

Flujo de trabajo dinámico para diagnosticar yacimientos. Una herramienta de análisis para clasificar las pérdidas de producción y las oportunidades de explotación

Aarón Medina Ramírez
aaron.medina@pemex.com

Jorge Enrique Paredes Enciso
jorge.enrique.paredes@pemex.com

Gerardo Echávez Ross
gerardo.echavez@pemex.com

Rafael Pérez Herrera
rafael.perez@pemex.com

Luis Manuel Perera Pérez
Pemex

Carlos Alberto Rodney Martínez
Orbit

Información del artículo: recibido: noviembre de 2016-aceptado: febrero de 2017

Resumen

La metodología propuesta busca ser una herramienta complementaria para diagnosticar el comportamiento dinámico del yacimiento y optimizar su administración. El flujo de trabajo propuesto se basa en el principio fundamental de que la pérdida de producción está gobernada por tres factores: pérdida de energía en el yacimiento, incremento en la producción de agua de formación y en la irrupción del gas asociado. Con la metodología propuesta es posible determinar entre otras cosas: eficiencia de producción, ritmo de agotamiento, clasificación del yacimiento de acuerdo al fluido invasivo y las expansiones del sistema.

Este trabajo se aplicó con éxito a 15 campos en el sur de México. Los campos examinados tienen un amplio rango de diferentes condiciones petrofísicas, geológicas, de tipo fluido, yacimiento (saturado o no saturado) y diferentes estrategias operativas. Esto permite una herramienta versátil, que puede adaptarse a cualquier tipo de yacimiento, independientemente de su estado geológico (carbonatos, arenas y yacimientos naturalmente fracturados) o dinámico (aceites negro y volátil, gas y condensado, entre otros).

Palabras clave: Yacimiento, casquete de gas, presión, vaciamiento, agotamiento, acuífero, curvas de declinación.

Dynamic workflow for reservoir diagnostics. An analytical tool to classify production losses and exploitation opportunities

Abstract

The proposed methodology is a complementary tool for diagnose the dynamic behavior of the reservoir and optimize its management. The workflow is based on the principle that the production losses depend by three factors: loss of energy, increase in the production of water formation and gas breakthrough. With this methodology it is possible to determine: production efficiency, rate of depletion, classification of the reservoir according to the invasive fluid (water/gas) and the production mechanism, among other things.

This work was successfully applied to 15 fields in the South of Mexico. The studied fields have a wide range of different petrophysical and geological conditions, fluid type, reservoir type, (saturated or unsaturated oil reservoirs) and different exploitation strategies. This allows a versatile tool, that can be adapted to any reservoir, regardless of its geological (carbonates, sands and naturally fractured reservoirs) or dynamic type, (blackoil, volatile oil, gas and condensate reservoirs).

Keywords: Reservoir, gas cap, pressure, reservoir voidage, depletion, aquifer, decline curve analysis.

Introducción

En la industria petrolera se han elaborado diversos trabajos y metodologías para determinar el cálculo de aceite y gas remanente en los yacimientos, tales como curvas de declinación, balance de materia o métodos más complejos como modelos de simulación robustos.

El objetivo de todos estos métodos es predecir perfiles de producción y determinar una reserva remanente a recuperar en cada pozo, bloque o yacimiento; sin embargo, es importante entender por qué declinan los yacimientos. Todos son diferentes, presentan diversas características petrofísicas, geológicas, de tipo de fluido, condiciones del yacimiento (saturado o bajo saturado) y diferentes estrategias de explotación.

ARPS en 1944 mediante el método gráfico calcula el factor de declinación, basado en un tiempo de producción (t) vs un gasto de aceite (q_0), si queremos calcularlo con mayor certeza llevamos estas variables a escalas logarítmicas o incluso graficamos q_0 vs la acumulada del pozo (N_p), pero el valor (alto o bajo) obtenido de este método no responde a la pregunta ¿por qué declina el yacimiento? o ¿qué fenómenos afectan a la declinación del aceite?

La metodología propuesta es 100 % analítica y su intención no es competir ni remplazar de ninguna manera con métodos ya mencionados, pero sí puede ser una herramienta de soporte para los ingenieros de recién ingreso, el ingeniero que interpreta todos los métodos, para los campos nuevos y para un mejor entendimiento de los problemas del ¿por qué declina un yacimiento? Y que fenómenos se presentan durante su vida productiva.

Teoría básica del fenómeno de vaciamiento

El vaciamiento de un yacimiento es expresar los fluidos producidos (hidrocarburos y agua) en condiciones estándar (CS), a condiciones de presión y temperatura de fondo (CY). En el caso de un yacimiento saturado se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$V_{ac} = q_o B_o + q_w B_w + ((q_{gt} - q_o R_s) B_g) / 5.615 \quad \text{Ec. 1}$$

Donde el término $q_o B_o$ representa el volumen de aceite producido a condiciones de yacimiento en bls/d, la expresión $q_w B_w$ representa el volumen de agua producida a condiciones de yacimiento en bls/d y $(q_{gt} - q_o R_s) B_g$ representa la producción de gas libre a condiciones de yacimiento; donde en caso de yacimientos bajo saturados

$(q_{gt} - q_0 R_s) B_g = 0$ por lo cual se elimina este término de la ecuación 1.

Obsérvese que el cálculo de vaciamiento tiene sentido físico cuando la fase (agua, gas hidrocarburo, gas no hidrocarburo o aceite) de interés se presenta en forma libre (fluye por tener saturación mayor a la crítica). Así, por ejemplo, en el caso de la Ec-1 donde la liberación de gas que se produce por debajo de la Pb, existirá flujo de este fluido para la formación de un casquete secundario o hacia los pozos, lo que hace que la diferencia $(q_{gt} - q_0 R_s)$, sea positiva. Otra situación es en la inyección inmisible, donde el gas inmisible estaría en fase libre dentro del yacimiento.

