



5 - 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina



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., maria.thomann@ypf.com; Remi Eric Lehu, YPF S.A.,
remi.e.lehu@ypf.com;
 Luis Martino, YPF S.A., luis.martino@ypf.com

Palabras claves

EOR - Polímero, Modelado 3D, Screening

Resumen

La cuenca del Golfo San Jorge tiene una gran trayectoria en la explotación de hidrocarburos en Argentina. En particular, en el Flanco Sur, los reservorios someros del Miembro Cañadón Seco fueron los primeros objetivos históricos. Sin embargo, en muchos de ellos se han obtenido bajos factores de recobro ($FR < 5\%$), incluso en los cuales se han implementado proyectos de recuperación secundaria. La alta heterogeneidad de la formación sumada a una viscosidad promedio mayor a 20 cP en condiciones de reservorio, hacen de estos yacimientos un candidato ideal para la recuperación terciaria por medio de inyección de polímeros. La evaluación de estos métodos se ha convertido en estrategia en campos maduros para obtener mayores factores de recobro.

El bloque Pico Truncado, ubicado en la cuenca del Golfo, produce mayormente de las Formaciones CS1 y Caleta Olivia. Estos reservorios están compuestos por cuerpos de arenisca asociados a un sistema de acumulación fluvial con bajo Net-To-Gross de alta complejidad estructural debido a la existencia de intrusivos y sistemas de fallas extensivas. Las heterogeneidades causadas por la geometría y distribución de arena/arcilla inherente a estos sistemas hacen que sean necesarios modelos conceptuales sólidos y una apropiada caracterización de las Formaciones para poder construir una representación 3D más robusta y por lo tanto establecer el pattern óptimo en un desarrollo de terciaria.

En este trabajo se analizó y caracterizó la arquitectura de reservorio a través del modelado 3D para poder interpretar la distribución del flujo debido a posibles heterogeneidades sedimentológicas. Los modelos permitieron definir la conectividad del reservorio y 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 de recuperación terciaria por polímero.

Abstract

The Golfo San Jorge basin has an extended history of hydrocarbon production in Argentina. Particularly at the South Flank, the shallow reservoirs from the Cañadón Seco Member where the first historic objectives. However, in many of them low recovery factors were obtained ($RF < 5\%$), even where secondary recovery has been implemented. The high heterogeneity of the formation added up to an average viscosity of 20cp at reservoir condition, make this field an ideal candidate for tertiary recovery through polymer injection. When developing strategies in mature fields to obtain higher recovery factors, the evaluation of this method has become principal.

Pico Truncado's block, located in the Golfo San Jorge basin, produces mainly from Caleta Olivia and CS1 Formations. These reservoirs consist in sandstones bodies associated to a fluvial accumulation system with low Net-to-Gross. Moreover, there is a high complexity structure due to the existence of intrusives and an extensive fault system. Heterogeneity caused by the geometry and distribution of sandstone/clay inherent to these systems make solid conceptual models and an appropriate Formation characterization necessary to build a robust 3D representation, thus establish the optimum pattern for a tertiary development.

This paper has analyzed and characterized the architecture of the reservoir to be able to interpret the flux distribution due to possible sedimentological heterogeneities. Three dimensional models allow to define reservoir connectivity, determine historic sweep efficiency to identify zones with remnant oil for a polymer pilot phase and to visualize the business case.

Introducción

En los reservorios someros de la Cuenca del Golfo de San Jorge, luego de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento puede contener hasta un 72% promedio del Petróleo Original In Situ (POIS). Esto se debe a que la eficiencia de la primaria y secundaria está limitada por los siguientes factores:

- A escala de poro, la relación de movilidades desfavorables entre el crudo y el agua, dada por una gran diferencia entre sus viscosidades en condiciones de reservorio, hace ineficiente el proceso de recuperación secundaria.
- A escala de yacimiento, existen dos procesos que afectan la eficiencia de la actividad secundaria y se encuentran altamente relacionados. El primero de ellos actúa a nivel vertical del reservorio, tiene que ver con la heterogeneidad dominante en los sistemas fluviales ya que el agua inundará inicialmente las zonas de mejor permeabilidad generando caminos preferenciales y dejando una gran cantidad de petróleo remanente. El segundo afecta la eficiencia areal del barrido ya que los caminos preferenciales sumado a una alta viscosidad de petróleo generan el proceso denominado “fingering”, que afecta considerablemente la recuperación final de hidrocarburo.

Los métodos químicos de recuperación terciaria (CEOR – Chemical Enhanced Oil Recovery), en particular la inyección de polímero, actúan sobre los factores mencionados anteriormente mejorando la relación de movilidades y por lo tanto la eficiencia microscópica. A escala de yacimiento se mejora el “*conformance*” vertical, por lo tanto, al poder inundar una mayor cantidad de reservorios se optimiza la eficiencia areal.

