

Visualización de oportunidades de reparación mayor en campos maduros del Activo Integral Burgos mediante el análisis integrado de disciplinas

Eugenio Martínez Rodríguez
eugenio.martinez@pemex.com

Braiant Barroso Domínguez
braiant.barroso@pemex.com

Pemex Exploración y Producción
Reynosa Tamaulipas, México

Información del artículo: recibido: enero de 2016-aceptado: febrero de 2016

Resumen

Los principales campos del AIB se encuentran en explotación desde hace más de 40 años. La producción de estos campos, aporta un gran porcentaje a la producción total del Activo y el volumen mayor de reservas. Debido a que estos campos cuentan con un gran número de yacimientos y pozos, el trabajo de intervenciones debe de ser continuo y suficiente para mantener la producción del Activo.

A principios del 2013, la producción del Activo Integral Burgos era de 1272 MMpcd y mostraba una declinación acelerada en los primeros meses, debido a la baja incremental tanto de pozos de terminación como de reparaciones mayores, adicionalmente el paro de actividad operativa a mediados del 2013, repercutió hasta inicios del 2014 resultando una producción mínima de 1052 MMpcd. Ante la necesidad de incorporar pozos con mayor producción incremental de reparaciones mayores, a mediados del 2013 se integró un equipó de estudio de reparaciones mayores, para trabajar en un proceso integral para las propuestas de reparación mayor del AIB, con el fin de incorporar producción debido a la baja actividad en terminaciones.

Durante el trabajo de propuestas de oportunidades de reparación mayor, se laboró con campos maduros que por su extensión y número de pozos son representativos del Activo; sin embargo, estos yacimientos se caracterizan por presentar pozos con perfil de producción cercano a su límite económico, dictaminados sin oportunidad, cerrados, en programa de taponamiento, inyectores, etcétera.

En este artículo se expone cómo se trabajó en el proceso de propuestas de reparaciones mayores del AIB, para reducir el riesgo de los pozos en cartera de reparación del 2013 y crear una cartera de reparaciones mayores del 2014, con menor incertidumbre y proyección al 2015.

Finalmente se exponen los resultados de producción por RMA, del año 2014.

Keywords: Reparación mayor, campos maduros, Activo Integral Burgos, análisis integrado de disciplinas.

Visualization of workover opportunities in mature fields of Activo Integral Burgos through integrated analysis of disciplines

Abstract

The main fields in the Activo Integral Burgos (AIB) have been in operation since 40 years ago. The production of these fields contributes in a large percentage of total production in the AIB and the bulk of reserves are charged to them. Because these fields have a large number of wells as well as reservoirs, the WorkOver (WO) must be continuous and sufficient to maintain the production in the AIB.

In early 2013, the production in the AIB was 1,272,000 Mcfd and showed an accelerated declination in the first months due to incremental down production in both wells completion and WO, additionally lack on operational activity in mid-2013, impacted the production results to early 2014 in a minimum production of 1,052,000 Mcfd. Given the need to incorporate WO with more incremental production in mid-2013 a study work team was formed to work on a comprehensive process for proposed WO in the AIB in order to incorporate production due to low activity in completions.

During the work proposals of wells with opportunities for WO, we worked with mature fields for its extension and numbers of wells are representative of AIB; however these are characterized by wells with profiles close to its economic limit, audited no chance, closed, in program plug, injectors, etc.

In this paper we expose how we were working in the WO proposal process in the AIB to reduce the risk of WO portfolio in 2013 and create a new WO portfolio with less uncertainty and projection to 2015.

Finally production results are presented by WO in 2014.

Keywords: Workover, mature fields, Activo Integral Burgos, integrated analysis of disciplines.

Introducción

Un campo maduro se define como aquel campo que ha tenido un gran desarrollo y se ha alcanzado su máxima producción con las tecnologías convencionales de explotación. El desarrollo de campos maduros puede dividirse en dos grandes grupos, ingeniería de pozos e ingeniería de yacimientos. Este trabajo se enfoca a las actividades que engloba la ingeniería de yacimientos, para la determinación de propuestas de reparación mayor mediante una metodología para llevarlas a cabo.

Campos maduros en el AIB

En el Activo Integral Burgos (AIB), se tienen campos que por su situación de producción se consideran como campos agotados, maduros, y campos en desarrollo; los campos en desarrollo son de dimensiones menores que los campos maduros, por lo que el 'rejuvenecimiento' en estos últimos depende de la incorporación de áreas nuevas que implican riesgos que afectan al éxito de los proyectos.

Los campos principales del AIB son; Cuitláhuac, Culebra, Arcabuz, Arcos, Cuervito, Velero, Comitas, Palmito, por citar algunos y se encuentran en explotación desde hace más de 40 años. De acuerdo a su etapa de explotación actual se les consideran como campos maduros, los cuales se caracterizan por presentar una tendencia definida en la declinación de su producción después de haber alcanzado una producción máxima, otra de las características de estos de campos, es que los pozos presentan un perfil de producción cercanos a su límite económico, pozos cerrados, dictaminados como sin oportunidad, programados para taponamiento, entre otros casos. En la **Figura 1** se muestra la producción de algunos campos maduros del AIB.

Con estos campos maduros y otros descubrimientos recientes exploratorios en el 2014, el AIB logró mantener su producción por arriba de 1200 mmpcd, a pesar de la disminución de inversión en los últimos años. Cabe destacar que uno de los trabajos efectuados para generar valor desde el grupo multidisciplinario de diseño de explotación, fue de incorporar pozos para reparación mayor (RMA), con el fin de cumplir con las metas de producción.

