

## **Metodología de Modelado Numérico Integral para Yacimientos Maduros: Aplicación en un Yacimiento en la Cuenca Oriente, Ecuador**

Matías PODELEY, Tecpetrol, matias.podeley@tecpetrol.com  
Diego GARCIA ACEBAL, Tecpetrol, diego.garcia@tecpetrol.com  
Jean-Pierre BOURGE, Schlumberger, bourge1@slb.com  
Matías HOFFMANN, Tecpetrol, matias.hoffmann@tecpetrol.com  
Sergio RIOS, Tecpetrol, sergio.rios@tecpetrol.com  
Neptali REQUENA, Tecpetrol, neptali.requena@tecpetrol.com  
Pablo CISNEROS, Tecpetrol, pablo.cisneros@tecpetrol.com  
Carolina GUALAVISI, Tecpetrol, carolina.gualavisi@tecpetrol.com

### **Sinopsis**

Presentaremos una metodología de trabajo de modelado numérico que permitió definir exitosamente el desarrollo de un proyecto de recuperación secundaria en un yacimiento maduro ubicado en la cuenca Oriente de Ecuador. Dicha metodología es aplicable a proyectos maduros con buena disponibilidad de información.

Los puntos a destacar de la metodología propuesta son:

- Generación de prototipos (modelos simplificados) para ponderar la importancia de los distintos factores estáticos y dinámicos intervinientes, a fin de guiar la construcción del modelo detallado.
- Elaboración de mapas de agrupaciones de facies para simplificar la generación/edición del poblado de facies del modelo estático.
- Uso intensivo de visualizaciones para facilitar la comunicación entre disciplinas y asistir en el ajuste del modelo.
- Revisión del modelo estático y reinterpretaciones tras cada corrida dinámica.
- Uso de rutinas automatizadas para acelerar la reconstrucción de la grilla de simulación después de revisar las interpretaciones.

La utilización de datos dinámicos (y estáticos) para entender la arquitectura del reservorio nos permitió contar con un modelo confiable, que resultó útil para identificar zonas con potencial productivo y definir inversiones. El uso de flujos de trabajo automatizados, permite introducir los cambios necesarios en la grilla de simulación de forma casi automática, a partir de modificaciones en cualquier input del modelo; sean actualizaciones en las interpretaciones sísmicas, en las correlaciones o en los mapas de agrupaciones de facies.

Se concluye que este flujo de trabajo potencia la toma de decisiones al permitir adaptar la estrategia de desarrollo a medida que se incorpora nueva información.

## **Introducción**

El modelado estático y dinámico de reservorios tiene como objetivo generar pronósticos confiables y permitir optimizar la toma de decisiones de desarrollo. Es una tarea interdisciplinaria e iterativa. El flujo de trabajo de modelado dependerá, en gran medida, del set, la variedad y la calidad de los datos disponibles, del tipo de yacimiento, de la madurez del proyecto, de los recursos disponibles para encararlo y del alcance y precisión que se pretende de los resultados.

En este trabajo describiremos este proceso para la implementación exitosa de pilotos de secundaria en un yacimiento maduro en la Cuenca Oriente, Ecuador.

## **Metodología**

Esta sección presenta las etapas del flujo de trabajo utilizado en la construcción y calibración de los modelos estático y dinámico.

En el caso de estudio, contábamos con gran cantidad de información:

- Estudios de coronas (petrofísica básica, SCAL, descripciones de facies y ambientes).
- Interpretación petrofísica de todos los pozos.
- PVTs.
- Ensayos de presión (build-up) para la mayoría de los pozos.
- 30 años de historia de producción, discriminada por capa (por la legislación local, en Ecuador no se permite la producción commingled excepto que se pueda garantizar la exactitud en la alocación de producción).
- Un piloto de recuperación secundaria en marcha con algunos meses de producción.

Nuestro principal objetivo fue entender qué trabajos hacer para maximizar la recuperación de petróleo del proyecto al mínimo costo posible.

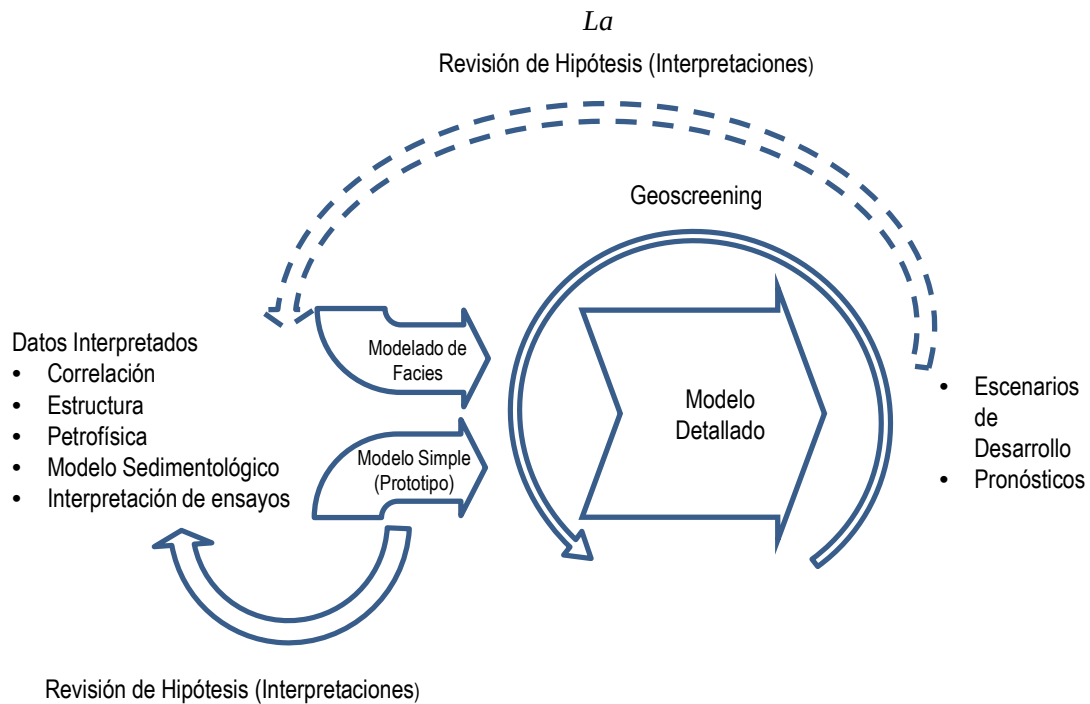
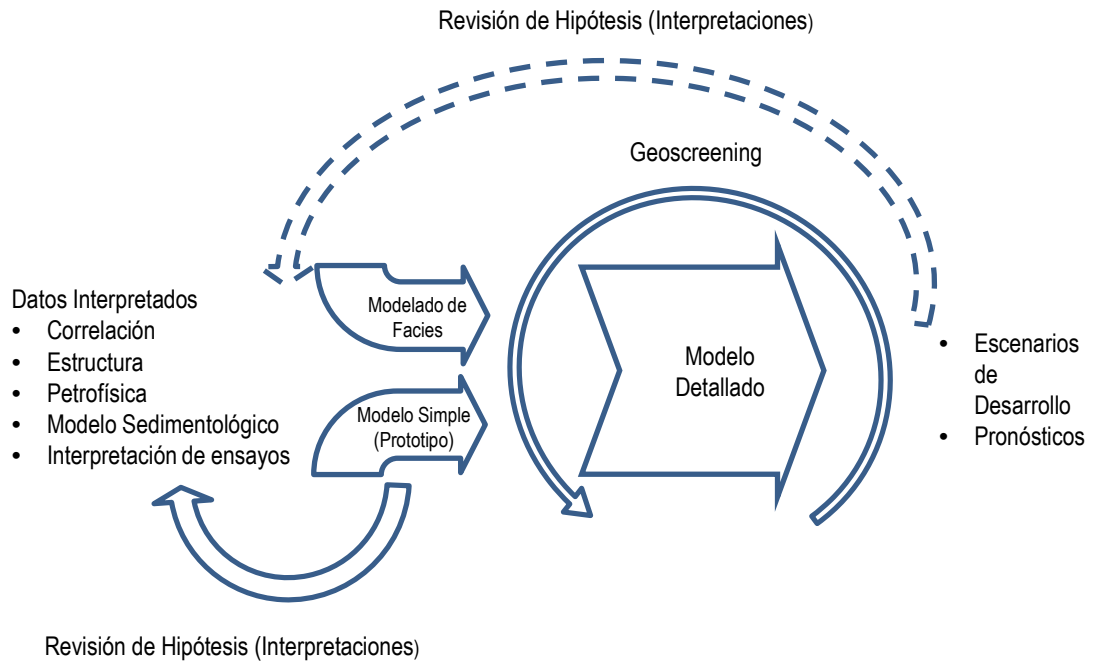


