

CONIFICACION EN POZOS HORIZONTALES: APLICACIÓN A LA OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION EN EL YACIMIENTO EL PORTON

Giovanni Da Prat
Da Prat & Asociados
Castelli 1494
(1640) Martínez, Argentina

Pablo. M. Carrica
Astra CAPSA
Av. Madero 942 p. 17
(1106) Buenos Aires, Argentina

Resumen

En este trabajo se presentan los resultados de un estudio de evaluación de la conificación de agua y gas en pozos horizontales en reservorios con alto buzamiento y casquete de gas. Se consideraron dos pozos horizontales ubicados en el Yacimiento El Portón, los cuales producen del Mb. Troncoso Inferior en el mismo reservorio. Se evaluaron los ensayos de restauración de presión de los pozos mencionados y de pozos vecinos a fin de determinar las propiedades del reservorio en la zona bajo estudio. La heterogeneidad vertical fue estimada en base a perfiles de pozos verticales de la zona y el valor promedio de la permeabilidad se normalizó con el objeto de ajustar el valor obtenido de los ensayos de restauración de presión. El estudio de conificación se basó en varias correlaciones disponibles en la literatura y en simulación numérica. Entre las conclusiones relevantes de este estudio está el poder predecir la conificación ante diferentes escenarios de producción, lo que permitió programar la optimización de la producción. Se concluye también que las correlaciones clásicas utilizadas para la predicción de conificación no son válidas para el caso en que las formaciones productivas tengan inclinaciones importantes con casquete de gas, como es el caso de los pozos horizontales del Yacimiento El Portón. El análisis de los ensayos de restauración de presión depende del conocimiento de la geometría afectada al área de drenaje del pozo, aunque los resultados obtenidos son coherentes para todos los pozos de la zona. Cabe mencionar que la interpretación de los ensayos de presión fue posible solamente al integrar la información proveniente de geología y simulación. La metodología desarrollada en este trabajo tiene como principal aplicación la operación óptima de los pozos horizontales bajo geometrías variadas.

Introducción

El yacimiento El Portón se encuentra sobre la Faja Plegada ubicada al Oeste de la Cuenca Neuquina, entre las provincias de Neuquén y Mendoza (figura 1). Está compuesto por un anticlinal elongado en dirección Norte-Sur, de unos 10 Km de largo por unos 2 Km. de ancho. La formación productora principal es el Mb. Troncoso Inferior, aunque en áreas importantes del yacimiento se ha observado un cuantioso aporte de parte del Mb. Chorreado Inferior. Ambas formaciones pueden considerarse esencialmente conectadas hidráulicamente [1]. El yacimiento está dividido en dos reservorios principales

desconectados hidráulicamente, uno al Norte y otro al Sur, separados por una falla de rumbo que corre en dirección SO-NE.

El pozo descubridor fue el EPn.x-1, perforado por YPF en Junio de 1989 y encontrando petróleo en el Mb. Troncoso Inferior de la Formación Huitrín. Este pozo fue puesto en producción en Enero de 1990. Posteriormente se perforaron los pozos exploratorios EPn.x-2 (Enero de 1990, gasífero), EPn.x-3 (Agosto de 1990, gasífero) y EPn.x-4 (Enero de 1992, petrolífero).

El desarrollo del yacimiento comenzó en la zona Sudoeste del yacimiento con la perforación de 7 pozos por parte de YPF hasta 1992, 6 de ellos petrolíferos y uno en agua. La acumulada de petróleo en estos pozos más los exploratorios mencionados anteriormente es en la actualidad de algo más de 1.350.000 m³, con una producción actual total de 330 m³/día y un GOR promedio de 480 m³/m³.

En 1992 se forma una UTE en la cual entra Astra CAPSA como operador, continuándose con el desarrollo del yacimiento. Se han perforado hasta la fecha 12 pozos adicionales, 5 de los cuales fueron posteriormente desviados u horizontalizados. El yacimiento tiene 6 pozos horizontales, todos productores de petróleo. La acumulada de petróleo en los pozos de la UTE es a la fecha de algo más de 1.860.000 m³, con una producción de petróleo actual total de 770 m³/día y un GOR promedio de 140 m³/m³.

Dos pozos horizontales ubicados en la escama Sudeste del yacimiento El Portón son objeto de estudio en este trabajo: el pozo EPn.1004h, de 218 m horizontales abiertos, y el pozo EPn.1011h, de 1059 m horizontales, también sin entubar. El contacto agua/petróleo, estimado de mediciones realizadas en el sondeo vecino EPn.a-1002, se encuentra en 740 mbnm. El contacto gas/petróleo original se encontraba a 520 mbnm, pero ha ido avanzando hasta su posición presente de aproximadamente 635 mbnm. Los pozos navegan a una profundidad media de 715 mbnm, con desviaciones de unos 5 m respecto a la horizontal, por lo que se encuentran ahora entonces a unos 25 m del contacto agua petróleo y a unos 80 m del contacto gas/petróleo.

La producción actual en estos pozos es de 180 m³/día para el EPn.1011h y de 110 m³/día para el EPn.1004h. Los ensayos de producción mostraron que el índice de productividad es de más de 90 para el pozo EPn.1011h y de aproximadamente 30 para el pozo EPn.1004h. Esto hace que el potencial de aumento del caudal sea importante, a excepción del riesgo de conificación de agua y/o gas, que se estudia en este trabajo.

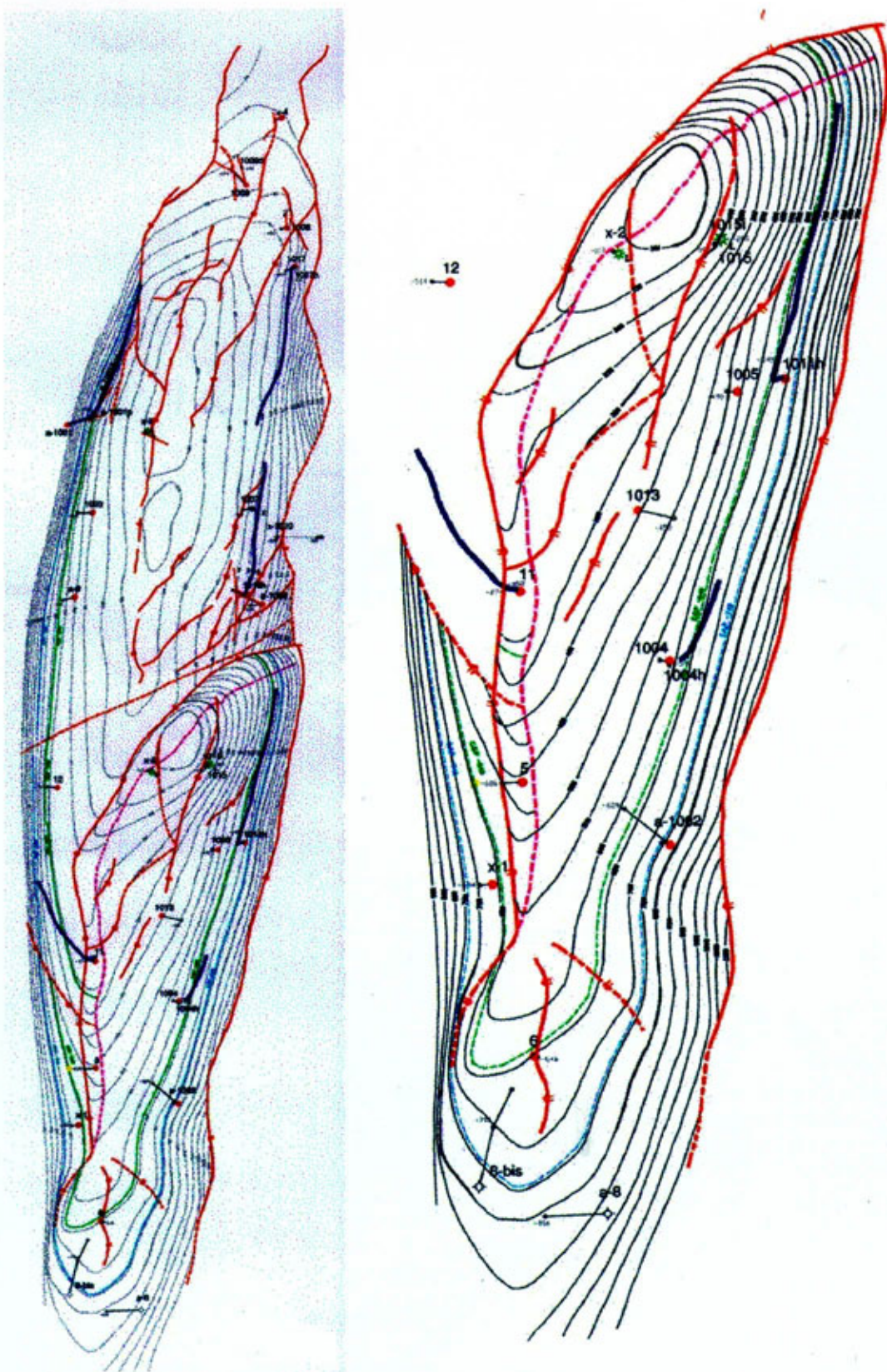


Figura 1: Mapa estructural del tope del Mb. Troncoso Inferior para el yacimiento El Portón (izquierda) y ampliación de la escama Sudeste (derecha)