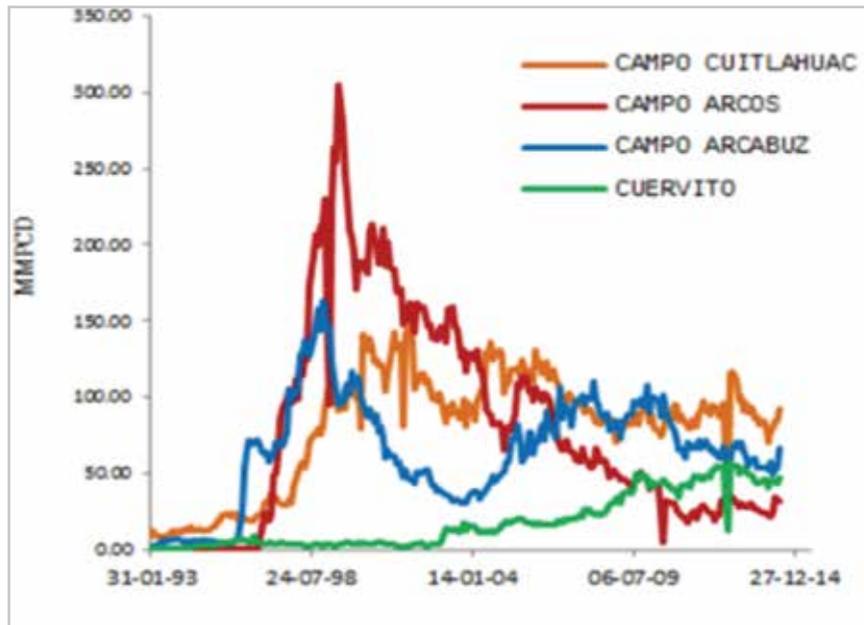


Figura 1. Producción de campos maduros del AIB.

Situación de producción inicios del 2013 en el AIB

A inicios del 2013, el Activo producía alrededor de 1272 mmpcd, con una tendencia de declinación acelerada en los primeros cuatro meses. Hasta abril del 2013 se había incrementado 62 MMpcd por terminaciones y 38 mmpcd

por reparaciones mayores; sin embargo, la producción pasó de 1272 a 1240 mmpcd de gas debido a la baja incremental de gas entregados por estos dos tipos de intervenciones. En la **Figura 2** se muestra la producción del AIB y su declinación fuerte en el 2013.



Figura 2. Producción del AIB 2000-2015.

En marzo del 2013 se planteó el reestudio de la cartera de reparaciones mayores y reducción del riesgo de los intervalos propuestos, por lo que la intención del equipo de RMA inicialmente era de validar los intervalos ya propuestos. Ante la necesidad de incluir mayor número de pozos a la cartera de RMA, se trabajó bajo una metodología de estudio de propuestas a partir de la reevaluación petrofísica y validación de información de yacimientos. A continuación se discute la metodología utilizada.

Proceso de propuestas de RMA

Distribución de reservas

El proceso de propuestas de RMA a mediados del 2013 consistió en su primera fase en la detección de oportunidades a nivel macro, estudiando la distribución total de pozos por campo. Los campos con mayor número de pozos identificados en esta etapa fueron los campos, Cuitláhuac, Comitas, Culebra, Arcabuz, Palmito, Arcos; en la **Figura 3** se muestra la distribución de pozos por campo a inicios del 2013. Estos fueron los campos donde se concentró mayormente el trabajo de estudio para obtener propuestas de reparaciones mayores.

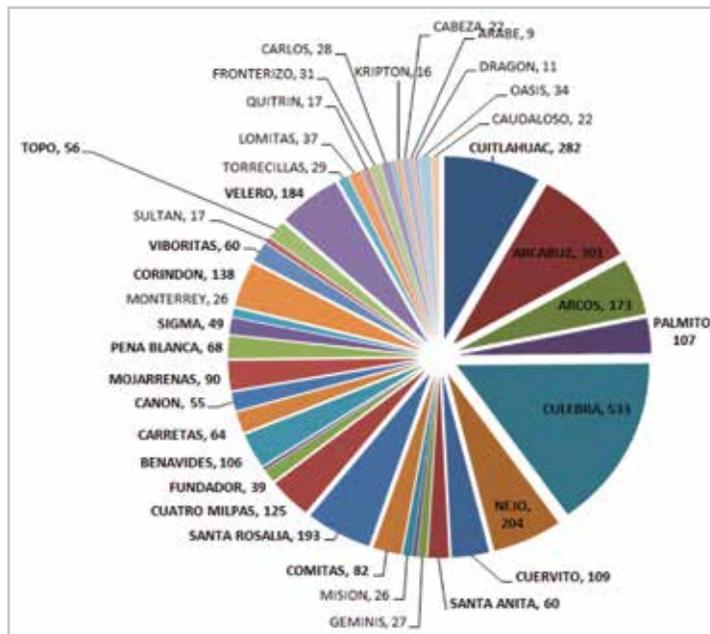


Figura 3. Número de pozos de los principales campos del AIB.

