

ENSAYOS ROCA-FLUIDO PARA LA EVALUACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL REQUERIDA PARA LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA. ARGENTINA

Sergio Abrigo¹, Esteban González¹, Malvina Frigerio¹, Laura Fernández¹, María de la Peña Sánchez¹,
Carlos de la Cruz Vivanco¹, David Chambí¹, Jorge Montané¹

1: Ftad. de Ingeniería, Depto. de Geol. y Petróleo, Univ. Nac. del Comahue, Buenos Aires 1400, 8300 Neuquén, Argentina
saabrigo@gmail.com, esteban.hln@gmail.com, mlfrigeri@gmail.com, fernanlg@yahoo.com, mpenasan@yahoo.com.ar,
delacruzv@gmail.com, vikodav@hotmail.com, jorge.montane@fain.uncoma.edu.ar

Palabras clave: CEOR, TIF, Número capilar, Ensayos de barrido, Recuperación de petróleo

ABSTRACT

Rock-Fluid assays in order to find the Interfacial tension (IFT) needed for the injection of Surfactants in an Enhanced Recovery Project. Argentina

The interest in every Enhanced Oil Recovery Project (EOR) focus on oil production increase on hydrocarbons reservoirs using chemical injection method (CEOR) with polymers (P) and the surfactants-polymers blend (SP).

The goal is to develop a complementary methodology that involves the interfacial tension (IFT) required to reduce the Residual Oil Saturation (Sor) through rock-fluid lab test.

Setting a Target Sor value less or equal to 10% heading a commercial production and looking forward to determine the Capillary Number (CN) that satisfies it, the experimental protocol consist in water/oil injection assays in a triaxial cell at reservoir pressure and temperature (Net Overburden Pressure, NOBP), where the displacing fluid velocity is the growing manipulated variable keeping the IFT value constant, with CN and Sor as dependent variables. The CN is defined, once the value of the displacing fluid velocity is found for the Target Sor, though the value of IFT is evaluated, keeping the fluid velocity constant. Thus, is necessary a CN of order 10^{-2} in order to get Target Sor and therefore a IFT value of order 10^{-3} dinas/cm (mN/m). This guides the fluid-fluid screening stage to a new horizon, looking forward a surfactant, or blend of them, that reduce the value of the IFT to at least 10^{-3} mN/m in order to reduce the value of the Sor at least 10% in a lab test.

INTRODUCCIÓN

En todo proyecto de Recuperación Mejorada de Petróleo mediante el mecanismo de inyección química (CEOR) es fundamental la determinación experimental de parámetros específicos fluido-fluido y roca-fluido. En particular, el objetivo planteado en este trabajo consiste en incrementar la producción de petróleo en yacimientos de hidrocarburos por inyección de polímeros (P) o la mezcla de surfactantes y polímeros (SP).

Como etapa experimental previa al diseño de una prueba piloto de campo en un reservorio de petróleo, se realizó un *screening* fluido-fluido donde se seleccionaron un conjunto de formulaciones químicas P y combinaciones SP. En particular se estudiaron aquellos surfactantes que eran capaces de producir bajas tensiones interfaciales (TIF). Los barridos se realizaron en una celda triaxial con medios porosos artificiales (bereas), saturadas con fluidos de reservorio, a condiciones de presión y temperatura de reservorio (NOBP) con las formulaciones seleccionadas.

Para los ensayos se consideran dos yacimientos, el primer yacimiento tiene la característica de tener aguas de una salinidad de 7.500 ppm equivalente en NaCl y una temperatura de reservorio de 95°C. El segundo yacimiento tiene aguas de una salinidad de 200.000 ppm equivalentes en NaCl y una temperatura de reservorio de 56°C. Debido a estas características de alta salinidad por un lado y alta temperatura por el otro resultó dificultoso encontrar un surfactante comercial adecuado. A pesar de ello, se seleccionaron dos posibles formulaciones para cada situación planteada las que al realizar los barridos, no alcanzaron a generar los valores de recuperación de petróleo esperados (mayores al 80% de la saturación residual de petróleo). A raíz de esto se buscó una alternativa que pudiera reorientar la búsqueda de alguna formulación más eficiente.

En este trabajo, se presenta la implementación de una metodología complementaria, a través de ensayos de laboratorio roca-fluido, que permite la evaluación del valor de la tensión interfacial requerida para disminuir el petróleo residual (Sor).

Es conocido el hecho que una de las formas de mejorar esta eficiencia es modificar el número capilar (NC), el cual contempla a las fuerzas capilares que retienen al petróleo en los poros, a través de la reducción de la tensión interfacial.

El número capilar depende en forma proporcional de la viscosidad, la velocidad del fluido desplazante e inversamente proporcional a la tensión interfacial. La estrategia aquí propuesta consiste en establecer como *target* un Sor igual o menor al 10%, con miras a una producción comercial y determinar en forma experimental el NC que lo satisfaga.