Pozos Horizontales: geometría y evaluación dinámica mediante ensayos de presión

En esta sección se presenta la geometría pozo-reservorio así como la evaluación dinámica de la zona de drenaje asociada a los pozos mediante ensayos de presión. Se consideraron dos pozos horizontales (Epn.1011h y Epn.1004h) y uno vertical (Epn.12) a efectos de comparación.

Pozo Epn.1011h

El pozo horizontal EPn.10011h está situado en la Escama Sudeste del yacimiento El Portón. Fue puesto en producción el 15 de Enero de 1996. El pozo tiene una longitud abierta a la formación de 1059 m, a lo largo de la cual el pozo tiene una profundidad que oscila entre los 712 y 716 mbnm navegando por la zona porosa del Mb. Troncoso Inferior. En la Escama Sudeste de El Portón existen varios sondeos, por lo que la geometría se conoce con bastante precisión. En el pozo EPn.1011h los buzamientos del Mb. Troncoso Inferior van desde los 40° al comienzo del tramo abierto del pozo hasta 45° al final. El espesor real del Mb. Troncoso Inferior, zona limpia, es de unos 37 m, y el del sucio de aproximadamente 17 m (medidos en el sondeo EPn.1005), resultando el espesor útil de unos 40 m usando un *cutoff* de 10 % [2]. La figura 2 presenta un corte que representa la geometría pozo reservorio.

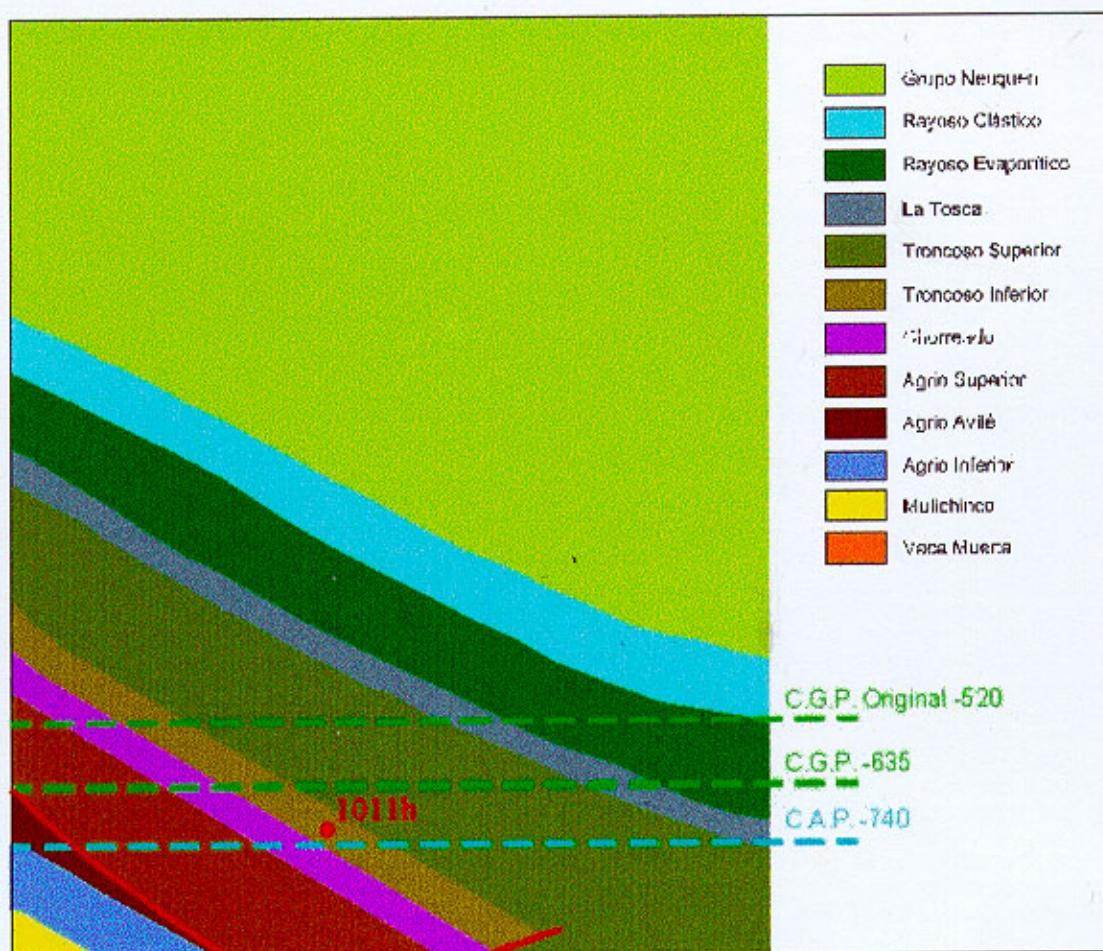


Figura 2: Esquema de la geometría del pozo EPn.1011h

El pozo fue objeto de ensayos de presión y producción a fin de obtener la presión de la formación así como los parámetros de reservorio que servirán de datos de entrada en el estudio de simulación numérica del yacimiento. A continuación se presenta evaluación del ensayo de presión.

El ensayo de presión fue del tipo multirate seguido de un periodo de restauración. La secuencia de eventos se muestra en la figura 3.

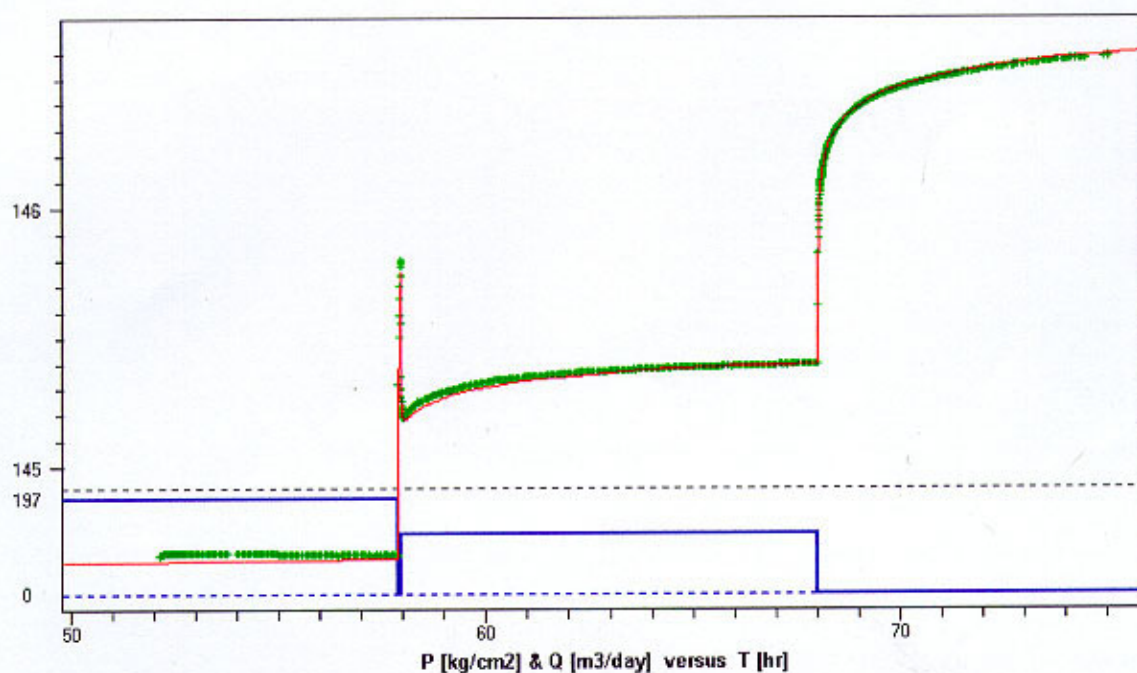


Figura 3: Secuencia de eventos del ensayo de presión y producción y solución obtenida del análisis del periodo de cierre mediante modelo de reservorio