El vaciamiento neto, (*net reservoir voidage*) se calcula al anexar a la ecuación 1, los parámetros que reemplazan los fluidos producidos dentro del yacimiento:

$$V_{acn} = q_o B_o + q_w B_w + ((q_{gt} - q_0 R_s) B_g) / 5.615 - q_{wiCY} - q_{we} - q_{giCY}$$

Ec. 2

q_{we} es el gasto de entrada de agua a condiciones de yacimiento en bl/d; este parámetro debe ser determinado a partir de estudios de balance de materia, q_{wi} es el volumen de agua inyectada en bl/d y q_{gi} representa el volumen de gas de inyección en bl/d, éstos dos últimos a CY. En todo caso, el gasto de inyección a CY será: $q_{iny} * B_{iny}$, donde B_{iny} corresponde al factor de volumen del fluido inyectado.

En la ecuación 2, en el caso de que el vaciamiento neto (V_{acn}) sea > 0 , significa que se extrae más de lo que se restituye por los fluidos de reemplazo; en caso contrario, cuando $V_{acn} < 0$, se está inyectando más de lo extraído; por lo que un $V_{acn} = 0$ significa que existe un equilibrio entre producción e inyección a CY.

Factor de reemplazo, relación entre producción e inyección: el factor de reemplazo, (*voidage replacement factor*) o de factor de restitución, es uno de los indicadores más importantes para medir el desempeño de un proyecto de inyección de fluidos. Se define tal como se muestra en la ecuación 3:

$$F_{reemplazo} = \frac{Q_{inyCY}}{Q_{prodCY}}$$

Ec. 3

Siendo Q_{prodCY} , el vaciamiento como se explicó a través de la Ec-1. En el caso de un proyecto de inyección donde se desee mantener la presión de yacimiento, el $F_{reemplazo}$ debe ser igual a 1.0. Factores distintos a la unidad indicarán subinyección (< 1.0) o sobreinyección (> 1.0).

La entrada de agua (W_e) debe ser considerada como parte de la reposición de fluidos en la sumatoria de la inyección al yacimiento. Intrínsecamente W_e está expresada a CY.

Metodología

El presente trabajo se aplicó exitosamente a 15 campos del sur de México. Los campos en cuestión presentan diversas características petrofísicas, geológicas, de tipo de fluido, condiciones del yacimiento, (saturado o bajo saturado) y diferentes estrategias de explotación.

Para relacionar el fenómeno del vaciamiento con la pérdida productiva de los pozos, (declinación) es necesario entender los efectos del fondo del yacimiento a superficie. El vaciamiento de gas libre provoca mayor movilidad que el aceite, el vaciamiento de agua incrementa el peso de la columna a lo largo del pozo y todos estos efectos repercuten en el agotamiento de la presión y se expresa por consecuencia en la declinación productiva del aceite. A continuación, se muestra un esquema para facilitar su entendimiento, **Figura 1**.

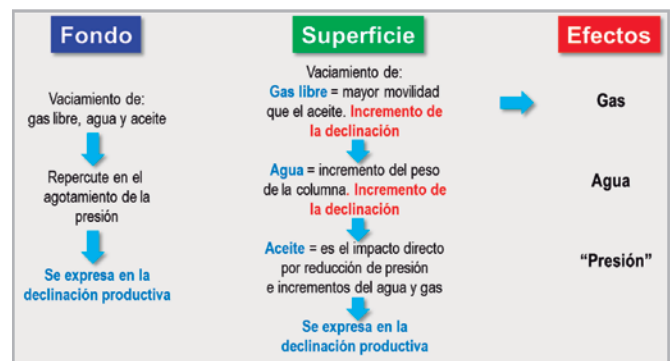


Figura 1. Esquema de los diferentes fenómenos que afectan a la declinación productiva de aceite.

Se estableció un flujo de trabajo, identificando siete pasos o procesos antes de iniciar con el análisis, a continuación se describen:

1. Generar los gráficos soporte:

- a) Gráfico presión vs producción acumulada.- Permite visualizar el agotamiento de la presión en relación al volumen extraído, **Figura 2**.
- b) Meses de producción vs producción acumulada.- Identifica y clasifica la rapidez en el agotamiento de la producción en los yacimientos, **Figura 3**.

c) Relación de producción (R_p (G_p/N_p)) vs relación agua aceite RAA (W_p/N_p).- Este gráfico contribuye a clasificar los yacimientos para facilitar su análisis, **Figura 4**.

- 2. Establecer el periodo de análisis.- Seleccionar el periodo que se quiere evaluar, principalmente tomar datos de aforos (mediciones) de un pozo, bloque o campo.
- 3. Validar las propiedades de los fluidos (PVT).- Tomar variables del PVT representativo (B_o , R_s , B_g) para cada periodo de explotación.

