

METODOLOGÍA APLICADA A LA CONSTRUCCIÓN DE MODELOS ESTÁTICO-DINÁMICOS EN FAJA PLEGADA Y CORRIDA, GRUPO NEUQUÉN. MALARGÜE, PROVINCIA DE MENDOZA, ARGENTINA

**Vanesa Consoli¹, Griselda Vocaturo¹, Pablo Giampaoli¹, Gastón Manestar¹, Abel Garriz¹,
Carolina Bernhardt¹, Fabián D'Andrea¹, Anthony Thompson¹, José Luis Massafiero¹**

1: YPF S.A. Macacha Güemes 515, Buenos Aires. vanesa.consoli@ypf.com, griselda.vocaturo@ypf.com,
pablo.giampaoli@ypf.com, gaston.manestar@ypf.com, abel.garriz@ypf.com, carolina.bernhardt@ypf.com,
fabian.dandrea@ypf.com, anthony.thompson@ypf.com y jose.massafiero@ypf.com

Palabras clave: Faja Plegada y corrida, Grupo Neuquén, modelado estático y dinámico, Cerro Fortunoso

ABSTRACT

Methodology applied to the construction of static-dynamic models in the folds and thrust belt of the Neuquén Group, Malargüe area, Mendoza province, Argentina

The present study discusses the application of an integrated reservoir 3D modeling process in a complex anticline structure. The Cerro Fortunoso field is an asymmetrical anticline with a highly-dipping Eastern flank located in the Malargüe fold and thrust belt. The field has only 2D seismic with a very poor quality. Reservoir consists of alluvial-fluvial continental sediments of Neuquén Group (~ 600 m). A 3D static model representing structural complexity and depositional sequences was constructed to support the expansion from a pilot to a full field waterflood. To determine the secondary recovery potential of the field it was critical to understand the areal extension and connectivity of these bodies which are characterized by highly sedimentological and structural heterogeneities. Formation pressure data showed that flow in the reservoir was controlled by multiple thin sandstones (~ 2 m) isolated from one other. To determine which sand layers are connected fine scale sector models were constructed and subsequently evaluated by 3D dynamic simulation and tested against production, pressure and BHP data. This methodology has demonstrated the potential to recover significant incremental hydrocarbons by waterflooding the whole field.

INTRODUCCIÓN

Los estudios integrales de modelado geoestadístico 3D y de simulación dinámica se han convertido en las últimas décadas en una metodología que añade valor al desarrollo de diferentes proyectos para mejorar la caracterización de reservorios en diversos ambientes deposicionales. Sin embargo, en los ambientes de faja plegada y corrida, la complejidad estructural y heterogeneidades sedimentológicas pueden contribuir a aumentar considerablemente las incertidumbres y desafíos en la generación los mismos.

El presente trabajo forma parte de un estudio integrado del Yacimiento Cerro Fortunoso el cual se encuentra ubicado al Norte de la Cuenca Neuquina, 85 km al Sudeste de Malargüe, provincia de Mendoza (Figura 1).

El objetivo del estudio fue el desarrollar un plan de optimización y expansión de inyección de agua para todo el campo, a partir de un piloto de inyección formado por 5 pozos ubicados en el sector Noreste del yacimiento. Cerro Fortunoso fue descubierto en 1984 con la perforación del sondeo YPF.Md.NCF-x-1, a la fecha presenta un total de 230 pozos perforados que debido a la presencia de un casquete de gas (CO_2 : 97,5 %) se distribuyen en un halo en torno al mismo dejando pocos datos en la cresta de la estructura y solo cuenta con líneas sísmicas 2D de baja calidad debido a la presencia de basaltos en superficie y flancos con altos buzamientos (15 a 80°).

El petróleo tiene densidades entre 17°- 22° API y 35 cp de viscosidad en condiciones de reservorio, variable debido a la diferencia de profundidades de los mismos e importante concentración de asfaltenos.

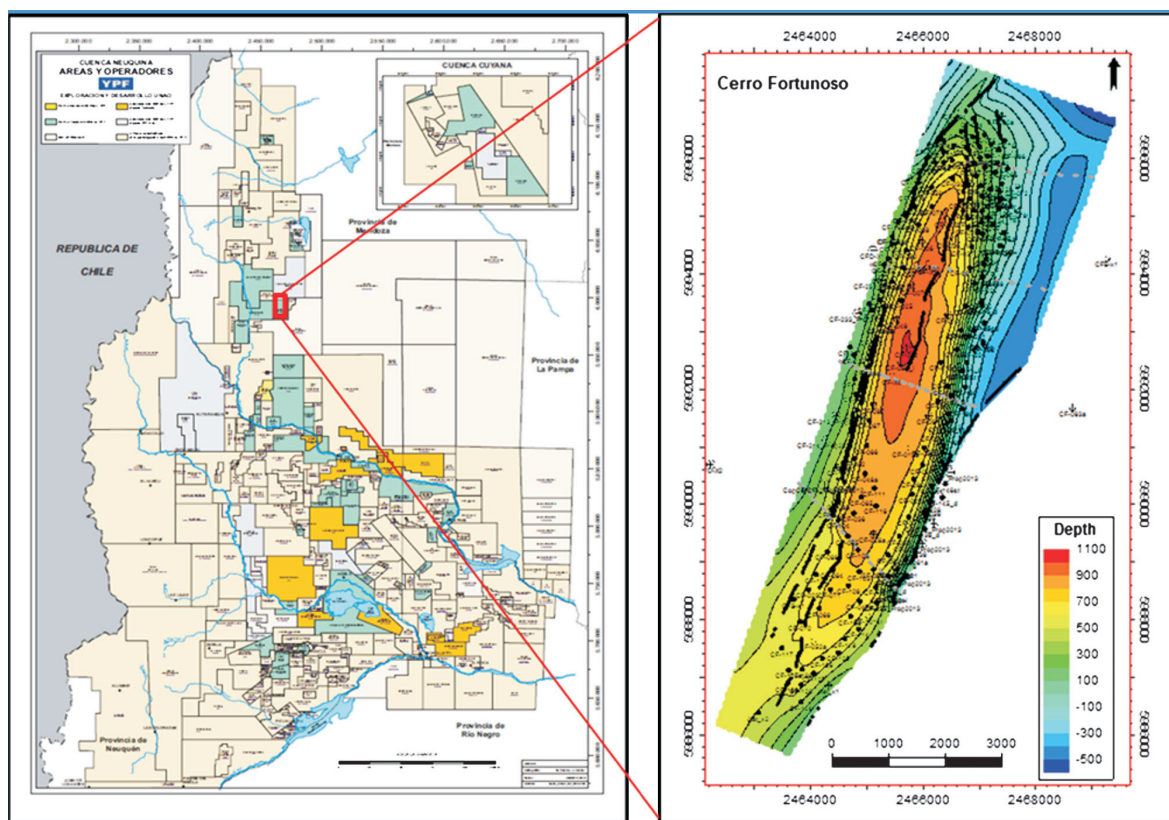


Figura 1. Yacimiento Cerro Fortunoso – Ubicación.

Las principales arenas reservorio se ubican entre 1200 y 1800 mbbp y, la salinidad del agua de formación se encuentra en torno a los 25 g/l. En general, los procesos de estimulación en los sondeos se restringen a acidificaciones. El reservorio consta de areniscas fluviales intercaladas con

niveles de fangolita, con diferente grado de amalgamación en función de su posición estratigráfica (sección media y superior del Grupo Neuquén). Los escasos datos de desviación de los sondeos más antiguos, las bajas calidades de los perfiles eléctricos junto a las altas pendientes de la estructura representan un desafío importante en la construcción de un modelo estático.

Desde el descubrimiento del campo al presente, su conocimiento e interpretación fue evolucionando junto al avance de la perforación siendo la única información disponible in situ, tanto para la evolución de modelos estructurales como para la arquitectura de sus reservorios y en las últimas décadas, se implementó la perforación direccional de pozos ligado a la evolución de dichos modelos estructurales.

En base a las situaciones descriptas anteriormente y con la disponibilidad de software más avanzados para su representación, se planteó la necesidad de generar modelos 3D a diferentes escalas desde modelos de campo completo a modelos sectoriales, integrados y validados dinámicamente, estableciendo diferentes escenarios para cálculos volumétricos y para soporte de optimización/expansión de la actividad secundaria.

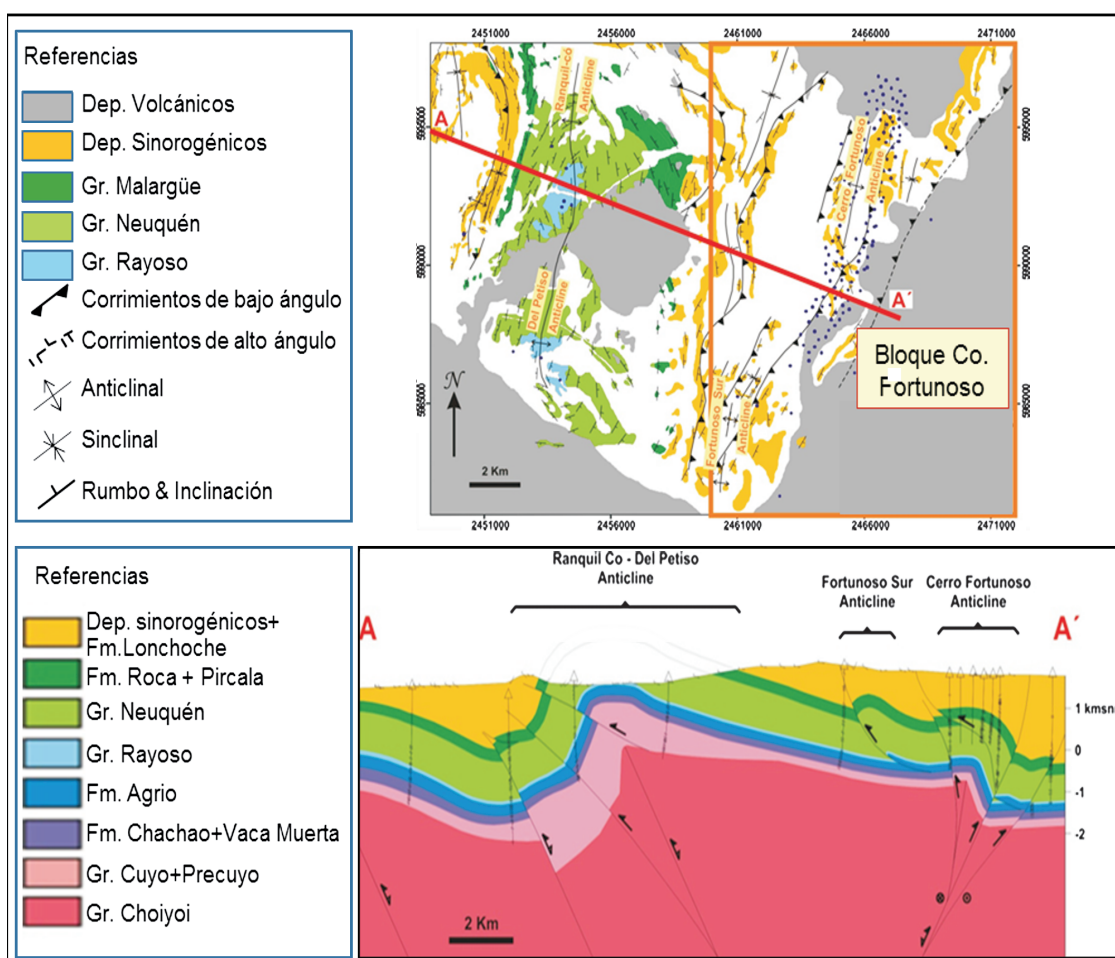


Figura 2. Mapa Geológico Estructural de área de Malargüe y corte transversal al rumbo de las estructuras (modificado de Giampaoli *et al.*, 2002, 2005).

regionalmente hacia el Oeste alcanza espesores máximos de 1200 m.

