

Recuperación adicional de aceite por inyección de agua en yacimientos de aceite ligero

Enrique Serrano Saldaña^{1}*

Ricardo Islas Juárez¹

*¹Recuperación Adicional de Hidrocarburos,
Gerencia de Soluciones en Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo*

José Miguel Romero²

Gerardo Alonso García²

*²Coordinación de Diseño en Explotación, Grupo Ixtal-Manik,
Activo Integral de Producción APC, Pemex-Exploración y Producción*

Artículo recibido en julio de 2018-revisado en agosto de 2018-correcto y aceptado en junio de 2019

Resumen

La tendencia marcada de declinación de presión ocasionada por el cumplimiento de esquemas de explotación, es un problema fuerte en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Las tecnologías existentes para revertir esta tendencia se enfrentan al gran reto de mejorar la eficiencia de barrido e incrementar el factor de recuperación de aceite. En yacimientos costa afuera una componente adicional que complica la producción es el manejo de agua y gas en superficie, de ahí que una parte considerable del esfuerzo que se hace en el diseño de la explotación de estos campos deriva en la evaluación del beneficio de la re inyección de estos fluidos en una primera instancia, así como la inyección de agua de mar.

Con la idea de fundamentar procesos de recuperación adicional para incrementar el factor de recuperación de aceite, se llevaron a cabo estudios de laboratorio para dos diferentes yacimientos A y B, que son de los yacimientos productores principales de aceite ligero de la Región Marina Suroeste, de México. En conjunto, ambos yacimientos aportan el 29% de la producción de aceite del Activo (SSD-Pemex, 2014).

En el presente trabajo se ofrecen detalles de los resultados obtenidos en la determinación experimental de valores de las variables críticas, tales como la compatibilidad química entre mezclas de agua, tensión interfacial, ángulo de contacto, imbibición espontánea, así como de pruebas de desplazamiento a condiciones de yacimiento. Para llevar a cabo estos estudios las muestras de roca y fluidos fueron recolectadas de los campos en estudio, y se caracterizaron previamente.

Finalmente, con los resultados obtenidos del estudio se muestra la factibilidad técnica de incrementar el factor de recuperación de aceite hasta un 35% aproximadamente por inyección de agua de mar, para los yacimientos en estudio.

Palabras clave: Recuperación de aceite, inyección de agua, yacimientos de aceite ligero.

Introducción

Los yacimientos A y B, son dos de los yacimientos productores principales de aceite ligero de la Región Marina Suroeste. El yacimiento A, aporta más del 21 % y B el 8 % de la producción diaria de aceite. En conjunto, aportan el 29% de la producción de aceite del Activo (SSD-Pemex, 2014).

El yacimiento A fue descubierto en 1996, e inició su explotación en el 2005. Mientras que el yacimiento B, se descubrió en el 2006 e inició su explotación en el 2013. La producción en estos campos data entonces, de 12 y 4 años respectivamente. El mecanismo de empuje en el caso del yacimiento A, es por expansión del sistema roca/fluidos y empuje por gas dada su condición de aceite saturado (presión actual < presión de saturación). En el caso del yacimiento B, la producción es solo por expansión, dado que su presión actual es mayor a la presión de saturación (bajo saturado). En la proyección del desarrollo de estos campos se contempla la inyección de agua de mar, agua de formación y gas hidrocarburo. Para ello se debe documentar técnicamente el beneficio que aportaría cada fluido, (Lake, 1989, Green, et.al. 1998).

La inyección de agua es una tecnología madura ampliamente documentada, aplicable a yacimientos de aceite ligero, aunque también se aplica con éxito en yacimientos de aceite pesado (Vidal, et.al. 2014). Es una de las formas más económicas de incrementar la producción de aceite. Sus propiedades de flujo la convierten en un agente desplazante eficiente (debido a la razón de movilidad favorable) y de bajo costo. Para su implementación se requiere determinar inicialmente su compatibilidad con el agua de formación, para evitar la formación de depósitos de sales que pueden dañar la formación (Birdi, 2003). De igual importancia es la interacción que puede tener el agua de mar con el aceite y la roca de la formación, donde las fuerzas de interacción electrostáticas, afinidad química, cohesión, adhesión y las fuerzas capilares, dominan la configuración de la mojabilidad del sistema roca/fluidos y definen la eficiencia del agua de mar para promover la desorción de aceite y su movilización. Finalmente, un estudio de simulación numérica de yacimientos, provee los escenarios y optimiza el diseño del proceso para considerar el mejor arreglo de pozos (Craig, 1982), para optimizar el área de contacto, y finalmente para maximizar el beneficio económico.

El ambiente fisicoquímico en el que se encuentra el aceite posterior a la recuperación primaria puede ser diverso, acorde a la naturaleza PVT del aceite, mineralogía de la roca y a las características geológico-estructurales del yacimiento; sin embargo, es siempre adverso. En algunos escenarios, la alta afinidad de los asfaltenos y componentes polares contenidos en el aceite con la roca y la baja actividad de los iones divalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2} , CO_3^{-2} y SO_4^{-2}) del agua de formación (Birdi, 2003), generan el ambiente microscópico para que la mojabilidad de la roca sea de intermedia a tendiente a ser mojable por aceite. Esto se manifiesta en la retención del aceite en el medio poroso por el dominio de las fuerzas capilares. Bajo este ambiente, la inyección de agua de mar puede actuar por medio de dos mecanismos para desprender el aceite del medio poroso: por imbibición espontánea y por empuje viscoso.

Esto se puede describir de la siguiente forma, la razón de salinidad, RS (Razón de Salinidad) entre el agua de mar y el agua de formación, así como el contenido de aniones SO_4^{-2} en el agua de mar, son dos de los indicadores principales del beneficio de inyectar agua de mar. El máximo beneficio se genera con una RS menor a la unidad y un alto contenido de SO_4^{-2} . Este beneficio se traduce en un alto desempeño de la imbibición espontánea para desplazar aceite por agua. Sin embargo, es necesario determinar si el ambiente iónico puede generar factores adversos como la precipitación de sales inorgánicas.

Por otra parte, la viscosidad del agua, al ser mayor que la del aceite, genera una razón de movilidad, M , menor a la unidad, es decir favorable, por lo que el proceso de desplazamiento es estable.

Bajo este contexto y en el marco conceptual descrito, en el trabajo que se presenta se muestran detalles de los resultados de pruebas experimentales realizadas con muestras de roca y fluidos representativos de los yacimientos A y B, enfocadas a estimar el beneficio técnico de inyectar agua para incrementar el factor de recuperación de aceite.

