



Visión retrospectiva de la simulación numérica en la Argentina

Por **Ernesto Mendoza**

El presente trabajo es una revisión de los inicios de la simulación numérica aplicada a ingeniería de reservorios en la Argentina, los cuales se remontan a más de 40 años, con significativos avances en las décadas de 1970 y 1980 gracias a los vertiginosos adelantos de la informática en el mundo.

Los más jóvenes pensarán que la simulación numérica de reservorios se inició en la década de 1980, cuando comenzaron a llegar las ofertas de las compañías extranjeras para aplicar sus simuladores en nuestros yacimientos. Me refiero a las estadounidenses Scientific Software-Intercomp o Intera; la canadiense CMG (Computer Modelling Group) o la francesa Beicip-FranLab, como ejemplo de las más reconocidas.

Pero haciendo un poco de historia, se verá que el modelaje de yacimientos es una preocupación mucho más antigua. En el ámbito de la ingeniería de reservorios, por ejemplo, siempre se buscó ayudar a los ingenieros a desarrollar técnicas para un mejor conocimiento y toma de decisiones del modo más eficiente y económico para explotar los yacimientos. Puede mencionarse el trabajo que se desarrollaba en los laboratorios de YPF en Florencio Varela, donde en la década del 60 se hacían modelos de cubas potenciométricas, redes RC (resistencia-capacitancia), entre otros, para estudiar el yacimiento Viscachera en Mendoza. En esa época era lo más avanzado: modelos analógicos.

Se había desarrollado la teoría de flujo multifásico de fluidos en medios porosos, que se describe por un sistema de ecuaciones no lineales en derivadas parciales, las cuales combinan el principio de conservación de materia, la ecuación de estado y la ley de Darcy. Estas ecuaciones no tienen solución analítica para los casos prácticos y sirven sólo para los muy simplificados que implican propiedades uniformes y geometrías ideales que no pueden ser usados en yacimientos reales.

Una década antes se había comenzado a fabricar computadoras para uso civil y comercial (IBM), lo que dio la oportunidad a matemáticos y científicos de desarrollar técnicas numéricas para resolver muchos problemas inviables por otros medios. El mundo petrolero no fue ajeno a este progreso, y mucha gente empezó a publicar sus avances en los Estados Unidos. Comenzó una verdadera competencia científica que se manifestaba por el creciente número de *papers* que se presentaba en los congresos anuales de la SPE (Society of Petroleum Engineers).

Principales contribuciones en simulación numérica, finales de 1960

Los autores coinciden en que la era de la simulación numérica de yacimientos fue iniciada por Bruce y col., en 1953 [1], con un modelo para simular el flujo unidimensional de gas en medios porosos. Se estudiaron casos de flujo radial y lineal, y las soluciones fueron presentadas en forma gráfica como funciones de parámetros adimensionales.

Por su parte, el primer artículo sobre inyección de agua fue publicado por Douglas, Blair y Wagner en 1958 [2]. El método presentado se aplica a flujo unidimensional de fluidos incompresibles e incluye el efecto de presión capilar, pero desprecia la gravedad. La aplicación estuvo limitada por las restricciones a geometría unidimensional y la omisión de ciertas variables importantes.

El año 1959 trajo un gran avance en las posibilidades de simulación, porque se introdujeron las técnicas usadas posteriormente. En ese año, Douglas y col. [3] publicaron un método para resolver problemas en dos dimensiones y dos fases en yacimientos con varios pozos y de forma arbitraria. Se tiene en cuenta las influencias de permeabilidad relativa, viscosidades, gravedad y presión capilar, en un simulador capaz de calcular eficiencias de barrido y de desplazamiento. La técnica numérica utilizada en este modelo es el bien conocido procedimiento implícito de direcciones alternadas (ADIP).

En 1961, Stone y Garder [4] publicaron un trabajo en el que presentaban un nuevo método conocido como implícito en presiones y explícito en saturaciones (IMPES), posteriormente su utilización se extendió en muchos simuladores debido a la facilidad de programación.

En 1961, Coats y col. [5] presentaron un método para ampliar las posibilidades de simulación a flujo tridimensional de petróleo y gas, en el cual el gas es soluble en el petróleo. Contribuciones adicionales de este artículo fueron la noción de equilibrio vertical en yacimientos de poco espesor, y el uso de pseudocurvas de permeabilidades relativas y de presión capilar en la aproximación bidimensional del flujo tridimensional en este tipo de yacimientos.

