



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



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

NUEVAS OPORTUNIDADES EN CAMPOS MADUROS

Importancia del modelado 3D en un reservorio de bajo NTG para su de-risking de un proyecto EOR

María Milagros Thomann, YPF S.A., Remi Eric Lehu, YPF S.A, Luis Martino, YPF S.A



MOTIVACIÓN DE ESTUDIO – OBJETIVO DEL TRABAJO

Cuenca del Golfo San Jorge, Flanco Sur:

- Bajo Factor de Recobro para su gran historia de producción e inyección de agua.
- Viscosidad en Reservorio de 20cp aprox



Candidato para Recuperación
Terciaria por inyección de
polímeros

Área Pico Truncado

- ➡ Modelado 3D robusto: Alta heterogeneidad inherente a un sistema de acumulación fluvial.
- ➡ Análisis conectividad del reservorio
- ➡ Zonas con petróleo remanente para un piloto de CEOR y futura visualización caso de negocios



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



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



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

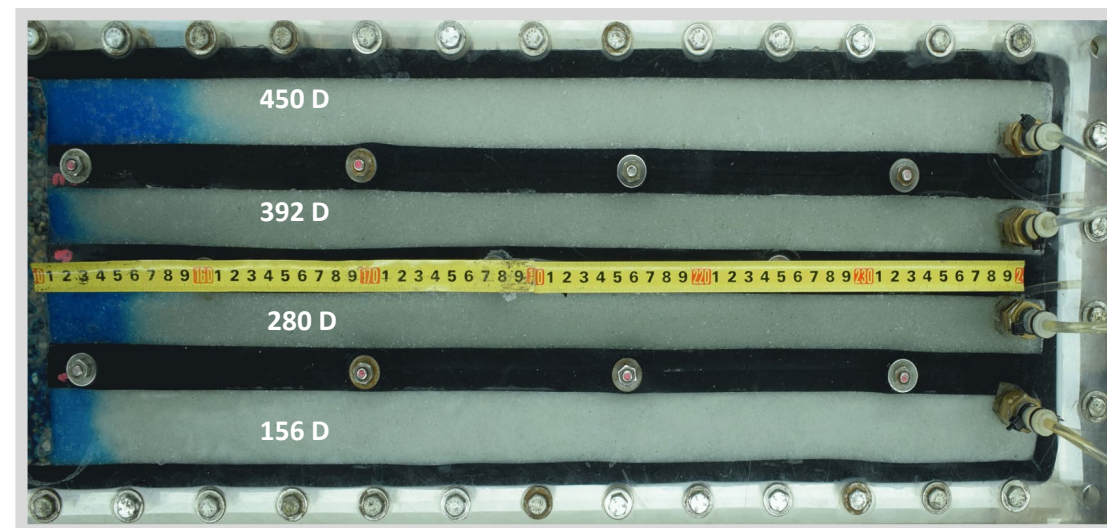
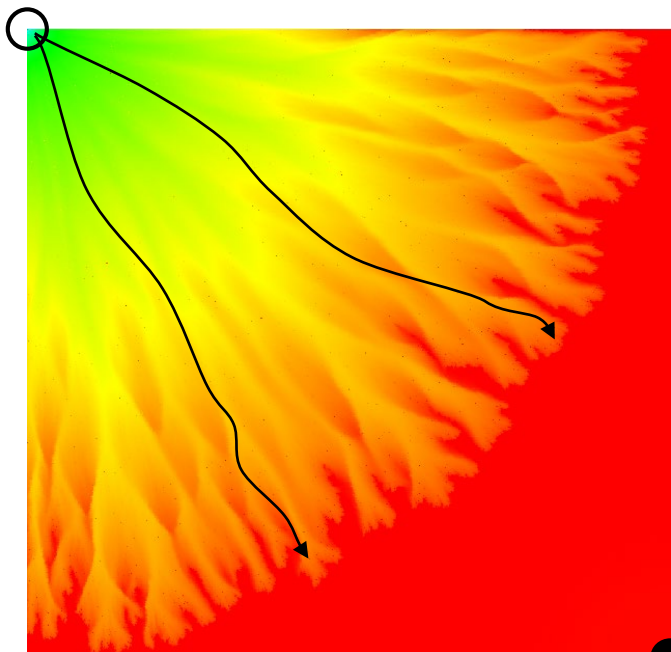
AGENDA

- INTRODUCCIÓN
- CONTEXTO GEOLÓGICO
- MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA DE INTERÉS Y ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD
- PLAN DE DESARROLLO PARA PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO
- CONCLUSIONES

INTRODUCCIÓN

La eficiencia de la recuperación secundaria está limitada por los siguientes factores:

