



6ª Jornada de
**Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR**
6 y 7 de noviembre - Mar del Plata



7º CONGRESO
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

INYECCIÓN DE PARTÍCULAS ACTIVADAS TÉRMICAMENTE EN FONDO PARA EL CONTROL DE CONFORMANCE EN PROFUNDIDAD PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO EN UN CAMPO MADURO EN EXPLOTACIÓN SECUNDARIA: CERRO DRAGÓN.



Javier E. Gómez, Alberto Iuliano, Christian R. Martínez, (Pan American Energy S.L.). Mahdi Kazempour, Mojtaba Kiani, Daniela Alzate (Nalco Champion). Praveen Singh, David Thrasher, Gary Jerauld, Giovanna Boccardo (BP).



Agenda.

- Tecnología TAP (Thermally Activated Particle).
- Campo Cerro Dragón:
 - Descripción geológica y de reservorio.
 - Historia de producción e inyección.
- Criterios de selección de los bloques implementados.
- Diseño del tratamiento.
- Implementación: Bloque 2011 y bloque 2018.
- Resultados.
- Desarrollo actual y futuro.
- Conclusiones.

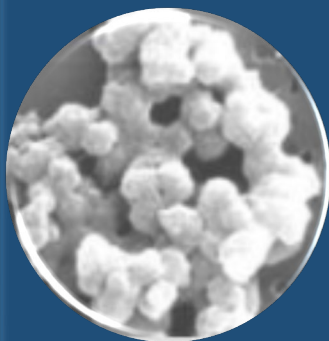


Flujo de trabajo.



Desafío

- Canalizaciones de agua/ barrido ineficiente.
- Rápidas irrupciones.



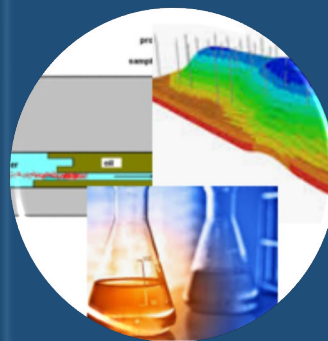
Selección de tecnología

- TAP (conformance en profundidad).



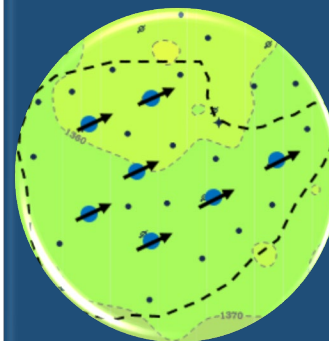
Screening

- 100 bloques de recuperación secundaria.
- Selección del candidato.



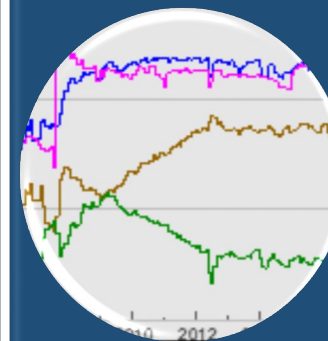
Diseño del piloto

- Laboratorio.
- IWTT.
- Simulación numérica térmica.



Piloto

- Experiencia 2011.
- Piloto presentado en este trabajo. 2018.



Resultados

- Seguimiento.
- Cambios respecto a línea base.

Tecnología: TAP (partículas que se activan térmicamente en fondo).

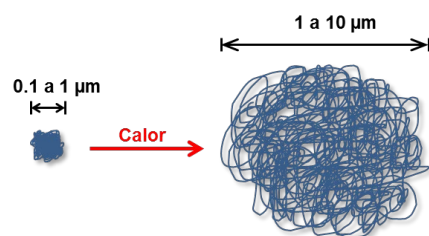
- Idea original de BP, desarrollada por BP, Chevron y Nalco y comercializada por Nalco. Nombre comercial BrightWater™.
- Partículas poliméricas submicrónicas que permiten ser inyectadas en solución sin alterar las propiedades reométricas del agua de inyección.
- No pierde propiedades frente a los esfuerzos de corte en las válvulas de inyección debido a su pequeño tamaño promedio.
- Permanece inactiva durante la inyección hasta activarse térmicamente en fondo a una temperatura específica.
- Diseñada para activarse a diferentes temperaturas y tiempos, en función de los diferentes grados de diseño.
- Tasa de adsorción mínima mientras no esté activada. Se expande al hidratarse cuando incrementa la temperatura.
- Partícula robusta frente a un gran rango de pH y salinidad.



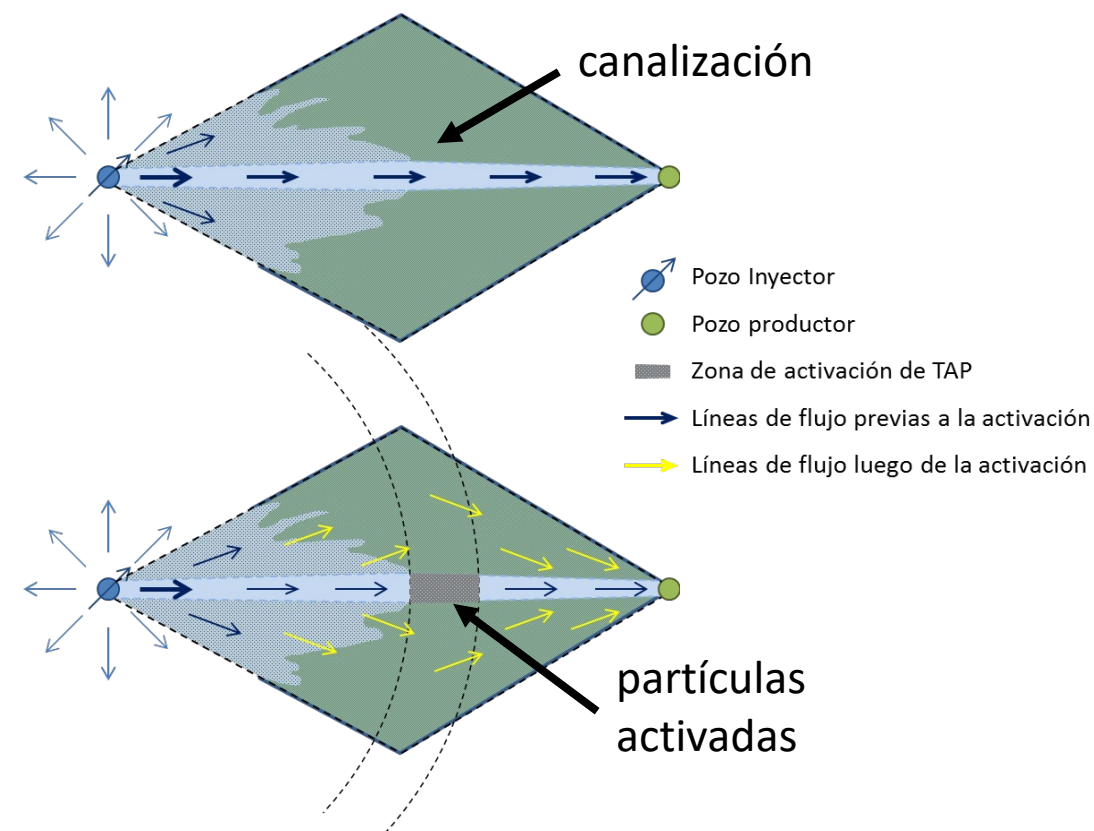
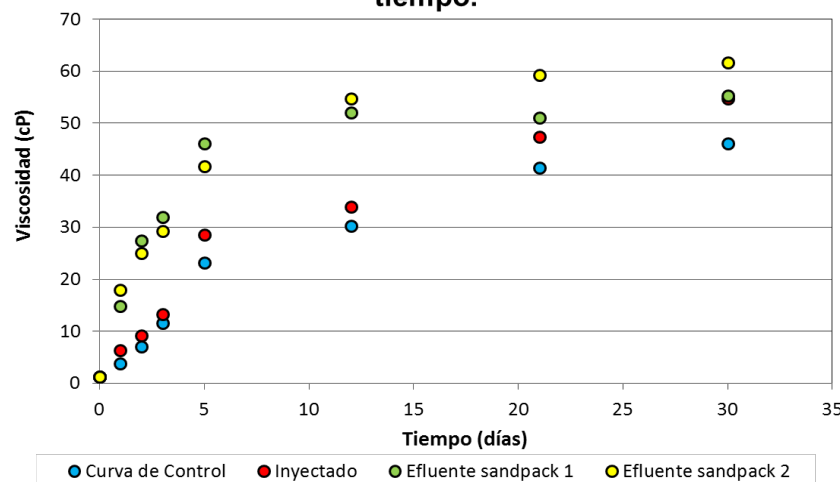


