

Interfacial Viscoelasticity of Crude Oil/Brine: An Alternative Enhanced-Oil-Recovery Mechanism in Smart Waterflooding

Mehrnoosh Moradi Bidhendi*, Griselda Garcia-Olvera**, Brendon Morin, John S. Oakey,
and Vladimir Alvarado

University of Wyoming

January 2018 SPE Journal

OBJETIVO GENERAL

En este trabajo, proponemos un mecanismo alternativo de interacción fluido/fluido (es decir, un aumento en la viscoelasticidad interfacial petróleo crudo/agua tras la inyección de salmuera diseñada como supresor del atrapamiento de petróleo por desprendimiento).

Justificación de trabajo

1. En la actualidad, la gran mayoría de los mecanismos propuestos se basan en interacciones roca/fluido.
2. Se ha propuesto la inyección de agua con una química diseñada como un nuevo método de recuperación mejorada de petróleo (EOR), comúnmente conocido como baja salinidad (LS) o inyección de agua inteligente. Los múltiples nombres abarcan una familia de métodos EOR que se basan en la modificación de la química del agua de inyección para aumentar la recuperación de petróleo. A pesar de los experimentos de laboratorio y las pruebas de campo exitosos, los mecanismos subyacentes de EOR siguen siendo controvertidos y poco comprendidos.

1. Introducción

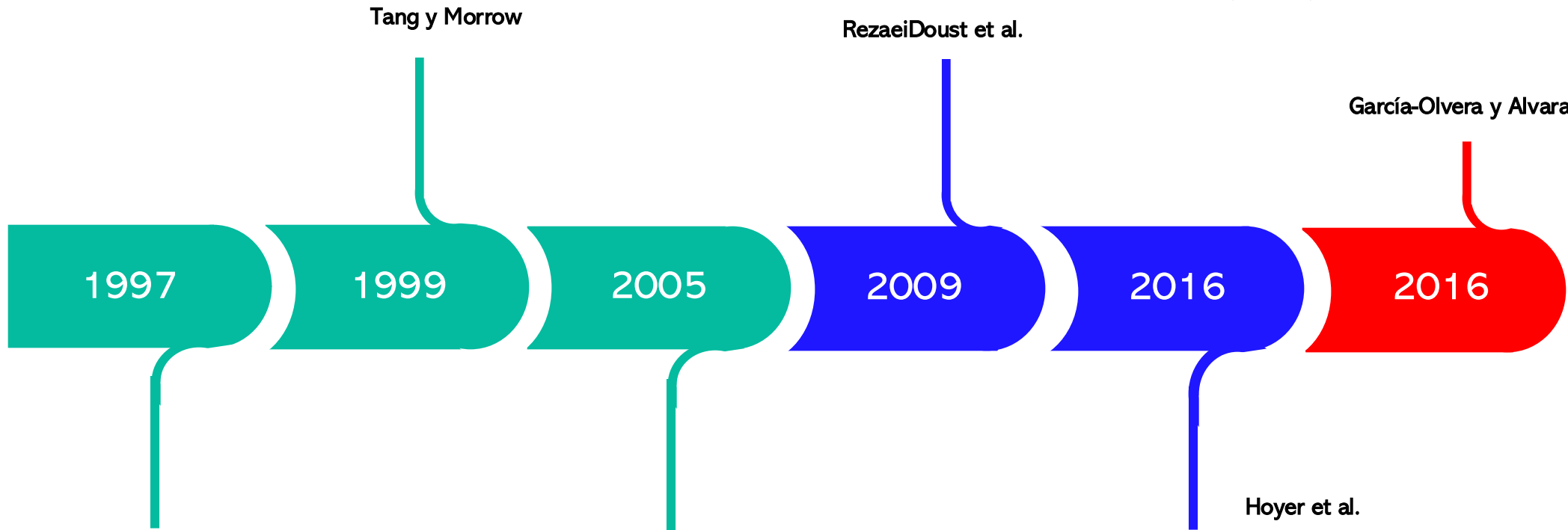
2. Tensoactivos

Introdujeron condiciones necesarias para el llamado efecto LS (finos móviles, saturación agua y exposición al petróleo crudo).

El efecto de salazón: mecanismo que altera humectabilidad de la roca

Al reducir la salinidad de la salmuera, parte de la materia orgánica se desorbe de la superficie de la roca.

La inyección de agua LS en carbonatos podría ser innecesario, y lo que se necesita es una inyección de agua inteligente.



Aumento en la recuperación de petróleo crudo mediante la inyección de agua LS. La dilución de las salmueras connatas o invasoras aumenta la recuperación de petróleo.

Reducción de la fuerza iónica de la salmuera suprime el blindaje catión y la fuerza repulsiva se vuelve dominante.

En presencia de aniones puede producirse un intercambio iónico, y el aceite puede ser absorbido y liberado.

La reología de la interfaz depende de la fuerza iónica de la salmuera. El desprendimiento se describe como la separación de la fase oleosa durante la imbibición.

Una interfaz elástica puede suprimir el desprendimiento y el atrapamiento de aceite durante la inundación.

Hipotesis

- La inyección de salmuera LS induce interfaces más viscoelásticas entre el petróleo crudo y el agua, lo que, a su vez, dificulta su rompimiento, la fase petrolera permanece más continua y, su recuperación se sostiene más fácilmente durante la inundación con agua.
 - El desprendimiento de las gotas de petróleo formadas depende de la fuerza iónica de la fase acuosa. Cuanto menor sea la fuerza iónica, más grandes deben ser las gotas de aceite.
-
- Con una proporción adecuada de tamaño de gota/tamaño de garganta de poro, las gotas de aceite pueden bloquear las gargantas de los poros y desviar el flujo hacia los poros que contienen petróleo no barridos, lo que conduce a un aumento en la recuperación de petróleo.

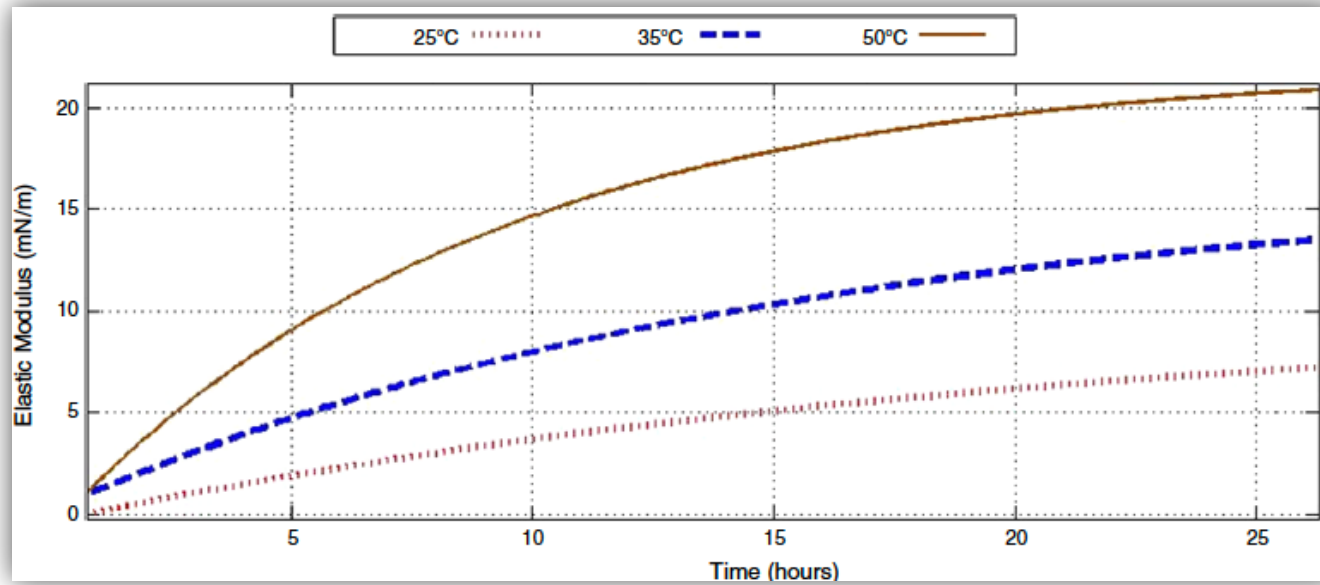


Fig. 1 — Fitting results of the elastic modulus as a function of time for sodium sulfate brines (0.0067 M) and TC crude oil at three temperature values.

