

ENSAYO DE BARRIDO PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO CON UN FLUIDO MULTIPROPÓSITO

Esteban González¹, Laura Fernández², Sergio Abrigo¹, Agustín Pizarro², José Prieto²

1: Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Geología y Petróleo,
 esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar, sergio.abrigo@fain.uncoma.edu.ar

2: Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Química,
 laura.fernandez@fain.uncoma.edu.ar, dagustin.pizarro@gmail.com, joseignacioingq@gmail.com

Palabras clave: EOR, Sor, poliacrilamidas, surfactantes, barridos en medio poroso

ABSTRACT

The recovery of heavy crude oil with high reservoir temperatures represents a challenge for improved oil recovery (EOR) with the application of chemical products (CEOR) as it is necessary to develop new polymers and / or their byproducts that will provide greater resistance to thermal degradation. This work focuses on the development of a multipurpose fluid consisting of a polyacrylamide (P), a mixture of surfactants (S) and an additive (A), resulting in a PSA fluid whose objective is to become a viscosifying agent, with ability to decrease the interfacial tension oil-brine and with the distinctive feature of decreasing the viscosity of the crude oil stored in the reservoir rock.

The first step was to analyze the effect of the additive (A) on the rheology of the polymer-surfactant (SP) with an Anton Paar rheometer and on the interfacial tension between oil and brine with a Spinning Drop. The effect of the additive in individual form was analyzed on two heavy crude oil the rheological behavior in a wide range of cut-off rates (1 to 1000 s⁻¹) and in a temperature range (35 °C to 80 °C). From the results, a crude oil was selected and a dynamic laboratory-scale sweep test was carried out in a Triaxial cell, using a Berea plug sandstone core as rock, under conditions of reservoir pressure and temperature. Petrophysical determinations carried out in the laboratory allow to have the characteristics of the porous medium, such as porosity (Φ), pore volume (VP) and absolute permeability (k_{abs}).

As a strategy of the sweep, it was established to inject different displacing fluids having conditioned the porous medium to the residual oil saturation (Sor). The sequential injection for this test was 0.35 VP of the Polymer-Surfactant-Additive (PSA) formulation, 4 VP of the Polymer-Additive (PA) formulation and 10 VP of brine. With this injection strategy in the application of the CEOR process it was possible to recover 66.40% of Sor. With reference to the OOIP, the total recovery achieved by secondary and sequentially by tertiary was 81.50%.

Resistance factors of the order of 2 are usual values for these processes and the retention of the polymer in the rock of 0.034 mg / g is within the economic margin.

INTRODUCCIÓN

La aplicación de técnicas de recuperación terciaria mediante la inyección de químicos, CEOR, está en pleno desarrollo en los yacimientos maduros de Argentina. Atentos a esta actualidad, un

grupo interdisciplinario de investigadores de la Facultad de Ingeniería-UNC, desarrolla un trabajo conjunto de estudios de formulaciones químicas y sus aplicaciones en ensayos de barrido en medios porosos.

La recuperación primaria y secundaria de petróleo logra una eficiencia combinada de aproximadamente el 45%, permaneciendo un importante remanente en el reservorio. Un aumento en la recuperación de petróleo en un futuro inmediato depende del éxito que alcancen los incipientes proyectos de recuperación mejorada (*Enhanced Oil Recovery*-EOR) en yacimientos con secundarias maduras. Según Sheng (2011), un proceso EOR es todo aquel proceso que tiene como finalidad cambiar las interacciones existentes entre la roca, el petróleo y la salmuera en el reservorio. En este trabajo se aplican específicamente las técnicas de desplazamiento químico, especialmente invasión de polímeros y surfactantes, con el propósito de mejorar la eficiencia del barrido y recuperar una cantidad económicamente rentable de petróleo original *in situ*.

Estos procesos consisten en la inyección de sustancias que originalmente no están presentes en el reservorio. En la actualidad el 40 % del petróleo es producido por recuperación secundaria, pero la producción asociada se encuentra en su fase declinante. Las principales compañías han puesto su mirada en la inyección de fluidos especiales tales como polímeros y sus variantes (geles obturantes, microgeles, *Bright Water*), álcalis, surfactantes o combinación de ellos, estrategia conocida como recuperación mejorada por la inyección de químicos (*Chemical Enhanced Oil Recovery*-CEOR).

La inyección de soluciones de polímeros específicamente diseñados (poliacrilamidas) es una modificación de la inyección de agua. Consiste en añadir un *slug* de poliacrilamidas de alto peso molecular previo a la inyección de agua en el yacimiento, estrategia que permite mejorar la razón de movilidad agua-petróleo por un aumento de la viscosidad del fluido de inyección, dando como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento con respecto a la invasión con agua convencional. Su selección se realiza en la etapa de *screening* y depende de condiciones de reservorios. El producto debe cumplir con varios requisitos y la concentración a utilizar se especifica para alcanzar una viscosidad target (Levitt, D. B. and Pope, G. A. 2008).

Diversos estudios han demostrado que el agregado de partículas inorgánicas en dimensiones nanométricas (generalmente óxidos metálicos, arcillas y carburos) pueden aumentar la recuperación de petróleo, a través de diferentes mecanismos, tales como mejorar las propiedades reológicas de soluciones poliméricas (Ogolo *et al.* 2012); modificar tensiones interfaciales agua-petróleo en sistemas con surfactantes (Suleimanov *et al.* 2011) o impactar en la mojabilidad de la roca del reservorio (Ogolo *et al.* 2012; Miranda *et al.* 2012; Mohsen *et al.* 2014).

Para alcanzar el objetivo final de aumentar la recuperación de petróleo se requieren estudios previos del fluido desplazante (salmuera y/o solución polimérica), del fluido desplazado (crudo) y de su interacción, antes de proceder a estudios fluidos-roca.

Este trabajo centra su interés en la síntesis y caracterización de un nuevo fluido distintivo de los

nanofluidos mencionados. Presenta objetivos multipropósito y es multifásico. Se realizan estudios de su interacción con dos crudos pesados y se investiga su capacidad de movilizar al petróleo en condición de saturación residual (Sor) por medio de ensayos dinámicos de barrido.

En la formulación química del fluido multipropósito participa un componente viscosificante (polímero, P), un agente reductor de la tensión interfacial (una mezcla de surfactantes, S) y un agente reductor de la viscosidad del crudo atrapado en la roca reservorio (aditivo, A). En una primera etapa se realizan estudios fluido-fluido contactando las fases en estado estacionario. En función de los resultados hallados, se selecciona un petróleo crudo y se realizan estudios roca-fluido en modo dinámico.

La capacidad de aumentar la recuperación de crudo pesado con referencia a secundaria, se investiga con ensayos de barridos dinámicos en un núcleo poroso al cual se le determinan sus características petrofísicas y se lo acondiciona al estado de saturación residual de petróleo (Sor). Se propone una estrategia de inyección para el proceso CEOR, la cual se implementa en una celda triaxial a escala laboratorio a presión y temperatura que simula el reservorio.

Los resultados de los ensayos de barridos permiten calcular los parámetros indicadores que determinan su potencial aplicación, tales como la recuperación de petróleo, el factor de resistencia (FRPA) que da cuenta de la reducción de la movilidad de la salmuera por la adición del agente viscosificante, el factor de resistencia residual (FRRPA) que indica el daño en la formación y la retención dinámica (RD).