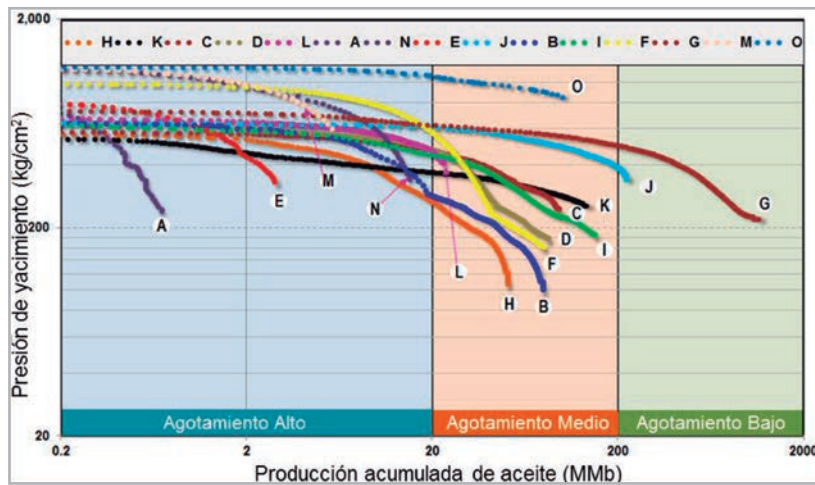


Figura 2. Gráfico presión vs producción acumulada.

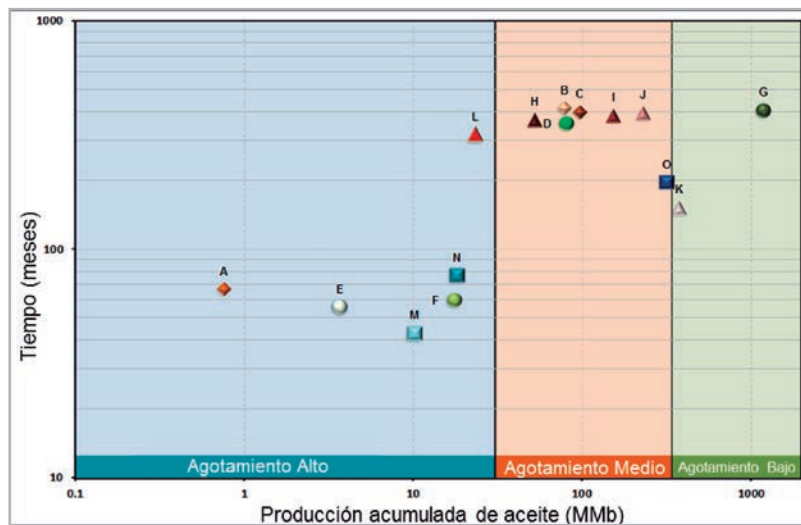


Figura 3. Meses de producción vs producción acumulada.

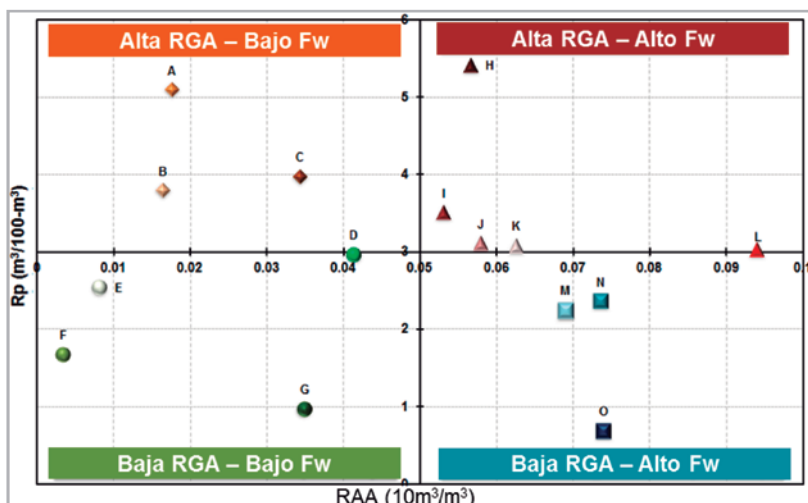


Figura 4. Relación de producción (Rp (Gp/Np) vs relación agua aceite RAA (Wp/Np).

4. Calcular el vaciamiento neto.- Llevar los fluidos producidos a condiciones de yacimiento.
5. Cuantificar las pérdidas de producción.- Determinar el porcentaje relativo del vaciamiento, (presión, agua, gas) y la pérdida neta de producción de aceite (Ejemplo: % agua= Vac. agua/ Vac. total).
6. Ponderar el efecto de cada causa de la declinación de producción.- Distribuir porcentualmente los efectos de gas (vaciamiento gas), agua (vaciamiento agua) y presión (vaciamiento aceite) con base en la pérdida determinada en el paso 5. (Ejemplo: efecto presión = % presión * pérdida de aceite).

7. Graficar los resultados contra el tiempo.- Realizar los gráficos de los efectos de presión, agua y gas, posteriormente dar un diagnóstico del comportamiento del yacimiento.

La **Tabla 1**, muestra una secuencia de la metodología del paso número 2 al paso número 7.

Uno de los factores más importantes en el flujo de trabajo propuesto, son los límites para establecer cuando se puede considerar un agotamiento bajo, medio y alto o una Rp/RAA baja o alta. Los criterios establecidos en este trabajo se basaron en el grado de conocimiento que se tiene de los campos y fueron seleccionadas las variables Rp y RAA para el análisis; sin embargo, el flujo de trabajo propuesto no se limita a la aplicación de estas variables.

