

EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE NANOGELES EN MENDOZA NORTE

Diana M. A. Masiero¹, María I. Hernández¹, Ariel Lucero², José Peltier², Mariano Clérico³, Isabel N. Vega¹,
Darío G. Robledo¹

¹YPF Tecnología SA, diana.m.masiero@ypftecnologia.com; m.isabel.hernandez@ypftecnologia.com; isabel.vega@ypftecnologia.com; dario.robledo@ypftecnologia.com; ²YPF SA, roberto.lucero@ypf.com; jose.peltier@ypf.com; ³consultor, nanocle@gmail.com

Sinopsis

El objetivo de este trabajo es compartir los resultados de la evaluación de laboratorio de una tecnología para control de agua (conformance) en la Fm. Barrancas de la Cuenca Cuyana (alta temperatura y salinidad media), mediante la inyección de nanogeles hinchables, así como también las lecciones aprendidas luego de una aplicación fallida en campo.

Se describe el procedimiento operativo durante la inyección del producto (nanogeles) así como también los equipos utilizados, los parámetros que fueron controlados y las instalaciones necesarias para la aplicación.

Se realiza una descripción del producto, propiedades físico-químicas, ensayos de control de calidad, medidas de tamaños a temperatura de reservorio, viscosidad, estabilidad térmica y barridos en medios porosos (Bereas) con el fin de evaluar inyectividad.

Este trabajo presenta recomendaciones acerca de los factores claves que podrían poner en peligro los proyectos de inyección en campo de nanogeles, como así también tiene la intención de definir qué pruebas de laboratorio deberían ayudar a asegurar el éxito del piloto.

Los resultados del estudio revelan que el sistema (dispersión de la emulsión con nanogel en agua) presenta baja inyectividad observando taponamiento en la cara de entrada al medio poroso, al ser evaluado en Bereas de permeabilidad entre 100-200 mD. En presencia de un surfactante adicional muestra ligera mejora en el transporte en el medio poroso.

Introducción

Dentro de las nuevas tecnologías que se han venido desarrollando durante la última década para mejorar las eficiencias volumétricas de barrido se encuentra la inyección de nano o micro geles. Particularmente, en este trabajo nos referiremos a un sistema comercial de origen chino cuyo fabricante también señala que pueden extraer crudo residual entrapado por capilaridad.

Se trata de un sistema polimérico entrecruzado (gel preformado) que se comercializa como una nanodispersión de una solución acuosa de polímero en un aceite. El polímero entrecruzado queda dentro de las gotitas de agua que están estabilizadas por el surfactante y una fase externa que sería el aceite (**Figura 1**).

La inyección en campo se hace por dosificación de la emulsión inversa en el flujo de agua, lo cual es una ventaja al momento de su aplicación en campo. No requiere instalaciones especiales de preparación, con lo cual su implementación es relativamente sencilla.

En laboratorio se prepara por agregado del producto al agua, mientras se agita a 700 rpm, el aspecto se puede ver en la **Figura 2**.



Figura 1. Emulsión de nanogeles

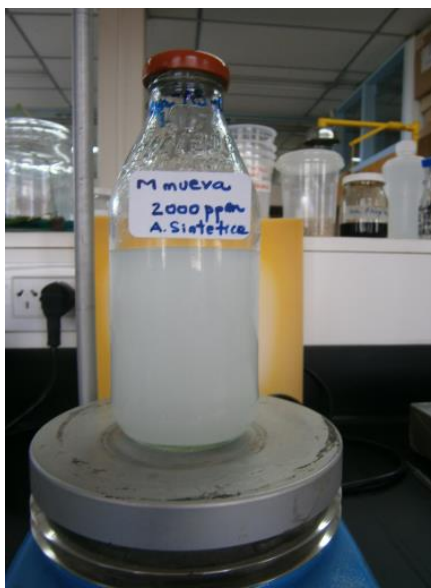


Figura 2. Dispersión de emulsión de nanogeles en agua

Dentro de las características de este producto **-de acuerdo a lo que menciona su fabricante-** se enumeran las siguientes:

- El proceso de polimerización en emulsión inversa se puede manejar para preparar sistemas de tamaño controlado según las necesidades del reservorio a aplicar.
- El tamaño inicial puede modificarse de acuerdo al reservorio.
- El producto es una nano emulsión cuyo tamaño varía entre 20 y 200 nm, la cual se dispersa en agua fácilmente y alcanza rangos de microgel con un comportamiento bimodal en función del tiempo las partículas pasan sin dificultad a través de punzados e inmediaciones de pozo (nearwellbore).
- El producto está constituido aproximadamente por 60% de aceite, 10% surfactantes y 30% de polímero entrecruzado.
- Son flexibles y se pueden deformar para pasar por canales de menor garganta poral. Esto permite que continúen avanzando a través de las zonas menos permeables.
- La viscosidad de la dispersión es similar a la del agua.
- Tendría la facultad de reducir el Sor (Saturación de petróleo residual).
- Al hidratarse totalmente, la partícula NO se adhiere a la roca u otra “nano”.
- El diseño en tamaño nano se basa en que puedan ingresar en la formación a través de las inmediaciones del pozo. Se espera que los nanogeles en condiciones de reservorio, se expandan hasta un tamaño que podrían bloquear zonas de alta permeabilidad.
- Una vez que el sistema se aloja en los canales de alta permeabilidad, la permeabilidad de estas vías disminuye. Al volver a inyectar agua sola ésta se distribuiría y barrería zonas de menor permeabilidad que aún no habían sido contactadas, permitiendo extraer más petróleo y reduciendo el corte de agua.

A pesar de todas las afirmaciones realizadas por el fabricante y mencionadas precedentemente, el mecanismo mediante el cual se explica el incremento en la recuperación de petróleo no está bien entendido hasta la fecha.

En este trabajo se presentan las mejores prácticas en la implementación de este producto así como los resultados experimentales orientados a entender el comportamiento del mismo en cuanto a inyectividad, estabilidad y otras propiedades.

Desarrollo

Características del Reservorio

Dadas las características y propiedades enunciadas de este sistema, se decidió realizar un Piloto en la Formación Barrancas CRI (Conglomerado Rojo Inferior), donde la alta temperatura (100°C), alta salinidad (70.000 ppm TDS Ca⁺⁺ 1500 ppm), bajos Volúmenes Porales inyectados (<1 Zona Contactada y <0,5 Total) y bajo factor de recuperación (27%) lo convertían en el candidato apropiado para aplicar esta tecnología.

Respecto a las características geológicas, las facies de las rocas reservorio están compuestas por conglomerados y conglomerados arenosos, depositados en un ambiente fluvial efímero y de abanicos aluviales. El entrapamiento es estructural, de tipo anticlinal. El alto estructural se habría producido previo a la migración de los hidrocarburos. La estructura corresponde a un anticlinal fallado, presenta una geometría fuertemente vinculada con fallas inversas limítrofes.