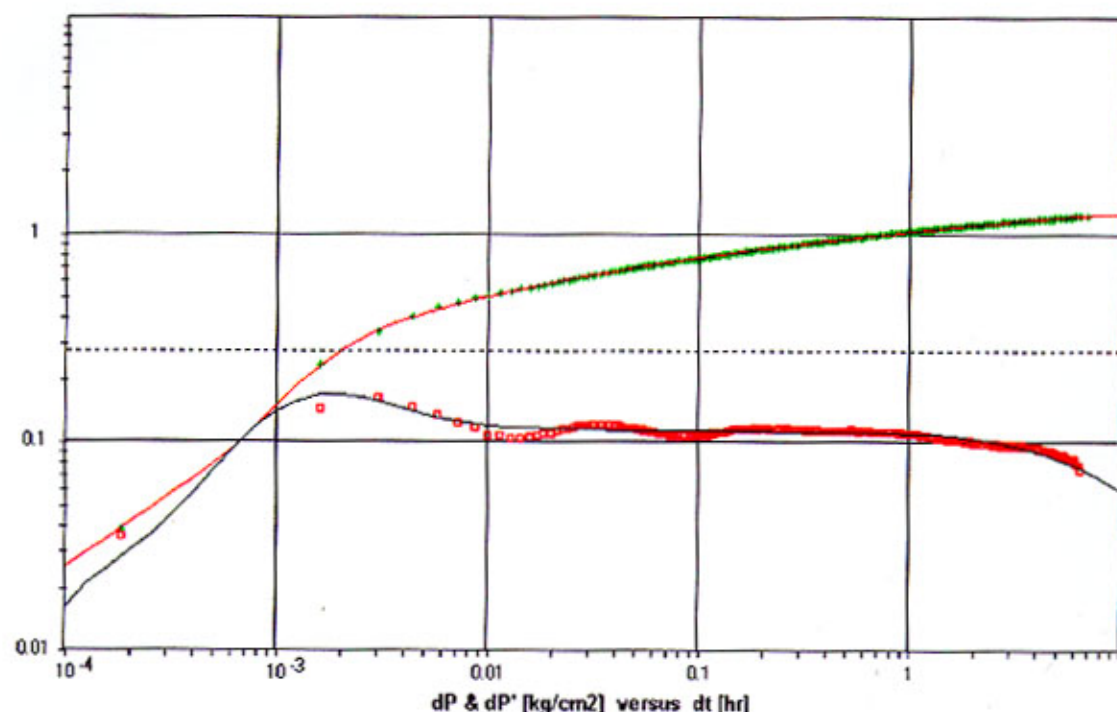


Figura 4: respuesta de la presión transiente durante el periodo de restauración y solución obtenida mediante aplicación modelo de reservorio

Se efectuó análisis del periodo de restauración de presión. El gráfico de diagnostico tipo log-log, que muestra la conducta de la presión transiente y su derivativa, se muestra en la figura 4. Igualmente se presenta la solución obtenida mediante el análisis de los datos

Como se puede apreciar en la Figura 4, luego de los efectos de almacenamiento de pozo hay un periodo de estabilización de la derivativa indicativo de un régimen de flujo tipo radial seguido por tendencia a la estabilización de la presión lo cual es pronunciado ya al final del periodo de cierre.

Del ajuste de los datos con modelo de pozo horizontal se obtienen los parámetros de reservorio y heterogeneidades: permeabilidad horizontal de 189 md, relación de permeabilidad vertical a horizontal de 0.01, Presión inicial 146.6 Kg/cm², y dos fallas paralelas, una a presión constante localizada a 139 metros y una sellante a 743 metros, que al integrar información de geología y de producción de yacimiento representarían el contacto gas/petróleo, y un posible límite natural del reservorio.

Pozo Epn.1004h

El pozo EPN.1004h es una horizontalización del pozo original EPN.1004. Está situado también en la Escama Sudeste del yacimiento El Portón. El pozo tiene una longitud abierta a la formación de 208 m, a lo largo de la cual el pozo tiene una profundidad que oscila entre los 714 y 717 mbnm dentro de la zona limpia de las arenas del Mb. Troncoso Inferior. En el pozo EPN.1004h los buzamientos del Mb. Troncoso Inferior van desde los 30° al comienzo del tramo abierto del pozo hasta 40° al final. El espesor del Mb. Troncoso Inferior, zona limpia, es de unos 35 m, y el del sucio de aproximadamente 16 m. Los

espesores útiles, con *cutoff* de 10 % para el limpio y de 8 % para el sucio son respectivamente de 32 m y 3 m [2].

El pozo fue objeto de un ensayo de presión de tipo *multirate* seguido de periodo de restauración al igual que el pozo Epn.1011h. La figura 5 muestra la secuencia de eventos para el ensayo.

Se efectuó el análisis del periodo de cierre. La figura 6 muestra la conducta de la presión transiente y su derivativa como diagnostico inicial en la identificación de modelos de reservorio para el ajuste de los datos. Igualmente se presenta la solución obtenida mediante el uso de modelo de pozo horizontal.

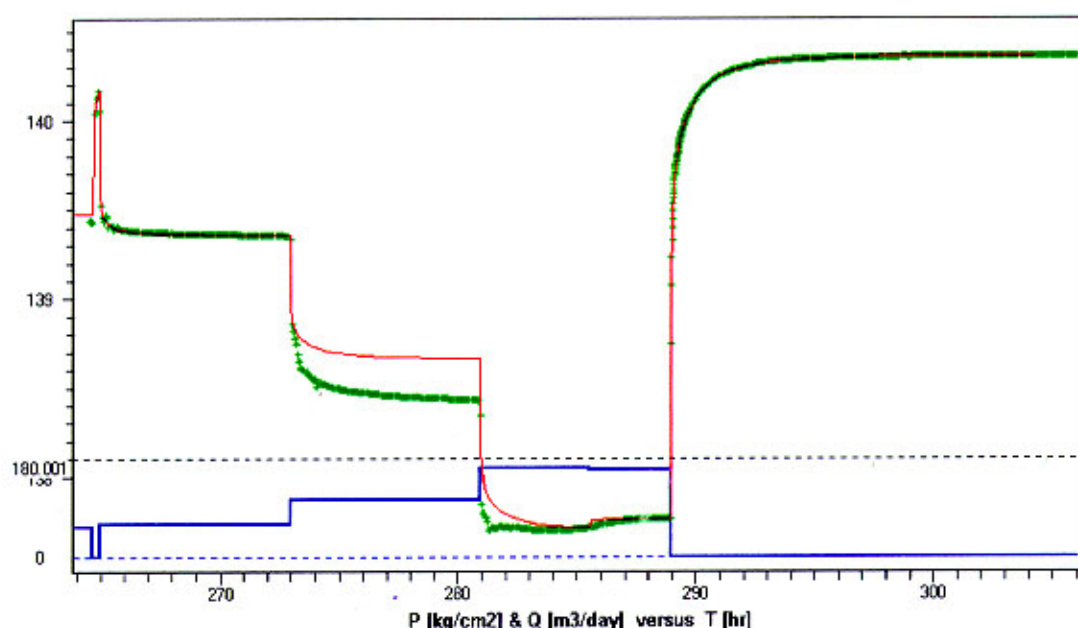


Figura 5: Secuencia de eventos para el ensayo de presión efectuado en el pozo 1004. La solución obtenida del análisis de los datos se muestra con línea continua.

Como se puede apreciar en la figura 6, luego del periodo de almacenamiento de presión así como transición, se observa un periodo de flujo radial seguido por una tendencia al mantenimiento de la presión. Al igual que en el caso del pozo Epn.1011h al integrar información de geología y datos de campo se podría inferir que el mantenimiento de la presión se debe a la presencia de los contactos de agua y petróleo. Del ajuste con el modelo de reservorio se obtuvieron los parámetros de reservorio y heterogeneidades: presión extrapolada de 140.3 Kg/cm², permeabilidad de 306 md, relación de permeabilidad vertical a horizontal de 0.06 (anisotropía). Las heterogeneidades en este caso son dos fallas paralelas de presión constante localizadas a 104 metros y 138 metros respectivamente y representan los contactos gas/petróleo y agua/petróleo. Es de hacer notar que en este pozo se observó un leve aumento de la producción de agua, actualmente de aproximadamente el 10 %, lo que induce a pensar en la existencia de un mantenimiento de presión por entrada leve de agua en el reservorio en esta zona.

