

Diseño y análisis de terminaciones tipo cola extendida en yacimientos naturalmente fracturados

M. en I. Ernesto Pérez Martínez
M. en I. Antonio Rojas Figueroa
Roberto Parra Olguín
Ing. José Francisco Guzmán Arévalo
Pemex Exploración y Producción
Ing. Alfredo Freites Camacaro
Schlumberger

Información del artículo: Recibido: enero de 2013-aceptado: enero de 2014

Resumen

La necesidad de explotar ventanas reducidas de aceite limitadas por los contactos agua-aceite (CAA) y gas-aceite (CGA) en los activos Cantarell y Ku Maloob Zaap (KMZ) ha impulsado la implementación de terminaciones no convencionales, que permitan prolongar la vida productiva de los pozos disminuyendo el riesgo de invasiones tempranas de agua y/o gas, o en su defecto el ahorro de recursos por concepto de reparaciones mayores, mediante la utilización de terminaciones tipo cola extendida instrumentada.

Para hacer lo anterior es necesario contar con una herramienta basada en correlaciones, capaz de predecir el comportamiento de producción de los pozos con este tipo de terminaciones en función de la permeabilidad del medio fracturado (k_f), distancia del intervalo productor a los CAA y CGA y condiciones operativas de los pozos. Esto permite el ahorro de todo lo que conlleva la generación, ajuste y predicción de un modelo de simulación de pozo (tiempo y recursos computacionales).

Palabras clave: Terminaciones tipo cola extendida en yacimientos naturalmente fracturados, explotar ventanas reducidas de aceite limitadas por los contactos agua-aceite (CAA) y gas-aceite (CGA).

Design and analysis of extended tail type terminations in naturally fractured reservoirs

Abstract

The need to exploit oil reduced windows, limited by oil-water contacts (OWC) and gas-oil contacts (GOC) in Cantarell and Ku-Maloob-Zaap fields has driven the implementation of unconventional well completions, which extend the wells productive life reducing the risk of early water and/or gas breakthroughs, saving economical resources by reducing the amount of well workovers by applying extended instrumented tubing technology into open hole in naturally fractured reservoirs.

To do this, it is necessary to get a tool based on correlations, able to predict the wells production behavior under this completion type. The correlations are function of the rock fracture medium (k_f), distance from the taking point to the OWC, and GOC and well operation conditions. The correlations were created with numerical simulators models to analyze and tune a wide analysis range of each parameter involved, this save lots of time because with these correlations is not need to use again a numerical simulator, saving all the efforts and resources needed to built a simulator model.

Keywords: Extended instrumented tubing technology into open hole in naturally fractured reservoirs, exploit oil reduced windows, limited by oil-water contacts (OWC) and gas-oil contacts (GOC).

Introducción

Debido a la situación actual que tiene el Activo de Producción KMZ, de explotar ventanas reducidas de aceite limitadas por el CAA y por el CGA, se ha visto en la necesidad de utilizar alternativas distintas en la terminación de pozos, como las “colas yates” también conocidas como “colas extendidas”; derivado de esto, es conveniente contar con una herramienta (que pueda utilizarse por cualquier especialista involucrado en la toma de decisiones de terminación de pozos), para analizar de manera práctica, la configuración óptima de este tipo de terminaciones en función del gasto de aceite, permeabilidad y distancia a los CAA y CGA.

Con base en el análisis experimental de múltiples corridas de simulación realizadas en varios modelos de flujo hacia un pozo, se obtuvieron correlaciones para definir el gasto de aceite de un pozo con terminación tipo cola extendida, en función de la ubicación del intervalo de explotación y distancia al CAA y CGA.

Las correlaciones obtenidas permiten determinar el número, posición y espaciamiento óptimos de las válvulas de control de flujo para la terminación tipo cola instrumentada, o los intervalos de explotación para la terminación tipo cola ciega disparada.

Antecedentes

Los campos Ku, Maloob y Zaap, se ubican geográficamente a 105 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en aguas territoriales del Golfo de México; fue en el año de 1979 cuando se descubrió el Campo Maloob-Cretácico, al perforarse el pozo Maloob-1. Posteriormente, en el año 1980 se descubrió el Campo Ku-Cretácico, con la perforación del pozo Ha-1A, dando inicio a su explotación en marzo de 1981, a través de los pozos Ku-47 y Ku-89, los cuales producían un gasto de 35 mil barriles por día cada uno, con una presión original de 323 kg/cm², a un plano de referencia de 3000 mvbnm. Finalmente, en 1990 se descubre el Campo Zaap con la perforación del pozo Zaap-1.

El aceite de Ku es de tipo Maya, en etapa de bajo-saturación y densidad de aceite de 21° API, con una presión de saturación de 187 kg/cm², temperatura del yacimiento

de 116 °C, densidad y viscosidad del aceite de 21°API y 1.7 cp, respectivamente, a condiciones iniciales, mientras que el aceite de Maloob y Zaap es de 13 a 14 °API, con una viscosidad que fluctúa entre 7 – 20 cp.

La producción de KMZ inició en 1981, con pozos de alto gasto, lo que permitió incrementar la producción de aceite a 200 Mbpd en tan sólo dos años, manteniendo este nivel de producción por más de veinte años. En el año 2002 se aprobó el proyecto de desarrollo de los campos KMZ, permitiendo incrementar la producción del Activo en forma gradual hasta alcanzar la meta comprometida de 850 Mbpd a finales del año 2009, manteniendo esta plataforma de producción hasta la actualidad, con expectativas de extenderla hasta principios del 2017.

La última reserva de hidrocarburos de los yacimientos Ku-Cretácico se recuperará en una ventana reducida de aceite, limitada en su parte superior por el CGA y en la inferior por el CAA, lo que implica darle un seguimiento muy estricto al avance de los contactos para reducir el riesgo en el éxito de las reparaciones mayores de los pozos existentes y terminaciones futuras.