La Formación Barrancas se divide en cuatro electroneidades: Verde, Violeta, Azul y Rojo. Valores promedio característicos del reservorio son:

Espesor total de la formación: 60 m

Espesor útil promedio: 25-30 m

Porosidad promedio: 17 %

Permeabilidad: - **Nivel Rojo: 120 md**

- Nivel Azul: 8 md

- Nivel Violeta: 30 md

- Nivel Verde: 60 m

Prueba Piloto

En Diciembre de 2013 se da comienzo al Piloto de Inyección del nanoprodueto en un pozo inyector, en la Formación Barrancas CRI.

El objetivo consistía en lograr movilizar 190 m³ de petróleo por tonelada de producto inyectado (base líquida 30-40% de materia activa aproximadamente). A tal efecto se debía inyectar un 20% del volumen poral, con esto se esperaba tener un incremento del 6% en el factor de recobro de la malla del inyector.

El pattern seleccionado se puede observar en la **Figura 3**.

Area del polígono: 88.000 m²
 Volumen poral: 318.900 m³
 Volumen Movil: 114.150 m³
 HCPV (STO calculado con ECLIPSE)
 Inicial (total): 179.250 m³
 Inicial (móvil): 98.410 m³
 Np: 61.250 m³
 Actual (total): 118.000 m³
 Actual (móvil): 37.000 m³
 (Fr de la malla 34%)

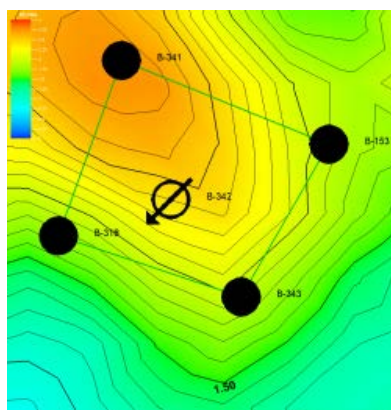


Figura 3. Pattern seleccionado para el Piloto de Inyección de Nano producto

La dosificación continua debía realizarse durante el lapso de un año con un perfil de concentraciones y caudal de inyección definidos (**Tabla 1**).

Piloto Nanoesferas	Etap 1	Etap 2	Etap 3	Total
Duración	30 días	100 días	235 días	365 días
Caudal	100 m ³ /d	125 m ³ /d	150 m ³ /d	-
Concentración	2.000 ppm	1.500 ppm	1.000 ppm	-
Volumen inyectado	3.000 m ³	12.500 m ³	35.200 m ³	50.700 m³
Volumen de nanoesfera	6 tn	19 tn	36 tn	61 tn
VPI inyectado (wrt VP total)	0,94 %	3,76 %	14,1 %	18,8 %
VPI inyectado (wrt VP móvil)	2,6 %	10,5 %	39,3 %	52,4 %

Tabla 1. Resumen de la Planificación de la Prueba Piloto Inyección de Nanogeles

Un esquema de las instalaciones para la dosificación en campo se puede observar en la **Figura 4**.

El sistema consta de una unidad integral de dosificación ubicada en la locación del pozo a tratar. Este unidad se comunica con la boca de pozo mediante un tubo capilar de dosificación. La unidad de dosificación está calefaccionada a los efectos de prevenir cambios físicos en las nanopartículas. Existen dos recipientes de almacenamiento de 1m3 donde se almacena el producto, cada uno de los recipientes tiene agitadores de paleta para evitar segregación de producto.

La unidad de dosificación posee dos bombas de alta presión (200kg/cm²) para dosis de inyección de hasta 400 l/d de producto. Una de las bombas es para asegurar redundancia (stand by). Existe un caudalímetro másico digital para alta presión que dosifica mediante la bomba de inyección el caudal seteado para lograr la concentración de dispersión de nanopartículas. El sistema también cuenta con un transmisor digital para alta presión y un registrador digital de información con posibilidad de conexión a sistema SCADA.

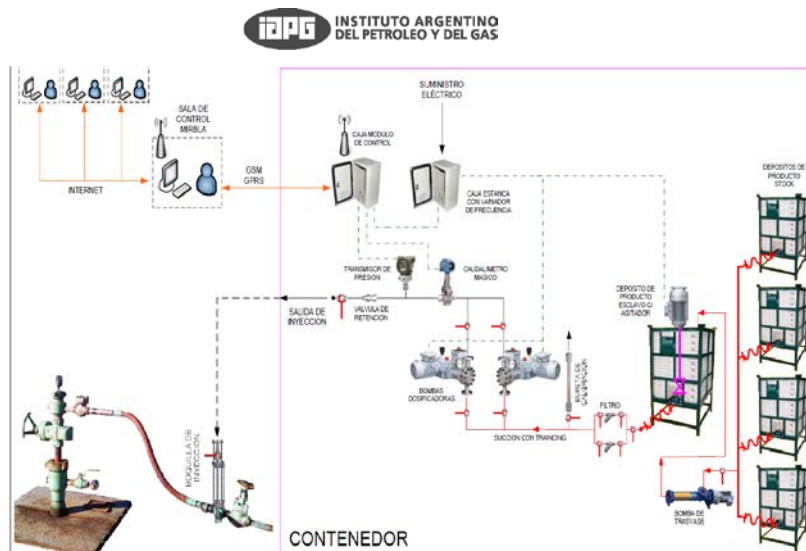


Figura 4. Esquema instalaciones de campo para dosificación del producto

Previo al comienzo del piloto, el satélite en el cual está conectado el pozo se sometió a dosificación de dispersante. En este ensayo se pudo observar que el pozo sufría pérdidas de inyectividad, principalmente, luego de paros de inyección. Este daño generado principalmente por sulfuros, biomasa, carbonato y sólidos en suspensión, siempre fue fácilmente removible con estimulaciones mediante batcheos.

Durante la prueba en campo se realizaron dos intentos de dosificación de nanopartículas. En ambos casos se comenzó dosificando en torno a los 100 m³/d y presión 155 kgf/cm² y sobrevinieron luego reiterados paros de planta de inyección y mermas de caudal por problemas de estabilidad del sistema. Estas maniobras produjeron el aumento de la presión de inyección tal como se muestra en la Figura 5.

La estrategia para evitar que la presión aumente luego de cada arranque de planta, fue disminuir la dosis de producto. El primer período de dosificación duró casi 4 días y se alcanzó una presión de 190 kgf/cm² con 40 m³/d de inyección con varios arranques y paros en ese lapso. En ese momento se decidió discontinuar la dosis de nanopartículas por bajo caudal y elevada presión. Se realizaron luego varios batcheos de dióxido de cloro, pero no se apreció una efectiva remoción del daño durante el tratamiento. Luego se intervino el pozo para realizar una estimulación sin equipo con HCl-HF (10-1%).