Diferentes autores han trabajado en el Gr Neuquén y reconocen que la subdivisión del grupo es compleja debido a la monotonía petrográfica y a la dificultad de establecer niveles guía regionales para la definición de unidades bio/cronoestratigráficas (Cazau y Uliana 1973). Históricamente se definen 3 ciclos granodecrescientes en base al reconocimiento de unidades litológicas similares y su continuidad lateral. Los gradientes granulométricos y litofacies sugieren un paleoflujo hacia la vertiente pacífica al NO y O, orientado hacia un centro de cuenca ubicado al Oeste y Norte de Malargüe o a través de un colector central discurrente en sentido NNO cuya principal área de aporte para el sector de Malargüe corresponde al Sistema de la Sierra Pintada y macizo Nordpatagónico al Este (Legarreta y Uliana 1998; Boggetti *et al.* 2003) y el Bloque de San Rafael, Bloque Chadileuvú o de las Mahuidas (Marchese 1971).

Desde el punto de vista secuencial, Legarreta y Gulisano (1989) asimilan al Grupo Neuquén a la mesosecuencia Neuquén, desarrollado entre los 94-80 Ma, identificando 8 secuencias deposicionales que representarían intervalos entre 1-3 Ma (considerando edades de topes/base y tasas de sedimentación), describiendo una secuencia gruesa basal, secuencia psamo-péltica y secuencia pelítica cuspidal con areniscas finas saltuarias.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Modelo estructural

Como se describió previamente, los modelos estructurales del campo fueron evolucionando desde su descubrimiento hasta la actualidad. En este trabajo, se utilizó como base un modelo de flanco empinado construido mediante la propagación de elementos estructurales y su relación con la distribución de los contactos en el reservorio, integrando la interpretación estructural local dentro de un marco geológico regional. El modelo estructural 2D presentó un buen ajuste con los pozos perforados durante las campañas de perforación de 2005 a 2011, lo cual motivó continuar con su ajuste y desarrollo en un modelo 3D.

Las principales problemáticas en la construcción fueron la pobre calidad de las líneas sísmicas 2D, la presencia de trayectorias dudosas o faltantes, el gran porcentaje de registros eléctricos básicos con malas condiciones de caliper y la presencia de intrusivos dispersos.

Durante la construcción del modelo de fallas se identificaron y caracterizaron las zonas de falla en base a las siguientes observaciones:

1. Perfiles de Buzamiento: dominios de inclinación y zonas de arrastre (*forethrust/backthrust*).
2. Identificación de secciones sedimentarias repetidas (perfiles y de control geológico)
3. Continuidad y correlación espacial de planos de falla en 3D.

4. Identificación de zonas de daño por perfil, control geológico, fluidos y coronas (zonas de brechas y fracturas).

5. Identificación en imágenes de pozo y *dipmeters* interpretados.

Se generaron 9 secciones estructurales balanceadas analizando los modelos de evolución cinemática, para su construcción se consideraron 3 niveles guías caracterizados por la presencia de facies pelíticas, que separan ciclos sedimentarios regionales. En la Figura 4 se observan las 3 secciones balanceadas más representativas y sus etapas de evolución cinemática con sus respectivos acortamientos, ilustrando las secuencias de formación de las estructuras a partir de las etapas principales de deformación compresiva (Giampaoli *et al.* 2002):

1. Desarrollo de fallas de bajo ángulo y vergencia occidental (retrocorrimientos) en el sector centro y sur de la estructura que despegan en el Grupo Mendoza.
2. Formación del anticlinal Cerro Fortunoso posiblemente asociado a falla y a la inversión tectónica del hemigraben de Ranquil-Có- Del Petiso. Los retrocorrimientos formados en la etapa anterior son plegados en forma solidaria a la secuencia sedimentaria.

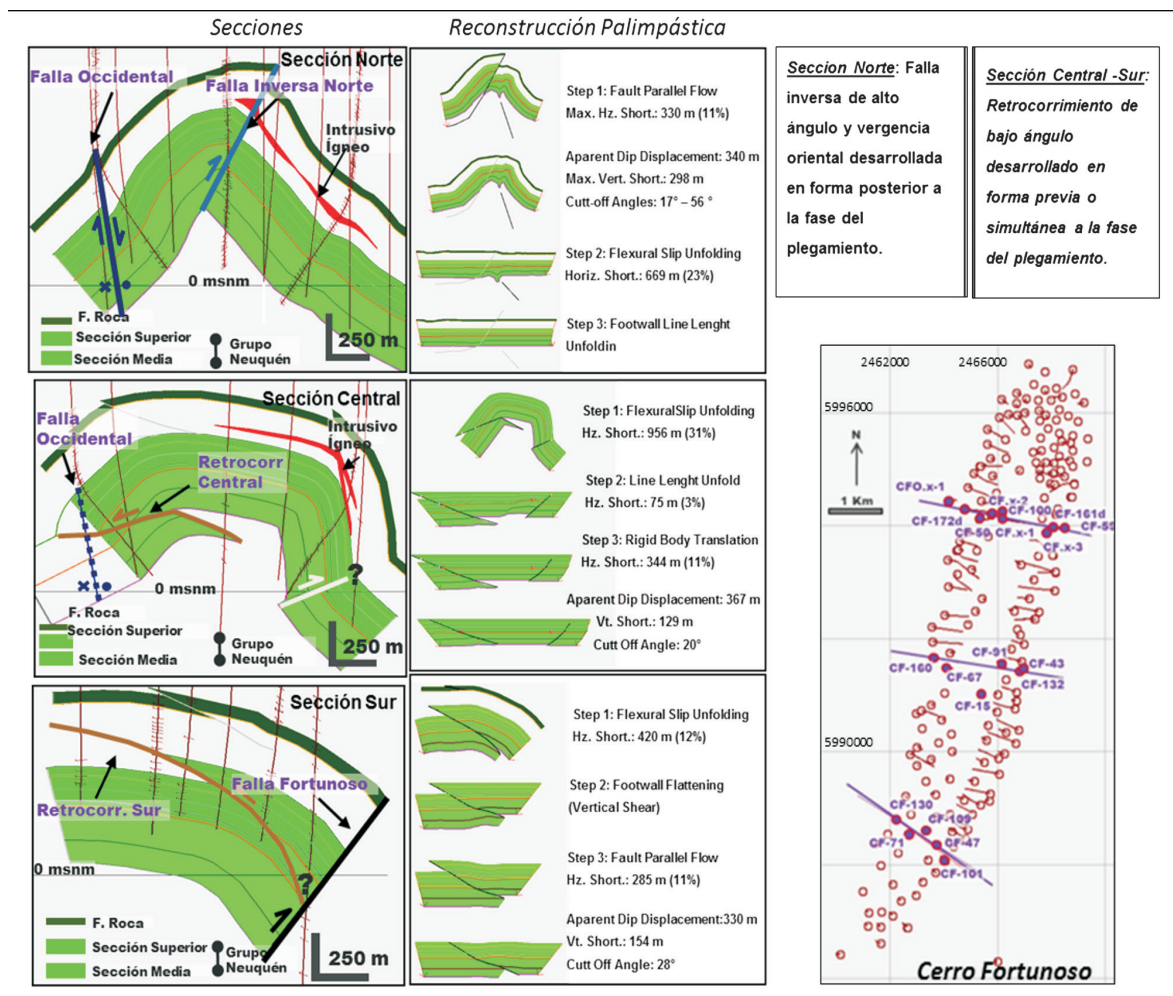


Figura 4. Cortes estructurales: sector Norte, centro y Sur del anticlinal Cerro Fortunoso.

3. Posible bloqueo del plegamiento y acomodación del acortamiento con fallas de alto ángulo con desplazamiento inverso de rumbo o en tijera.

Como se observa en la Figura 4 la forma del anticlinal varia a lo largo del rumbo de la estructura, en el sector norte el pliegue es simétrico, parado y alcanza una amplitud máxima de 500 m. En dirección sur pierde relieve estructural volviéndose asimétrico, con altas inclinaciones que alcanza el flanco oriental hacia la parte central del pliegue.

Análisis de Contactos

Se registró la distribución vertical de fluidos ensayados y su variación en el tiempo a fin de obtener un análisis de contactos del campo. Dada la escasa cantidad de ensayos con probada presencia de agua de formación y la alta dispersión de los datos de presión de formación, se procedió a ubicar los contactos agua-petróleo en función de criterios de producción: Volúmenes > 500 l/h y Cortes de agua > 95 %. En los casos en que no se registró agua de formación, se interpretó la presencia de contacto entre HKW (*highest known water*) y LKO (*lowest known oil*) (Figura 6).

Las diferencias de contactos están asociadas a la presencia de fallas sellantes (Figura 5), contribuyendo dicho análisis a la definición y delimitación de los sectores en el modelo 3D. Así mismo, se observó en los datos de presión de pozo que los reservorios están formados por areniscas delgadas con depletaciones diferenciales, sin registrarse capas originales de agua intercaladas. Una de las posibles explicaciones es que las facies pelíticas/finamente heterolíticas actúen como *buffers* de presión, creando la mayor variabilidad observada de datos.

En conclusión, del análisis de la estructura y los contactos se observó que en la Zona Norte (área del piloto) presenta el OWC (*oil water contact*) más profundo del yacimiento coincidente

con el flanco NE más tendido, mientras que hacia el Sur se definen los contactos en cotas más altas relacionadas al hundimiento de la estructura y una menor columna de hidrocarburo disponible.