Metodología y desarrollo

Para alcanzar el objetivo planeado, se llevaron a cabo diferentes actividades relacionadas con los estudios del comportamiento de los fluidos del yacimiento con el agua

que se pretende inyectar al yacimiento y los efectos de esta agua en la roca de formación, el trabajo se desarrolló bajo la metodología de cuatro diferentes etapas, las cuales fueron:

- 1) Caracterización de las muestras de formación y fluidos
- 2) Preparación de fluidos representativos
- 3) Pruebas de interacción entre fluidos
- 4) Pruebas de eficiencia y estimación del factor de recuperación

Los yacimientos sujetos al estudio, son productores de aceite ligero, costa fuera y son operados por Pemex. En la **Tabla 1** se presentan sus características principales, en las cuales se muestra el año de descubrimiento, el área, la profundidad promedio, entre otras variables, las cuales pueden ser consultadas directamente en la Tabla 1.

Característica	A	B
Año Descubrimiento / Inicio Explotación	1996 / 2005	2006 / 2013
Área (km ²)	16.3	15.2
Profundidad Promedio (mvbnm)	4100	4241
Espesores Bruto y Neto (m)	272 / 193	341 / 132
Pozos Totales y Activos	17-nov	06-may
Porosidad (%)	10.8	9.9
Permeabilidad (mD)	100 – 300	5 – 20
Viscosidad (cP) @ Pb y Ty	0.3014	0.629
Gravedad Aceite (°API)	32	34.5
Relación de Solubilidad (scf/stb)	1656	1398
Factor Volumen de Aceite (rb/stb) @ Pb	1.797	1.58
Saturación de Agua inicial (%)	11.4	17.7
Salinidad Agua (ppm STD)	250,000	225,000
Presión Inicial (kg/cm ²)	530	478
Presión de Saturación Inicial (kg/cm ²)	318	319
Presión Actual (kg/cm ²)	275	345
Temperatura (°C)	132	122
Gasto Actual de Aceite (stb/d)	25,763	47,970
Gasto Promedio Actual (stb/d/pozo)	2,342	9,594
Gasto Actual de Agua (b/d)	6,720	54
Relación Gas Aceite (scf/stb)	1,662	1,190
Producción Acumulada de Aceite (MMstb)	306	56
Producción Acumulada Promedio (Mstb/pozo)	---	---
Volumen Original de Aceite 1P (MMstb)	1053	669
Rec. Aceite, Producción Primaria (%)	29	8.4

Tabla 1. Principales características de los yacimientos A y B.

1. Caracterización de muestras de roca y fluidos

Para llevar a cabo los estudios de laboratorio, es importante y básico tener una buena representatividad del yacimiento de estudio. Las muestras de roca deben ser representativas de la formación productora en cuanto a su litología, así como en su grado de heterogeneidad. Por otro lado, las muestras de los fluidos que se utilizan, como el aceite, gas y agua de formación, deben ser representativas del yacimiento en estudio.

Las muestras de roca deben ser de diámetro completo (D) y presentar una longitud (L) tal que $L > 2D$ para asegurar flujo lineal entre las dos caras del núcleo. Se seleccionan las muestras de roca con los mejores valores de porosidad y permeabilidad. La muestra de roca debe ser capaz de almacenar y permitir el flujo de hidrocarburos en cantidades suficientes para poder realizar mediciones de buena calidad durante las pruebas experimentales.

Roca

Por la naturaleza de las pruebas, se realizó una preselección de diferentes fragmentos de las muestras de roca, considerando criterios de tamaño, descripción cualitativa y análisis de tomografía de rayos X. Los fragmentos seleccionados al recuperarlos y acondicionarlos fue necesario seccionarlos, por lo tanto, se obtuvieron varios fragmentos, 3 para el caso del yacimiento A y 7 para el yacimiento B.

Los análisis utilizados para caracterizar los núcleos de roca fueron tomografía de rayos X y microscopía electrónica de barrido. La tomografía fue para estudiar la distribución de porosidad de la muestra de los yacimientos A y B, por

otro lado, la microscopía electrónica de barrido fue para establecer la composición mineralógica de las muestras de roca.

Una vez adquiridas, a las muestras de roca provenientes de la formación de interés de ambos yacimientos, se les aplicó un barrido preliminar con TRX para visualizar la estructura interna en términos de conectividad de vórgulos y fracturas, homogeneidad de la matriz porosa, y para delimitar longitud útil para pruebas de desplazamiento.

En la **Figura 1** se presentan imágenes de placas de tomografía de rayos X (TRX), en donde se observan algunas de las características petrofísicas como la presencia de fracturas y vórgulos en las muestras de roca de los yacimientos A y B.

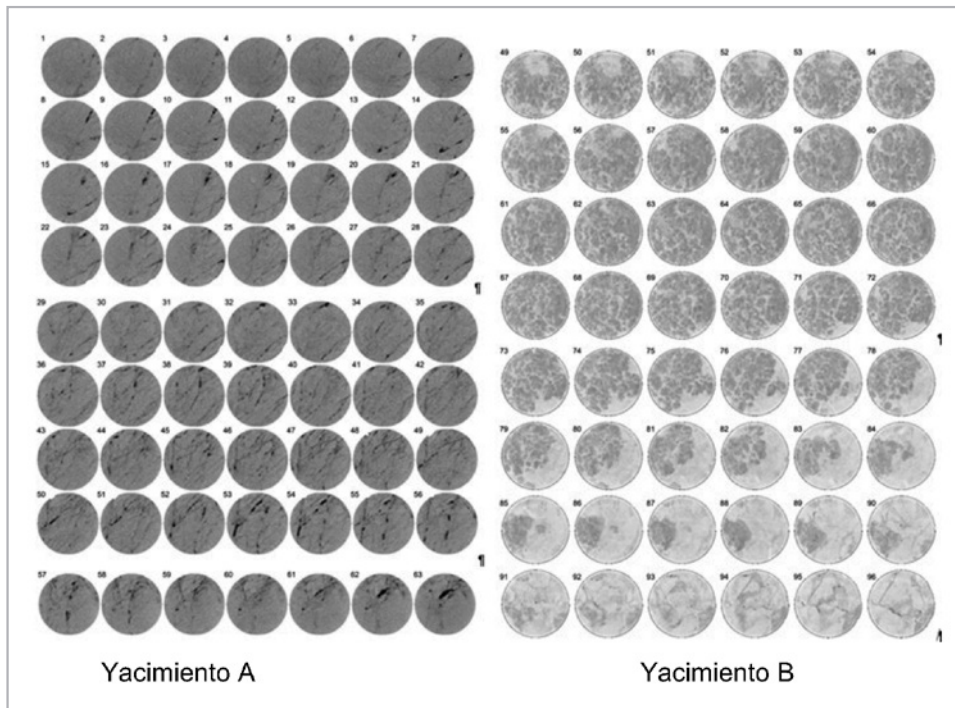


Figura 1. Tomografía de rayos X exploratoria, de las muestras de roca de representativas de la formación de interés de los yacimientos A y B. Puede apreciarse la presencia de vórgulos, fracturas (algunas interconectadas) y en general el tipo de porosidad característico de este tipo de rocas.