El protocolo experimental consiste en realizar ensayos de barrido agua/petróleo en una celda triaxial, a condiciones de presión y temperatura de reservorio (NOBP), seleccionando como variable manipulada la velocidad del fluido desplazante en forma creciente, manteniendo constante la tensión interfacial agua/petróleo original del reservorio, resultando el NC y el Sor las variables dependientes.

Una vez encontrada la velocidad del fluido desplazante que satisface el Sor impuesto como *target*, el NC queda definido, a partir del cual se evalúa la TIF necesaria para satisfacerlo, manteniendo la velocidad constante (Tablas 4 y 8).

Se utilizó una muestra de berea cuyo valor de permeabilidad era semejante a los valores conocidos de la roca reservorio. Esta muestra se acondicionó previo a los barridos, con soluciones EOR, con petróleo muerto del yacimiento, llegando a saturación de agua irreducible (S_{wi}). Paralelamente se realizó la medición de la permeabilidad efectiva al petróleo y posteriormente el barrido con agua de inyección a baja velocidad hasta alcanzar el Sor. El agua de inyección utilizada fue la de cada uno de los reservorios presentados anteriormente.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL (SOR), TENSIÓN INTERFACIAL (TIF) Y NÚMERO CAPILAR (NC)

Saturación de Petróleo Residual (Sor)

La saturación de petróleo residual (Sor) es la fracción volumétrica del volumen poroso ocupado por el hidrocarburo, que queda remanente luego del desplazamiento por inyección de agua o gas (Ahmed 1946), a una determinada velocidad (o caudal). El estado de saturación residual es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua (o gas) en el medio poroso. Para un reservorio convencional la inyección de fluido se realiza a 1 pie/día o menos, para evitar inestabilidades del tipo digitación, producción de caminos preferenciales y daño a la formación por movimiento de finos.

Tensión Interfacial (TIF)

La tensión interfacial (TIF) es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la superficie. Es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas que interactúan en la frontera de dos fases. Para agua en equilibrio con hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm (mN/m), y puede llegar a 0,0001 dina/cm (Salager 2005). Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en lo que se llama el Número Capilar.

Número Capilar (NC)

El número capilar (NC) (o número de Weber) es una magnitud escalar adimensional de la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Una manera de describir las fuerzas viscosas es a través de la velocidad que tendrá un fluido a través de una garganta poral y la viscosidad del fluido, lo que se llama avance frontal.

El número capilar puede ser expresado como (Green 1998)

$$NC = v \frac{\eta}{\gamma} \quad (1)$$

donde v : es la velocidad de Darcy (m/s)

η : es la viscosidad del fluido desplazante (cP)

γ : es la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el fluido desplazado (mN/m)

El porcentaje de recuperación de petróleo crudo en un medio poroso a saturación de petróleo residual (S_{or}) es esencialmente nula cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y prácticamente del 100 % de recuperación cuando el número capilar es superior a 10^{-3} (Salager 2005). Debido a esto los métodos de recuperación mejorada tienen como objeto aumentar el número capilar (NC). En este sentido son diversas las formas en que se puede aumentar el número capilar (NC). Considerando la expresión para el número capilar, ecuación (1), se tiene en primer lugar, que se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa (v), esto va de la mano de un aumento de la presión de inyección y costo adicional. Además, el aumento de presión no puede sobrepasar la presión de fractura de la formación, y el aumento en la velocidad tiende a favorecer las inestabilidades del tipo digitación, producción de caminos preferenciales y daño a la formación por movimiento de finos, por eso en general se estima que el valor para la velocidad de flujo no debería superar 1 pie/día.

Como segunda alternativa, se podría modificar la viscosidad de la fase acuosa. Los métodos de inyección de polímeros tienen éste propósito.

El aumento de la viscosidad de la fase acuosa es favorable para controlar inestabilidades como la digitación, por tanto mejorar la eficiencia de barrido, aumentando la fracción de petróleo en los fluidos producidos (disminución de la relación agua/petróleo, WOR). Pero un aumento de la viscosidad en la fase acuosa implica que se necesitará un gradiente de presión mayor para mantener la velocidad del fluido constante.

Así el aumento del número capilar por el aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa está limitado a un orden de magnitud, siendo necesario el uso de surfactantes (tensioactivo) para lograr órdenes de magnitud superiores.

El uso de un surfactante en la fase acuosa permite reducir la tensión interfacial agua/crudo de 30-40 dinas/cm hasta 0,001 - 0,0001 dinas/cm (formulación óptima) (Salager 2005).

En la Figura 1 se observa la relación entre número capilar y recuperación de petróleo, el número capilar típico después de la inyección de agua es aproximadamente de 10^{-6} , y la recuperación de petróleo cesa. La recuperación de petróleo comenzará a aumentar a medida que el número capilar aumente.

