

Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water

Enhanced oil recovery in sandstones and carbonates using Smart Water method

Iván Darío Piñérez Torrijos

Resumen

La inyección de fluidos Smart Water es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por su sigla en inglés) relativamente nuevo que mejora la recuperación de crudo mediante la alteración de la mojabilidad en areniscas y carbonatos. Smart Water actúa perturbando el equilibrio químico establecido en el yacimiento, lo que altera la mojabilidad. Durante este proceso, aumentan las fuerzas capilares y tiene lugar la imbibición de agua, que mejora la eficiencia del barrido microscópico. El potencial EOR se ve afectado por la condición inicial de mojabilidad del yacimiento y depende de parámetros como la mineralogía, la composición del agua de formación y el petróleo crudo. Estos parámetros también alteran la mojabilidad. Las condiciones óptimas para observar los efectos EOR con Smart Water parecen ser de mojabilidad fraccional.

El presente artículo explica el papel de la mineralogía en los mecanismos de mojabilidad y el potencial EOR con Smart Water en una serie de litologías variadas. Una correcta caracterización mineralógica fue esencial en la selección de los fluidos Smart Water. La combinación de diferentes técnicas experimentales puede

indicar rápidamente un alto o bajo potencial EOR con Smart Water para un sistema de yacimiento. Se observó una relación importante entre los métodos de cribado y la cantidad de petróleo recuperado durante la implementación de Smart Water en núcleos provenientes de afloramientos y yacimientos. Sin embargo, la información predictiva sobre el comportamiento de los procesos de recuperación mejorada del petróleo con Smart Water solo puede determinarse mediante tests de recuperación de petróleo.

Palabras clave: Smart Water, mojabilidad, areniscas, carbonatos, recuperación mejorada de petróleo (EOR), yacimientos de petróleo, inyección de agua, fuerzas capilares.

Abstract

Smart Water injection is a relatively new enhanced oil recovery (EOR)

¹ Ph. D. en Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Stavanger. Investigador posdoctoral en química de yacimientos del Departamento de Recursos Energéticos de la misma universidad. Correo: ivan.d.pinereztorrijos@uis.no.

method that improves oil recovery by wettability alteration in both sandstones and carbonates. It disturbs the established chemical equilibrium in the reservoir causing wettability alteration, and during this process, capillary forces increase and water imbibition occurs, resulting in improved microscopic sweep efficiency. The EOR potential is affected by the initial reservoir wetting condition, which is dependent on parameters like mineralogy, formation water composition and crude oil. The same parameters also influence the wettability alteration process. The optimum conditions for observing Smart Water EOR effects appear to be mixed-wet conditions.

Focus was made on explaining the role of the mineralogy in the wetting

mechanisms and the Smart Water EOR potential in a range of lithologies. A correct mineralogical characterization plays an essential role in the selection of the Smart Water brine. The combination of different experimental techniques can rapidly indicate a high or low Smart Water EOR potential for a reservoir. A valuable relationship was observed between the screening methods and the amount of oil produced by Smart Water injection. However, quantitative information about improved oil recovery with Smart Water can only be determined by running oil recovery tests.

Keywords: Smart Water, wettability, sandstones, carbonates, enhanced oil recovery (EOR), oil reservoirs, waterflooding, capillary forces.

1. Introducción

Según la Agencia Internacional de Energía, se prevé que el crudo contribuirá aproximadamente con el 26% del suministro mundial de energía en el año 2040. En 2016, los nuevos descubrimientos de petróleo cayeron a un mínimo de 60 años y en 2015 los gastos de capital estaban en el periodo más largo de reducción de los últimos 40 años. Por tanto, el petróleo presente en yacimientos ya descubiertos se ha convertido en un objetivo de producción importante para las compañías petroleras.

La inyección de fluidos Smart Water es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) relativamente nuevo que mejora la recuperación de crudo mediante la alteración de la mojabilidad en areniscas y carbonatos. Smart Water actúa perturbando el equilibrio químico establecido en el yacimiento, lo que

altera la mojabilidad. Durante este proceso, aumentan las fuerzas capilares y tiene lugar la imbibición de agua, que mejora la eficiencia de barrido microscópico. El potencial EOR se ve afectado por la condición inicial de mojabilidad del yacimiento y depende de parámetros como la mineralogía, la composición del agua de formación (FW, por su sigla en inglés) y el petróleo crudo. Estos factores también contribuyen a la alteración de la mojabilidad. Las condiciones óptimas para observar los efectos EOR con Smart Water parecen ser de mojabilidad fraccional.

Numerosos yacimientos de petróleo están siendo explotados con inyección de agua para mejorar su recuperación. La inyección de agua se ha caracterizado como un proceso secundario de recuperación de petróleo porque no emplea productos químicos. Sin embargo, cuando su objetivo es cambiar la mojabilidad, se denomina *Smart Water* y puede considerarse

un proceso de recuperación terciaria. Estudios sistemáticos de laboratorio han verificado que el agua de inyección con una composición iónica diferente al agua de formación (FW) puede alterar el equilibrio químico establecido. Mientras se establece este nuevo equilibrio y las propiedades de mojabilidad cambian, se puede producir una recuperación de petróleo mejorada (EOR).

