor de tensión interfacial alcanzado durante la prueba de imbibición por surfactantes depende de la concentración empleada en el experimento, en este caso fue del 0.1% en peso, que de acuerdo a las mediciones realizadas en el laboratorio, se obtuvieron valores de tensión interfacial de 2 dinas/cm, cuya reducción solo representa un orden de magnitud y no es suficiente para movilizar gran cantidad de aceite de la muestra y ante este hecho el efecto de recuperación adicional observado en el laboratorio tendría como fuente principal la alteración de la mojabilidad de la roca.

Con esta propuesta de curvas de permeabilidades relativas, se inició el proceso de ajuste a la segunda curva, haciendo sensibilidad en los puntos extremo, exponentes y valores de saturación residual de aceite por agua con la finalidad de ajustar la producción de aceite adicional observada en el laboratorio. Para el proceso de ajuste se emplearon diferentes grupos de rangos de valores para cada uno de los parámetros previamente mencionados, en la Fig. 3.2.21 se muestra el grupo con el cual se logró obtener un ajuste razonable a los datos de producción medidos. Sin embargo tal y como se observa en la Fig. 3.2.21, la solución no es única, pero se consideró aquella con el menor valor de error con respecto a los datos medidos.

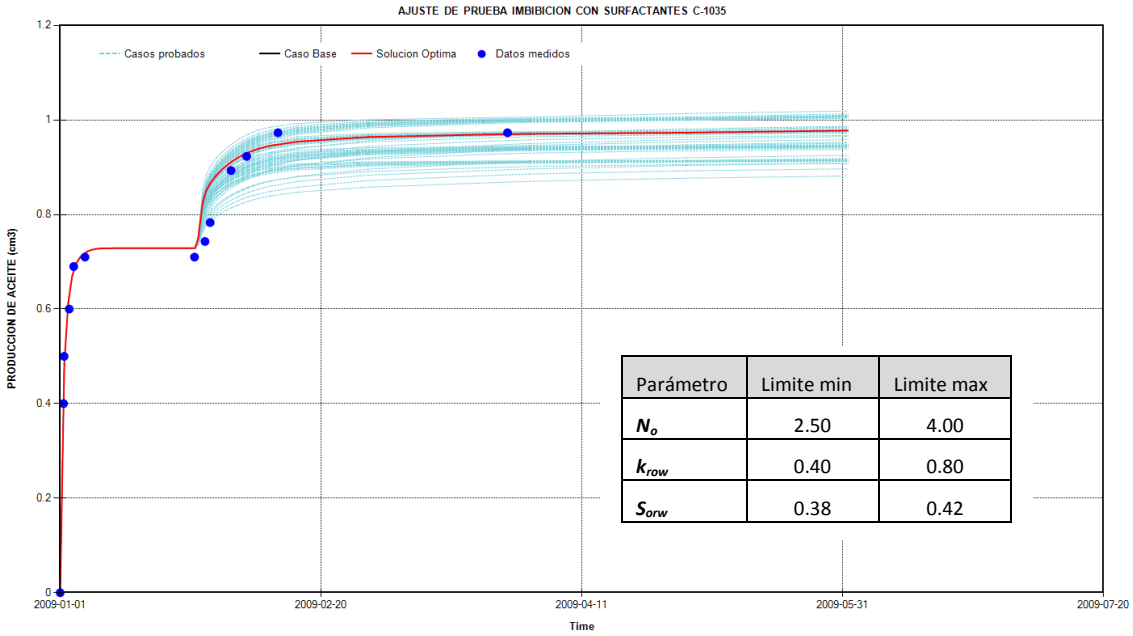


Fig. 3.2.21 Ajuste de la prueba de imbibición y con surfactantes

Se observa en la Fig. 3.2.21, que el incremento de aceite liberado en el experimento por efecto de la presencia de surfactantes, se obtiene mediante el ajuste de la segunda curva en términos de variables como los exponentes de la curva de k_{row} y la S_{orw}. En la Fig. 3.2.22 a manera de resumen, se muestra la alteración de las curva de permeabilidad relativa modificada por efecto del surfactante.

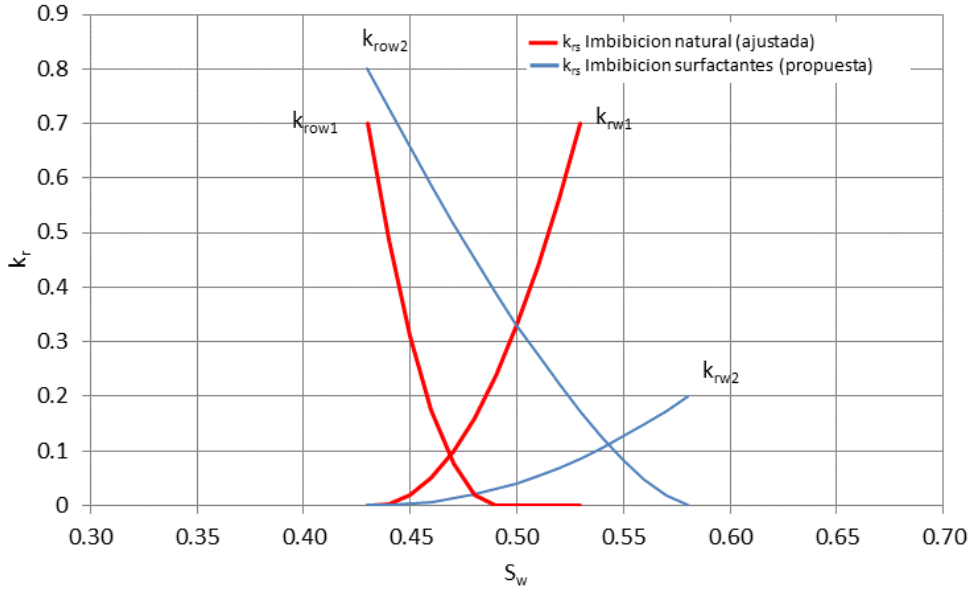


Fig. 3.2.22 Curvas de permeabilidad relativas ajustadas por imbibición natural y con surfactantes.

III.3 Descripción del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos

Otro de los experimentos relevantes durante la etapa de prueba de laboratorio que se debe llevar a cabo para un proceso de EOR con químicos, son los desplazamientos con soluciones acuosas de surfactantes, donde el objetivo principal es determinar el cambio en la mojabilidad de la roca, la cual se puede evaluar como ya se comentado por medio del cambio de las curvas de permeabilidad relativa, además del incremento en el factor de recuperación de aceite, las cuales serán uno de los insumos principales en la etapa de simulación del proceso a escala de campo.
Durante el año 2008, se efectuaron pruebas de laboratorio con la finalidad de determinar dichos efectos en la alteración de la mojabilidad inicial del tapón de núcleo 1035- N4CF4 del YNF costa-afuera por el uso de un tensoactivo, en la recuperación de aceite y en el comportamiento del flujo de fluidos, mediante el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite

Este experimento, tuvo como primer objetivo la determinación de las permeabilidades relativas en un sistema agua-aceite en presencia de surfactante, cuya evaluación se llevó a cabo en dos etapas principales, la primera relacionada a las condiciones base, donde se midieron las características de las curvas de permeabilidades relativas para un sistema (agua de mar-aceite), y posteriormente en una segunda etapa, se realizó el mismo procedimiento pero empleando agua de mar con surfactantes (solución acuosa de surfactantes), a una concentración de 0.1% de concentración en peso de surfactante. El objetivo del experimento consistió en cuantificar el efecto que el cambio en mojabilidad ocasionado por el sistema surfactante tenía sobre las curvas de permeabilidad relativa, principalmente en sus puntos extremos y en los exponentes de las curvas. Las etapas y la secuencia de eventos en las que se desarrolló el experimento fueron las siguientes:

ETAPA 1

1. Saturación de la roca con salmuera congénita sintética por un periodo de una semana.
2. Saturación con aceite y añejamiento de una muestra del núcleo saturado con el aceite del yacimiento a condiciones de saturación de agua inicial, S_{wi} (0.39), por un periodo de 3 semanas.
3. Desplazamiento del aceite por agua de mar y determinación de permeabilidades relativas.

ETAPA 2

4. Remojo del núcleo en una solución de agua con surfactante por un periodo de una semana.
5. Saturación de la muestra con aceite hasta alcanzar la S_{wi} (0.39) y añejamiento por un periodo de 3 semanas.

6. Desplazamiento por la solución acuosa de surfactantes para la determinación de las permeabilidades relativas.

   Para los cálculos de permeabilidades relativas se empleó la metodología propuesta por Jones y Roszelle, debido al comportamiento no Newtoniano de las soluciones acuosas con surfactantes.

La aplicación del método de Jones-Rozselle para calcular las curvas de permeabilidades relativas en un proceso de desplazamiento de una solución surfactante, presenta ciertas limitantes, ya que la solución surfactante es un fluido no newtoniano, en el cual, bajo una temperatura constante, la viscosidad del fluido es una función tanto de la velocidad de corte (efecto probablemente menor), como de la concentración del surfactante, con las que fluye en cada punto del medio poroso; tomando en cuenta que durante el flujo de la solución surfactante a través del medio poroso la concentración del surfactante disminuye constantemente debido a la adsorción, entonces su viscosidad cambia continuamente, y por ende su movilidad. Para poder minimizar el efecto de adsorción/dilución del surfactante, se incluyó como parte del proceso experimental un periodo de remojo del núcleo en la solución de surfactante por un periodo de una semana, el cual corresponde al paso 4 de la etapa 2 del proceso previamente descrito, López S. et al, (2009).

Cabe hacer mención que después de la etapa de remojo en la solución de agua con surfactantes el núcleo se saturo con aceite hasta alcanzar el valor el mismo valor de S_{wi}=0.39, que se determinó en la etapa 1. Es posible que el proceso de alteración de mojabilidad en el núcleo ocasionado por el proceso de remojo haya generado un incremento en el valor de este parámetro. Sin embargo, no se determinó en el laboratorio, por lo que para fines de cálculo de las curvas de permeabilidad relativa y para la simulación del experimento, se empleara el mismo valor, a fin de mantener los mismos parámetros determinados en el laboratorio. En la Fig. 3.3.1, se muestran las dos etapas principales, así como la secuencia de eventos de la experimentación.

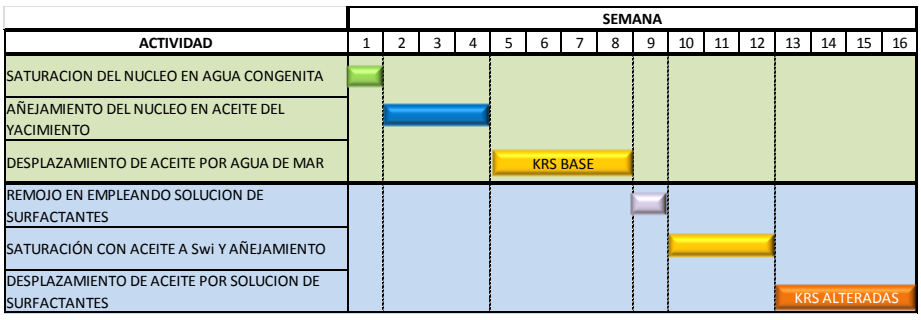


Fig. 3.3.1, etapas del experimento para determinación de permeabilidades relativas base y alteradas.

Las características y propiedades de la muestra de roca, se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.3.1, Características de la muestra empleada durante el experimento, López S. et al, (2009).

Núcleo	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Porosidad Φ (%)	Volumen poroso (cm^3)	Permeabilidad (mD).
1035-N-4CF4	8.1	3.77	18	16.8	34.8

Para el experimento se emplearon muestras de aceite del campo, agua de formación y surfactante al 0.1%. El experimento se realizó a condiciones de yacimiento, a una temperatura de 95°C y 2000psi, en la Fig. 3.3.2 se muestra un esquema del equipo empleado para la determinación de las permeabilidades relativas.

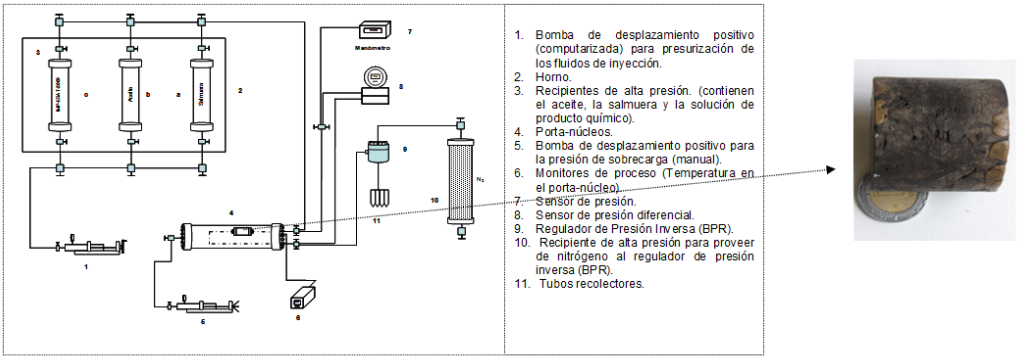


Fig. 3.3.2, Equipo de laboratorio, empleado para la determinación de k_{rs} , López S. et al. (2009)

III.4 Simulación del experimento de desplazamiento de agua con surfactantes en núcleos.

En el simulador, se planteó la reproducción del experimento, representando tanto el porta-núcleos descrito en la Fig. 3.3.2, como la muestra de roca por medio de sectores. En el caso del núcleo, se incorporaron las mismas dimensiones y características petrofísicas, así como de distribución inicial de fluidos que se determinó en el laboratorio, en la Fig. 3.4.1 se muestra una imagen del arreglo experimental y su representación equivalente en STARS ®.

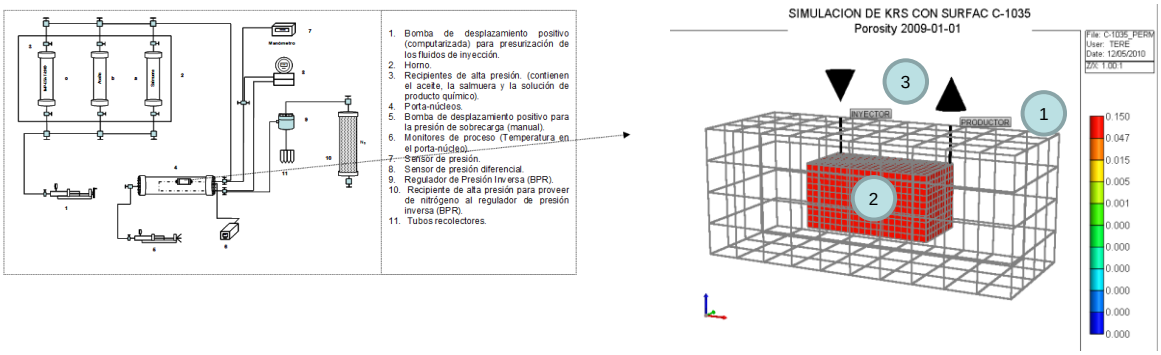


Fig. 3.4.1 Representación de la prueba de laboratorio para k_{rs} en un modelo de simulación.

✓ Características del modelo de simulación.

Malla de simulación y propiedades petrofísicas y de distribución de fluidos.

El modelo de simulación tiene dimensiones de 10x4x4, con tamaño de celda de 2cm en todas las direcciones, donde 8 celdas del centro del modelo fueron refinadas en 5x5x5, que son las que representan la muestra de roca, en la Fig. 3.4.2 se muestran unas secciones que describen las dimensiones mencionadas.

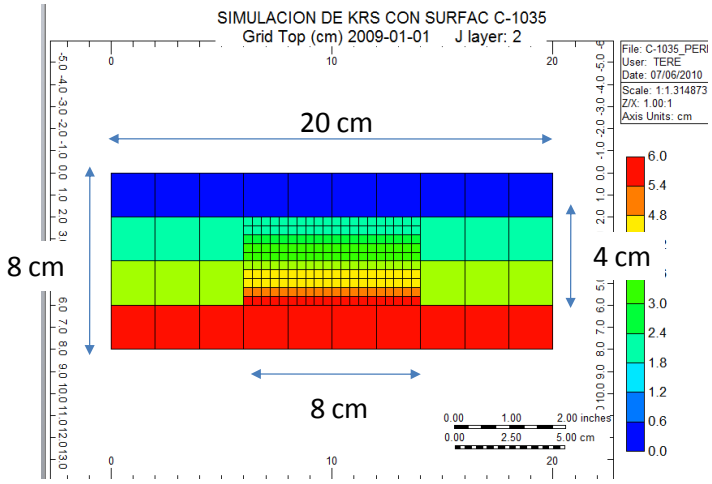


Fig. 3.4.2 Dimensiones de la malla de simulación, que representa el desplazamiento.

En cuanto a las propiedades petrofísicas y de distribución de fluidos, fueron las mismas que las obtenidas en laboratorio, en la Fig. 3.4.3 se muestran algunas de las propiedades más importantes, incorporadas al modelo.

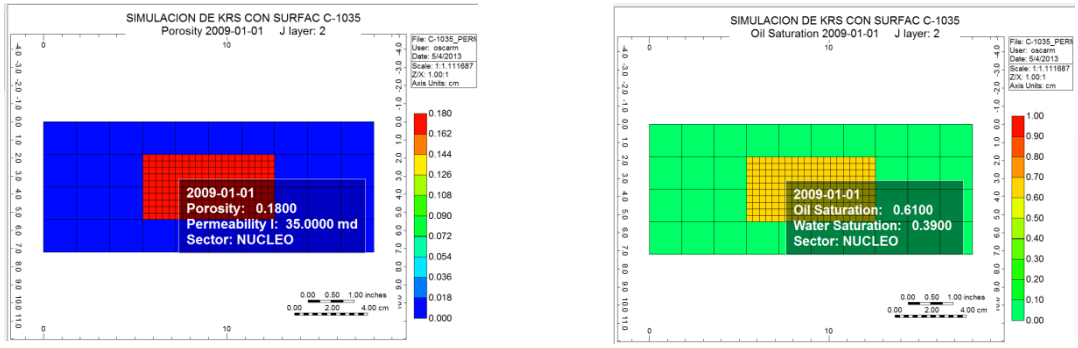


Fig. 3.4.3, Propiedades petrofísicos y saturación inicial de fluidos en el modelo de simulación en base a mediciones de laboratorio, (López S. et al, 2009).

Modelo de fluidos.

Los fluidos considerados en el modelo fueron, agua, aceite y surfactante, donde las propiedades como densidad, viscosidad y peso molecular se consideraron a las condiciones de presión y temperatura de 95°C y 2000 psi. Debido a que la presión 2000 psi, es superior a la presión de saturación y durante el desplazamiento se mantuvo la presión constante, no se consideró presencia de gas. En la Fig. 3.4.4 se muestra la información de fluidos dentro del modelo de STARS ®.

Propiedades de los fluidos @de P=2000psi y T=95°C	
Densidad del aceite, gr/cm^3	0.790
Densidad del surfactante, gr/cm^3	1.1 (Stepantan, product bulletin)
Densidad, agua congénita, gr/cm^3	1.043 (López S. et al, 2009)
PM surfactante, lb/lbmol	273 (Stepantan, product bulletin)
Viscosidad del surfactante, cp	100 (Stepantan, product bulletin)
Viscosidad del aceite, cp	3.5 (López S. et al, 2009)
Viscosidad del agua, cp	0.4 (López S. et al, 2009)

Fig. 3.4.4, Propiedades de los fluidos dentro del modelo de simulación.

En lo que se refiere a la tensión interfacial, se empleó en el modelo de simulación la misma tabla de valores de este parámetro como función de la concentración del surfactante y la cual se mostró en la Tabla 3.2.5

Permeabilidades relativas y presiones capilares.

Uno de los objetivos de la simulación de este experimento fue el ajuste de las permeabilidades relativas medidas en el laboratorio, por lo que la información que se empleó e incorporó al modelo, tuvo como punto de partida las mediciones del laboratorio. Más adelante se describirán las características de estas permeabilidades relativas, por otro lado, en lo que se refiere a la presión capilar, debido a que no se contó con mediciones de este parámetro, se consideró igual a cero para el ajuste de los datos.

Pozos y gastos de inyección.

La simulación del proceso experimental, consiste en la determinación de las curvas de permeabilidad relativa para cada una de las etapas del experimento a partir de las condiciones iniciales definidas en el núcleo tanto de saturación inicial como de presión y temperatura con la finalidad de ajustar los valores de producción de aceite y agua medidos en el laboratorio. En las dos diferentes etapas de la experimentación, se empleó un gasto constante de inyección de 30 cm^3/hora en el laboratorio, lo cual en el modelo de simulación se representó por medio de un pozo inyector, por otro lado para la producción de fluidos observada, de forma análoga, se empleó un pozo productor; en ambos casos, producción e inyección se usó el mismo valor de 30cm3/hora que el laboratorio considero en la experimentación. A fin de simular lo que se observa en el laboratorio en términos de área de contacto de los fluidos inyectados y producidos con la cara de la muestra de roca, se consideró para ambos pozos, perforaciones en todas las celdas donde se tiene entrada y salida de fluidos. En lo que se refiere a la composición inyectada, se empleó 100% agua para la primera parte de la prueba y para la segunda una solución de agua con surfactantes al 0.1% en peso. En la Fig. 3.4.5 se muestra la representación del desplazamiento experimental dentro del modelo de simulación por medio de pozos.

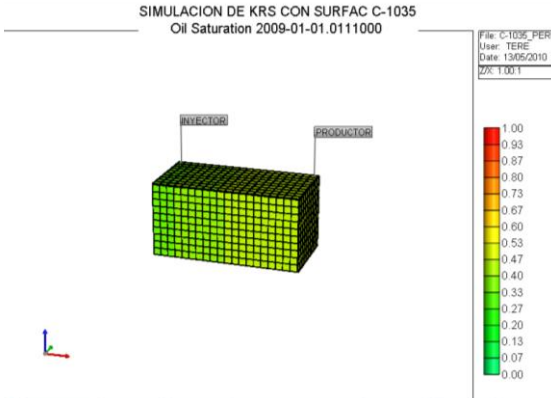


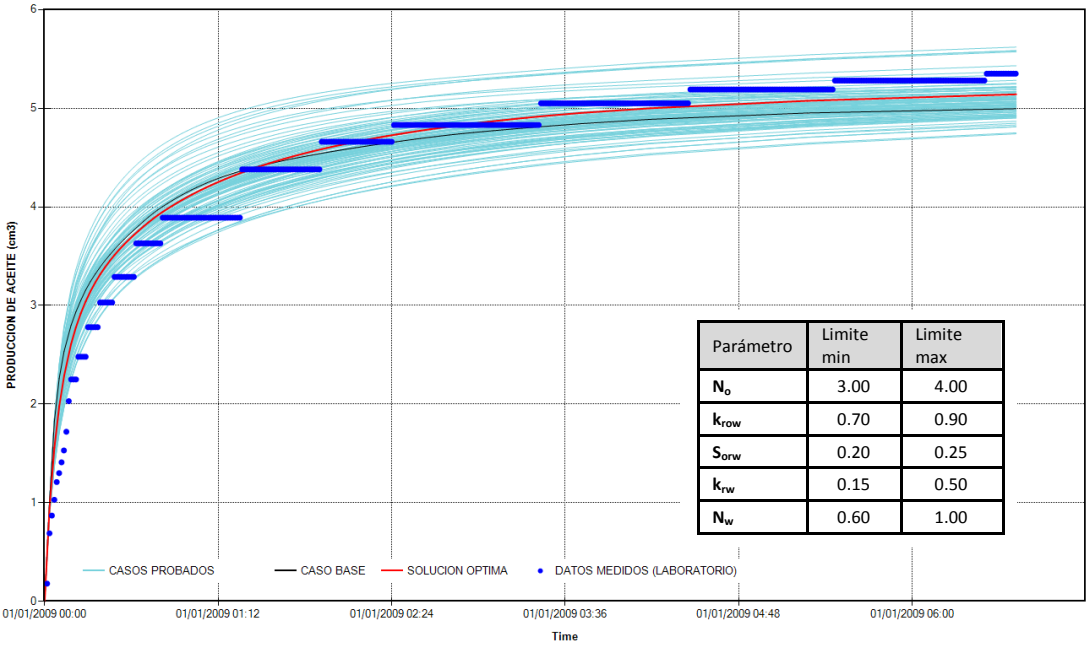
Fig. 3.4.5 Pozos empleados en el experimento para inyectar y producir.

III.4.1 Ajuste de la prueba de k_{rs}, desplazamiento mediante salmuera.

El ajuste de la prueba para la primera etapa se centró en la determinación de las curvas de permeabilidades relativas que controlaron la producción de aceite y agua durante el experimento, para lo cual se realizaron diferentes ensayos considerando rangos tanto de puntos extremos, exponentes y saturaciones de aceite residual S_{orw}. Este ejercicio se realizó empleando la herramienta CMOST®, en la cual se definen estos rangos y de forma automática se generan las curvas de permeabilidad relativa y se realiza la simulación para cada una de las curvas generadas.

En la Figs. 3.4.6 y 3.4.7 se muestran todos los casos probados en el simulador y el que mejor reproduce la producción de aceite y la de agua medidos en laboratorio, denominado como solución óptima, sin embargo es evidente que hay otras soluciones que pudieran considerarse como válidas, aunque para efectos de este trabajo, se sugiere que este ajuste se tome como una buena representación en el modelo de simulación de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas en el laboratorio.

Cabe hacer mención que las curvas obtenidas en el laboratorio, sirvieron como una guía para definir los rangos de los parámetros de los exponentes y puntos extremos de dichas curvas, los cuales se muestran en la Fig. 3.4.6.



Parámetro	Limite min	Limite max
N_o	3.00	4.00
k_{row}	0.70	0.90
S_{orw}	0.20	0.25
k_{rw}	0.15	0.50
N_w	0.60	1.00

Fig. 3.4.6, Ajuste de la producción de aceite empleando diferentes k_{rs}, desplazamiento con agua de mar.

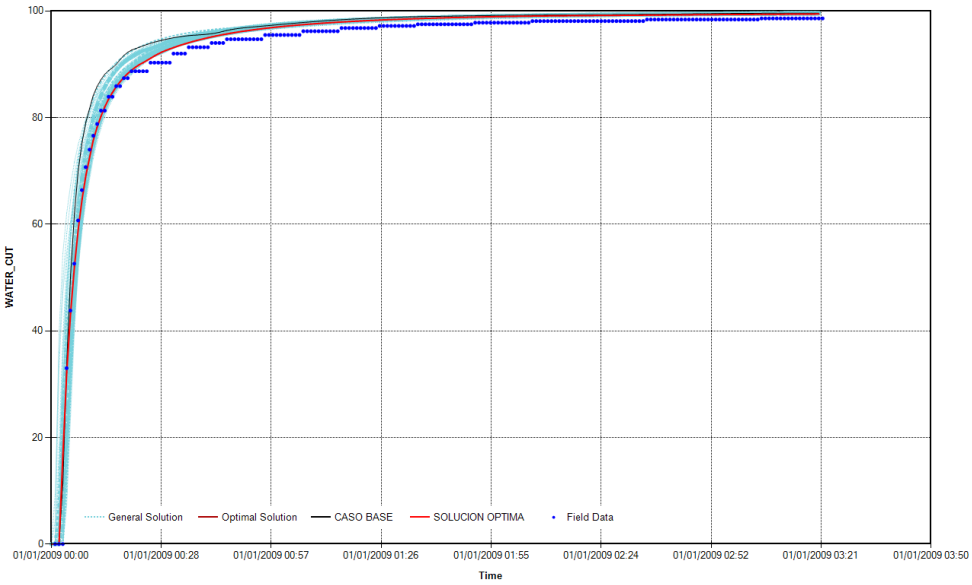


Fig. 3.4.7, Ajuste de la producción de agua empleando diferentes k_{rs}, desplazamiento con agua de mar

Los resultados obtenidos mediante la solución denominada óptima, corresponden al efecto de una curva de permeabilidad relativa para el sistema agua aceite, la cual se muestra en la Fig. 3.4.8 la cual también se compara con la que se determinó en el laboratorio, observándose una gran similitud en sus características, permitiendo la validación del modelo de simulación.

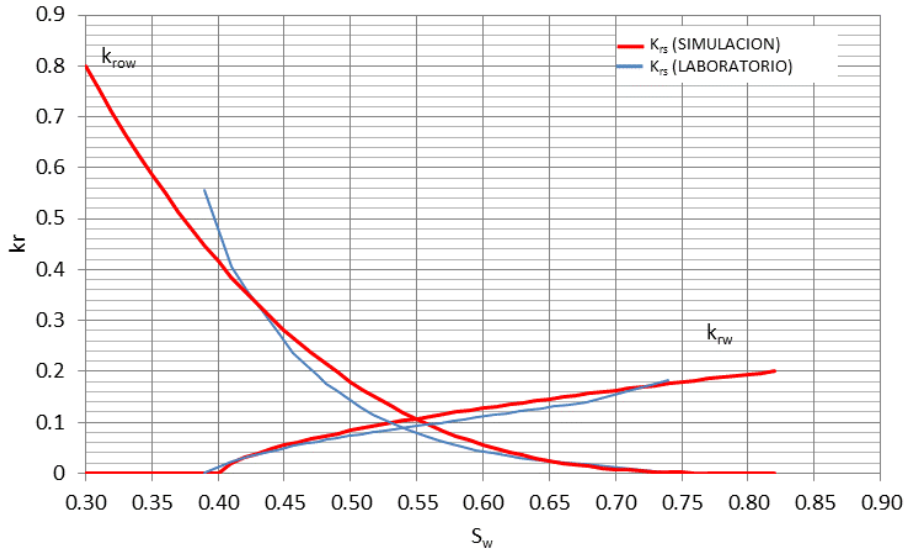
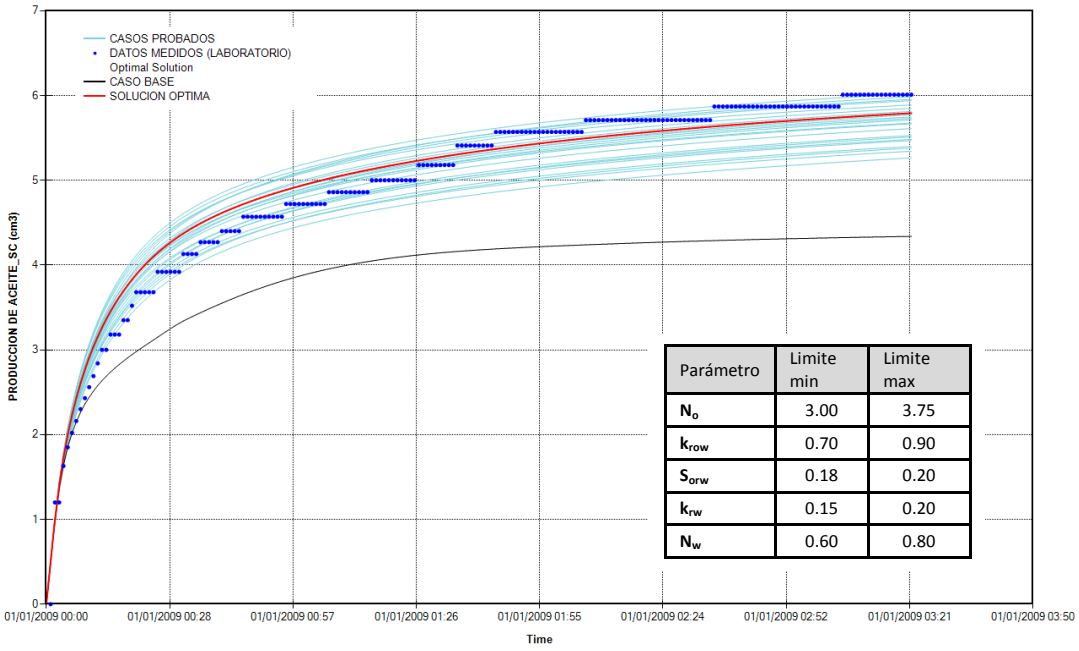


Fig. 3.4.8, Ajuste de las curvas de k_{rs} para el desplazamiento con agua de mar.

En la Fig. 3.4.8, se observa como característica de las curvas de permeabilidades relativas, que se pudiera sugerir un sistema con mojabilidad intermedia, atendiendo al valor de S_w de cruce de las curvas, así como por los valores de los exponentes de las curvas de permeabilidades relativas, conforme al criterio presentado por Craig (1971). Sin embargo, debe mencionarse que en el caso de la curva de k_{ro}, el valor ajustado del exponente fue de 3.75 y un punto extremo de 0.35 para el valor de S_{wcon}, pero para el caso de la curva del agua (k_{rw}), el exponente ajustado fue de 0.8 para S_{orw}, el cual no es muy típico, de acuerdo a las reglas de Craig.

III.4.2 Ajuste de la prueba de k_{rs}, desplazamiento del aceite mediante soluciones acuosas surfactantes.

La segunda parte de la experimentación consistió en la preparación del núcleo dejando reposar la muestra en agua con producto químico por una semana para restaurar las condiciones de saturación de aceite y agua inicial (S_{wi}=0.39), es conveniente recordar que este procedimiento se incorporó con la finalidad de disminuir la adsorción del producto químico durante el desplazamiento para reducir las limitaciones en el cálculo de permeabilidades relativas ya descritas previamente. Posteriormente se realizó el desplazamiento de aceite por la solución de agua con surfactantes al 0.1% en peso, en el modelo de simulación en STARS® se incorporó un juego de permeabilidades relativas y una tabla de tensión interfacial para generar la interpolación entre las curvas por presencia de surfactante. En las Figs. 3.4.9 y 3.4.10 se muestran los diferentes ajustes obtenidos para un rango de parámetros de las curvas de permeabilidades relativas, el cual se incluye en la Fig. 3.4.9, destacándose la solución óptima, la cual como se observa, es solo una de las soluciones posibles que mejor representa las condiciones y resultados del experimento.



Parámetro	Limite min	Limite max
N_o	3.00	3.75
k_{row}	0.70	0.90
S_{orw}	0.18	0.20
k_{rw}	0.15	0.20
N_w	0.60	0.80

Fig. 3.4.9, Ajuste de la producción de aceite empleando diferentes k_{rs}, desplazamiento de agua con surfactantes

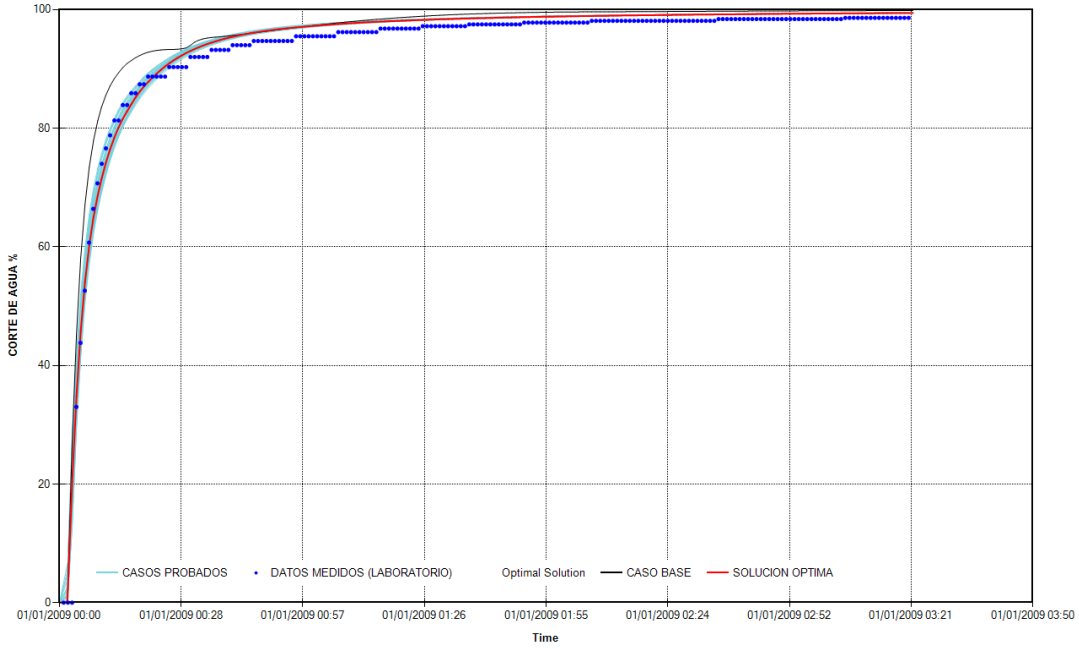


Fig. 3.4.10, Ajuste de la producción de agua empleando diferentes k_{rs}, desplazamiento con agua de mar

Como resultado del ajuste de los datos medidos en el laboratorio, se obtuvo un juego de curvas de permeabilidades relativas para emplearse en la simulación del experimento con las que se logró el ajuste de los datos de producción adicional por efecto de la presencia de surfactantes. En la Fig. 3.4.11 se muestra una comparación de las curvas obtenidas por medio de la simulación numérica y las que fueron obtenidas en el laboratorio.