Ninguno de los tratamientos realizados, posterior a la dosificación de nanoesferas, tuvo resultados parecidos a los efectuados previos al piloto. Solamente se lograron condiciones similares a las que se tenía antes del comienzo del piloto con una inyección de 100 m³/d – 165 kgf/cm² después del tratamiento con HCl-HF.

En el segundo intento de dosificación, el pozo comienza a inyectar unos 140m³/d – 135kgf/cm². También se produjeron paros de planta de inyección y disminución de caudal que provocaron caídas en los caudales de inyección y aumentos de la presión al cabo de 5 días con un caudal de 35 m³/d y presión 195 kgf/cm².

Con formato: Español (España, tradicional)

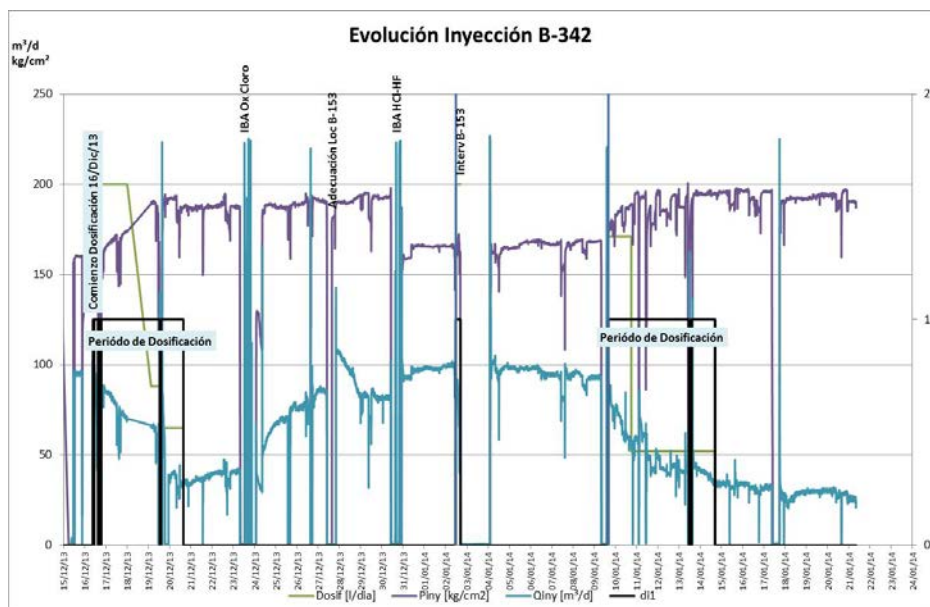


Figura 5. Evolución Inyección del Pozo 15/12/2013 al 21/01/2014

Causas atribuibles a la pérdida de inyectividad en campo:

- Durante la semana que se comenzó el Piloto se produjeron un gran número de paros de bombas de la Planta de Inyección de Agua (el Piloto no estaba aislado del sistema de inyección) y además la dosificación del nanoproducto no estaba automatizada, por lo tanto no fue controlada la concentración inyectada. Por un par de horas, debido a un “paro”, se inyectó producto puro.
- La pérdida de inyectividad estuvo altamente influenciada por la dosificación de nanogeles, puesto que los demás pozos del satélite no perdieron inyectividad en la misma proporción al seleccionado para la prueba.
- Cuando se realizaron las estimulaciones matriciales –posterior a la primer etapa de dosificación- el pozo mostró un comportamiento diferente, inferiendo un daño no fácilmente removible con los tratamientos habituales.
- Posibilidad de que el producto no estuviera en especificación ya que tenía varios meses almacenado.
- Si bien el producto estaba diseñado para la salinidad del agua de inyección de Barrancas, no estuvo bien definida la calidad necesaria en cuanto a sólidos totales suspendidos (TSS) y contenido de hidrocarburos. Durante la prueba piloto no se hizo control específico de la calidad de agua.

A partir de esta situación se decidió evaluar, caracterizar y conocer el comportamiento del producto en laboratorio, previo a su inyección en campo.

Con formato

Estudios experimentales

Con formato

Los estudios de laboratorio se realizaron en diferentes etapas:

- 1° Etapa:** Verificación de validez del producto almacenado.
- 2° Etapa:** Medición de tamaño de las dispersiones en diferentes tipos de aguas, a tiempo 0 hs.
- 3° Etapa:** Medición de tamaño de las dispersiones en agua sintética en función del tiempo y @ temperatura (70°C), previa extracción de fase oleosa.
- 4° Etapa:** Evaluación inyectividad de las dispersiones por medio de ensayos de barrido.

1° Etapa

El objetivo de esta etapa consistió en verificar la calidad del producto. A tal efecto se llevó a cabo un control de calidad sobre las muestras almacenadas, en base a protocolos y valores de diseño, establecidos por el fabricante.

De acuerdo al fabricante las muestras deberían cumplir con las siguientes condiciones:

- ✓ Viscosidad < 700 cp @ 25°C
- ✓ Estabilidad térmica: no debería presentarse cambios de apariencia después de dos horas a temperatura de reservorio
- ✓ Tamaño promedio inicial entre 50 y 80 nm @ 25°C

Para medir la viscosidad se utilizó un equipo Brookfield LVD-III y para la distribución de tamaños iniciales, un equipo DLS “Dynamic Laser Scattering”, Malvern Nano Zetasizer.

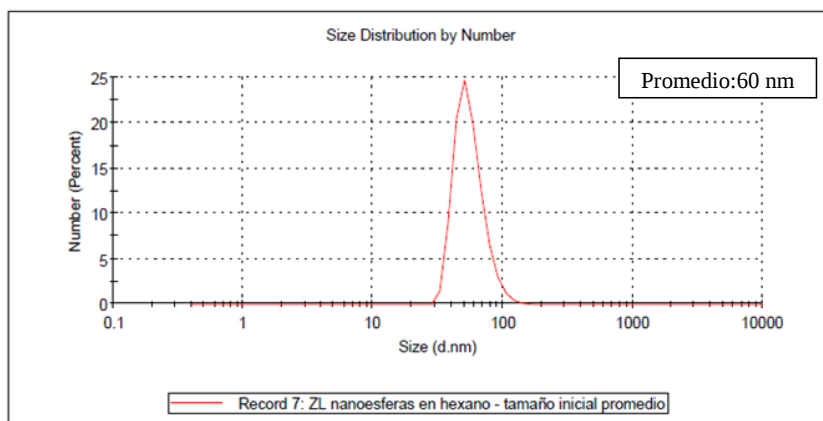


Figura 6. Tamaño promedio inicial de las “nano”

Muestra	μ :(cP)	%Torque
NANO 1	205	20,5
NANO 3	124	12,4
NANO 5	189	18,9
NANO 8	209	20,9
NANO 10	201	20,1

Tabla 2. Viscosidad de 5 muestras medidas en Equipo Brookfield a 6 rpm Spindle LV1, @ 25°C



Figura 7. Ensayo Termoestabilidad Emulsión Nanoproducto

- Las muestras cumplieron con las especificaciones del fabricante, con lo cual se dio por válido el producto en su condición inicial (emulsión inversa). El tamaño promedio de las “nano” en emulsión fue de 60 nm @ 25°C (**Figura 6**).
- La viscosidad de las emulsiones resultaron dentro del orden indicado por el fabricante (**Tabla 2**)
- El estudio de termoestabilidad no presentó diferencias visuales después del tratamiento térmico (**Figura 7**)

2° Etapa

Si bien el producto pasó el primer test de control de calidad, se consideró indispensable evaluar qué sucede cuando la emulsión de nanogel se dispersa en agua, puesto que se trata de la condición real de inyección al pozo.