En 1968 Stone [6] publicó un nuevo método iterativo llamado procedimiento fuertemente implícito (SIP), aplicable a la solución de las ecuaciones de flujo. Este procedimiento da una mejor convergencia a la solución verdadera para una gran cantidad de problemas que la obtenida por los métodos previamente disponibles. El método hizo la simulación de yacimientos altamente heterogéneos y de geometría compleja mucho más confiable que como había sido posible hasta ese entonces.

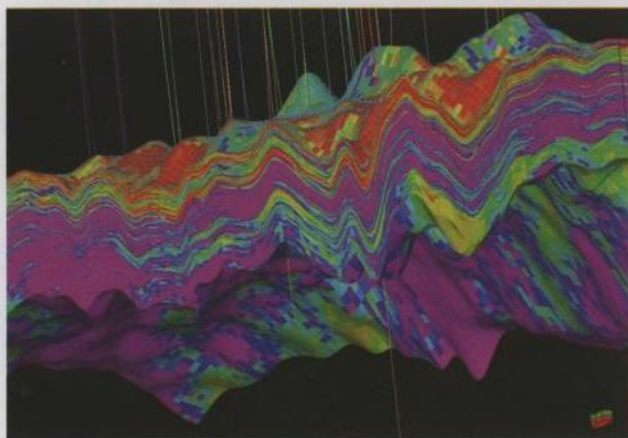
Hito para yacimientos

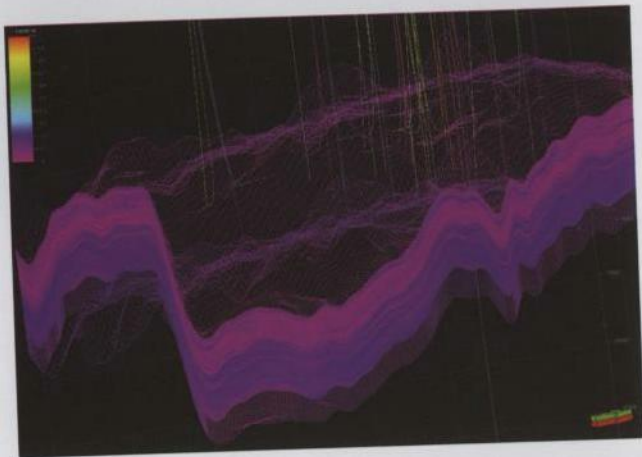
En 1968, con la realización del *Primer Simposio de Simulación Numérica de Yacimientos*, tuvo lugar un explosivo adelanto en tecnología de simulación. Entre los muchos trabajos presentados en este evento, hubo dos que extendieron la capacidad de la simulación al caso de flujo simultáneo de tres fases, incluyendo efectos de gas en solución.

Estos trabajos fueron el de Perry y Herron [7], aplicable a flujo bidimensional, y la serie de artículos presentados por Breintebach y col., [8, 9 y 10], que describen un simulador tridimensional, trifásico y los métodos de solución asociados.

Uno de los problemas más difíciles en simulación son aquellos que involucran flujo convergente a altas velocidades, tales como conificación de agua o gas. Todos los modelos de simulación usaron las permeabilidades relativas evaluadas al nivel de tiempo conocido o viejo, debido principalmente a la dificultad de resolver las ecuaciones multidimensionales que resultan si se usa el nuevo nivel de tiempo para evaluar las permeabilidades relativas.

Un artículo de Blair y Weinaug [11], publicado en 1969, establece definitivamente que las inestabilidades asociadas con los problemas de conificación pueden evitarse evaluando las permeabilidades relativas implícitamente, o sea, al nuevo nivel de tiempo. Poco tiempo después se demostró que el concepto de permeabilidades relativas semi-implícitas (la linealización de la relación permeabilidad relativa/saturación en cada intervalo de tiempo) conduce a suficiente estabilidad de la solución, mientras que también conduce a un sistema de ecuaciones relativamente fácil de resolver. Letkeman y Ridings [12], MacDonald y Coats [13] y Nolen y Berri [14], presentaron artículos que muestran cómo este concepto puede ser aplicado a la solución práctica





ca de problemas de conificación y de otros problemas que envuelven altas velocidades de flujo.

En 1970, Stone [15] publicó un artículo que resuelve una característica altamente deseada para estos modelos trifásicos; se trata de un método de estimar permeabilidades relativas a tres fases, petróleo, gas y agua, utilizando datos de sistemas bifásicos agua-petróleo y petróleo-gas. El método es aplicable tanto a sistemas fuertemente mojados por agua como por petróleo.

En 1971, Watts [16] publicó un método para hacer sobre-relajación por líneas, que compite con el procedimiento fuertemente implícito cuando se aplica a problemas anisótropos.