Las salmueras Smart Water se preparan ajustando la composición y concentración de iones en el agua. Este método es respetuoso con el medio ambiente y se puede implementar sin añadir productos químicos de alto costo. Los estudios de laboratorio han confirmado que los efectos EOR con Smart Water se pueden observar tanto en rocas de arenisca como en carbonatos. La cinética del proceso de alteración de la mojabilidad inducida por Smart Water se puede mejorar al optimizar los parámetros que favorecen el desplazamiento del material orgánico adherido en la superficie mineral de los poros, aumentando así la mojabilidad de la roca al agua. Al inyectar Smart Water en modo terciario, se puede mejorar la eficiencia microscópica de barrido. La alteración de la mojabilidad y las fuerzas capilares inducidas promoverán la imbibición espontánea del agua en poros previamente no accesibles y producirán el petróleo que reside en estos poros (figura 1).

El objetivo del estudio fue profundizar la comprensión de la mojabilidad inicial y la alteración de la mojabilidad en areniscas y carbonatos estudiando las interacciones entre las diferentes fases involucradas. Asimismo, se buscó perfeccionar las técnicas de cribado para la evaluación del potencial EOR con Smart Water. El pH ha sido identificado como la variable principal del mecanismo de alteración de la mojabilidad con Smart Water en yacimientos clásticos (Piñérez Torrijos, 2017).

Por esto, se utilizará el pH para relacionar el potencial de efectos EOR durante la inyección de salmueras Smart Water en areniscas. Además, se evaluará el impacto de la composición del agua de formación y de salmueras Smart Water en la mojabilidad de cada sistema analizado. Finalmente, se estudiarán otras características como la reactividad de los minerales presentes en las superficies porosas, el efecto de la temperatura y las posibles estrategias de inyección.

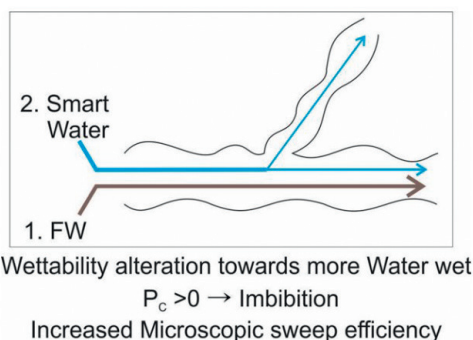


Figura 1. Comportamiento de Smart Water en un medio poroso.
 Fuente: adaptada de Austad et ál. (2017).

2. Materiales y métodos

2.1. Materiales

El petróleo crudo estabilizado con bajo contenido de asfaltenos y los núcleos de yacimiento/afloresamiento fueron proporcionados por Total E&P Norge. Todas las salmueras se prepararon según las composiciones químicas específicas. Los análisis mineralógicos fueron llevados a cabo en el laboratorio también con el apoyo de Total E&P.

El crudo utilizado en areniscas, denominado *crudo total*, tiene una viscosidad de 17.6 cp a 20 °C, una densidad de 0.84 g/cm³, un número ácido (AN) de 0.10 mgKOH/g y

un número básico (BN) de 1.8 mgKOH/g. El crudo utilizado en carbonatos, denominado *crudo de reserva*, posee una viscosidad de 4 cp a 20 °C, una densidad de 0.82 g/cm³, un AN de 0.37 mgKOH/g y un BN de 0.27 mgKOH/g.

Todas las salmueras fueron preparadas con reactivos de alta pureza provistos por Laboratorios Merck. Para su preparación se utilizó agua desionizada con un contenido orgánico menor a 5 ppb. Las salmueras fueron filtradas

con un filtro millipore de 0.22 µm. La tabla 1 presenta las composiciones empleadas en areniscas; la tabla 2, las salmueras utilizadas en la sección de carbonatos; la tabla 3, las principales propiedades de los núcleos de areniscas, cuyo material proviene de un afloramiento, y la tabla 4, las principales propiedades de los núcleos de carbonatos, cuyo material proviene de un yacimiento.

Tabla 1. Salmueras utilizadas en núcleos de areniscas

Iones	FW (mM)	LS (mM)	nSW (mM)	NαCl ₂₅ (mM)	FW (25 000 ppm CαCl ₂) (mM)	(40 000 ppm NαCl) (mM)	LSP (mM)
Na ⁺	1540	17.1	402	427.8	-	684.5	17.1
K ⁺	-	-	10	-	-	-	-
Ca ²⁺	90	-	0.1	-	225.3	-	-
Mg ²⁺	-	-	0.2	-	-	-	-
Cl ⁻	1 720	17.1	411	427.8	450.5	684.5	17.1
pH	5.5	5.7	8	5.7	7.1	5.8	7.8
Salinidad (mg/l)	100 000	1 000	24 350	25 000	25 000	40 000	1 000

Fuente: elaboración propia.