En la búsqueda de oportunidades, se revisó que existían campos con un gran número de pozos, pero con bajas oportunidades para RMA. La reserva de ese entonces se distribuía en 44% para la reserva probada no produciendo, 31 % en reserva probable y 25% en reserva posible; es decir, un 56 % de riesgo se asociaba a que la calidad de yacimiento existiera. Sólo para reparaciones

mayores, el 38% de la reserva se clasificaba como probada no produciendo, 29 y 33% en probable y posible respectivamente; en la **Figura 4** se muestra la distribución de reservas totales y para RMA, en la **Figura 5** se muestra la reserva para el año 2013 por campos del AIB, así como el número de yacimientos asociados a cada uno.

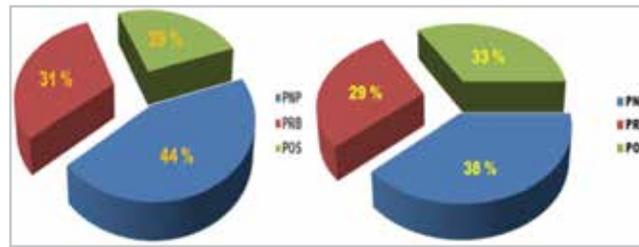


Figura 4. Distribución de la reserva total y para RMA, (2013).

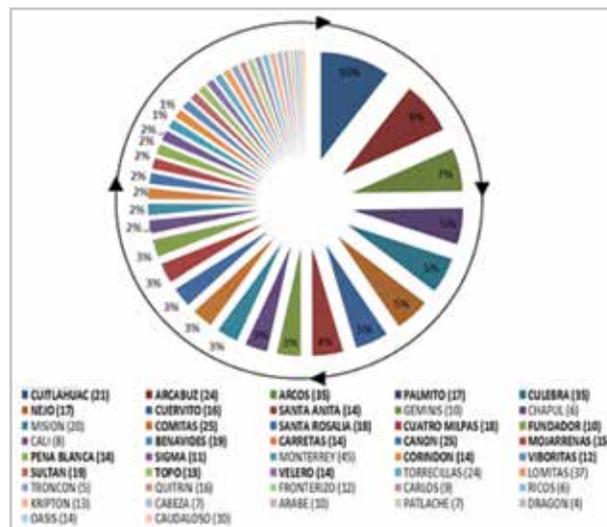


Figura 5. Distribución de reservas por campo y número de yacimientos.

Del total de campos, el 70% de la reserva se encontraba cargada a sólo 20 campos del activo y seis campos correspondían a campos de bloques de contratos de obra pública financiada, COPF (Cuervito, Santa Anita, Géminis, Misión, Nejo, Cali), con 20% de la reserva para RMA.

Metodología de propuestas de RMA

La metodología consistió básicamente en la interacción continua de las disciplinas existentes en el equipo de reparaciones mayores, **Figura 6**. La reevaluación petrofísica

ligada a las condiciones mecánicas de los pozos inició el análisis de propuestas. Revisar las condiciones mecánicas consistió en:

- Visualizar el último intervalo disparado.
- Detectar antecedentes de pez o roturas de TR.
- Validar fechas de aperturas de los intervalos.
- Revisar información general del fracturamiento.



Figura 6. Metodología para las propuestas de RMA.

Se utilizó un proceso de reevaluación petrofísica para la determinación de intervalos posibles para RMA. La problemática inicial de la cartera de reparaciones mayores es que existían evaluaciones antiguas, registros limitados, radios de drenaje calculados a partir de datos petrofísicos antiguos y evaluaciones petrofísicas parciales de pozos. El proceso consiste actualmente en los pasos siguientes, **Figura 7.**

- Calibración de permeabilidades mediante curvas de variación de presión (CVP) y núcleos.
 - Cálculo de la saturación de fluidos.
 - Determinación del tipo de roca.
 - Cálculo de las propiedades petrofísicas del yacimiento.
 - Actualización de los modelos petrofísicos.
- Edición y normalización de los registros.
 - Cálculo y calibración del volumen de arcilla.



Figura 7. Proceso de reevaluación petrofísica. Equipo RMA 2013.

Durante el proceso de propuestas de RMA se trabajaron con pozos distribuidos en gran parte de la Cuenca de Burgos; geológicamente las franjas con mayor actividad fueron las franjas Paleoceno, Eoceno y Oligoceno; el apoyo geológico y geofísico consistió en:

- Detectar la continuidad de yacimientos.
- Determinar las fallas.
- Determinar los límites físicos de yacimientos.
- Referenciar pozos en los bloques de estudio.

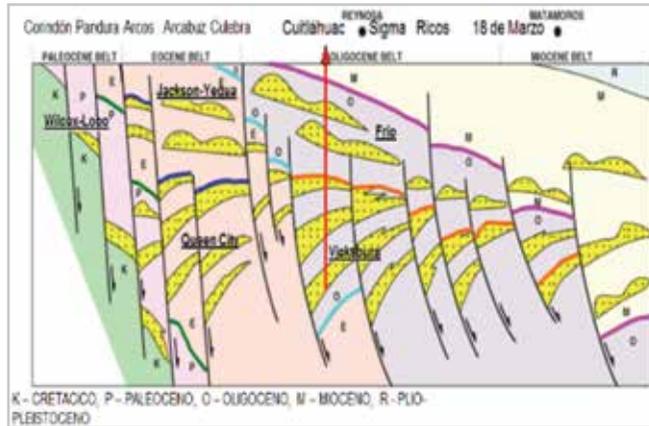


Figura 8. Franjas de estudio en la Cuenca de Burgos.

