

## CAMPO PILÓN: CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS CON CAPA DE GAS

**José Félix Fernández y Evelyn Urbaez**

*Petróleos de Venezuela S.A (P.D.V.S.A, Calle Guaraguao, Edificio Sede, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, Venezuela, E-mail: fernandezjfc@pdvsa.com/urbaeze@pdvsa.com*

### RESUMEN

Pilón es un campo maduro ubicado en el Oriente de Venezuela, a 150 Km aproximadamente de la Ciudad de Maturín, ocupa un área aproximada de 100 km<sup>2</sup>. La estructura geológica esta conformado por un monoclinial de edad Mioceno con buzamiento de 3-6° hacia el Norte; dicha estructura presenta un rumbo N 72 E y está limitado al Norte por un contacto agua petróleo, al Sur por la falla principal del campo, al Este y Oeste por un límite arbitrario.

En el nuevo Estudio Integral de yacimientos, el cual incluye todas las disciplinas que confluyen en un modelo Geoestadístico robusto, se definieron tres yacimientos, de los cuales, 2 presentan capa de gas, contrario a como estaba previamente establecido, donde se consideraba un solo yacimiento con una capa de gas. Así mismo, durante la cuantificación de los hidrocarburos originalmente en sitio, se obtuvo un incremento de 5 % en el POES, sin embargo, el GOES se redujo en 12 % con respecto a los valores oficiales, debido a la variación de las propiedades de la roca y de los fluidos, así como a la reubicación de los contactos de fluidos.

Los resultados del estudio también muestran la importancia de los efectos de la capa de gas en el mantenimiento de presión de los yacimientos y en el factor de recobro final de los mismos, considerándose una fuente de energía importante en el proceso de explotación del campo, lo que se le incidirá positivamente en la selección u optimización del plan de explotación.

### ABSTRACT

Pilón is a mature field that covers a surface of ~100 km<sup>2</sup> in Eastern Venezuela, approximately 150 Km from Maturín city. Its main geological structure is a monocline from the Miocene, with a 3-6 ° northward dip and azimuth N 72 E. It is bounded to the North by an OOWC, to the South by the field main fault and are arbitrary limit to the East and the West.

This study is concerned with three reservoirs of which two of them show a gas cap, contrary to what was previously established where only one reservoir was considered to have a gas cap. As a result, OOIP have been increased 5 % while OGIP has been reduced by 12 % when is compared to previous official values. This is due to variation in spatial distribution of rock properties and fluids, as well as the new OOWC contact depths.

The study results also show the importance of the effects of the gas cap in the maintenance of pressure fields and the ultimate recovery factor of them, considered a source of energy in the process of exploitation of the field, which brings positive effects on the selection or optimization of the exploitation plan.

## INTRODUCCION

El Distrito Morichal se encuentra localizado a 120 Kilómetros al Sur de la Ciudad de Maturín en el estado Monagas, conformado por los Campos Jobo, Pilón, Temblador, El salto, Isleño y Morichal con crudos de gravedades API que oscilan entre 8-16°, estos campos presentan un historial de mas de 60 años de producción y en la actualidad presentan una fuerte declinación de presión en algunos de sus yacimientos, con alta producción de agua en la gran mayoría de estos, los cuales casi en su totalidad es el empuje hidráulico el mecanismo predominante de producción.

El desarrollo del Campo se inició en el mes de abril de 1937 con la empresa Stándar Oil de Venezuela con la perforación del pozo PC-1, la cual perforó la falla mayor de Pilón y descubrió petróleo pesado (10-13 °API) en la Formación Oficina. El petróleo originalmente en sitio calculado (POES) fue de 2.850 MMBN, con Reservas Recuperables de 427 MMBN y un factor de recobro del 15%.

El Campo Pilón está dividido en dos sectores; Este y Oeste. Es productor de la Formación Oficina del Yacimiento Oficina-01, este yacimiento presenta alta permeabilidad por su condición de formación no consolidada está asociado a un acuífero de gran dimensión que contribuye a los efectos de mantenimiento de presión. El yacimiento tuvo una presión promedio de 1438 Lpc a 3250 pies, aproximadamente igual a la presión de burbujeo, estando originalmente en estado de saturación. La zona Este actualmente produce por el efecto combinado de los mecanismos de expansión de la capa de gas y empuje hidráulico.

