

Terminación para el monitoreo del contacto dinámico gas-aceite sin el uso de sensores en el campo Akal, México

Roberto Lagunas Tapia

roberto.lagunas@pemex.com

Pedro Rubén Sánchez Loera

pedro.ruben.sanchez@pemex.com

Pemex Exploración y Producción, Activo de producción Cantarell. Ciudad del Carmen, Campeche, México

Octavio Flores Lima

Gerardo Herrera Camilo

Instituto Mexicano, Activo de Producción Cantarell, Ciudad del Carmen Campeche, México

Información del artículo: recibido: agosto de 2015-aceptado: septiembre de 2015

Resumen

El campo Akal, considerado como un campo gigante maduro, ha entrado en una etapa en la cual las condiciones para explotar exitosamente la delgada ventana de aceite (cerca de 40 metros de espesor en sus zonas más delgadas), se han vuelto difíciles, como mínimo.

La terminación de cola extendida, también conocida como “cola Cantarell”, ha demostrado tener un mayor éxito explotando la delgada ventana de aceite de Akal, aprovechando también los efectos derivados del drene gravitacional presente en el yacimiento; cuando el diámetro del casing es lo suficientemente amplio, se puede añadir a la terminación una serie de sensores de presión y temperatura en tiempo real en el exterior de la misma, a lo que se le conoce como terminación inteligente, a fin de poder monitorear continuamente los contactos gas-aceite y agua-aceite mientras se desplazan a través del yacimiento debido a su explotación.

El objetivo de este trabajo es presentar una terminación alterna, que pueda monitorear el contacto gas-aceite dinámico en pozos que presenten diámetros de casing reducidos (originados por reentradas, ventanas, múltiples etapas debido a una trayectoria compleja de pozo, etc), los cuales nos impiden instalar los sensores de presión y temperatura previamente mencionados, como se haría en un pozo con un diámetro de casing lo suficientemente amplio.

La terminación de pozo presentada en este trabajo sugiere la inclusión de “orificios testigo” en el diseño, a lo largo de la “cola de producción”, localizados específicamente alrededor de donde se encuentran el casquete de gas con la ventana de aceite, lo que permitirá estimar con cierta precisión la profundidad del contacto gas-aceite mediante evidencia indirecta tal como cambios en la medición de gastos en superficie, evidencia superficial adicional en caso de contar con herramientas que así lo permitan, o información dinámica adquirida en el interior del pozo mediante la toma de un registro PLT, esta última fue la manera en la que se realizó la prueba de campo presentada en este trabajo.

Palabras clave: Terminación con tubería extendida “cola Cantarell”, contacto dinámico gas aceite, (CDGA); contacto dinámico agua aceite, (CDAA); auto bombeo neumático, (bombeo neumático autoabastecido), ABN; orificios testigo; campo Akal; caracterización de yacimientos.

Development of a sensorless well completion focused in monitoring the dynamic gas oil contact on Akal field, México

Abstract

The Akal Field, classified as a Giant Mature Field, has entered a state where the conditions to exploit successfully its thin oil rim (around 40 meters thick at the thinnest areas) have become difficult at least.

The extended tubing well completion, also known as “Cantarell Tail”, has a higher rate of success exploiting Akal thin oil rim, it also benefits from the gravity drainage process naturally occurring in the reservoir; when the diameter of the casing is wide enough, we can add to this completion real-time pressure and temperature sensors, known as an intelligent completion, in order to continuously monitor the gas-oil contact and water-oil contact as they displace across the reservoir due to its depletion.

The objective of this paper is to present an alternative well completion, in order to be able to monitor the DGOC in wells that present reduced casing diameters (originated by reentries, workovers, multiple stages due to an extended well trajectory, etc) that prevent us from installing permanent pressure and temperature sensors, as we would do with a wide casing well completion.

The well completion proposed in this paper suggest the inclusion of “witness orifices” along the “producing tail” length, located around the area where the gas cap depth meets the oil rim, which will allow to estimate the DGOC depth through indirect evidence such as superficial rates measurement changes, other superficial evidence if available, or, dynamic well test data recovered through a PLT inside the tubing, as conducted in the field test presented here.

Keywords: Extended tubing well completion “Cantarell Tail”, Dynamic gas-oil contact (DGOC), dynamic water-oil contact, (DWOC), auto gas lift ABN; witness orifices; Akal field; reservoir characterization.

Antecedentes

Terminación cola extendida, (cola Cantarell)

Con el fin de producir el aceite por drene gravitacional aportado por todo el espesor productor, se cuelga una sección de tubería de producción dentro del agujero descubierto, el cual es perforado con una longitud similar al espesor del yacimiento y llevado hasta 50 metros o más dentro del contacto agua aceite (CAA), creando un efecto de flujo continuo de aceite hacia el aparejo de producción, a través de la sección ranurada mencionada; adicionalmente

con la instrumentación de sensores de fondo se evita la formación de conos, al administrar la caída de presión en este tipo de terminaciones, alargando de esta manera la vida productiva del pozo, **Figura 1**.

