

Optimización de flujos multifásicos para incremento de productividad en pozos yacimientos no convencionales con gas disuelto

Armando Rivero Vertiz
armando.rivero@pemex.com

*Pemex Exploración y Producción, Activo APATG,
Ex laboratorio Paleontología Altamira Interior del campo Pemex*

Información del artículo: Recibido: mayo de 2015-aceptado: julio de 2015

Resumen

Reducir la liberación de gas al líquido y optimizar aportación de fluidos de fluidos para prolongar la vida fluyente del pozo e incrementar su índice de productividad, disminuir las caídas de presión en la tubería vertical en flujo multifásico.

Con la herramienta para caracterizar el sistema complejo de aportación de flujo de fluidos del sistema roca-fluido que pasa por diferentes medios de transporte como son la formación-fractura, fractura-pozo y pozo-separador se llevó un estudio para detectar a los yacimientos la complejidad de fluidos en su fase multifásico los flujos que se fluyen a través de la tubería de producción y logrando una mejor entendimiento y procesos de extracción, así mismo una optimización de los pozos al yacimiento utilizando modelo de pozos simples para optimizar sus aportaciones desde flujo de fluidos en medios porosos (yacimiento-fractura) hasta el pozo con flujos multifásicos describiendo en su forma simple y utilizando información básica como propiedades petrofísicas, pruebas de desplazamiento (permeabilidades relativas, capilares esfuerzos preferenciales, resultado de fractura hidráulica, análisis de fluidos PVT, historias de producción, presiones), se retroalimentó el simulador de aceite negro y utilizando información para caracterizar cada una de las arenas principales y lograr un mejor entendimiento de este mecanismo de aportación de flujo de fluidos tanto estático como dinámico y su interrelación que existe y así para mejorar la productividad de los pozos e incrementar la rentabilidad y explotación de los mismos dentro de los márgenes técnico-económicos.

Palabras clave: Flujos multifásicos, incremento de productividad, yacimientos no convencionales, gas disuelto.

Optimization of multiphase flows to increase productivity in non-conventional wells in reservoir with dissolved gas

Abstract

Reduce the release of gas to the liquid and optimize contribution of fluids of fluids to prolong the life flowing from the well and increase your productivity rate, decrease the pressure drops in the vertical pipe in multiphase flow. With the tool to characterize the complex system of contribution of fluid flow system of the rock-fluid that passes through different means of transport such as formation-fracture.

Fracture-well and well-separator is conducted a survey to detect the deposits the complexity of fluid in your phase multiphase flows that are flowing through the line of production and achieving a better understanding and extraction processes and same a optimization of the wells to the reservoir,

Using simple model of wells to optimize their contribution from flow of fluids in porous media (reservoir-fracture) until the pit with multiphase flows describiendo in its simple shape and using basic information such as petrophysics

properties, testing of displacement (relative permeabilities, capillaries preferential efforts, result of hydraulic fracture, PVT analysis of fluids, production histories, pressures), was retrofitted simulator of black oil and using information to characterize.

Each one of the main sands and gain a better understanding of these contribution mechanism of fluid flow both static and dynamic, and its interrelationship and as well to improve the productivity of the wells and increase the profitability and exploitation of the same within the margins of technical-economic.

Keywords: Multiphase flows, increase productivity, non-conventional reservoir, dissolved gas.

Introducción

Con herramientas y modelos muy simples de pozos se lograron adaptar estas formas de productividad en área terciaria que presenta indicadores con potenciales muy grandes de adición de reservas, en donde los pozos perforados han tenido como objetivo encontrar yacimientos de aceite almacenados en arenas del Terciario, considerar totalmente las manifestaciones de gas y aceite detectadas en núcleos y muestras de canal de las formaciones Tantoyuca y Chicontepec de edad Terciaria.

Se llevó a cabo un estudio para lograr detectar las áreas con arenas impregnadas de hidrocarburos y optimizar su explotación mediante modelos de productividad complejos a través de análisis de fluidos PVT, historias de producción, presiones. Se retroalimentó el simulador numérico utilizando información para caracterizar cada una de las arenas principales y lograr un mejor entendimiento de estos mecanismos de aportación de flujo de fluidos de pozos que resultaron productores de arenas del Terciario en rocas clásticas del Eoceno, depositadas en ambiente fluvio-deltáico, lo cual favorece la formación de trampas estratigráficas y la detección de horizontes potenciales. Por sus características eléctricas la Formación Tantoyuca presenta la mayor cantidad de horizontes potenciales acumuladores de hidrocarburos.

Problemática

Los factores de declinación y costos de pozos e infraestructura son otras variables de incertidumbre del modelo con relativa importancia. También los precios del aceite y el gas tienen un gran peso en los resultados, pero sobre estas variables no se puede influir en el estudio.