Tecnología.

Partículas que se expanden térmicamente en fondo reduciendo la permeabilidad efectiva de zonas con alta permeabilidad, modificando los gradientes de presión, obligando al agua inyectada a contactar zonas no barridas previamente, obteniendo así una mejora de la eficiencia de barrido.



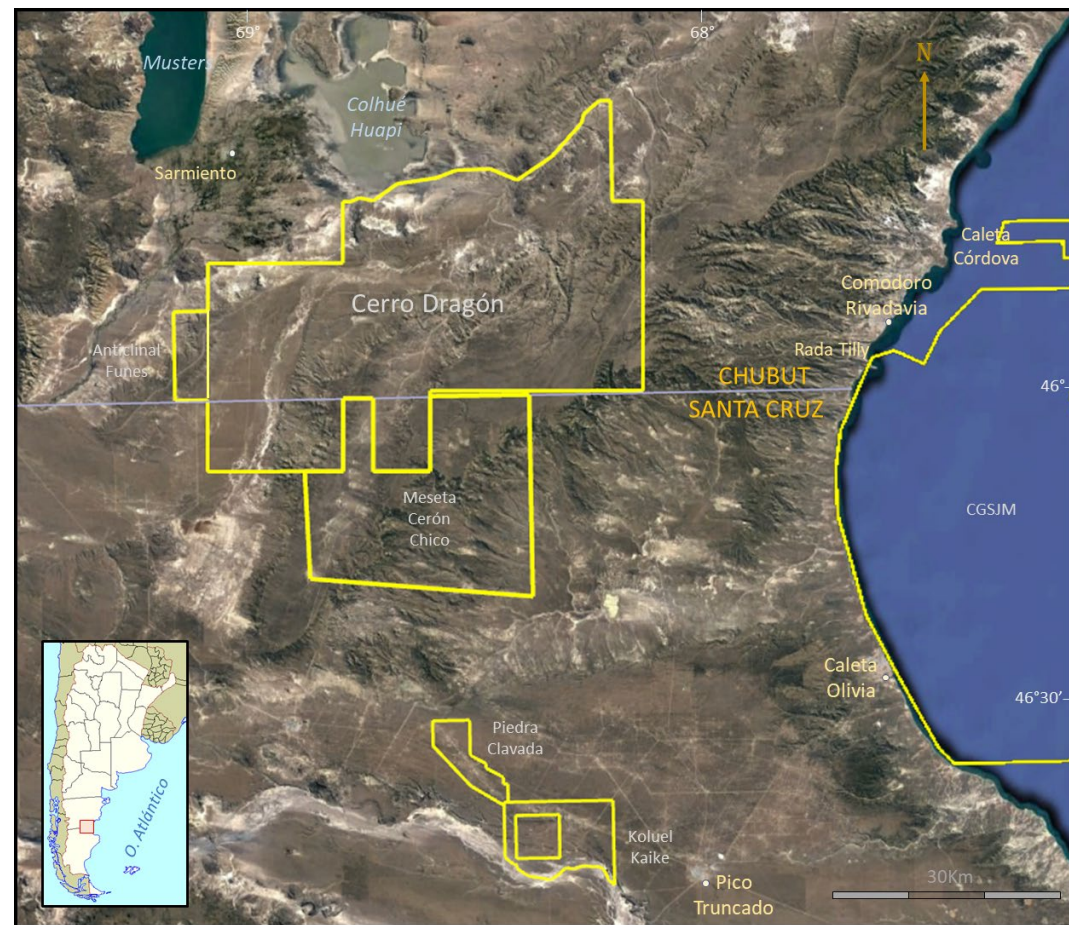
Viscosidad a 70°C de soluciones de TAP vs tiempo.





Cerro Dragón.

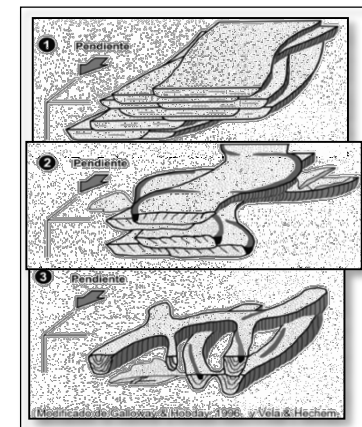
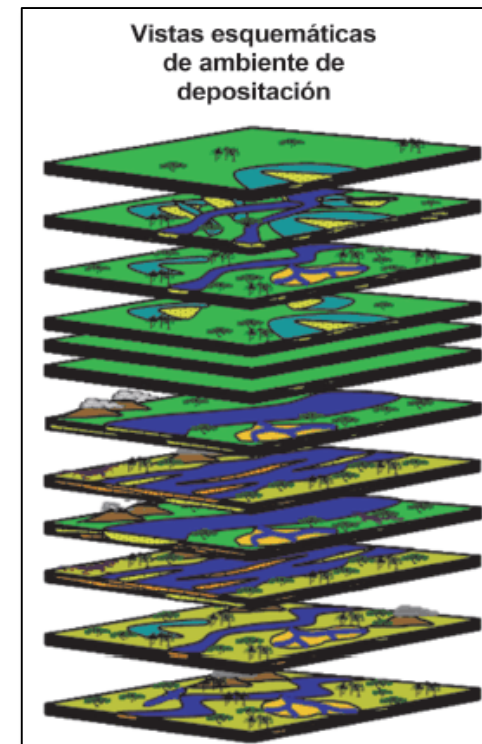
- Cerro Dragón se encuentra en la cuenca del Golfo San Jorge.
- Principales formaciones productivas: Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen.
- Geología compleja caracterizada por la presencia de múltiples reservorios.
- Campo de petróleo más grande de Argentina.
- Extensa historia de recuperación secundaria desde 1969. (60% Secundaria y 40% primaria).
- Pozos Activos(10/2019):
 - 3655 productores.
 - 815 inyectores.
 - Distancia entre pozos promedio: 250-300 m.
- Producción/Inyección actual:
 - Q petróleo: 14.8 Mm³/d
 - Q agua: 226 Mm³/d
 - Q agua_iny: 205 Mm³/d
 - RAP: 15.2 m³/m³





Descripción geológica de los reservorios.