Este tipo de terminación es recomendable en formaciones altamente fracturadas, ya que permite tener mayor área de contacto con la zona impregnada de aceite, así como con la red de fracturas, si la condición mecánica del pozo (diámetro de agujero descubierto) lo permite, también se lleva a cabo el monitoreo de los contactos agua-aceite y gas-aceite por medio de los sensores permanentes instalados.

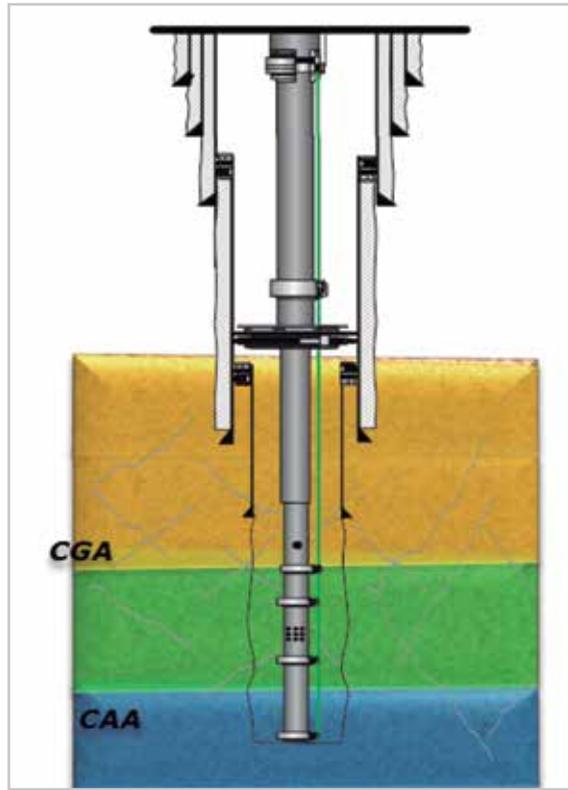


Figura 1. Terminación con tubería extendida, (“cola Cantarell”).

Conceptualización de orificios testigo

El monitoreo de la ventana dinámica de aceite en tiempo real a través de los sensores de presión y temperatura, es un agregado fundamental para el seguimiento del cambio de los espesores actuales de la ventana reducida de aceite, ya que nos permite ver los efectos de los movimientos operativos, (manipulaciones de estrangulador y de gas de bombeo neumático, soporte de datos de fondo para intervenciones menores y estimulaciones) así como la obtención de un “gasto crítico” del pozo en campo, ya que maximiza el aporte de dicha ventana de aceite mediante el monitoreo de los contactos dinámicos hasta su máximo potencial, el cual es alcanzado cuando se observa mediante los sensores instalados que el contacto dinámico gas-aceite

(CDGA) y el contacto dinámico agua aceite (CDAA) están en la cima y en la base de las ranuras perforadas en la tubería de producción respectivamente, **Figura 2**.

Sin embargo, en pozos donde por geometría del agujero (diámetro) no es posible introducir una terminación con tubería extendida instrumentada, por lo que no es posible monitorear el efecto que tienen las aperturas y cierres del estrangulador del pozo en el cambio de profundidad del CDGA, al no poder llevarse a cabo este monitoreo durante la operación diaria del pozo, se cae en condiciones de sobreexplotación, lo cual ocasiona producción de gas del casquete del yacimiento, así como una disminución de producción total de líquido.