Tabla 1. Secuencia de la metodología.

| Date | ② Data analysis | | | ③ Factors PVT | | | | ④ Calculation | | | | ⑤ Percentage | | | ⑥ Lost | | | ⑦ Effect | | | | |
|------------|-----------------|--------|------|---------------|-------|-------|--------|---------------|--------|-------|-----|--------------|-------|---------|------------|--------|--------|----------|---|----------|--------|-------|
| | Qon | Qw | fw | RAA | Bo | Bw | RS | Bg | Oil | Water | Gas | Total | % Oil | % Water | % Free gas | Oil | P | A | G | Pressure | Water | Gas |
| 31/01/2014 | 5735.8 | 1116.7 | 16.3 | 259.6 | 1.801 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 10,330 | 1,176 | 0 | 11,506 | 89.8% | 10.2% | 0% | 10,400 | 9,307 | 1,063 | 0 | 15,073 | 16,136 | 3,423 |
| 28/02/2014 | 5511.9 | 1147.4 | 17.2 | 280.4 | 1.805 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 9,949 | 1,208 | 0 | 11,157 | 89.2% | 10.8% | 0% | 10,624 | 9,473 | 1,151 | 0 | 14,985 | 16,136 | 3,423 |
| 31/03/2014 | 3597.2 | 705.5 | 16.4 | 270.1 | 1.809 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 6,507 | 744 | 0 | 7,251 | 89.7% | 10.3% | 0% | 12,539 | 11,252 | 1,286 | 0 | 14,849 | 16,136 | 3,423 |
| 30/04/2014 | 5506.8 | 1053.6 | 16.1 | 267.1 | 1.812 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 9,978 | 1,109 | 0 | 11,088 | 90.0% | 10.0% | 0% | 10,629 | 9,555 | 1,063 | 0 | 15,072 | 16,136 | 3,423 |
| 31/05/2014 | 5672.6 | 1074.5 | 15.9 | 275.9 | 1.816 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 10,301 | 1,131 | 0 | 11,433 | 90.1% | 9.9% | 0% | 10,453 | 9,428 | 1,035 | 0 | 15,100 | 16,136 | 3,423 |
| 30/06/2014 | 4725.5 | 914.1 | 16.2 | 263.4 | 1.820 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 8,800 | 953 | 0 | 9,563 | 89.9% | 10.1% | 0% | 11,410 | 10,282 | 1,149 | 0 | 14,987 | 16,136 | 3,423 |
| 31/07/2014 | 3767.0 | 790.1 | 17.3 | 222.5 | 1.824 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 6,871 | 832 | 0 | 7,703 | 89.2% | 10.8% | 0% | 12,369 | 11,033 | 1,336 | 0 | 14,800 | 16,136 | 3,423 |
| 31/08/2014 | 7235.1 | 575.7 | 7.4 | 235.1 | 1.828 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 13,226 | 606 | 0 | 13,832 | 95.6% | 4.4% | 0% | 8,901 | 8,511 | 390 | 0 | 15,746 | 16,136 | 3,423 |
| 30/09/2014 | 6968.4 | 544.5 | 7.2 | 209.3 | 1.832 | 1.05 | 216.50 | 0.0 | 12,762 | 573 | 0 | 13,336 | 95.7% | 4.3% | 0% | 9,169 | 8,775 | 394 | 0 | 15,742 | 16,136 | 3,423 |
| 31/10/2014 | 6638.0 | 959.0 | 12.7 | 241.0 | 1.836 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 12,187 | 1,017 | 0 | 13,205 | 92.3% | 7.7% | 0% | 9,496 | 8,766 | 732 | 0 | 15,404 | 16,136 | 3,423 |
| 30/11/2014 | 5845.0 | 702.0 | 10.7 | 249.0 | 1.840 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 10,755 | 739 | 0 | 11,494 | 93.6% | 6.4% | 0% | 10,291 | 9,629 | 662 | 0 | 15,474 | 16,136 | 3,423 |
| 31/12/2014 | 5315.0 | 428.0 | 7.5 | 249.0 | 1.844 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 9,801 | 451 | 0 | 10,252 | 95.6% | 4.4% | 0% | 10,821 | 10,345 | 476 | 0 | 15,690 | 16,136 | 3,423 |
| 31/01/2015 | 2034.0 | 337.0 | 14.2 | 317.0 | 1.848 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 3,759 | 355 | 0 | 4,114 | 91.4% | 8.6% | 0% | 14,102 | 12,886 | 1,216 | 0 | 14,919 | 16,136 | 3,423 |
| 28/02/2015 | 4979.0 | 437.0 | 8.1 | 237.0 | 1.851 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 9,216 | 489 | 0 | 9,675 | 95.2% | 4.8% | 0% | 11,157 | 10,626 | 531 | 0 | 15,605 | 16,136 | 3,423 |
| 31/03/2015 | 5655.0 | 831.0 | 12.8 | 259.0 | 1.855 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 10,490 | 875 | 0 | 11,365 | 92.3% | 7.7% | 0% | 10,481 | 9,674 | 807 | 0 | 15,329 | 16,136 | 3,423 |
| 30/04/2015 | 5240.0 | 877.0 | 14.3 | 255.0 | 1.859 | 1.053 | 216.50 | 0.0 | 9,741 | 923 | 0 | 10,665 | 91.3% | 8.7% | 0% | 10,899 | 9,952 | 949 | 0 | 15,192 | 16,136 | 3,423 |
| 31/05/2015 | 4913.0 | 788.0 | 13.8 | 271.0 | 1.863 | 2.053 | 216.50 | 0.0 | 9,153 | 1,618 | 0 | 10,771 | 85.0% | 15.0% | 0% | 11,223 | 9,527 | 1,696 | 0 | 14,450 | 16,136 | 3,423 |
| 30/06/2015 | 4457.0 | 612.0 | 12.1 | 292.0 | 1.867 | 3.053 | 216.50 | 0.0 | 8,321 | 1,868 | 0 | 10,190 | 81.7% | 18.3% | 0% | 11,679 | 9,537 | 2,141 | 0 | 13,994 | 16,136 | 3,423 |
| 31/07/2015 | 4716.0 | 521.0 | 10.0 | 307.0 | 1.871 | 4.053 | 216.50 | 0.0 | 8,824 | 2,112 | 0 | 10,935 | 80.7% | 19.3% | 0% | 11,420 | 9,215 | 2,205 | 0 | 13,931 | 16,136 | 3,423 |

Para los 16 yacimientos analizados, a pesar de presentar diferentes características tanto de tipo de fluido como petrofísicas, se buscó normalizar su comportamiento a través del comportamiento de presión y de la producción acumulada de aceite.

