



Modelado y simulación de reservorios

¿Ciencia artesanal o artesanía científica? (una visión no técnica)

Por **Ing. Fernando Tuero**

El modelado y la simulación se integran cada vez más en todas las etapas de la industria, sobre todo en E&P, donde constituyen una valiosa herramienta para la toma de decisiones técnicas y de inversión.

Un alto directivo de una empresa operadora internacional, de visita por las oficinas de una de sus filiales y camino a una reunión de directorio, quedó sorprendido por la imagen que veía a través de la pared vidriada que separaba el pasillo por donde transitaba la comitiva. Impulsado por su constante búsqueda de mejorar la eficiencia en el trabajo, irrumpió en la sala, e increpó a los dos profesionales que atendían a dos pantallas planas: “¡Ya es hora de que dejen de usar las instalaciones de la compañía y su tiempo, para jugar *videogames!*...”, les dijo. Y continuó su camino hacia la reunión, reconfortado de haber aportado su grano de arena del día para optimizar la eficiencia de sus empleados y dejó a los

técnicos más sorprendidos aún, ya que en las pantallas no se veían juegos, sino que giraba en falso el modelo en 3D del mayor yacimiento de la compañía, que exhibían su gran complejidad estructural y de propiedades, con llamativos colores.

La historia podría pertenecer a la fantasía, pero es real. Tan real como que el modelado y la simulación (M&S) de reservorios se ha convertido en lo que aparentemente es uno de los más sofisticados “juguetes” con los que cuenta la industria de los hidrocarburos en las actividades de exploración y producción (E&P), pero que, en realidad, al integrar la información de las distintas disciplinas, es una verdadera herramienta que permite tomar mejores decisiones.

¿Qué entendemos por M&S de reservorios?

Martin Crick [1] resume el concepto de un modo muy condensado: “...es construir un modelo matemático del reservorio y usarlo para predecir, con el propósito de tomar decisiones...”. Esto abarca todo lo relacionado con el flujo completo de trabajo, desde la concepción del modelo geológico (modelado estático) de un reservorio, campo, piloto, sección conceptual, etc., hasta la definición de valor para tomar una decisión (técnica o de inversión).

Si bien esto no difiere mucho de la definición para otras partes de la industria, este artículo se focaliza únicamente al ámbito de E&P.

Los pasos para realizar este tipo de análisis no están rigidamente “tipificados” y tienen un alto grado de variabilidad de acuerdo a la información con la que se cuente y al objetivo perseguido. No obstante, y a modo de ejemplo para comprender mejor la definición expresada, se esbozan las etapas salientes de ambos (que no necesariamente ocurren en orden, ya que muchas veces son interdependientes y se retroalimentan).

Modelado estático:

- Interpretación geofísica.
- Interpretación geológica.
- Modelado estructural.
- Modelado estratigráfico.
- Interpretación petrofísica.
- Poblado de propiedades.
- Cálculo de volúmenes originales in situ y validación.

Simulación [2]:

- Definición (o modificación) de objetivos.
- Revisión de la información existente y adquisición o planificación de adquisición de nueva información.
- Selección de la herramienta de modelado.
- Caracterización de los reservorios objetivo (roca, fluidos e interacción entre ambos).
- Inicialización y cálculo de volúmenes in situ originales (control de calidad con los estimados durante el modelado estático).
- Escalamiento (de ser necesario).
- Ajuste histórico.
- Predicción.
- Reportes.
- Retroalimentación del modelo con nueva información.

Problema inverso (¿el origen de todos los males?)

