

Monitoreo continuo del avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite mediante pozos monitores-productores en el APKMZ, caso Zaap-50

*Luis Norberto Velázquez Bueno
Jesus Rodríguez Román
Antonio Rojas Figueroa
Petróleos Mexicanos*

Información del artículo: recibido: septiembre de 2013-aceptado: agosto de 2014

Resumen

En el presente trabajo se realiza un planteamiento de la importancia de mantener un monitoreo continuo del comportamiento de los fluidos y las presiones en un yacimiento, razón por lo que en el Activo de Producción Ku Maloob Zaap (APKMZ) se planteó el proyecto de pozos monitores productores.

El objetivo de estos pozos es monitorear el comportamiento estático y dinámico del contacto agua-aceite (CAA) y el contacto gas-aceite (CGA) y contribuir a la producción del activo con una cuota regulada en función del comportamiento productivo del pozo.

Se planteó el uso de sensores permanentes de presión y temperatura permitiendo un seguimiento continuo de presiones en zona de gas, aceite y agua, mediante las cuales se obtiene información del avance del CGA y CAA, y así regular su ritmo de producción para evitar conificaciones de gas y/o agua y mantener una producción estable de aceite.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el pozo Zaap-50 ha cumplido sus dos objetivos:

Monitor, se tienen mediciones dinámicas del CAA y CGA de forma continua y en tiempo real, el comportamiento estático y las mediciones de presión en zonas de gas, aceite y agua se obtiene mediante cierres programados.

Productor, el pozo inició produciendo un promedio de 2750 bpd (100% aceite) y actualmente produce un promedio de 3100 bpd manteniendo un corte de agua de 0%, con lo cual ha logrado una recuperación de aceite de alrededor de 1 MMbl en menos de un año.

Palabras clave: Monitoreo continuo, contactos agua-aceite.

Monitoring Water-oil and gas-oil contacts using monitoring-producers wells in Ku Maloob Zaap fields, case Zaap-50

Abstract

This paper arises the importance of monitoring the fluids and pressure behavior in the reservoir, in this context the Ku-Maloob-Zaap assets has taken a step by implementing real time monitoring wells that provide the dual function of producing and monitoring contacts.

The main purpose of these wells is monitor the static and dynamic behavior of the oil-water and the oil-gas contact in

different areas of the reservoir and contribute to the production of the field with a regulated rate depending on the well productivity.

It was raised to the use of permanent gauges of pressure and temperature enabling continuous monitoring of pressure in zone of gas, oil and water, this information let to obtained the moving oil-gas and oil-water contacts and regulate its production rate for avoid gas and water coning.

According with the results obtained, the well Zaap-50 has complied both objectives:

Monitoring, continuously there are dynamic measurements of WOC and GOC in real time also with closures scheduled the static behavior and pressure measurements in gas, oil and water zones.

Producer, the well started producing about 2750 bpd (100% oil) and now it produces about 3100 bpd without water.

Keywords: Contacts, water, gas and pressure.

Introducción

El Proyecto Integral Ku Maloob Zaap está integrado por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum; los cuales se ubican en la porción central de la Sonda de Campeche, al Occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México.

Sus tres yacimientos principales (Ku Maloob Zaap) se encuentran en la formación Cretácico, son yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado de 21 °API (Ku) y 13.7 °API (Maloob y Zaap). De ellos proviene más del 90% de la producción actual del activo. El poder cumplir con las metas de producción del APKMZ depende en gran parte de mantener un monitoreo continuo del comportamiento de los fluidos y presiones en las distintas zonas del yacimiento, y con ello prevenir problemas en la vida productiva de

los pozos debido a la conificación de gas y/o agua en el yacimiento, la cual depende de la productividad del pozo, la caída de presión y la distancia del intervalo disparado al CGA y CAA, al mantener un monitoreo continuo de los contactos de los fluidos en el yacimiento se puede regular la producción para evitar la conificación temprana de agua y/o gas prolongando la vida productiva de los pozos y el factor de recuperación del campo, razón por la cual se planteó el proyecto de pozos monitores-productores.

Bajo este esquema se documentaron seis pozos, de los cuales dos se encuentran operando (Zaap-50, Maloob-50), uno no logró su objetivo de monitor por problemas mecánicos en su terminación (Ku-1284) y tres se perforarán en los próximos años (Zaap-51, Maloob-51, Ku-50). En la **Figura 1** se puede observar la ubicación de los pozos planteados como monitor-productor en los campos Ku Maloob Zaap.

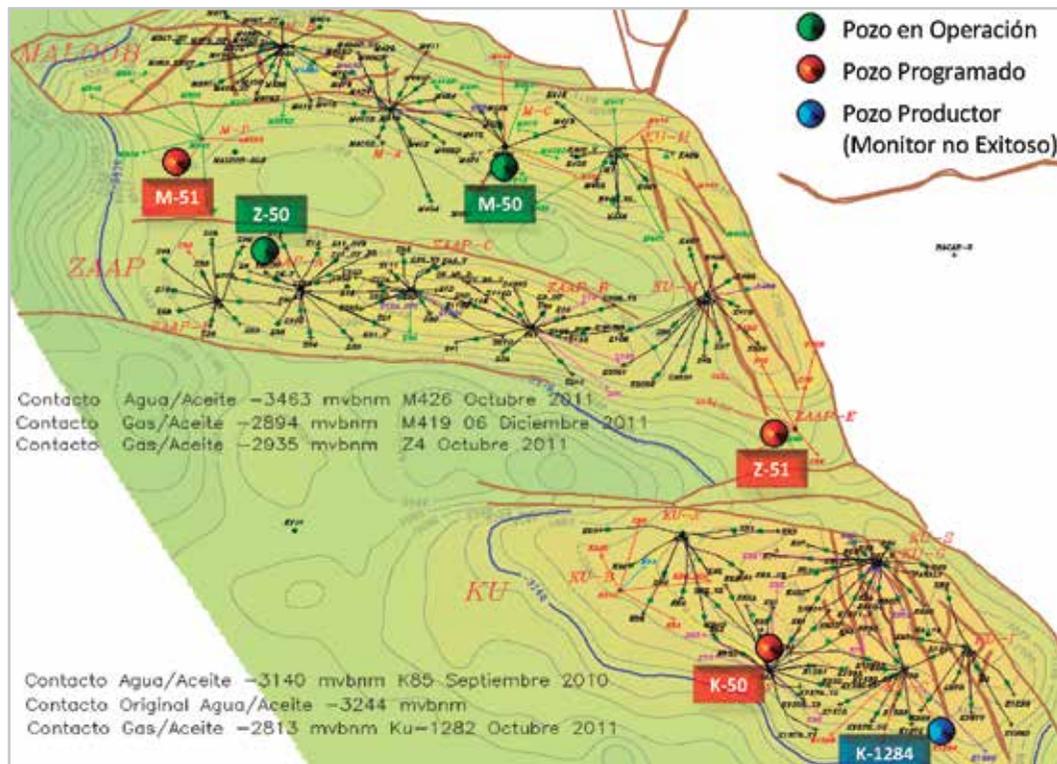


Figura 1. Ubicación de pozos monitores-productores KMZ.