Las variables principales de incertidumbre y riesgos que afectan el perfil de producción de aceite y gas y en consecuencia, los indicadores económicos, están relacionadas con la caracterización de yacimientos, el movimiento de los fluidos (contactos actuales), en los yacimientos, el número de pozos a perforar y la estimación del gasto inicial de dichos pozos, según las condiciones actuales de explotación.

Debido al largo tiempo de vida productiva de los campos se encuentran en una fase de declinación caracterizada por irrupción de agua hacia los pozos productores. No obstante, el nivel de caracterización puede ser mejorado utilizando las tecnologías disponibles.

Es necesario un análisis profundo de optimización de los procesos de producción, tratamiento y transporte de fluidos, así como de los procesos administrativos que permitan depurar los cargos que se hacen al proyecto.

Desarrollo

Utilizando técnicas novedosas de explotación con estimulación hidráulica, es decir, con múltiples fracturas para interceptar en forma radial a la horizontal del pozo en drene, tipo aceite para mejorar la conductividad adimensional en el sistema yacimiento-matriz-pozo y lograr minimizar las caídas de presión a través de flujo de fluidos del sistema del orden 30 %, por consecuencia crear modelos de pozos tipo y crear una técnica novedosa para optimizar su explotación creando modelos con la utilización de un modelo numérico que se ajusta en particular para cada pozo, esto debido a la complejidad del yacimiento y así adaptando el modelo para mejorar su productividad en el pozo y nos generen mejores indicadores técnico-económicos.

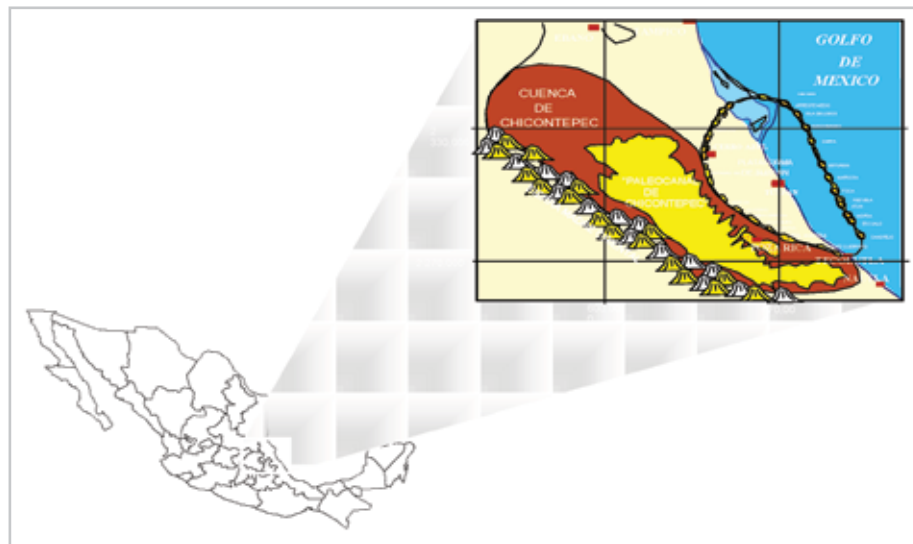


Figura 1. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec.

Al restringir el flujo con el EDF, se controla la presión corriente arriba incrementando la P_{wf} , lo que disminuye el efecto de conificación de agua y gas.

La caída de presión en el EDF provoca la liberación de gas generando un efecto de BN.

La disminución de la densidad de la mezcla, el incremento de la velocidad y el cambio de patrón de flujo, generalmente reduce el gradiente fluyendo.

La recuperación de aceite en un pozo fluyente puede incrementarse de manera sustancial.

Se debe tomar en cuenta el efecto de las K_{ro} y K_{rw} respecto de la saturación de agua y aceite. Modificar las permeabilidades relativas puede mejorar la movilidad del aceite.

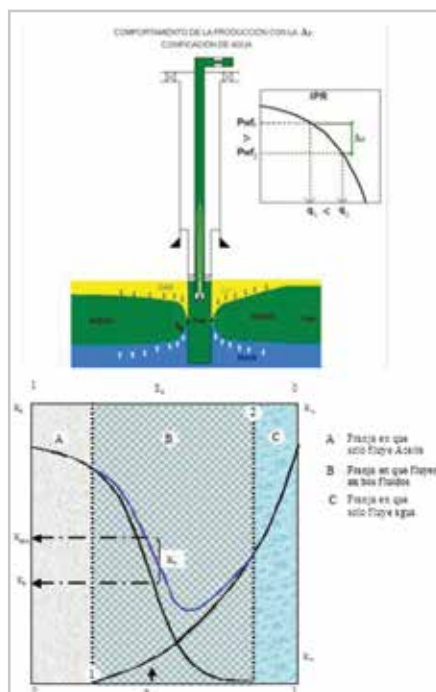


Figura 2. Sistema total de caídas de presión y modificación de las permeabilidades relativas para mejorar la movilidad del aceite.