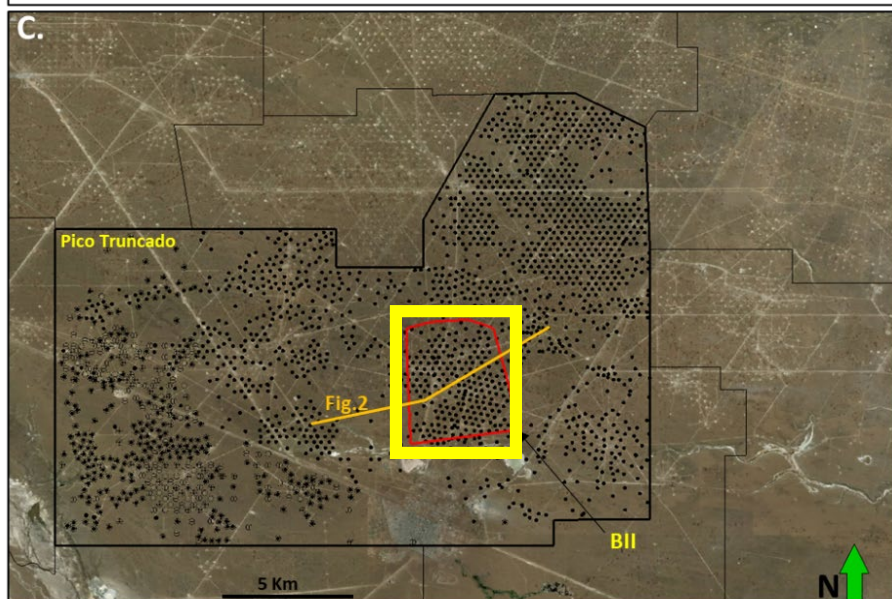
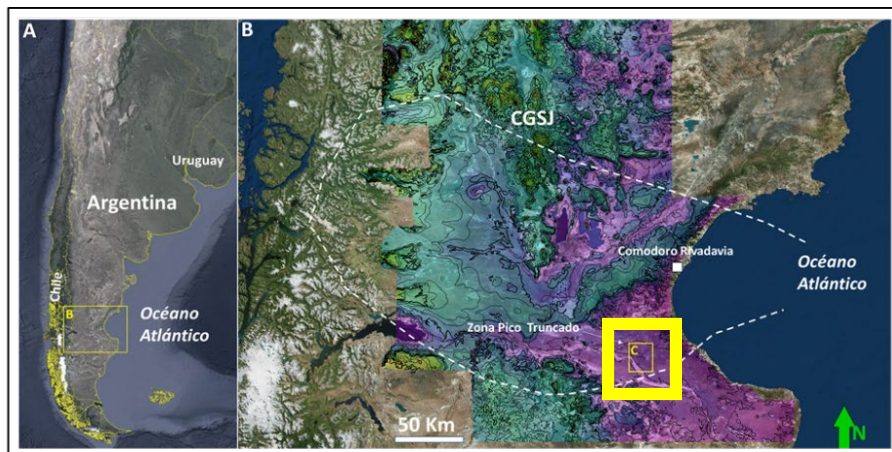
- Diferencia entre las viscosidad del petróleo y el agua.
- La heterogeneidad en los sistemas fluviales hace que el agua inunde zonas de mejor permeabilidad.



La inyección de polímero actúa sobre estos factores mejorando la eficiencia y aumentando el factor de recobro.



INTRODUCCIÓN



Pico Truncado se encuentra al NE de la provincia de Santa Cruz, Flanco Sur de la CGSJ.

Produce hace 60 años, los últimos 40 con inyección de agua.

Selección de **Bloque II Integral** para estudio, teniendo en cuenta variables relevantes para un futuro piloto de inyección de químico.

Característica Subsuelo

Reservorio	Litología	Arenas Fluviales
	Temperatura	50 - 70 °C
	Inyectividad	150 a 200 m3/d/pozo
Roca	POIS (Mm3)	150 Mm3
	Permeabilidad	300 mD – 1000 mD
	Contenido de Arcilla	Bajo
Petróleo	Viscosidad	10 - 30 cp
Agua de Iny.	Salinidad	20.000 ppm
	Dureza	500 ppm



CONTEXTO GEOLÓGICO

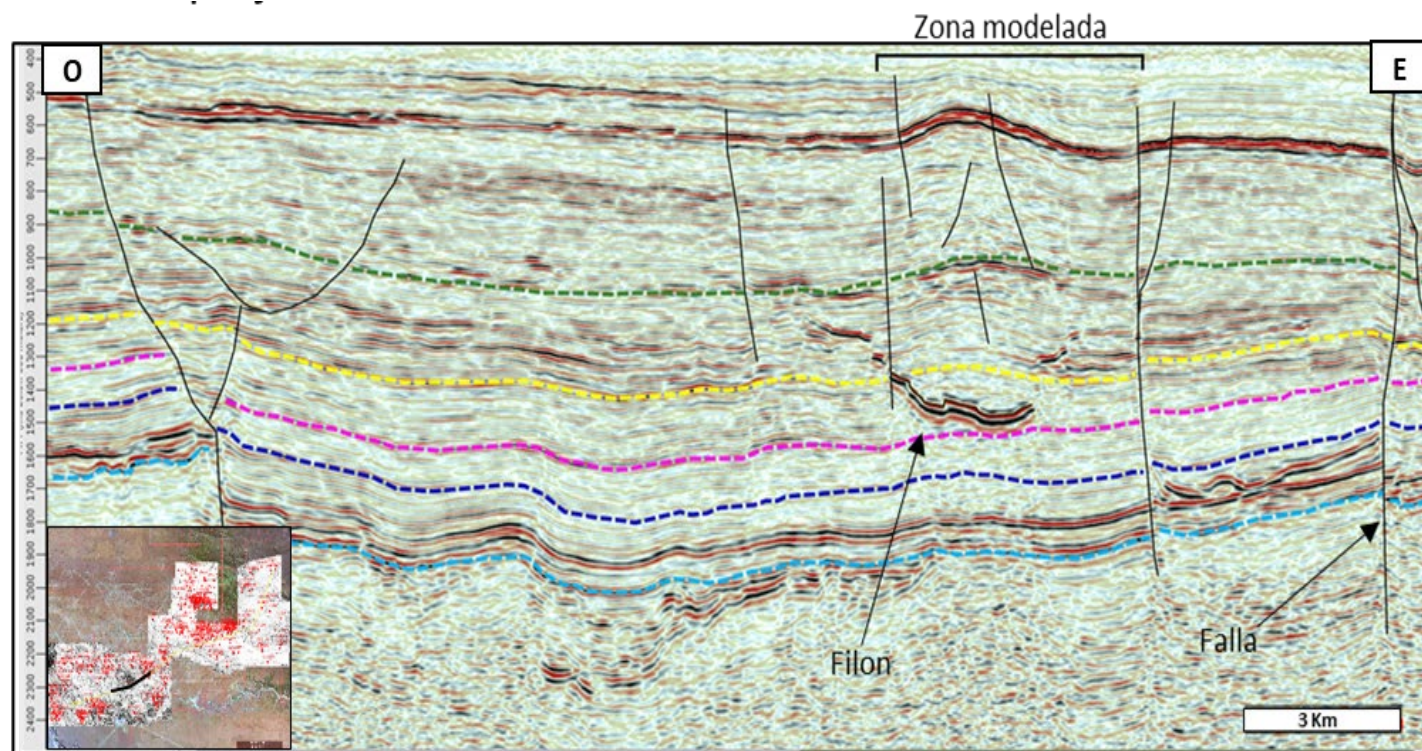
Cuenca del Golfo San Jorge, intra-placa ubicada en la Patagonia, abarca unos 170,000 km².