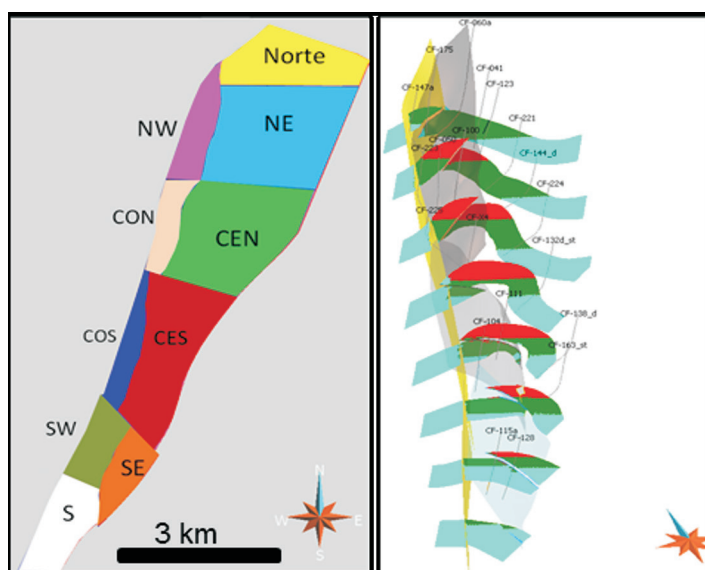


Figura 5. Vista en planta 3D de bloques de contactos y Secciones en la grilla 3D (rojo: gas, verde: petróleo, celeste: agua)

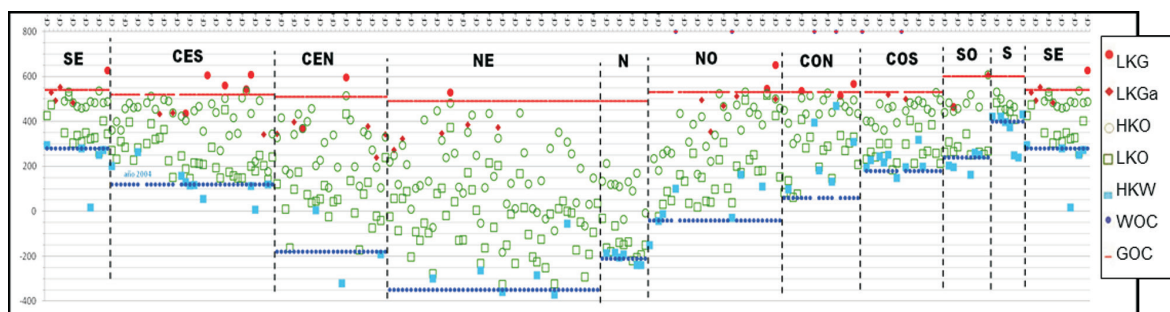


Figura 6. Tabla con distribución espacial de contactos inferidos.

MODELO SEDIMENTOLÓGICO

El modelo sedimentológico conceptual y la correlación del campo se realizó en base a la interpretación de perfiles eléctricos, análogos en afloramientos, descripción de coronas disponibles e interpretación de imágenes de pozo.

Análisis de Afloramientos

La zona del Anticlinal de Ranquil-Có se encuentra aproximadamente a 10 km al Oeste del yacimiento Co Fortunoso, es una zona fuertemente estructurada, donde los mejores afloramientos de Grupo Neuquén se observan en el Flanco Occidental de menor deformación. En el área pueden describirse los 3 ciclos regionales y sus características:

1.-Inferior: ciclos conglomerádicos o areno-conglomerádicos polimícticos de 8 a 10 m de espesor con bases suavemente erosivas, en forma de bancos tabulares, variando desde conglomerados a fanglomerados, interpretados como flujos densos de abanicos aluviales, en transición hacia conglomerados con matriz arenosa y areniscas gruesas a conglomerádicas con estratificación planar a entrecruzada, típicamente tractivos (fluviales). Es de destacar la casi ausencia de facies finas dada la baja preservación de las mismas en ambiente de media a alta energía.

2.-Medio: se caracteriza por canales que miden entre 2,5 a 4 m de espesor, que conforman fajas de canales amalgamadas de hasta 8 m y más de 500 m de ancho con tendencia granodecreciente, bases conglomerádicas erosivas, estructura en artesa a masivas con importantes zonas cementadas y nódulos carbonáticos. Hacia el tope las fajas se caracterizan por la abundante bioturbación. Se observan 2 niveles de facies finas (vaques, arenas limosas o limos arenosos) con mayor continuidad y espesor.

3.-Superior: constituido casi exclusivamente por facies finas y canales delgados aislados de escasa extensión lateral.

Las paleocorrientes medidas en los afloramientos marcan orientaciones dominantes relacionadas posiblemente a cada abanico fluvial individual o a paquetes de abanicos relacionados, con

la dispersión propia de sistemas fluviales. En la sección inferior, se marca una tendencia al SO y hacia el tope del Gr Neuquén medio varían al O y ONO (Boggeti *et al.* 2003).

Imágenes de pozo: dispersión de arenas y definición de facies

A partir del estudio de imágenes de pozo, en función de la presencia de cambios en la sucesión de color, texturas, estructuras, geometrías, agrupamiento vertical de sucesión de facies, diseño de dips estratigráficos y dominios estructurales, se identificaron facies de imágenes que fueron correlacionables con facies de corona y afloramiento para una mejor comprensión de la estructura y ambiente fluvial. Se observaron tendencias regionales de transporte de sedimentos hacia el Oeste con una amplia dispersión hacia el SO y NO. Es de destacar que no se detectaron discordancias entre ciclos o zonas. Finalmente, se interpretaron 2 asociaciones de facies:

- Sistemas meandrosos arenosos a gruesos: cuerpos de 2 a 5 m de espesor con bases conglomerádicas, frecuentes superficies de reactivación, estratificación entrecruzada a masivas, cambios diagenéticos y tendencia granodecreciente que pasan a secuencias heterolíticas y depósitos de planicie de inundación. Típicamente con alta dispersión de arenas.
- Sistemas meandrosos finos: cuerpos de 1,5 a 3 m de espesor, con bases netas u onduladas, estratificación entrecruzada, laminación o masivas, con apilamiento vertical con mayor intercalación pelítica y abundante bioturbación.

Análisis de testigos Corona

Durante el desarrollo del yacimiento, se extrajeron un total de 11 coronas que se encuentran hoy en diferentes condiciones, las de mejor preservación se localizan en el sector Norte del yacimiento y con un muestreo vertical escaso. Las mejores facies reservorios son las areniscas de relleno de canal: St y Se, interpretadas como corrientes tractivas unidireccionales de moderada a alta energía relacionado a un sistema fluvial canalizado en una posición relativamente distal del área de aporte. La superposición de ciclos con bases erosivas y marcado arreglo granodecreciente sugiere sinuosidad en el diseño de los canales. La presencia de pelitas rojizas y rasgos pedogenéticos asociados a carbonatos indicarían condiciones climáticas semiáridas asociado a momentos de inactividad del sistema. Las mismas muestran una distribución de valores petrofísicos muy heterogénea, asociada a las características texturales de los depósitos y a los procesos diagenéticos posteriores modificando su respuesta eléctrica.

Por otra parte, de acuerdo a las descripciones de las facies clásticas en coronas/imágenes junto a los datos de producción, el flujo general está dominado por porosidad de tipo primaria y no estaría controlado por porosidad secundaria (fisuras).

Modelo conceptual

Los depósitos del Grupo Neuquén fueron interpretados históricamente como sistemas fluviales con ocurrencia cíclica y más regionalmente como mega-abanicos aluviales generados a partir de un sistema fluvial autocíclico efímero desarrollados en un ambiente restringido. (Legarreta *et al.* 1993; Cazau *et al.* 1989; Legarreta y Gulisano 1989).

Las características generales en la arquitectura de los paleocanales reflejaría cambios de energía del sistema fluvial que alterarían el régimen de aporte de los sedimentos, desarrollándose unidades pelíticas (muy bajo net to gross) en momentos de aumento de espacio de acomodación o déficit hídrico (Milana 1994), mientras que la mayor concentración de unidades arenosas se habrían producido en períodos de menor espacio de acomodación y/o mayor energía aumentando el aporte sedimentario y favoreciendo la conectividad de los cuerpos.

En una primera etapa fueron reconocidos en los perfiles de pozos los 3 ciclos regionales, evidenciados por intervalos preponderantemente pelíticos correlacionables como superficies estratigráficas significativas a lo largo del yacimiento.

Posteriormente se subdividió en zonas de menor jerarquía (Figura 7) de acuerdo a la arquitectura de las fajas de canales y niveles de estabilización de menor orden según la respuesta en los perfiles eléctricos, tendencias verticales y distribución areal de proporción de arenas, coronas y controles geológicos de pozo, que representarían cambios evolutivos en el sistema fluvial.

El ciclo Inferior (I), es atravesado parcialmente por algunos pozos, caracterizado por conglomerados cementados en el área del yacimiento. El mismo no constituye zona de interés por lo cual no fue modelado.

El ciclo Medio (II), se subdividió en cuatro subciclos de menor orden granoestrato decreciente. El subciclo basal (parcialmente perforado) corresponde a depósitos de canales sinuosos de carga mixta a fangosa dominante, caracterizado como monocanales aislados con pobre desarrollo areal y mayor aporte piroclástico, aumentando la proporción de planicies de inundación hacia el tope. En el caso de los subciclos superiores son conformados por un conjunto de canales multihistóricos amalgamados, de carga arenosa dominante con bases erosivas y presencia de intraclastos carbonáticos que indican remoción de paleosuelos. Las fajas de canales muestran mayor estabilización hacia la zona norte del yacimiento. Hacia el tope del subciclo aumenta la heterogeneidad depositacional y diagenética (bioturbación y cementación), pasando a un sistema de mayor sinuosidad y menor conectividad excepto hacia el sector NE donde se desarrolla una mayor amalgamación.

Luego de una etapa de máxima acomodación, se reactiva nuevamente el sistema con menor intensidad, desarrollándose el ciclo Superior (III) donde se observan dos ciclos de menor orden grano y estratodecrecientes, iniciando con canales de buena continuidad lateral que podrían representar sistemas de canales y barras, y finalizando hacia el tope con un aumento en la preservación de planicies indicando un menor aporte o energía de los sistemas/posición distal, generando de-

pósitos fluviales de baja continuidad lateral y conectividad.

Finalmente, durante el trabajo de modelado se observó la necesidad de aumentar el nivel de correlación para asegurar la conectividad de las unidades de flujo, dada la alta complejidad estructural-sedimentológica que aumenta considerablemente la desconexión entre los reservorios, para ello se utilizaron los datos de presión, inyección y producción, llegando a un total de 35 zonas internas.

En la Figura 8 se observa un corte esquemático de las características de las zonas principales a lo largo del Flanco Este.

