

Estrategias de incremento de la producción de aceite en el complejo Antonio J. Bermúdez: próximo reto después de lograr el mantenimiento de la producción

*Ing. Rafael Guerrero Altamirano
Ing. Héctor Agustín Mandujano Santiago
Pemex Exploración y Producción, Región Sur
Activo de Producción Samaria-Luna,
Proyecto de Explotación Complejo A.J.Bermúdez*

Información del artículo: recibido: enero 2013-aceptado: abril de 2014

Resumen

Este artículo técnico documenta las estrategias e iniciativas llevadas a cabo en las áreas de administración de yacimientos, perforación, reparaciones y productividad de pozos, desarrolladas en el periodo 2010 al 2013, con el objetivo de revertir la declinación en la producción de aceite que se registraba en los campos del Complejo A.J.Bermúdez a un ritmo del 16.4%, con pérdidas superiores a los 16,000 bpd anualmente, e identifica las oportunidades para el crecimiento de la producción.

Después de 40 años de explotación, el agotamiento de la presión del yacimiento conjuntamente con el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite, han causado que las zonas con saturación de aceite móvil sean cada vez más reducidas y dispersas en estos yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados. Las técnicas convencionales de perforación y productividad de pozos habían llegado a su límite de aplicación. Debían emprenderse entonces acciones no sólo operativas, sino también en la estrategia de la administración de yacimientos, para en un primer término, revertir la declinación de producción que permitiera un crecimiento posterior en el mediano plazo.

Se han aplicado exitosamente nuevas tecnologías de perforación y productividad de pozos, junto a iniciativas de administración de la energía, que han permitido revertir la declinación en un lapso menor a dos años. Las estrategias comprendieron: control de la producción de gas como la iniciativa principal para conservar la presión; sustitución de pozos direccionales por horizontales con terminación selectiva ICD's (controladores de flujo); optimización de sistemas de levantamiento desde BN a BEC en pozos de alto corte de agua; reparaciones mayores por profundización a la base del yacimiento mediante reentradas y nuevos pozos estratégicos, un amplio plan de estimulación de pozos, así como la optimización de la recuperación secundaria por inyección de agua y gases. Los resultados de estas estrategias se tradujeron en disminuir la declinación total del CAJB de 16.5% anual en el 2009 a 3.7 % anual para el 2012 y con una proyección de 0% para el 2013. Esto ha representado mantener una plataforma de producción en el último año de 50,000 bpd y con una expectativa de incrementarse a 53,000 bpd para finales de año del 2013, con un plan de incremento de actividades en áreas de perforación, Rma y estimulación de pozos, tomando ventaja de la experiencia ganada en los nuevos procesos en los tres últimos años.

Palabras clave: Reacondicionamientos, productividad, petróleo, declinación, agua de contacto, aceite-gas de contacto, saturación de contacto, carbonatos naturalmente fracturados, depósitos agotados, manejo de yacimientos, control de producción de gas, inyección de agua, gas, estimulaciones.

Reservoir management strategies to increase oil production in the Antonio J. Bermudez Complex: the next challenge after achievement of the production maintenance

Abstract

The purpose of this paper is to present the strategies and initiatives that have been developed in the areas of reservoirs management, drilling, workovers, and well productivity, performed between 2010 and 2013; this effort has been carried to reduce the decline rate of the fields of the A.J Bermudez Complex. These naturally fractured carbonates and depleted reservoirs with a decline rate of 16.4% presented a production lose over 16,000 bpd per year, which determined the opportunities to increase the production.

After 40 years of exploitation, the depletion of the pressure in the reservoir, besides the oil-water and oil-gas contact advance, has caused that those zones with a mobile oil saturation contact become every time more thin and disperse. The conventional drilling and productivity techniques had reached their application limits. It was necessary to carry out actions, not only operational actions, but also in the reservoir management strategies. These efforts provide the opportunity to contain the declination rate in a short term, and will allow further increasing production in a medium term.

It has been applying successfully new technologies in drilling and well productivity, besides the initiatives in energy management. These actions had allowed the reduction of the decline rate in a period lower than 2 years. The strategies included: gas production control as the main initiative to maintain pressure; the change in well drilling from directional wells to horizontal wells with selective ICD'S (Inflow control devices) completions; the improvement of artificial lift systems from GL (Gas Lift) to ESP (Electric Submersible Pumping) on high water cut wells; well deepening to the reservoir base by the use of sidetracks and drilling new strategic wells, a broad well stimulation plan, as well the optimization of the secondary recovery process which includes water and gas injections.