MATERIALES Y METODOLOGÍA

La Tabla 1 presenta la composición del agua de inyección (salmuera), a partir de la cual se prepararon los distintos fluidos según norma RP API 63. La Tabla 2 presenta la identificación y composición de los fluidos analizados. El fluido P es una solución polimérica (1500 ppm), de la poliácridamida parcialmente hidrolizada FP5115VHM, cuya estructura corresponde a un terpolímero sulfonado. El polímero se dispone en forma de polvo seco, posee un peso molecular de 14 millones de Dalton y una carga aniónica entre el 25% y el 30%. Para evitar la degradación del polímero, a la salmuera se le agrega tiourea ($\text{CH}_4\text{N}_2\text{S}$) como secuestrante de oxígeno. La adición del polímero a la salmuera, cumple con el rol de agente viscosificante.

A la solución polimérica se le agrega un aditivo (A), el cual se encuentra emulsificado por ser una fase orgánica, para dar lugar al fluido PA. El aditivo tiene como objetivo transferirse a la fase petróleo y disminuir su viscosidad. Este aditivo es un surfactante en una fase orgánica, de carácter confidencial.

Finalmente, al fluido PA, se le agrega una mezcla de surfactantes aniónicos (S) en concentración 0,9 %, constituida por un Alcohol Alcoxi- sulfato y un Sulfonato de alquilbenceno, específicamente formulados para disminuir la tensión interfacial (IFT) petróleo-salmuera, dando lugar al fluido

multipropósito PSA, de composición global confidencial. El fluido multipropósito presenta características que promueven la recuperación de petróleo de la roca reservorio, ya que disminuye el efecto de las fuerzas capilares por la modificación de la tensión interfacial petróleo-salmuera, presenta poder viscosificante, que favorece la eficiencia de barrido del petróleo y disminuye la viscosidad del crudo lo que permite disminuir los gastos de bombeo.

Componente	Composición (g/L)
Na ₂ SO ₄	0,0266
NaHCO ₃	0,2010
NaCl	1,5990
KCl	5,0010
CH ₄ N ₂ S	0,8000

Tabla 1. Composición de la salmuera

Identificación del Fluido	Componente del fluido		
	Poliacrilamida (P) FP5115VHM	Aditivo (A) surfactante disuelto en una fase orgánica	Surfactante (S) mezcla de dos surfactantes aniónicos
P	X (1500 ppm)		
PA	X (1500 ppm)	X (0,5 y 1%)	
PSA	X (1500 ppm)	X (1%)	X (0,9%)
S			X (0,9%)
SA		X (1%)	X (0,9%)

Tabla 2. Composición de los distintos fluidos en salmuera

Para analizar el efecto de los fluidos sobre la tensión interfacial y la viscosidad del petróleo, se seleccionaron dos muestras representativas de crudos pesados, una perteneciente a la Cuenca del Golfo de San Jorge (CDS) y otra a la Cuenca Neuquina (L-04), ambas situadas en Argentina.

Las muestras L-04 y CDS fueron analizadas por cromatografía en fase líquida de alta performance (HPLC) determinando los compuestos que se encuentran en el rango C9-C36. Con la información de los cromatogramas, Fig. 1 y 2, se calcularon los índices de cromatografía por el método TPH-GRO-DRO-PAHs (TNRCC1005-1006). Los cromatogramas no pueden resolver aquellos componentes de cadenas ramificadas, cíclicas o derivados oxigenados.

Los índices cromatográficos calculados que permiten evaluar su origen y envejecimiento se

presentan en las Tablas 3 y 4, siendo MH el Carbono Mayoritario, LMW/HMW el cociente del menor/mayor peso molecular, CPI el índice de carbono preferencial, PRIS/FYT el cociente entre Pristano y Fitano. Según los perfiles cromatográficos, tanto la distribución equitativa de los hidrocarburos de cadena par como los valores de los índices n-C17/PRIS y n-C18/FYT para ambos crudos indican que son petróleos jóvenes. Además, los índices indican que tienen composición similar.

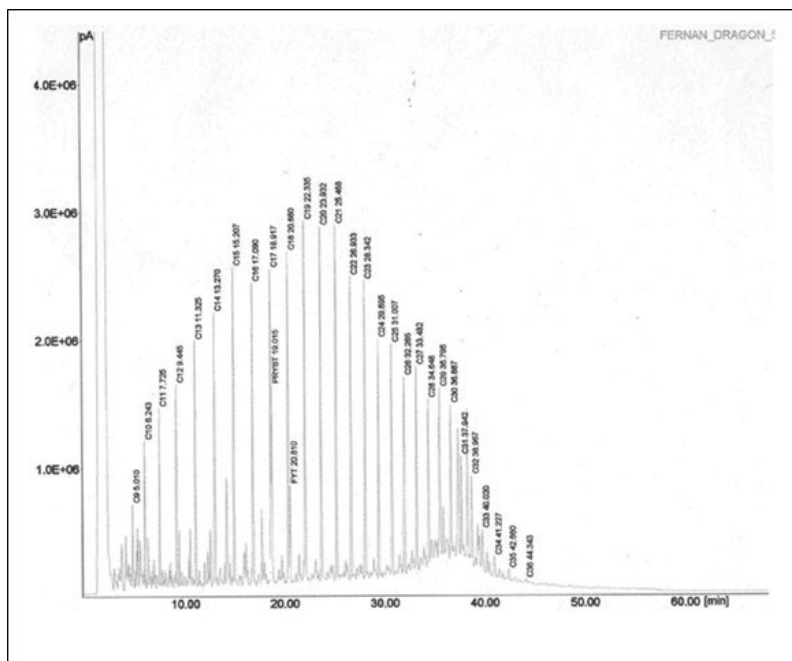


Figura 1. Cromatograma CDS

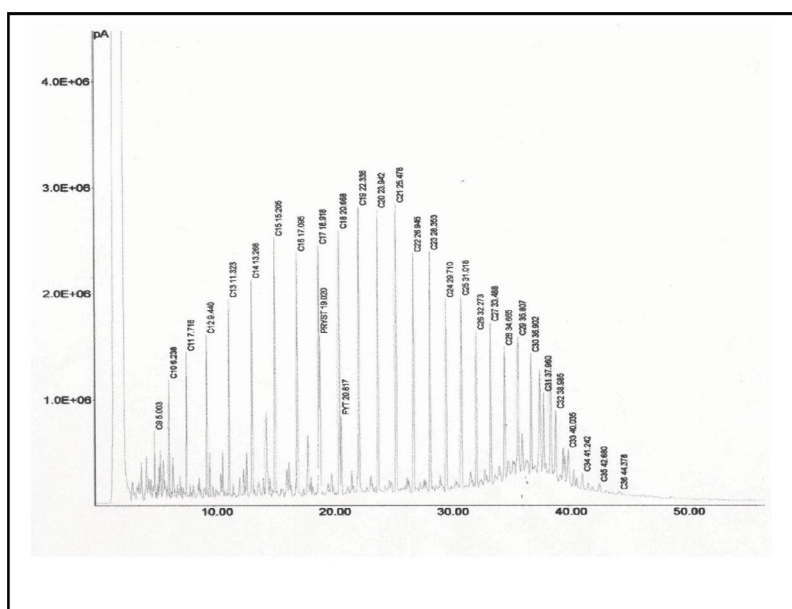


Figura 2. Cromatograma L-04

crudo	MH	LMW/HMW	Σ n-alc/nC16	CPI	PAR/IMPAR	PRIS/FYT
CDS	C21	0,98	20,586	1,038	0,982	1,183
L-04	C21	0,962	20,829	1,062	0,973	1,265