Este tipo de pozos son productores pero plantea el uso de sensores permanentes de presión y temperatura de alta resolución y en comunicación en tiempo real, permitiendo un seguimiento continuo de presiones en zona de gas, aceite y agua; usando la información de presión en las tres fases para monitorear el avance del CGA y CAA de manera dinámica (conificación de gas y agua) y estática, así como el cálculo del índice de productividad del pozo.

Tradicionalmente la estrategia del APKMZ era mantenerse alejado del CAA para evitar los problemas de conificación debido a las limitaciones de manejo de agua en superficie. El diseño de este tipo de pozos se basa en una nueva estrategia de perforar y terminar los pozos cruzando el CGA y el CAA, y poder monitorear presiones en gas, aceite y agua mediante sensores de presión y temperatura de alta resolución.

El pozo Zaap-50 actualmente en operación, productor en el yacimiento Zaap Cretácico, está ubicado en la plataforma Zaap-A en la zona oeste del campo, inició su perforación en febrero de 2012 y terminó a finales de junio de 2012. Es un pozo monitor-productor terminado con un liner ranurado de 7 5/8" para dar estabilidad al agujero y lograr una comunicación total pozo-yacimiento en las tres fases (gas, aceite y agua), el aparejo de producción contempla una cola extendida con una sección ranurada de 9 m para producir en zona de aceite y ocho sensores permanentes, tres en agua, tres en aceite y dos en gas, con lo cual se pueden identificar los distintos gradientes de presión dentro del yacimiento. En la **Figura 2** se muestra el estado mecánico del pozo Zaap-50.

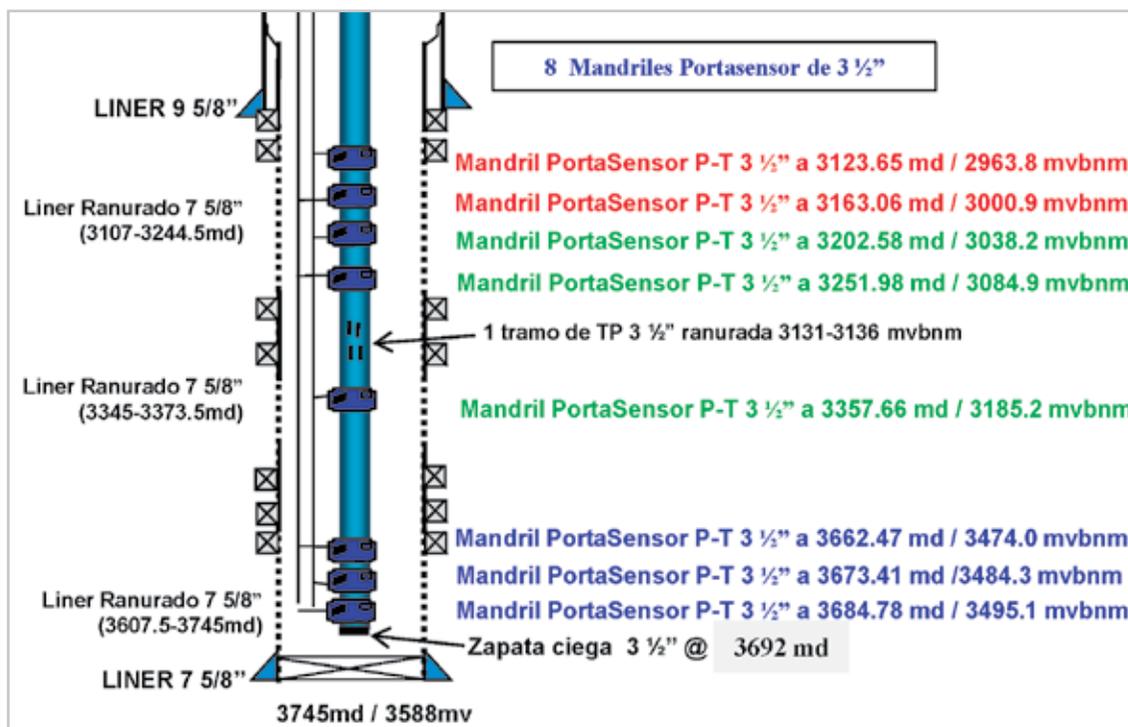


Figura 2. Estado mecánico Zaap-50.

Desarrollo

El poder mantener un monitoreo continuo del comportamiento de los fluidos y presiones en las distintas zonas del yacimiento es importante para prevenir problemas en la vida productiva de los pozos, debido a la conificación de gas y/o agua en el yacimiento. De la mano de reducir pérdidas de producción surge el planteamiento de pozos monitores-productores, planteando el uso de sensores permanentes de presión y temperatura para monitorear el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

Para lograr un correcto monitoreo del comportamiento de los fluidos en el yacimiento, se requiere primero realizar una correcta distribución de los sensores de presión y temperatura en las tres fases en el yacimiento, para ello es importante trabajar con la interpretación de la posición del CGA y CAA con base en registros geofísicos, tomar en cuenta el espesor del yacimiento en contacto con el pozo y la distancia vertical entre sensores para tener certidumbre en los gradientes detectados entre ellos.

Para el caso del Zaap-50, la parte superior del yacimiento se atravesó a 3106 md (2946 mvbnm), con una profundidad total de 3746 md (3550 mvbnm), contando con un espesor expuesto en las tres fases (gas, aceite y agua), de 740 md (604 mv).