- Canales fluviales con moderada sinuosidad. (100m a 350m de ancho)
- Múltiples depósitos apilados (promedio de 5m de espesor) sin alineamiento vertical uniforme.
- Hasta 25 capas productivas, con intercalaciones de zonas con agua o sellos impermeables de arcillas.
- Capas aisladas unas de otras:
 - Unidades hidráulicas individuales.
 - Cada una con presiones de reservorio y propiedades de fluido y roca distintivas.
 - Gran heterogeneidad y anisotropías.
- El modelo de flujo inyector-productor es único para cada pattern dependiendo de las heterogeneidades, locaciones de los pozos en los reservorios contactados y la cantidad de reservorios productivos presentes.

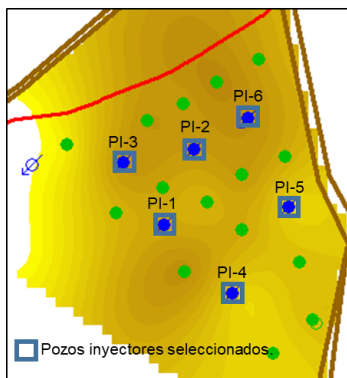
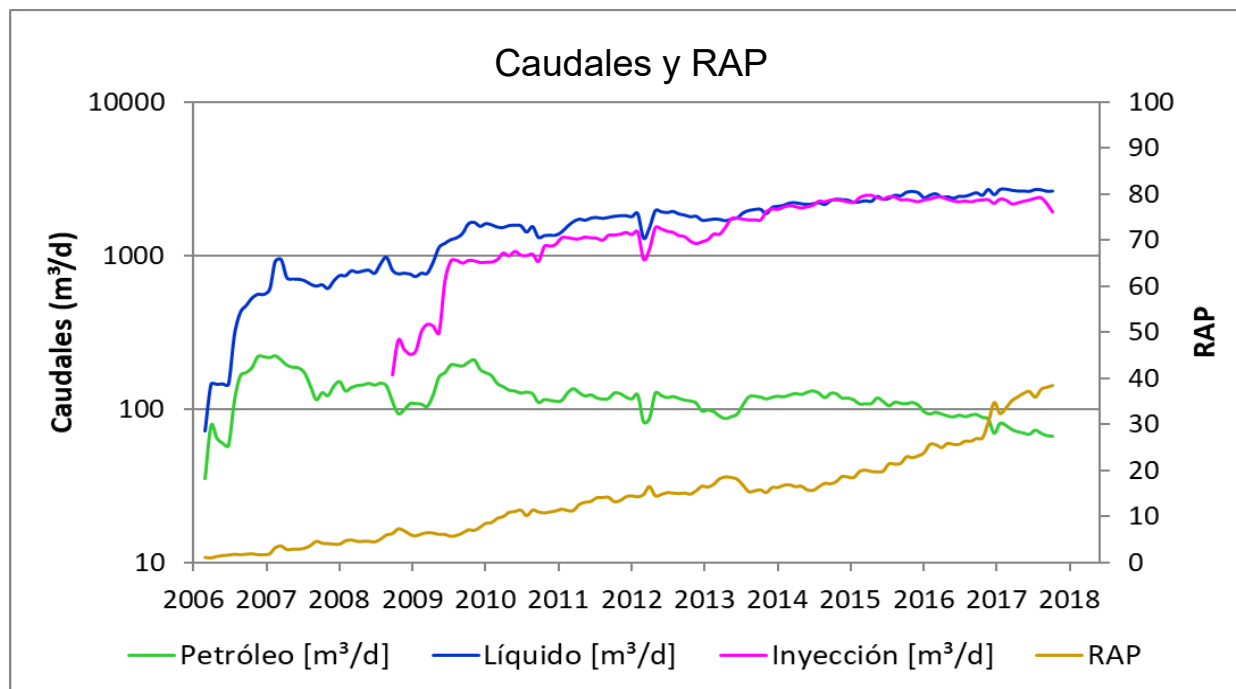


Criterio de selección de candidatos para la aplicación de la tecnología.

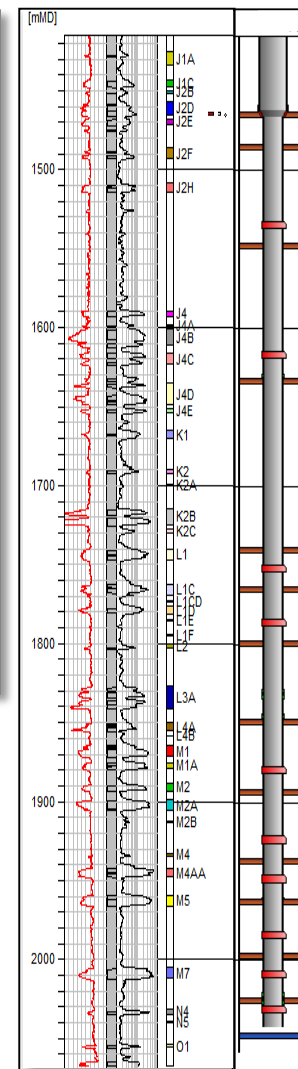
- Rápido incremento del RAP y tiempos de tránsito variables. (estudio de trazadores interpozos)
- Tiempos de irrupción mayores a 30 días. (para lograr la activación de las partículas en reservorio)
- Buenas saturaciones de petróleo movable y potencial en zonas no barridas.
- Buena conectividad entre pozos (sin barreras estructurales/estratigráficas).
- Evidencia de heterogeneidades.
- Entendimiento de la historia de recuperación secundaria, modelos estáticos y dinámicos.
- Integridad de pozos productores e inyectores.



Bloque seleccionado: Historia de producción e inyección.