A fin de medir los tamaños de las partículas se prepararon dispersiones de 2000 ppm de la emulsión en agua sintética de inyección.

Se utilizó un equipo Laser Scattering HORIBA LA 300 que detecta partículas desde 0,1 μm hasta 600 μm . (Figura 9) y también se efectuaron observaciones con un microscopio óptico utilizando un aumento 40x (Figura 10).

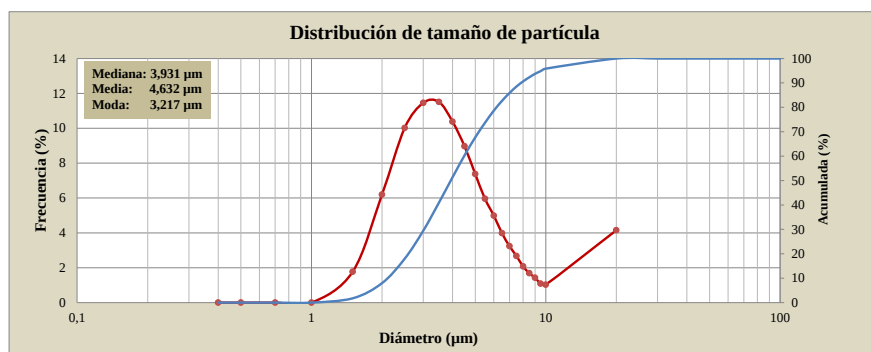


Figura 8. Distribución de tamaño de la dispersión en agua de inyección sintética, recién hidratada (0 hs) @ 25°C, (HORIBA LA 300)

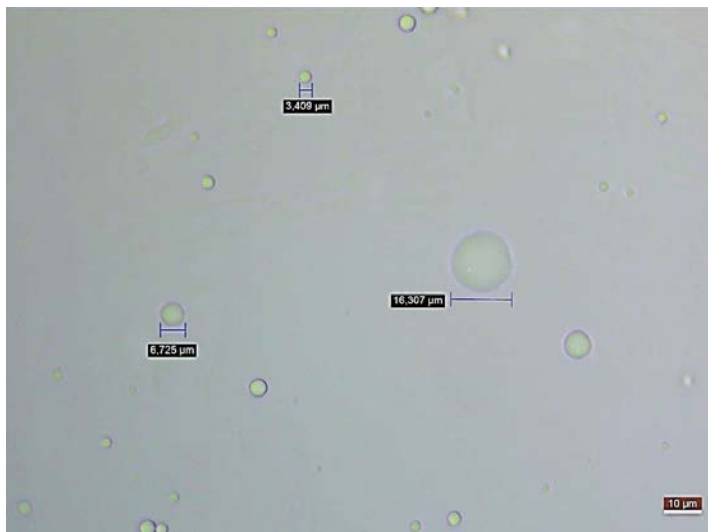


Figura 9. Dispersión del producto en agua sintética de inyección. Tiempo de hidratación 0 hs, @ 25°C (Microscopio Óptico Leica)

Los resultados de tamaño obtenidos en el equipo HORIBA LA 300 son consistentes con las imágenes vistas en microscopio óptico.

El producto si bien tiene un tamaño inicial del orden de los nanómetros (60 nm), cuando se prepara la dispersión en agua (condición real de campo) el sistema de inmediato presenta una distribución de tamaño mayor, del orden de los micrones. Esto podría indicar que el tamaño del nanopropósito aumentó o, que las partículas se agregaron, o el aceite queda disperso en el agua interfiriendo la medición de tamaño.

3° Etapa

De acuerdo a especificaciones del fabricante, para medir el tamaño del “nanopropósito” propiamente dicho, es necesario separar la fase oleosa mediante solventes orgánicos, en este caso n-hexano. Se preparó la dispersión de 2000 ppm en agua sintética de inyección y luego se la puso en contacto con el solvente en una ampolla de decantación, previa agitación. (**Figura 10**).

La fase oleosa (FO) de la emulsión es separada y el producto obtenido, en este caso el agua sintética con “nanos” se la colocó a temperatura (70°C) durante 1, 10 y 20 días para evaluar cambios de tamaño en función del tiempo. (**Figura 11** y **Figura 12**).

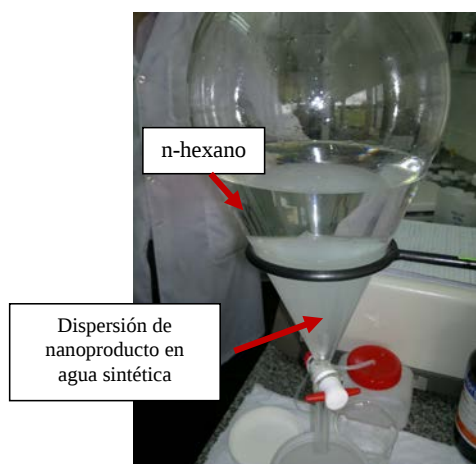


Figura 10. Extracción de la fase oleosa de la dispersión de nanopropósito con n-hexano

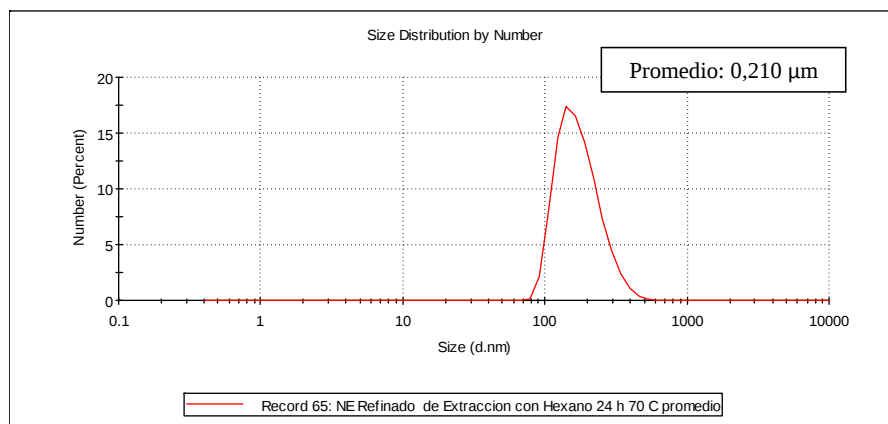


Figura 11. Tamaño del producto sin fase oleosa 24 hs hidratación @ 70°C, Equipo Malvern Nano Z Sizer