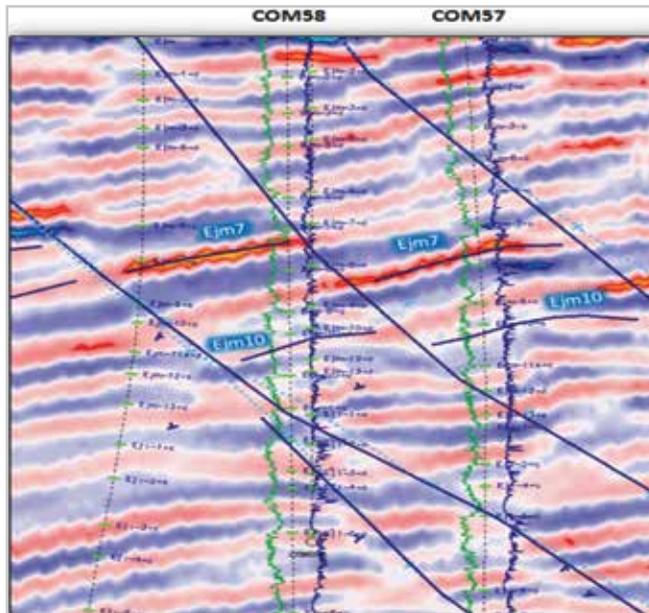


Figura 9. Interpretación estructural a nivel propuesta.

La revisión de antecedentes de producción consistió en validar la producción de los yacimientos vecinos a la propuesta de RMA. La cuantificación de los gastos y volúmenes acumulados tienden a ser un gran apoyo, pero normalmente la toma de información de pozos no es frecuente, por lo que es necesario realizar ajustes y tendencias para fijar los pronósticos de producción y los volúmenes a recuperar, **Figura 11**.

También es necesario utilizar modelos estadísticos para los cálculos del flujo radial y transitorio. Del análisis de yacimientos se estudian los radios de drene considerando la fractura, o por la posición del pozos en el yacimiento, con el fin de descartar o apoyar riesgos de drenes o interferencias entre pozos, **Figura 10**.

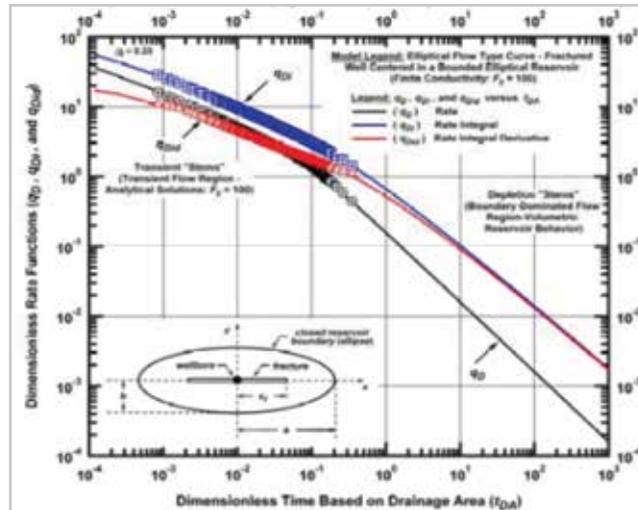


Figura 10. Periodo de flujo elíptico en una fractura hidráulica.

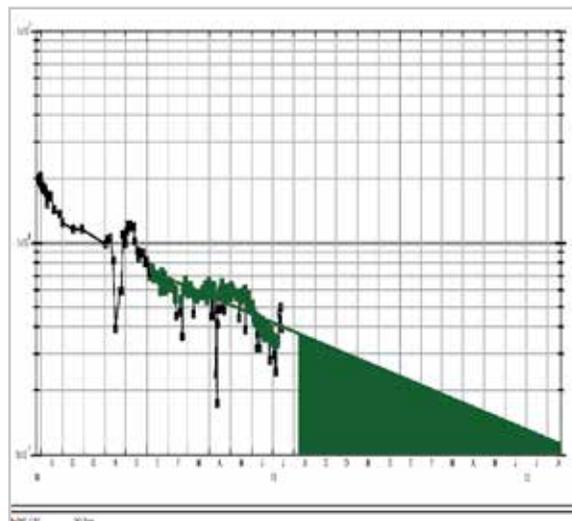


Figura 11. Tendencias de declinación de antecedentes de producción.

La validación del crecimiento de las fracturas para yacimientos con secuencia arcillo-arenosos, crean una pauta para la selección de intervalos propuestos para RMA. La problemática principal sigue siendo determinar el crecimiento de la fractura vertical; aunque por análisis de simulación se obtienen parámetros del comportamiento de fractura, es necesario que el criterio de selección de los intervalos se realice de manera conjunta con los equipos de

desarrollo de campos y con la experiencia de intervalos ya disparados de la misma forma.

La validación de la producción acumulada del yacimiento en ocasiones puede ayudar a inferir si existen dos yacimientos comunicados por la fractura, o si la producción total llega de un solo yacimiento, abriendo oportunidad a un nuevo intervalo, **Figura 12**.