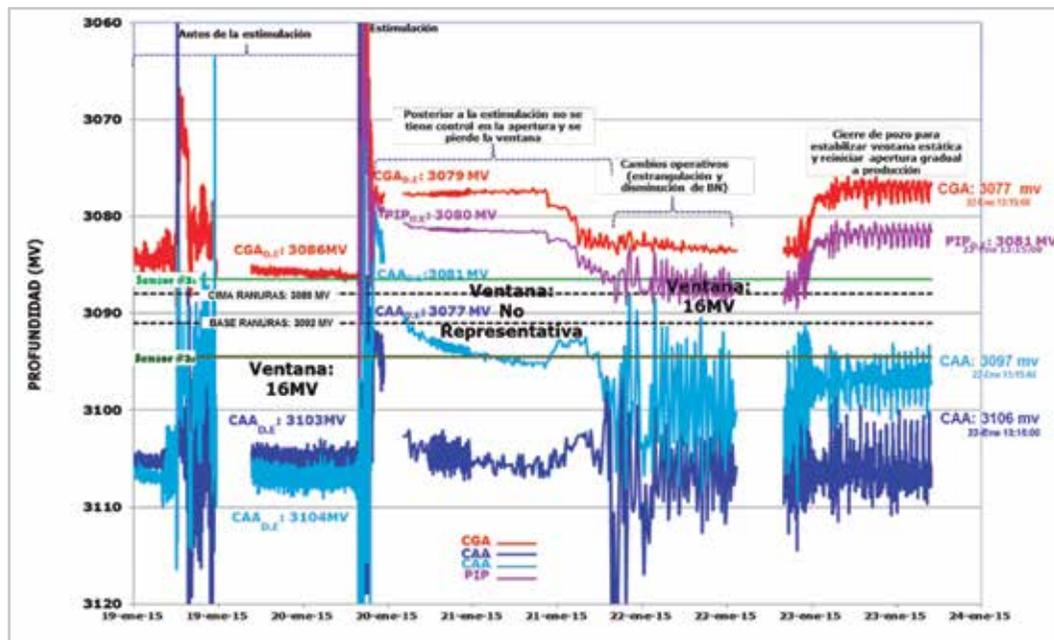


Figura 2. Monitoreo en tiempo real de la ventana dinámica.

Como propuesta para solucionar esta limitante, se ideó agregar orificios testigo a lo largo de la terminación de la tubería extendida en la zona de gas, por debajo del punto de inyección del BN autoabastecido, con el fin de

tener una entrada controlada de gas adicional al aparejo de producción, **Figura 3**, a medida de que el CGAD vaya avanzando y descubriendo cada uno de los orificios.

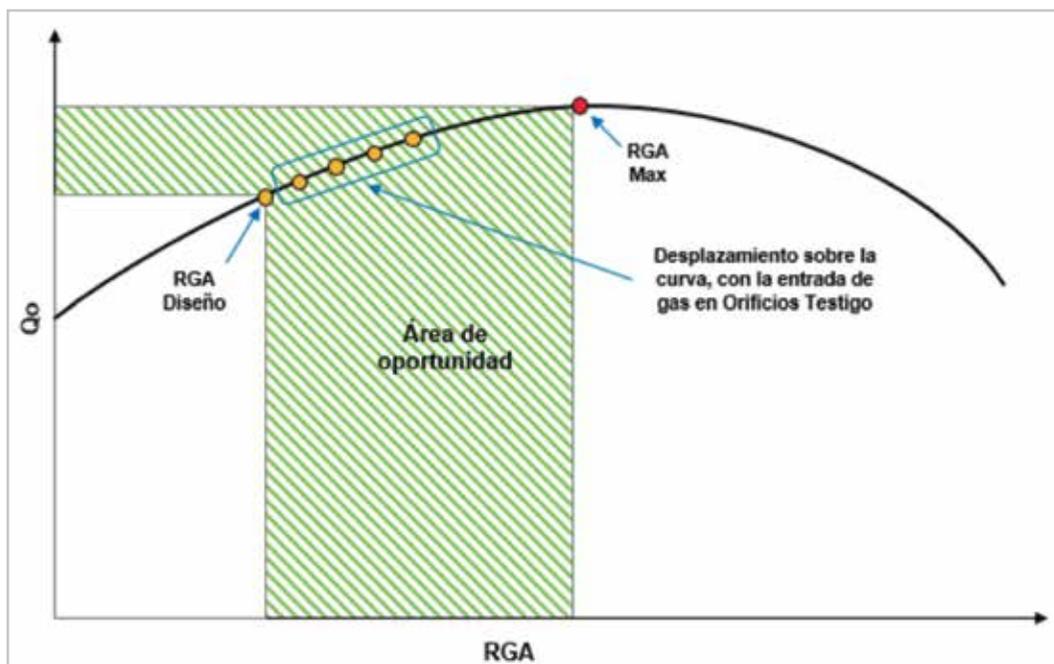


Figura 3. Relación entre la RGA y la producción del pozo.

La terminación inteligente sin sensores basa su funcionamiento en el principio de la observación de evidencia indirecta, correlacionable a la posición del CGA mediante curvas de diferencia de presión, pudiendo ser esta información la misma producción (en algunos casos no aplicable debido a la mala medición de la misma) o preferentemente mediante datos de molinete, sensor de temperatura y/o gradiomanómetro con pozo fluyendo, por lo que no existe diferimiento de producción al adquirir esta información. Esto se realiza con el objetivo de determinar el testigo que nos indique la posición correspondiente del CGA dinámico, la cual se define entre la profundidad del testigo que muestra presencia de gas y la profundidad del testigo siguiente más profundo.

Esta terminación implica realizar modificaciones a la tubería de producción, en el caso de esta prueba de campo estas modificaciones son los orificios testigo (orificios muy

pequeños de $\sim 8/64''$ - $\sim 10/64''$) colocados estratégicamente mediante diseño, los cuales harán la función de los sensores, para esto deben ser capaces de saturarse con un volumen de entrada de gas mínimo, pero perceptible en las mediciones en superficie o mediante herramienta ($\sim 0.5 \sim 1.0$ MMPCD).