Adicionalmente, por medio de microscopía electrónica de barrido, se observó la morfología y se realizó un mapeo químico de los minerales dominantes de la roca. En la **Figura 2** se muestran imágenes características de la

morfología y en la **Figura 3** el mapeo químico característico para resaltar que el mineral dominante es caliza, con incrustaciones de dolomía y algunas láminas de arcilla.

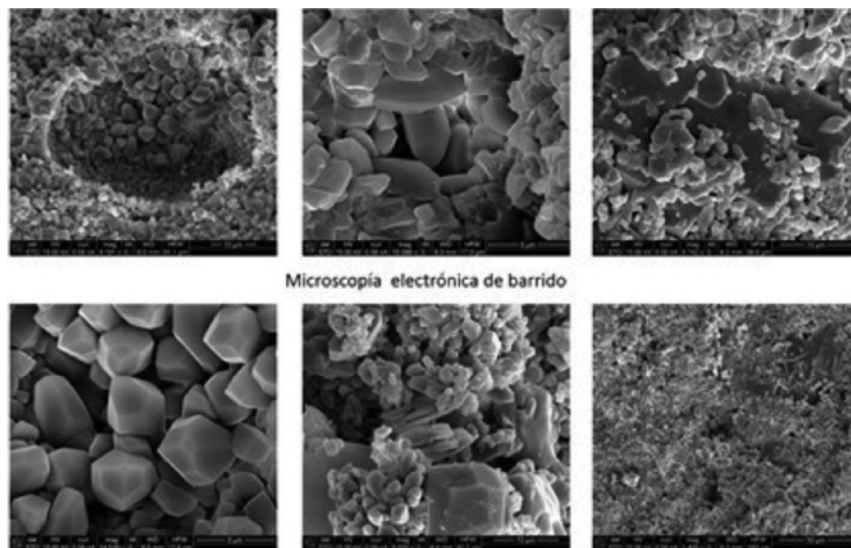


Figura 2. Imágenes de la morfología de las muestras de roca representativas de la formación de interés de los yacimientos A y B.

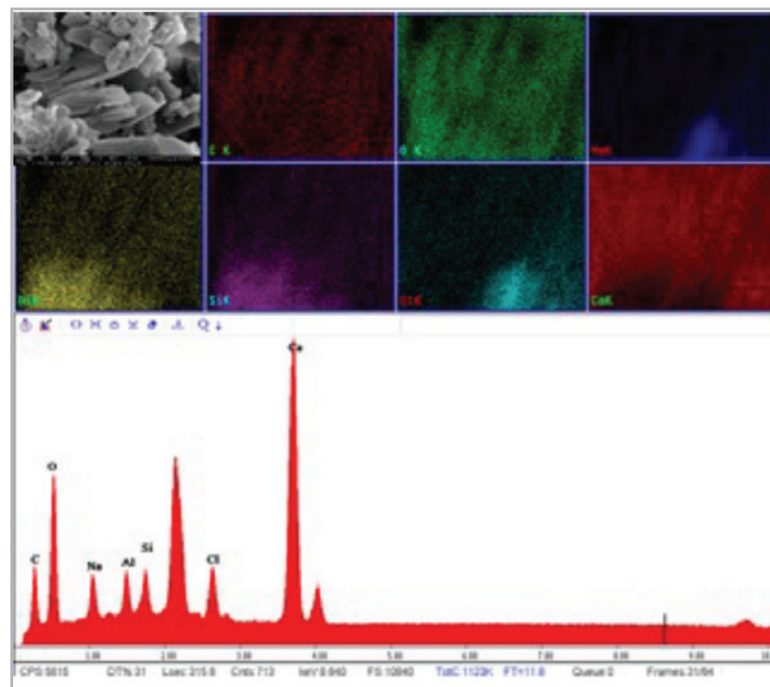


Figura 3. Imágenes del mapeo químico, las muestras de roca representativas de la formación de interés de los yacimientos A y B.

Aceite

Las muestras de aceite de los yacimientos se recibieron en bidones de plástico, estas muestras eran de aceite muerto, para el caso del yacimiento A, de igual manera se recibieron dos bidones de plástico con muestra de aceite y agua, en los cuales una cuarta parte era de aceite.

Para el yacimiento B, se realizó una prueba cualitativa en un microscopio para observar las condiciones en las cuales fue recibido el aceite muestreado de los distintos pozos del yacimiento B. En este caso se observó que las

muestras contienen precipitados de naturaleza orgánica y agua intersticial. En ensayos de solubilidad en disolventes orgánicos se llegó a la hipótesis de la naturaleza orgánica del material precipitado.

Las muestras de aceite se tomaron de las baterías de separación de ambos yacimientos. Para caracterizar estas muestras se aplicaron metodologías convencionales para determinar la densidad API°, análisis SARA, TAN y TBN. Los resultados obtenidos de estos estudios se muestran en la **Tabla 2**.

Característica	Aceite A	Aceite B
Densidad °API	31.10	33.00
TAN (mg KOH/g)	0.31	0.01
TBN (mg KOH/g)	1.33	1.07
Saturados (%)	35.69	42.10
Aromáticos (%)	40.59	43.30
Resinas (%)	23.37	11.30
Asfaltenos (%)	0.24	0.19
Inorgánicos (%)	0.11	0.04
Índice de inestabilidad coloidal	0.56	0.82

Tabla 2. Características fisicoquímicas medidas en muestras de aceite de pozos de los yacimientos A y B.

Agua

De acuerdo a la Tabla 1, actualmente el yacimiento B produce muy poca agua, por lo que fue necesario usar el agua producida en pozos del yacimiento A como agua de formación representativa de ambos yacimientos. Con respecto al agua de mar, se obtuvieron muestras en las cercanías de la costa de Paraíso Tabasco, a una profundidad

de 15-20 metros. En la **Tabla 3** se incluyen resultados del análisis Stiff & Davies y de emisión de plasma de las muestras de agua de formación y agua de mar.

El agua de formación presenta mayor dureza al CaCO_3 , tiene una salinidad mayor que la del agua de mar, mientras que el agua de mar presenta una mayor cantidad de sulfatos y carbonatos que la del agua de formación, respectivamente.

