

PROYECTO DE INYECCION DE VAPOR M-6:  
EFECTO DE UNA DISTRIBUCION IRREGULAR  
DE PERMEABILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO  
DE LA INYECCION-PRODUCCION

J. Díaz  
Maraven S.A.  
Maracaibo, Venezuela

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó desde un punto de vista teórico el criterio utilizado para la ubicación de los pozos inyectoros y productores en el proyecto de inyección continua de vapor M-6, en el Campo Tía Juana del Este.

El enfoque conceptual del estudio consistió en evaluar, utilizando el simulador térmico TRS/3 de INTERCOMP, el comportamiento de inyección-producción de dos arreglos de permeabilidad contrastante. Los resultados muestran claramente que se obtienen mayores tasas de producción, mayor recobro total y mejor eficiencia del proceso, si los pozos productores se sitúan en zonas de buena permeabilidad. De esta forma se considera que el criterio empleado para la ubicación de los productores puede ser sostenido en base a los resultados de este estudio.

Además de satisfacer el objetivo principal del trabajo, también se pudieron extraer conclusiones sobre el comportamiento general del proceso, en especial, la importancia de las fuerzas gravitacionales, y de la producción post-irrupción.

ABSTRACT

This paper evaluates, from a theoretical point view, the criterion utilized in locating production and injection wells in the continuous steam drive M-6 project in East Tía Juana Field.

The conceptual approach of the study consisted in the evaluation of the injection-production behavior of two contrasting permeability patterns, utilizing the TRS/3 INTERCOMP thermal simulator.

The results demonstrate clearly that higher production rates, higher overall recovery and better process efficiency are obtained if the production wells were situated in zones of good permeability. Thus, it is considered that the criterion used in locating the producers can be substantiated on the basis of the results obtained in this study.

In addition to satisfying the principal objective of this work, conclusions can also be drawn on the general behavior of the process, particularly, the importance of gravitational forces and the production after breakthrough.

## INTRODUCCION

En ocasión de decidir sobre la localización de los pozos inyectoros de vapor en el Proyecto M-6 , se postuló que los mismos debían estar situados en áreas de características relativamente pobres , ya sea por menor desarrollo o calidad de arena , menor permeabilidad, o comportamiento de producción históricamente por debajo del promedio. El razonamiento detrás de este criterio fue que no se preveían restricciones en la inyectividad puesto que:

- a. La presión del yacimiento se encuentra prácticamente agotada y,
- b. No se habían observado limitaciones de importancia en las tasas de inyección durante ciclos anteriores de estimulación.

Por otro lado , al utilizar como productores los pozos situados en zonas de mejor desarrollo y/o que habían mostrado buen comportamiento de producción en el pasado , se podría suponer (intuitivamente) que la respuesta a la inyección continua de vapor sería mejor , tanto desde el punto de vista de tasas de producción, como de recobro final.

En vista de que no existía evidencia sólida que respaldara la suposición anterior, se decidió hacer un estudio conceptual , utilizando el simulador térmico TRS/3 [6] para confirmar o descartar el concepto implícito en la selección del patrón de inyección.

## METODO DE ESTUDIO

El método empleado en este estudio consistió en simular dos casos ideales de inyección continua de vapor en un medio heterogéneo , compuesto de dos zonas de permeabilidad contrastante . Con este fin se utilizó una malla tridimensional (7 x 5 x 3) que representa un elemento de simetría en un arreglo regular de siete pozos , con dos inyectoros y dos productores (Figuras 1a y 1b).

Esta malla fue empleada por primera vez [1] para simular expe-

rimentos de laboratorio , y posteriormente para otros estudios conceptuales [2] . Las razones para su uso y ventajas sobre otras posibles configuraciones se explican con mayor detalle en los trabajos mencionados.

Los dos casos ideales a que se refiere este trabajo fueron los siguientes:

1. PATRON N°1:

Los pozos inyectores están localizados en zonas de pobre permeabilidad (500 md) , mientras que los productores se encuentran en una zona de alta permeabilidad (5.000 md) que representaría un canal principal en el modelo geológico del área M-6 (Figura 1a) . Este patrón responde al criterio que se siguió para la selección de los pozos inyectores.

2. PATRON N°2:

Representa la situación opuesta al Patrón N°1 , es decir , los productores están localizados en la zona menos permeable , mientras que los inyectores están en el canal, o región de alta permeabilidad (Figura 1b).

El contraste de permeabilidad seleccionado es probablemente típico de la situación que se desea representar en el área del proyecto M-6 aún cuando en muchos casos , es posible que la transición de una zona permeable a otra menos permeable sea más gradual . Debe señalarse, sin embargo , que se han observado contrastes de este tipo, al menos cualitativamente , en distancias muy cortas por lo que los valores de permeabilidad seleccionados no deben considerarse irrealles. El contraste pronunciado entre las zonas, por otra parte, ayuda en la interpretación de los resultados, en el sentido de que las diferencias son más notables y conducen a conclusiones más claras.