Relleno sedimentario consiste en tres fases. La última, conocida como el **Grupo Chubutiano**, contiene la mayoría de los intervalos de hidrocarburos.

Formación Cañadón Seco, 500 m de depósitos fluviales.

La parte inferior de la formación, **miembro Caleta Olivia**, objetivo principal de este estudio;

- 20-40 m de apilamiento de areniscas.
- Complejidad estructural: fallas extensivas syn y post-sedimentarias, existencia de intrusivos magmáticos.



Sección sísmica Oeste-Este del Flanco Sur

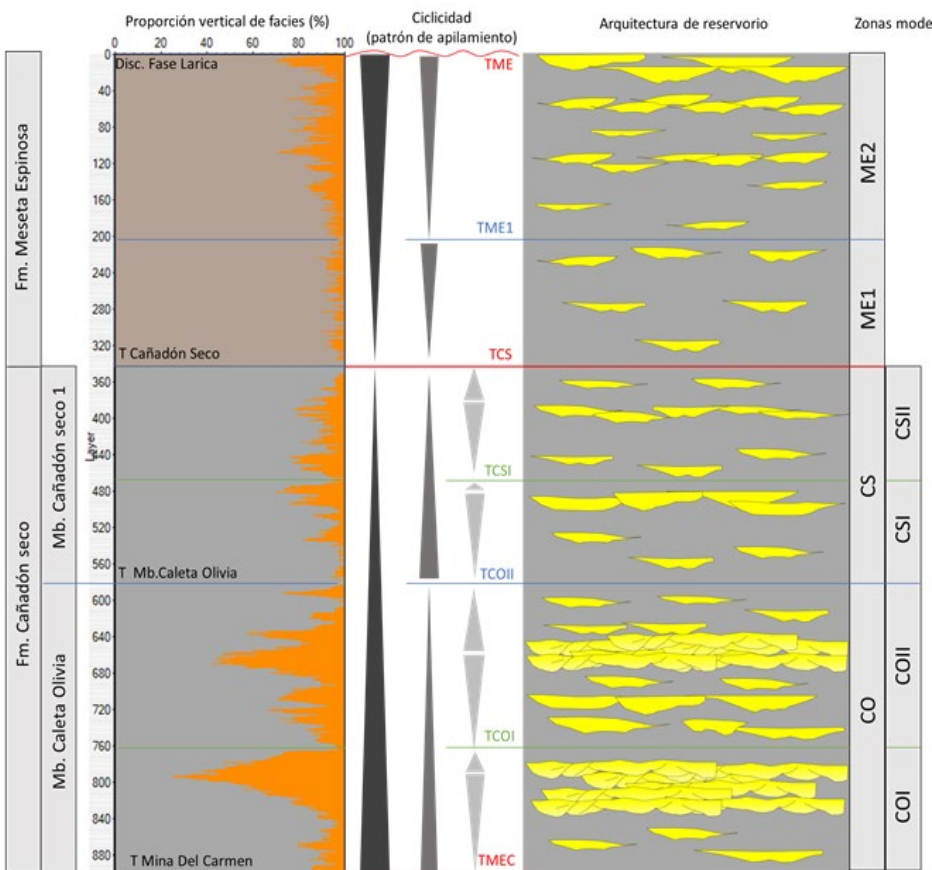


CONTEXTO GEOLÓGICO: CURVA DE PROPORCIÓN VERTICAL

Áreas de interés: definir las zonas de mayor NTG. Uso de la metodología “**Curva de proporción vertical de facies**”

