

Influencia del régimen de explotación sobre la recuperación final de un yacimiento

por Carlos A. Canel (TECPAC) y Juan Rosbaco (Petrolera Argentina San Jorge)

El auge y creciente popularidad de la Simulación Numérica de Reservorios ha permitido un mejor manejo de los yacimientos, confiriendo rapidez y seguridad a la toma de decisiones.

Un simulador numérico permite analizar distintas políticas de gerenciamiento, evitando el poco eficaz método de "explotación por prueba y error". Por eso, hoy resulta difícil concebir el control de reservorios de un yacimiento maduro y económicamente importante, sin la utilización de esta poderosa herramienta.

El trabajo "Simulación numérica a nivel grupo reducido de pozos. Influencia del régimen de explotación sobre la recuperación final de un yacimiento" que obtuvo mención especial en el 2º Simposio de Producción de Hidrocarburos realizado en Mendoza desarrolla este sistema que puede ser una herramienta eficaz y económica para la definición de políticas de explotación en los inicios de la operación de un yacimiento.

Carlos A. Canel es Ingeniero Mecánico de la UTN-Facultad Regional Buenos Aires e Ingeniero en Explotación de Yacimiento del Instituto del Petróleo de la UBA. Se desempeñó en la Gerencia de Investigación y Desarrollo de YPF desde 1983 hasta 1990, retirándose como Jefe de las Divisiones de Termodinámica Experimental y Simulación. Entre 1990 y 1993 se desempeñó como Gerente de Ingeniería de APAC y a partir de 1993 es socio Gerente de TECPAC.

Además, es profesor adjunto de Fluidos de Reservorio en el Instituto del Petróleo de la UBA y dictó cursos en el IAP, en la SPE y en distintas empresas del área petrolera sobre Optimización de la Producción, Análisis Nodal y Termodinámica de Fluidos de Reservorio.

Juan Rosbaco es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Buenos Aires en 1969. Desarrolló sus actividades profesionales en YPF, en Pérez Companc y en Petrolera Argentina San Jorge en las áreas de reservorios y evaluación de proyectos. Actualmente, se desempeña en esta última empresa como Gerente de Planificación y Evaluación de Proyectos.

Además es Profesor de Evaluación de Proyectos e Ingeniería de Reservorios en la UBA y en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Es autor del libro Evaluación de Proyectos. Teoría General y su aplicación a la explotación de hidrocarburos editado por EUDEBA. Fue presidente de la Sección Argentina del SPE (durante dos períodos), miembro activo del IAP y único miembro latinoamericano de la Society of Petroleum Evaluation Engineers.

Varias son las etapas hasta contar con un modelo de simulación confiable: toma de información, análisis crítico, inicialización y ajuste de la historia. Sólo una vez cumplida esta secuencia el simulador puede utilizarse a pleno para analizar distintas alternativas. El cumplimiento de todos los pasos antes enunciados demanda un tiempo que conspira contra el uso del simulador durante la vida temprana del yacimiento. Paradójicamente, gran parte de las decisiones más importantes se toman en ese momento.

Por esa razón, en tal circunstancia, las herramientas clásicas de Ingeniería de Reservorios continúan siendo, en la mayoría de los casos, las únicas opciones disponibles. Dado que generalmente se trata de modelos cero-dimensionales, no se puede analizar correctamente una cantidad importante de fenómenos, entre ellos: la influencia ejercida sobre la recuperación de hidrocarburos por la perforación de nuevos pozos, por cambios en los regímenes de extracción, por la segregación gravitacional, por heterogeneidades y por conificaciones.

El presente trabajo propone la utilización de una herramienta alternativa para la toma expeditiva de decisiones: la simulación numérica a nivel pozo o grupo de pozos. Esta combina algunas de las ventajas de la simulación de reservorios con cierta sencillez propia de los métodos clásicos. Dado que no necesita grandes tiempos para su puesta a punto, resulta ideal en yacimientos aún no modelados. Por otro lado, permite estudiar los fenómenos en tres dimensiones, con una definición aún mejor que la de la simulación a nivel yacimiento.