La simulación de cada uno de los casos se llevó a cabo hasta un tiempo máximo de 5.000 días . La estrategia inyección - producción se diseñó de tal forma que el proceso resultara optimizado . Por ejemplo, fue necesario estimular con vapor los pozos productores del Patrón N°2 a los 300 y 700 días de iniciada la inyección continua, a

fin de mejorar su productividad y aliviar la alta presión que se había desarrollado en el sistema. Los resultados que se presentan son los que se consideraron mejores entre varios intentos de optimización.

## INFORMACION BASICA Y RESULTADOS

Los datos de entrada utilizados reflejan las condiciones actuales del bloque geográfico M-7. Este es probablemente el bloque más agotado dentro del proyecto M-6, así como el menos profundo, y en él se ha venido inyectando vapor durante dos años (Pozo LSE-1604). La tabla 1 presenta un resumen de la información básica utilizada en este trabajo, común para todos los casos estudiados.

Los datos de producción e inyección se especifican a continuación:

### a. Tasas de Producción

Se asignó una presión de fondo mínima de 50  $\ell$ pc. Los pozos producen de acuerdo con su índice de productividad y con la presión existente en el bloque respectivo, hasta un máximo de 2000 b/d de fluido total (agua y petróleo a condiciones de yacimiento). Además, la producción de vapor libre se restringe a 60 B/d (equivalente a unas 10 ton/d) para evitar desperdicio del mismo. Si esta restricción es o no posible en la práctica, está todavía en duda, pero se estima que habrá que hacer esfuerzos para controlar la producción de vapor en los pozos después de la ruptura.

### b. Tasas de Inyección

Se supuso que la máxima presión de fondo en un pozo inyector sería de 1.200  $\ell$ pc, de acuerdo con la capacidad de la planta generadora. La tasa máxima de inyección estipulada fue de 627 B/d/pozo, equivalente a un cuarto de la tasa programada para pozos del proyecto M-6 (cada pozo inyector en el modelo representa 1/4 de pozo real).

De esta manera , las tasas de inyección se mantuvieron constantes en el máximo estipulado, excepto en dos situaciones importantes que se discutirán más adelante.

En la Tabla N°2 se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

TABLA N°1

INFORMACION BASICA

Porosidad, <i>fracción</i>	0.35
Saturación de agua connata, <i>fracción</i>	0.20
Saturación de agua inicial, <i>fracción</i>	0.202
Saturación residual de petróleo al agua, <i>fracción</i>	0.08
Viscosidad del petróleo a 100°F, <i>cp</i>	2000
Viscosidad del petróleo a 200°F, <i>cp</i>	4.2
Presión inicial, <i>lpc</i>	150
Profundidad del tope del yacimiento, <i>pies</i>	1.650
Espesor, <i>pies</i>	98.4
Temperatura inicial, °F	113
Compresibilidad del petróleo, $lpc^{-1}$	$5.0 \times 10^{-6}$
Compresibilidad del agua, $lpc^{-1}$	$3.0 \times 10^{-6}$
Compresibilidad de la roca, $lpc^{-1}$	$3.0 \times 10^{-5}$
Coefficiente de expansión térmica del petróleo, $(^{\circ}F)^{-1}$	$5.0 \times 10^{-4}$
Densidad del petróleo, $lb/ft^3$	62.4
Buzamiento, <i>grados</i>	4
Calidad del vapor inyectado, <i>fracción</i>	0.9

TABLA N°2

RESUMEN DE LOS RESULTADOS A LOS 5.000 DIAS DE SIMULACION

Caso	Petróleo Producido % POES	Vapor Inyectado Vol. Por.	Relación Petróleo/Vapor Acumulada V/V	Presión Promedio final lpc
Patrón N°1 (A)	63.9	1.37	0.36	461
Patrón N°1 (B)	60.6	1.12	0.42	215
Patrón N°2	58.8	1.34	0.34	491

A) Tasa de inyección constante (627 B/D/pozo) hasta los 5.000 días.

B) Tasa de inyección constante hasta 3.000 días , y luego variable , para mantener la presión promedio del sistema aproximadamente constante (ver Figura 3).

DISCUSION DE RESULTADOS.

El comportamiento simulado de producción inyección y presión en el sistema se muestra en las figuras 2 y 3 , que corresponden al patrón N°1 y N°2 respectivamente . Del examen de estas dos figuras se desprenden las siguientes observaciones.

1. Comportamiento Inicial

En ambos casos la productividad de los pozos es alta inicialmente , a causa de la estimulación recibida antes de comenzar la inyección continua. Las tasas de producción declinan posteriormente, a medida que se agota la zona caliente alrededor de los pozos (representada por el bloque donde están situados) , y baja la temperatura, fijada inicialmente en 330°F.