Característica	Unidades	Agua de formación	Agua de mar
Dureza de Calcio (como CaCO ₃)	(mg/L)	75,125.00	1,120.00
Dureza de Magnesio (como CaCO ₃)	(mg/L)	13,020.00	5,300.00
Dureza total (como CaCO ₃)	(mg/L)	88,148.00	6,420.00
Alcalinidad a la "M" (como CaCO ₃)	(mg/L)	128.00	91.00
pH @ 20.3°C		6.07	8.31
Salinidad	(ppm)	234,000.00	32,000.00
Índice de estabilidad	n/a	1.30	0.04
Sodio, (Na ⁺¹)	mg/L	56,605.80	11,742.09
Calcio (Ca ⁺²)	mg/L	30,051.20	448.00
Magnesio (Mg ⁺²)	mg/L	3,163.86	1,288.43
Fierro (Fe ⁺³)	mg/L	0.13	0.10
Cloruros (Cl ⁻)	mg/L	147,947.00	19,900.00
Bicarbonatos (HCO ₃ ⁻)	mg/L	156.16	84.18
Sulfatos (SO ₄ ⁻²)	mg/L	183.40	3,650.00
Carbonatos (CO ₃ ⁻²)	mg/L	0.00	13.20

Tabla 3. Características fisicoquímicas medidas en muestras de agua de formación y agua de mar.

El análisis Stiff & Davies se utilizó para establecer la salinidad del agua de mar y la de formación, mientras que el estudio de emisión de plasma sirvió para determinar la dureza al CaCO₃ en ambas muestras.

Gas

Adicional a la caracterización de muestras de agua y aceite, se muestreó gas en pozos de los yacimientos A y B. La

composición medida a través de cromatografía de gases se incluye en la **Tabla 4**.

Este gas se usó como referencia para la preparación de aceite reconstituido representativo de los yacimientos. El gas del yacimiento B presenta una mayor cantidad de H₂S, CO₂ y C₁. Caso contrario al yacimiento A, que presenta una mayor proporción de N₂, C₂, nC₄ y nC₅. Siendo éstos la gran diferencia entre ellos.

Componente	A % mol	B % mol
N ₂	0.93	0.89
CO ₂	6.11	7.12
H ₂ S	2.69	3.37
C ₁	65.57	68.96
C ₂	11.96	11.58
C ₃	6.00	5.14
nC ₄	3.04	2.11
nC ₅	1.79	0.74
C ₆ ⁺	1.88	0.09

Tabla 4. Composición de las muestras de gas hidrocarburo muestreado en las baterías de separación de pozos de los yacimientos A y B.

2. Preparación de fluidos representativos

Con base en un análisis minucioso de los resultados de estudios PVT representativos del fluido monofásico de pozos de los yacimientos A y B, se realizó el ajuste de una ecuación de estado para modelar el comportamiento del aceite en cada caso. Esto permitió preparar en laboratorio gas sintético en virtud de que no se disponía de una suficiente

muestra de gas del campo representativo y posteriormente elaborar el aceite reconstituido o representativo.

La mezcla del gas natural con el aceite de yacimiento se preparó en celdas de acero inoxidable diseñadas para pruebas de alta presión y temperatura. La validación del aceite reconstituido se efectuó a través de la medición y ajuste de sus propiedades volumétricas como la presión de saturación (P_b), la relación de solubilidad (R_s) y el factor de volumen del aceite (B_o).

3. Pruebas de interacción entre fluidos

Durante la inyección de agua de mar como un proceso de recuperación adicional, a su paso contactará a todos los fluidos residentes, pudiendo provocar algunos problemas por la interacción, en por esto que es necesario analizar por separado el resultado de estas interacciones.

Compatibilidad de mezclas de agua

Para estudiar este problema, se prepararon mezclas de agua de mar (AgM) con agua de formación (AgF) en diferentes proporciones, para evaluar el efecto en diferentes escenarios de salinidad. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 5**.

Mezclas AM-AF	Salinidad ppm	pH	Observación cualitativa
100 – 0	36,000	8.23	Estable
90 – 10	56,000	7.56	Estable
80 – 20	78,000	7.23	Precipita
70 – 30	98,000	7.01	Precipita
60 – 40	120,000	6.84	Precipita
50 – 50	140,000	6.68	Precipita
40 – 60	160,000	6.55	Precipita
30 – 70	186,000	6.41	Precipita
20 – 80	204,000	6.30	Precipita
10 – 90	222,000	6.18	Precipita
0 – 100	234,000	6.06	Estable

Tabla 5. Resultados de los estudios de compatibilidad de la mezcla de agua formación y agua de mar.

Se observa una alta inestabilidad química en casi todo el intervalo de salinidad evaluado. El material precipitado se determinó que corresponde a sales de sulfatos, mediante la técnica de fluorescencia de rayos X.

Para inhibir el depósito de sales inorgánicas, se utilizó con éxito el agente IMP-ESIM-2000. Debe hacerse notar que este producto es altamente específico para inhibir sales de iones divalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2}), además de inhibir la formación de sulfatos de estroncio, sulfatos de bario, carbonato de calcio, y sulfato de calcio, no altera la tensión

interfacial agua-aceite y no modifica la mojabilidad del sistema roca/fluidos.

Tensión interfacial agua/aceite (TIF_{ow})

Se efectuaron varias mediciones de la tensión interfacial agua-aceite TIF_{ow} , a condiciones de yacimiento usando aceite reconstituido de los yacimientos A y B, agua de mar y agua de formación. Las mediciones se llevaron a través del método del análisis eje-simétrico de la gota colgante. Los resultados se muestran en la **Tabla 6**.

Propiedad	A	B
Presión (kg/cm^2)	275.0	382.0
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	132.0	122.0
TIFow (dina/cm), AgF	23.0	33.3
TIFow (dina/cm), AgF+AgM (10:90)	-	35.3
TIFow (dina/cm), AgF+AgM (20:80)	17.8	-

Tabla 6. Resultados de las mediciones de la tensión interfacial agua/aceite, a condiciones de yacimiento.

4. Pruebas de eficiencia y estimación del factor de recuperación

Pruebas de eficiencia

La eficiencia de la tecnología de inyección de agua como mecanismo para producir aceite, se efectuó a través de mediciones del ángulo de contacto a condiciones de yacimiento y pruebas de imbibición espontánea. Se usó agua de formación y mezclas de agua de formación con agua de mar, aceite muerto y aceite reconstituido.

Las pruebas de imbibición con agua de formación y mezclas de agua de formación con agua mar, se realizaron en celdas Amott para medir visualmente el aceite producido por este mecanismo.

Para la medición del ángulo de contacto en el sistema roca/agua/aceite se utilizó una celda tipo PVT con una mirilla para observar directamente el ángulo que forma una gota de aceite en contacto con el medio poroso (muestra de roca de 1 pulgada de diámetro por $\frac{1}{2}$ pulgada de grosor),

previamente saturado con AgF y aceite muerto, inmersa en agua de mar y agua de formación secuencialmente, a condiciones de yacimiento.