Durante la terminación del pozo el CGA con base en registros TMDL se ubicaba a 2960 mvbnm, sólo 14 m por debajo de la cima del yacimiento atravesada por el pozo. El CAA de acuerdo con la interpretación petrofísica de los registros geofísicos, se ubicó en una zona cuyo volumen de arcilla, porosidad efectiva y litología tienen valores prácticamente constantes, donde se observa que la caída de resistividades somera y profunda con un gradiente general de resistividad se asocia principalmente a un cambio de fluido mayormente conductor a 3465 mvbnm, profundidad donde fue marcado el CAA. En la **Figura 3** se presenta la evaluación petrofísica del pozo Zaap-50.

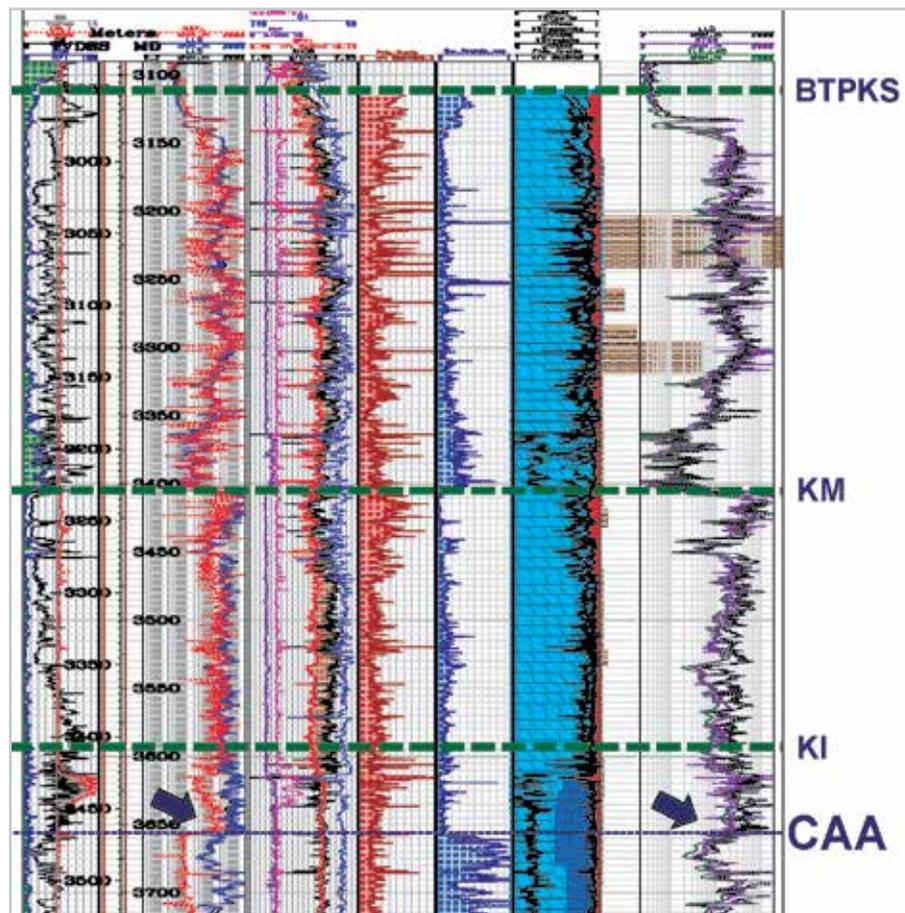


Figura 3. Evaluación petrofísica Zaap-50.

La distribución de sensores se realizó con base a tener en un periodo menor a un año tres sensores en zona de gas, dos sensores en zona de aceite y tres sensores en zona de agua. Al momento de terminarse el pozo se contaba únicamente con 14mv en zona de gas por lo cual inicialmente sólo se colocó un sensor en esta fase.

Para la separación entre los tres sensores superiores se consideró el contar con una diferencial de presión de al menos dos veces el rango de error máximo de los sensores (0.14 kg/cm²) para poder contar con una buena definición de un gradiente de presión en zona de gas, resultando en tener al menos 30mv de separación entre sensores.

Para los dos sensores en zona de aceite se consideró posicionarlos 50 mv por arriba y por debajo de la sección

ranurada para producir, quedando con una separación de 100 mv entre ellos y asegurando el contar con al menos un dato de presión en zona de aceite durante la vida productiva del pozo.

La distancia entre los tres sensores en agua se obtuvo bajo las mismas consideraciones de la separación de los sensores en gas, el contar con un diferencial de presión de al menos dos veces el rango de error máximo de los sensores, resultando en tener al menos 3 mv de separación entre sensores, sin embargo, al contar con una profundidad dentro del acuífero de 85 mv se decidió dar una mayor separación entre los sensores en esta fase.

En la **Figura 4** se presenta el análisis realizado para la distribución de los sensores en zona de gas, aceite y agua.

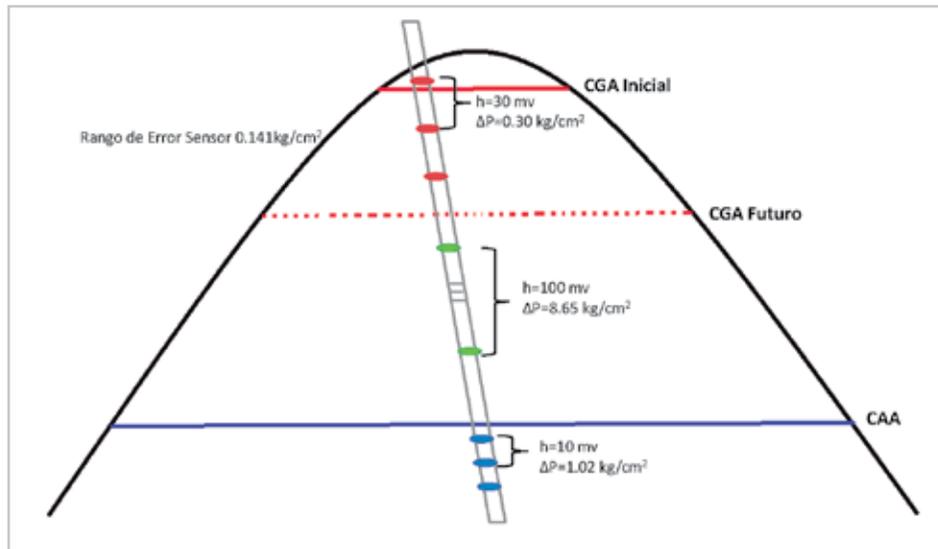


Figura 4. Análisis distribución de sensores de presión Zaap-50.