The results of these strategies caused the reduction of the decline rate of the CAJB from 16.5% per year in 2009 to 3.7% per year in the 2012 and a forecast of 0% per year in 2013. This has represented the maintenance of a production platform in the last year of 50,000 bpd with a increasing production forecast to 53,000 bpd at the end of 2013, by the increasing activity plan in the drilling area, workovers and well stimulations, taking advantage of the obtained experience in the last 3 years of the new processes.

Keywords: Workovers, Well Productivity, Oil Declination, Oil-Water Contact, Oil-Gas Contact, Mobile Oil Saturation Contact, Naturally Fractured Carbonates, Depleted Reservoirs, Reservoir Management, Gas Production Control, Directional Wells, ICD'S, EPS, GL, High Water Cut Wells, Water and Gas Injection, Well Stimulations.

Introducción

Antecedentes

El Complejo Antonio J. Bermúdez (CAJB) está conformado por los campos productores de aceite y gas: Samaria, Íride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal, los cuales producen de las formaciones del Cretácico Superior, Medio, Inferior (KS, KM, KI) y Jurásico Kimmeridgiano, **Figura 1**, en el estado de Tabasco, México. Pertenece a la provincia geológica de las

cuencas terciarias, en el pilar de Reforma-Akal, descubierto en 1973. El CAJB es uno de los mayores productores en tierra, con un acumulado de 2,850 mmbbls de aceite, lo que representa un factor de recuperación del 35% con respecto a un volumen original de aceite de 8,271 mmbbls. El área que comprende estos campos es de 203 km², con una profundidad promedio de 4,500 m.

El espesor de las formaciones presenta un promedio de 800 m, con porosidades entre 3% y 8%. La saturación inicial de

agua promedio se ubica en un 18 %, con permeabilidades entre 0.1 y 300 md. El tipo de fluido es aceite negro, con rango de densidad relativa de 28 y 31 °API, lo cual lo clasifica como aceite negro ligero.

La columna estratigráfica, **Figura 2** muestra sedimentos de carbonatos y dolomías de cuenca y plataforma, con un alto grado de fracturamiento, siendo un yacimiento tipo II, de acuerdo a la clasificación Nelson¹.

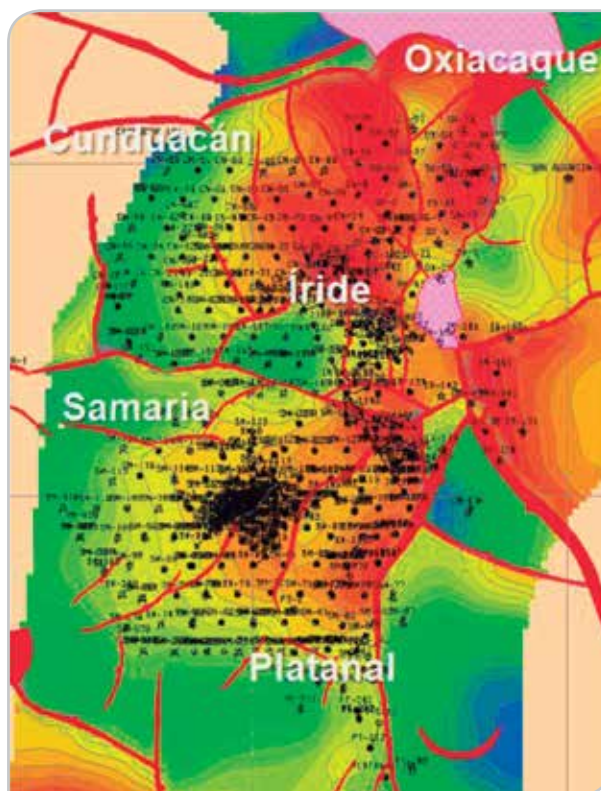


Figura 1. Esquema estructural CAJB y campos asociados.

El KS representa la principal unidad productora actualmente, aunque el KMyel KI, han sido los mejores productores históricamente. Los yacimientos en su condición original fueron bajosaturados, con presión inicial de 533 Kg/cm² y una presión de burbuja de 318 Kg/cm². Debido a la ausencia de acuíferos activos, la presión de yacimiento fue descendiendo continuamente, con un periodo de mantenimiento relativo por una inyección de agua periférica, iniciada en 1977 en el campo Samaria, y el efecto de drene gravitacional por la formación de un casquete secundario en los campos más altos de Oxiacaque y Cunduacán, **Figura 3**.