Derivado de lo anterior, es de suma importancia conocer el comportamiento de la producción en estas condiciones para definir el rango óptimo de operación al cual se explotarán los pozos, para maximizar la recuperación de aceite y controlar los problemas de conificación de gas y agua. El APKMZ ha emprendido una iniciativa para generar modelos sectoriales alrededor de los pozos que se perforarán o someterán a intervenciones. La idea es incrementar el nivel de detalle de los modelos numéricos por medio de la reducción del tamaño y ortogonalización de celdas.

En este trabajo se resalta el proceso de calibración de los modelos realizados tomando en cuenta la información de presión-producción del pozo Zaap-50, que se terminó y entró a producción el 21 de junio de 2012; este pozo tiene la particularidad de poseer ocho sensores permanentes de presión a lo largo de su sección abierta a flujo, **Figura 1**; instrumentación que representa una fuente de información clave para la calibración del modelo de simulación y el análisis posterior de los fenómenos que ocurren a nivel de pozo, (caídas de presión, aporte por sección, etc).

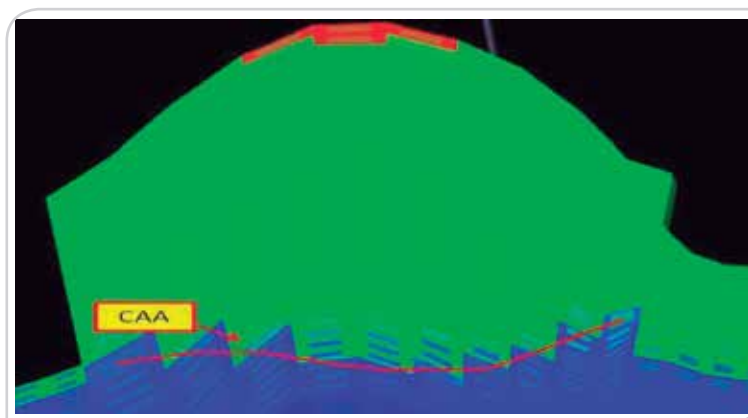


Figura 2. Distorsión del CAA por efectos de la malla.

La **Figura 3** muestra la nueva malla interceptada con la malla a escala de campo, donde se notan las diferencias en la dirección, forma y tamaño de las celdas. Se ha pasado de

celdas con dimensiones areales de 200x200 m a otras de 33x33 m aproximadamente, y capas de 10 m de espesor.

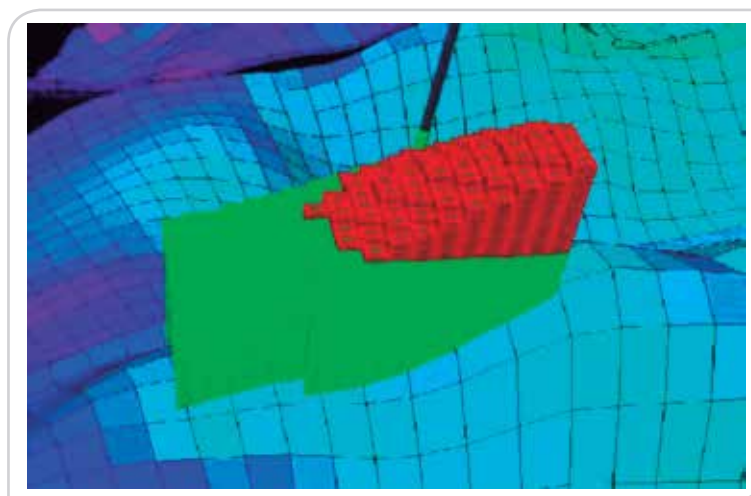


Figura 3. Malla ortogonal proyectada sobre la malla a escala de campo.

A pesar de que la malla ortogonal mejora sustancialmente la resolución del sistema, aún es necesario incrementar el nivel de detalle de las celdas para estudiar los efectos a nivel de la terminación del pozo. Se consideró entonces

la implementación de un refinamiento local en torno al pozo y la generación de una malla radial, mostrado en las **Figuras 4 y 5**.



Figura 4. Refinamiento local en las vecindades del pozo.

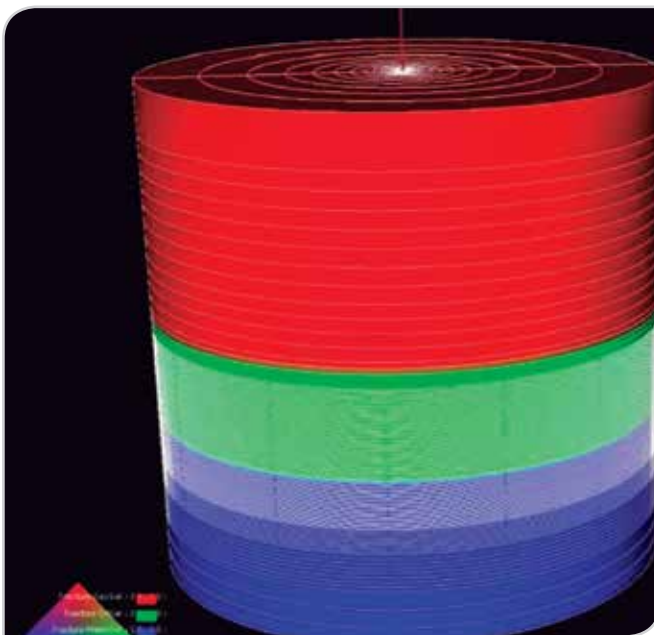


Figura 5. Modelo radial de pozo.

