



# “EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE NANOGELES EN MENDOZA NORTE”

Diana M. A. Masiero<sup>1</sup>, María I. Hernández<sup>1</sup>, Ariel Lucero<sup>2</sup>, José  
Peltier<sup>2</sup>, Mariano Clérici<sup>3</sup>, Isabel N. Vega<sup>1</sup>, Darío G. Robledo<sup>1</sup>

(<sup>1</sup>YPF Tecnología SA, <sup>2</sup>YPF SA, <sup>3</sup>consultor )



## Agenda

- Introducción
- Objetivo
- Desarrollo
  - Características del Reservorio
  - Prueba Piloto
  - Estudios Experimentales
- Conclusiones
- Mejores Prácticas

## Introducción

### Tecnología Nanogeles



- Tecnología en desarrollo a nivel mundial.
- Escasos pilotos y aplicaciones en campo.
- Composición del producto : 30% polímero entrecruzado + 60% aceite + 10% surfactantes
- Producto es una nano emulsión cuyo tamaño inicial varía entre 20 y 200 nm.
- Se espera que los nanogeles en condiciones de reservorio, se expandan hasta un tamaño que podrían bloquear zonas de alta permeabilidad.
- **Mecanismo mediante el cual se explica el incremento en la recuperación de petróleo no está bien entendido hasta la fecha.**



## Objetivo

Presentar las mejores prácticas en la implementación de este producto, así como los resultados experimentales orientados a entender el comportamiento del mismo en cuanto a:

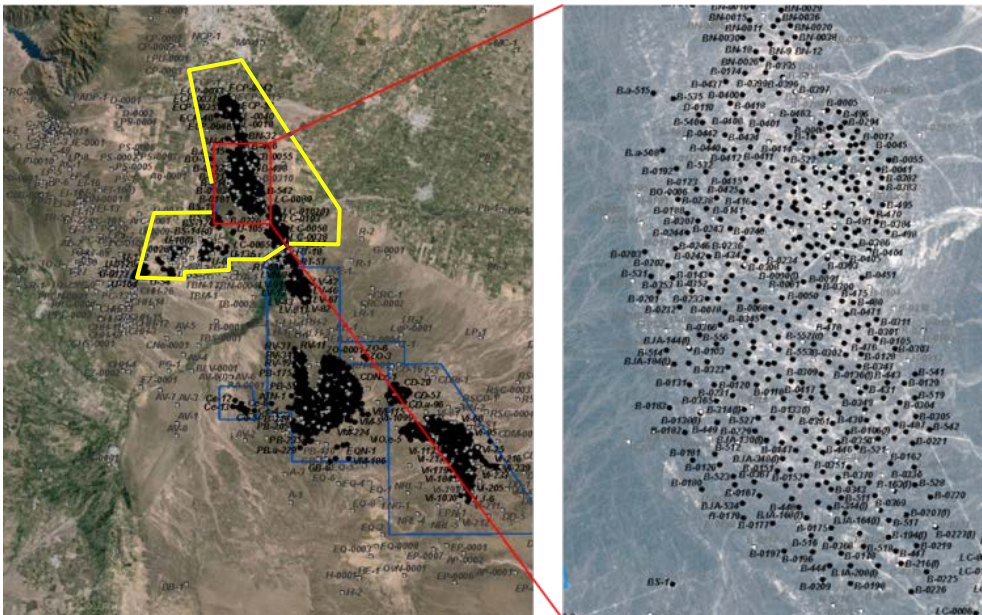
- ✓ **INYECTIVIDAD**
- ✓ **ESTABILIDAD**
- ✓ **OTRAS PROPIEDADES**



## “Evaluación de Inyección de Nanogeles en Mendoza Norte”

# Características del Reservorio

- Cuenca: Cuyana - Yacimiento: Barrancas – Formación: Barrancas CRI
- 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 de tipo combinada (estructural-estratigáfico).
- Se ha subdividido a la Formación Barrancas en **cuatro electroneidades: Verde, Violeta, Azul y Rojo.**



- Espesor total de la formación: **60 m**
- Espesor útil promedio: **25-30 m**
- Porosidad promedio: **17 %**
- Permeabilidades promedio:

**Nivel Rojo: 120 md**

Nivel Azul: 8 md

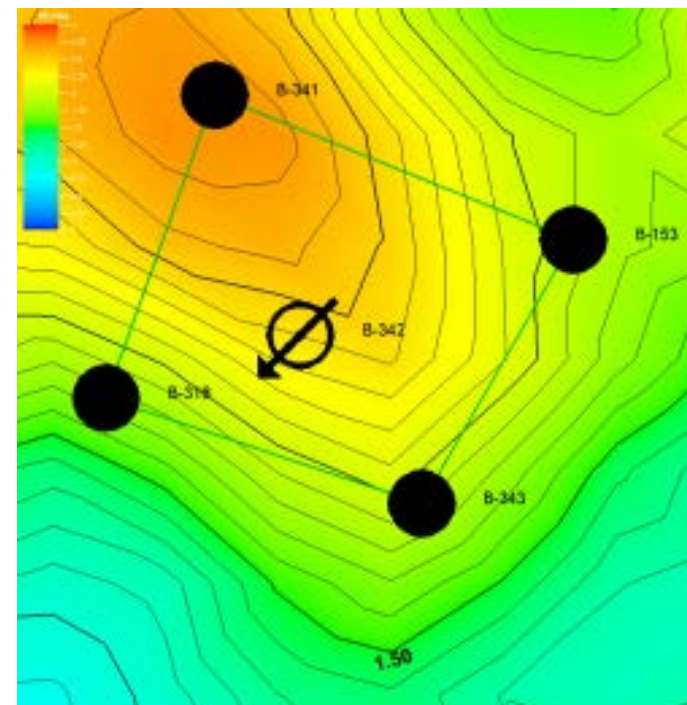
Nivel Violeta: 30 md

Nivel Verde: 60 md

## Prueba Piloto

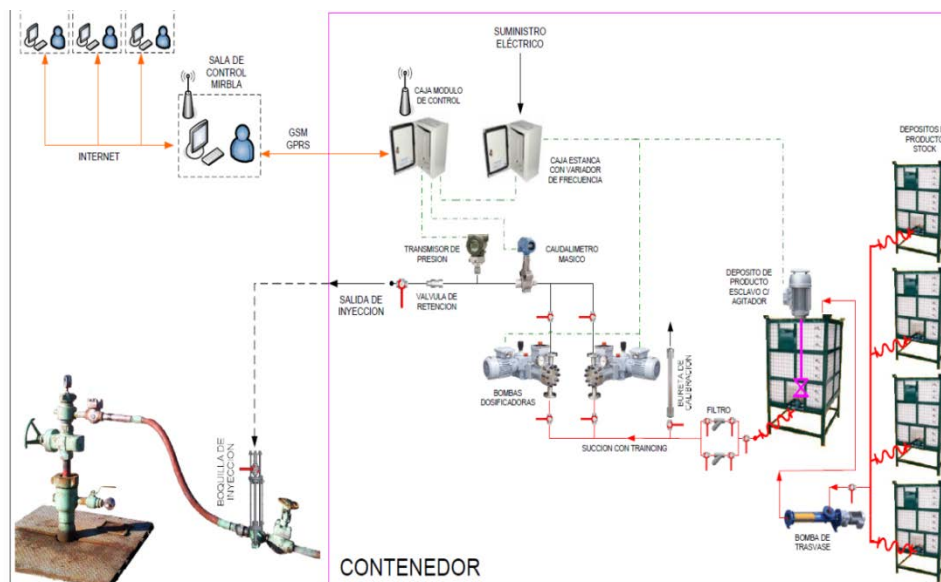
El objetivo consistía en lograr movilizar  $190 \text{ m}^3$  de petróleo por tonelada de producto inyectado (base líquida 30-40% de materia activa aproximadamente). A tal efecto se debía inyectar un 20% del volumen poral, con esto se esperaba tener un incremento del 6% en el factor de recobro de la malla del inyector.

Area del polígono:	88.000 $\text{m}^2$
Volumen poral:	318.900 $\text{m}^3$
Volumen móvil:	114.150 $\text{m}^3$
<b>HCPV (STO calculado con ECLIPSE)</b>	
Inicial (total):	179.250 $\text{m}^3$
Inicial (móvil):	98.410 $\text{m}^3$
Np:	61.250 $\text{m}^3$
Actual (total):	118.000 $\text{m}^3$
<b>Actual (móvil):</b>	<b>37.000 <math>\text{m}^3</math></b>
FR de la malla:	34%
Distanciamiento entre pozos:	250 m



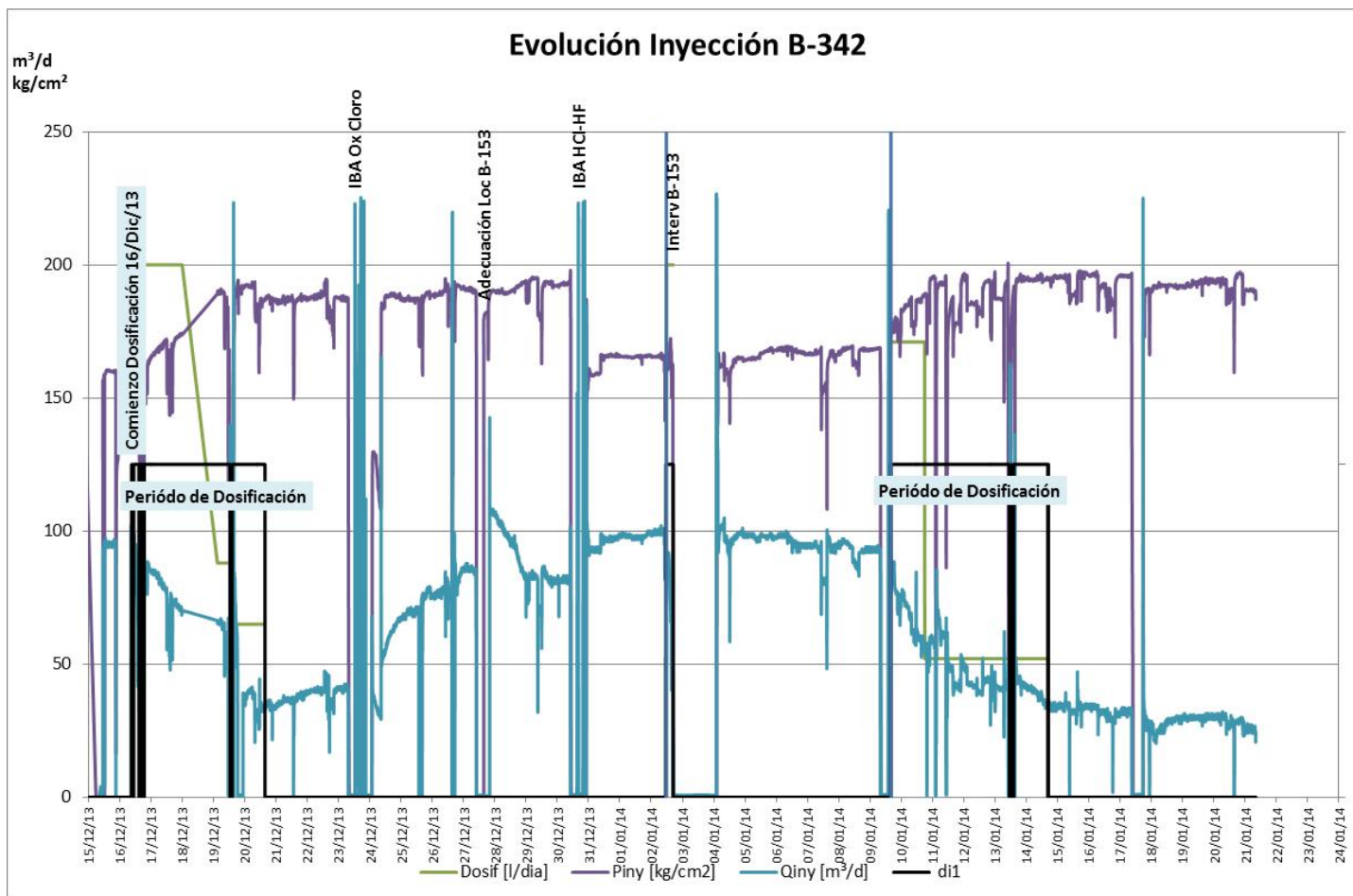
# Prueba Piloto

Piloto Nanogeles	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
Duración	30 días	100 días	235 días	365 días
Caudal	100 m <sup>3</sup> /d	125 m <sup>3</sup> /d	150 m <sup>3</sup> /d	-
Concentración	2.000 ppm	1.500 ppm	1.000 ppm	-
Volumen inyectado	3.000 m <sup>3</sup>	12.500 m <sup>3</sup>	35.200 m <sup>3</sup>	50.700 m <sup>3</sup>
Volumen de nanogeles (en emulsión)	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 %