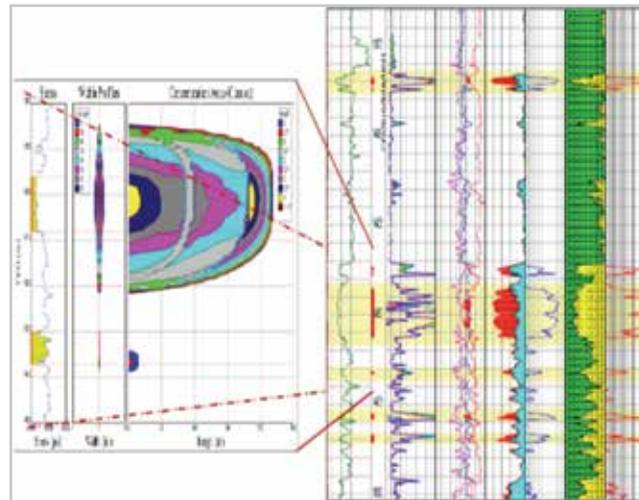


Figura 12. Crecimiento de fractura vertical por simulación.

Casos de estudio de alto riesgo

Comitas-17 (Doble cementación forzada)

Comitas-17 inicialmente contaba con mala cementación forzada en su intervalo productor a nivel de Eoceno Jackson Medio-1 (1560-1568), **Figura 13**, los intervalos propuestos

para reactivar el pozo se encontraban a 400 metros por debajo de este intervalo. La propuesta sugirió tomar el riesgo de intervenir la arena EJM-12 Y 11ª en los intervalos 1936-1955, ver evaluación petrofísica en la **Figura 14**, en conjunto, fracturando si fuera necesario la formación. Estos yacimientos se intervinieron en agosto del 2013, resultando productor de gas y condensados.

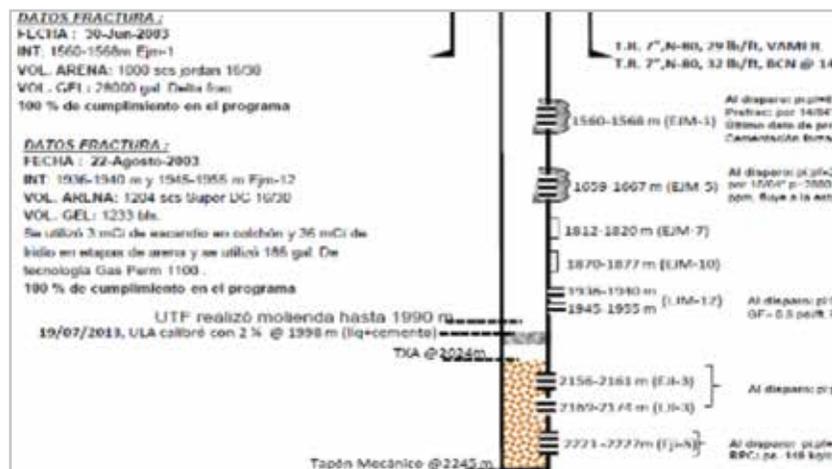


Figura 13. Cementación forzada a 1560-1568.

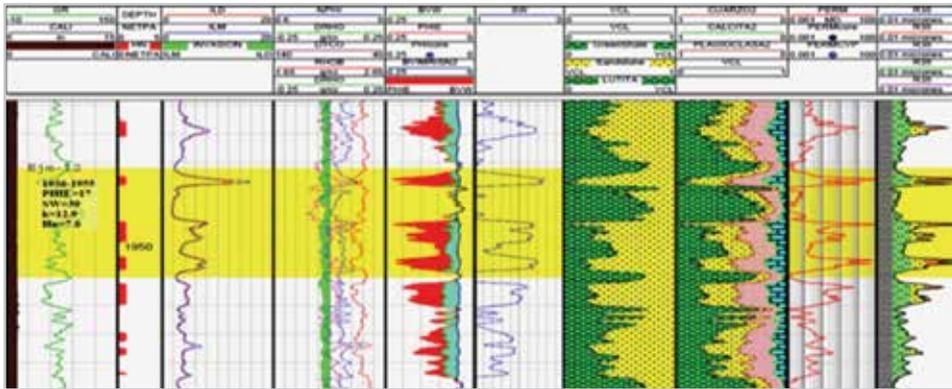


Figura 14. Yacimientos EJM 12 y 11 A.

La producción inicial de estos yacimientos fue de 2.6 MMpcd con 184 bpd de condensados. A marzo del 2015, el pozo producía 0.5 mmpcd, habiendo acumulado 0.58

Bcf (580 mmpc) y más de 8000 barriles de condensados, por lo que representó un éxito a la propuesta inicial, ver el comportamiento de producción en la Figura 15.



Figura 15. Comportamiento de producción Comitas 17. RMA.

Arenaria 1 (Reparación somera)

La problemática inicial de este pozo fue que el intervalo de interés se encontraba a 360 metros de profundidad, ver la Figura 16, lo somero de la propuesta no era sustentada con la sísmica para determinar alguna secuencia del evento, el apoyo geológico y petrofísico resultó la base de la propuesta, algunas gasificaciones durante la perforación indicaron la oportunidad de RMA; sin embargo, el volumen a recuperar fue la incógnita en la propuesta, de acuerdo a la correlación geológica existía la continuidad de la arena; el pozo se intervino en marzo del 2014, resultando productor de gas seco.