Los modelos de simulación desarrollados son de aceite negro y consideran las tres fases gas, aceite y agua; las propiedades estáticas se escalaron de la malla del campo

completo para garantizar la consistencia en el proceso. En estos modelos se analizaron las terminaciones con cola extendida ciega disparada y cola extendida instrumentada con válvulas de control de flujo; las Figuras 6 y 7 muestran las diferencias entre la terminación con cola extendida y la terminación convencional.

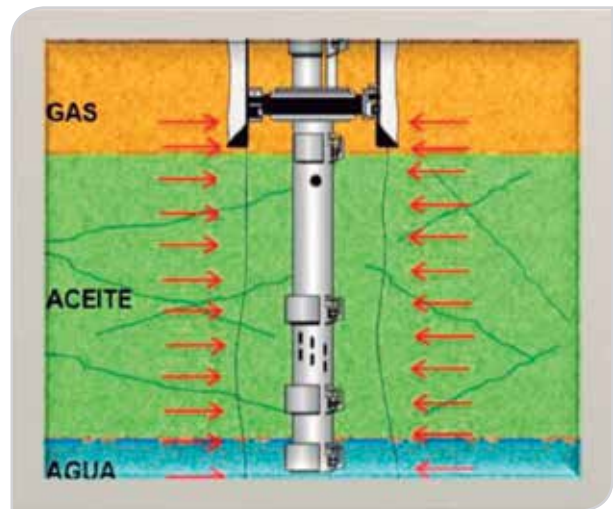


Figura 6. Terminación cola extendida.

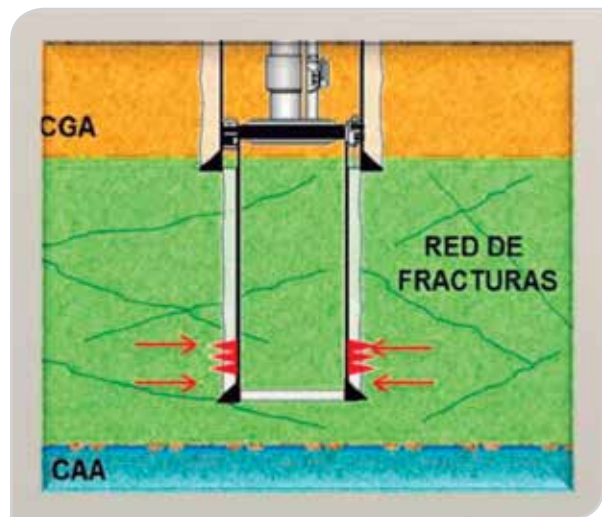


Figura 7. Terminación convencional.

Ajuste del modelo

Para calibrar el modelo del pozo Zaap-50 se ajustó la producción promedio de aceite y agua en el periodo del 21 al 25 de junio de 2012, la cual se muestra en la **Tabla 1**, es importante mencionar que el gasto de

agua decrece rápidamente en cinco días de producción. La presión se ajustó con base en las mediciones de los ocho sensores permanentes de presión, instalados en el espacio anular entre la tubería de producción y la cara de la formación, tal como se muestra en la **Figura 8**.

Tabla 1. Historia de producción, pozo Z-50.

Fecha	Gasto de aceite (BPD)	Gasto de agua (BPD)	Gasto de gas (Mpcd)
21/06/2012	1480	300	5970
22/06/2012	2280	215	4280
23/06/2012	2208	82	4270
24/06/2012	2191	46	4600
25/06/2012	2256	41	4040

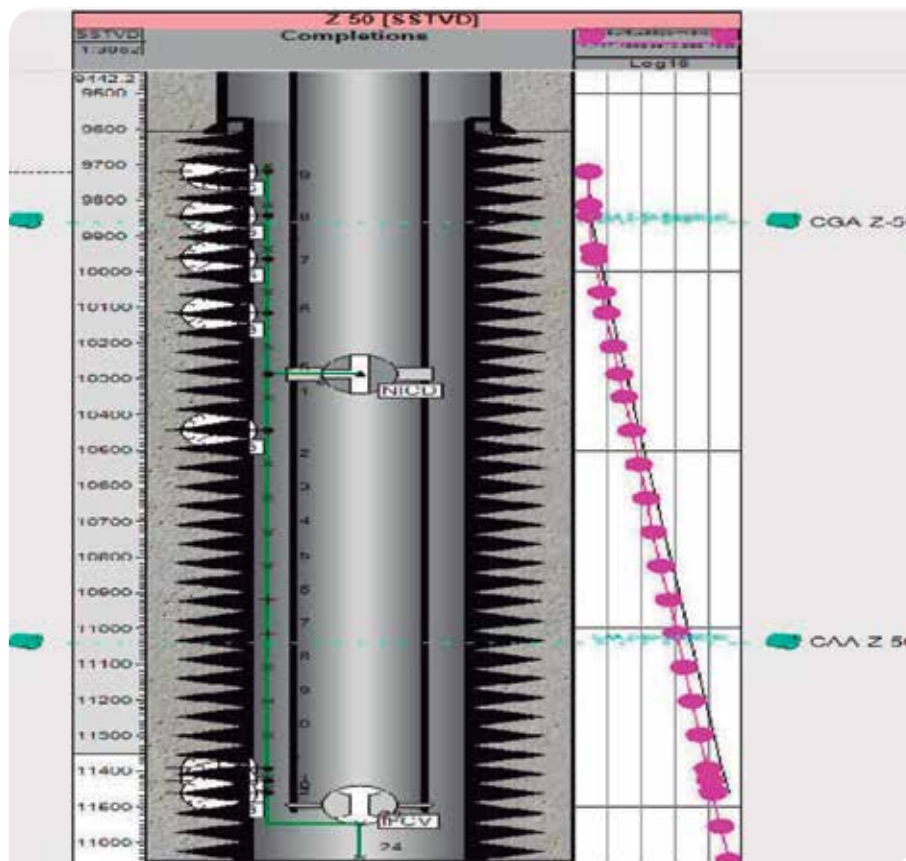


Figura 8. Ajuste de presión en el espacio anular del pozo Zaap-50.

