

Modelado estático y dinámico de un reservorio de rocas volcánicas. Caso de Estudio: Grupo Choiyoi, Cuenca Neuquina, Argentina.

Nieto V., Monsalvo G. y Becerra G.; Pampa Energía S.A,

virginia.nieto@pampaenergia.com; guillermo.fernandez@pampaenergia.com ;
gustavo.becerra@pampaenergia.com

Sinopsis

El caso bajo estudio se encuentra localizado en el Área de Concesión Jagüel de Los Machos, sobre el borde noreste de la Cuenca Neuquina en la provincia de Río Negro. Se trata de un yacimiento de petróleo y gas asociado en etapa de producción primaria, donde el principal reservorio corresponde a niveles de origen volcánico del Grupo Choiyoi.

En el presente trabajo se describe la metodología utilizada en el análisis integrado de datos de geofísica, geomecánica, geología, petrofísica e ingeniería de reservorios, para realizar un modelo de simulación numérica. En el modelado estático se consideran las características petrofísicas complejas de la roca volcánica, la existencia y densidad de fracturas naturales, la estratigrafía de los eventos volcánicos y las características de doble porosidad y permeabilidad del reservorio. El resultado es un modelo de alta complejidad a partir del cual se realiza una simulación numérica cuyos principales pasos son los siguientes: a) Inicialización del modelo con la selección de la grilla adecuada representativa del reservorio y realización de corridas con tiempos optimizados, b) análisis del funcionamiento del modelo numérico de doble porosidad o doble permeabilidad; c) análisis de Incertidumbre en el modelado de DFNs (*discrete fracture networks*) y d) ajuste histórico y escenarios de desarrollo con incertidumbre.

La integración del modelo estático – dinámico plasmada en el simulador, permitió lograr mayor flexibilidad de análisis de diferentes condiciones de reservorio mediante realizaciones de incertidumbre, para evaluar su impacto en la productividad de los pozos y definir estrategias de desarrollo.

Introducción

El yacimiento Tapera Este se encuentra localizado en el Área de Concesión Jagüel de Los Machos, que se ubica en el borde nororiental de la cuenca neuquina, su posición de borde determina que muchas de las formaciones características de la cuenca no estén presentes. Tal es el caso de la mayoría de las unidades jurásicas (Fms. Molles, Punta Rosada, Lotena, F. Auquilco), la Fm. Vaca Muerta, (responsable de la generación de los hidrocarburos producidos en Medanito), y las unidades superiores del Grupo Mendoza (Fms. Mulichinco y Agrio). En la figura 1 se observa la ubicación geográfica del área y Cuenca Neuquina.

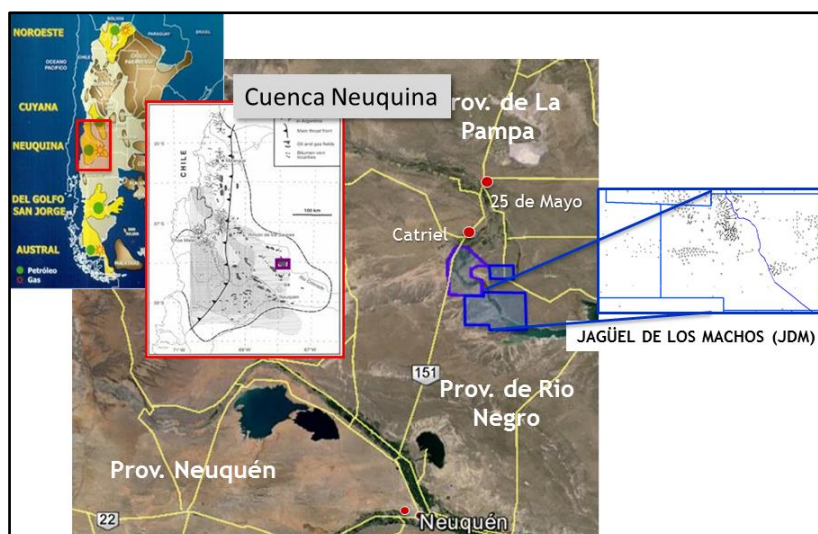


Figura 1

El sistema petrolero está formado por la roca madre que es la Fm. Vaca Muerta de edad tithoniana, que no se encuentra presente en el área de análisis. La roca reservorio con mayor volumen de POIS es el Gr. Choiyoi y en menor grado la Fm. Quintuco.

El estudio se realiza sobre el reservorio principal del yacimiento que es el Gr. Choiyoi, compuesto por rocas volcánicas explosivas (piroclásticas) de composición riolítica y en menor proporción efusivas (lavas), muy pocos basaltos y cuerpos subvolcánicos, conformando algunos niveles reservorios no convencionales. Estas rocas se generan por colapso de columnas eruptivas que originan “nubes ardientes” cuyos depósitos se denominan ignimbritas. Estos depósitos presentan distintas características texturales y morfológicas dependiendo la distancia al centro eruptivo (Tesis Doctoral Dr. Marcelo Barrionuevo, 2015). En la figura 2 se muestra un esquema del sistema deposicional.

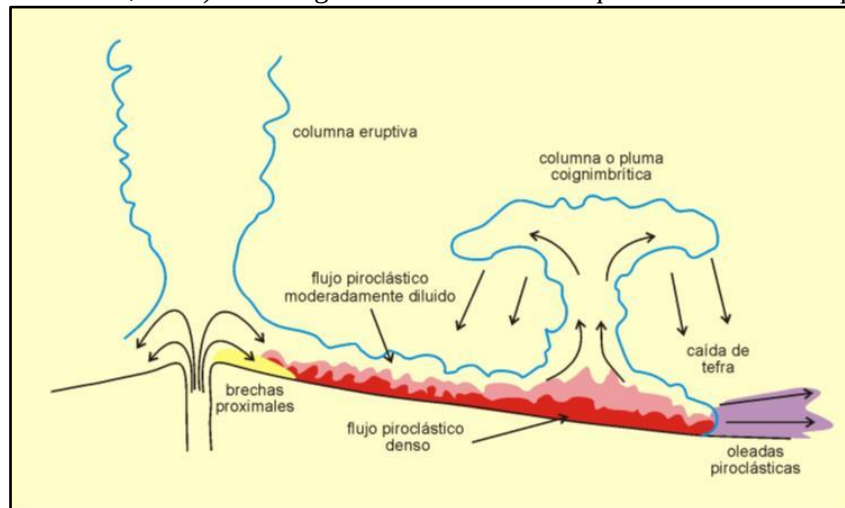


Figura 2

Desde el punto de vista estructural el yacimiento Tapera Este se encuentra en un alto que se extiende unos 5.5 km en sentido N-S y unos 3.5 km en sentido E-O. Este alto se encuentra atravesado por numerosas fallas que generan altos localizados de menor importancia.

En el año 2006 se descubre el yacimiento Tapera Este en el área Jagüel de los Machos. Se trata de un yacimiento de petróleo y gas asociado en etapa de producción primaria. La zona en estudio abarca una parte central con 59 pozos en producción y nuevas zonas a desarrollar hacia los bordes de la estructura. Los pozos producen del Grupo Choiyoi y Fm. Quintuco Superior en conjunto, donde el 90% de la producción es de Choiyoi.

Objetivo

Se realiza un modelado estático y dinámico con el objetivo de:

- Generar un flujo de trabajo integrado entre el modelado estático y dinámico para representar la complejidad del reservorio en estudio.
- Realizar un análisis de Sensibilidad e Incertidumbre asociado a:
 - Modelo Estático: Modelado de facies o eventos volcánicos, parámetros del Modelado DFN: densidad de fracturas, apertura, largo y ancho.
 - Modelo Dinámico: Propiedades petrofísicas de la matriz y las fracturas.
- Realizar un ajuste histórico global que permita comprender los principales procesos físicos que impactan en la productividad de los pozos.
- Generar escenarios de desarrollo con un enfoque probabilístico.

Modelo Estático

El reservorio modelado corresponde a niveles del Grupo Choiyoi, compuesto por depósitos piroclásticos de composición ácida, con diverso grado de soldamiento. Las Ignimbritas con alto grado de soldamiento presentan muy baja porosidad y su productividad está asociada al flujo en las

fracturas. Mientras que en las de moderado grado de soldamiento, mejoran las características petrofísicas, generando también un aporte de la matriz.

Durante el desarrollo del campo se realizaron tomas de muestras de roca con testigos rotados, coronas y cuttings. Con dicha información se identificaron facies de distintas características, (Guillermo Gozálvez – Dr. Marcelo Barrionuevo - Dr. Marcelo Arnoso, 2011) Estas facies se clasificaron como distintos eventos volcánicos estratigráficamente relacionados.

Por medio de la interpretación sísmica se delimitó la extensión de dichos eventos volcánicos, la figura 3 muestra las distintas facies o eventos volcánicos, un esquema conceptual de su relación estratigráfica y el seguimiento de los eventos con la sísmica.

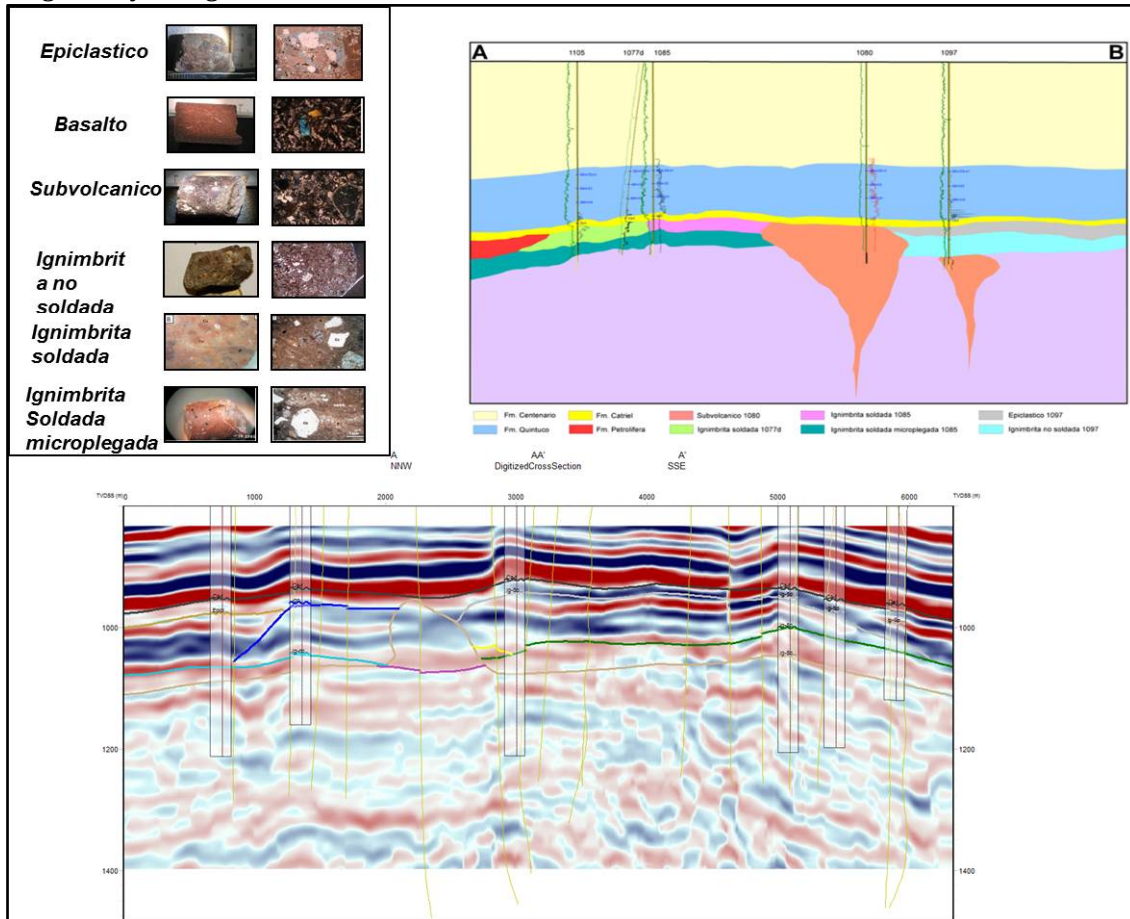


Figura 3

Con la información obtenida de coronas, testigos laterales e imágenes de pozo se estableció para esta zona en particular, un modelo petrofísico de doble porosidad o sea un modelo de reservorio fracturado donde tenemos una matriz (Ignimbritas principalmente) de baja porosidad y permeabilidad que alimenta a un sistema más eficiente de fracturas naturales.