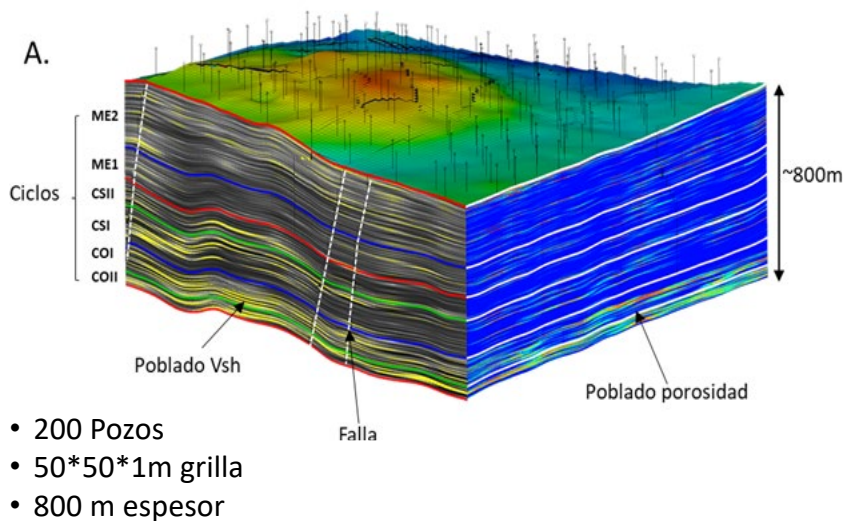
CPV

- ⚡ Calcular proporción vertical de arena promediando datos de perfiles de pozos (Vshale, Resistividad, SP).
- ⚡ Correlación de pozos, identificando regiones de mínima acumulación de arena.
- ⚡ Si son consistentes en la horizontal, se consideran como divisiones estratigráficas, así subdividir la columna sedimentaria.





MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA DE INTERÉS, BLOQUE II, Y ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD



Escasez en cantidad y calidad de datos de propiedades de fluido y roca

Utilizando la CPV, se construye una correlación estratigráfica de la zona, el **modelo full-field**.

Meta principal: Detectar los intervalos de mayor producción, buena conectividad para piloto CEOR, mediante simulación histórica.

Incertidumbre en:

- **Viscosidad de petróleo**
- **Presión de burbuja**
- **Curvas de permeabilidad relativa**
- **Contacto WO**



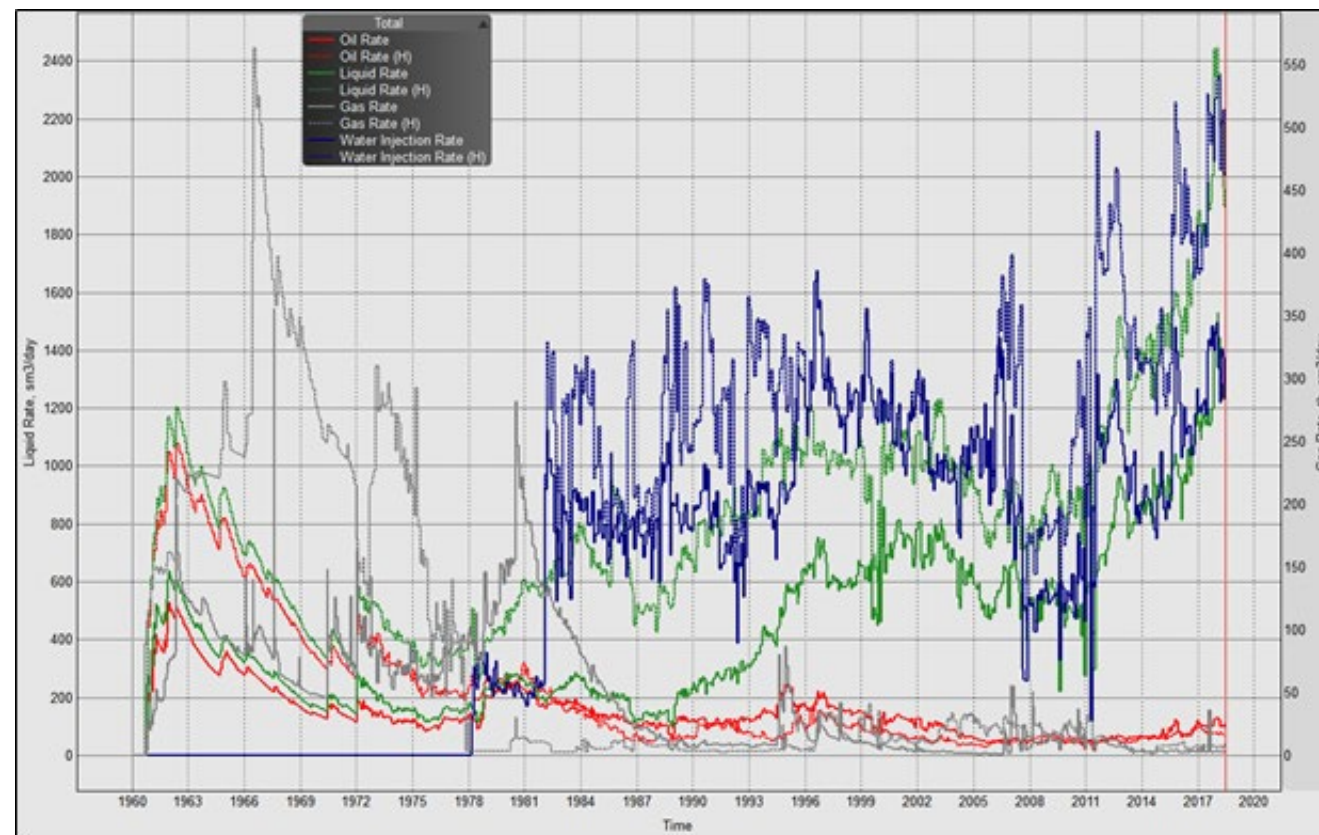
MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA DE INTERÉS, BLOQUE II, Y ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD

Se generan casos de simulación con combinaciones de variables para cada escenario geológico así lograr un ajuste histórico.