## Prueba Piloto







## Prueba Piloto

### Causas atribuibles a la pérdida de inyectividad en campo

- Gran número de paros de bombas de la Planta de Inyección de Agua (el Piloto no estaba aislado del sistema de inyección).
- La dosificación del nanoprodueto no estaba automatizada.
- La pérdida de inyectividad estuvo altamente influenciada por la dosificación de nanogeles (demás pozos del satélite no perdieron inyectividad).
- Cuando se realizaron las estimulaciones matriciales –posterior a la primer etapa de dosificación- el pozo mostró un comportamiento diferente (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 . **Lo cual podría generar problemas de agregación.**



## Estudios Experimentales

**1° Etapa:** Verificación de validez del producto almacenado.

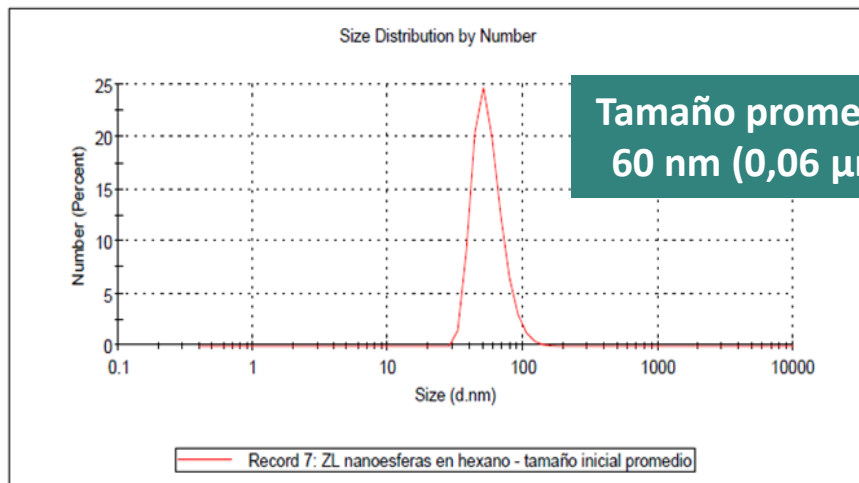
**2° Etapa:** Medición de tamaño de las dispersiones en diferentes tipos de aguas, a tiempo 0 hs.

**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 inyektividad de las dispersiones por medio de ensayos de barrido.

# Estudios Experimentales

1° Etapa: Verificación de validez del producto almacenado



## Viscosidad

Muestra	$\mu$ (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

## Estabilidad Térmica



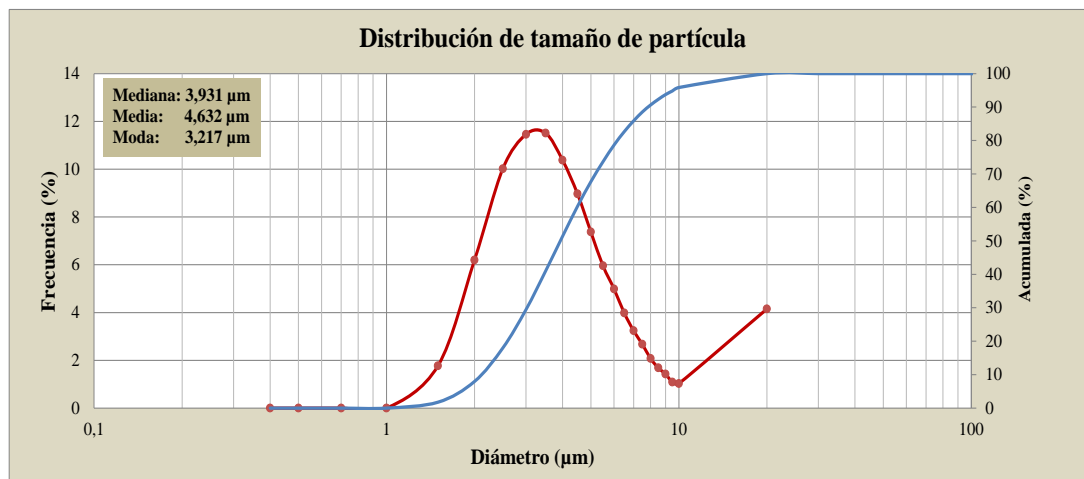
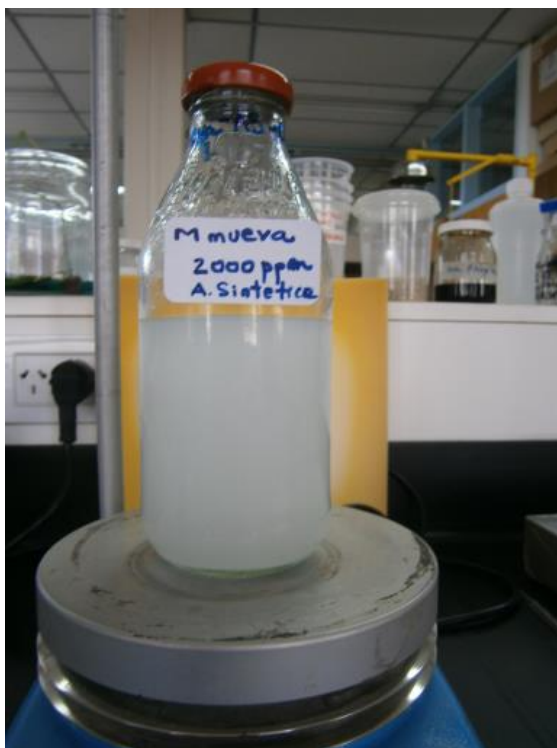
Malvern Nano ZSizer®  
Dynamic Light Scattering





## Estudios Experimentales

2º Etapa: Medición de tamaño de las dispersiones en diferentes tipos de aguas a tiempo 0