En pocas palabras, un “problema inverso” es aquel que se soluciona partiendo de las conclusiones hasta llegar a las causas, es decir: conocemos los efectos, pero no estamos seguros del origen. Para el caso de la simulación de reservorios, existe un número de parámetros de entrada desconocidos (por ejemplo, permeabilidad, transmisibilidad de una falla, continuidad lateral de un reservorio, etc.) que, en un grado diferente de sus posibles combinaciones, “justifican” el resultado final conocido (ejemplo: historia de producción, mediciones de presión, datos de saturación en los pozos, etc.). Este tipo de “problemas” son, en general, de alta complejidad, y sus datos contienen un alto grado de incertidumbre. De hecho, dentro de una definición matemática estricta, este tipo de problemas se denominan “mal planteados” (en inglés *ill-posed*) ya que no siempre tienen solución, esta no es única y dependen en forma continua de los datos [3].

Simulación práctica ¿una contradicción?

Dicho lo anterior, ¿indica entonces eso que mi solución siempre estará mal? En rigor de verdad, sí. Ahora ¿podremos entonces hacer que sea práctico y útil? A no desesperar, la respuesta es un franco “sí”. La simulación sigue siendo una de las más completas herramientas que poseemos para tomar decisiones relativas a la explotación de nuestros reservorios. Por supuesto, hay que saber con qué estamos lidiando, ya que, como dijo George Box [4]: “Esencialmente, todos los modelos están mal, pero algunos son útiles”.

En primera instancia tenemos a la geología, a la geofísica y a la petrofísica que nos proporcionarán las bases para el modelado estático (geológico, 3D, etc.). Este modelo contiene implícitamente un sinnúmero de hipótesis e incertidumbres; por ejemplo: ¿serán representativos los variogramas utilizados en el poblado?, ¿usaré un modelo completo o una fracción menor para estudio?, ¿conviene 2D o 3D?, ¿debo incorporar la interpretación sísmica como una variable?, ¿tengo suficiente control de pozo?, ¿la población será por píxeles, objetos, multipunto?, ¿qué tipo de discretización areal y vertical me conviene?, ¿qué plataforma usar...?

Muchas decisiones serán tomadas en el camino, basadas en información concreta que podamos usar, y muchas otras decisiones serán tomadas por defecto y con el uso del mejor criterio posible del profesional que realice el análisis o, muchas veces, del mismo fabricante de la herramienta utilizada.

Asumamos por un minuto que hemos obtenido una o varias versiones representativas de nuestro modelo geológico.

Nos enfrentamos ahora con la segunda etapa de construcción: la del llamado “modelo dinámico” (o de simulación). Nuevamente, las preguntas brotan por doquier: ¿podré usar el estático tal cual está planteado o debo realizar un escalamiento?, ¿cuán representativas son mis funciones de saturación?, ¿usaré curvas de laboratorio, o pseudos?, ¿cuál será mi discretización y orientación

de grilla óptimas?, ¿cartesiana vs. *corner point* o vs. PEBI, etc.?, ¿LGR o no?, ¿qué tipo de simulador usaré: *black oil*, composicional, *streamlines*...?, ¿*Full field* o alguna zona para un previo análisis conceptual?, ¿las fallas serán sellantes, semi o estancas?...

Nuevamente, otras tantas decisiones serán tomadas en esta etapa del camino, algunas basadas en información concreta y otras, por defecto o uso del “mejor criterio” posible del analista o del desarrollador.

Asumamos por otro minuto que ya contamos con uno o con varios modelos dinámicos y que al menos hemos tomado “hipótesis representativas” y consistentes. Entonces, ¿cuál será el impacto de parámetros más sutiles? Por ejemplo: la iteración lineal vs. no lineal, implícito vs. explícito o vs. mixto; método de resolución de ecuaciones, celdas de 7 vs. 9 puntos, uso de histéresis, *time-steps* óptimos vs. discretización óptima, tolerancias de convergencias, errores de truncamiento, alocaión de memoria, corridas en paralelo o *multicore*, y muchos etcéteras más.