Tabla 3. Índices cromatográficos de los crudos

crudo	n-C17/PRIS	n-C18/FYT	(PRIS+FYT)/nC17
CDS	2,126	3,550	0,867
L-04	2,045	3,717	0,875

Tabla 4. Índices cromatográficos de los crudos (continuación)

Las densidades de los distintos fluidos fueron medidas con un densímetro DMA 4500M Anton Paar y las tensiones interfaciales (IFT) con un *Spinning Drop Kruss Site 100*. La información reportada en la Tabla 5 muestra que ambos petróleos corresponden a la categoría de crudos pesados, y que la formulación de surfactantes (S) los afecta en forma similar, ya que reduce la tensión interfacial a valores muy próximos. El hecho de encontrar valores de IFT del mismo orden de magnitud con la misma formulación de surfactantes es notorio, ya que cada formulación se diseña específicamente para cada crudo. Este resultado se lo atribuye a la similitud en composición de los crudos. La adición del 1 % del aditivo A en la solución del surfactante da lugar al fluido identificado como SA (Tabla 2). La presencia del aditivo no modificó la IFT para ninguno de los dos crudos.

crudo	Densidad °API	IFT (a 95°C) mN/m
CDS	20,23	$1,80 \times 10^{-2}$
L-04	18,21	$8,00 \times 10^{-2}$

Tabla 5. Propiedades medidas de los crudos

Considerando el flujo de la solución polimérica desde el pozo inyector a través de la formación con una configuración radial, las tasas de inyección disminuyen a medida que procede la invasión y se aleja del pozo, en donde se propaga a una baja velocidad de corte. Por esta razón es necesario conocer el comportamiento reológico en un rango de tasa de corte, correspondiente al flujo en los reservorios, típicamente entre 0,1-600 s⁻¹, según indica Walker *et al.* (2012).

El comportamiento reológico de los fluidos P, PA y PSA (Tabla 2) fueron medidos a 95 °C con un Reómetro Anton Paar MCR 302, utilizando la geometría CC10 y el modo rotacional. Las poliacrilamidas presentan un comportamiento no newtoniano, por lo que se barrieron tasas de

corte ($\dot{\gamma}$) en el rango 0,1-1000 s^{-1} . En particular, para evaluar las permeabilidades, las viscosidades requeridas fueron evaluadas a una tasa de corte ($\dot{\gamma}$) de 7,34 s^{-1} .

Por otro lado, el comportamiento reológico de los petróleos crudos (CDS y L-04) fue medido y analizado en el rango de temperaturas 35°C a 80 °C, barriendo tasas de corte ($\dot{\gamma}$) en el rango 1-1000 s^{-1} . La muestra fresca fue introducida en la celda de medición y la temperatura fue elevada secuencialmente en cada medición, sin retirar la muestra del reómetro.

Se realizaron ensayos de barrido a 95°C según norma RP API 63 en un núcleo poroso patrón previamente saturado con salmuera (Tabla 1) en celda triaxial a escala laboratorio simulando al reservorio (Fig. 3), de manera de recrear condiciones dinámicas de inyección de tres fluidos: agua de inyección, PSA y PA. Como medio poroso se seleccionó un tren de testigo de tres núcleos, los cuales están constituido por una arenisca cuyo componente principal es cuarzo.

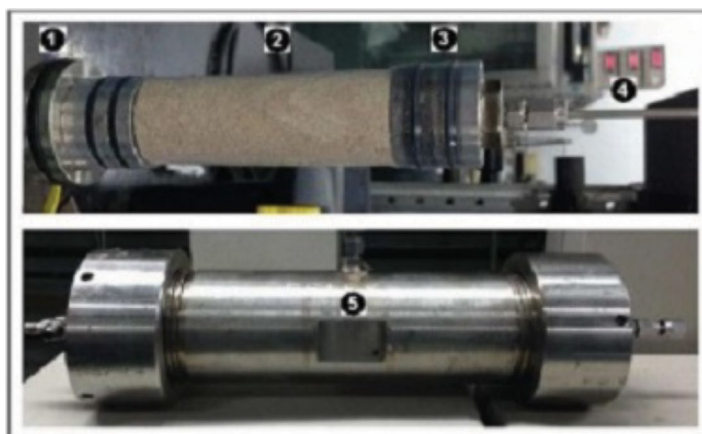


Figura 3. Celda Triaxial y núcleo de berea para los ensayos de barrido-1. Tope Fijo-2.Núcleo de berea-3. Tope móvil-4. Tubería interna-5. Celda contenedora de 1, 2, 3, 4 y goma empaquetadora

Las permeabilidades son calculadas a partir de la ley de Darcy asumiendo flujo unidireccional e incompresible, a partir de las cuales se evalúan la relación de movilidad agua de inyección-crudo (M_{wo}), el factor de resistencia (FRPA) y el factor de resistencia residual (FRRPA) según API RP 63 luego del barrido con el fluido PA, a partir de las ecuaciones Ec.1, Ec.2 y Ec.3 respectivamente.

$$M_{wo} = \frac{\lambda_{iw}}{\lambda_{oil}} = \frac{\frac{K_{eiw}}{\mu_w}}{\frac{K_{eoil}}{\mu_{oil}}} \quad \text{Ecuación 1}$$

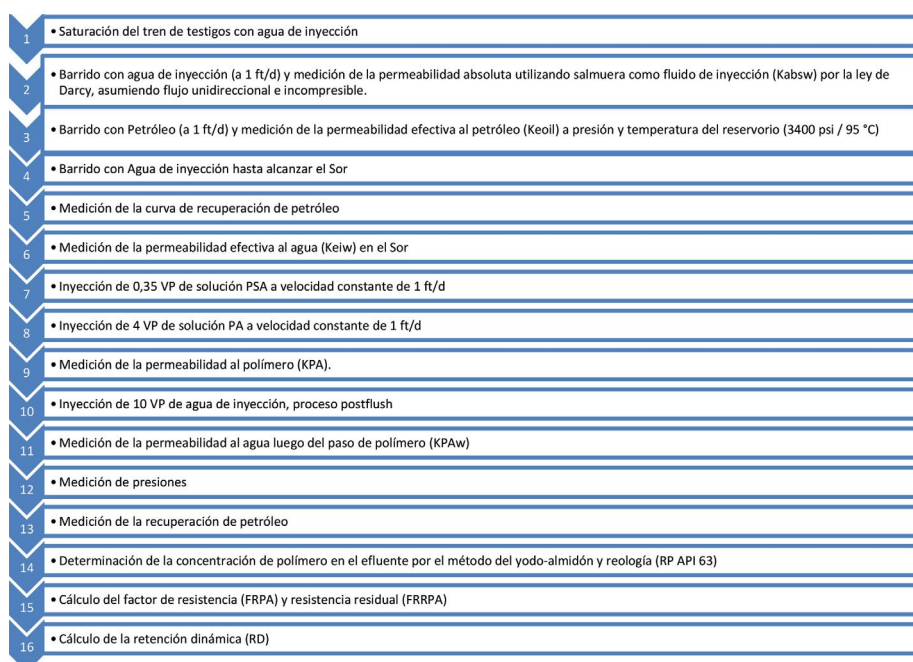
$$FRPA = \frac{\lambda_{iw}}{\lambda_{PA}} = \frac{\frac{K_{eiw}}{\mu_w}}{\frac{K_{ePA}}{\mu_{PA}}} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$FRRPA = \frac{\lambda_{iw}}{\lambda_{PAw}} = \frac{\frac{K_{eiw}}{\mu_w}}{\frac{K_{ePAw}}{\mu_w}} \quad \text{Ecuación 3}$$