Las pseudocurvas de permeabilidad relativas pueden usarse para hacer aproximaciones bidimensionales de comportamientos tridimensionales o unidimensionales de bidimensionales. Pseudocurvas, relacionadas al concepto de equilibrio vertical, fueron extendidas por Coats y col., en 1971 [17]. Se sugirió un grupo adimensional como un criterio para establecer la validez del concepto de equilibrio vertical en yacimientos de espesores altos, o en yacimientos donde la zona de transición capilar es una fracción pequeña del espesor. Otro artículo relacionado con el uso de pseudocurvas en sistemas que no satisfacen el concepto de equilibrio vertical es el presentado por Hearn [18] en 1971 para el caso de inyección de agua en yacimientos estratificados.

Un desarrollo más reciente en simulación es el método de solución secuencial (SEQ) altamente estable para resolver las ecuaciones de flujo. Por primera vez, la solución secuencial dio la estabilidad previamente asociada con la solución simultánea. La solución secuencial no es sólo computacionalmente más eficiente que la solución simultánea, sino que permite el uso de algoritmos de simulación que son más eficientes cuando se aplican a yacimientos heterogéneos de forma irregular, que normalmente son problemáticos de simular. Este método y su programa asociado fueron descritos en el trabajo presentado por Spillette y col. [19] en 1973.

La mayoría de las simulaciones numéricas son realizadas con modelos para sistemas de petróleos negros, los cuales suponen que los hidrocarburos del yacimiento consisten en dos componentes solamente, petróleo y gas. Nolen [20] presentó un artículo que describe la simulación

composicional de yacimientos de petróleo y gas considerando la distribución de los componentes intermedios entre las fases petróleo y gas. En el mismo año, 1973, Cook y col. [21] presentaron una modificación de los modelos de petróleos negros que puede ser usada para aproximar efectos composicionales durante inyección de gas.

Finalmente, un buen número de autores ha contribuido a la tecnología de simuladores para procesos de recuperación térmica. Gottfried [22] describe un modelo matemático para combustión convencional. Por su parte, Spillette y Nielsen [23] tratan el tema de la inyección de agua caliente en dos dimensiones. Shutler [24] publicó artículos sobre simulación de inyección continua de vapor, y Coats [25] ha presentado dos artículos sobre la simulación de inyección de vapor.

Muy brevemente, este era el estado de avance del modelado de reservorios cuando empezamos a trabajar sobre el tema.

Estudios de la Universidad Nacional de Cuyo

En 1966, la Escuela Superior en Combustible de la Universidad Nacional de Cuyo (UNC) fue jerarquizada a Facultad. Tras su reorganización, el decanato creó la Dirección de Estudios Tecnológicos e Investigaciones (DETI) con el objetivo de realizar tareas de investigación en el área petrolera.

En 1997 quien esto escribe fue contratado con dedicación exclusiva para integrar ese grupo de trabajo junto con Humberto Najurieta, licenciado en Física. No existían directores que supervisaran los trabajos de investigación. Con referencia a mis antecedentes, debo decir que me gradué con el título de Ingeniero Químico, en la Facultad de Ingeniería de la UNLP, y había sido investigador becado por el Conicet por años. Entre otras cosas, traía formación en programación de computadoras ya que había aprendido el lenguaje Fortran IV y había usado la primera computadora de La Plata, una IBM modelo 1620 para resolver ecuaciones diferenciales ordinarias aplicadas al diseño de reactores químicos.

Inicié el estudio de las técnicas numéricas más sencillas publicadas en la bibliografía de esa época. La mayor dificultad, además del programa, era que la UNC no disponía de ninguna computadora en la provincia. En San Juan, la Facultad de Ingeniería había recibido una máquina de IBM modelo 1130, con una memoria ram de solo 8 kbytes, para fines docentes y muy limitados recursos. En los comienzos de la década de 1970, los programas se perforaban en las clásicas tarjetas IBM. En una máquina perforadora, se preparaba el lote de tarjetas que luego se hacían leer y procesar por el computador. Había que depurar los programas en cuanto a la sintaxis y corregir el *flow sheet* de cálculo. Todo ello demandaba muchas horas de trabajo, y los viajes a San Juan fueron innumerables. Las cajas traían 2000 tarjetas y, una vez perforadas, no eran recicladas, iban a la basura. Los resultados del cálculo se obtenían en forma impresa en hojas continuas de 136 caracteres. Para tener resultados graficados en el plóter, se debía preparar un programa con ese fin.