La producción máxima alcanzada fue de 693 mbpd en el año 1978. Luego de 40 años de explotación, la presión del yacimiento se ha reducido en un 80% de su valor inicial, con un aumento continuo de las producciones de gas y agua, reduciendo la producción a niveles cercanos a los 50,000 bpd. De las etapas mostradas, se destaca que en la número 6, pese a la implantación de los procesos de inyección de gas natural y nitrógeno, la producción de aceite declinó a razón del 16% anual.

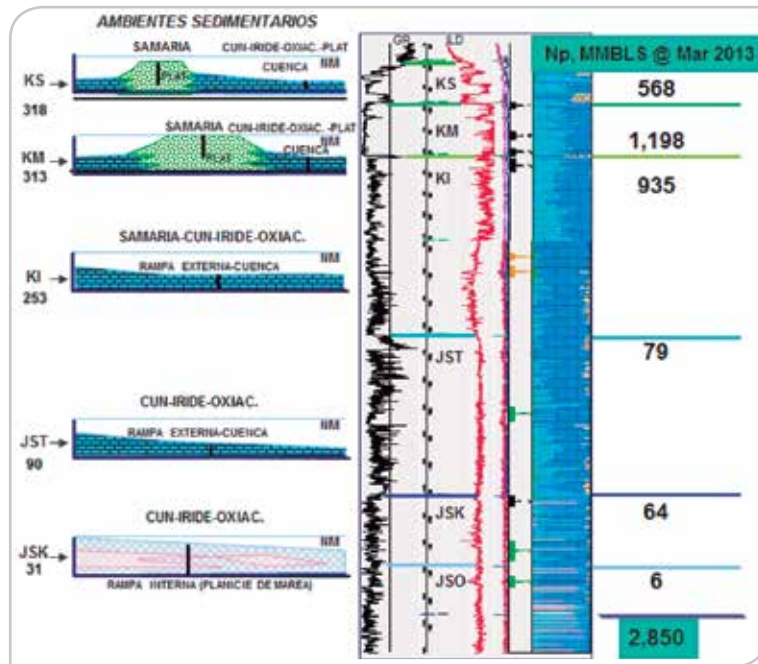


Figura 2. Columna estratigráfica tipo en el CAJB.

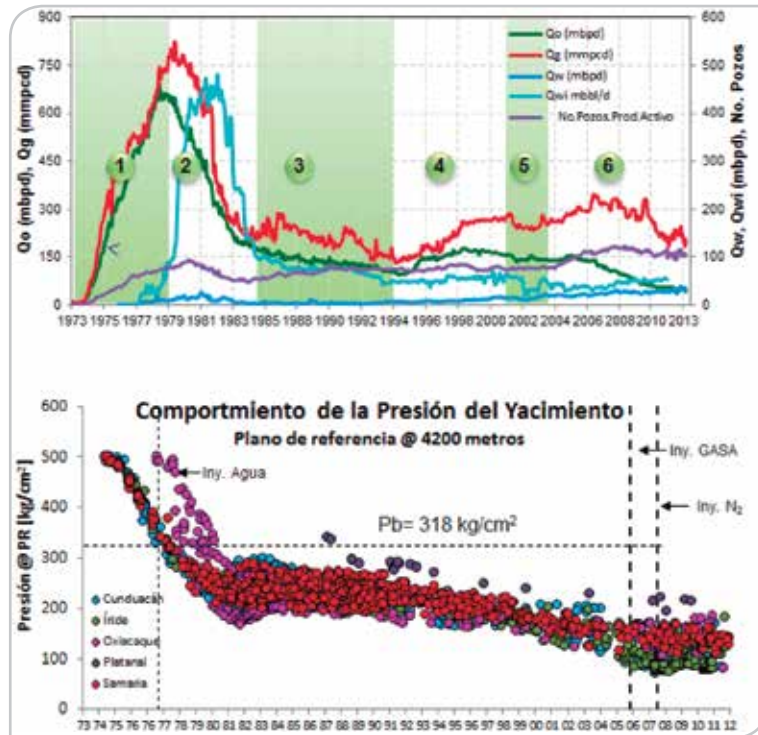


Figura 3. Historia de producción y presión del CAJB y etapas de explotación.