donde λ_{iw} (mD/cP) es la movilidad inicial del agua de inyección, λ_{oil} (mD/cP) es la movilidad del crudo, λ_{PA} (mD/cP) es la movilidad del polímero, λ_{PAw} (mD/cP) es la movilidad de la salmuera luego del flujo del polímero, μ_w (cP) y μ_p (cP) las viscosidades del agua de inyección y polímero-aditivo (PA) respectivamente.

La retención dinámica del polímero (RD) es un fenómeno que afecta al proceso, y es causada por la adsorción sobre la superficie del núcleo poroso y el entrapamiento mecánico en poros. Este fenómeno altera la eficiencia en el control de la movilidad, retrasa la irrupción en la salida e impacta en forma desfavorable en la economía del proceso. Su determinación se basa en la información de los perfiles de concentración del trazador y el fluido desplazante o a través de un balance de masa para el fluido desplazante, siendo la segunda metodología la implementada en este trabajo.

La secuencia experimental de inyección en el medio poroso consiste en las siguientes etapas:



RESULTADOS Y SU DISCUSIÓN

La Fig. 4 muestra los resultados del comportamiento reológico de los dos crudos en función de la tasa de corte para las diferentes temperaturas. Para estos ensayos los crudos no fueron deshidratados ni filtrados. El efecto de la tasa de corte en la reología de los crudos es notoria a bajas temperaturas. A la menor temperatura ensayada (35°C) la Fig. 4 demuestra que a bajas tasas de corte, el crudo L-04 es mucho mas viscoso que CDS, pero a una tasa de corte de 60 s^{-1} existe una disminución notable de su viscosidad y el comportamiento se revierte. Estos resultados podrían indicar que L-04 contiene una concentración elevada de moléculas de tipo cadena paralela que se desenredan, estiran y reorientan ante la deformación aplicada. Por otro lado, es probable que CDS posea un alto contenido de compuestos de cadenas ramificadas que aumenten la resistencia a fluir. Es necesario aplicar la técnica PONA, es decir, la determinación de Parafinas, Olefinas, Naftenos y

Aromáticos, la cual no es realizada en nuestros laboratorios, para establecer una correlación entre reología y composición,

Cuando aumenta la temperatura, la muestra L-04 presenta menor viscosidad en todo el rango analizado. Ambos crudos presentan un comportamiento pseudoplástico, el cual se va acercando a newtoniano a temperaturas superiores a los 65 °C para el crudo L-04.

Si bien las cromatografías realizadas no pueden resolver la presencia de parafinas ni asfaltenos, las características de ambos crudos en cuanto a color y °API indicarían su existencia. El laboratorio Gas, Petróleo y Agua (GPA) de la empresa Estudios y Servicios Petroleros S.R.L en sus Notas técnicas N° 7, 38 y 39, reporta que la viscosidad de un crudo entre 20-90 °C se relaciona con las microestructuras del petróleo, asfaltenos y resinas, y por debajo de 20 °C con las parafinas superiores (C15+). Además, entre 20-75 °C la presencia de asfaltenos y/o resinas en un bitumen inducen variaciones de viscosidad de 1000 veces y en un petróleo liviano un valor de 3.

Según los resultados reológicos de este trabajo, a una tasa de deformación ($\dot{\gamma}$) constante de 1 s⁻¹, entre 35-75°C, la muestra CDS varió su viscosidad en 41 veces y L-04 en 140 veces, lo que es un indicio de la presencia de resinas y/o asfaltenos, que producen un alto impacto en la resistencia a fluir en el rango de temperatura estudiado (35-80°C).

Dado que el crudo CDS presentó mayor viscosidad, fue seleccionado para continuar con los estudios, por ser la condición más desfavorable.

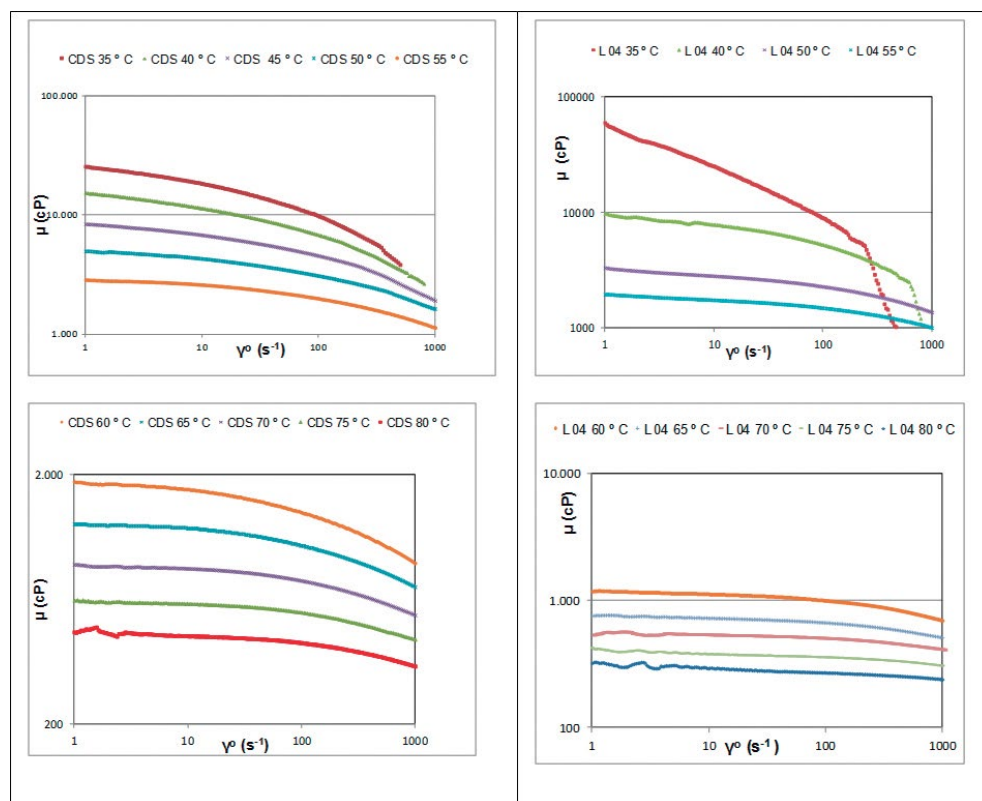


Figura 4. Comportamiento reológico de los crudos CDS y L-04

Desde el punto de vista operativo, el aditivo A debe formar parte del fluido de inyección, el cual está formado por un *slug* de solución surfactante-Polímero (SP) y otro *slug* de Polímero. Para que el aditivo (A) cumpla con el rol de ser un agente reductor de viscosidad, cuando el fluido de inyección interacciona con el crudo atrapado en los poros y gargantas porales, debe difundir desde la solución.