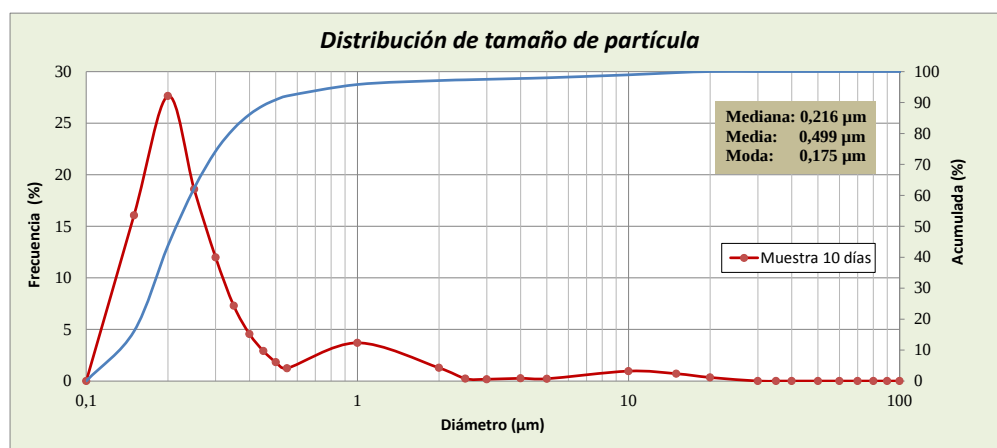


Figura 12. Distribución de tamaño del producto sin fase oleosa, 10 días hidratación a 70°C, Equipo HORIBA LA 300

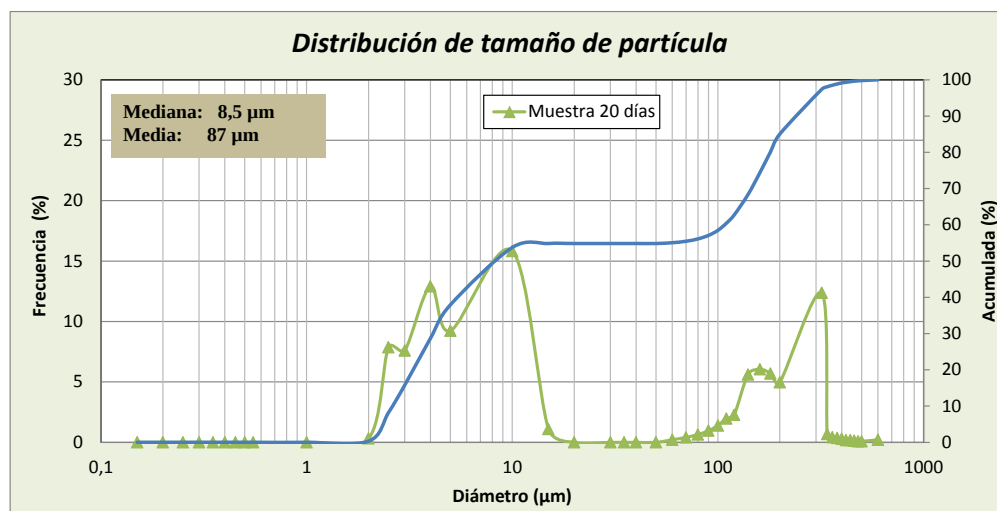


Figura 13. Distribución de tamaño del producto sin fase oleosa, 20 días hidratación a 70°C Equipo HORIBA LA 300

El producto una vez disperso y extraída su fase oleosa al cabo de un día su tamaño aumentó 3,5 veces.

A partir del día 10 se pudo detectar un cambio apreciable en la distribución de tamaño. Si bien aún existe una cantidad importante de producto “nano” con tamaños más chicos (0,2 μm aproximadamente), se pudo observar la presencia de partículas más grandes (1 μm y 10 μm).

Al comparar los tamaños entre las dispersiones con extracción de la fase oleosa versus el tamaño medido sin extraer dicha fase, se puede observar que estos últimos son bastante más grandes, posiblemente debido a la contribución de las gotitas de aceite.

Luego de 20 días se observan dos modas en la distribución de tamaño, ya no se ven tamaños menores a 1 μm .

4° Etapa

Con el fin de evaluar la inyectividad del producto disperso en diferentes tipos de calidad de agua (crítico durante las primeras 24 horas de inyección al pozo) se llevaron a cabo ensayos de barrido en 5 Bereas “Sandstones” de permeabilidad al gas entre 100-200 mD.

Las Bereas 1, 2, 3 y 4 se barrieron con una dispersión de 2000 ppm de la emulsión (tal como se inyecta en campo), mientras que la Berea 5 fue barrida con “nanos” luego de extraer el aceite (**Tabla 3**).

Berea 1	Producto sin extraer FO	Agua Sintética Inyección
Berea 2	Producto sin extraer FO	Agua Real Inyección filtrada #22 μm
Berea 3	Producto sin extraer FO	Agua Real Inyección
Berea 4	Producto sin extraer FO	Agua Real Inyección filtrada #22 μm más Surfactante
Berea 5	Producto con extracción FO	Agua Sintética de Inyección

Tabla 3. Lista de Ensayos de Barrido

Los barridos se realizaron a caudal constante de 1 ml/min ($v=25$ ft/d) @ 70° C. En la **Tabla 4** se presenta en detalle las características geométricas y petrofísicas de las muestras de roca empleadas.

	Berea 1	Berea 2	Berea 3	Berea 4	Berea 5
Longitud (cm)	17,85	17,93	17,94	18,02	17,88
Diámetro (cm)	3,67	3,71	3,71	3,71	3,71
ϕ @NOBP (%)	18,2	16,9	18,7	20,4	17,8
VP @NOBP (cm ³)	34,51	32,59	36,08	39,62	34,3
kg std (mD)	165	90,4	153	193	85
kg @NOBP (mD)	153	87,8	148	-	67
kw @NOBP (inyección sintética) (mD)	86,8	44,1	83	84,3	32,4
kw @NOBP (real inyección # 22 μ m) (mD)	-	24,7	-	32,7	-
kw @NOBP (real inyección) (mD)	-	-	30,6	-	-

Tabla 4. Características geométricas y petrofísicas del medio poroso utilizado en cada ensayo de barrido

La celda de tipo triaxial empleada tenía dos tomas intermedias de presión, ubicadas como se muestra en la **Figura 14**.