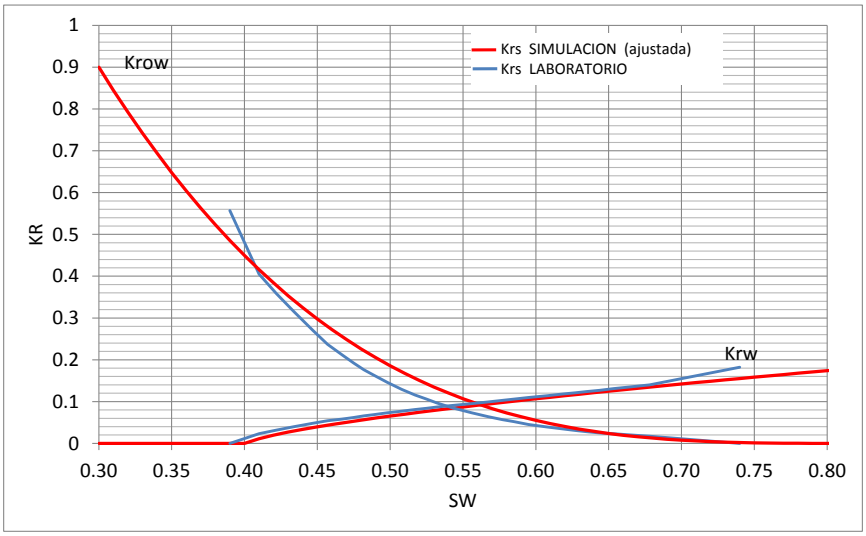


Fig. 3.4.11, Curvas de k_r ajustada en el desplazamiento con agua con surfactantes.

Se propone considerar que el ajuste de los datos de producción realizado en este estudio valida el empleo de las curvas de permeabilidades relativas usadas en el simulador, lo que se considera que también pudiera validar la simulación del proceso de desplazamiento con soluciones acuosas de surfactantes mediante STARS®. A manera de comparación, en la Fig. 3.4.12 se muestran los resultados obtenidos por el laboratorio y los obtenidos por medio de la simulación en STARS.

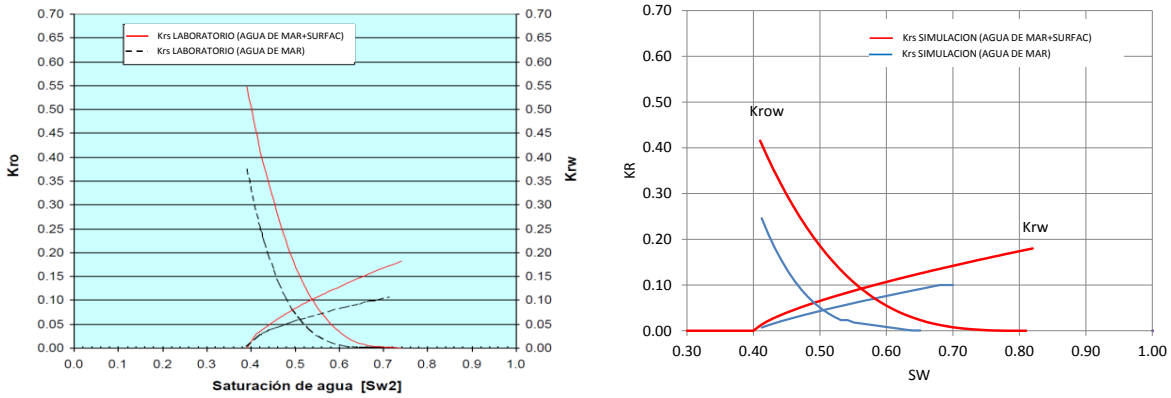


Fig. 3.4.12, Comparación de los resultados de laboratorio y los del modelo de simulación.

Utilizando como base resultados experimentales de las pruebas en desplazamientos por agua de mar y agua con surfactantes obtenidos en el laboratorio los cuales se ajustaron mediante el empleo del modelo de simulación construido en el ambiente STARS®, se considera que se pudo verificar la cuantificación del cambio que experimentan las curvas de permeabilidad relativa en sus características como puntos extremos (k_{ro} y k_{rw}), exponentes (N_w y N_o) y el valor de la saturación de aceite residual (S_{orw}) y que determinan la alteración hacia un estado de mayor mojabilidad al agua como se puede verificar en la figura anterior por el desplazamiento de la curva hacia la derecha en el eje que representa la saturación de agua.

Al igual que en el caso de la experimentación de imbibición espontánea, se confirma con los desplazamientos con agua de mar y con soluciones acuosas de surfactantes, que el incremento en la recuperación de aceite se obtuvo principalmente por la alteración de la mojabilidad en la roca y en menor proporción por la reducción en la tensión interfacial, ya que dicha disminución fue de solo un orden de magnitud, de 32 dina/cm a valores mínimos de 2.5 dina/cm. En la Fig. 3.4.13 se muestra una sección de la representación del núcleo dentro de modelo de simulación, donde se observa este cambio de la tensión interfacial ocasionada por el desplazamiento de la solución acuosa con surfactantes.

Estos resultados se emplearán en las simulaciones a mayor escala, primeramente en modelos radiales con información y posteriormente a nivel de campo, con el objetivo del diseño de pruebas piloto en pozos del YNF costa afuera.

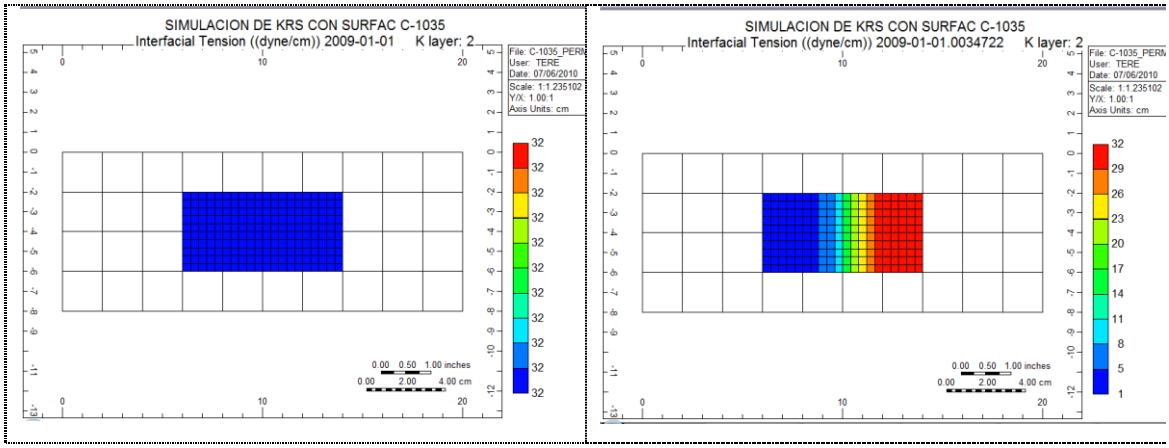


Fig. 3.4.13, Efecto de la tensión interfacial en el desplazamiento de soluciones acuosas con surfactantes.

CAPITULO IV.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO CON SURFACTANTES EN DIFERENTES LITOTIPOS DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

IV.1 Parámetros críticos y su efecto en la recuperación de aceite.

IV.2 Principal utilidad de la simulación numérica en la determinación de la fracción del yacimiento que puede ser candidato para la aplicación de un proceso de EOR utilizando agentes químicos.

CAPITULO IV.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO CON SURFACTANTES EN DIFERENTES LITOTIPOS DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

IV.1 Parámetros críticos y su efecto en la recuperación de aceite.

Generalmente, la mayor cantidad de información necesaria para la cuantificación de la recuperación adicional de aceite remanente en un yacimiento naturalmente fracturado (YNF), proviene de los resultados obtenidos tanto en pruebas de desplazamiento como de imbibición realizadas en el laboratorio empleando muestras de roca del yacimiento; sin embargo, la diversidad de litotipos existentes en un YNF no hace factible económicamente captar el efecto en cada uno de estos. A nivel laboratorio en la mayoría de los casos, las pruebas se realizan en aquellas muestras de roca que presentan las mejores características petrofísicas, pero no necesariamente este tipo de roca es el que pudiera predominar en el yacimiento, por lo que los resultados en una aplicación de campo pueden llegar a ser diferentes a los observados a nivel laboratorio. Previamente a la implantación de algún proceso de EOR con químicos, resulta necesario realizar un análisis de sensibilidad a las propiedades principales petrofísicas de los litotipos más representativos del yacimiento, así como al tipo de la mojabilidad original.

IV.1.1 Porosidad y permeabilidad de la matriz.

Una de las características de los diferentes litotipos del yacimiento es la capacidad de imbibición natural, la cual a su vez depende de las propiedades petrofísicas de la roca y su tipo de mojabilidad. En este Capítulo se realizará una sensibilidad a las características petrofísicas de la roca para los rangos comúnmente presentes en el yacimiento, con el objetivo de determinar el porcentaje que presentan las características adecuadas para recuperar aceite adicional por medio de la inyección de químicos, además este análisis deberá servir para determinar los límites de las propiedades petrofísicas mínimas de la roca del medio de menor conductividad, para que el proceso tenga éxito.

Para llevar a cabo este tipo de sensibilidades se realizaron varias simulaciones empleando el simulador STARS®, tomando como base el modelo con el que se llevó a cabo el experimento de imbibición espontánea, cuyos resultados se discutieron en el capítulo III. Dicha experimentación se llevó a cabo a condiciones de presión ambiente y temperatura de yacimiento.

La primera parte de este análisis de sensibilidad, considera el caso de imbibición natural en presencia de agua congénita, con el objetivo de entender el efecto del cambio de la permeabilidad del sistema de baja conductividad o matriz en la recuperación de aceite, que como se menciona en este trabajo, es el objetivo principal durante un proceso de EOR en un yacimiento naturalmente fracturado.

En el modelo de simulación utilizado se modificó el valor de la permeabilidad original del núcleo en un rango de valores desde 0.1md hasta 50md para el experimento ajustado de imbibición espontánea, en presencia de agua congénita, los resultados se muestran en la Fig. 4.1.1, en la que se observa que el porcentaje mayor de la recuperación adicional de aceite para un tiempo determinado, está relacionada con los valores más altos de permeabilidad, sin embargo, en la curva de 1.0md, en verde, la recuperación es muy similar para el final del periodo. Al observar las curvas relacionadas a los casos de permeabilidad menor a 1 md, se encuentra que muestran un comportamiento lento de recuperación inicial, con tendencia a incrementar su producción de aceite a tiempos más largos, lo que permite inferir que el efecto en el cambio de la permeabilidad de la roca está relacionado con la velocidad a la que el aceite se libera de la matriz.

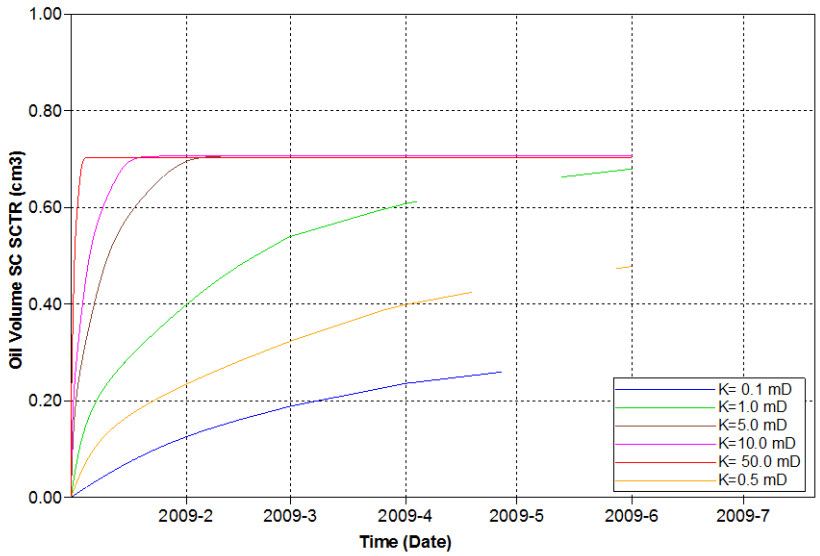


Fig. 4.1.1, Efecto en la recuperación de aceite para litotipos de diferente permeabilidad en el experimento de imbibición.

A fin de poder comprobar este hecho, se incrementó el tiempo de imbibición para una de las curvas de menor permeabilidad (0.5 md), lo cual permitió recuperar prácticamente la misma cantidad de aceite que el caso de mayor permeabilidad, pero a tiempos más largos, como se muestra en la Fig. 4.1.2, en la que se ilustran los resultados de este efecto, por lo que se puede inferir que el cambio en la permeabilidad de la roca es uno de los factores petrofísicos que están relacionados con la velocidad del proceso de imbibición (ritmo de imbibición), y por lo tanto en la magnitud de la recuperación de aceite que es posible alcanzar a un tiempo dado.

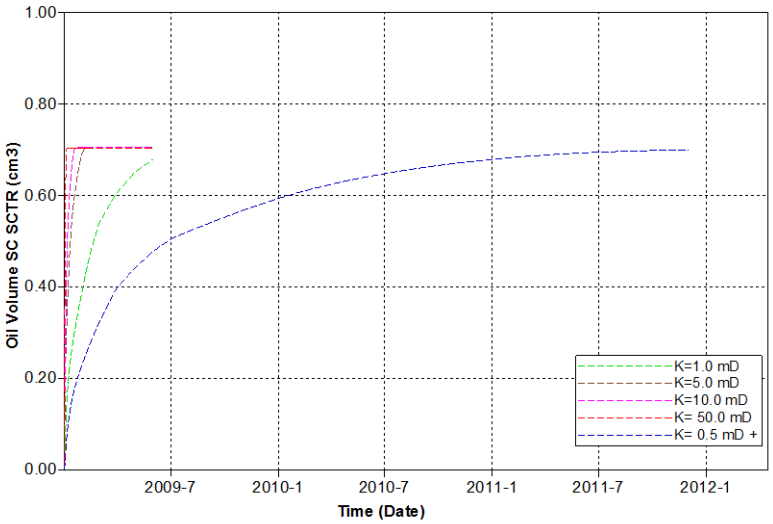


Fig. 4.1.2, Recuperación de aceite para un litotipo de baja permeabilidad a tiempos largos en el experimento de imbibición.

Generalmente la roca de la matriz de los yacimientos naturalmente fracturados que no ha experimentado procesos diagenéticos, la magnitud de su permeabilidad está relacionada con la magnitud de la porosidad para un cierto litotipo, por lo que se realizó un ejercicio donde se considera el cambio de ambos parámetros. En la Tabla 4.1.1 se muestran los casos que se analizaron considerando cambios de porosidad desde 1% hasta 10%.

Tabla 4.1.1, Características de los diferentes litotipos a evaluar.

Litotipo	Permeabilidad (md)	Porosidad (%)
1	50	10
2	20	7
3	5	5
4	1	3
5	0.5	1

Los resultados de este análisis muestran que en rocas con valores altos de porosidad, la magnitud de la recuperación es mayor, lo cual tiene sentido, ya que una roca con mayor porosidad tiene mayor capacidad de almacenamiento de fluidos. En la Fig. 4.1.3 se muestra el comportamiento de la recuperación de aceite para el rango definido en la Tabla 4.1.1

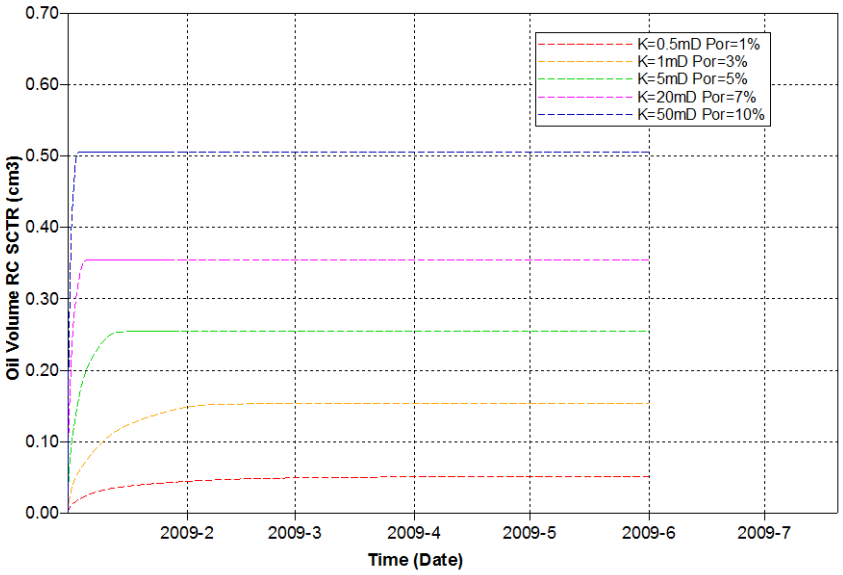
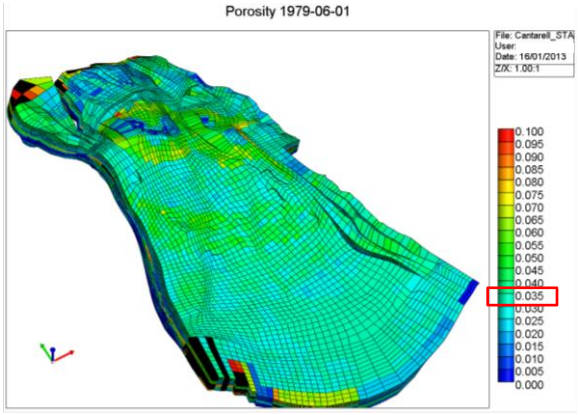


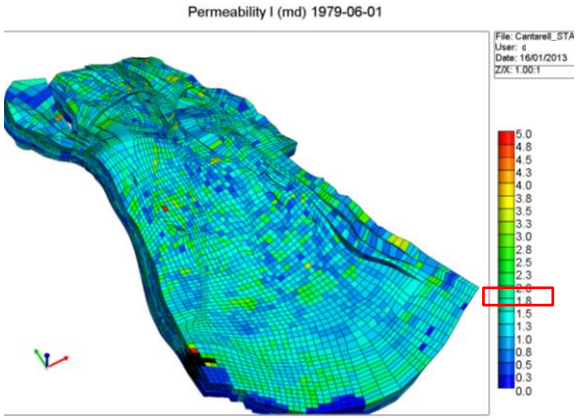
Fig. 4.1.3, Recuperación de aceite para los cinco litotipos evaluados en el experimento de imbibición.

En la Fig. 4.1.3 se puede observar que la recuperación de aceite por imbibición natural está ligada a las características petrofísicas del litotipo, por lo que a nivel yacimiento la expectativa de producción adicional, dependerá de la frecuencia con que se presente el litotipo en cuestión. En todos los escenarios, se mantuvo la misma curva de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite.

A fin de relacionar los resultados obtenidos anteriormente con las propiedades del yacimiento, en la Fig. 4.1.4 se muestra la distribución de porosidad y permeabilidad, donde los valores de permeabilidad se encuentran en un rango no mayor a 2md para la permeabilidad y 4% para la porosidad, valores que son diferentes a los de la muestra de roca con la que se realizaron las pruebas de imbibición en el laboratorio. Sin embargo, los resultados de las sensibilidades anteriores permiten concluir que las zonas más atractivas para llevar a cabo las aplicaciones a nivel de campo, serán aquellas que muestren valores más altos de porosidad y permeabilidad de la matriz.



Distribución de porosidad en el yacimiento

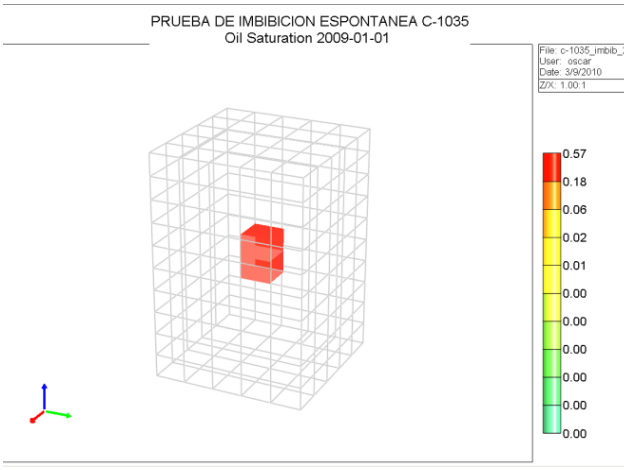


Distribución de permeabilidad en el yacimiento

Fig. 4.1.4, Distribución de propiedades petrofísicas en el YNF costa-afuera (Grupo de Ingeniería de Yacimientos RMNE, 2000).

IV.1.2 Sensibilidad de la recuperación de aceite a las curvas de permeabilidades relativas.

Uno de los aspectos que está relacionado con la inyección de soluciones con surfactantes, es la alteración de las curvas de permeabilidades relativas. En el capítulo anterior, se realizó el ajuste de los datos reportados por el laboratorio mediante una curva de permeabilidades relativas para; sin embargo, ante la diversidad de curvas que se puedan tener en el yacimiento, es conveniente analizar que parámetros de la curvas de permeabilidades relativas afectan más la recuperación de aceite, lo cual es fundamental en el análisis de diferentes litotipos. La sensibilidad a las curvas de permeabilidades relativas (k_{rs}), se centra en el comportamiento de la recuperación de aceite durante la prueba de imbibición con agua congénita, la cual después de cierto tiempo se reemplaza por agua de mar con surfactantes a una concentración del 0.1% en peso. En este caso se analiza el comportamiento de los parámetros de las k_{rs}, tales como los puntos extremos, exponentes y valores de la saturación de aceite residual al agua, S_{orw}. Para este caso se empleó una muestra de roca y fluidos con las características descritas en la Fig. 4.1.15.



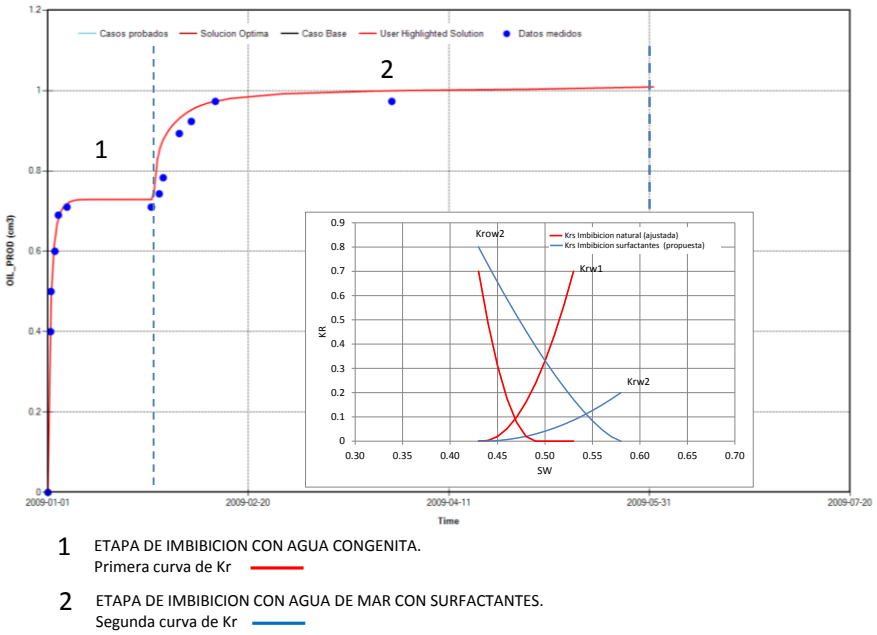
Longitud del núcleo, cms	6.77
Diámetro del núcleo, cms	3.78
Permeabilidad, md	50
Porosidad, fracción	0.1
Temperatura, °C	75
Viscosidad del aceite, cp	4.0
Saturación inicial de aceite	0.57
Concentración surfact., wt%	0.1

Fig. 4.1.15, Características del litotipo a evaluar.

IV.1.2.1 Sensibilidad al exponente de la curva de permeabilidades relativas, No.

Una de las características que se ve afectada por el empleo de productos químicos, es el exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite, (N_o), debido a la alteración de la mojabilidad original de la roca, partiendo de una tendencia con mojabilidad al aceite o intermedia hacia una condición de mayor mojabilidad al agua, la cual hace que el agua tienda a ser afín a la roca, quedando atrapada en los poros menores y en las superficies de éstos, por consecuencia el aceite ocupa los poros más grandes, facilitando su flujo.

Con la finalidad de cuantificar el incremento de la recuperación de aceite, atribuible al cambio del exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite (N_o) en la parte del experimento que considera el empleo de soluciones con surfactantes, se realizó una sensibilidad a la segunda curva de permeabilidad relativa que representa la alteración de la mojabilidad de la roca hacia una tendencia de mayor mojabilidad al agua. En la Fig. 4.1.16 se muestra la curva de k_r ajustada para el proceso de imbibición natural (primera curva) y la curva de k_r ajustada para el proceso de imbibición con soluciones acuosas de surfactantes (segunda curva).



1 ETAPA DE IMBIBICION CON AGUA CONGENITA.
Primera curva de Kr

2 ETAPA DE IMBIBICION CON AGUA DE MAR CON SURFACTANTES.
Segunda curva de Kr

Fig. 4.1.16, Curvas de k_r ajustadas por imbibición de agua de mar y soluciones acuosas con surfactantes.

Cabe mencionar que se mantuvieron sin cambio los valores de los puntos extremos de las permeabilidades relativas, así como de las saturaciones de agua y aceite residual. De igual forma, los valores de presión capilar para este ejercicio se mantuvieron constantes en un valor igual a cero. Este parámetro se analizará por separado con el objeto de poder discretizar su efecto, lo cual se tratará en el apartado siguiente. En la Fig. 4.1.17 se muestran los juegos de curvas que se emplearon para el análisis de sensibilidad a la magnitud del exponente de la curva de permeabilidad al aceite (N_o).

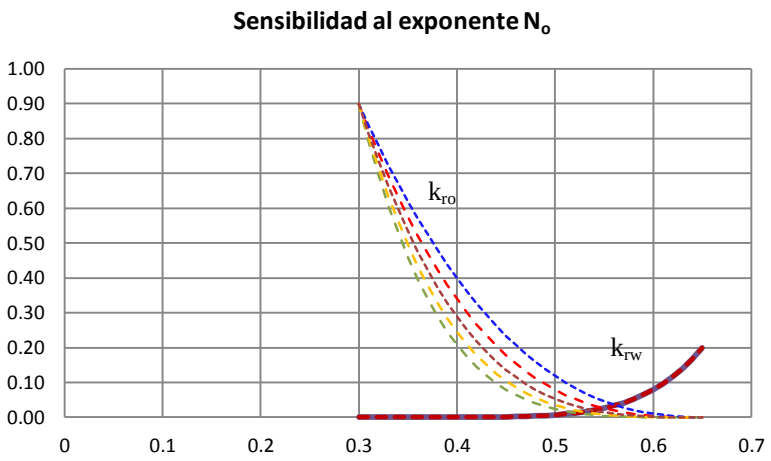


Fig. 4.1.17, Juego de curvas de permeabilidad relativa para sensibilidad al exponente de la curva de al aceite (N_o)

Los resultados mostrados en la Fig. 4.1.17 que se obtuvieron con el cambio en el exponente de la curva (N_o), muestran que la recuperación de aceite afecta principalmente la velocidad con la que se libera el aceite de la roca (ritmo de imbibición), esto significa que las curvas con exponentes (N_o) menores se traducen en una aceleración de la producción de aceite. En la Fig. 4.1.18 se muestra el comportamiento previamente descrito, así como el rango analizado de los exponentes.

Swcrit	Sorw	Krocw	Krwiro	nw	no	SIMULACION
0.3	0.34	0.9	0.2	6	**1.50**	AJUSTE IMBIB SURF_ENPOINT_KRO_00001
0.3	0.34	0.9	0.2	6	**3.50**	AJUSTE IMBIB SURF_ENPOINT_KRO_00002
0.3	0.34	0.9	0.2	6	**2.00**	AJUSTE IMBIB SURF_ENPOINT_KRO_00004
0.3	0.34	0.9	0.2	6	**2.50**	AJUSTE IMBIB SURF_ENPOINT_KRO_00006
0.3	0.34	**0.9**	**0.2**	**6**	**3.00**	AJUSTE IMBIB SURF_ENPOINT_KRO_00007

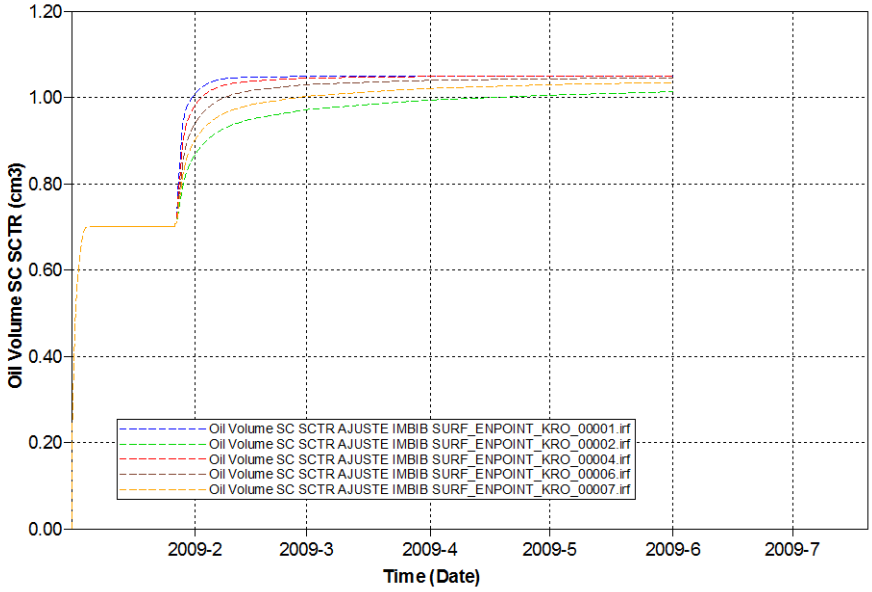


Fig. 4.1.18 Comportamiento de la recuperación de aceite por efecto del exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite (N_o)

Es importante mencionar que las curvas con valores mayores de exponente tienden a recuperar la misma cantidad final de aceite que los casos de menor exponente, tal y como se observa en la Fig. 4.1.18 y la diferencia en estos casos es el tiempo en el que se alcanza el valor de la saturación residual de aceite, y para un cierto tiempo, la recuperación de aceite obtenida dependerá del ritmo de imbibición, relacionado con la magnitud del exponente N_o utilizado.

IV.1.2.2 Sensibilidad de la recuperación de aceite a la saturación de aceite residual, S_{orw}.

A fin de poder cuantificar el beneficio en la recuperación de aceite por efecto del cambio en la saturación de aceite residual (S_{orw}) y poder discretizarlo tal y como se mostró en el caso anterior, se realizó un ejercicio considerando un conjunto de curvas de permeabilidades relativas para un cierto rango de valores de S_{orw}, el cual se muestra en la Fig. 4.1.19.

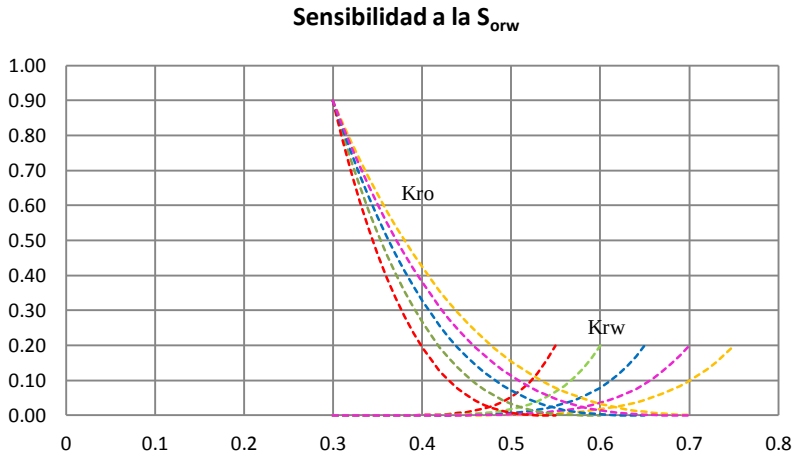


Fig. 4.1.19 Comportamiento de la recuperación de aceite por efecto de S_{orw}

Los resultados ilustrados en la Fig. 4.1.19 muestran una relación directa entre el valor de la S_{orw} y la recuperación de aceite, por lo que este parámetro deberá considerarse como fundamental en el análisis de las curvas de permeabilidades relativas asociadas a los diferentes litotipos. En la Fig. 4.1.20 se presenta el rango de valores de S_{orw} empleado para el análisis, cuyos resultados muestran que a valores menores de S_{orw} se tiene una mayor recuperación de aceite, como sería de esperarse.

Swcrit	Sorw	Krocw	Krwiro	nw	no	SIMULACION
0.4	**0.30**	0.9	0.2	6	3	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00001.dat
0.4	**0.40**	0.9	0.2	6	3	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00002.dat
0.4	**0.35**	0.9	0.2	6	3	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00003.dat
0.4	**0.25**	0.9	0.2	6	3	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00004.dat
0.4	**0.20**	**0.9**	**0.2**	**6**	**3**	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00005.dat
0.4	**0.45**	0.9	0.2	6	3	AJUSTE IMBIB SURF_SORW_00006.dat

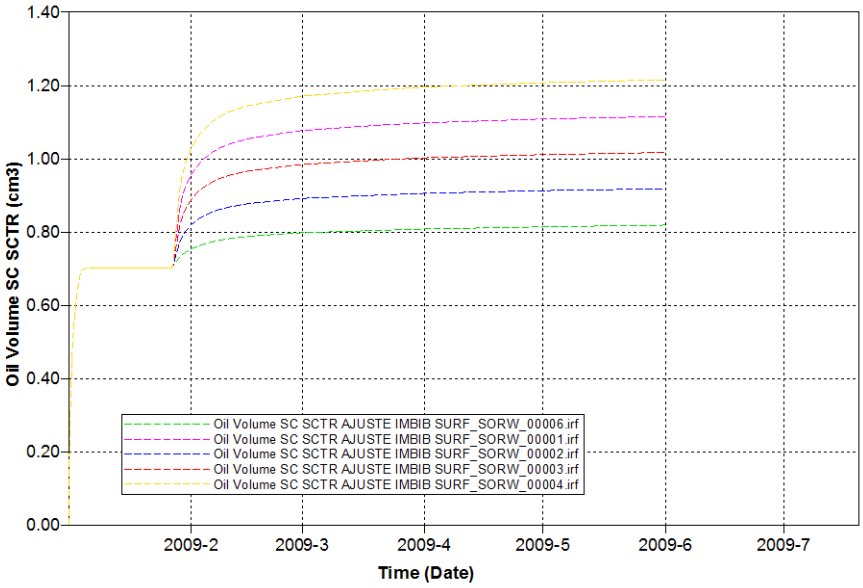


Fig. 4.1.20 Efecto de la alteración de la saturación residual de aceite, S_{orw} en la recuperación de aceite.

IV.1.2.3 Sensibilidad al punto extremo (end-point) de la curva de k_{ro}.

Otro de los parámetros analizados para determinar el beneficio de los surfactantes es el punto extremo de la curva de k_{ro} Para esto se varió el punto extremo de un valor de 0.6 hasta 1.0. En la Fig. 4.1.21 se muestran las curvas que se emplearon para llevar a cabo este ejercicio.