La aplicación de la simulación numérica sobre un reducido grupo de pozos resulta también apropiada cuando se desea conocer la respuesta de un pozo o *pattern* tipo ante diversos impulsos. Así, su utilización es recomendable como primer paso para la selección del método de recuperación asistida más conveniente en un reservorio. Los resultados expeditivos que de esta manera se obtengan indicarán qué grandes líneas de estudio deberán descartarse y cuáles profundizarse y ampliarse.

La metodología propuesta es particularmente dúctil para los análisis de sensibilidad, convirtiéndose en la herramienta ideal para estudiar qué efectos tienen los cambios de propiedades o de políticas de explotación sobre la recuperación de hidrocarburos.

Como ejemplo de aplicación de la simulación numérica a nivel grupo pequeño de pozos, se analiza en este trabajo la influencia del régimen de explotación sobre la recuperación final de un yacimiento estratificado de la Cuenca Neuquina. Al momento de efectuarse el estudio, el conocimiento del reservorio era escaso, por lo que se trabajó con distintos escenarios (diferentes petróleos, permeabilidades verticales, espesores de las capas y regímenes de extracción).

Los resultados obtenidos permitieron establecer distintas pautas de explotación, según fuesen las propiedades de las distintas regiones que se fueran desarrollando. Asimismo, fue posible determinar cuáles eran los parámetros del yacimiento que más urgentemente convenía conocer, a efectos de implementar una política de explotación que maximizase la relación



costo-beneficio. Por último, fue posible acotar el porcentaje de recuperación final, incluyéndose en la evaluación factores no contemplados habitualmente por las metodologías clásicas.

INTRODUCCION

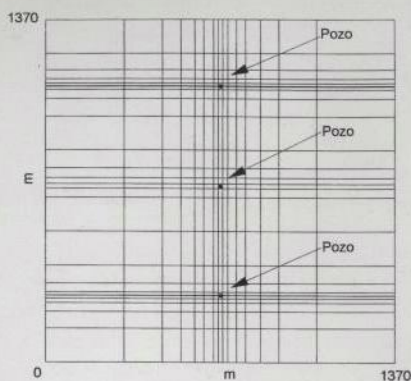
El descubrimiento de un yacimiento estratificado en la Cuenca Neuquina revelaba, prima facie, que se trataba de un yacimiento de considerable magnitud. Dada su presumible importancia económica, se decidió realizar, previo al desarrollo, una serie de estudios a efectos de acotar el porcentaje de recuperación, y analizar la sensibilidad de las distintas propiedades o políticas de explotación sobre el recobro de petróleo y sobre la economicidad del desarrollo.

El horizonte productivo constaba de dos secciones perfectamente diferenciadas: la superior S1, que no habría de ser punzada en virtud de su baja permeabilidad, y la inferior S2. Ambas capas poseían escaso buzamiento y disímiles propiedades petrofísicas. En Tabla 1 pueden observarse estas propiedades, como también los datos de las curvas promedio de permeabilidad relativa al gas y al petróleo usadas para ambas capas. No se contaba aún con un estudio PVT completo y, según lo observado en superficie, existían algunas diferencias entre las propiedades de los fluidos en las distintas regiones del campo. Por tal motivo, para el estudio del yacimiento se utilizaban diferentes PVT sintéticos, que cubrían el rango de incertidumbre existente. Los Balances de Materia efectuados arrojaban valores de recuperación final que oscilaban entre el 12,5 y 14,5%, según fuese la calidad de los fluidos. Las mayores recuperaciones eran propias de los petróleos menos volátiles, siendo coincidente esta tendencia con las observaciones de Muskat y Taylor (1).

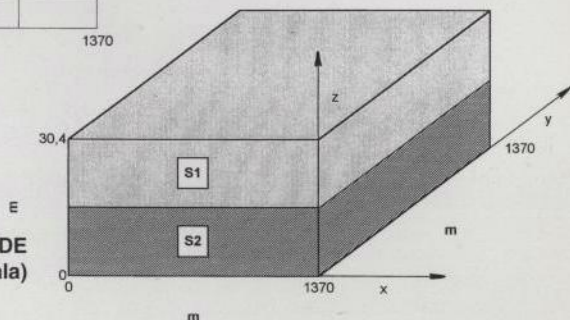
Si bien el grado de vinculación vertical entre las dos secciones variaba en las distintas zonas del yacimiento, se sabía que el mismo era importante en algunas regiones. De esta manera podía presumirse que, en estas áreas, se tendría una recuperación final sensiblemente superior a la calculada mediante el modelo "cero-dimensional". Asimismo, era dable esperar que dicha recuperación estuviera influida por el régimen de explotación de los pozos.