Figura 1 esquematiza las distintas etapas e iteraciones que se llevaron adelante. Seguimos dos líneas de trabajo paralelas que confluyeron en el modelo de detalle:

1) Modelo Simple (Prototipo): permitió poner a prueba la hipótesis empleada que contempló una amplia variedad de datos entre los que se encuentran geometría y tamaño de los reservorios, propiedades petrofísicas promedio, estanqueidad de zonas y características de los fluidos de reservorio.

2) Modelado de facies: la utilización de mapas de agrupaciones de facies, permitió la generación de un modelo de detalle pero de fácil edición luego de cada corrida de history match.



*Figura 1: Esquema del flujo de trabajo.*

Trabajar desde el inicio con prototipos, nos permitió revisar y comparar entre sí varias interpretaciones antes de construir el modelo definitivo. Siempre hay que tener en cuenta que los datos con los que construimos el modelo son interpretaciones y en consecuencia tienen un margen de error: por ejemplo los mapas estructurales tienen como posible fuente de error la resolución sísmica y la ley de velocidad utilizada en la conversión tiempo-profundidad.

El modelado de facies generó una revisión de la correlación y posterior reconstrucción de la grilla a fin de respetar las propiedades del ambiente definido mediante el estudio sedimentológico.

Las dos líneas de trabajo confluyeron en el Modelo Detallado, construido a partir rutinas automatizadas, implementadas en el software de geomodelado: el paso fundamental de esta etapa es lograr el ajuste de cada zona del modelo con mayor precisión, trabajando sobre el mapa de agrupaciones de facies para poder reproducir el comportamiento observado en la historia de producción de los pozos. La visualización de líneas de flujo (streamlines) permitió identificar los elementos estáticos que estaban afectando el comportamiento dinámico de cada pozo.

En las siguientes secciones describiremos en detalle cada una de las etapas de trabajo.

#### Modelo Simple (Prototipo):

Mientras se avanzaba en el modelado de facies, construimos un modelo de simulación simple a partir de un modelo estático simplificado. Este prototipo nos permitió evaluar los siguientes factores (que proporcionarán los inputs del modelo):

- Relación entre estructura y spillpoints: verificar que en todos los casos, los contactos agua petróleo se encuentren a una profundidad igual o superior de los spillpoints.
- Continuidad de los cuerpos arenosos: poblando la grilla a partir del estudio geoestadístico de la porosidad efectiva para el horizonte en estudio (rangos de variogramas, Figura 2).
- Ajuste de Leyes k-Phi a partir de datos de corona (Figura 3).
- Definición de tamaño de los acuíferos.
- Validación de datos PVTs.
- Definición del tamaño de las celdas.

De esta manera pudimos reducir la incertidumbre y comenzar a ponderar los factores estáticos de mayor impacto en el Modelo Dinámico antes de generar el Modelo Detallado.

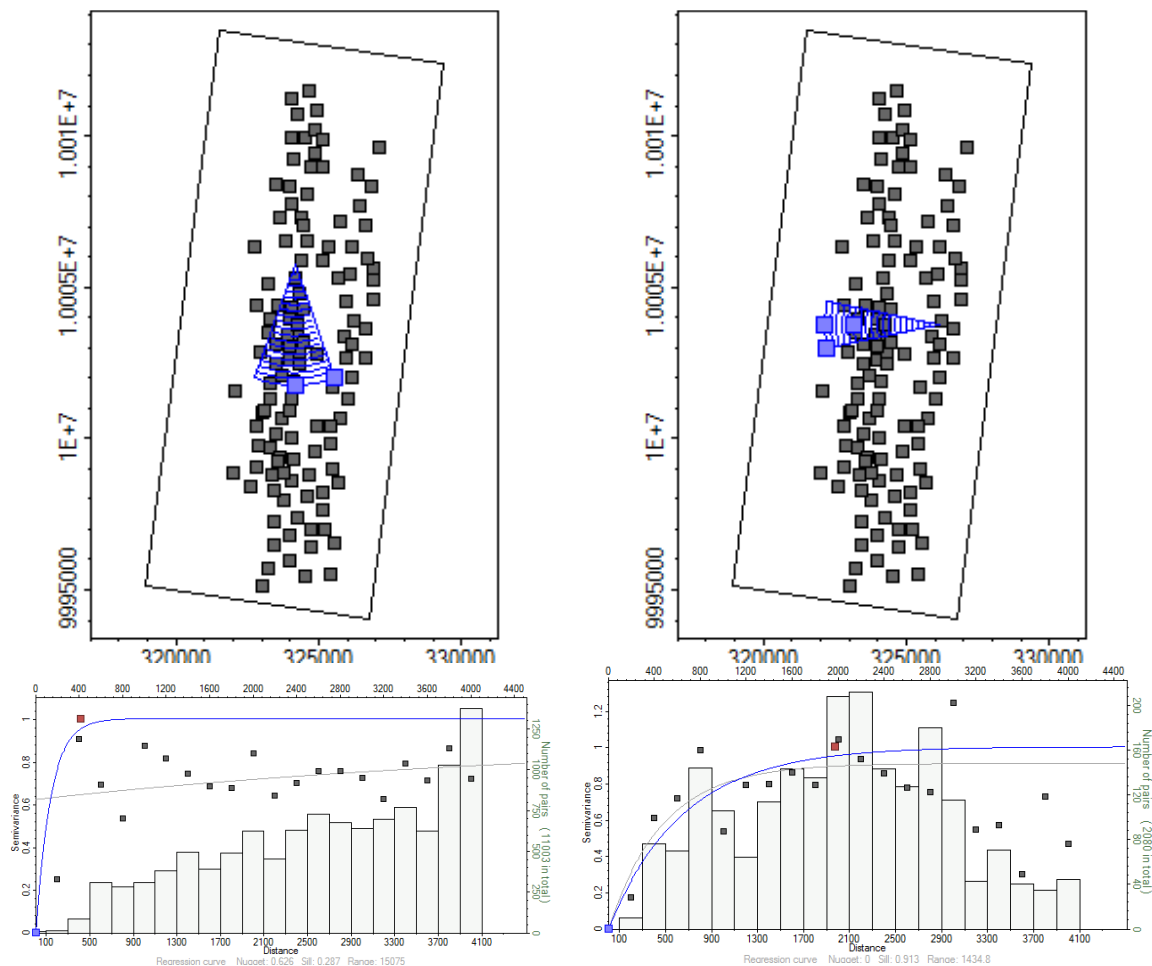


Figura 2: En el análisis de variogramas se observa anisotropía N-S.