Con baja conectividad de canales no es posible obtener resultados satisfactorios.

Se revisa y ajusta el modelo,

- Mejora de conectividad de reservorios; al analizar curvas simuladas y corte estructural se percibe hay más arena productiva y conectada que la visualizada inicialmente.
- Se redefine con el petrofísico la ley k_{phi}



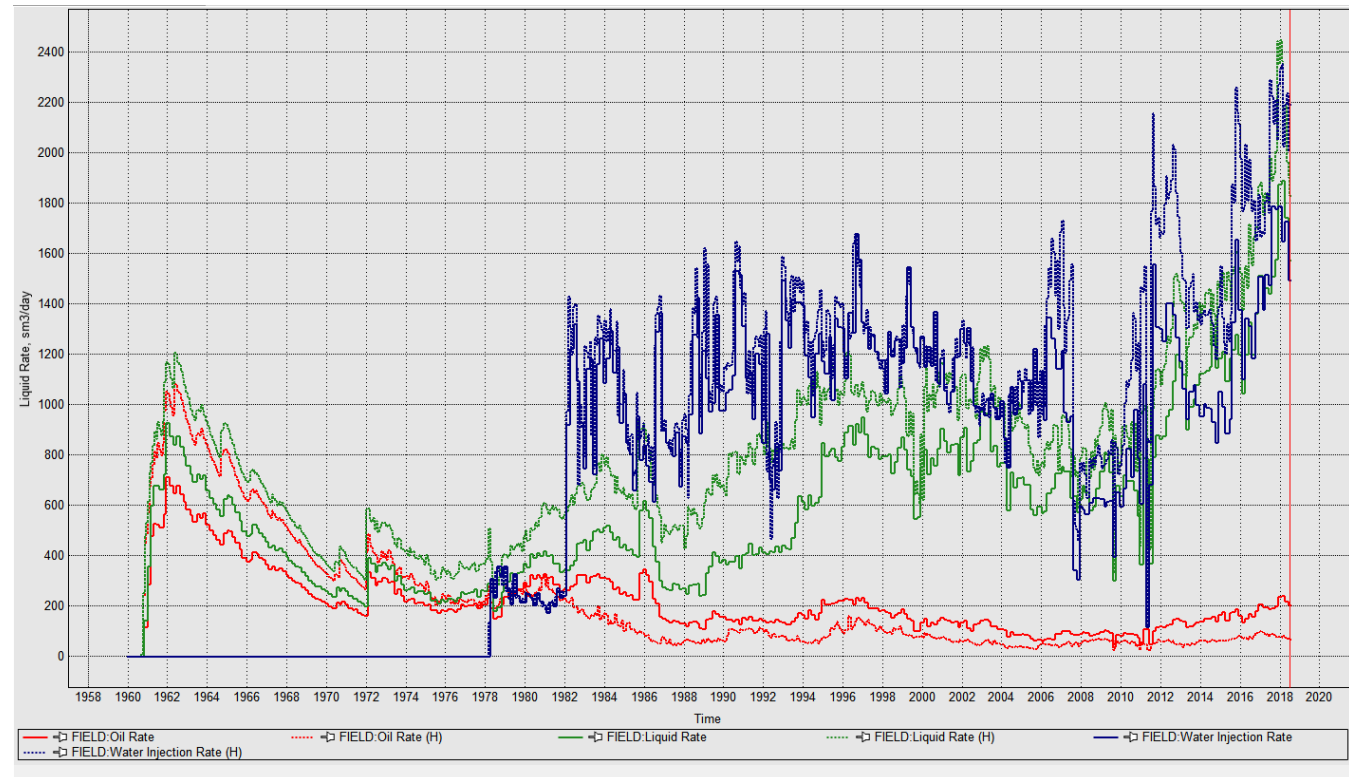


MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA DE INTERÉS, BLOQUE II, Y ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD

Luego de la revisión del modelo es posible lograr una simulación en la que se inyecta mejor, y en la que se obtiene mayor producción durante el ciclo de recuperación secundaria.

No es posible hallar un ajuste de primaria y secundaria en toda la columna en conjunto.

Se deciden analizar los miembros Caleta Olivia y Cañadón Seco por separado.