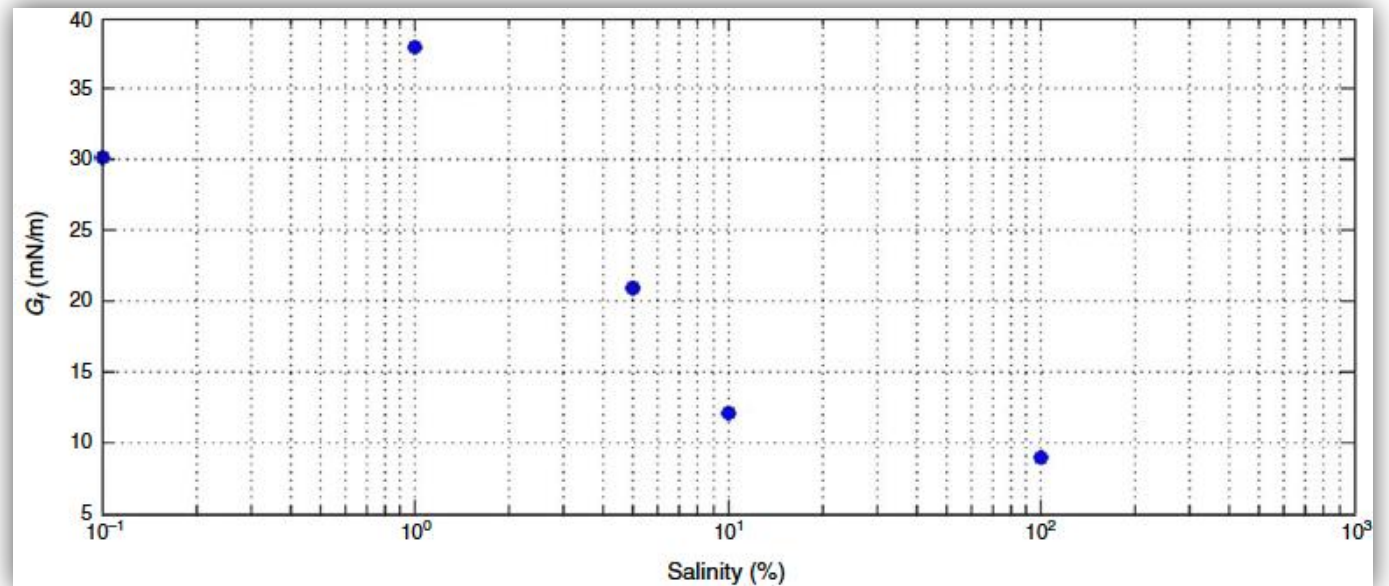


Fig. 2 — Plateau elasticity value for sodium sulfate cases at 25°C. The salinity value is relative to 0.6724M (referred to as 100%).

Microfluidic Devices: Snap-off Analysis.

• Materials

Se fabricaron utilizando el elastomero polidimetilsiloxano (PDMS) adherido a portaobjetos de vidrio para microscopio. Se recubrieron con una película de polietilenglicol

Se vertió PDMS sobre la oblea y se dejó curar en un horno a 70°C. se inyectó PEG 200 a través del puerto de aceite y se le permitió pasar a través de los canales del dispositivo adherido, lo que dio una superficie hidrófila.

• Fabrication

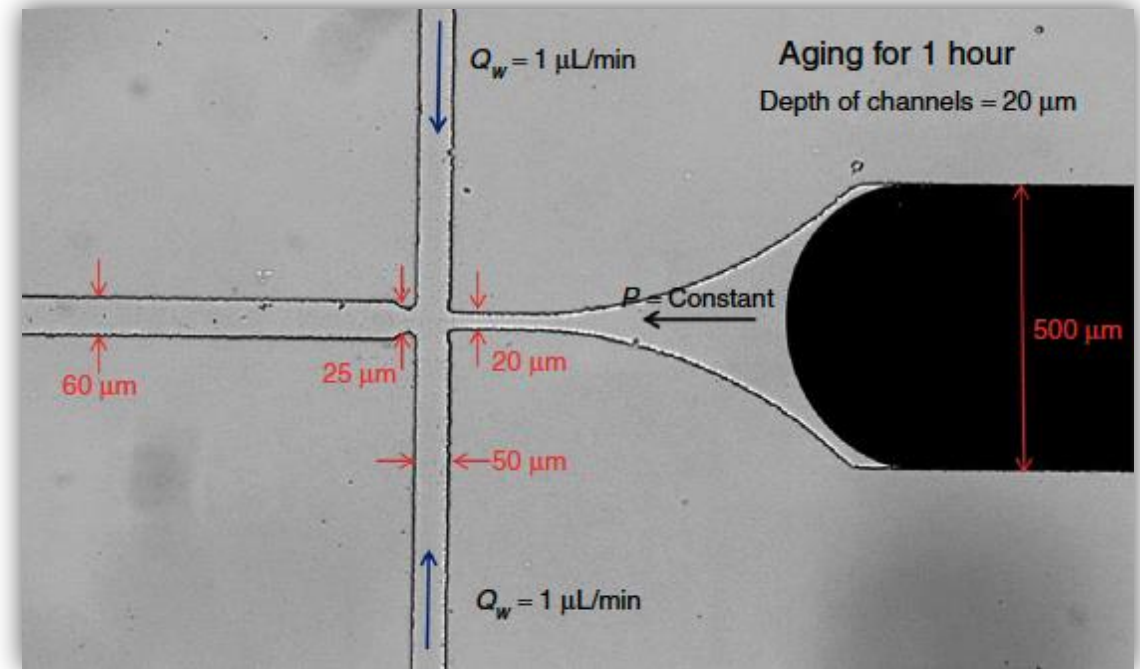
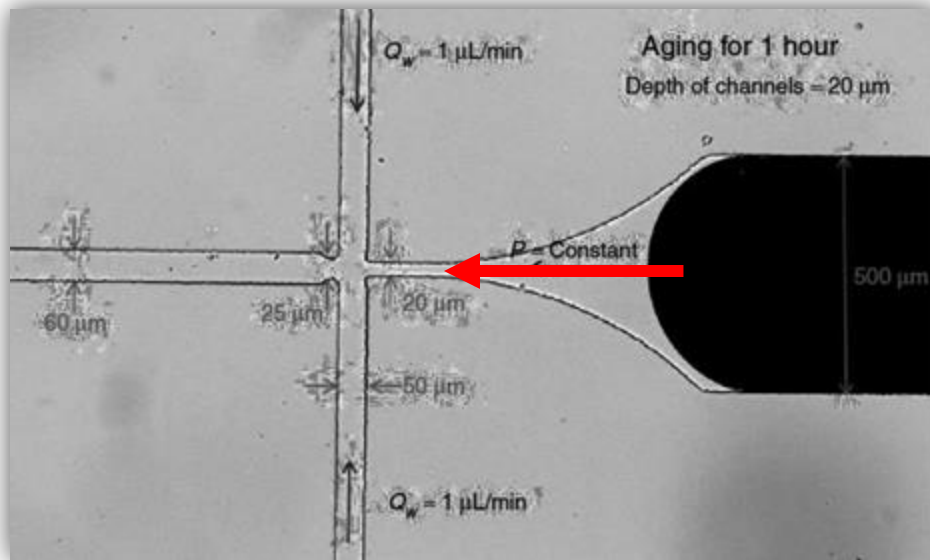


Fig. 3 — Micrograph of the flow-focusing device used in the snap-off experiments. The dark fluid corresponds to crude oil, whereas the transparent fluid is brine.

Snap-Off Experiments



- Se lanzo abundantemente salmuera al dispositivo. Se insertó la punta de la jeringa de aceite en el puerto y un banco de petróleo entró en el dispositivo.
- Cuando el aceite entró en el dispositivo, la salmuera entró en contacto inmediatamente con él. Se permitió que envejeciera la interfaz aceite/salmuera durante 1 hora.
- La interfaz fue empujada hacia el canal de salmuera que fluye. En este punto, la presión del aceite se mantuvo constante y las gotas se desprendieron a medida que se deformaba la interfaz del aceite.