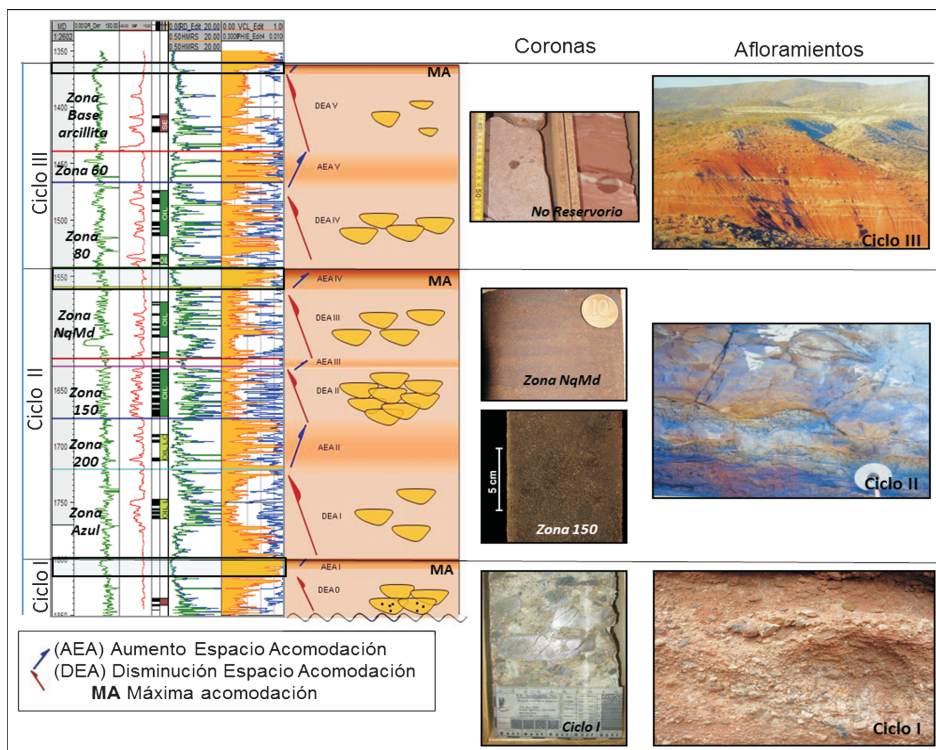


Figura 7. Secuencia esquemática ideal del Gr Neuquén mostrando las variaciones del sistema hacia el tope, variaciones cíclicas de acomodación (Foto afloramiento Ciclo II tomada de Boggeti *et al.* 2003).

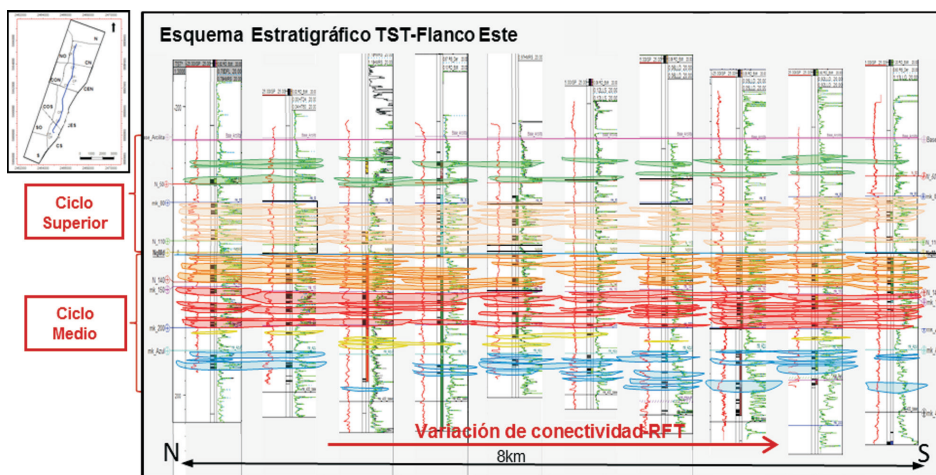


Figura 8. Corte esquemático N-S mostrando la conectividad de los cuerpos arenosos y los ciclos principales con variaciones en la acomodación en el Flanco Este del yacimiento.

ANÁLISIS PETROFÍSICO

Modelo de Arcillosidad (Vsh) y Porosidad (ϕ)

El cálculo del volumen de arcilla (Vsh) fue realizado con un modelo arena-arcilla utilizando como indicador de arcillosidad el mínimo valor obtenido del SP y resistividad, definiendo la fracción fina de la roca que presentaron un buen ajuste con los datos de control geológico. No se utilizaron modelos de GR, dada la composición feldespática de las arenas que limitan su definición mediante dicha curva.

Para el modelo de porosidad fueron utilizados los registros disponibles de densidad o sónico. Se determinó una porosidad total (PHIT) corregida luego por Vsh para obtener una porosidad efectiva (PHIE), observándose una buena correlación entre la porosidad calculada en perfil y la porosidad de corona.

Modelo de Permeabilidad (k)

El modelo de permeabilidad fue redefiniéndose a lo largo del flujo de trabajo, en función de los resultados obtenidos en las sucesivas simulaciones del Sector NE (área del piloto de inyección actual) y su relación con las facies descritas en coronas, desde modelos complejos implicando redes neuronales a finalmente *splines* cúbicos que representaran un modelo predictivo ante la alta heterogeneidad de datos en los gráficos ϕ/k (Figura 9). El análisis de sensibilidad se concentró en la zona de transición de zonas de baja permeabilidad (no productivas) a zonas de alta permeabilidad (productivas) que acorde a las simulaciones controlarían el flujo y conectividad en el reservorio. Originalmente para el modelo de campo completo se consideró un *spline* pesimista en esta transición, el cual al trabajar en detalle por sectores dificultó el flujo de los fluidos simulados lo cual concluyó en la generación de las subsiguientes correlaciones ϕ/k .

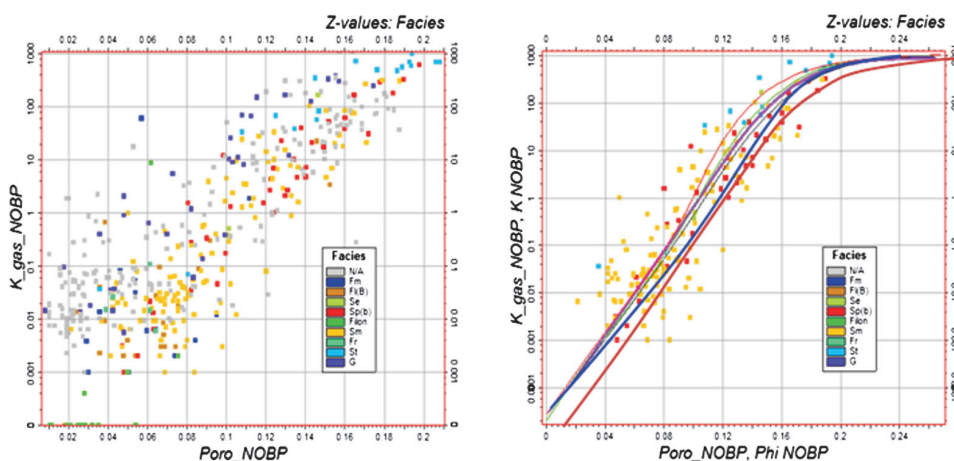


Figura 9. Gráficos con diferentes relaciones ϕ/k generadas y las facies de coronas, en azul la relación distribuida en el campo y en punteado la relación generada en la simulación del Bloque NE.

MODELOS ESTÁTICOS

A fin de obtener una comprensión y representación 3D correctamente capturada desde el modelo 2D con los *softwares* disponibles, el estudio se dividió en 2 etapas: se realizaron modelos de campo los cuales contribuyeron a establecer y analizar los principales parámetros de incertidumbre: zonas de fallas, contactos, ajustes estructurales, tendencia vertical y areal de proporción de arenas, conectividad/dirección de los reservorios, modelos de poblados, cálculos volumétricos, *upscaling* y finalmente validación dinámica de fluidos totales. Posteriormente, se avanzó en una segunda etapa en modelos de mayor detalle vertical y areal tanto en correlación a nivel de cuerpos arenosos (35 subzonas) como en número de celdas. El objetivo fue mejorar la captura de heterogeneidades y conectividades del reservorio para los sectores que se destacaran en producción, reservas, disponibilidad de datos dinámicos en tiempos de simulación coherentes.

Se priorizó en la validación dinámica la integración y *feedback* con el modelo estático a fin de obtener una simulación final sin la aplicación de multiplicadores individuales y así mejorar la predictibilidad de los modelos.

Trayectorias de pozos

En zonas con fuertes buzamientos, pequeños errores en las trayectorias de pozos generan grandes cambios en su ubicación vertical (Z), por lo cual aumenta considerablemente la incertidumbre en la construcción 3D, generando/mitigando discontinuidades estructurales y errores en la ubicación de intervalos estratigráficos. Cerro Fortunoso se caracteriza por la ausencia de datos de desviación en gran parte de los sondeos más antiguos, lo cual genera problemas al momento de las construcciones de grilla 3D. Por otra parte, es de destacar que en la zona Norte, donde se concentran la mayor cantidad de pozos, los sondeos pueden acercarse hasta una distancia de ~80m, lo cual aumenta considerablemente las implicancias de cambios en las trayectorias.

Construcción de la Grilla Estructural 3D

Para la construcción de la grilla 3D del campo sobre un total de 220 pozos correlacionados se utilizaron como datos de entrada: niveles guía de las secciones balanceadas, topes de zonas/subzonas y soportes auxiliares para los horizontes en los casos en que la ausencia de datos generaran desajustes en la construcción (cresta del anticlinal y base de la zona de interés). Se construyó el modelo de fallas según las relaciones de cortes observadas o inferidas. Este paso fue de suma importancia para la determinación de los sectores compartimentalizados y la representación de la variabilidad geométrica/facial. Se realizó un importante control de calidad en cada paso, se detectó y ajustó geometrías anómalas así como se identificaron y propusieron

trayectorias de los pozos con alta incertidumbre acorde a construcciones 3D con trayectorias registradas. En función del distanciamiento de pozos, se consideró suficiente para la descripción de la variabilidad lateral de las propiedades un distanciamiento areal de 50 m para el modelo del campo completo y 30 m para los modelos por sectores con un layering proporcional a un espesor TST ~ en el rango de 2-3 m para el campo ($K = 272$ y $\sim 4.200.000$ celdas activas) y de 1 - 2 m para los modelos de detalles para cada unidad productiva. Finalmente, se logró una buena captura del modelo estructural en la grilla 3D conservándose las inclinaciones, repeticiones, espesores y cortes de fallas (Figura 10).