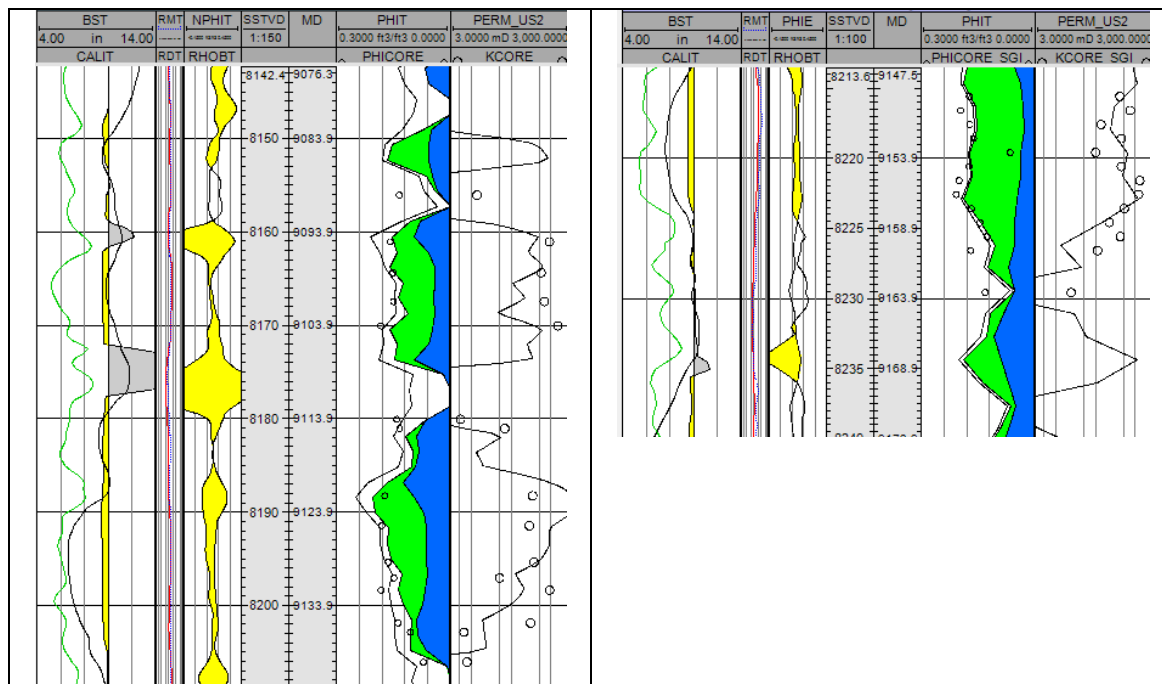


Figura 3 – QC Perfiles generados a partir de leyes k-phi vs datos de corona.

## Modelado de Facies

### Estudio Sedimentológico

Con el objetivo de generar un esquema de facies y determinar el ambiente de sedimentación de los reservorios a modelar, se realizó un estudio sedimentológico sobre la totalidad de los testigos corona disponibles en este campo. Se analizaron y describieron un total de 350 m de coronas (38 coronas en 28 pozos).

Teniendo en cuenta la **litología, composición, contactos litológicos, tipo y escala de estratificación, granulometría, estructuras sedimentarias primarias, icnología** y otras características, como **condiciones petrofísicas e impregnación con HC**, se definieron 5 grupos mayores de facies de acuerdo con la litología dominante: Pelitas (**P**), Pelitas y areniscas finas (**P/A**), Areniscas intercaladas con pelitas con predominio de areniscas (**A/P**), Areniscas cuarzosas con estratificación cruzada (**AC**) y Areniscas bioturbadas (**AB**).

A su vez, cada grupo comprende varias facies. Las mismas fueron denominadas utilizando un código que combina el elemento del grupo mayor con el agregado de un número o símbolo que refleja una condición dominante o diagnóstica. De acuerdo al arreglo/relación vertical de dichas facies, se definieron 6 asociaciones de facies (AF) que se resumen en la Figura 4 y la Figura 5: **C pm**: asociación de facies de cuerpos arenosos proximales afectados por mareas, **C dm**: asociación de facies de cuerpos arenosos distales afectados por mareas, **p/l**: asociación de facies de depósitos de baja energía proximales o laterales a los cuerpos arenosos, **d**: depósitos de baja energía distales, **M**: asociación de facies de marina normal, **Md**: asociación de facies de marina distal de baja energía.

Finalmente, una vez descritas las facies, identificado el arreglo vertical de las mismas y determinadas las asociaciones de facies presentes, se procedió a la interpretación paleoambiental. Se reconocieron dos sistemas: 1) Un sistema inferior DOMINADO POR MAREAS, en el que se desarrollan cuerpos arenosos de moderada energía, submareales someros, contruidos por mareas; y 2) Un sistema superior DOMINADO POR OLAS (marino abierto).

La combinación de estos dos sistemas permite definir el ambiente de depositación de los reservorios a modelar como un **estuario dominado por mareas**. Los cuerpos de arena se depositaron en una **plataforma de pendiente bajísima (<0.01%)**. Se estima que la **acción de mareas retrabajó gran parte de los depósitos** a lo largo de toda la extensión de la plataforma.