El numero de pozos perforados en el yacimiento es de 161, de los cuales, 132 se han completado en el sector Este y 29 en el sector Oeste.

### **Modelo estructural**

La interpretación estructural comprende tanto la definición de los planos de falla así como la interpretación de los horizontes estratigráficos, lo que sirvió de base para la creación de un modelo 3D, sobre el cual se realizó la distribución de los datos estáticos de los yacimientos.

La interpretación de las fallas y la definición de los planos se realizaron usando el cubo de amplitud sísmica migrado. Las fallas se interpretaron sobre las secciones verticales a partir de un mallado de 20 líneas por 20 trazas, y luego se correlacionaron lateralmente para obtener los planos de fallas, interpretando las secciones horizontales a tiempo constante o "time-slice".

La interpretación de los horizontes se realizó con base en la correlación de amplitudes expresadas en unidades de tiempo, sobre el volumen de datos sísmicos migrados, con el objeto de ajustar la interpretación a los resultados obtenidos durante el proceso de calibración sísmica.

Se interpretaron tres horizontes principales: Tope de la formación Oficina, que corresponde al tope del yacimiento, Discordancia y Basamento, que corresponde a la base acústica.

Esta interpretación estructural permitió la generación de los mapas estructurales al tope de las diferentes arenas caracterizadas (A, B, C, D, E y F) del campo Pilón.

### **Modelo estratigráfico**

La columna estratigráfica que comprende el yacimiento fue subdividida en ciclos sedimentarios en base a los eventos de máxima inundación, FS y MFS. Esto permitió identificar 6 sellos arcillosos que individualizan 6 cuerpos de arena con carácter yacimiento, desde A hasta F, dentro de la Formación Oficina del campo Pilón (Figura 1).

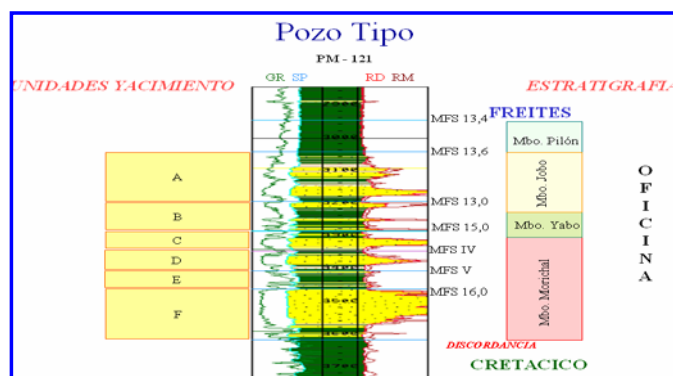


Figura 1.- Columna Estratigráfica tipo del Campo Pilón.

Se correlacionaron MFS entre todos los pozos del campo, estas correlaciones revelan que los niveles no muestran variaciones drásticas en los espesores a lo largo del campo.

### **Modelo sedimentológico**

La zona del campo Pilón se ubica en la ribera sureste de la Formación Oficina; por esta razón no alcanza gran desarrollo, con un máximo de 785 pies en el pozo JOC-5 al Oeste.

Las unidades C, D, E y F son correlacionables con el Miembro Yabo, donde arenas glauconíticas son frecuentemente observadas. Es posible que la fuente de aportes de sedimentos continentales estaba más alejada y que la dirección de éstos no era tan al Norte Sur, sino que existía una componente Oeste Este. Las arenas corresponden a canales fluvio-deltaicos de desembocadura y distributarios asociados a barras próximas costeras.

A nivel de las unidades superiores A y B, las arenas se depositaron dentro de ambientes próximos costeros, característicos de canales distributarios y de barras de desembocadura. La presencia de arenas glauconíticas es una característica de estas unidades.

Con el uso del análisis genético de las formaciones, basándose en la forma de las curvas SP y GR de los perfiles de los pozos, se interpretó el ambiente de depósito de las arenas que conforman los yacimientos, con la finalidad de desarrollar el modelo sedimentario del campo, integrando los datos regionales y el aspecto local (también se tomó en cuenta la información proveniente a nivel de fluidos).

Cada pozo, fue evaluado en ambientes de depositación. Para ello se utilizaron las siguientes facies: Canales (incluyen los canales distributarios y fluvio continentales), Barras (longitudinales y de desembocadura) y Arcillas (planicie de inundación e interdistributarias).