A pesar de que a priori suena abrumador, este número de grados de libertad y decisiones a tomar a la hora de definir un modelo nos permitirá realizar modelados y simulaciones que resulten prácticas y útiles, siempre que mientras analicemos e integremos la información hasta que tenga sentido; no perdamos nunca de vista el objetivo original y aceptemos las limitaciones de nuestros modelos. Después de todo, las mayores limitaciones e incertidumbres no son exclusivas de la simulación, sino que estarán presentes en cualquier análisis que queramos realizar sobre un reservorio.

Ajuste histórico: la caja de Pandora y el “efecto IKEA”

El ajuste histórico (AH) es el proceso por el cual se ajustan parámetros del modelo geológico de manera que se reproduzcan los datos históricos (básicamente, caudales y presiones) de manera razonable.

Definitivamente, es una de las etapas más relevantes y a la vez complicadas en una simulación. Adicionalmente a la dificultad planteada por la “problemática inversa” mencionada, se suma el alto nivel de incertidumbre que existe en estos modelos dada su naturaleza y debido a la información disponible, que generalmente resulta escasa, con errores, multiescala y obtenida muchas veces con otro objetivo diferente a un estudio de este tipo.

Para obtener un AH necesitamos comparar al menos la respuesta del reservorio real (datos históricos) con la de nuestro modelo (datos simulados) y corroborar que se comportan de manera similar. Se asume que esa “similitud” se mantendrá cuando cambiemos las condiciones de operación y realicemos predicciones.

Esto nos permitirá evaluar cuantitativamente, evaluar los distintos proyectos de desarrollo para luego tomar decisiones al respecto que, si bien se pueden trabajar en etapas, con pilotos y validaciones para mitigar el riesgo, son decisiones de las que, generalmente, no hay vuelta atrás.

Y si bien existen pautas establecidas para encarar la etapa de AH que pueden encontrarse en la literatura, no

hay ni hubo históricamente un consenso al respecto en la industria. Incluso, aunque sigamos las pautas mencionadas, la complejidad y los grados de libertad involucrados en este procedimiento hacen que, en general, el equipo de geociencias encargado del AH deba “hacer camino al andar”.

Es por ello por lo que muchas veces se torna difícil desentrañar cómo fue realizado un ajuste en particular, con modelos “heredados”, sin contar con la participación activa o guía de aquellos que lo realizaron originalmente (de ahí la mención a la caja de Pandora). Es decir, sin continuidad, estos esfuerzos, en general, se pierden y hay que comenzar de cero.

Por otro lado, tampoco hay una métrica única ni aceptada en la industria para decir cuándo un ajuste se considera “satisfactorio”: la calidad de un ajuste es generalmente un concepto subjetivo. De hecho, durante las *Primeras Jornadas de Modelado y Simulación* organizadas por el IAPG en julio de 2011 en Buenos Aires, una de las discusiones más interesantes durante el panel final se planteó haciendo referencia justamente a este tema: definir cuándo una simulación se considera exitosa.

En tanto, el llamado “efecto IKEA” fue acuñado por un grupo de científicos del Massachusetts Institute of Technology (MIT) [5] luego de una serie de experimentos respecto del fabricante sueco de muebles para armar, y hace referencia a la tendencia natural del ser humano a darle mayor valor a las cosas/ideas creadas por uno mismo respecto del equivalente realizado por el otro. Es más, concluye: la intensidad de esa valoración, en la medida en que la tarea es completada satisfactoriamente, es proporcional al esfuerzo invertido.

Si volvemos al ajuste histórico, vemos que el gran esfuerzo que en general se invierte en esta etapa proporciona el caldo de cultivo ideal para el “efecto IKEA”, sobrevalorando el modelo respecto de otras técnicas o resultados. Kes Heffer [6] menciona con gran acierto en sus aportes al Technical Interest Group (TIG) [7] de la SPE de modelado y simulación que, debido a la gran dificultad en lograr un ajuste histórico, cuando finalmente lo hacemos, tendemos a pensar que tiene que estar “bien, o al menos muy cerca”.