Tabla 2. Salmueras utilizadas para la sección de carbonatos

Iones	FWR (mM)	SW0Nα4S (mM)	d ₂₀ SW (mM)	d ₁₀ SW (mM)
Na ⁺	1 516.0	194.0	22.5	45.0
K ⁺	89.0	10.0	0.5	1.0
Ca ²⁺	305.0	12.0	0.6	1.2
Mg ²⁺	90.0	44.0	2.2	4.4
Cl ⁻	2382.0	125.0	26.2	52.4
SO ₄ ²⁻	0	96.0	1.2	2.4
HCO ₃ ⁻	13.0	-	-	-
Salinidad (mg/l)	138 058	20 240	1 668	3 336
pH	6.0	8.0	7.0	7.0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3. Propiedades físicas de los núcleos de afloramiento utilizados

N.º de núcleo	Volumen poroso (ml)	Porosidad φ (%)	Permeabilidad k (mD)	BET (m^2/g)
B-01	16.3	20.4	n/a	1.81 \pm 0.02
B-21	23.3	20.8	48.4	
B-22	23	20.5	135.1	
B-24	22.5	19.9	22.3	
B-25	23.6	21.0	50.2	
B-26	22.5	19.9	34.6	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 4. Propiedades físicas de yacimientos utilizados

N.º de núcleo	Volumen poroso (ml)	Porosidad φ (%)	Permeabilidad k (mD)
10D	10.2	13	1.1
10E	8.7	11	26.2
14B	5.1	7	0.9
14C	8.4	11	2.5
15A	8.0	10	1.0
17A	6.7	10	1.0
29B	4.4	7	0.8
37A	8.0	10	0.9
37C	12.1	15	15.4

Fuente: elaboración propia.

2.2. Inyección en núcleos

La instalación de inyección de fluidos consistía de un sistema controlado por computador, una bomba Gilson HPLC, celdas de pistón de acero inoxidable, un horno y un separador de fluidos. Los experimentos fueron llevados a cabo bajo una presión de confinamiento de 20 bares y una contrapresión de 10 bares.

2.2.1. Limpieza de los núcleos

Cada núcleo expuesto previamente a petróleo crudo fue limpiado mediante un método solvente no agresivo con: a) inyección de

queroseno hasta que el effluente se torna claro, b) inyección de heptano para desplazar el queroseno y c) cuatro volúmenes porosos (PV) de agua de baja salinidad (LS) en los núcleos de arenisca o agua desionizada para desplazar el FW en los núcleos carbonatados y remover sales solubles. Cada inyección se realizó a una tasa de 0.1 ml/min.

2.2.2. Saturación inicial de agua

La saturación inicial de agua fue establecida usando la técnica del desecador en línea con el procedimiento descrito por Springer et al.

(2003). Cada núcleo fue saturado con FW diluida y las moléculas de agua fueron evaporadas hasta alcanzar la saturación inicial deseada (S_{wi}) con la concentración específica correspondiente. Después, el sistema se dejó equilibrar al menos 72 horas para obtener una distribución uniforme de iones en el medio poroso.

2.2.3. Saturación de petróleo

Una vez establecida la S_{wi} , se saturaron los núcleos con petróleo crudo; después se inyectaron 2PV en cada dirección a una temperatura de 50 °C. Los núcleos fueron envejecidos en celdas de envejecimiento de acero inoxidable a la temperatura respectiva de cada experimento durante 14 días.

2.3. Métodos

2.3.1. Test de cribado de pH

Algunos núcleos de arenisca fueron expuestos a tests de cribado para evaluar las interacciones químicas entre la superficie porosa y las salmueras de inyección (Aksulu et ál., 2012). Se tomaron muestras del efluente y el pH y la densidad fueron representados en función de los PV inyectados.

2.3.2. Test de recuperación de petróleo

Los tests de recuperación de petróleo se llevaron a cabo en núcleos restaurados que se incorporaron al sujetador de núcleos Hassler con una presión de confinamiento y contrapresión de 20 y 10 bares, respectivamente. El sistema se dejó equilibrando durante la noche para alcanzar la estabilidad térmica a la temperatura del experimento. A continuación, a cada núcleo se le inyectaron secuencialmente las salmueras respectivas a una tasa de flujo constante. Se controló el petróleo producido, al igual que el pH y la salinidad del agua producida.

2.3.3. Tests de imbibición espontánea

tests de imbibición espontánea (SI), fueron realizados en núcleos de un yacimiento carbonatado. Tras el proceso de envejecimiento, los núcleos se pusieron en celdas de imbibición tipo Amott rodeados por los fluidos de imbibición. Los tests de imbibición espontánea se ejecutaron a la temperatura del experimento (65 °C). El petróleo producido fue monitoreado y se representó en función del tiempo hasta que se alcanzó la meseta de producción de petróleo.