Experimental Procedure

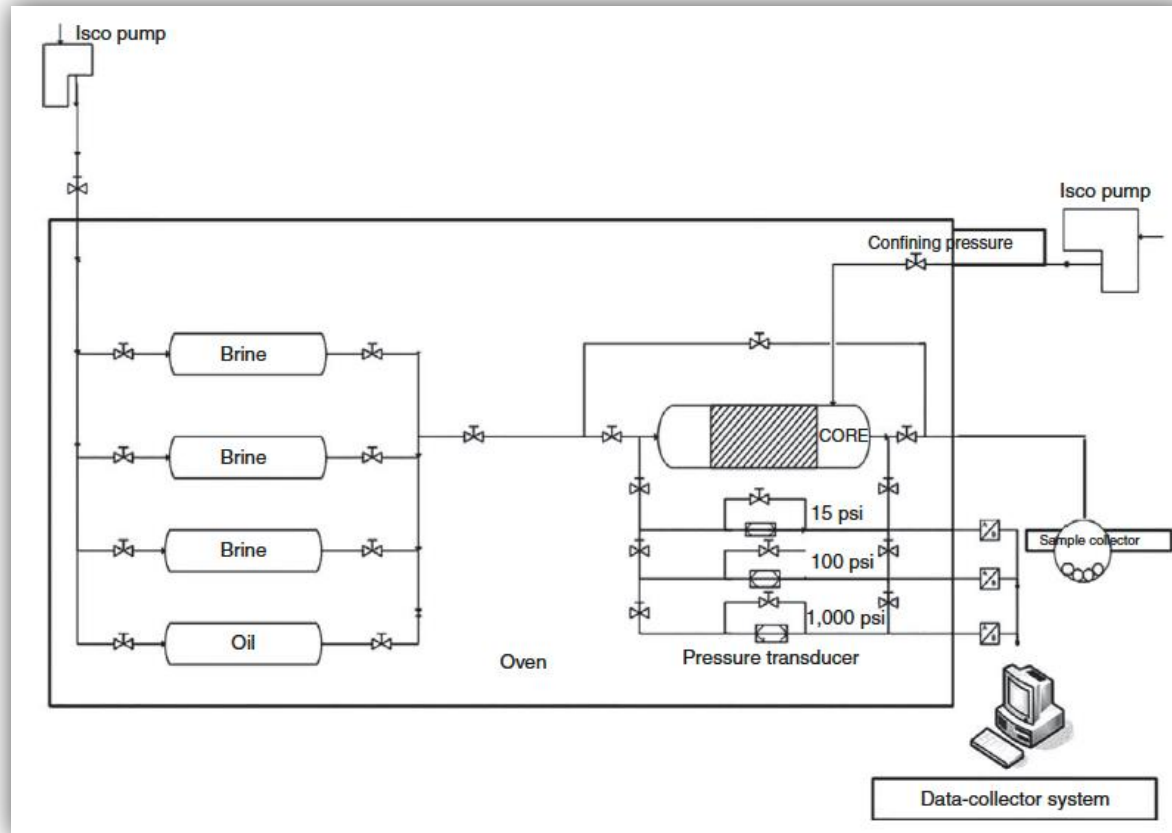


Fig. 4 — Coreflooding-system setup.

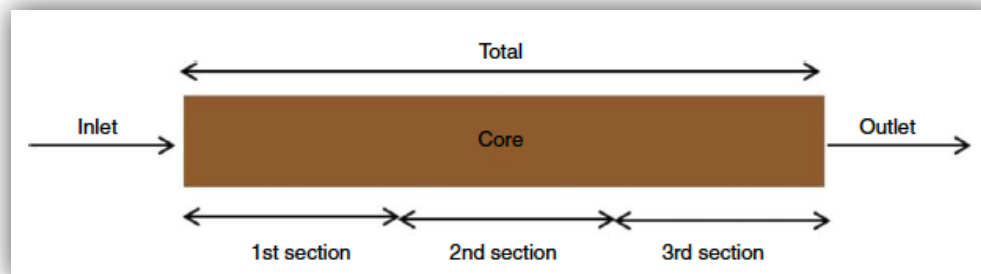


Fig. 5 — Core schematics.

Experimental Procedure

	1 st Coreflood	1 st Aged		2 nd Aged	2 nd Coreflood	3 rd Aged	3 rd Coreflood
1. LS (Low-Sal)	1% Na ₂ SO ₄	1 week	Coreflood Oil	5 days	1% Na ₂ SO ₄	5 days	1% Na ₂ SO ₄
2. LS (Low-Sal)	1% Na ₂ SO ₄			5 days	1% Na ₂ SO ₄		
3. HS (High-Sal)	1% Na ₂ SO ₄			5 days	100% Na ₂ SO ₄		
4. LSDO (Low-sal Deasphalted Oil)	1% Na ₂ SO ₄ (third core is vacuum-saturated)			5 days	*Deasphalted Oil Injection 1% Na ₂ SO ₄		
5. (LSNA) Low-Sal No Aging	1% Na ₂ SO ₄			1 hour	1% Na ₂ SO ₄		
6. (HSNA) High-Sal No Aging	100 % Na ₂ SO ₄			1 hour	1% Na ₂ SO ₄		

3. SUPRAS

3.1 Procedimiento
general para su
formación

3.2 Mejora en
Cromatografía

Results

Table 1 — Core properties.

Core Number	1	2	3	4	5	6
Length (cm)	29.2	28.2	29.4	27.4	25.6	28.27
Diameter (cm)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
Pore volume (cm ³)	70.9	64.09	77.77	68.8	70.67	73.23
Porosity (%)	21.37	20.33	23.31	19.46	22.07	23.33

Table 2 — Core petrophysical properties.

Test Number	1-LS	2-LS	3-HS	4-LSDO	5-LSNA	6-HSNA
Water permeability (md)	414	351.8	594	623	495	521.9
Oil permeability (md)	628	628	674	730	618	518.5
S_{wi} (%)	45.7	37.81	45	33.34	39.6	34.66
RF (%)	81.0	84.7	52.0	51.0	71.0	40.0
OOIP (cm ³)	38.5	39.9	42.8	45.9	42.7	47.8
ROIP (cm ³)	7.4	6.1	20.5	22.5	12.4	28.7
S_{oi} (%)	54.3	62.2	55.0	66.7	60.4	65.3
S_{or} (%)	10.3	9.5	26.4	32.7	17.5	39.2

Results. Snap-Off Analysis

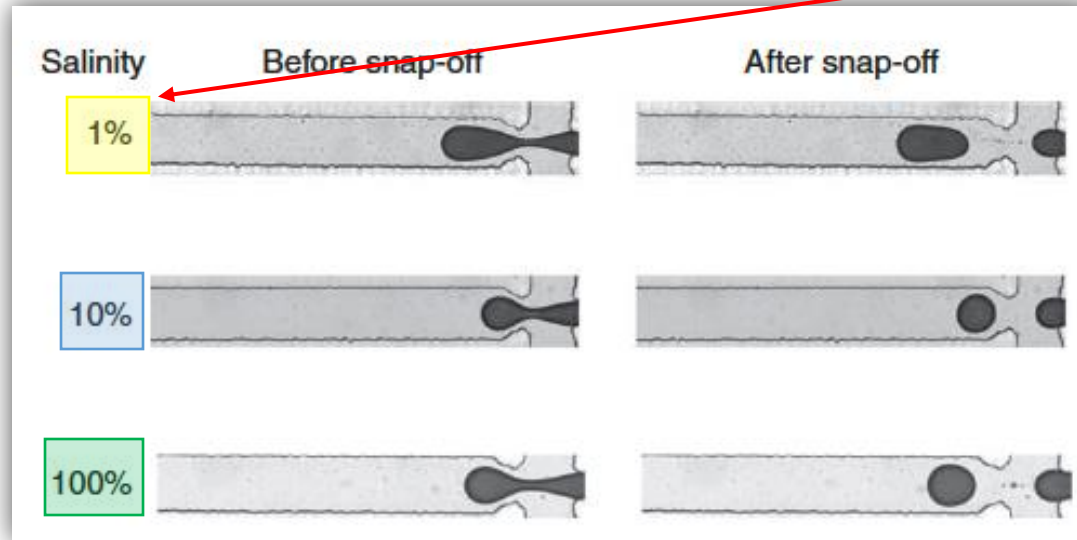


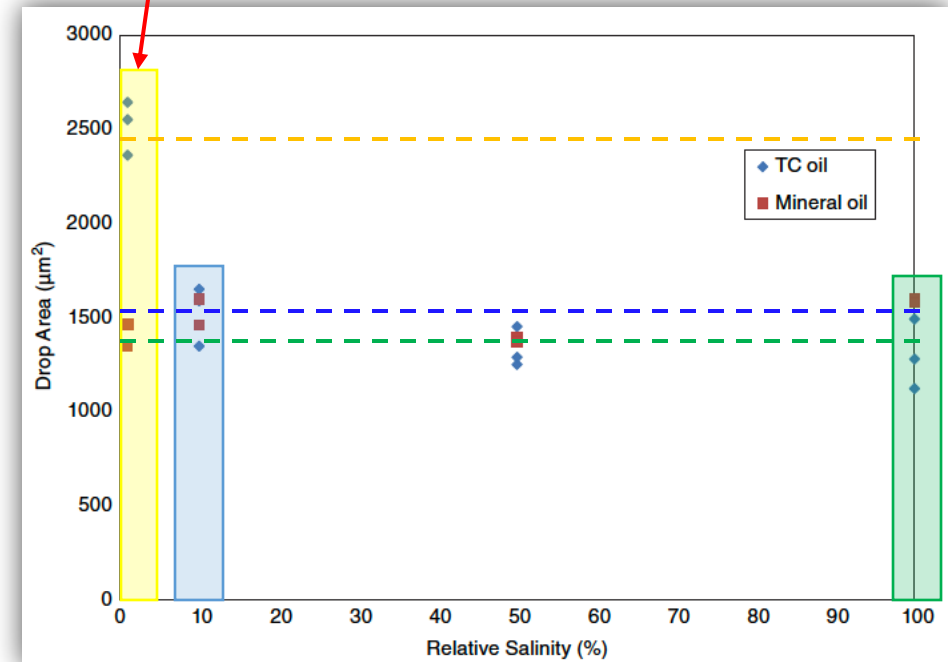
Fig. 6 — Micrograph of oil filament before snap-off (left), and after snap-off and formation of a droplet (right) for salinity values 1, 10, and 100% of the base-solution salinity.