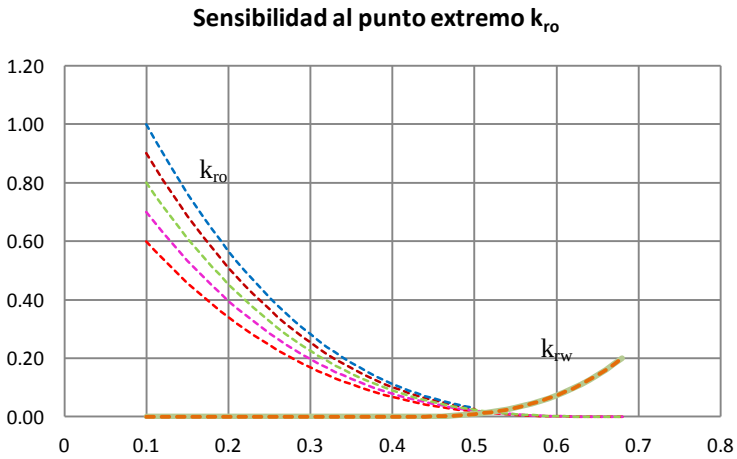


Fig. 4.1.21 Juego de curvas de k_r para diferentes puntos extremos de k_{ro}

Los resultados de las simulaciones para las diferentes curvas mostradas en la Fig. 4.1.21 muestran que el impacto de este parámetro es poco significativo con respecto a los parámetros previamente analizados, lo cual se muestra en la Fig. 4.1.22

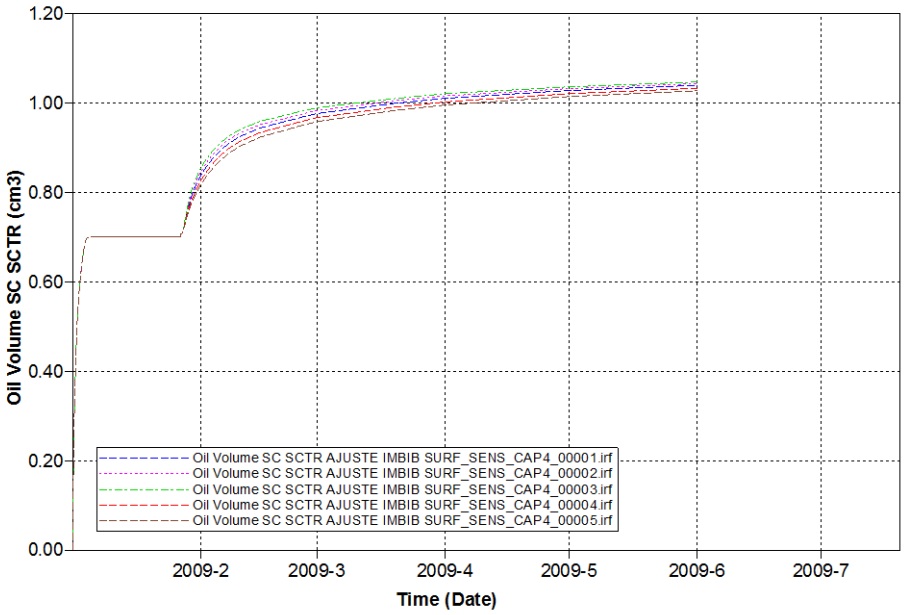


Fig. 4.1.22 Recuperación de aceite para diferentes valores de puntos extremos de k_{ro}

IV.1.2.4 Sensibilidad a la curva de Permeabilidad Relativa al agua, k_{rw}.

Otro de los parámetros de las curvas de permeabilidades relativas que se ve afectados por el uso de los surfactantes es la curva de permeabilidad relativa al agua, k_{rw}, la cual como ya se ha mencionado tiende a mejorar la eficiencia de flujo del aceite al experimentar la roca un cambio en su mojabilidad, ya que el agua tiende a adherirse a su superficie cuando tiene preferencia por el agua. Este efecto se traduce en una disminución del valor de la curva de permeabilidad relativa al agua, por lo que se analizarán los efectos que tienen diferentes puntos extremos de la curva de k_{rw}. En Fig. 4.1.23 se muestra el juego de curvas empleado para un rango de puntos extremos de la curva de k_{rw} entre 0.2 hasta 0.6; los resultados obtenidos mostraron que la recuperación de aceite por efecto de este cambio no parece ser tan importante, ya que prácticamente la curva que define la recuperación de aceite se mantuvo sin cambios, como puede observarse en la Fig. 4.1.24.

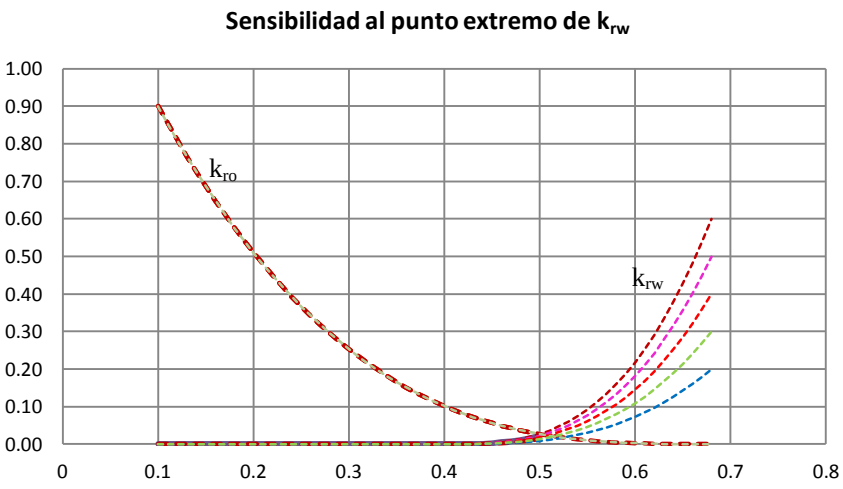


Fig. 4.1.23 Juego de curvas de k_r para diferentes puntos extremos de k_{rw}

Swcrit	Sorw	Krocw	Krwiro	nw	no	SIMULACION
0.4	0.32	0.9	**0.3**	3	3	AJUSTE IMBIB SURF_SENS_CAP4_ENDPKRW_00001.dat
0.4	0.32	0.9	**0.5**	3	3	AJUSTE IMBIB SURF_SENS_CAP4_ENDPKRW_00002.dat
0.4	0.32	0.9	**0.2**	3	3	AJUSTE IMBIB SURF_SENS_CAP4_ENDPKRW_00003.dat
0.4	0.32	0.9	**0.6**	3	3	AJUSTE IMBIB SURF_SENS_CAP4_ENDPKRW_00004.dat
0.4	0.32	0.9	**0.4**	3	3	AJUSTE IMBIB SURF_SENS_CAP4_ENDPKRW_00005.dat

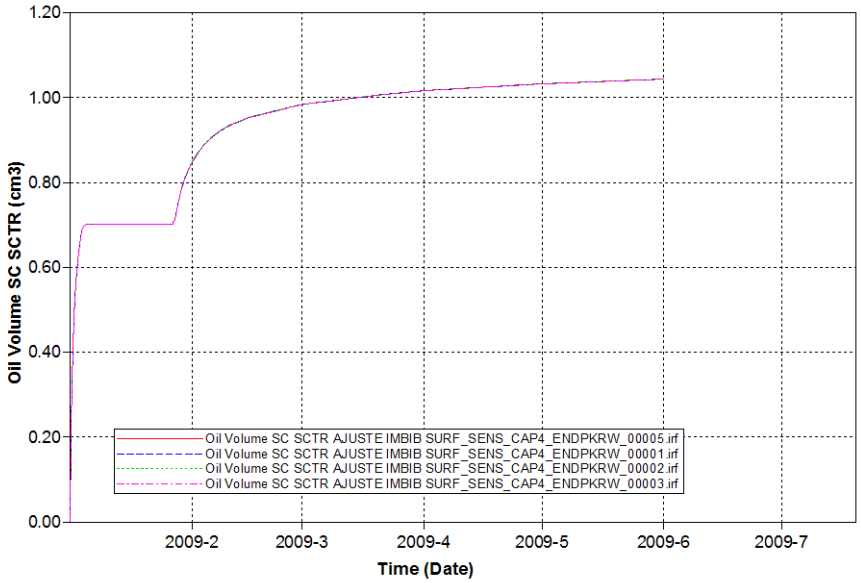


Fig. 4.1.24 Efecto de la sensibilidad al punto extremo de k_{rw}

Como conclusión de los ejercicios anteriores se pudo notar que el efecto que tiene un mayor impacto en la recuperación adicional de aceite por efecto de los surfactantes es la disminución de la saturación residual de aceite, S_{orw}, seguido por el exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite, k_{ro}, y finalmente el exponente de la curva de k_{rw} es la que menos impacto tiene en la liberación adicional de aceite.

IV.2 Principal utilidad de la simulación numérica en la determinación de la fracción del yacimiento que puede ser candidato para la aplicación de un proceso de EOR utilizando agentes químicos.

La aplicación de un proceso de EOR para un yacimiento naturalmente fracturado en las zonas que han sido barridas por el avance de los contactos Gas-aceite y/o Agua-aceite, tiene como objetivo una porción del aceite remanente que se encuentra en las zonas de menor conductividad o matriz, el cual se puede traducir en volúmenes importantes de aceite a recuperar y que motivan la aplicación de este tipo de procesos. Sin embargo, el número de pruebas de laboratorio que se puede realizar en muestras de roca del yacimiento llega a ser reducido, principalmente por limitaciones presupuestales, así como por los largos tiempos que toman las determinaciones de laboratorio, lo que origina un incremento en el nivel de incertidumbre, sobre todo cuando en el yacimiento se presenta una gran diversidad de tipos de roca (litotipos), con propiedades que también son variables, por lo que a fin de tener una mejor idea de la factibilidad de la aplicación de este tipo de procesos, es necesario realizar simulaciones adicionales que permita complementar los resultados de los ajustes realizados a las pruebas de laboratorio disponibles y que como resultado den lugar a un mayor sustento a las inversiones que se realizaran en aplicaciones futuras de campo como las pruebas piloto. En la Fig. 4.2.1 se muestra la distribución de litotipos para el yacimiento de estudio, YNF costa-afuera.

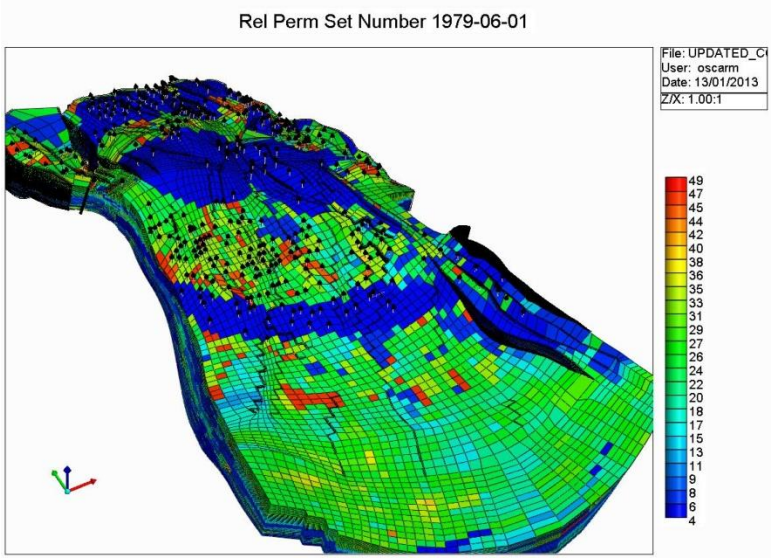


Fig. 4.2.1, Distribución de tipos de roca en el yacimiento de estudio. (Grupo de Ingeniería de Yacimientos RMNE, 2000).

IV.2.1 Selección de litotipos representativos del yacimiento.

En esta parte del presente trabajo se analiza el efecto que tiene la aplicación de surfactantes en los diferentes litotipos que se presentan en el yacimiento, con base en el ajuste de los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio en muestras de roca con surfactantes. El análisis tiene fundamento en el hecho de que dichas pruebas de laboratorio se realizan solo en un tipo de roca y el propósito es hacerlas extensivas a una mayor cantidad de litotipos del yacimiento.

Se consideró como base para la determinación de la cantidad de litotipos presentes, el modelo de simulación del yacimiento en estudio del año 2000 (Grupo de Ingeniería de Yacimientos, RMNE, 2000). El número de litotipos para el sistema matriz es de 45, los cuales se encuentran identificados por los números del 3 al 47 en la Fig. 4.2.2 y en ésta se muestra la frecuencia con la que se presenta cada uno de los litotipos en el yacimiento y que sirve en la determinación de los litotipos más representativos.

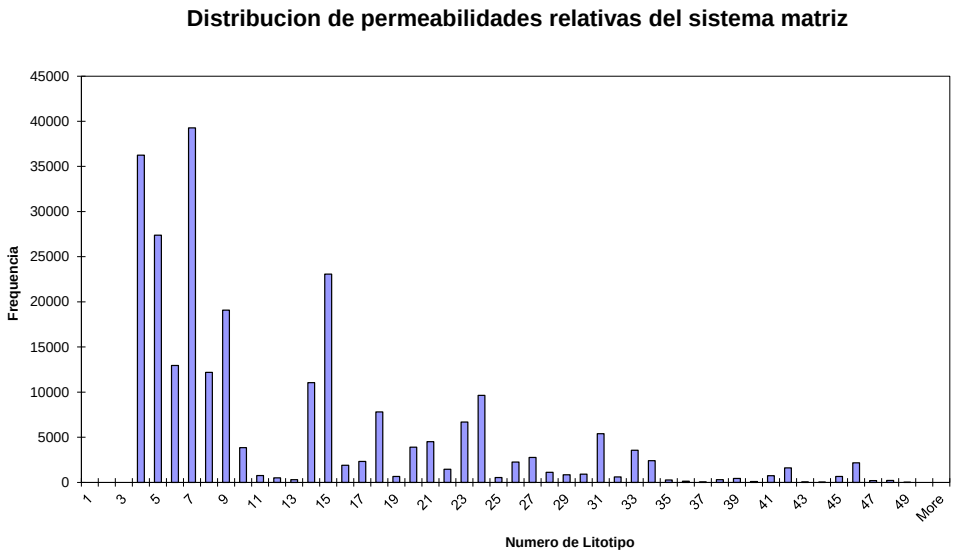


Fig. 4.2.2, Frecuencia de los litotipos en el yacimiento de estudio (Grupo de Ingeniería de Yacimientos RMNE, 2000).

En la Fig. 4.2.2 se observa que cinco tipos de roca son los que se presentan con mayor frecuencia en el yacimiento (litotipos 4, 5, 7, 9 y 15), por lo que el trabajo se enfocará en el análisis de estos litotipos.

Como se mencionó previamente, a cada tipo de roca, le corresponde un juego de curvas de permeabilidades relativas, en la Fig. 4.2.3, se muestran las curvas de permeabilidades relativas características de los litotipos que se presentan con más frecuencia en el yacimiento.

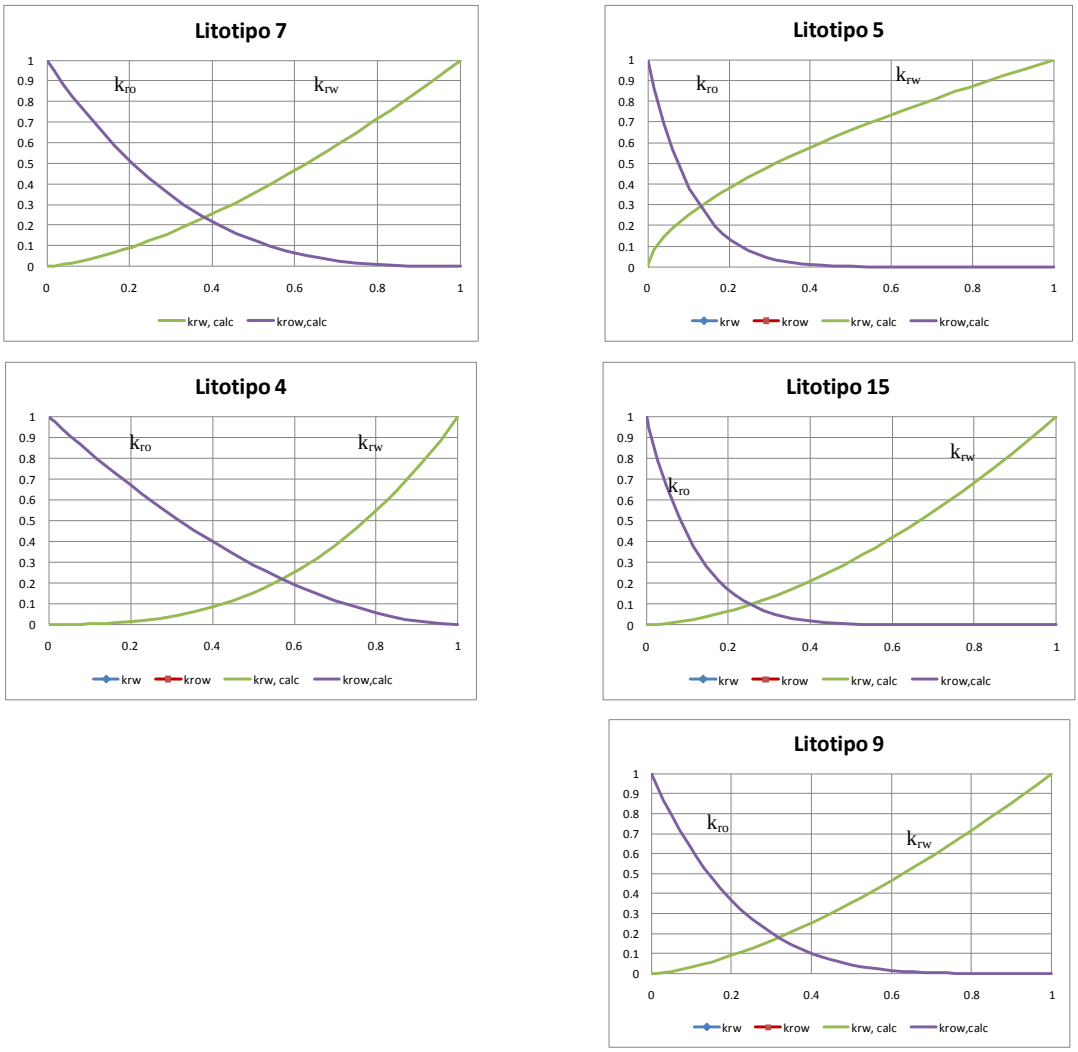


Fig. 4.2.3, Curvas de permeabilidad relativa de los litotipos más representativos en el yacimiento (Grupo de Ingeniería de Yacimientos RMNE, 2000.)

IV.2.2 Principales características de los litotipos representativos del yacimiento.

La Fig. 4.2.3 muestra las curvas de permeabilidades relativas de los tipos de roca que se presentan con más frecuencia en el modelo de simulación, de lo cual se destaca el tipo de mojabilidad al aceite que se presenta en los litotipos 5, 15 y 9, las cuales muestran un cruce de las curvas de permeabilidad relativa en valores menores a 0.5.

Además de los exponentes de las curvas al aceite (N_o), las cuales presentan valores de más de 5.0, lo cual conforme al criterio de Craig, previamente mencionado implicaría un tipo de mojabilidad preferencial hacia el aceite.

Para el caso de las litotipos 7 y 4, estos aparentan un comportamiento de mojabilidad intermedia, ya que el cruce de las curvas de k_{rs} se encuentra en un valor muy cercano a 0.5. Otro aspecto importante en las características de estos litotipos más representativos es que se tienen valores completamente distintos de S_{orw} y como fue descrito previamente, este parámetro afecta la recuperación de aceite en forma directa.

IV.2.3 Extensión de los resultados del modelado del experimento de imbibición y alteración de mojabilidad.

La evaluación del beneficio del proceso de imbibición y de la aplicación de surfactantes para los litotipos más representativos presentes en el YNF costa-afuera, se realizó con el mismo modelo de simulación de la celda de imbibición generado en STARS® de CMG (Figs. 4.1.15 y 4.1.16), donde la muestra de roca con una saturación inicial de aceite de 57% es primeramente rodeada por agua de formación y después de un tiempo es reemplazada por una solución de agua de mar con surfactantes al 0.1% en peso. Esta simulación del experimento se evaluó para los cinco litotipos del yacimiento descritos previamente, donde la primera curva de permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite usada en el modelo de simulación para la etapa de imbibición natural por efecto de agua de formación, corresponde a las descritas en la Fig. 4.2.3, y para el caso de la segunda parte del experimento que corresponde a la alteración de mojabilidad por efecto de los surfactantes, se propuso una segunda curva basada en el ajuste de las pruebas realizada en el núcleo del C-1035, previamente descrita en el Capítulo III.

IV.2.4 Alteración de las curvas de permeabilidades relativas por efecto del surfactante.

La información que se genera de las pruebas de laboratorio permite cuantificar el efecto de la imbibición natural y del surfactante en las curvas de permeabilidades relativas para un tipo de roca o litotipo en particular; sin embargo, resulta necesario conocer los valores esperados de recuperación de aceite para el resto de ltitotipos que se presentan con mayor frecuencia en el yacimiento. A fin de extrapolar dicho efecto al resto de los litotipos, se emplearon los resultados de los ajustes obtenidos por simulación numérica a la pruebas de imbibición espontánea y desplazamiento, mostrados en el Capítulo III.

En la Fig. 4.2.4 se muestra la magnitud de la alteración de la curva de permeabilidades relativas original por efecto de los surfactantes, la cual se traduce principalmente en una disminución de la saturación residual de aceite, S_{orw} en 0.14 unidades para la prueba de desplazamiento y que fue del mismo orden para el ajuste de la prueba de imbibición.

La disminución en el valor de S_{orw}, genera a su vez un cambio en el cruce de las curvas de k_{rs} al aceite y al agua hacia la derecha dando como resultado una tendencia de mayor mojabilidad al agua. Este mismo factor de disminución de S_{orw} se aplicó a las curvas de los cinco principales litotipos del yacimiento, ya mencionados.

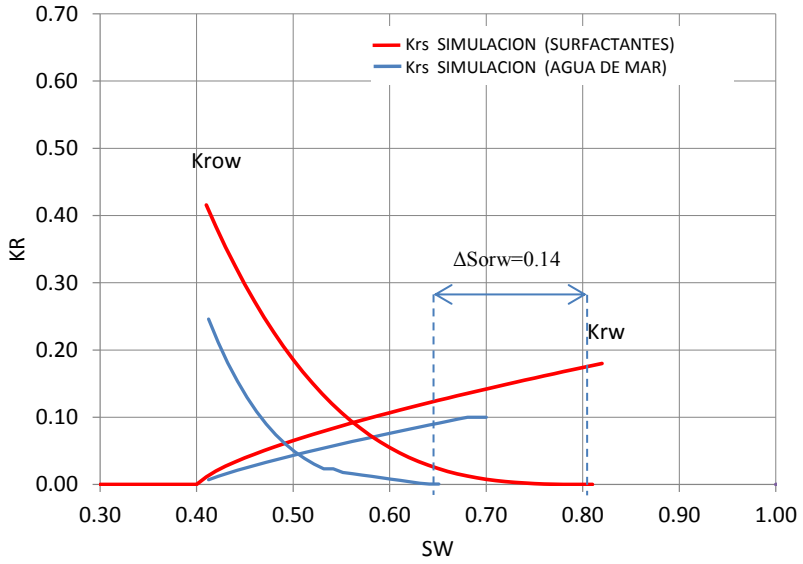
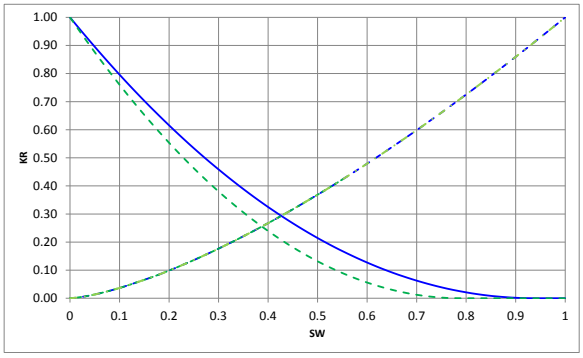


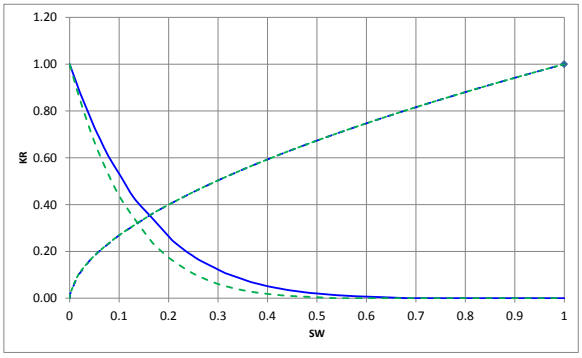
Fig. 4.2.4, Alteración de S_{orw} por efecto de los surfactantes obtenidas por simulación de experimentos de laboratorio.

En base a los cambios descritos, se propuso una curva de permeabilidades relativas alterada por efecto del surfactantes para los 5 litotipos más frecuentes en el yacimiento, en la Fig. 4.2.5 se muestra los juegos de curvas originales y alteradas para estos litotipos.

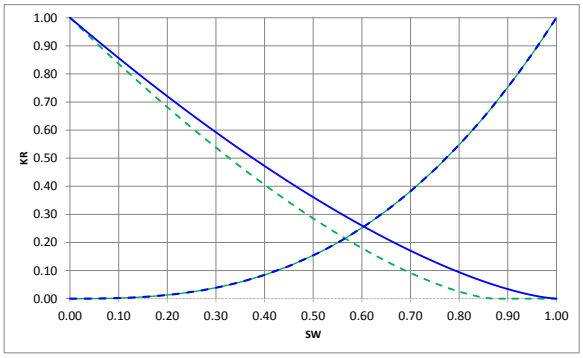
Cabe hacer mención que los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa al agua y aceite aunque sufrieron cambios en el ajuste de la prueba de imbibición se consideraran los mismos para los cinco litotipos más representativos del yacimiento en virtud de que estos no afectan de forma importante la recuperación adicional de aceite, solamente el ritmo de producción de aceite, tal y como ya fue demostrado anteriormente.



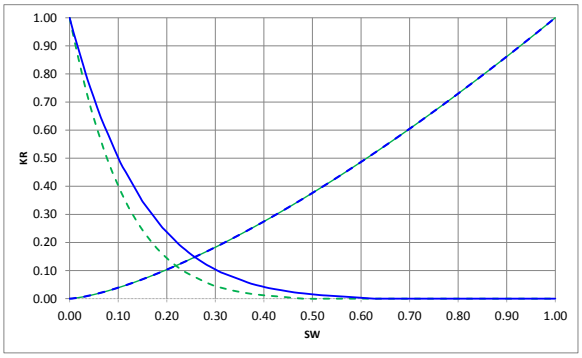
Litotipo 7



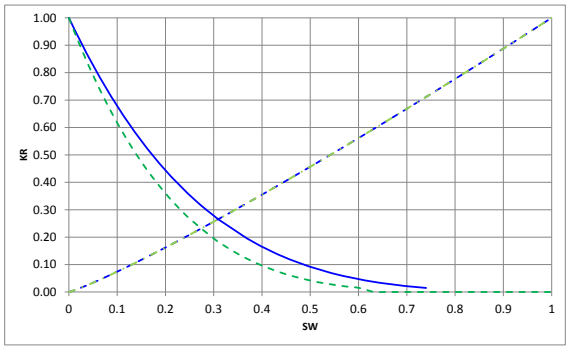
Litotipo 5



Litotipo 4



Litotipo 15



Litotipo 9

Fig. 4.2.5, Curvas de k_r originales y alteradas por efecto del surfactante.

IV.2.5 Discusión de resultados del experimento de imbibición y alteración de mojabilidad.

Los resultados obtenidos en la simulación muestran que los litotipos 7 y 4 generan una recuperación mayor de aceite durante la primera etapa que corresponde a imbibición espontánea en agua de formación, lo cual se debe a que éstos litotipos presentan características de mojabilidad intermedia a diferencia del resto, que por las características de sus curvas corresponden a mojabilidad al aceite.

La segunda parte del experimento que corresponde al efecto de la solución de agua de mar con surfactantes, esta tiene un efecto diferente para cada uno de los litotipos.

En la Fig. 4.2.6 se muestra la recuperación adicional obtenida para cada uno de los cinco litotipos.

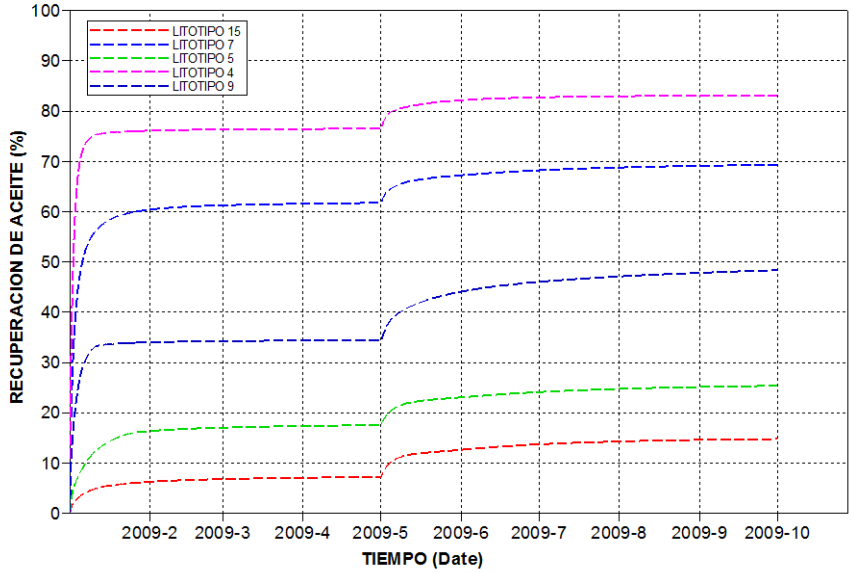


Fig. 4.2.6, Recuperación por imbibición y surfactantes observada en cinco litotipos del yacimiento.

De los resultados anteriores se observa que los litotipos que presentan mojabilidad intermedia (7 y 4) también recuperan una cantidad mayor de aceite en el experimento de imbibición espontánea, debido a los valores bajos de S_{orw}, los cuales son menores comparados con el resto de las curvas (15, 5 y 9). Sin embargo, este hecho descarta que el beneficio por efecto de los surfactantes también sea mayor, lo cual se debe principalmente a que el valor de saturación de aceite residual en este tipo de rocas es menor y por lo tanto el volumen disponible por recuperar por efecto de los productos químicos también es menor. Por otro lado, las curvas con mojabilidad al aceite, presentaron una menor recuperación durante la etapa de imbibición, sin embargo en la etapa de alteración de mojabilidad su recuperación fue mayor comparada con las de mojabilidad intermedia. En la Fig. 4.2.7 se presenta en forma gráfica la recuperación de aceite para cada uno de los litotipos en las dos etapas del experimento de imbibición.

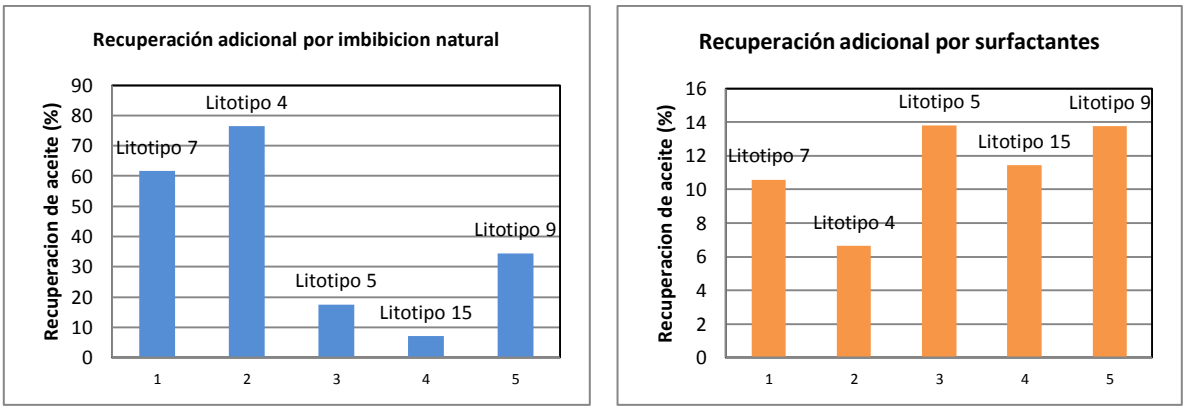


Fig. 4.2.7 Evaluación de la recuperación de aceite en los cinco litotipos más representativos.

En los resultados obtenidos de la simulación del experimento, se pudo observar que la alteración de mojabilidad en las curvas de permeabilidades relativas por efecto de productos químicos, en aquellos litotipos como el 7 y 4, que presentan características originales de mojabilidad intermedia, no reportan un incremento importante en la etapa de recuperación adicional por surfactantes , lo cual se debe principalmente a que estos litotipos con estas características de mojabilidad como ya se mencionó, tienen una mejor capacidad de imbibición de forma natural, dejando bajas saturaciones de aceite disponible para el proceso con surfactantes, lo cual se traduce en una recuperación menor durante esta etapa.

Por otro lado, para el caso de los litotipos 5, 15 y 9, que presentan de forma original características de mojabilidad al aceite, al igual que en el ejercicio anterior, se observó una recuperación muy limitada en la primera etapa del experimento, debido a su baja capacidad de imbibición natural, lo cual es característico de este tipo de rocas; sin embargo, el incremento de recuperación en la etapa de surfactantes que genera una tendencia de mayor mojabilidad al agua impuesto por las curvas de permeabilidades relativas si genera un efecto de recuperación adicional importante.

Como una primera aproximación, al requerirse todavía mayor cantidad de información y de elaboración, y con la finalidad de asociar la fracción del yacimiento con la recuperación observada por imbibicion natural y por el efecto de surfactantes en los diferentes litotipos más importantes, se consideró la frecuencia con la que cada uno de estos está presente en el yacimiento, en la Tabla 4.2.1 se muestra un resumen de las recuperaciones observadas de cada uno de los litotipos y la frecuencia de cada uno de estos en el yacimiento.

Tabla 4.2.1 Resumen de recuperación por imbibición natural para los litotipos más representativos

LITOTIPO	OOIP	REC IMBIB	FR IMBIB	FRECUENCIA
#	cm3	cm3	%	%
7	5.425	3.35	61.71	27
4	5.425	4.15	76.46	25
5	5.425	0.95	17.55	19
15	5.425	0.39	7.22	16
9	5.425	1.87	34.38	13

Los resultados anteriores se presentan en forma gráfica en la Fig. 4.2.8, donde se puede concluir que aproximadamente en el 52% del yacimiento se observaría una recuperación promedio del 70% por efecto de imbibición natural generada por los litotipos 4 y 7. El restante 48% del yacimiento, dado por la frecuencia de los litotipos 5, 15 y 9 reportarían una recuperación promedio del 20%

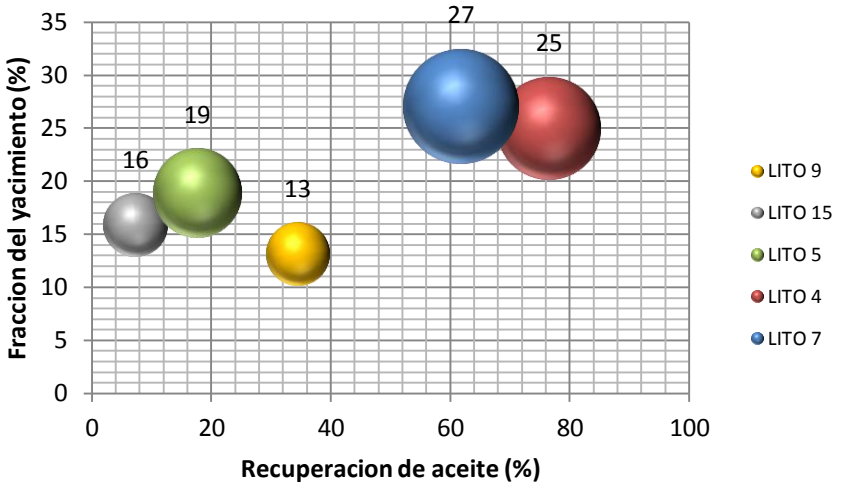


Fig. 4.2.8 Fracción del yacimiento asociada a la recuperación por imbibición natural para los litotipos más representativos.

De igual forma, para el caso de imbibición por efecto de surfactantes, se realizó el mismo ejercicio, cuyos resultados se muestran en la Tabla 4.2.2.

Tabla 4.2.2 Resumen de recuperación por imbibición por surfactantes para los litotipos más representativos

LITOTIPO	OOIP	REC IMBIB	FR IMBIB	FRECUENCIA
#	cm3	cm3	%	%
7	5.425	0.57	10.58	27
4	5.425	0.36	6.63	25
5	5.425	0.75	13.79	19
15	5.425	0.62	11.46	16
9	5.425	0.75	13.77	13

En la Fig. 4.2.9 se muestran de forma gráfica los resultados de recuperación por imbibición con surfactantes para diferentes fracciones del yacimiento, en base a la frecuencia con que se presentan cada uno de los litotipos.