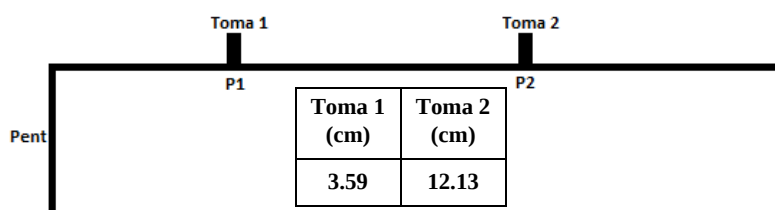


Figura 14. Esquema de la celda triaxial con dos tomas intermedias de presión

Resumen de Barridos

A continuación se muestran los resultados de los barridos a caudal constante, en Gráficos de Presión Adimensional (Presión/ Presión Inicial) vs. Volúmenes Porales Inyectados. Sólo se grafican los datos de la presión en la cara de entrada y la presión en la primer toma intermedia. El último sensor no se pudo tomar en cuenta debido a muy baja presión versus la resolución del mismo.

Los datos de presión se colocan en forma adimensional para hacerlo independiente del valor de permeabilidad. Esto permite realizar comparaciones entre los diferentes ensayos, ya que el valor nos indica cuántas veces sube o baja la presión respecto a la referencia (en nuestro caso la presión de referencia fue la correspondiente al barrido con agua sintética de inyección filtrada por 0,22 μ m).

Se midieron la viscosidades a las soluciones inyectadas a temperatura, observando que los valores de las dispersiones son similares al agua. **Tabla 5.**

Agua sintética	Agua real	Dispersión 2000 ppm SIN extracción FO	Dispersión 2000 ppm CON extracción FO
0,49 cp	0,46 cp	0,55 cp	0,50 cp

Tabla 5. Viscosidad Dispersiones de nanoproducto y del agua @ 70°C

Berea 1:

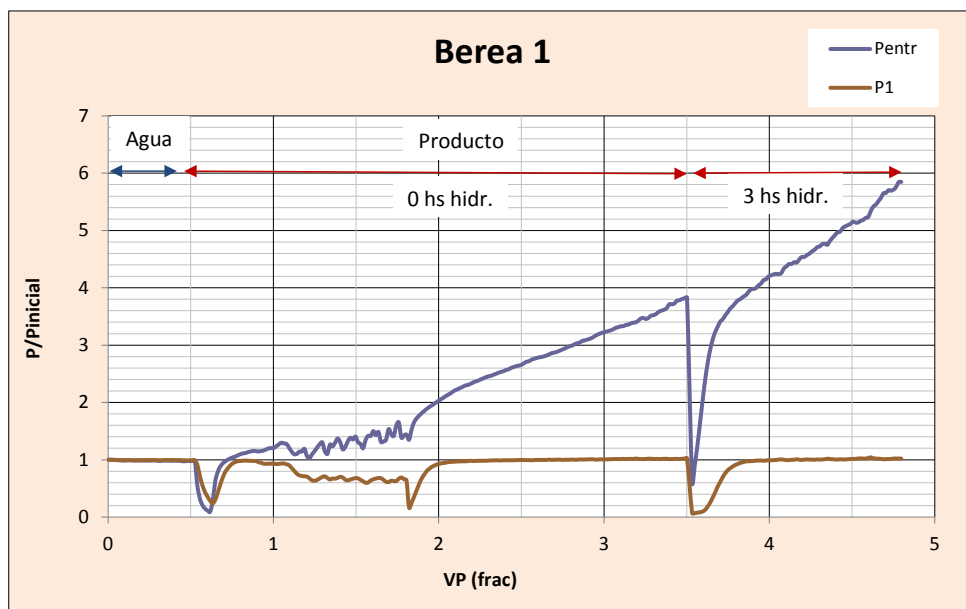


Figura 15. Berea 1 – Barrido con Dispersión 2000 ppm de Producto en agua sintética



Figura 16. Berea 1 – Influyente y Efluente del Barrido



Figura 17. Berea 1 – Cara de Entrada

El aumento de presión en la cara de entrada, después de barrer 4 VP de producto, fue 6 veces mayor al valor de referencia (agua sintética de inyección filtrada por 0,22 μm). El sensor ubicado en la toma intermedio "1" no evidenció cambios. Esto indicó que el producto se estaba acumulando en la cara de entrada. (Figura 15)

En la Figura 16 se puede observar las diferencias en el aspecto de la dispersión a la entrada y salida de la celda de barrido.

La Figura 17 corresponde a la cara de entrada de la Berea, notando claramente el "taponamiento" debido al producto inyectado.

Berea 2

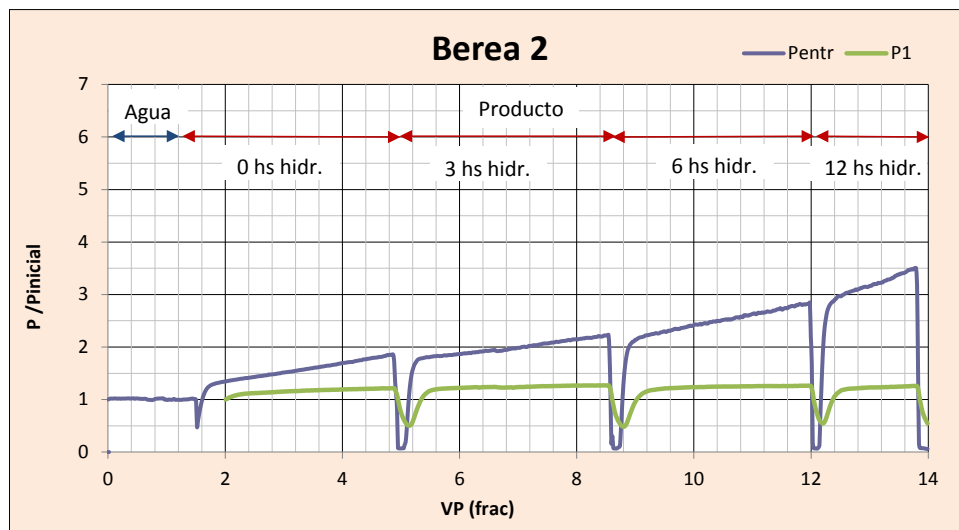


Figura 18. Berea 2 – Barrido con Dispersión 2000 ppm de Producto en agua real de inyección filtrada por 22 μm

El aumento de presión en la cara de entrada, después de barrer 12 VP de producto, fue 3,5 veces mayor al valor de referencia (agua real de inyección filtrada por 22 μm). El sensor ubicado en la toma intermedio "1" no evidenció cambios. Esto indicaba que el producto se estaba acumulando en la cara de entrada. (**Figura 18**)