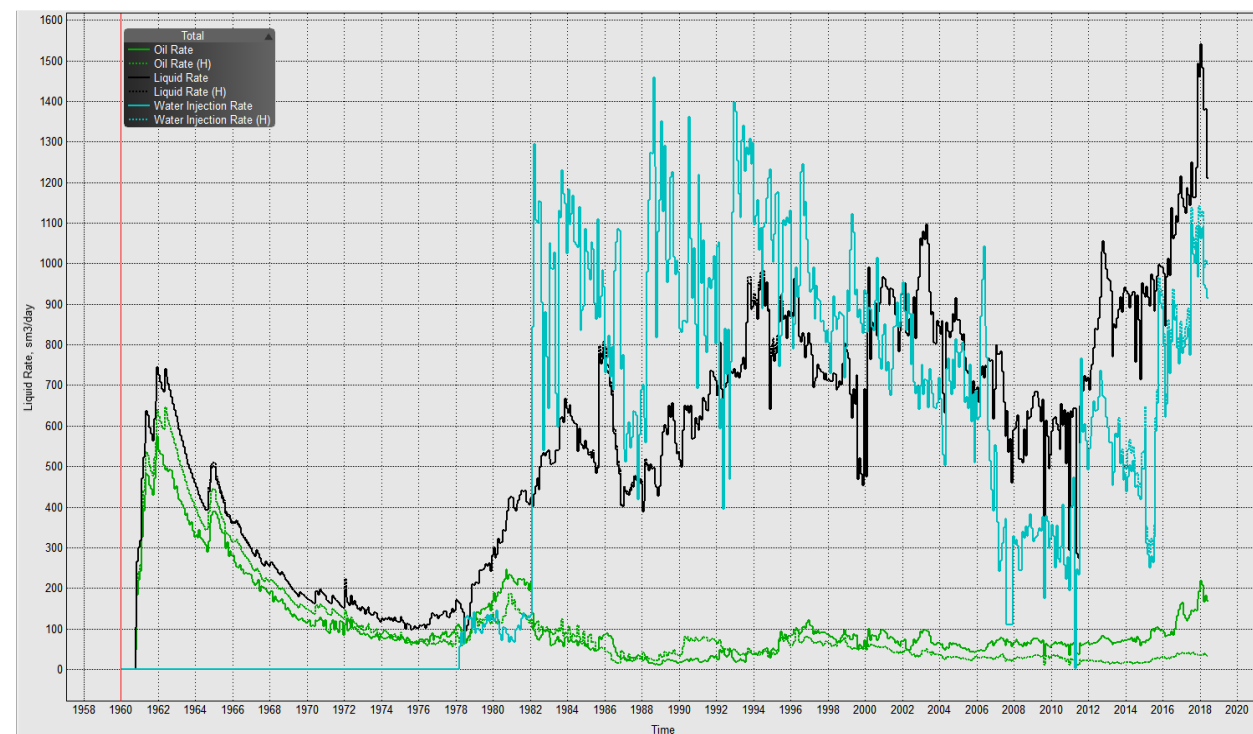
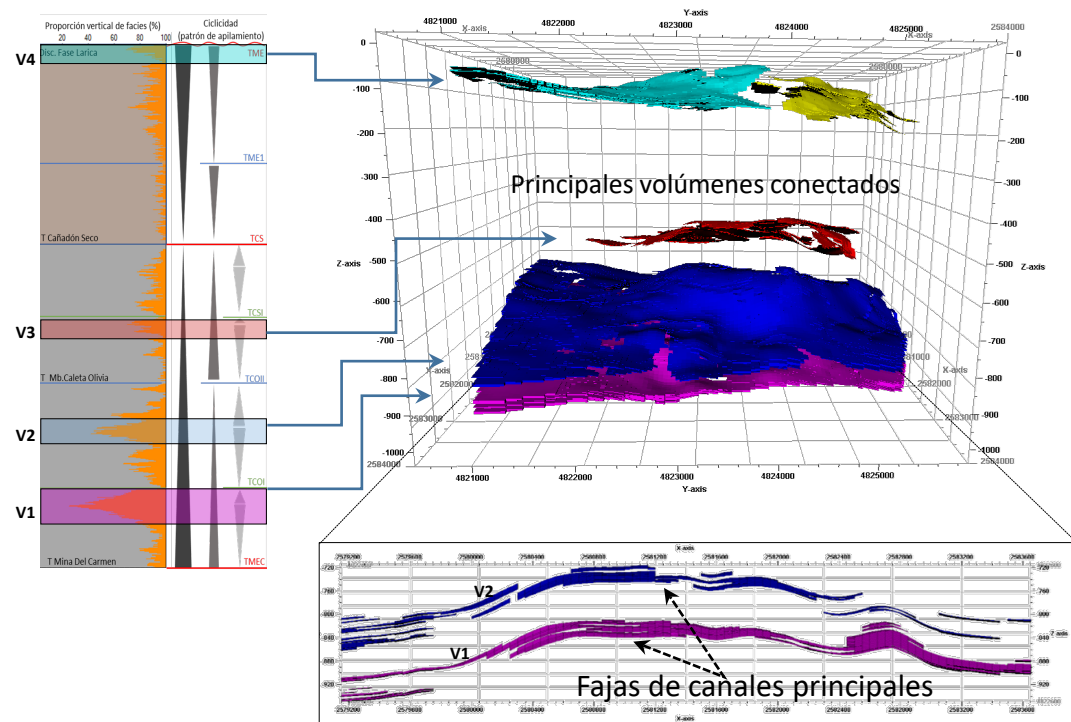




MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA DE INTERÉS, BLOQUE II, Y ANÁLISIS DE CONECTIVIDAD

Se destacan ***dos volúmenes principales conectados*** del miembro Caleta Olivia, CO, que son responsables de aproximadamente el **60% de la producción**.

Se genera un nuevo modelo sectorial reducido en la vertical, y alocando la producción.