Los resultados del análisis genético de las formaciones atravesadas por cada pozo, permitieron visualizar las diferentes facies dentro de las Unidades A, B, C, D, E y F, para luego observar heterogeneidades laterales y verticales dentro de las Unidades sedimentarias (Figura 7), donde se puede inferir que la unidad C, tiene carácter más asociado al de un sello en el sector Oeste del campo, mientras que en el Este posee buenas características yacimiento.

### **Modelo petrofísico**

Los modelos interpretados fueron: el volumen de arcilla, la porosidad, la saturación de agua, los tipos de roca y la permeabilidad; estos modelos fueron desarrollados a partir de la información obtenida de los perfiles de 210 pozos verticales y desviados del campo Pilón.

El volumen de arcilla fue calculado únicamente con el perfil Gamma Ray, para la cual se utilizó la ecuación de Clavier.

La porosidad fue determinada a nivel de los pozos no hay perfiles de porosidad, utilizando la siguiente ecuación:

$$PHIE = 0.3454 - 0.3740 * VCL$$

Como, a nivel de los pozos verticales, la porosidad fué ajustada en las arcillas (cuando  $VCL > 0.45$ ) para ser igual a cero (0); en efecto, la porosidad efectiva en las arcillas es igual a cero. Además, con una porosidad diferente de cero, la saturación de agua puede ser diferente de 1.

La saturación de agua fue calculada con la ecuación de Simandoux modificada.

La ecuación utilizada para estimar la permeabilidad fue la de Timur, que es una función de la porosidad y de la saturación de agua (la cual depende del tamaño de la garganta de poros):

El tipo de roca fue determinado mediante la ecuación de Winland que lo relaciona con el tamaño de garganta:

Los rangos resultantes del estudio petrofísico son los siguientes:

$$\Phi = 0.35 \text{ a } 0.17.$$

$$K = 5000 \text{ a } 130 \text{ mD}.$$

$$S_w = 50 \text{ a } 10\%.$$


### **Modelo geoestadístico**

El modelo Geoestadístico fue desarrollado aplicando las siguientes técnicas:

### **Simulación de Facies**

Mediante la unificación de los datos sedimentarios (interpretación en facies) y petrofísicos, se identificaron facies correspondientes a arenas de alta resistividad, porosidad y permeabilidad, interpretadas como arenas gruesas y limpias de base de canal; razón por la cual, se decidió diferenciar estas facies sedimentarias con la finalidad de simularlas aparte, como facies individualizadas. (Tabla 1).

Tabla I.- Códigos de las Facies utilizadas en el estudio.

Code	Name	Parent	Color	Pattern
0	Base Canal			
1	Channel sand			
2	Barra			
3	Arcilla			

#### ❖ Escalamiento de los Datos.

Las facies se escalonaron utilizando el método "Most of". Primero se hizo el escalamiento de los registros de los pozos verticales; a partir de estos datos se aplica el "Data análisis" y después se escalonaron los datos provenientes de los pozos desviados y horizontales. El Tipo de Roca se escaló de la misma manera que las facies, pero con un "Bias" sobre las facies.

La porosidad se escaló con el método "Arithmetic" con un "Bias" sobre las Facies y la permeabilidad se escaló con el método "Geometric", usando un Bias sobre las Facies.

## ❖ Simulación de las Facies.

Fases ejecutadas para la determinación de la simulación de facies:

### a) Definición de Parámetros de Simulación.

Para la determinación de los parámetros básicos a usar en las simulaciones, se hizo un análisis de los datos, teniendo en cuenta el sentido geológico y respetando los tipos de facies que se requería representar, y también, usando los mapas de tendencia de los ambientes sedimentarios. Al principio, los pozos desviados y horizontales no fueron tomados en cuenta en el análisis de datos y construcción de las Curvas de Proporción Vertical (CPV), ya que podrían alterar el cálculo de arena en los intervalos de los yacimientos.

### b) Edición de Mapa

El modelo de fluidos indica que las zonas Este y Oeste del campo están desconectadas, en la parte superior de las unidades A y B del campo Pílon. Los mapas estructurales no muestran fallas

esto implica que la separación no es estructural sino litológica. Este sello vertical fue representado en el modelo Geoestadístico mediante los mapas de ambiente de contenido de arcilla y de canales de las unidades A y B (Figura 2).