Factores que influyen con este tipo de dispositivo.

- Administrar la energía del yacimiento
- Prolongar la vida fluyente del pozo
- Disminuir las caídas de presión en la tubería vertical
- Retardar la llegada del arena y agua proveniente de los yacimientos además de controlar el corte de agua
- Evitar el congelamiento de líneas en pozos de gas.

Es factor preponderante para el mantenimiento de presión del yacimiento y el control de agua y gas, ya que en la conducción de la mezcla multifásica aceite-agua-gas, del

fondo del pozo a las instalaciones de recolección, implica considerables pérdidas de presión, siendo que las mayores caídas de presión se generan en la tubería de producción (75-85%), que pueden disminuir con el empleo de EDF.

Con un EDF, la energía del gas se provoca en el fondo del pozo. El gas liberado modifica el patrón de flujo corriente abajo del EDF.

La redistribución de presión en el yacimiento mejora las condiciones de flujo en la vecindad del pozo; permeabilidad (k_{ro} , k_{rw} , k_{rg}) y movilidad.

Su aplicación para ser atractiva requiere de ciertas condiciones de P_{wf} , RGA , R_s , % agua, etc.

Ecuaciones analíticas para productividad de las vecindades del pozo con optimización del flujo multifásico

Si se tiene la ecuación de flujo

$$\nabla \left[\frac{1}{Bo} \nabla p \right] + \frac{\mu_o}{K_{oc}} q_o = \frac{\phi h c \mu_o}{K_{oc}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{Bo} \right) \quad \text{Ec. 1}$$

Para un aceite de compresibilidad pequeña:

$$Bo = Bo_b \exp [Co(P_b - P)] \quad \text{Ec. 2}$$

Si se introduce la ecuación 2 en la Ec. 1:

$$\nabla^2 p + Co(\nabla p)^2 + \frac{\mu_o}{K_{oc}} q_o Bo = \frac{\phi h c \mu_o Co}{K_{oc}} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec. 3}$$

Si se consideran gradientes de presión pequeños, la ecuación de flujo multifásico se reduce a:

$$\nabla \left[\frac{1}{\mu_o Bo} \nabla p \right] + \frac{1}{K_{oc}} q_g = \frac{\phi h c}{K_{gc}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{Bg} \right) \quad \text{Ec. 4}$$

Para el factor de volumen del gas se da la siguiente relación:

$$B_t = \frac{V_g}{V_{g,cs}} = \frac{T_y P Z}{T_y p} \quad \text{Ec. 5}$$

Sustituyendo la ecuación 4 en la Ec. 3 y reorganizando:

$$\nabla \left[\frac{P}{\mu_{gz}} \nabla p \right] + \frac{P y T_y}{T_y K_{gc}} q_g = \frac{\phi h c}{K_{gc}} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

Si se utiliza la regla de la cadena en derivada del tiempo de la Ec. 5 y Ec.6 se puede escribir:

$$\nabla \left[\frac{P}{\mu_{gz}} \nabla p \right] + \frac{P y T_y}{T_y K_{gc}} q_g = \frac{\phi h c \mu_{gc} C_g}{K_{gc}} \frac{P}{\mu_{gz}} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec. 7}$$

Alhussain y colaboradores definen el potencial de gas real:

$$m(p) = 2 \int_{p_{vg}}^p \frac{p}{\mu_{gz}} dp \quad \text{Ec. 8}$$

Simplificando la ecuación de Darcy:

$$q_o = \frac{0.00708 K_{oh}(p_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + S \right]} \quad \text{Ec. 9}$$

Si se utilizan propiedades PVT:

$$R_s = \delta_g \left\{ \left[\left(\frac{P(tpca)}{18.2} \right) + 1.4 \right] \times 10^{0.0125 API - 0.0009 V(F)} \right\} \quad \text{Ec. 10}$$

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left\{ R_s \sqrt{\frac{\delta_o}{\delta_g}} + 1.25 T(^{\circ}F) \right\}^{1.3} \quad \text{Ec. 11.}$$

$$\delta_o = \frac{62.4 \delta_o + 0.0764 \delta_g R_s / 5.615}{B_o} \quad \text{Ec. 12}$$

Simultáneamente se colocó un sensor de fondo para monitorear el comportamiento en el fondo del pozo del dispositivo de estrangulador de fondo para denotar esas variaciones de presiones y poder ajustar los gastos con las producciones en flujo multifásico tanto de aceite, gas y agua. Cabe señalar que el comportamiento y terminación de un pozo horizontal de radio cortó durante la prueba del EPF como un pozo estimulado, optimizando su presión en el fondo del pozo corriente arriba (antes del EPF). Además se analizaron e interpretaron las pruebas de gasto variable a 7 y 8 mm del estrangulador EPF. En las **Figuras 3 a 9** se muestra un

modelo de flujo de doble frontera para un pozo horizontal con dos fronteras de no flujo y permeabilidad horizontal de 26.2356 md y con una longitud de horizontalidad del orden de 950 pies, el pozo se muestra estimulado con un valor de -3, esto sólo comprende al cambio de fluido a seno de diesel en su inducción, cabe mencionar que su energía radica como si estuviera operando un sistema de bombeo neumático creando una gran energía corriente arriba del estrangulador EPF y reduciendo las caídas de presión en la tubería de producción alrededor del 35 % del sistema, por consecuencia se incrementa la producción total de líquido.