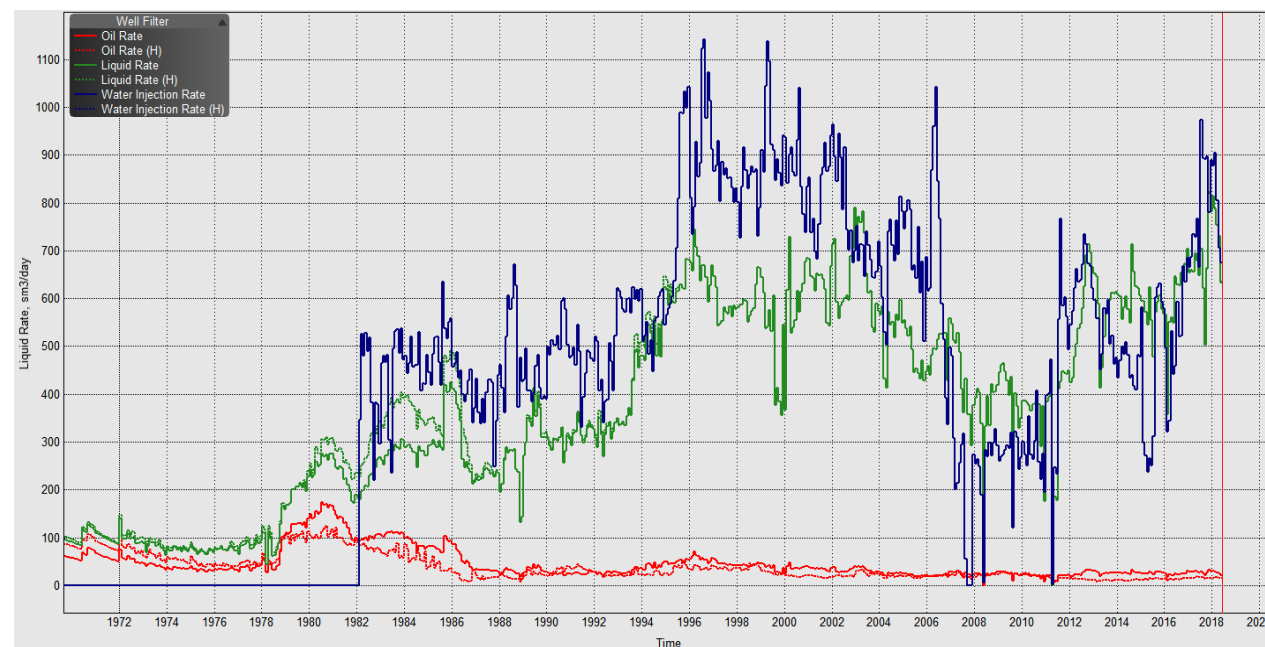
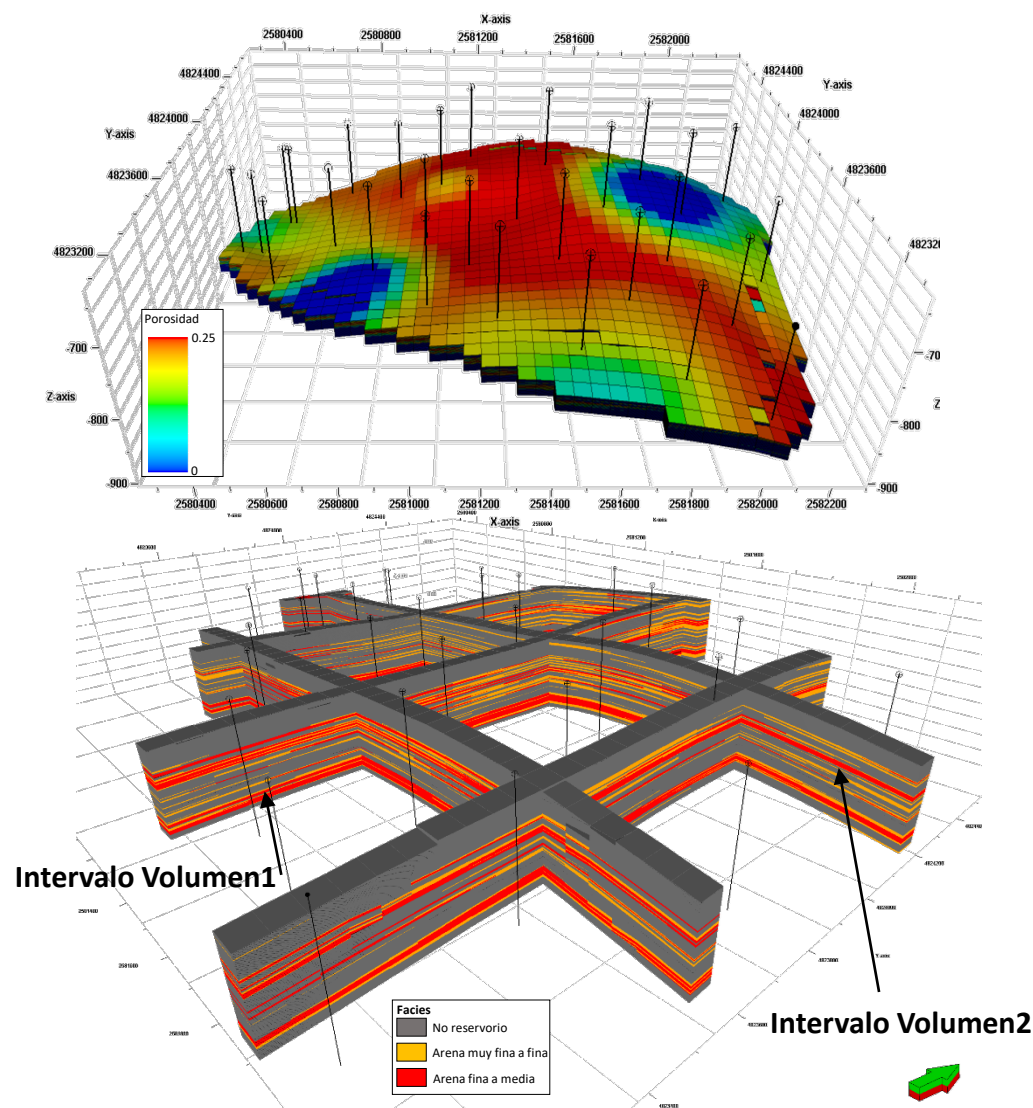


Resulta en una simulación con ajuste adecuado de primaria y secundaria, viscosidad de 6 a 8 cp.