6 inyectores
↓
15 productores

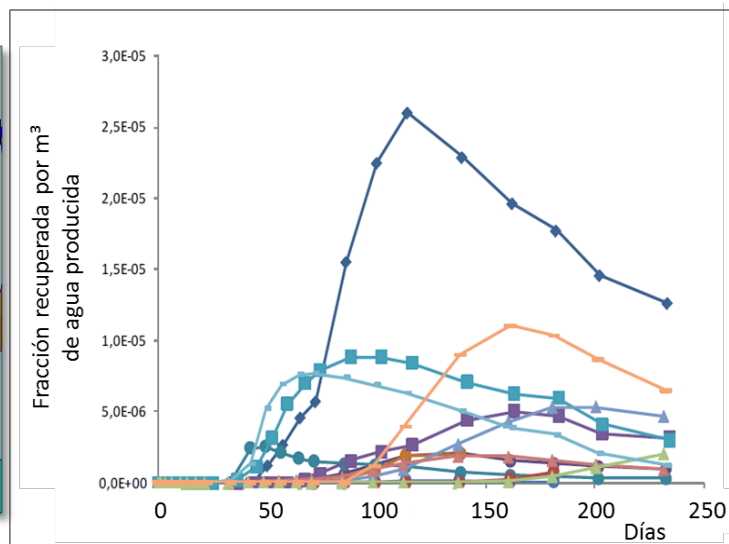
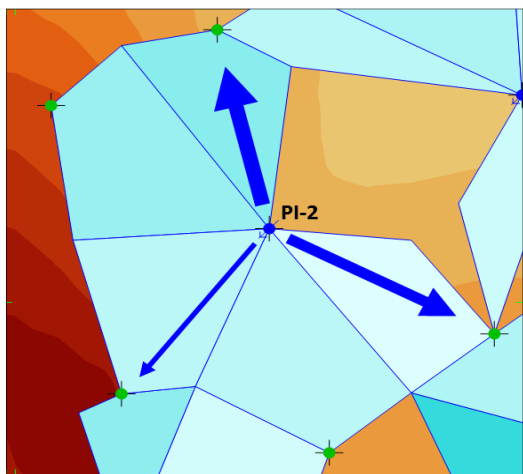




Trazadores interwell.

Diseño del tratamiento.

Simulación numérica térmica.



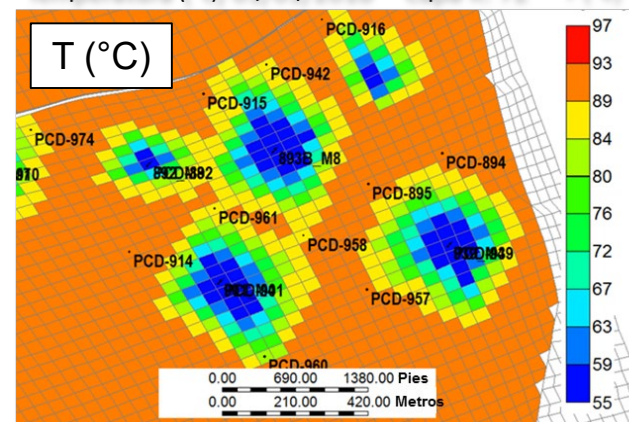
IWTT

Tiempos de
tránsito.

Volúmenes
porales de zonas
canalizadas.

Estimación de
permeabilidades

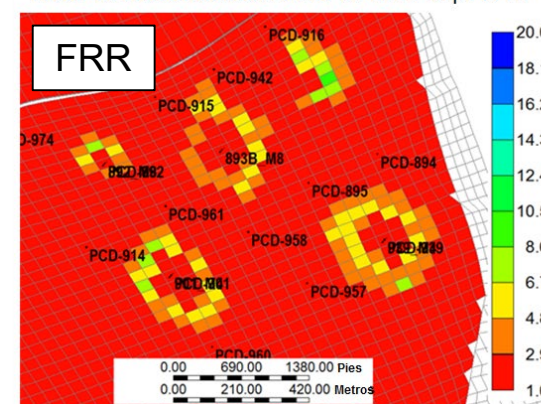
Temperatura (°C) 01/01/2018 Capa K: 72 T (°C)



Perfil de
temperatura en
una capa con
recuperación
secundaria.

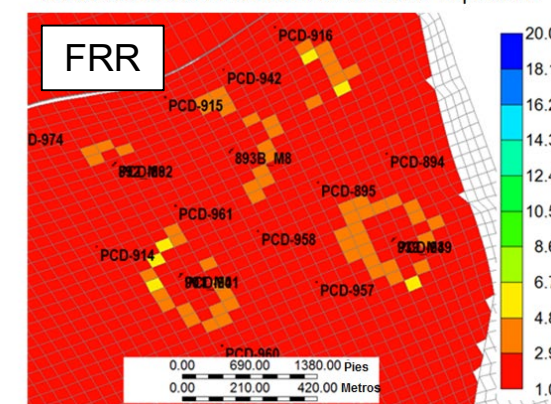
Grado 1 - TAP

Factor de resistencia residual. 01-01-2020 Capa K: 72



Grado 2 - TAP

Factor de resistencia residual. 01-01-2020 Capa K: 72



Comparación de dos grados de TAP en la zona de
activación en una capa.

Diseño del tratamiento.

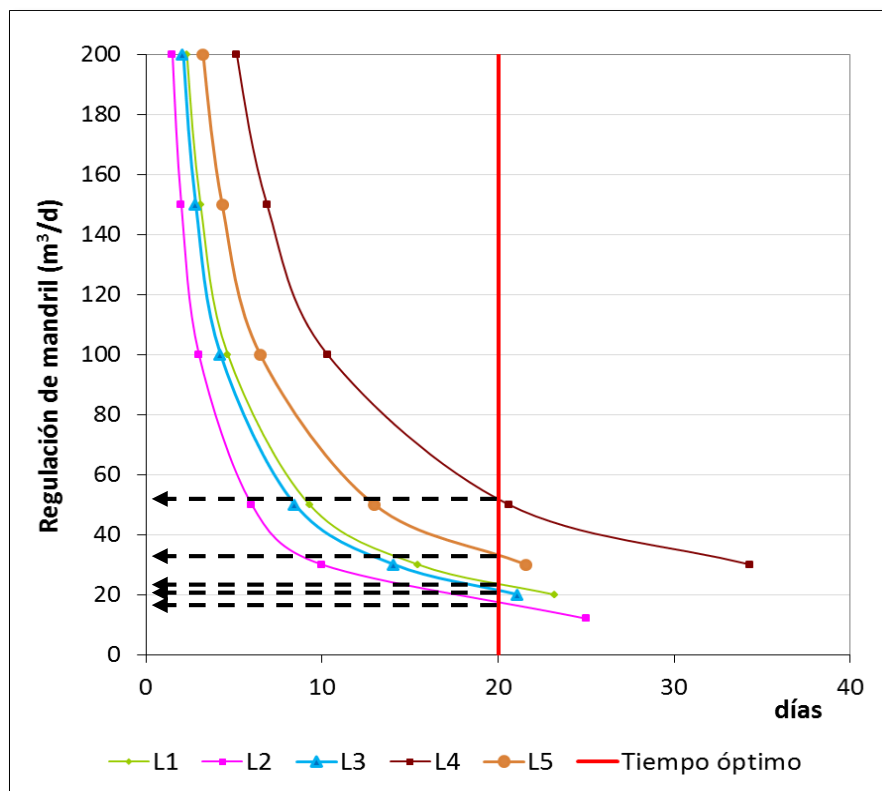
- El volumen del canal preferencial o zona ladrona se estimó a partir de:
 - Modelo estático y dinámico.
 - Análisis productivo de la historia por pattern.
 - Resultado de trazadores interwell.
- Se tomaron en cada pozo los volúmenes porales más significativos (2 a 5 capas por pozo).
- Un porcentaje del volumen poral de la zona preferencial se considera objetivo para determinar el tamaño del tratamiento.