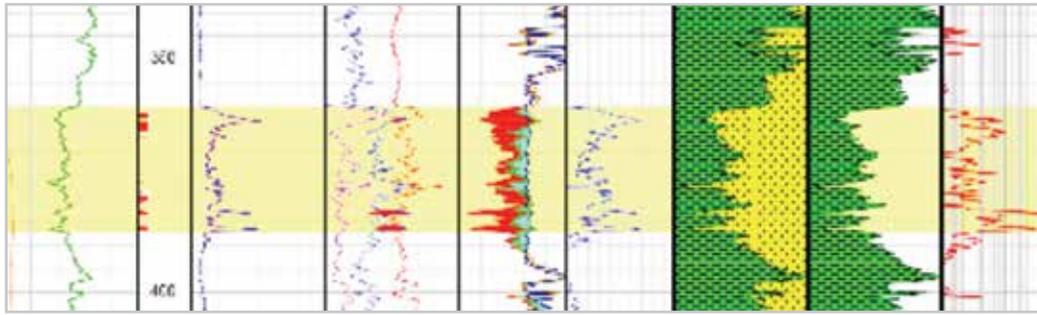


Figura 16. Evaluación petrofísica Arenaria 1, Eoceno J-1.

Al dispararse los 360-368, 375-388, el pozo empezó a producir menos de 0.1 MMpcd. El pozo fue abierto hasta un estrangulador máximo de 16/64", aportando 0.48 MMpcd con 420 psi en cabeza y 80 psi en la línea, se realizó una

curva de incremento de presión dando como resultado una presión de yacimiento de 492 psi y 28.5 md de permeabilidad, Figura 17.

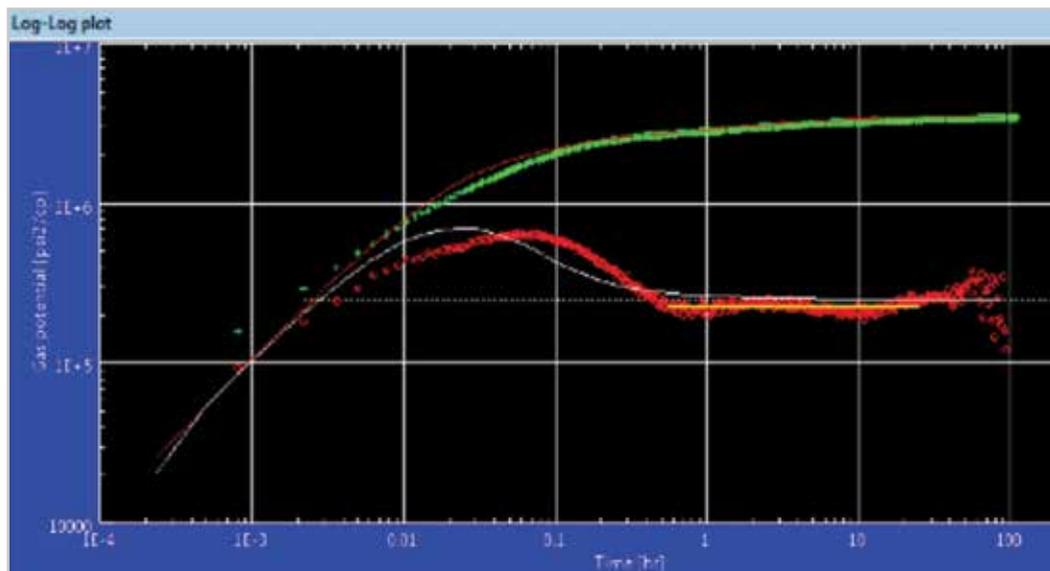


Figura 17. Curva de incremento de presión para Arenaria-1.

El pozo por sí solo no podía vencer a la presión de línea, por lo que se recurrió a conectar un compresor a boca de pozo, incrementando su producción hasta 1 mmpcd. El pozo ha dejado de producir, habiendo acumulado 0.5 Bcf. Sin duda alguna, un éxito para el riesgo tomado por los ingenieros de desarrollo, debido a que se tiene presente la propuesta de desarrollo de pozos someros.

Resultados de la producción por RMA

A continuación se presentan los resultados de producción de gas de los pozos intervenidos en el AIB. Los resultados que deben mencionarse, en el 2014 se realizaron por parte de Pemex 234 reparaciones mayores, con un factor de

éxito del 81%. La producción incremental de gas al cierre del 2014 fue de 165.5 mmpcd, con 299 intervenciones de RMA incluyendo 65 RMA intervenidas por los bloques de contrato de obra pública financiada. La meta de producción al cierre del 2014 se contemplaba para 177 mmpcd, pero

debido a que no se cumplió con la meta de intervenciones, este resultado alcanzó 12 mmpcd menos de lo planeado. La **Figura 17** muestra el número de pozos intervenidos contra lo planeado.

Las **Figuras 17 y 18** muestran el comportamiento de producción programada contra la real por RMA's en el 2014.



Figura 17. Actividad física RMA planeado contra real 2014.

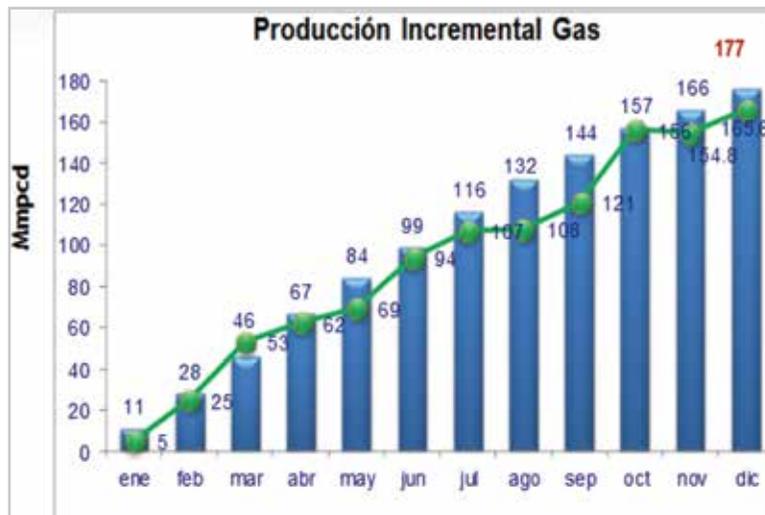


Figura 18. Gas incremental de gas RMA planeado contra real.