Con este efecto en mente, es entonces muy importante prestar especial atención para no caer en aquello que, con cierta ironía, comenta Carlson en su libro *Practical Reservoir Simulation* [8]: “El uso consistente de una imagen mental, en este caso un modelo de reservorios, conlleva un peligro inherente, y es que puede volverse realidad en la mente del ingeniero de Reservorios”. Todo indica, entonces, que una forma de mitigar esto sería poder considerar no sólo aquellos parámetros de reservorios como posibles variables de entrada inciertas, sino incluso ir más atrás, e incorporar la incertidumbre desde la interpretación geofísica, la geológica y la petrofísica.

De esta manera lograremos el doble beneficio de capturar el rango de incertidumbres y su impacto en el pronóstico, minimizando el efecto IKEA, ya que necesariamente estaremos involucrando una mayor cantidad de profesionales que interactúan entre sí. Esto de alguna manera despersonaliza al modelo y alinea al grupo de trabajo en la dirección del objetivo original (toma de decisiones).

¿Cuánto confiar entonces en nuestras predicciones?

Habiendo mostrado el panorama de limitaciones y posibles “trampas” en las que no hay que caer, cabe preguntarse entonces qué tan confiables son nuestras predicciones realizadas con esta metodología.

Hace algunas décadas, el pronóstico del tiempo era un tema bastante discutido y se decía que sus predicciones acertaban menos del 50% de las veces. Es decir, estadísticamente, con pronóstico de lluvia, convenía dejar el paraguas en casa. En nuestros días, con las nuevas tecnologías, el uso constante de infinidad de satélites y mediciones en tiempo real pareciera ser que la tendencia se ha revertido y que el pronóstico ha mejorado notablemente. La meteorología juega en clara desventaja respecto de la simulación ya que cualquiera puede corroborar sus predicciones con sólo mirar por la ventana. Sin embargo, en E&P, las comparaciones son más esquivas y a la vez polémicas, por ende, de poca difusión. En esta industria, prima la subjetividad y no existe gran cantidad de información cuantitativa que se comparta públicamente para respaldar un análisis de calidad de ajustes. De hecho, en el último foro de la SPE al respecto [9], más del 50% de los 320 asistentes contestaron que su compañía no tenía un sistema consistente cuantitativo de evaluación post mórtem de los ajustes de sus pronósticos y modelos.

Algunos dicen que “no sería correcto usar un AH para predecir algo que no se simuló, por ejemplo, predecir inyección de agua con ajuste de primaria...” [10]. Otros usan reglas empíricas como por ejemplo “no predecir más del doble del tiempo de ajuste” [11], mientras que otros reportan excelentes resultados con múltiples realizaciones de campos exploratorios sin historia alguna, como soporte para la toma de decisiones.

Como puede apreciarse, habrá casi tantas opiniones como “opinadores”. Igualmente, existen algunos resultados publicados al respecto, por ejemplo, el compartido por Gavin Longmuir en el TIG de Simulación de la SPE [12] donde se examinaron alrededor de 45 pronósticos de 20 yacimientos realizados en un período de tiempo extendido (1970-2008) involucrando un rango amplio de métodos (simulación, balance de materiales, estadísticos, etc.).

Algunas conclusiones interesantes son que: a) los errores de estimación son similares para el corto y largo plazo del pronóstico, b) los pronósticos más recientes (del 2000 en adelante) dan en general menor error (aunque se atribuye a que se trata de campos ya maduros en donde el principal método de análisis es el declinatorio) y c) que las principales causas de las divergencias son cambios de cronogramas de actividades, condiciones operativas y, en menor medida, los parámetros de reservorio y modelado geológico.