Una producción excesiva del gas del casquete secundario, fue uno de los factores determinantes en esta declinación acelerada, así como un menor rendimiento de pozos y técnicas convencionales de productividad, con un efecto aún incipiente de la inyección de gases.

fluidos, que en un lapso de tres años, lograron detener la declinación de la producción de aceite, **Figura 4** y a la vez identificar actividades adicionales que proyectan incrementar la producción del CAJB para finales del año 2013 y en adelante.

El objetivo principal de este artículo es exponer las distintas estrategias e iniciativas de explotación e inyección de

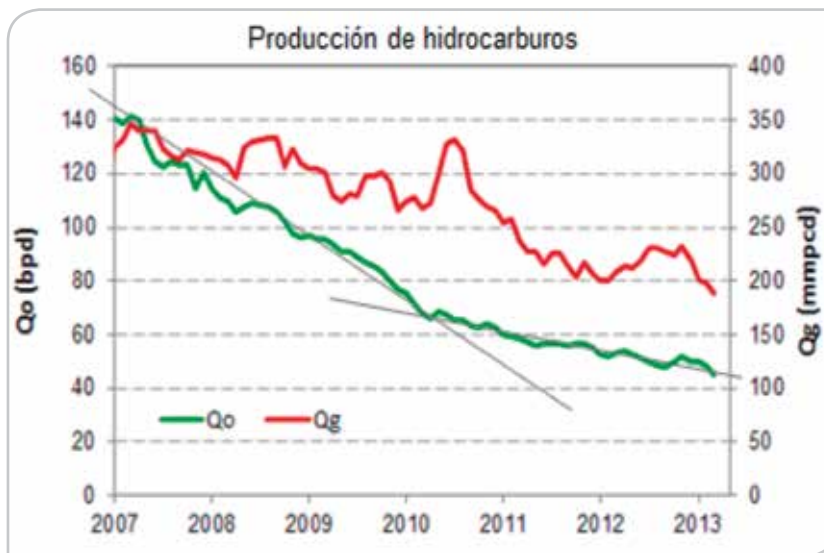


Figura 4. Declinación y reversión de la producción de aceite en el CAJB.

Desarrollo del tema

Definición de la problemática

La problemática presentada se resume en los siguientes puntos:

- ✓ Los pozos desviados y verticales presentaban una rápida producción de agua al no contar con ningún sistema selectivo en su terminación; pese a migrar a horizontales para hacer más uniforme las caídas de presión, éstos se terminaban con *liner* ranurados que no limitaban la producción de agua.
- ✓ El sistema artificial de producción se basa esencialmente en levantamiento por inyección de gas (BN); sin embargo, en un número creciente de pozos con cortes de agua mayores a un 60%, este sistema se volvía ineficiente, por un incremento del peso de la columna en el pozo.

- ✓ Déficit en el suministro de gas de BN que había impactado en el cierre de pozos y pérdida de hasta 171,000 bls.
- ✓ Avances del contacto gas-aceite en las cimas de los campos Oxiacaque, Cunduacán e Íride, que no permitía continuar la explotación de pozos afectados debido a la alta relación gas-aceite (ARGA).
- ✓ Alta producción de gas. Intermitencia en la reapertura de pozos de bajo IP por baja presión de yacimiento. Limitaciones en profundización y reentradas de pozos con alta RGA.
- ✓ Corta duración de tratamientos para prevención de depósito de asfaltenos y/o parafinas.

Por otro lado, algunas estrategias de explotación que en el pasado resultaron exitosas, como la

producción del gas del casquete secundario para incrementar el levantamiento de líquido, resultaban inconvenientes en un proceso de inyección de gases. Finalmente, los tiempos de reacción ante la caída de producción de un pozo, no tenían un sistema estructurado para una respuesta rápida.

Soluciones y procedimientos empleados

Las acciones de mejoramiento para revertir la declinación en una primera etapa se dividen en las categorías siguientes:

1. Administración de yacimientos
2. Perforación de pozos
3. Reparaciones mayores
4. Productividad de pozos

Se identifican también los pasos próximos para consolidar el proceso de reversión e incremento de la producción.