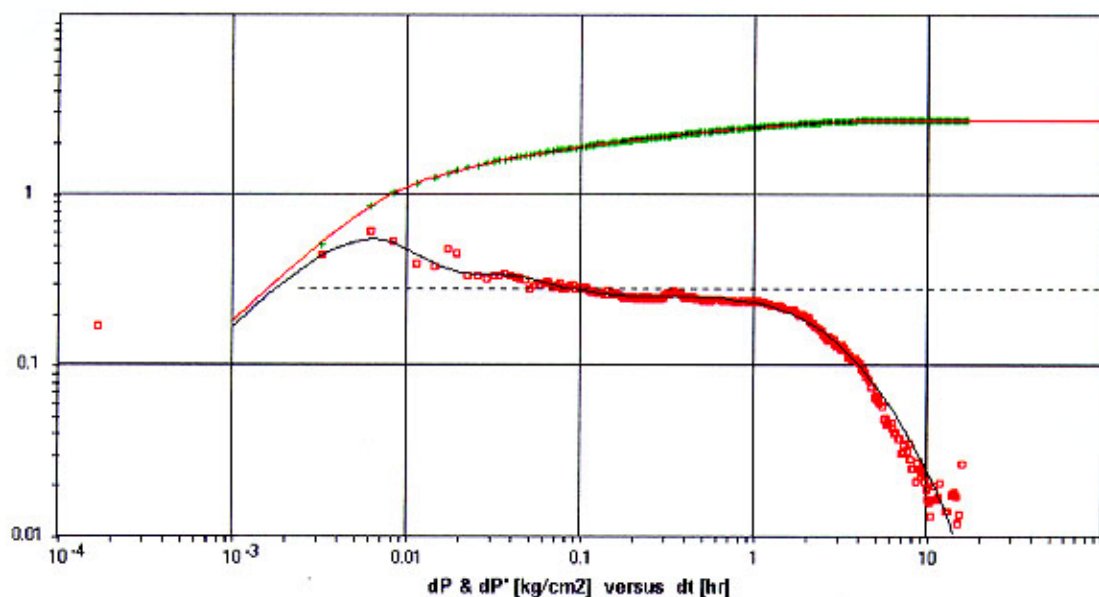


Figura 6: Respuesta del transiente de presión durante el período de cierre. La solución obtenida mediante modelo de reservorio se muestra en líneas continuas.

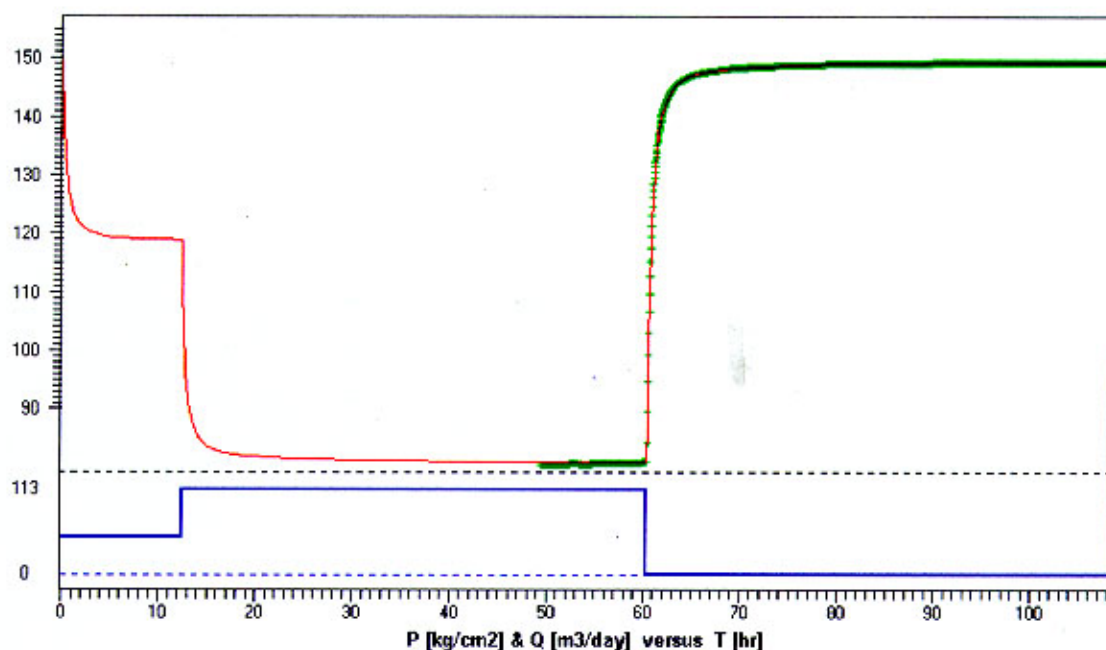


Figura 7: secuencia de eventos y simulación del ensayo efectuado en pozo vertical

Para finalizar la evaluación dinámica mediante ensayos de presión y con el fin de comparar la conducta de la presión transiente así como los diferentes regímenes de flujo de los pozos horizontales con uno vertical en el sentido de que este se dirige verticalmente por la capa y no horizontalmente como en el caso de los dos pozos tratados anteriormente presentamos la secuencia de eventos del ensayo efectuado en el pozo Epn.12 (tope).

Como se puede apreciar en la figura 7, la secuencia de eventos consiste en dos periodos de flujo y un periodo de cierre. Asimismo aparece el ajuste obtenido de la historia del ensayo mediante el modelo de reservorio, que en este caso es un modelo homogéneo con penetración parcial y heterogeneidad tipo de falla a presión constante. En la figura 8 se muestra la respuesta de la conducta de la presión transiente y su derivativa así como la solución obtenida mediante el ajuste con el modelo de reservorio. Del ajuste se pudieron obtener los parámetros de reservorio y heterogeneidades. La permeabilidad horizontal resultó ser de 59 md, la presión extrapolada de 148.8 kg/cm², la anisotropía de 0.006 y el pozo presentó efectos de penetración parcial y un daño total de 11, de los cuales 6 son debidos a daño de formación. La permeabilidad en esta zona (Sudoeste del yacimiento) es usualmente menor que en la zona Este, donde se ubican los dos pozos horizontales en estudio. La heterogeneidad en este caso se modeló como una falla a presión constante y localizada a 72 metros. Con base a la integración de información proveniente de geología y datos de campo se infiere que esta falla de presión constante representa el contacto gas/petróleo. Al momento del ensayo no había indicaciones de una posible conificación por gas, pero al cabo de unos meses de producción esto fue evidente puesto que la producción se tornó de petróleo a gas.

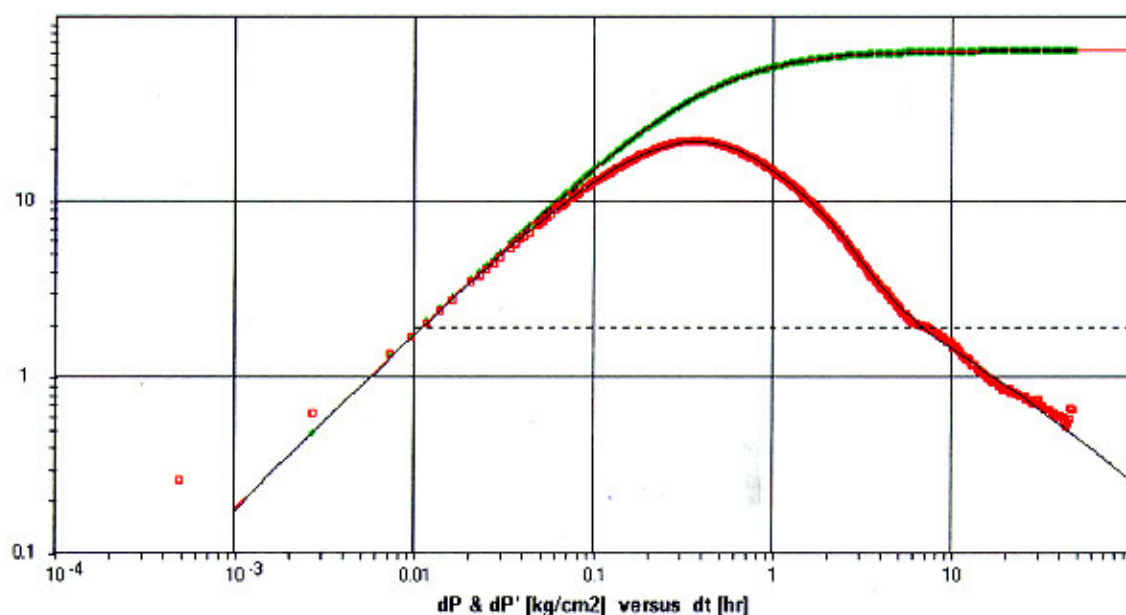


Figura 8: Respuesta del transiente de presión y simulación de la misma mediante modelo de reservorio: pozo vertical, con efecto de penetración parcial. Mantenimiento de presión asociado a falla de presión constante la cual se interpreta como el contacto de gas