Inicialmente se estableció el nivel de agotamiento de acuerdo a un análisis estadístico de las producciones acumuladas; sin embargo, estos resultados fueron afinados con la variable tiempo, es decir, el tiempo que han tardado en acumular esos volúmenes, estableciendo los límites en 20 y 200 MMb de aceite.

La RAA se estableció en 0.5, es decir, que por cada barril de aceite se tiene un 50% de agua producida, que para los campos analizados representa una problemática de agua. Para el caso de la Rp se estableció como límite 300 m³/m³ debido a que los yacimientos analizados presentan una Rsi cercana a los 200 m³/m³ por lo que por encima de los m³/m³ se pudiera considerar un valor en donde pudiera comenzar la problemática de producción de gas.

Aplicación

Casos

Se presentan tres casos con diferentes características, **Tabla 2:** El caso 1, (campo "N"), es un yacimiento bajo saturado, el caso 2, (campo "K"), es un yacimiento saturado con fuerte actividad del acuífero y el caso 3, (campo "B"), es un yacimiento saturado con casquete de gas de fuerte actividad.

Caso 1.- (campo "N"):

El campo "N", **Figura 5**, se descubrió en el año 2009, su presión inicial fue de 1048 kg/cm² actualmente tiene 350 kg/cm², con los mismos pozos productores (5); durante el periodo julio 2010 a julio 2015 se calcula un factor de declinación mensual (FDm) de 3.1%, la presión de saturación del yacimiento es de 255 kg/cm², por lo que aún no se tiene liberación de gas.

Tabla 2. Características de los campos en estudio.

| Características | Campo N | Campo K | Campo B |
|--|---------------|--------------|----------------|
| Tipo de fluido | Aceite negro | Aceite negro | Aceite volátil |
| Tipo de roca | carbonatos | dolomías | Carbonatos |
| Profundidad (mv) | 6,090 | 5,060 | 5,550 |
| Porosidad (%) | 4-5 | 1-5 | 3-4 |
| Permeabilidad (md) | 2-14 | 150 | 10-25 |
| Sw _c (%) | 18 | 29 | 18 |
| Condición del yacimiento | Bajo Saturado | Saturado | Saturado |
| Rsi (m ³ /m ³) | 216.4 | 238.8 | 302.8 |
| Bob (Vol/sVol) | 1.9 | 1.82 | 2.2 |
| Presión original (kg/cm ²) | 1,075 | 544 | 642 |
| Presión de burbuja (kg/cm ²) | 256 | 290 | 306 |

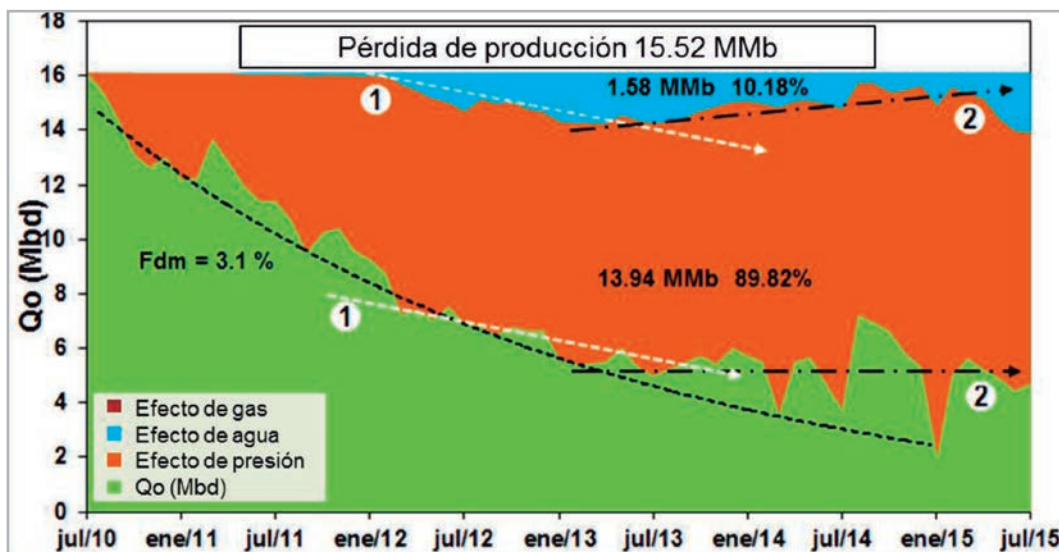


Figura 5. Diagnóstico del campo "N", (caso 1).

El gráfico de soporte número 1 y 2, (Figuras 2 y 3), muestra que es un yacimiento de rápido agotamiento, mientras que el gráfico de soporte 3, (Figura 4), se deduce que es de baja aportación de gas y agua, derivado de que aún se encuentra bajosaturado.

Con estos parámetros podemos inferir que el yacimiento es volumétrico y que no existe ningún mecanismo natural que esté remplazando lo que se produce (95 kg/cm² cerca de la presión de saturación), si es que existe un acuífero, es de nula actividad, ya que no logra mantener la presión.