Administración de yacimientos

Proyectos de mantenimiento de presión. Con la inyección de 190 mmpcd de nitrógeno, 60 mmpcd de gas natural y reinyección de 60 mmpcd de gas contaminado con nitrógeno, se ha logrado incrementar y mantener una producción atribuible a estos procesos de 5,023 bpd y un Np de 8.4 mmbbls, con el cambio de tendencia de declinación de 37 pozos productores, **Figura 5**, e impacto favorable en la presión del yacimiento. La estrategia siguiente es optimizar el proyecto de inyección de agua a través de pozos horizontales.

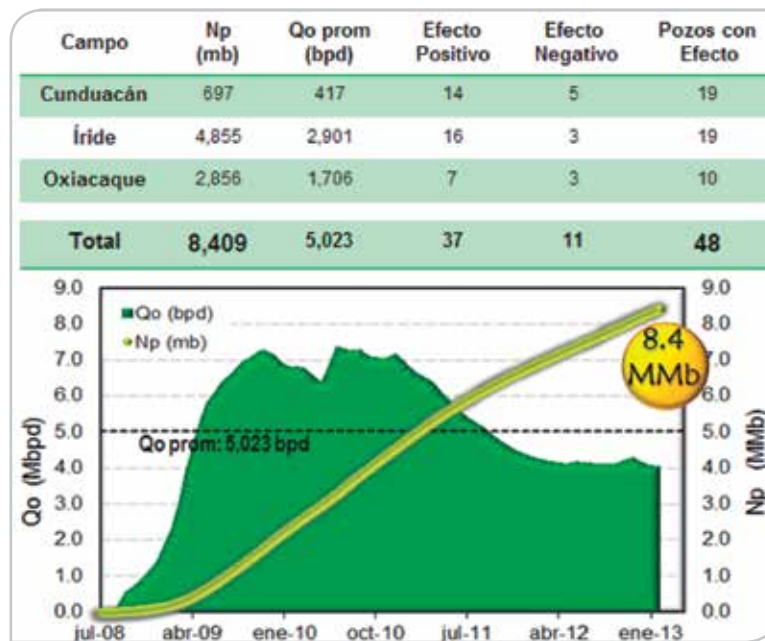


Figura 5. Resumen de la producción atribuible por inyección de gases en el CAJB.

Administración de pozos con alta RGA. Además del proyecto de mantenimiento de presión, se llevaron a cabo las medidas necesarias para restringir la alta producción de gas proveniente del casquete secundario, a través de cierres definitivos o aperturas cíclicas en 20 pozos con alta RGA, lo que representó una disminución de 100 mmpcd de gas extraído al yacimiento, con un impacto mínimo en la producción de aceite y una disminución de la RGA desde 930 m³/m³a 735 m³/m³. Esta disminución de la RGA ha sido

uno de los factores con mayor incidencia en la recuperación de la producción de aceite, siendo altamente sensible al incremento o decremento de la producción de gas, **Figura 6**.

Perforación y terminación de pozos

Terminación de pozos horizontales con empacadores hinchables e ICD². Con la finalidad de tener mayor área de

contacto en el yacimiento y crear menoscáidas de presión para un avance gradual del contacto agua-aceite, se han perforado y terminado 12 pozos horizontales en el campo

Samaria, de los cuales cinco se terminaron con las válvulas ICD, **Figura 7**.



Figura 6. Disminución de la RGA e impacto productivo en distintas etapas.

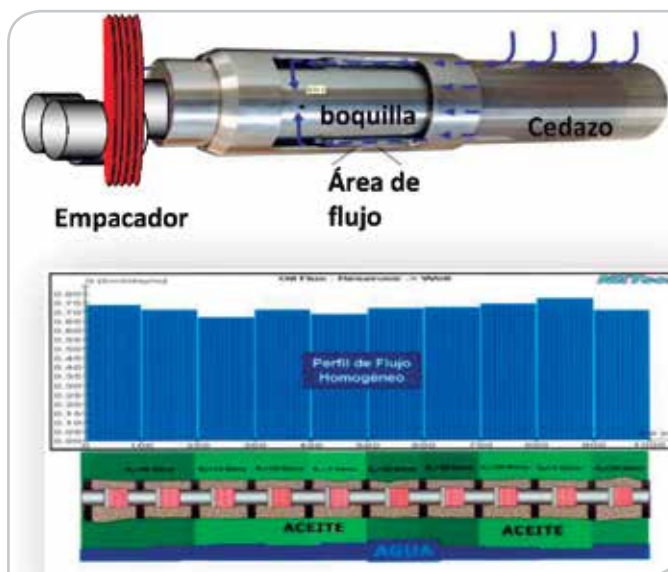


Figura 7. Ejemplo de sistema ICD y perfil de flujo homogéneo que se desea conseguir.