En general, el consenso es que la incertidumbre es un concepto subjetivo y que se deberá evaluar caso a caso. Igualmente, las compañías continúan adquiriendo y almacenando un gran volumen de información, múltiples realizaciones, pronósticos y comparaciones y cuentan con las herramientas necesarias para generar una masa crítica tanto de mediciones de datos como de comparaciones, que, en el futuro, permitan un análisis cada vez más representativo de la *performance* de sus predicciones (y las que tendrán que repensar su estrategia).

De esa manera, podremos, en primera instancia, construir una vara con la que comparar cuán bien o mal estamos con nuestras predicciones y, en todo caso, evaluar si no sucederá como en el caso de la meteorología, que incrementando el número y tipo de mediciones se logra mejorar sustancialmente la predicción.

Optimización: ¿allá vamos?

Durante las últimas décadas, un gran advenimiento de técnicas matemáticas acopladas con programas de *software* [13] y equipos más poderosos han permitido que el tradicional, tedioso y único AH (por prueba y error) migre paulatinamente hacia un “proceso de optimización”, donde se obtiene una serie de ajustes que, capturando el rango de incertidumbre en las distintas hipótesis de entrada, la reflejan en los pronósticos y se puede medir su impacto en las decisiones.

Estas técnicas, al permitir el manejo de un gran número de escenarios geológicos, no sólo cuantifican la incertidumbre, sino que, además, generan una serie de AH de forma más eficiente y la posibilidad de “transferir” la incertidumbre hacia la etapa de predicción.

A pesar de estos desarrollos, el proverbio más conocido en simulación de *garbage in-garbage out* sigue en total vigencia frente a estas técnicas, y se torna irremplazable el criterio de selección de las hipótesis y espacios de variación de los parámetros de entrada por parte del equipo de geociencias a cargo de la simulación.

Innumerables ejemplos aparecen día tras día en la literatura y congresos sobre el uso y aplicación real en yacimientos, con resultados palpables en barriles adicionales del uso de estos métodos, a la vez que nuevos algoritmos son desarrollados y muchas veces, heredados de otras disciplinas científicas como las ciencias naturales. En la medida en que esta tendencia continúe y se demuestre que estos procesos ahorran tiempo y dinero, aquellas compañías que hoy no utilizan estas metodologías poco a poco se irán “contagiando” y comenzarán a adoptarlas.

No obstante, estos paquetes, junto con los de simulación y modelado propiamente dichos, tienen un costo considerable y muchas veces incluso el mero hecho de realizar un análisis de modelado y simulación representa un costo restrictivo en tiempo y dinero para ciertos yacimientos.

Por ahora, este mundo de “optimización” pareciera ser todavía un mundo para pocos, donde las productividades, el precio del crudo y del gas e incluso las características geológicas inherentes al yacimiento son una limitante para este tipo de análisis. De hecho, si nos situamos por ejemplo en la cuenca del golfo de San Jorge, muchas veces la complejidad, escala de los desarrollos y la cantidad y calidad de la información disponible hacen parecer casi impracticable esta disciplina. Sin embargo, en los últimos años, se han comenzado a vislumbrar algunos intentos de las operadoras por modelar estos esquivos reservorios para mejorar su comprensión y soportar sus inversiones mediante estas técnicas.

La esperanza está puesta en que la masificación de estas técnicas logre una penetración mayor, una concientización de sus beneficios y una disminución sustancial de sus costos y tiempos, como ocurre en general con casi cualquier tecnología nueva y útil.

Conclusiones

El modelado y la simulación numérica han sido –y todo indica que serán por un largo tiempo más– una especie de arte. Y pese a los enormes avances tecnológicos y esfuerzos por esbozar y unificar los flujos de trabajo, se mantiene un grado importante de complejidad y subjetividad.

Estas se encuentran tanto en la construcción de los modelos como en el juzgamiento de su calidad como herramienta de pronóstico y están vinculadas al gran número de decisiones e hipótesis que deben tomarse a lo largo del flujo de trabajo, a la incertidumbre asociada a los datos de entrada y a la complejidad de lo que se quiere representar (nada menos que a la Naturaleza y a nuestra interacción con ella).