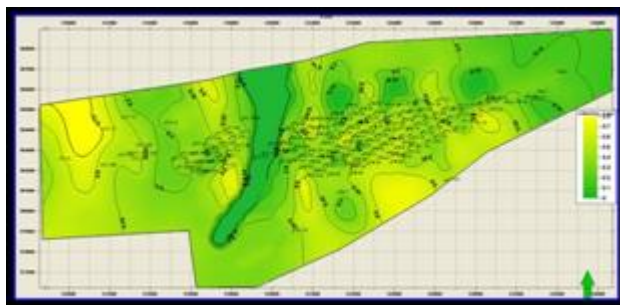


Figura 2.- Mapas de tendencia (porcentaje de canal) de la Unidad A.

### c) Simulación de las facies de cada unidad estratigráfica

Una vez editados los parámetros y los mapas, se realizó la simulación de facies de las unidades estratigráficas. En cada Unidad, se simulaban cuatro facies (Base de canal, Canal, Barra y Arcilla) con el método píxel tipo SIS (Sequential Indicator Simulation), que utiliza variogramas para realizar las simulaciones.

### d) Refinación de los sellos

Las arenas se distribuyen de manera homogénea a través del Campo, y particularmente en las zonas donde hay pocos pozos para orientar la simulación. Por eso, cada límite entre las unidades estratigráficas separadas por un sello efectivo, definido en el modelo sedimentario y de fluidos, en el yacimiento (sellos entre las unidades A y B), B y C, y C y D), fueron identificados y se simulaban 4 capas por separado (2 capas perteneciendo a la unidad de arriba, y 2 perteneciendo a la unidad de abajo), creando nuevas unidades estratigráficas en la malla geoestadística.

## Simulación de los Tipos de Roca

Las simulaciones del Tipo de Roca se hicieron usando el proceso de "Petrophysical Modeling", utilizando la SGS (Sequential Gaussian Simulation) con variogramas y acondicionado a la simulación de facies.



Los Tipos de Roca utilizados en el estudio se clasificaron desde 1 Mega (Mejor) hasta 6 Arcilla (Peor).

### **Simulación de propiedades Petrofísicas**

La Porosidad PHIE se simuló tomando en cuenta los Tipos de Roca, utilizando una distribución estándar a partir de los datos de registros escalados. Los valores utilizados como mínimos y máximos obtenidos del estudio petrofísico.

La Permeabilidad  $K_{\text{Timur}}$  se calculó para cada Tipo de Roca, utilizando una serie de relaciones  $K/\text{PHIE}$  definidas a partir de los resultados del estudio petrofísico.

Como resultado de las diferentes disciplinas se determinó el POES del Modelo Geoestadístico resultando: 2452,46 MMBN en el sector Este y 548,20 MMBN en el sector Oeste.

### **Análisis del comportamiento de producción**

El Yacimiento Oficina 01 fue descubierto a través del pozo PC-01, en abril de 1937, este presenta un historial de mas de 51 años de producción con un acumulado de 249 MMBN de Petróleo, 158 MMBIs de Agua y 281 MMPCN de Gas.

El yacimiento produce por el efecto combinado de los mecanismos de expansión de la capa de gas y un acuífero activo. Basado en el Modelo Estratigráfico, donde se define un sello que separa dos zonas, se dividió el yacimiento para su estudio en dos sectores Este y Oeste. (Figura 3).

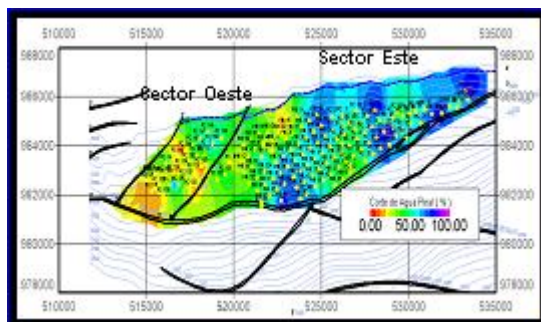


Figura 3.- Ubicación de las Zonas de Estudio.

El comportamiento de la producción del sector Este, desde el inicio hasta comienzo de los años ochenta, se mantuvo en un promedio mensual de 25 MBPD de petróleo, manteniendo la producción de agua con bajas tasas hasta el año 1983, cuando comienza a incrementarse significativamente. Desde 1983 hasta Enero 2008, la producción promedio es de 12 MBPD de petróleo, debido al incremento del corte de agua (80%) como consecuencia de la fuerte actividad del acuífero. El sector Este presenta una producción acumulada de 213 MMBN de Petróleo, 153 MMBIs agua y 204 MMMPC de gas en 51 años de explotación.