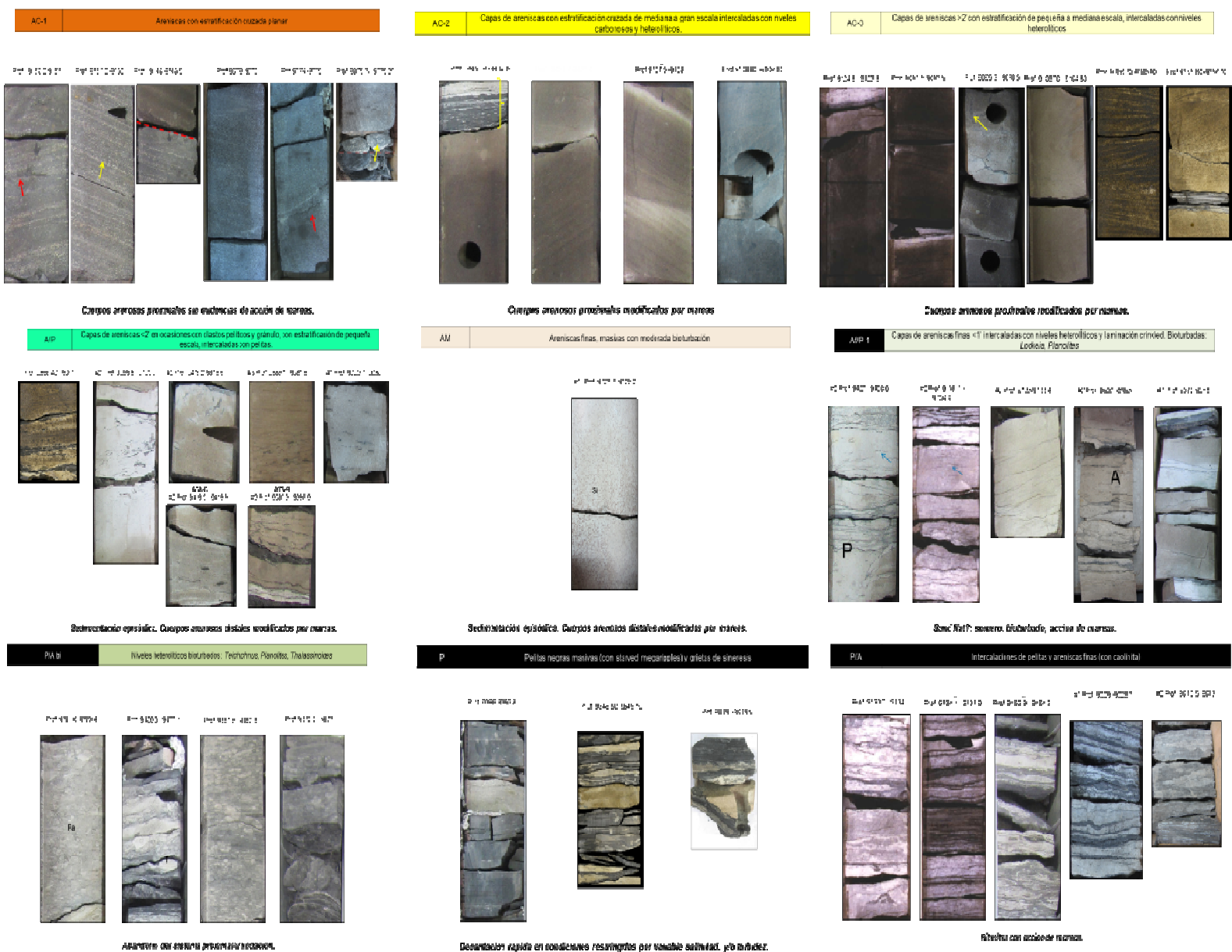


Figura 4 - Principales facies descritas en los núcleos corona.

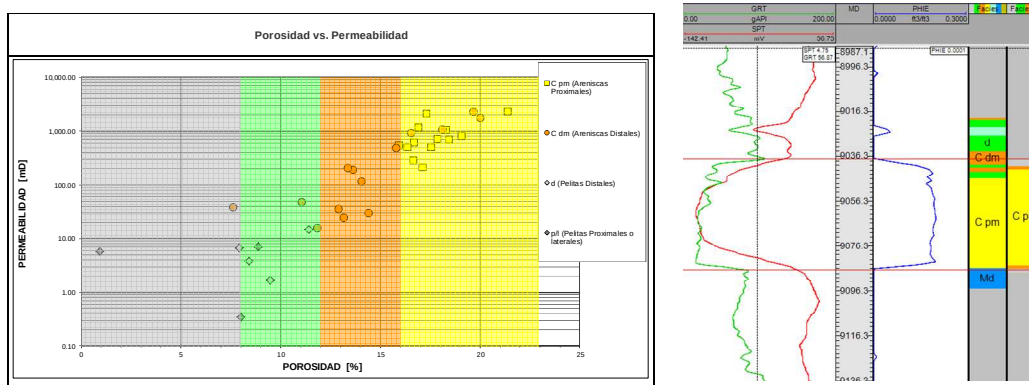


| LITOTIPIA                 | CODIGO | Descripción                                                                                                                                  | Interpretación                                                                                       | Asociación de facies (AF)                                                        | Sistema Marino Somero |
|---------------------------|--------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| PELITAS                   | EC     | Mudstones arcillosos y tangolitas calcáreas.                                                                                                 | Depósitos mixtos (silicoclásticos/carbonáticos) marinos normales, con capas de tormentas.            | AF Md: marino distal de baja energía.                                            | DOMINADO POR OLAS     |
| PELITAS con GI            | PM     | Pelitas laminadas con glauconita y siderita; ocasionalmente pirita, fosfatos y valvas enteras.                                               | Depositos silicoclásticos de baja energía, con registro de tormentas? Distales.                      |                                                                                  |                       |
| ARENISCAS BIOTURBADAS     | AB-2   | Pelitas y areniscas bioturbadas con glauconita.                                                                                              | Depósitos silicoclásticos de baja a moderada energía. Datimétricamente lower shoreface a offshore.   | AF M: marina somero normal.                                                      |                       |
|                           | AB-1   | Areniscas, ocasionalmente conglomerádicas, con glauconita y Fe. Cemento calcítico y silíceo.                                                 | Depósitos silicoclásticos de moderada energía, marino somero. Lag transgresivo? Storm layer?         |                                                                                  |                       |
|                           | AB-0   | Areniscas finas a medias con mud drapes, con baja diversidad de bioturbación y contenido glauconítico <5%.                                   | Depósitos silicoclásticos de moderada a alta energía, marino somero. Shoreface afectado por mareas?  |                                                                                  |                       |
| ARENISCAS CUARZOSAS       | AC-3   | Capas de areniscas >2' con estratificación de pequeña a mediana escala, intercaladas con niveles heterolíticos.                              | Cuerpos arenosos intermedios modificados por mareas.                                                 | AF C pm: cuerpos arenosos proximales modificados por mareas.                     | DOMINADO POR MAREAS   |
|                           | AC-2   | Capas de areniscas con estratificación cruzada de mediana a gran escala intercaladas con niveles carbonosos y heterolíticos.                 | Cuerpos arenosos modificados por mareas.                                                             |                                                                                  |                       |
|                           | AC-1   | Areniscas con estratificación cruzada planar.                                                                                                | Cuerpos arenosos sin evidencias de acción de mareas.                                                 |                                                                                  |                       |
| ARENISCAS > PELITAS       | A/P    | Capas de areniscas <2', en ocasiones con clastos pelíticos y gránulo, con estratificación de pequeña escala, intercaladas con pelitas.       | Sedimentación episódica. Cuerpos arenosos distales modificados por mareas.                           | AF C dm: cuerpos arenosos distales modificados por mareas.                       |                       |
|                           | AM     | Areniscas finas, masivas con moderada bioturbación.                                                                                          |                                                                                                      |                                                                                  |                       |
|                           | AM/P-2 | Capas de areniscas finas <1', bioturbadas con <i>Skolithos</i> .                                                                             | Sand flat?: somero, bioturbado, acción de mareas?                                                    |                                                                                  |                       |
| PELITAS Y ARENISCAS FINAS | AM/P-1 | Capas de areniscas finas <1' intercaladas con niveles heterolíticos y laminación crinkled. Bioturbadas: <i>Lockeia</i> , <i>Planolites</i> . |                                                                                                      |                                                                                  |                       |
|                           | P/A bl | Niveles heterolíticos bioturbados: <i>Teichichnus</i> , <i>Planolites</i> , <i>Thalassinoides</i> .                                          | Abandono del sistema proximal/inundación.                                                            | AF d: depósitos de baja energía distales.                                        |                       |
|                           | P      | Pelitas negras masivas (con starved megaripples) y grietas de sínéresis.                                                                     | Decantación rápida en condiciones restringidas por variable salinidad, y/o turbidez.                 | AF p/l: depósitos de baja energía proximales o laterales a los cuerpos arenosos. |                       |
|                           | P/A    | Pelitas negras laminadas, sin glauconita y con ambar, ó intercalaciones de pelitas y areniscas finas (en variable proporción) con caolinita. | Depósitos silicoclásticos de baja energía, proximales y restringidos. Rítmicas con acción de mareas. |                                                                                  |                       |

Figura 5 - Tabla resumen del Estudio Sedimentológico.