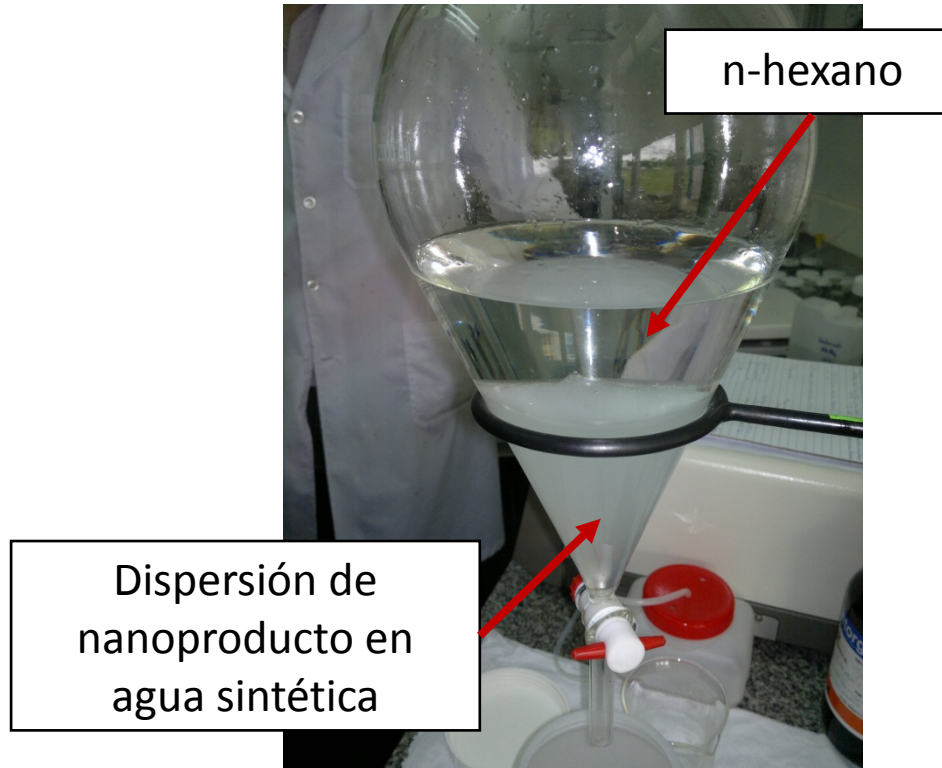


**Promedio: 4,6 µm  
Mediana: 3,9 µm  
Moda: 3,2 µm**



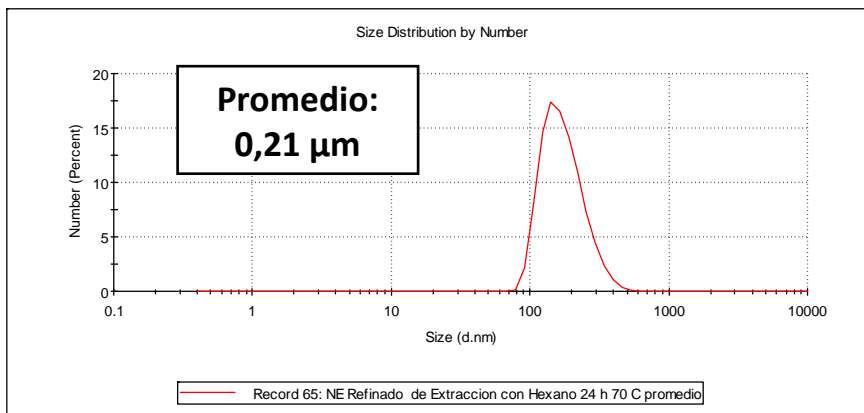
## Estudios Experimentales

**3° Etapa:** Medición de tamaño de las dispersiones en agua sintética @ 70°C en función del tiempo (previa extracción de fase oleosa)



# Estudios Experimentales

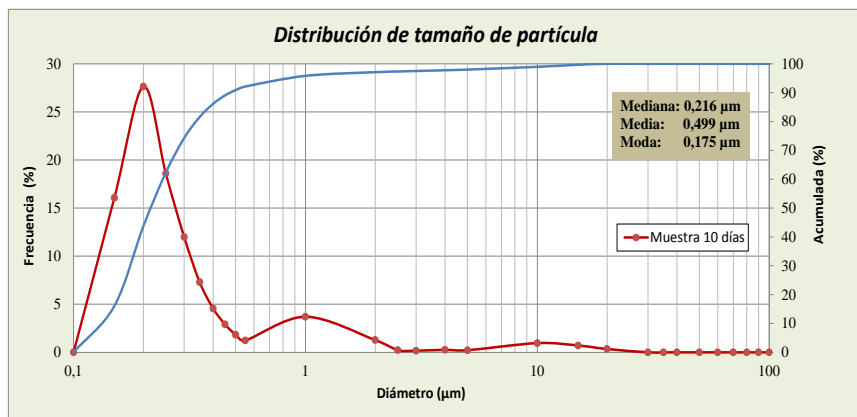
## Distribución de tamaño nanogel, previa extracción Fase Oleosa