Uno de los aspectos fundamentales que constituyen el criterio de éxito técnico de la inyección de agua, es cuantificar su potencial para liberar el aceite atrapado por fuerzas capilares en el medio poroso.

Estas fuerzas se componen por la TIF_{ow} y el ángulo de contacto. De acuerdo a la definición de la presión capilar ($P_{ca} = 2\sigma_{ow} \cos\theta/rp$) y número capilar, N_{ca} ($N_{ca} = u\mu_w/\sigma_{ow} \cos\theta$), es necesario reducir la TIF_{ow} o modificar el ángulo de contacto a una mojabilidad hacia el agua para lograr que el aceite se desplace en el medio poroso.

En la **Tabla 7** se muestran los resultados obtenidos en las mediciones del ángulo de contacto a condiciones de yacimiento. La imagen muestra la gota de aceite rodeada de la fase acuosa y que es depositada en la muestra de roca, de donde se parte para hacer la medición del ángulo de contacto como se observa en las figuras.


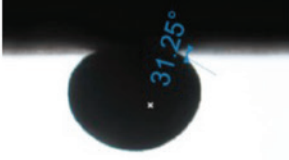
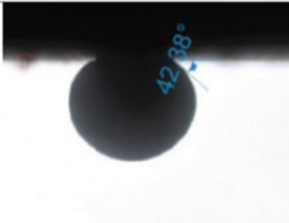

Característica	Yacimiento A	Yacimiento B
Presión, kg/cm ³	4000	382
Temperatura (°C)	132	122
Ángulo de contacto en equilibrio, con AgF	 88°	 31.2°
Ángulo de contacto en equilibrio, con AgF+AgM (10:90)		 42.3°
Ángulo de contacto en equilibrio, con AgF+AgM (20:80)	 80°	

Tabla 7. Resultados de las mediciones del ángulo de contacto y de la imbibición a condiciones de yacimiento.

El caso base es la medición efectuada con agua de formación, y el caso de prueba lo representan las mediciones con las mezclas de AgF:AgM en proporciones de 10:90 y 20:80.

Analizando el caso base (mediciones con AgF), la TIFow del yacimiento A es menor que la del yacimiento B, mientras que el ángulo de contacto de la gota de aceite de A es mayor que el de la gota del yacimiento B. Esto significa que el yacimiento B es mojable por agua, como se puede observar la gota de aceite casi no está adherida a la roca, mientras que para el yacimiento A es ligeramente mojable por agua, pues la gota de aceite está más adherida a la roca. En ambos

casos el beneficio por inyección de agua puede ser alto; sin embargo, es más notable el efecto en el yacimiento B.

Con respecto a las pruebas de imbibición espontánea, para el caso del yacimiento A se contó con tapones de la roca de la formación con 2 pulgadas de longitud por 1.5 pulgadas de diámetro. Para este caso, las mediciones se hicieron a condiciones de yacimiento usando aceite vivo reconstituido. El caso base se llevó a cabo con AgF y el ensayo con una mezcla de AgF:AgM (20:80). Los resultados se muestran en la **Figura 4**.

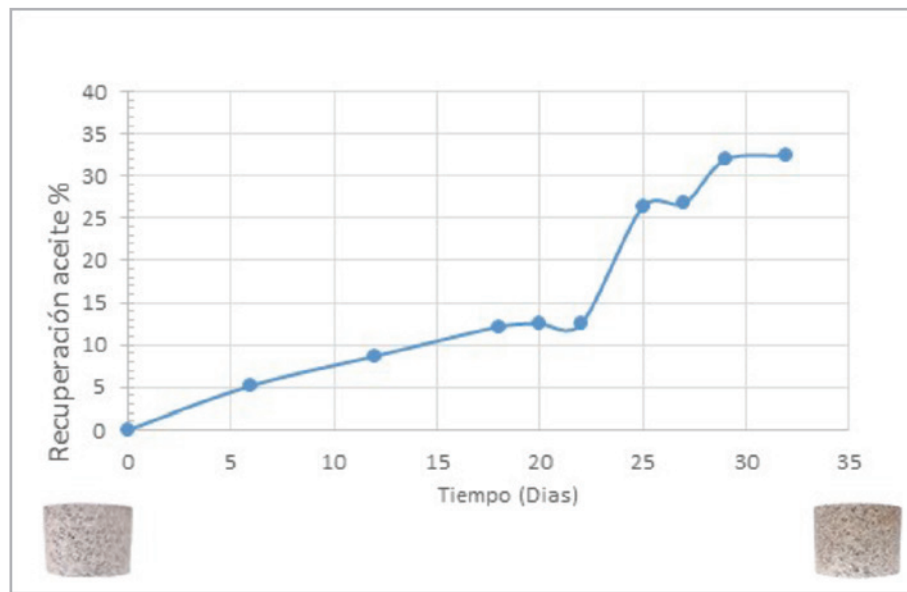


Figura 4. Resultados de las pruebas de imbibición para el sistema roca/fluidos del yacimiento A.

Para el caso del yacimiento B, no fue posible contar con tapones. En su lugar se usaron pequeños fragmentos irregulares de roca de la formación, y a diferencia de la prueba de imbibición del yacimiento A, en este caso la disponibilidad de equipos del laboratorio condicionó el uso

de las celdas para trabajo a condiciones de yacimiento, por lo cual se usaron celdas visuales para trabajo a condiciones de presión y temperatura estándar, y se ocuparon tres tipos diferentes de agua. En este caso se usó aceite muerto y los resultados se muestran en la **Figura 5**.

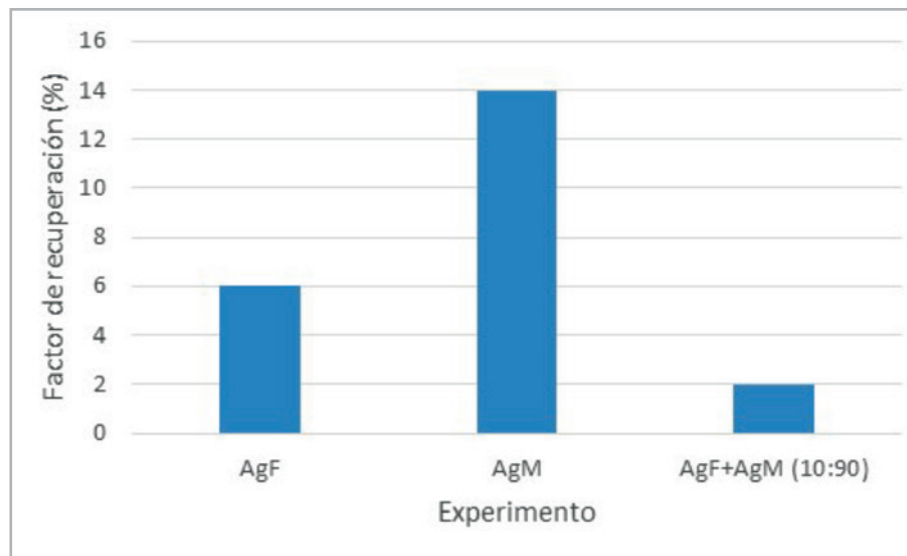


Figura 5. Resultados de las pruebas de imbibición a condiciones estándar para el sistema roca/fluidos del yacimiento B.