Esta subjetividad y complejidad serán temas con los cuales deberemos lidiar a diario y sin claudicar, ya que el modelado y la simulación siguen siendo las herramientas más versátiles con las que contamos hoy para tomar nuestras decisiones técnico-económicas a la hora de evaluar y desarrollar un yacimiento.

De esto se desprende la importancia de que la industria trabaje incansablemente en formar geocientíficos que:

- Comprendan las hipótesis y limitaciones que manejan sus modelos, y no se identifiquen con ellos ni se convenzan de que es la realidad.
- Utilicen e integren toda la información que puedan conseguir (y la que no puedan conseguir también) y que interactúen continuamente con sus pares en las disciplinas que producen estas “piezas” de información.
- Mantengan vivos a sus modelos, es decir, que les den continuidad retroalimentándolos con nueva información a lo largo de la vida y aprendan de los desajustes.
- Y, por sobre todo, que estén capacitados para transmitir todo esto (sin abrumar ni abrumarse con tecnicismos) a quienes, en definitiva, serán los usuarios finales, es decir, los tomadores de decisiones. ■

Glosario

Corner point: categoría de grillado que permite celdas de-

formadas, para su mejor adaptación a las características geológicas.

Black oil: tipo de modelo de fluido para un simulador que utiliza dos fases: una para el agua y otra con dos (pseud) componentes para modelar el petróleo y el gas.

Streamline: simulador de líneas de flujo.

Full field: se denomina así cuando se intenta modelar el campo completo, hasta los límites conocidos.

Time steps: intervalos de tiempo en el que se resuelven las ecuaciones diferenciales para el modelado del flujo en el medio poroso. La solución de un intervalo determina la condición inicial para el intervalo de tiempo siguiente.

Multicore: utilización de múltiples núcleos o computadoras en paralelo, para resolver problemas de gran tamaño o complejidad (que tardan mucho tiempo en correr).

PEBI: sigla de Paralel Bisector, tipo de celda irregular también conocida como Voronoi cuyos límites son perpendiculares a las líneas, que unen sus nodos en ambos lados de cada límite.

LGR (Local Grid Refinement): es una metodología de refinamiento de grilla local utilizada, en general, para representar mejor el flujo en zonas con pozos o de cambios sustanciales de saturaciones o presiones.

SPT Group: compañía escandinava, creadora de varios *software* para la industria como OLGA, DrillBench, MEPO, etcétera.

MEPO: software de la Cía. SPT Group para optimización de procesos, simulación de multiplicidad de escenarios, ajuste histórico asistido, etcétera.

Referencias

- [1] Principal y Product Champion Reservoir Engineer en Schlumberger y miembro del comité editorial de la revista *Journal of Petroleum Technology*.
- [2] Modificado de Mattax & Dalton, *Reservoir Simulation*, 1990, Monograph, vol. 13, SPE, p. 3.
- [3] Lavrente, M. and V. Romanov, *Ill-Posed Problems*

Plataformas en el mercado

Dada la alta importancia que dan las empresas del sector a este tipo de tecnología, así como la creciente frecuencia en su uso, las grandes compañías operadoras han desarrollado sus propios simuladores. Por ejemplo:

- SHELL: SDM.
- CHEVRON: Cheers e Intersect.
- EXXON MOBIL: GP-Model.
- El DOE (Estados Unidos): Boast.

De hecho, las plataformas son cada vez más completas e integradoras, aun así las principales compañías de servicios tienen una rama exclusiva de consultoría en simulación y *software* específico de modelado.