La producción en el sector Oeste se inició básicamente a principio de los años ochenta, presentando una tasa máxima en el año 1985, cuando la producción promedio del área alcanzó 4.5 MBPD de crudo, manteniéndose en 3 MBPD hasta 1989, con un corte de agua promedio menor al 10%. El sector Oeste presenta una producción acumulada de 36 MMBN de petróleo, 5 MMBIs de agua y 77 MMMPC de gas en 25 años de explotación.

Del análisis de los dos sectores (Este y Oeste), se evidencia comportamientos de producción muy diferentes, específicamente en la producción de agua, la cual refleja la poca influencia del acuífero en el sector Oeste y una mayor actividad del acuífero en el sector Este.

## **Comportamiento de presiones**

De acuerdo al modelo estratigráfico, donde ambas zonas (Este y Oeste) están separadas, formando yacimientos independientes, se analizó el comportamiento de presiones en ambos sectores.

En la Zona Oeste existe una fuerte declinación de la presión y el relativo mantenimiento de la misma en la zona Este. (Figura 4).

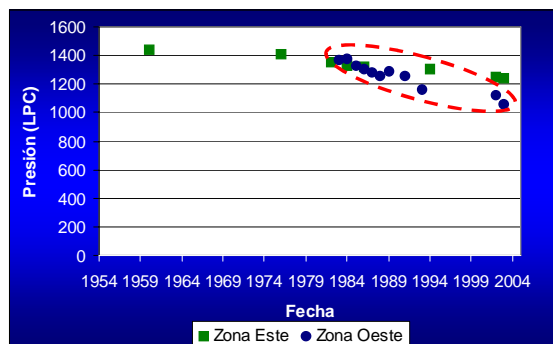


Figura 4.- Comportamiento de Presión vs Tiempo, Zonas Este y Oeste del Campo Pílon.

En el sector Oeste, la presión inicial fue de 1369 lpc a 3250 pies, actualmente esta se encuentra aproximadamente en 969 lpc, la caída de presión es de aproximadamente 400 lpc, en veinte años de producción, en el período comprendido entre 1983 y el 2003, según la tendencia observada, no se evidencia gran influencia del acuífero o de la capa de gas en este sector del yacimiento.

En el Sector Este, la presión inicial fue de 1438 lpc a 3250 pies, actualmente esta en el orden de los 1188 lpc, la caída de presión es de aproximadamente 250 lpc en 51 años de producción, reflejando una influencia muy activa del acuífero y de la capa de gas, en el mantenimiento de la presión.

Del análisis del comportamiento de presiones y producción, en ambos sectores, se corrobora, junto con el modelo estratigráfico, la separación entre ambos sectores.

## **Distribución de fluidos**

### **1.- Determinación del Contacto Agua Petróleo**

Con la finalidad de ubicar vertical y arealmente los distintos contactos de fluidos, se evidenciaron dentro de cada unidad sedimentaria a nivel de cada pozo, las profundidades a las cuales se determinó presencia de petróleo o de agua, con la finalidad de cartografiarlas. A través de la información obtenida en cada uno de los pozos de la zona de estudio, se ubicaron los posibles contactos de fluidos: CAPO, ODT y WUT.

La integración de la información de contactos de fluidos, ley de agotamiento por zonas y continuidad de los cuerpos arenosos, permite proponer una compartimentalización del campo Pílon en 3 unidades hidráulicamente separadas.

Se identificaron en la zona Oeste y Este del campo 06 unidades sedimentarias (A,B,C,D,E y F), de las cuales, hacia la zona Este, las unidades sedimentarias muestran continuidad de fluidos por carencia de sellos verticales efectivos y por continuidad lateral de las arenas basales (D,E y F) entre la zona Oeste y Este. La presencia de sellos verticales (Sello A-B, B-C y C-D) en la zona Oeste, identifica dos yacimientos de petróleo independientes, pertenecientes a las unidades sedimentarias A y B. (Figura 5)