Para analizar la distribución de fluidos en el espacio anular en condiciones dinámicas, se realizó una simulación con el modelo calibrado, considerando una producción de aceite de 2000 BPD; en la **Figura 9** se muestra el perfil de aportación de la formación a condiciones iniciales de flujo, donde la línea verde representa el flujo de aceite, la roja el flujo de gas y la azul el flujo de agua. El sensor superior está ubicado en zona de gas, por lo que en este segmento predomina la producción de gas a condiciones iniciales; a medida que descendemos en el pozo, se comienza a notar un flujo positivo de aceite, sin embargo, se presenta flujo cruzado por efecto gravitacional del

gas al ascender por el espacio anular, demostrando que el aceite está dirigiéndose hacia la válvula de flujo, por donde circulan los fluidos hacia la tubería de producción y ascienden a la superficie.

Analizando la sección comunicada con el acuífero, en un principio aporta cantidades importantes de agua, disminuyendo en función del tiempo y se estabiliza en valores inferiores cuando se alcanza el equilibrio gravitacional entre las fases. Este tipo de terminación permite reducir la producción de gas y agua, aun cuando el intervalo productor está comunicando las tres fases.

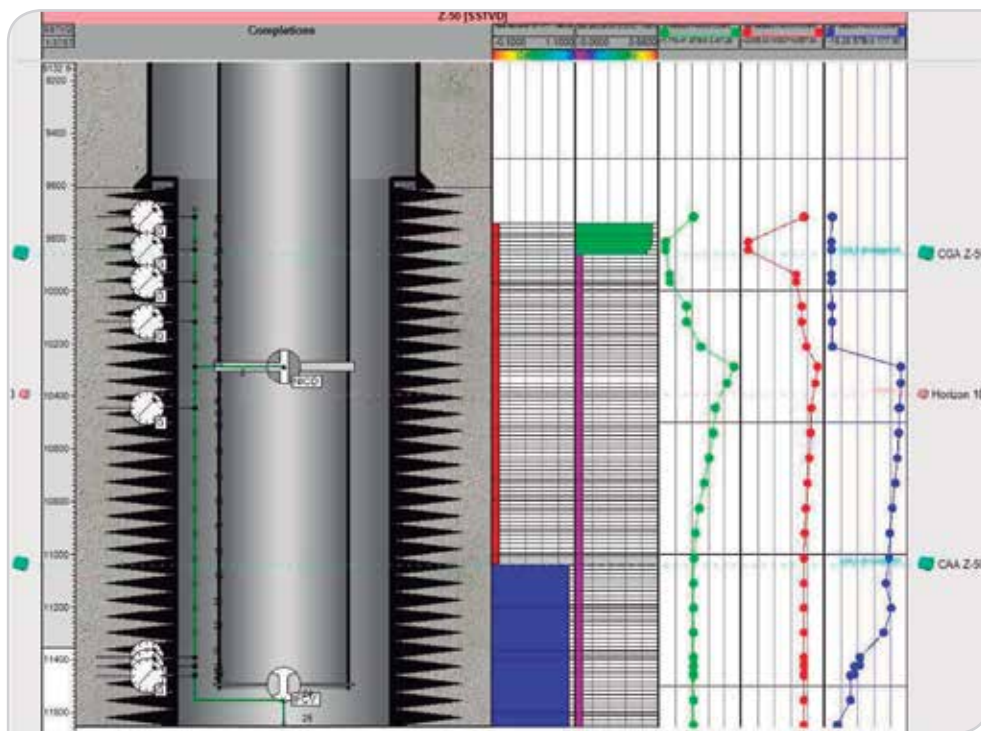


Figura 9. Perfil de producción de aceite, gas y agua del pozo Zaap-50, a condiciones iniciales.

Para estas condiciones de flujo del pozo Zaap-50, el equilibrio gravitacional entre las fases se alcanzó al cabo de

un mes de producción, **Figura 10**, donde el aporte reducido de agua proviene de la zona de transición.

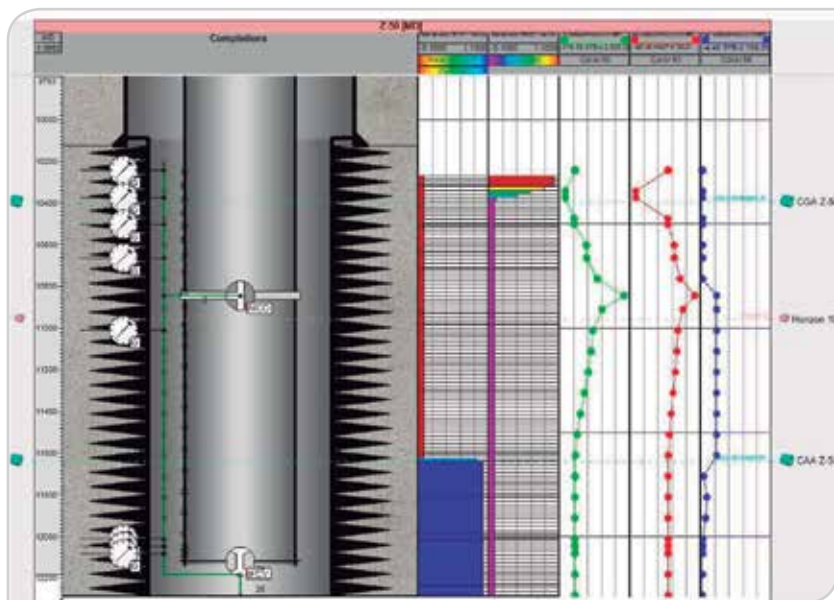


Figura 10. Perfil de producción de aceite, gas y agua, del pozo Zaap-50, transcurridos 30 días de producción.