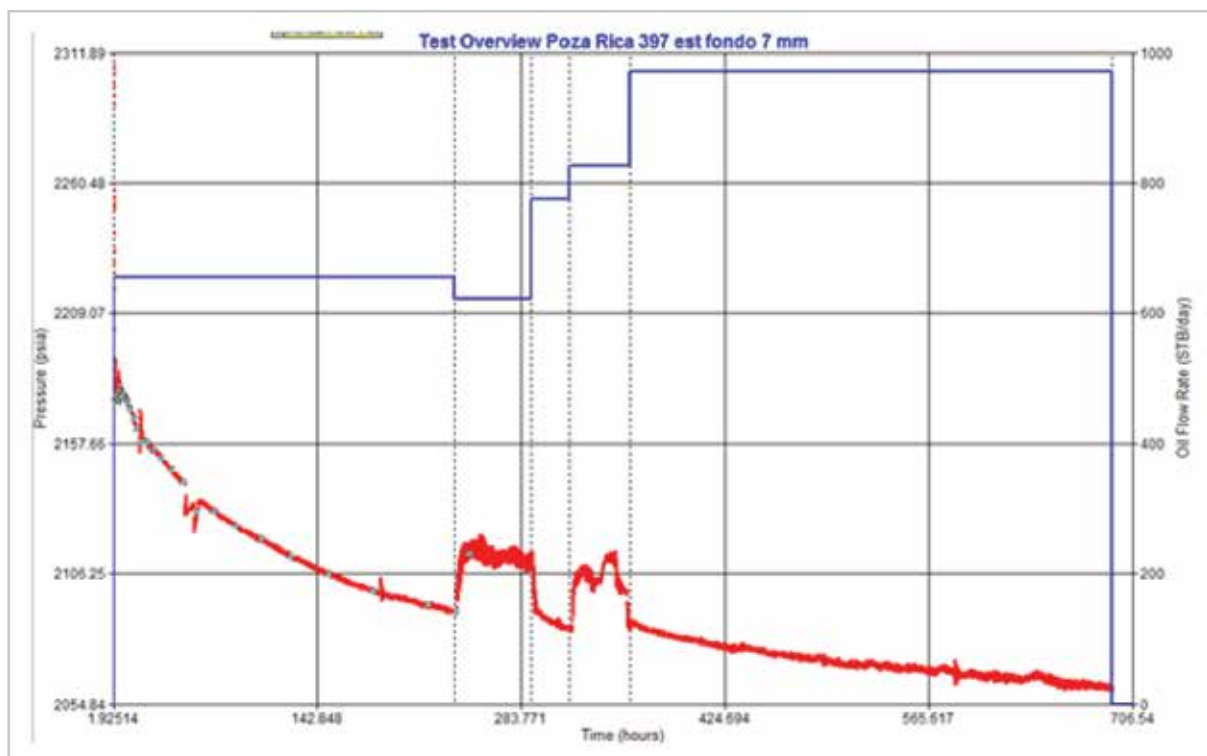


Figura 3. Análisis de prueba de gasto variable con EPF el pozo Poza Rica 397.