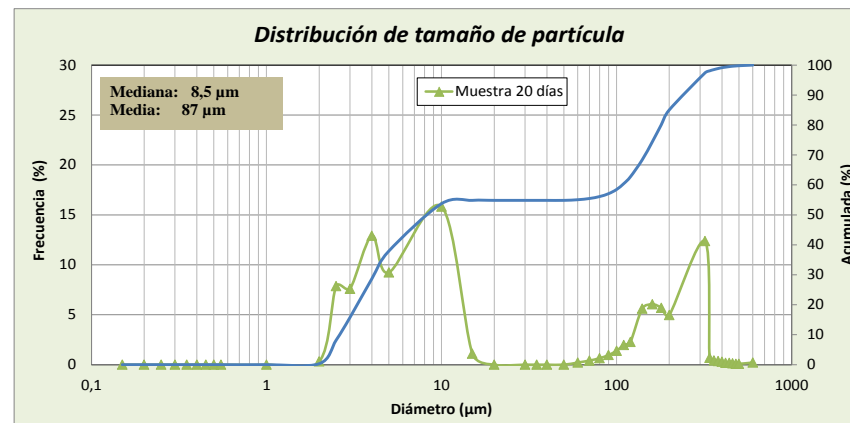
1 día hidratación  
 @ 70°C

10 días hidratación  
 @ 70°C

20 días hidratación  
 @ 70°C



Promedio: 0,50  $\mu\text{m}$   
 Mediana: 0,22  $\mu\text{m}$



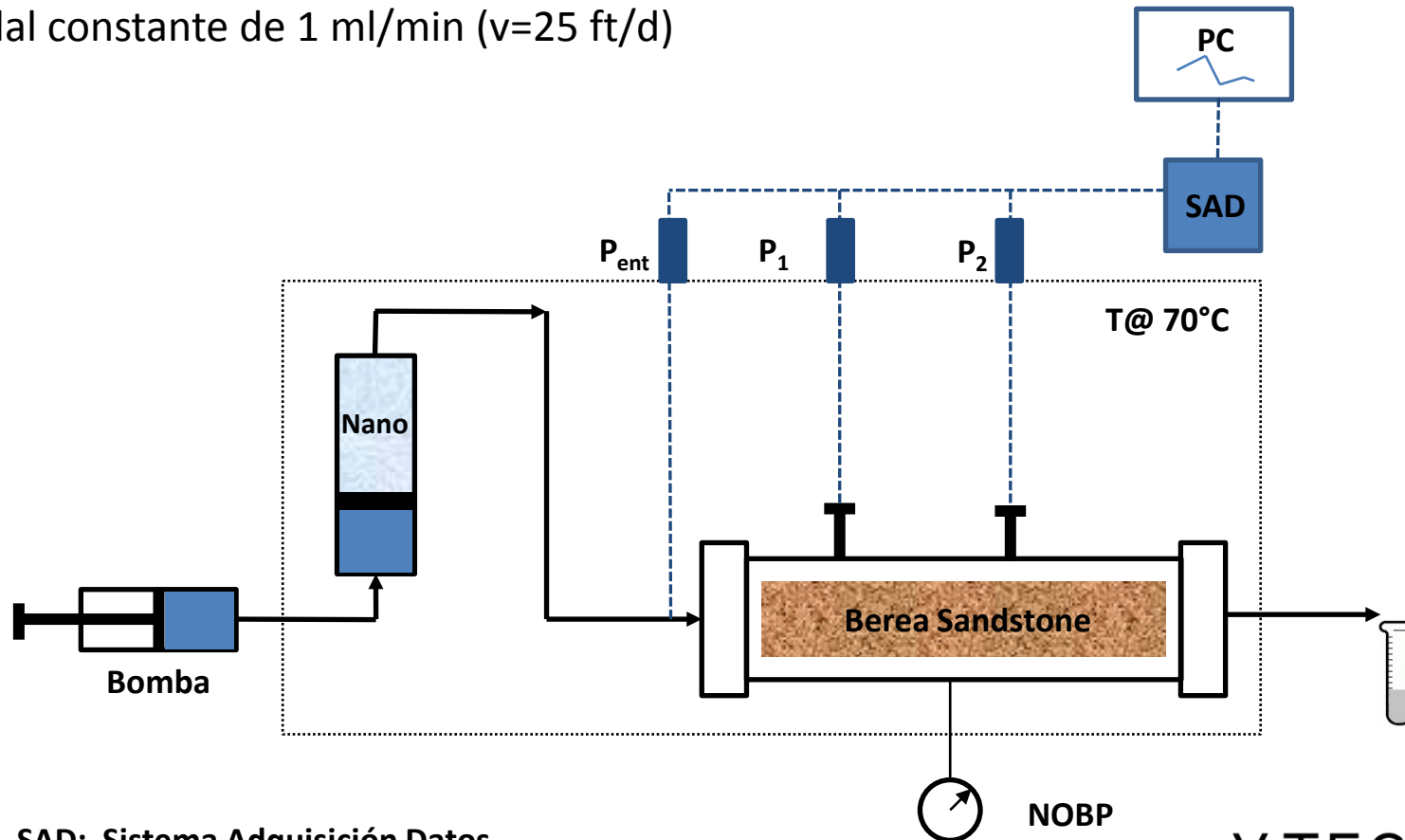
Promedio: 87  $\mu\text{m}$   
 Mediana: 8,5  $\mu\text{m}$



## Estudios Experimentales

**4° Etapa:** Evaluación inyectividad de las dispersiones por medio de ensayos de barrido.

Caudal constante de 1 ml/min ( $v=25$  ft/d)



SAD: Sistema Adquisición Datos  
NOBP: Net Overburden Pressure

## Estudios Experimentales

	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
phi @NOBP (%)	<b>18,2</b>	<b>16,9</b>	<b>18,7</b>	<b>20,4</b>	<b>17,8</b>
VP @NOBP (cm <sup>3</sup> )	34,51	32,59	36,08	39,62	34,3
kg std (mD)	<b>165</b>	<b>90,4</b>	<b>153</b>	<b>193</b>	<b>85</b>
kg @NOBP (mD)	153	87,8	148	-	67,0
kw @NOBP (inyección sintética) (mD)	<b>86,8</b>	<b>44,1</b>	<b>83,0</b>	<b>84,3</b>	<b>32,4</b>
Tipo Producto	Sin extraer FO (fase oleosa)				Extr. FO
Tipo Agua	Sintética Inyección	Real Inyección #22µm	Real Inyección	Real Inyección #22µm + Surf.	Sintética Inyección