### *Relación Poro-Perm. y Determinación de Facies*

Si bien se dispone de una gran cantidad de coronas en el campo, está muy lejos de cubrir la totalidad de los pozos y resulta necesario establecer una manera para determinar las facies en los pozos que no tienen testigos coronas. El análisis de las relaciones Poro-Perm de los núcleos descriptos permitió reconocer que existe una buena correlación entre las facies y los valores de porosidad (Figura 6), si bien no es perfecta, permite establecer una relación entre facies y porosidad, y de esta manera en función de los rangos de porosidad efectiva determinar las facies en el resto de los pozos que no cuentan con testigos corona.

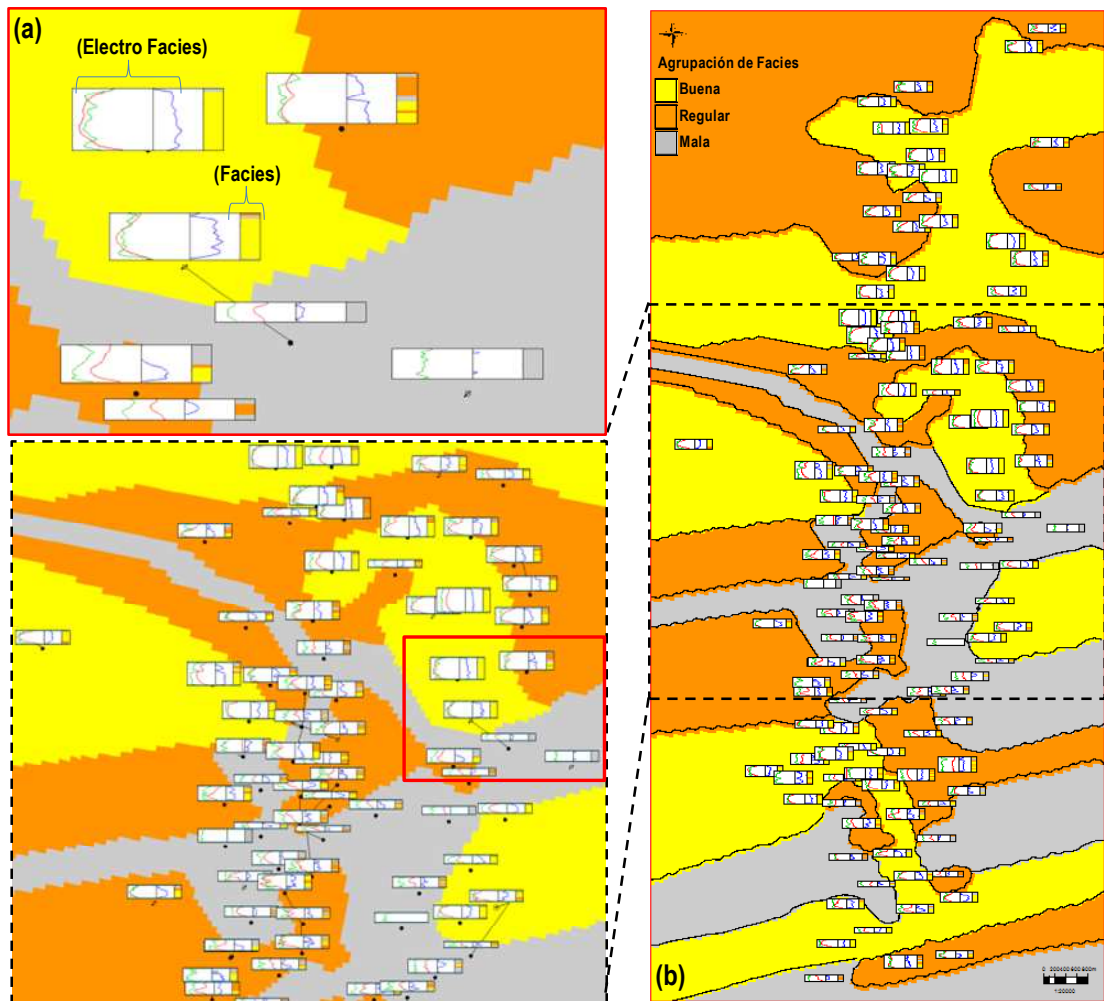


*Figura 6 – Relaciones Poro-Perm vs Facies.*

### *Poblado de Facies*

Una vez determinadas las facies, el paso siguiente fue poblar/popular el resto de las celdas del modelo. Para ello se utilizaron mapas de agrupaciones de facies con los cuales se generaron mapas de probabilidad de ocurrencia de cada una de las facies a modelar (Bourge et al. 2015).

El primer paso consiste en generar un mapa de Electro Facies/Facies (Figura 7 a) para definir zonas o sectores con similares características eléctricas y proporciones de facies a fin de agruparlos bajo una misma agrupación o familia de facies (Figura 7 b), representando de esta manera una misma posición dentro del ambiente de depositación.



*Figura 7 – Mapa de Agrupaciones de Facies.*

Una vez generados los mapas de agrupaciones de facies (Figura 8 a), se escalan los mismos al modelo, y se procede a determinar qué porcentaje de cada facie hay en cada agrupación de facies. Este valor se determina a partir del valor escalado de pozos a la grilla. Posteriormente se generan mapas de probabilidad de ocurrencia para cada facies como se observa en la Figura 8 b, es decir, el porcentaje de participación de cada facie según la agrupación de facies donde se encuentre.

Finalmente, una vez generados los mapas de probabilidad y realizado el análisis de los variogramas, se procedió al poblado de las facies cuyo resultado se observa en la Figura 8 c. Se utilizó el algoritmo TGS (truncated gaussian simulation) dado que es menos ruidoso que la simulación gaussiana y genera transiciones entre facies, propias del ambiente a modelar.

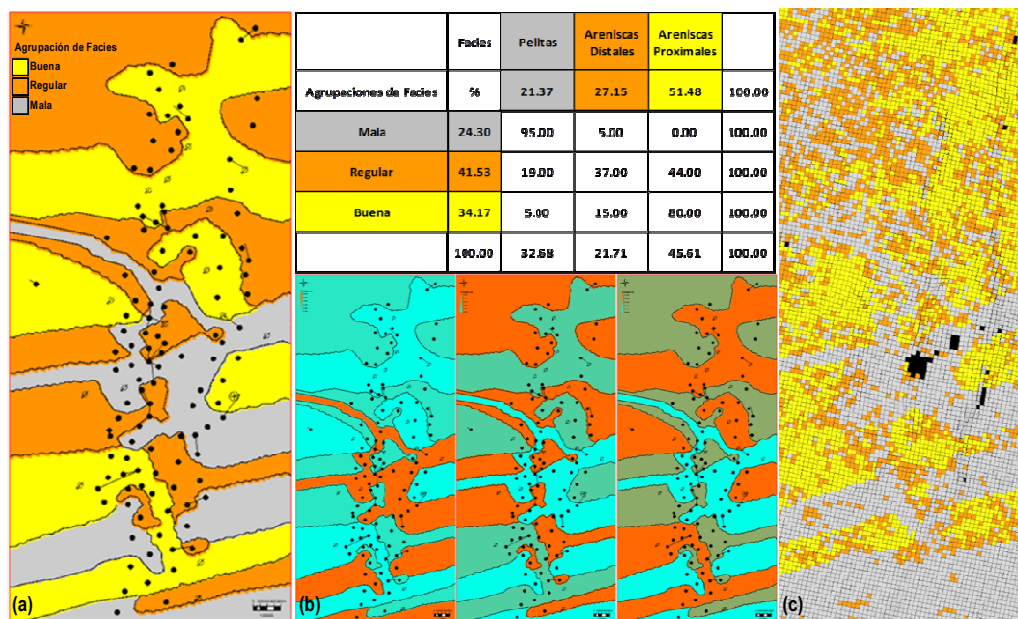


Figura 8 - a) Mapas de Agrupaciones de Facies. b) Mapas de Probabilidad de ocurrencia de Facies c) Poblado de facies en la grilla.