En el modelo petrofísico se interpretaron los pozos del yacimiento Tapera Este. Para ello se utilizó el método Aguilera (3) con el cual se puede calcular para cada pozo, a partir de la porosidad total, una porosidad de matriz y una porosidad de fractura.

Para que los resultados de esta metodología sean adecuados para esta litología se aplicaron algunas variantes, como por ejemplo al calcular el valor de “m” (exponente de doble porosidad), se utilizó la diferencia en la lectura de resistividades somera vs. profunda que mediante una fórmula se relaciona con el grado de fracturamiento de la roca y se obtiene un “m” para utilizar en las fórmulas del método de Aguilera.

En la figura 4 se muestra la función utilizada para calcular un “m” continuo en los pozos.

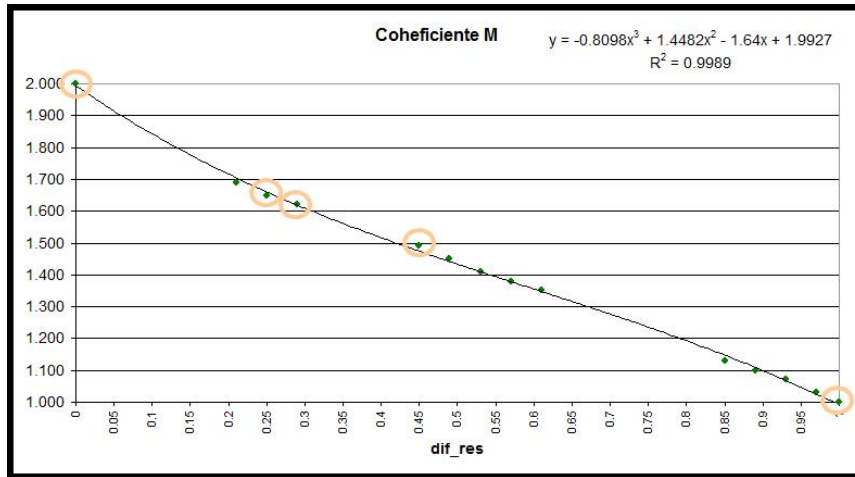


Figura 4

La evaluación petrofísica se realiza en cada pozo de acuerdo a metodología de análisis seleccionada. Por lo tanto, para cada pozo se obtuvo una curva de porosidad de matriz, porosidad de fractura y permeabilidad sin distinguir tipo de roca.

Posteriormente se definió un criterio de análisis para determinar zonas de roca reservorio y roca no reservorio (Tipo de roca Res-Nores). Para lo cual se utilizaron parámetros de *cutoff* que relacionan zonas fracturadas, zonas con rastros de petróleo, cromatografía completa de gas y un umbral de porosidad de fractura, como se muestra en la siguiente tabla

	Phi Matiz	Phi Fractura	Rastros Frescos	Gas Total	Cromatografía
Reservorio	>0.6	>0	positivo	Cambio Notorio	Completa

Utilizando las superficies de fallas y límites de eventos volcánicos se generó un modelo estructural y estratigráfico 3D, se generó una grilla geológica donde se distribuyeron datos de roca y petrofísica. En la figura 5 se observa en 3D la grilla estratigráfica y la distribución de propiedades.

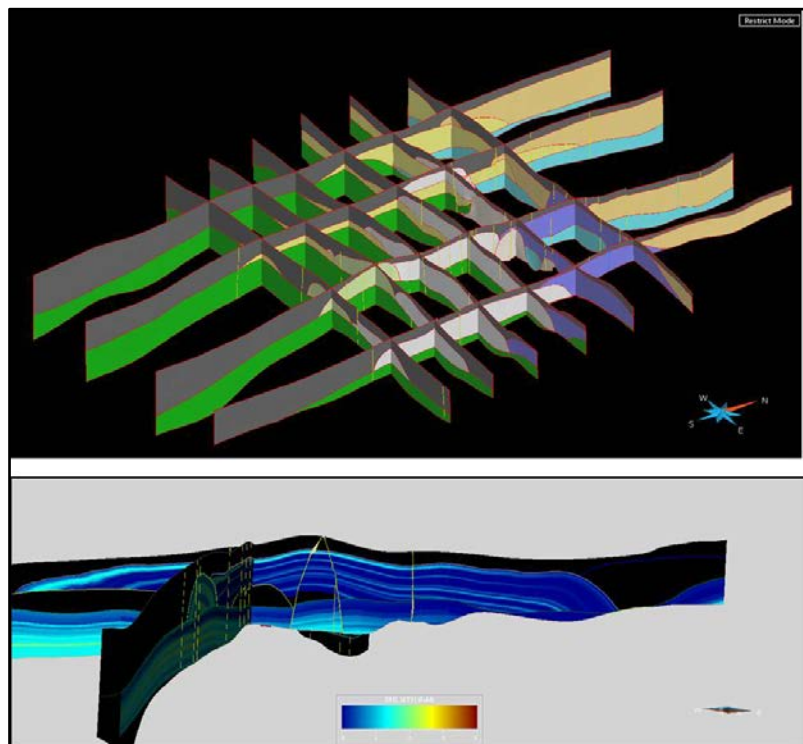


Figura 5

Además al ser un reservorio con fracturas naturales es necesario dimensionar dichas fracturas, sus propiedades dinámicas y distribuirlas en la grilla. Para ello se realizó el análisis de imágenes de pozo, identificando 6 sets de fracturas con distintas densidades en distintos pozos y eventos volcánicos. La figura 6 muestra los resultados del análisis en dos pozos enumerando los 6 sets y resaltando las distintas densidades observadas.

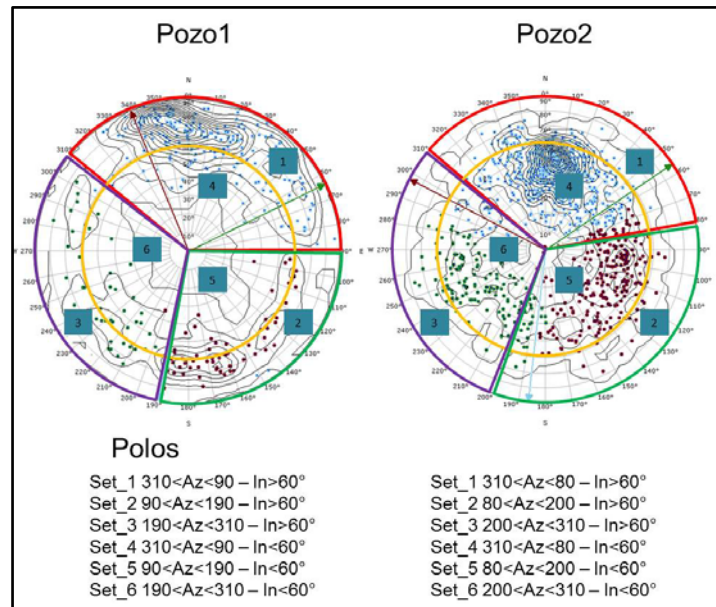


Figura 6

Con los resultados de este estudio se distribuyeron las densidades de fractura en la grilla guiadas por atributos sísmicos como curvatura y coherencia, además de los datos aportados por un estudio regional realizado por Cristallini (4), que muestran una correlación con la productividad de los pozos y la geomecánica de los eventos volcánicos.

La densidad de fractura, azimuth e inclinación, junto a la consideración de variables geométricas como alto, largo o apertura de las fracturas se utilizan para generar modelos de fracturamiento o DFNs que proveerán propiedades como porosidad de fractura, permeabilidad en X,Y,Z de fracturas, y Sigma (contacto fractura-matriz) para cada una de las celdas del modelo.

Se generan así cuatro escenarios diferentes de poblados de DFNs, tres variando los parámetros geométricos y uno utilizando la metodología del estudio de Cristallini para la densidad de fractura.

En la figura 7 se observa una visualización discreta de las fracturas generadas por una de las realizaciones de DFNs, y en burbujas los pozos clasificados por su productividad denotando una muy buena relación.

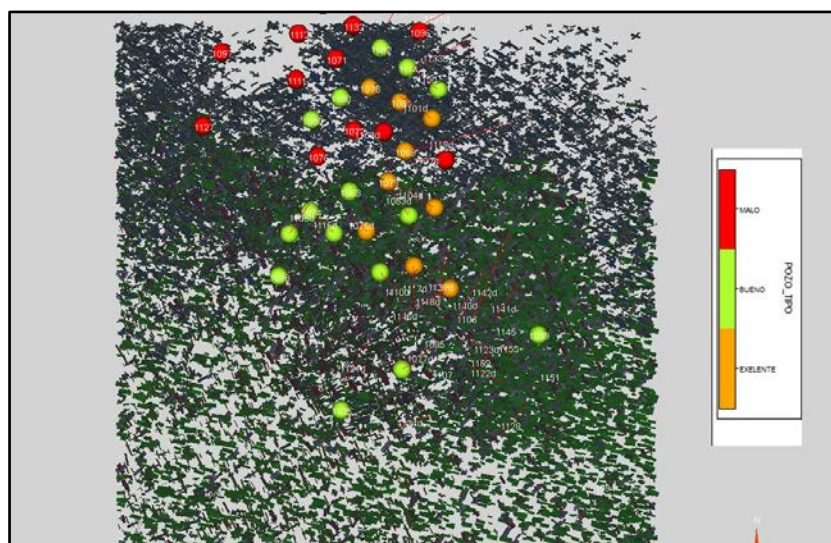


Figura 7

Grilla para simulación numérica

Originalmente se realizó una grilla *stair-step* tanto areal como verticalmente para asegurar un formato ortogonal de la misma. Manteniendo el estilo de *layering* de la superficie que limitaba cada evento volcánico, reflejando el abrupto cambio de espesores que se genera en la terminación de un evento volcánico y el alto truncamiento en el contacto entre eventos. Si bien era posible correr las herramientas de simulación con esta grilla, su complejidad generaba corridas de cálculo demasiado demandantes de tiempos computacionales, consideradas poco útiles para el objetivo de esta fase del estudio.

Por ello se decidió realizar una grilla más simple con *layers* proporcionales pero reflejando los eventos volcánicos como una propiedad, para poder generar regiones si era requerido durante el estudio.

En la figura 8 se observa la grilla 3D en sus versiones compleja y simple.