Para analizar si existe el fenómeno difusivo se realizaron ensayos estáticos en tubos de vidrio, en los cuales, se contactaron cantidades iguales de crudo CDS y distintas soluciones. El contacto fue promovido agitando suavemente los tubos durante 5 minutos, en intervalos de media hora hasta cumplimentar las primeras 5 y luego cada 3 horas hasta cumplimentar las 24 horas. Las muestras permanecieron en estufa a 95 °C durante el experimento. Para estos ensayos el crudo no fue deshidratado ni filtrado.

Finalizado el plazo, se tomaron alícuotas del crudo y se midió la viscosidad a 95 °C, en modo rotacional, variando la tasa de corte. En primer lugar, se contactó el crudo con la solución de surfactante (S). La Fig. 5a presenta los resultados expresados como una relación de viscosidades, siendo μ la correspondiente a la muestra luego del contacto y μ_0 la del crudo de referencia. A partir de la Fig. 5a se enuncia que cuando el surfactante (S) ingresa a la fase oleosa, no modifica la viscosidad ($\mu/\mu_0 \approx 1$). Por otro lado, el crudo se contactó con una solución constituida por el surfactante (S) modificado con 1% (p/p) del aditivo A, fluido SA. El aditivo es una fase orgánica, por lo que se encuentra emulsionado en la solución de surfactante, pero en forma estable. La Fig. 5a demuestra que el aditivo es capaz de difundir al crudo y ejercer el rol de agente reductor de su viscosidad. Si bien el efecto depende de la tasa de deformación, se observan reducciones desde 60% ($\mu/\mu_0 \approx 0,4$ a $\dot{\gamma} = 1 \text{ s}^{-1}$) hasta 97% ($\mu/\mu_0 \approx 0,03$ a $\dot{\gamma} = 500 \text{ s}^{-1}$).

Si bien esta reducción es excelente, el fluido SA no representa un fluido de inyección de interés, ya que por su baja viscosidad tiene asociado el fenómeno de *fingering*. Por esta razón, se aditivó al fluido de inyección Polímero-Surfactante con la misma concentración del aditivo para dar lugar al fluido multipropósito PSA.

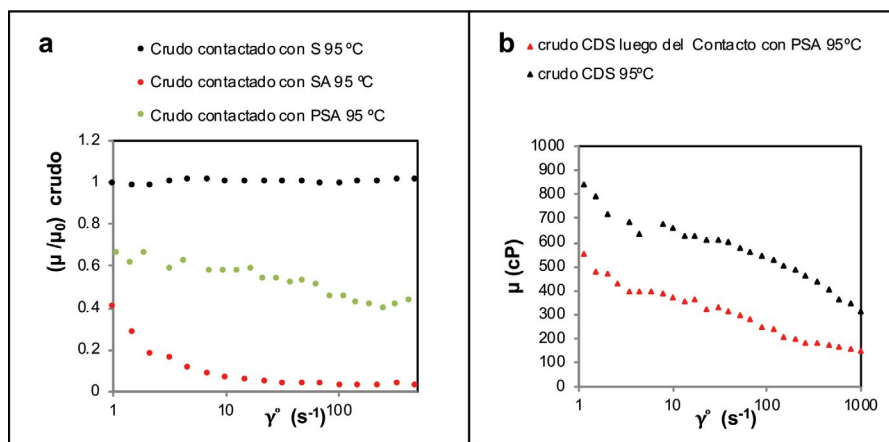


Figura 5. Relación entre la Viscosidad del Crudo CDS luego de contactos con fluidos y el correspondiente sin contactar.

En esta formulación el aditivo permanece emulsionado. La Fig. 5a demuestra que el crudo contactado con esta solución también reduce la viscosidad con respecto al referente, resultando la reducción desde 34,5 % ($\mu/\mu_0 \approx 0,655$ a $\dot{\gamma} = 1 \text{ s}^{-1}$) hasta 57,5 % ($\mu/\mu_0 \approx 0,425$ a $\dot{\gamma} = 500 \text{ s}^{-1}$).

La disminución en la capacidad de actuar como agente reductor del crudo puede deberse a una menor difusividad del componente A en el fluido multipropósito, ya que la viscosidad es de 39,09 cP (a 95 °C y $\dot{\gamma} = 7,34 \text{ s}^{-1}$) frente al fluido SA que resulta cercana al agua (0,49 cP a 95 °C). La Fig. 6 presenta el contacto entre las fases.

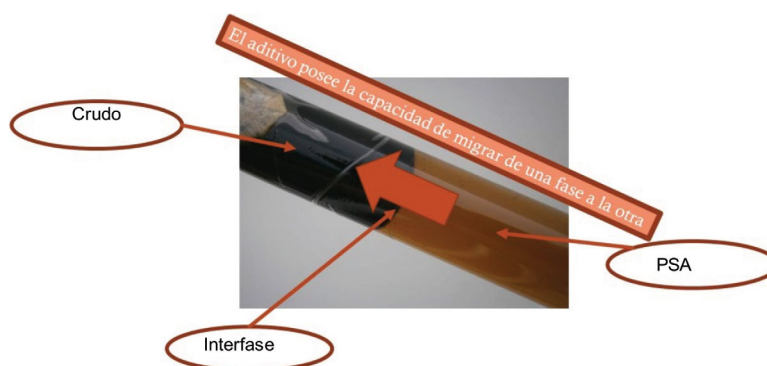


Figura 6. Contacto Crudo CDS-fluido PSA para analizar la migración del aditivo desde el fluido PSA

Dado que sólo se inyecta un volumen equivalente a 0,35 VP del fluido multipropósito(PSA) en el medio poroso, se decidió modificar el polímero con el aditivo (PA), porque se barren 4 VP. Con esta estrategia aumenta la cantidad de aditivo que puede interaccionar con el crudo atrapado en el medio poroso. Se analizó el comportamiento de fases y reológico del fluido PA cuando se agregó 0,5% (p/p) y 1% (p/p).

Dado que el polímero es soluble en agua y el aditivo es una fase orgánica, pudo comprobarse que si no existe surfactante en la formulación, para la concentración más alta ensayada la emulsión es inestable, produciéndose agregados orgánicos y segregación de fases, convirtiendo al producto en no viable.

El comportamiento reológico del polímero en función de la tasa de corte ($0,1$ a 1000 s^{-1}) a 95°C se presenta en la Fig. 7. A bajas tasas de corte presenta comportamiento newtoniano. El comportamiento pseudoplástico se desarrolla a partir de $\dot{\gamma}_p = 0,582 \text{ s}^{-1}$, mientras que el dilatante lo hace a partir de $\dot{\gamma}_d = 258 \text{ s}^{-1}$. El agregado del aditivo mantiene el comportamiento reológico, pero atrasa la tasa de corte pseudoplástica a $\dot{\gamma}_p = 1,50 \text{ s}^{-1}$ y a $\dot{\gamma}_p = 2,58 \text{ s}^{-1}$, para 0,5% y 1 % respectivamente, sin modificar el rango dilatante. Para tasas de corte menores a 10 s^{-1} , el aumento en la concentración del aditivo produce una disminución en el valor de la viscosidad, resultando de 17, 15 y 11 cP a $\dot{\gamma} = 7,14 \text{ s}^{-1}$ para el polímero (P) aditivado con 0,5% y 1% (fluido PA) respectivamente.