Estos dispositivos buscan restringir las zonas con mayor producción, (mayor ocurrencia de fracturas), y dejar abiertas zonas menos fracturadas, tratando de lograr caídas uniformes de presión, que eventualmente reduzcan la producción de agua. La **Figura 8** muestra el comportamiento esperado a través de la comparación de un pozo horizontal con ICD y otro convencional; es notoria la mayor producción de aceite por un lado, y la baja producción de agua por el pozo horizontal, **Figura 8**.

Sin embargo, se reconoce que pozos horizontales con *liners* ranurados han tenido un buen desempeño y otros con ICD, han presentado cortes de agua temprano, debido a que el proceso se encuentra en su etapa inicial de dominio tecnológico. Un estimado por simulación numérica muestra que este tipo de terminación permitiría una recuperación de un 44% sobre no colocar los ICD's, o unos 800 mbls adicionales, **Figura 9**. Al presente los pozos horizontales contribuyen con 5,200 bpd, logrando una acumulación de 11 mmbls. La mejora productiva (PIF³) va desde uno a cuatro.

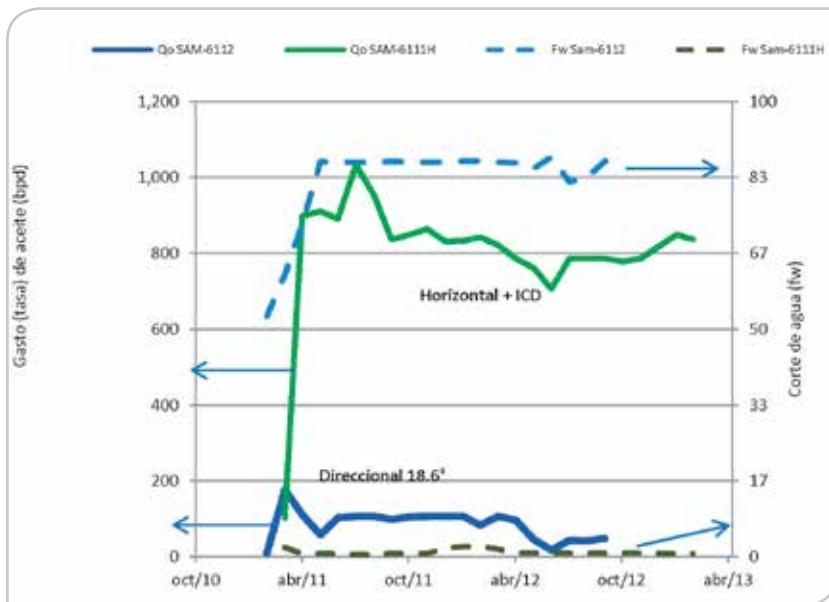


Figura 8. Comparación productiva entre pozo horizontal con ICD vs pozo convencional.

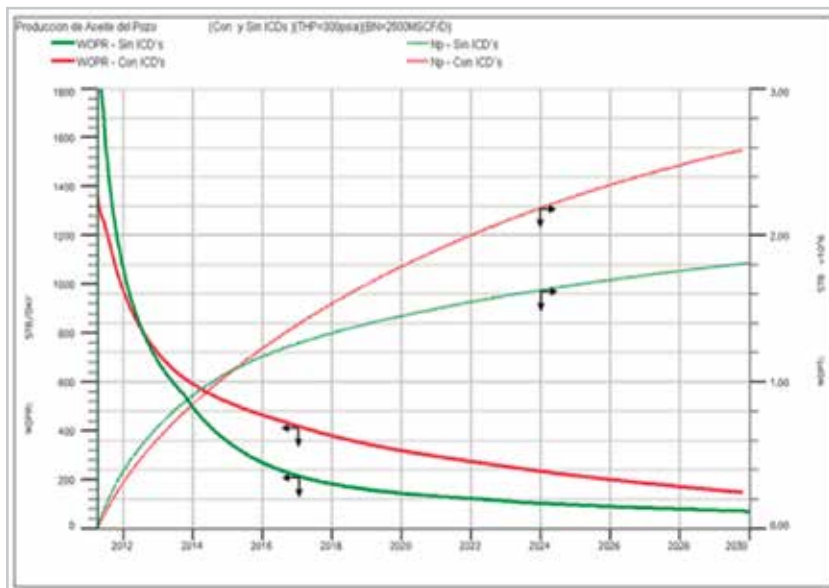


Figura 9. Comportamiento de producción de aceite-pozo con y sin ICD's.