En línea discontinua 1, se muestra una tendencia que cambia favorablemente por efecto de presencia de producción de agua, sin embargo, se toma la decisión oportuna de asistir al pozo con un sistema artificial de producción (bombeo neumático), lo cual ayuda notablemente a un cambio favorable en su al FDM y así mantener la producción constante, (línea discontinua 2).

Caso 2.- (campo "K")

En la **Figura 6** se muestra el campo denominado "K", es productor desde mayo del 1983, en el gráfico de soporte 1, (Figura 2) muestra un comportamiento de mediano agotamiento, su producción acumulada y tiempo produciendo lo hace ver como de bajo agotamiento, así lo muestra el gráfico de soporte, Figura 3.

El gráfico de soporte número 3, (Figura 4) muestra que produce alto gas y alta agua, así lo muestra su histórico de producción, el cual según la tendencia de presión, Figura 6, muestra un mantenimiento de presión por más de 15 años de +/- 260 kg/cm², lo que nos hace pensar en un acuífero de alta actividad.

En el primer periodo (1) muestra una tendencia de declinación de 0.44 %, esta va en función de dos factores, 1) se muestra que la productividad del campo está en función del número de pozos (ver número de pozos) y 2) la presencia de gas y agua afectan la última tendencia de declinación (1.1%), el cual aumenta más del doble con respecto al primer factor de declinación.

Durante el primer periodo de 1990-2000 (1) la productividad por pozo ronda +/- 2,000 bd promedio, mientras que el segundo periodo de 2010-2015 (2) +/- 1,700 bd, lo que sigue haciendo pensar que el acuífero es de alta actividad y que la ventana de aceite va disminuyendo conforme el contacto agua aceite (CAA) avanza y que el segundo periodo se ve afectado por agua y gas. En la tendencia 3 se muestra el avance del contacto gas aceite (flecha discontinua). El campo "K" es un ejemplo de un acuífero activo y un casquete de gas activo el cual nos hace pensar en un doble desplazamiento natural.

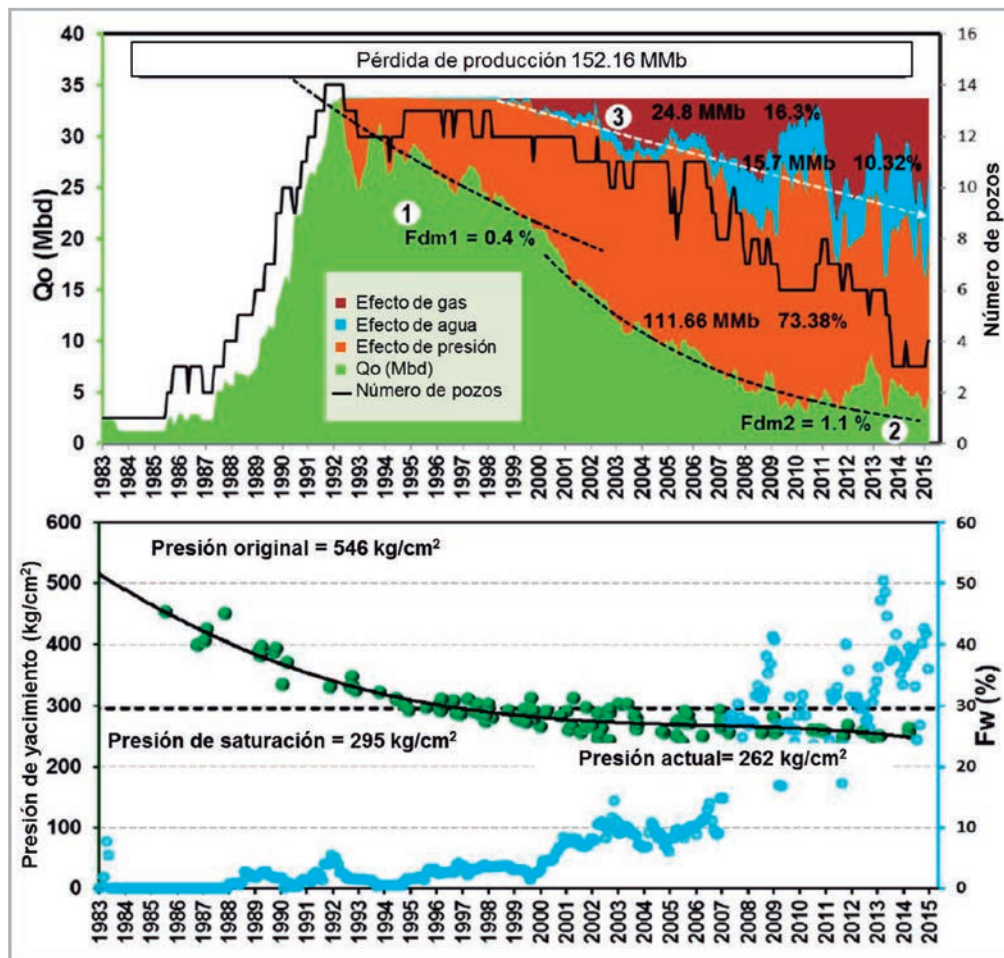


Figura 6. Diagnóstico del campo “K”, (caso 2).

Caso 3, (campo “B”)

El campo “B”, **Figura 7**, es productor desde 1980, los gráficos soporte número 1 y 2, muestran un comportamiento de mediano agotamiento, el gráfico de soporte número 3, (Figura 4), muestra que el yacimiento es de aporte bajo de agua y de alto aporte de gas.

Durante su vida productiva no mostró producción de agua y alcanzó la presión de saturación en el año de 1985, con apenas cinco pozos productores. La declinación mensual de aceite se estima en 0.65 % y su estabilidad en la producción se asocia a la influencia del casquete de gas secundario.