A efectos de cuantificar la influencia del grado de comunicación vertical y del régimen de extracción del yacimiento sobre la recuperación de petróleo, y con la intención de acotarla, se decidió efectuar una simulación que abarcara un reducido grupo de pozos. Se utilizó un pequeño simulador trifásico tridimensional (PC-

SISTEMA DE CELDAS UTILIZADO PARA LA SIMULACION



VISTA EN PERSPECTIVA DE LAS CAPAS (Fuera de escala)



BEST) que permite definir una grilla de hasta 5.600 celdas.

Dadas las dudas sobre la composición y propiedades del petróleo, y tomando en consideración que la relación de espesores entre S1 y S2 no era igual en los pocos pozos perforados, el análisis de sensibilidad se realizó sobre las siguientes variables:

Variable	Valores
Relación permeabilidad vertical-permeabilidad horizontal k_v/k_h	0 / 0,01 / 0,1 / 0,5
Presión dinámica de fondo inicial P_{wfi}	200 y 500 psi
Relación de espesores h_{S2}/h_{total}	0,5 / 0,7 / 0,9
Relación inicial gas disuelto-petróleo R_{si}	30, 60 y 100 m ³ /m ³
(el resto de propiedades termodinámicas variaba acorde a R_s)	

DESCRIPCION DEL MODELO

El modelo utilizado para el análisis presenta las siguientes características (Fig. 1):

Dimensiones: Eje X 1370 m

AZIMUTH S.A.
DIVISION INGENIERIA

UN NUEVO CONCEPTO EN PLANTAS
DE TRATAMIENTO DE AGUA, GAS Y PETROLEO

Suipacha 924 1º Piso - (1008) Buenos Aires - Argentina
Tel. y Fax: (0541) 328-7822 / 328-0675