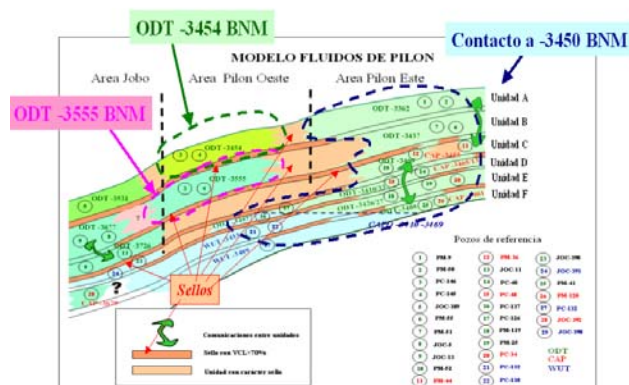


Figura 5.- Esquema de distribución de las distintas acumulaciones de hidrocarburos del campo Pilón.

En la zona Este, el contacto Agua - Petróleo está ubicado aproximadamente a -3450' BNM y en la zona Oeste es más complejo y solo las unidades A y B muestran presencia de petróleo. No se tiene un CAPO para estos yacimientos dentro de esta área, solo se consigue la profundidad del petróleo más profundo, (ODT), a la profundidad de -3454 pies BNM y -3555 BNM, respectivamente.

## 2.- Determinación del Contacto Gas Petróleo

Para la determinación del contacto gas petróleo se analizaron los perfiles de 20 pozos, con registros de densidad y neutrón. Existen pocos pozos en el yacimiento con estos tipos de registros pero los mismos se encuentran bien distribuidos a lo largo del yacimiento, lo que permitió determinar aproximadamente la profundidad y expansión de la zona de gas.

La ubicación aproximada del contacto original gas petróleo, según los análisis expuestos anteriormente, es de 3142 pbnm en el sector Este, reflejado fundamentalmente a nivel del pozo PM-056 (Figura 6), en el resto de los pozos solo se pudo determinar un límite inferior de la zona de gas.

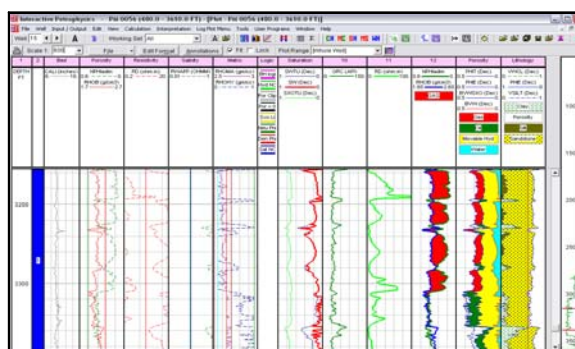


Figura 6.- Determinación del contacto Gas petróleo en el pozo PM-056

En la parte Oeste del campo Pilón no se observa un contacto Gas-Petróleo definido, solo muestra presencia de gas (GDT) hasta la profundidad de -3160 pies BNM y -3142 pies BNM. En el sector Este del campo Pilón, el pozo PM-56 muestra un contacto gas Petróleo aproximadamente a -3142 pies BNM.

## Balance de materiales

El objetivo principal del Balance de Materiales fue estimar el volumen Original de petróleo en Sitio (POES) y verificar la existencia de fuentes de energía adicionales tales como: Presencia de acuífero y capa de gas en el yacimiento Oficina-01 del Campo Pilón, mediante los métodos analíticos y gráficos de la Herramienta de Balance de Materiales (MBAL).



El análisis se realizó de forma individual en las zonas Este y Oeste del Campo, debido a la variación en las características de los fluidos y en las tendencias reportadas en el análisis de las presiones, comportamiento de producción y los resultados del Modelo Estático del Campo.

En el sector Este, el mejor cotejo, de la producción y presión, se logró considerando el yacimiento saturado, tomando en cuenta los datos del análisis PVT, capa inicial de gas ( $m=0.2347$ ) e inyección de gas, con un modelo de acuífero Small Pot radial de volumen 28056 MMBN (10 veces el valor del POES) (Figura 7).