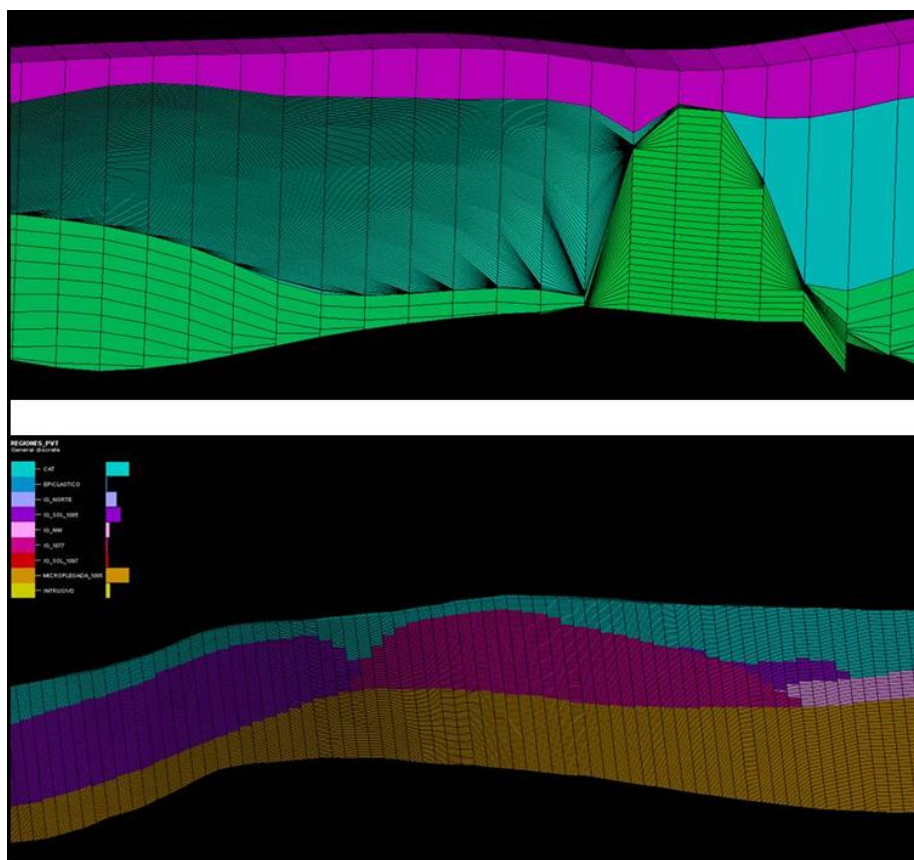


Figura 8

Inicialización del Modelo

Se utilizó un modelo de simulación numérica del tipo black oil, con la grilla optimizada que tiene 54x51x75 celdas y cada celda tiene 100x100x2 mts.

Datos históricos de producción

Los 59 pozos considerados en el modelo producen de manera conjunta de la Fm. Quintuco Superior y el Gr. Choiyoi, de los cuales 20 producen sólo del Gr. Choiyoi.

La partición de la producción de petróleo se realiza con un programa basado en las Curvas Tipo de Fetkovich, donde se aplica la ecuación de difusividad utilizando datos de presión y caudales tomados de los ensayos en la terminación y/o reparación, datos petrofísicos y de fluidos por capa.

La producción de gas se calcula con el petróleo de la partición del punto anterior y el GOR de producción del pozo.

La partición de producción del agua se realiza con la salinidad del agua de producción, teniendo en cuenta el contraste de salinidad del agua de formación. Para la Fm. Quintuco la salinidad del agua de Formación es de 40gr/l y el del Gr. Choiyoi es 90 gr/l.

Condiciones Iniciales:

El simulador dinámico se inicializa en condiciones de equilibrio:

- Saturación: Utilizando la curva de presión capilar.
- Presión Inicial:

Analizando las mediciones de presión en los pozos se observan dos gradientes diferentes. En la figura 9 se muestra en color verde el gradiente correspondiente a los pozos del Bloque Sur donde se desarrolla principalmente el evento Ignimbrita-Soldada-1085. En Rojo el gradiente correspondiente a los pozos del Bloque Norte, donde se desarrolla principalmente el evento Ignimbrita Norte.

Las mediciones de presión más bajas que el gradiente original corresponden a mediciones en pozos *infill*.

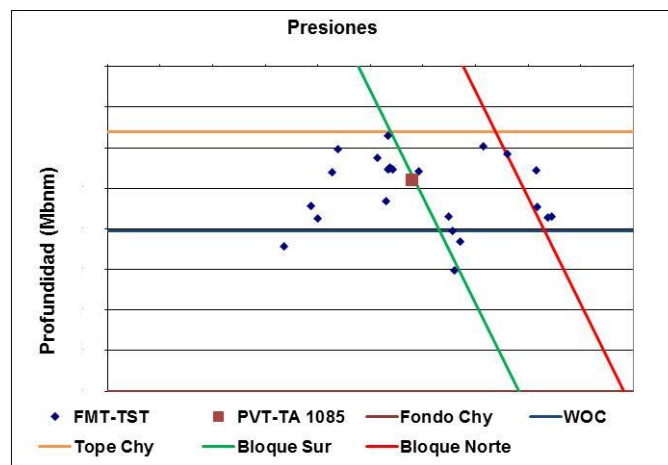


Figura 9

En la siguiente tabla se observa la distribución del POIS (%) entre los distintos eventos volcánicos.

REGION	POIS (%)
Catriel	0
Epiclastico	2
IG_Norte	27
Ignimbrita Soldada 1085	50
Ignimbrita NW	5
Ignimbrita 1077	3
Ignimbrita Soldada 1097	2
Ignimbrita Microplegada	6
Intrusivo	5

Interacción roca fluido

Propiedades de la matriz: Las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-petróleo medidas en el laboratorio son modeladas con una función Corey. Por ejemplo para las curvas de permeabilidad relativa agua petróleo se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$K_{ro} = K_{romax} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wirr} - S_{or}} \right)^{N_o}$$

$$K_{rw} = K_{rwmax} \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{or}} \right)^{N_w}$$

Para la presión capilar agua petróleo se utiliza una curva de presión capilar promedio de las mediciones de laboratorio. Para el análisis de sensibilidad de esta propiedad en el modelado se utilizó una ecuación, que permite modificar la presión capilar máxima de la siguiente manera:

$$P_c = P_{ct} \left(\frac{PCW}{P_{cmax}} \right)$$

En la figura 10 se esquematiza la caracterización.

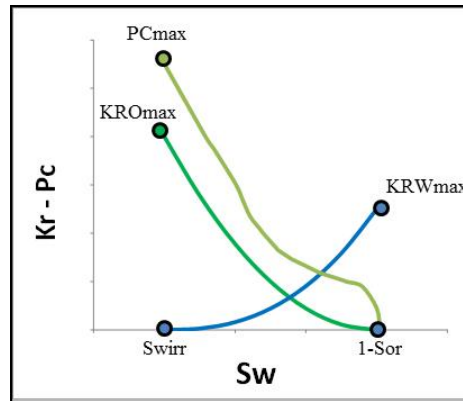


Figura 10

Para analizar la influencia de estos parámetros en el modelo se realiza un análisis de sensibilidad e incertidumbre. Los rangos de los parámetros se obtienen del análisis de las mediciones de laboratorio. Los ensayos de mojabilidad muestran preferencia al agua.

Se realizaron mediciones de laboratorio de compresibilidad de la matriz, debido a las características de la roca en la mayoría de las muestras se observan fisuras y la medición de compresibilidad se ve afectada. Es posible que debido a la presencia de fisuras los valores obtenidos en el laboratorio sean mayores que los reales para caracterizar la matriz por la presencia de fisuras. Por lo tanto se recomienda incorporar este parámetro en el análisis de sensibilidad e incertidumbre.

Propiedades de las fracturas: Las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-petróleo se consideran rectas y se desestiman los efectos capilares. La compresibilidad se estima en un orden menor que la de matriz.

Propiedades de los fluidos

Se cuenta con un ensayo PVT que representa las condiciones originales del reservorio. El ensayo se realizó sobre una muestra de fondo donde se consideran correctas las condiciones en las que fue tomada la muestra. Se realiza una validación con correlaciones y un ajuste con un simulador termodinámico.

Modelo Dinámico

Debido a las características de la roca volcánica fisurada se puede utilizar un modelo de simulación de doble porosidad o doble permeabilidad, dependiendo de las propiedades petrofísicas de la matriz, las fracturas y su interacción.

Para comprender el aporte de la matriz y las fisuras en la producción de los pozos, se realizaron una serie de alternativas de inicialización:

1-Modelo de simple porosidad donde solo se considera el aporte de la matriz. La producción simulada no llega a reproducir los caudales históricos.

2-Modelo de doble porosidad donde se logra un buen ajuste global de producción y presiones.

3-Modelo de doble permeabilidad donde no se observa una mejora significativa respecto al caso anterior.

En la figura 11 se comparan los caudales históricos de producción con los simulados para los tres modelos

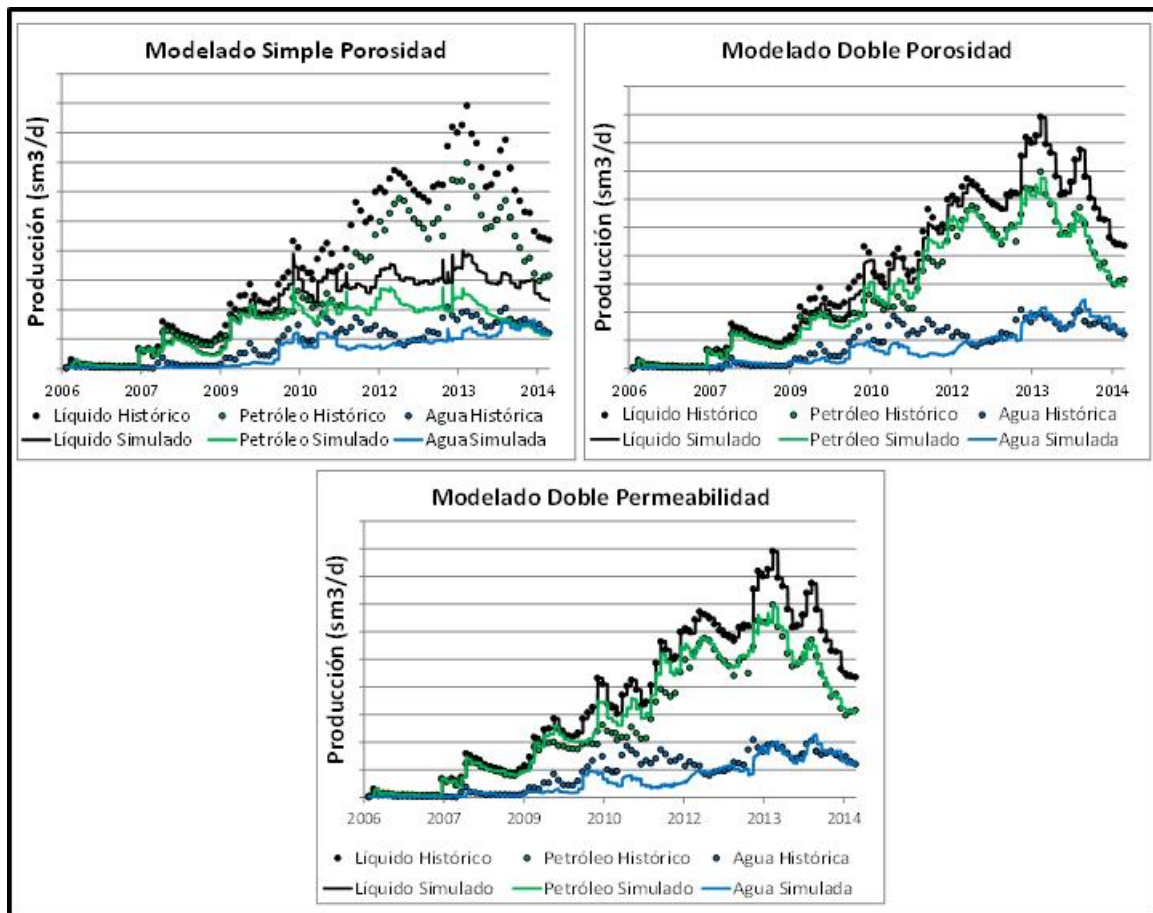


Figura 11

Estas tres aproximaciones permitieron abordar dinámicamente el comportamiento de este tipo de reservorio. El aporte de la matriz considerado en forma independiente no fue suficiente para reproducir los caudales históricos, tanto a nivel global como local. En contraposición el modelo de doble porosidad logra cumplir con las condiciones de caudal y presión en tiempos similares al primero. En tanto el modelo de doble permeabilidad si bien consigue reproducir la historia, suma una complejidad adicional al incluir el aporte individual de ambos medios, más la interacción entre ellos en el cálculo. Los tiempos de cálculo se extendieron a valores que resultan imprácticos para los fines del trabajo, por lo tanto en esta fase del estudio se decide utilizar el modelo de doble porosidad.