Al comparar la conducta mostrada por la presión transiente con los casos anteriores hay como factor común el mantenimiento de presión, sin embargo no es posible identificar periodo de flujo radial en este caso puesto que el pozo estaba dañado al momento del ensayo, lo que junto con el efecto de almacenamiento de pozo enmascara al régimen de flujo radial.

Interpretación de los ensayos: control de calidad

Aunque en la actualidad se dispone tanto de modelos así como de experiencia en la interpretación de pozos horizontales [3], [4], son muchos los casos en donde los resultados obtenidos están sujetos a discusión [5], [6]. La medición de la presión mediante probador de formación a lo largo del pozo horizontal muestra variaciones significantes, según ejemplo de campo presentado en la referencia [7]. Este efecto puede influir en la conducta mostrada por la presión transiente durante una restauración de presión, puesto que cabe esperar un periodo de estabilización debido a las diferencias laterales de la presión, es decir como un efecto multicapa. Un aspecto relevante en el aporte que puedan dar los ensayos en la evaluación de la conificación es la del monitoreo del avance de los contactos en función del tiempo de producción. Por ejemplo se puede verificar los resultados que predice el simulador en cuanto a la posición de el contacto agua petróleo o gas petróleo. Claro está que se debe complementar la información obtenida del ensayo, en este caso, la distancia de las fallas de presión constante mediante pozos de sondeo. En el caso del Portón no se disponen de ensayos tipo monitoreo, es decir el mismo tipo de ensayo pero efectuado en forma periódica. Igualmente, cabe mencionar que los resultados obtenidos del análisis de los ensayos presentados en la sección anterior deben de ser considerados cualitativos o validos para el caso de que la capa no tenga buzamineto y que los contacto de agua y/o gas se pueden representar como heterogeneidades laterales tipo fallas de mantenimiento de presión o sellantes (asumiendo una movilidad agua petróleo unitaria). Sin embargo es sorprendente el poder identificar regímenes de flujo tipo radial así como mantenimiento de presión lo que motiva a concluir, basados en la característica dinámica del área de drenaje y al hecho de tener un pozo horizontal, que el primer flujo radial estaría asociado con el plano perpendicular al pozo y el mantenimiento de presión es debido a los contactos de gas y/o agua los cuales no permiten observar el régimen de flujo tipo semi-radial asociado a toda el área de drenaje.

Estudio de la conificación

En esta sección se presenta estudio de conificación mediante el uso de simulación numérica, así como las limitaciones de los métodos analíticos usados en la evaluación de la conificación en pozos horizontales para el caso de los pozos del Portón. Existen en la literatura varios métodos analíticos y métodos basados en simulaciones numéricas para predecir el caudal crítico de producción al cual se comenzará a producir agua o gas [8]. A modo de ejemplo se aplicaron tres métodos analíticos para el estudio de conificación: los métodos de Chaperon [9], Karcher et al. [10], y el método de Efros. A continuación se presentan las ecuaciones en que están basados los distintos métodos:

Método de Chaperon

Chaperon estudia la conificación de agua o gas en un medio homogéneo anisotrópico. Aunque la geometría estudiada por Chaperon está pensada para pozos

horizontales en reservorios con buzamiento pequeño, el cálculo se muestra para tener una idea del valor que predicen las fórmulas de uso clásico en éste tipo de evaluaciones. La fórmula de Chaperon para el caudal crítico de petróleo más allá del cual se produce conificación se expresa:

$$q_c = 8.366 \cdot 10^{-4} \frac{L}{X_A} (\Delta \rho h) \frac{k_h h}{\mu} \frac{F}{B_o} \quad (1)$$

donde F es aproximadamente 4 en nuestro caso.

Método de Karcher et al.

El método de Karcher et al. utiliza la fórmula:

$$q_c = \frac{k_h L}{\mu B_o} \Delta \rho g \frac{h^2}{X_A} \left[1 - \left(\frac{h}{X_A} \right)^2 \frac{1}{6} \right] \quad (2)$$

con todas las variables en el sistema MKS.

Método de Efros

El método de Efros está descrito en el trabajo de Karcher et al.. La ecuación que predice el caudal crítico de petróleo es

$$q_c = \frac{k_h L}{\mu B_o} \Delta \rho g h^2 \frac{1}{X_A + \sqrt{X_A^2 + h^2/3}} \quad (3)$$

La aplicación de los métodos para el caso de los pozos Epn.1004h y Epn.1011h predice los caudales críticos que aparecen en la tabla 1.

Método	Pozo Epn.1011h (Q_{cr} , m ³ /d)	Pozo Epn.1004h (Q_{cr} , m ³ /d)
Chaperon	1730	797
Karcher	330	196
Efros	195	123

Tabla 1: Caudales críticos de conificación para las diferentes correlaciones evaluadas.

Basados en los resultados de la tabla 1 se puede inferir que la predicción del caudal crítico para cualquiera de los pozos con los distintos métodos arroja valores los cuales son muy diferentes dependiendo del método usado. La gran diferencia entre estos valores se debe a que los modelos tienen hipótesis de trabajo diferentes, ninguna de las cuales se ajusta con precisión a la realidad de los pozos Epn.1011h y Epn.1004h. En particular la

hipótesis de medio homogéneo usada por todos los métodos los hace poco confiables a la hora de decidir a que caudal producir un pozo si se quiere minimizar la producción de agua. Por estas razones se decidió desarrollar un modelo de simulación numérica a fin de predecir la conificación de agua. Debido a limitaciones de espacio, el estudio efectuado para el pozo Epn.1004h [11] no se presenta en este artículo, mostrando los detalles de cálculo para el pozo Epn.1011h. El modelo de simulación utiliza las siguientes hipótesis y datos:

- La geometría del reservorio en la zona cercana al pozo EPN.1011h se obtuvo de los mapas estructurales aceptados a la fecha.
- Se digitalizó la trayectoria real del pozo, la que viaja por el limpio del Mb. Troncoso Inferior en su longitud abierta.
- Se dividió el Mb. Troncoso en 20 zonas verticales con diferente porosidad y permeabilidad para correlacionar las zonas de alta y baja transmisibilidad observadas en toda la Escama Sudeste de El Portón.
- Se utilizaron permeabilidades relativas y curva de presión capilar para el sistema agua/aire del pozo EPN.a-1007, cercano a los pozos en cuestión. Se escogió una curva de permeabilidad relativa y presión capilar con propiedades parecidas a las de las propiedades medias en la zona del pozo EPN.1011h.
- Se definió el área de drenaje en un entorno de la longitud del pozo EPN.1011h considerando que el pozo puede drenar unos 100 m adicionales a lo largo del pozo hacia el lado del pozo EPN.1005 y 100 m hacia el Noreste, de acuerdo a lo aceptado normalmente en la literatura para pozos horizontales [12]. De esta forma las reservas recuperables se estiman por volumetría en unos 600.000 m⁵ de petróleo.
- Se discretizó el área de drenaje con una grilla de 42x20x26 nodos, con una discretización considerablemente más fina cerca del pozo, ver figuras 9 y 10.
- Se colocó un inyector de gas en lo alto del ‘reservorio’ de forma de mantener la presión durante la corrida y así simular condiciones realistas de drenaje.
- Para lograr una presión uniforme en el gas lejos del pozo se utilizó una hilera de bloques de simulación con permeabilidad muy grande (1000 md).
- El GOR máximo permitido es de 200 m³/m³, más allá del cual se reduce el caudal al 90 % del valor anterior.