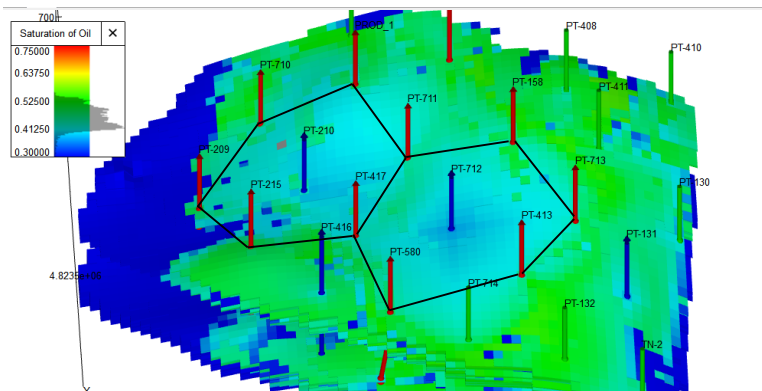
MODELO SECTORIAL

- Del análisis de los principales volúmenes conectados, se define la zona de interés de mayor potencial.
- Se construye una grilla 3D de resolución 20*20*1m
- Se distribuyo en el modelo las propiedades Vshale, porosidad, facies y se calculo la permeabilidad.
- Se observa un matching histórico acertado





PLAN DE DESARROLLO PARA PILOTO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO



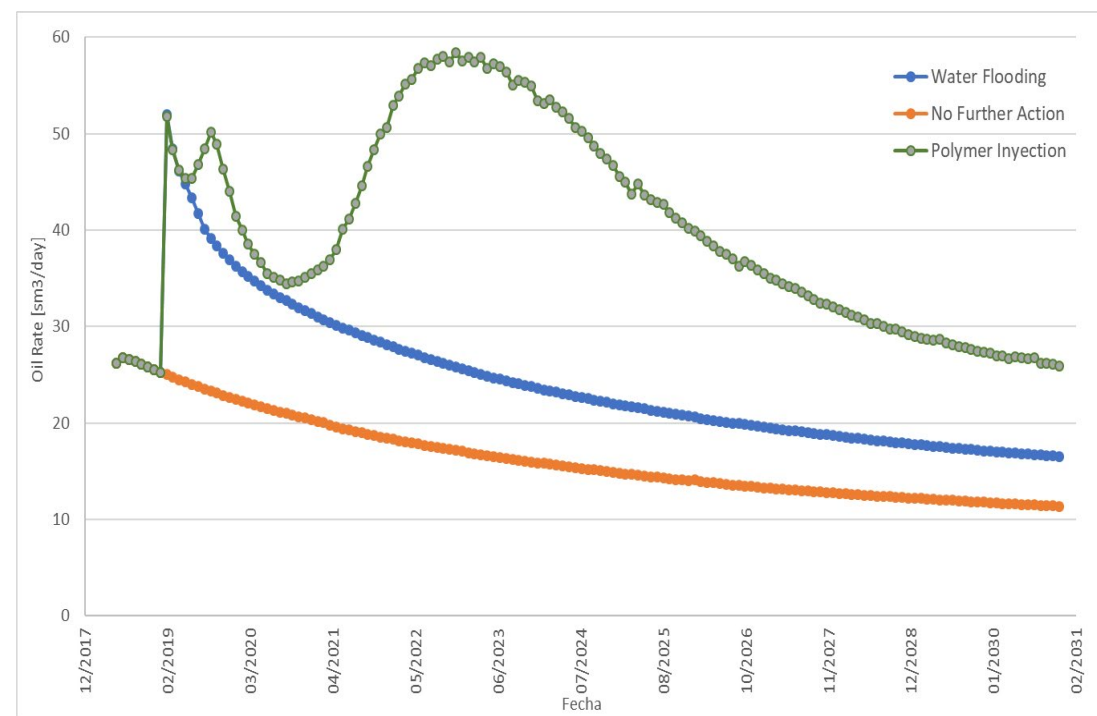
Se selecciona la locación ideal de pattern para el piloto de inyección de polímero.

El esquema de inyección es seven spot.

Se inyectarán 500 m³/d en cada pozo central, con una concentración de polímero de 2000 ppm.

Las curvas obtenidas muestran un incremental significativo respecto a sólo inyectar agua.

Se llevará a cabo el caso de negocio con el objetivo de decidir o no avanzar con la actividad.





CONCLUSIONES

- El modelado full field permitió seleccionar los niveles de reservorio como objetivo de desarrollo de CEOR. Estos coinciden con intervalos de mejor producción histórica, mayor conectividad y respuesta a la inyección de agua.
- El ajuste histórico permitió corroborar la diferencia de viscosidades entre los petróleos de los miembros CS1 y CO. Los reservorios de CO poseen una viscosidad de entre 6 y 8 cP para el bloque.
- La selección de una zona acotada para el modelado de alta resolución permitió poder interpretar el efecto de las heterogeneidades sedimentológicas en las propiedades del flujo.
- Los modelos de alta resolución permitieron determinar la eficiencia de barrido histórica para identificar las zonas con petróleo remanente, visualizar el caso de negocio asociado y definir las locaciones de un futuro piloto recuperación terciaria por polímero.
- El factor de recobro para el caso de inyección de polímero se estima en un 6% incremental.



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



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

MUCHAS GRACIAS!!