Para poder recuperar cantidades significativas de crudo, el número capilar debe aumentar de 3 a 4 órdenes de magnitud. Si nos referimos a la ecuación (1), los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; sin embargo la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse fácilmente en términos de 1000 a 10.000 veces por el agregado de tensioactivos (surfactantes). Un número capilar típico luego de la implementación de un proyecto de recuperación secundaria es de 10^{-6} a 10^{-7} .

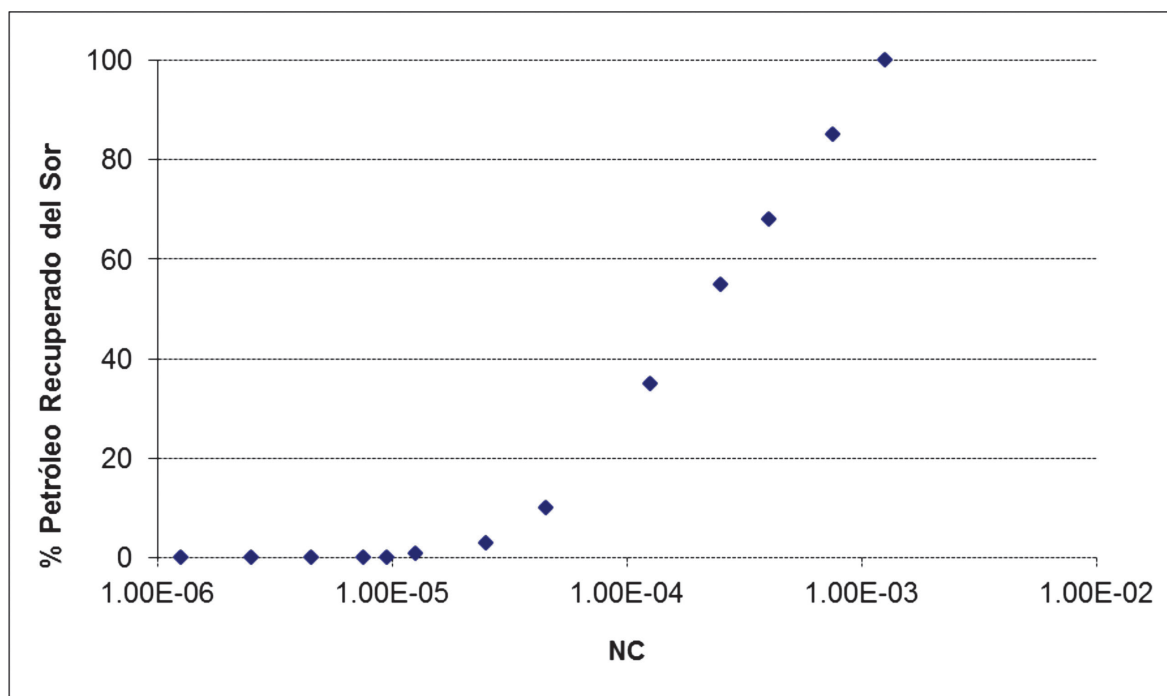


Figura 1. Gráfico cualitativo del comportamiento del porcentaje de petróleo recuperado a partir del Sor luego de un proyecto de recuperación secundaria (a 1 pie/día) en función del Número Capilar. Modificado de Notas Técnicas TIORCO, (Norman 2007).

Es necesaria una reducción de 100 a 1000 veces en la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del NC a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección.

Con esto vemos que podríamos aumentar la velocidad de inyección o aumentar la viscosidad (por ejemplo agregando grandes cantidades de polímero en un proyecto que lo utilice) pero en forma limitada para no dañar la formación, de aquí que también se limite el uso de polímeros en ensayos de Surfactante + Polímero (SP).

Cabe destacar que tanto el aumento de alrededor de 10 veces el caudal de inyección de agua, o el incremento/mantenimiento del caudal de inyección con polímeros de alta viscosidad, implica el aumento de varias veces la presión de inyección o la perforación de varios inyectores en la misma locación, lo cual, en todos los casos, es antieconómico. Además, semejante esfuerzo sólo mostraría un beneficio de no más de 1% de reducción del Sor debido a la curvatura de la curva Sor vs NC como se puede apreciar en la Figura 2.

De hecho queda en evidencia la importancia del uso de un tensioactivo, pues al bajar la tensión interfacial se puede aumentar el número capilar e incrementar la producción de crudo aun a expensas de menores cantidades de polímero.

En la literatura si bien se presentan valores de TIF y NC generales (Figura 6) o calculados para distintos reservorios (Norman 2007), es necesaria su evaluación y cálculo para cada reservorio en

particular, dado que su valor es dependiente de las propiedades del petróleo, el agua de formación y el medio o roca reservorio. En este trabajo, en vista de los resultados obtenidos con los barridos realizados con las primeras formulaciones seleccionadas, fue necesario buscar un parámetro o valor referencial para buscar otros posibles surfactantes. Se eligió realizar esto a partir de encontrar el NC que satisfizo el Sor *target* del 10%.