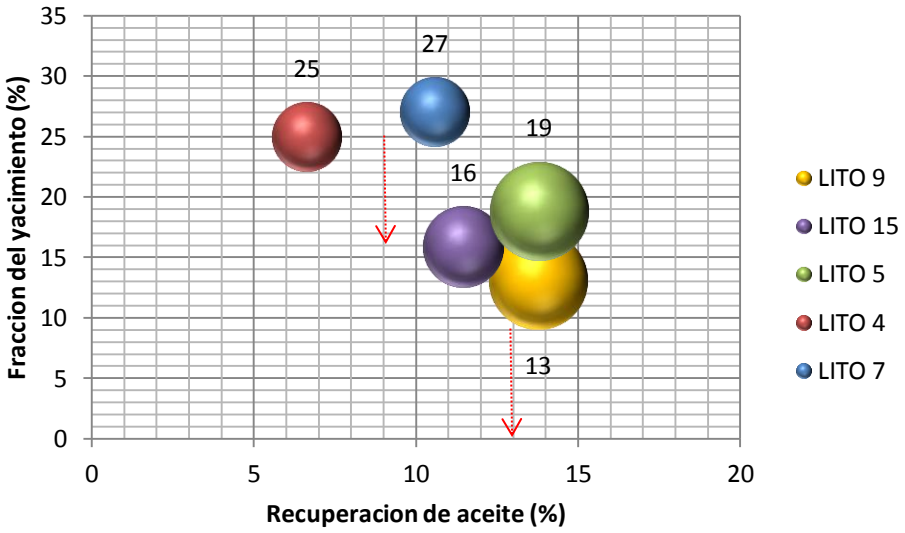


Fig. 4.2.9 Fracción del yacimiento asociada a la recuperación por imbibición por surfactantes para los litotipos más representativos.

En la Fig. 4.2.9, se puede observar que para el 48% del yacimiento, considerando que ahí se encuentran presentes los litotipos 5,15 y 9, los resultados obtenidos de recuperación adicional del aceite por imbibición con surfactantes representan una recuperación adicional promedio de 13% del aceite remanente, mientras que para el 52% restante del yacimiento, el valor de recuperación adicional es del 9% del aceite remanente, en promedio. Es conveniente mencionar que estas cifras representan una primera y burda estimación, que podría ser considerada en cierta forma como optimista, ya que solo se contó con los resultados de un único experimento de laboratorio, por lo que cualquier imprecisión en sus resultados se verían magnificados en la estimación anteriormente presentada. No obstante, se considera que esta argumentación permite resaltar la gran importancia que reviste el contar con mayor cantidad y calidad de información que permita obtener estimaciones más aproximadas de la aplicación de la metodología presentada en este trabajo.

De forma preliminar y cualitativa se puede anticipar que si la mayoría del yacimiento presenta características de mojabilidad al aceite, se cuenta con una mayor cantidad de aceite remanente atrapado en el sistema de baja conductividad (matriz), por lo que un proceso de EOR en el que se empleen soluciones de productos químicos tiene mejores posibilidades de recuperar una mayor cantidad de aceite en comparación con un yacimiento donde predominen tipos de roca con características de mojabilidad intermedia, donde el proceso que domina sería el de imbibición natural.

Los resultados de los ejercicios de simulación realizados en este trabajo permiten generar algunas conclusiones generales acerca de la aplicación de soluciones surfactantes que puedan alterar la mojabilidad original de rocas mojables por aceite presentes en las dos zonas de un yacimiento donde se tenga aceite remanente, una sería la zona invadida por el avance del casquete de gas y otra la zona invadida por el avance del acuífero.

Para el caso de la zona del casquete de gas, donde la matriz no ha sido contactada por el agua, si el tipo de roca que predomina fuera del tipo de mojabilidad intermedia, la presencia de agua en el casquete permitiría, al menos teóricamente, mediante el proceso de imbibición natural movilizar una buena cantidad del aceite remanente en dicha zona; sin embargo debido a la naturaleza de alta intensidad de fracturamiento del yacimiento no sería recomendable inyectar el agua como tal, por lo que sería necesario diseñar un proceso que permitiera disminuir la alta movilidad del agua en el sistema de fracturas, como ocurre con un sistema de surfactante espumado, permitiendo que al coalecer cierta porción de la espuma, su fase líquida permita su imbibición en el sistema de menor conductividad, liberando una porción del aceite entrampado en dicho medio. Sin embargo, si las mojabilidades que predominan en la zona del casquete de gas son al aceite, entonces se requerirá considerar en la aplicación, un surfactante que además de tener la función de espumar permita de forma paralela generar un efecto importante en la alteración de la mojabilidad hacia el agua a fin de promover una mayor imbibición y que permita recuperar una parte importante del aceite remanente que se encuentra en la matriz.

Cabe hacer mención que los surfactantes pueden ser diseñados para promover la generación de espumas estables y de forma paralela generar en menor o mayor medida el efecto de alteración de la mojabilidad de la roca, lo cual está determinado por la cantidad de productos alteradores en la formulación, aunque esto a la vez tendrá un efecto importante en la economía del proyecto.

Por otro lado para el caso de la zona invadida por agua, debido a que la matriz ya fue contactada por el agua de formación, si la roca presenta características de mojabilidad intermedia, es muy probable que el efecto de imbibición natural ya haya tenido lugar en la etapa de agotamiento primario por avance del acuífero y las saturaciones residuales de aceite sean bajas, lo cual tendría como efecto, recuperaciones bajas y se debería investigar más a fondo antes de realizar inversiones importantes en yacimientos agotados por agua o zonas donde el avance del acuífero ha generado zonas de aceite remanente. Sin embargo, en esta misma zona del yacimiento, si las mojabilidades que predominan son al aceite, entonces el empleo de surfactantes con el objetivo de alterar la mojabilidad de la roca permitiría recuperar una cantidad significativa del aceite que se encuentra como remanente en esta zona barrida por avance del acuífero, por lo que es necesario llevar a cabo la mayor cantidad de mediciones en muestras de roca que permitan confirmar el tipo de mojabilidad a lo largo de la zona invadida por avance del acuífero y verificar en el laboratorio la formulaciones que permitan disminuir las saturaciones residuales de la roca a un nivel tal que permita llevar a cabo del proceso de forma rentable.

CAPITULO V.

SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN FORMA ESPUMADA EN MODELOS RADIALES.

V.1 Características del modelo radial.

V.2 Características y comportamiento de la espuma.

V.3 Conceptualización del modelo de espumas.

V.4 Ajuste del modelo de espuma con datos de campo.

V.5 Sensibilidad a varios parámetros durante la inyección de espuma.

La siguiente escala dentro de la simulación de procesos de EOR, es el empleo de modelos de simulación radiales, los cuales tienen como objetivo principal el diseño de pruebas de campo a nivel de pozo, con las cuales se podrá determinar el nivel de éxito para la definición de la aplicación a una mayor escala, además de que este tipo de pruebas generan mayor información del proceso. En este capítulo se estudiará en modelos radiales la aplicación de soluciones de surfactantes en forma espumada en la zona invadida por gas considerando la heterogeneidad del sistema matriz-fractura, así como las condiciones actuales de presión y temperatura que predominan en el yacimiento.

V.1 Características del modelo radial.

Se seleccionó un área de la parte sur del yacimiento en estudio, YNF costa-afuera, que a condiciones actuales tiene un desarrollo importante del casquete de gas, dicha zona se ubicó dentro del modelo de simulación ajustado en STARS® de CMG (Proyecto CMG-PEP, 2011) y se extrajo la información necesaria para la construcción del modelo radial. En la Fig. 5.1.1 se muestra la ubicación seleccionada considerando como referencia la localización del pozo YNF-1.

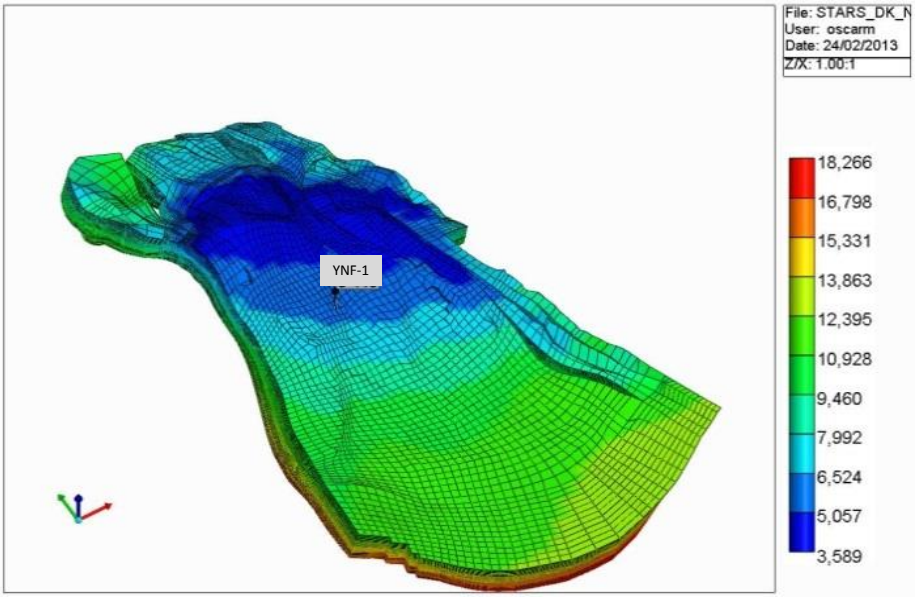
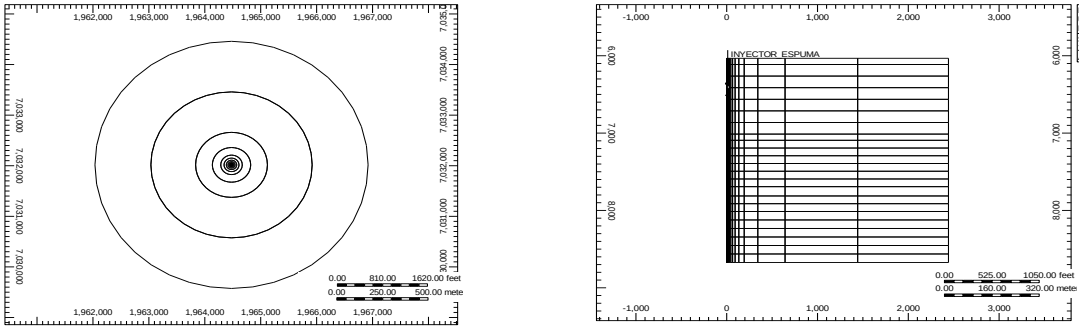


Fig. 5.1.1, Ubicación de la zona de interés para el estudio mediante modelos radiales.

En base al comportamiento del avance del contacto gas-aceite, se tiene que para el año 2009, la posición de este, se ubicó a una profundidad de 6953ft (2120mv). Tomando esta fecha como referencia, se extrajo del modelo de simulación ajustado la información necesaria para la población del modelo radial, la cual consistió de propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad del sistema matriz y fractura, propiedades de los fluidos, representadas por las fracciones molares de gas y aceite, presiones de matriz - fractura y saturaciones de aceite y gas.

Las dimensiones que se consideraron en el modelo radial son 23 capas y 20 anillos, donde la frontera exterior se ubicó a una distancia de 1,700 pies, equivalente a un poco más de 500 metros a partir del centro del modelo, cabe hacer mención que en el yacimiento de estudio, YNF costa-afuera, el espaciamiento entre pozos es de alrededor de 300 metros, por lo que la distancia considerada del centro del pozo a la frontera externa del modelo es suficiente para tomar en cuenta esta condición. En lo que se refiere a la altura o espesor del modelo, se consideraron 2500 pies equivalentes a 762 metros, de los cuales 300 metros corresponden a la zona de gas, en el yacimiento el espesor de la capa de gas es variable, desde 1000 metros verticales considerando la cima de la estructura a unas cuantas decenas de metros en la parte de los flancos. En la Fig. 5.1.2, se muestran las dimensiones y características del modelo de simulación radial.

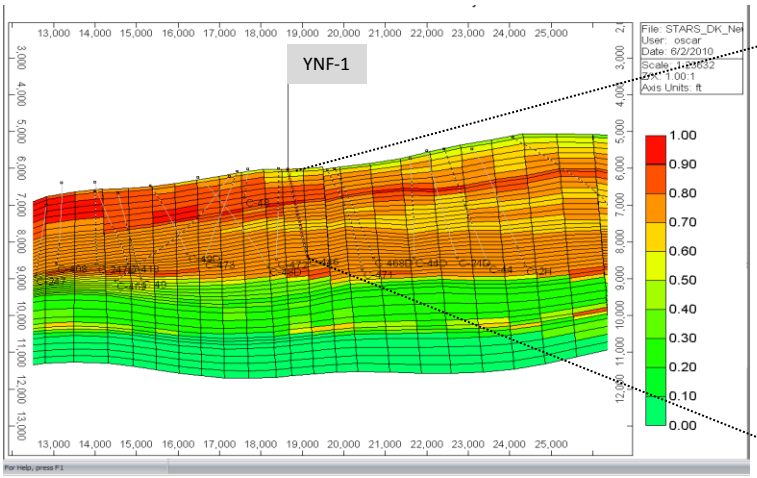


Vista areal del modelo radial

Vista de perfil del modelo radial

Fig. 5.1.2, Dimensiones del modelo radial de simulación

Para la extracción de la información proveniente del modelo de simulación numérica se consideraron las celdas que se encuentran sobre la trayectoria del pozo YNF-1, en la Fig. 5.1.3 se muestra una sección extraída del modelo de simulación ajustado, donde se presenta la propiedad de saturación de aceite en la matriz del modelo junto con los valores de las propiedades de saturación de aceite, agua y gas que se incorporaron al modelo radial.



	SO		SG	SG	SW	SW
	M	F	M	F	M	F
1	0.6033	0.04	0.3785	0.96	0.02	0
2	0.5799	0.039	0.3096	0.96	0.1104	0
3	0.6731	0.039	0.216	0.96	0.111	0
4	0.7509	0.039	0.1374	0.96	0.1118	0
5	0.8076	0.039	0.08	0.96	0.1125	0
6	0.8493	0.039	0.037	0.96	0.1137	0
7	0.8873	0.039	0.0382	0.96	0.0745	0
8	0.9318	0.9993	0.0467	0	0.0215	0
9	0.7594	0.9993	0.2191	0	0.0215	0
10	0.7562	0.9993	0.2108	0	0.033	0
11	0.7658	0.9993	0.2005	0	0.0336	0
12	0.7216	0.9993	0.202	0	0.0765	0
13	0.7392	0.9993	0.1847	0	0.076	0
14	0.699	0.9993	0.2277	0	0.1025	0
15	0.6857	0.9993	0.2132	0	0.1011	0
16	0.6978	0.9993	0.2011	0	0.1011	0
17	0.7088	0.9993	0.1901	0	0.1011	0
18	0.7175	0.9993	0.1817	0	0.1008	0
19	0.7302	0.9993	0.169	0	0.1008	0
20	0.7424	0.9993	0.1568	0	0.1008	0
21	0.7547	0.9993	0.1444	0	0.1009	0
22	0.7655	0.9993	0.1336	0	0.1008	0
23	0.7763	0.9993	0.1228	0	0.1009	0

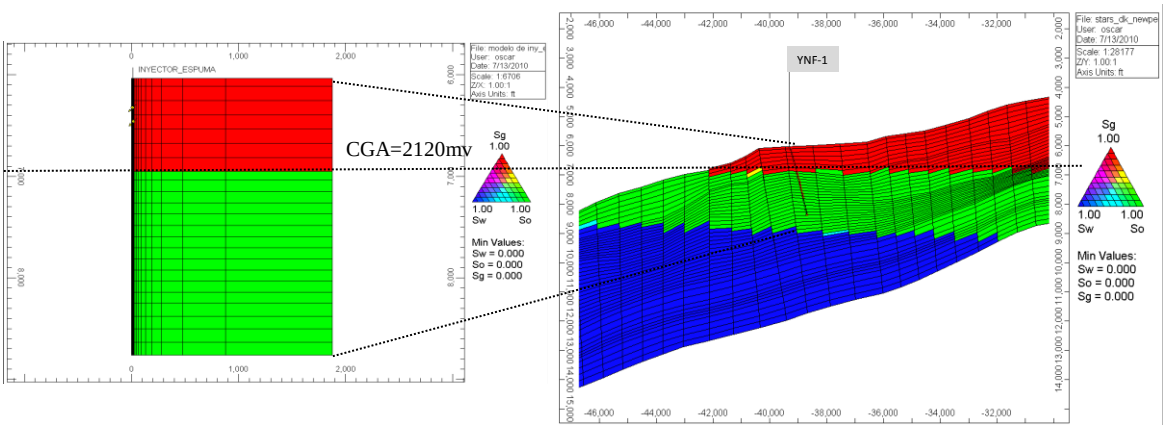
SG= Saturacion de aceite.

SG=Saturacion de gas.

SW=Saturacion de agua

Fig. 5.1.3, Sección de la zona del pozo YNF-1 en el modelo de simulación ajustado en STARS® y valores de saturación de fluidos para el modelo radial.

Con la información de todas las propiedades dinámicas del sistema matriz –fractura, provenientes del modelo de simulación para el año 2009 (Proyecto CMG-PEP, 2011), se realizó la población del modelo radial, las cuales representan las condiciones iniciales de simulación. En la Fig. 5.1.4 se muestra una sección del modelo radial poblado para la propiedad de saturación de aceite y gas en la fractura, así como la ubicación del contacto gas-aceite, CGA, para esa fecha. También se muestra en el centro del modelo, la ubicación del pozo, terminado en la zona del casquete de gas con dos intervalos disparados, uno superior, que tendrá la función de inyectar soluciones de surfactantes en forma espumada y otro inferior, con la función de producir los fluidos obtenidos del proceso, de esta forma las soluciones de surfactantes en forma espumada que son inyectadas en el intervalo superior tendrán la función de alojarse en el sistema de fracturas y de forma progresiva la coalescencia de la espuma da lugar al proceso de imbibición en el sistema de fracturas, generando un proceso de intercambio de agua con surfactante por aceite, el cual es expulsado hacia el sistema de fracturas y por segregación gravitacional esta mezcla de fluidos se alojara por encima del contacto gas aceite, el cual será producido por el intervalo inferior.



Modelo de 23 capas

Sección transversal del área de interés

Fig. 5.1.4, Ubicación del CGA y del pozo inyector-productor dentro del modelo de simulación radial.

V.1.1 Modelo de fluidos.

El número de pseudocomponentes empleado para esta simulación fue de once, de los cuales seis corresponden al aceite y gas, incluyendo el nitrógeno. Este número de pseudo-componentes proviene del ajuste PVT realizado a la composición original del yacimiento, obtenida durante el inicio de la explotación del yacimiento en estudio, YNF costa-afuera (Proyecto CMG-PEP, 2011). Los otros cinco corresponden a los componentes que dan lugar a la formación y descomposición de la espuma. En la Fig. 5.1.5 se muestran dichos componentes con algunas de sus propiedades como pesos moleculares y presiones y temperaturas críticas, más adelante se explicará en detalle el uso de este número de pseudo-componentes.

Componente	Pc (psi)	Tc (°F)	Peso Molecular (lb/lbmole)
Agua	0	0	0
Espuma	161.7	920.93	18.338558
Surfactante	144	527	273
Lamella	161	920	18.083667
Lamella1	161	920	18.020000
PC1	667.4	-116.57	16.04
PC23	669.18	139.25	36.03
PC45	519.38	335.45	64.72
PC6	431	453.33	86.18
PC7P	220	960.33	323.08
PN2	492.01	-232.67	28.01

Fig. 5.1.5, Componentes empleados en el modelo de simulación radial.

V.1.2 Curvas de permeabilidades relativas.

El empleo de surfactantes en forma espumada en un proceso de EOR aplicado en un yacimiento naturalmente fracturado, cuya roca tiene una mojabilidad original hacia el aceite, tiene como una de sus funciones principales, la alteración de la mojabilidad de la roca de menor conductividad o matriz, lo cual como ya se observó en el laboratorio, da lugar a un cambio en las curvas de permeabilidades relativas del sistema agua-aceite.

Por otro lado para el caso de la fractura, al entrar la espuma a este medio, muchas de las condiciones de flujo se alteran, como la permeabilidad relativa al gas, lo cual como se ha demostrado en pruebas de campo se ve disminuida, (Villavicencio et al, 2012), ya que las características de la espuma como la viscosidad aparente reducen la capacidad de flujo del gas. Este efecto se incorpora al simulador STARS® mediante una curva de interpolación del punto extremo de la permeabilidad relativa al gas, la cual se activa por presencia de espuma.

V.1.2.1 Curvas de permeabilidades relativas del sistema matriz.

Con la finalidad de representar el proceso de inyección de soluciones de surfactantes en forma espumada, se emplearon dos juegos de curvas, la primera representa las condiciones de flujo previo a la inyección de surfactantes y que corresponde al litotipo #4 y la cual será denominada como curva original.

Es conveniente mencionar que se consideró este litotipo para el modelo radial, tomando en consideración que es uno de los que se presenta con mayor frecuencia en el yacimiento.

Por otro lado la condición de flujo representativa de la inyección de soluciones de surfactantes en forma espumada es emulada mediante una curva modificada con tendencia a mojabilidad al agua, cuyo valor de alteración de S_{orw}, se obtuvo de los resultados del ajuste de los experimentos de laboratorio que ya fueron discutidos en capítulos (indicar cuáles fueron estos capítulos). El empleo de esta curva modificada se activa por efecto de la presencia del componente surfactante en el yacimiento, que a su vez genera una reducción de la tensión interfacial en base a la concentración de dicho componente, modificándose el número capilar y reduciendo la saturación residual de la matriz (modificación de la mojabilidad de la roca), dando lugar a un proceso de interpolación entre las curvas de permeabilidad relativa original y modificada en el sistema agua-aceite (Amitabh, 2008). Cabe mencionar que para el sistema gas dentro de la matriz no se considera alteración ya que se reconoce que solo se presentara imbibición de agua con surfactante.

En la Fig. 5.1.6 se muestran las curvas de permeabilidades relativas original y modificada por el uso de surfactantes; cabe mencionar que la segunda curva del sistema agua-aceite, se obtuvo en base a la disminución de la S_{orw} obtenida del ajuste a los experimentos realizados en el laboratorio y que fueron discutidos en el Capítulo III.

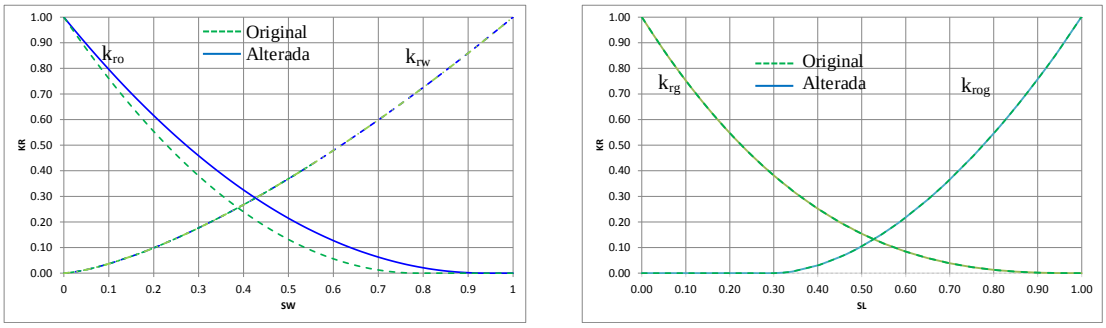


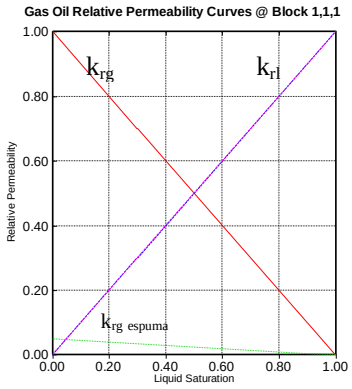
Fig. 5.1.6, Características de las curvas de k_r, normal y alterada, sistema matriz.

V.1.2.2 Sistema constituido por las fracturas.

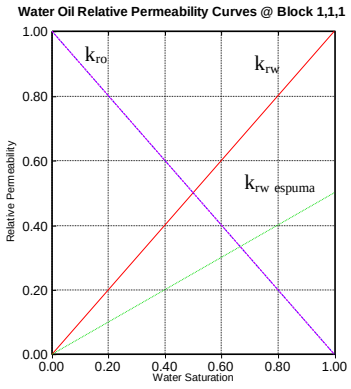
Es conveniente aclarar que el tipo de permeabilidades relativas que se han utilizado para el modelado de flujo de fluidos en el sistema de fracturas o de alta conductividad para el yacimiento en estudio, YNF costa-afuera, son las típicas líneas rectas con pendiente unitaria a 45°. Para el caso de estudio que aquí nos ocupa no será la excepción, a diferencia que en este caso el flujo de soluciones de surfactantes en forma espumada en la zona del casquete de gas, generan una alteración en la condición de movilidad al gas, por lo que este efecto se puede representar mediante un cambio en las características de la curva de permeabilidades relativas al gas cuando se tiene presencia de espuma en el sistema de fracturas.

Este cambio modifica el valor original de los puntos extremos (“end-points”) para las permeabilidades relativas al gas y al agua, lo cual tiene fundamento en el hecho de que la espuma reduce la movilidad del gas y en cierta medida la del agua, debido a que la fractura se encuentra llena de un fluido con mayor viscosidad.

En la Fig. 5.1.7 se muestra en color verde el cambio del punto extremo de las permeabilidades relativas al gas y agua, más adelante se mostrara como se determinaron los valores de punto extremos, los cuales están ligados al comportamiento del bloqueo del gas y producción de agua observados en pruebas de campo.



Permeabilidad relativa gas-aceite



Permeabilidad relativa agua-aceite

Fig. 5.1.7, Características de las curvas de k_r, normal y alterada, sistema de fracturas

V.2 Características y comportamiento de la espuma.

La espuma es una dispersión de un volumen grande de gas en un volumen pequeño de líquido Green D. y Wilhite (1998). Una espuma se produce cuando un líquido que contiene una pequeña concentración de agente espumante se pone en contacto con un gas mediante el efecto de energía mecánica, ocasionando que estos componentes se mezclen. Los agentes espumantes que se emplean de forma común son los surfactantes, cuyo proceso de escrutinio o selección a nivel de laboratorio se basa en la estabilidad de la espuma o tiempo de vida obtenida para las condiciones de temperatura, salinidad del agua de formación y composición del agua que se emplea para generar la solución que se inyectara al yacimiento, (López S. et al, 2009).

Para el caso del yacimiento en estudio, cuya localización es costa-afuera, es común emplear el agua de mar para fines de inyección, por lo que es necesario realizar el proceso de escrutinio de estos productos químicos, empleando la composición de dicha agua, donde la concentración de sales tienen un efecto fundamental en la estabilidad de la espumas, (López S. et al, 2009).

La aplicación de soluciones de surfactantes en forma espumada en la zona del casquete de gas como proceso de recuperación mejorada, presentan las siguientes ventajas,

- Evita la segregación de dichas soluciones.
- Reduce la canalización de las soluciones de surfactantes en la red de fracturas.
- Mejora la distribución de fluidos dentro del yacimiento.
- Reduce la movilidad del gas del casquete generando un medio menos heterogéneo.

La generación de espuma para las aplicaciones de campo se puede llevar a cabo en superficie o fondo, aunque para este estudio se analiza la inyección de una espuma preformada en superficie, la cual es el resultado de la energía mecánica ocasionada por el choque de las corrientes de agua con surfactante y gas.

V.2.1 Calidad y densidad de la espuma.

Las espumas se pueden caracterizar mediante dos aspectos principales, uno que se denomina calidad y otro la distribución del tamaño de las burbujas. La calidad se puede definir como la fracción o el porcentaje de gas que se encuentra dentro del volumen total de la mezcla y el tamaño de burbujas se especifican en términos del tamaño o diámetro promedio de las burbujas, que a su vez se denomina textura (Green D. y Wilhite, 1998).

Como ya se ha mencionado, la generación de espuma en superficie se da como resultado de la mezcla de las corrientes de agua con surfactante y gas, donde los volúmenes de cada una de estas corrientes dan lugar a lo que ya previamente se ha denominado calidad, cabe mencionar que el gas a condiciones de superficie ocupa un gran volumen por lo que la calidad a estas condiciones siempre será mayor comparada con la de las condiciones de fondo o yacimiento, entonces se podría decir que el comportamiento de la espuma en términos de calidad, es función del cambio de volumen que experimenta el gas que se encuentra contenido en esta, en la Fig. 5.1.8 se muestra el comportamiento de la calidad de la espuma para diferentes valores de presión, a partir de datos reales de volúmenes inyectados de agua con surfactante y gas a condiciones de superficie. Estos cálculos fueron obtenidos a partir de información de pruebas de campo para el control de movilidad de gas con soluciones de surfactantes en forma espumada (Villavicencio et al, 2012).

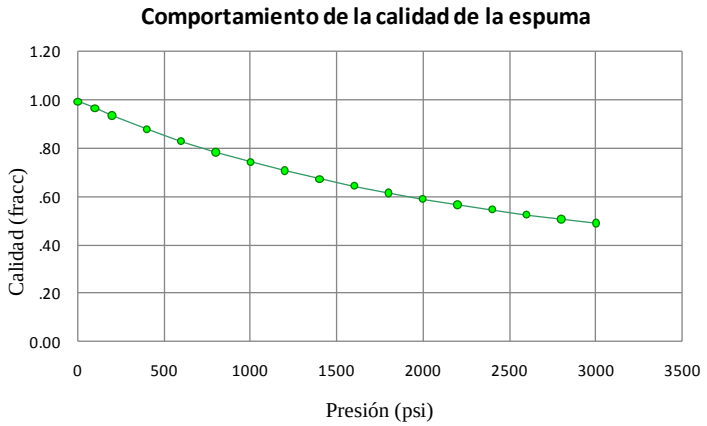


Fig. 5.1.8, Comportamiento típico de la calidad de la espuma vs presión.

Al igual que la calidad, la densidad tiene un comportamiento equivalente, lo cual quiere decir que los cambios en los volúmenes de gas contenido en la espuma se deben principalmente a la diferencia de presión, por lo que la densidad a condiciones de superficie tendrá valores menores comparada con las condiciones de fondo. En la Fig. 5.1.9, se muestra un comportamiento típico de la densidad de la espuma para un rango de presiones desde la superficie hasta la profundidad del intervalo disparado del pozo donde se llevó a cabo la inyección durante una prueba de control de movilidad con espuma.

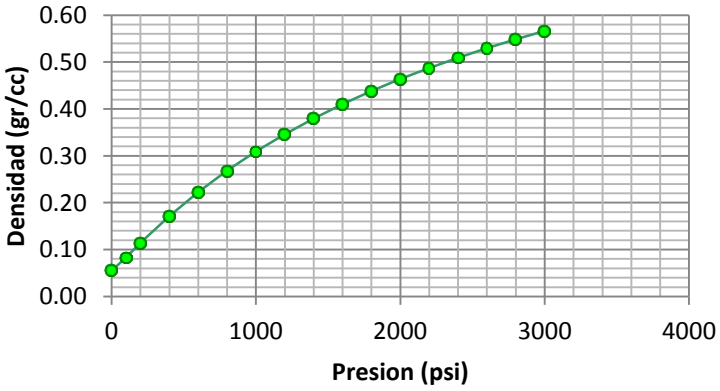


Fig. 5.1.9, Comportamiento típico de la densidad de la espuma vs presión.

Este tipo de comportamiento, tanto de la densidad como de la calidad de la espuma para diferentes rangos de presión, se obtuvo a partir de información de campo medida con herramientas de tipo PLT (Production Logging Tool) a condiciones de fondo durante pruebas de control de movilidad del gas con espuma en pozos del yacimiento en estudio.

Cabe hacer mención que para estas pruebas de campo, la inyección de espuma fue el resultado de la mezcla de agua de mar con surfactantes al 0.6% en peso y nitrógeno, los cuales se estuvieron inyectando en una proporción tal que a condiciones de fondo se tuvo una calidad de 70% (Villavicencio et al, 2012). Este comportamiento es de gran importancia ya que el cambio en densidad de la espuma da lugar a efectos importantes en el medio, como la segregación de este fluido, por lo que es importante verificar que el modelo de espumas reproduzca este comportamiento.

V.2.2 Tiempo de vida media de la espuma.

Otro de los parámetros fundamentales en una aplicación de EOR con soluciones de surfactantes en forma espumada es el tiempo que esta tarda en coalecer, que también se conoce cómo tiempo de vida media de la espuma. Este parámetro es por demás importante, ya que uno de los objetivos es que dicha espuma tenga un tiempo de vida media suficiente para alcanzar distancias lo más alejadas posibles del pozo cuando se inyecta en la zona de gas de un yacimiento naturalmente fracturado, de tal forma que las soluciones de surfactantes puedan tener mayor área de contacto posible dentro del yacimiento. Una primera aproximación del tiempo de vida media de la espuma proviene del trabajo a nivel de laboratorio, el cual de forma muy general se obtiene mediante la evaluación de la disminución progresiva de la altura de la espuma en tubos o recipientes graduados a diferentes tiempos, y que de cierta forma representa el proceso de decaimiento de la espuma con el tiempo, (López S. et al, 2009).

Sin embargo, esta información a escala de campo es diferente debido a la interacción de la espuma en el yacimiento con diferentes fluidos y bajo diferentes condiciones de presión y temperatura , por lo que los valores de tiempo de vida media de la espuma deberán estar basados en los resultados de las aplicaciones de campo donde se realizaron pruebas de control de movilidad en pozos que se encuentren cercanos al contacto gas-aceite, las cuales además de poder observar el tiempo de vida media de la espuma tienen una función adicional que es la reducción de la movilidad del gas del casquete que se produce en este tipo de pozos debido a su cercanía al casquete de gas.

La forma de monitorear el tiempo de vida media de la espuma para el caso de las aplicaciones de campo se lleva a cabo mediante la observación del comportamiento de presión en cabeza en el pozo, a estrangulador constante, donde el valor de presión tiende a disminuir cuando la espuma se encuentra activa en el yacimiento debido a que genera una restricción o bloqueo en la zona del casquete de gas, pero cuando esta coalece este valor se incrementa nuevamente y tiende a igualarse con el valor de presión de la zona de gas, ya que el efecto de restricción o bloqueo de la espuma ha sido eliminado.

V.3 Conceptualización del modelo de espumas.

V.3.1 Conceptualización del proceso.

La espuma que se genera por la mezcla del agua de mar, surfactantes y gas nitrógeno por acción mecánica se degrada por efecto de factores como el tiempo y la presencia de aceite, ocasionando una descomposición de ésta en subcomponentes, dando lugar al desprendimiento del gas y la lamella (película de agua con surfactantes), la cual cuando se rompa, tendrá la función de imbibición del líquido en el sistema de matriz y su consecuente alteración del sistema roca-fluidos (cambio en la mojabilidad) debido a la presencia del surfactante. En la Fig. 5.3.1, se muestran los componentes principales de la espuma, los cuales dentro de la simulación se controlan mediante el empleo de reacciones, en donde se involucra el factor tiempo.

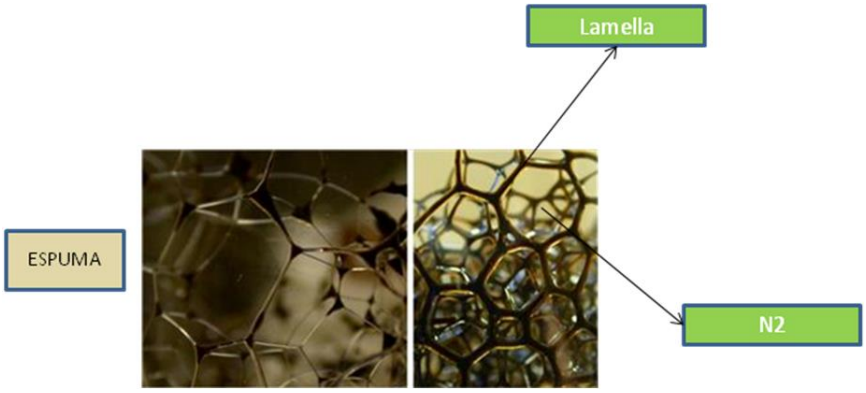


Fig. 5.3.1, Componentes principales de la espuma en el modelado (Adaptado de Green y Wilhite, 1998).

Cabe mencionar que el proceso de modelar el comportamiento de la inyección de espumas puede hacerse bajo la consideración de que esta es un líquido o bien un gas (Skoreyko, 2011), ambos casos presentan limitaciones ya que desde el punto de vista físico la espuma es un componente que incluye ambas fases, tanto líquida como gaseosa.