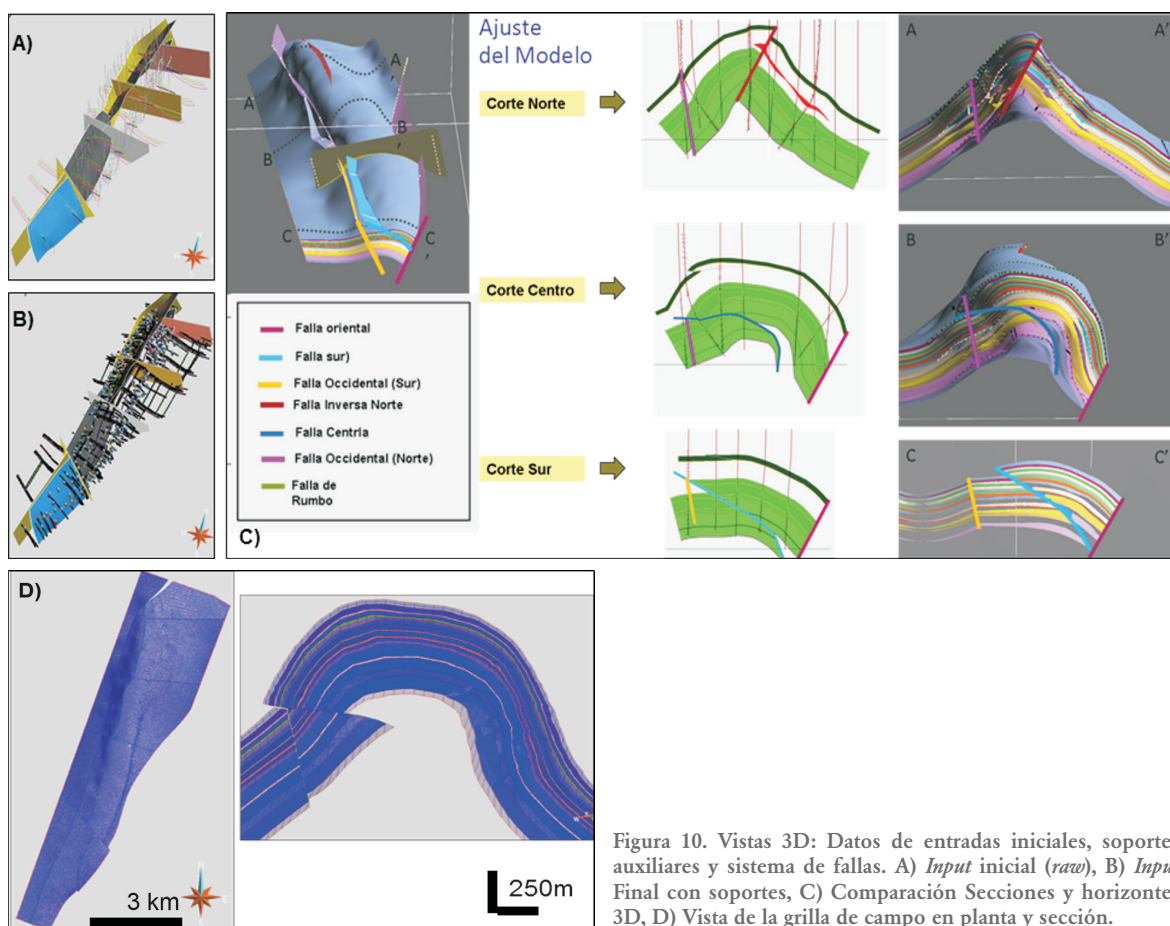


Figura 10. Vistas 3D: Datos de entradas iniciales, soportes auxiliares y sistema de fallas. A) *Input* inicial (*raw*), B) *Input* Final con soportes, C) Comparación Secciones y horizontes 3D, D) Vista de la grilla de campo en planta y sección.

Distribución areal de arenas y tendencias verticales

La complejidad estructural con altas inclinaciones de flancos dificulta la representación de la distribución de los reservorios por medio de mapas de isopaquicos ya que básicamente corresponden a mapas verticales (TVT: *true vertical thickness*) y no estratigráficos (TST: *true stratigraphic thickness*). Con el objetivo de reconocer tendencias areales/verticales en la distribución de las facies a lo

largo del yacimiento se analizaron las distribuciones verticales y se realizaron mapas de fracción de arenas (Figura 11) y porosidad, generando un producto comparable con los mapas verticales de NTG en la grilla del campo.

Los mapas de fracción de arenas se generaron a partir del perfil de facies discretos en los pozos y teniendo en cuenta las zonas de repetición por fallas. Los mismos no están influenciados por los buzamientos ya que son porcentuales, sin embargo sí son afectados por la distribución de pozos y la proyección vertical del dato al tope de la unidad. En el caso de Cerro Fortunoso, existen pocos pozos en la cresta aumentando la incertidumbre en dichas zonas. Finalmente se evaluó de manera comparativa la tendencia general para cada sector, si bien las arenas se distribuyen a lo largo del yacimiento se observan variaciones en los sectores, caracterizándose zonas con mayor heterogeneidad y diferente conectividad de cuerpos de arenas.

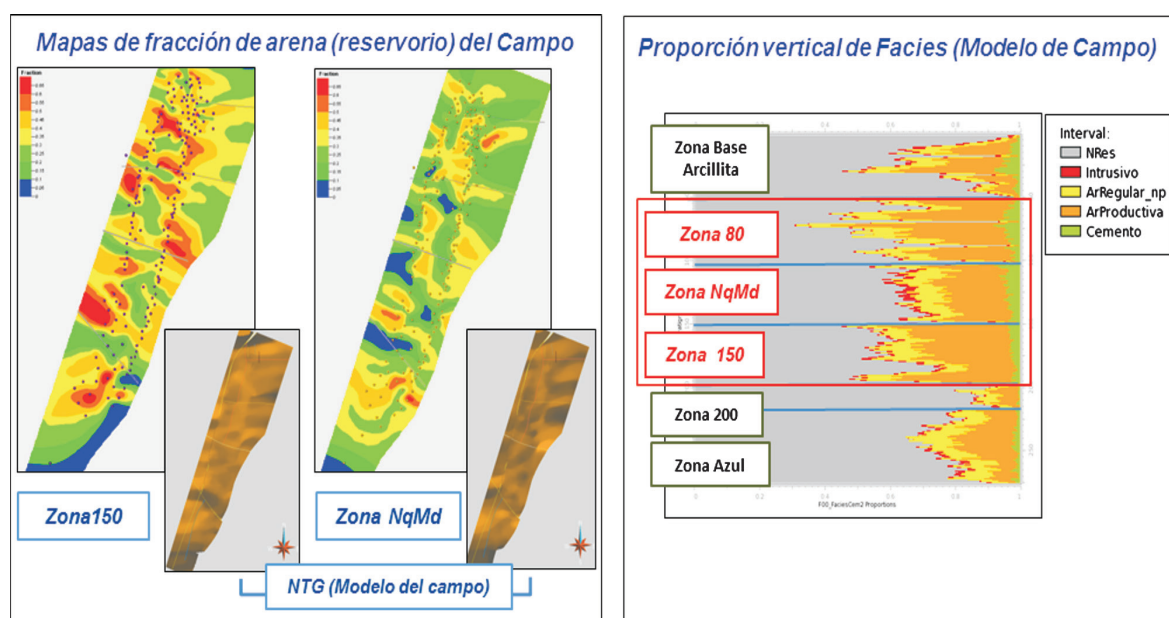


Figura 11. Izq.: Mapas de fracción de arenas y NTG con la grilla de campo para 2 zonas productivas. Der.: Proporción vertical de las arenas del campo, en recuadro rojo se remarcan las principales zonas productivas con mayor conectividad lateral.

Definición de facies y Net to Gross (NTG)

Luego del análisis de control de calidad petrofísico se generaron diferentes poblaciones de pozos interpretados con relaciones disímiles en calidad/cantidad de datos interpretados. Se realizaron pruebas de generación de perfil de facies y *rock types* donde se encontraron importantes limitaciones al comparar con los resultados de los ensayos, descripciones de control geológico y coronas. Por otro lado, 50 sondeos no contaron con las condiciones necesarias para un análisis petrofísico básico, y varios solo presentaron perfiles de resistividad-GR/SP, calidad en la que recaen

los pozos inyectores. El objetivo principal fue contar con el total de pozos con interpretación de facies ya que los importantes cambios de buzamiento y la distribución areal de los mismos limitan el poblado de los reservorios. Analizando dicha población de datos, se procedió a definir petrofacies en las poblaciones aptas con *cutoff* petrofísicos y en los casos donde no pudo determinarse, se definieron en función de las curvas registradas que presentaban mejor calidad, control geológico, presencia de rastros, ensayos y datos de presión, integrando dicha información se completó pozo a pozo manualmente. Básicamente se trabajó con 2 escenarios:

- Modelo del campo: 2 petrofacies no reservorio (Intrusivo y Planicie) y 2 petrofacies reservorio de diferentes calidades que representaron mejor la conectividad de las arenas, limitando los cálculos volumétricos con cortes de permeabilidad y honrando las proporciones de las mismas.
- Modelos por sectores: 2 petrofacies no reservorio y una petrofacies reservorio (correspondiente a la mejor calidad) que en detalle mostró una mejor conectividad y respuesta dinámica.

Posteriormente se definió una curva de NTG discreta en los pozos, a partir de arenas para generar mayor conectividad en el modelo de campo y a partir de las arenas productivas en los modelos por sectores.

Modelado de tendencias en la distribución de facies y NTG

El primer poblado correspondió al poblado de facies, ya que condiciona la distribución espacial de las demás propiedades y representa la heterogeneidad a mediana escala. La distribución de las facies fue condicionada y honró diferentes parámetros como proporciones de facies en sondeos y zonas, distribución vertical y areal del volumen de facies para cada zonas, mapas de fracción de arenas y variogramas conceptuales según los datos de afloramiento e imágenes de pozos, ya que la distribución espacial restringida de los sondeos generó variogramas experimentales de muy corto alcance y casi isotrópicos.

El escalado de las facies *log* a la grilla se realizó con el método de “más abundante”, siendo distribuida en la grilla usando técnicas básicas geoestadísticas: *Indicator Kriging* (modelos del campo) y *Sequential Indicator Simulation* (modelos por sectores).

Para el escalado a la grilla de la relación NTG se realizó un promedio del perfil de facies discreto de pozos generando un perfil continuo obteniendo la fracción de reservorio en cada celda. En el caso del modelo de campo, se pobló con *Ordinary Kriging* que representa el producto en una distribución suavizada hacia un valor medio, se prefirió este tipo de poblado básico ya que volumétricamente no difiere con respecto al poblado *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) y genera variaciones menos bruscas (Figura 12). Para el caso de los modelos por sectores la propiedad fue poblada en la grilla mediante SGS para cada zona y por facies (Figura 14).

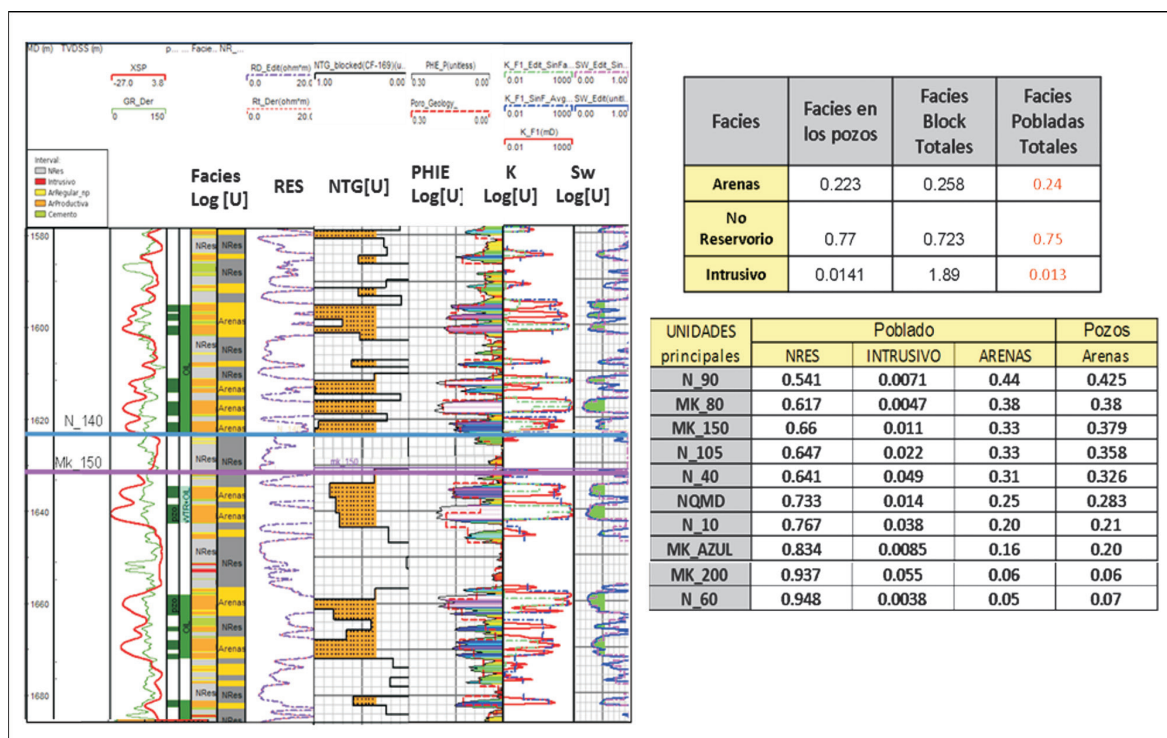


Figura 12. Izq.: Escalado de pozos en el modelo de campo. Centro: Comparación de valores de facies en los pozos, escalado y poblado, debajo una tabla de comparación entre proporciones de arenas pobladas y datos de pozo para las unidades productivas.