### Poblado Petrofísico

Una vez poblada la grilla con las facies, se procedió al poblado de los valores de porosidad y permeabilidad. El mismo estuvo controlado por la grilla de facies generada a partir de los mapas de probabilidad. Por último, se asignó una tabla de permeabilidades relativas y de presiones capilares a cada una de las facies de acuerdo a los datos de SCAL.

### Modelo Detallado - Geoscreening

Combinando el Modelo Simple con el Modelado de Facies obtenemos la primera versión del Modelo Detallado y en consecuencia, comienza la parte más iterativa del flujo de trabajo. Esta etapa, consiste en correr, evaluar y modificar el modelo estático hasta lograr reproducir la historia de producción.

Para hacer posible la rápida edición del modelo estático, resulta imprescindible automatizar el flujo de trabajo con una macro.

Los pasos que integran la rutina automatizada (macro) incluyen:

- Generación de horizontes de la grilla.
- Generación de mapas de probabilidades a partir del mapa de agrupación de facies.
- Upscaling de perfiles.
- Modelado de facies.
- Modelado petrofísico.

De esta manera se logró que cualquier modificación realizada, fuera incorporada fácil y rápidamente a la grilla de simulación.

El principal factor de ajuste durante el Geoscreening fue el mapa de agrupación de facies. De no contar con la automatización del flujo de trabajo, hubiera llevado días trasladar cada modificación a la grilla de simulación, volviendo la metodología inviable.

Durante el History Match controlamos los pozos por producción de líquido total y observamos desajustes en:

- Presiones estáticas.
- Presiones dinámicas observadas.
- Producción de los pozos.
- Tiempos de irrupción de agua en los pozos productores.

Procedimos a ajustar cada una de estas diferencias realizando distintas modificaciones en el modelo según el caso:

- Las presiones estáticas tienen que ver con la conectividad de los reservorios de los que drenan los pozos (esto incluye a los denominados acuíferos, que al ser confinados en el caso de estudio, no son más que extensiones de los reservorios debajo del contacto de agua).
- Las presiones dinámicas están afectadas por las presiones estáticas y por la permeabilidad y conectividad del pozo.
- Las producciones y tiempos de irrupción de agua están afectadas por los factores anteriores y por el recorrido del fluido en el reservorio. Es aquí donde resultan de gran utilidad la visualización de líneas de flujo (streamlines), que permiten ver para un instante dado el recorrido de los fluidos en el reservorio.
- Los recorridos de los streamlines están controlados desde lo dinámico por los caudales de producción y presiones dinámicas de los pozos y desde lo estático por la arquitectura y propiedades del reservorio. Pueden representarse mediante el color de las mismas, distintas propiedades, por ejemplo, en la Figura 9 indica la saturación de fluido.

Como se mencionara anteriormente, tras analizar cada salida del simulador, se realizan modificaciones en el modelo estático, principalmente en el mapa de agrupaciones de facies, trabajando en los distintos aspectos del mapa para lograr un mejor ajuste. A continuación listamos los aspectos principales.

- Tortuosidad y ancho de las geoformas: impactan en el tiempo de irrupción de agua en los pozos.
- Áreas de las geoformas de agrupaciones de facies buenas: impacta en las presiones.
- Distribución de las geoformas de agrupaciones de facies malas: genera estanqueidad e impacta en las presiones.

La Figura 9 muestra distintas iteraciones del mapa de agrupación de facies. Puede observarse que a medida que se itera aparecen rasgos en el modelo, los que en general responden a la necesidad de generar tortuosidad, ya sea extendiendo o modificando las zonas de facies pobres.

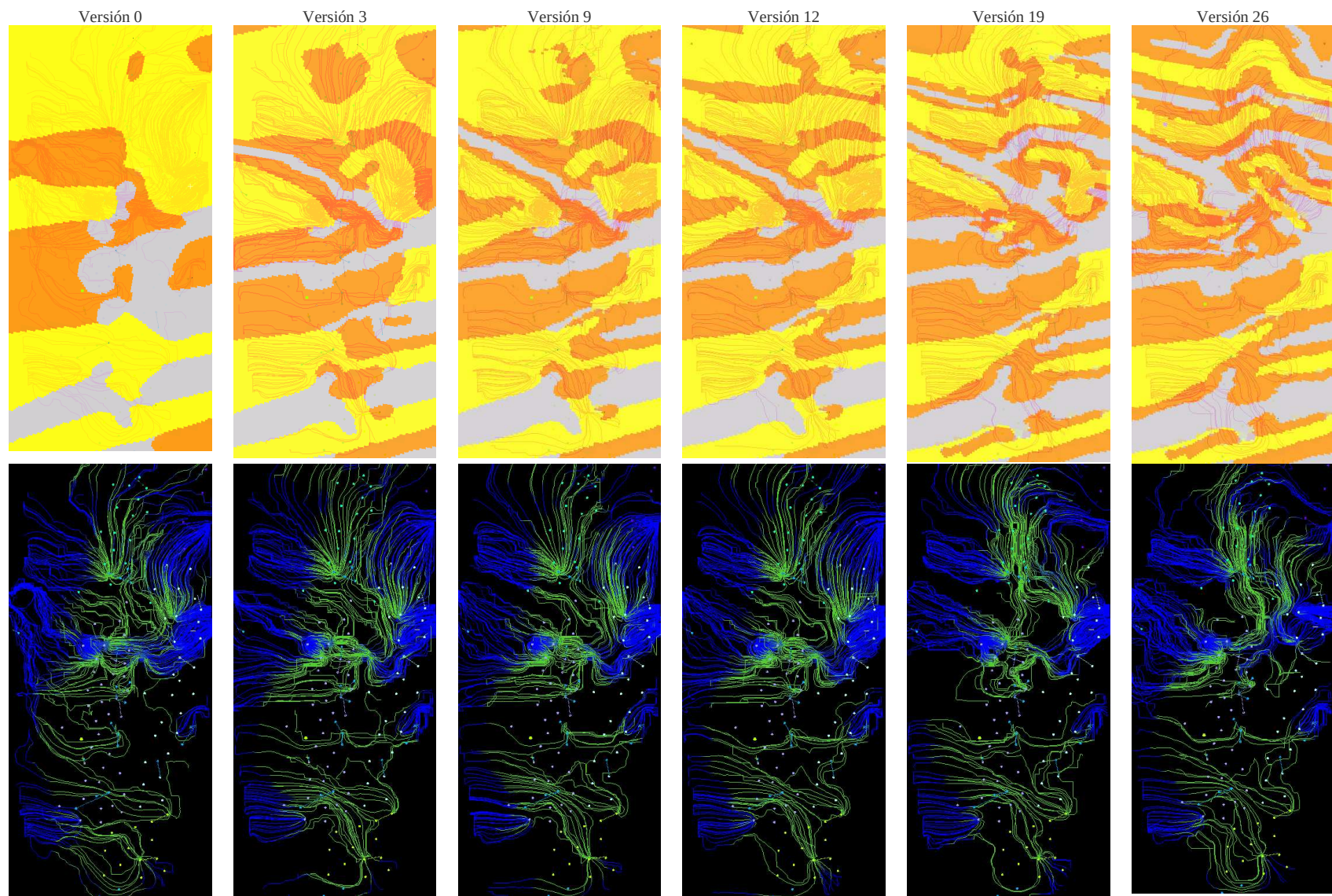
Hay que tener en cuenta que el mapa de agrupaciones de facies no es el único factor de ajuste. Para el modelo final se generaron 50 corridas de history match, pero sólo 26 mapas de

agrupaciones de facies, otros factores de ajuste fueron permeabilidades de pozos y tamaños de acuíferos.