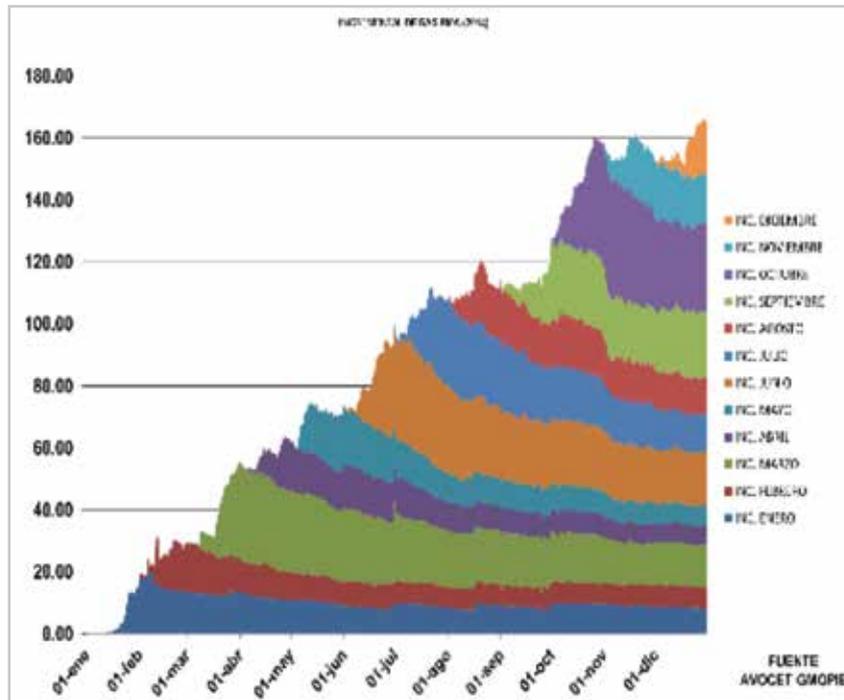


Figura 19. Incremental de gas por RMA 2014.

Después de tener una tendencia de disminución del gasto promedio inicial por pozos entregados desde el 2010 por RMA, al cierre del 2014 se obtuvo un gasto promedio inicial de 0.55 mmpcd logrando así revertir lo obtenido en el 2013 de 0.26 mmpcd, Figura 20.

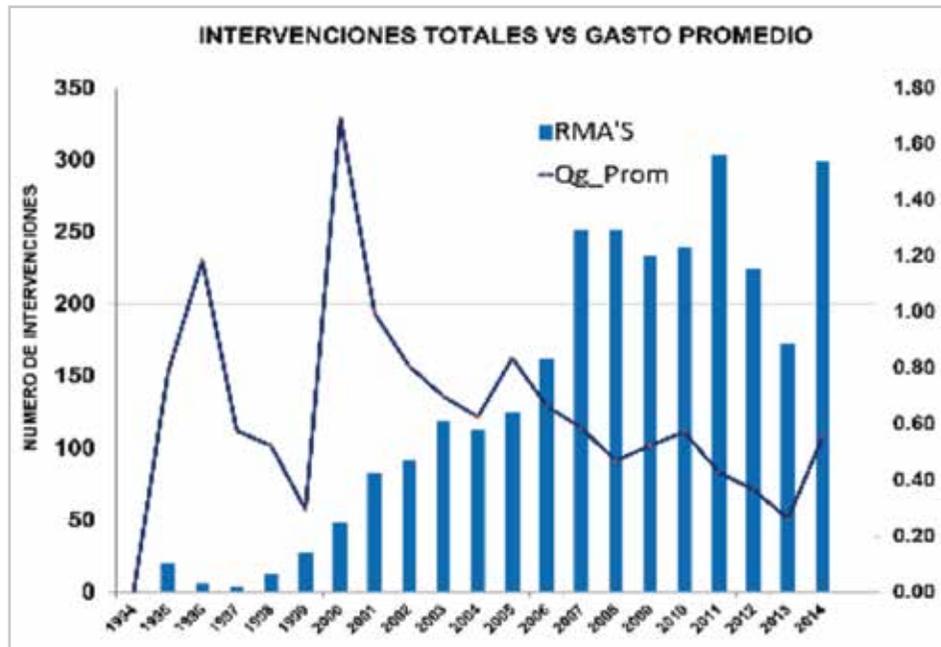


Figura 20. Gasto inicial promedio histórico.

Los resultados anteriores lograron posicionar al año 2014 como el segundo mejor desde el año 1994 en producción incremental por RMA's estando por debajo del año 2011, **Figura 21**.