	Mandril	Capa	TAP (ton)	Dispersante (ton)
PI-3	Mn3	L-1	9.5	3.2
	Mn4	L-2	15.1	5.0
	Mn5	L-3	6.2	2.1
	Mn7	L-4	4.4	1.5
	Mn8	L-5	6.8	2.3
PI-2	Mn3	L-1	16.3	5.4
	Mn4	L-2	37.4	12.5
	Mn6	L-4	21.3	7.1
	Mn8	L-5	22.0	7.3
PI-6	Mn1	L-6	10.9	3.6
	Mn3	L-1	9.8	3.3
	Mn4	L-2	8.8	2.9
	Mn8	L-5	9.6	3.2
PI-1	Mn1	L-6	15.3	5.1
	Mn2	L-3/L-2	27.4	9.1
	Mn3	L-4	14.0	4.7
	Mn4	L-5	21.3	7.1
PI-5	Mn1	L-6	15.4	5.1
	Mn2	L-2	15.9	5.3
	Mn4	L-5	22.7	7.6
PI-4	Mn-1	L-6	19.7	6.6
	Mn3	L-2	30.3	10.1
			360	120



Diseño de caudales de inyección.

Cálculo por pozo:



- $\text{Mínimo}(\sum_{\text{capas}} |Q_{\text{calculado}} - Q_{\text{regulación máxima}}|)$.
- Variando **Tiempo** de inyección por pozo.

- En cada pozo todas las capas son inyectadas simultáneamente por medio de mandriles y regulación de válvulas.

- Cada válvula es regulada para inyectar el volumen diseñado.

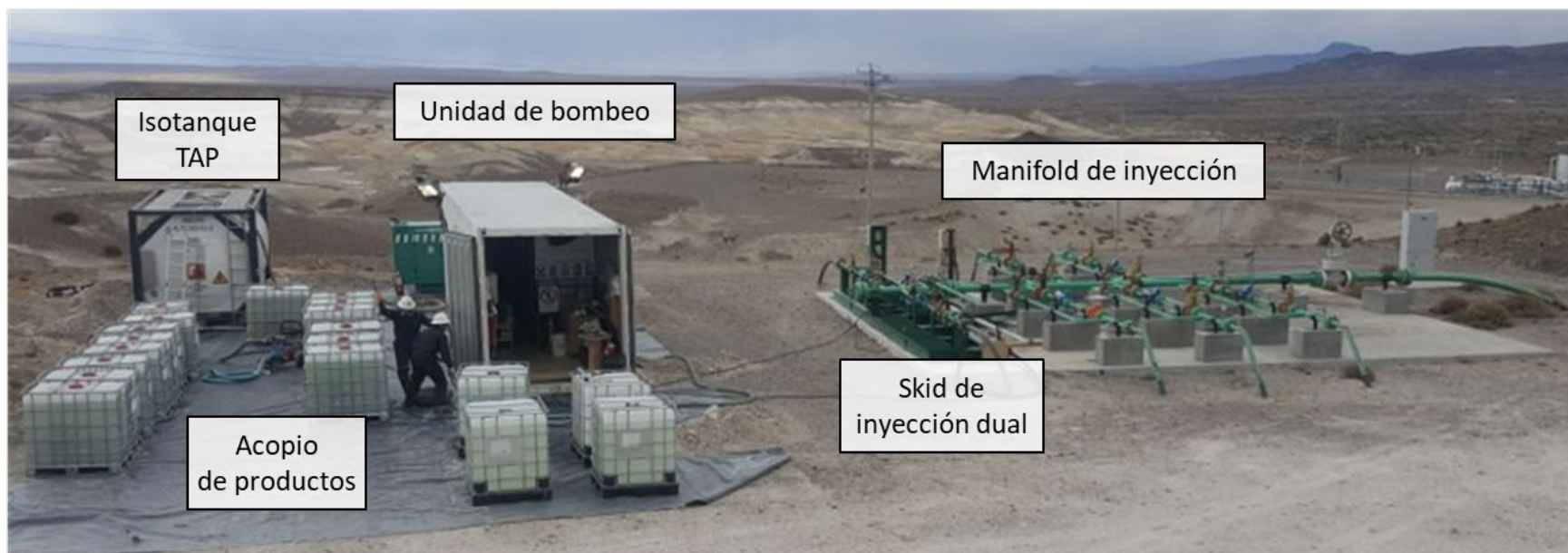
Dados los volúmenes de tratamiento objetivo de cada capa se calculó el tiempo que permita inyectar esos volúmenes optimizando los caudales por capa. (minimiza la diferencia entre el caudal calculado y el caudal de regulación máximo de la capa).

- El tratamiento de los 6 pozos se hizo en varias capas y se inyectó en dos pozos a la vez por medio de un skid dual.

- No existieron problemas operativos significativos durante el tratamiento.



Equipo de bombeo.



Pozo	días	TAP (ton)	Dispersante (ton)	Capas tratadas
PI-1	16	78	26	5
PI-2	18	97	33	4
PI-3	8	42	15	5
PI-4	36	50	17	2
PI-5	18	54	18	3
PI-6	16	39	13	4