En la tendencia número 1, se muestra cómo el gas se ha expandido a lo largo de la vida productiva del campo. La liberación del gas es el principal motivo de la pérdida de energía del campo, por lo cual es indispensable monitorear los pozos con alta RGA para evitar incrementar la declinación de este yacimiento.

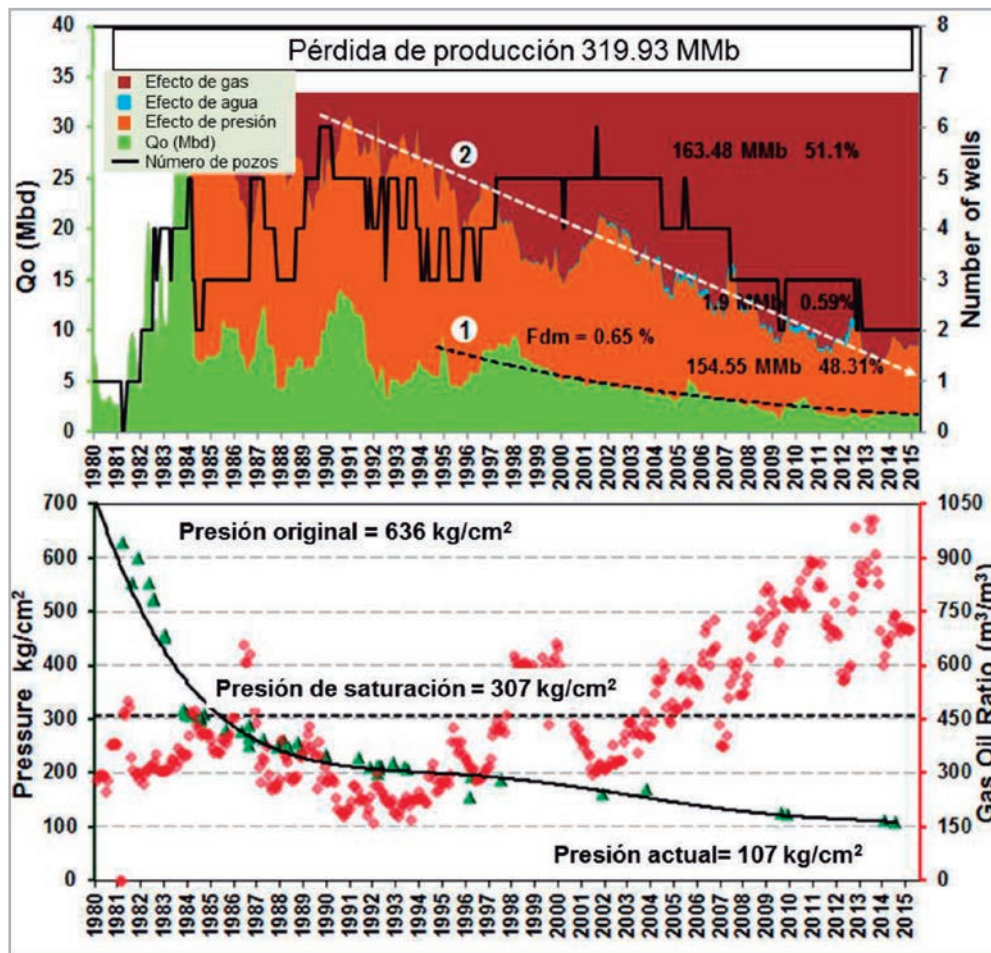


Figura 7. Diagnóstico del campo “B”, (caso 3).

Conclusiones

Basándonos en la metodología estudiada se pueden obtener las siguientes funcionalidades:

1. Mayor aproximación a fenómenos físicos del yacimiento.
2. Cuantificar porcentualmente los factores que afectan la vida productiva del aceite e identificar los agentes que más impactan la declinación de un yacimiento.
3. Diagnosticar el problema productivo del yacimiento y proponer la mejor solución en cuanto a la extracción óptima del aceite, como se hizo en el campo “N” donde se aplicó como solución rápida un sistema artificial, (BN).
4. Soporte para la planificación de trabajos de reparaciones mayores, reparaciones menores, estimulaciones e inclusive proyectos de recuperación adicional. El campo “N” es candidato a inyectar agua o gas.
5. El en caso 2, (campo “K”) aparentemente el mayor problema es por abatimiento de presión, sin embargo, el gráfico de presión muestra que ésta se ha mantenido durante sus últimos 15 años.

Sin embargo cuenta con algunas restricciones de aplicación que no son de gran impacto.

1. Tiende a incrementar efecto depresión en yacimientos con bajo agotamiento, (campo “K”), es necesario identificar más variables que ayuden a explicar este fenómeno.

2. El análisis no considera la declinación mecánica, la cual implica la pérdida de producción por algún problema en el pozo ajeno al yacimiento.

En general podemos concluir que los yacimientos de mejor aporte de producción de aceite son aquellos que tienen una energía natural o secundaria que ayude a mantener el sistema en una sola fase.