Una vez instalados los sensores permanentes se tiene información de presión y temperatura que nos permiten identificar los gradientes en zona de gas, aceite y agua mediante los cuales se puede posicionar el CGA y CAA en

distintos periodos de tiempo. En la Figura 5 se muestran los gradientes identificados en distintos periodos de tiempo a partir del pozo Zaap-50.

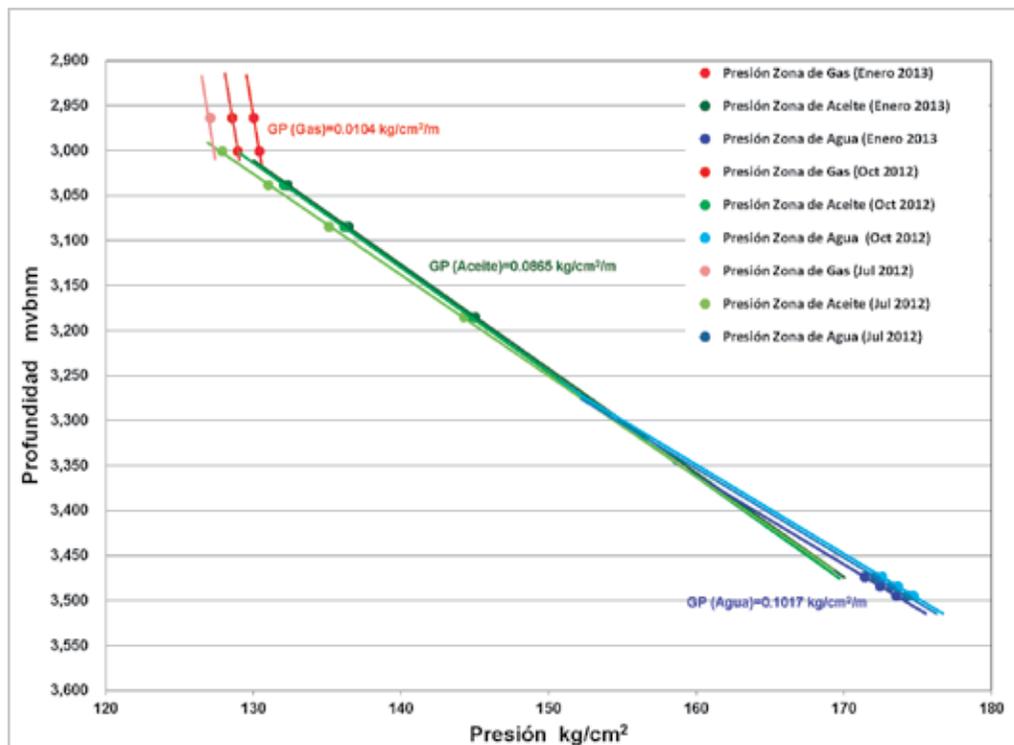


Figura 5. Comportamiento gradientes de presión Zaap-50.

La versatilidad de contar con el comportamiento del CGA y CAA en el tiempo radica en la capacidad de vincular las condiciones operativas del pozo (ritmos de producción) y la interferencia que causa en cada uno de los contactos para prevenir con ellos irrupciones tempranas de gas y/o agua. En la **Figura 6** se presenta el comportamiento del CGA y CAA y las condiciones operativas del pozo Zaap-50.

En esta figura se observa cómo inicialmente se tenía un cono de agua de 180 m y en un periodo de alrededor de tres meses el pozo mejoró su índice de productividad, ya

que manteniendo las condiciones operativas del pozo se reflejó una disminución en el cono de agua de 80 m, cabe señalar que la disminución no se da de manera inmediata, la estabilización se dio en un tiempo de alrededor de dos meses. A partir de este periodo se observa que el comportamiento del CAA es un reflejo de las condiciones operativas del pozo, actualmente se tiene un cono de agua de 55 m. En el caso del CAA no se identifica un avance, lo que puede explicarse por el efecto de mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno que se realiza en este yacimiento.