En este trabajo se presenta el manejo de la espuma como un solo componente en forma líquida pero con las características de un componente gaseoso sobre todo para el cálculo de algunas propiedades como densidad, lo cual quiere decir que la densidad del líquido de este componente será calculado empleando la compresibilidad del gas (CMG, Manual de STARS®, 2012)

Este tipo de manejo es similar al que se hace en la explotación de aceites espumados, donde el gas asociado no se puede liberar debido a la viscosidad del líquido, fluyendo hasta la superficie como una sola mezcla. En estos aceites espumados, pequeñas burbujas de gas fluyen con el aceite y generan valores altos de compresibilidad, entonces estas burbujas son vistas como un componente disperso en el aceite, cuyo comportamiento se puede aproximar por medio de características del gas para la fase aceite (CMG, Manual de STARS®, 2012)

El proceso propuesto para modelar el comportamiento de las espumas en el yacimiento se puede comprender mejor por medio de la Fig. 5.3.2, donde se describen secuencialmente los principales fenómenos que se encuentran presentes en el modelado. El primer fenómeno está relacionado con la degradación o coalescencia de la espuma mediante la activación de una primera reacción dando lugar a los subcomponentes, gas y lamella, donde como ya se mencionó, esta última tiene la función de promover la imbibición del componente líquido en la roca. El tercer fenómeno, está relacionado con el efecto del surfactante una vez depositado sobre la roca, el cual se activa por medio de una segunda reacción y tiene la función de generar una alteración de mojabilidad y disminución de los valores de tensión interfacial agua-aceite. Finalmente, como resultado de los procesos previamente mencionados se genera la liberación de cierta cantidad del aceite remanente en el sistema de baja conductividad que se puso en contacto con el surfactante.

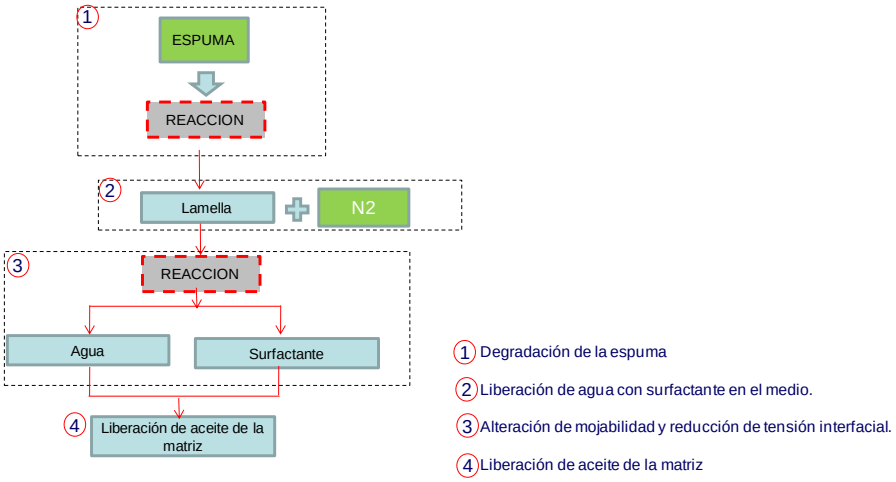


Fig. 5.3.2, Secuencia de fenómenos en el modelado de espumas.

Durante la etapa 1, considerando que la inyección de espuma se da en el casquete de gas, esta se encontrará fluyendo a través del sistema de alta conductividad o fracturas, ocasionado una reducción de la movilidad del gas debido a las propiedades de la espuma.

Este fenómeno se puede modelar por medio de la activación de las curvas de permeabilidades relativas del sistema gas-aceite del sistema de fracturas, al cambiar el valor del punto extremo de las permeabilidades relativas al gas y al agua hacia un valor menor, el cual como ya se mencionó en el Capítulo IV, deberá estar fundamentado en la reducción de la movilidad del gas a nivel de laboratorio, o bien, en caso de existir información, en el ajuste de los datos observados en aplicaciones de campo. Durante esta primera etapa, también se emplea una reacción que está relacionada con el tiempo de vida de la espuma, que como ya se ha mencionado, está basada en los experimentos de laboratorio, pero de forma más contundente debe estar basada en las observaciones del tiempo de vida media de la espuma a nivel de campo. Para el caso particular de este trabajo, estas observaciones, y por lo tanto la reacción empleada, se ajustaron en base a los resultados de las aplicaciones de control de movilidad de gas con espuma en pozos cercanos al contacto gas-aceite, en los cuales se pudo observar el tiempo de vida media de este tipo de espuma, por lo que la primera reacción tiene como base el comportamiento observado a nivel de campo.

Para el caso de la etapa 2 dentro de la secuencia descrita en la Fig. 5.3.2, la destrucción del componente espuma, da lugar a la presencia de dos productos o componentes, la lamella, que es agua con surfactante y el N2, de los cuales este último tenderá a segregarse dentro del casquete de gas, ocasionando también que la espuma se vuelva cada vez más densa.

En esta misma secuencia, la lamella que se encuentra libre dentro del medio de fracturas rodeando la matriz al ser un componente acuoso, se deposita sobre la superficie de la roca, con lo que inicia un proceso de imbibición dentro de la matriz, cuya magnitud estará gobernada por una primera curva de permeabilidades relativas base del sistema agua-aceite, en este caso dicha curva corresponde al litotipo 4.

Posteriormente, como una tercera etapa del proceso descrito en la Fig. 5.3.2, el surfactante es liberado de la lamella mediante el empleo de una segunda reacción, dando lugar a dos componentes, agua y surfactante, donde la presencia progresiva de este último, activa una disminución de la tensión interfacial y a la vez un proceso de interpolación entre curvas de permeabilidades relativas en el sistema agua-aceite para una condición base y una segunda, que incorpora la alteración de la mojabilidad de la roca, hacia una tendencia de mayor mojabilidad al agua, la cual fue obtenida en base al ajuste de los experimentos realizados con surfactantes.

La secuencia de todos estos procesos da lugar a un aumento en la desaturación de aceite del sistema de matriz y producción de aceite de este medio hacia el sistema de fracturas, lo cual puede observarse en la etapa 4 del proceso descrito en la Fig. 5.3.3.

En la Fig. 5.3.3, se muestra la reproducción de los fenómenos descritos anteriormente dentro del modelo radial diseñado para la inyección de surfactantes en forma espumada.

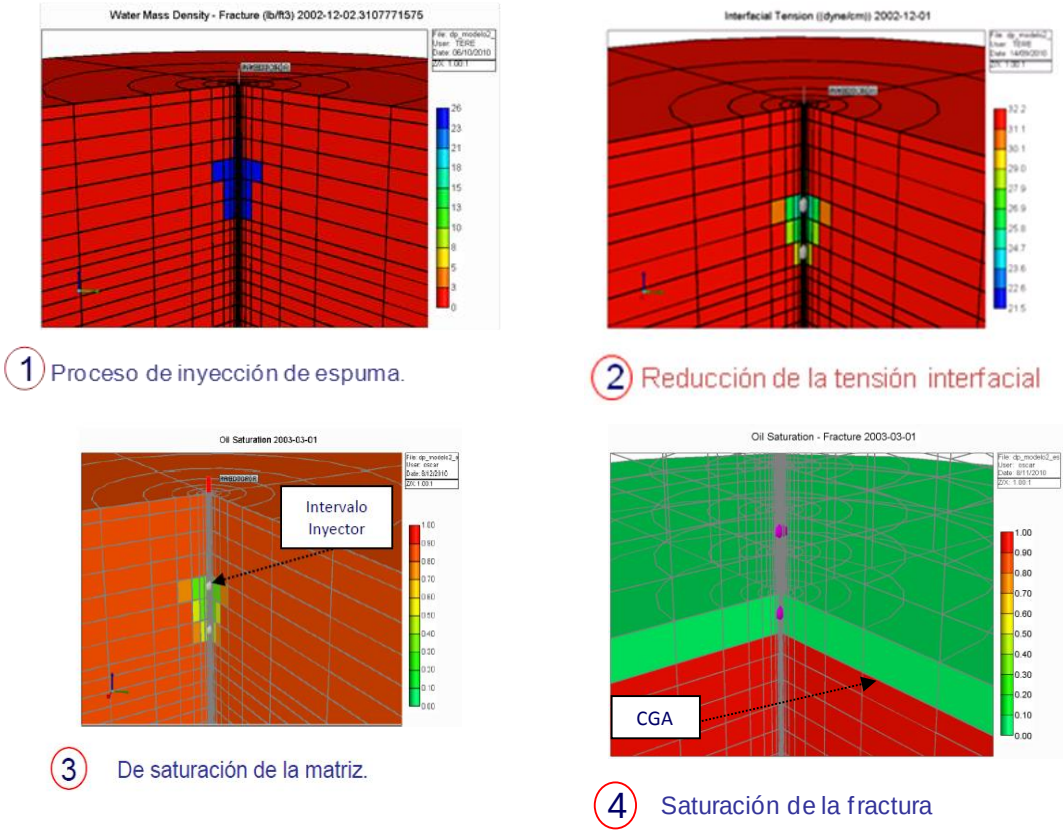


Fig. 5.3.3, Reproducción de los fenómenos en el modelado de espumas.

V.3.2 Reacciones incorporadas en el modelo de espumas.

Lo que se pretende con las reacciones en términos sencillos, es hacer que la espuma tenga tiempo suficiente para colocarse en el sistema de fracturas del yacimiento, y por otro que esta progresivamente se degrade en agua con surfactante, la cual se imbibirá en la matriz, dando lugar a un proceso de intercambio de agua con surfactante por aceite. Para poder incorporar en el yacimiento esta idea, se emplean reacciones en el simulador que permiten activar un cambio en la producción o descomposición de componentes.

Sin embargo, para poder verificar que los cambios deseados que se estén generando, se empleó el modelo radial, previamente descrito, el cual tiene tiempos de cómputo rápidos y permite generar conclusiones antes de trabajar con modelos con mayor complejidad.

Como ya se ha venido mencionando, se empleó un modelo de dos reacciones para la inyección de espuma en el yacimiento, cuyos componentes se consideran como líquidos, pero que en términos de densidad se comportan como gases.

Esta premisa se fundamenta en el hecho de que dentro de la espuma se tienen presentes a la vez los componentes agua, surfactante y nitrógeno, los cuales progresivamente se irán separando en función de la frecuencia de reacción empleada. En la Fig. 5.3.4 se muestra la secuencia de degradación de la espuma por medio de las dos reacciones que se han considerado para el caso de espuma en forma líquida.

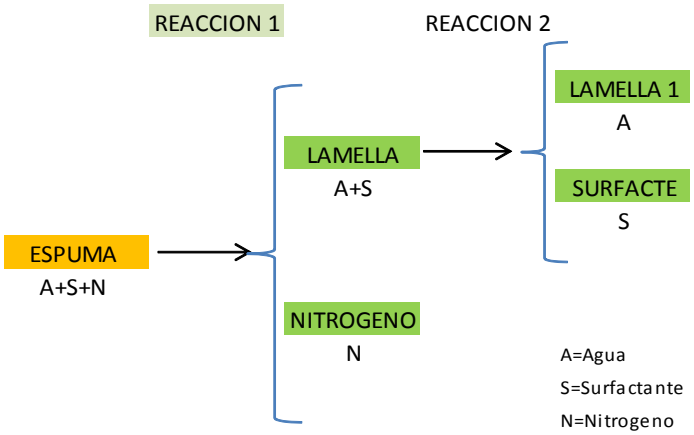


Fig. 5.3.4 Reacciones empleadas en el modelo de espumas.

La primera reacción ocurre a un tiempo determinado o frecuencia que dentro de STARS® se asigna mediante keywords o palabras clave como FREQ1 (CMG, Manual de STARS, 2012), donde la espuma se descompone en lamella (agua con surfactante) y nitrógeno, a un tiempo de reacción equivalente al tiempo de vida de la espuma observada a nivel de campo en las pruebas de control de movilidad con espuma, la cual que corresponde a un tiempo de entre 2.5 a 3.0 meses (Villavicencio et al, 2012). La segunda reacción (FREQ2) consiste en la descomposición de la lamella en agua y surfactante, en este caso el agua que se desprende, se definió como otro componente (lamella1) para poder diferenciarlo del agua que produce el yacimiento. Esta segunda reacción tiene sustento en los resultados del ajuste de las pruebas de imbibición realizadas en laboratorio.

V.4 Ajuste del modelo de espuma con datos de campo.

Como ya se ha mencionado, la simulación de espumas debe estar fundamentada en toda la información observada a nivel laboratorio, aunque de forma definitiva es necesario ajustarla a los comportamientos observados a nivel de campo.

A continuación se describe el ajuste a de los parámetros más importantes de la espuma observados durante pruebas de control de movilidad en pozos del yacimiento del presente estudio.

V.4.1 Ajuste de la densidad de la espuma.

En la tabla siguiente se muestran una serie de cálculos de la densidad de la espuma para diferentes valores de presión. Dichos cálculos están basados en los volúmenes inyectados de agua con surfactante y gas en una prueba de campo de control de movilidad con espumas. Cabe mencionar que estos cálculos fueron realizados a fin de generar una función que cotejara las mediciones reales observadas durante las pruebas de campo, las cuales se muestran en color amarillo en la Tabla 5.4.1.

Tabla 5.4.1, Cálculo de la densidad de espuma ajustada a mediciones reales en una prueba de inyección de espuma.

PRESION PSIA	BG AJUSTADO	INVERSO BG	VOL GAS PCD	VOL GAS BPD	VOL AGUA PCD	VOL AGUA BPD	CALIDAD %	CALIDAD Fracc	DENS GAS	DENS AGUA	DENS ESPUMA
0			9000000	1602850	48513	8640	99.46	0.99	0.05	1.01	0.0551
100	0.1593	6	1433821	255356	48513	8640	96.73	0.97	0.05	1.01	0.0831
200	0.0792	13	712720	126931	48513	8640	93.63	0.94	0.05	1.01	0.1144
400	0.0394	25	354277	63095	48513	8640	87.96	0.88	0.06	1.01	0.1716
600	0.0262	38	235376	41919	48513	8640	82.91	0.83	0.06	1.01	0.2226
800	0.0196	51	176103	31363	48513	8640	78.40	0.78	0.06	1.01	0.2681
1000	0.0156	64	140617	25043	48513	8640	74.35	0.74	0.07	1.01	0.3091
1200	0.0130	77	117000	20837	48513	8640	70.69	0.71	0.07	1.01	0.3460
1400	0.0111	90	100155	17837	48513	8640	67.37	0.67	0.07	1.01	0.3796
1600	0.0097	103	87537	15590	48513	8640	64.34	0.64	0.08	1.01	0.4101
1800	0.0086	116	77733	13844	48513	8640	61.57	0.62	0.08	1.01	0.4381
2000	0.0078	129	69898	12448	48513	8640	59.03	0.59	0.08	1.01	0.4638
2200	0.0071	142	63492	11308	48513	8640	56.69	0.57	0.09	1.01	0.4875
2400	0.0065	155	58158	10358	48513	8640	54.52	0.55	0.09	1.01	0.5093
2600	0.0060	168	53648	9554	48513	8640	52.51	0.53	0.10	1.01	0.5296
2800	0.0055	181	49785	8866	48513	8640	50.65	0.51	0.10	1.01	0.5485
3000	0.0052	194	46439	8270	48513	8640	48.91	0.49	0.10	1.01	0.5660

Con estos cálculos se verificó el valor de la densidad de la espuma para los valores de presión medidos en campo mediante herramientas de fondo PLT, en los cuales, como ya se mencionó, se consideraron los volúmenes de inyección de gas y agua con surfactantes medidos en superficie durante la ejecución de la prueba, los cuales se resaltan en color verde en la tabla anterior.

En la Fig. 5.4.1 se muestra la información de la densidad y presión de la espuma medidas con la herramienta de fondo durante una prueba de inyección de espuma en un pozo del yacimiento en estudio.

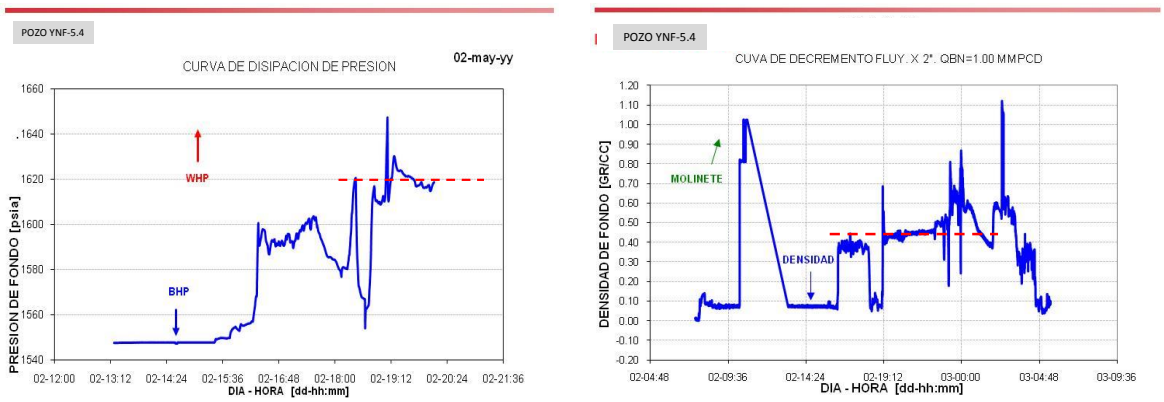


Fig. 5.4.1 Comportamiento de la densidad de la espuma en prueba de control de control de movilidad del gas.

En la Tabla 5.4.1 se observa que el cálculo de la densidad (resultados en amarillo) se ajusta al que se observó a nivel de campo para el valor de presión medida en el fondo del pozo. Cabe mencionar que este tipo de comportamiento deberá ser reproducido por el modelo de espumas propuesto, por lo que a fin de probarlo, se incorporó un valor constante de presión dentro de un modelo radial de prueba, que fue el mismo que se midió durante la inyección de espuma a nivel de pozo (1625 psi), con resultados que confirman la reproducción adecuada de la densidad. En la Fig. 5.4.2 se muestran los cálculos de la densidad obtenidos a partir de los volúmenes de gas y agua con surfactante, curva verde, y el ajuste del modelo de espuma en el modelo radial para un par de valores de presión, en rojo.

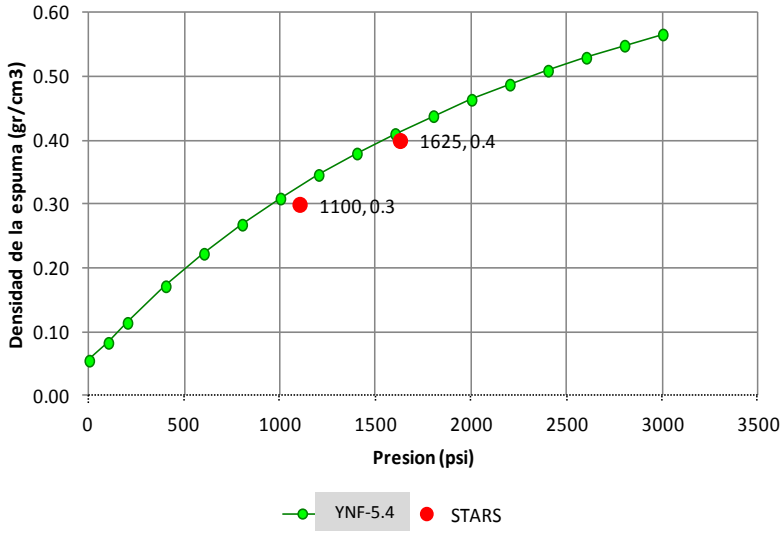
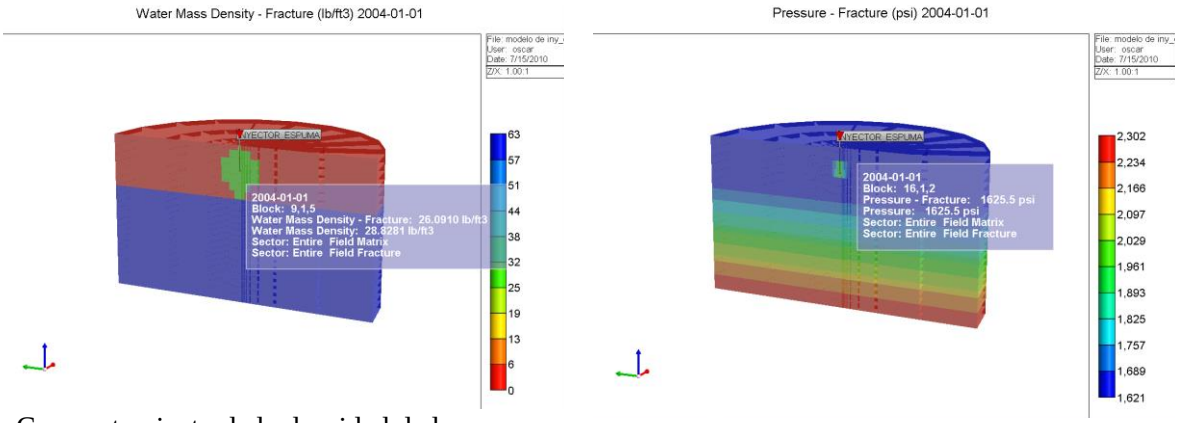


Fig. 5.4.2 Ajuste de la densidad de la espuma en el modelo de simulación en STARS®.

La forma de controlar este tipo de comportamiento es mediante la definición dentro de STARS® de un componente que es líquido, pero que se comporta como gas para diferentes valores de presión, dando lugar a un cambio en la densidad. En la Fig. 5.4.3 se muestra el comportamiento de la densidad del componente espuma en el modelo de simulación para el mismo valor de presión que se midió durante la prueba de inyección, el cual cumple con los valores observados en campo.



Comportamiento de la densidad de la espuma

Valores de presión en el modelo

Fig. 5.4.3 Comportamiento de la densidad de la espuma para la presión del yacimiento.

En la Fig. 5.4.3, se verificó el comportamiento de la densidad del componente líquido espuma con comportamiento de gas cuyo valor obtenido fue de 26 lb/ft^3=0.4 gr/cm^3 para un valor de presión del yacimiento en el modelo de 1625 psi.

V.4.2 Ajuste del tiempo de vida de la espuma.

Una de las características de la espuma que se ha inyectado en las pruebas de control de movilidad es el efecto de bloqueo en el sistema de fracturas, el cual da lugar a una disminución de la producción de gas del casquete y una disminución del valor de la presión en cabeza del pozo donde se realizó la inyección. Para el caso de las pruebas de campo, en particular para el pozo YNF-5.5 (Villavicencio et al, 2012), el tiempo de bloqueo o vida de la espuma observado fue de 2.5 meses, después de dicho tiempo, el pozo regreso a las condiciones de producción de gas del casquete previas a la inyección de la espuma.

En la Fig. 5.4.4 se muestra el comportamiento de presión en cabeza (PTP) observado en el pozo después del tratamiento con espumas y también algunas de las características del tratamiento empleado durante la prueba.

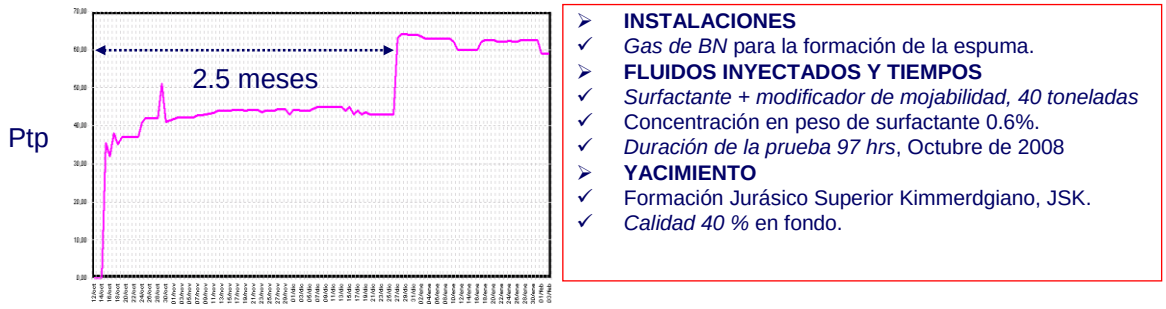


Fig. 5.4.4, Comportamiento de la PTP durante y después de la inyección de espuma en un pozo del yacimiento en estudio (Villavicencio et al, 2012).

El efecto de bloqueo y tiempo de vida media de la espuma, asociada al comportamiento de las PTP observados a nivel de campo, se probaron dentro del modelo radial de pozo para el caso del modelo de espuma propuesto. Para poder ajustar el tiempo de vida media de la espuma observado en la prueba de control de movilidad en el pozo YNF-5.5, se emplearon tanto la frecuencia de reacción como la interpolación en el sistema de fracturas por presencia del componente espuma, básicamente esto es una reducción del valor del punto extremo de la permeabilidad relativa al gas a partir de ciertas concentraciones de este componente. En lo que se refiere a la inyección de la espuma se emplearon las mismas condiciones que se tuvieron durante la prueba de control de movilidad en campo, gasto de inyección de 9000 bpd y ubicación del intervalo productor cercano a la interfase del contacto gas-aceite, tal como se presentó durante la prueba. El ajuste en los tiempos de reacción y modificación del valor del punto extremo de la k_{rg} permitieron reproducir la disminución de la cantidad de gas producido, así como el tiempo de vida media de la espuma. En la Fig. 5.4.5 se muestra la condición base, donde no se realiza inyección alguna en el pozo, solo se produce aceite y gas y se compara con el caso donde se ha inyectado espuma durante tres días, observándose en la primera grafica que en el caso donde se inyecta espuma, se tiene una disminución de la cantidad de gas por un periodo de tres meses, tal como se observó en la prueba a nivel de campo.

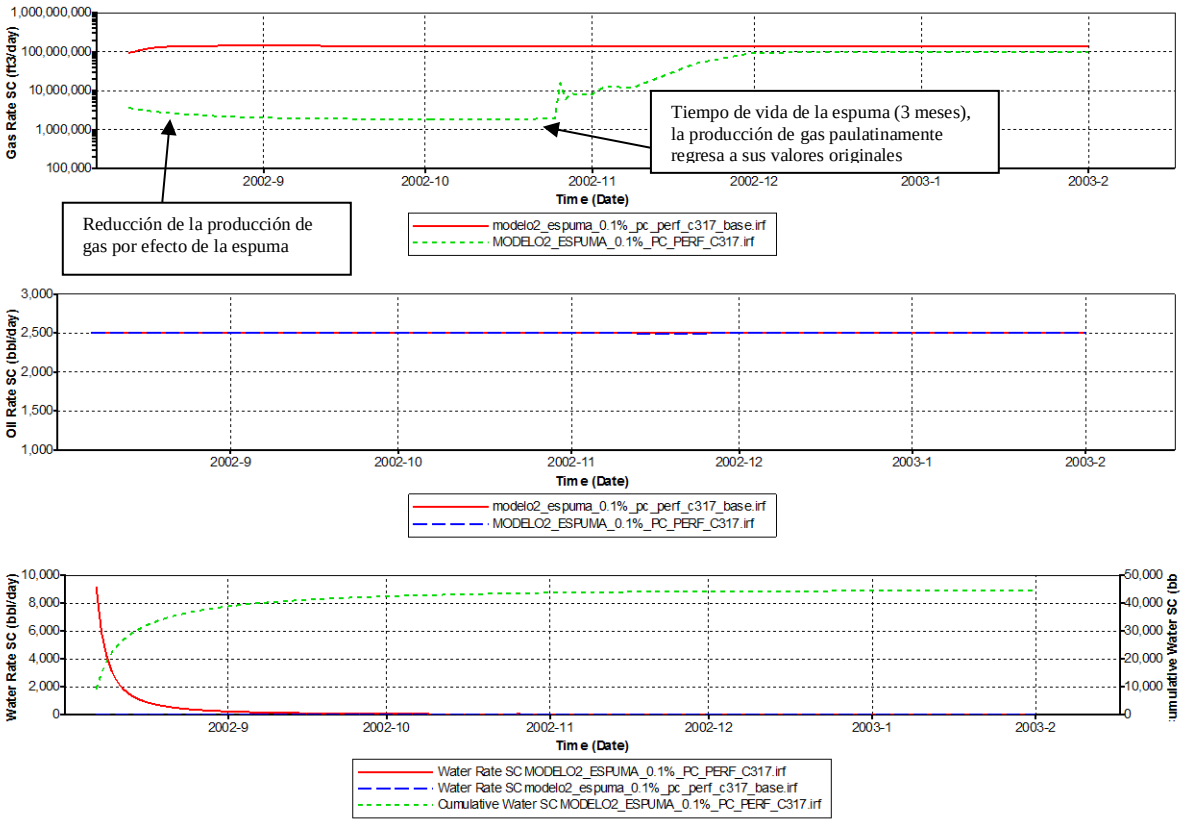


Fig. 5.4.5, Ajuste del tiempo de vida de la espuma en base a pruebas de campo.

V.5 Sensibilidad a varios parámetros durante la inyección de espuma.

V.5.1 Conceptualización de una prueba piloto en el casquete de gas.

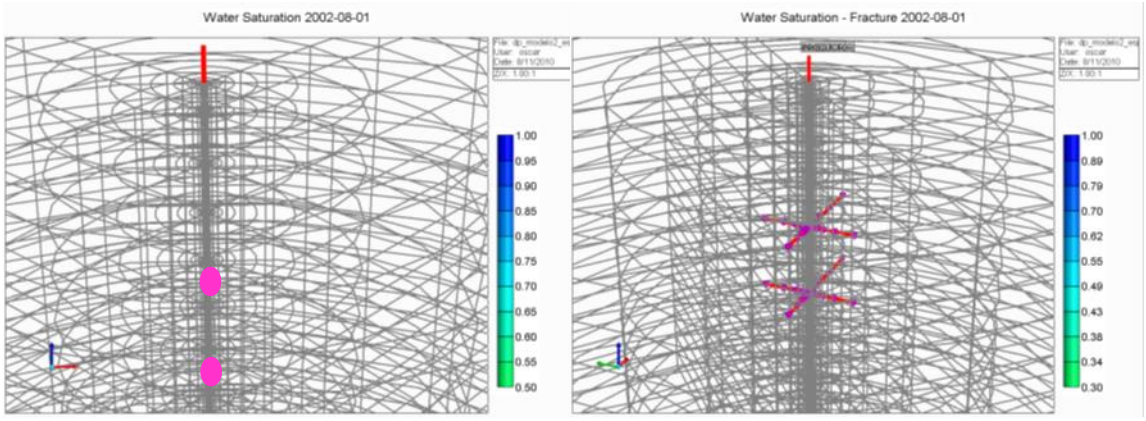
Uno de los puntos más importantes dentro de un proceso de EOR con soluciones de surfactantes en forma espumada, es determinar la forma de recuperar el aceite que se libera del sistema de baja conductividad por la acción de los surfactantes en la zona del casquete de gas. El análisis de este aspecto mediante modelos radiales de simulación, permite diseñar una prueba de campo a nivel de pozo, con la que se podrá demostrar la factibilidad del proceso, al poder producir el aceite proveniente del sistema de baja conductividad. Sin embargo la forma de comprobar esta situación implica la inyección de espuma en el casquete y producir del mismo casquete, el aceite que se esté sería factible hacerlo.

Para responder a esta pregunta se realizaron escenarios en el modelo radial el cual tiene implementado el modelo de espuma que se ha venido mencionando, realizándose diferentes tipos de terminaciones, bajo el concepto de inyectar espuma en un intervalo superior y producir el aceite liberado en un intervalo inferior, dentro del mismo pozo.

V.5.2 Efecto del tipo de terminación en el proceso de EOR.

Uno de los aspectos relacionados con el diseño de la prueba piloto a nivel de pozo es el tipo de terminación, lo cual requiere del análisis del número de intervalos disparados así como su ubicación, de igual forma es necesario estudiar el efecto de diferentes tipos de terminaciones, entre convencionales y especiales, donde este último tipo considera una serie de "brazos" o perforaciones radiales a fin de poder tener mayor contacto con el yacimiento, durante el proceso de inyección de la espuma, y de igual forma poder contar con un intervalo productor dentro del mismo pozo con las mismas características. En este trabajo se analizó este tipo de terminación, así como la convencional que solo implica disparar la tubería de revestimiento o TR en diferentes ubicaciones de la zona del casquete de gas. En la Fig. 5.5.1 se muestran los dos casos de terminación que se probaron en el modelo radial

Este tipo de escenarios se plantearon en el modelo radial con la finalidad de poder generar conclusiones rápidas del proceso y posteriormente estar en posibilidad de implementarlas en el modelo de campo.

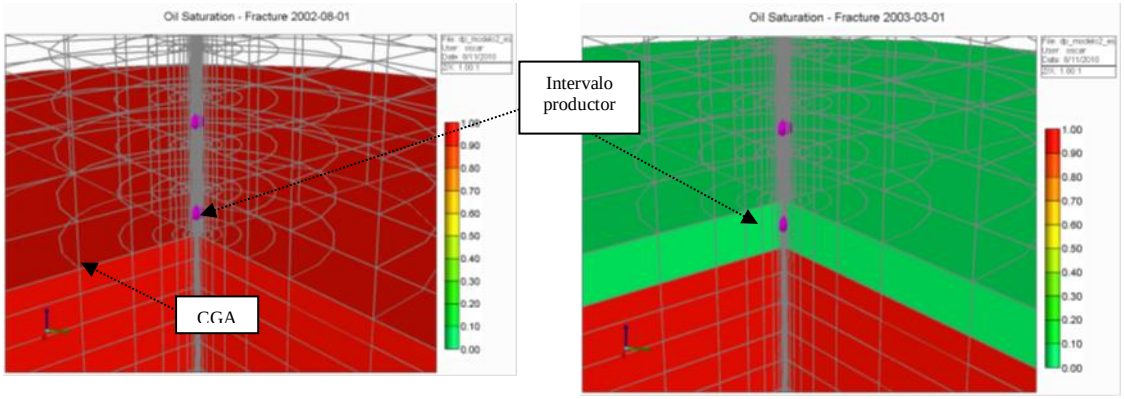


Modelo con terminación convencional Terminación especial, perforaciones radiales

Fig. 5.5.1, Opciones de terminaciones para una prueba piloto de EOR a nivel de pozo mediante inyección de surfactantes espumados.

V.5.2.1 Terminación convencional.

A fin de poder tener elementos para determinar la factibilidad de emplear o no terminaciones convencionales, se realizaron una serie de corridas considerando dos intervalos disparados, el primero ubicado en la parte superior con el objetivo de inyectar espuma y hacer que el efecto de los surfactantes libere aceite de la matriz que por efecto de segregación gravitacional sea recuperado a través de un segundo intervalo ubicado en la cercanía del contacto gas-aceite. Considerando este arreglo, se realizaron diferentes corridas de sensibilidad en el modelo radial de espuma para diferentes ubicaciones del intervalo productor tomando como referencia la distancia al contacto gas-aceite. De este análisis, se observó que a medida que se ubica el intervalo productor más cercano al contacto gas-aceite, se presentan producciones mayores de aceite, debido principalmente a que el aceite liberado de la zona de baja conductividad del casquete de gas tiende a segregarse, acumulándose en la interfase gas-aceite, dando lugar a que las saturaciones de aceite en la fractura sean mayores en esta zona, Fig. 5.5.2



Saturación de aceite en la fractura, previo a la inyección de surfactantes

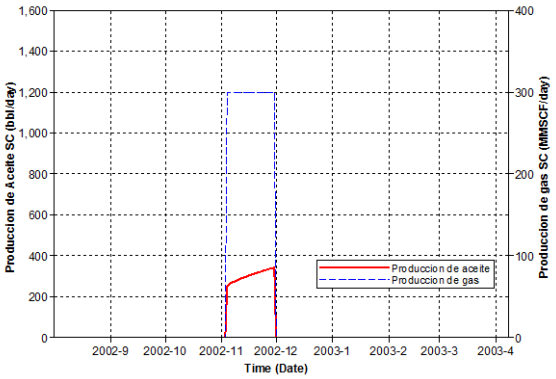
Saturación de aceite en la fractura, después de 1 ano de inyección de surfactantes

Fig. 5.5.2, Aceite liberado del sistema de baja conductividad por encima de CGA durante una prueba de EOR utilizando surfactantes espumados.

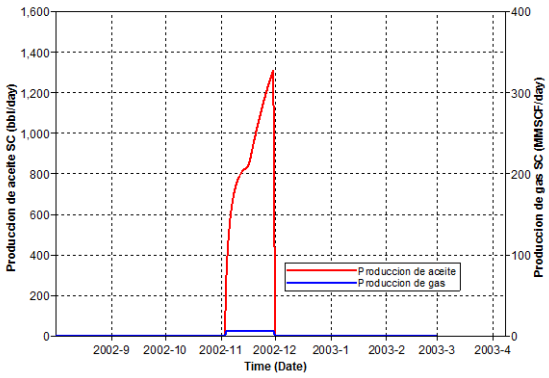
Con la finalidad de cuantificar la producción adicional de aceite, o beneficio que se obtiene por la inyección de surfactantes en forma espumada, se realizó una comparación de las producciones de aceite y gas para un escenario base, en el cual no se realiza inyección alguna, y el caso donde se inyecta espuma, colocando el intervalo productor lo más cercano posible al contacto gas-aceite, en este caso el intervalo productor se ubicó a 23mV por encima del contacto gas-aceite y el intervalo inyector a 123 mV.