Durante la etapa de geoscreening, más allá de las herramientas tecnológicas aplicadas, es fundamental la comunicación fluida entre geólogo, geofísico e ingeniero y tener presente en todo momento, el modelo geológico visualizado. Para tener una visión compartida del modelo resultaron fundamentales las siguientes herramientas:

- El mapa de agrupaciones de facies: es una herramienta útil para visualizar la distribución de las propiedades en el reservorio.
- Las líneas de flujo: permiten visualizar la relación íntima entre modelo estático y comportamiento dinámico.





*Figura 9: Geoscreening - arriba mapa de agrupación de facies para cada iteración del modelo estático. abajo: estado de líneas de flujo correspondiente a octubre de 2015.*

## Resultados

El estudio impactó de forma directa en la calidad de decisiones de desarrollo que tomamos. Actualmente la tercera parte de la producción del yacimiento se debe a recuperación secundaria y en el largo plazo se espera que esta proporción se incremente. Algunos puntos salientes de los resultados de la aplicación de la metodología son:

- Contar con un modelo detallado, capaz de reproducir el comportamiento dinámico, nos permitió elaborar un plan de desarrollo integral. El nuevo plan de desarrollo del área parte de este trabajo (Figura 11).
- Las visualizaciones permiten comunicar eficientemente a los sectores involucrados sobre el impacto de las decisiones que se toman. Por ejemplo mostrar visualmente el avance del frente de agua en el piloto de secundaria nos permitió sugerir al sector Operaciones una estrategia de producción y anticipar el inminente incremento en el corte de agua en los pozos productores (Figura 10).
- No solo alcanzamos un modelo numérico operativo durante el proceso de history match, sino que fuimos desarrollando de forma compartida modelos mentales de lo que estaba sucediendo en el subsuelo.
- El uso de prototipos nos permitió contar con conclusiones parciales desde una etapa muy temprana del proceso de modelado.



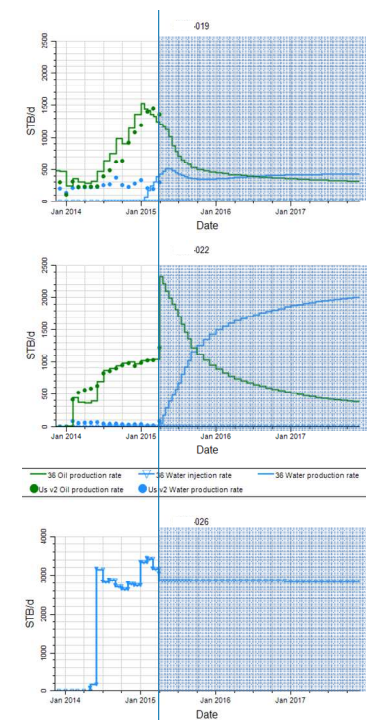
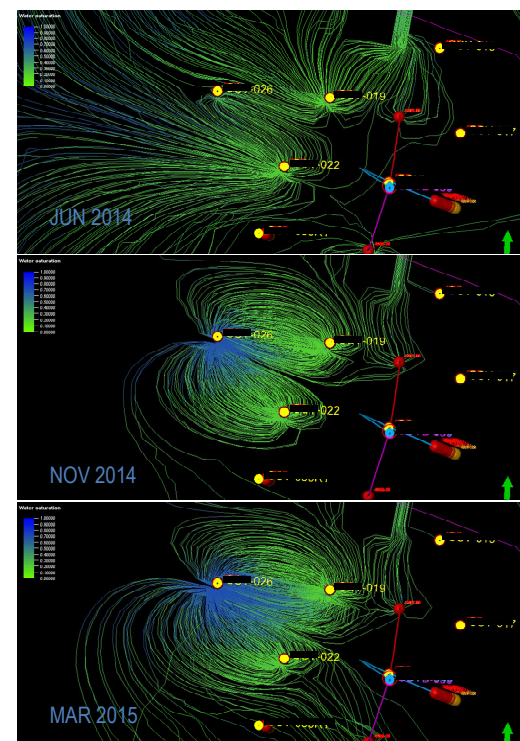
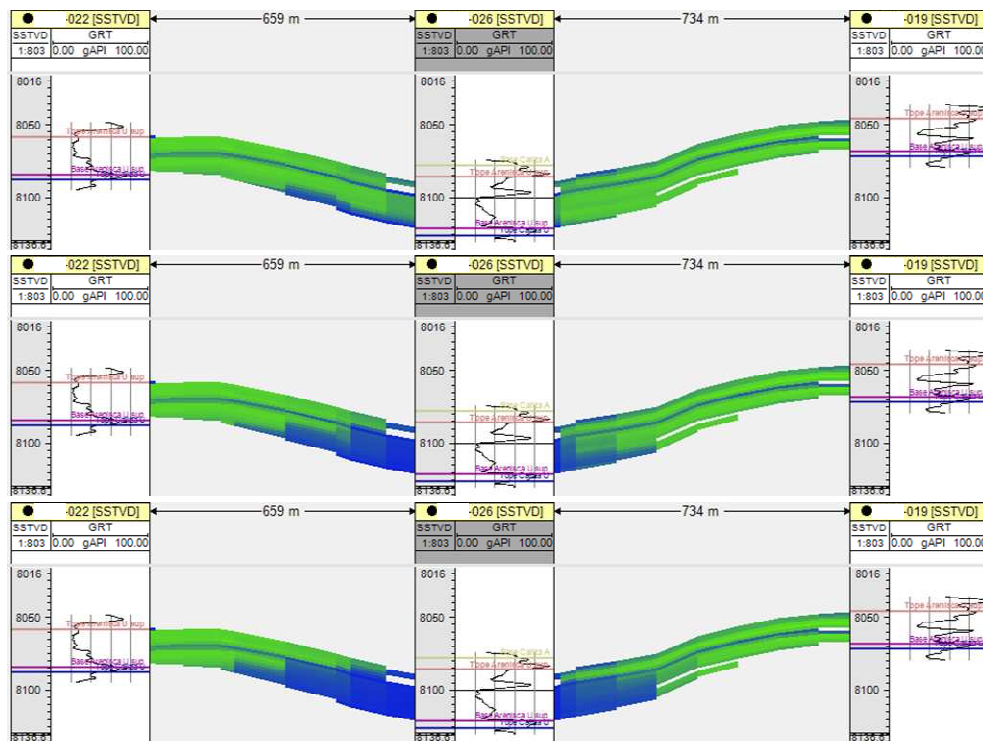
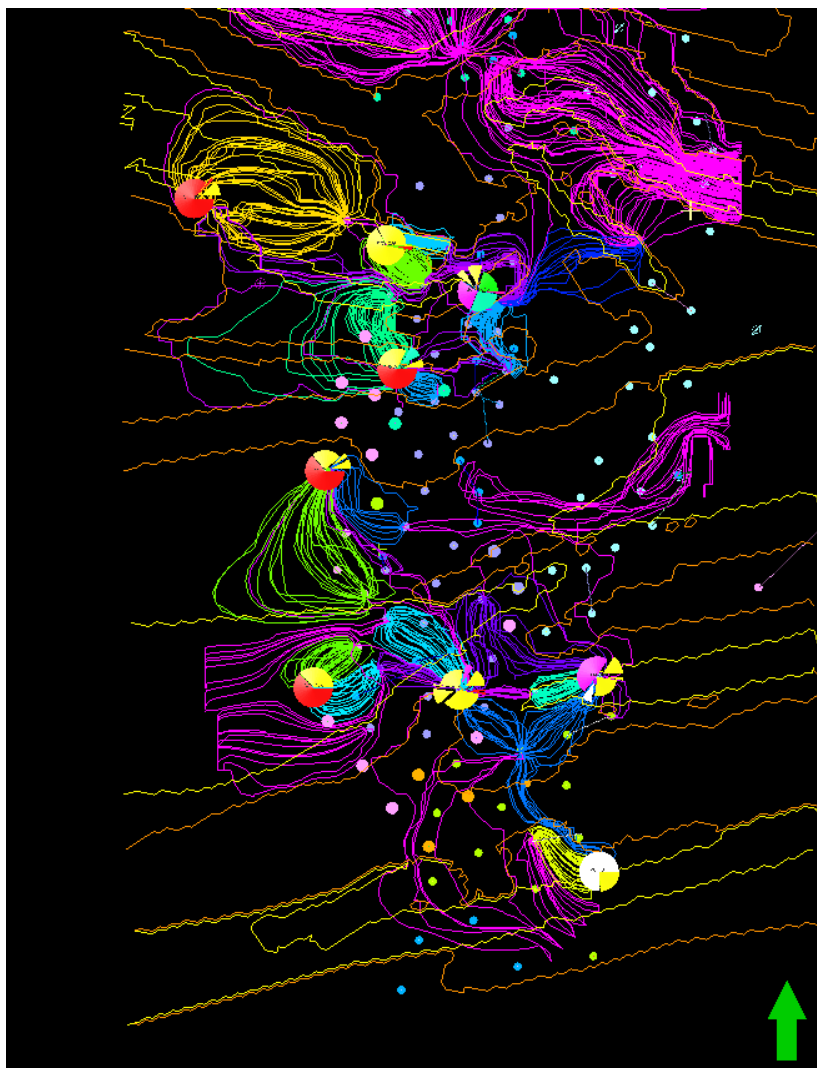