Una vez que el CGA dentro del agujero descubierto del pozo alcanza la profundidad necesaria para que por diferencia de presiones el primer testigo (empezando con el más somero), admita un gasto de gas pequeño, esto con el fin de no alterar fuertemente la RGA del pozo, generando una diferencia en los fluidos observados a dicha profundidad, así como su correspondiente caída de temperatura, ambos datos leídos al momento de bajar la herramienta correspondiente, todo esto diseñado de manera que no afecte negativamente el Q_o , como es el caso de los pozos críticos por gas del campo, **Figura 4**.

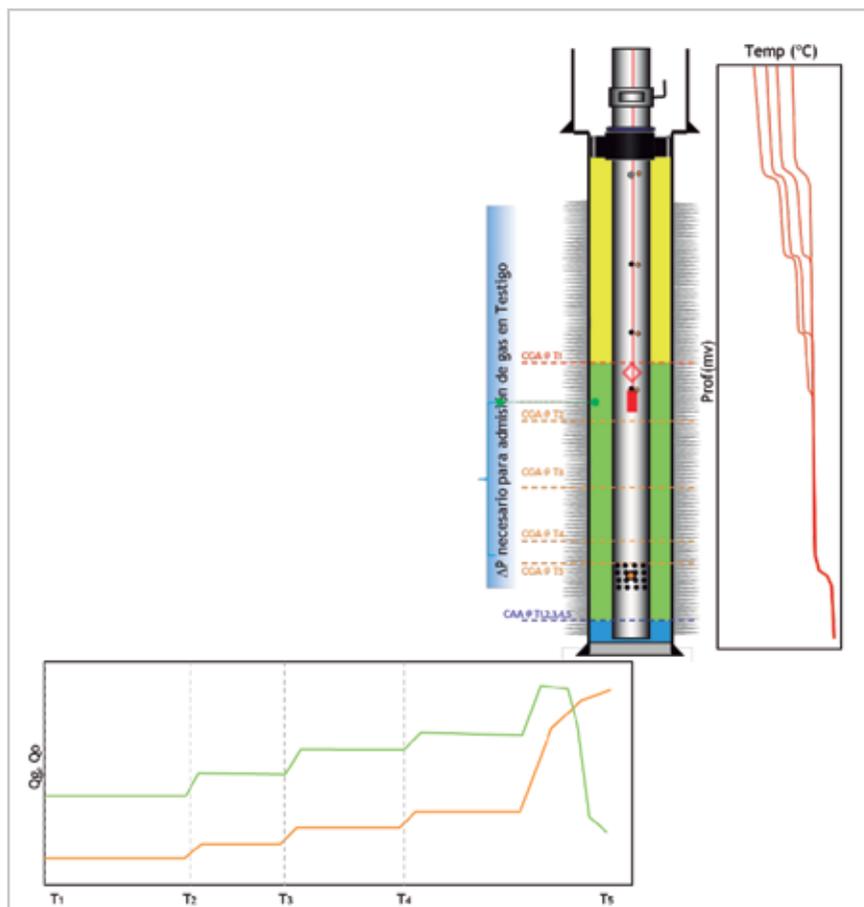


Figura 4. Conceptualización de los orificios testigo.

Diseño de los orificios testigo

El diseño y ubicación de los orificios testigo parten de la selección de la profundidad del orificio de auto bombeo neumático (ABN) ya que este punto marca la frontera de admisión de gas debido a que realizará la función de sistema artificial a las condiciones iniciales de presión y temperatura del pozo y debe ser diseñado para asegurar la admisión a dichas condiciones.

Es necesario establecer la selección de la profundidad del orificio de ABN en función a la profundidad en los pozos vecinos que cuenten con esta opción o en su defecto colocar el punto de ABN 10 metros por arriba del CGA.

En ambos casos es necesario verificar que la presión del casquete a la profundidad seleccionada sea mayor en 7 kg/cm^2 a la presión dentro de la tubería de producción a la misma profundidad, ya que como premisa se considera que el orificio generara un caída de presión de 7 kg/cm^2 por el cambio de diámetro de pasar de un espacio anular a un orificio, esto permitirá asegurar la entrada de gas, por ejemplo se propone colocar el punto de inyección de auto BN en un pozo a la profundidad de 2,430 mv de acuerdo a la información de los pozos disponibles con auto BN en la zona, la presión en la zona de gas se mide mediante un pozo monitor, el cual cuenta con un sensor de fondo a la profundidad de 2,520 mV, **Figura 5**, con una valor de 103.36 Kg/cm^2 , de esta manera se tiene que:

$$P_{@2430\text{mv}} = P_{\text{sensor}} + (P_{\text{roforificio}} - P_{\text{rofsensor}}) * \text{densidad gas}$$

$$P_{@2430\text{mv}} = 103.36 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} + (2430\text{mv} - 2520\text{mv}) * 0.0089$$

$$P_{@2430\text{mv}} = 102.56 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