Por otro lado, la solución PSA resultante del agregado del surfactante (S) al producto PA con 0,5% del agente reductor de viscosidad, aumenta en forma pronunciada la viscosidad. Para bajas tasas de corte aumenta 2,5 veces, observándose una disminución de esta relación con el aumento de tasa de corte, adoptando el valor unitario en el rango de comportamiento dilatante. Además, adelanta la tasa de corte pseudoplástica a $\dot{\gamma}_p = 0,358 \text{ s}^{-1}$. Este resultado indica que existe una fuerte interacción química entre el polímero y el surfactante, formando un sistema más estructurado a nivel molecular.

Para realizar el ensayo de barrido, los fluidos seleccionados son el fluido multipropósito con 1% de aditivo (PSA) y el polímero con 0,5 % de aditivo (PA).

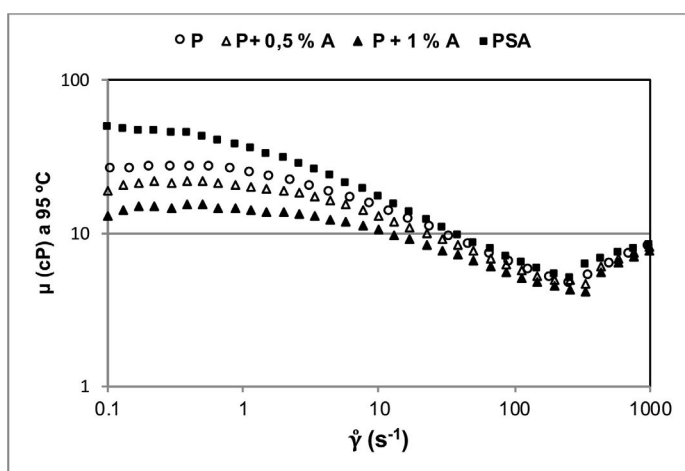


Figura 7. Comportamiento reológico de los fluidos P, PA y PSA.

Las propiedades medidas de los distintos fluidos y que son requeridas para calcular los parámetros de interés correspondientes al ensayo de barrido se presentan en Tabla 4. Tanto para los crudos como para las soluciones PA y PSA las viscosidades se informan a $\dot{\gamma} = 7,34 \text{ s}^{-1}$ ya que son fluidos no newtonianos. El polímero seleccionado satisface los tests de filtración y degradación térmica, requeridos para ser considerado candidato en un proceso de recuperación mejorada de petróleo. Todas las soluciones son filtradas por membranas de nitrocelulosa de $1,2 \mu\text{m}$ previo a su inyección. Si bien, el crudo L-04 no fue inyectado en medio poroso, en la Tabla 4 se presenta su densidad a 95°C , la cual resulta muy similar a CDS. La similitud en las cromatografías y en las densidades de los crudos podrían explicar que la formulación de surfactantes (S) disminuyan la IFT agua-crudo al mismo orden de magnitud. Este resultado es muy interesante, ya que una formulación de surfactante se diseña específicamente para un escenario salino, una composición de petróleo y el nivel térmico del reservorio. En este caso, para los dos crudos pertenecientes a diferentes yacimientos podría utilizarse la misma formulación, aunque, debe investigarse si la concentración salina es muy diferente, ya que IFT es fuertemente dependiente de dicha concentración.

En la etapa de búsqueda de la formulación de surfactantes (S), se miden las IFT's entre la solución de S en el escenario salino y el crudo. Una vez encontrado el surfactante, debe formularse el producto polímero-surfactante (PS) e investigarse si el polímero modifica la IFT. En la Tabla 6 se presentan los valores de IFT's para el fluido multipropósito y cada crudo, indicando que los distintos aditivos no ejercen el efecto desfavorable de incremento en esta propiedad.

Para los ensayos de barrido en medio poroso el crudo CDS fue deshidratado y filtrado por membrana de 1,2 μm , previo a su inyección.

δ_w (g/cm ³) 25 °C	δ_w (g/cm ³) 95 °C	δ_{oCDS} (g/cm ³) 95 °C	$\delta_{\text{oL-04}}$ (g/cm ³) 95 °C	δ_{PA} (g/cm ³) 95 °C
1,000	0,970	0,883	0,896	0,980

μ_w (cP) 25 °C	μ_w (cP) 95 °C	μ_{oCDS} (cP) 95 °C $\gamma^\circ = 7,34 \text{ s}^{-1}$	μ_{PA} (cP) 95 °C $\gamma^\circ = 7,34 \text{ s}^{-1}$	μ_{PSA} (cP) 95 °C $\gamma^\circ = 7,34 \text{ s}^{-1}$	IFT _{PSA-CDS} (mN/m) 95 °C	IFT _{PSA-L04} (mN/m) 95 °C
0,90	0,49	58,00	19,47	39,09	$1,90 \times 10^{-2}$	$8,5 \times 10^{-2}$

Tabla 6. Propiedades de los fluidos para ensayo de barrido

Las características petrofísicas del tren de testigos medidas en el laboratorio se presentan en la Tabla 7, donde puede apreciarse el valor de permeabilidad absoluta. Muchas de las contribuciones científicas reportan estudios del comportamiento de polímeros en *sandpack* y monofásicos, esto es, no existe petróleo en la roca. Este trabajo implica un gran desafío en la implementación de un proceso CEORa escala laboratorio, donde deben barrerse crudos de elevada viscosidad a la elevada temperatura de reservorio en medios porosos de permeabilidad efectiva al petróleo de valor intermedio. Puede notarse que la longitud del tren es reducida y como se informó previamente está constituido por tres *plugs*. En estas condiciones, los errores experimentales pueden ser inherentemente elevados, por lo que los resultados del ensayo de barrido deben considerarse como potenciales.

Las dimensiones del tren tampoco permitieron instalar sensores de presión en la dirección axial del flujo, por lo que se sólo se cuenta con la presión en la cara frontal del núcleo poroso, correspondiendo a la presión atmosférica en la salida.

Porosidad (Φ) (%)	20,70
Permeabilidad absoluta al agua (kabsw) (mD)	58,00
Volumen poral (VP) (cm ³)	15,24
Volumen aparente (Vap) (cm ³)	73,74
Área (A) (cm ²)	10,84
Longitud total (L) (cm)	6,80
Diámetro (D) (cm)	3,72
Peso en seco (P) (g)	155,46
Saturación de agua (Sw) (%)	95,40

Tabla 7. Características petrofísicas del tren de testigos

Habiendo cumplimentado las etapas experimentales en el núcleo poroso, se calculó que el petróleo original *in situ* (POIS) fue de 10 mL, Tabla 8.