La figura 11 muestra la formación de un cono de agua típico, luego de producir 200000 m³ de petróleo. Nótese que debido a lo heterogéneo de la geometría la forma del cono está orientada hacia la capa de mayor transmisibilidad. En la formación del “cono” de gas esto es aun más evidente, aunque la grilla sobre el gas es algo gruesa y no debe usarse para predecir condiciones de conificación de gas.

En la figura 12 se muestra la evolución del corte de agua para los casos de producción con caudales iniciales de 165, 330 y 500 m³/día. Se observa que el aumento del corte de agua es más notorio al producir a mayor caudal, pero se mantiene dentro de valores bajos aun luego de altas producciones acumuladas.

Los casos fueron corridos considerando que el agua se encuentra a 745 mbnm de forma de que la producción de agua no resultase irrealmente grande a caudales bajos y en las condiciones iniciales, donde el corte de agua da también distinto de cero. Esto tiende a

cancelar el efecto de la difusión numérica causada por el tamaño finito de las celdas en la producción de agua.

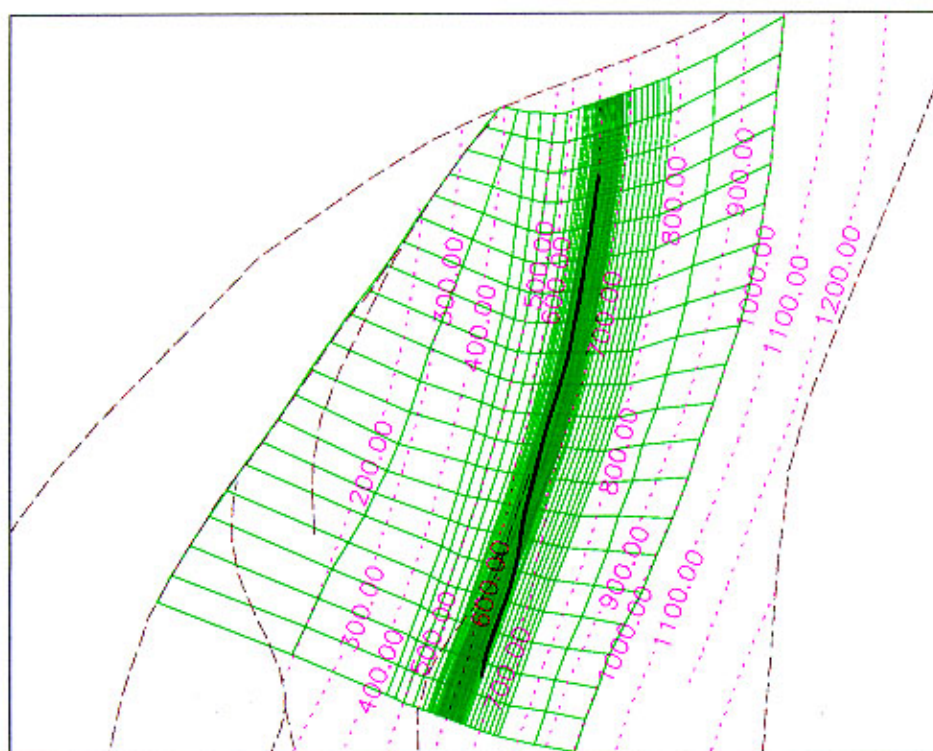


Figura 9: Grilla de simulación. Se muestra la trayectoria del pozo EPN.1011h.

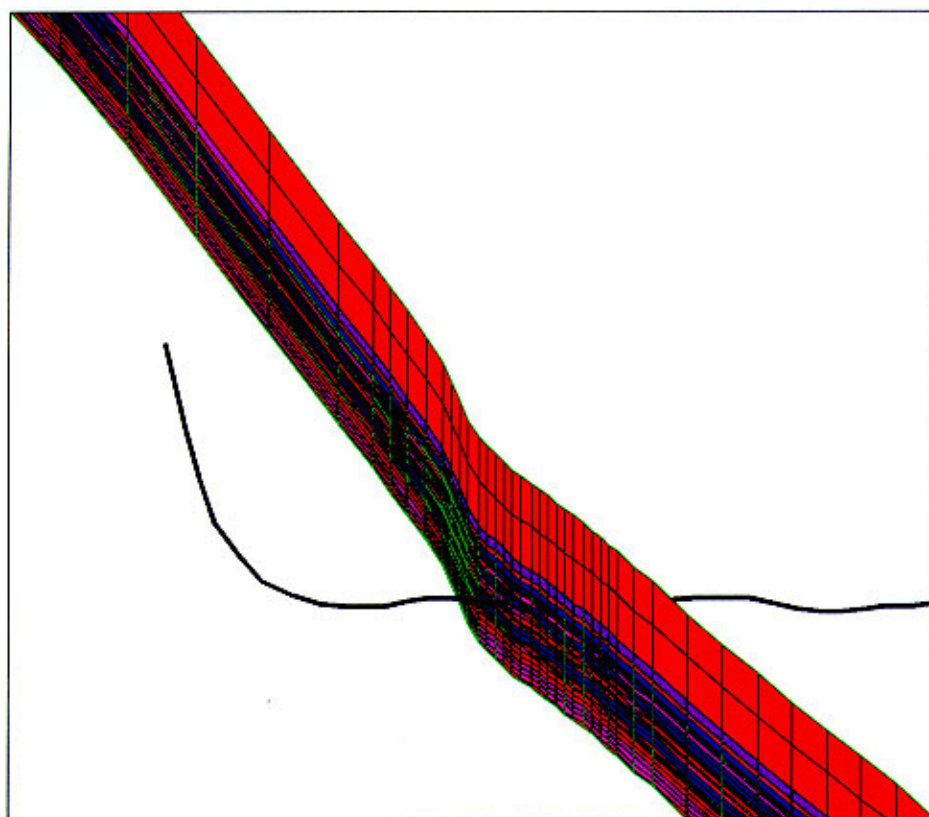


Figura 10: Corte de la grilla de simulación y contornos de porosidad. La porosidad aumenta de rojo a azul.