Fig.2

FACTOR DE VOLUMEN DEL PETROLEO

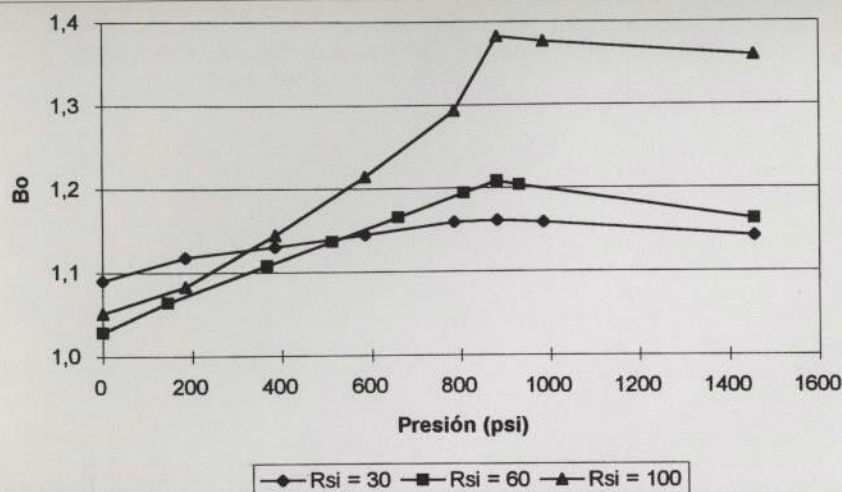


Fig.3

VISCOSIDAD DEL PETROLEO EN CONDICIONES DE FONDO

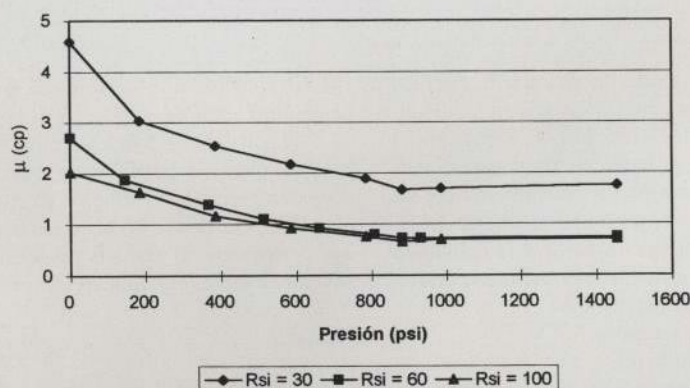
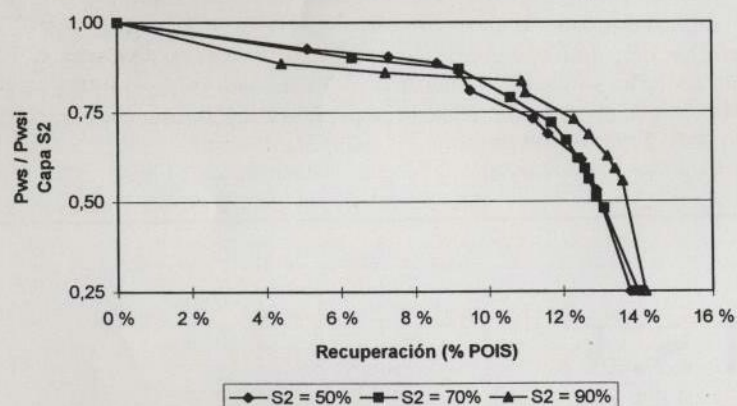


Fig.4

CASOS BASE

$k_v = 0$ - $R_{si} = 60 \text{ m}^3/\text{m}^3$ - $P_{wfi} = 500 \text{ psi}$



Eje Y 1370 m
Eje Z 30,4 m

Se definieron tres pozos ubicados en el eje central del cuadrado y equidistantes entre sí.

Se usó un sistema de celdas rectangulares de longitud variable en los ejes X e Y, de acuerdo con una ley exponencial creciente a partir de las celdas correspondientes a los pozos. Según lo expresado en la

introducción, se definieron dos capas en el eje Z. El espesor de las mismas era variable, de manera que la suma de ambas resultara constante e igual a 30,4 m. El total de celdas definidas fue de 870 (29x15x2). Se postuló buzamiento cero para ambas capas.

Las propiedades petrofísicas usadas son las correspondientes a Tabla 1.

Se confeccionaron tres estudios PVT

sintéticos caracterizados por distintos R_{si} (30, 60 y $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$). En los tres casos, el petróleo era levemente subsaturado ($P_i = 981 \text{ psia}$, $P_s = 894 \text{ psia}$). En Fig. 2 se presentan las tres curvas de factor volumétrico del petróleo, mientras que en Fig. 3 pueden observarse las curvas de viscosidad del fluido de reservorio.

RESULTADOS OBTENIDOS

Análisis de sensibilidad a la permeabilidad vertical

La primera tarea encarada para este análisis fue la simulación de los casos base para diferentes espesores relativos de S2. Los mismos consideran permeabilidad vertical cero, o sea que no existe comunicación entre S1 y S2. En Fig. 4 y Fig. 5 se observan las curvas presión-recuperación, obtenidas para un petróleo de volatilidad media y alta, respectivamente. Al igual que en el resto del trabajo, las presiones informadas son las promedio para capa S2 y los porcentajes de recuperación están expresados con respecto al petróleo original in situ de esta capa.

En Fig. 6 se pone de manifiesto que, cuando $k_v = 0$, la recuperación final es independiente del régimen de extracción utilizado.

En las figuras sucesivas, a efectos de facilitar el análisis de los resultados, se graficará sólo la recuperación de petróleo al 25% de la presión estática original de capa S2.

En Fig. 7 se presentan los valores de recuperación del petróleo de volatilidad media, para diferentes relaciones k_v/k_h y $P_{wfi} = 500 \text{ psi}$. Se observa que el recobro crece con el aumento de la relación. El incremento es importante cuando se pasa de no comunicación ($k_v/k_h = 0$) a muy escasa comunicación ($k_v/k_h = 0,01$) y luego crece muy suavemente o se estabiliza, según sea la relación de espesores. La magnitud de la mejora depende precisamente de esta relación. Para las relaciones de 50%-50% y de 70%-30% los aumentos de recuperación son similares, y superiores a los correspondientes a la relación 90%-10%.