Como consecuencia de las bajas tasas de producción, a partir de los 50 días aproximadamente , la presión del sistema sube en ambos

casos, pero en mucho menor grado en el Patrón N°1. Esta situación se explica por la ubicación de los productores en la zona de alta transmisibilidad. Así las tasas de producción aumentan rápidamente a partir de los 100 días (Figura 2), como respuesta al incremento de presión, y la misma desciende nuevamente, desde un máximo de 540  $\ell$ pc, una vez que el volumen de fluidos producidos excede el volumen inyectado (alrededor de los 200 días).

En el Patrón N°2, por el contrario, las tasas de producción se mantienen por mayor tiempo porque los productores están situados "fuera del canal", en la zona de baja transmisibilidad. Esto ocasiona un aumento continuo de la presión en el sistema hasta un máximo de unas 1.100  $\ell$ pc (Figura 3) que se mantiene entre los 300 y 700 días aproximadamente. Durante este período, la tasa de inyección disminuye una tercera parte por las limitaciones impuestas en la presión de inyección. A fin de incrementar las tasas de producción y aliviar al mismo tiempo las altas presiones, se estimularon ambos pozos productores a los 300 días con 15.600 Bbls. de vapor (equivalentes a 2.500 toneladas para medio pozo, o 5.000 toneladas para un pozo completo). El resultado fue parcialmente satisfactorio en lo que respecta al incremento de la producción, pero la corta duración del ciclo de producción estimulada no permitió que la presión promedio disminuyera sensiblemente. Este comportamiento de producción está de acuerdo con lo que se ha observado en el campo para situaciones similares (pobre desarrollo o calidad de arena) a la que se pretende simular.

## 2. Irrupción del Vapor

La irrupción del vapor ocurre mucho más tarde en el Patrón N°2 que en el Patrón N°1, y en forma básicamente distinta, por lo que conviene examinar este período por separado:

### a) Patrón N°1

Los dos pozos productores reaccionan simultáneamente a la inyección, y alcanza una tasa máxima entre 900 y 1000 BDP justo antes de la irrupción que tiene lugar también simultáneamente poco después



de los 300 días. En este momento, la producción de líquido se reduce aproximadamente a la mitad a causa de la restricción impuesta a la producción de vapor. La presión continúa descendiendo y se estabilizará alrededor de las 200 *lpc*. Hasta la irrupción del vapor y unos 300 días más tarde, el comportamiento de ambos productores es básicamente similar.

b) Patrón N°2

La reacción a la inyección de vapor es mucho más tardía y solamente se aprecia un incremento de producción alrededor de los 500 días (con excepción del período de estimulación ya discutido), cuando también se empieza a diferenciar el comportamiento de los pozos productores: el pozo N°1, situado buzamiento arriba aumenta su tasa con mayor rapidez que el N°2, buzamiento abajo, hasta el punto que a los 720 días es necesario estimular nuevamente este último con 15.600 *Bls.* de vapor. En este momento, el pozo N°1 ha sido alcanzado por el frente de vapor y produce 560 *BPPD*. La combinación de las altas tasas en los productores a los 740 días hace que por primera vez los fluidos producidos excedan el volumen inyectado, y en consecuencia, la presión declina. Este comportamiento de producción radicalmente distinto al del Patrón N°1 se explica por la ubicación de los inyectores en las áreas de mayor permeabilidad. En efecto, en estas zonas el vapor inyectado se segrega hacia el tope de la estructura con mucha mayor facilidad que en el Patrón N°1 (baja permeabilidad en la zona de inyección). En estas condiciones, el productor N°1 está afectado directamente por el inyector situado en el tope de la estructura (esquina noreste. Ver Figuras 1a, 1b) y adicionalmente por el otro pozo inyector (esquina suroeste), en razón del movimiento preferencial del vapor hacia el tope. Esta diferencia de comportamiento entre los productores no se presenta en el Patrón N°1, porque las fuerzas gravitacionales juegan un papel mucho menor en la zona de inyección debido a la baja permeabilidad, y en consecuencia, el movimiento de los fluidos es básicamente simétrico durante el período inicial del proceso.

La irrupción del vapor ocurre poco después de los 800 días en

el pozo N°1, y 400 días más tarde en el pozo N°2. Esta diferencia en el tiempo de irrupción de los pozos es resultado de los mismos mecanismos discutidos anteriormente.

### 3. Comportamiento Post-Irrupción

Después de la irrupción del vapor el comportamiento de los pozos productores es cualitativamente similar para ambos patrones. En los dos casos, después de cierto tiempo, la tasa de producción del pozo N°1 (buzamiento arriba) empieza a declinar, mientras que la del pozo N°2 (buzamiento abajo) se mantiene, e incluso aumenta antes de declinar.