Las interfaces elásticas conducen a gotas más grandes tamaño.

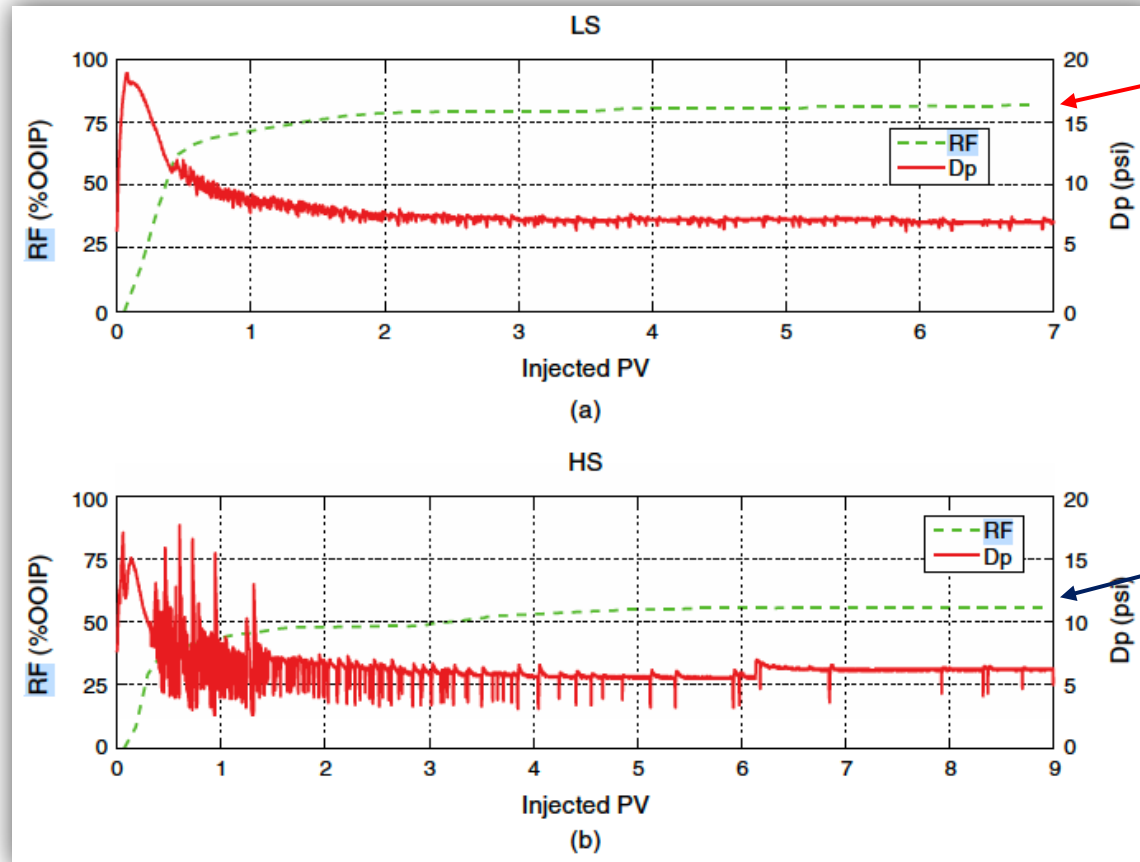
Un tiempo de envejecimiento más prolongado favorece una interfaz cada vez más viscoelástica y conducir a una interfaz más viscoelástica fase oleosa continua.

largest area

Fig. 7 — Drop area as a function of salinity for TC and mineral oils.



Results. Coreflooding Experiments



81% OOIP

52% OOIP

Fig. 8 — RF and pressure drop as functions of PVs injected for (a) LS and (b) HS tests.

Results. Coreflooding Experiments

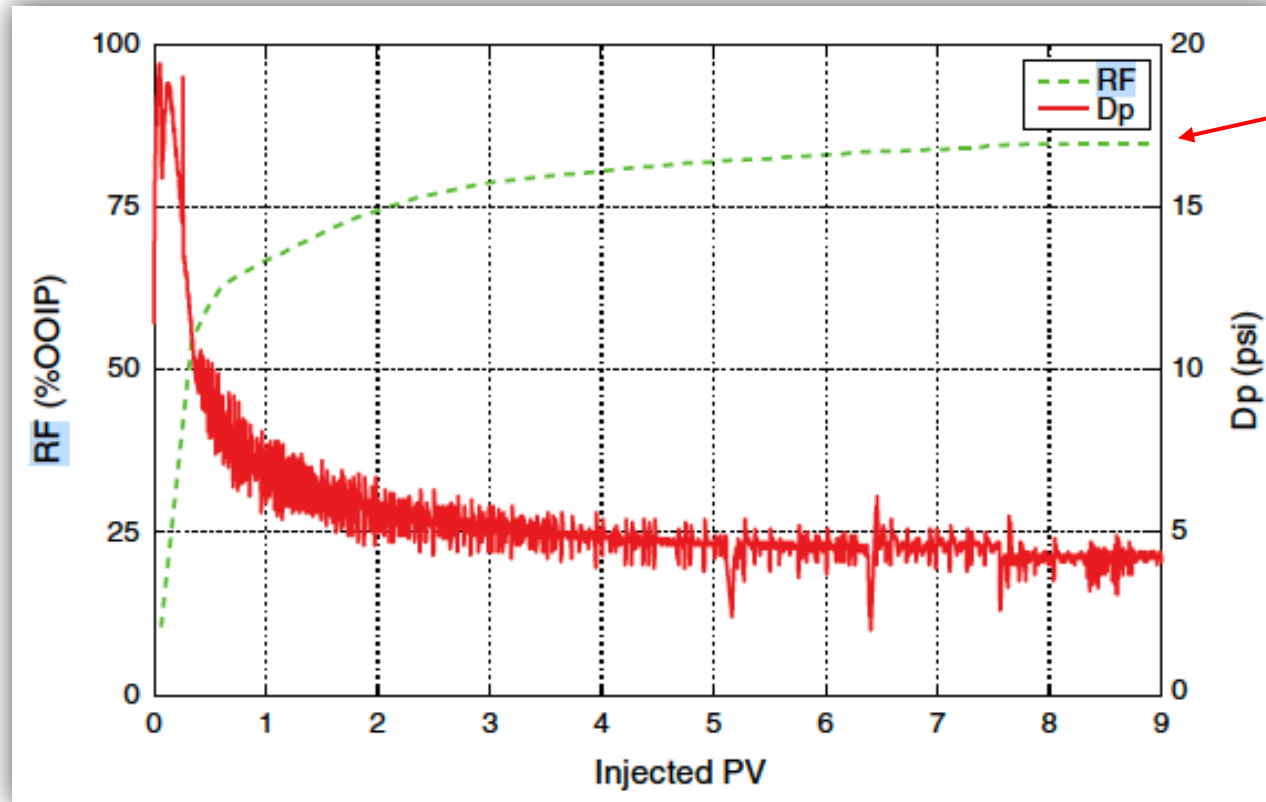


Fig. 9 — RF and pressure-drop data for 2-LS test.

85% OOIP

El aumento en la recuperación de petróleo mediante inyección de agua LS se atribuye principalmente a la alteración de la mojabilidad.

La temperatura alta (típicamente 75 °C o más) es un factor en la alteración de la humectabilidad.