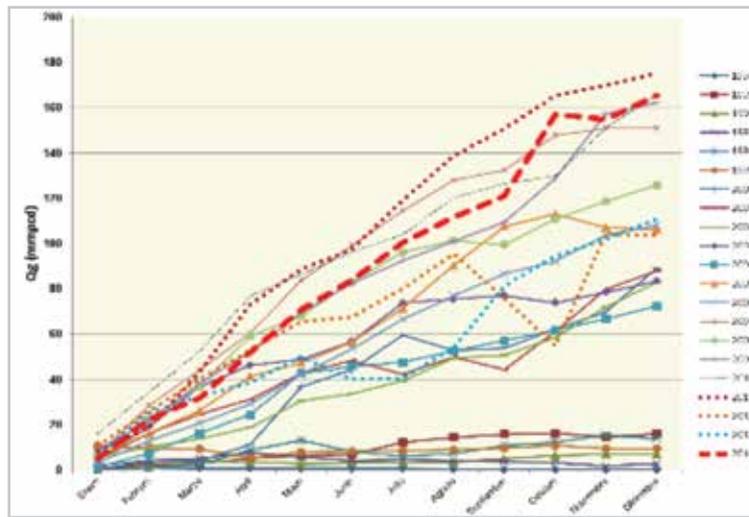


Figura 21. Incremental histórica por RMA'S.

Conclusiones

Los campos maduros del AIB, por la situación de reservas, por el número de pozos y yacimientos que cuentan, la producción por reparaciones mayores sigue siendo una fuente importante de producción de gas y condensados.

Los compromisos de producción exigen todos los días intervenir áreas donde los riesgos son cada vez más elevados, requiriéndose mayores estudios, asimismo es necesario que como parte del proceso de desarrollo de campos en un futuro cercano, se pueda trabajar con mayores cortes de agua, nuevas formas de recuperar condensados del yacimiento en la etapa primaria de explotación y otras maneras de clasificar a los campos maduros en una etapa crítica de producción.

Algunos logros de importancia por reparaciones mayores se resumen en los puntos siguientes:

- Se logró un incremental de gas de 165.5 mmpcd, con 70 RMA's número menor al programado en el 2014.
- El factor de éxito por RMA's fue de 81 % en el 2014
- Se incrementó el gasto inicial promedio por pozo de 0.26 en el 2013 a 0.55 MMpdc en el 2014.
- En el 2014 se logró posicionarse como uno de los mejores años por RMA's, desde el año 2000.

- Se abrió la posibilidad de intervenir pozos con objetivos someros para producirse desde el inicio con sistemas de compresión a boca de pozo.

Agradecimientos

Agradecimientos a los integrantes del equipo de reparaciones mayores del grupo multidisciplinario de proyectos de explotación de diseño del AIB, por su plena participación en las propuestas.

A los equipos de estudio de desarrollo de campos, que con el fin de incorporar producción al Activo, trabajaron siempre con disponibilidad con el equipo de reparaciones mayores.

Referencias

Históricos de Producción, Base de Datos, Activo Integral Burgos, http://142.218.4.32/ingenieria_de_pozos_v3/.

Informe de Reservas del Grupo Multidisciplinario de Proyectos de Explotación Diseño de Proyectos, enero 2015.

Base de Estados Mecánicos de Pozos del Activo Integral Burgos, <http://142.218.4.113/sitios/sicov/>.

Reportes Mensuales Operativos del Activo Integral Burgos, 2015.

Semblanza de los autores

Eugenio Martínez Rodríguez

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ciencias Químicas de la Universidad Veracruzana en agosto del 2011.

Ingresó en el 2010 a la compañía Micro Smart System de México, como becario en el Departamento de ingeniería, para la toma de información con unidad de línea de acero en la ciudad de Villahermosa, posteriormente fue contratado por la misma compañía donde se desempeñó como ayudante de ingeniería.

En el 2011 ingresó al instituto Mexicano del Petróleo como Ingeniero junior en el Departamento de sistemas fluyentes artificiales de producción en la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

En el 2012 ingresó al Departamento de operación de pozos del Activo Integral Burgos en la ciudad de Reynosa, perteneciendo al sector Culebra Sur.

En diciembre del 2012 Ingresó a Pemex Exploración y Producción en el programa G-200 como Ingeniero de diseño de explotación. Del 2013 al 2015 se desempeñó como Ingeniero de yacimientos para las propuestas de reparación de pozos de los distintos campos del Activo Integral Burgos.

Actualmente es Ingeniero de yacimientos en el sector de estudio Cuitláhuac, donde participa en el análisis de nuevas localizaciones para desarrollo de campo, validación y propuestas de reparaciones mayores.

Ha participado como expositor en el Congreso Mexicano del Petróleo del 2015 y Jornadas técnicas del 2014; pertenece al Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Braiant Barroso Domínguez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Veracruzana en el 2011 con mención honorífica por la Facultad de Ciencias Químicas.

En el 2011 ingresa como becario al Activo de producción Veracruz, en el Departamento de transporte de hidrocarburos. En el mismo año, ingresa al Instituto Mexicano del Petróleo, trabajando en el Departamento de operación de pozos del Activo de Producción Veracruz, donde se desempeñó principalmente como apoyo para la detección de anomalías en los sistemas superficiales.

En abril del 2012 ingresa al Departamento de productividad de pozos en el Activo Integral Burgos como Ingeniero analista de pozos de gas, donde contribuyó en las propuestas de instalación de sistemas artificiales para gas.

A finales del 2012 Ingresó a Pemex Exploración y Producción en el programa G-200 como Ingeniero de diseño de explotación. Desde el 2013 a la fecha funge como Ingeniero de yacimientos para las propuestas de reparaciones mayores de pozos del actual Activo de producción Burgos.

Pertenece al Colegio de Ingenieros Petroleros de México.