3. Análisis

3.1. Medidas de pH de las soluciones acuosas

El pH de las salmueras y las aguas producidas fue determinado usando el medidor de pH SevenEasy™ de Mettler Toledo. Para esto se empleó el electrodo de pH semimicro. La precisión de las medidas era de +/-0.01 unidades de pH a temperatura ambiente.

3.2. Medidas de densidad

La densidad de las salmueras, los crudos y las muestras de efluentes fue determinada con el medidor de densidad DMA-4500 de Anton Paar.

3.3. Número ácido y número básico

Se tomaron muestras representativas del crudo estabilizado para precisar la cantidad de compuestos polares ácidos y básicos en mgKOH/g. Los métodos usados fueron creados por Buckley y Fan y son una modificación de las versiones ASTM 664 y 2895. El AN y el BN se identificaron usando el titulante automático DL55 de Mettler Toledo. La precisión

de los análisis era superior a 0.02 mgKOH/g de crudo añadido. Todos los crudos utilizados tenían suficientes compuestos polares para crear una mojabilidad fraccional en cada sistema.

3.4. Viscosidad

Las viscosidades de las salmueras y los crudos se fijaron utilizando el reómetro Physica MCR 302 de Anton Paar.

3.5. Área superficial

Las medidas de área superficial tipo BET se realizaron con el TriStar II Plus de Metromeritics® en pequeñas muestras representativas de cada núcleo.

3.6. Análisis de la composición iónica de las salmueras

En los distintos experimentos de inyección de salmueras se tomaron muestras de los efluentes. Los análisis químicos de cationes y aniones se realizaron en el cromatógrafo de iones DIONEX ICS-3000.

3.7. Microscopio electrónico de barrido

Se empleó un microscopio electrónico de barrido ZEISS SUPRA 35VP para tomar imágenes de la superficie de las rocas. Las muestras eran pequeños trozos de los núcleos usados. Además, se efectuó un análisis químico elemental mediante un detector de espectroscopia dispersiva de energía (EDS/EDAX).

4. Resultados

Por lo general, las salmueras típicas de LS tienen salinidades inferiores a 5000 ppm (Morrow y Buckley, 2011). Sin embargo, una perspectiva analítica exclusivamente basada en la salinidad puede excluir información relevante

sobre el efecto de la composición de iones en este tipo de salmueras. El objetivo principal de esta sección era evaluar si la salinidad es el principal factor que limita el efecto EOR Smart Water en areniscas. Para esto, se realizó un test de recuperación de petróleo en el núcleo B-25 con $S_{wi}=0.2$. El núcleo fue restaurado, saturado, envejecido con petróleo e inyectado sucesivamente con las salmueras FW-NaCl₂₅ a 60 °C (figura 2).

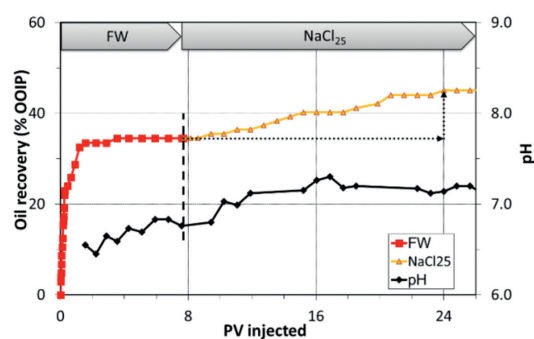


Figura 2. Test de recuperación de petróleo en el núcleo B-25 a 60 °C restaurado con $S_{wi} = 0.2$, saturado y envejecido en petróleo crudo. Secuencia de inyección de fluidos FW (100 000 ppm)-NaCl₂₅ (25 000 ppm) a una tasa de inyección de 4 PV/D. El pH de la salmuera sintética es de 5.5 para el FW y 5.7 para la salmuera Smart Water NaCl₂₅. Fuente: elaboración propia.

La recuperación de petróleo durante la inyección de FW alcanzó una meseta de producción de 35 % del petróleo original in situ (OOIP, por su sigla en inglés). Después de inyectar 8 PV de FW, se introdujo la salmuera NaCl₂₅, que tiene 25 000 ppm de salinidad preparada con NaCl. El pH de la primera muestra del efluente fue de 6 y aumentó hasta 7.2 durante la inyección de NaCl₂₅. Se observó un incremento gradual del 10 % de OOIP a pesar de que la salinidad de la salmuera Smart Water era de 25 000 ppm.

Al inyectar la salmuera Smart Water de NaCl_{25} en modo terciario, se observó una mejora en la recuperación de petróleo del 10% de OOIP. Los resultados experimentales confirman que lo importante no es la salinidad del fluido de inyección sino su composición iónica. Estos resultados concuerdan con el mecanismo de alteración de la mojabilidad propuesto por Austad et ál. (2010). Sin embargo, es necesario aclarar que las salmueras Smart Water con salinidades por debajo de los 5000 ppm son una buena elección, ya que una mayor dilución reduce la concentración de iones divalentes como el Ca^{2+} .