Cuando se realiza una evaluación preliminar y diseño de un proyecto de CEOR, en particular para la inyección de polímeros tipo HPAM, las siguientes variables son puntos claves para tener en cuenta:

- Saturaciones de petróleo móvil al inicio del piloto CEOR.
- Propiedades de las rocas y fluidos: Temperatura, viscosidad, porcentaje de agua de producción al iniciar la recuperación terciaria, presencia de casquete de gas y/o acuífero.
- Modelado estático del reservorio: Arquitectura de reservorio, Conectividad efectiva de capas entre productor / inyector.
- Química del agua de inyección, específicamente la presencia de iones divalentes como Mg^{2+} y Ca^{2+} ; los cuales podrían afectar la estabilidad del polímero.
- Calidad del agua de inyección; concentraciones de petróleo, hierro y otros sólidos e impurezas.

La Cuenca del Golfo de San Jorge posee una gran trayectoria en la explotación de hidrocarburos en Argentina. En particular el yacimiento Pico Truncado comenzó su producción hace aproximadamente 60 años, de los cuales los últimos 40 contaron con inyección de agua. Sin embargo, en varios bloques del área se han obtenido bajos factores de recobro ($FR < 5\%$), incluso en los que se han implementado proyectos de recuperación secundaria. Esto presenta una zona ideal para el desarrollo de la actividad de recuperación mejorada por inyección de polímero, fundamentalmente si se tiene en consideración la alta heterogeneidad de la formación, el corte de agua y la viscosidad del petróleo.

El screening de las características históricas de los bloques incluyendo petróleo acumulado, agua inyectada y pozos activos entre otros factores puede observarse en la Tabla 1.

Pozo	NpAP [Mm³]	NpP [Mm³]	qoAP [m³/DC]	qlAP [m³/DC]	qwiP [m³/DC]	WiP [Mm³]	LpAP [Mm³]	VRR	VRR cum	Total Pozos	NPI	NPP
IA-EL DESTINO 15 INTEGRAL	2462	3072	44.26	1094.87	718.39	27822	22227	0.66	1.25	117	16	36
IA-PT XIV ESTE	1292	2297	27.61	708.26	658.85	16799	11493	0.93	1.46	103	8	30
IA-KOLUEL KAIKE INTEGRAL	1034	1830	42.17	1135.8	787.74	17313	16187	0.69	1.07	85	14	23
IA-PT B.II INTEGRAL	663	3685	42.35	1287.77	1051.48	18801	9262	0.82	2.03	126	22	29
IA-PT IIAO INTEGRAL	412	1857	34.13	597.3	786.48	6335	3049	1.32	2.08	55	11	19
IA-PT ESTE INTEGRAL	409	739	19.48	391.63	412.11	6407	3696	1.05	1.73	46	8	14
IA-PICO TRUNCADO XIVA AMPL	396	1789	22.28	732.79	632.86	11919	4801	0.86	2.48	53	8	20
IA-EL CORDON "A"	383	488	0.69	14.95	41.24	2724	1510	2.76	1.80	33	1	6
IA-EL CORDON 103 INTEGRAL	374	866	-	-	18.36	4803	2120	-	2.27	36	1	6
IA-EL CORDON B.104	276	351	-	-	-	2039	990	-	2.06	24	-	2
IA-PT NORTE	266	1179	3.28	67.64	36.89	4509	2800	0.55	1.61	59	1	14
IA-EL CORDON "G"	262	1038	37.42	635.18	511.43	5117	2410	0.81	2.12	78	17	32
IA-PT SUR INTEGRAL	245	461	16.74	178.32	290.41	3072	1397	1.63	2.20	23	4	10
IA-EL CORDON SUR	228	512	0.96	14.92	26.71	4115	3182	1.79	1.29	29	1	5
IA-EL CORDON SUD ESTE	169	269	1.79	96.67	171.93	3366	3444	1.78	0.98	12	4	4
IA-EL CORDON "C"	8	169	6.11	109.86	68.87	203	76	0.63	2.67	10	3	6
IA-EL CORDON "E"	6	457	8.38	173.59	265.82	295	88	1.53	3.35	31	10	19
IA-ED CENTRO SUR	5	54	3.27	51.73	59.24	145	60	1.15	2.42	10	2	7

Debido a la gran extensión del yacimiento (xxkm por xxkm) fue necesario la selección de un sector para comenzar el estudio, principalmente teniendo en cuenta las variables relevantes al momento de implementar un futuro piloto de inyección de químico en la zona. La zona seleccionada fue Pico Truncado - Bloque II Integral, ésta se encuentra ubicada al noreste de la provincia de Santa Cruz; en el Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1).