Flujo de trabajo

El flujo de trabajo consiste en utilizar un diseño de experimentos para seleccionar los valores de los parámetros que participan en el modelo dinámico, identificados durante el análisis de sensibilidad. Este flujo debe respetar el orden cronológico del trabajo realizado tanto en el modelo estático como dinámico.

1. Seleccionar valores para los parámetros a analizar
2. Se realizan distintas simulaciones gaussianas sobre el modelado 3D de Tipo de roca afectando el Porcentaje del tipo de roca No Reservorio
3. Anidado a estas realizaciones se continúa con las Simulaciones Gaussianas Secuenciales (SGS) de Porosidad y Permeabilidad de matriz.
4. Luego se realizan los cálculos adicionales de modificación volumétrica aplicados durante el ajuste histórico.
5. En los DFN se decidió utilizar 4 realizaciones existentes de Sigma, Permeabilidades y Porosidades de fractura.
6. En relación a los parámetros dinámicos se variaron: a) compresibilidad de la roca y matriz, b) curvas de permeabilidad relativa variando puntos extremos y forma de las curvas y c) presión capilar variando el valor máximo.

7. Realizar “n” simulaciones numéricas
8. Colectar los datos
9. Análisis de sensibilidad e incertidumbre
10. Obtener un ajuste y pronóstico probabilístico

En la figura 12 se esquematiza el flujo de trabajo

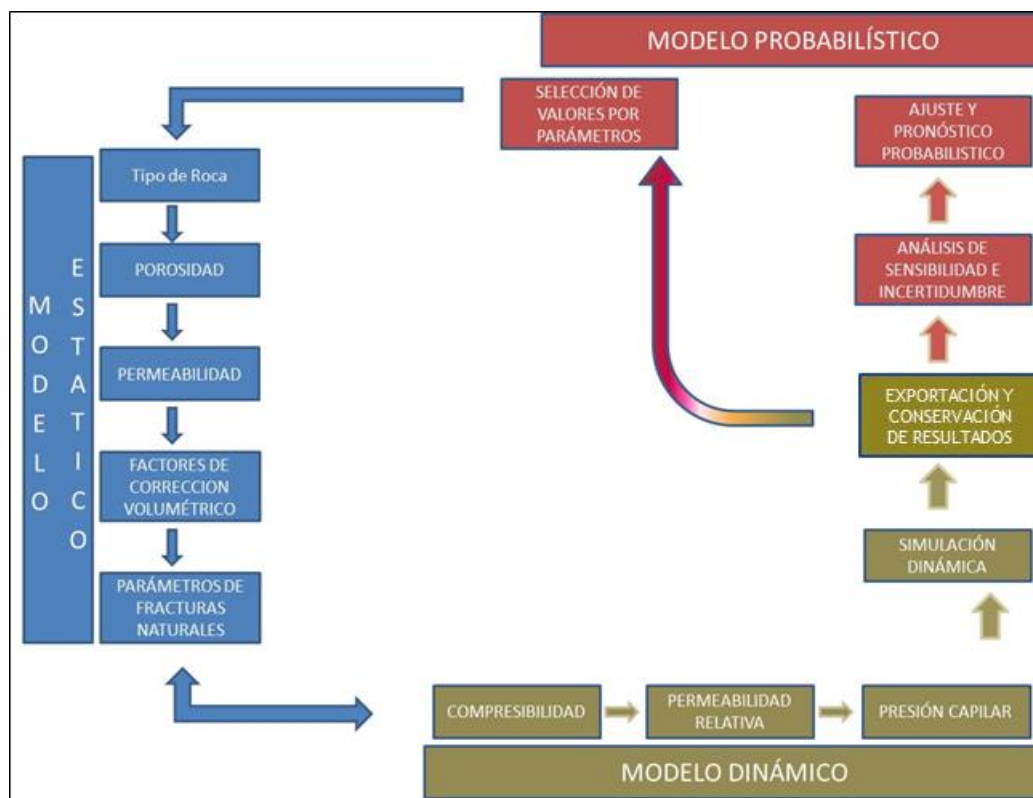


Figura 12

Ajuste Histórico

En una primera etapa se realiza un ajuste histórico manual, en este proceso se identificaron ciertos parámetros que tienen alto impacto en el ajuste, ellos son:

- Poblado de DFNs
- Porcentaje de roca reservorio y no reservorio poblado en el modelo.
- Ajuste del volumen poral del tipo de roca No Reservorio con un multiplicador de la porosidad, que represente el volumen efectivo de roca no reservorio que a través de las fracturas está conectado a las rocas de mejor calidad.
- Caracterización petrofísica especial de la matriz y fracturas.

Se obtiene una primera realización llamada “Caso Base” que tiene un buen ajuste a nivel global. Sin embargo el ajuste por pozo es regular. En la mayoría de los pozos ajusta el líquido y se busca mejorar el corte de agua.

En la figura 13 se observa la producción histórica y la simulada del Caso Base, mientras que en la figura 14 se comparan las mediciones de presión en los pozos (datos históricos) con los resultados de la simulación, donde se observa que los valores de presión simulados son levemente superiores a los históricos.

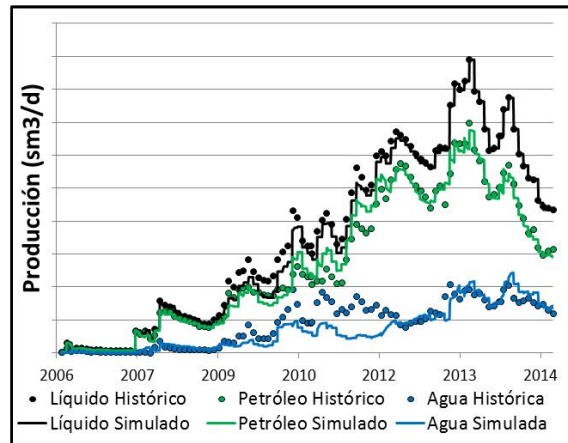


Figura 13

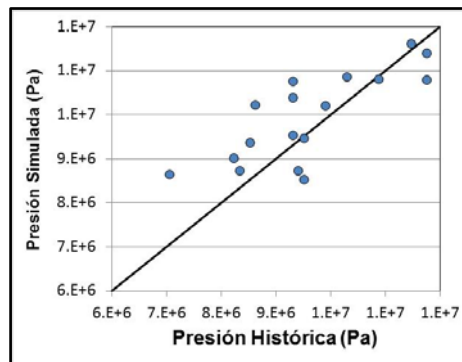
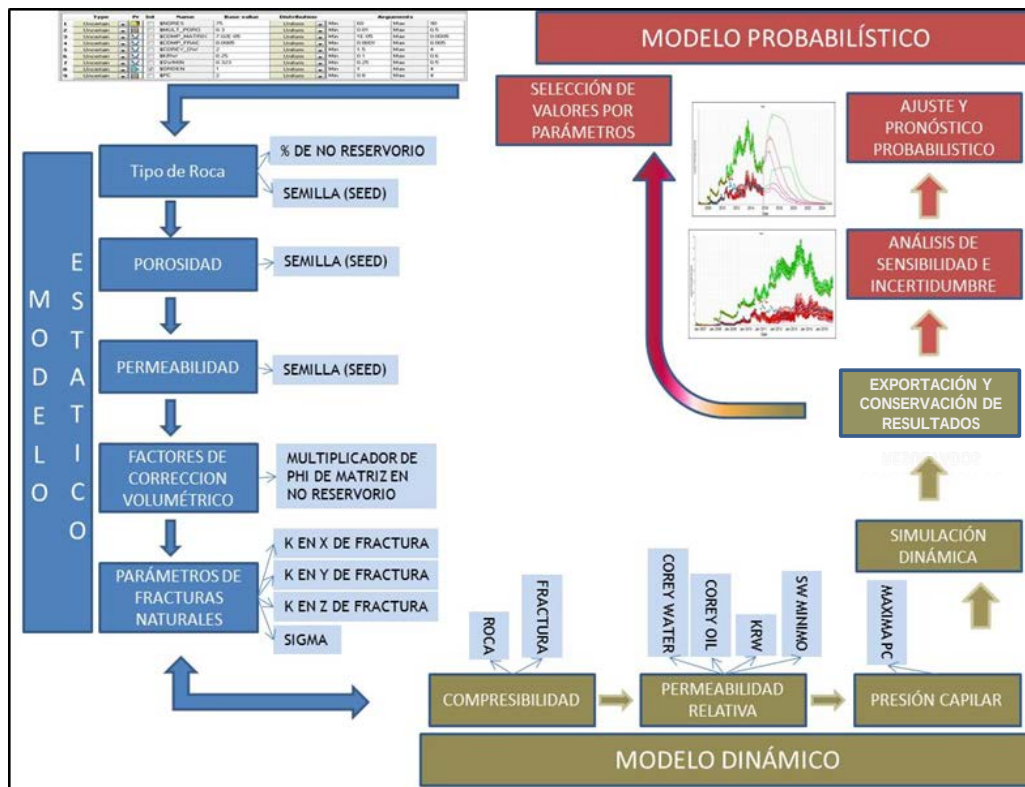


Figura 14

En base a este ajuste histórico se definieron parámetros que completan el flujo de trabajo inicial. En la figura 15 se muestra el diseño completo del flujo de trabajo



Este flujo de trabajo permitió la obtención de conjunto de casos posibles. Debido al carácter inverso de un ajuste histórico es necesario detectar múltiples combinaciones de valores de parámetros inciertos que correspondan a ajustes aceptables.

Análisis de Sensibilidad

Una de las principales razones para realizar este tipo de análisis es mejorar el conocimiento del fenómeno que se pretende representar y su respuesta frente a los cambios en los parámetros que lo afectan y, a la vez, reconocer aquellos con mayor influencia en el ajuste histórico de las respuestas observadas.