Para investigar los efectos de la temperatura se realizaron dos tests en un proceso de recuperación de petróleo en núcleos que contenían minerales de plagioclasa. El test de recuperación a 60 °C se aplicó en el núcleo B-21 y el de 120 °C, en el núcleo B-22. Ambos núcleos fueron restaurados con $S_{wi} = 0.20$, saturados, inyectados y envejecidos con crudo total a la temperatura respectiva de cada test. Los núcleos fueron sucesivamente inyectados con FW y una salmuera de LS que contenía 1000 ppm de NaCl. La tasa de inyección fue de 4 PV/D. La producción de petróleo fue representada gráficamente en función de los PV

inyectados y el pH del efluente monitoreado. Los tests de cribado de pH para el sistema con plagioclasa confirmaron cambios significativos de pH durante las dos inyecciones de LS a 60 y 120 °C. La tabla 5 resume los resultados principales.

La relación entre cambios de salinidad y pH durante la inyección de agua ha sido previamente señalada por Vaidya y Fogler (1992) en areniscas del tipo Berea.

Por otro lado, las condiciones propicias para observar una recuperación mejorada pueden tomar tiempo en modo terciario (figura 2). Por ello, es importante preguntarse cuál es la mejor estrategia de inyección con el objetivo de reducir el tiempo de respuesta EOR. Una estrategia de inyección optimizada puede mejorar la recuperación de petróleo y al mismo tiempo reducir los gastos de operación.

Se observó que los efectos EOR con agua de LS estaban sincronizados con el incremento en el pH durante la inyección de LS. Pero ¿cuál sería la consecuencia de reducir la cantidad inyectada de LS en cuanto a los efectos EOR? Un núcleo de afloramiento provisto por Total E&P Norge (B-24) fue preparado para un test de recuperación de petróleo a 60 °C (figura 3).

Tabla 5. Cambios de pH en los tests realizados

Temperatura (°C)	Test de cribado de pH ΔpH (FW-LS)	Test de recuperación de petróleo ΔpH (FW-LS)	Efecto EOR con Smart Water LS (% de OOIP)
60	3.0	2.3	9.2
90	3.0	-	-
120	2.7	2.2	8.7

Fuente: elaboración propia.

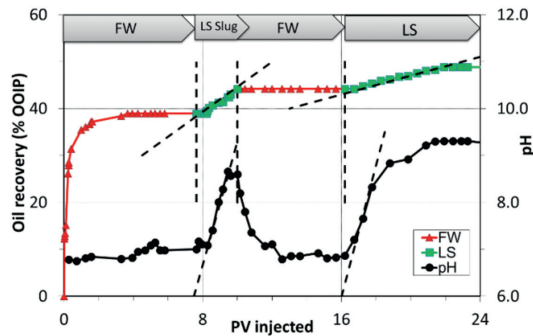


Figura 3. Test de recuperación de petróleo para el núcleo B-24 a 60°C. El núcleo restaurado con $S_{wi} = 0.2$ fue saturado y envejecido en petróleo crudo. Los fluidos fueron inyectados secuencialmente con una tasa de flujo de 4 PV/D con FW-LS (2 PVs)-FW-LS. Los valores originales de pH son de 5.5 para el FW y 5.7 para el agua de LS. Fuente: elaboración propia.

Después de 8 PV de FW, se realizó una inyección tipo *slug* de LS de 2 PV. La producción del petróleo incrementó hasta 44.3% de OOIP, lo que corresponde a un efecto EOR con LS de 5.3% de OOIP. El pH de la primera muestra del efluente fue de 6.4 e incrementó dos unidades durante la inyección de LS. Tras la inyección tipo *slug* de LS, se reinyectó FW, con lo que la recuperación de petróleo cesó de inmediato y el pH en el efluente cayó rápidamente hasta estabilizarse alrededor de 6.8. Cuando se reinyectó agua de LS de nuevo, el pH incrementó rápidamente hasta 8.9. La producción de petróleo durante la inyección continua de LS fue más lenta (figura 3) y el pH alcanzó un máximo de 9.3. La meseta de producción alcanzada fue de 49.0% de OOIP después de 3 PV inyectados. Se observó una correlación alta entre el pH y el efecto de EOR.

Desplazar el FW u otra forma de salmuera inyectada en modo secundario con un fluido Smart Water puede tomar tiempo, especialmente en modo terciario, pues la saturación con agua no optimizada es más alta. En el experimento tipo *slug*, la respuesta EOR llegó

después de haber inyectado 0.6 PV. Cuando se inyectó directamente agua de LS en el núcleo B-26, la recuperación de petróleo incrementó rápidamente y el primer efluente de agua producida se observó después de alcanzar un 46 % de OOIP. La recuperación de petróleo continuó y alcanzó un factor de 56% de OOIP después de haber inyectado solo 1 PV. La recuperación de petróleo continuó y alcanzó un máximo de un 67% de OOIP después de 8.6 PV inyectados. La eficiencia es mucho mayor cuando se efectúa en modo secundario: después de 1 PV inyectado, el efecto EOR con LS es un 17% de OOIP mayor que después de 1 PV de inyección con FW. La recuperación en modo secundario después de 1 PV sigue siendo un 7 % mayor que el máximo efecto de EOR producido en modo terciario con LS después de 11 PV inyectados (figura 4).