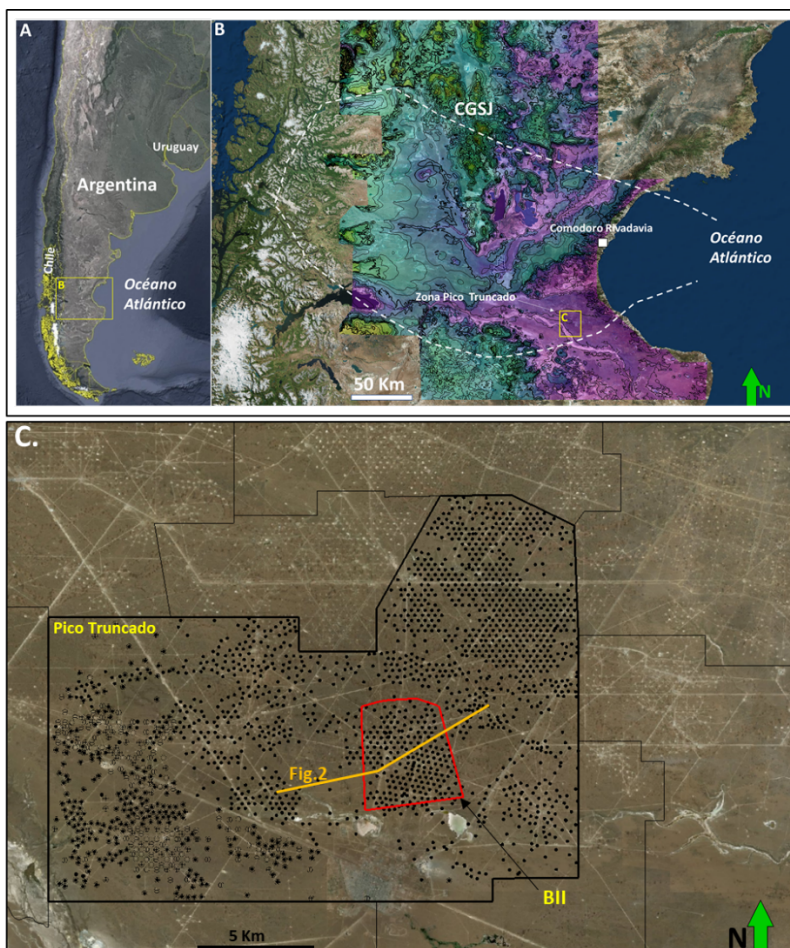


Fig. 1 - A y B: Mapa de ubicación de la cuenca del Golfo San Jorge y C. ubicación del bloque Pico Truncado. En rojo, el polígono de la zona de estudio.

Contexto geológico

La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca intra-placa ubicada en la Patagonia central (Fig.1) que abarca unos 170,000 km². La estructura dominante es extensional con un rumbo E-O desde la cordillera andina hasta el océano Atlántico. Dado su larga extensión, la cuenca del Golfo ha sido dividida en cinco mayores zonas. En este trabajo nos referimos a la parte conocida como el Flanco Sur.

El relleno sedimentario consiste en tres fases. Una fase inicial asociado al periodo de *rifting* (Jurásico medio a superior). Una segunda fase caracterizada por un contexto de *rift* tardío (Cretácico inferior) conocido como el ciclo Neocomiano y, finalmente, una última fase de SAG (Cretácico inferior a superior) conocida como el Grupo Chubutiano que contiene la mayoría de los intervalos de hidrocarburos.

La formación Cañadón Seco cretácico superior, objetivo de este trabajo, consiste en el último relleno de la fase de SAG de la cuenca del Golfo San Jorge (Fig2.), está caracterizada por unos ~500 metros de depósitos fluviales. La parte inferior de la formación Cañadón Seco, conocida como el miembro Caleta Olivia, representa el objetivo principal de este estudio con unos 20-40 m de apilamiento de areniscas. El Flanco sur se caracteriza también por su complejidad estructural tanto por las presencias

de fallas extensivas syn y post-sedimentarias como por la existencia de intrusivos magmáticos que pueden llegar a afectar la calidad del reservorio y también su conectividad (Fig.2)

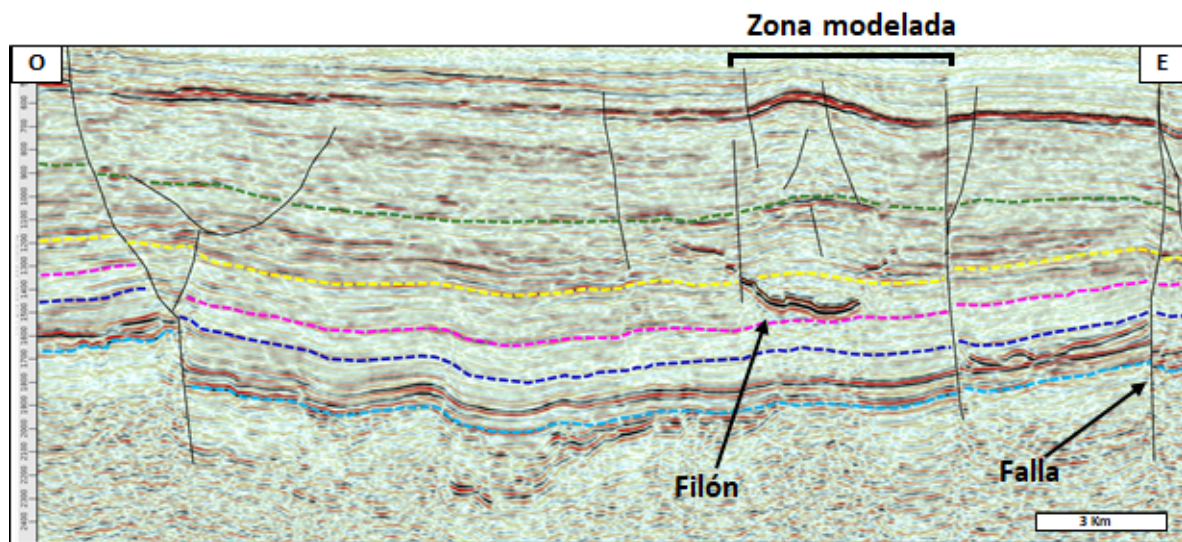


Fig. 2 - Corte sísmico mostrando la zona de estudio en el subsuelo y la complejidad estructural asociada. Ver figura 1 para ubicación.