METODOLOGÍA DEL ENSAYO REALIZADO PARA LA DETERMINACIÓN DEL NÚMERO CAPILAR EN FUNCIÓN DE LA SATURACIÓN RESIDUAL DE PETRÓLEO

1. Acondicionamiento de la Berea para los barridos
2. Barrido con Petróleo y medición de la permeabilidad efectiva al petróleo a presión y temperatura del reservorio.
3. Barrido con Agua de inyección a baja velocidad hasta alcanzar el Sor.
4. Barrido con agua de inyección a velocidades crecientes y determinación del Sor para cada velocidad.
5. Cálculo del Número Capilar para cada velocidad
6. Cálculo de la tensión interfacial necesaria para obtener el NC calculado en el inciso 5 manteniendo la velocidad constante en 0,6 pie/día.
7. Extrapolación para determinación de la tensión interfacial necesaria para llegar al Sor deseado.

RESUMEN DE DATOS Y RESULTADOS

Primer caso: Salinidad de 7.500 ppm equivalente en NaCl y 95 °C

Longitud (cm)	17,77
Diámetro (cm)	3,77
Área (cm ²)	11,14
Peso (gr)	421,26
Porosidad (ϕ) [Std]	20,1
Porosidad (ϕ) [Nobp]	19,5
Permeabilidad al gas (Kg) [Std]	185
Permeabilidad al gas (Kg) [Nobp]	176
Densidad (δ) [arena] (g/cm ³)	2,66
Volumen poral (VP) (cm ³) [Nobp]	38,58

Tabla 1. Petrofísica básica.

Densidad del agua (δ_w) (g/cm ³) [temp. amb.]	1,000
Densidad del petróleo (δ_o) (g/cm ³) [temp. amb.]	0,950
Densidad del polímero (δ_p) (g/cm ³) [temp. amb.]	1,000
Viscosidad del agua (μ_w) (cp) [temp. amb.]	0,900
Viscosidad del agua (μ_w) (cp) [96°C]	0,480
Viscosidad del petróleo (μ_o) (cp) [96°C]	43,00
Viscosidad del polímero (μ_p) (cp) [96°C]	17,50

Tabla 2. Propiedades de fluidos

Permeabilidad absoluta al agua (K_w) (mD)	77,4
Saturación de agua intersticial (S_{wi}) (%)	36,5
Permeabilidad efectiva al petróleo (K_o) [S_{wi}]	49,0
Petróleo Original In Situ (POIS) (cm ³)	24,50
Petróleo Recuperado (cm ³)	13,60
Petróleo Original In Situ (POIS) Recuperado (%)	55,3
Saturación de petróleo residual (S_{or}) (%)	28,4
Permeabilidad absoluta al agua en el Sor ($K_{w_{Sor}}$)	2,74
Velocidad (pie/día)	0,61

Tabla 3. Resultados de los ensayos.

Caudal (cm ³ /min)	Velocidad (pie/día)	Sor (fracción)	NC [Ajustado]	TIF [Calculada] (mN/m)
0,018	0,60	0,357	3,64E-08	2,79E+01
0,030	1,00	0,356	6,07E-08	1,67E+01
0,09	3,16	0,355	2,04E-07	5,30E+00
0,18	6,08	0,353	3,91E-07	2,75E+00
0,36	12,06	0,350	7,50E-07	1,39E+00
0,75	24,86	0,345	1,37E-06	6,73E-01
1,13	37,43	0,342	1,67E-06	4,47E-01
1,53	50,14	0,334	3,03E-06	3,34E-01
2,09	67,42	0,327	5,50E-06	2,48E-01
3,12	100,43	0,324	6,71E-06	1,67E-01
3,88	124,81	0,324	6,71E-06	1,34E-01
5,38	171,61	0,318	1,04E-05	9,75E-02
7,44	235,48	0,313	1,60E-05	7,11E-02
10,22	321,45	0,308	2,21E-05	5,21E-02
13,27	416,92	0,307	2,44E-05	4,02E-02
17,00	533,00	0,306	2,69E-05	3,14E-02
20,20	628,69	0,301	4,01E-05	2,66E-02
		0,100 *	1,90E+02 *	7,35E-09 *

Tabla 4. Cálculo de NC y TIF. *Valores extrapolados.