Lo expuesto demuestra que, aun con muy pequeña comunicación, la segregación gravitacional es suficiente para disminuir en forma apreciable la producción de gas y aumentar el recobro. Cabe destacar que el incremento de recuperación es posible en este caso, debido a que la capa superior no está punzada. Estos resultados dan sustento numérico a una vieja práctica de terminación usada en Puesto Hernández a comienzos de los años 70

por sugerencia del Ing. Couroneau: dejar sin punzar unos pocos metros en el tope de la arenisca de Avilé a efectos de mejorar la recuperación.

Como era dable esperar, para $P_{wfi} = 200$ psi, al aumentar su preponderancia las fuerzas generadas por la diferencia de presión y, consecuentemente, disminuir la segregación del gas, el aumento de recuperación es menor. Asimismo, disminuye la influencia del grado de comunicación vertical sobre el recobro. En Fig. 8 se comparan, para ambos regímenes, las recuperaciones al 25% de la presión estática inicial, utilizando petróleo de volatilidad media y una relación de espesores 50%-50%.

En Fig. 9 se observa que los incrementos de recuperación con el aumento de comunicación vertical son más marcados cuando aumenta la volatilidad del petróleo, cosa lógica ya que crece la liberación de gas.

Puede verse que para $k_v/k_h = 0,1$ no sólo han aumentado los porcentajes de recuperación en comparación al caso de $k_v = 0$, sino que ahora el mayor recobro se produce con petróleo volátil.

Análisis de sensibilidad al régimen de extracción

Tal como se expresó en el párrafo anterior, cuando se trabaja con permeabilidades verticales nulas, no existe influencia del régimen de extracción sobre la recuperación final.

En Fig. 10 se comparan las recuperaciones obtenidas con una relación de espesores 50% -50% y petróleo de volatilidad media, con las correspondientes a una relación de espesores 10% -90% y petróleo de baja volatilidad. La comparación se hace para $k_v/k_h = 0,1$ y dos regímenes de extracción diferentes. Se obser-

va que, en el primer caso, utilizando el régimen menor se obtiene un incremento en la recuperación final de 3,5% con respecto al régimen de mayor extracción, mientras que en el segundo caso se observa una leve disminución (0,7 %).

Nuevamente, los resultados se presentan coherentes. A mayor liberación de gas y a mayor volumen de capa para el alma-

cenaje del gas liberado, mayor debe ser el incremento de la recuperación. La pequeña caída del recobro con la disminución del régimen de extracción observada para el caso del petróleo menos volátil, cuando el espesor de la capa superior es 10 % del espesor total, podría explicarse de la siguiente manera. A altos regímenes la segregación gravitacional es escasa, pero la

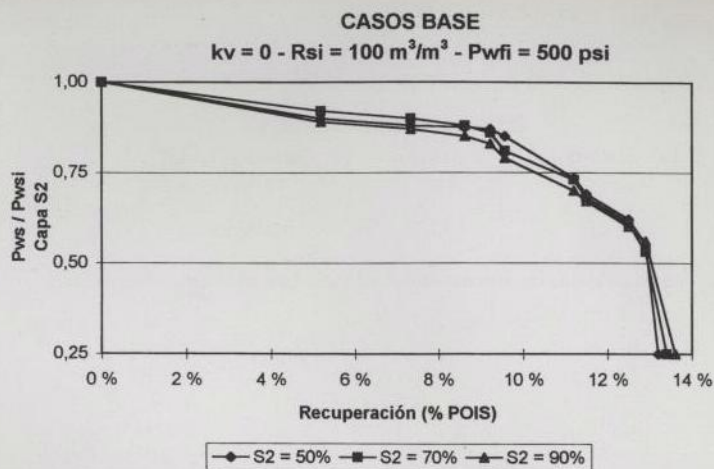
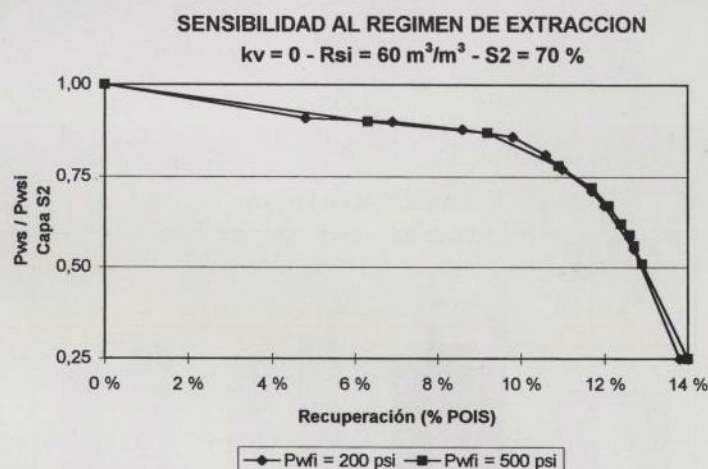