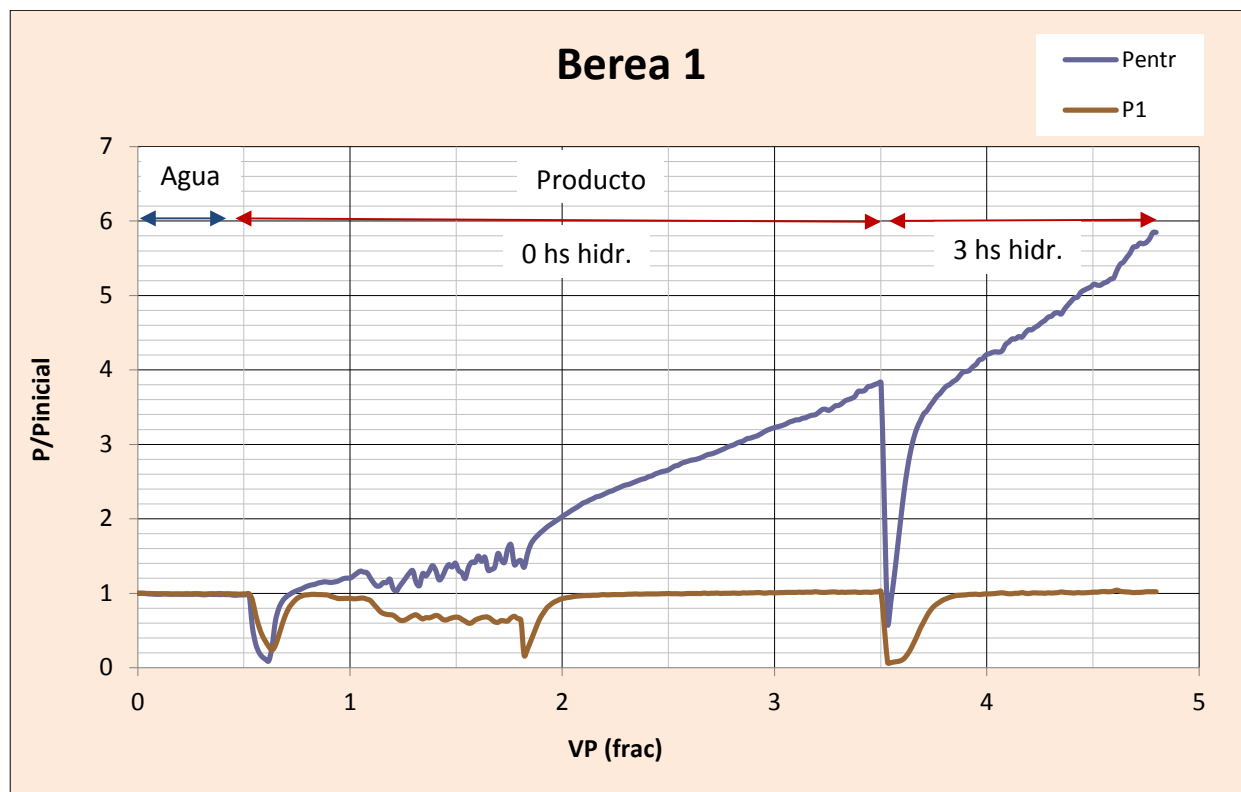




## Estudios Experimentales



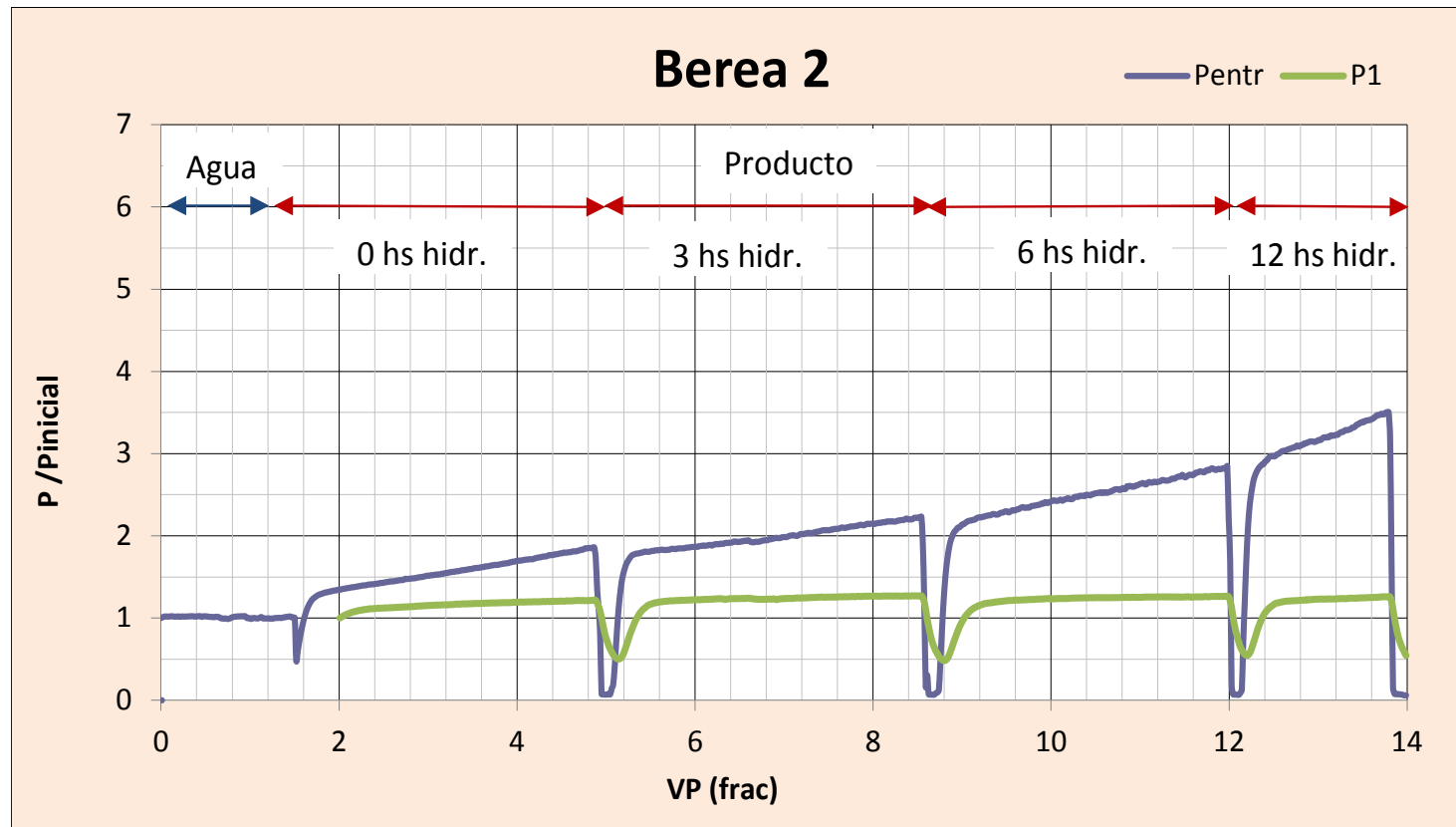
### Dispersión en Agua Sintética de Inyección