Esta diferencia en el comportamiento de los pozos se debe a la acción de la gravedad, puesto que, a medida que la zona de vapor se extiende, se va calentando petróleo, que fluye entonces con facilidad buzamiento abajo. Este petróleo fluía previamente con gran dificultad (viscosidad de 2000 cp. a 100°F. El período de máxima producción del pozo N°2 corresponde por lo tanto al período de máxima tasa de segregación de petróleo caliente. El flujo de líquido hacia el pozo N°2 depende por supuesto de la permeabilidad del medio. Por lo tanto, no es sorprendente que la diferencia en recobro entre los dos pozos sea mayor en el Patrón N°2, como se muestra a continuación en la Tabla N°3.

TABLA N°3

Petróleo producido por pozo a los 3000 días

	Np1 Mbls.	Np2 Mbls.	Diferencia (Np2 - Np1)
A) Patrón N°1	627	1190	563
B) Patrón N°2	614	881	267

Del cuadro anterior se desprende que la diferencia en recobro de los dos pozos es más del doble en el Patrón N°1 que en el Patrón

Nº2. También se puede observar que el recobro adicional de 300 Mb $\ell$ s. en el primer caso se obtiene totalmente a través del pozo Nº2, buza- miento abajo , lo que muestra la importancia del mecanismo de segre- gación gravitacional en procesos de inyección de vapor.

La presión promedio en el sistema alcanza su valor mínimo des- pués de los 2000 días , y comienza a aumentar a causa de la restric- ción impuesta en la producción de vapor . Si las condiciones de in- yección-producción se mantienen inalteradas, la presión alcanzará un valor cercano a las 500  $\ell$ pc. a los 500 días , como se muestra en las Figuras 2 y 3. En vista de que durante este período la producción de petróleo declina continuamente para una tasa de inyección de vapor constante , se trató de optimizar el proceso en el Patrón Nº1, regu- lando la tasa de inyección a fin de mantener la presión en un nivel constante de unas 200  $\ell$ pc, a partir de los 3000 días . Además, en e- se momento se cerró el pozo Nº1 que se encontraba produciendo apenas 27 B/D. El efecto inmediato es una caída en la tasa de inyección, de 1255 B/D a 874 B/D , así como también en la tasa de producción (ver Figura 2). Esta se mantiene consistentemente por debajo de la origi- nal (caso de tasa de inyección constante), como es razonable esperar según la teoría de van Lookeren [3]. A pesar de que a los 3.000 días el tope del sistema se encuentra invadido por vapor, el mecanismo de gravedad no es capaz de proporcionar máximas tasas de producción , como es el caso a altas tasas de inyección , que proveen de energía externa adicional . Por otra parte, puesto que el vapor requerido se reduce en mayor proporción que la producción de petróleo , el resul- tado neto es una mejor relación petróleo-vapor , aunque se obtiene menor recobro final a los 5000 días (ver Figura 4) . Siendo este el caso, la alternativa a escoger deberá ser decidida en base a un aná- lisis económico más detallado, que cae fuera de los objetivos de es- te estudio.

#### 4. Recuperación Total y Relación Petróleo-Vapor

La recuperación acumulada de petróleo, como porcentaje del POES, y la relación petróleo-vapor acumulada, se encuentran grafica- das contra tiempo en la Figura 4, para todos los casos considerados.

Es fácil observar que ambos parámetros son consistentemente más altos para el Patrón N°1 que para el Patrón N°2, indicando una mayor eficiencia del proceso en el primer caso.

La forma de la curva de la razón petróleo/vapor vs. tiempo es característica de los procesos de inyección de vapor: desde un valor inicial mínimo, aumenta gradualmente, a medida que el yacimiento va siendo calentado y las tasas de producción aumentan. Alcanza un máximo poco después de la irrupción del vapor y luego se mantiene aproximadamente constante durante largo tiempo (cuatro a cinco años) antes de declinar, debido al agotamiento del yacimiento. Este comportamiento implica que la mayor parte de la producción de petróleo ocurre después de la irrupción del vapor y apunta claramente a la importancia que tiene el mantener los productores en producción luego que esto ocurra. Obviamente, para ello se hace necesario establecer algún mecanismo de control de la producción de vapor libre, ya sea aislando la zona de completación superior con AM-9, restringiendo las tasas con estrangulador en caso de flujo natural, o de otra forma. Aunque no existen detalles en la literatura, este tipo de control debe haber sido aplicado en campos como Kern River [4,5] donde se está inyectando vapor en forma continua desde hace por lo menos 10 años.