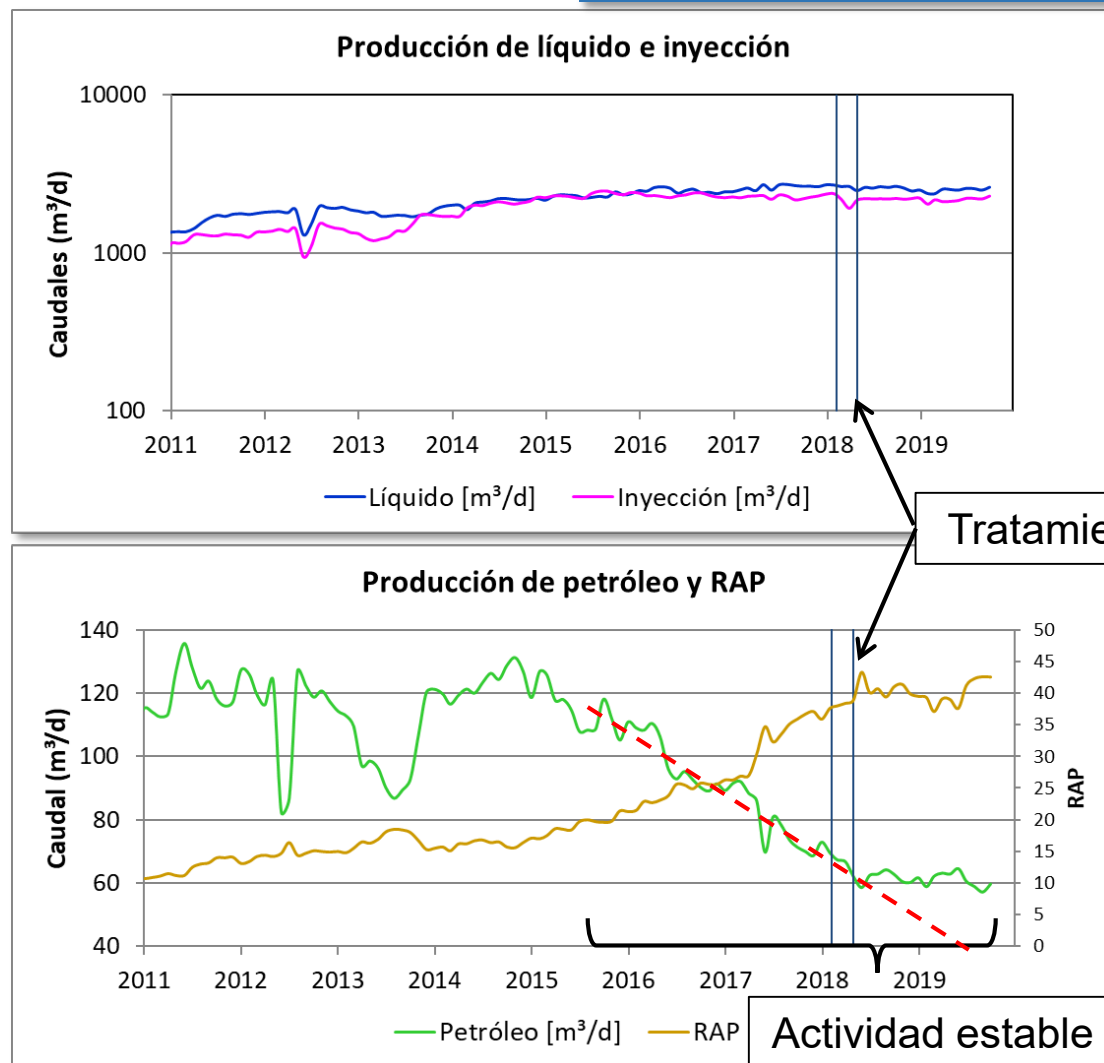


- Inyección y dosificación del polímero desde el manifold al inyector, reduciendo el tiempo de tratamiento por inyector.
- El skid de inyección dual permite la inyección simultánea de a pares de pozos, reduciendo tiempos de implementación.

- La configuración reduce la exposición en referencia HSE al no tener que trasladar el equipo completo de bombeo a cada pozo individual.
- Reduce costos al demandar menos tiempo de personal y servicio de bombeo.



Resultados. Bloque 2018.



Cambios de la tendencia de:

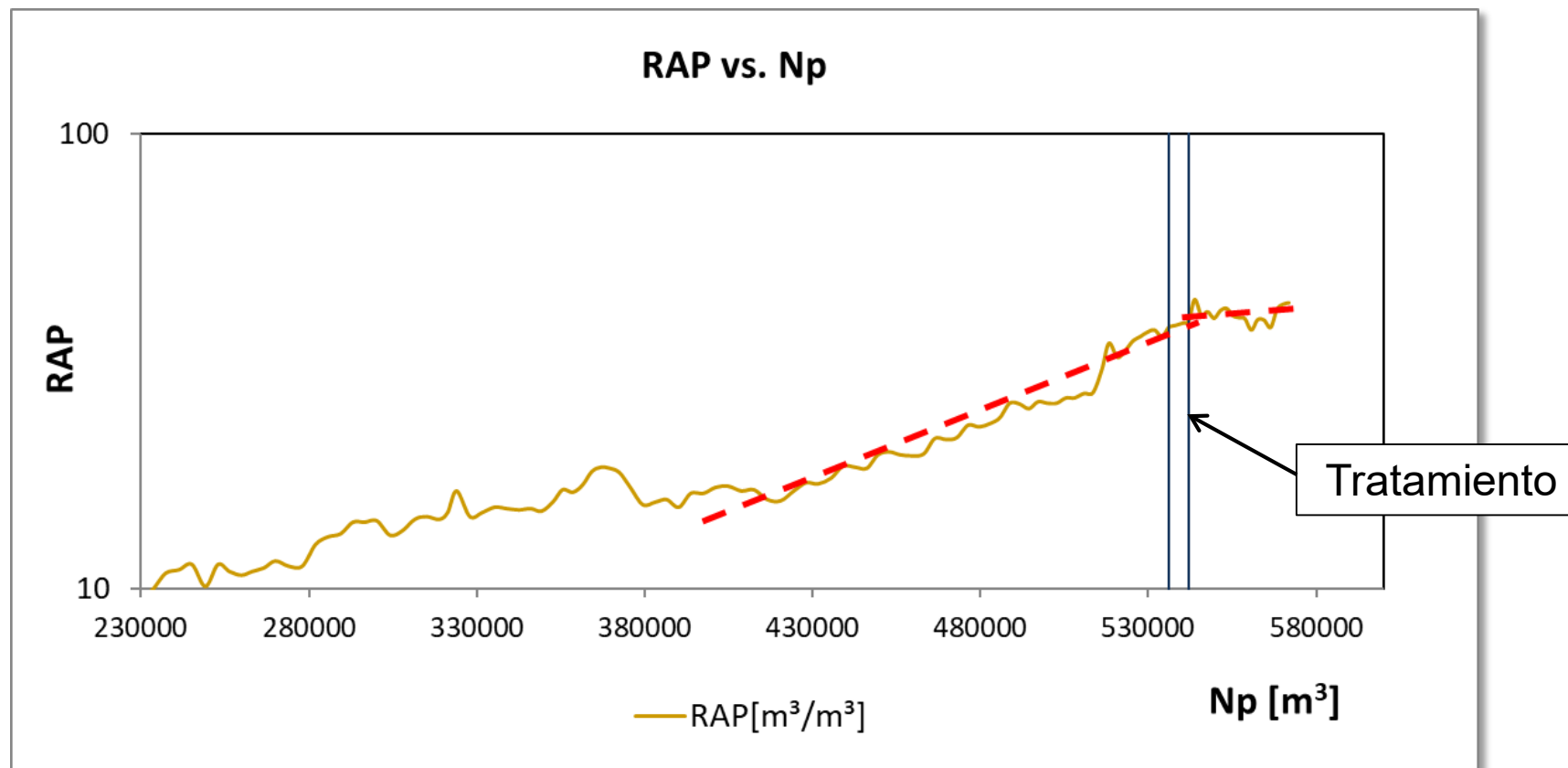
- Declinación de caudal de petróleo.
- RAP.

FR { 2.6 % POIS tratado.
0.5 % POIS del bloque.