Keoil CDS (en Swir) (mD)	12,400
Keiw (en Sor) (mD)	0,334
KPA(mD)	6,500
KPAw(mD)	0,156
POIS (cm ³)	10, 000
Oil Recuperado por inyección de agua (cm ³)	4,500
POIS Recuperado (%)	45,000
Sor(cm ³)	5,500
Oil Recup. con PSA/PA (cm ³)	3,650
Recuperación de oil con PSA/PA (% Sor)	66,410
Sor remanente luego de PSA/PA(cm ³)	1,850
FRPA	2,040
FRRPA	2,140
RD (mg/g)	0,034

Tabla 8. Resultados de los ensayos de barrido

Es conocido el hecho que la incorporación del polímero tiene como objetivo mejorar el barrido areal, para lo cual la estrategia consiste en incrementar la viscosidad del fluido desplazante para lograr una disminución de la relación de movilidad Mwo. Los valores de las permeabilidades calculadas en cada etapa del ensayo de barrido se presentan en la Tabla 8. En este ensayo, si bien aumenta la viscosidad (μ PA, Tabla 6), también lo hace la permeabilidad de la solución polimérica (KPA, Tabla 8), y aun así la relación Mwo disminuye un 50 % (de 3 a 1,5).

Seright y Seheult (2009) analizan las características de inyektividad de varias poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM) de diferentes pesos moleculares en medios porosos (bereas) con permeabilidades entre 100 a 551 mD. Las bereas son saturadas en diferentes salmueras, sus permeabilidades absolutas son evaluadas y luego se procede a la inyección de polímeros de concentración especificada en 1000 ppm a velocidades variables. Asumiendo que la permeabilidad absoluta del medio es constante, el factor de resistencia representa la viscosidad efectiva de la solución polimérica relativa a la salmuera en el medio poroso. Este factor aumenta conforme lo hace la velocidad del frente. Para velocidades bajas se mantiene aproximadamente constante. Además, es variable en la dirección axial del flujo, resultando mucho más elevado en las cercanías de la cara de ingreso que en la sección media o final del testigo. La velocidad del frente de 1 ft/d es baja, y para este caso Seright y Seheult (2009) y Fernández *et al.* (2017) reportan factores de resistencia de 71 y 82,88 respectivamente.

En los ensayos dinámicos en el tren de testigo de este trabajo, sólo se puede informar el factor de resistencia en las cercanías de la cara frontal del medio poroso, ya que no se midieron presiones intermedias. A partir de la Tabla 8 puede notarse que la permeabilidad al polímero (KPA) es superior en un orden de magnitud con referencia a la efectiva inicial a la salmuera (Keiw). Como resultado, el factor de resistencia (FRPA) resulta de 2, un valor extremadamente diferente a los

encontrados en estudios de inyectividad. Este resultado se explica porque en este ensayo existe desplazamiento de petróleo, disminuyendo el Sor de $5,5 \text{ cm}^3$ a $1,85 \text{ cm}^3$ como consecuencia de la interacción con los fluidos PSA y PA. El fluido multipropósito es el responsable de interactuar con el crudo atrapado en los poros y disminuir la tensión interfacial, de manera de movilizar crudo en la condición de residual.

El desplazamiento de crudo también explica que la permeabilidad efectiva al agua final disminuya sólo a la mitad con referencia a la efectiva inicial. Sin embargo, el valor de la resistencia residual (FRRPA) resulta similar a la encontrada en estudios de inyectividad, por lo que el daño a la formación parece ser dependiente de la inyección del polímero.

La Figura 8 presenta los perfiles de concentraciones adimensionalizados del polímero a la salida del medio poroso según la secuencia experimental establecida (inyección y postflush) por las dos técnicas de medición, demostrando su concordancia. La validación de la determinación de la concentración por el método reológico es de sumo interés, ya que el químico (método del yodo-almidón) no puede aplicarse a todas las poliácridamidas, en presencia de hidrocarburos presenta interferencias, es más costoso y destructivo. Ambos métodos son imprecisos para concentraciones menores a 15 ppm. Mientras que el método químico se calibra para un rango de concentración entre 20 y 250 ppm, el reológico contempla el rango completo de concentración (hasta 1500 ppm) por lo que no se requieren diluciones, que introducen errores. Además, por ser no destructivo, pueden repetirse las mediciones de cada muestra.

La importancia de una correcta determinación de los perfiles de concentración de la solución polimérica en el efluente radica en el hecho que constituyen la base para la evaluación de los parámetros que dan cuenta de la interacción fluido-roca. En este trabajo fueron la fuente de información para establecer la cantidad de polímero retenido (RD) a partir del balance de masa, resultando $0,034 \text{ mg/g}$ (Tabla 8). Esta retención resulta ser baja considerando el elevado peso

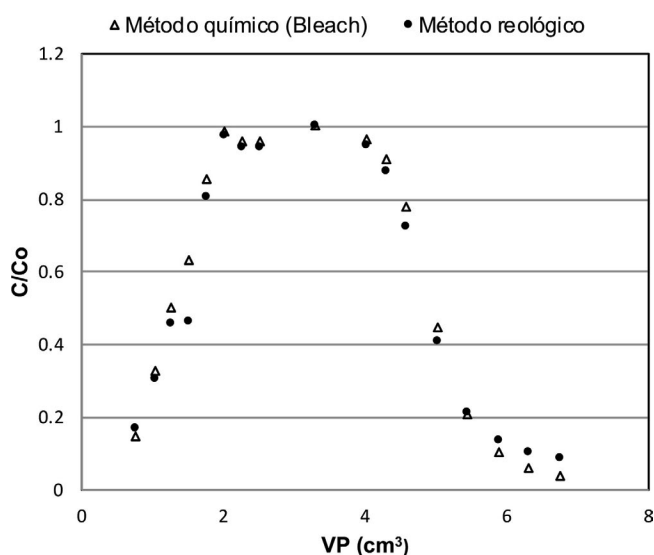


Figura 8. Perfil de concentración adimensionalizado del polímero en el efluente del núcleo poroso.

molecular del polímero y la permeabilidad absoluta intermedia del tren de testigos. Además, también justifica el bajo valor calculado del factor de resistencia, el cual se asocia a la adsorción del polímero en la roca.

Es importante comentar que cuando comienza la etapa CEOR con la inyección de la formulación PSA, el frente de petróleo irrumpe rápidamente en la salida del medio poroso. En la Fig. 9a se presenta una fotografía del dispositivo experimental para el ensayo de barrido y en la Fig. 9b una ampliación del separador de fases implementado a la salida del núcleo, donde se observa en el difusor la irrupción del petróleo. En este separador se mantiene la temperatura de 95 °C con una cinta calefactora. Los ensayos de barrido con crudos pesados presentan varias dificultades a escala experimental. En el separador de fases se produce la cuantificación del petróleo recuperado, para lo cual debe lograrse una fase homogénea. Los crudos pesados, interaccionan con las paredes de vidrio y cuando se vence la adhesión ascienden por el tubo pudiendo atrapar agua debido a su elevada viscosidad. Como consecuencia, la cuantificación del petróleo recuperado puede estar sobrestimada. Por esta razón, en este ensayo en particular se agregó en el separador 1,5 cm³ de tolueno, con el propósito de disminuir la viscosidad durante el ascenso. Lamentablemente, no pudo ser monitoreada la reología del crudo a la salida, para analizar la existencia del aditivo reductor de viscosidad, ya que el crudo no era el original por la presencia de tolueno.

Cuando se realizó la etapa de postflush fue notorio el hecho que el petróleo siguió siendo barrido, el cual fue recuperado en los tubos colectores de agua.