La curva de proporción vertical de facies

En el campo Pico Truncado, las formaciones Cañadón Seco y Meseta Espinosa tienen un espesor de sedimentos que varía entre 500 y 1000 metros con Net-To-Gross variables (en adelante NTG). Se decide dividir la columna sedimentaria en ciclos estratigráficos así poder definir las zonas de mayor NTG y entonces definir las áreas de interés. Para lograr este objetivo se usa la metodología definida como Curva de proporción vertical de facies (CPV, Fig.3). La CPV tiene por objeto calcular la proporción vertical de arena promediando datos de perfiles de pozos (Vshale, Resistividad, SP..) para un grupo de pozos. En base a eso se define un esquema de correlación de pozos, identificando zonas donde el balance acomodación (espacio disponible para la depositación) y aporte sedimentario es mínimo (Fig.3). Estos mínimos están definidos en la CPV como las regiones de mínima acumulación de arena.

Entonces si estos intervalos aparecen como consistentes a lo largo del campo/bloque pueden ser considerados como divisiones estratigráficas para poder subdividir la columna sedimentaria (Fig.3). Además, la CPV es una herramienta que permite ayudar el entendimiento del modelo conceptual geológico (Fig.3).

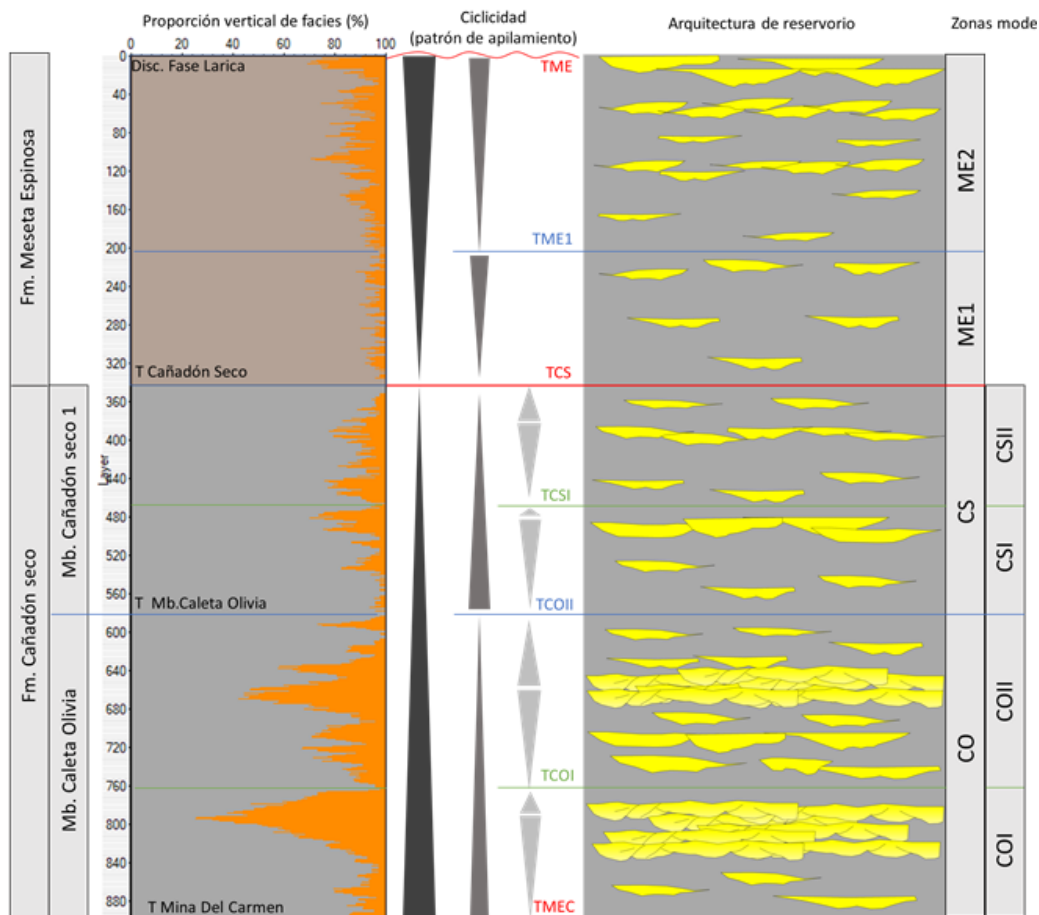


Fig. 3 - Curva de proporción vertical de facies, ciclicidad, modelo conceptual y zonas establecidas para el modelado 3D.