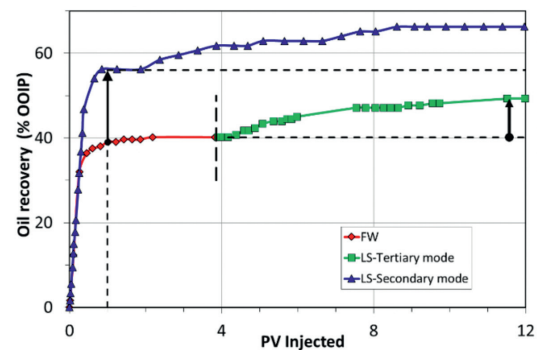


Figura 4. Comparación de la inyección de agua de LS en modos secundario y terciario. El núcleo B-21 fue empleado en el test en modo terciario y el B-26 en modo secundario. La flecha de la izquierda indica la producción con LS después de 1 PV, la flecha a la derecha señala el incremento en modo terciario. Los valores naturales de pH son de 5.5 para FW y 5.7 para agua de LS. Fuente: elaboración propia.

Tras haber identificado diferencias abrumadoras en el factor de recuperación entre diferentes estrategias de inyección de fluidos

Smart Water, conviene evaluar la combinación de estos procesos con otros métodos EOR. El núcleo del primer experimento (B-26) fue limpiado con un método solvente no agresivo y restaurado. En el segundo test de recuperación con el núcleo B-26-R2, se le inyectó una salmuera LS seguida de una inyección polimérica de baja salinidad (LSP) (figura 5).

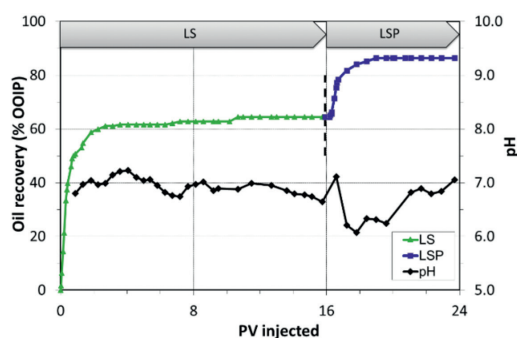


Figura 5. Test de recuperación de petróleo en el núcleo B-26-R2 a 60 °C en modo secundario con salmuera LS seguida de inyección LSP. Los valores de pH de los fluidos son 5.7 para LS y 7.8 para LSP. Fuente: elaboración propia.

Al alcanzar un 65 % de OOIP de producción con LS, se añadió un 1 % en peso del polímero HPAM a la salmuera LS. Este fluido se denominó LSP. Al inyectar el LSP en modo terciario, se observó una respuesta rápida y una recuperación final de 86 % de OOIP. La inyección en modo secundario induce la alteración de la mojabilidad, lo cual incrementa la eficiencia microscópica de barrido y redistribuye el petróleo dentro del sistema poroso produciendo un factor de recuperación de 65% OOIP. La combinación de LS y LSP fue altamente eficiente, pues mejoró la eficiencia macroscópica de barrido con una cantidad adicional de un 21% de OOIP del factor de recuperación de petróleo y finalizó con un nivel de saturación de petróleo extremadamente bajo ($S_{or} = 0.14$).

El proceso de alteración de la mojabilidad en yacimientos carbonatados también es influenciado por la mineralogía. Dependiendo de si los minerales de carbonato están mayormente formados por calcita o dolomita, se diseñará una composición diferente de fluido Smart Water (Fathi et ál., 2011; Romanuka et ál., 2012; Shariatpanahi et ál., 2016). Además, los minerales que contienen sulfatos son capaces de influenciar la mojabilidad inicial de los carbonatos (Punternold et ál., 2007) y estos, a su vez, pueden ser una fuente de iones determinantes como Ca^{2+} y SO_4^{2-} , el cual es el catalizador para la alteración de la mojabilidad en carbonatos (Shariatpanahi et ál., 2011; Austad et ál., 2015). El efector EOR Smart Water está altamente influenciado por la mineralogía, la composición de la salmuera y la temperatura.

El potencial EOR Smart Water fue evaluado en núcleos de un yacimiento carbonatado con una temperatura de 65 °C. Se analizaron las fuerzas capilares, la mineralogía, la reactividad de la superficie y la presencia inicial de sulfatos e hidrocarburos en un grupo selecto de núcleos. Se detectó material de caliza pura y dolomitizada y sulfato con potencial de disolución. Todos los núcleos fueron limpiados con un método solvente no agresivo y, utilizando el agua de formación denominada FWR, se estableció una saturación inicial de agua del 10% ($S_{wi} = 0.1$). Los núcleos fueron saturados, inyectados y envejecidos en el petróleo crudo de reserva. Se aplicaron tests de imbibición espontánea (SI) para los tests de recuperación de petróleo. Inicialmente, los núcleos se imbibieron con el FWR y luego con fluidos Smart Water para observar cambios en la mojabilidad de la roca e incrementar la EOR.