Results. Coreflooding Experiments

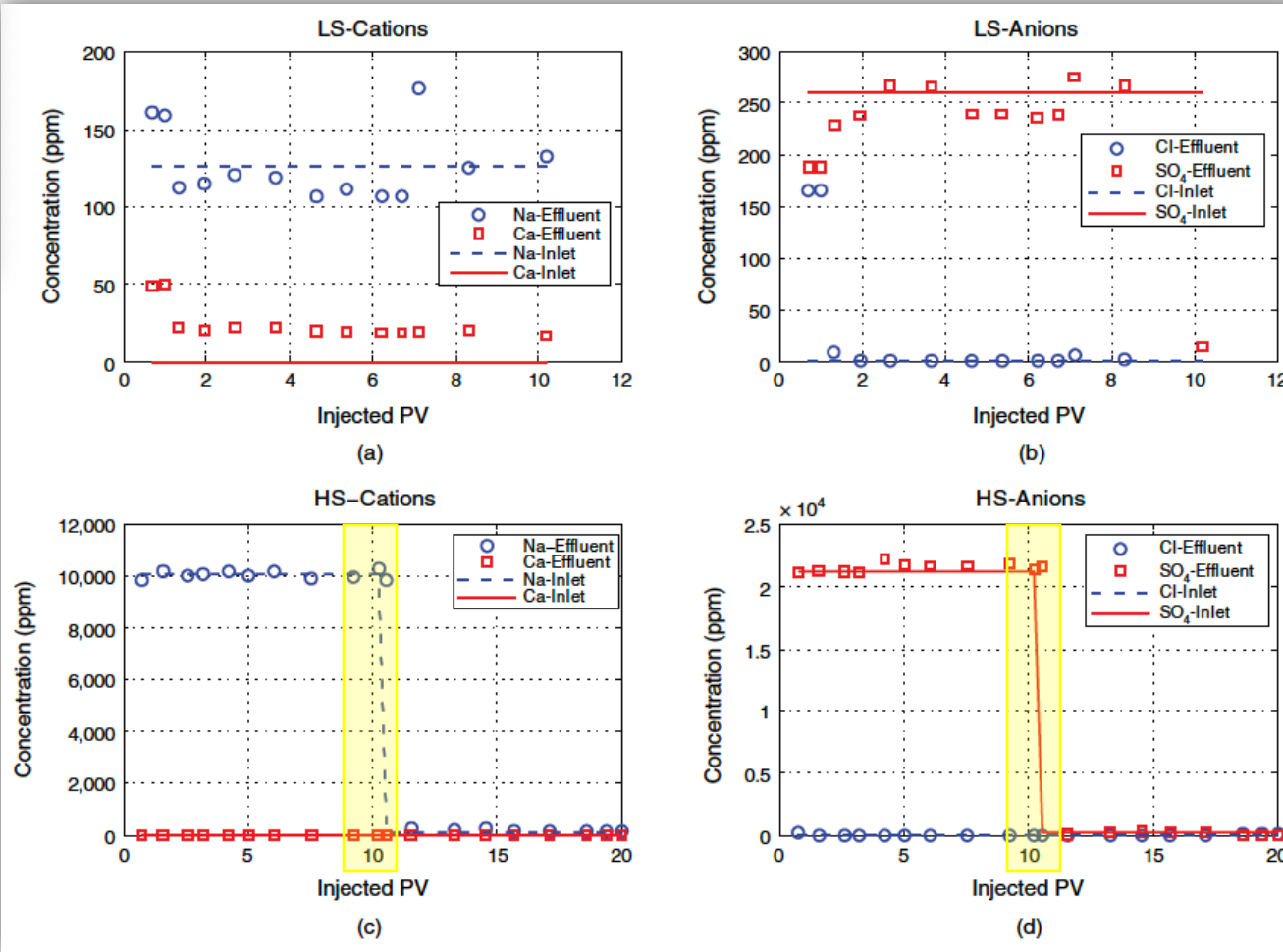
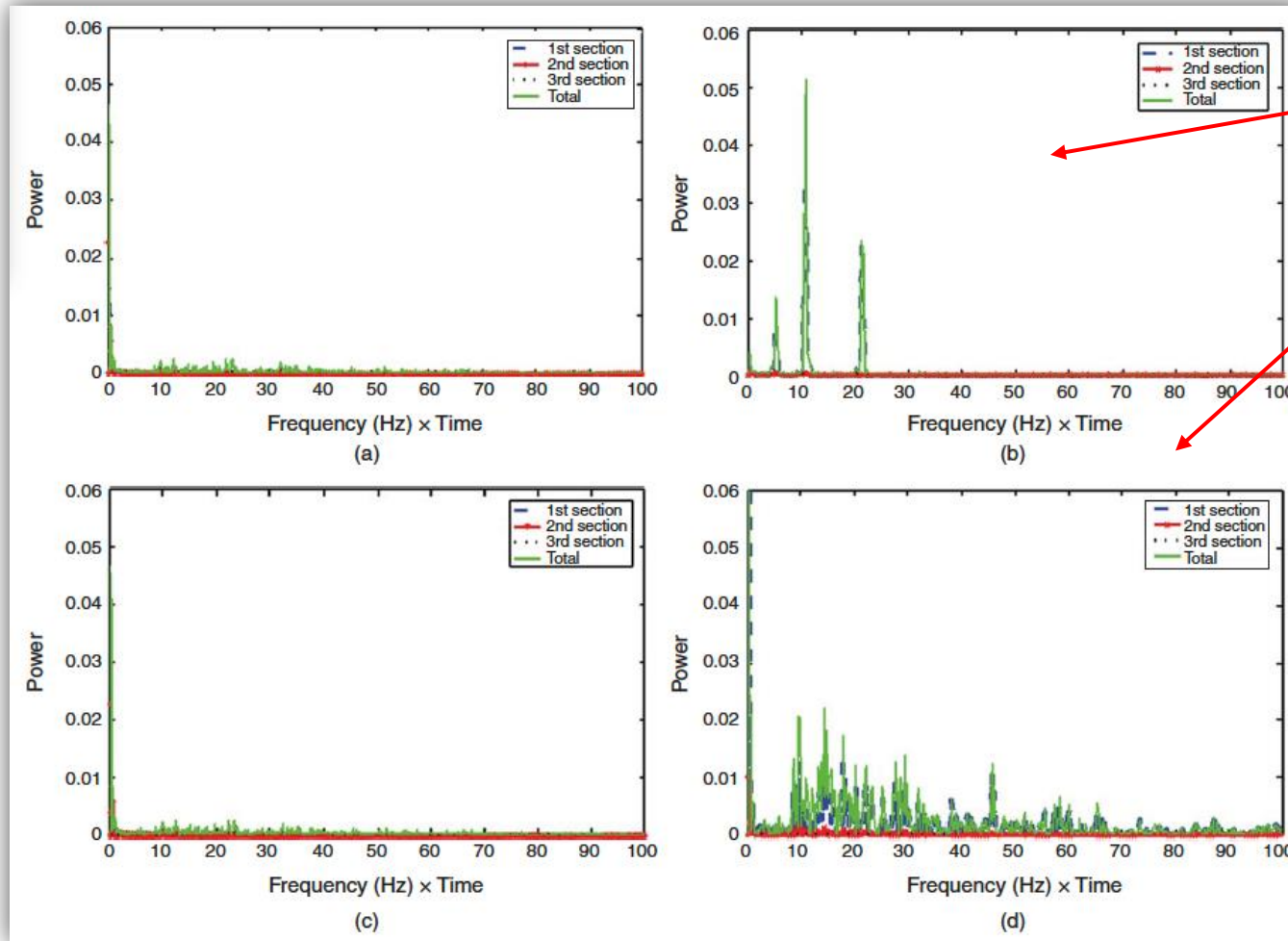


Fig. 10 — Chemical analysis of the effluent samples: (a) cation concentration at secondary WF, (b) anion concentration at secondary WF, (c) cation concentration at tertiary WF after 5 days aging, (d) anion concentration at tertiary WF after 5 days of aging. Dashed lines in the diagrams determine the inlet concentration.

La propiedad reológica de la película interfacial es uno de los factores cruciales en la inteligente inundación con agua.

La interfaz viscoelástica suprime el desprendimiento para reducir la saturación de petróleo residual (ROS).

Results. Coreflooding Experiments



Desprendimiento de gotas por la tercer inundación.

En la prueba LS el tamaño de las gotas formadas es lo suficientemente grande como para quedar atrapadas en el poro de la garganta e induce una respuesta oscilatoria en los datos de caída de presión.

La interfaz elástica formada en presencia de salmuera LS puede suprimir el desprendimiento y producir gotas **más grandes**.

Fig. 11 — FFT analysis of the pressure-drop data: (a) LS secondary-mode waterflooding, (b) LS tertiary-mode waterflooding, (c) HS secondary-mode waterflooding, and (d) HS tertiary-mode waterflooding.