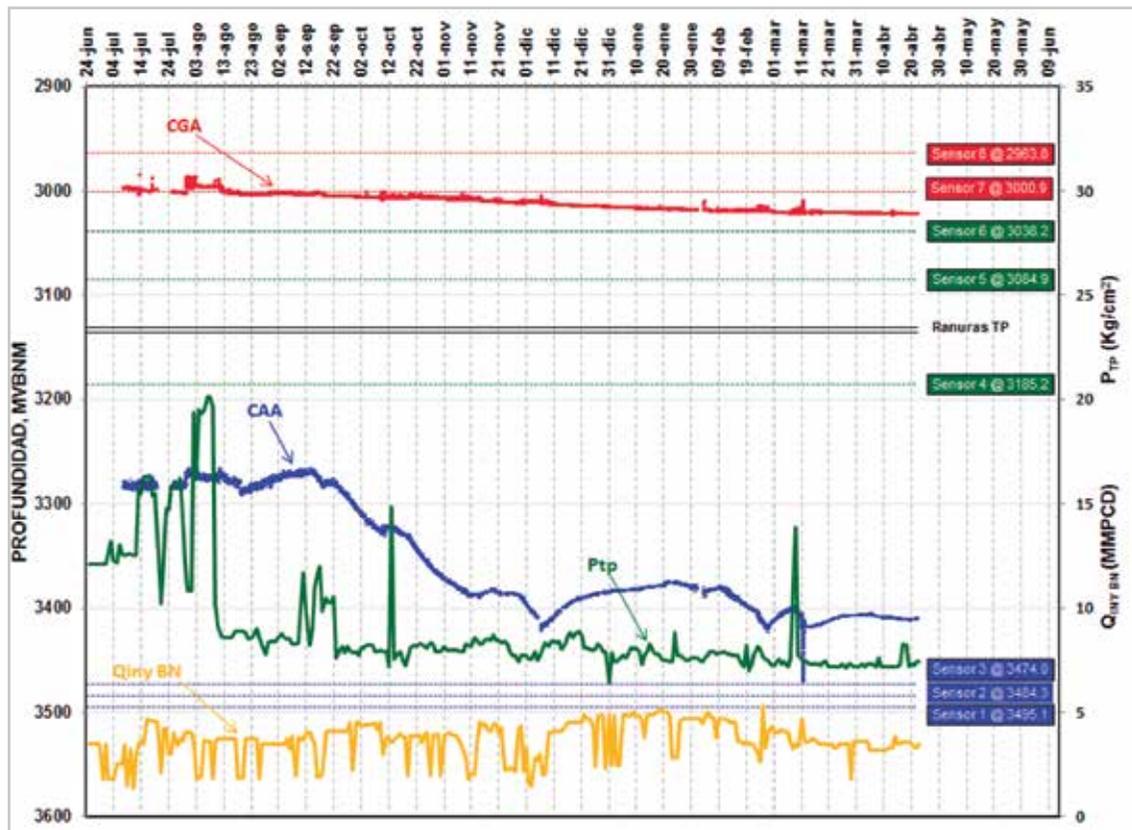


Figura 6. Comportamiento contacto gas-aceite y contacto agua-aceite.

En el gas resulta más complicado identificar los efectos de conificación debido a generarse de manera inmediata y se refleja como una dispersión de puntos, sin embargo, al igual que el agua, inicialmente se tenía un cono de gas de 16 m y posterior al periodo en el que mejoró el índice

de productividad se observa un cono de gas menor a 5 m. Al mantener un seguimiento del CGA día a día también se puede evaluar el avance del mismo, actualmente en un promedio de 3 m/mes. En la **Figura 7** se presenta el comportamiento del CGA en el pozo Zaap-50.

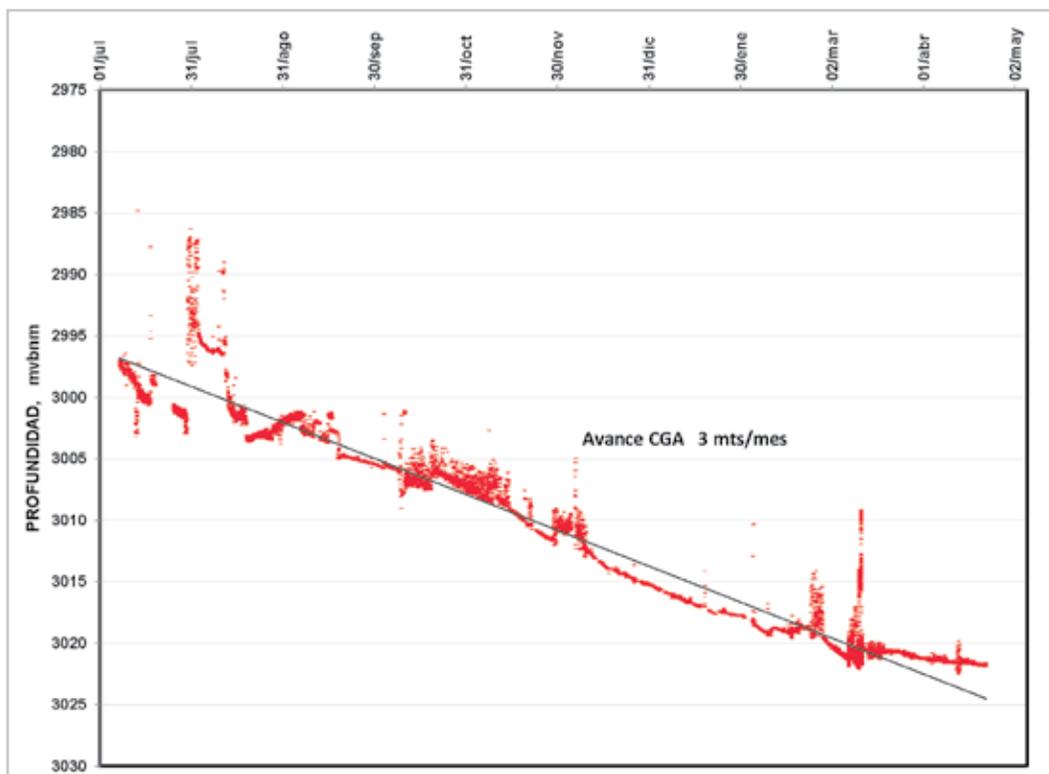


Figura 7. Comportamiento contacto gas-aceite Zaap-50.

Es importante conocer el índice de productividad del pozo, ya que los conos de gas y/o agua están asociados directamente a éste y los ritmos de producción del pozo, por lo cual es importante aforar el pozo y realizar pruebas de incremento para estimarlo. Para evaluar el índice de productividad y las características de la formación del Zaap-50, se realizó una prueba de presión-producción a tres distintos gastos y cierre de pozo, el programa de la prueba fue el siguiente:

1. Se alineó a separador de prueba y se realizó aforo a un estrangulador de 4" (Ptp 7.5 kg/cm², Q_{BN} 3.5 MMpcd).
2. Se estrangula el pozo de 4" a 1 1/8" (Ptp 15 kg/cm², y Q_{BN} 3.5 MMpcd) y se realizó aforo por un periodo de 17 hrs.
3. Al finalizar aforo se regresó a las condiciones iniciales de operación (Ptp 7.5 kg/cm², Q_{BN} 3.5 MMpcd y un estrangulador de 4").
4. Se estrangula el pozo de 4" a 1" (Ptp 20 kg/cm², y Q_{BN}

2.5 MMpcd) y se realizó aforo por un periodo de 12 hrs.

5. Al finalizar, el aforo se regresa a las condiciones iniciales de operación, (Ptp 7.5 kg/cm², Q_{BN} 3.5 MMpcd y un estrangulador de 4").
6. Se realiza cierre suspendiendo inyección de BN y desfoga espacio anular durante 8 hrs.
7. Se alinea pozo a batería con condiciones iniciales, (Ptp 7.5 kg/cm², Q_{BN} 3.5 MMpcd y un estrangulador de 4").