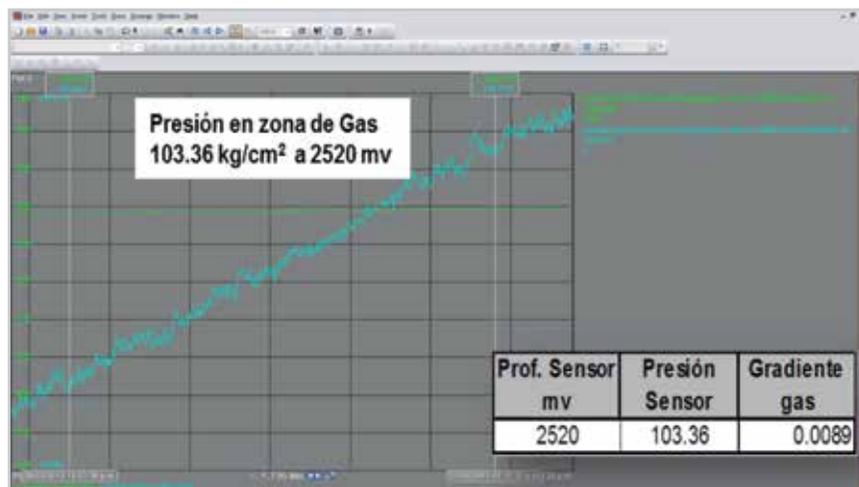


Figura 5. Presión en la zona de gas de acuerdo al pozo monitor.

Si se compara esta presión con la presión a 2,430 mv en la tubería de producción con la presión que se obtuvo a través de un simulador como Prosper, **Figura 6**, se determina una

diferencia de 7.92 Kg/cm^2 , con lo cual se asegura la entrada de gas.

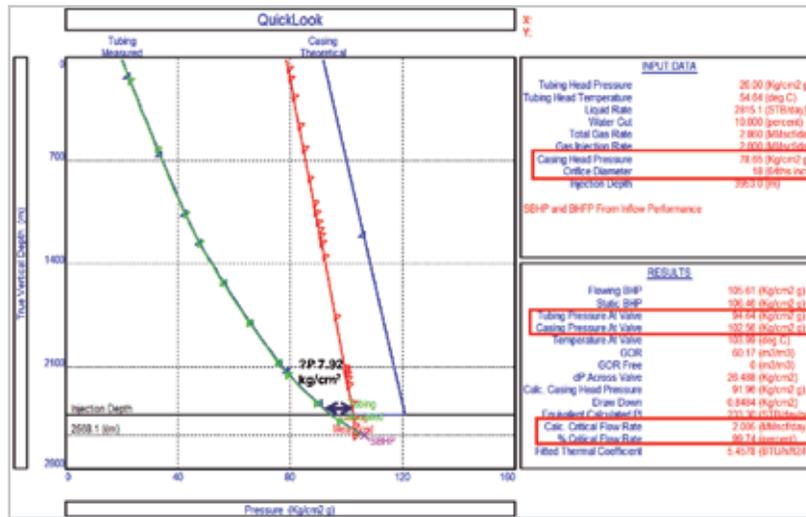


Figura 6. Comparativa de presiones en el punto de auto BN.

El diámetro del orificio se calcula en base a la ecuación de Thornhill-Craver con la ayuda de una macro en Excel-Prosper, en la cual se coloca como entrada la presión de gas a la profundidad del auto BN, la densidad y temperatura

del gas; así como los diámetros de orificio y rango de caída de presión, (presión del gas – presión en la tubería de producción) a evaluar, **Figura 7**.

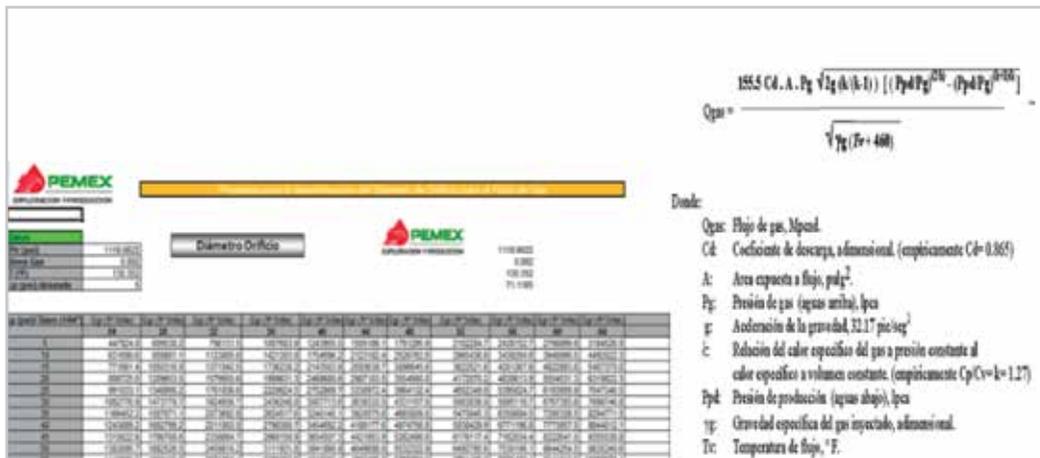


Figura 7. Ecuación de Thornhill-Craver y macro en Excel.