Se confirmó que el potencial EOR con Smart Water fue positivo para el yacimiento carbonatado evaluado. La información mineralógica fue útil para determinar la composición correcta de los fluidos EOR Smart Water. Se practicaron varios tests a 65 °C usando los fluidos Smart Water en diferentes núcleos y se observaron tendencias consistentes. La presencia inicial de sulfato soluble en el yacimiento pudo impactar de igual forma la mojabilidad inicial (Shariatpanahi et ál., 2011) y los procesos de alteración de la mojabilidad. No obstante, la cantidad de minerales sulfato-disolubles era menor en los núcleos restaurados por segunda vez debido a los procesos previos de limpieza y saturación.

Diferentes composiciones de fluidos Smart Water fueron propuestos exitosamente. Para el material dolomitizado, las salmueras de agua de mar diluidas 20 (d_{20} SW) y 10 veces (d_{10} SW) fueron las más eficaces, ya que la recuperación de petróleo incrementó a medida que la dilución era mayor. Para el material de caliza, la mejor salmuera fue agua de mar modificada sin NaCl y sulfato añadido 4 veces, que tiene una salinidad de 20 240 ppm y se denomina SW0Na4S.

Cuando la composición del fluido EOR Smart Water no coincidía con la mineralogía a la que estaba dirigida, como se observa en los tests 10D-R1, 14B-R1 y 37A-R1 (tabla 6), no se observó una producción mejorada. La explicación se orientó hacia un umbral de salinidad máximo necesario en los núcleos de caliza dolomitizada para observar alteración de la mojabilidad y la falta de sulfato soluble en los sistemas de calizas (Romanuka et ál., 2012).

Se observaron efectos EOR en material de caliza y caliza dolomitizada a 65 °C que confirman el potencial de Smart Water a esta desafiante temperatura.

5. Conclusiones

Una buena comprensión de las interacciones entre el crudo, las salmueras y la superficie de poros es crucial para evaluar el potencial de observación de efecto EOR en yacimientos clásticos y carbonatados. Asimismo, la selección para una composición favorable de un fluido Smart Water depende de una buena interpretación de los factores que influyen la mojabilidad de un yacimiento.

5.1. Areniscas

Se observaron efectos EOR al usar un fluido Smart Water de NaCl con una salinidad de 25 000 ppm. Los resultados indican que la que produce efectos EOR no es la salinidad del fluido sino su composición química. Usando núcleos con plagioclasa reactiva en un rango de temperatura de 60-120 °C, el incremento en pH que ocurre durante el desplazamiento del FW con el fluido Smart Water no se vio afectado y los tests de recuperación de petróleo confirmaron un efecto EOR de baja salinidad muy similar (9% de OOIP).

Durante la inyección tipo *slug*, se observó una gran dependencia entre la respuesta EOR y la evolución del pH durante la inyección de LS. Se identificaron efectos EOR con LS mucho más eficientes en modo secundario que en modo terciario, pues el primero produce una respuesta de recuperación de aproximadamente 56% de OOIP en comparación con un 39% de OOIP con FW después de 1 PV inyectado.

El factor de recuperación de petróleo incrementó desde un 66% de OOIP hasta un 86% de OOIP con el fluido polimérico LSP después de la inyección de LS en modo secundario. La alteración de la mojabilidad hacia una condición de mayor mojabilidad en agua redistribuyó el crudo adherido a

Tabla 6. Tests de recuperación de petróleo

N.º de núcleo de restauración	Mineralogía	Fluido Smart Water sugerido a 65 °C	Factor de recuperación con FWR a 65 °C (% OOIP)	Efecto EOR con Smart Water a 65 °C (% OOIP)	Factor total de recuperación (% OOIP)
10D-R1	Caliza dolomítica	SW0Na4S	6.55	0.00	6.55
10E-R1	Caliza dolomítica	d ₂₀ SW	5.72	10.17	15.89
10E-R2	Caliza dolomítica	d ₁₀ SW	3.81	2.54	6.35
14B-R1	Caliza	d ₂₀ SW	7.84	0.00	7.84
14C-R1	Caliza	SW0Na4S	4.60	8.29	12.89
14C-R2	Caliza	SW0Na4S	5.27	2.63	7.90
15A-R1	Caliza	SW0Na4S	6.22	4.98	11.20
17A-R1	Caliza	SW0Na4S	7.46	7.46	14.92
29B-R1	Caliza	SW0Na4S	4.50	10.14	14.64
37A-R1	Caliza	d ₂₀ SW	5.96	0.00	5.96
37C-R1	Caliza	SW0Na4S	5.02	1.83	6.85
37C-R2	Caliza	SW0Na4S	3.65	2.74	6.39

Fuente: elaboración propia.

las superficies minerales. Este fue fácilmente movilizado al utilizar la inyección LSP, que redujo la razón de movilidad.