En la **Figura 8** se presenta la gráfica del efecto de la presión y los gastos obtenidos en los distintos tiempos durante la prueba realizada en el pozo Zaap-50.

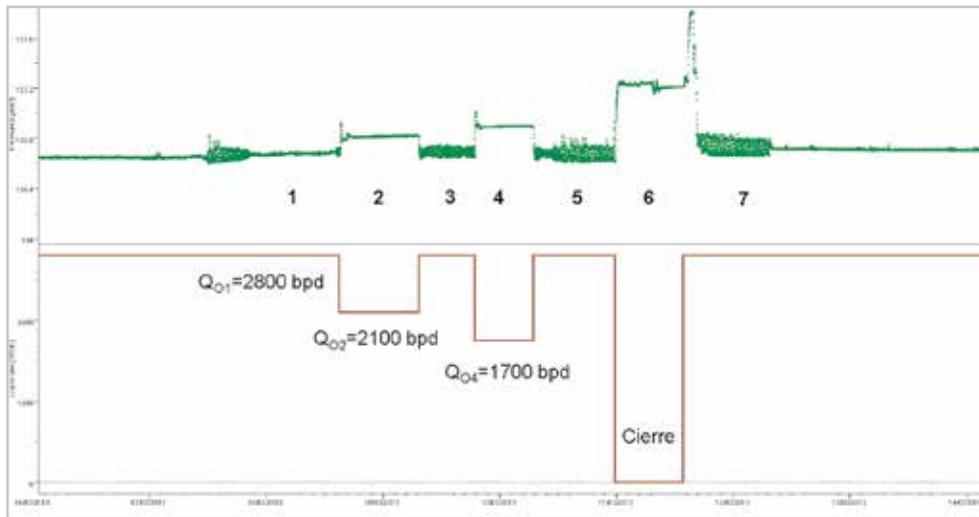


Figura 8. Prueba presión-producción Zaap-50.

De la evaluación de la curva de incremento de la prueba realizada se obtuvieron las características de la formación que se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Características de la Formación Zaap-50.

Parámetros	Valor	Unidades
Permeabilidad	4.550	D
Daño	3.35	Adim
DP Daño	0.1663	Kg/cm ²

En la **Figura 9** se presenta el análisis de la curva de incremento, éste se realizó con base en la curva semilog y la derivada, arrojando resultados semejantes, una

permeabilidad de 4.550 D, un daño de 3.35 y una caída de presión debida al daño de 0.1663 kg/cm².

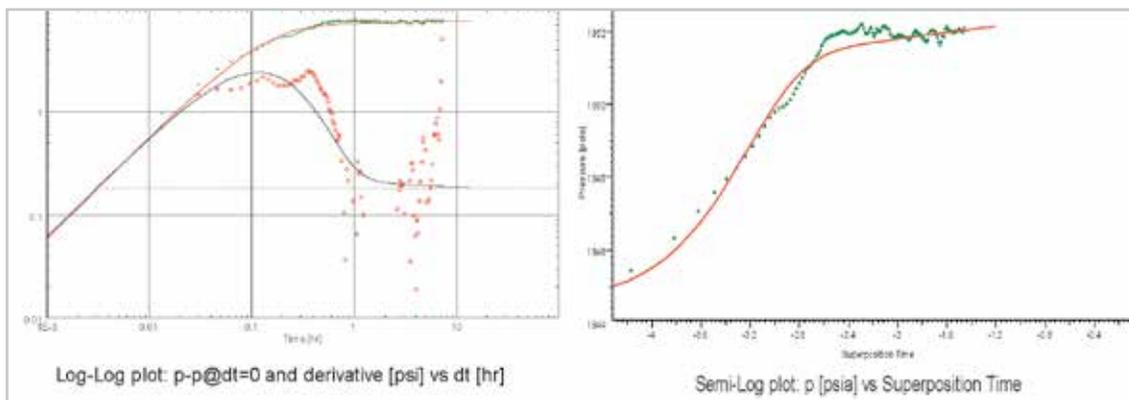


Figura 9. Evaluación prueba de incremento Zaap-50.

De la misma forma se realizó la evaluación del comportamiento de la conificación de agua y gas teniéndose los resultados presentados en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Resultados prueba Zaap-50.

Punto Prueba	Estrangulador (pulgadas)	Ptp (kg/cm ²)	Q _{BN} (MMpcd)	Qo (Mbd)	DP (kg/cm ²)	IP (bl/psi)	Cono de Agua (m)	Cono de Gas (m)
1	4	7.5	3.5	2800	0.54	364.64	65	6.83
2	1 1/8	15	3.5	2100	0.41	360.19	60	5.08
4	1	20	2.5	1700	0.33	362.27	56	4.15

Esta evaluación se realizó con base en los resultados obtenidos durante la prueba, el gasto de aceite a partir de los aforos realizados, la caída de presión generada entre la presión de fondo estática (cierre del pozo) y la presión de fondo fluyendo para cada periodo de flujo; se calculó del índice de productividad en base al gasto y la caída de presión asociada al mismo, en general se tiene un índice de productividad promedio en el pozo de 362 bl/psi.

Para la evaluación de la conificación de agua se tomó el CAA estático a 3465 mvbnm y se tomó el punto final del CAA dinámico antes del cambio de condiciones operativas del pozo, cabe señalar que debido a que los periodos de flujo bajo ciertas condiciones se realizaron en periodos cortos de tiempo, no se lograba la estabilización del cono de agua, en la **Figura 10** se muestra el comportamiento de la conificación de agua durante la prueba.