El resultado de resolver esta ecuación se observa en el gráfico de la **Figura 7**, con la cual se puede elegir el diámetro de orificio que convenga de acuerdo a la entrada de gas de auto BN deseada, contemplando diferentes valores de caída de presión, por ejemplo para el caso anterior se desea un ingreso máximo de 2 MMPCD de gas de auto BN,

considerando una caída de presión de 7.92 Kg/cm² (112.07 psi), por lo que se seleccionó el orificio de 20/64avos que de acuerdo a su comportamiento es el que satisface a las condiciones actuales un gasto cercano a los 2 MMPCD y que dicho gasto llegaría hasta un máximo de 2.95 MMPCD conforme aumente la caída de presión.

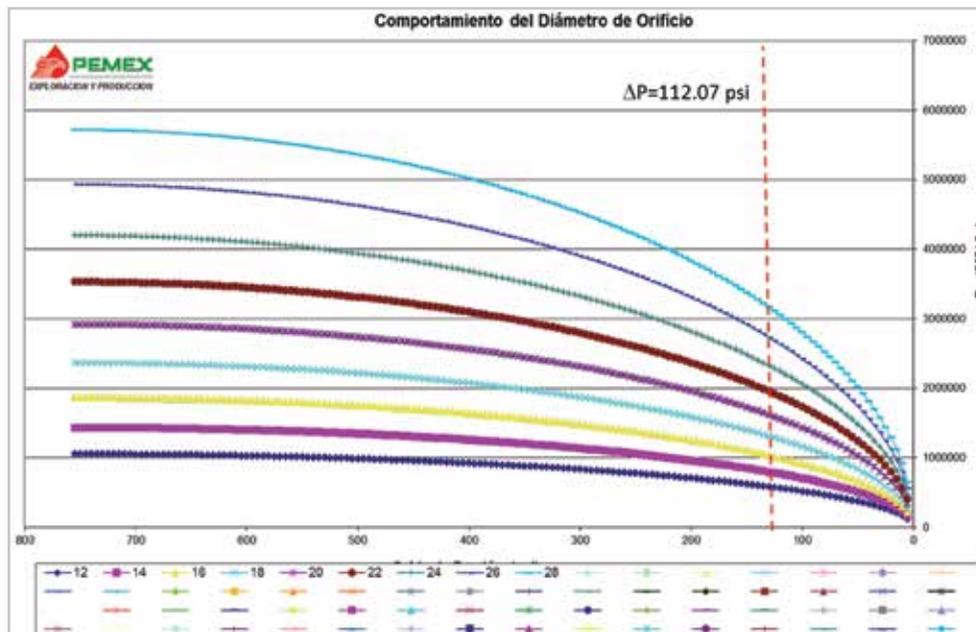


Figura 8. Comportamiento de gas a través de un orificio.

Una vez establecida la profundidad del ABN se ubican con una separación de 10 m los orificios testigos, con el fin de tener una resolución aceptable en el momento de la medición del movimiento del CGAD, para esto es necesario

determinar el diámetro de orificio mediante la ecuación de Thornhill-Craver para que dicho orificio sea saturado con un pequeño volumen de gas, medible pero que no afecte de manera significativa la RGA del pozo, **Figura 9**.

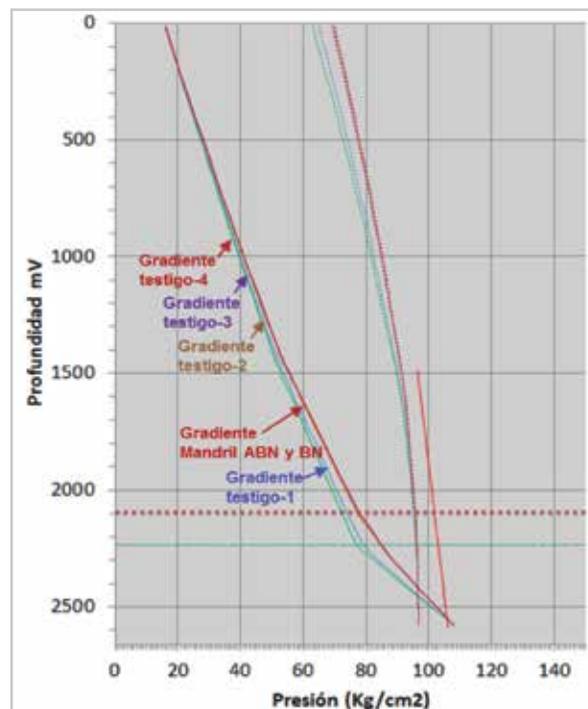


Figura 9. Diseño y gradientes de presión de los orificios testigo.