Modelo radial

El modelo radial se utilizó para determinar la variación en la altura de los conos de gas y agua al incluir una segunda válvula de control de flujo en el aparejo de producción del pozo, con terminación cola instrumentada; para representar

el espacio anular entre el aparejo de producción y la pared del pozo de este tipo de terminaciones (cola Yates), se consideraron celdas con altos valores de porosidad, relación neto bruto (NTG=1), y presión capilar igual a cero; el pozo está comunicado con las zonas de gas, aceite y agua, como se muestra en la Figura 11.

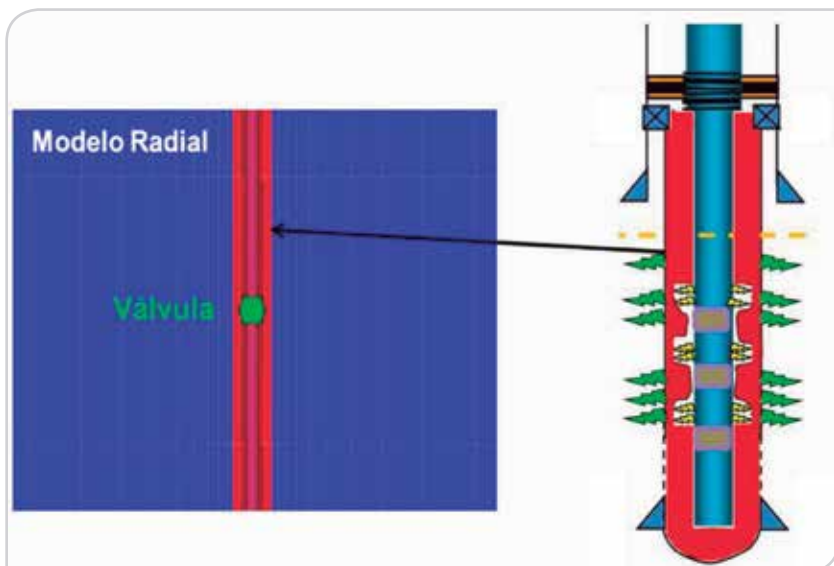


Figura 11. Representación en el modelo radial del espacio anular entre el aparejo de producción y la pared del pozo para las terminaciones tipo cola extendida.

La sensibilidad que se realizó para determinar la altura del cono de agua considerando las dos válvulas abiertas simultáneamente, se efectuó de la manera siguiente: la primera válvula se fija localizándola a 20 mV del CAA, aumentando la separación de la segunda cada 20 m, hasta llegar a una distancia de 75 m por debajo del CGA, como se

muestra en la **Figura 12**. Para determinar la altura del cono de gas, se ubicó la válvula fija a 55 mV por debajo del CGA, aumentando la separación de la segunda válvula cada 20 m hasta llegar a 35 m por arriba del CAA, tal como se muestra en la **Figura 13**, en función del gasto de aceite (q_o) y de la permeabilidad de esta formación naturalmente fracturada k_f .

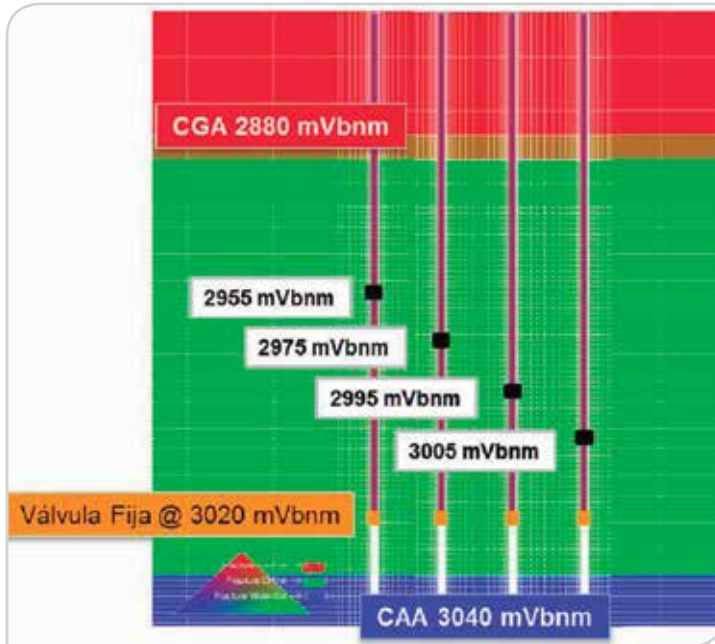


Figura 12. Metodología para sensibilizar la variación en la altura del cono de agua con respecto a la distancia entre válvulas de control de flujo.

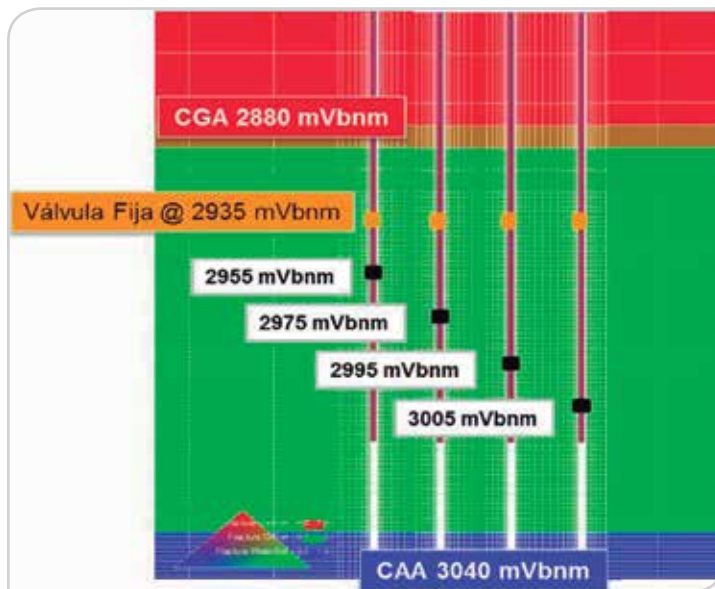


Figura 13. Metodología para sensibilizar la variación en la altura del cono de gas con respecto a la separación entre válvulas de control de flujo.