Cabe mencionar que también se realizaron escenarios donde el intervalo productor se ubica más alejado del contacto gas aceite, es decir con una ubicación estructuralmente más alta y se observaron producciones de aceite casi nulas del orden de 50bpd y volúmenes de gas excesivamente altos.

En la Fig. 5.5.3, parte izquierda, se muestran los resultados del escenario base, en el cual no se realizó inyección alguna y solo se pone a producción el pozo, controlado por presión de fondo y un gasto máximo de producción de gas de 300MMPCD. Por otro lado, en la parte derecha, se muestra el caso donde se inyecta espuma a un gasto de 8000bpd por tres meses, y se pone a producir el pozo por un periodo de un mes.



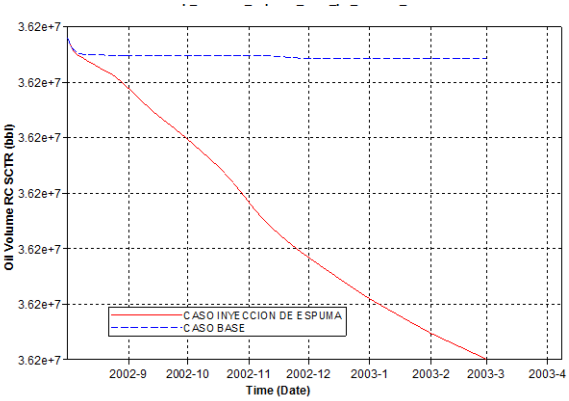
Producción de aceite y gas, caso base



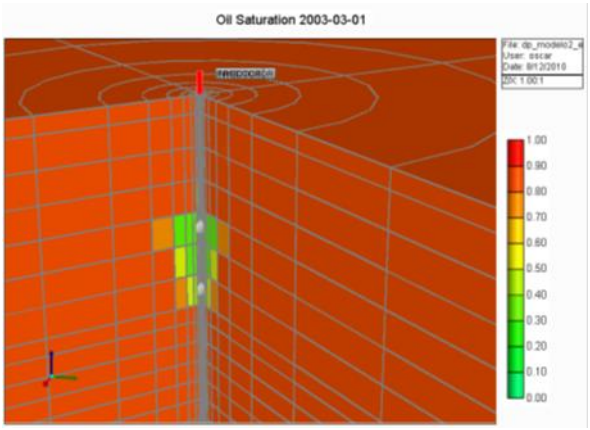
Producción de aceite y gas, inyección de espuma

Fig. 5.5.3, Perfil de producción de los casos base y con inyección de espuma.

La grafica anterior muestra que la ubicación del intervalo productor en la parte más baja del casquete y cercano a la interfase del contacto, es la posición que más favorece la producción del aceite liberado de la zona de baja conductividad del casquete, también puede observarse una disminución de la producción de gas por efecto de bloqueo de la espuma. En la Fig. 5.5.4 se muestra una comparación de la disminución del volumen de aceite de la matriz en el modelo para ambos casos.



Comparación de la de saturación de la matriz para ambos casos



Disminución de la saturación de aceite en la matriz por efecto de los surfactantes

Fig. 5.5.4, Efecto en la reducción del volumen de aceite en el sistema de matriz del modelo.

V.5.2.2 Terminación especial.

Uno de los aspectos importantes relacionados con el diseño de la prueba piloto a nivel de pozo es el tipo de terminación del mismo, dentro de las que se encuentran las que se denominan especiales, las cuales tienen por objeto maximizar el área de contacto con el yacimiento y de esta forma poder colocar en una mayor área del mismo los surfactantes en forma de espuma, y de igual forma poder producir el aceite liberado del sistema de baja conductividad o matriz. Este tipo de terminación, es el que arriba ya fue descrito como un pozo con perforaciones radiales de longitudes de alrededor de 100metros, en este trabajo se analizará un tipo de terminación especial con 4 brazos.

Con la finalidad de hacer evidente el impacto de este tipo de terminación del pozo en una futura prueba piloto de EOR con surfactantes, se incorporó dentro del modelo radial un pozo con dos intervalos de cuatro “brazos” o perforaciones radiales cada uno, donde un primer intervalo tiene la función de inyectar espuma y otro de producir el aceite liberado de la matriz. En cuanto a la ubicación del intervalo productor se empleó el mismo criterio que en la terminación convencional, que advierte que el intervalo productor debe ubicarse cercano al contacto gas aceite, en la Fig. 5.5.5 se muestra la terminación empleada.

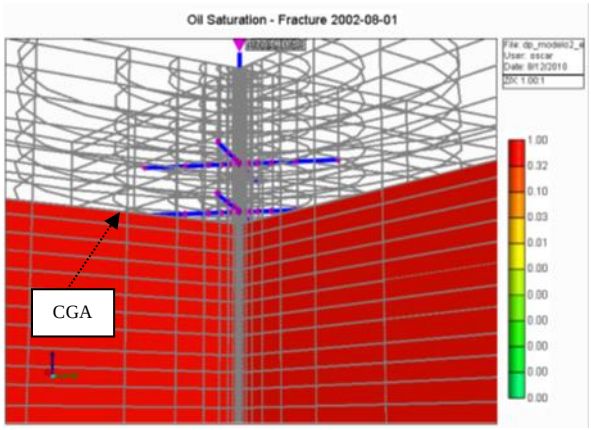
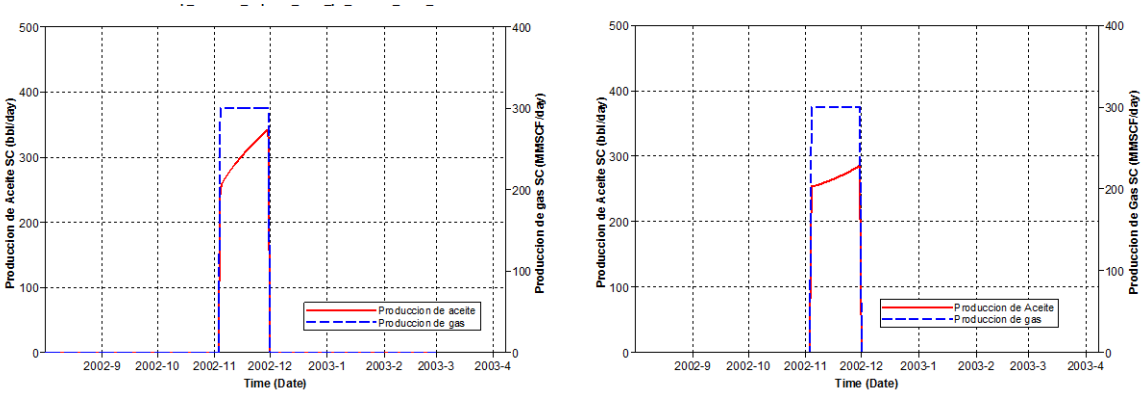


Fig. 5.5.5 Ubicación de los intervalos inyector y productor con perforaciones radiales.

Se analizó una corrida base con el mismo criterio que en el caso de la terminación convencional, el cual implica no inyectar nada en el pozo, a fin de poder tener un mismo punto de partida en el análisis, observándose que para las mismas condiciones tanto la terminación especial como la convencional tienen los mismos resultados en términos de producción de aceite, lo cual es razonable ya que bajo las condiciones de saturación de aceite en la fractura por encima del CGA, cualquiera que sea el caso de la terminación en la zona del casquete de gas, la producción de aceite y gas deberán ser muy similares. En la Fig. 5.5.6 se muestra el comportamiento de la corrida base para ambos tipos de terminaciones.



Caso base con terminación convencional Caso base con terminación especial

Fig. 5.5.6, Comparación de los casos de terminaciones diferentes por encima del CGA

Para poder identificar el efecto que se tiene en términos de recuperación adicional de aceite al emplear un pozo con terminación especial, se usó el mismo modelo radial, pero considerando ahora la inyección de espuma por un periodo de tres meses a un ritmo de inyección de 8000 bpd, de cuyos resultados se confirmó que efectivamente, al tener una mayor área de contacto en el yacimiento por medio de las perforaciones radiales, se tiene una mejor distribución de los surfactantes con un efecto positivo en la disminución de la saturación de aceite en la matriz.

En la Fig. 5.5.7 se muestra una comparación del comportamiento de la saturación de aceite en la matriz para los casos de terminación tanto convencional como especial, cabe mencionar que en ambos casos la ubicación del intervalo inyector y gasto de inyección de espuma, fueron los mismos.

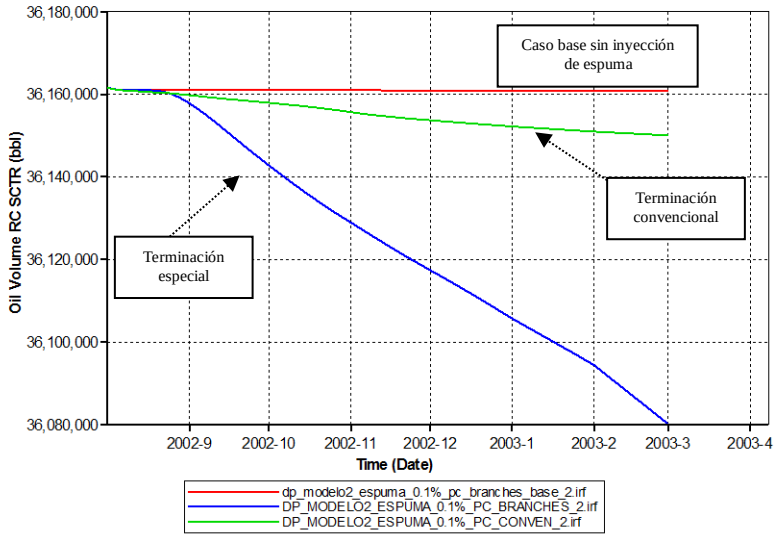
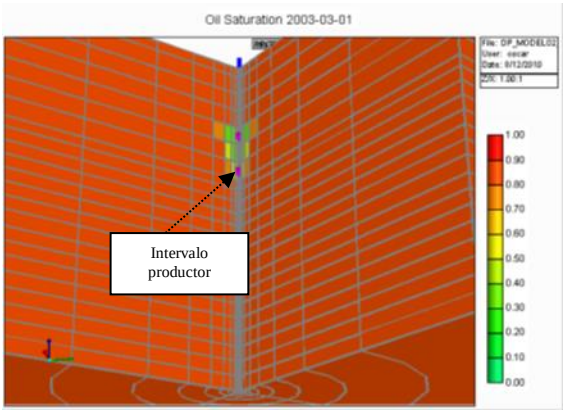
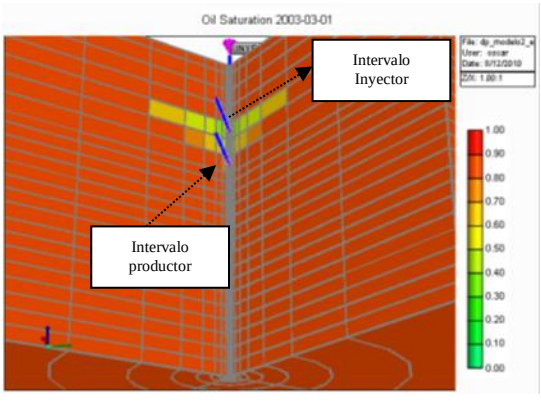


Fig. 5.5.7 Comparación del tipo de terminación en la desaturación de la matriz.



Inyección de espuma con terminación convencional



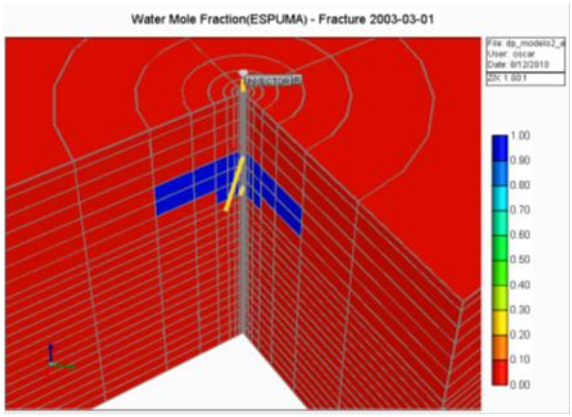
Inyección de espuma con terminación especial

Fig. 5.5.8 Efecto de la terminación para los mismos volúmenes de inyección de espuma.

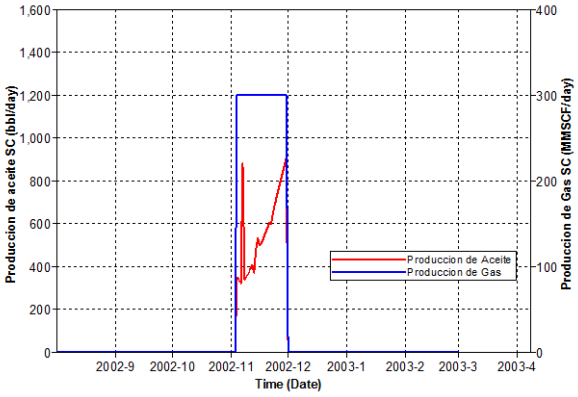
En la Fig. 5.5.8 se observa que los surfactantes al tener una mayor área de contacto, dan lugar a una mejor distribución de los surfactantes y por lo tanto a una mayor reducción de la tensión interfacial y alteración de la mojabilidad, lo que ocasiona una reducción del volumen de aceite que se encuentra en el sistema de baja conductividad o matriz.

Una vez que se ha determinado el efecto positivo en la de saturación de aceite de la matriz por efecto de la terminación especial, se analizó si también esto tenía un efecto positivo en la producción de aceite del intervalo productor también con características de perforación radial.

Para poder dar respuesta a este planteamiento se realizaron diferentes sensibilidades a la longitud de los brazos del intervalo productor, lo cual tiene origen en el hecho de que para poder producir el aceite que se encuentra en la fractura deberá de existir suficiente cantidad de espuma alrededor de las zonas donde se ubican cada uno de los brazos, de otra forma el gas del casquete, debido a su mayor movilidad dominaría el flujo hacia el intervalo, reduciendo significantemente la recuperación del aceite liberado de la matriz. Después de realizar el análisis se determinó que un intervalo productor con perforaciones radiales de brazos cortos es lo más adecuado para poder producir el aceite liberado de la matriz. Cabe mencionar que para los casos donde se emplearon brazos largos, la producción de aceite fue casi nula, por las razones expuestas anteriormente. En la Fig. 5.5.9 se muestran los resultados de la terminación del intervalo productor con brazos cortos.



Inyección de espuma con terminación especial, brazos cortos en intervalo productor

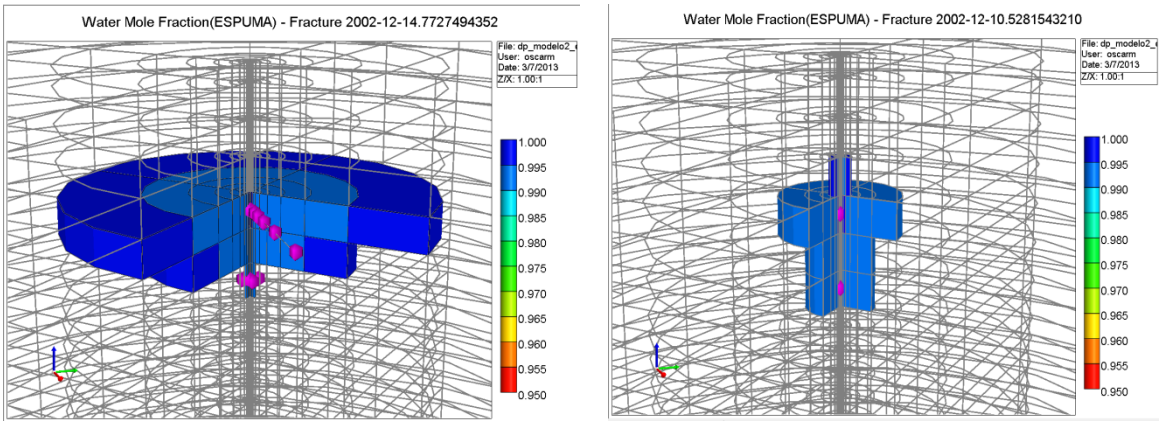


Perfil de producción de aceite/gas, terminación especial, brazos cortos en intervalo productor

Fig. 5.5.9 Características de la terminación del intervalo productor.

En este análisis se ha observado que efectivamente una terminación con perforación radial para la inyección de espuma mejora la distribución de los productos químicos y también favorece la desaturación de aceite de la matriz; sin embargo esta mejora en la distribución ocasiona que no se tenga la cantidad suficiente de espuma en la vecindad del intervalo productor para evitar la entrada de gas del casquete.

La presencia de una mayor cantidad de espuma en el sistema de fracturas alrededor del intervalo productor evita la entrada de gas al pozo, permitiendo producir el aceite resultado del proceso en esta zona. En la Fig. 5.5.10 se muestra la comparación de las terminaciones convencional y especial, donde se observa que la terminación convencional tiene una menor área de contacto, pero permite colocar una mayor cantidad de espuma alrededor del intervalo productor, lo cual se traduce en una recuperación mayor del aceite liberado de la matriz. Por otro lado la terminación especial si bien logra contactar mayor área del yacimiento, esta situación reduce la cantidad de espuma en el intervalo productor y el gas del casquete llega a dominar el flujo, recuperando una menor cantidad del aceite liberado de la matriz.

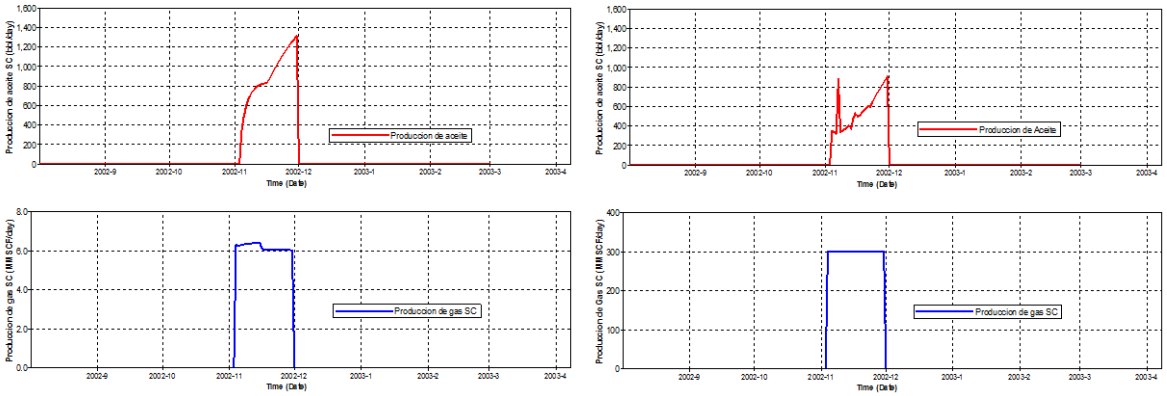


Distribución de espuma en terminación especial

Distribución de espuma en terminación convencional

Fig. 5.5.10 Distribución de espuma en el sistema de fracturas para dos tipos de terminación.

El efecto descrito de la recuperación de aceite como función de la terminación del pozo se puede observar en la Fig. 5.5.11, donde se muestras los perfiles de producción de aceite y gas



Terminación convencional Terminación especial de brazos cortos

Fig. 5.5.11 Perfiles de producción en función del tipo de terminación.

A manera de conclusión del estudio de sensibilidad previamente descrito, se podría decir que para fines de una prueba piloto, donde se pretende demostrar la efectividad del proceso en un solo pozo, es conveniente tomar en cuenta que la perforación radial al distribuir mejor la espuma, aleja también de la vecindad del pozo el efecto de la espuma y no hay garantía de que la zona de fracturas donde se encuentran los brazos del intervalo productor se encuentren con saturaciones altas de espuma para permitir un flujo de aceite. Sin embargo, para el proceso de EOR a nivel de bloque donde se pretende realizar inyección de forma masiva y cuyo objetivo es contactar la mayor cantidad de aceite del sistema de baja conductividad que progresivamente irá haciendo crecer la ventana de aceite, podría ser una alternativa a considerar.

CAPITULO VI. PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE ESPUMA EN UN BLOQUE DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF).

VI.1 Objetivo y conceptualización de la prueba.

VI.2 Extracción y ajuste de un bloque de un YNF.

VI.3 Prueba piloto de EOR a nivel de pozo.

CAPITULO VI.

PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN DE ESPUMA EN UN BLOQUE DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF).

VI.1 Objetivo y conceptualización de la prueba.

La inyección de espuma como proceso de recuperación mejorada, promete ser una de las formas de recuperar aceite remanente de las zonas de menor conductividad dentro del casquete de gas secundario de un yacimiento naturalmente fracturado, por lo que el objetivo principal de una prueba piloto, es determinar de forma cualitativa y cuantitativa la disminución de la saturación de aceite residual que pueda realizarse por efecto de los surfactantes contenidos en la espuma, y de ser posible poder conducir hacia los pozos productores una parte importante del aceite remanente en la zona contactada por dicha espuma, que haya sido liberado como resultado del proceso.

En base a observaciones de laboratorio, (López S. et al, 2009), se ha considerado que el aceite liberado del sistema de matriz junto con la espuma inyectada darán lugar a una mezcla un poco más densa que tenderá a segregarse de forma progresiva en el yacimiento, formando una especie de "colchón" por encima del CGA, la cual en principio podría ser producida por medio de pozos recuperadores ubicados estratégicamente, cuyos intervalos productores se localizaran por encima del contacto gas-aceite. En la Fig. 6.1.1 se muestra un experimento de laboratorio donde se combinaron fracciones de espuma y aceite del yacimiento que dan lugar a una mezcla, semejante a la que se esperaría producir durante las pruebas piloto.

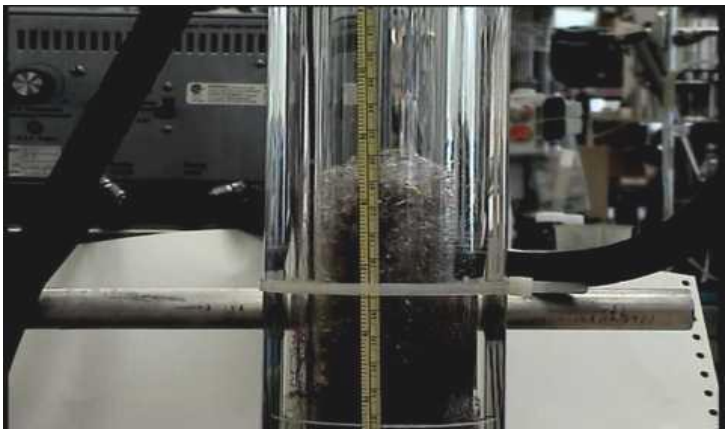


Fig. 6.1.1, Mezcla de espuma y aceite en el laboratorio, (López S. et al, 2009).

VI.2 Extracción y ajuste de un bloque de un YNF.

A fin de poder realizar simulaciones a nivel de pozo y campo en una porción del yacimiento en estudio, YNF costa-afuera, se seleccionó una zona del mismo denominada como bloque YNF-B, tomando en consideración que existen evidencias que este bloque se encuentra aislado del resto del campo y que solo existe comunicación a través del casquete de gas con el resto del yacimiento, lo cual se ha podido constatar por medio de mediciones de presión que se han realizado en pozos que se encuentran terminados en la zona de gas, por lo que se ha concluido que en el bloque YNF-B, no se tiene influencia del resto del campo sobre la ventana de aceite y esta depende únicamente de la extracción que se realice en dicho bloque. Otra de las razones por las que se seleccionó el bloque YNF-B, para realizar este tipo de estudios para futuras aplicaciones a nivel de campo, es que existe inyección de gas al yacimiento en una de la plataformas del bloque, lo cual es de gran utilidad en la planeación de una prueba de campo con espumas, donde el gas forma parte de la generación de esta mezcla.

VI.2.1 Características del sub-modelo de simulación.

VI.2.1.1 Construcción del Sub-modelo del bloque YNF-B.

Del modelo del yacimiento en estudio, que fue convertido a STARS®, se extrajo un sub-modelo de la zona del bloque YNF-B, cuyas dimensiones son 11x17x45, con celdas de un espesor promedio de 50 pies (15 metros) y propiedades de fluidos, presión y saturaciones de fluidos correspondientes al último paso de tiempo del modelo, cuya fecha se consideró noviembre de 2009. En las Figs. 6.2.1 y 6.2.3 se muestra la ubicación del bloque YNF-B, así como algunas características del modelo que fue extraído.

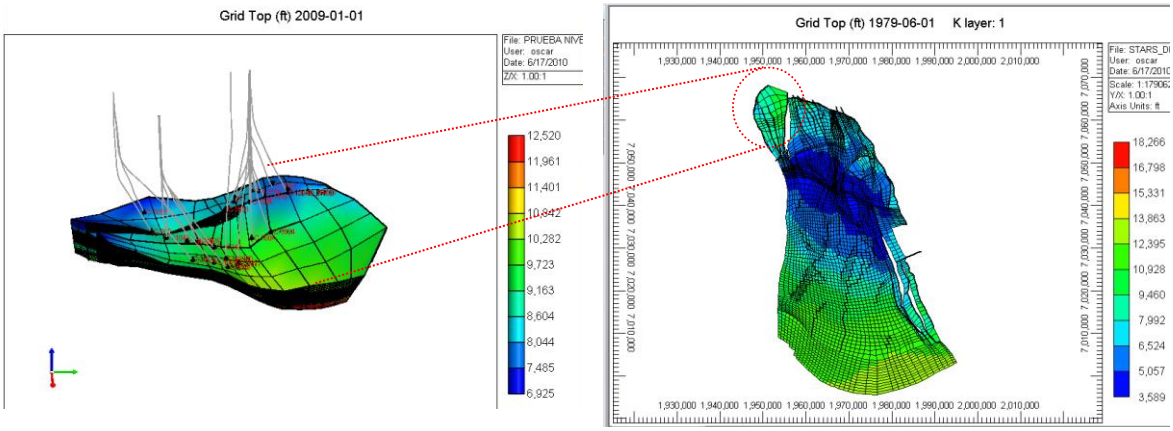


Fig. 6.2.1, Ubicación del sub-modelo extraído, bloque YNF-B

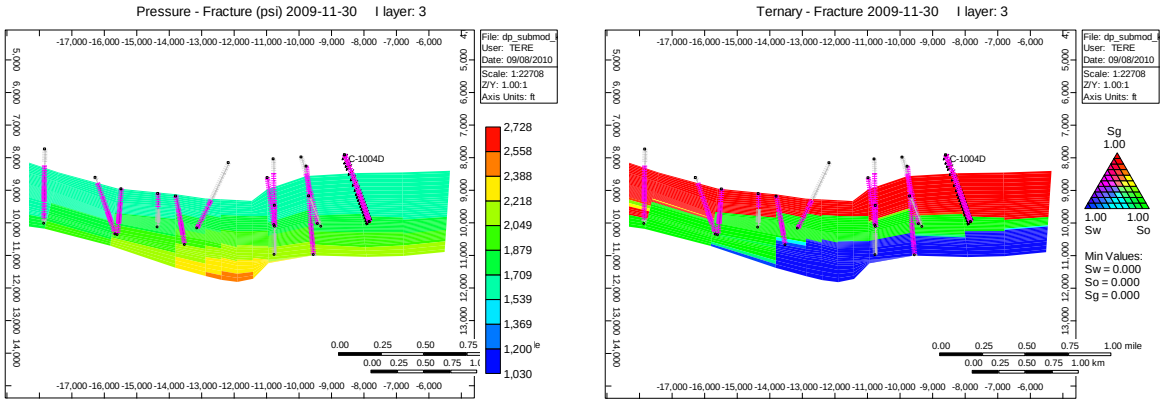


Fig. 6.2.3, Características de presión y contacto gas-aceite (CGA) del sub-modelo extraído a 2009, zona del bloque YNF-B

En el sub-modelo, se mantuvieron los pozos productores e inyectores que se encontraban operando en el bloque YNF-B a noviembre de 2009, sin considerar las futuras reparaciones en los pozos existentes, por lo que la producción y comportamiento del yacimiento en el modelo, depende solo de los pozos que se encuentran operando a esta fecha. En la Fig. 6.2.4 se muestran los 19 pozos productores y 2 inyectores incluidos en el modelo.

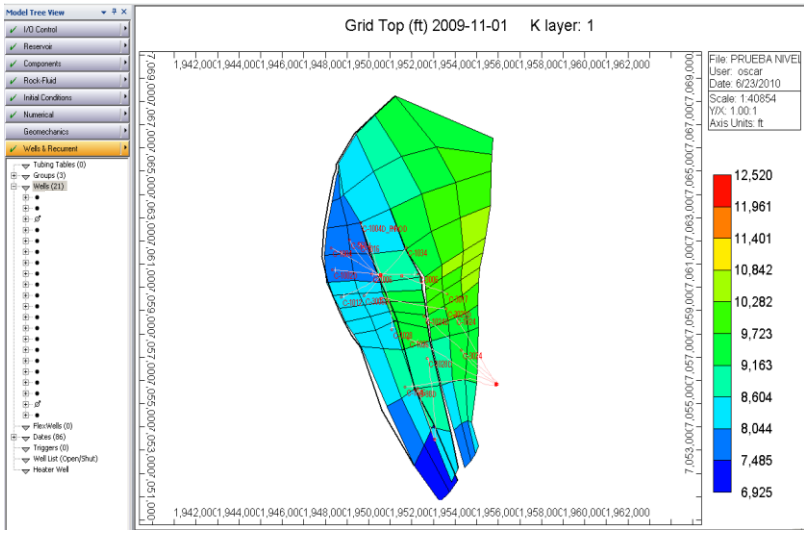
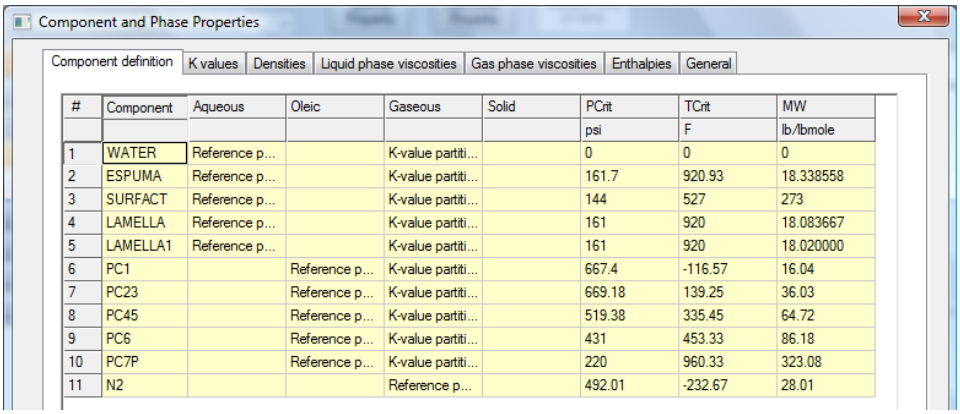


Fig. 6.2.4, Distribución de pozos en el sub-modelo extraído a Nov de 2009, bloque YNF-B.

VI.2.1.2 Modelo de fluidos.

El modelo de fluidos que fue probado en el modelo radial de pozo en la sección anterior, se exportó al modelo de bloque, el cual como ya se mencionó considera cinco componentes que forman parte de la espuma y seis pseudocomponentes que fueron determinados para ajustar el comportamiento de la composición original del aceite del campo.

De igual forma el número de reacciones que se emplearon en este modelo son las mismas que fueron probadas dentro del modelo radial. En la Fig. 6.2.5 se muestra la sección de fluidos del modelo de STARS®.



#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	WATER	Reference p...		K-value partiti...		0	0	0
2	ESPUMA	Reference p...		K-value partiti...		161.7	920.93	18.338558
3	SURFACT	Reference p...		K-value partiti...		144	527	273
4	LAMELLA	Reference p...		K-value partiti...		161	920	18.083667
5	LAMELLA1	Reference p...		K-value partiti...		161	920	18.020000
6	PC1		Reference p...	K-value partiti...		667.4	-116.57	16.04
7	PC23		Reference p...	K-value partiti...		669.18	139.25	36.03
8	PC45		Reference p...	K-value partiti...		519.38	335.45	64.72
9	PC6		Reference p...	K-value partiti...		431	453.33	86.18
10	PC7P		Reference p...	K-value partiti...		220	960.33	323.08
11	N2			Reference p...		492.01	-232.67	28.01

Fig. 6.2.5, Sección de componentes dentro del modelo de STARS®

Los componentes (PC1, PC23, PC45, PC6, PC7P) así como sus propiedades provienen del ajuste PVT realizado a la composición original del aceite. Para el caso de los componentes agua y nitrógeno, STARS® determina sus características de presión critica, temperatura crítica y peso molecular, ya que estos son considerados como componentes estándar, para el caso del componente lamella y espuma, la propiedad de peso molecular se obtiene como resultado del balance al combinar las fracciones molares de agua y surfactante para la lamella y agua, surfactante y Nitrógeno para el caso de la espuma.

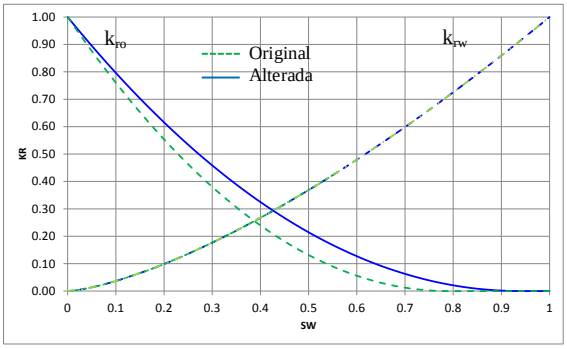
Cabe hacer mención que en el modelo se emplearon dos reacciones, las cuales fueron las mismas que se definieron en el capítulo anterior y cuya frecuencia de reacción está basada en el tiempo de vida de la espuma, el cual fue probado en el modelo radial de la sección anterior.

VI.2.1.3 Permeabilidades relativas y presiones capilares.

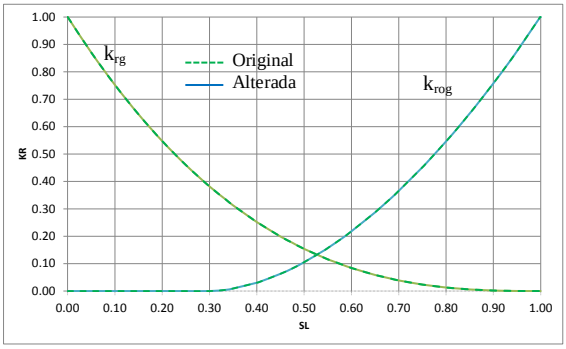
Sistema matriz

En este trabajo, para el sub-modelo del bloque YNF-B, se empleó el litotipo 4, el cual es uno de los más "representativos" del campo y cuyas características se muestran en la Fig. 6.2.6.

En lo que se refiere a la curva de permeabilidades relativas en el sistema agua-aceite, se emplearon dos curvas dentro del modelo, la primera que representa las condiciones base o del sistema roca-fluidos sin alteración alguna y una segunda curva de interpolación para la condición de alteración de mojabilidad por efecto del surfactante.



Curvas de k_{rs}, sistema agua-aceite



Curvas de k_{rs}, sistema gas-liquido

Fig. 6.2.6, Características de las k_{rs} de matriz en el modelo del bloque YNF-B

Por otro lado, para el caso del efecto de la disminución de la tensión interfacial por efecto del surfactante, se empleó como forma de interpolación la tabla de valores de esta propiedad para diferentes concentraciones, la cual fue determinada en el laboratorio para el surfactante empleado, a condiciones de P=1000psi y T=95°, cuyos valores se muestran en la Tabla 6.2.1

Tabla 6.2.1, Tensiones interfaciales vs concentración de surfactante, (López S. et al, 2009).

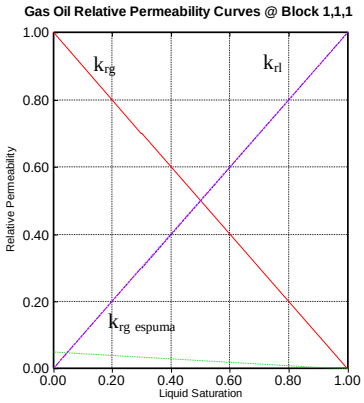
Concentrac (%w)	Fraccion Molar	Dina/cm
0.00000	0	32.20
0.00004	2.29E-08	30.97
0.00047	2.82E-07	21.41
0.03450	2.08E-05	2.42
0.33000	1.99E-04	0.40
0.60000	3.63E-04	0.39

Las curvas de permeabilidades relativas alteradas por efecto del surfactante, se basaron en los resultados del ajuste de los experimentos de laboratorio.