# Estudios Experimentales

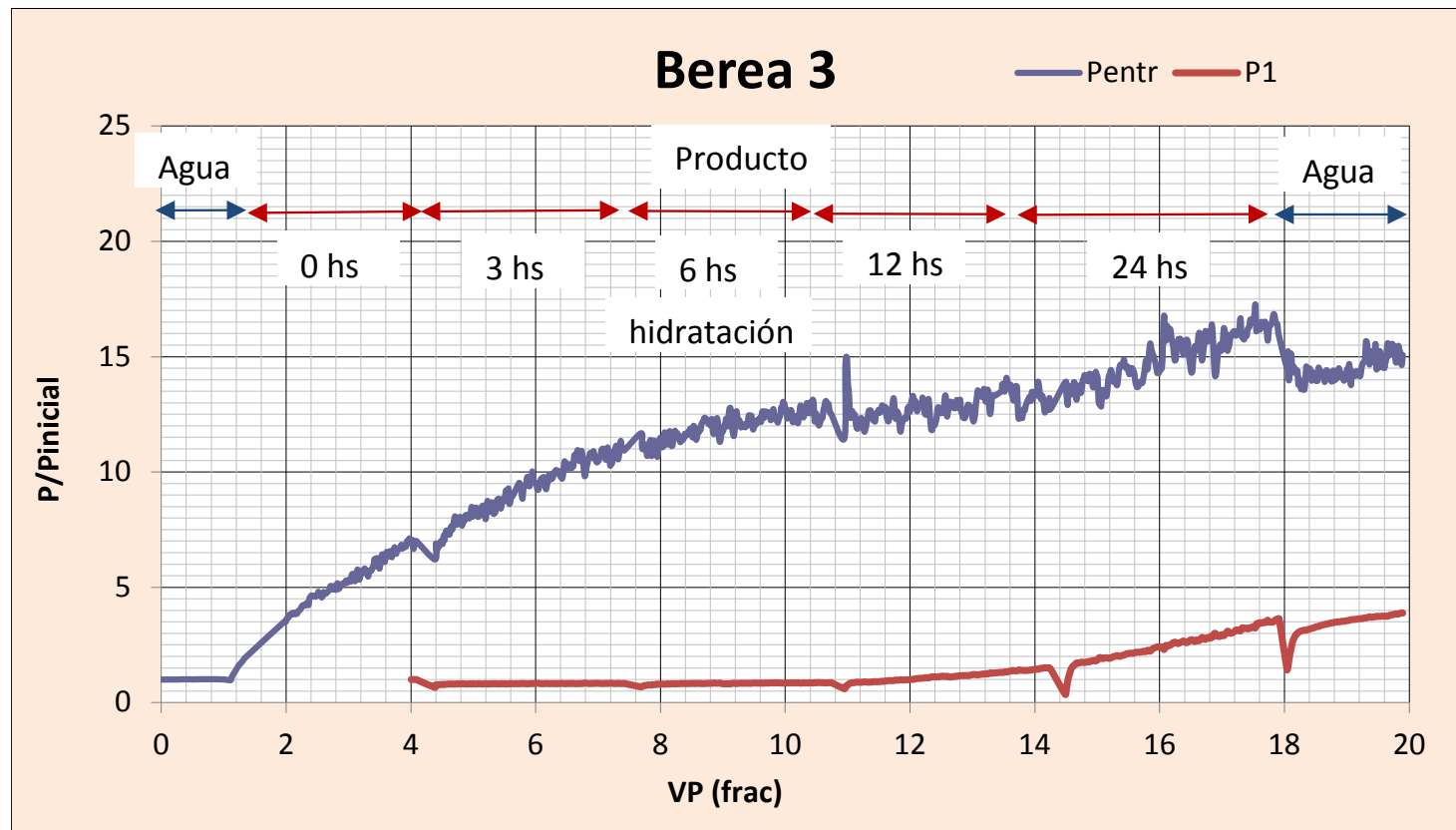
## Dispersión en Agua de Inyección real filtrada #22 $\mu\text{m}$