Resultados

La terminación se puso en operación el día 10 de diciembre del 2014, adicional a los orificios testigo, la terminación incluyó dos camisas deslizables para que el pozo tuviese doble objetivo productor de aceite y extractor de agua para el proyecto de doble desplazamiento planteado a futuro para el campo Akal, así como sensores permanentes para corroborar la información estimada mediante los orificios testigos y tener evidencia para corroborar la hipótesis aquí planteada. Se realizó un registro PLT el cual incluyó un perfil fluyente con estranguladores a 1" y a 1/2" para observar el comportamiento de los orificios testigo, durante la apertura

del pozo a 1/2" se observa que se tiene admisión en los testigos del 1 al 4 sin embargo, dicha admisión es mínima, ya que se observa un ligero aumento en las rpm del molinete, caso contrario para el movimiento observado a 2,643 mD, en donde se tiene ubicado el mandril de ABN, **Figura 10**, muestra que el volumen que ingresa por los orificios sí fue pequeño y controlado, se determina que la posición del CGA está entre el orificio testigo a 2,740 y 2,765 mD, de acuerdo a la información del Departamento de yacimientos calculada con los datos de sensores permanentes, el CGA está a 2,762 mD, por lo tanto, se considera que está correctamente estimado por los orificios testigo.

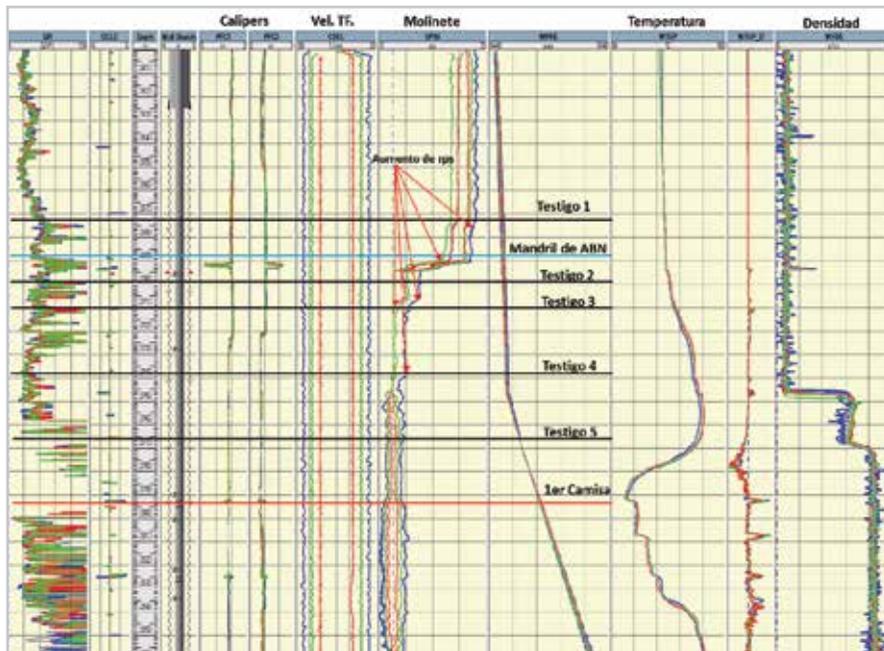


Figura 10. Perfil fluyente pozo a 1/2".

Durante la apertura a 1" se observa admisión en los orificios testigo 1, 2, 3, 4 y 5, dicha admisión se muestra en gasto y en porcentaje en la figura, siendo el de mayor importancia nuevamente el ABN, corroborando que la entrada de gas en los orificios testigo es controlada, **Figura 11**.

A diferencia de la apertura anterior, ahora el 5° orificio testigo admite gas de formación, con lo cual se infiere

que el CGAD se encuentra entre el 5° orificio testigo y la camisa deslizable, entre 2,769 y 2,793 mD (2,554 y 2,575 mV). Nuevamente comparando con la estimación del Departamento de yacimientos, se corrobora que la aproximación realizada mediante los orificios testigo es aceptable.

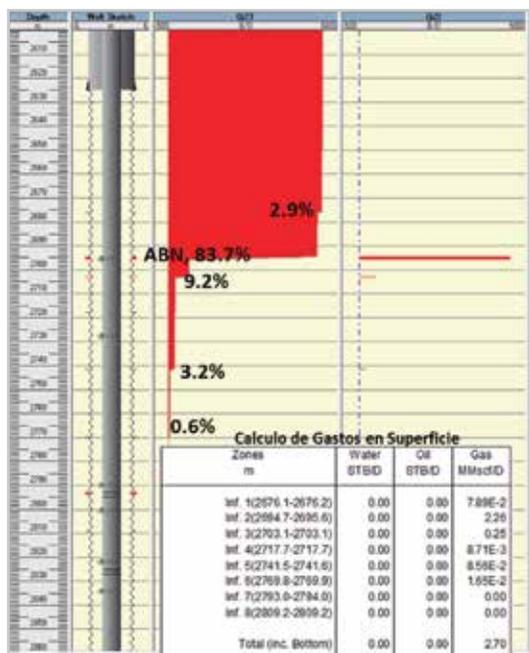


Figura 11. Perfil fluyente pozo a ½”.