Modelo full-field y análisis de conectividad

En base a la metodología descrita en el ítem anterior, se construye una correlación estratigráfica en la zona del Bloque II de Pico Truncado que cuenta con unos 200 pozos. Se define a lo largo de la columna sedimentaria seis ciclos que representan las seis zonas a la hora de realizar el modelo estático 3D a escala full-field. La grilla 3D cuenta celdas de 50*50*1m de resolución y con el modelo estructural teniendo en cuenta las fallas interpretadas y los filones magmáticos (Fig.4a). Las propiedades petrofísicas están pobladas y analizadas dentro de esta grilla, generando varios escenarios geológicos (Fig.4a).

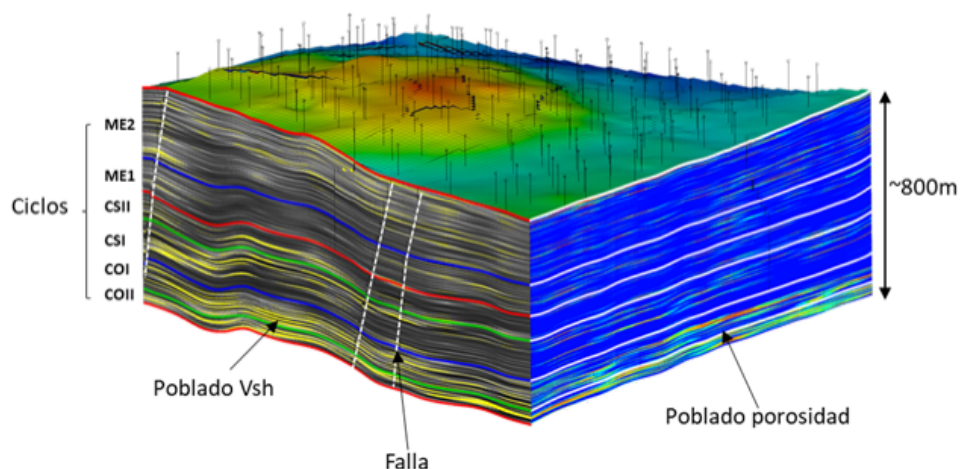


Fig. 4a - Modelo 3D full-field de la zona de estudio

Se toma el modelo full field y, luego de realizar la reconstrucción histórica de producción e inyección del Bloque, se procede con la corrida dinámica. Teniendo en consideración las principales incertidumbres en esta instancia del proceso, viscosidad exacta del fluido y curvas de permeabilidad relativas, se procede a simular distintas combinaciones utilizando un rango aceptable de estas variables así lograr el matching de la historia de petróleo, agua e inyección. Se observa que no es factible lo propuesto (Fig 4b) por lo que se revisa el modelo estático.

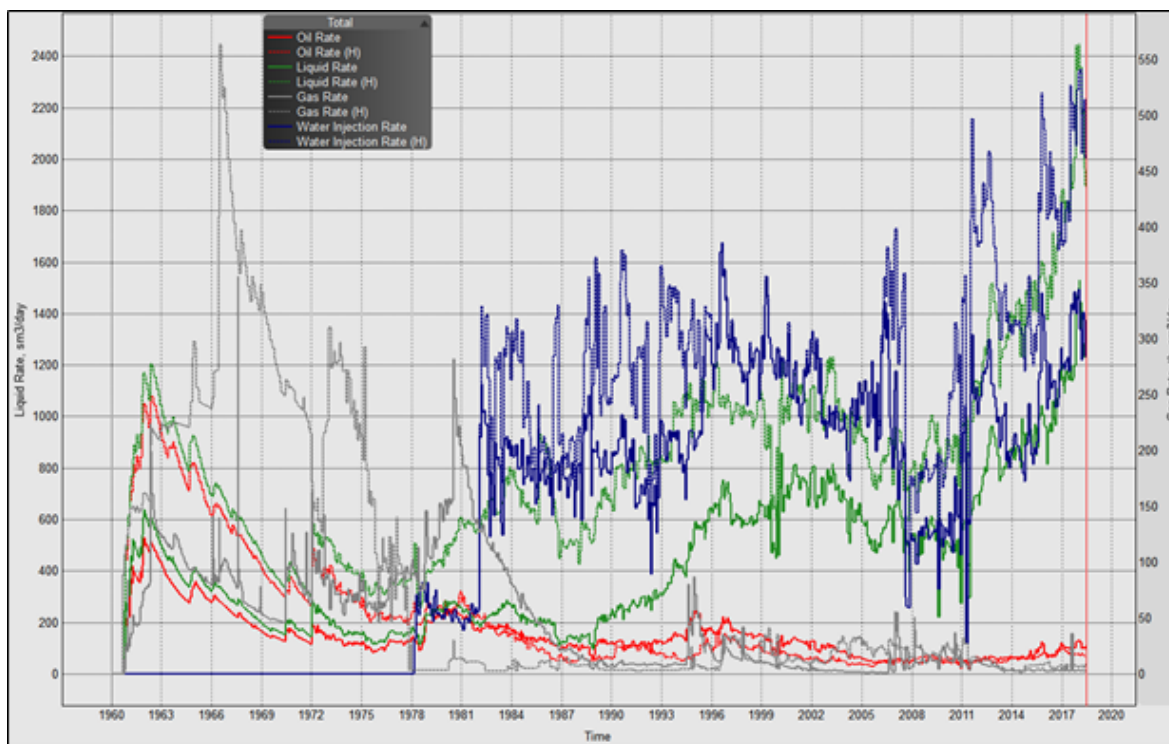


Fig. 4b - Primer matching histórico del Bloque II Integral, Pico Truncado

Se propone mejorar la conectividad de reservorios, ya que, al analizar pozo a pozo curvas simuladas y corte estructural, se percibe hay más “arena productiva” y conectividad que la visualizada inicialmente; esto sería el causante de la falta en líquido simulado. Se procede con el petrofísico a redefinir de la Ley K-Phi (vale la pena pegar los gráficos de la Ley Kphi?).