Fig.6



CERTIFICACION DE CALIDAD EN CARTELERIA INSTITUCIONAL

- HOMOLOGACIÓN DE MARCAS, INSUMOS, PRODUCTOS E INSTALACIONES
- NORMALIZACIÓN DE PROCESOS, TRANSPORTE E INSTALACIONES
- PLANES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, ACCIDENTE O CATÁSTROFE



大
君

TAIKUN S.A.

CONTROL DE CALIDAD EN VIA PUBLICA

Esmeralda 740, 5° Piso Of. 505

(1007) Buenos Aires

Argentina

Tel./Fax 393-0964

Tabla 1

Propiedades Petrofísicas			
Capa S1	Porosidad 15,5 %	k al aire 2,62	Espesor (m) variable
S2	19,3 %	160,5	variable
} S1 + S2 = 30,4 m			
Curvas Promedio de Permeabilidad Relativa al Gas y al Petróleo			
So	kro	kg	
32,30	0,000	0,1269	
34,85	0,0047	0,1092	
37,50	0,0093	0,0933	
40,16	0,0210	0,0787	
42,81	0,0373	0,0622	
45,46	0,0582	0,0457	
48,11	0,0955	0,0317	
50,76	0,1420	0,0203	
53,42	0,2189	0,0108	
56,07	0,3329	0,0048	
57,39	0,3958	0,0013	
58,72	0,4657	0,0001	

Fig.7

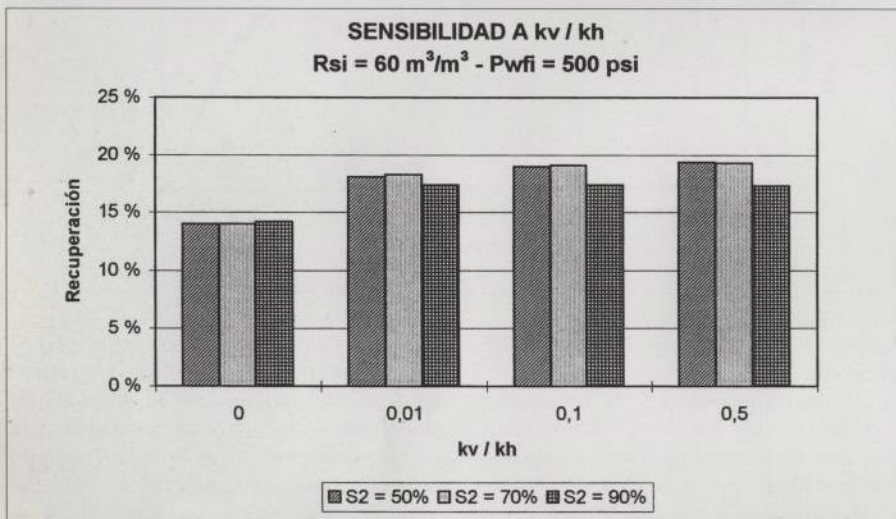
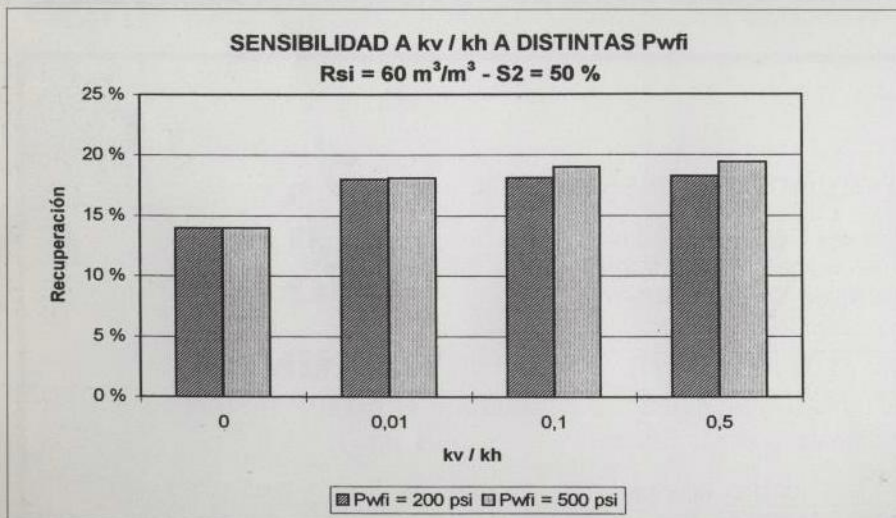