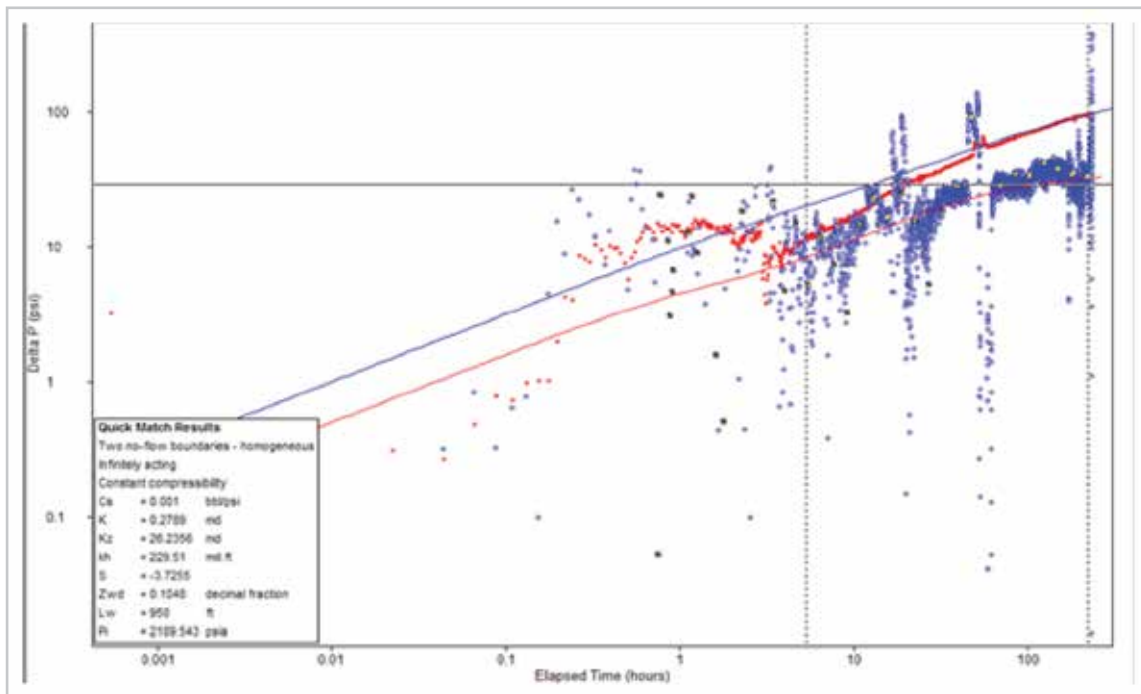


Figura 4. Gráfica diagnóstico en análisis de prueba de gasto variable con EPF el pozo Poza Rica 397.

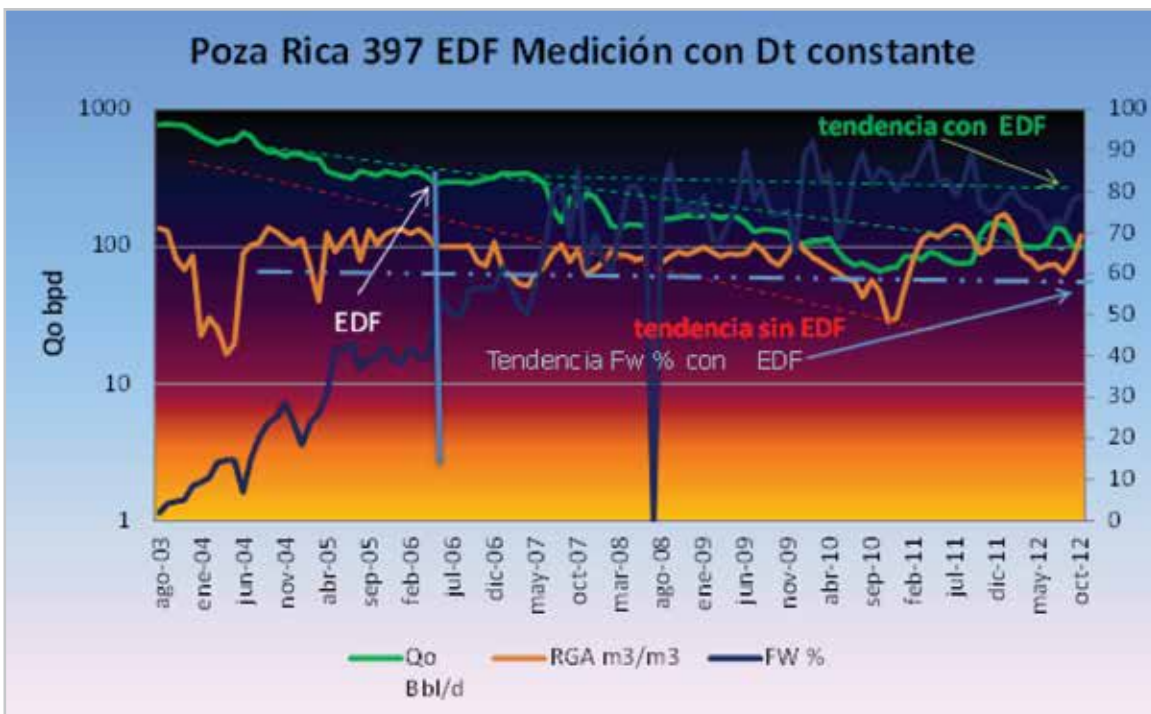


Figura 5. Gráfica de comportamiento de producción durante la prueba de gasto variable con EPF del pozo Poza Rica 397.