Nomenclatura

| | |
|------|--|
| Bg | Factor volumétrico del gas |
| Bo | Factor volumétrico del aceite |
| Bw | Factor volumétrico del agua |
| Fw | Flujo fraccional de agua |
| CGA | Contacto gas aceite |
| RGA | Relación gas aceite |
| YNF | Yacimiento Naturalmente Fracturado |
| PVT | Estudio de Presión Volumen Temperatura |
| Qg | Gasto de gas |
| Qinj | Gasto de inyección |
| Qo | Gasto de aceite |
| Qw | Gasto de agua |
| Rp | Relación de producción |
| Rs | Relación de solubilidad |
| RV | Vaciamiento |
| RVN | Vaciamiento neto |
| t | tiempo |
| VRR | Relación de vaciamiento |

| | |
|-----|-------------------------|
| We | Influencia del acuífero |
| CAA | Contacto agua aceite |
| RAA | Relación agua aceite |

Referencias

1. Aihevba, 'L. O., Al-Harthy M. y Passmore J. 2003. Managing the Challenges of Voidage in a Mature Carbonate Water Flood. Artículo presentado en Middle East Oil Show, Bahrain, junio 9-12. SPE-81463-MS. <https://doi.org/10.2118/81463-MS>.
2. Arps, J. J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans., AIME* **160** (1): 228-247. SPE-945228-G. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
3. Masoner, L. O. 1999. A Decline-Analysis Technique Incorporating Corrections for Total Fluid-Rate Changes. *SPE Res Eval & Eng* **2** (6): 533-541. SPE-59474-PA. <https://doi.org/10.2118/59474-PA>.
4. Mes, M. J. 1994. Ekofisk Reservoir Voidage and Seabed Subsidence. *J Pet Tech* **42** (11): 1434-1438. SPE-19821-PA. <https://doi.org/10.2118/19821-PA>.
5. Paredes, J. E., Pérez, R., Perera Pérez, L. M. et al. 2014. Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Ámsterdam, Países Bajos, octubre 27-29. SPE-170695-MS. <https://doi.org/10.2118/170695-MS>.
6. Sibaweihi, N., Awotunde, A. A. 2012. Consideration of Voidage Replacement Ratio in Well Placement Optimization. Artículo presentado en la SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Ciudad de Kuwait, Kuwait, diciembre 10-12. SPE-163354-MS. <https://doi.org/10.2118/163354-MS>.
7. Thakur, G. C. y Satter A. 1998. *Integrated Waterflood Asset Management*. Tulsa, Oklahoma: PennWell.
8. Vidal, R. L. y Alvarado, R. 2014. Key Issues in Heavy Oil Waterflooding Projects. Artículo presentado en la SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, Medellín, Colombia, septiembre 24-26. SPE-171119-MS.

Semblanza de los autores

Aarón Medina Ramírez

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional en la Ciudad de México.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en enero del 2011 en el Proyecto de Explotación Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna como Ingeniero de yacimientos.

De junio del 2012 a la actualidad se desempeña como Ingeniero de yacimientos y caracterización dinámica en el Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo. Ha sido autor y coautor de diversos trabajos técnicos presentados en jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

Es miembro activo de la SPE (Society of petroleumEngineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México).

Actualmente funge como Secretario del grupo Young Professional de la SPE Sección México.

Gerardo Echávez Ross

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 2009. Ingresó a Rotenco en junio de 2008. En 2010 se incorporó al área de Ingeniería de yacimientos del Proyecto de explotación Samaria Somero, del Activo de Producción Samaria-Luna, para ingresar a Petróleos Mexicanos en 2011.

A partir del 2012 se integró al Proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán. Actualmente se desempeña en el área de Ingeniería de yacimientos del Proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán del Activo de producción Bellota-Jujo.

Autor y coautor de múltiples artículos técnicos presentados en jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

Miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional.

Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación para el proyecto Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo.

Ha publicado 28 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales.

Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de yacimientos en PEP. Miembro activo de la SPE (Society of petroleumEngineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). Actualmente funge como YP (Young Professional) Chairperson de la SPE Sección México.

Luis Manuel Perera Pérez

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1995. Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y gas natural en el Área de yacimientos del año 2002 al 2004 en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos.

Actualmente tiene el cargo de Líder del Proyecto de Explotación Bellota-Chinchorro del Activo de Producción Bellota-Jujo.

Es coautor y autor de diversos artículos técnicos presentados en las jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, en 1987.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero de 1988 y hasta 2003, trabajó como ingeniero de yacimientos, realizando numerosos estudios de comportamiento primario, recuperación secundaria, simulación numérica, desarrollo de campos y caracterización de fluidos de los campos petroleros de la Región Sur.

Ha participado en el desarrollo de más de 40 artículos técnicos presentados en congresos nacionales e internacionales.

En abril de 2014, recibió el reconocimiento como Experto Tecnológico Nivel II de Pemex Exploración y Producción, entregado por la Dirección General de Petróleos Mexicanos. Recibió el Premio Estatal de Ingeniería 2015 en julio de 2015, otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería y Asociaciones del Estado de Tabasco, por trayectoria y destacada labor profesional en la rama de la Ingeniería Petrolera, entregado por el Gobernador Constitucional del Estado de Tabasco.

Es miembro de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

A partir de junio de 2014, ocupa el cargo de Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo, en la Subdirección de Producción Región Sur.

Carlos Alberto Rodney Martínez

Es egresado de la Universidad de Oriente, Venezuela en el año 1992. Realizó una Maestría en Ingeniería de Petróleo en University of Texas at Austin en el 2000. Realizó diplomado en administración integral de yacimientos en París y Londres en el año 2001 (IFP e Imperial College). Desarrolló experticia en gerencia de proyectos de recuperación secundaria por agua y gas en yacimientos profundos HP/HT de areniscas en campos de producción de 500 mbpd de crudo e inyecciones de 500 mbpd de agua y 500 mmpcd de gas, (campos El Furrial, Orocuál, Boquerón, Venezuela, PDVSA E&P), entre otros, comprendiendo campos nuevos como maduros en PEMEX E&P.