Resultados

La **Figura 14** muestra sensibilidad de la altura del cono de agua con respecto a la separación entre las válvulas de control de flujo con respecto a la válvula fija, para permeabilidades, k_f , de 3 y 10 darcys y gastos de producción de 3.7, 5 y 7 Mbpd; en el círculo en rojo se muestran las alturas calculadas de los conos considerando una sola

válvula productora, para las mismas permeabilidades y gastos de producción mencionados anteriormente. Como se puede observar, conforme aumenta la separación entre las válvulas, la altura del cono de agua se reduce debido principalmente a la distribución de la producción de fluidos entre las dos válvulas, ocasionando que las caídas de presión en cada una de las válvulas sea menor.

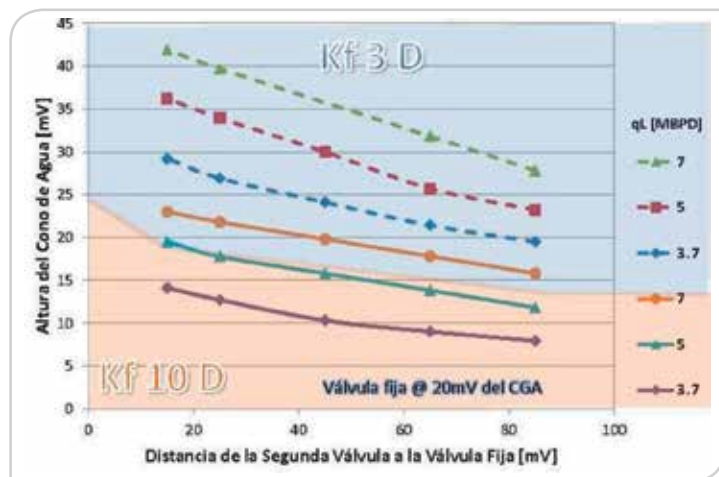


Figura 14. Altura del cono de agua en función de la separación entre válvulas.

En la **Figura 15** se muestran los resultados para las sensibilidades realizadas a la altura del cono de gas variando la distancia entre las válvulas, las permeabilidades, k_f , (3 y 10 darcys) y los gastos de producción (3.7, 5 y 7 Mbpd); las líneas rojas representan las alturas de los conos de gas calculados considerando una sola válvula de control de flujo para permeabilidades de tres darcys (línea roja punteada)

y 10 darcys (línea roja continua); como se puede observar, al aumentar el gasto de producción se incrementa la altura del cono de gas; también se observa que al introducir dos válvulas de control de flujo se reduce la altura del cono de gas, debido principalmente a que la producción de fluidos se distribuye entre las dos válvulas, ocasionando que las caídas de presión en cada una de las válvulas sea menor.

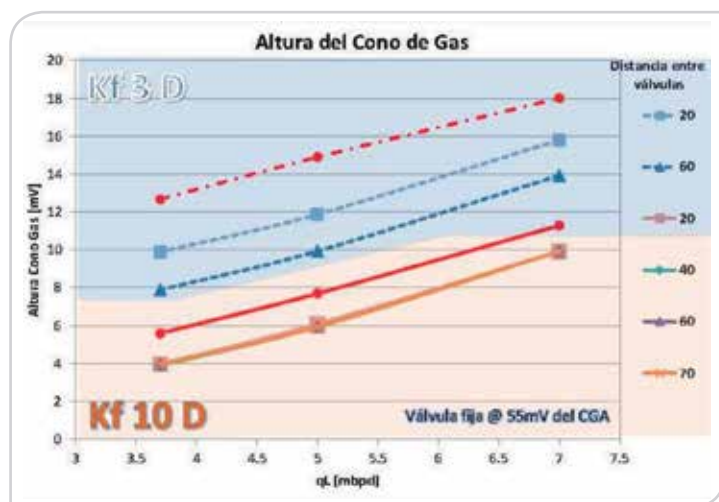


Figura 15. Altura del cono de gas en función del gasto de producción; producción de líquido para una permeabilidad del medio fracturado de tres darcys.

Se analizó el comportamiento de flujo en el fondo del pozo con este tipo de terminaciones, caracterizándolas en función del gasto de líquido, la permeabilidad del medio fracturado y las distancias a los CAA y CGA, obteniéndose las distancias críticas a los contactos de fluidos para evitar la irrupción temprana de gas y/o agua.

La **Figura 16** muestra el comportamiento de la conificación de agua para un intervalo productor en el aparejo de producción, donde se resalta que para estas condiciones de flujo se ajustan perfectamente las correlaciones de conificación de agua en medios fracturados, obtenidas por Pérez-Martínez E. y cols. (2012), siendo esta correlación la ordenada al origen en la **Figura 16**, y se puede generalizar incluyendo el término de distancia entre válvulas.