Un análisis de sensibilidad se define como la medida del efecto de un factor de entrada (parámetro incierto X) en la respuesta de la salida (variable de salida Y), recordando que un modelo numérico de reservorios implica una compleja relación multi-variable no lineal. Comprender la relación entre el fenómeno que se pretende representar y los parámetros del problema no es una tarea trivial, fundamentalmente por los efectos combinados de las propiedades estáticas y dinámicas del modelo. Existen múltiples atributos inciertos, y es de gran ayuda cuantificar la influencia de cada parámetro y la inter-relación entre ellos sobre una respuesta determinada (caudales, presiones, volúmenes acumulados etc);

Es importante incluir el mayor número posible de parámetros y utilizar un rango de variación amplio para asegurar que los resultados obtenidos a través de las simulaciones realizadas, según un diseño de experimentos elegido, se encuentren contenidos en una faja de variación acorde con la incertidumbre que se intenta representar. Si se diera el caso en que la curva de los datos históricos no se encontrara dentro de esta banda o faja de dispersión inicial, es necesario volver al paso inicial y redefinir los parámetros inciertos, sea por la alteración de los límites o por la inclusión de nuevos parámetros de modo a garantizar que los registros históricos sean contenidos en la faja de incertidumbre inicial. Los parámetros considerados para este análisis y sus variaciones son:

	Type	Pr	Int	Name	Base value	Distribution	Arguments			
1	Uncertain		☐	\$NORES	75	Uniform	Min	60	Max	90
2	Uncertain		☐	\$MULT_PORO	0.3	Uniform	Min	0.01	Max	0.5
3	Uncertain		☐	\$COMP_MATRIX	7.02E-05	Uniform	Min	1E-05	Max	0.0005
4	Uncertain		☐	\$COMP_FRAC	0.0005	Uniform	Min	0.0001	Max	0.005
5	Uncertain		☐	\$COREY_OW	2	Uniform	Min	1.5	Max	4
6	Uncertain		☐	\$KRW	0.25	Uniform	Min	0.1	Max	0.6
7	Uncertain		☐	\$SWMIN	0.323	Uniform	Min	0.25	Max	0.5
8	Uncertain		☒	\$ORDEN	1	Uniform	Min	1	Max	4
9	Uncertain		☐	\$PC	2	Uniform	Min	0.8	Max	4

Siendo \$NORES un parámetro que representa el porcentaje tipo de roca No Reservorio en la distribución de la simulación gaussiana por indicadores. \$MULT_PORO representa la fracción de volumen poroso asignada a la roca no reservorio. \$COMP_MATRIX y \$COMP_FRAC representa a las compresibilidades de la matriz y el sistema de fracturas respectivamente. \$COREY_OW, \$KRW y \$SWMIN son los parámetros de la curva de permeabilidad relativa de la fase agua. \$ORDEN es una variable discreta que asigna el sistema de propiedades referidos a cuatro escenarios posibles de la red de fracturas, DFNs. \$PC es un parámetro que permite el escalamiento del máximo valor de Presión Capilar. Todos estos parámetros afectan al caso base elegido mediante un flujo de trabajo que fue presentado en la sección anterior.

Para la generación de los casos a correr se utilizó el algoritmo “Equally spaced sampler”. Es un método determinístico de muestreo que usa igual espaciamiento de selección de puntos entre el valor Min y Max. Permite generar un conjunto de muestras que incluye los límites extremos del rango de variación de cada parámetro, siendo aplicable para la construcción de los gráficos tornado. En este caso, para cada parámetro, se utilizaron cuatro muestras dando un total de 36 modelos a correr.

	\$NORES	\$MULT_P	\$COMP_M	\$COMP_F	\$COREY_	\$KRW	\$SWMIN	\$ORDEN	\$PC
1	60	0.01	1E-05	0.0001	1.5	0.1	0.25	1	0.8
2	70	0.1733333	0.0001733	0.0017333	2.3333333	0.2666666	0.3333333	2	1.8666666
3	80	0.3366666	0.0003366	0.0033666	3.1666666	0.4333333	0.4166666	3	2.9333333
4	90	0.5	0.0005	0.005	4	0.6	0.5	4	4

Un ajuste manual es utilizado como punto de partida (caso base) para el proceso de análisis. En la figura 16 se presentan los resultados de los casos simulados, en donde las curvas de color azul identifican a la producción de agua y las de rojo a las de petróleo. La curva de color negro corresponde al caso base de referencia, mientras que los puntos circulares corresponden a los datos históricos de referencia. La figura 17 representa los resultados obtenidos para la variación de la presión estática y el gas producido. Es necesario efectuar este tipo de aproximación al comienzo, abstrayéndonos de los datos históricos. Precisamos conocer un punto de referencia del nivel inicial de la incertidumbre existente en función de la parametrización realizada.

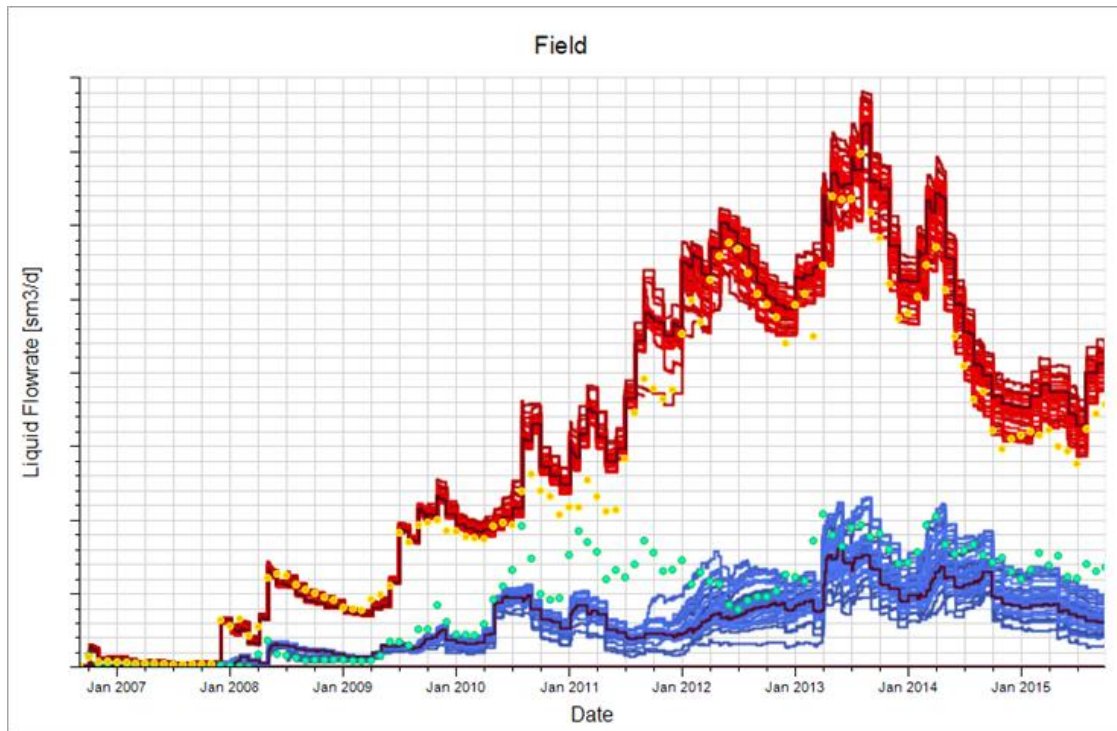


Figura 16

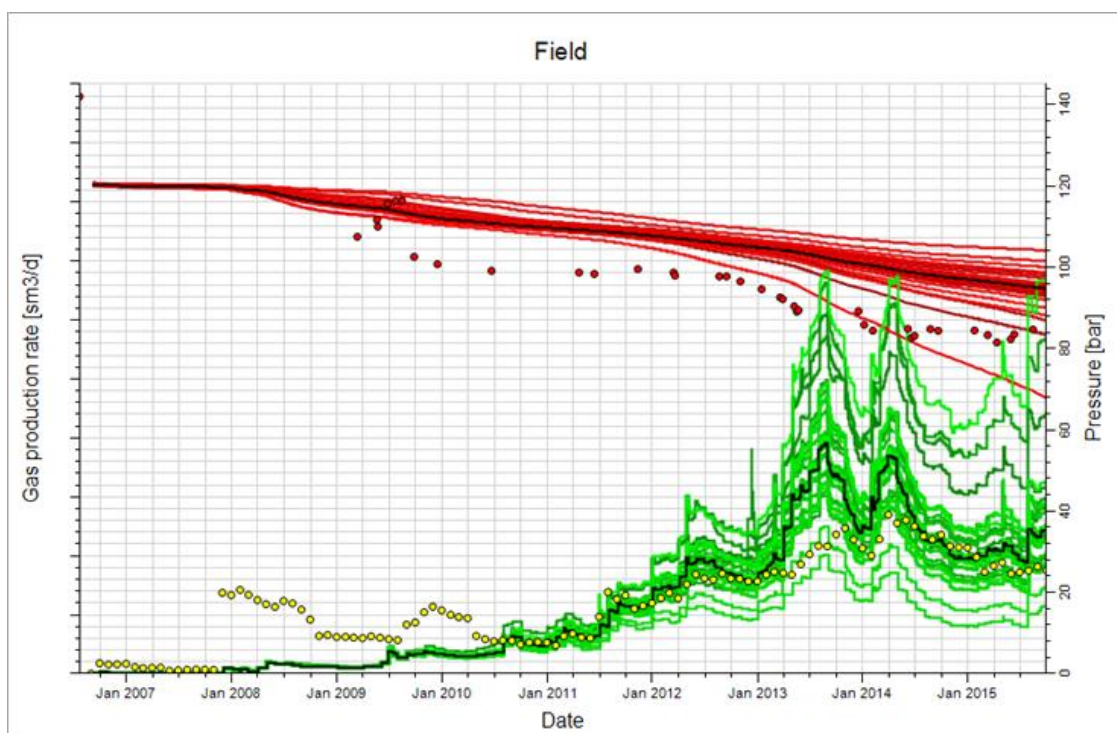


Figura 17

Resultados

Se realizó análisis de sensibilidad para el ajuste del petróleo, del agua y de la presión. Se detectaron los parámetros con más influencia y a aquellos con mayor interrelación. La figura 18 muestra los resultados obtenidos para el gráfico tornado de la producción total. Las barras azules representan los valores de la sensibilidad de la producción de agua acumulada y las de color rojo corresponden a las de petróleo, ambos están referenciados al caso base utilizado. El eje de abscisas se presenta en forma adimensional en función de porcentajes de variación respecto al caso base. Nótese que la variación porcentual en el caso de la producción de agua es más evidente. El orden de influencia de los parámetros, para ambas variables, es similar y en algunos casos en sentido contrario por tratarse de un análisis global con control por Producción de Líquido. La figura 19 presenta los resultados para la presión estática.