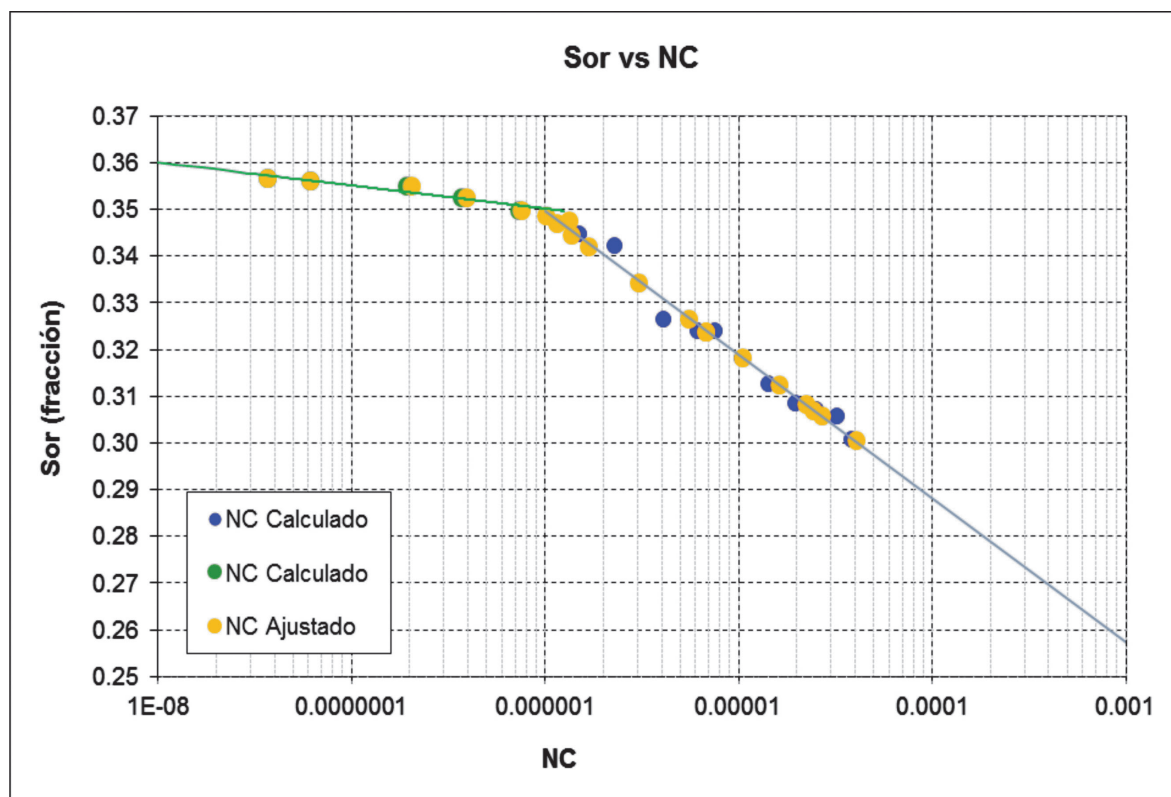


Figura 2. Saturación de petróleo residual (Sor) en función del número capilar (NC).

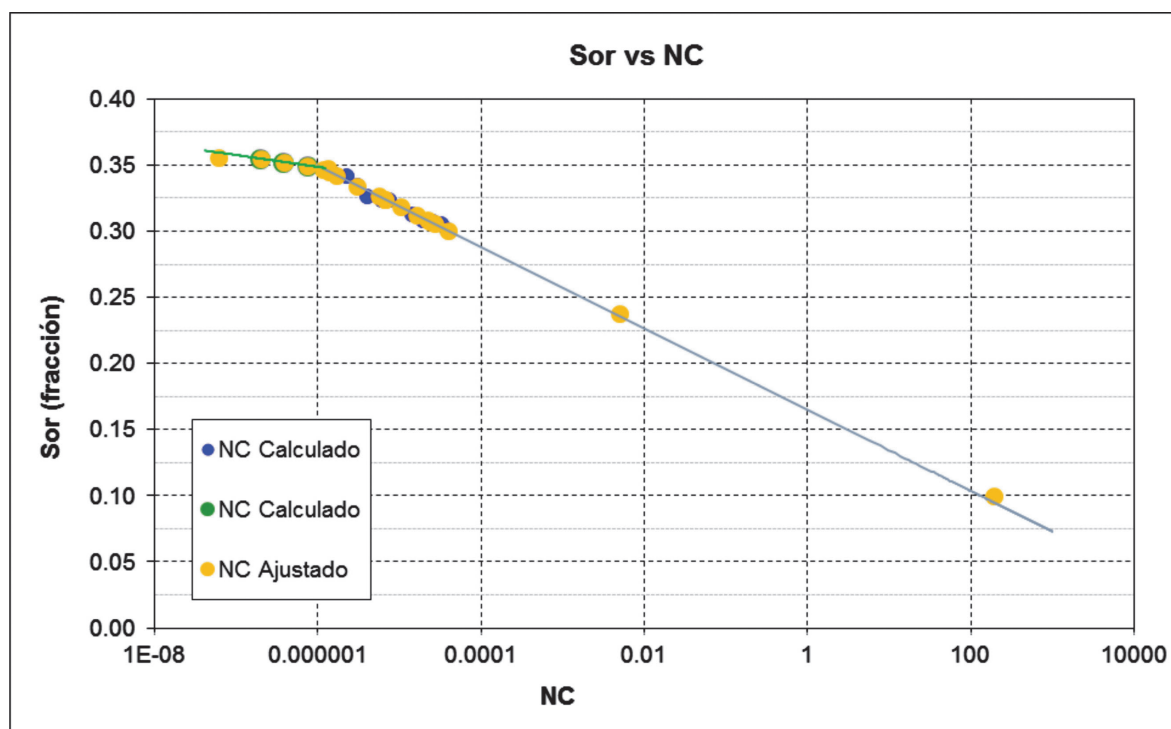


Figura 3. Saturación de petróleo residual (Sor) en función del número capilar (NC) extrapolado al 10% Sor.