En la sección anterior se explicó como la tasa de inyección fue regulada en el Patrón N°1, a fin de mantener la presión constante en el sistema, alrededor de 200 lpc. La Figura 4 muestra claramente, que al disminuir la tasa de inyección, disminuye también el recobro, aunque mejora notablemente la relación petróleo/vapor.

Finalmente, debe señalarse que los resultados obtenidos con este estudio son aplicables en general a las condiciones que se utilizaron, es decir, a un arreglo invertido de siete puntos desarrollado regularmente. Aunque las conclusiones soportan el criterio actual para la ubicación de pozos productores e inyectoras, estas conclusiones no pueden interpretarse como soporte global para el patrón de inyección que se está utilizando en estos momentos en el proyecto M-6, puesto que el mismo no está regularmente desarrollado. Una evaluación de este patrón requiere un estudio de mucha mayor magnitud.

## CONCLUSIONES

1. La ubicación de los pozos productores en áreas de buena permeabilidad conduce a mayores recobros y a mayor relación petróleo/vapor acumulada. También es de esperarse una mejor eficiencia global del proceso, que se refleja en respuesta a la inyección más rápida, y menor presión promedio en el yacimiento.

2. La segregación gravitacional es un mecanismo importante en el proceso de inyección continua de vapor, y se hace preponderante una vez que la zona de vapor se ha extendido lo suficiente como para calentar gran parte del yacimiento.

3. A pesar de lo importante de la segregación, hay fuertes indicios de que las tasas de producción y el recobro total de petróleo son directamente proporcionales a las tasas de inyección, lo cual está de acuerdo con la teoría. Sin embargo, en etapas avanzadas de un proyecto se hace necesario reducir la tasa de inyección de vapor a fin de conservar una relación petróleo/vapor aceptable, aunque ello no conduzca al máximo recobro posible.

4. En proyectos de este tipo, la mayor parte del petróleo recuperado se produce después de la irrupción del vapor en los pozos productores. Por esta razón se hace necesario establecer un mecanismo de control de la producción de vapor libre, a fin de mantener al mínimo el desperdicio de energía.

## AGRADECIMIENTO

El autor agradece a Maraven, S.A. y a Petróleos de Venezuela, S.A. la oportunidad brindada para presentar este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] FINOL, A.: "*Results of Thermal Simulation Studies Using a Three-Dimensional, Multiphase Simulator*", trabajo presentado en el Canadian - Venezuelan Heavy Oil Recovery Symposium, Edmonton. Canadá. Mayo 1977.
- [2] FINOL, A.: "*Efecto de la Presión sobre la Eficiencia de la Inyección Continua de Vapor*". Trabajo presentado ante la XXXII Reunión de Expertos de ARPEL. Buenos Aires, Septiembre 1978.
- [3] VAN LOOKEREN: "*Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs*". Paper SPE 6788, presented at the 52nd Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Denver, Colorado 1977.
- [4] BLEVINS, T.R. and BILLINGSLEY, R.H. : "*The ten-Pattern Steamflood, kern River Field*", California. Journal of Petroleum Technology. December 1975.
- [5] BURSELL, G.G. and PITTMAN, G.M.: "*Performance of Steam Displacement in the Kern River Field*". Journal of Petroleum Technology. August 1975.
- [6] COATS, K.: "*A Highly Implicit Steamflood Model*". Society of Petroleum Engineers Journal. October 1978.