Modelado de Porosidad Efectiva

Múltiples poblaciones se realizaron para condicionar la distribución de la porosidad efectiva a lo largo del flujo de trabajo. El perfil de porosidad efectiva (PHIE) fue escalado a la grilla de forma aritmética condicionado a las facies. Se eliminaron valores anómalos, se buscaron tendencias espaciales y se normalizó la distribución mediante normal score. Finalmente, de acuerdo al poblado de facies fue modelada en la grilla del campo mediante *Ordinary Kriging*, utilizando los mismos variogramas conceptuales previos para cada nivel y por facies. Para el caso de los modelos por sectores (Figura 13), fue poblada con la metodología de SGS para cada zona y por facies aplicándole posteriormente un suavizado areal para disminuir variaciones bruscas no deseadas. Se realizó un control de calidad verificando que la propiedad distribuida respetara los histogramas de los pozos, así como también se compararon los valores de porosidad promedio con los medidos en pozos como los escalados a la grilla y poblado final.

Modelado de Permeabilidad horizontal (kh) y vertical (kv)

La permeabilidad fue escalada, normalizada logarítmicamente y poblada dentro de las facies arenas. En el caso de la permeabilidad vertical, se observó durante la simulación de los modelos

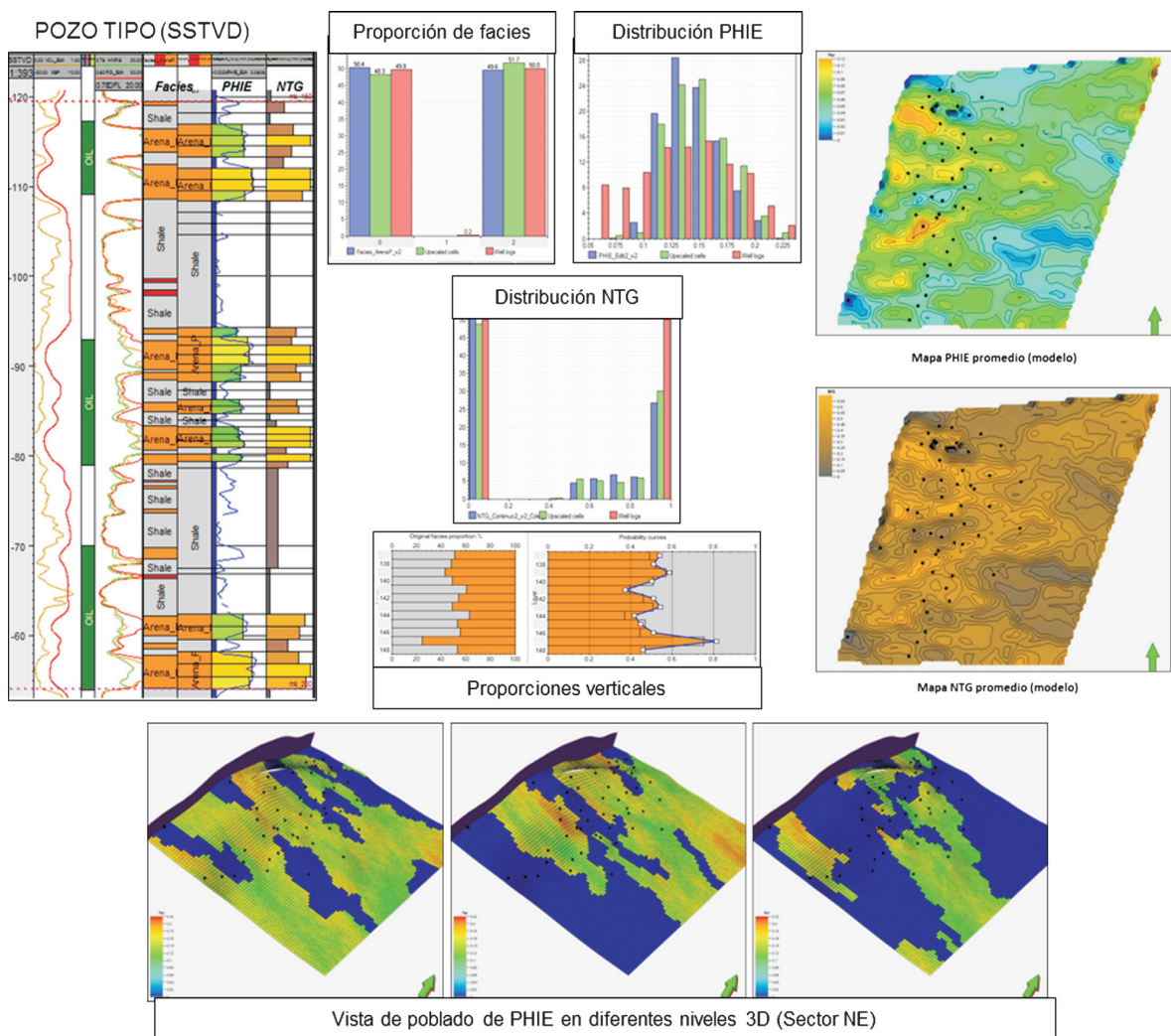


Figura 13. Escalado de las propiedades. Izq.: pozo, perfiles y escalado. Histograma de proporción de facies y distribución de PHIE y NTG para datos de pozo (rojo), datos escalados (verde) y modelados (violeta). Der.: Mapas promedio Sector NE. Centro: Gráfico de proporciones verticales utilizado en una zona: pozo (izq.), escalado y curva ajustada para modelar (der.) Debajo: Vista de poblado de PHIE por layering.

por sectores que, al presentarse celdas de menor tamaño no se generaron diferencias en el poblado con respecto a multiplicar la permeabilidad horizontal por 0.1 ya que existió suficiente heterogeneidad vertical dada por el espesor de celda.

Escalados a grillas de simulación (Upscaling)

Durante las primeras etapas de flujo de trabajo se consideró realizar una simulación dinámica del campo con el objetivo de analizar básicamente volumetrías y parámetros posibles, con esta premisa se enfocó el escalado en reducir el número de celdas para hacer factible en tiempos lógicos los análisis de simulación. El modelo fue escalado desde una grilla geológica de celdas regulares a una tipo *stair step* (*Flow Simulation Grid*, FSG) (Figura 14).

Se observó que en las grillas escaladas, si bien conservaban los volúmenes, el nivel de heterogeneidad tanto sedimentológico y geométrico fue subestimado, repercutiendo en la representación del reservorio y sus rangos de permeabilidad, lo cual generó desconexión de cuerpos y cambios bruscos en las propiedades. Como resultado se procedió a la generación de modelos por sectores para su validación dinámica sin realizar *upscalings* y mantener el detalle.

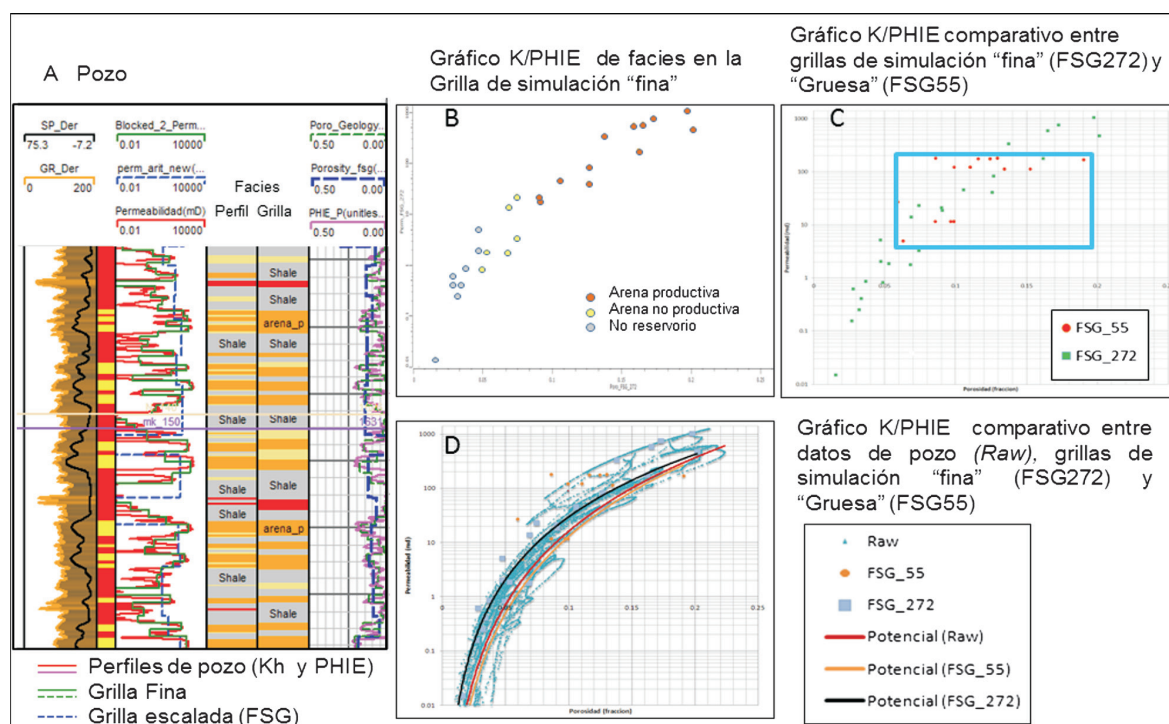


Figura 14. A. Perfil de pozo, en recuadro azul las zonas con problemas en el escalado areales y verticales. B: *Cross-plot* k/PHIE en función de las facies para la grilla del campo C: *Cross-plot* comparativo k/PHIE entre la grilla escalada (FSG_55) y original del campo (FSG_272), en recuadro azul la limitación del rango de k/PHIE en la grilla escalada. D: *Cross-plot* k/PHIE para los datos *raw*, Grilla original y grilla escalada del campo y sus rectas de regresión.