Producto de ese trabajo se escribieron los siguientes informes:

- Mendoza, E. J., *Ecuaciones Diferenciales en Derivadas Parciales – Resolución Numérica*, Serie B, N°1, Facultad de Ingeniería de Petróleos. UNC, 1969.
- Mendoza, E. J., *Comportamiento Dinámico de Yacimientos Ideales*, Comunicación Interna. FIP –UNC, 1970.
- Mendoza, E. J., “Simulación Matemática de los Frentes de Inundación de un Reservorio Bidimensional”, *1.º Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas*, Mendoza, septiembre, 1970.
- Mendoza, E. J., “Simulación Numérica del Flujo de Dos Fluidos Inmiscibles en un Medio Poroso Bidimensional”, *IIº Simposio de Recuperación Secundaria de Petróleo y Gas*, Bariloche, noviembre, 1973.

En 1972 se incorporó el ingeniero de petróleo Alberto G. Mezzatesta, con quien trabajamos en equipo por más de 10 años. Se trabajó en dos líneas: el estudio y formulación de las ecuaciones de difusión en medios porosos en diferencias finitas, y el desarrollo de técnicas para la integración de dichas ecuaciones. Los trabajos continuaron según el siguiente informe:

- Mezzatesta, A. G., *Ecuaciones de Difusión en Medios Porosos*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1974.

En este estudio se analiza en forma integral, flujo monofásico, diferenciando los casos de flujo compresible e incompresible. Más adelante se analiza el flujo bifásico, estudiando los casos de inmiscibilidad total y miscibilidad parcial. Finalmente, analiza el caso de flujo trifásico, donde una de las fases es inmisible y las otras dos, parcialmente miscibles entre sí. En todos los casos se hace un análisis para dos y tres dimensiones del espacio.

En esas primeras épocas, pudimos trabajar de favor con una computadora perteneciente al Instituto Nacional de Vitivinicultura, GE Serie 400, instalada en la ciudad de Mendoza. Otra alternativa fue el empleo de la computadora IBM Modelo 360 de la Universidad Tecnológica Nacional, instalada en el Centro de Cómputos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Semanalmente se enviaban los programas (conjunto o mazo de tarjetas perforadas IBM), por correo interno de la UTN y luego de procesarlos, regresaban con los resultados. Se realizaron los siguientes trabajos:

- Mezzatesta, A. G. y E. J. Mendoza, *Modelo Numérico de Flujo de Agua que Circula Bajo una Presa*, solicitado por la Empresa Agua y Energía, 1974.
- Mendoza, E. J. y A. G. Mezzatesta, *Resolución Numérica de la Ecuación de Flujo de Calor, en Tres Dimensiones del Espacio*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.

En 1975 se desarrolló un simulador numérico para un yacimiento de gas seco. Empleando el concepto de potencial real de gas, se estudia la ecuación de difusión en un medio poroso, que representa el comportamiento de un yacimiento de gas seco. La resolución de EDP se efectúa por la técnica aproximada de diferencias finitas. Los sistemas de ecuaciones algebraicas resultantes fueron resueltos por el Procedimiento Implícito de Dirección Alternada (ADIP) y el algoritmo de Thomas para matrices tri diagonales.

- Mezzatesta, A. G. y E. J. Mendoza, *Simulación Numérica de un Yacimiento de Gas Seco*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.
- Larriqueta, C., *Modelo Numérico Bidimensional para Monofase Gaseosa*, Comunicación Interna, FIP-UNC, 1975.

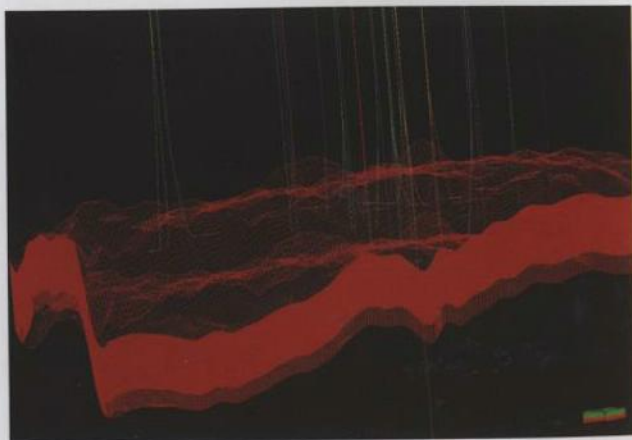
En 1976, fui becado por Conicet para trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo (México). El propósito fue desarrollar un simulador numérico con tres fases móviles en dos y tres dimensiones. La formulación de las ecuaciones en diferencias finitas responde a un esquema de solución simultánea implícito en presiones y saturaciones y explícito en transmisibilidades. El sistema así planteado resulta 3 incógnitas por celda. La técnica numérica empleada fue el ADIP. Se trabajó con una computadora UNIVAC-1106. El simulador fue ensayado con datos del Campo San Andrés, México, uno de las acumulaciones de hidrocarburos más grande del país. Incluye la historia de producción/inyección de 326 pozos y 18 años. El área del yacimiento fue dividida en 23 celdas en la dirección X por 32 celdas en la dirección Y, lo que totalizó 736 celdas. El proceso requiere 76 Kwords de memoria ram. El informe final fue:

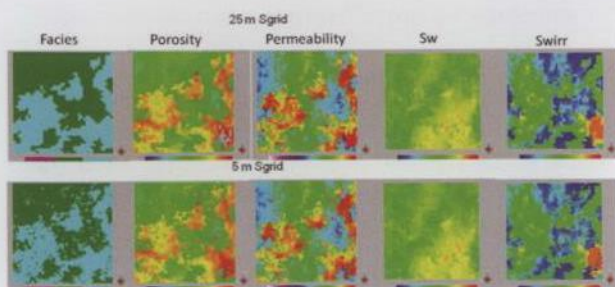
- Mendoza, E. J., “Simulación Numérica de la Explotación Primaria y Secundaria de Yacimientos de Petróleo con Tres Fases Móviles, en Dos y Tres Dimensiones”, *Publicación N° 77BH/214*, Instituto Mexicano del Petróleo, 1977.

La década de las aplicaciones

Hacia finales de 1970 comenzó un cambio en la actividad petrolera del país. La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) llamó a licitación para dar la operación de muchos campos a empresas privadas. La actividad privada comenzó a tener relevancia y, en ese contexto, se funda Inlab S.A., empresa de servicios de ingeniería y laboratorio. Fuimos convocados para trabajar en la Gerencia de Ingeniería y nos motivaba el hecho de poder aplicar las técnicas desarrolladas durante tantos años en un ámbito académico.

La empresa adquirió una computadora Hewlett-Packard cuyas facilidades eran una memoria de 64 kbyte, 2 unida-





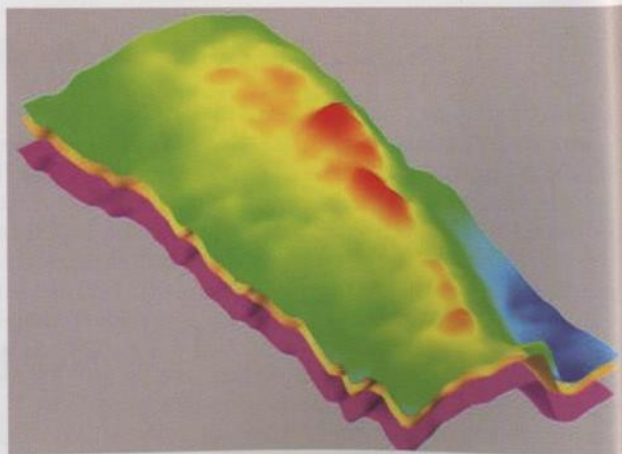
des de cinta para cintas de 2.400 pies de longitud, discos externos intercambiables de 2.5 Mbytes, un graficador de 4 puntas e impresora de línea. Completaban el equipo, terminales de video alfanuméricas y gráficas para los usuarios. Se unió al equipo el Ing. Julio García Rivero, y años más adelante, el Ing. Jorge Valle.

A continuación, se mencionan brevemente los trabajos más interesantes desarrollados en 1980.