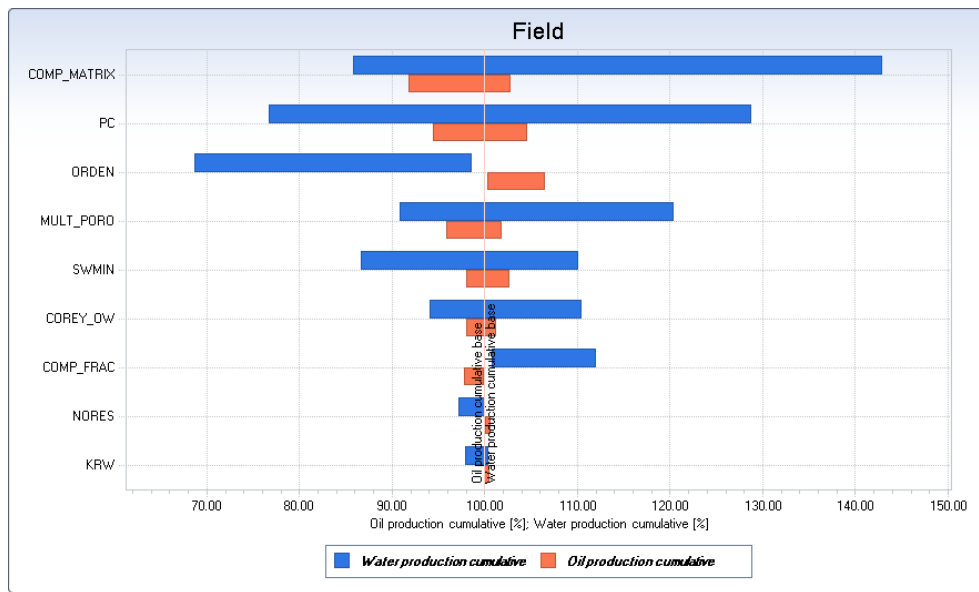


Figura 18

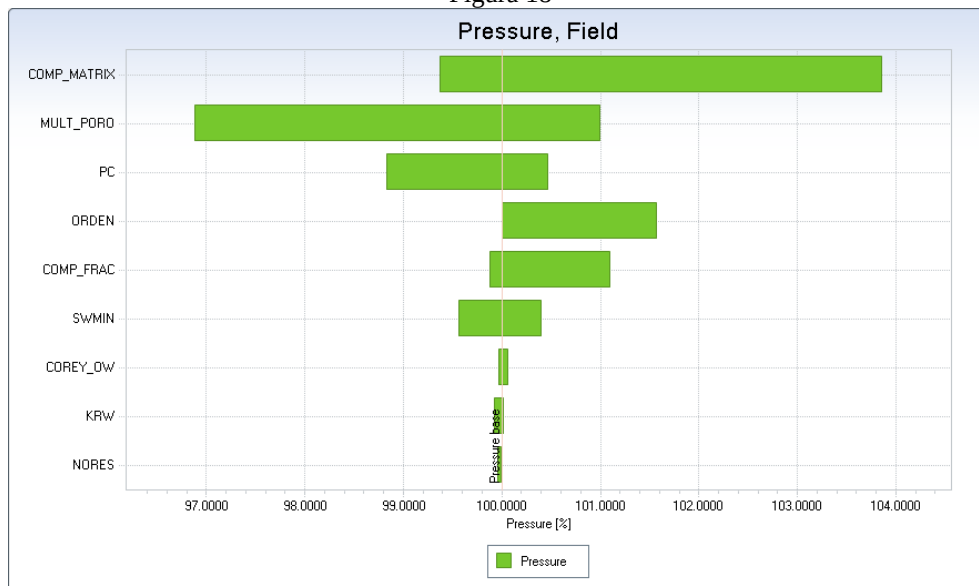


Figura 19

Uno de los resultados obtenidos es la elección de los parámetros más influyentes en las respuestas. En este caso, estamos evaluando la calidad del ajuste de historia global. Los parámetros que más influyen el ajuste global son \$COMP_MATRIX, \$PC, \$ORDEN, \$MULT_PORO y \$SWmin

según el primer gráfico de tornado, pasando la influencia de \$MULT_PORO y \$COMP_FRAC a ser más considerables en el ajuste de presión.

Puede ser interesante, para el caso de variables dependientes del tiempo, observar la variación de las influencias de los parámetros inciertos en el desempeño del campo a lo largo de su historia de producción, en este caso la figura 20 muestra los rangos relativos en porcentajes para el petróleo. Esto ayuda a comprender cómo la variación de los parámetros va cambiando en el tiempo siendo, por ejemplo, la importancia relativa del parámetro \$ORDEN mayor en los primeros años cediendo en los últimos años frente a los multiplicadores de volúmenes porosos o la compresibilidad. La figura 21 muestra la variación temporal de la influencia para la presión.

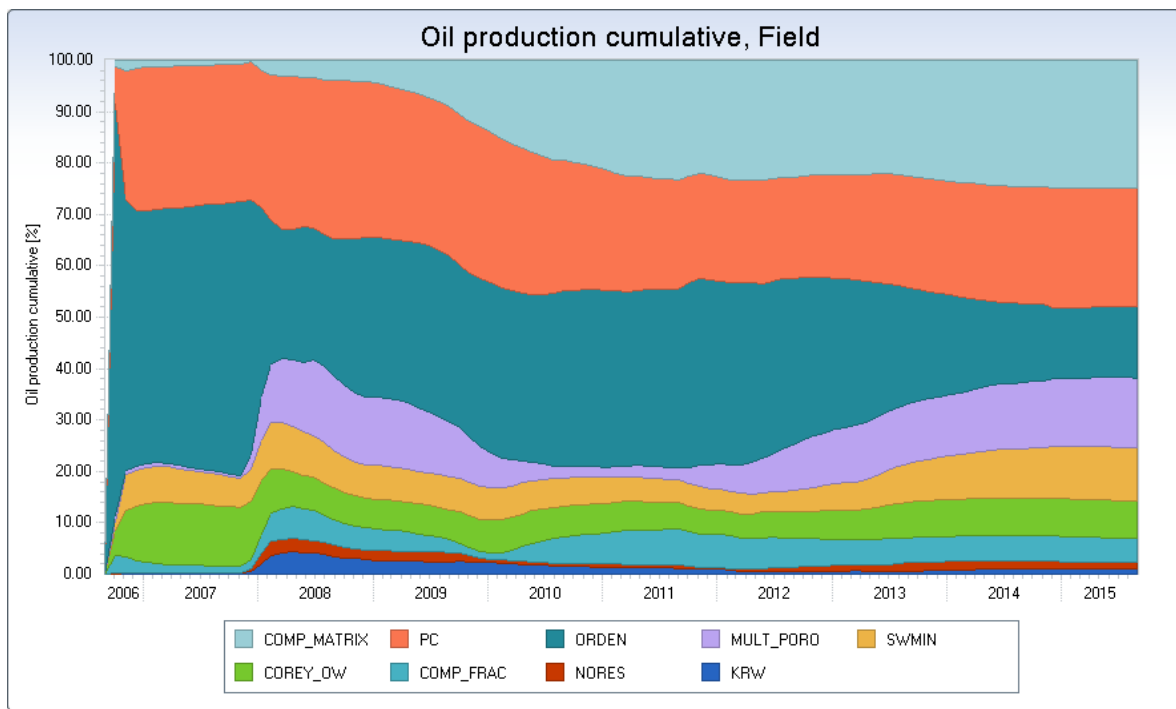


Figura 20

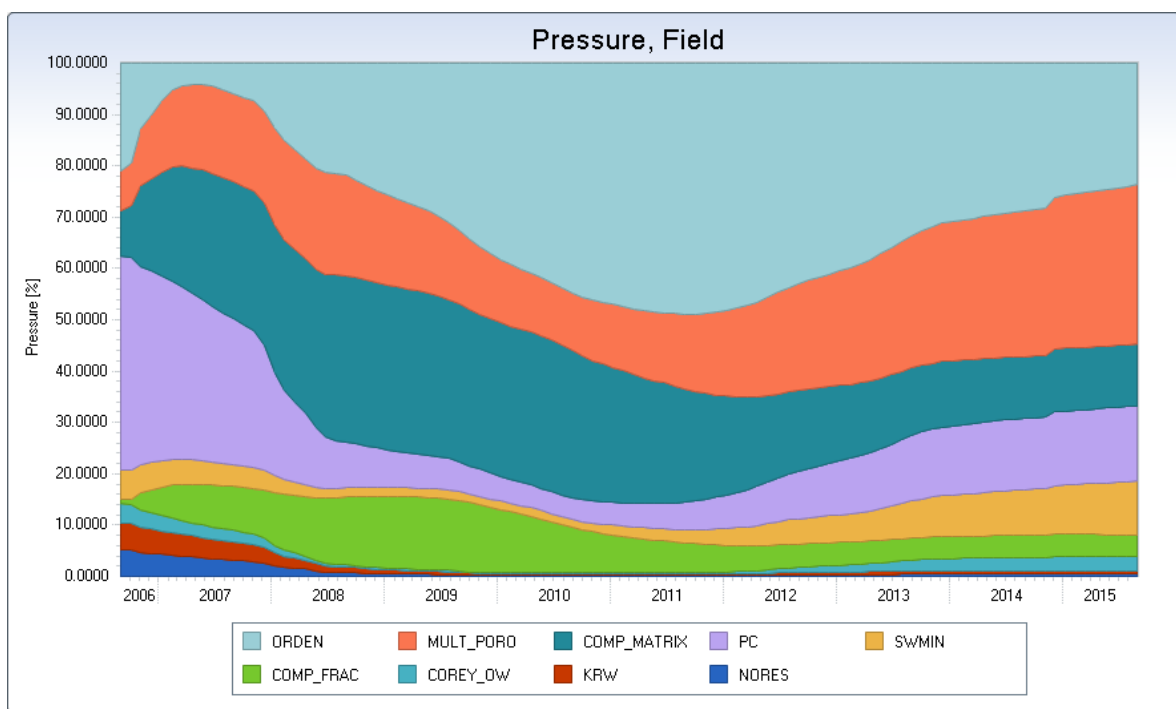


Figura 21

Es posible también hacer un gráfico tipo *crossplot* de los parámetros inciertos versus la variable N_p verificando el tipo de relación existente entre ellos. Por ejemplo, en la figura 22 se presentan las relaciones para \$COMP_MATRIX y \$MULT_PORO

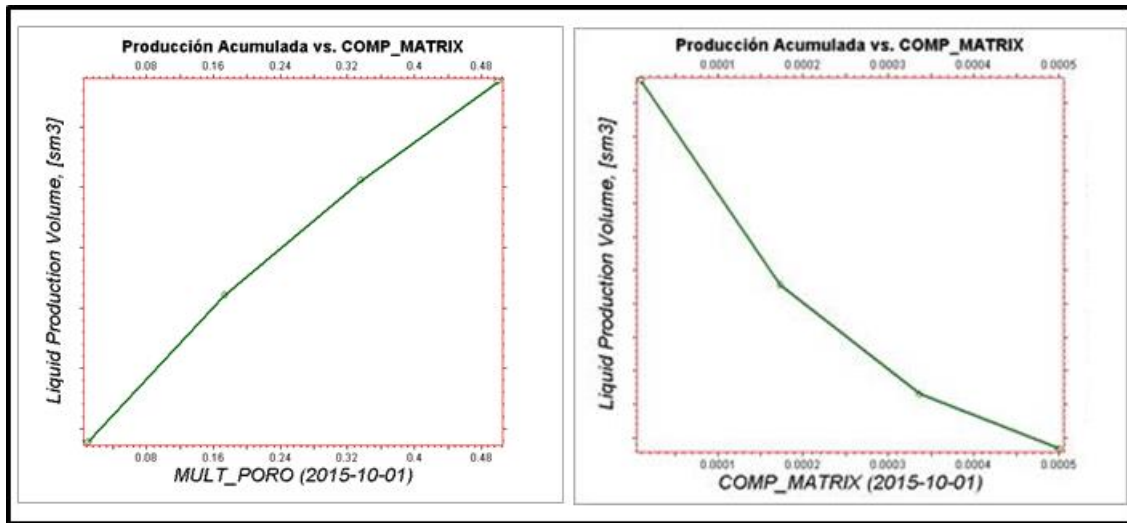


Figura 22

Un gráfico interesante es una comparación del grado de variación e influencia de todos los parámetros en conjunto para las 36 corridas de este experimento. En la figura 23 se puede observar el grado de magnitud de la variación para cada parámetro y la inclinación (positiva o negativa) respecto al crecimiento a partir del valor mínimo de cada uno.