Results. Coreflooding Experiments

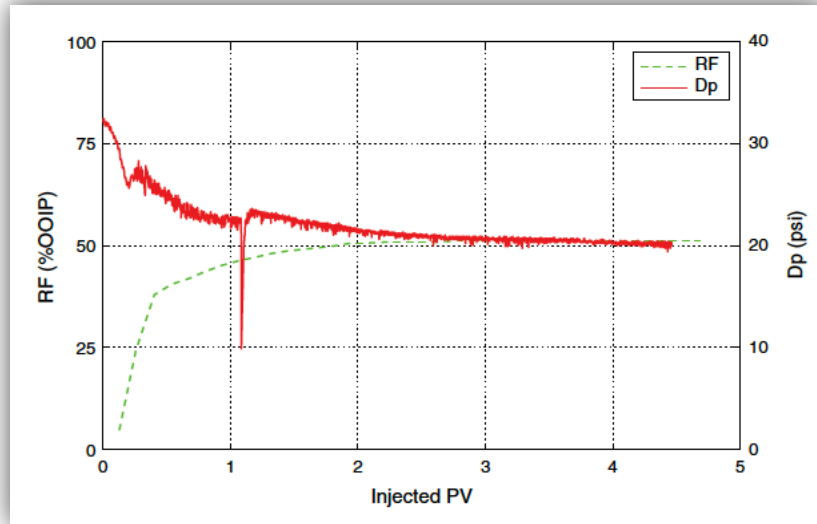


Fig. 12 — RF and pressure-drop data—LSDO test.

La Fig. 12 muestra el factor de recuperación de petróleo y la caída de presión durante la inundación secundaria con agua en el cuarto experimento. Los resultados muestran que, como se anticipó, la destrucción de la película interfacial reduce la recuperación de la inyección de agua LS.

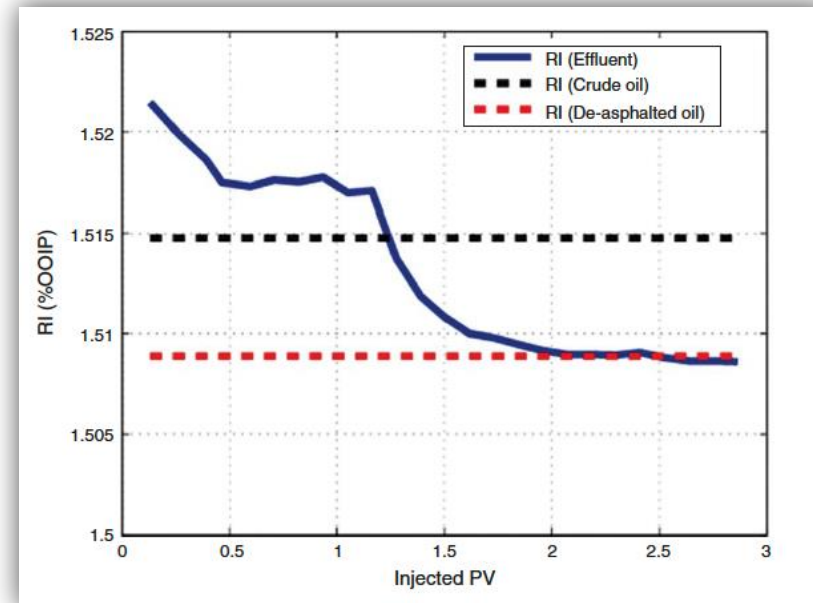


Fig. 13 — Refractive index of the crude oil at the effluent.

El RI del petróleo producido alcanzó el valor correspondiente al petróleo desasfaltado, lo que significa que el petróleo crudo fue desplazado con el petróleo desasfaltado.

Results. Coreflooding Experiments

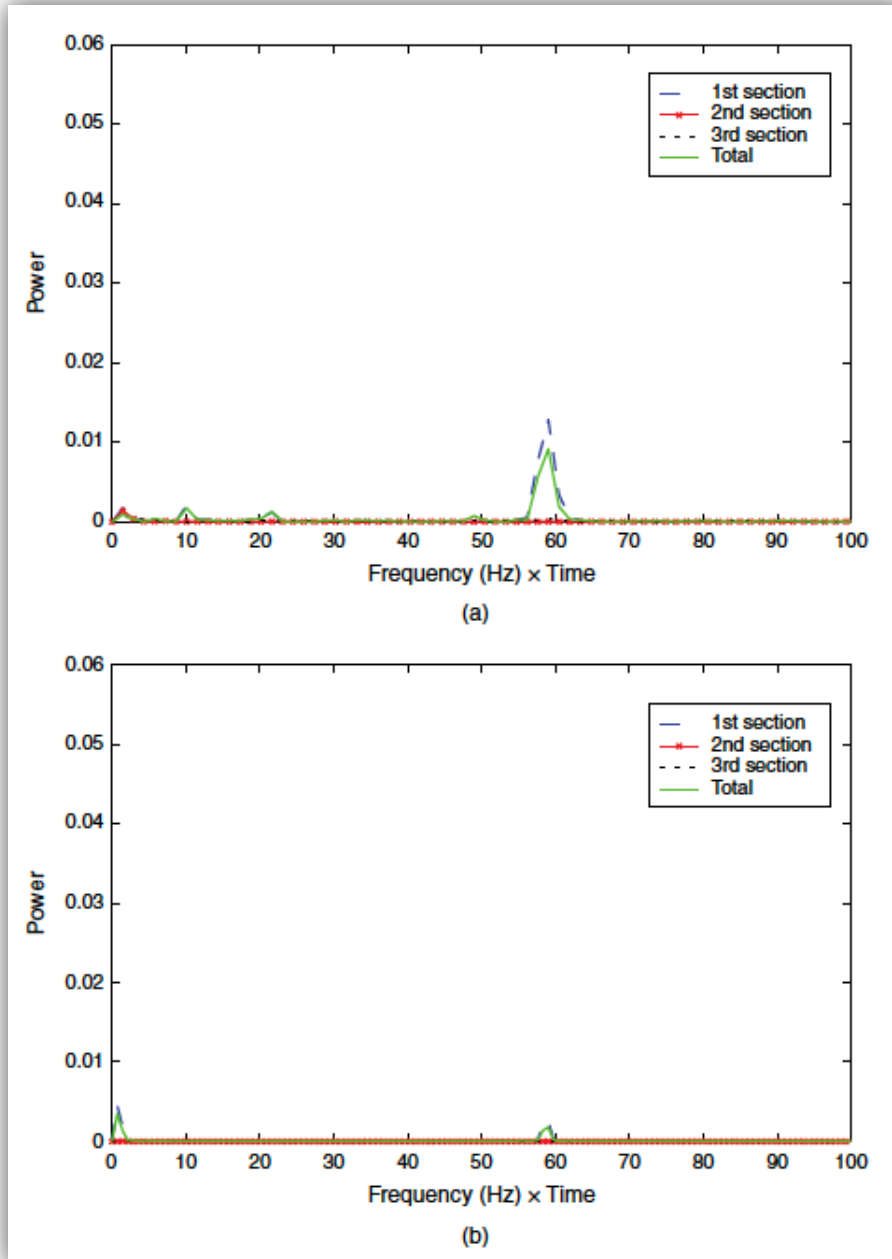


Fig. 14 — FFT analysis of the pressure-drop data: (a) LSDO secondary-mode waterflooding, (b) LSDO tertiary-mode waterflooding.

La Fig. 14 muestra el análisis FFT de los datos de caída de presión lo que significa que las gotas de petróleo formadas causadas por el desprendimiento son pequeñas.

Results. Coreflooding Experiments

4. Aplicaciones de los SUPRAS

4.1 Desarrollo dependiendo del tipo de agregado

5. Adaptación de SUPRAS a tratamientos innovadores

La recuperación de petróleo de la prueba LSNA es aproximadamente el 71% del OOIP en comparación con el 82% en el experimento LS y el 52% en el experimento HS.