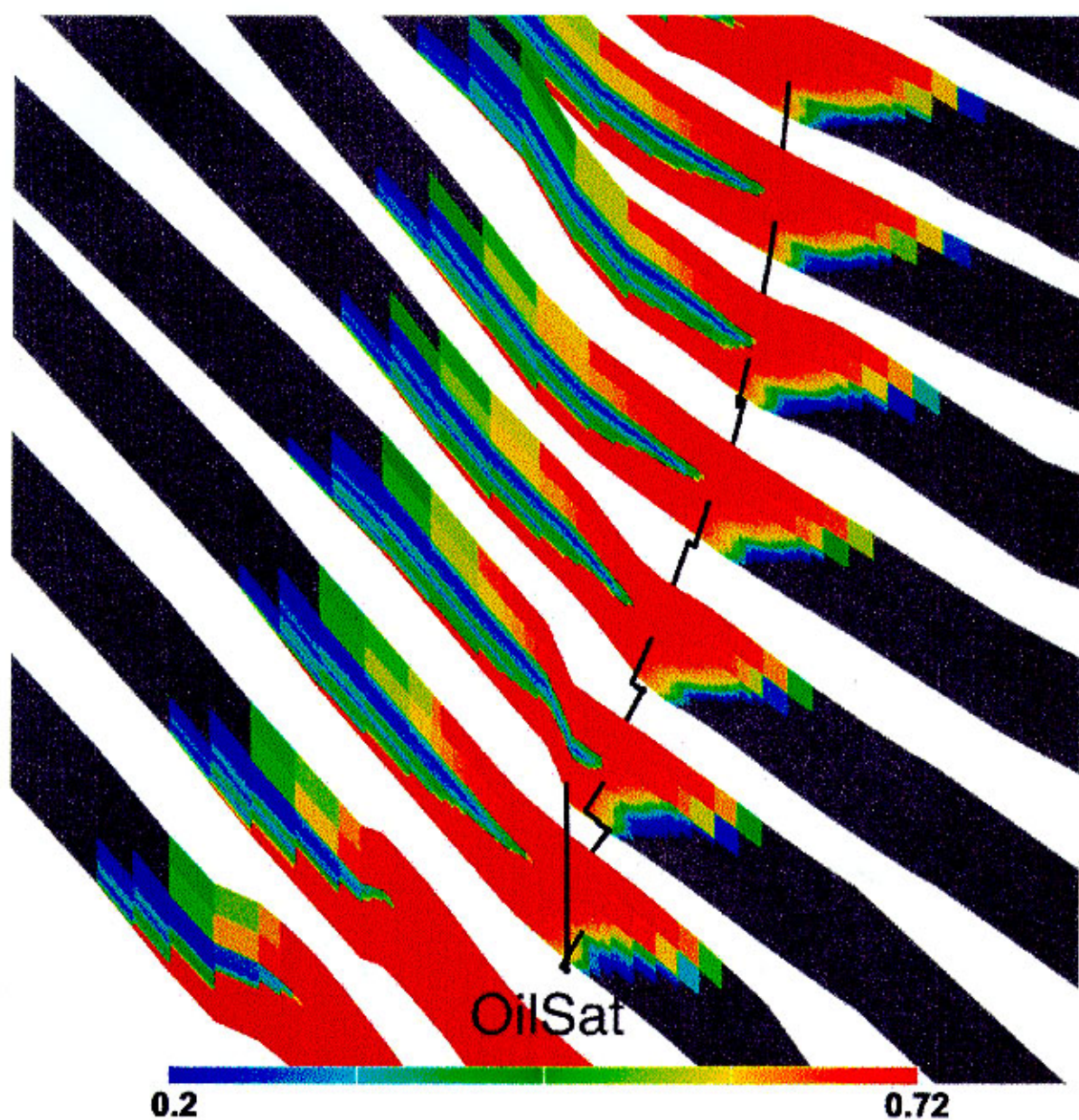


Figura 11: Saturación de petróleo luego de producir unos 200000 m³ de petróleo en cortes Oeste-Este de la estructura productiva. Se muestra la trayectoria discretizada del pozo EPN.1011h. Se observa claramente la deformación del contacto agua/petróleo formando conos que se acercan al pozo. También es claro el avance del gas a lo largo de las capas más permeables de la formación. Las zonas grises corresponden a agua o gas donde la saturación inicial de petróleo es cero.

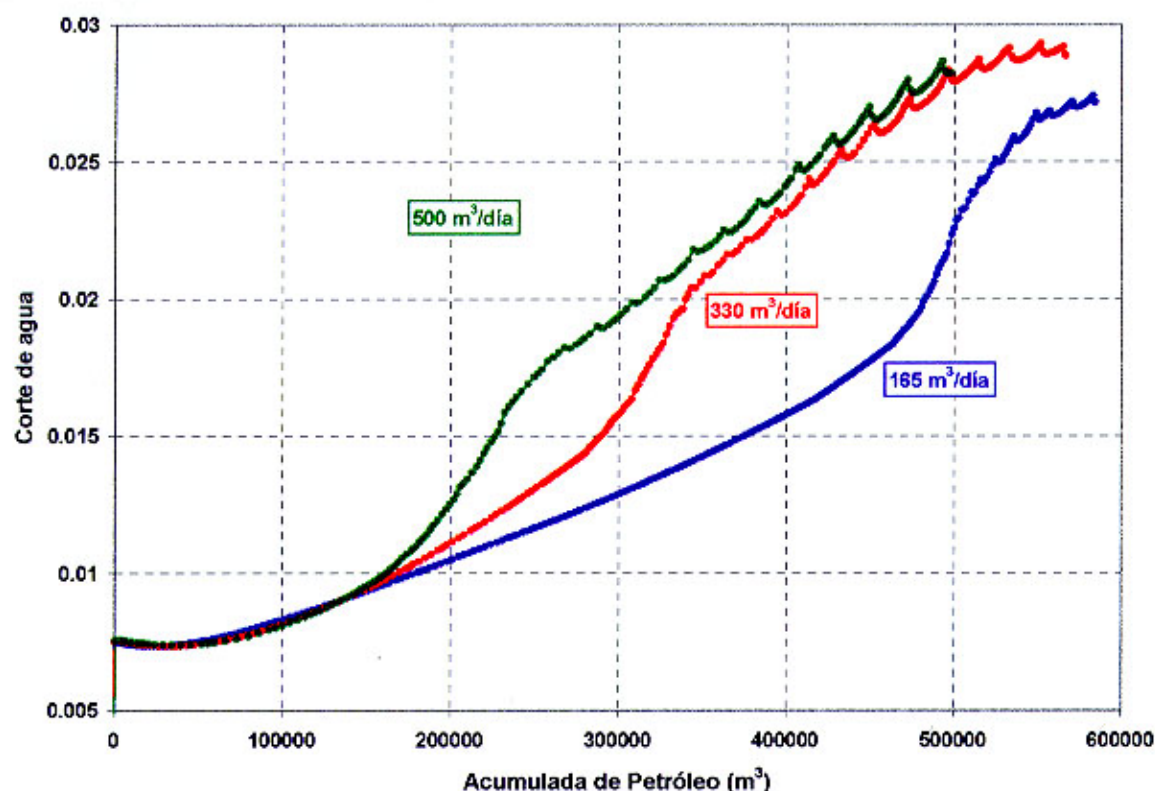


Figura 12: Evolución del corte de agua en función de la producción acumulada de petróleo para distintas producciones iniciales.

La figura 13 muestra la evolución de los caudales de producción de petróleo y el GOR para producciones iniciales de 165, 330 y 500 m³/día, en función de la producción acumulada. Es claro que un aumento del caudal de petróleo trae aparejado un aumento del GOR más temprano, pero dentro de límites manejables. Por ejemplo, a un caudal de producción de 330 m³/día el aumento del GOR comienza aproximadamente para una acumulada de 300,000 m³ de petróleo, pero una reducción del caudal permite mantener la producción de gas dentro de valores menores a 200 m³/m³.

La figura 14 muestra el adelantamiento de la producción provocado por los aumentos de caudal propuestos. Se ve que para acumular 500,000 m³ se necesitan unos 8.3 años para un caudal inicial de 165 m³/día, de 5.9 años para 330 m³/día y de 5.4 años para 500 m³/día.

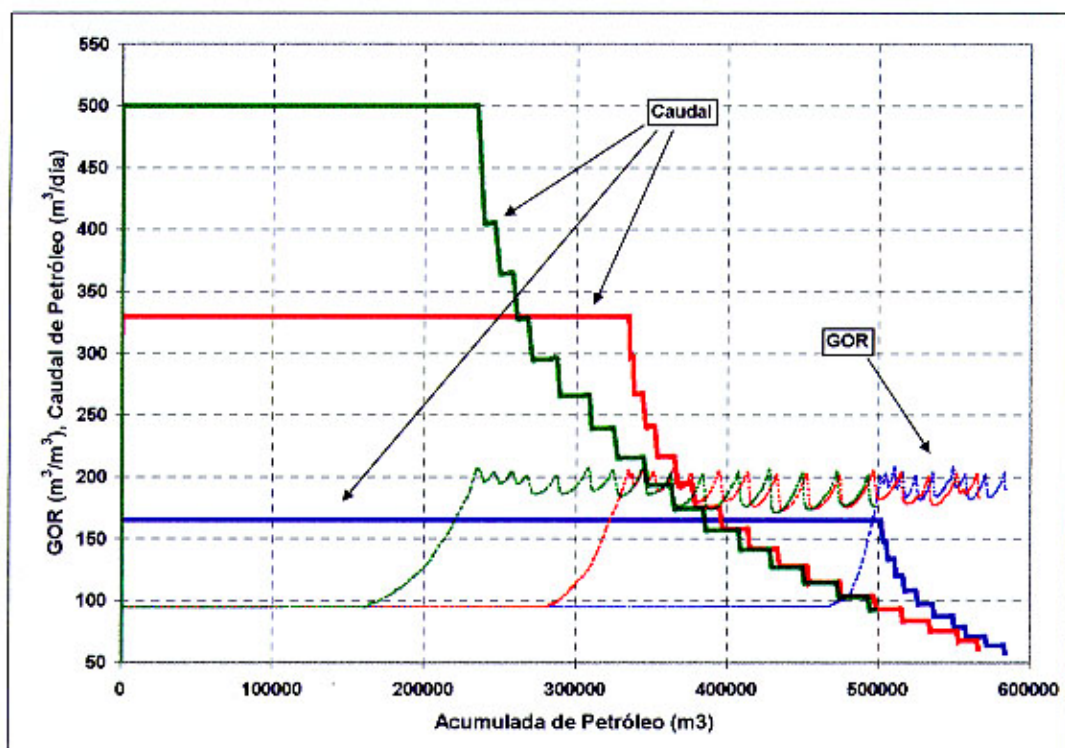


Figura 13: Evolución del caudal de petróleo en función de la producción acumulada.