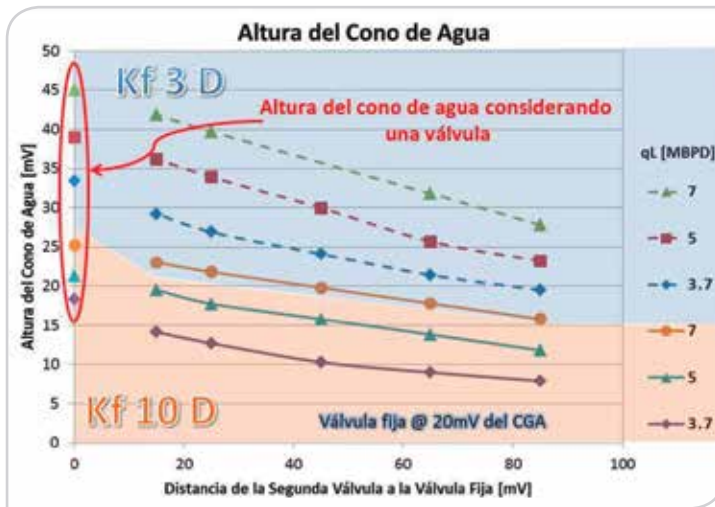


Figura 16. Altura del cono de agua en función del gasto de producción, para una y dos válvulas operando.

La **Figura 17** muestra el comportamiento del corte de agua cuando se abre el pozo y después de un tiempo de explotación, siendo el corte de agua mayor al inicio de

la producción que a un cierto tiempo de explotación y conforme el intervalo productor se acerca al CAA, el corte de agua se incrementa.

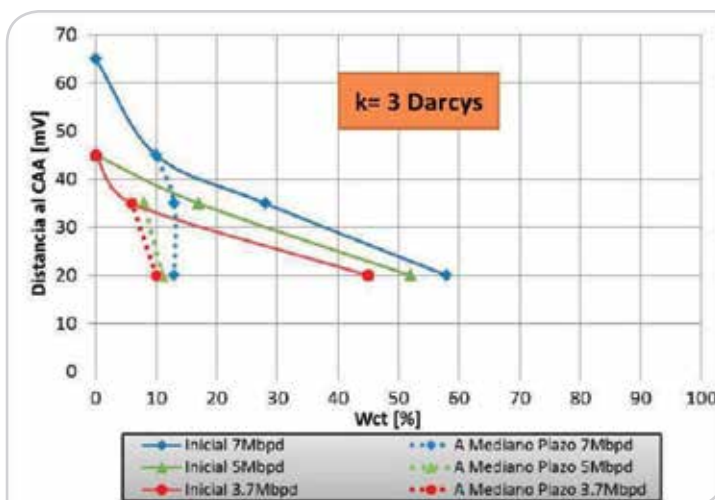


Figura 17. Comportamiento del corte de agua inicial (línea continua), y después de un tiempo de explotación, (línea punteada), en función de la distancia al CAA.

La **Figura 18** muestra la distancia crítica de la terminación del pozo al CGA, considerando distintas permeabilidades y gastos de producción de aceite. Se identificaron distancias críticas desde 13 hasta 20 mV y de 22 a 30 mV, para permeabilidades del medio fracturado de 10 y 3 darcys, respectivamente.

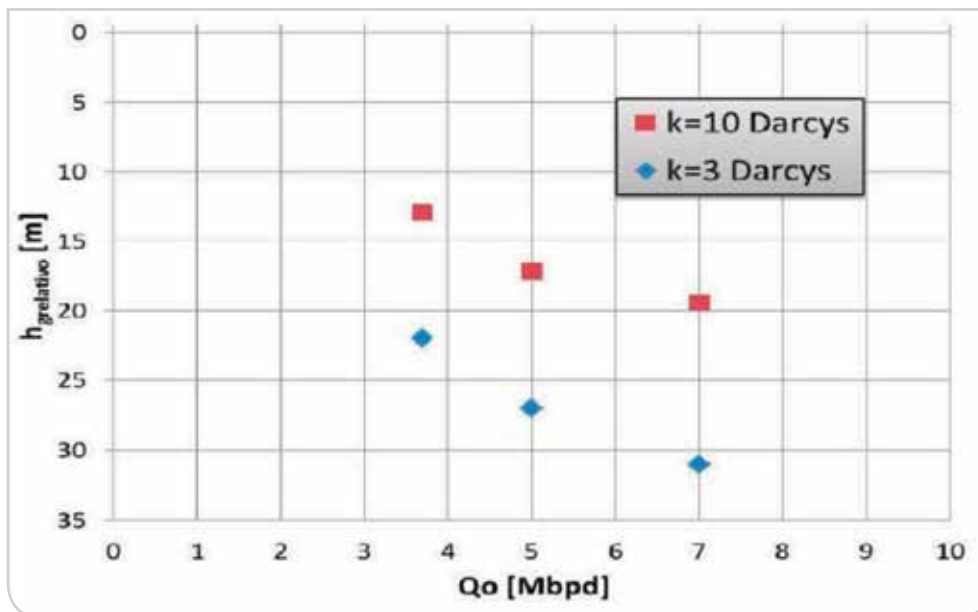


Figura 18. Distancia crítica del CGA al intervalo productor en función del gasto de producción y de la permeabilidad del medio fracturado.

Aplicación

El método es aplicable en yacimientos naturalmente fracturados, con pozos terminados en agujero descubierto o “liner” ranurado y aparejo tipo cola ciega disparada o instrumentada, con válvulas de control de flujo. Estas terminaciones han sido exitosas en los activos Cantarell y KMZ para explotar ventanas reducidas de aceite, limitadas por los CAA y CGA, minimizando los riesgos de manifestación temprana de agua y/o gas.

Conclusiones

De este estudio se obtuvieron correlaciones para definir:

- Con la información generada a través de los ocho sensores de presión y temperatura del pozo Zaap-50, ubicados en las tres fases de los fluidos del yacimiento se calibraron los modelos de simulación,

permitiendo identificar flujos cruzados de fluidos en el espacio anular aparejo de producción-pozo, donde el efecto gravitacional es de gran relevancia, ya que permite que el gas migre hacia el casquete de gas y minimiza la conificación de agua.