Considerando las escalas y las condiciones de las pruebas de imbibición en ambos yacimientos A y B, se observó que el beneficio que aporta la inyección de agua de mar por este mecanismo puede ser hasta de un valor de 35% aproximadamente con respecto al volumen de aceite inicial.

Pruebas de desplazamiento

Para estimar el factor de recuperación por inyección de agua de mar, se diseñaron y ejecutaron pruebas de

desplazamiento a condiciones de yacimiento. El diseño considera un apilamiento de núcleos, núcleo compuesto, montados en una celda de acero inoxidable, quedando un espacio anular entre la pared del núcleo y la celda, que actúa como una fractura circundante, como se muestra en la **Figura 6**. En la **Tabla 8** se presentan las características de los núcleos compuestos para ambos yacimientos, mientras que en la **Figura 7** se muestra un esquema del sistema experimental.

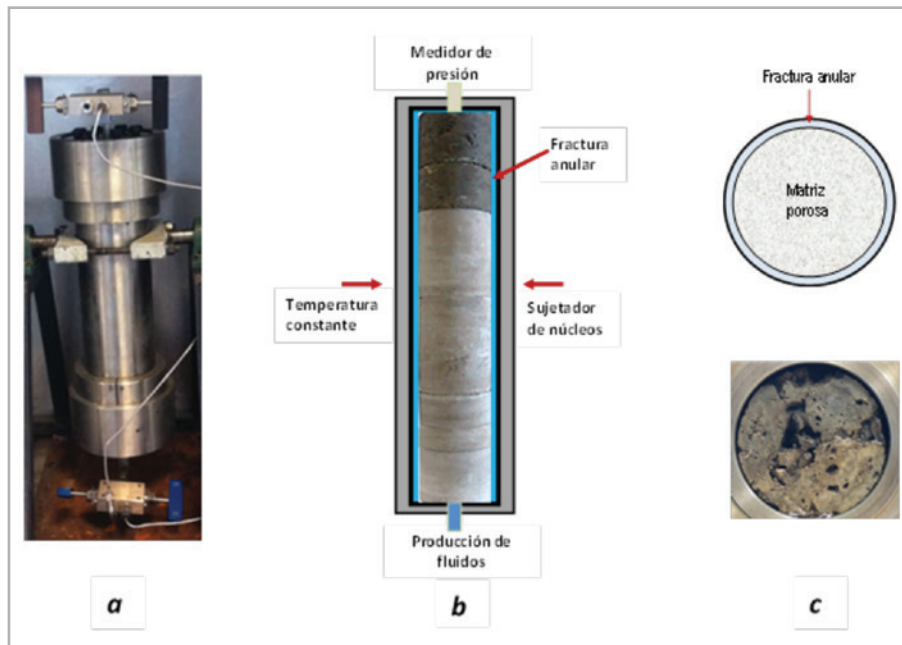


Figura 6. Sistema experimental para los estudios de desplazamiento, a) Celda de acero inoxidable para condiciones de alta presión y temperatura, b) Forma en cómo queda el apilamiento de núcleos dentro de la celda, y c) Perspectiva superior de cómo quedan centrados los núcleos con la fractura anular.

Característica del núcleo compuesto	A	B
Longitud (cm)	35.46	39.53
Diámetro (cm)	10.0	6.3
Fractura anular (mm)	0.5	1.0
Volumen de fractura (cm ³)	122	106.07
Porosidad aparente (%)	16.7	12.7
Permeabilidad aparente (mD)	7.6	0.78
Volumen poroso efectivo (cm ³)	378.9	159.6
Volumen total (matriz + fractura)	501	265.7

Tabla 8. Características de los núcleos compuestos en los que se efectuaron las pruebas de desplazamiento.

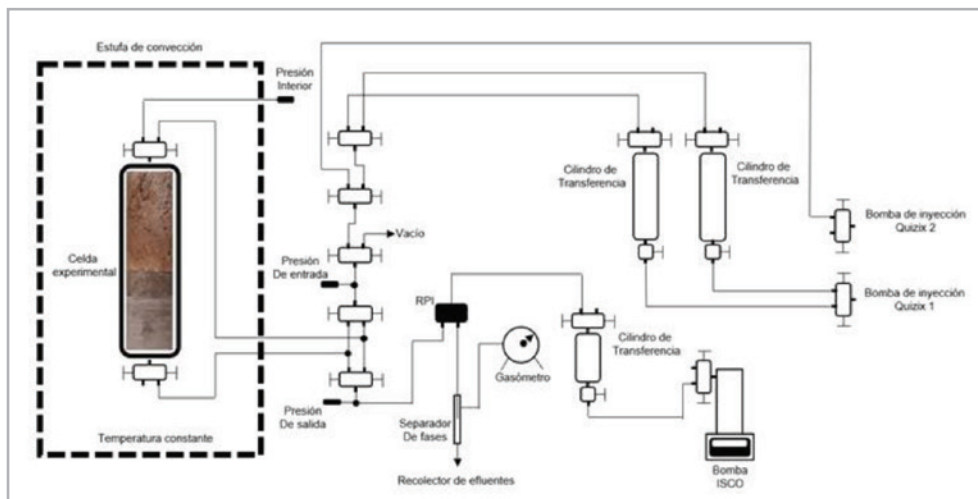


Figura 7. Diagrama del equipo de desplazamiento usado en las pruebas de desplazamiento.

Puesta de condiciones iniciales. Para comenzar la experimentación, posterior a su montaje en el contenedor de núcleos, a las muestras de roca se les hizo vacío para evitar el contenido de aire y se saturaron inicialmente con agua de formación. Para alcanzar el valor de la S_{wirr} , se inyectó aceite vivo reconstituido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Los valores de S_{wirr} y S_{oi} fueron los más cercanos posible a los reportados para los yacimientos A y B respectivamente.