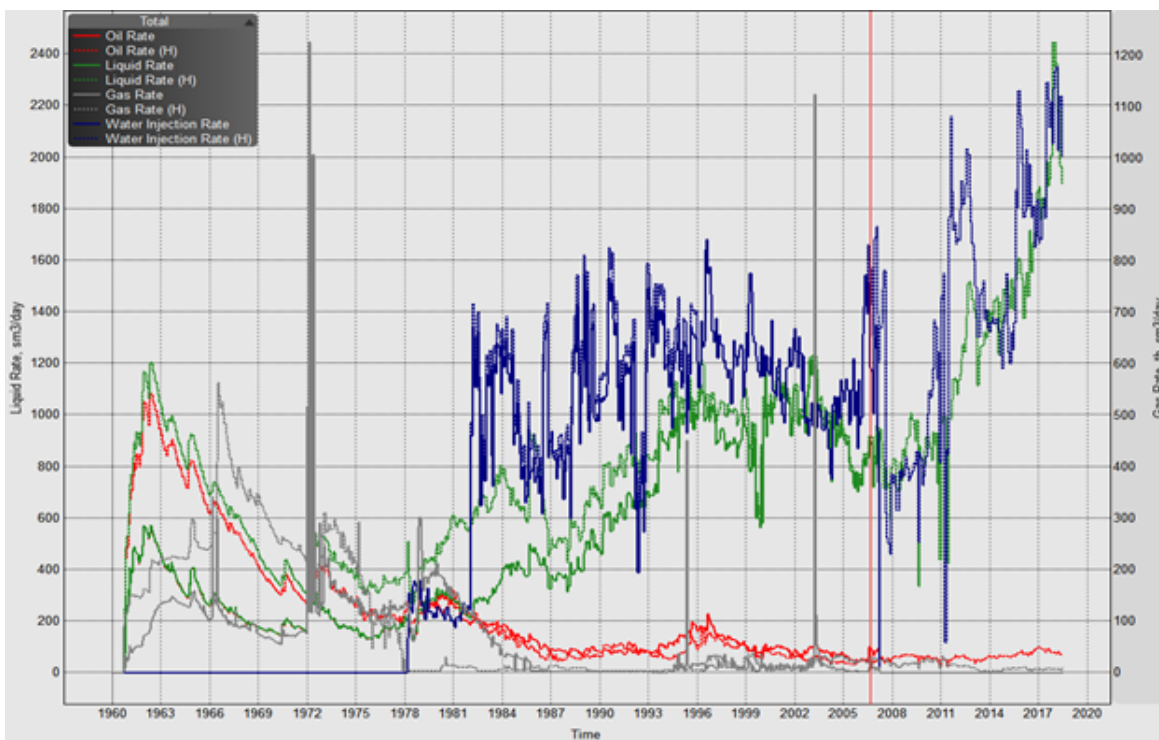


Fig. 4c - Simulación histórica luego de revisión geológica

Es posible, con esta revisión, obtener producciones más cercanas a la real. El desafío se encuentra en conseguir la relación viscosidad / curvas de permeabilidades que logre representar tanto las curvas de primaria como las de secundaria.

Por esto se decide retomar la lectura de legajos de pozo, específicamente punzados y apertura y cierre de capas para realizar una distribución líquidos por miembro, Caleta Olivia y Cañadón Seco, ya que se considera que las propiedades de fluido en ambos son distintas. Luego, a nivel estático, se quiere reexaminar y hacer foco en la formación más favorable para lograr allí el ajuste histórico.

Se utiliza como base el modelo *full-field* y se analiza los principales volúmenes conectados (i.e los principales cuerpos de arenas conectados en el modelo 3D) en los distintos ciclos sedimentarios (Fig4d). Los resultados muestran que los dos volúmenes principales (V1 y V2 Fig4.d) que presentan mayor conectividad se ubican en el miembro Caleta Olivia dentro de la formación Cañadón Seco.