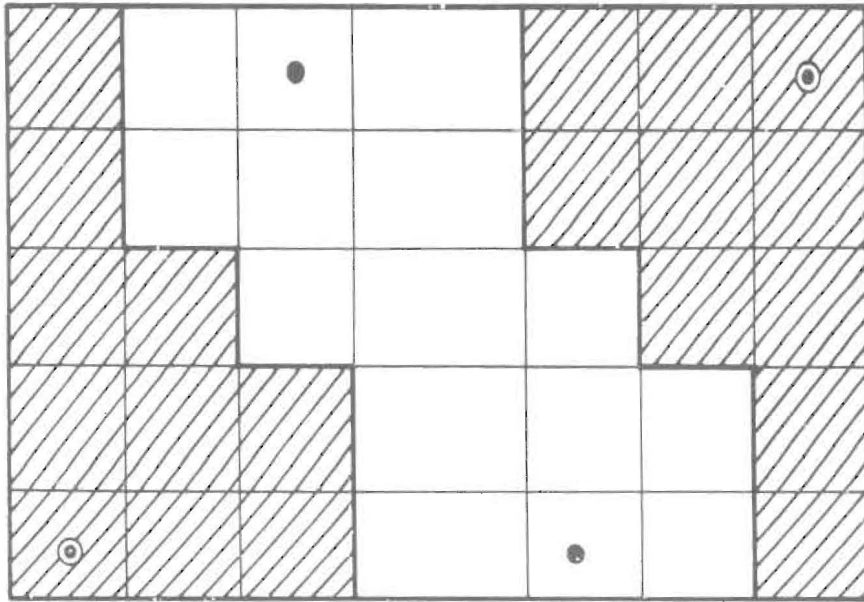


FIGURA 1a: PATRON No. 1

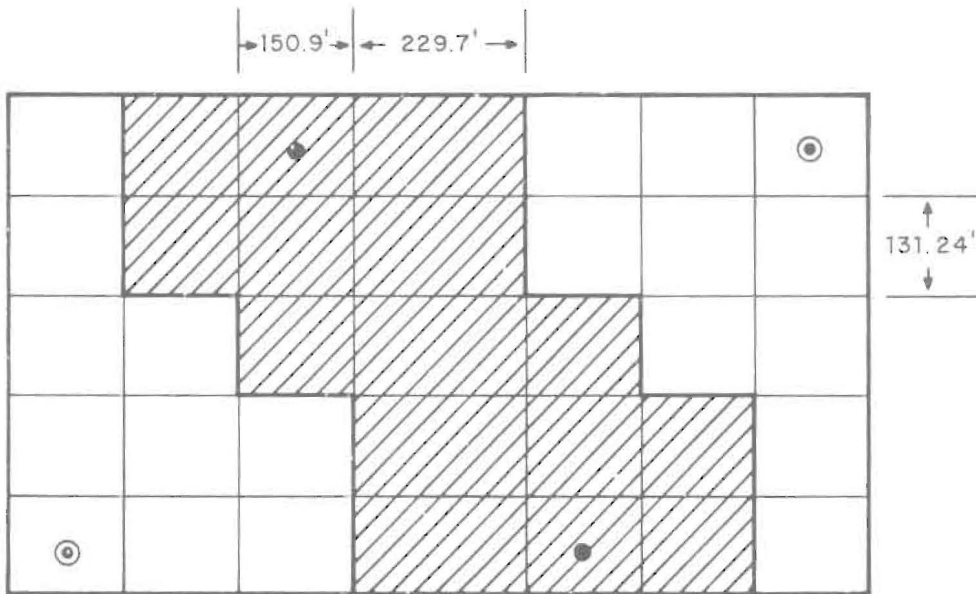



FIGURA 1b: PATRON No. 2

 K = 500 md       K = 5000 md

ESPESOR TOTAL = 98.4 PIES (3 CAPAS DE 32.8 PIES)

● POZO PRODUCTOR      ⊙ POZO INYECTOR

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION-INYECCION  
PATRON No. 1