Conclusiones

Esta terminación puede presentar mejores resultados en mayores espesores de ventanas a diferencia de Akal, en la cual cuatro de los seis testigos admitieron desde la condición inicial del pozo. Gracias a los resultados obtenidos de la toma de información, podemos corroborar como factible la implementación de esta terminación en pozos donde, debido a la complejidad mecánica y/o diámetro reducido del agujero, se vuelva imposible colocar sensores permanentes de presión para el monitoreo del CGA, esta metodología no pretende sustituir el uso de sensores permanentes, solamente dar una alternativa a situaciones donde su uso no es posible.

Esta terminación es una buena alternativa para los pozos donde de otra manera, se haría una terminación a ciegas,

donde no podríamos tener un monitoreo periódico de las condiciones dinámicas y por lo cual, no se podría optimizar la producción del pozo. El éxito de la terminación dependerá del buen diseño de la posición del mandril de ABN, así como de la cantidad y posición de los orificios testigos, recordemos que mientras menos testigos tendremos menos resolución de la posición del contacto, pero mientras más testigos usemos, mayor la cantidad de gas que podría entrar al sistema, lo cual puede ser contraproducente.

Este trabajo abre la posibilidad a una mejor caracterización de nuestros yacimientos, de una manera relativamente aceptable, simple, sencilla, y que no requiere una fuerte inversión económica.

Semblanza de los autores

Roberto Lagunas Tapia

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en enero de 2006, habiendo obtenido el título de Ingeniero Petrolero.

De abril de 2006 a la fecha se desempeña en el área de Productividad de pozos y sistemas artificiales de producción, en la Coordinación de diseño de proyectos de explotación, en el Activo de producción Cantarell para Pemex Exploración y

Producción, a partir del 2012 como Especialista técnico “B”, participando en proyectos del Activo, tales como pozos no convencionales, terminaciones submarinas, nuevas aplicaciones tecnológicas en la terminación de pozos y “áreas no drenadas”.

Ha presentado trabajos técnicos como autor en el Congreso Mexicano del Petróleo en los años 2013 y 2014.

Gerardo Herrera Camilo

Ingeniero Químico egresado del Instituto Tecnológico de Oaxaca en el año 2000.

Maestría en Ciencias en Ingeniería Química, egresado del Instituto Tecnológico de Celaya en el año 2003.

Desde el año 2005 a la fecha trabaja en el Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Sistemas artificiales de producción, principalmente en proyectos para el área de Productividad de pozos del Activo de producción Cantarell, Pemex, desarrollando análisis nodal de pozos y redes de recolección, diseño de aparejos y grupos VCD.

En el año 2013 realizó trabajos para la compañía COSSOL–Weatheford para proyecto de Pemex en la Coordinación de operación de pozos del Activo Integral Abkatun-Pol-Chuc.

Pedro Rubén Sánchez Loera

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, 2010. Desde el 2014 cursa el posgrado de Maestría en Ciencias de Ingeniería Petrolera, en la Universidad de Texas A&M, en Texas, Estados Unidos.

Labora en Pemex desde el año 2010 en el área de Ingeniería de yacimientos del Activo de producción Cantarell de la Región Marina Noreste, ubicada en Ciudad del Carmen, Campeche. Cuenta con experiencia en administración de yacimientos y desarrollo de campos, caracterización dinámica y estática, modelado de pronósticos de producción y simulación numérica de yacimientos.

Ha participado en el Congreso Mexicano del Petróleo.

Octavio Flores Lima

Maestro en Ciencias en Ingeniería Química.

Cuenta con experiencia en modelado de pozos y ductos en régimen transitorio, modelado de pozos en estado estable, pruebas de presión producción, sistemas submarinos de producción para aguas profundas.

Ha desempeñado actividades sobresalientes para el Activo Integral Cantarell, como diseño de los pozos C-98D y Sihil-19 como pozos letrina (inyector de agua de deshidratación), generación de redes superficiales de inyección de gas al yacimiento (Ak-CI, Ak-E, Ak-B, Ak-G, NH-A), para la optimización del gas, y diseño del pozo C-1092 de la plataforma Akal-BN, primer pozo submarino en aguas someras en el Golfo de México siguiendo los diseños de los pozos submarinos Cantarell-3074, Cantarell-3075, Cantarell-3076, entre otras.

Ha participado en las Jornadas Técnicas de la AIPM, Delegación Ciudad del Carmen, y en el Congreso Mexicano del Petróleo 2012.