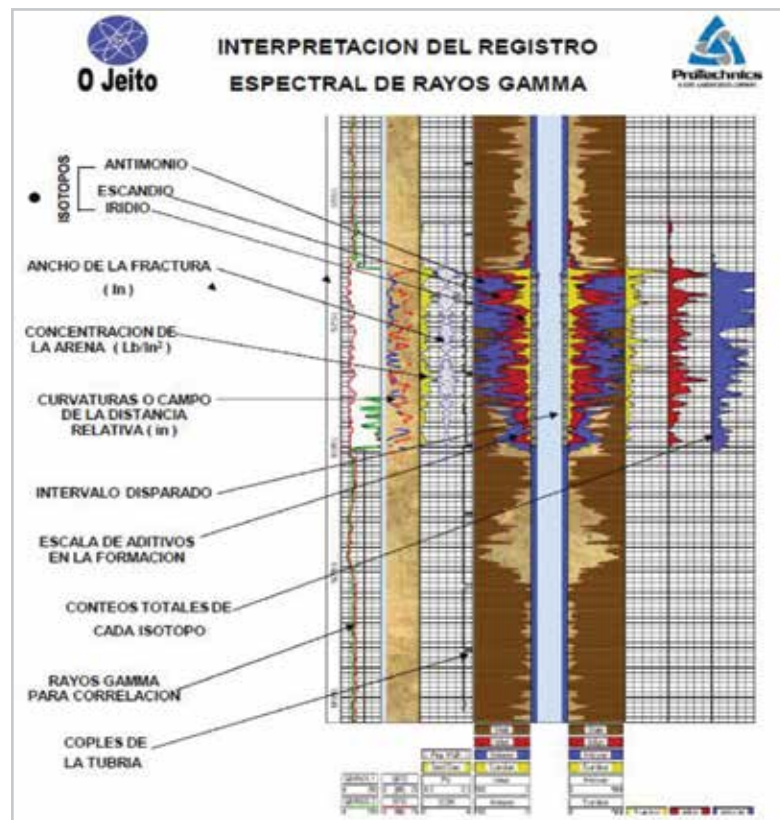


Figura 6. Trazador radiactivo para evaluar la fractura del pozo Poza Rica 170.

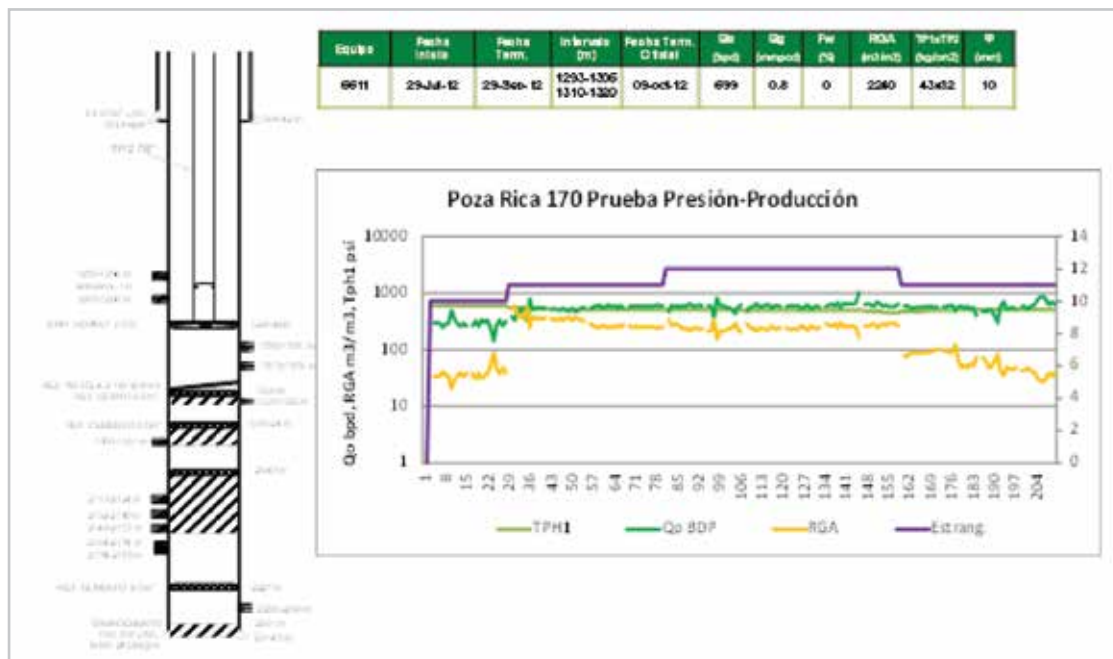


Figura 7. Gráfica de comportamiento de producción después de la estimulación hidráulica y el dispositivo EPF, pozo Poza Rica 170.