Fig.8



gran depresión producida mueve importante cantidad de petróleo de S1 a S2. Cuando se disminuye el régimen de explotación, la segregación no aumenta en demasía, pero sí se reducen de forma importante las fuerzas generadas por la diferencia de presión y, consecuentemente, el aporte de petróleo de S1 a S2.

En Fig. 11 se comparan los resultados obtenidos para las distintas relaciones de espesores adoptadas, utilizando los dos regímenes de extracción, petróleo de alta volatilidad y un kv/kh = 0,1. Se observa que un régimen de menor extracción brinda aumentos importantes en la recuperación cuando la relación de espesores es 50% - 50% y 30% - 70%, mientras que para relaciones 10% - 90% prácticamente no se observan diferencias entre ambos regímenes. Este último resultado indicaría que para la kv/kh utilizada, un 10% de capa superior no es almacenaje suficiente para aumentar la recuperación. De esta manera, no tendría sentido disminuir el régimen de explotación de los pozos con una relación kv/kh de 0,1, si la capa superior tuviese un espesor menor o igual a 0,1 del espesor total.

Interpretación de los resultados

Del análisis de los resultados expuestos en el punto anterior surge que, para este modelo:

- El régimen de extracción no tiene incidencia sobre la recuperación final cuando la vinculación hidráulica entre S1 y S2 es nula. En este caso, la curva Np vs P obtenida con el simulador coincide con la suministrada por el Balance de Materia.
- Por el contrario, si la permeabilidad vertical es distinta de cero, la segregación gravitacional juega un rol positivo en la recuperación de petróleo. Los valores de recuperación adicional son función de la relación de espesores de las capas, de la volatilidad del petróleo y del régimen de extracción. Una pequeña comunicación vertical es suficiente para incrementar el recobro. Permeabilidades verticales mayores provocan escasa o nula mejora.
- El incremento de recuperación que se obtiene utilizando regímenes de producción menores es función de la relación de espesores y de la volatilidad del petróleo. El efecto es más importante para petróleos volátiles y para volumen de capa superior de cierta importancia.