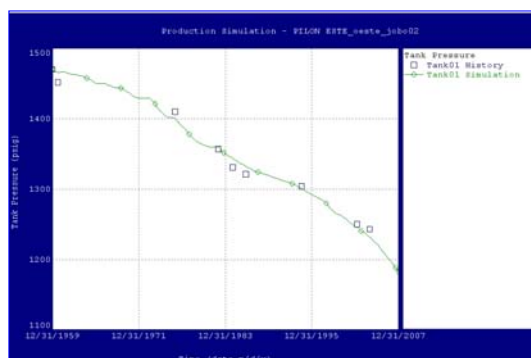


Figura 7.- Cotejo de presiones real y simulada vs Tiempo sector Este, considerando la Capa de Gas y el acuífero.

Los mecanismos de desplazamiento principales que han actuado durante la historia de producción del yacimiento en el sector Este son: Empuje Hidráulico seguido de la expansión de la capa de gas y en tercer lugar la compresibilidad de las rocas y de los fluidos (Figura 8).

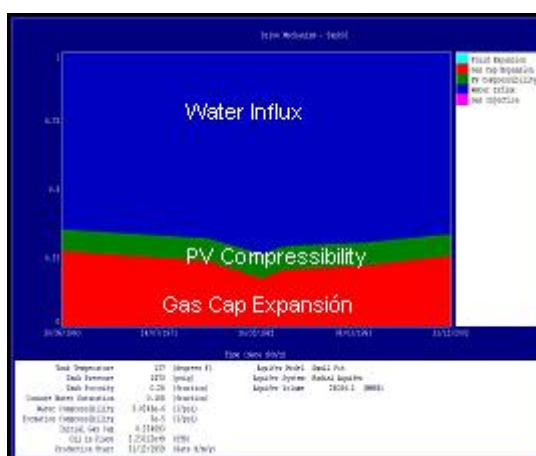


Figura 8.- Mecanismos de producción, sector Este del yacimiento.

En el sector Oeste, el mejor ajuste, de la producción y presión, se logró considerando el yacimiento saturado con capa inicial de gas ( $m=0.11$ ) con un modelo de acuífero Hurst-Van Everdingen. (Figura 9).

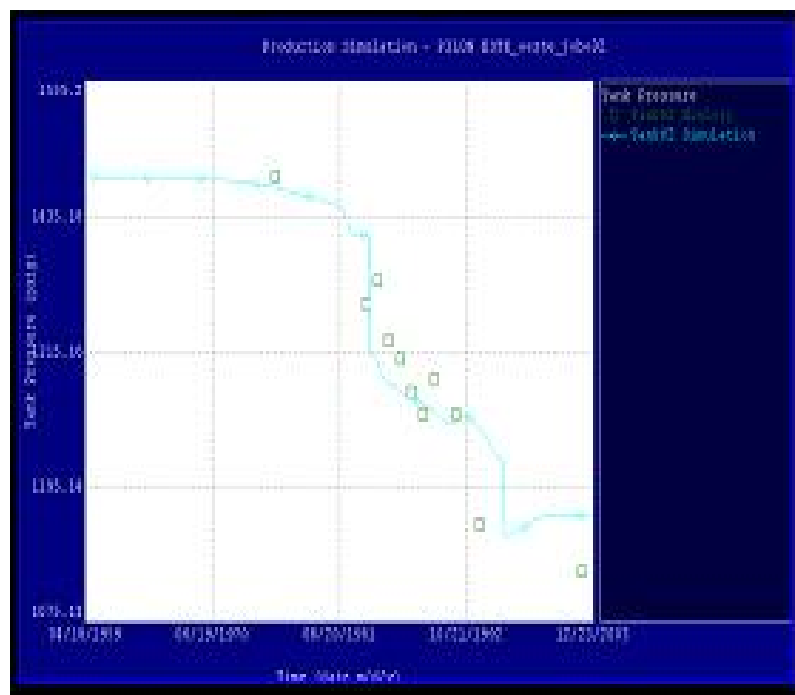


Figura 9.- Cotejo de presiones real y simulada vs Tiempo, sector Oeste del yacimiento.

Los mecanismos de desplazamiento que han actuado históricamente durante el desarrollo de producción del yacimiento, en el sector Oeste, son los siguientes: Compresibilidad de los fluidos seguido de la expansión de la capa de gas y en tercer lugar el empuje hidráulico. (Figura 10).