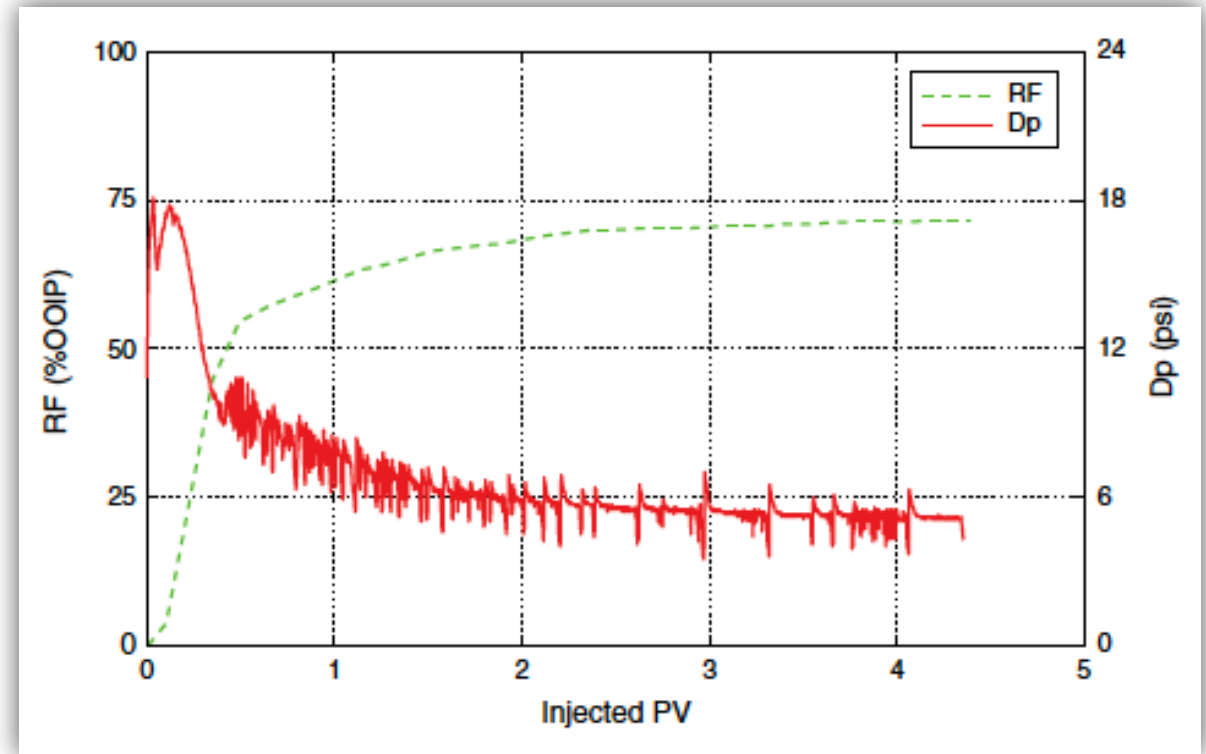


Fig. 15 — RF and pressure-drop data—LSNA test.

Results. Coreflooding Experiments

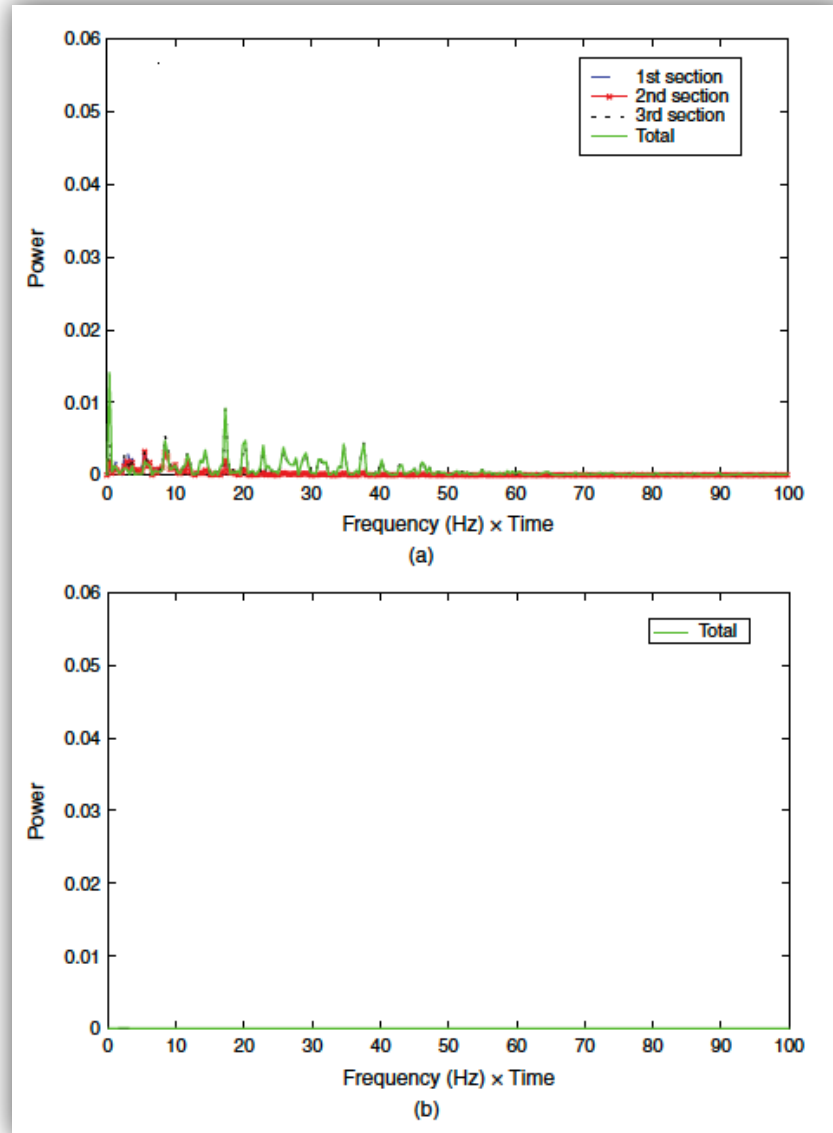
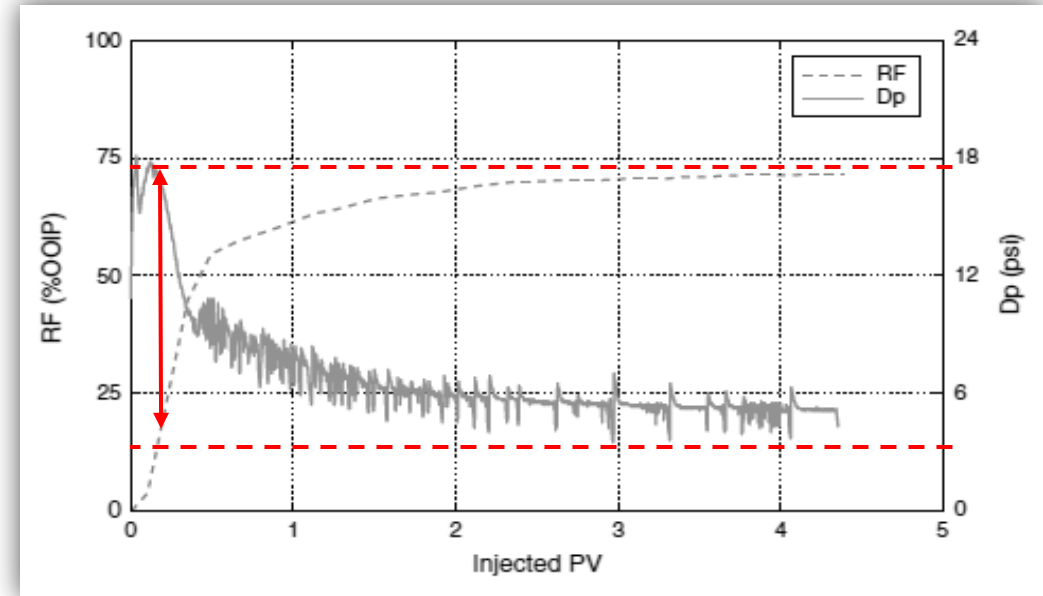


Fig. 16 — FFT analysis of the pressure-drop data: (a) LSNA secondary-mode waterflooding, (b) LSNA tertiary-mode waterflooding.

La inyección de LS sin envejecimiento durante un podría aumentar la recuperación de petróleo debido a la supresión del desprendimiento y la preservación significativa de la continuidad del petróleo. Sin embargo, las gotas de aceite formadas a causa del desprendimiento son aún pequeñas y no pueden crear un comportamiento oscilatorio en la respuesta a la caída de presión.

Results. Coreflooding Experiments

Fig. 15 — RF and pressure-drop data—LSNA test.



Caida de presión más grande que en LSNA

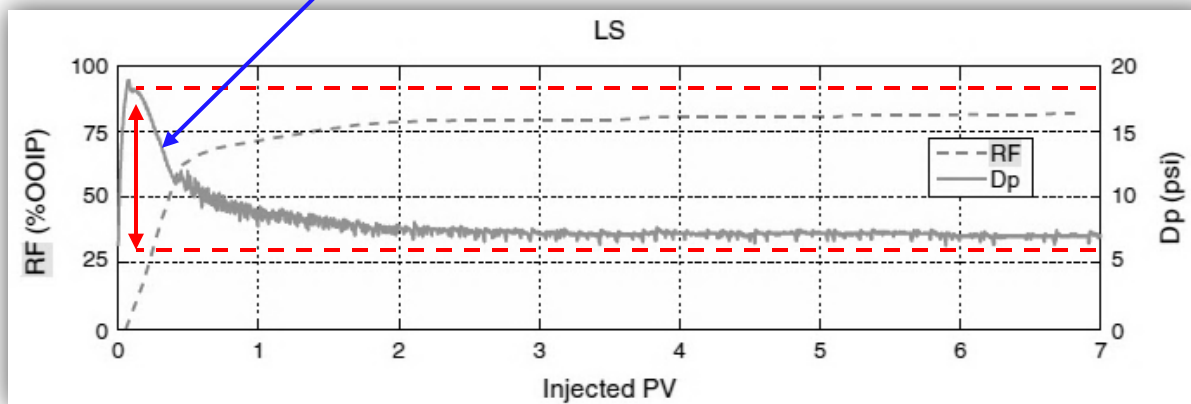


Fig. 12 — RF and pressure-drop data—LSDO test.