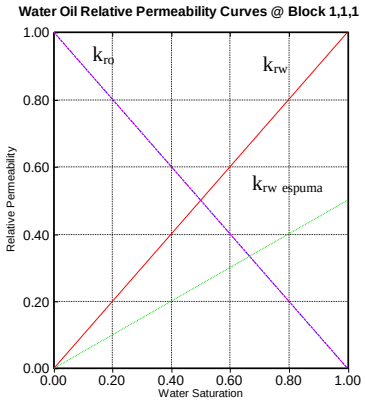
Sistema de fracturas

Para el sistema de fracturas, se emplearon las curvas típicas de 45° para el sistema agua aceite y sistema gas-aceite bajo condiciones normales y para el caso de la inyección de espuma se emplearon curvas de interpolación tanto para la permeabilidad relativa al gas como para el agua, las cuales se activan por concentración del componente surfactante, el cual se encuentra en la fase agua.

La activación de una curva de interpolación para el caso del agua, obedece al hecho de que la espuma contiene agua, y esta se ubica por sus valores de densidad por encima del contacto gas-aceite, por lo que para poder retener el agua dentro de la zona del casquete de gas, es necesario disminuir su movilidad o permeabilidad relativa al agua, cuando en la fractura se tenga agua con surfactante en forma espumada. Para el caso del gas, la espuma por sus características de viscosidad, reduce la permeabilidad al gas, por lo que este efecto, se logra activando la curva de permeabilidad relativa al gas cuando se tiene presencia de surfactante en la fractura. En la Fig. 6.2.7 se muestran las curvas empleadas en el modelo



Permeabilidades relativas gas-aceite



Permeabilidades relativas agua-aceite

Fig. 6.2.7, Características de las k_{rs} de fractura en el modelo del bloque YNF-B

VI.2.2 Ajuste del comportamiento del bloque YNF-B.

Este escenario considera únicamente la inyección de gas en el pozo YNF-6.2 y la producción de los pozos que para noviembre de 2009 se encontraban operando, cuyo valores de producción de aceite y gas se ajustaron empleando las tablas hidráulicas de cada uno de los pozos. Cabe hacer mención que este sub-modelo extraído del modelo de campo se ajustó lo mayormente posible, a fin de poder realizar predicciones con espuma para las condiciones de presión y avance del contacto que se tengan en los próximos años.

Los resultados del pronóstico a nivel de campo se muestran en la Fig. 6.2.8, donde los datos en verde son mediciones reales registradas en el bloque YNF-B y se observa un ajuste razonable en el periodo de 2009 a 2010, tanto para la producción de aceite como para el avance del contacto gas-aceite.

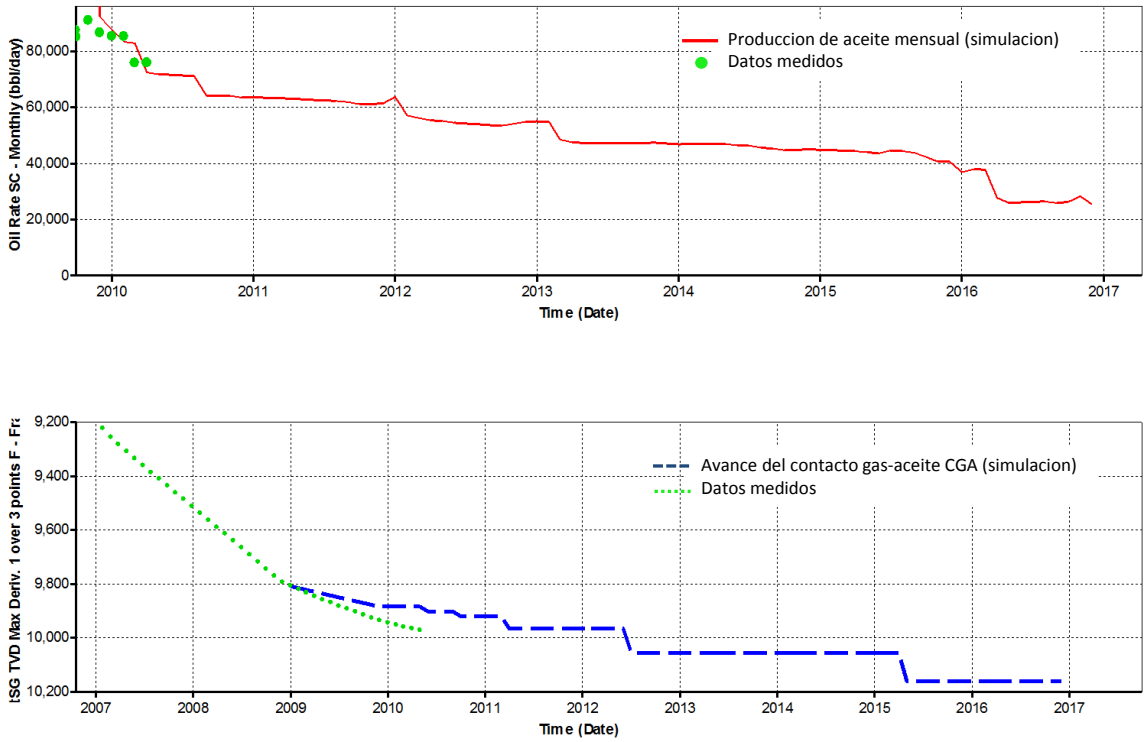


Fig. 6.2.8, Ajuste del sub-modelo del bloque YNF-B para condiciones base.

En lo que se refiere al avance del contacto gas-aceite, este se ajustó tanto como fue posible a las condiciones reales del avance observado. Cabe mencionar que todavía se observa cierta desviación sobre todo hacia el final de la tendencia, en las últimas mediciones realizadas en 2010.

VI.3 Prueba piloto de EOR a nivel de pozo.

A fin de demostrar la efectividad del proceso y poder cuantificar la cantidad de aceite recuperada por concepto de inyección de surfactantes en una prueba a nivel de pozo, se seleccionó el pozo YNF-5.3, en el cual se tiene planteado llevar a cabo la inyección de espuma en un intervalo superior y producir el aceite liberado en un intervalo inferior.

Este tipo de prueba de EOR a nivel de pozo, que consiste en inyectar y producir en la zona del casquete de gas, ya se probó en la sección anterior en un modelo radial y se concluyó que el proceso funciona siempre y cuando el intervalo productor se ubique por encima y cercano al contacto gas-aceite, esto debido a que el aceite liberado tiende a segregarse, acumulándose paulatinamente en la ventana de aceite actual.

Sin embargo, es conveniente mencionar que estas condiciones de modelo radial con geometrías regulares difícilmente se presentan en la realidad, por lo que a continuación se presenta un análisis de la prueba piloto a nivel de pozo, empleando el modelo de bloque YNF-B, con el objetivo fundamental de analizar la factibilidad de poder producir el aceite liberado de la matriz, para lo cual es necesario tener en mente que la ventana de aceite es dinámica, es decir la altura de la columna de aceite tiene una disminución por efecto de la producción de los pozos, por lo que el efecto de liberación de aceite de la matriz que se incorpora a la ventana pudiera ser imperceptible.

VI.3.1 Selección del pozo para la realización de la prueba piloto de EOR.

Como ya se mencionó se ha programado el pozo YNF-6.3 para la ejecución de la prueba piloto de EOR, bajo el esquema de inyección de espuma en un intervalo superior y produciendo en uno inferior, en la Fig. 6.3.1 se muestra una sección de la ubicación del pozo. Es importante mencionar que una de las razones por las cuales se seleccionó este pozo es debido a que se encuentra cerrado y se encuentra terminado en la zona del casquete de gas.

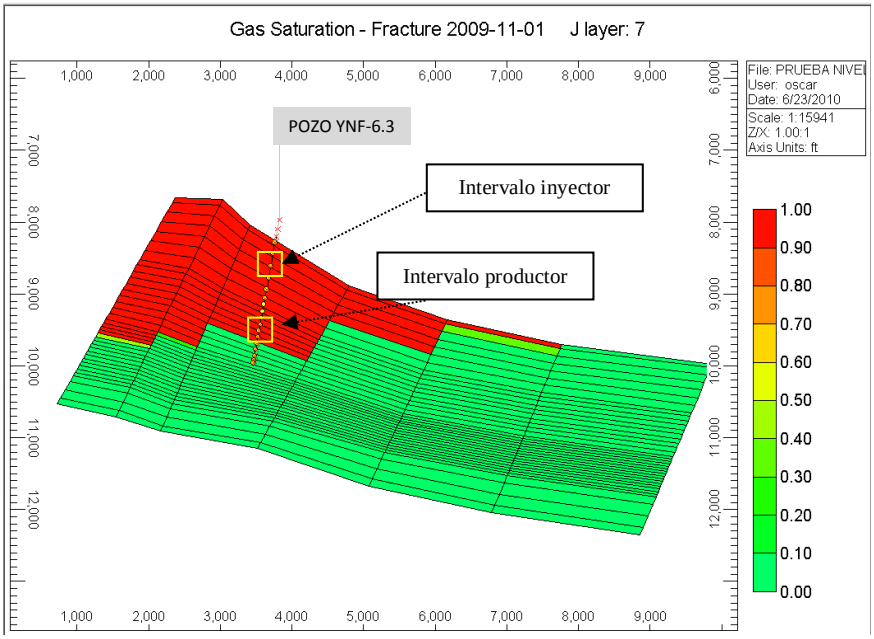


Fig. 6.3.1, Ubicación del pozo candidato para prueba de EOR a nivel de pozo.

Para la realización de los escenarios de inyección de surfactantes en forma espumada, se generó sobre el modelo del bloque YNF-B, un refinamiento en la zona donde se encuentra ubicado el pozo YNF-6.3, tal como se muestra en la Fig. 6.3.2

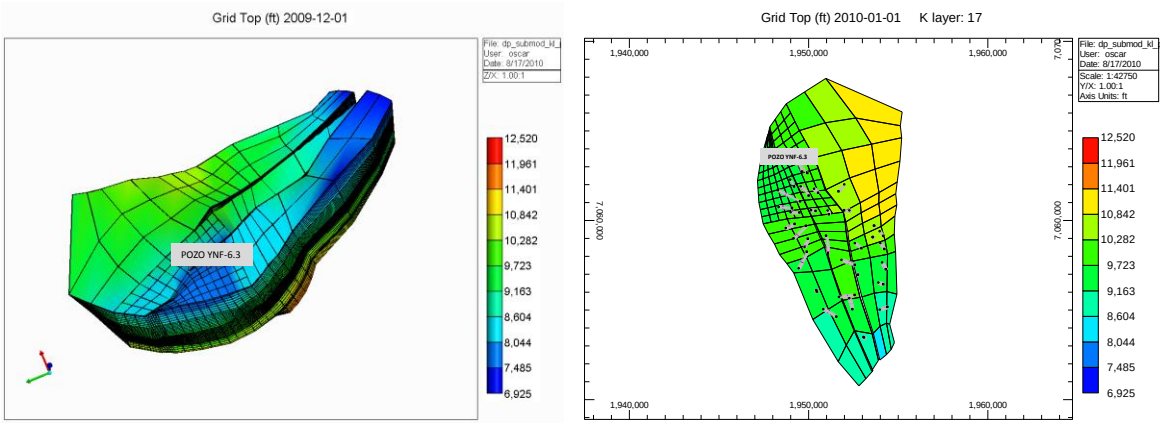


Fig. 6.3.2, Refinamiento del modelo en la zona del pozo YNF-6.3

Previo a la inyección de la espuma se realizó una corrida base en el pozo YNF-6.3, en la que no se realizó inyección alguna en el pozo, simplemente fue abierto a producción el intervalo inferior productor por un periodo de un mes, el cual se encuentra en la zona de gas.

El objetivo de este ejercicio es tener una base de comparación con respecto a las opciones de inyección de espuma que se realizaran a continuación. Para este escenario, el pozo YNF-6.3, fue puesto en operación con un control mínimo de presión en fondo de 1500 psi, debido a que la presión promedio del yacimiento es de 1700 psi. En la Fig. 6.3.3 se muestran los resultados de producción del pozo sin ningún tipo de inyección y se puede observar que el pozo produce únicamente gas en grandes cantidades.

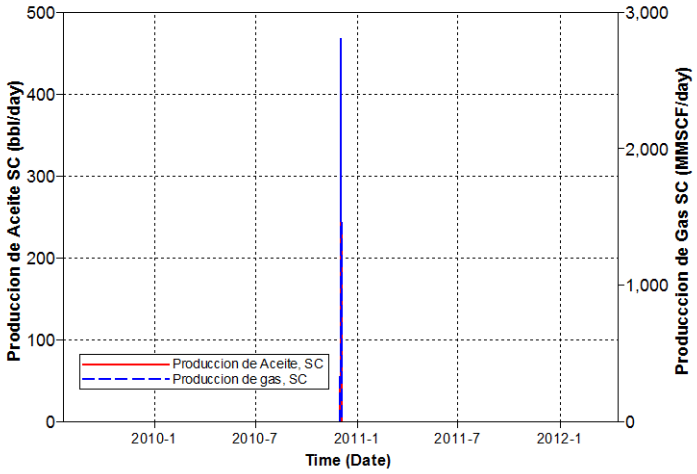


Fig. 6.3.3, Comportamiento de producción sin inyección de espuma, YNF-6.3

VI.3.2 Escenario de inyección de espuma en el pozo YNF-6.3.

Como ya se ha mencionado, el proceso de inyección de espuma a nivel de modelo radial genera el efecto deseado de reducción de la saturación de aceite de la matriz incorporando aceite hacia el sistema de fracturas que se encuentran por encima del contacto gas-aceite.

Sin embargo, en un modelo radial de geometría regular, esto es un aspecto que se puede controlar a diferencia de lo que ocurre en un modelo de yacimiento donde se presenta toda la complejidad geológica como los diferentes grados de inclinación o echado de las capas, por lo que resulta difícil anticipar que la prueba a nivel de pozo pudiera ser exitosa en una aplicación de campo, basándose únicamente en los resultados obtenidos en el modelo radial.

En este sentido una de las condiciones fundamentales a tomar en cuenta para la selección del pozo para una prueba de EOR es que se debe respetar a nivel del pozo, el grado de complejidad geológica que se tiene en los alrededores del mismo, lo cual tiene por objeto entender los patrones de flujo de las soluciones inyectadas de surfactantes, además es importante mencionar que dichos patrones determinarán las áreas del yacimiento donde los productos inyectados realizan las funciones de reducción de tensión interfacial, alteración de mojabilidad, así como de bloqueo y movimiento del aceite liberado de la matriz.

Con la finalidad de tener una idea de los patrones de flujo de la espuma, se llevó a cabo un escenario que considera la inyección de 20,000bpd de agua con surfactante en forma de espuma en el intervalo superior del pozo por un periodo de un año, después de lo cual se suspendió la inyección y se abrió a producción el intervalo inferior. El comportamiento de la densidad de la espuma se puede distinguir al compararse con el escenario base, donde no se inyecta espuma, tal y como se muestra en la Fig. 6.3.4. En la parte derecha de la figura se observan valores de densidad de 0.4 gr/cm3 que corresponde a la espuma que se aloja por encima del contacto gas-aceite, tal como se había ya descrito previamente

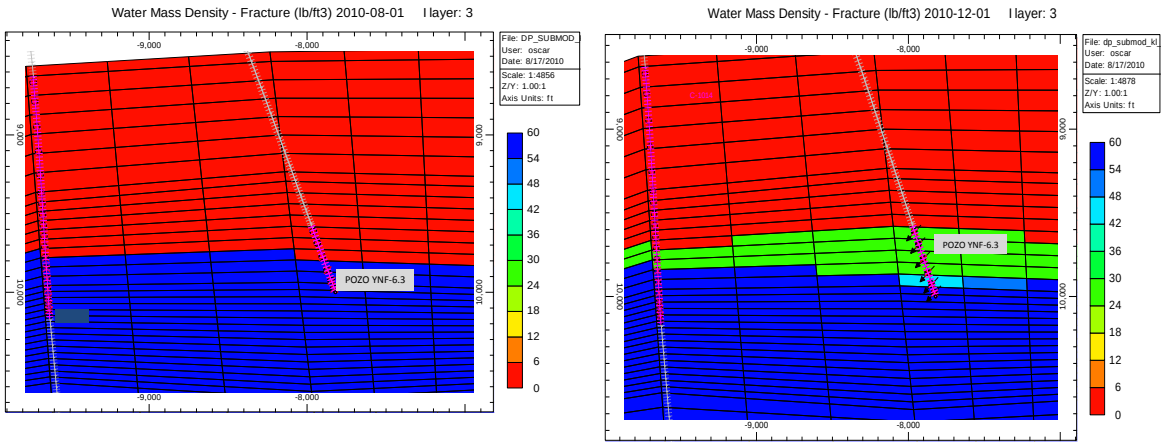


Fig. 6.3.4 Comportamiento de la densidad de la espuma en la vecindad del pozo YNF-6.23

Uno de los aspectos que se requiere conocer al emplear este tipo de modelos que involucran toda la complejidad geológica, como ya se mencionó, es el movimiento preferencial de los productos inyectados, ya que esto determina las zonas que serán afectadas por la presencia de surfactantes.

Para este ejercicio, se puede observar el efecto de los surfactantes en los bloques de matriz como una reducción del valor de tensión interfacial en una dirección preferencial, lo cual está relacionado con el grado de inclinación o echado de las capas donde se encuentra ubicado el pozo. En la Fig. 6.3.5 se muestra un corte del modelo para la profundidad donde se encuentra el intervalo inyector.

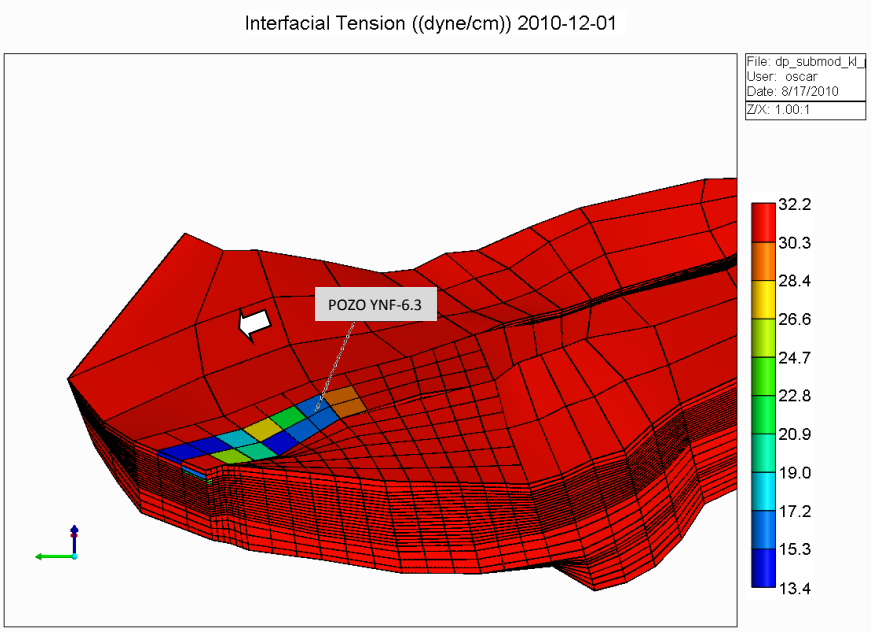
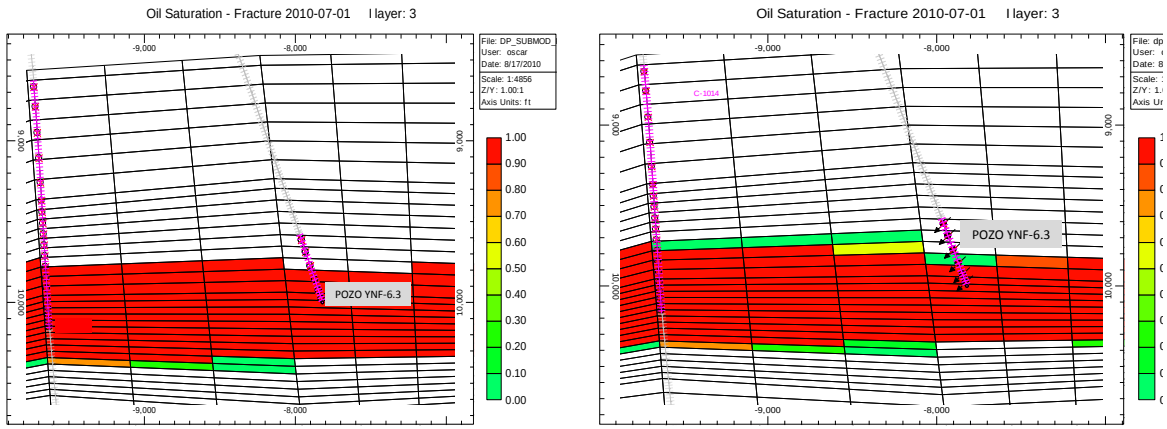


Fig. 6.3.5 Comportamiento de la tensión interfacial y dirección preferencial del efecto.

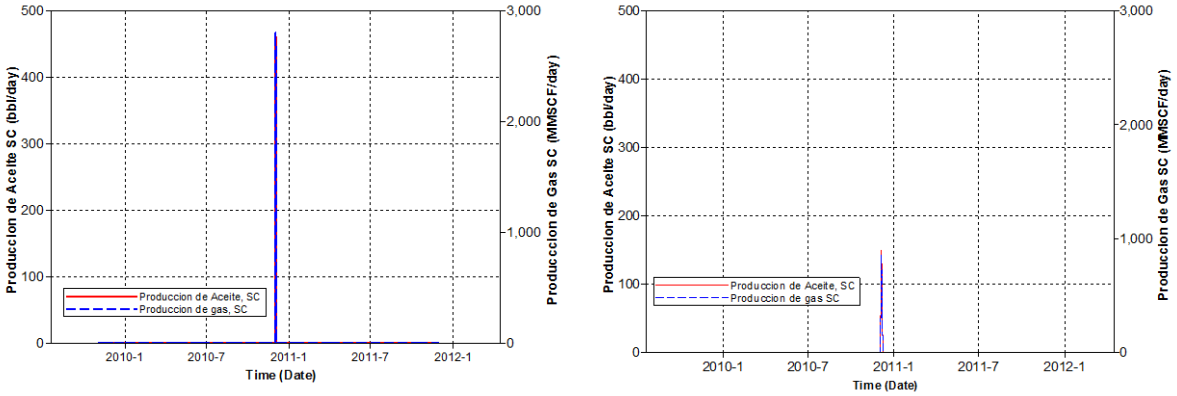
Como ya se mencionó, la espuma por sus valores de densidad tiende a segregarse siguiendo el echado de las capas, tal y como se observa en la figura anterior, esta situación podría reducir el éxito de la prueba piloto a nivel de pozo en el pozo YNF-6.3, debido al nivel de echado que se tenga en esta zona, por lo que a fin de verificar esta situación, se analizó la vecindad del pozo en cuanto a disminución de la saturación de aceite de la matriz e incremento de dicha saturación en el sistema de fracturas. En la Fig. 6.3.6 se analiza el caso base, donde no hay inyección así como el caso que considera inyección en un intervalo superior del pozo YNF-6.3, con el objetivo de determinar la dirección en la que se mueve el aceite liberado del sistema de la matriz. Cabe mencionar que lo que se pretende en la prueba piloto a nivel de pozo es producir el aceite liberado de la matriz en un intervalo inferior del mismo pozo donde se realiza la inyección de la espuma.



Caso sin inyección de espuma Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.6 Saturación de aceite en la fractura en la vecindad del pozo YNF-6.3.

En la Fig. 6.3.6 se observa un ligero incremento en la saturación de aceite de la fractura en las capas superiores al contacto gas-aceite, sin embargo los valores de saturación son relativamente bajos para saturar las fracturas de la capa inmediata superior al contacto gas-aceite. Este hecho permite anticipar que no se obtendrían producciones de aceite significativas en superficie, por lo que la prueba no resultaría exitosa en este pozo desde el punto de vista de recuperación del aceite de la matriz. Estos resultados se muestran en la Fig. 6.3.7, donde la producción de aceite es similar tanto para el caso base como para el caso donde se inyecta espuma.

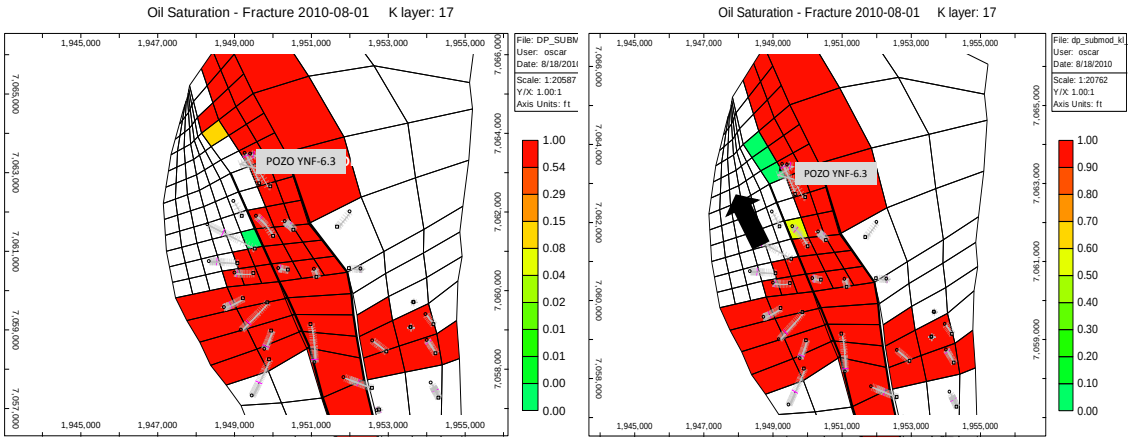


Caso sin inyección de espuma Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.7 Comparación del caso base y con inyección de espuma en el pozo YNF-6.3.

Hasta este punto se puede concluir que el proceso funciona debido a que se tiene una disminución de la saturación de aceite de la matriz y que una parte del aceite liberado se incorpore en la ventana de aceite, sin embargo, debido a la geología presente en la vecindad del pozo se genera un patrón de flujo de la espuma y del aceite liberado que no resulta suficiente para saturar el sistema de fracturas de la capa superior al CGA en la trayectoria del pozo YNF-6.3.

En la Fig. 6.3.8 se muestra un plano de la distribución de saturación de aceite en la fractura para el caso base y el que considera inyección de espuma.



Caso sin inyección de espuma Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.8 Patrón de distribución del aceite liberado en el sistema de fracturas.

En la parte derecha de la figura anterior se observa que el incremento en la saturación de aceite de la fractura sigue un patrón echado abajo, donde las celdas en verde muestran el incremento de la saturación de aceite en el sistema de fracturas, este patrón tiende a alejarse de la vecindad del pozo, debido a la inclinación de las capas en el modelo. Por comparación, en la parte izquierda de la figura se muestra el caso base donde no se realizó inyección alguna.

VI.3.3 Escenario de inyección de espuma el pozo YNF-6.4.

Una vez que se ha determinado que la complejidad geológica, en particular la inclinación o echado de las capas, es uno de los factores de mayor importancia en la selección de la ubicación del pozo para la ejecución de la prueba piloto de EOR debido a que esta influye en el patrón de distribución de los fluidos inyectados y por lo tanto en la efectividad del proceso, se realizó una búsqueda de zonas con menor echado o bien que se encuentren en la parte más baja de la estructura, en el entendido de que una buena parte del aceite liberado de la matriz por la espuma que se inyecte echado arriba será captado a final de cuentas en la parte más baja de la estructura, lo cual podría hacer pensar en un escenario donde se inyecta en un pozo y se produce en otro. En la Fig. 6.3.9, se muestra una vista en planta de la zona del bloque YNF-B, obtenida del modelo geológico del campo, con diferentes secciones estructurales, donde las secciones A-A' y H-H' corresponden a la parte más baja y más alta respectivamente.

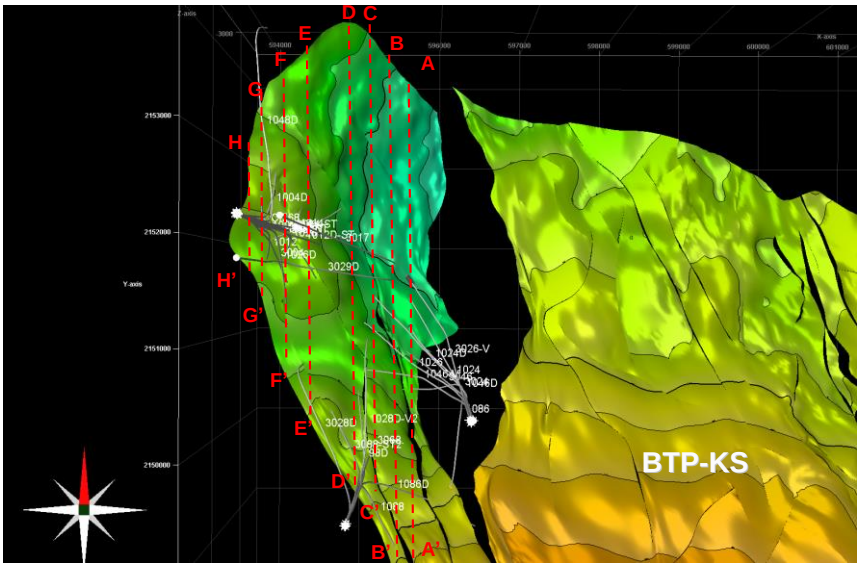


Fig. 6.3.9 Vista en planta de la estructura del bloque YNF-B.

En base a los resultados previamente obtenidos, se llevó a cabo un análisis de los pozos que se encuentran en la parte estructuralmente más baja del bloque YNF-B, los cuales se muestran a través de las secciones A-A' y B-B' de la Fig. 6.3.9 y que corresponden a la parte culminante de la estructura. Esta zona pudiera ser de interés al pensar en una prueba piloto de EOR, debido a que lo que se pretende es confinar el aceite liberado producto del efecto de los surfactantes, lo cual resulta factible cuando se inyecta espuma echado arriba en un intervalo localizado estructuralmente más alto, lo cual genera movimiento de espuma echado abajo y liberación de aceite siguiendo la geometría de las capas permitiendo su acumulación y saturación de la fractura en la culminación de la estructura por encima del contacto gas-aceite. Esta condición se aproxima a la de la sección A-A', donde la inyección tendría lugar en el pozo YNF-6.6 y producción a través del mismo pozo en un intervalo inferior, además de los pozos que se encuentran echado abajo, YNF-6.4 y YNF-6.5, Fig. 6.3.10

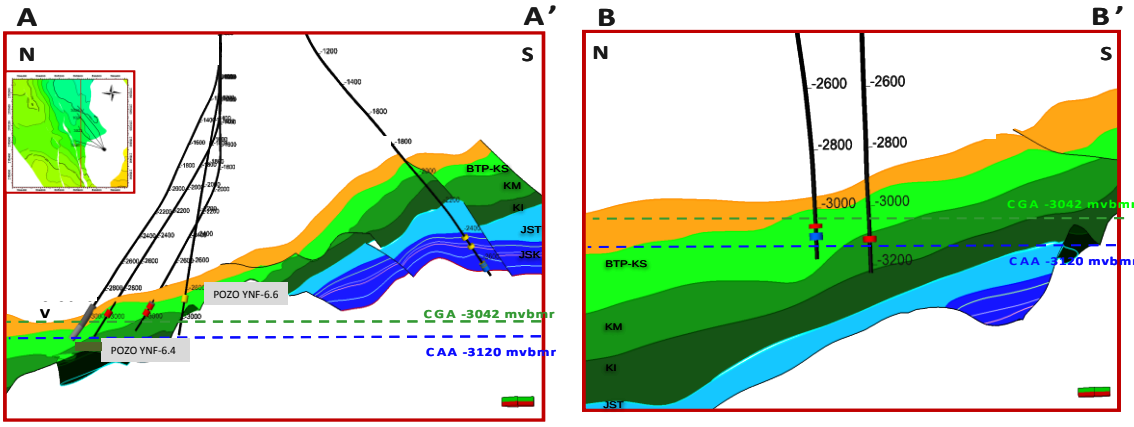


Fig. 6.3.10, Sección estructural de la parte más baja del yacimiento.

La conceptualización de este escenario a partir de la sección A-A' se puede observar en el diagrama que se muestra en la parte izquierda de la Fig. 6.3.11 así como la ubicación de pozos e intervalos dentro del modelo de simulación.

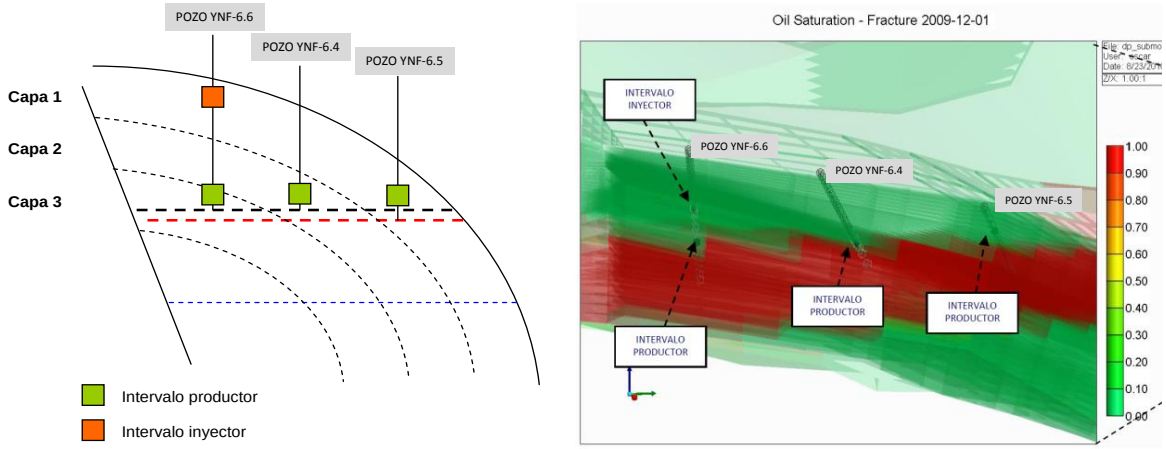


Fig. 6.3.11 Conceptualización de la prueba y ubicación de pozos dentro del modelo de simulación.

Este concepto se probó con el modelo de simulación del bloque YNF-B, donde se inyectó espuma en el pozo YNF-6.6 a un ritmo de inyección de 10,000bpd con una concentración de surfactante de 0.1% en peso por un periodo de 6 meses. Los resultados muestran que el efecto de la inyección queda acotado a los dos límites físicos que son el CGA y la cima del yacimiento. En la Fig. 6.3.12 se muestra el efecto de la modificación de la tensión interfacial ocasionada por el movimiento de las soluciones de surfactantes en forma espumada.

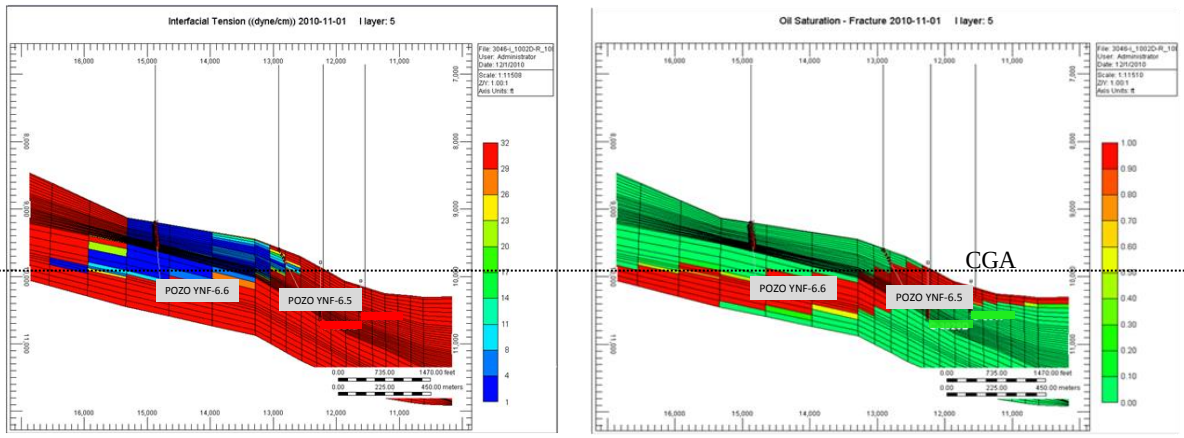


Fig. 6.3.12 Confinamiento del proceso de inyección de espuma en la zona baja del bloque YNF-B.