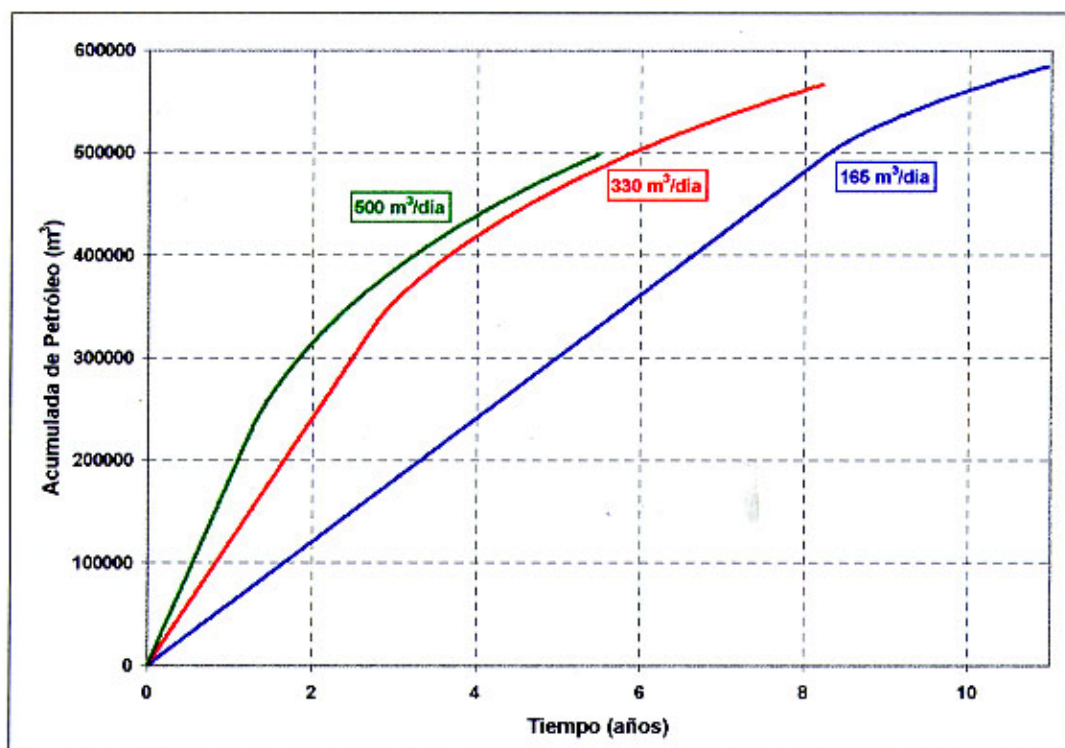


Figura 14: Producción acumulada de petróleo en función del tiempo para los casos estudiados.

Optimización de la Producción

Con base a los resultados obtenidos mediante la aplicación de simulación numérica se puede predecir el efecto de la conificación del agua en la vida productiva del pozo con miras a un aumento de la producción, de acuerdo a las pautas que impongan cuestiones de equipamiento de superficie y manejo del reservorio. La capacidad de separación de agua y/o gas, de reinyección de gas, etc. imponen condiciones de contorno para la operación del pozo, en particular para los caudales de agua y gas. De igual modo, el manejo global del reservorio impondrá condiciones sobre cada uno de sus pozos productores, sobre todo en condiciones en las cuales existan operaciones de recuperación secundaria.

En las condiciones actuales de historia de producción del pozo EPn.1011h, con 200000 m³ de producción de petróleo acumulada, un aumento de la producción a 500 m³/día resultaría en un aumento inmediato del GOR, lo cual podría resultar peligroso para la integridad del pozo (ver figura 13). Controlando el caudal para evitar un aumento desmedido del GOR causa que el adelanto de producción se vea limitado respecto al caso de 330 m³/día, tal como muestra la figura 14. Contrariamente, un aumento del caudal a 330 m³/día podría mantenerse durante un tiempo largo, hasta llegar a unos 350000 m³ de producción acumulada (por unos 15 meses).

En todo caso el corte de agua debería ser inferior al 3 %, a menos que exista un empuje de agua que no se ha manifestado de ninguna manera hasta el presente en la zona.. Cortes de agua mayores podrían resultar en una caída de la presión antes de orificio que harían necesario un aumento del GOR para alivianar la columna de fluido en el *tubing*, o emplear una instalación de *gas lift*. Tal aumento del GOR puede ser resultante de la canalización desde el casquete de gas o de la producción del gas liberado al bajar la presión del reservorio. Esto último debería producir aumentos suaves en el GOR que no indican canalización y que no disminuyen al bajar el caudal.

Como resultado de este estudio se recomendó un aumento paulatino del caudal hasta alcanzar los 330 m³/día, con monitoreo permanente del comportamiento del pozo. En este sentido el efectuar ensayos de presión es altamente conveniente. Este monitoreo y la precaución en el aumento de la producción son importantes para evitar imprevistos que pudieran causar algún daño irreversible al pozo.

Conclusiones

Con base al estudio efectuado en este trabajo las siguientes conclusiones son validas:

- Se evaluaron los ensayos de restauración de presión de dos pozos horizontales y uno vertical a fin de determinar los parámetros dinámicos del reservorio en la zona bajo estudio.
- La interpretación de los ensayos de presión fue posible solamente al integrar la información proveniente de geología, datos de campo y simulación. El no disponer de ensayos tipo monitoreo es una limitante en el aporte al estudio y evaluación de la conificación.
- las correlaciones clásicas utilizadas para la predicción de conificación están limitadas para el caso de geometrías complejas como es el caso de los pozos horizontales del Yacimiento El Portón.
- La simulación numérica fue el método que permitió predecir la conificación ante diferentes escenarios de producción, lo que permite a su vez optimizar la producción.

- La metodología desarrollada en este trabajo tiene como principal aplicación la operación óptima de los pozos horizontales bajo geometrías con alto buzamiento y casquete de gas.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Astra CAPSA por permitir la publicación del presente trabajo

Referencias

- [1] "Estudio de las Conexiones Hidráulicas al Sur de El Portón", informe Astra-ETMA Cuenca Neuquina (Mayo 1999)
- [2] G. Moroder y J. Buzzini, "Cálculo de Espesores Útiles, Porosidades y Saturaciones de Agua Promedio para el Mbro. Troncoso Inferior del Yacimiento El Portón", informe de Astra E&P n° 281, (Dic. 1993)
- [3] F.J.Kuchuk, P.A. Goode, D.J. Wilkinson, and R.K.M. Thambynayagam, " Pressure-Transient Behavior of Horizontal Wells With and Without Gas Cap or Aquifer. SPE 17413, SPE California Regional Meeting, Long Beach, March 23-25 (1988)
- [4] Babu, D. K., and Odeh, A.S.. "Transient flow behavior of horizontal wells: Pressure Drawdown and Build up analysis. Paper SPE 18802 (1990)
- [5] Michael J. Economides et al: Petroleum Production Systems. Capitulo 11. Prencite Hall Petroleum Engineering Series. (1994)
- [6] R.J.Silva, M. Ramones, J.R. Cabrera y G. Da Prat: "Interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales: ejemplos de campo". Artículo publicado por la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (1993)
- [7] Chauvel, Y. L., and Oosthock, P., "Production logging in Horizontal Wells: applications and experience to date". Paper SPE 21094 (1990)
- [8] A. L. S.Souza, S. Arbabi y K. Aziz, "A Practical Procedure to Predict Cresting Behavior in Horizontal Wells", paper SPE 39063 (1997)
- [9] I. Chaperon, "Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates", paper SPE 15377 (1986)
- [10] B. J. Karcher, F. M. Giger and J. Combe, "Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior", paper SPE 15430 (1986)
- [11] "Propuesta de Aumento del Caudal de Petróleo en el Pozo EPn.1004h", Informe Astra-ETMA Cuenca Neuquina, Junio de 1999.
- [12] S. Joshi, "Horizontal Well Technology", PennWell Pub. Co. (1991)