- 1.- Yacimiento Lindero Atravesado – Formación Sierras Blancas/Lotena: se desarrolló un modelo bidimensional de gas seco aplicando el concepto de potencial real. La preparación de la información se llevó a cabo sobre la base de mapas estructural e isopáquico. El sistema de celdas se preparó en forma manual, extendido sobre los mapas. El sistema de celdas fue de 13x27, de dimensiones variables desde 250 a 1200 m de lado. En el modelo se localizaron 12 pozos y se ajustaron 10 años de historia. El objetivo de este estudio fue la evaluación de reservas y el estudio de alternativas de desarrollo. Para la resolución numérica se emplearon los algoritmos Bandsolve y SIP. Se trabajó en el desarrollo de programas de visualización 3D de datos matriciales y de resultados. También se preparó un modelo en coordenadas cilíndricas para interpretar ensayos de pozo tipo *build-up* e isocronal.
- 2.- Yacimiento Cerro Bandera – Formación Petrolífera: se modeló el yacimiento con un simulador tipo *black oil*, de 3 fases en 2 dimensiones, con una formulación tipo Impes, para estudiar proyectos de inyección de agua. La preparación de los datos, incluyendo el sistema de celdas, se hizo en forma manual. El sistema de celdas fue de 18x45 de dimensiones variables. Las técnicas de resolución fueron ADIP y SIP. En el proceso de preparación de datos de producción, se preparó una base de datos de producción de 180 pozos y 20 años de historia, que fue usado en las corridas de ajuste de la historia. La ejecución del simulador consistía en una secuencia de “subrutinas enlazadas”, que podían residir en la memoria del computador.
- 3.- Yacimiento Barrancas – Conglomerado Rojo Inferior: el estudio tuvo como objetivo implementar un modelo que represente el yacimiento Barrancas a fin de estudiar particularmente su comportamiento frente a diferentes programas de inyección de agua. El trazado del sistema de celdas se obtuvo trazando una malla ortogonal sobre un mapa de ubicación de pozos en el campo. Se fijó, como condición de diseño del sistema de celdas resultante, que como máximo hubiera un pozo por celda, por lo que se usó un espaciamiento variable. El resultado fue un sistema de 23x30 celdas.

La historia de producción comenzó en 1951 y en total se consideraron 180 pozos productores/inyectores. Se definieron celdas que simulan el acuífero para representar la intrusión natural que muestra en yacimiento en algunos pozos perimetrales. Dada las características PVT del petróleo, se usó una formulación IMPES para 2 fases en 2 dimensiones. Se emplearon como técnicas de resolución ADIP y SIP. Se ensayaron varios esquemas para los pronósticos que se extendieron 10 años. Todo el conjunto de programas y datos fue transferido al Sistema Honeywell Bull DPS-8 de YPF.

- 4.- Yacimiento Señal Picada – Formación Quintuco: se desarrolló un modelo tipo *black-oil* de 3 fases en 2 dimensiones multicapa. El sistema de celdas fue 22x37x6. Cada nivel o capa fue calculado independiente de los otros, conectados a través de los pozos, especificando la producción/inyección en cada incremento de tiempo. Para cada pozo, la producción por capa se calculó por la relación de movilidad del petróleo en cada una de las capas que estaban punzadas. La historia de producción fue de 24 años y un total de 263 pozos productores/inyectores, según las fechas. El objetivo del estudio fue la extensión del proceso de recuperación secundaria. El trabajo previo de preparación de las bases de datos de producción/inyección mensual por pozo y la lectura de los legajos de pozo para definir niveles de punzados originales y reparaciones sucesivas fue realmente complejo para digitalizar en su momento. La técnica de solución del sistema de ecuaciones en diferencias finitas fue por ADIP. El conjunto de programas y datos fue instalado y probado en el sistema Honeywell Bull DPS-8 de Sede Central de YPF.
- 5.- Yacimiento Piedra Clavada – Zona XIX-Sur: el modelo desarrollado buscó ensayar y optimizar el proceso de recuperación secundaria implementado en el yacimiento. Se usó una formulación de 3 fases en dos dimensiones, multicapas, IMPES, un sistema de celdas areales de 29x14 y 10 verticalmente. Tres alternativas de resolución: ADIP, SIP o Bandsolve. Se incorporó el concepto de presión de saturación variable para tener en cuenta la corrección de gas libre contenida en cada celda. Se consideraron 40 pozos y 25 años de historia. La distribución de caudales por