- Schlumberger SIS: Petrel RE, Petrel G&G, Eclipse, Frontsim, Mangrove, Intersect.
- Weatherford: PanSystem, ReO, WellFlo and MatBal.
- Halliburton: VIP (Nexus).
- Paradigm: GoCad.
- Beicip-FranLab: PumaFlow.
- Coats Engineering: Sensor.
- CMG Group: CMG – Stars.
- KAPPA: Ecrin Suite.
- Petroleum Experts: MBAL, Reveal.
- THOMAS Than: Exodus 3d.
- Baker-SMT: Jewel Suite.
- ROXAR Group: Roxar, Tempest.
- Gemini Solutions Inc.: Merlin.

of *Mathematical Physics and Analysis*, American Mathematical Society, 1980, p. 1.

- [4] Kent, 1919) Reconocido estadístico británico.
- [5] Cardoso, M., *History Matching and Forecasting*, SPE, en *Journal of Petroleum Technology*, April 2011, p. 96.
- [6] Director de Reservoir Dynamics Ltd., Moderador del TIG de Simulación de la SPE y miembro honorario de la HW University, Edinburgh
- [7] Siglas de Technical Interest Group de la SPE, el mayor foro de difusión de la disciplina para la industria.
- [8] Carlson, M., *Practical Reservoir Simulation*, Penwell Books, USA, 2003.
- [9] *SPE Forum on Production Forecasting*, Oct. 2009, Cádiz, España.
- [10] Comentario de Stan Thurber en el TIG de Simulación de la SPE.
- [11] Comentario de Hank Van Poolen.
- [12] Longmuir, G., *Forecast vs Reality Extended Database*,
- [13] Si bien existen *software* específicos (ejemplo: MEPO del SPT Group) muchas de las grandes operadoras tienen sus propios paquetes desarrollados internamente, mientras que otras lo ofrecen como parte de módulos de simulación (ejemplo: SimOpt, de SLB).

Fernando Tuero es ingeniero en Petróleo por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y MSc en Ingeniería en Petróleo por el ISE (Madrid, España) y la Universidad Heriot-Watt (Edimburgo, Escocia). Cuenta con más de 10 años de experiencia en la industria. Actualmente es vicepresidente de VYP Consultores S.A., donde ha realizado y conducido distintos análisis de caracterización de reservorios, delineación de planes de desarrollo, simulación numérica, auditoría de reservas y evaluación de activos petroleros y gasíferos dentro de la Argentina, Venezuela, México, Chile, los Estados Unidos e India. Ha sido ingeniero de petróleo en empresas como Shell CAPSA, Compañía General de Combustibles (CGC) y Repsol YPF como soporte técnico para la evaluación de nuevos negocios en la Argentina y otros países como Ecuador y Guatemala. Asimismo, participó en la elaboración de propuestas licitatorias para Bloques en la Argentina y en operaciones de producción, optimización de producción, diseño de instalaciones, seguridad y medio ambiente en las que se desempeñó como ingeniero de campo en la cuenca Neuquina y del golfo de San Jorge. Colaboró en la preparación y ha dictado distintos cursos de simulación numérica, desarrollo de yacimientos y de waterflooding para empresas operadoras e instituciones educativas. Adicionalmente, ha publicado artículos técnicos y participa activamente como miembro de la Comisión de Producción del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y es socio de la SPE (Society of Petroleum Engineers).

Jornadas de simulación en el IAPG

La importancia del modelado y de la simulación como asistentes en diversas áreas de la industria se ha extendido tanto que en otros países ya es parte de material académico y una sección fija en las revistas más importantes de la industria.

Teniendo en cuenta eso, en 2011 el IAPG organizó las Primeras Jornadas de Simulación. Su lema fue "El proceso de Modelado y Simulación de Reservorios y Sistemas de Producción como herramienta para la toma de decisiones en la industria del Petróleo y del Gas", si bien su uso se extiende a otras áreas como redes de ductos, entre otros. El éxito de estas primeras jornadas (asistieron más de 100 personas) así como los avances en la materia dentro y fuera del país llevan a *Petrotecnia* a difundir esta herramienta.