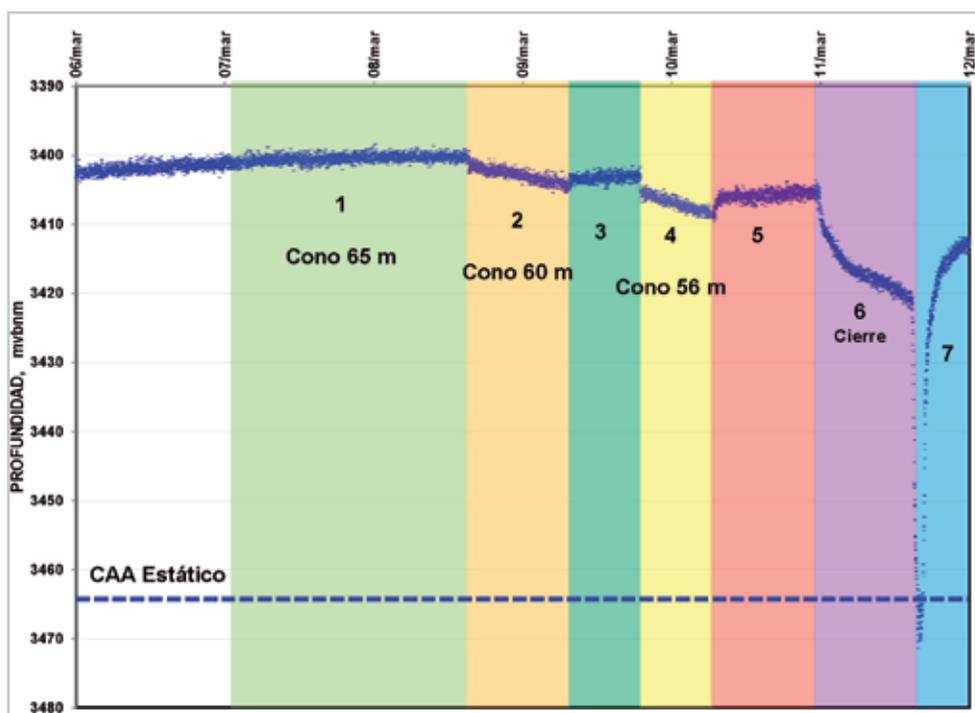


Figura 10. Conificación de agua, prueba Zaap-50.

Para la evaluación de la conificación de gas se tomó el CGA estático a 3014.4 mvbnm identificado en la prueba durante el cierre del pozo, a diferencia del agua el gas presenta una rápida estabilización, razón por la cual se logra regresar

el cono en un periodo corto de tiempo. En la **Figura 11** se muestra el comportamiento de la conificación de gas durante la prueba.

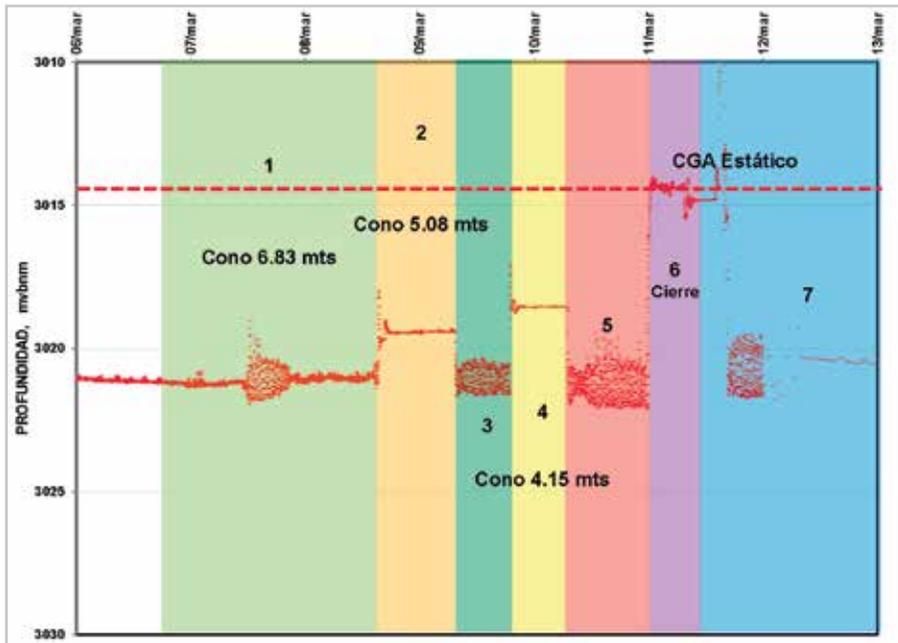


Figura 11. Conificación de gas, prueba Zaap-50.

El pozo Zaap-50 ha cumplido sus dos objetivos principales, el de mantener un monitoreo continuo del comportamiento del CGA y CAA en tiempo real a partir de mediciones continuas de presión en zona de gas, aceite y agua. Así como el contribuir a la producción del activo, actualmente

el pozo produce un promedio de 3100 bpd de aceite con un corte de agua de 0% y una RGA normal al campo, con una producción acumulada de aceite de casi 1 MMbbl en un periodo menor a un año. En la **Figura 12** se presenta la historia de producción del pozo.

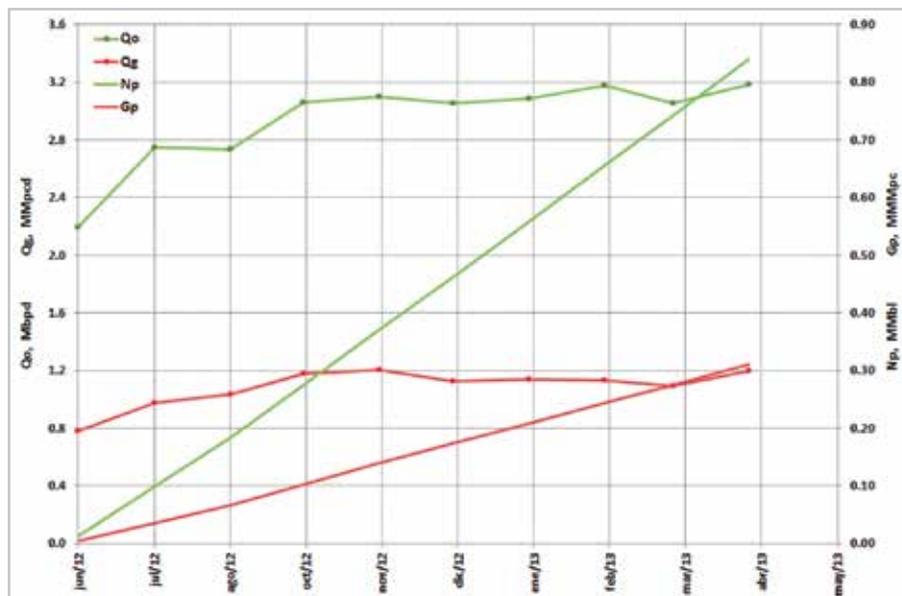


Figura 12. Historia de producción Zaap-50

Conclusiones

La propuesta de este tipo de pozos garantiza un continuo monitoreo tanto de presiones en zonas de gas, aceite y agua y por tanto el movimiento de los contactos de fluidos de los yacimientos; el poder aplicar este tipo de diseño en las distintas zonas de un yacimiento ayuda a tener información continua para tener una mejor administración de los mismos.