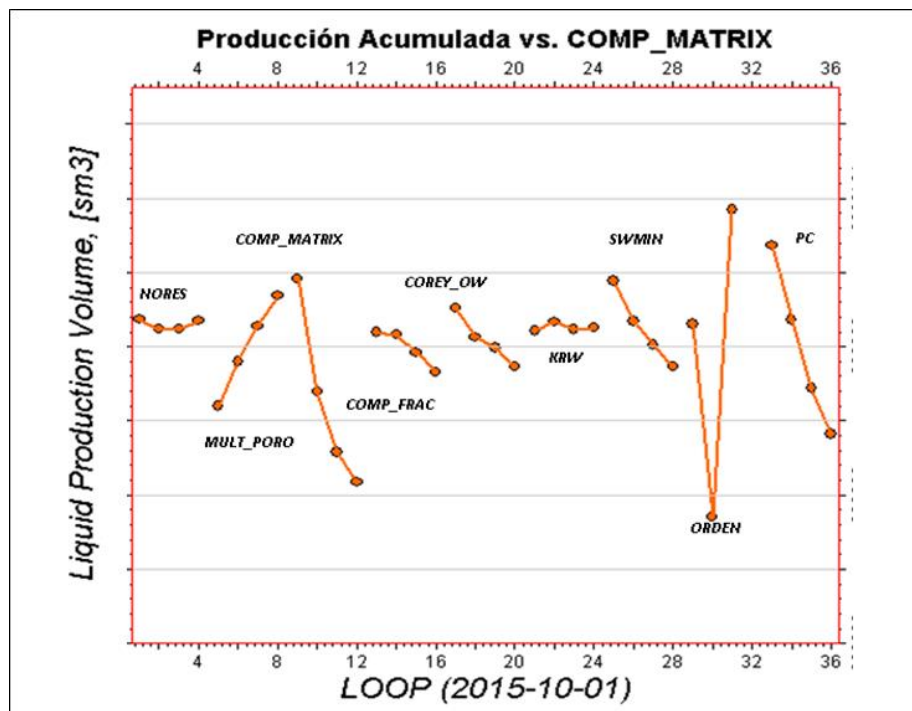


Figura 23

Análisis de Incertidumbre

Se realiza un análisis de incertidumbre para tener una cuantificación del grado de dispersión de valores en los parámetros que ajustan el modelo. Permitiendo identificar la incertidumbre en los “n”

casos que caen dentro de una banda de curvas de respuestas, centrada en los datos históricos consideradas “realizaciones ajustadas”.

Los parámetros con mayor influencia, seleccionados en la etapa anterior, son combinados siguiendo un diseño de hipercubo latino cuadrático con un total de 36 realizaciones. Luego, con los parámetros críticos del problema ya detectados y la incertidumbre inicial ya demarcada, es necesario encontrar los modelos que mejor se ajustan a los datos históricos.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros utilizados y los rangos optimizados con el análisis de sensibilidad.

Parámetros	Mínimo	Máximo	Descripción
\$NORES	60	85	Porcentaje de tipo de roca NoReservorio
\$MULT_PORO	0.1	0.4	Multiplicador de la porosidad del tipo de roca NoReservorio
\$COMP_MATRIX	1.00E-05	0.0005	Compresibilidad de la matriz
\$COMP_FRAC	0.0001	0.005	Compresibilidad de la fractura
\$ORDEN	1	3	Poblados de DFNs
\$PCmax	1	3	Presión capilar máxima
\$KRW	0.1	0.5	Parámetros función Corey
\$SWMIN	0.25	0.4	
\$COREY_W	1.5	3	
\$COREY_OW	1.5	3	

En la figura 24 se presentan los resultados de los casos simulados, en donde las curvas de color rojo identifican la producción de agua y las de verde a las de petróleo, mientras que los puntos corresponden a los datos históricos.

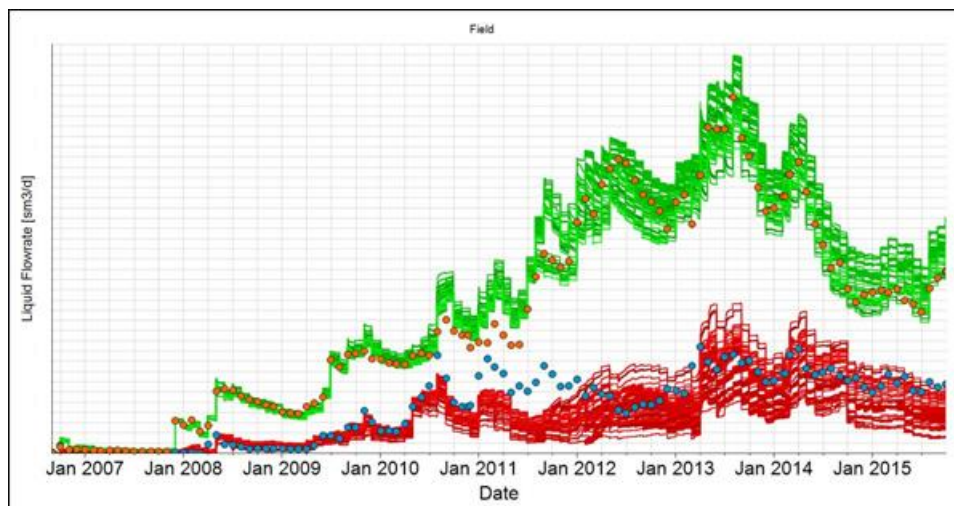


Figura 24

Se puede analizar la correlación de los parámetros con las respuestas productivas del campo (caudales, presiones). Como ejemplo en la figura 25 se observa como varían los resultados productivos de todas las realizaciones, con la compresibilidad de la matriz.

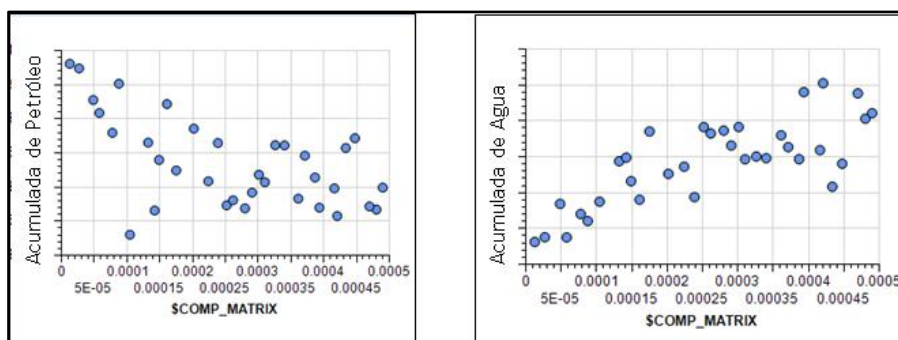


Figura 25

De las 36 realizaciones se seleccionan las que caen dentro de una banda que permite considerarlas como “realizaciones ajustadas”, como se observa en la figura 26

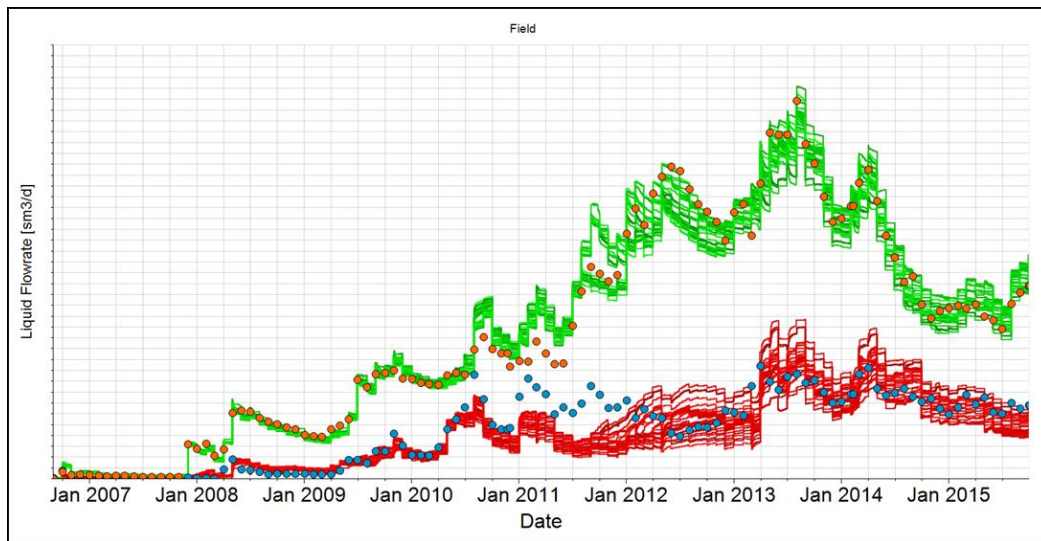


Figura 26

En la figura 27 se muestra el histograma de la presión capilar máxima para los casos que mejor ajustan. Como se puede observar la distribución ya no es uniforme.

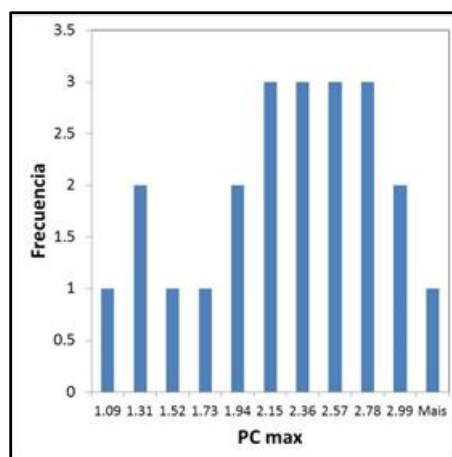


Figura 27

Escenario de desarrollo

Para cada una de las realizaciones seleccionadas se plantea el mismo escenario de desarrollo, que contempla la perforación durante dos años de pozos *infill* y perforaciones en nuevas zonas a desarrollar.

Para cada una de las realizaciones existen distintos parámetros estáticos y dinámicos que deben ser contemplados en la terminación de los pozos. Es por eso que se debió desarrollar una metodología que realice punzados ajustados para cada realización.

De cada realización se calculan las variables que van a servir de referencia para los criterios de punzados. Por ejemplo parámetros estáticos como porosidad de matriz y permeabilidad de fractura, y parámetros dinámicos como saturación de agua a la fecha final del caso histórico.

Con estos parámetros se definieron las condiciones de apertura de punzados (*cutoff*) y se generaron punzados para cada pozo y realización.

En la figura 28 se muestra en un mismo pozo los punzados y propiedades para dos realizaciones diferentes.