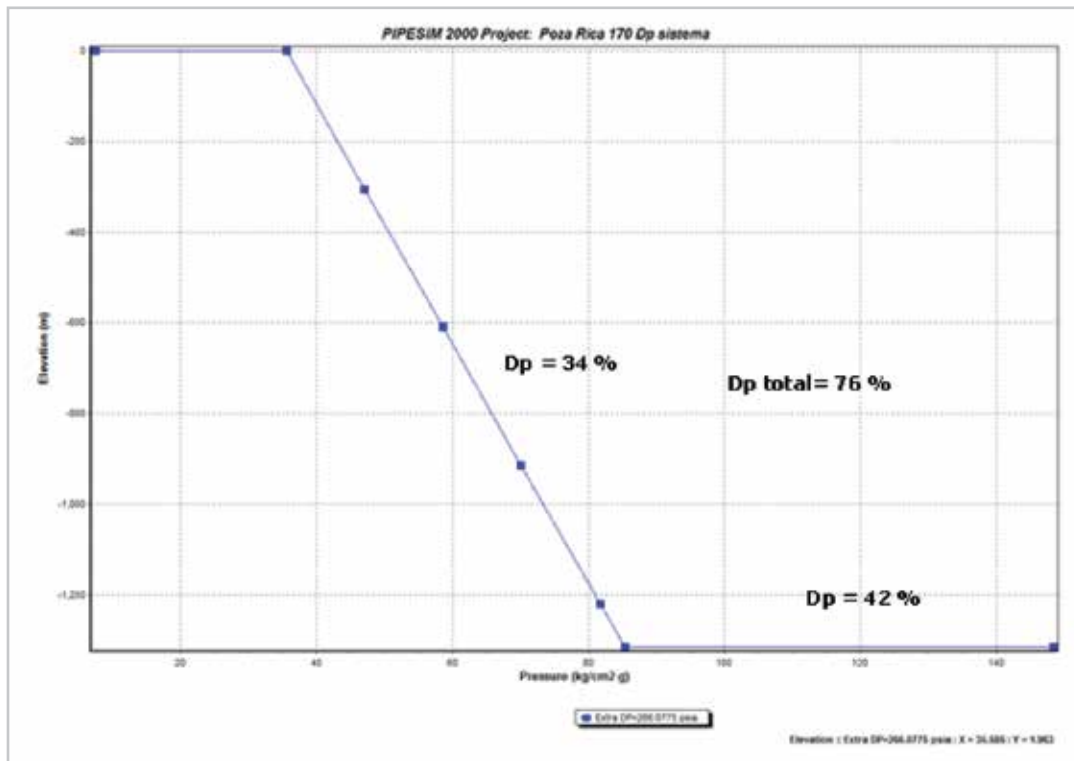


Figura 8. Con caídas de presión en el sistema y ajuste del comportamiento de análisis nodal para un pozo con estimulación hidráulica y el dispositivo EPF, pozo Poza Rica 170.

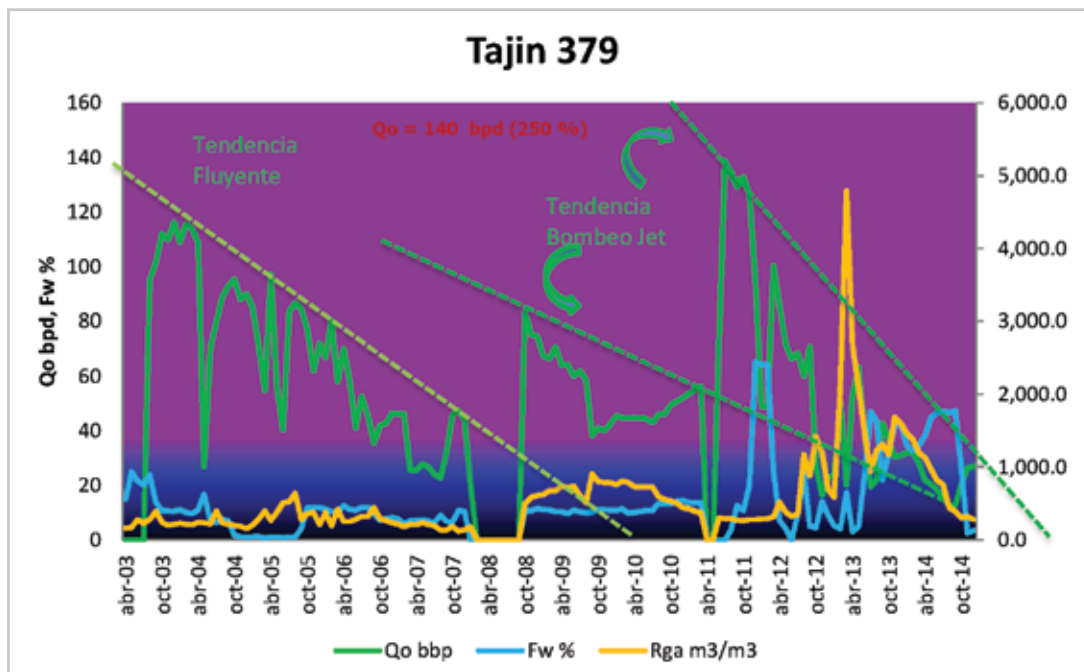


Figura 9. Gráfica de comportamiento de producción durante la prueba con SAP (hidráulico), del pozo Tajín 379.