Una vez que se determinó que el proceso de inyección de surfactantes en forma espumada para esta zona muestra condiciones adecuadas por el nivel de confinamiento, se realizó un escenario que considera después de la inyección de espuma, un periodo de producción de tres meses en los pozos que se encuentran echado abajo que son el YNF-6.5 y YNF-6.4 en intervalos que se ubicaron por encima del CGA. Cabe mencionar que también se consideró el intervalo inferior del pozo YNF-6.6, Fig. 6.3.11. Antes de analizar el comportamiento de producción de los pozos, se observaron cambios en algunos parámetros como resultado de la inyección de espuma; en la Fig. 6.3.13 se muestra una sección del comportamiento de la inyección de espuma a partir de los valores de densidad obtenidos en el modelo, observándose que efectivamente, la espuma tiene tendencia a moverse echado abajo hacia la zona donde se encuentra el pozo YNF-6.5, Fig. 6.3.11.

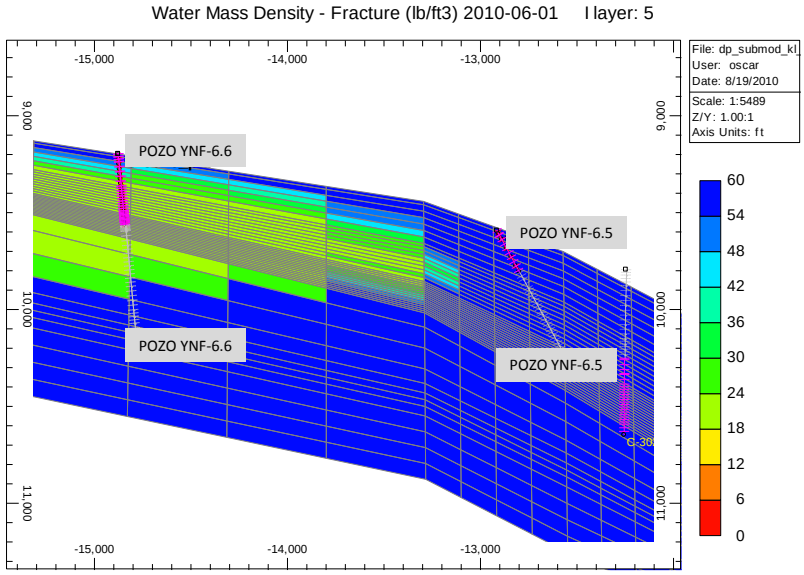
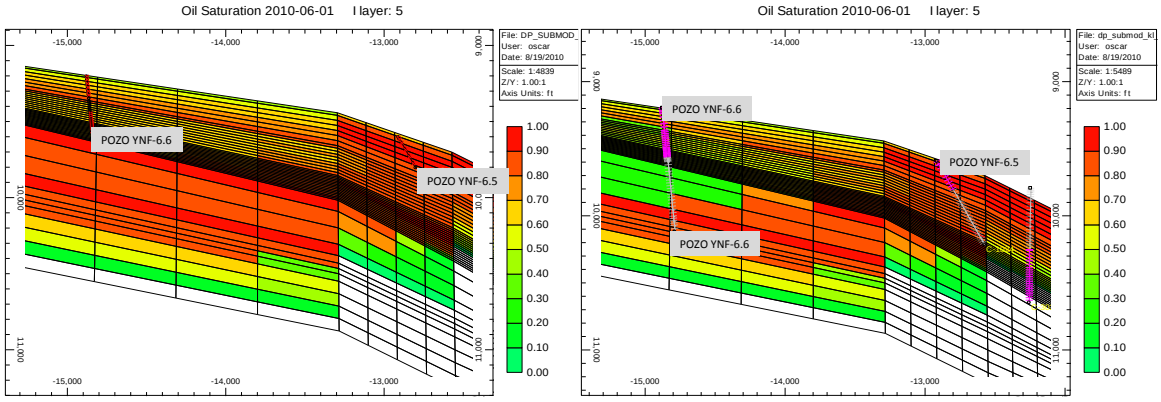


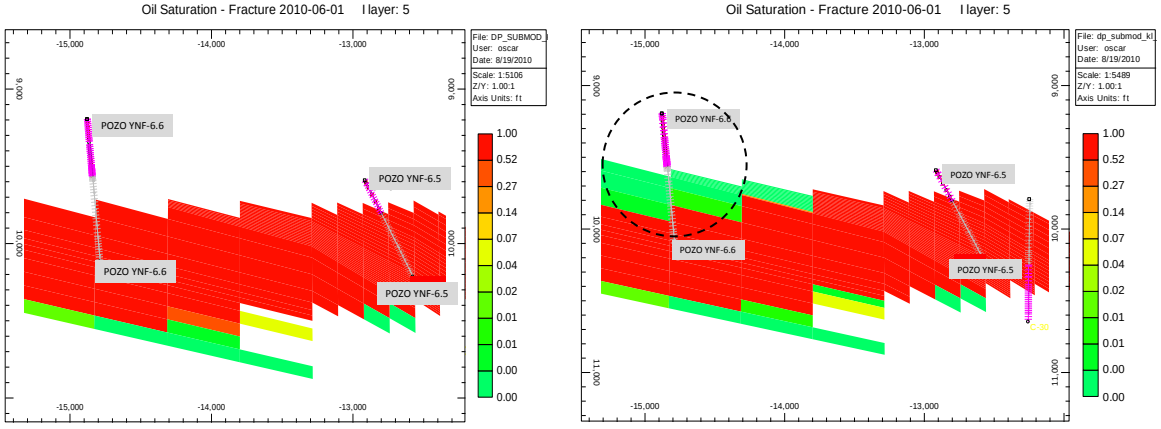
Fig. 6.3.13 Comportamiento de la espuma en el modelo de bloque YNF-B.

El movimiento de la espuma en la dirección preferencial de flujo ocasionó una disminución de la tensión interfacial y una alteración en la mojabilidad de las zonas de yacimiento, donde se tuvo contacto con las soluciones de surfactantes, reduciendo la saturación de aceite del sistema de matriz, lo que da como resultado un incremento en la saturación de aceite en el sistema de fracturas, como se muestra en las Figs. 6.3.14 y 6.3.15. En ambos casos, se comparó este efecto con el caso base donde no se realizó inyección alguna de surfactantes.



Caso sin inyeccion de espuma Caso con inyeccion de espuma

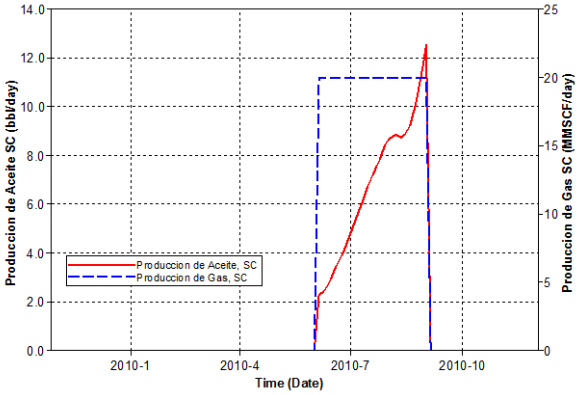
Fig. 6.3.14 Reducción de la saturación de aceite de la matriz en la zona de la prueba.



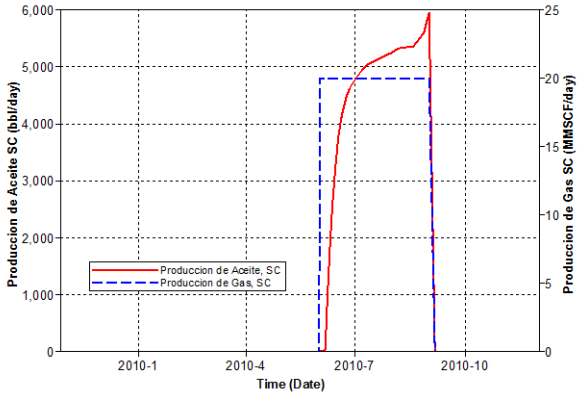
Caso sin inyeccion de espuma Caso con inyeccion de espuma

Fig. 6.3.15 Incremento de la saturación de aceite de la fractura en la zona de interés.

Como ya se mencionó, con el propósito de tener una base de comparación para juzgar el beneficio de la inyección de espuma, se generó un escenario base, donde no se realizó inyección alguna en el YNF-6.6 y se observó el comportamiento de producción de los pozos echado abajo, YNF-6.6, YNF-6.4 y YNF-6.5, lo cual se muestra en las Figs. 6.3.16 a 6.3.18.

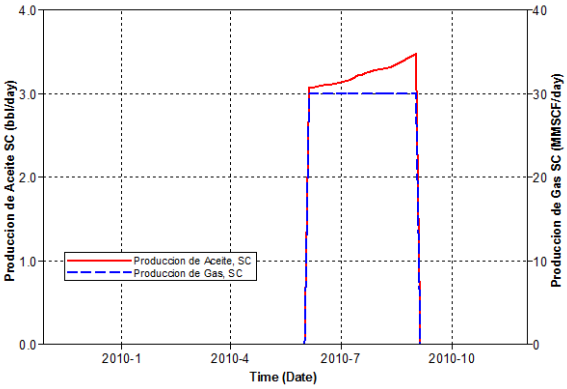


Caso sin inyección de espuma

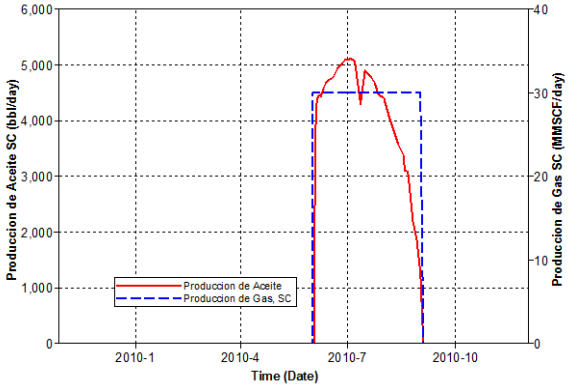


Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.16 Beneficio por inyección de espuma en el pozo YNF-6.6.

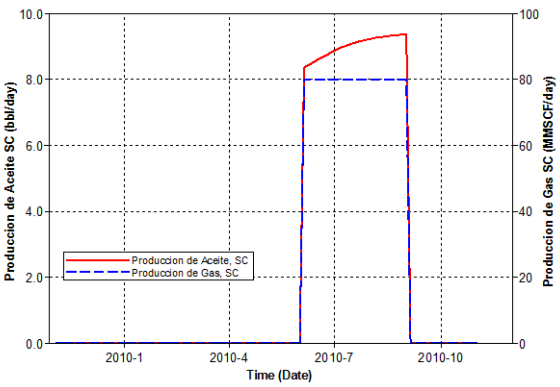


Caso sin inyección de espuma

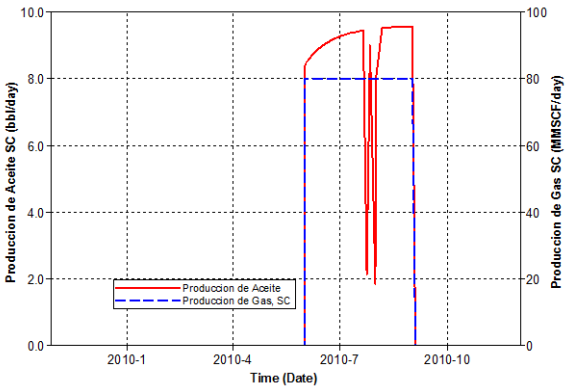


Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.17 Beneficio por inyección de espuma en el pozo YNF-6.4.



Caso sin inyección de espuma



Caso con inyección de espuma

Fig. 6.3.18 Beneficio por inyección de espuma en el pozo YNF-6.5.

De los resultados anteriores, se observa que la inyección de espuma, presenta los beneficios esperados en los pozos YNF-6.6 y YNF-6.4, sin embargo en el pozo YNF-6.5 no se observó beneficio alguno, debido principalmente a la distancia del pozo con respecto al punto de inyección de la misma. A pesar de que para los volúmenes de espuma inyectados no se observó beneficio en uno de los pozos productores, no se investigó el efecto que pudiera haber tenido inyectar volúmenes mayores de espuma. Por lo que se podría decir que este escenario resulta favorable y representa una oportunidad para una futura prueba piloto a nivel de campo, ya que la ubicación de los pozos aunada al aspecto geológico del yacimiento se combina de forma positiva.

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

La aplicación de este tipo de procesos requiere de una metodología, que permita determinar la viabilidad de su aplicación en campo, lo cual incluye etapas de procesos de escrutinio, de trabajo de laboratorio para la selección de productos químicos adecuados para las condiciones del yacimiento y el empleo de estos en muestras de roca que permitan determinar la cantidad de aceite adicional a recuperar. Esta información obtenida en el laboratorio se emplea como insumo en simuladores comerciales para reproducir los resultados y aplicarlos en modelos de yacimiento que permitan diseñar las pruebas a nivel de campo.

Ajuste de pruebas de laboratorio mediante simuladores

En este trabajo se analizaron las pruebas realizadas en el laboratorio con surfactantes que fueron desarrollados por el IMP, (López S. et al, 2009), los cuales sirvieron de base para llevar a cabo simulaciones en el software comercial STARS® de CMG, como previamente se discute en detalle en el capítulo III, donde los resultados ajustados en el modelo permitieron reproducir dichas pruebas con las que fue posible describir adecuadamente los fenómenos relacionados a los procesos de imbibición, alteración de la mojabilidad de la roca y disminución de la tensión interfacial generada por efecto de los surfactantes en el yacimiento.

A partir de las pruebas de imbibición natural en agua congénita y mediante el uso de un modelo de simulación numérica en STARS®, fue posible determinar un grupo de curvas de permeabilidades relativas con las que se ajustaron los resultados de producción de aceite observadas en el laboratorio, dichas curvas también permitieron determinar el tipo de mojabilidad de la roca en base a las características de estas curvas. Cabe hacer mención que para estas pruebas, no se contó con mediciones cuantitativas de la mojabilidad de la roca y de presión capilar, por lo que es recomendable que en trabajos futuros también se incluyan dichas mediciones como parte del trabajo de laboratorio, ya que ambos parámetros resultan de gran importancia en el proceso de retención de aceite en la roca. Sin embargo, a pesar de no contar con esta información, el efecto de estos parámetros fue asignado a las curvas de permeabilidad relativa ajustadas.

Dentro de los aspectos de mayor relevancia observados como parte del análisis de sensibilidad a los parámetros de las curvas de permeabilidades relativas fue la determinación de cuales de éstos son los que mayormente afectan la cantidad de aceite producido, obteniéndose en primer lugar el valor de saturación de aceite residual S_{orw}, seguido del valor del exponente de la curva de permeabilidad relativa al aceite y finalmente el valor del punto extremo.

La segunda parte del experimento que consistió en el proceso de imbibición por efecto de una solución de agua de mar con surfactantes, se ajustó mediante el mismo procedimiento de sensibilidad a una segunda curva de permeabilidad relativa, que en este caso, representa el estado final de mojabilidad de la roca alterada por efecto de los surfactantes, donde de uno de los ajustes, se pudo observar una disminución de la saturación de aceite residual en un 15%, dicho cambio genero un desplazamiento de la curva de la permeabilidad relativa al aceite, dando lugar a un sistema con características de mayor tendencia de mojabilidad al agua.

Una de las limitantes para esta prueba fue la determinación del efecto de presión capilar por efecto de los surfactantes, ya que no se contó con medición de este parámetro en el laboratorio y por lo tanto no fue posible reproducir en el modelo de simulación como se altera este parámetro por efecto de los surfactantes para el tipo de roca del yacimiento de estudio, por lo que en trabajos futuros es importante la determinación de la presión capilar antes y después del efecto de los surfactantes.

Efecto de diferentes litotipos y fracción del yacimiento para EOR.

El número de pruebas realizadas en el laboratorio con fines de recuperación mejorada, para el yacimiento en cuestión puede ser limitado debido a la disponibilidad de muestras de roca y los tiempos que implica llevar a cabo dichos estudios así como por los costos involucrados. Esta limitación debe tomarse en cuenta al considerarse el beneficio en términos de la recuperación de aceite que pudiera obtenerse en todo el yacimiento, debido a la diversidad de litotipos presente, sobre todo cuando se trata de YNF, donde el grado de heterogeneidad es alto y las características petrofísicas como porosidad, permeabilidad y grado de mojabilidad dan lugar a diferentes curvas de permeabilidades relativas, con resultados que pudieran ser diferentes a los observados en el laboratorio.

Como parte de este trabajo se estudió el efecto de las propiedades petrofísicas del sistema de matriz en los fenómenos de imbibición, observándose en primer lugar que para el caso de la porosidad, este afecta la cantidad de aceite a recuperar debido sencillamente a que una roca con mayor porosidad representa un mayor grado de almacenamiento de aceite, por otro lado, en lo que se refiere a la permeabilidad, se observó que esta tiene un efecto importante en la velocidad de recuperación de aceite, determinándose que rocas con valores de menor permeabilidad tienden a liberar el aceite de forma más lenta. En lo que se refiere a la mojabilidad, definida por las características de la curva de permeabilidad relativa, se pudo observar, que mojabilidades al agua presentan un mayor grado de imbibición y por lo tanto de producción de aceite, siendo menor para mojabilidades intermedias y al aceite.

Los resultados obtenidos en el laboratorio se extrapolaron para los litotipos que se presentan con mayor frecuencia en el yacimiento de estudio, observándose que para el 52% se obtendrían recuperaciones de aceite por imbibición del orden del 70%, sin embargo, para el 48% restante la recuperación observada fue del orden del 20%. Para el caso de imbibición por surfactantes la recuperación adicional para el 52% del yacimiento fue de solo un 9% adicional y para el 48% restante del 13%.
Cabe hace mención que en la muestra de roca analizada en el laboratorio, el incremento de recuperación por surfactantes fue de casi el 15%.

Los resultados de este análisis permiten identificar, la necesidad de llevar a cabo el mayor número de pruebas de laboratorio posible, considerando principalmente, aquellas que se presentan con mayor frecuencia en el yacimiento, lo cual se recomienda para trabajos futuros.

Modelado de soluciones de surfactantes en forma espumada en modelos radiales.

El empleo de soluciones acuosas de surfactantes en forma espumada con fines de control de movilidad del gas del casquete y de disminución de la saturación de aceite residual del sistema de matriz fue reproducido por medio de modelos de tipo radial en STARS® mediante el uso de los resultados del ajuste de las pruebas de imbibición, la definición de una serie de componentes y reacciones, con las cuales se pudieron ajustar las características y efecto de la espuma observado en campo, tanto de tiempo de vida, bloqueo y densidad, lo cual sirvió de base para estudiar el proceso de liberación de aceite de la matriz hacia el sistema de fracturas y probar diferentes formas de recuperar el aceite liberado mediante diferentes terminaciones y geometrías en los intervalos del pozo.

Del estudio en modelos radiales se pudo determinar que una terminación con intervalo inyector en la parte superior y uno productor en la parte inferior, cercano al contacto gas aceite permite recuperar el aceite liberado del sistema de matriz, también se pudo observar que terminaciones de tipo radial en el intervalo inyector permiten distribuir una mayor cantidad de surfactantes en el yacimiento, generando una mayor liberación de aceite del sistema de matriz.

En lo que se refiere a la cantidad de aceite liberado del sistema de matriz del casquete, se observó que una parte de esta, se obtiene como resultado de imbibición natural y otra cantidad por efecto de alteración de mojabilidad, donde la proporción está relacionado con el grado mojabilidad de la roca.

Este aspecto resulta de gran importancia en el diseño de los surfactantes a emplearse en el yacimiento, ya que en base al tipo de mojabilidad presente en la roca, los surfactantes en forma espumada deberán ser diseñados para promover en mayor o menor medida el proceso de alteración de mojabilidad de la roca, ya que esto determina la cantidad de productos alteradores en la formulación y que por consecuencia afecta la economía del proyecto.
Se recomienda en trabajos futuros llevar a cabo un estudio detallado a nivel de laboratorio que permita determinar formulaciones en función de los diferentes grados de mojabilidad que se tienen presentes en este tipo de YNF.

Simulación de pruebas de EOR en modelos de campo.

La información obtenida a partir del estudio en modelos radiales, permitió definir las bases para la aplicación en modelos donde se considera la complejidad geológica, trayectorias de los pozos y las condiciones dinámicas de presión-producción que se tiene en el campo. Los resultados obtenidos llevaron a definir algunos aspectos importantes a considerar en el diseño de pruebas de EOR a nivel de campo, como el grado de inclinación o echado de las capas lo cual afecta el patrón de distribución de la espuma inyectada y por lo tanto las zonas donde se tendrá el efecto de los surfactantes, otro aspecto es el grado de compartamentalización de la porción de yacimiento donde se llevara a cabo la inyección, al respecto se observó que en ubicaciones donde la cima de la estructura se “acuña” con el CGA se presentan condiciones que permiten confinar el proceso y hacer más evidente los resultados. En lo que se refiere a la ubicación de los pozos, se determinó que los que tienen la función de inyectar deberán estar ubicados echado arriba y los receptores echado abajo, lo que permite captar en la parte estructuralmente más baja el aceite resultado del proceso de inyección de las soluciones de surfactantes.

NOMENCLATURA

A…….	Área
BPD…….	Barriles por día
C…….	Concentración
CGA…….	Contacto Ga-Aceite
CMG…….	Computer Modelling Group
cm…….	centímetros
EOR…….	Enhanced Oil Recovery
E_D…….	Eficiencia de desplazamiento
E_v …….	Eficiencia volumétrica
E_h …….	Eficiencia horizontal
ft …….	pies
F_v …….	Fuerzas viscosas
F_c …….	Fuerzas capilares
E_{ver} …….	Eficiencia vertical
g…….	gravedad, cm/s^2
g…….	gramos
h, H……	altura
mg…….	miligramos
mV…….	metros verticales.
M……..	Relación de movilidades
md……	milidarcy, unidades de permeabilidad
MMPCD……	Millones de pies cúbicos por día
m_d……	movilidad del fluido desplazante
m_o……	movilidad del aceite
N_B……	Numero de Bond
N_{ca}……	Numero Capilar
N_o y N_w……	Exponentes de las curvas de permeabilidad relativa al aceite y agua
KOH…….	Hidróxido de Potasio
k_d…….	Permeabilidad del fluido desplazante
k_o…….	Permeabilidad del aceite
k_{ro}…….	Permeabilidad relativa al aceite
k_{rw}…….	Permeabilidad relativa al agua
PRM…….	Proceso de Recuperación Mejorada
PH…….	Potencial de Hidrogeno
PM…….	Peso Molecular
P…….	Presión

PTP……	Presión en cabeza.
PVT……	Presión Volumen Temperatura.
Pc……..	Presión Capilar o Presión Critica
r……	radio capilar, cm
RGA……	Relación Gas-Aceite
R……..	Recuperación
Tc…….	Temperatura crítica
TR……..	Tubería de revestimiento
S_{oi} …….	Saturación inicial de aceite
S_{or}…….	Saturación residual de aceite
S_w…….	Saturación de agua
S_{wi}…….	Saturación inicial de agua
$S_{cw,} S_{wcon}$ ……	Saturación de agua congénita
T……..	Temperatura
t……	tiempo
σ_{os}, σ_{ws} y σ_{ow}	Tensiones interfaciales, aceite-solido, solido-agua y aceite-agua
ρ_w……..…	densidad del agua gr/cm^3
ρ_o ……	densidad del aceite gr/cm^3 g=gravedad, cm/s^2
θ ……...	Ángulo de contacto.
ρ_w ……	densidad del agua gr/cm^3
ρ_o ……	densidad del aceite gr/cm^3 g=gravedad, cm/s^2
θ …….	Ángulo de contacto.
V_{wst} …….	agua producida por imbibición forzada
V_{wsp} ……..	agua producida por imbibición de aceite
wt%……...	Porciento en peso
YNF……...	Yacimiento Naturalmente Fracturado
$\Delta\rho$ …….....	Diferencia de densidades
ϕ ……..	Porosidad
δ_o , δ_w …….	desplazamiento por aceite y agua

REFERENCIAS

1. Abe, A.A. 2005. Relative Permeability and Wettability Implications of Dilute Surfactants at Reservoir Conditions. MS thesis, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering.
2. Akin, S. y Kovscek, A.R. 1999. Imbibition Studies of Low-Permeability Porous Media. Artículo SPE 54590, presentado en SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, mayo 26-27. http://dx.doi.org/10.2118/54590-MS.
3. Allan, J. y Sun, S.Q. 2003. Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields. Artículo SPE 84590, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, octubre 5-8. http://dx.doi.org/10.2118/84590-MS.
4. Amyx, J., Bass, D. Jr. y Whithing, R. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. New York: Mc Graw Hill Company.
5. Anderson, W. 1986. Wettability Literature Survey—Part2: Wettability Measurements. *J. Pet Tech.* **38** (11): 1246-1262. SPE-13933-PA. http://dx.doi.org/10.2118/13933-PA.
6. Aronofsky, J.S., Masse, L. y Natanson, S.G. 1958. A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix due to Water Invasion in Fractured Reservoirs. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 213, 17–14. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
7. Austad, T. y Standnes, D.C. 1999. Spontaneous Imbibition of Water into Oil-Wet Carbonates. *J. Pet. Sci. Eng.* **39** (3-4): 363-376. http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00075-5.
8. Babadagli, T. 2003. Evaluation of EOR Methods for Heavy Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* **37** (1-2): 25-37. http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00309-1.
9. Babadagli, T. 2005. Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution. *Oil Gas Sci Technol* **60** (4): 697-710. http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2005049.
10. Bourblaux, B.J. y Kalaydjian, F.J. 1990. Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media. *SPE Res Eng* **5** (3): 361-368. SPE-18283-PA. http://dx.doi.org/10.2118/18283-PA.
11. Chilingar, G.V. y Yen, T.F. 1983. Some Notes on Wettability and Relative Permeability of Carbonate Rocks. II. *Energy Source* **7** (1): 67-75. http://dx.doi.org/10.1080/00908318308908076.
12. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2010. Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. Documento Técnico 1. http://www.cnh.gob.mx/_docs/DOCUMENTOTECNICO1FINAL.pdf. (descargado 01 de Enero de 2013)

13. Computer Modelling Group CMG. 2011. Estudio de Simulación Numérica Química y Térmica para Procesos de Recuperación Mejorada del Campo Cantarell. Proyecto CMG-PEP, Reporte Final, Computer Modelling Group CMG, Calgary, Alberta.
14. Craig, F.F. Jr. 1993. *Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Vol. 3. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
15. Cuiec, L.E. 1984. Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation. Artículo SPE 13211, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, septiembre 16-19. http://dx.doi.org/10.2118/13211-MS.
16. Darman, N.H. 2006. EOR Technologies and Applications in Malaysia. Presentación efectuada en el 4th Workshop of the Indonesia – Kutai Basin Case Study, Jakarta Indonesia, junio 13-17. http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS4/INWS4DOC04c_Malaysia_Nasir.pdf (descargado 01 de Enero de 2013)
17. Donaldson, E.C y Thomas, R.D. 1971. Microscopic Observations of Oil Displacement in Water-Wet and Oil-Wet Systems. Artículo SPE 3555, presentado en SPE Annual Meeting, Nuevo Orleans, Louisiana, EUA, octubre 3-6. http://dx.doi.org/10.2118/3555-MS.
18. Donaldson, E.C., Chillingarian, G.V. y Yen, T.F., eds. 1989. *Enhanced Oil Recovery. II: Processes and Operations*, Vol. 2. Amsterdam: Elsevier.
19. Green, D. y Willhite, G.P. 1998. *Enhanced Oil Recovery*, Vol. 6, Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
20. Grupo de Caracterización de Yacimientos del Activo Cantarell. 2004. Estudio de las Formaciones de la RMNE. Región Marina Noreste de PEP, México.
21. Grupo de Ingeniería de Yacimientos del Activo Cantarell. 2000. Estudio Integral modelo S2. Región Marina Noreste de PEP, México.
22. Grupo de Recuperación Mejorada del Activo Cantarell. 2007. Escrutinio de Procesos de EOR. Estudios de la Región Marina Noreste de PEP, México.
23. Gurgel, A, Moura, M.C.P.A., Dantas, T.N.C., et al. 2008. A Review on Chemical Flooding Methods Applied in Enhanced Oil Recovery. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas* **2** (2): 83-95. http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/view/53/66 (descargado 01 de Febrero de 2013)
24. Halliburton de México RMNE. 2008. Reporte PLT de la Inyección de Espuma en el Pozo C-468D. Halliburton de México RMNE, Cd. Del Carmen, Campeche (marzo 2008).
25. Hamon, G. y Vidal, J. 1986. Scaling-Up the Capillary Imbibition Process from Laboratory Experiments on Homogeneous and Heterogeneous Samples. Artículo SPE 15852, presentado en European Petroleum Conference, Londres, octubre 20–22. http://dx.doi.org/10.2118/15852-MS.

26. Handy, L.L. 1960. Determination of Effective Capillary Pressure for Porous Media from Imbibition Data. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 219, 75–80. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
27. Hatiboglu, C.U., Karaaslan, U. y Akin, S. 2005. Spontaneous Imbibitions in Low Permeability Carbonates. *Energy Source* **27** (9): 839-846. http://dx.doi.org/10.1080/00908310490450926.
28. Hirazaky, G. y Zhang, D.L. 2004. Surface Chemistry of Oil Recovery from Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formations. *SPE J.* **9** (2): 151-162. SPE- 88365-PA, http://dx.doi.org/10.2118/88365-PA.
29. López Simón y colaboradores. Selección y Optimización a Nivel de Laboratorio de Procesos de Recuperación Mejorada a través de la Inyección de Químicos. Proyecto IMP-PEP, México (marzo 2009).
30. Morales Gil C. Retos y oportunidades en la exploración y producción de hidrocarburos en México. Pemex Exploración y Producción, México (Septiembre de 2011). http://uvirtual.pep.pemex.com/nuevo/RetosyOportunidades_de_PEP.pdf
31. Karimaie, H. 2005. Oil Recovery by Water Imbibitions in Asmary Fractured Rock. Proc. Int. Symposium of the Society of Core Analysts, Toronto, Canada, agosto 21-25.
32. Lefrevre Du Prey, E. 1978. Gravity and Capillary Effects on Imbibition in Porous Media. *SPE J.* **18** (3): 195-206. SPE-6192-PA. http://dx.doi.org/10.2118/6192-PA.
33. Ma, S., Morrow, N.R. y Zhang, X. 1997. Generalized Scaling of Spontaneous Imbibition Data for Strongly Water-Wet Systems. *J. Pet. Sci. Eng.* **18** (3-4): 165–178. http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00020-X.
34. Manrique, E., Izadi, M., Kitchen, C. y Alvarado, V. 2008. Effective EOR Decisions Strategies with Limited Data: Field Cases Demonstration. Artículo SPE 113269, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 20-23. http://dx.doi.org/10.2118/113269-MS.
35. Manual de Usuario del Simulador STARS. 2012. Calgary, Alberta: Computer Modelling Group, CMG.
36. Mattax, C.C. y Kyte, J.R. 1962. Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir. *SPE J.* **2** (2): 177–184. SPE-187-PA. http://dx.doi.org/10.2118/187-PA.
37. Morrow, N.R., Cram, P.J. y McCaffery, F.G. 1973. Displacement Studies in Dolomite with Wettability Control by Octanoic Acid. *SPE J.* **13** (4): 221–232. SPE-3993-PA. http://dx.doi.org/10.2118/3993-PA.
38. Owens, W.W y Archer, D.L. 1971. The Effect of Rock Wettability on Oil–Water Relative Permeability Relationships. *J. Pet Tech* **23** (7): 873-878. SPE-3034-PA. http://dx.doi.org/10.2118/3034-PA.

39. Pandey, A., Kumar, M.S., Beliveau, D. y Corbishley, D.W. 2008. Chemical Flood Simulation of Laboratory Corefloods for the Mangala Field: Generating Parameteres for Field-Scale Simulation. Articulo SPE113347, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 20-23. http://dx.doi.org/10.2118/113347-MS.
40. Patton, J.T., Coats, K.H. y Colegrove, G.T. 1971. Prediction of Polymer Flood Performance. *SPE J.* **11** (1): 72–84. SPE-2546-PA. http://dx.doi.org/10.2118/2546-PA.
41. Rao, D.N. 1999. Wettability Effects in Thermal Recovery Operations. *SPE Res Eval & Eng* **2** (5): 420-430. SPE-57897-PA. http://dx.doi.org/10.2118/57897-PA.
42. Rivera Rodríguez, J. 1998. *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México, D.F.: UNAM, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería.
43. Salathiel, R.A. 1973. Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks. *J. Pet Tech* **25** (10): 1216-1224. SPE-4104-PA. http://dx.doi.org/10.2118/4104-PA.
44. Schechter, S.D., Zhou, D. y Orr, F.M. Jr. 1994. Low IFT Drainage and Imbibition. *J. Pet. Sci. Eng.* **11** (4): 283-300. http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(94)90047-7.
45. Schembre, J.M., Tang, G.Q. y Kovscek, A.R. 2006. Wettability Alteration and Oil Recovery by Water Imbibition at Elevated Temperatures. *J. Pet. Sci. Eng.* **52** (1-4): 131-148. http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2006.03.017.
46. Skoreyko, F., Villavicencio Pino, A., Rodríguez Prada, H. y Nguyen, Q.P. 2012. Understanding Foam Flow With a New Foam EOR Model Developed From Laboratory and Field Data of the Naturally Fractured Cantarell Field. Artículo SPE 153942, presentado en SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 14-18. http://dx.doi.org/10.2118/153942-MS.
47. Standes, D.C., y Austad T. 2000. Wettability Alteration in Carbonates in Chalk 2. Mechanism for Wettability Alteration from Oil-Wet to Water Wet Using Surfactants. *J. Pet. Sci. Eng.* **28** (3): 123-143. http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(00)00084-X.
48. Standnes, D.C. y Austad, T. 2003. Wettability Alteration in Carbonates Low-Cost Ammonium Surfactants Based on Bio-Derivatives from the Coconut Palm as Active Chemicals to Change the Wettability form Oil-Wet to Water-Wet Conditions. *Colloids and Surf., A* **218** (1-3): 161-173. http://dx.doi.org/10.1016/S0927-7757(02)00581-2.
49. Stegemeier, G.L. 1977. Mechanisms of Entrapment and Mobilization of Oil in Porous Media. En *Improved oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, eds. D.O. Shah y R.S. Schechter, 55-92. New York: Academic Press.

50. Tiab, D. y Donaldson, E. 1996. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

51. Treiber, K.E. y Owen, W.W. A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. *SPE J.* **12** (6): 531–540. SPE-3526-PA. http://dx.doi.org/10.2118/3526-PA.
52. Uleberg, K. y Kleppe, J. 2013. Dual Porosity, Dual Permeability Formulation for Fractured Reservoir Simulation. TPG4150 Reservoir Recovery Techniques. http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/TPG4150/fracturedpaper.pdf. (descargado 01 de julio de 2013)
53. Van Golf Racht, T.D. 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific.
54. Villavicencio, A., Torres, M., Cortés, O., et al. 2012. Control de Movilidad del Gas en el Casquete en Pozos Pertenecientes al Complejo Cantarell. *Ingeniería Petrolera* **LII** (1): 13-33.
55. Yu, L., Evje, S., Kleppe, H., et al. 2009. Spontaneous Imbibition of Seawater Into Preferentially Oil-Wet Chalk Cores — Experiments and Simulations. *J. Pet. Sci. Eng.* **66** (3-4): 171-179. http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2009.02.008. (descargado 01 de julio de 2013)
56. Zhang, X., Morrow, N.R. y Ma, S. 1996. Experimental Verification of a Modified Scaling Group for Spontaneous Imbibition *SPE Res Eng* **11** (4): 280-285. SPE-30762-PA. http://dx.doi.org/10.2118/30762-PA.
57. Zhang. P. y Austad, T. 2005. The Relative Effects of Acid Number and Temperature on Chalk Wettability. Artículo SPE 92999, presentado en SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, EUA, febrero 2-4. http://dx.doi.org/10.2118/92999-MS.
58. Zhou, D., Jia, L., Kamath, J., et al. 2002. Scaling of Counter-Current Imbibition Processes in Low-Permeability Porous Media. *J. Pet. Sci. Eng.* **33** (1-3): 61–74. http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00176-0.