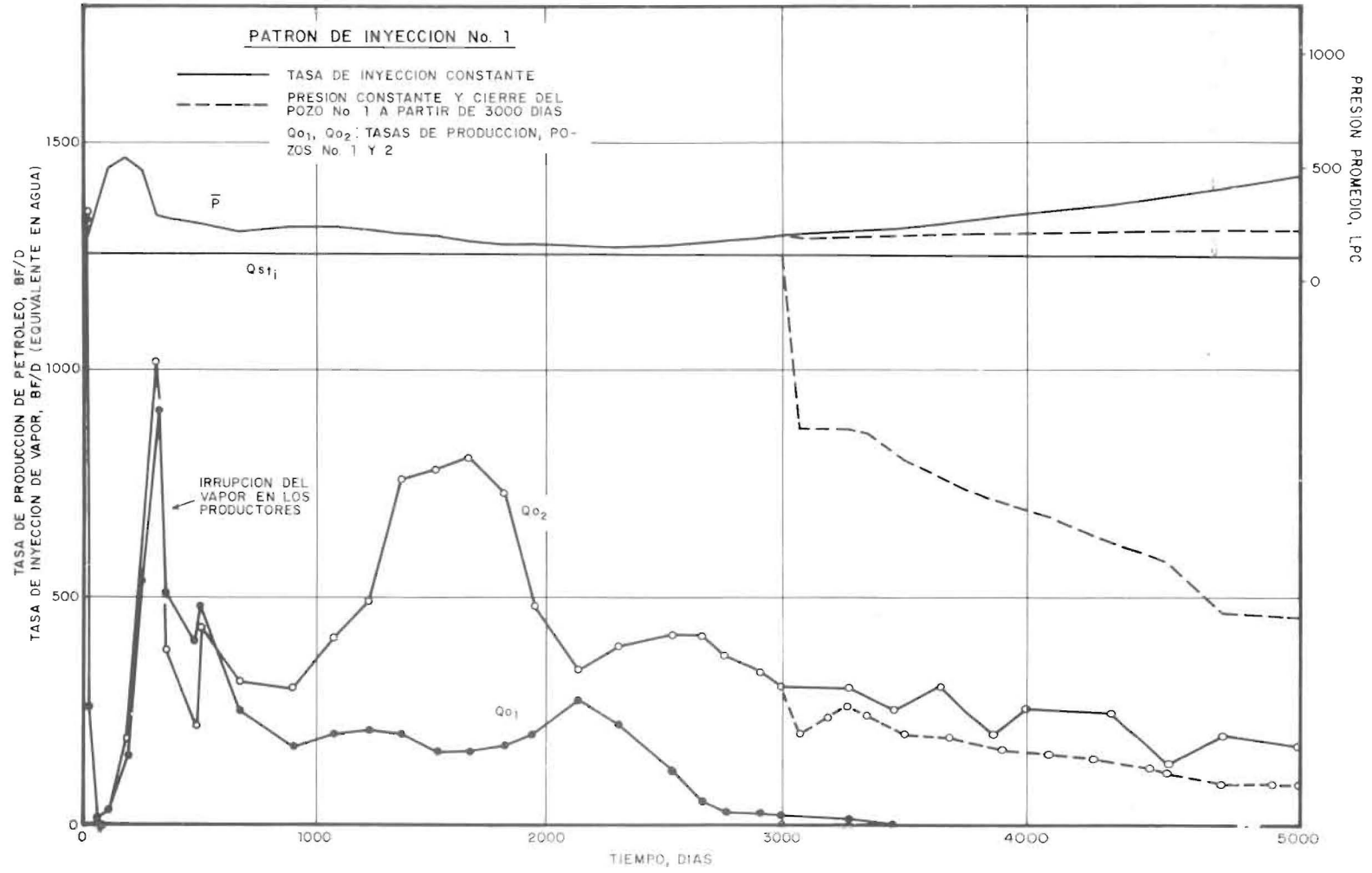


FIG. 2



COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION-INYECCION  
PATRON No. 2