Análisis de volumetrías e incertidumbres

Durante el desarrollo del estudio se realizaron varios análisis de escenarios probables a fin de identificar las incertidumbres principales y sus rangos. Dicho estudio resultó en un proceso que fue alimentándose de los datos ingresados por nuevas campañas de perforación así como de variación de parámetros estáticos o dinámicos con el sucesivo *feedback* entre ellos.

Para las diferentes realizaciones (poblados equiprobables) se analizó la variabilidad geoestadística tanto para el campo como por sectores. A partir de las reconstrucciones de los modelos ajustados con nueva información y/o parámetros, se construyeron distintos escenarios de incertidumbres estáticas (estructura, conectividad de arenas, orientación, calidad de arenas/porosidad, contactos, NTG, Sw) y dinámicas (permeabilidad horizontal y vertical, permeabilidades relativas, productividad en los pozos, comportamiento del casquete de gas, acuíferos activos, etc). De la

variación de los parámetros estáticos surgió que pueden reagruparse en incertidumbres con mayor influencia en volumetría (estructura, contactos, porosidad, S_w , NTG) e incertidumbres con mayor relevancia en la conectividad de los reservorios (geometrías de los cuerpos fluviales, orientación, representación de intercalaciones pelita-arena en capas finas).

Finalmente para los cálculos volumétricos se observó que el parámetro de mayor sensibilidad correspondió a la porosidad, relacionado a una importante zona de transición de facies regulares a productivas. En el gráfico de tornado de la Figura 15 se observa la influencia de diferentes parámetros sobre los volúmenes, en torno a un caso base para el modelo de campo (P50).

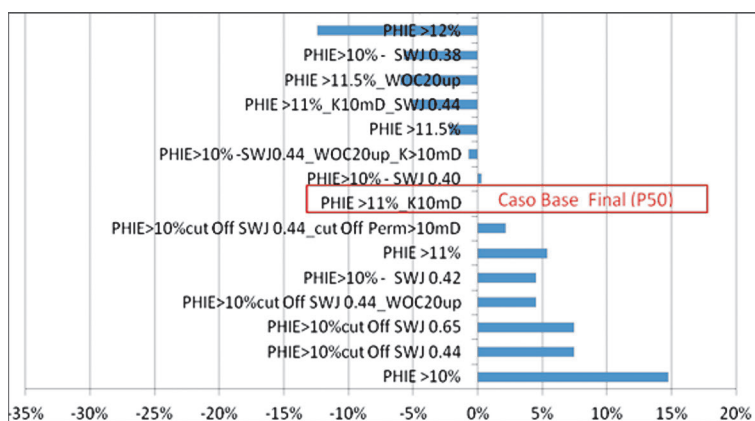


Figura 15. Gráfico de tornado con las variaciones relativas de OOIP expresadas en porcentaje con respecto al Caso Base elegido (P50).

MODELO DINÁMICO

Las simulaciones se realizaron de las validaciones más simples a las más complejas. El objetivo a escala de campo fue:

- Analizar y establecer los procesos que controlarían el flujo de los fluidos.
- Su ajuste global y por sectores.
- Generar una herramienta más para el análisis de las alternativas de 1-inyección de agua, 2-estimación de los factores de recobro en el tiempo y 3-generación de pronósticos complementándose con las técnicas tradicionales.

Como se describió previamente, en el estudio por sectores fue primordial mantener las heterogeneidades estáticas sin *upscaling* para una mejor representación del flujo y presiones de los reservorios. El objetivo fue validar dinámicamente pozo a pozo datos de presión, producción y BHP por lo cual no fue posible incrementar el espesor de las celdas en ninguna de ellas.

La calibración de la simulación dinámica generó numerosas iteraciones con el modelo estático, calibrando el modelo geológico a fin de optimizar o disminuir la conectividad entre pozos y mejorar las distribuciones areales de las propiedades. Los reservorios se caracterizaron por pre-

sentar gran variación vertical en los datos de presión, presentar respuesta de inyección en el área del piloto e importante acumulada en los pozos antiguos del yacimiento lo cual se relacionó al volumen disponible y a diferentes conectividades de los cuerpos.

Parámetros dinámicos: Saturación de Agua (S_w), Permeabilidades relativas (K_{rel}) y propiedades de los fluidos (PVT)

Para la calibración de datos de presión, producción/inyección y BHP (*bottom hole pressure*) por pozo, ciertos parámetros típicos detallados a continuación, resultaron críticos debido a las características del yacimiento.

S_w : dado los altos valores de saturación de agua resultado de los perfiles interpretados, diferentes metodologías fueron aplicadas para su ajuste. Finalmente, la saturación de agua fue modelada por medio de la función “J” sobre la grilla, calculada como la curva promedio entre los datos disponibles de barridos con mercurio de tres coronas disponibles. La curva ajustada fue de forma funcional $J = A_x (S_w + B)^C + D$, con un FWL (*free water level*) de 100 m por debajo de los contactos durante la simulación por sectores y dicha función se aplicó al modelo de campo.

K_{rel} : se contó con datos experimentales de permeabilidades relativas, las mismas presentaban puntos extremos inconsistentes con el rango esperado para la viscosidad de petróleo y permeabilidad absoluta del reservorio lo cual generó en la simulación altas producciones de agua al inicio de la producción, no coincidiendo con los datos históricos por lo tanto se utilizó una saturación de agua crítica aumentada para evitar que el agua fluya a la saturación inicial modelada por la función J en las arenas de buena calidad.

PVT: se modeló un petróleo subsaturado en contacto con gas inerte, ya que existe un anillo de petróleo sub-saturado con un casquete de CO_2 . Dado que el simulador no permite inicializar bajo esa configuración, se modificaron las curvas de PVT a fin de obtener un casquete de gas de miscibilidad casi nula para presiones superiores a la presión de burbuja.

Conectividad de reservorios: Análisis de presiones e inyección

Los datos dinámicos principalmente presión y respuesta de inyección, contribuyen a la interpretación de los diferentes grados de conectividad entre los pozos. En el análisis de estas variables se observó que existe en el campo una gran dispersión en los datos de presión, incluso tomando pozos de un mismo sector relacionado a la densidad similar de petróleo/agua (0,96/1,01) y a nivel de reservorio a la depletación diferencial de las capas. El modelo inicial del campo escalado no logró capturar dicha heterogeneidad debido a que la escala de variación de las presiones era mayor al tamaño de las celdas, produciendo la pérdida de capas o generando tendencias de presiones

(Figura 16), producto del proceso de *upscaling* en sí mismo que no representaban los datos registrados. Dicho efecto también llevó a problemas en los ajustes de flúidos y BHP pozo a pozo, lo que generó la necesidad de trabajar con modelos sin *upscalings*.

En la Figura 17 se observa una comparación del modelo del campo escalado y la mejor representación del modelo por sectores que conserva la heterogeneidad inicial.

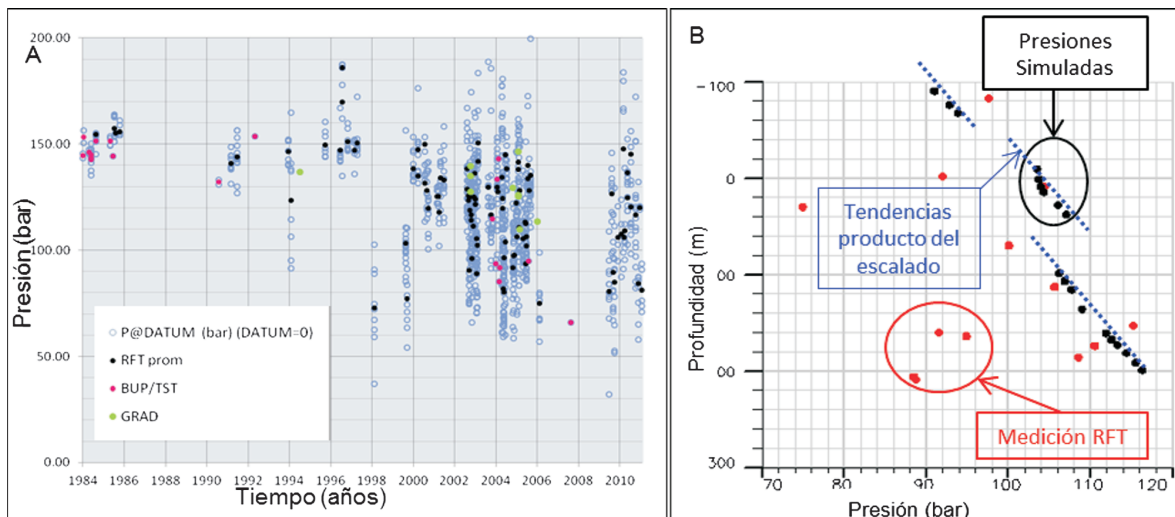


Figura 16. Gráficos de presión. A: Presiones del campo. B: Ejemplo Pozo Tipo, en rojo los registros de pozo y en negro las presiones simuladas en el modelo de campo escalado. Se observa el promediado de presiones no deseado, producto del *upscaling*.

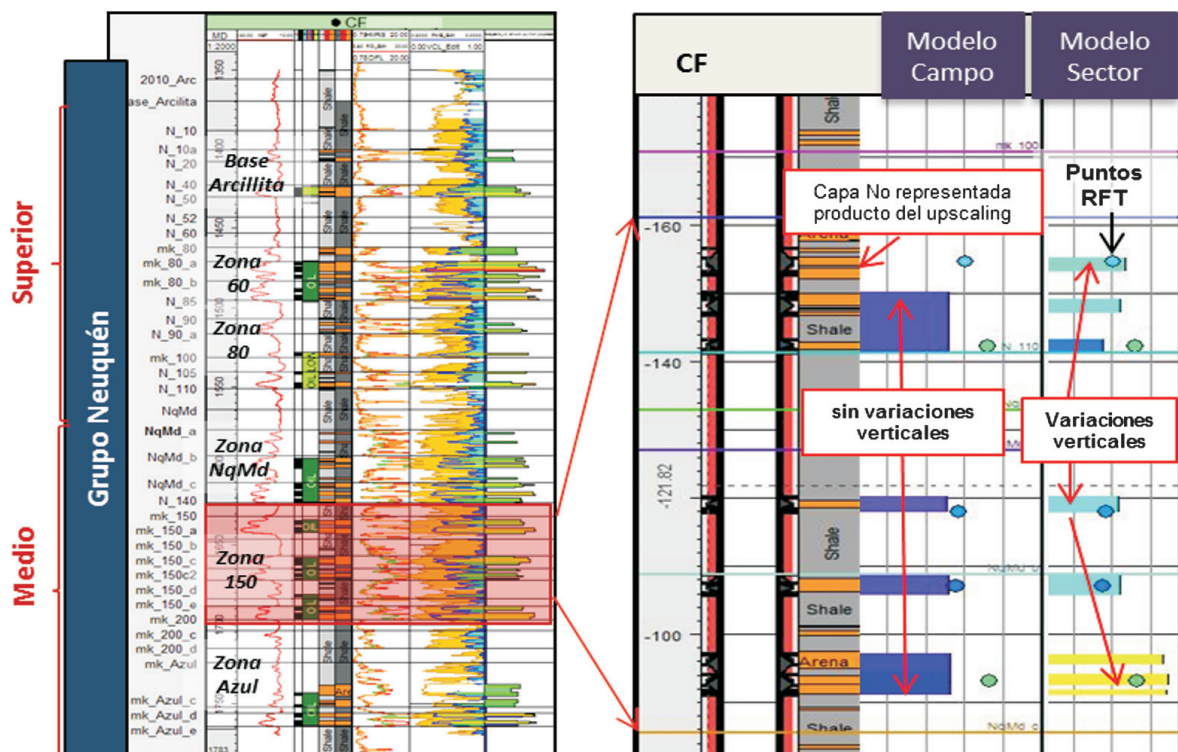


Figura 17. Izq: Perfil de pozo y correlación en el modelo de sector. Der: comparación de RFT simulados en el modelo de campo y por sectores.