La distribución de los sensores debe realizarse considerando una distancia suficiente para garantizar un diferencial de presión que ayude a disminuir el error en el cálculo de los gradientes y con ello la localización del CGA y CAA.

El tener información de los contactos agua-aceite y gas-aceite de manera dinámica y estática nos permite correlacionar los niveles de conificación al gas y al agua alcanzados a diferentes gastos de producción y con ello tener el control para evitar la irrupción de agua y/o gas, mejorando la productividad de los pozos.

Es importante llevar a cabo pruebas de cierres y a distintos gastos de producción con aforos simultáneos para verificar el índice de productividad y el comportamiento de los conos bajo estas condiciones.

Este tipo de pozos resulta rentable no sólo debido a la información recabada, además al mantener una producción de alrededor de 2000 bpd se recuperaría la inversión inicial del mismo en un periodo menor a ocho meses. En el caso específico del Zaap-50 a la fecha ya se recuperó su inversión inicial y se mantiene su producción, con lo cual se verifica la rentabilidad de este tipo de pozos.

Los resultados obtenidos con los pozos monitores-productores, sientan las bases y el precedente para futuras terminaciones inteligentes en las que se podrá tener la capacidad de seleccionar los intervalos a producir, así mismo rompen el paradigma de que se requiere una hermeticidad total para lograr monitorear y producir cada una de las fases.

Es necesario realizar un análisis para determinar el número óptimo de pozos monitores-productores de acuerdo a la compartimentalización y movimiento de los contactos en el yacimiento.

Nomenclatura

adim	adimensional
bpd	barriles por día
bl/psi	barriles por cada libra sobre pulgada cuadrada
CGA	contacto gas aceite
CAA	contacto agua aceite
D	Darcies
kg/cm ²	kilogramos por centímetros cuadrados
m	metros
md	metros desarrollados
mv	metros verticales
mvbnm	metros verticales bajo nivel del mar
m/mes	metros por mes
MMbl	millones de barriles
MMpcd	millones de pies cúbicos diarios
MMMpc	miles de millones de pies cúbicos
Ptp	presión en la cabeza del pozo
Qo	gasto de aceite
Q _{BN}	gasto de inyección de bombeo neumático
Qg	gasto de gas
TMDL	registro termal de neutrones

Referencias

- Ahmed, T. y McKinney, P.D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier/Gulf Professional Publishing.
- Craft, B.C. y Hawkins, M.F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Escobar, F.H. 2005. *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Nelson, R.A. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Boston: Gulf Professional Publishing/Butterworth-Heinemann.
- Van Golf-Racht, T.D. 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing.

Semblanza de los autores

Luis Norberto Velázquez Bueno

Realizó sus estudios en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), de 2002 a 2007, titulándose como ingeniero petrolero en 2008.

A partir de septiembre de 2008 se desempeñó como soporte técnico en la Gerencia de Proyectos de Explotación Región Marina Noreste, en la Coordinación de Proyectos de Caracterización Estática, realizando actividades relacionada a la evaluación petrofísica avanzada de los campos del proyecto Campeche Oriente, del proyecto Akal y diversas áreas de la zona marina.

Ingresó a Pemex en enero de 2010, donde hasta la fecha se desempeña como ingeniero de yacimientos en la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos del APKMZ, colaborando en el proyecto de evaluación de escenarios de explotación del campo Lum-BTPKS y JSO, aplicando la metodología FEL, elaboración de pronósticos de los campos del activo, así como evaluación de pruebas de presión-producción para la evaluación de permeabilidad y límites del yacimiento, así como daño en los pozos del APKMZ.

Pertenece al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la SPE.

Jesús Rodríguez Román

Realizó estudios profesionales en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) de 1991-1995, titulándose como ingeniero petrolero en 1996 con mención honorífica.

De 1994 a 1995 fue becario del IMP, ingresó a Pemex en junio de 1996, como Ingeniero de yacimientos del grupo multidisciplinario José Colomo Distrito Ocosingo, desempeñando diferentes funciones encaminadas al análisis de condiciones de explotación de los campos del distrito.

De 1997 a 2011 laboró en el Activo Abkatun Pol Chuc (AIAPCH), en el área de ingeniería de yacimientos realizando diferentes actividades entre las que se destacan análisis de escenarios de explotación de yacimientos, cálculo de reservas, análisis e interpretación de la información de pozos y documentación de la cartera de proyectos del AIAPCH, fungiendo como líder de proyecto y responsable de distintos proyectos FEL.

De 2011 a 2012 se le comisiona como ingeniero de yacimientos en la Coordinación del proyecto Ayatsil Tekel, Pemex Exploración y Producción Región Marina Noreste, realizando apoyo en tareas FEL y revisión de las pruebas de presión producción de los pozos de los campos del proyecto.

De 2012 a la fecha se ha desempeñado como Especialista Técnico "A" a cargo del grupo de Administración de yacimientos del APKMZ, RPMNE, desempeñándose en la optimización de la explotación de los yacimientos.

Del 2000 al 2001 cursó estudios de maestría en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado de Maestro en ingeniería petrolera con mención honorífica en el 2002.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la red de especialistas de ingeniería de yacimientos de PEP.

Ha presentado diversos trabajos tanto en foros nacionales como internacionales.

Antonio Rojas Figueroa

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 1990 ingresó a Pemex como ingeniero en entrenamiento. De 1991 a 1993 estuvo adscrito al Departamento de ingeniería de yacimientos de la Superintendencia de producción de 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 multidisciplinario 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 UNAM, recibiendo el grado de maestro en ingeniería petrolera con mención honorífica.

De 2003 a 2009 estuvo a cargo de la Superintendencia de ingeniería de producción de pozos en Activo integral Cantarell. En abril de 2009 fue transferido al APKMZ donde se desempeña actualmente como Coordinador del Grupo multidisciplinario de especialistas técnicos de diseño de proyectos; del 2010 al 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.