*Actividad estable: (sin perforaciones, ni cierres, ni WO)



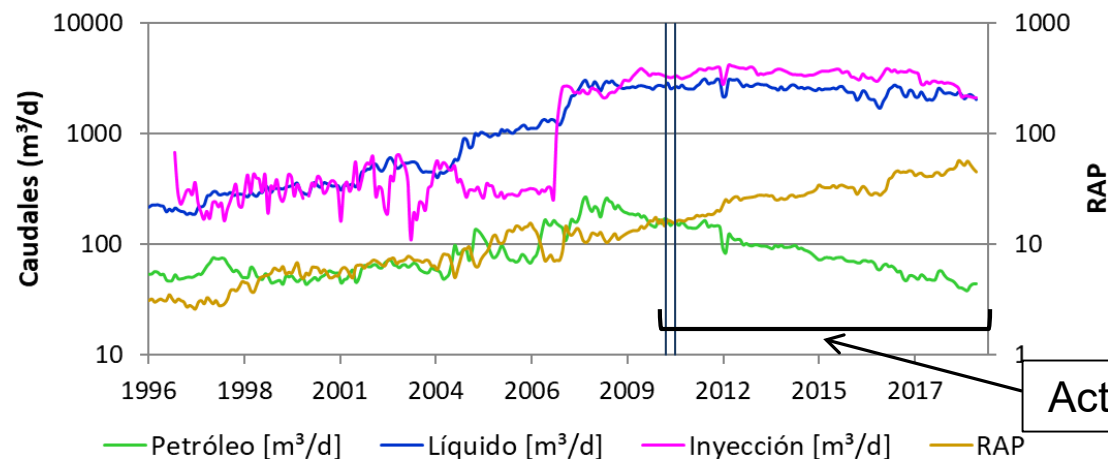
Resultados. Bloque 2018.





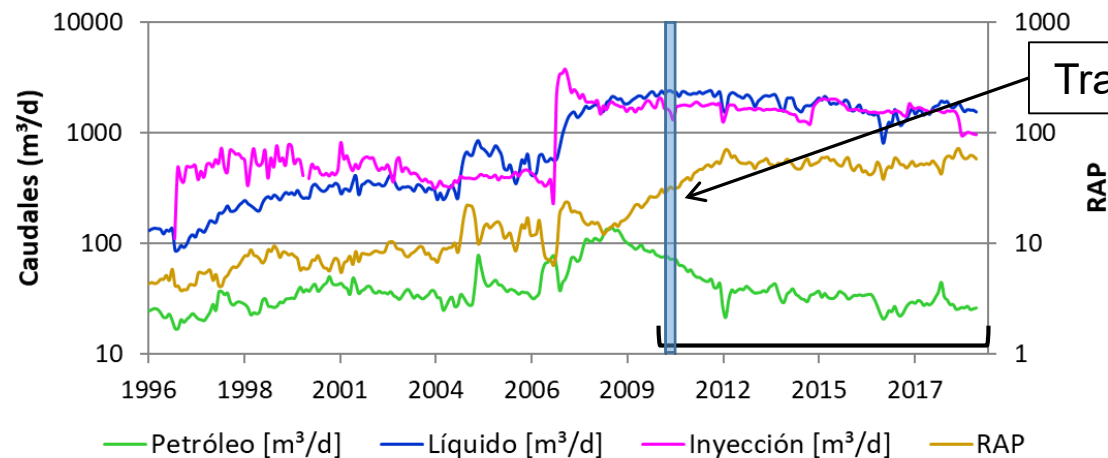
Resultados. Bloque 2011.

Pozos inyectores **no** tratados y productores asociados.

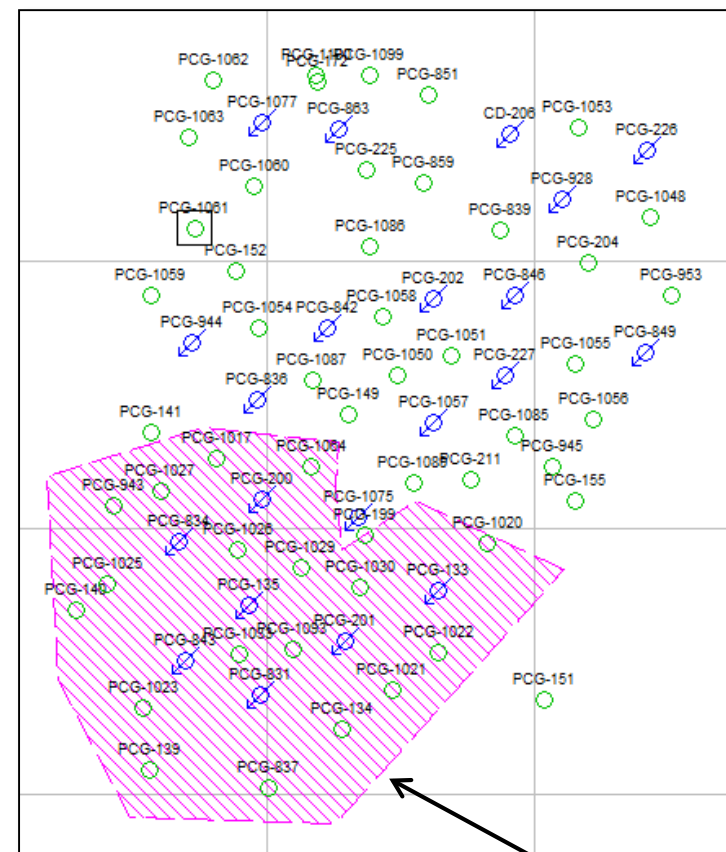


Actividad estable

Pozos inyectores **tratados** y productores asociados.