Ajuste de BHP y Fluidos

El ajuste de BHP es una variable importante para la predictibilidad del potencial de los pozos, si los valores resultan demasiado altos se estará sobreestimando la producción posible de los mismos y si resulta demasiado bajo los pozos quedarán improductivos, y es dominada por los volúmenes y permeabilidades del modelo. En el caso de Co. Fortunoso, una variable extra lo constituye la presencia de asfaltenos, en los períodos posteriores a las limpiezas de asfaltenos en el fondo de pozo se observa buen ajuste en la simulación respecto a las mediciones de nivel, sin embargo el mismo varía a medida que los asfaltenos se depositaban y afectaban la productividad del pozo. En los pozos inyectores se calibró el modelo con el ajuste de agua inyectada por mandril respecto a las mediciones de perfiles de tránsito de fluido a lo largo del tiempo.

El ajuste de fluidos se realizó controlando los pozos por su producción de petróleo y comparando su producción de agua con la producción histórica (Figura 18).

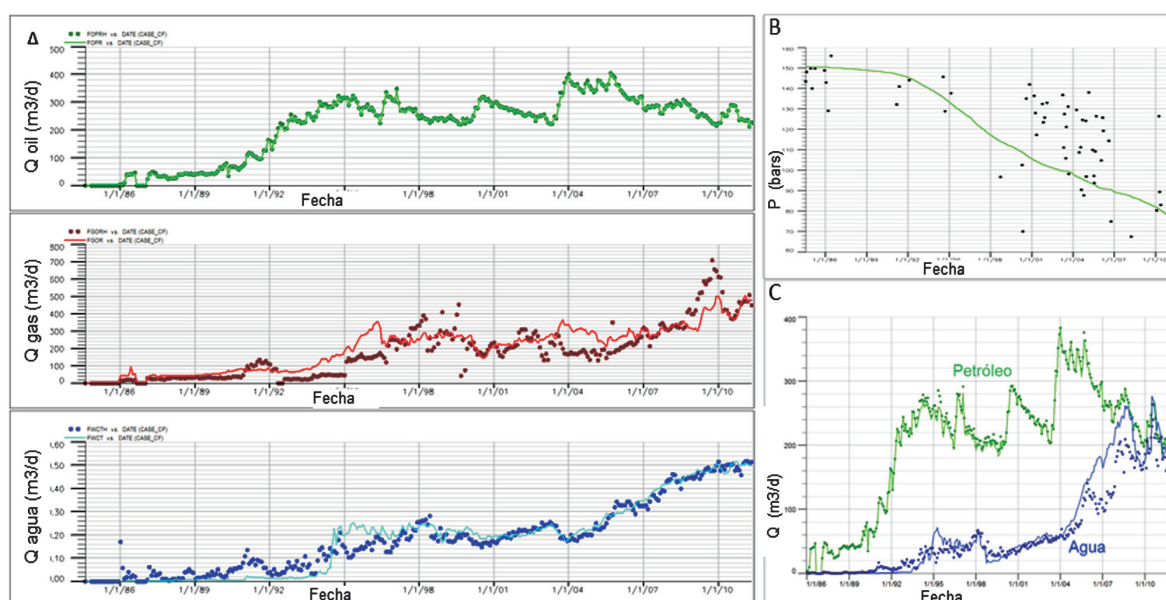


Figura 18. A: Ajuste histórico a nivel campo en petróleo, relación gas-petróleo y corte de agua. B: Ajuste histórico de presiones del campo. C: Ajuste histórico a nivel Sector.

Forecast

El objetivo final de los modelos integrados es contribuir a la generación de escenarios de desarrollo, de esta manera se simulaban diferentes escenarios para los modelos sectoriales incluyendo conversiones y/o perforaciones de pozos obteniendo diferentes pronósticos a fin de seleccionar el escenario más favorable (Figura 19). En los sectores simulados se pudieron realizar pronósticos para la expansión de la inyección secundaria y se obtuvo una curva de analogía que se aplicó al

resto de los sectores no simulados para obtener un pronóstico del campo completo. Esto resultó en $4 \times 10^6 \text{ m}^3$ de petróleo incremental para una masificación de la secundaria en el campo.

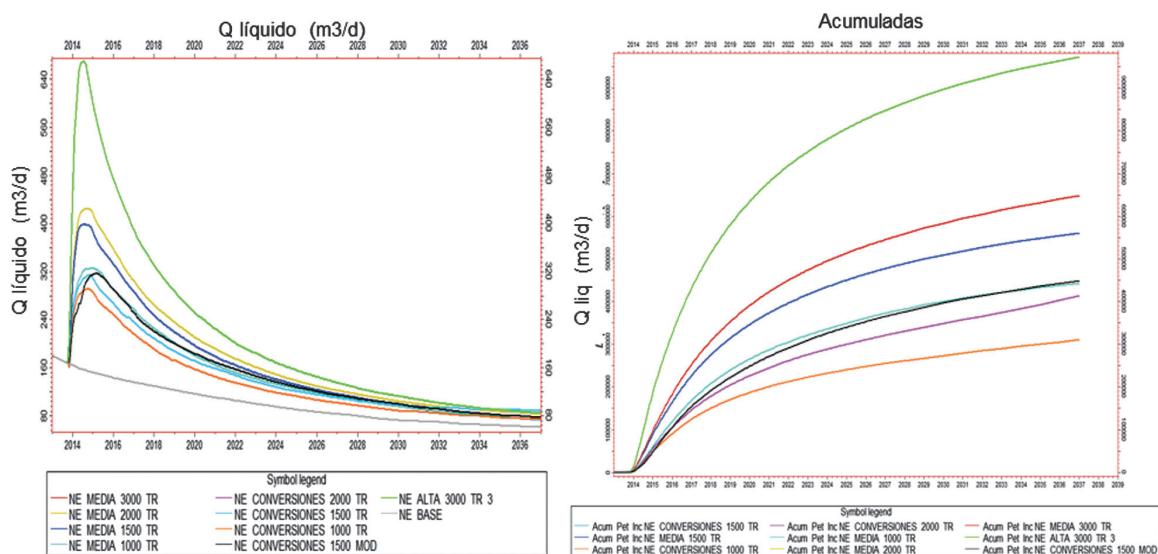


Figura 19. Pronósticos para los diferentes escenarios por sectores. En gris la declinatoria normal del campo y en color los pronósticos para los diferentes escenarios de desarrollo.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En los ambientes de faja corrida y plegada, con reservorios fluviales de alta heterogeneidad, el flujo de trabajo si bien se desarrolla con las técnicas básicas de modelado, debe tener en cuenta los siguientes puntos:

1. Los factores geométricos en la construcción de la grilla estructural dominan a escala general hasta el tamaño celda, aumentando considerablemente las heterogeneidades de los cuerpos arenosos y generando problemas en el *upscaling* a grillas de simulación, por lo cual es necesario generar métodos de control para dar un mejor ajuste al modelo estructural-sedimentológico interpretado y a la caracterización del reservorio, así como en lo posible trabajar por sectores limitando de esta manera la influencia a nivel reservorio.
2. La cantidad de facies deben limitarse a las estrictamente necesarias que controlen la conectividad y flujo de los fluidos.
3. La utilización de analogías a partir de afloramientos disponibles en el área ya que comúnmente los sondeos se encuentran localizados en los flancos de la estructura limitando o alterando la distribución estadística de los datos.
4. La generación de varios modelos estáticos a diferentes escalas y realizaciones de poblado

junto a análisis de incertidumbres, manteniendo un continuo *feedback* con los modelos de simulación para su validación de acuerdo a los objetivos a visualizar y a la cantidad de heterogeneidades versus tiempo de corridas generados a fin de desarrollar el nivel de comprensión necesario para lograr una calibración de los datos históricos de producción en tiempos adecuados así como también presión de formación y BHP pozo a pozo históricos en tiempos adecuados y, una buena predictibilidad en los forecasts de los modelos de simulación.

5. Los modelos deben ser constantemente actualizados y validados con las sucesivas campañas de perforación considerando que son representaciones simplificadas de ambientes de muy alta complejidad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a YPF por autorizar la publicación de este trabajo y facilitar los recursos necesarios para la elaboración del mismo. Se agradece especialmente la revisión crítica y sugerencias realizadas por la Lic. Ana Limeres.

REFERENCIAS CITADAS

- Boggetti *et al.*, 2003. Consultora P&T. Informe inédito Grupo Neuquén.
- Cazau, L. y Uliana, A. M., 1973. El Cretácico superior continental de la Cuenca Neuquina. V Congreso Geológico Argentino. Actas III: 131-163.
- Giampaoli P., Gait M.A. y Dzelalija F., 2002. Análisis estructural del bloque Cerro Fortunoso: resultados y aplicación en proyectos de exploración y desarrollo". V Congreso de Exploración y Desarrollo del Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Giampaoli P., Ramirez J y Gair M, 2005. Estilos de entrapamientos den la Faja Plegada y Fallada de Malargüe. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos. Simposio: Las Trampas de hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina.
- Kozlowski, E., Manceda, R. y Ramos, V.A., 1993. Estructura. En: Ramos V.A. (Ed.), Geología y Recursos Naturales de Mendoza XII Congreso Geológico Argentino y II° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio, I (18): 235-256.
- Legarreta, L. & Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior - Terciario Inferior). Serie Correlación Geológica 6: 221-243.
- Legarreta, L. & Uliana, M.A. 1998. Anatomy of hinterland depositional sequences: Upper Cretaceous fluvial strata, Neuquén Basin, west-central Argentina. Society of Economic Paleontologist and Mineralogists, SP N° 59: 83-92.
- Manacorda, L y Reinante, M., 2002. Los reservorios del Grupo Neuquén. Simposio: Rocas reservorios de las cuencas productivas de la Argentina.

- Manceda, R. y Figueroa, D., 1995. Inversion of the Mesozoic Neuquén rift in the Malargüe fold and thrust belt, Mendoza, Argentina. AAPG Memoir 62: 369-382.
- Marchese, H.G. 1971. Litoestratigrafía y variaciones faciales de las sedimentitas mesozoicas de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén, República Argentina. RAGA 26(3): 343-410.
- Milana, J.P. 1994. Secuencias aluviales asociadas a variaciones hidrológicas: consideraciones teóricas y ejemplos. Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología 1(2): 103-124.