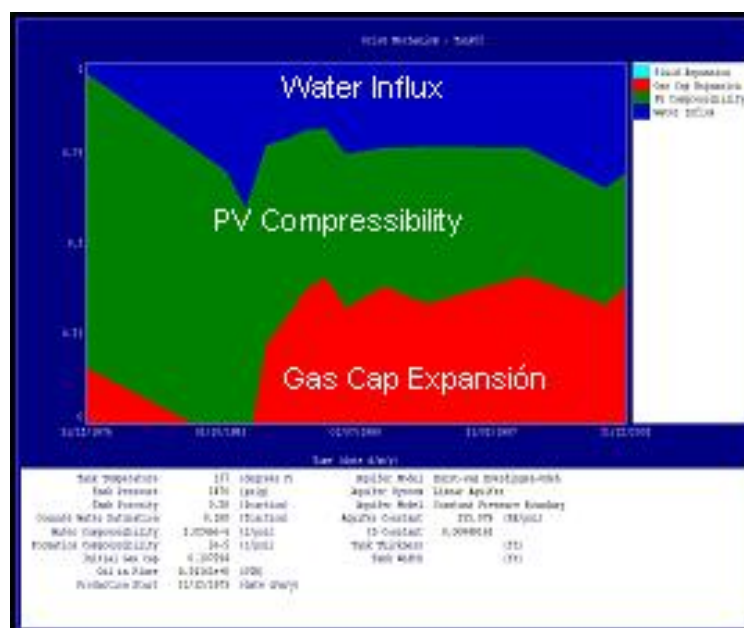


Figura 10.- Mecanismos de producción, Sector Oeste del yacimiento.

Dentro de los resultados finales, se tiene: sector Oeste POES de 432,2 MMBN, con capa de gas 0.11 (m), con mecanismo de producción principal, la compresibilidad de los fluidos, seguido de la expansión de la capa de gas y el efecto del influjo del agua. En el sector Este un POES de 2231MMBN, con una capa de gas de 0.2347 (m), mecanismo de producción principal, el empuje hidráulico, seguido de la expansión de la capa de gas y la compresibilidad de los fluidos.

## CONCLUSIONES

- ❖ La construcción del modelo geológico del campo Pilón es el resultado de la integración de productos finales de las disciplinas de geociencias a través del análisis de los datos de Estratigrafía, Sísmica, Sedimentología, Petrofísica y de la aplicación de la Geoestadística. Este modelo permitió definir y cuantificar los volúmenes de hidrocarburos en sitio.
- ❖ El estudio demostró la existencia de tres yacimientos, uno en el sector Este con un contacto agua-petróleo (-3450' TVDSS) y dos en el sector Oeste (A y B) separados por una lutita.
- ❖ La existencia de una Capa de Gas en contacto con el Petróleo ejerce un efecto de mantenimiento de presión en el sector Este, mientras que en el sector Oeste no se observó un contacto Gas-Petróleo definido.
- ❖ Mediante el Modelo Geoestadístico se determinó un Petróleo Original en Sitio de 3000 MMBN y un Gas Original en Sitio de 784 MMMPC (50% Gas Libre).
- ❖ El comportamiento de producción evidencia una marcada diferencia entre ambos sectores (Este y Oeste). En el sector Este, el corte de agua es mayor de 70% y muestra una caída de presión de 250 LPC en 51 años de producción observándose un relativo mantenimiento de presión, producto de un acuífero activo y una capa de gas asociada, mientras que en el Oeste el corte de agua es menor al 20% y muestra una fuerte declinación de presión (400 LPC) en 20 años.
- ❖ Los resultados del Balance de Materiales permitieron identificar los principales mecanismos de producción del campo tales como: Empuje Hidráulico y Expansión de la Capa de Gas.

## BIBLIOGRAFIA

- Balza, B., H. Cabrera, L. Rodríguez, R. Urdaneta, B. Valsardieu, C. Beaudelot, J. Christophe, J. Pascual, M. Thersiguel, O. Bague, 2009. Modelo Estático del Campo Pilón. 1. ed. Venezuela : 64p.
- Ramírez, J., E. Rodríguez, 2008. Análisis del Comportamiento de Producción del Campo Pilón. 1. ed.
- Rodríguez, E. 2008. Estudio de Presiones del Campo Pilón. 1. ed. Venezuela : 30p.
- Rodríguez, E. 2008. Informe Técnico de Balance de Materiales en el Campo Pilón. 1. ed. Venezuela : 35p.
- Lista, H., O. BAGUE, 2009. Revisión de los Modelos Termodinámicos y de Roca Fluidos en el Campo Pilón. 2. ed. Venezuela : 18p.