En estas condiciones y con la entrada y salida cerradas en el sistema experimental, se estableció un equilibrio termodinámico por un tiempo de añejamiento de seis días. Se supone que al final de este periodo quedó restaurada una condición de mojabilidad en los núcleos compuestos, equivalente a la del sistema roca/fluidos para cada yacimiento.

Primera prueba: caso base. Bajo las condiciones iniciales previamente descritas, se simuló el comportamiento de declinación de presión registrado en el yacimiento mediante la liberación controlada de presión en el sistema experimental a través del regulador de presión inversa, permitiendo la salida de fluidos por la parte inferior de la celda. Esta expansión se hizo desde la presión inicial de yacimiento (A: 530 kg/cm², B: 478 kg/cm²) hasta una presión de referencia. Para el yacimiento A, ésta corresponde a su presión actual (280 kg/cm²), mientras que para el yacimiento B, es una condición de presión de abandono (140 kg/cm²). Durante este proceso se contabilizó el volumen de fluidos

producido. Esto permitió estimar la condición de saturación de aceite remanente, S_{orr} , en el núcleo compuesto. Este escenario se consideró como caso base y representa la producción continua de aceite sin la aplicación de algún proceso de recuperación secundaria o mejorada, en el cual la expansión del sistema roca fluidos es el mecanismo principal de producción de aceite.

Es importante aclarar que en este tipo de pruebas a escala de laboratorio es poco probable observar el impacto de la expansión de la roca en la producción de fluidos.

En esta etapa, se obtuvo un factor de recuperación del 18.9 % del aceite original para el yacimiento A y 42.3 % para el yacimiento B.

Segunda prueba: inyección de agua. Una vez que concluyó el caso base, se reestablecieron las condiciones de saturación S_{wirr} y S_{oi} , por desplazamiento con aceite vivo reconstituido y se repitió el proceso de declinación controlada de presión hasta llegar a la presión actual de cada yacimiento. En este punto se estimó el factor de recuperación y se inició la inyección de agua de mar a un gasto constante de 5 cm³/h.

El agua inyectada fue preparada con una mezcla de agua de mar con agua de formación en una proporción 90:10. A esta mezcla se le adicionó el inhibidor de incrustaciones inorgánicas IMP-ESIM-2000® en una concentración de 10 ppm para mitigar los posibles efectos por incompatibilidad entre el agua de mar y el agua de formación.

Como se vio en la **Figura 7**, la configuración del sistema experimental se armó para desarrollar un desplazamiento vertical en el que el agua se inyectó por la parte inferior de la celda y la producción de fluidos fue por la parte superior.

Se registró la producción de fluidos y la nula producción de aceite se tomó como criterio para detener la inyección del agua de mar y concluir la prueba.

Para estos experimentos se estimó el factor de recuperación de aceite mediante análisis volumétrico. En la **Tabla 9** se presenta un resumen de las características de las pruebas y el resultado obtenido en cada caso de estudio. Adicionalmente en las **Figuras 8 y 9** se muestra el comportamiento del factor de recuperación para los yacimientos A y B.

Características	Yacimiento A	Yacimiento B
Presión inicial, P_i (kg / cm ²)	576.52	494
Temperatura, T (°C)	132	122
Saturación de agua irreductible, S_{wirr} (%)	54	11
Saturación de aceite, S_o (%)	46	89
Tiempo de añejamiento (horas)	144	144
Presión actual, P_f (kg / cm ²)	281.23	247.5
Caída de presión, Δp (kg / cm ²)	295.53	246.5
Factor de recuperación por declinación, (Recuperación primaria), F_r (%)	18.9	26.56
Factor de recuperación por inyección de agua de mar, F_r (%)	40.0	25.71
Factor de recuperación total, F_r (%)	58.9	52.27

Tabla 9. Características de las pruebas de desplazamiento llevadas a cabo en núcleos de los yacimientos A y B.

Finalmente, haciendo el análisis del comportamiento del factor de recuperación en ambos experimentos, se puede observar en forma clara que bajo las condiciones de prueba, el proceso de inyección del agua de mar ofrece un beneficio

considerable al incrementar el factor de recuperación entre 25 y 40 % bajo las condiciones actuales de presión y saturación de fluidos de los yacimientos A y B.

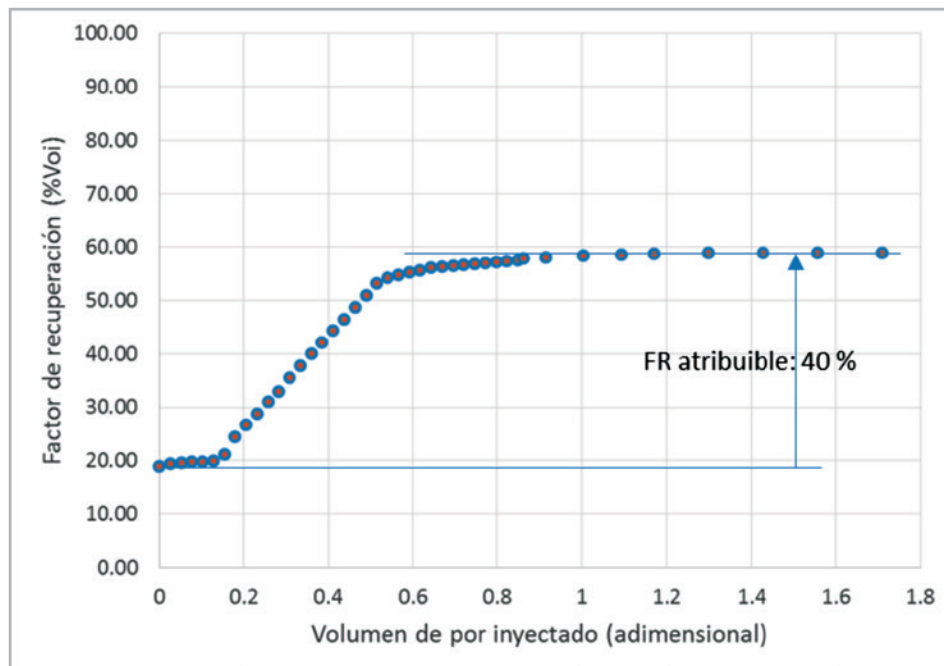


Figura 8. Comportamiento del factor de recuperación por declinación de la presión y por inyección de agua, para el yacimiento A.