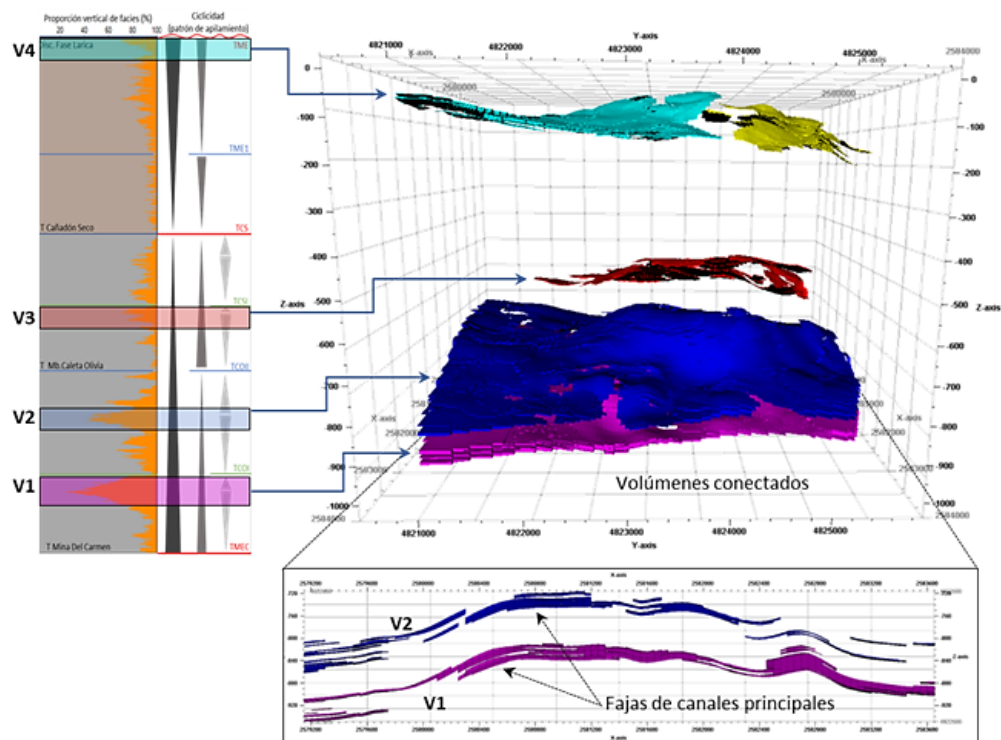


Fig. 4d - Análisis de conectividad e identificación de los volúmenes principales

Con los datos históricos de petróleo, agua e inyección a nivel miembro Caleta Olivia, se procede a una simulación sectorial. Las curvas obtenidas son alentadoras, con lugar a mejora (Fig. 4f).

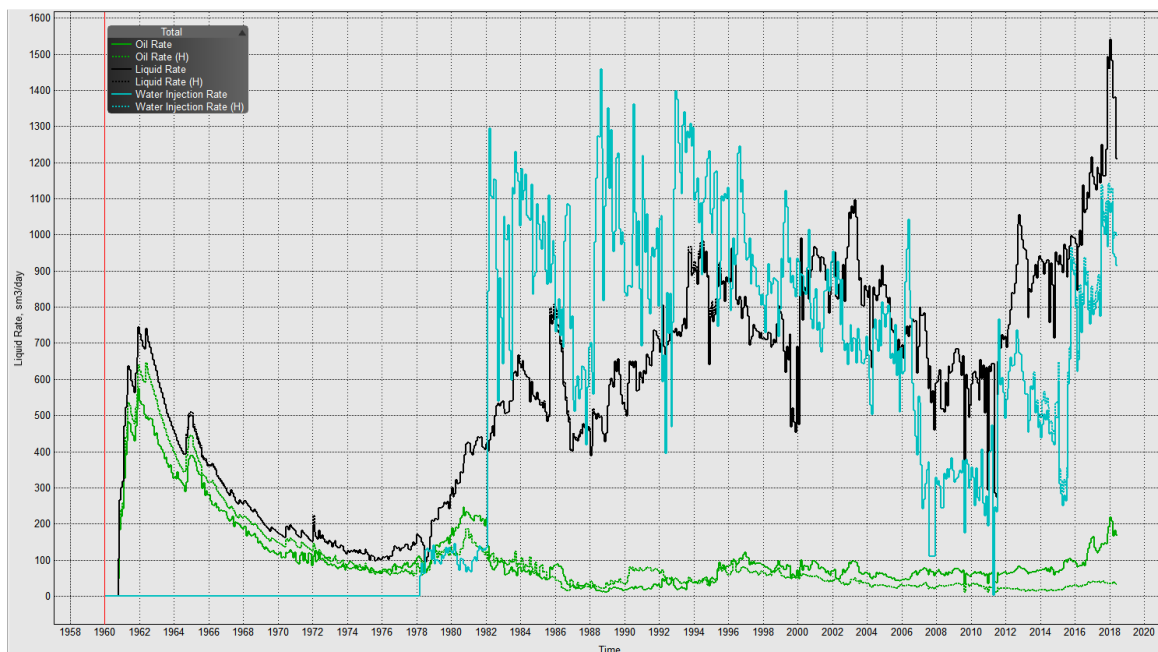


Fig.4f - Simulación de Historia de producción a nivel miembro Caleta Olivia

Selección de zona y modelo sectorial

En base a los resultados del análisis de conectividad y luego también de la revisión del modelo estructural, se define una zona sectorial para lograr un ajuste fino de simulación y realizar un forecast para un Piloto. Se construye, entonces, un modelo de mayor resolución con celdas de 30*30*1m (Fig.5a).