Gotas más grandes en LS que en LSNA

Results. Coreflooding Experiments

4. Aplicaciones de los SUPRAS

4.1 Desarrollo dependiendo del tipo de agregado

5. Adaptación de SUPRAS a tratamientos innovadores

La recuperación de petróleo es aproximadamente el 40% del OOIP, que es incluso inferior al valor obtenido en el resultado correspondiente de la prueba HS. Confirma además que la formación de una película interfacial es crucial para aumentar la recuperación.

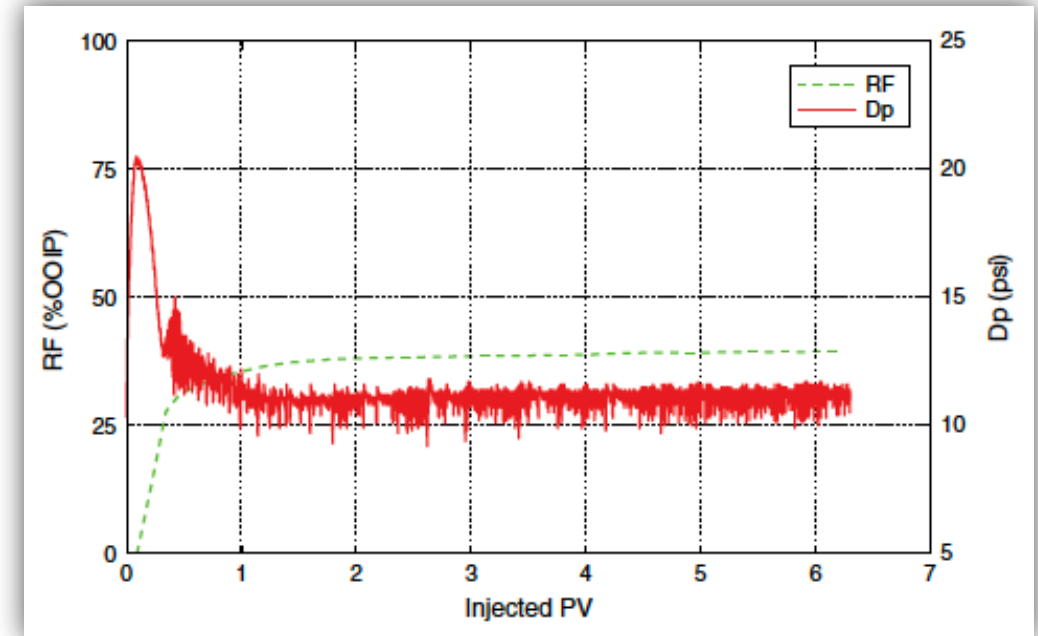
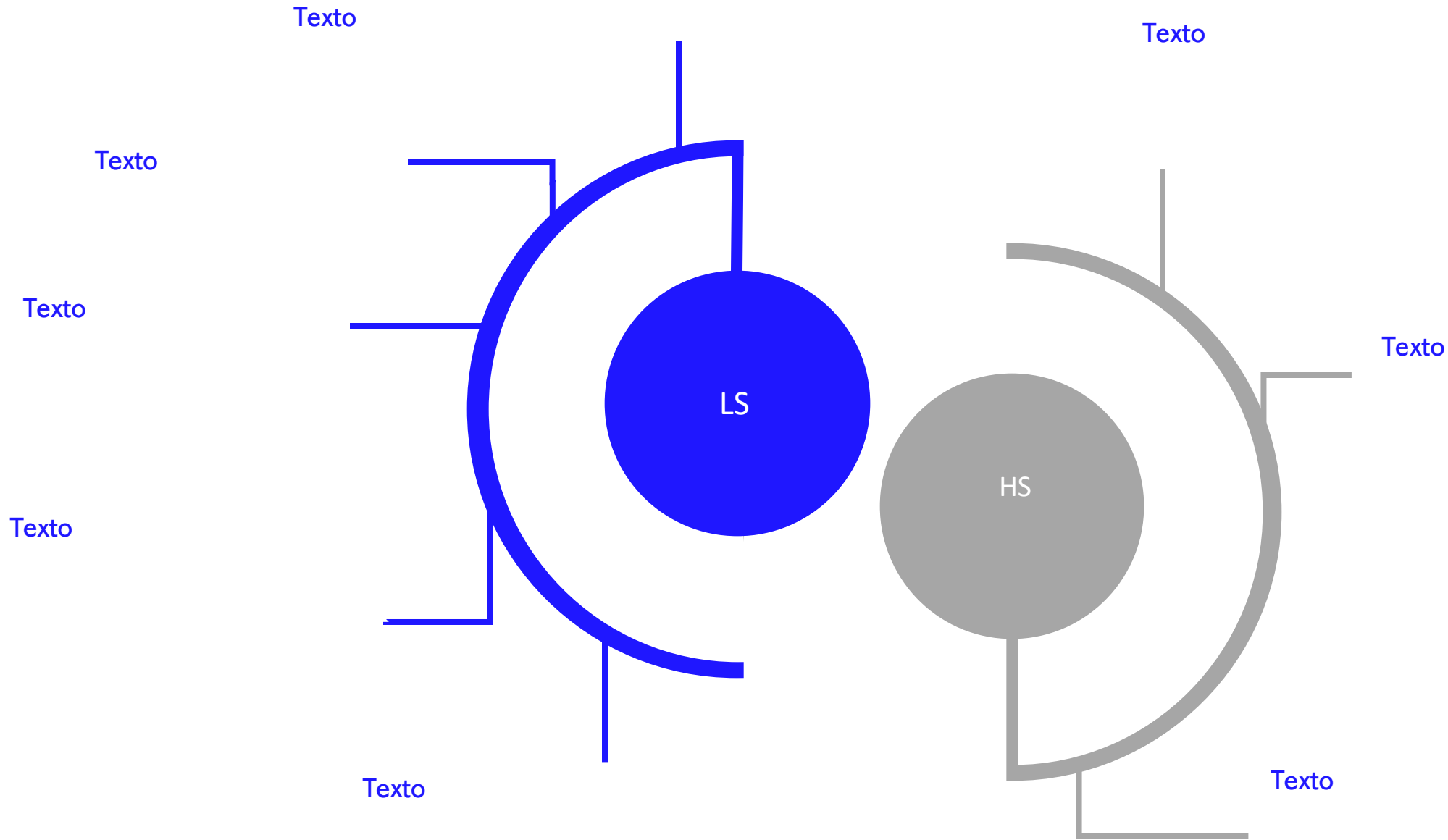


Fig. 17 — RF and pressure-drop data—HSNA test.



Horizontes

Este nuevo mecanismo ofrece una dirección para diseñar la química del agua para una recuperación optimizada por inyección de agua en procesos de ingeniería química del agua y abre una nueva ruta para diseñar métodos EOR.

Conclusiones

La película interfacial entre la salmuera LS y el petróleo crudo es más elástica que la película formada en presencia de salmuera HS. Descubrimos que una interfaz elástica es más estable y resistente a los fenómenos que implican la rotura de la película interfacial, como el desprendimiento, demostramos que la salmuera LS suprimió el desprendimiento.

Como consecuencia, la fase petrolera permanece más continua en la roca y aumenta la recuperación de petróleo. Nuestros resultados muestran que • La recuperación por inundación secundaria de agua depende de la fuerza iónica de la salmuera connata e invasora

La mayor recuperación de petróleo se observa cuando tanto la salmuera connata como la invasora tienen baja fuerza iónica. La formación de una película interfacial juega un papel importante en el aumento de la recuperación de petróleo.

* La formación de películas elásticas es un fenómeno que depende del tiempo; por lo tanto, el envejecimiento del núcleo en presencia de petróleo crudo y agua afecta el resultado final.

Se demostró que las respuestas de presión y recuperación de petróleo se correlacionan directamente con la elasticidad interfacial [es decir, el factor de recuperación (RF) es consistentemente mayor cuanto mayor es la viscoelasticidad interfacial inducida para el sistema examinado en este documento]. Nuestros resultados demuestran que un efecto interfacial en gran medida pasado por alto de la inyección de agua diseñada puede servir como una explicación alternativa y más completa de LS o recuperación de inyección de agua diseñada.