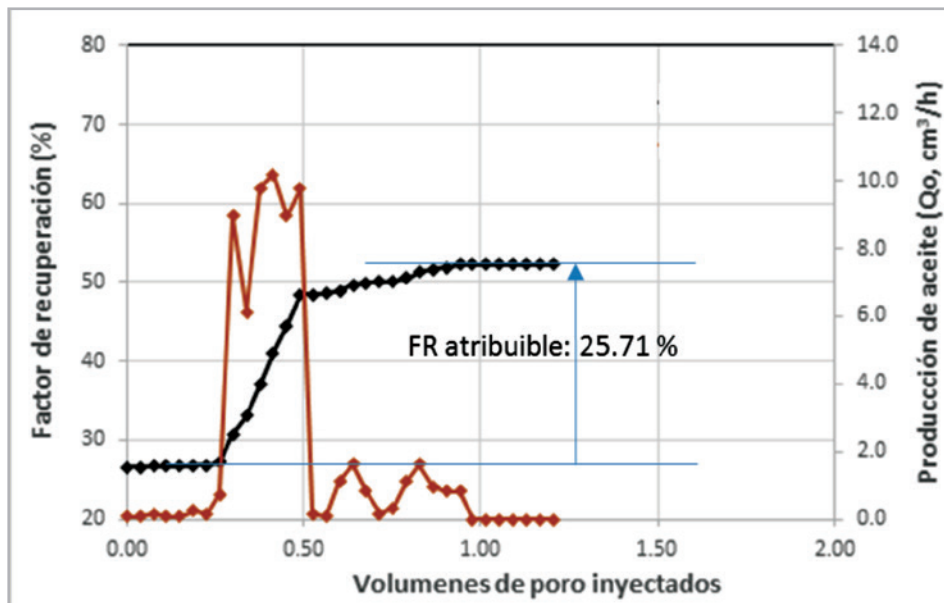


Figura 9. Comportamiento del factor de recuperación por el proceso de inyección de agua para el yacimiento B.

Conclusiones

A partir de los resultados expuestos en las secciones anteriores, es factible concluir lo siguiente:

- Las características fisicoquímicas de las muestras de aceite y agua, así como la naturaleza de las muestras de roca de la formación de interés y las condiciones de mojabilidad hacia el agua de los yacimientos A y B, los postulan como fuertes candidatos a la inyección de agua de mar.
- Los resultados de compatibilidad en mezclas de AgF con AgM muestran el problema potencial de incrustación de sales inorgánicas de iones divalentes. Se encontró que el producto IMP-ESIM-2000 a baja concentración, es una tecnología adecuada para controlar esta problemática.
- Se simuló a escala de laboratorio el proceso de inyección de agua en núcleos de diámetro completo y usando fluidos de la formación de interés, a condiciones de los yacimientos A y B. El factor de recuperación atribuible estimado varía desde un 25 a un 35%, lo que confirma, a esta escala, el éxito técnico que podría tener esta tecnología en yacimientos productores de aceite ligero.

Nomenclatura

API:	Densidad
AgM:	Agua de mar
AgF:	Agua de formación
B_o :	Factor volumétrico del aceite
Fr:	Factor de recuperación
IOR:	Improved oil recovery, mejoramiento de la producción
P_b :	Presión de saturación
Qo:	Gasto de aceite
Rs:	Relación de solubilidad gas/aceite
SARA:	Saturados (%), aromáticos (%), resinas (%), asfáltenos (%)
Soi:	Saturación de aceite inicial
Sor:	Saturación de aceite remanente

Swirr:	Saturación de agua irreductible
TAN:	Número ácido total
TBN:	Número básico total
TIF _{ow} :	Tensión Interfacial agua/aceite
TRX:	Tomografía de rayos X

Agradecimientos

Los autores expresan su gratitud al Instituto Mexicano del Petróleo, particularmente al Laboratorio de Recuperación de Hidrocarburos, por el apoyo y las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo y el permiso para autorizar la publicación de resultados.

Se agradece la colaboración de personal del grupo Ixtal Manik del Activo Integral de Producción APC de Pemex-EP.

Referencias

- Birdi, K. S., ed. 2016. *Handbook of Surface and Colloid Chemistry*, fourth edition. Boca Raton, Florida: CRC Press.
- Craig, F. F., Jr. 1982. *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*, Vol. 3. Richardson, Texas: Monografía, Society of Petroleum Engineering.
- Green, D. W. y Willhite, G. 1998. *Enhanced Oil Recovery*, Vol. 6. Richardson, Texas: Textbook Series, Society of Petroleum Engineering.
- Lake, L. W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Pemex. Subdirección de Producción Región Marina Suroeste. Sistema de Soporte de Decisiones (SSD). http://www.pep.pemex.com/Publicacion/Plataforma/27/Minisitio_Ingenium/presentaciones/SSD-Pantallas.pdf (descargado el 08 de marzo de 2017).
- Vidal, R. L. y Alvarado, R. 2014. Key Issues in Heavy Oil Waterflooding Projects. Artículo presentado en SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellin, Colombia, septiembre 24-26. SPE-171119-MS. <https://doi.org/10.2118/171119-MS>.

Semblanza de los autores

Enrique Serrano Saldaña

Doctor en Ingeniería Mecánica, (termo-fluidos). Líder de especialidad en recuperación adicional de hidrocarburos, IMP. Líder de 12 proyectos de consultoría para Pemex, participación en 18 proyectos en el área de recuperación adicional de hidrocarburos y en 12 proyectos de investigación. Participación en 2 patentes, una de ellas internacional. Cuenta con 12 derechos de autor, 11 cursos impartidos. Director de 23 tesis de licenciatura, 2 de maestría y una de doctorado. Miembro del comité de examen de grado en la UNAM y en el Posgrado del IMP. Miembro del comité de evaluación de ingreso a posgrado del IMP.

Ricardo Islas Juárez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México y Maestría en Ingeniería Petrolera, área de yacimientos, en la misma institución.

A partir de 1993 profesional especialista del Instituto Mexicano del Petróleo, colaborando en estudios a escala de laboratorio para procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos. Participación como jefe de proyectos diversos donde se desarrollan pruebas de laboratorio de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, estudios de procesos de recuperación mejorada para yacimientos naturalmente fracturados, estudios de permeabilidades, desplazamiento, recuperación de fluidos en núcleos de campo y medios porosos utilizando condiciones de yacimiento.

José Miguel Romero Muñoz

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, titulado en 1990. Dentro de su desempeño laboral en Petróleos Mexicanos, a partir de 2013 y a la fecha, se ha mantenido como Líder de Proyectos Estratégicos de Explotación, donde se destacan actividades de desarrollo de campos nuevos, implantación de sistemas de procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como de la implantación de sistemas artificiales de producción.

Gerardo Alonso García

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1992.

En 1993 ingresó al Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados de la División de Estudios de Posgrado de la UNAM, realizando pruebas de desplazamiento en núcleos de diámetro completo, así como la obtención de propiedades petrofísicas.

En 2001 se integró a Pemex en la Región Marina Suroeste, laborando en el entonces Activo de Producción Pol-Chuc en la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos, participando en el área de Comportamiento de Yacimientos.