Berea 3

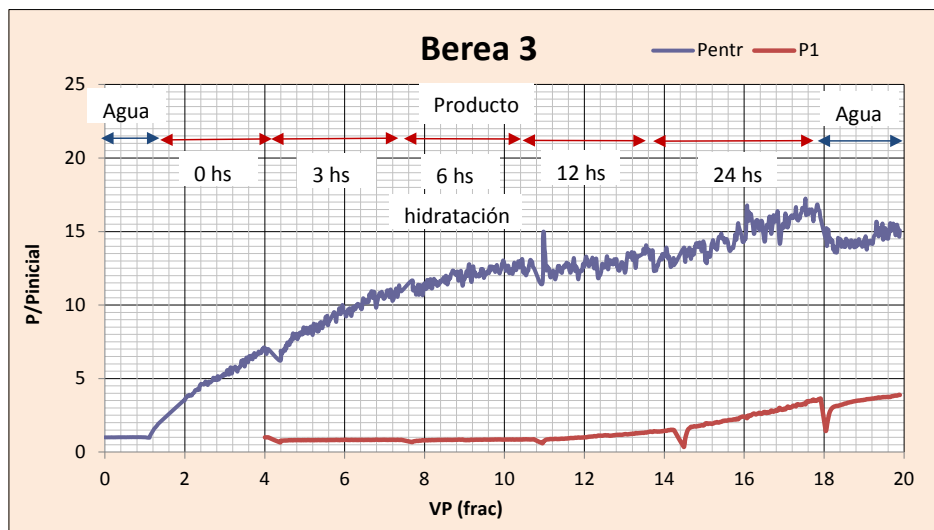


Figura 19. Barea 3 – Barrido con Dispersión 2000 ppm de Producto en agua real de inyección

El aumento de presión en la cara de entrada, después de barrer 16 VP de producto, fue 16 veces mayor al valor de referencia (agua real de inyección). El sensor ubicado en la toma intermedio “1” presentó un leve aumento a partir de los 11 VP barridos con producto.(Figura 19).

La inyección posterior de agua en el sentido del flujo tiende a estabilizar las presiones de entrada e intermedia.

El barrido se hace más “inestable” posiblemente debido a interacciones entre los sólidos suspendidos del agua real de inyección y el producto.

Berea 4

Debido a la sospecha que la baja inyectividad se debe a taponamiento por el aceite disperso en agua o por agregación de nanopartículas, se decidió realizar un barrido con agregado de surfactante.

En la **Figura 20** se presentan los resultados del barrido.

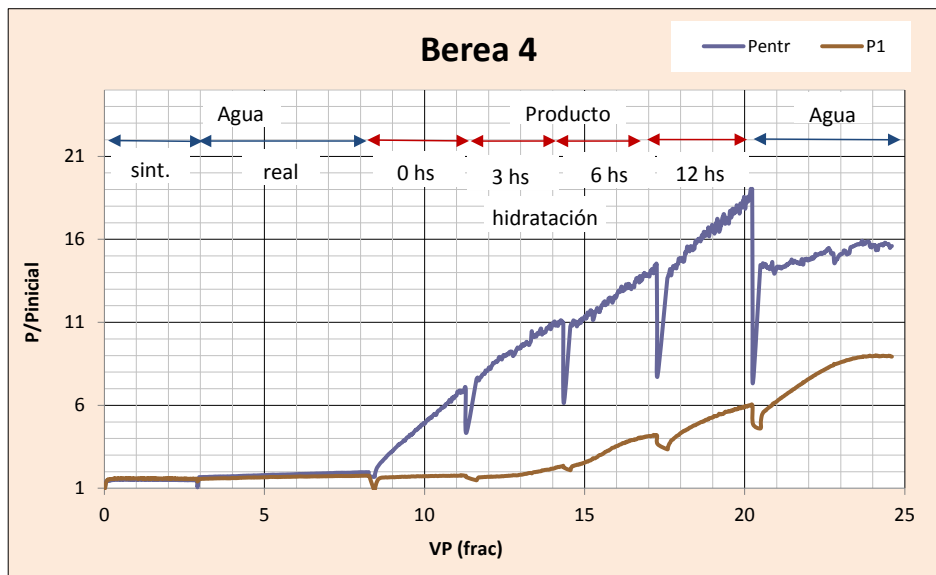


Figura 20. Berrea 4 – Barrido con Dispersión 2000 ppm de Producto en agua real de inyección filtrada por 22 μ m + 500 ppm Surfactante

El aumento de presión en la cara de entrada, después de barrer 12 VP de producto más surfactante, fue 19 veces mayor al valor de referencia.

El sensor ubicado en la toma intermedia “1” comenzó a presentar un incremento a partir de los 5 VP barridos con producto más surfactante, indicando que el producto se estaría “desplazando” en el medio poroso, a mayor profundidad que en los casos sin agregado de surfactante.

La inyección posterior de agua en el mismo sentido del flujo tiende a estabilizar el sistema, e incluso ayuda a disminuir la presión de entrada en un 20% aproximadamente.

Berea 5

Con el efecto de evaluar la influencia de la fase oleosa en la pérdida de inyectividad, se realizó un barrido con la dispersión de nanoproducto, previa extracción del aceite.

Los resultados se presentan en la **Figura 21**.

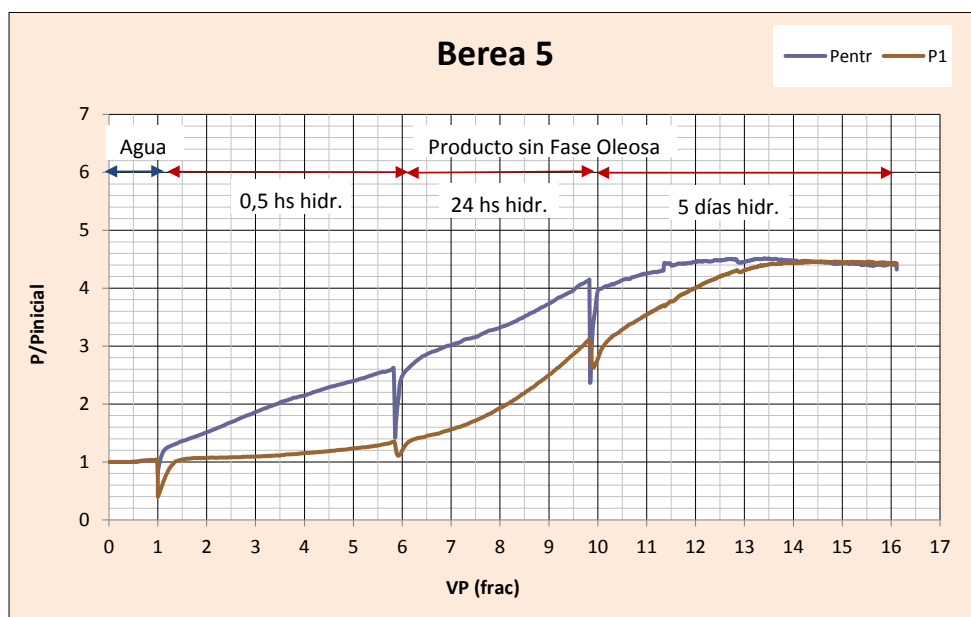


Figura 21. Berea 5 – Barrido con Dispersión 2000 ppm de Producto previa extracción Fase Oleosa (concentración final nanos en agua de inyección sintética entre 400-500 ppm aprox.)

El aumento de presión en la cara de entrada, después de inyectar 11 VP de producto sin la fase oleosa, fue 4,5 veces mayor al valor de referencia.