Al hacer fluir la solución PSA/PA se recuperó petróleo, el 66,40% del Sor inicial, lo que equivale a un 36,50% del POIS. Por lo tanto, con respecto al proceso completo, la recuperación de petróleo por secundaria y terciaria con referencia al petróleo original *in situ* resulta de 81,50%.

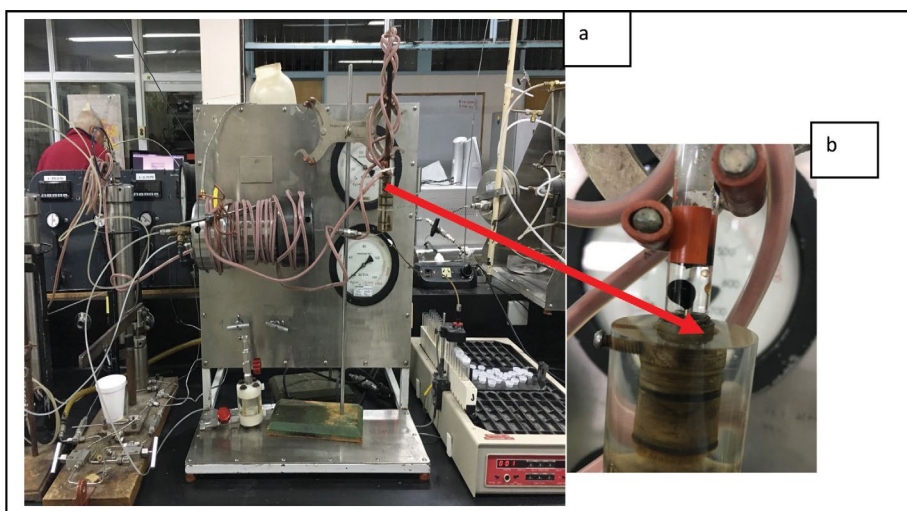


Figura 9. a. Dispositivo experimental para el ensayo de barrido. b. Separador de fases en el efluente del núcleo poroso.

CONCLUSIONES

En este trabajo se formuló un fluido multipropósito para mejorar la recuperación de crudos pesados. Un típico fluido de desplazamiento en los procesos CEOR debe otorgarle propiedades viscosificantes a la salmuera para mejorar el barrido areal y debe reducir la tensión interfacial crudo-salmuera para desplazar crudo en el Sor, características aportadas por la presencia de una poliacrilamida y un surfactante. El fluido formulado en este trabajo además, reduce en forma importante la viscosidad del crudo en el reservorio, como aporte novedoso.

Se investigó la interacción del fluido multipropósito con dos crudos, pertenecientes a la Cuenca del Golfo de San Jorge (CDS) y a la Cuenca Neuquina (L-04) y en ambos casos la tensión interfacial alcanzó valores del mismo orden de magnitud, lo que podría explicarse por la similitud en su composición en hidrocarburos lineales y su característica de crudos jóvenes, información que surge de los perfiles cromatográficos. Sin embargo, deben aplicarse otras técnicas cromatográficas de caracterización, tales como el análisis PONA, para discernir si existe una correlación entre la tensión interfacial y la distribución de los hidrocarburos alifáticos y aromáticos por tamaño de cadena.

Los crudos presentaron diferencias en el comportamiento reológico, que pueden estar atribuidas a la presencia de asfaltenos y/o resinas, la que no fue resuelta en la cromatografía. El crudo de la Cuenca del Golfo de San Jorge fue seleccionado para ensayos dinámicos de barrido en medio poroso por ser el más viscoso, condición más desfavorable en un proceso de recuperación.

El polímero seleccionado es resistente a elevadas temperaturas y su viscosidad se ve afectada por la presencia del surfactante y el aditivo. El aditivo es capaz de difundir hacia el crudo a pesar de la elevada viscosidad del sistema polímero-surfactante y actuar como agente reductor de la viscosidad.

La estrategia de inyección propuesta de un *slug* de fluido multipropósito, un *slug* de polímero aditivado con el agente reductor y una etapa de postflush permitieron recuperar el 66, 5 % del Sor de un crudo pesado. Es muy importante repetir los ensayos de barridos incrementando la dimensión del núcleo.

Considerando los resultados de los análisis fluido-fluido, a corto plazo se prevé extender los estudios de interacción entre el fluido multipropósito y otros crudos pesados.

El fluido de desplazamiento presentó una baja retención en la roca y como consecuencia un bajo factor de resistencia.

Estos resultados deben considerarse como potenciales. Deben realizarse varios ensayos repetitivos para analizar la reproducción de resultados. Para optimizar la recuperación de petróleo, es factible modificar la estrategia de inyección y extender los ensayos de recuperación a otros petróleos pesados y núcleos de diferentes propiedades petrofísicas.

Estas etapas permitirán avanzar en la realización de ensayos en trenes de coronas y contar con

el apoyo basado en resultados de laboratorio para aspirar a un ensayo piloto en yacimiento y la comercialización del fluido multipropósito.

REFERENCIAS

- Dustin L. Walker, SPE, Christopher Britton, SPE, Do Hoon Kim, SPE, Sophie Dufour, SPE, Upali Weerasooriya, SPE, and Gary A. Pope, SPE, (2012), The impact of Microemulsion Viscosity on Oil Recovery, SPE 154275, Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Fernández Laura, González Esteban, Tealdi María, Choque Jessica, Pizarro Agustín, Estudio de inyectividad de un nanofluido para su aplicación en un proceso de recuperación mejorada de petróleo (ceor), CAIQ2017 - IX CONGRESO ARGENTINO DE INGENIERÍA QUÍMICA, Bahía Blanca, Buenos Aires-Argentina, 6 al 9 de Agosto de 2017. Resumen: Pág: 69, ISSN:1850-3500. Trabajo completo, Pág 1-6, ISSN:1850-3519.
- GPA-Estudios y Servicios Petroleros S.R.L” Notas técnicas N° 7, 38 y 39.
- James J. Sheng, Ph. D., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice. ISBN 978-1-85617-745-0, 2011 Elsevier.
- Levitt, David B., SPE, and Pope, Gary A., SPE, (2008), Selection and Screening of Polymers in Enhanced Oil Recovery, SPE 113845.
- Miranda C. R., de Lara L. S. and Tonetto B. C. (2012), Stability and Mobility of Functionalized Silica Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Applications. SPE 157033, presented at the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference held in Noordwijk, The Netherlands.
- Mohsen Seid Mohammadi, Jamshid Moghadasi, and Saeed Naseri.(2014), An Experimental Investigation of Wettability Alteration in Carbonate Reservoir Using γ -Al₂O₃ Nanoparticles. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 3, No. 2, pp. 18-26.
- Norma API RP 63(1990), Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations.
- Ogolo N. A., Olafuyi O.A. and Onyekonwu M. O. (2012), Enhanced Oil Recovery using Nanoparticles, SPE 160847, presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition held in Al-Khobar, Saudi Arabia.
- Seright R. S., Sehuelt Mac, SPE, (2009), Injectivity Characteristics of EOR Polymer, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 783-791.
- Suleimanov B.A., Ismailov F.S., Veliyev E.F. (2011), Nanofluid for enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering 78, 431-437.