Segundo caso: Salinidad de 200.000 ppm equivalente en NaCl y 56°C

Longitud (cm)	17,75
Diámetro (cm)	3,77
Área (cm ²)	11,15
Peso (gr)	422,44
Porosidad (ϕ) [Std]	20,4
Porosidad (ϕ) [Nobp]	19,8
Permeabilidad al gas (Kg) [Std]	162
Permeabilidad al gas (Kg) [Nobp]	151
Densidad (δ) [arena] (g/cm ³)	2,68
Volumen poral (VP) (cm ³) [Nobp]	39,14

Tabla 5. Petrofísica básica.

Densidad del agua (δ_w) (g/cm ³) [temp. amb.]	1,084
Densidad del petróleo (δ_o) (g/cm ³) [temp. amb.]	0,830
Densidad del polímero (δ_p) (g/cm ³) [temp. amb.]	1,084
Viscosidad del agua (μ_w) (cp) [temp. amb.]	1,17
Viscosidad del agua (μ_w) (cp) [56°C]	0,88
Viscosidad del petróleo (μ_o) (cp) [56°C]	3,69
Viscosidad del polímero (μ_p) (cp) [56°C]	3,30

Tabla 6. Propiedades de fluidos.

Permeabilidad absoluta al agua (K_w) (mD)	67,1
Saturación de agua intersticial (S_{wi}) (%)	41,5
Permeabilidad efectiva al petróleo (K_o) [S_{wi}]	28,0
Petróleo Original In Situ (POIS) (cm ³)	23,6
Petróleo Recuperado (cm ³)	11,75
Petróleo Original In Situ (POIS) Recuperado (%)	49,8
Saturación de petróleo residual (S_{or}) (%)	29,4
Permeabilidad absoluta al agua en el S_{or} ($K_{w_{Sor}}$)	4,30
Velocidad (pie/día)	1,52

Tabla 7. Resultados de los ensayos.

Caudal	Velocidad	Sor	NC	TIF
(cm ³ /min)	(pie/día)	(fracción)	[Ajustado]	[Calculada]
				(mN/m)
0,10	3,03	0,294	3,38E-07	2,79E+01
0,20	6,07	0,290	6,75E-07	1,40E+01
0,41	12,4	0,285	1,38E-06	6,80E+00
0,82	24,8	0,283	2,77E-06	3,41E+00
1,02	30,9	0,282	3,44E-06	2,74E+00
1,23	37,3	0,279	4,15E-06	2,27E+00
1,63	49,5	0,278	5,50E-06	1,71E+00
2,63	79,8	0,277	8,88E-06	1,06E+00
3,40	103	0,274	1,15E-05	8,21E-01
5,70	173	0,272	1,92E-05	4,89E-01
8,00	243	0,264	2,70E-05	3,49E-01
12,0	364	0,254	4,05E-05	2,33E-01
22,0	667	0,234	7,43E-05	1,27E-01
		0,100 *	1,00E-02 *	9,38E-04 *

Tabla 8. Cálculo de NC y TIF. *Valores extrapolados.

Observación: La extrapolación hasta un valor de Sor de 0,1 es riesgosa, ya que se deben extrapolar a lo largo de dos o más ciclos logarítmicos y se puede realizar con distintos ajustes. Teniendo en cuenta estudios realizados en otros laboratorios una extrapolación factible sería como la mostrada en el gráfico de las Figuras 3 y 5.

En la Figura 3 se observa que para poder llegar a un valor de Sor del 10% sería necesario tener un NC del orden de 10^{+2} lo que equivale a una tensión interfacial del orden de 10^{-8} mN/m. Hasta la actualidad no se ha podido lograr con surfactantes comerciales esta TIF. Si se pudiese obtener una TIF del orden de 10^{-3} el Sor disminuiría a 23% (lo que equivale a una recuperación del 33 % del Sor original). Por otro lado, en la Figura 5 se observa que para poder llegar a un valor de Sor del 10% sería necesario tener un NC del orden de 10^{-2} lo que equivale a una tensión interfacial del orden de 10^{-3} mN/m. En ambos casos para una caudal de inyección práctico o convencional.

Los valores obtenidos para el caso del yacimiento con una temperatura de 56°C y salinidad 200.000 ppm equivalente en NaCl, son consistentes con estudios presentados en el Workshop IAPG de Surfactantes de TIORCO realizado en Buenos Aires en el año 2012 (Figura 6).