- capa se hizo por movibilidades o por presión de fluencia.
- 6.- Yacimiento Campo Durán – Formación Tupambi: el objetivo en el desarrollo de este modelo fue analizar el comportamiento del yacimiento frente a un proceso de reinyección de gas seco y su empleo para almacenamiento de gas. Se consideraron 43 pozos en total y 33 años de historia. El yacimiento se caracteriza, desde el punto de vista de los fluidos contenidos, como de gas y condensado y agua. La formulación matemática incluye 3 ecuaciones: pseudocomponente gas, pseudocomponente hidrocarburo líquido y fase agua. El sistema fue definido en $10 \times 43 \times 3$ celdas no uniformes ortogonales. El modelo tiene en cuenta condensación retrógrada y la revaporización del condensado líquido por inyección de gas seco. Los datos incluyen una función de líquido retrógrado en función de la presión. El modelo es comparable a un simulador de petróleo *black oil* y es considerablemente más eficiente que un composicional. Se aplicó Bansolve para resolver el sistema de ecuaciones algébricas resultantes.
 - 7.- Yacimiento Loma de La Lata – Formación Sierras Blancas, Miembro Verde: se desarrolló un modelo para estudiar la evolución histórica y futura a fin de conocer su comportamiento bajo diferentes esquemas de producción e inyección de gas seco. Por las características y extensión del yacimiento, se dividió en tres áreas de diferentes propiedades PVT. El sistema usado es de $16 \times 28 \times 5$ celdas de dimensiones variables ortogonales. Incluye un modelo de pozo para calcular las presiones dinámicas de fondo y boca para cada caudal de gas, real o pronosticado. Para pozos productores por múltiples capas, se determina la distribución de caudal correspondiente a cada capa de modo tal que la suma sea el caudal especificado y las presiones de fluencia en cada capa, referidas al plano de referencia, sean coincidentes. Conocida la presión de fluencia de fondo, se emplea la correlación de flujo multifásico presentada por Beggs y Brill, para estimar la presión dinámica en boca de pozo. La formulación del modelo fue de dos pseudocomponentes hidrocarbonados (gas y condensado) y agua, con el esquema IMPES, y SIP para resolver el sistema de ecuaciones algebraicas resultantes. En modo pronóstico, a cada pozo se le especifican condiciones que limitan la producción de gas, cuando la presión de fluencia cae por debajo de un valor mínimo, o cierra el pozo cuando la producción es menor que un caudal mínimo económico.
 - 8.- Yacimiento Sierras de Agarague – Formación Santa Rosa: el pozo descubridor se perforó en julio de 1977. A la fecha de realización de este estudio se habían perforado 11 pozos, de los cuales 9 fueron productivos. Si bien la formación Santa Rosa se caracteriza como un reservorio de areniscas cuarcíticas naturalmente fracturadas, se desarrolló un modelo de simple porosidad, tridimensional y de tres fases. La caracterización de los hidrocarburos fue de un sistema de dos pseudocomponentes y el agua. Los dos pseudocomponentes en condiciones estándares de presión y temperatura, son un gas seco (metano+etano+impurezas) y un hidrocarburo líquido (C3+). Designamos con R_v la capacidad del gas seco de vaporizar volúmenes de hidrocarburo líquido, expresada en m^3 de liq/ m^3 de gas seco. El modelo empleado es Impes, para un sistema de celdas de 10×60 y verticalmente 4 niveles. Incluye las rutinas de modelo de pozo, que tienen en cuenta presiones de fondo fluyendo y de boca para cada caudal de producción de gas real o pronosticado.
 - 9.- Yacimiento San Sebastián – Formación Springhill: el yacimiento San Sebastián se caracteriza por ser de gas y condensado con un halo de petróleo. El modelo desarrollado resuelve un sistema de cuatro pseudocomponentes y tres fases petróleo, gas seco y agua en condiciones de superficie. El modelo tiene como objetivo analizar el efecto de un proceso de reinyección de gas seco. Se dividió el yacimiento con un sistema de celdas de 12×28 arealmente y 5 niveles en profundidad. Al inicializar el modelo, caracteriza a las celdas en halo de petróleo o gas y condensado de acuerdo a la profundidad. El modelo considera 18 pozos productores/inyectores y 18 años de historia. La formulación del modelo es tipo Impes y emplea los procedimientos ADIP y SIP, para resolver los sistemas de ecuaciones resultantes.

Conclusiones

Se ha intentado hacer una revisión retrospectiva de los inicios de la simulación numérica en la Argentina, a partir del esfuerzo de mano de obra nacional. Los avances logrados durante las décadas de 1970 y 1980 no pueden ser comparados con el ritmo de maduración que ha tenido a nivel internacional. Las empresas petroleras que operan a nivel nacional en nuestro país no soportan equipos de investigación y desarrollo en *software* de aplicación. Algunas tomaron la decisión de contratar servicios "llave en mano", mientras que otras crearon un departamento específico para estos estudios, pagando licencias para la instalación y mantenimiento de simuladores comerciales. Con ese criterio, he tenido la oportunidad de dar soporte y capacitación a un gran número de ingenieros y geólogos, con quienes hemos compartido la misma inquietud: hacer la mejor ingeniería de reservorios. ■

Glosario

EDP (Ecuaciones Diferenciales en Derivadas Parciales): son las ecuaciones matemáticas que describen el comportamiento del movimiento de los fluidos en un yacimiento de petróleo y de gas.

SIP (Strongly Implicit Procedure o Procedimiento Fuertemente Implícito): método para hallar la solución de las ecuaciones en derivadas parciales.

Bibliografía

1. Bruce, H., D. W. Peaceman, H. H. Rachford and J. D. Rice, "Calculations of Unsteady-State Gas Flow Through Porous Media", T.P. 3518. Presentado al *Fall Meeting in Houston, TX*, October 1-3, 1952.