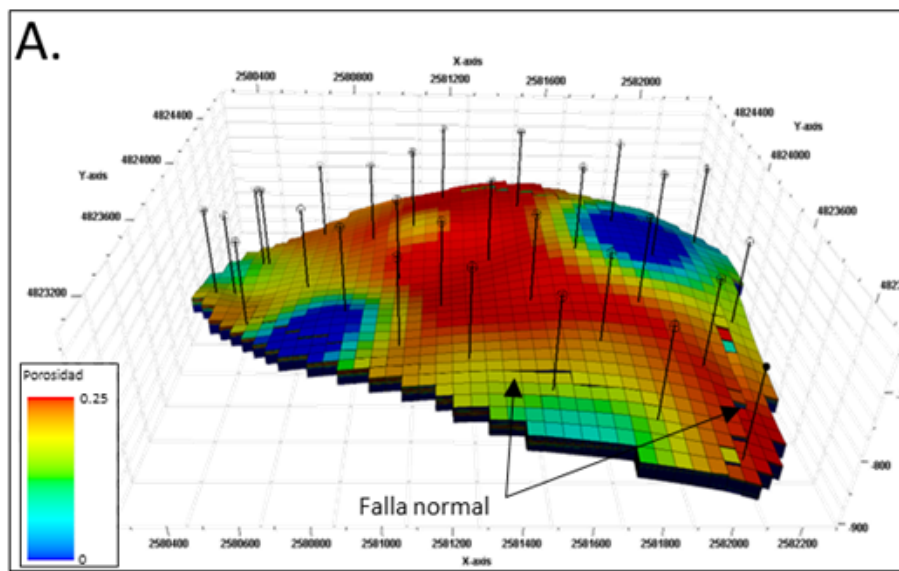


Fig. 5a - Modelo zona piloto – mayor resolución

A este fin se define una correlación de mayor detalle en base a la CPV (identificación de ciclos sedimentarios de mayor jerarquía), para poder brindar mejor conectividad a los cuerpos arenosos. Se construye también, en base a la calibración de datos de coronas, un modelo de facies tratando de mejor representar la variación dentro de las fajas de canales (Fig.5b). De esa manera si identifica las principales facies que actúan como unidad de flujo y por consecuencias las facies que van a controlar la conectividad (Fig.5b)

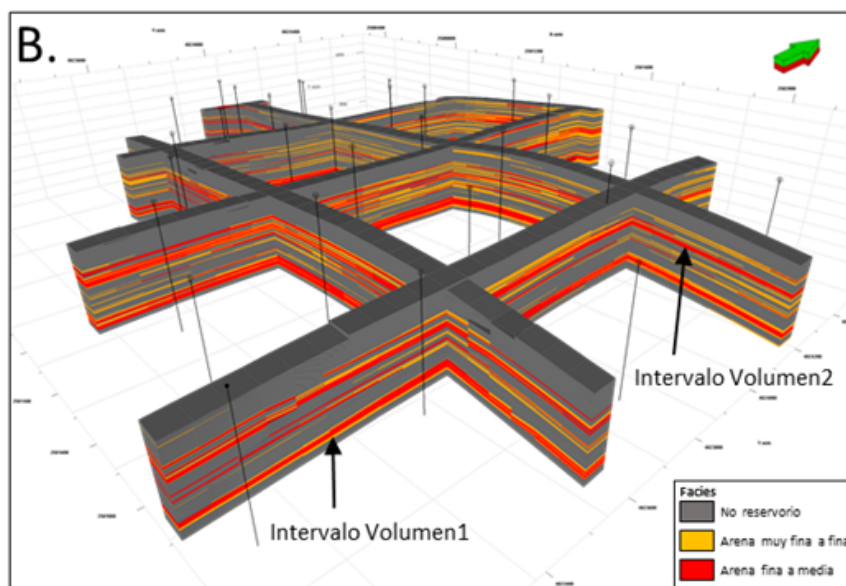


Fig. 5b - Modelo de facies

Conclusiones

- Se analizó y caracterizó la arquitectura de reservorio a través del modelado de alta resolución para poder interpretar el efecto de las heterogeneidades sedimentológicas en las propiedades del flujo.
- Los modelos permitieron definir la conectividad del reservorio y 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

Referencias:

Jean-Louis Salager, “*Recuperación mejorada del petróleo*”
Ramos et al., 1996; 2014
Vocaturo et al., 2015

Milagros Thomann:

Ingeniera Química, ITBA.

Estudios EOR, Portafolio Screening

Ingeniera de Monitoreo de Reservorios – Santa Cruz Oeste, YPF (2014-2018)

Ingeniera de Reservorios Operativo – Mendoza Norte, YPF (2011-2014)

Remi Eric Lehu:

Ph.D Geología Marina, Universidad de Montpellier 2, Francia.

Geólogo desarrollo, grupo estudios EOR.

Geólogo desarrollo, grupo estudios de subsuelo, YPF (2015-2017)

Luis Martino:

Dr. de la Universidad de Buenos Aires, Área Cs. Físicas

Estudios EOR, Lider de estudios Portafolio y Screening, YPF

Estudios de subsuelo Ingeniero de reservorios especialisata en simulación numérica, YPF (2009-2017)

Jefe de laboratorio I+D, Inlab (2006-2009)