Conclusiones

El gas disuelto liberado mejora el comportamiento de flujo en la tubería de producción disminuyendo las caídas de presión por fricción y elevación, permitiendo que se disminuya el diámetro del estrangulador de fondo para aumentar la presión de fondo corriente arriba, (P_{wf}). A mayor RGA, mayor beneficio.

La introducción de estranguladores en el sistema cambia las características de la interacción entre el yacimiento y los modelos de sistemas de producción en superficie, esto es debido a la alta sensibilidad de caídas de presión del estrangulador para las variaciones de los caudales y un buen control de agua y optimización de los mismos.

La productividad e incremento en la vecindad de pozo al reducir las caídas de presión del orden de 75 % a un 25 % y a su vez aplicada a pozos estimulados hidráulicamente del sistema yacimiento-fractura-pozo no-convencional.

Una presión óptima en el fondo mejora el flujo en la vecindad del pozo al modificar las permeabilidades relativas, es decir, puede mejorar la movilidad del aceite.

Los yacimientos no-convencionales de aceite, sujetos a un sistema con gas en solución y fracturados hidráulicamente y altamente complejos, además de su terminación, no muestran grandes cambios a pruebas tradicionales en pozos terminados tradicionalmente.

Esta optimización de flujos multifásico en shell aceite permite comprender la optimización de las caídas de presión en tubería y alargar la vida productiva de los pozos para drenar la mayor área probable en un sistema yacimiento-fractura-pozo.

Nomenclatura

EDF= Estrangulador de fondo, mm

EDS= Estrangulador de superficie, mm

D_p = Caída de presión, psi

IPR= Índice Productividad Pozo, bbl/psi

b = Espesor de formación, ft

k = Permeabilidad, md

p = Presión, psi

p_i = Presión inicial, psi

q_w = Gasto del pozo, STB/D-ft

t = Tiempo, hours

w = Amplitud de la fractura, ft

ϕ = Porosidad, fracción

F_{cd} = Conductividad hidráulica, adimensional

X_f = Longitud de la fractura, ft

S_f = Daño de la fractura, adim

Q_o = Producción de aceite del pozo, bbl

Q_g = Producción de gas del pozo, sfc

R_{ga} = Delación gas aceite del pozo, sfc/bb

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

S_w = Saturación de agua, %

S = Daño pozo, (adm)

C_s = Almacenamiento del pozo, (bbl/psi)

k_z = Permeabilidad horizontal, (mD)

F_w = Flujo agua, %

K_h = Capacidad flujo, md.pies

L_w = Longitud pozo, pies

R_w = Radio pozo, pies

Referencias

Arteaga V., J.M. 2004. *Evaluación de Pérdidas de Presión en Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Crudos Extrapesados*. Tesis de Licenciatura, Universidad Central de Venezuela, Caracas (mayo-2004).

Baldauff, J., Trevor, R., Cadenhead, J. et al. 2004. Perfilaje y Cuantificación de Flujos Multifásicos Complejos. *Oilfield Review* (invierno): 4-13. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/

[win04/01_profiling_complex_muliphase.pdf](#) (Fecha de acceso 15 de enero de 2015).

Información proporcionada por el “Proyecto Integral de Aceite del Golfo del Terciario–diciembre–2014”.

Maggiolo, R. 2005. Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Maracaibo, Venezuela.

Semblanza del autor

Armando Rivero Vertiz

Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del Instituto Politécnico Nacional en 1993.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en la Superintendencia general de distritos de explotación Poza Rica en el mismo año. Se ha desarrollado como Ingeniero de campo en el Departamento de ingeniería de producción, posteriormente como Ingeniero de estudio en el Departamento de ingeniería de yacimientos en los estudios de los campos Poza Rica y San Andrés en la sección de recuperación secundaria para optimar la inyección de agua al yacimiento y evaluación de reservas.

Fue comisionado a la Ciudad de México para realizar estudios de posgrado con la especialidad de yacimientos en la DEPMI de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Participó en el desarrollo de la Cuenca de Burgos como especialista de yacimientos, interpretación y análisis de pruebas de variación de presión, elaboración de caracterización dinámica y construcción de bases de datos y detectar áreas de oportunidad y modelos numéricos.

Actualmente colabora en el estudio de diseño de explotación del APATG, como especialista de yacimientos para generar modelo dinámico y simulación numérica y revaluación de reservas de los campos pertenecientes al proyecto.

Ha presentado varios trabajos técnicos en diferentes congresos internacionales del petróleo y ponencias técnicas.

Es socio activo del CIPM y de la SPE, Sección México.