2. Douglas, J., P. M. Blair and R. J. Wagner, *Calculation of Linear Water Flood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure*, Trans AIME (1958) 213, 96.
3. Douglas, J., D. W. Peaceman and H. H. Rachford, "A Method for Calculating Multi-Dimensional Inmiscible Displacement", T.P. 8090. Presentado al *Fall Meeting in Dallas, TX*, October 4-7, 1959.
4. Stone, H. L. and A. O. Garder, *Analisis of Gas-Cap or Dissolved-Gas Drive Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers, October. 2-5, 1961.
5. Coats, K. H., R. L. Nielsen, M. Terhune and A. G. Weber, *Simulation of Three- Dimensional, Two-Phase Flow In Oil and Gas Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers, 1961, November 7, 1967.
6. Stone, H. L., "Iterative Solution of Implicit Approximations of Multidimensional Partial Differential Equations", SIAM, Numer. Anal., 5: 530-558, 1968
7. Peery, J. H. and E. H. Herron, "Three-Phase Reservoir Simulation", J.Pet. Technol., 21: 211-220, 1969.
8. Breitenbach, E. A., D. H. Thurnau and H. K. Van Poollen, "The Fluid Flow Simulation Equations", SPE, Paper 2020, 1968.
9. Breitenbach, E. A., D. H. Thurnau and H. K. Van Poollen, "Solution of the Inmiscible Fluid Flow Simulation Equations", Pet. Eng, Paper 2021, 1968.
10. Van Poollen, H. K., E. A. Breitenbach and D. H. Thurnau, "Treatment of Individual Wells and Grids in Reservoir Modeling", SPE, Paper 2022, 1968.
11. Blair, P. M. and C. F. Weinaug, "Solution of Two-Phase Flow Problems Using Implicit Difference Equations", SPE, Paper 2185, 9: 417-424, 1969.
12. Letkeman, J. P. and R. L. Ridings, "A Numerical Coning Model", SPE, J. 10: 418-424, 1970.
13. Mac Donald, R. C. and K. H. Coats, "Methods for Numerical Simulation on Water and Gas Coning", SPE, J. 10: 425-436, 1970.
14. Nolen, J. S. and D. W. Berry, "Test of the Stability and Time-Step Sensitivity of Semi-Implicit Reservoir Simulation Techniques", SPE, J. 12: 253-266, 1972.
15. Stone, H. L., "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability", JPT, February, 1970.
16. Watts, J. W., "An Iterative Matrix Solution Method Suitable for Anisotropic Problems" SPE, J. 11: 47-51, 1971.
17. Coats, K. H., J. R. Dempsey and J. H. Henderson, "The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance", SPE, Paper 2797, February 5-6, 1970.
18. Hearn, C. L., "Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves", J. Pet. Tech, 805-813, July, 1971.
19. Spillette, A. G., J. G. Hillestand and H. L. Stone, "A High-Stability Sequential Solution Approach to Reservoir Simulation", PSE, J. Paper 4542, 1973.
20. Nolen, J. S., "Numerical Simulation of Compositional Phenomena in Petroleum Reservoirs", SPE, J. Paper 4274, 1973.
21. Cook, R. E., R. H. Jacoby and A. B. Ramesh, "A Beta-Type Reservoir Simulation for Approximating Compositional Effects During Gas Injection", SPE, J. 14: 471-486, 1974.
22. Gottfried, B. S., "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems", SPE, J. Paper 1117, 1965.
23. Spillette, A.G. and R. L. Nielsen, "Two-Dimentional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior", SPE, J. Paper 1895, 1968.
24. Shutler, N. D., "Numerical Three-Phase Model of the Two-Dimentional Steamflood Process", SPE, J. Paper 2798, 1970.
25. Coats, K. H., "Three-Dimensional Simulation of Steamflooding", SPE, J. 573-92, July 1971.

Ernesto Mendoza es ingeniero por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata; ha sido docente en la Facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo, posteriormente trabajó en la Gerencia de Ingeniería de la empresa Inlab S.A., con responsabilidad en el desarrollo de modelos numéricos de yacimientos operados por YPF y Bidas. Ha pertenecido a la Gerencia de Ingeniería de Explotación de la empresa Pérez Companc con responsabilidad en el desarrollo de proyectos y capacitación de profesionales en el área de simulación numérica. Como consultor independiente ha trabajado con Tecpetrol S.A., MG&A, Pérez Companc de Venezuela y Landmark, asignado a PDVSA-Gas en Puerto La Cruz.