La presión de entrada y la intermedia “1” llegan a un valor estable a partir de los 11 VP.

La extracción de la fase oleosa facilitó el transporte e ingreso de las “nano partículas” en el medio poroso.

Conclusiones y Recomendaciones

- El producto al ser dispersado en agua, aumenta inmediatamente su tamaño, y por lo tanto se debería tomar en cuenta este aspecto para selección y diseño de una Prueba Piloto.
- La presencia de aceite disperso en el agua (gotitas), interfiere y aumenta la distribución de tamaño de partículas.
- Durante los barridos con el producto disperso, tal como se inyecta en campo (con el aceite), en Bereas de permeabilidad al gas 100-200 mD, independientemente del tipo de agua empleada, se observaron aumentos de presión en la entrada, en todos los casos; evidenciando un taponamiento en la cara del plug. El agregado de surfactante mejoró ligeramente el desplazamiento, indicando que el o los surfactante/s presente/s en la formulación original no son suficientemente eficientes para mantener una dispersión adecuada para este rango de permeabilidad.
- Dado que la extracción de la Fase Oleosa de la dispersión mejoró la inyectividad y el transporte del producto dentro del medio poroso, se infiere que el aceite interviene en el fenómeno de taponamiento y no la “agregación” del sistema nano-micro gel. Sin embargo, **esta no es la situación real de campo.**

Como **Mejores Prácticas** se recomienda:

1. Previo a la selección de un sistema nano-micro gel para implementar en campo:
 - Realizar ensayos de laboratorio para verificar que los productos cumplen con las especificaciones técnicas y propiedades físico-químicas enunciadas por el fabricante.
 - Evaluar en laboratorio, mediante experimentos de flujo, el rango de permeabilidad aplicable al sistema.
 - Efectuar estudios de distribución de tamaño de garganta poral versus distribución de tamaño de partículas de los sistemas una vez hidratados.
2. Durante las pruebas de campo:
 - Monitorear la presión de inyección, cuando alcance un valor pre establecido, inyectar agua para estabilizar la presión hasta tanto se pueda continuar con la inyección del producto.
 - Controlar la dosificación del producto de tal forma de si hay paros de bombas de inyección, la misma se suspenda.
 - Controlar la calidad de agua de inyección para evitar posibles agregaciones con el producto a inyectar.

Agradecimientos

Deseamos agradecer especialmente a los profesionales Dra. Laura Fernández, Ing. Esteban González e Ing. María de la Peña Sánchez de la Universidad Nacional del Comahue, quienes llevaron a cabo la mayor parte de los estudios de laboratorio, fundamentales para este trabajo.

Bibliografía

Alaskar, Mohammed; Ames, Morgan Frank, Stanford University; Connor, Steve, Stanford University; Liu, Chong, Stanford University; Cui, Yi, Stanford University; Li, Kewen, Stanford University; Horne, Roland N., Stanford University “Nanoparticle and Microparticle Flow in Porous and Fractured Media: An Experimental Study” 146752-MS SPE Conference Paper - 2011

Irvine, Randy, P Eng. Harvest Operations Corp.; Davidson, John, P Eng. Independent Contractor; Baker, Mark, P Geol. Harvest Operations Corp.; Devlin, Ryan, B. Sc. Chem., ZL EOR Chemicals; Park, HuiJune, Ph.D, P Eng., Petronas “Nano Spherical Polymer Pilot in a Mature 18° API Sandstone Reservoir Water Flood in Alberta, Canada” 174656-MS SPE Conference Paper - 2015

Lenchenkov, Nikita S., Delft University of Technology; Slob, Michiel, Delft University of Technology; van Dalen, Ernst, Delft University of Technology; Glasbergen, Gerard, Shell Global Solutions International; van



Kruijsdijk, Cor, Shell Global Solutions International "Oil Recovery from Outcrop Cores with Polymeric Nano-Spheres" 179641-MS SPE Conference Paper – 2016

Liu, Chao, CNOOC; Liao, Xinwu, CNOOC China Limited Tianjin; Chang, Ming-Ming; Zhang, Yunlai, CNOOC; Mu, Chunrong, CNOOC; Li, Tingli; Qin, Rensen; Fu, Rong; Bie, Xvwei; Zheng, Jianjun "Field Application of Polymer Microspheres Flooding: A Pilot Test in Offshore Heavy Oil Reservoir" 158293-MS SPE Conference Paper – 2012

Tian, Qin Yu, Shengli Oilfield, SINOPEC; Wang, Lushan, Shengli Oilfield, SINOPEC; Tang, Yanyan, Shengli Oilfield, SINOPEC; Liu, Chengjie, Shengli Oilfield, SINOPEC; Ma, Chao, Yangtze University; Wang, Tao, Shengli Oilfield, SINOPEC "Research and Application of Nano Polymer Microspheres Diversion Technique of Deep Fluid" 156999-MS SPE Conference Paper - 2012

Breve Cv de autores:**Diana M. A. Masiero**

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química – UTN; Post Grado Especialización en Ing. Reservorios - ITBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”, INLAB SA, YPF SA, YPF Tecnología SA

Cargo actual en la empresa: Tecnólogo Senior, Area Ingeniería de Yacimientos

María Isabel Hernández

Título y lugar de estudio: MsC Química Orgánica – UDO/Venezuela

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: PDVSA/INTEVEP, YPF SA, YPF Tecnología S.A.

Cargo actual en la empresa: Consultor IOR/EOR Químico, Area Ingeniería de Yacimientos

Ariel Lucero

Título y lugar de estudio: Ingeniero de Petróleos – UNCuyo; MSc Petroleum Engineering – Heriot Watt University, Escocia

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Tecpetrol, Petrobras, PAE, YPF SA

Cargo actual en la empresa: Referente Técnico en Ing. de Reservorios

José Peltier

Título y lugar de estudio: Ingeniero de Petróleos– UNCuyo

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Pioneer Natural Resources, Landmark, YPF SA

Cargo actual en la empresa: Líder Desarrollo Operativo

Mariano Clérico

Título y lugar de estudio: Ing. Industrial UCA, Post grado ITBA Especialización de producción de Petróleo y Gas

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Pluspetrol, Vintage Oil, Petroandina, Gran Tierra Energy, Nalco, YPF SA

Cargo actual en la empresa: Project Manager en ENARSA

Isabel N. Vega

Título y lugar de estudio: Dra. en Ciencias Químicas - UBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Boehringer Ingelheim, San Antonio Internacional, YPF Tecnología SA

Cargo actual en la empresa: Líder Programa EOR Químico

Darío G. Robledo

Título y lugar de estudio: Técnico Electromecánico, EET N°4 Gral. Mosconi – Estudiante Ing. en Petróleo - UNAJ

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: UTN/Unilever, INLAB SA, YPF Tecnología SA

Cargo actual en la empresa: Analista de Laboratorio