5.2. Carbonatos

Se evaluó el potencial EOR de un yacimiento carbonatado y fracturado de baja temperatura (65 °C). En este estudio las composiciones iónicas de las salmueras fueron optimizadas en función de la mineralogía encontrada. Se describieron efectos EOR en material dolomítico y de caliza a 65 °C que confirman el potencial de Smart Water a esta temperatura. Esto evidencia que los procesos de alteración de la mojabilidad tienen potencial en temperaturas consideradas bajas. Se

detectaron mayores efectos EOR después de los primeros procesos de restauración y se registró una mayor cantidad de sulfato soluble durante estos primeros procesos. Esto puede explicar los efectos EOR menores observados después de las segundas restauraciones.

Las composiciones de salmueras Smart Water fueron exitosamente propuestas con base en la mineralogía de los núcleos. Para el material de caliza, la salmuera más efectiva fue la de agua de mar modificada, sin NaCl y con sulfato añadido 4 veces. En el caso del material de caliza dolomitizado, el agua de mar diluida 20 veces (d₂₀SW) fue la salmuera más efectiva. El intercambio de las salmueras Smart Water no produjo ningún efector EOR. En el caso del

material de caliza, esto se debió a la falta de los iones Smart Water en la salmuera d_{20} SW; en el caso de la caliza dolomitizada, la salinidad de la salmuera SW0Na4S (20240 ppm) pudo haber sido muy alta para observar efectos EOR.

Agradecimientos

Agradezco a Total E&P Norge por el apoyo financiero y la autorización para publicar este trabajo; a mis supervisores Tina Puntervold, Skule Strand y Tor Austad por su apoyo incondicional, y a Laura Abizanda por su ayuda en la redacción de este artículo en español.

Referencias

- Aksulu, H., Håmsø, D., Strand, S., Puntervold T. y Austad, T. (2012). Evaluation of low salinity enhanced oil recovery effects in sandstone: effects of temperature and pH gradient. *Energy Fuels*, 26(6), 3497-3503.
- Austad, T., Puntervold, T., Strand, S. y Piñérez Torrijos, I. (2017) Smart water EOR: beneficios y aplicaciones en reservorios clásticos y carbonatos. *Petróleo y Gas*, 13, 27-33.
- Austad, T., Rezaeidoust, A. y Puntervold, T. (april 2010). Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs. Paper prepared for presentation at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, Tulsa, USA.
- Austad, T., Shariatpanahi, S., Strand S., Aksulu H. y Puntervold, T. (2015). Low salinity EOR effects in limestone reservoir cores containing anhydrite: a discussion of the chemical mechanism. *Energy Fuels*, 29(11): 6903-6911.
- Fathi, S., Austad T. y Strand, S. (2011). Water-based enhanced oil recovery (EOR) by “smart water”: optimal ionic composition for EOR in carbonates. *Energy Fuels*, 25(11): 5173-5179.
- Madsen, L. y Lind, I. (1998). Adsorption of carboxylic acids on reservoir minerals from organic and aqueous phase. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(1).
- Morrow, N. y Buckley, J. (2011). Improved oil recovery by low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 63(5).
- Piñérez Torrijos, I. (2017). Enhanced oil recovery from sandstones and carbonates with “smart water” (tesis de doctorado). University of Stavanger, Stavanger, Noruega.
- Puntervold, T., Strand, S. y Austad, T. (2007). New method to prepare outcrop chalk cores for wettability and oil recovery studies at low initial water saturation. *Energy Fuels*, 21(6), 3425-3430.
- Romanuka, J., Hofman, J., Ligthelm, D., Suijkerbuijk, B., Marcelis, F., Oedai, S.,... Austad, T. (april 2012). Low salinity EOR in carbonates. Paper SPE 153869 presented at the eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, Tulsa, USA.
- Shariatpanahi, S., Hopkins, P., Aksulu, H., Strand, S., Puntervold, T. y Austad, T. (2016). Water based EOR by wettability alteration in dolomite. *Energy Fuels*, 30(1), 180-187.
- Shariatpanahi, S., Strand, S. y Austad, T. (2011). Initial wetting properties of carbonate oil reservoirs: effect of the temperature and presence of sulfate in formation water. *Energy Fuels*, 25(7), 3021-3028.

- Springer, N., Korsbech, U. y Aage, H. (september 2003). Resistivity index measurement without the porous plate: a desaturation technique based on evaporation produces uniform water saturation profiles and more reliable results for tight North Sea chalk. Paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts. Pau, France.
- Vaidya, R. y Fogler, H. (1992). Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange. *SPE Production Engineering*, 7(4), 325-330.
- Zhang, P. y Austad, T. (february 2005). The relative effects of acid number and temperature on chalk wettability. Paper SPE 92999 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston, USA.
- Zhang, P., Tweheyo, M. y Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A*, 301(1-3), 199-208.