- El gasto de aceite crítico del pozo en función de la ubicación del intervalo de explotación y distancia al CAA y CGA.
- El número, posición y espaciado óptimos de las válvulas de control de flujo, o los intervalos de explotación para la terminación tipo cola ciega disparada.
- Las correlaciones aplican a pozos verticales y desviados para terminaciones tipo cola extendida.
- El diseño óptimo de la terminación cola extendida instrumentada, permite controlar las válvulas conforme el avance del CGA, logrando

así un ahorro por concepto de intervenciones o reparaciones a pozos y disminuir la producción diferida de los mismos.

- **Próximos pasos:** analizar terminaciones con “*liner*” ranurado, empaques hinchables y dispositivos de control de flujo en pozos horizontales.

Nomenclatura

Símbolo	Unidades	Definición
K	Darcy	Permeabilidad
K_f	Darcy	Permeabilidad de la fractura
mV m	Metros	Verticales
q_o	Mbpd	Gasto de aceite
W_{ct}	% de agua	Corte de agua
CAA	Contacto agua aceite	
CGA	Contacto gas aceite	
KMZ	Ku Maloob Zaap	
PCCD	Pozo con terminación tipo cola ciega disparada	
PCI	Pozo con terminación tipo cola extendida e instrumentada con válvulas de control de flujo	
NTG	Relación neto bruto	

Referencias

PChen, H.-Z. 1983. Numerical Simulation of Coning Behavior of a Single Well in a Naturally Fractured Reservoir. *SPE J.* **23** (6): 879-884. SPE-10566-PA.

<http://dx.doi.org/10.2118/10566-PA>.

Hoyland, L.A., Papatzacos, P. y Skjaeveland, S.M. 1989. Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution. *SPE Res Eng* **4** (4): 495-502. SPE-15855-PA.

<http://dx.doi.org/10.2118/15855-PA>.

Muskat, M. 1949. *Physical Principles of Oil Production*. Columbus, Ohio: McGraw-Hill (reimpr. Springer, 1981).

PEMEX Exploración y Producción, RPMNE, Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, Áreas Técnicas de la

Coordinación de Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos de Explotación.

Pérez-Martínez, E. y Rojas-Figueroa, A. 2012. Mature Carbonate Heavy Oil Field Exploitation Strategies: The Cretaceous Ku Filed, Mexico. Artículo SPE 152689, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, México, D.F., México, 16-18 de abril. <http://dx.doi.org/10.2118/152689-MS>.

Pérez-Martínez, E., Rodríguez-de la Garza, F. y Samaniego-Verduzco F. 2012. Water Coning in Naturally Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir – A Simulation Study. Artículo SPE 152545, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, México, D.F., México, 16-18 de abril.

<http://dx.doi.org/10.2118/152545-MS>.

Rodríguez de la Garza, F., Ortega-Galindo, R. y García-Pietri, E. 2012. Gas Coning and Channeling Management in Naturally Fractured Reservoirs with Applications to the Akal-Cantarrell Field. Artículo SPE 153393, presentado en

SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, México, D.F., México, 16-18 de abril.
<http://dx.doi.org/10.2118/153393-MS>.

Semblanza de los autores

M. en I. Ernesto Pérez Martínez

Realizó sus estudios de licenciatura en Ingeniería Petrolera de 1988 a 1992 y de Maestría de 2008 a 2009, ambos en la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM), obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera con Mención Honorífica en el 2011, posteriormente en este mismo año la Asociación de Ingenieros Petroleros de México le otorgó el premio “Juan Hefferan”, por el mejor trabajo práctico desarrollado en materia de Ingeniería.

Experiencia laboral:

Es el líder del grupo de Ingeniería y Simulación de Yacimientos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap en Ciudad del Carmen, Campeche, México y ha trabajado los últimos 21 años para PEMEX, ocupando diferentes cargos de responsabilidad técnica. Su área de especialidad es en administración de yacimientos, desarrollo de campos, caracterización dinámica de yacimientos, simulación de yacimientos y reservas.

Pertenece a las asociaciones siguientes: AIPM, CIPM y SPE, donde ha presentado y es autor de 12 trabajos técnicos de Ingeniería de yacimientos y desarrollo de campos.

M. en I. Antonio Rojas Figueroa

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México.

En 1990 ingresó a Petróleos Mexicanos como ingeniero en entrenamiento, de 1991 a 1993 estuvo adscrito al Departamento de Ingeniería de Yacimientos de la Superintendencia de Producción en la Región Marina. De 1993 a 1995 participó como responsable por Pemex del estudio integral del Campo Nohoch. De 1995 a 1996 fue asignado al grupo interdisciplinario Ek-Balam, en donde impartió seminarios internos relacionados con el simulador Eclipse 100 y 200, y procesamiento de registros geofísicos ELAN.

De 1997 a 2002 ocupó la Superintendencia de Diseño de Pozos del Activo Ek-Balam, en donde participó en la implementación del proyecto de bombeo electrocentrífugo (BEC), realizó estudios de maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México, recibiendo el grado el Maestro en Ingeniería Petrolera con mención honorífica, el 22 de febrero de 2002. De 2003 a 2009 estuvo a cargo de la Superintendencia de Ingeniería de Producción de Pozos del Activo Integral Cantarell.

En abril de 2009 fue transferido al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, donde actualmente se desempeña como Coordinador de Diseño de Proyectos de Explotación. De 2010 a 2011 cursó el programa de Alta Dirección de Empresas D-1 en el Instituto Panamericano de Alta Dirección de Empresas, (IPADE).

Ha publicado artículos sobre transporte de hidrocarburos en régimen transitorio, bombeo electrocentrífugo, optimización de bombeo neumático y terminaciones inteligentes. Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE, entre otras.

Ing. Alfredo Freites Camacaro

Ingeniero de petróleo por la Universidad Central de Venezuela, (2003-2009). MSc. Petroleum Engineering, Distance Learning, Universidad Heriot-Watt, 2013-2015.

Ingeniero de embalse y simulación en Schlumberger.