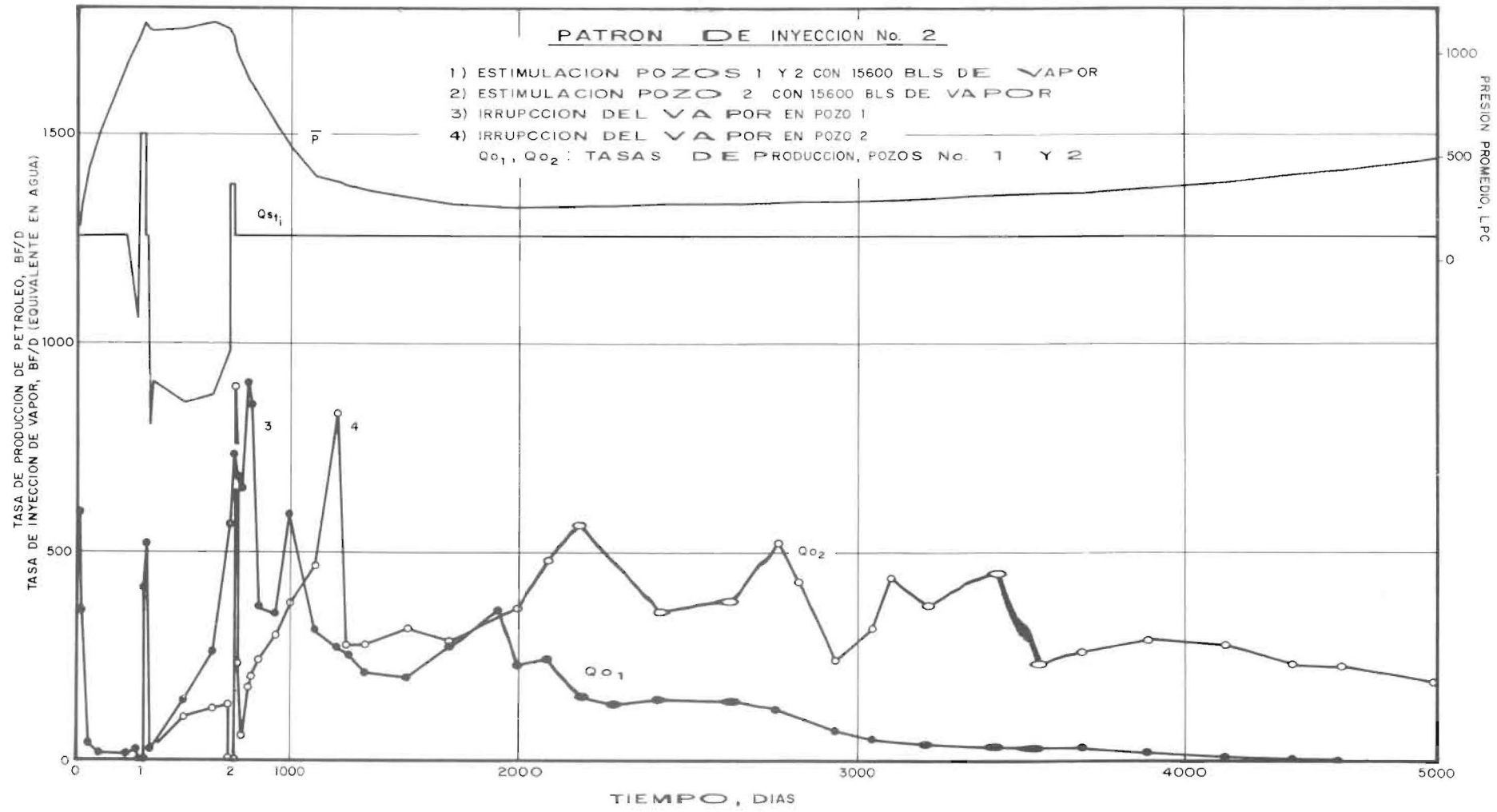


FIG. 3

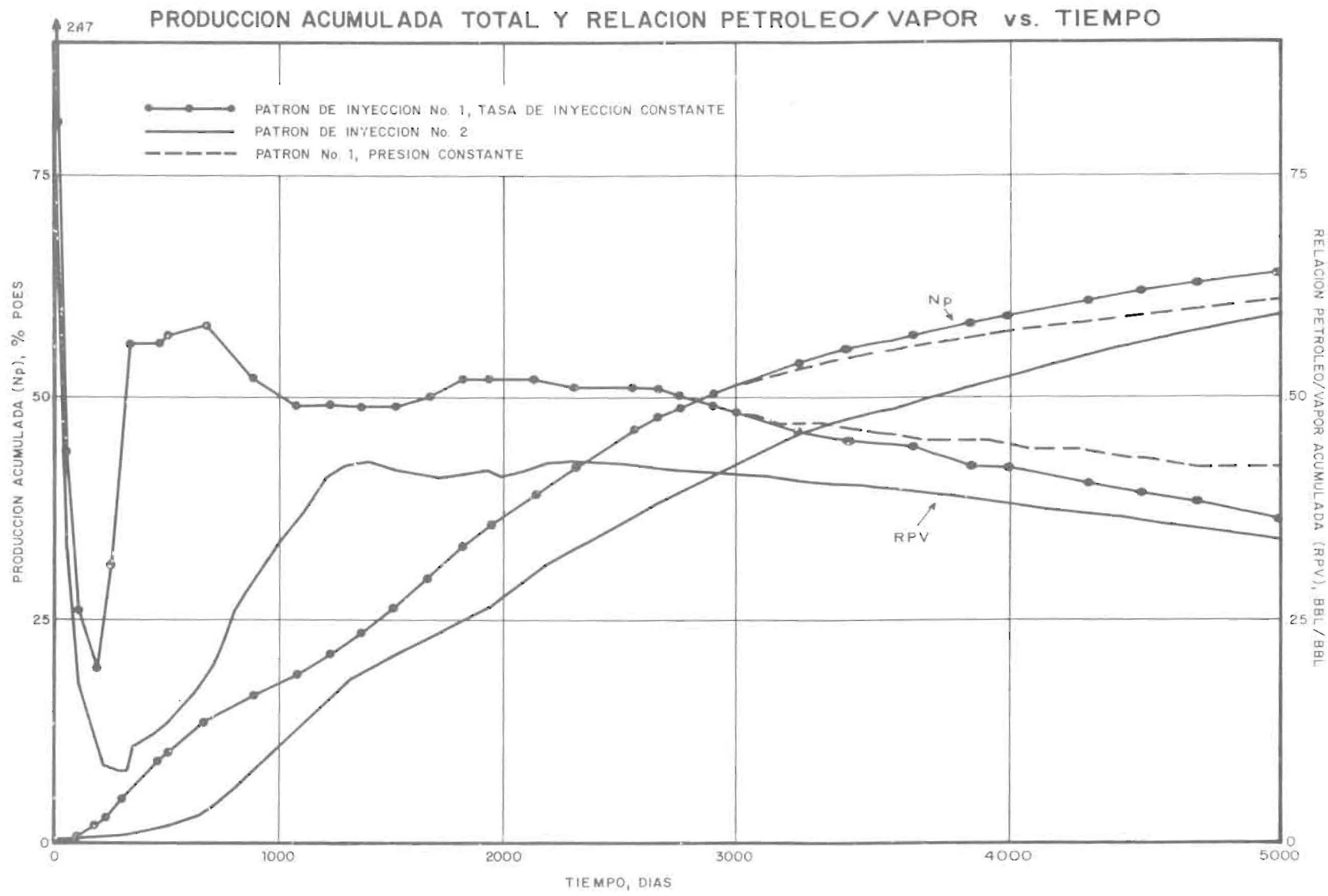


FIG. 4