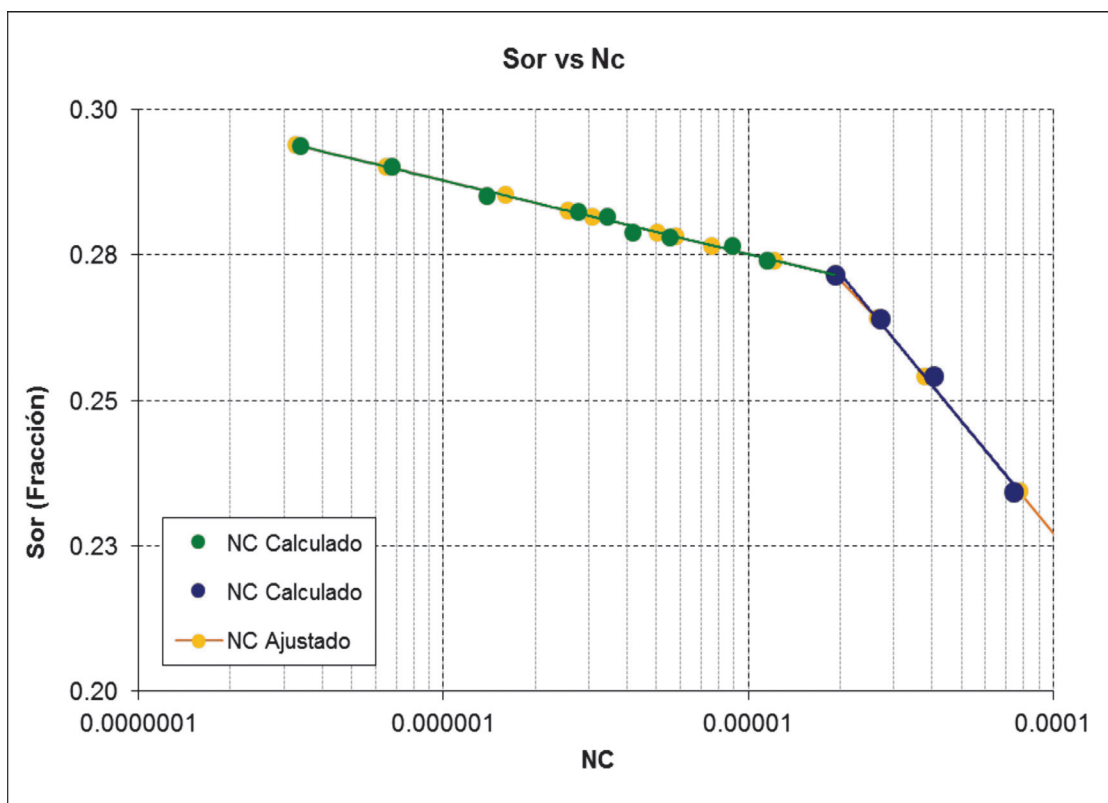


Figura 4. Saturación de petróleo residual (S_{or}) en función del número capilar (NC).