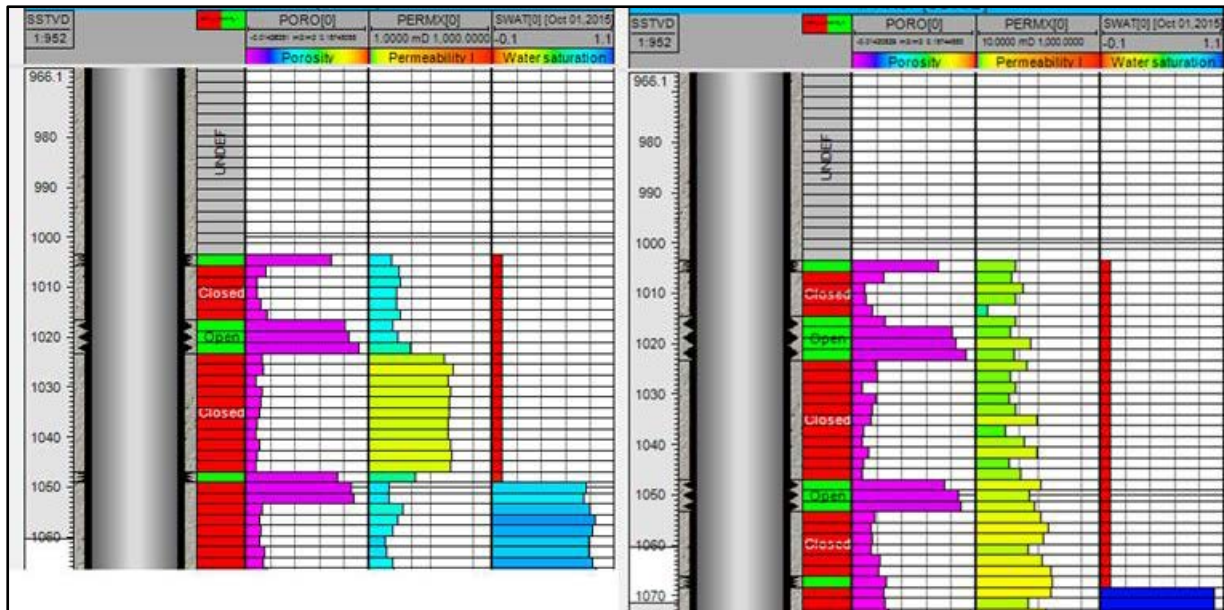


Figura 28

Se obtiene un pronóstico de producción para cada una de las realizaciones seleccionadas. En la figura 29 se observa el ajuste histórico y los pronósticos de producción

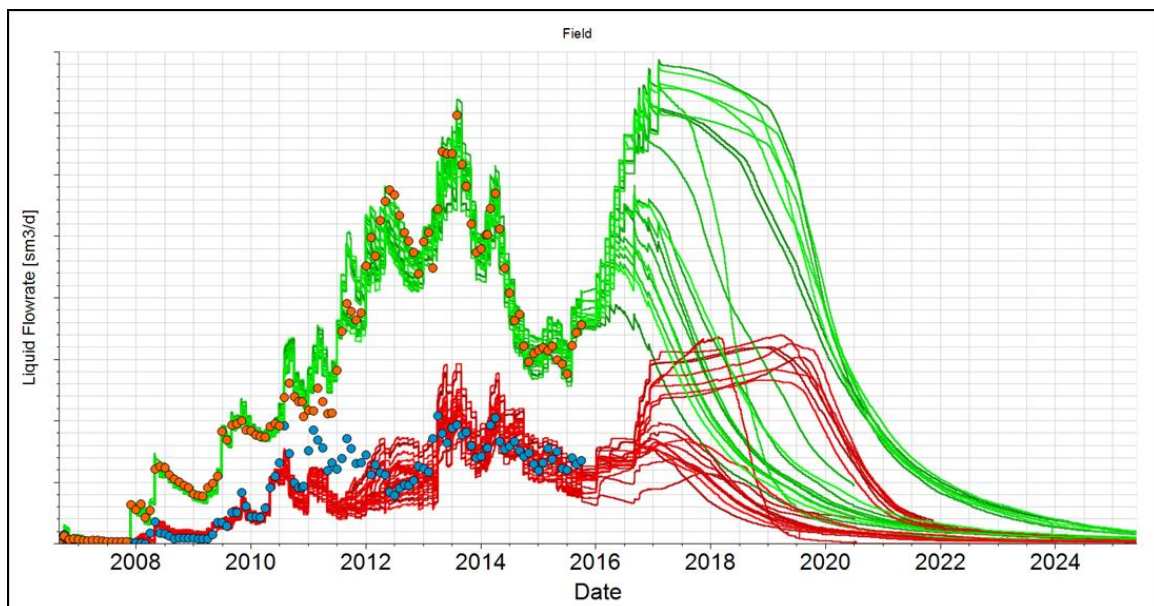


Figura 29

Un resultado significativo de este análisis es que para realizaciones con ajustes históricos similares, los pronósticos de producción pueden ser muy diferentes.

En un análisis de las realizaciones se selecciona un período mensual, calculando un histograma de las curvas de producción de todas las realizaciones en cada período, identificando los percentiles, para luego generar los pronósticos probabilísticos y obtener las curvas representativas de los percentiles P10, P50 y P90.

En la figura 30 se presenta la historia de producción y los pronósticos probabilísticos, en color verde el pronóstico de producción correspondiente al P90, en color rojo el P50 y en color magenta el P10.

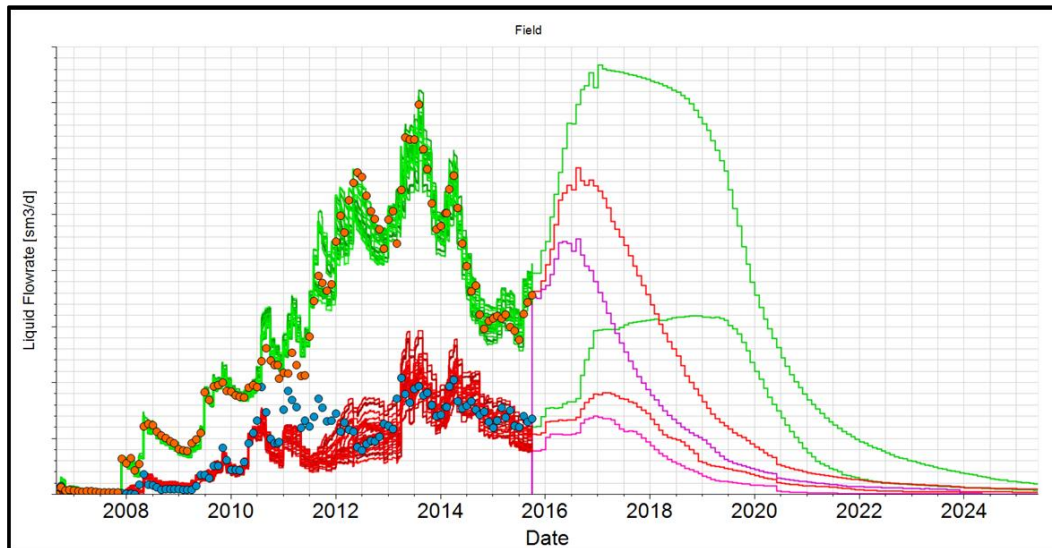


Figura 30

Conclusiones

- Se logró diseñar un flujo de trabajo que permitió la integración del modelo estático – dinámico plasmada en el simulador, logrando representar la relación entre el fenómeno que se pretende modelar y los parámetros del problema. El flujo de trabajo puede ser utilizado más adelante en otros yacimientos o en la actualización de este estudio.
- Se realizó un ajuste histórico global que nos permitió comprender los principales procesos físicos que impactan en la productividad de los pozos.
- Se realizó un análisis de sensibilidad para el ajuste global del petróleo, del agua y de la presión. Se detectaron los parámetros con más influencia y aquellos con mayor interrelación. Los parámetros que más influyen el ajuste global son: 1) la compresibilidad de la matriz, 2) el modelado de DFNs, 3) el volumen poral del tipo de roca No Reservorio, 4) la Presión Capilar.
- Se pudo observar que la influencia de los parámetros se puede modificar a lo largo de la historia de producción. Por ejemplo, la importancia relativa del modelado de DFNs es mayor en los primeros años disminuyendo en los últimos años frente a la compresibilidad.
- Se obtuvo un pronóstico probabilístico identificando los percentiles P10, P50 y P90 para utilizar en el análisis de riesgo y evaluación económica de los proyecto de desarrollo del yacimiento.

Nomenclatura

Swirr = saturación de agua irreducible

Sor = saturación residual de petróleo

Kromax = permeabilidad relativa al petróleo cuando la $Sw=Swirr$

Krwmax = permeabilidad relativa al agua cuando la $Sw=1-Sor$

Nw = valor del exponente de la curva *Krw*

No = valor del exponente de la curva *Kro*

Pct = presión capilar medida para cada saturación

Pcmax = presión capilar para $Sw=Swirr$

PCW = valor de la máxima presión capilar, Pa

Referencias

- 1- Marcelo Barrionuevo, Tesis Doctotal “LAS ROCAS VOLCANICAS DEL GRUPO CHOIYOI COMO RESERVORIO DE HIDROCARBUROS. YACIMIENTO 25 DE MAYO – MEDANITO S.E. (38° 1′ 43″ LS y 67° 53′ 45″ LO), CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA”, Universidad de Salta, Facultad de Ciencias Naturales, (2015).

- 2- Guillermo Gozalvez, Dr. Marcelo Barrionuevo, Dr. Marcelo Arnosio, Informe interno, “Análisis Petrográfico de testigos rotados correspondiente a pozos del Yacimiento Tapera Este y Jagüel de los Machos”, (2011).
- 3- Aguilera, Roberto, “Naturally Fractured Reservoirs”, 2nd Edition, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, (1995).
- 4- Ernesto Cristallini, Jeremías Likerman, Leandro Gallo, Renata Tomezzoli, informe interno, “Estudio estructural de la región de 25 de Mayo, El Medanita Sudeste, Jagüel de los Machos y alrededores (provincias de Río Negro y La Pampa)”, (2013).

Agradecimientos

Los autores agradecen especialmente a Claudio Naidés, Fernando Galvan, Jorge Arguello, Guillermo Gozalvez y Marcelo Barrionuevo por la posibilidad de intercambiar opiniones, incorporar y enriquecer la discusión y analizar resultados en conjunto durante el desarrollo del trabajo. Adicionalmente agradecemos a Pampa Energía S.A. por generar un ambiente de colaboración y promover la divulgación de este trabajo.

Autores

Nieto, Virginia, Ingeniera Química egresada de la Universidad de Buenos Aires, Postgrado de Especialización en Producción de Petróleo y Gas en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Actualmente se desempeña como Ingeniera de Desarrollo de Proyectos de Petróleo en el Yacimiento Medanita, Pampa Energía S.A.

Monsalvo, Guillermo, Licenciado en Geología de la Universidad Nacional de La Pampa, Trabajó en EXLOG, en control geológico de pozos, Mirta Galacho y Asociados desempeñándose como gerente de Reservorios y consultor en Argentina, México y Venezuela, desde 2004 se desempeña como Especialista en modelado estático, dinámico y análisis de incertidumbre en Pampa Energía S.A.

Becerra, Gustavo posee una maestría en Ciencias de la Ingeniería del Petróleo en la Unicamp, (Campinas, São Paulo, Brasil) y graduación en Ingeniería Hidráulica e Civil en la Universidad Nacional de La Plata (Argentina).

Se desempeñó en el CENPES (Centro de Pesquisas de Petrobras en Rio de Janeiro, Brasil), coordinando la línea de investigación de Análisis de Incertidumbre. También actuó como ingeniero de reservorios en la Oficina Técnica de Petrobras Venezuela S.A. (en Caracas) y en el Centro de Tecnología Aplicada de PESA (CTA, en Neuquén, Argentina). Actualmente es Consultor Sénior en Pampa Energía S.A. (E&P - Reservas y Reservorios) actuando en el modelado del comportamiento dinámico de reservorios no convencionales.