# Estudios Experimentales

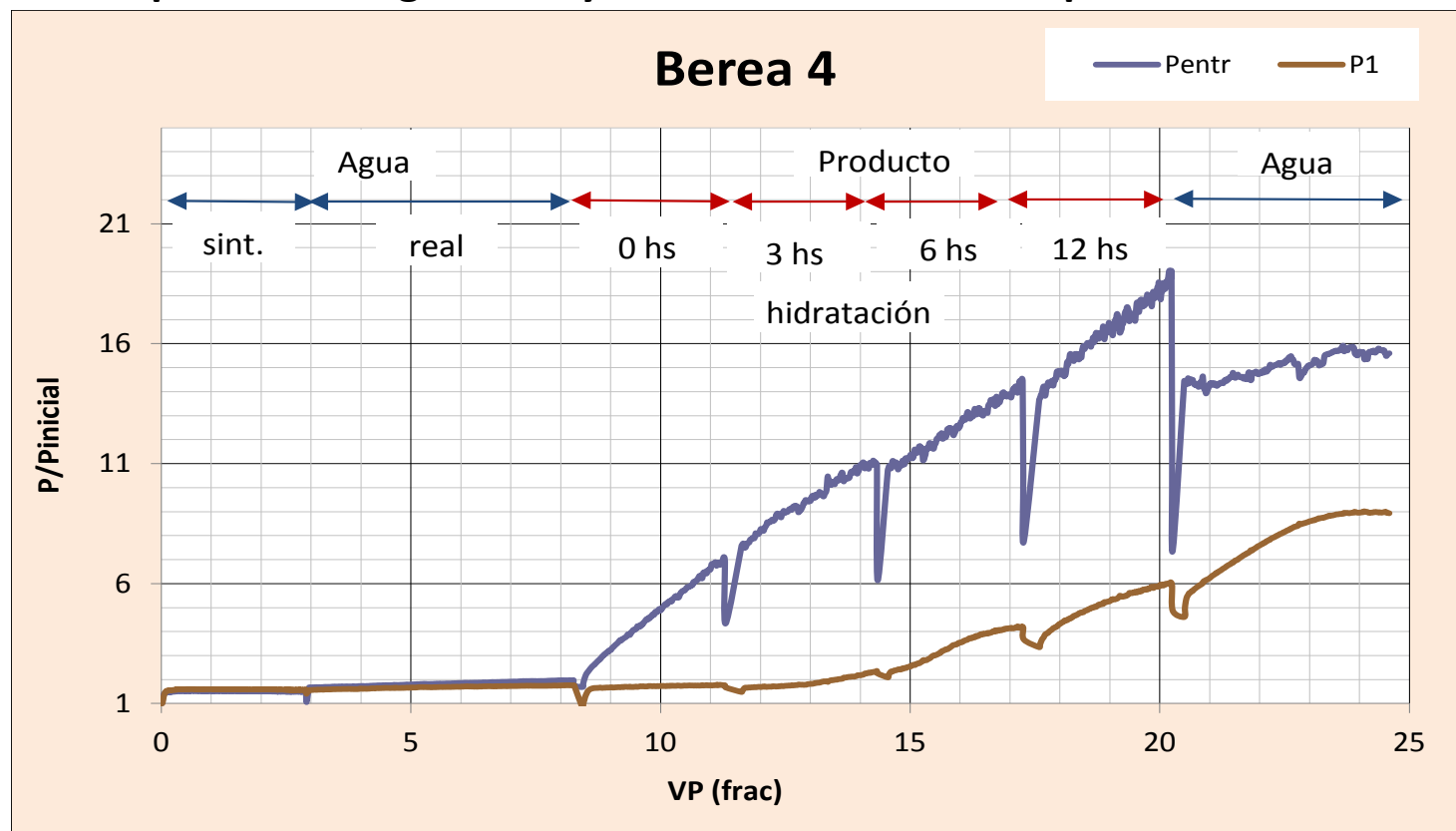
## Dispersión en Agua de Inyección real





## Estudios Experimentales

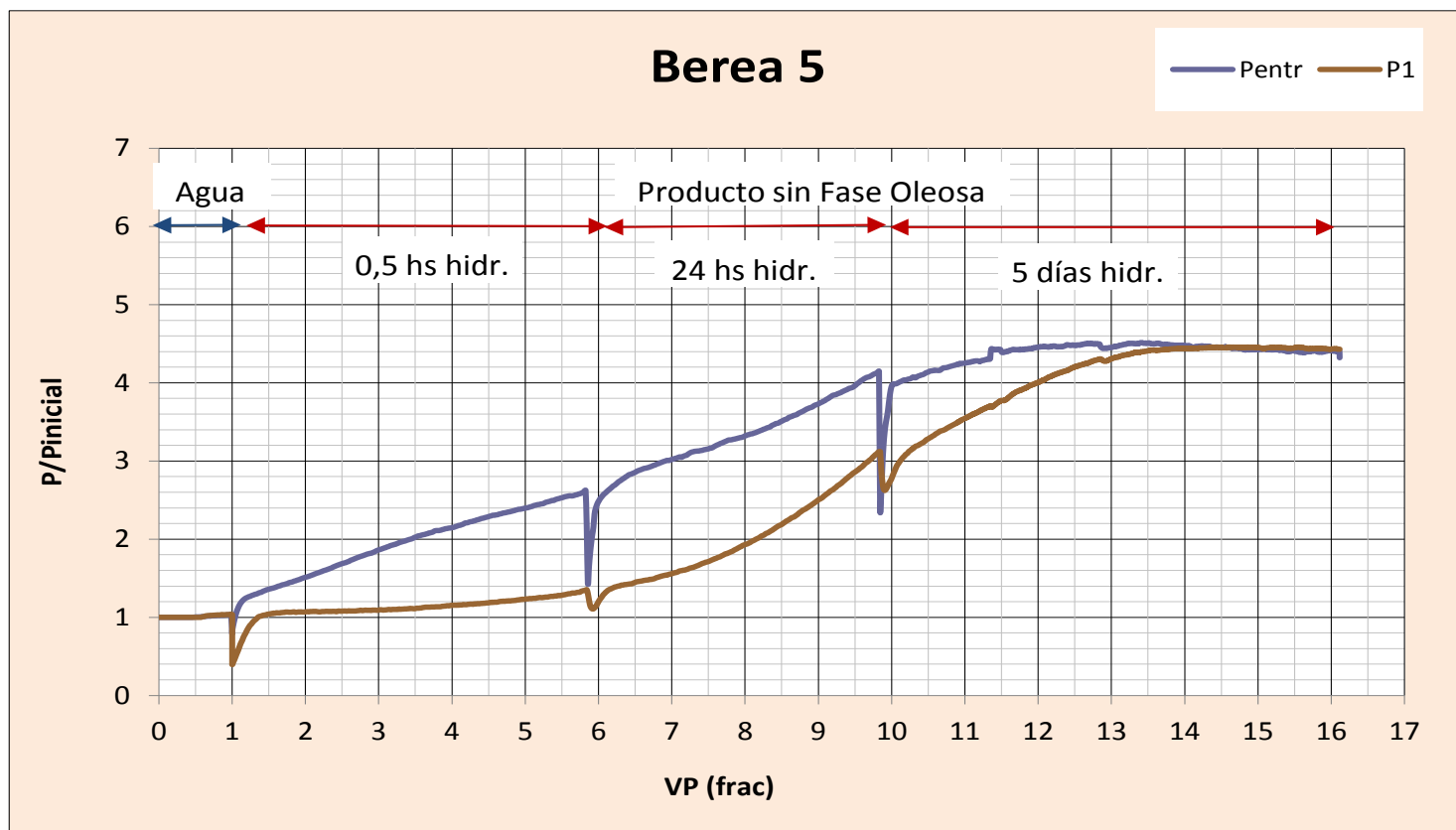
### Dispersión en Agua de Inyección real filtrada #22 $\mu\text{m}$ + Surfactante





## Estudios Experimentales

### Dispersión en Agua Sintética de Inyección, previa extracción fase oleosa



## Conclusiones

- El producto al ser dispersado en agua, aumenta inmediatamente su tamaño.
- 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), 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.
- La extracción de la Fase Oleosa de la dispersión mejoró la inyectividad y el transporte del producto dentro del medio poroso, con lo cual se infiere que el aceite interviene en el fenómeno de taponamiento y los surfactantes de la formulación no cumplen su función cuando la emulsión es invertida. Sin embargo, **esta no es la situación real de campo.**



## Mejores Prácticas

### Previo a la selección de un sistema nano-micro gel:

- Realizar ensayos de laboratorio para verificar que los productos cumplen con las especificaciones del fabricante.
- Evaluar mediante experimentos de flujo el rango de permeabilidad aplicable al sistema.
- Efectuar estudios de distribución de tamaño de garganta poral y comparar con distribución de tamaño de partículas de los sistemas ya hidratados.
- Estudiar y evaluar cuáles son los mecanismos de estos sistemas que mejorarían la recuperación de petróleo y/o reducirían el corte de agua

### Durante las pruebas de campo:

- Monitorear la presión de inyección, cuando alcance un valor pre establecido, inyectar agua para estabilizar.
- Controlar la dosificación del producto.
- Controlar la calidad de agua de inyección para evitar posibles agregaciones con el producto a inyectar.



8 TO. CONGRESO YPF  
**Producción  
y Desarrollo  
de Reservas**  
HACIA UN DESARROLLO DE  
RECURSOS SUSTENTABLE

## “Evaluación de Inyección de Nanogeles en Mendoza Norte”

**iAPG** INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

**24 · 27 Octubre 2016**  
Llao Llao Hotel&Resort  
Bariloche, Argentina

### Agradecimientos

YPF – Mendoza por permitirnos presentar el trabajo

Y-TEC por darnos la posibilidad de trabajar en forma interdisciplinaria y permitirnos presentar el trabajo

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.





5 TO. CONGRESO YPF  
**Producción  
y Desarrollo  
de Reservas**  
HACIA UN DESARROLLO DE  
RECURSOS SUSTENTABLE

## “Evaluación de Inyección de Nanogeles en Mendoza Norte”

**iAPG** INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

**24 · 27 Octubre 2016**  
Llao Llao Hotel&Resort  
Bariloche, Argentina

# MUCHAS GRACIAS!!