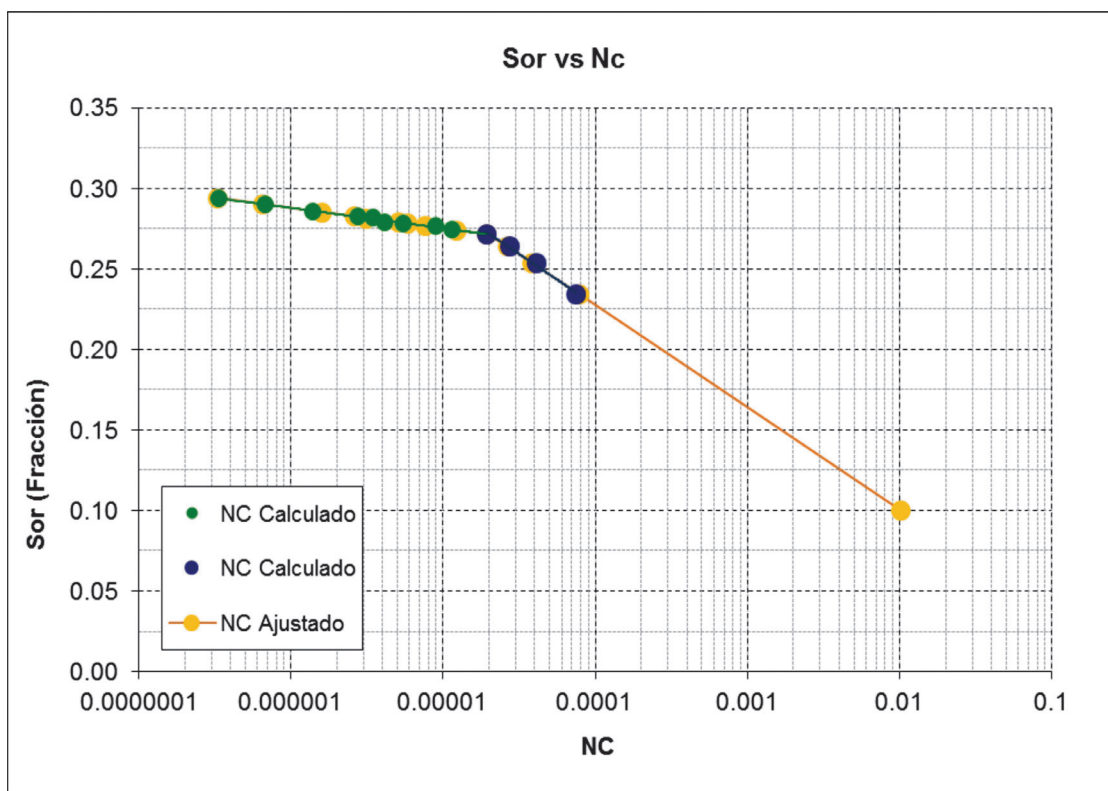


Figura 5. Saturación de petróleo residual (S_{or}) en función del número capilar (NC) extrapolado al 10% S_{or} .

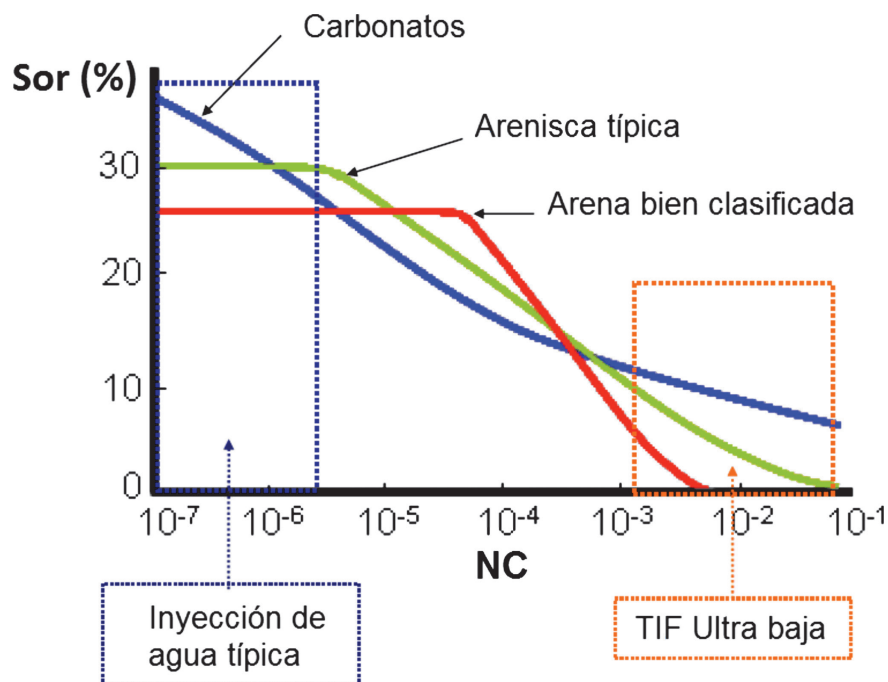


Figura 6. Gráfico extraído presentación de TIORCO (WorkShop IAPG Buenos Aires, 2012). En verde, gráfica de una arenisca semejante a una Berea.

CONCLUSIONES

El resultado obtenido muestra que para poder lograr el S_{or} *target* (10%) para el caso de yacimiento con una salinidad de 200.000 ppm equivalente en NaCl es necesario alcanzar un NC del orden de 10^{-2} y como consecuencia una tensión interfacial aproximada de 10^{-3} mN/m. Y para el caso de un yacimiento con una salinidad de 7.500 ppm equivalente en NaCl es necesario alcanzar un NC del orden de 10^{-2} y como consecuencia una tensión interfacial aproximada de 10^{-8} mN/m. En ambos casos con una velocidad del frente usual y constante de yacimiento (menores o iguales a 1 pie/día).

Este resultado permite reorientar a la etapa de *screening* fluido-fluido, para el primer caso durante la cual debe buscarse un surfactante o una mezcla de ellos que en las condiciones del ensayo disminuya la TIF por lo menos al valor mencionado para poder lograr el objetivo planteado de reducir el S_{or} al 10% en un ensayo en laboratorio. En el segundo caso se debe resignar recuperación, pudiendo disminuirse el S_{or} hasta un valor de aproximadamente 23% si se encontrase una formulación SP con una TIF del orden de 10^{-3} mN/m.

REFERENCIAS CITADAS

- Ahmed, T. H., 1946, Reservoir Engineering Handbook, Elsevier - Gulf Professional Publishing.
- Green, D. W., Willhite, G. P., 1998, Enhanced Oil Recovery, Textbook Series Vol. 6, SPE.
- Norman, C., Trombetta, J., 2007, El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria, Notas Técnicas, TIORCO.
- Salager, J., 2005, Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuadernos FIRP S357-C, Universidad de los Andes.
- TIORCO, 2012, Workshop de Surfactantes, IAPG Buenos Aires.