Tratamiento

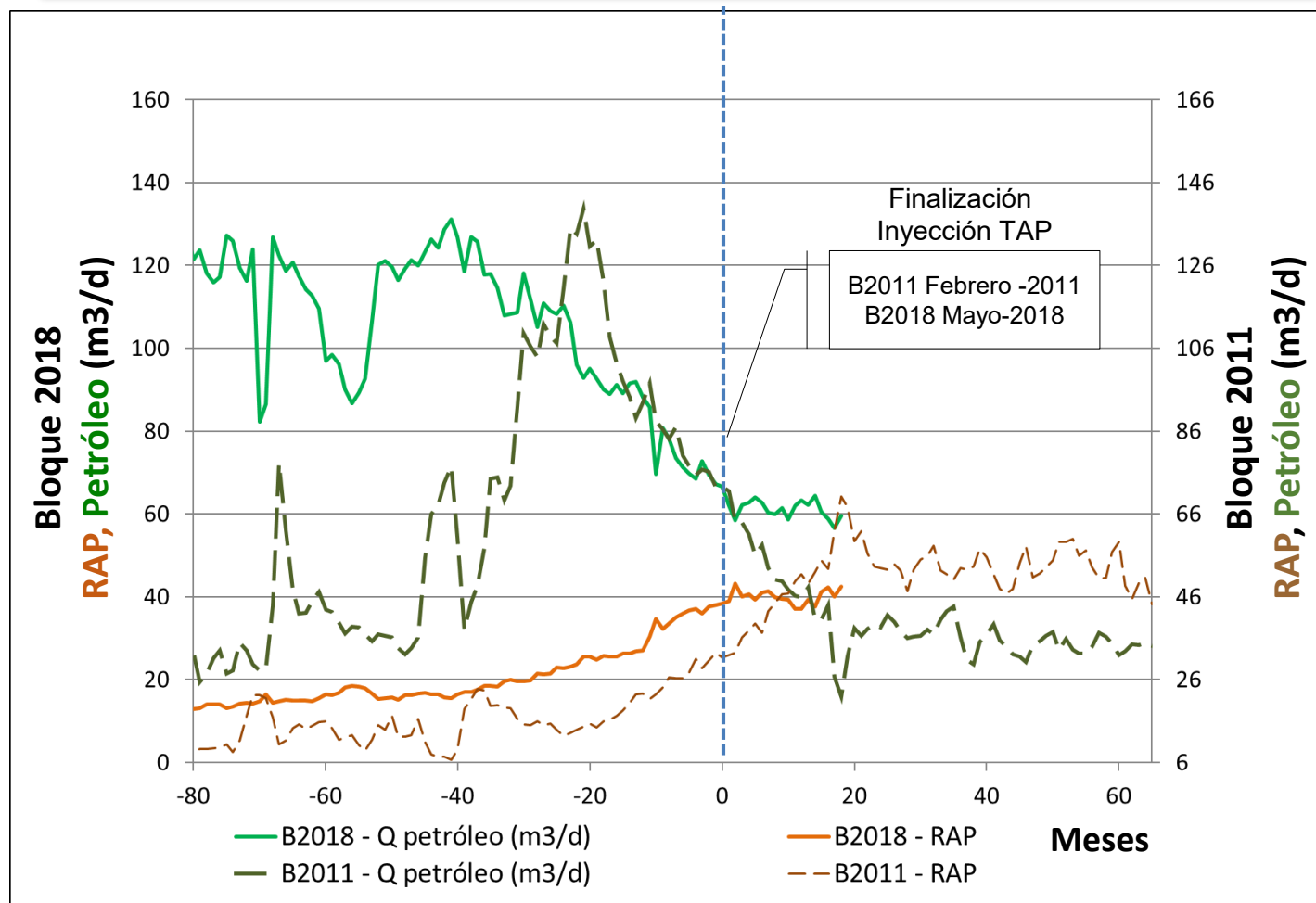


Zona de tratamiento

*Actividad estable: (sin perforaciones, ni cierres, ni WO)



Comparación Bloque 2011 y Bloque 2018.



Curvas trasladadas a mismo tiempo cero.



Desarrollo actual y futuro.

Proyecto	Año de implementación	Masa TAP (Ton)	Status
Bloque 1	2010-2011	266	Implementado
Bloque 2	2018	360	Implementado
Bloque 3	2018	690	Implementado – evaluando resultados
Bloque 4	2019	520	Implementado – evaluando resultados
Bloque 5	2019	400	Implementado – evaluando resultados
Bloque 6	2019	1200	En implementación
Bloque 7	2020	1100	Plan
Bloque 8	2021	1100	Plan
Bloque 9	2022	1100	Plan
Bloque 10	2023	1100	Plan

Conclusiones.

- Se probó la tecnología dando resultados en cambio de tendencias de petróleo y RAP respecto a la línea base de explotación secundaria.
- El criterio de screening demostró tener buenos resultados; este criterio volvió a utilizarse para la selección de otros bloques.
- Se requiere una logística y operación de campo de baja-mediana complejidad y de bajo costo.
- El seguimiento detallado de la operación y la minimización de actividades en los pozos productores testigo fueron fundamentales para la cuantificación del incremental obtenido por recuperación mejorada.
- Los resultados permitieron la selección de otros bloques para su implementación.
- La evaluación de los bloques implementados en 2018-2020 dará paso a futuros desarrollos en el yacimiento.

Cuenca del Golfo San Jorge.

Publicaciones.

Evaluation and Implementation of *Bright Water*™ Technology in a Complex Multilayered Reservoir with Wells Producing under High Water Cut.

Gavilan, J.M., (Pan-American Energy), Mustoni, J.L., (Pan-American Energy), Alvarado, F., (BP America), Denyer, P., (BP America), Espina, C., (Pan-American Energy), Calvo G., (Pan-American Energy), Herrera, S., (Pan-American Energy). *16th European Symposium on Improved Oil Recovery Cambridge, UK, 12-14 April 2011.*

Aplicación de conformance en profundidad para mejorar la eficiencia de barrido en waterfloods de la Cuenca del Golfo S. Jorge.

Mustoni, J. L., (Pan-American Energy), Norman, C. A., (Tiorco). *2009.*

New Attempt in Improving Sweep Efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada Waterflooding Projects of the S. Jorge Basin in Argentina.

Pablo Adrian Paez Yanez (Pan American Energy), Jorge Luis Mustoni (Pan American Energy), Harry Frampton (BP Exploration Co. Ltd.), Maximo F. Relling (Nalco Company), Kin-Tai Chang (Nalco Energy Services Division), Paul Christopher Hopkinson (BP Amoco Corporation). *SPE-107923-MS. 2007.*

Mundial.

Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool.

Pritchett, James (PT Caltex Pacific Indonesia), Frampton, Harry, (BP Exploration and Production Technology Group), Brinkman, Joe, (ChevronTexaco), Cheung, Steve, (ChevronTexaco), Morgan, Jim, (BP Exploration and Production Technology Group), Chang, K.T., (Ondeo Nalco Energy Services), Williams, Dennis, (Ondeo Nalco Energy Services), Goodgame, James, (ChevronTexaco). *SPE - 84897-MS. 2003.*

Incremental Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska.

Ohms, Danielle Sanborn, (BP Exploration Alaska Inc.), McLeod, Jennifer D., (BP Alaska Exploration Inc.), Graff, Craig J., (BP Exploration Alaska Inc.), Frampton, Harry, (BP Exploration Co. Ltd.), Morgan, Jim, (Jimtech Ltd), Cheung, Stephen K., (Chevron Corp.), Yancey, Katrina E., (BP Exploration Alaska Inc.), Chang, Kin-Tai, (Nalco Energy Services Division). *SPE- 121761-MS. 2009.*

El Borma - Bright Water - Tertiary Method Of Enhanced Oil Recovery For A Mature Field

Fethi, Ghaddab, (SITEP), Kaddour, K., (SITEP), Tesconi, M., (SITEP), Alberto, Brancolini, (ENI), Carlo, Carniani, (ENI), Angelo, Galli Giuseppe, (ENI). *SPE - 136140-MS. 2010.*

Results Of A Three-well Waterflood Sweep Improvement Trial In The Prudhoe Bay Field Using A Thermally Activated Particle System

Husband, Michael Earnest, (BP plc), Ohms, Danielle Sanborn, (BP Exploration Alaska Inc.), Frampton, Harry, (BP Exploration Co. Ltd.) Carhart, Steve R., (BP Alaska Exploration Inc.), Carlson, Brian Harley, (BP America), Chang, Kin-Tai, (Nalco), Morgan, Jim, (Jimtech Ltd). *SPE - 129967-MS. 2010.*



6ª Jornada de
**Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR**
6 y 7 de noviembre - Mar del Plata



7º CONGRESO IAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**