Figura 10 - Detalle del ajuste de un piloto de Recuperación Secundaria.



*Figura 11 – Estado esperado de proyectos de recuperación secundaria a mediados de 2018. El color de los streamlines representa el productor que recibe la inyección.*

## Conclusiones

De la aplicación de la metodología de trabajo, más allá de los resultados obtenidos, extrajimos algunas conclusiones que creemos son generalizables a cualquier proceso de modelado integral de reservorios. A continuación listamos las principales:

**Trabajar en Equipo:** Siempre teniendo claro el objetivo final del trabajo y el input que necesitan nuestros pares. Trabajar de manera integrada **durante todo** el proceso, involucrando al ingeniero en la elaboración del modelo estático y al geólogo en el ajuste del dinámico. Lejos de ser una pérdida de tiempo, esto genera un mejor entendimiento de las necesidades de nuestros compañeros/colegas (clientes internos), y del impacto que tienen las decisiones que tomamos a la hora de realizar un trabajo de modelado.

**No Sobremodelar:** Siempre hay tiempo para complejizar el modelo. Se aconseja modelar en función de lo que ve el simulador, en base a lo que es sensible, identificando los principales rasgos geológicos que afectarán la dinámica de fluidos. Se debe lograr un modelo simple, pero a la vez robusto, que corra rápido y permita realizar múltiples corridas hasta lograr un buen ajuste. Por más fino y preciso que sea un modelo, lo más probable es que no ajuste durante las primeras corridas, y si el mismo no es flexible y entre corrida y corrida se pierde mucho tiempo, lo más probable es que nunca se logre el ajuste, o que para lograrlo se realicen modificaciones burdas que terminarán siendo nocivas. Es recomendable partir de un modelo simple que permita lograr un rápido ajuste, y posteriormente ir complejizándolo.

**Automatizar Flujos de Trabajo:** A fin de poder realizar múltiples corridas y de poder incorporar rápidamente cambios al modelo, es fundamental automatizar los flujos de trabajo (macros). Por simple que sea un modelo, siempre resulta laborioso mantener los modelos actualizados.

**Alcance y Utilidad del Modelo:** Es fundamental entender cuáles son los datos que alimentan y conforman el modelo, para posteriormente saber que esperar del mismo. Ser crítico con los resultados, entendiendo que un modelo por más ajustado que esté, solo es una versión simplificada de la realidad y una de las varias posibilidades de ajuste. A su vez, si se pretende obtener un grado de precisión mayor al que el modelo puede dar, tenderemos a creer que el mismo es erróneo, cuando en realidad el error está en no saber interpretar el alcance y la utilidad de esta herramienta.

## **Agradecimientos**

Los autores quieren agradecer a Fabián Giaccaglia, Sergio Giacomel, Carlos Izurieta, Cristian Fontana, Jorge Ramírez, Carlos Berto y Carlos Macellari.

## **Bibliografía**

Bourge, J. -P. et al. 2015. A Tuning Strategy to Align Static and Dynamic Modelling. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Quito Ecuador 18-20 November* SPE-177118-MS.

## **CV autores**

Matias Podeley es Ingeniero en Petróleo e Industrial – ITBA. Realizó su carrera en Pluspetrol SA y Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Ingeniero Sr. de Reservorios en Tecpetrol y es Docente en el ITBA.

Diego García Acebal es Licenciado en Ciencias Geológicas – Universidad Nacional del Sur y tiene una especialización en Evaluación de Formaciones – Universidad Nacional de la Patagonia. Realizó su carrera en Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Geólogo Sr. en Tecpetrol.

Jean-Pierre Bourge es Ingeniero Geólogo – Universidad de Liege (Bélgica). Realizó su carrera en Schlumberger. Actualmente se desempeña como Geomodelador en Schlumberger.

Matias Hoffmann es Ingeniero en Petróleo – ITBA. Realizó su carrera en YPF SA, Petrolífera Petroleum y Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Líder de Desarrollo y Referente de Ingeniería en Tecpetrol.

Sergio Ríos es Licenciado en Ciencias Geológicas – Universidad de La Plata. Realizó su carrera en YPF SA y Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Geólogo Sr y Referente de Geología en Tecpetrol.

Neptali Requena es Ingeniero Geofísico – Universidad Central de Venezuela. Realizó su carrera en PDV SA y Tecpetrol SA. Geofísico Sr

Pablo Cisneros es Ingeniero Geólogo – Universidad Politécnica Nacional del Ecuador. Realizó su carrera en Eni y Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Geólogo Sr.

Carolina Gualavisi es Ingeniero de Petróleos – Universidad Central del Ecuador. Hizo su carrera en Tecpetrol SA. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Reservorios Sr.