Fig.9

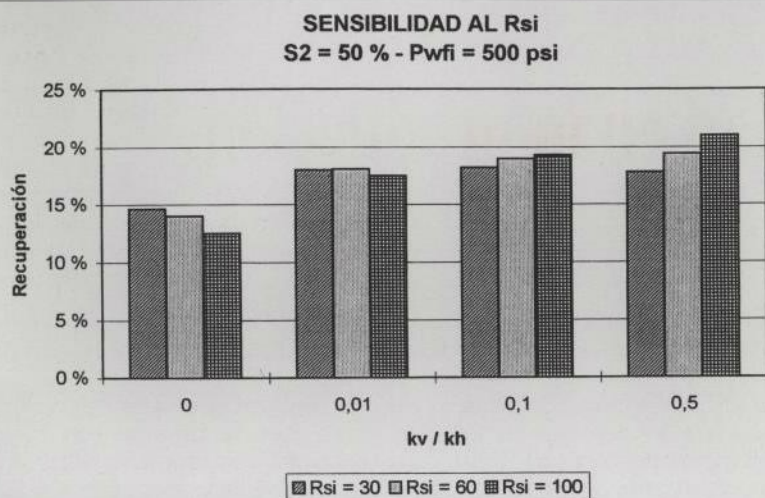


Fig.10

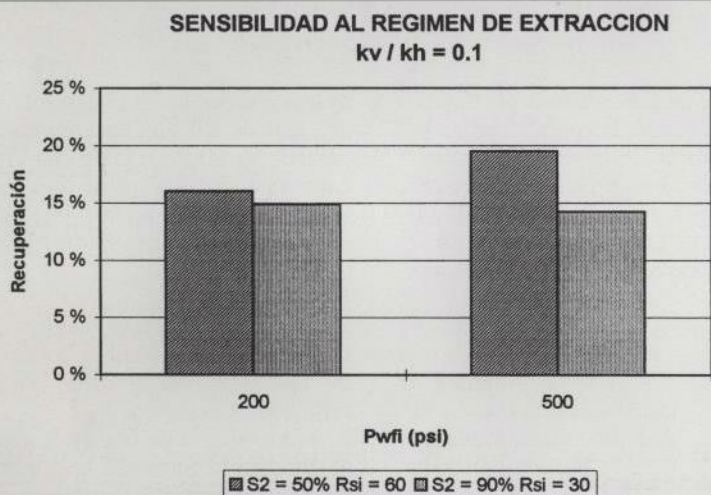
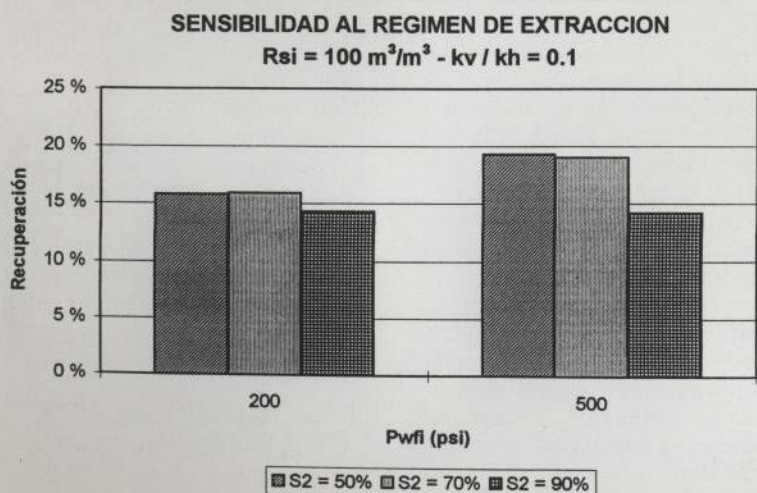


Fig.11



Nomenclatura

Bo = Factor volumétrico del petróleo
h = Espesor
hS2 = Espesor capa S2
k = Permeabilidad
kh = Permeabilidad horizontal
krg = Permeabilidad relativa al gas
kro = Permeabilidad relativa al petróleo
kv = Permeabilidad vertical
Np = Acumulada de petróleo
P = Presión
POIS= Petróleo original "in situ"
Ps = Presión de saturación
Pwf = Presión dinámica de fondo
Pws = Presión estática de fondo
Rs = Relación gas disuelto-petróleo
So = Saturación de petróleo
μ = Viscosidad

Subíndice
i = inicial

Las conclusiones

La utilización de simuladores numéricos a nivel pozo o grupo pequeño de pozos puede ser una herramienta **eficaz y económica** para la definición de políticas de explotación en los inicios de la operación de un yacimiento.

Esta técnica combina algunas de las ventajas de la simulación de reservorios con la sencillez propia de los métodos clásicos.

Al ser mayor la relación número de celdas-número de pozos, la definición es mejor que la habitual a nivel yacimiento. Esta circunstancia, conjuntamente con el hecho de existir una menor cantidad de pozos, redundará en una mayor claridad al momento del análisis teórico de los resultados.

Su ductilidad la convierte en la herramienta ideal para análisis de sensibilidad.

Cuando el espesor de una capa lo justifique, se recomienda estudiar la conveniencia económica de no punzar el tope de la misma, a efectos de mejorar la recuperación de petróleo.

Referencias

- (1) MUSKAT, M. AND TAYLOR, M.O.: "Effect of Reservoir Fluid and Rock Characteristics on Production Histories of Gas-Drive Reservoirs". Transactions SPE, Vol. 165, p. 78, 1946.