Perforación de pozos en la base del yacimiento. Tomando ventaja del efecto de drene gravitacional ejercido por la inyección de gas hidrocarburo en el campo Íride, se logró la perforación de un pozo en la zona basal del KI con resultados alentadores, al obtener una producción de 1,006 bpd. Se estima que la acción de contención del avance del contacto agua-aceite por la inyección del pozo IRI-146 (30 mmpcd) y

el barrido del gas en las fracturas y en la matriz en el tope del yacimiento, crean las condiciones propicias para lograr un pozo como el IRI-7041, **Figura 10**. Posteriormente, en la misma zona se perforó el pozo IRI-7036 con resultados también positivos y un q_o inicial de 800 bpd; se siguen estudiando nuevas propuestas para esta estrategia.

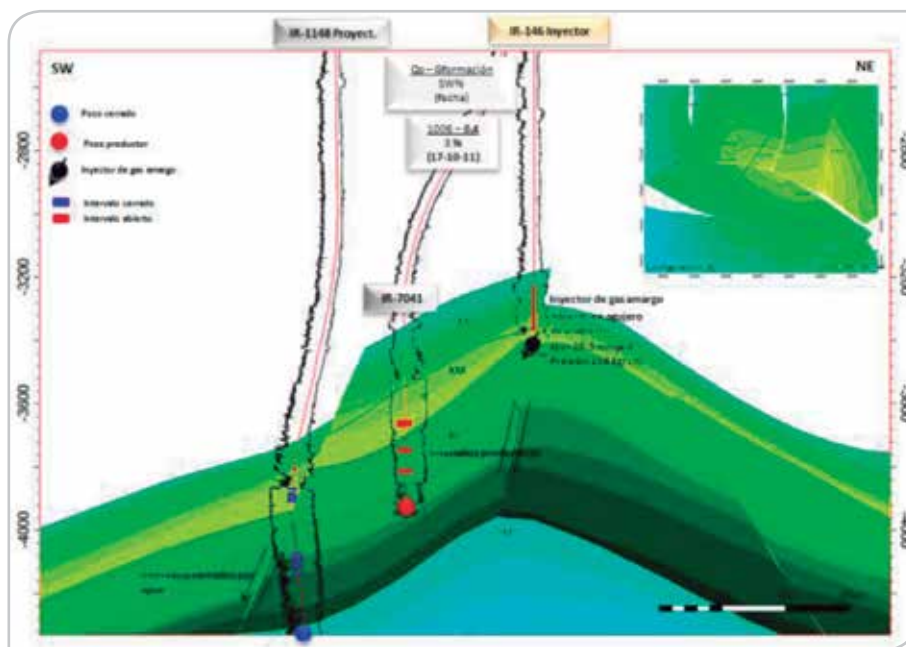


Figura 10. Perforación del IRI-7041. Base del Cretácico Inferior.

Productividad de pozos

Diversificación de sistemas artificiales. Con la finalidad de incrementar el factor de recuperación en pozos donde el sistema de BN se ha vuelto ineficiente, debido a los altos cortes de agua, se decidió evaluar el sistema artificial por bombeo electrocentrífugo BEC, logrando incrementos de producción y extensión de la vida productiva de los pozos. Al momento se han instalado equipos BEC en 16 pozos, permaneciendo ocho activos.

Las condiciones extremas de temperatura y profundidad (de las mayores a nivel mundial para equipos BEC), así como un proyecto en su curva de aprendizaje, han impedido incrementar el indicador del tiempo medio entre fallas (MTBF⁴) de 230 días. Análisis causa-raíz de las fallas y pruebas tecnológicas con nuevos equipos, son las iniciativas emprendidas para mejorar el desempeño.

En la **Figura 11** se muestra el incremento de producción logrado en un pozo típico sobre el BN, pese al aumento del fw. A la fecha, los pozos con BEC contribuyen con 4,000 bpd y acumulan más de 3 mmbbls en Np.

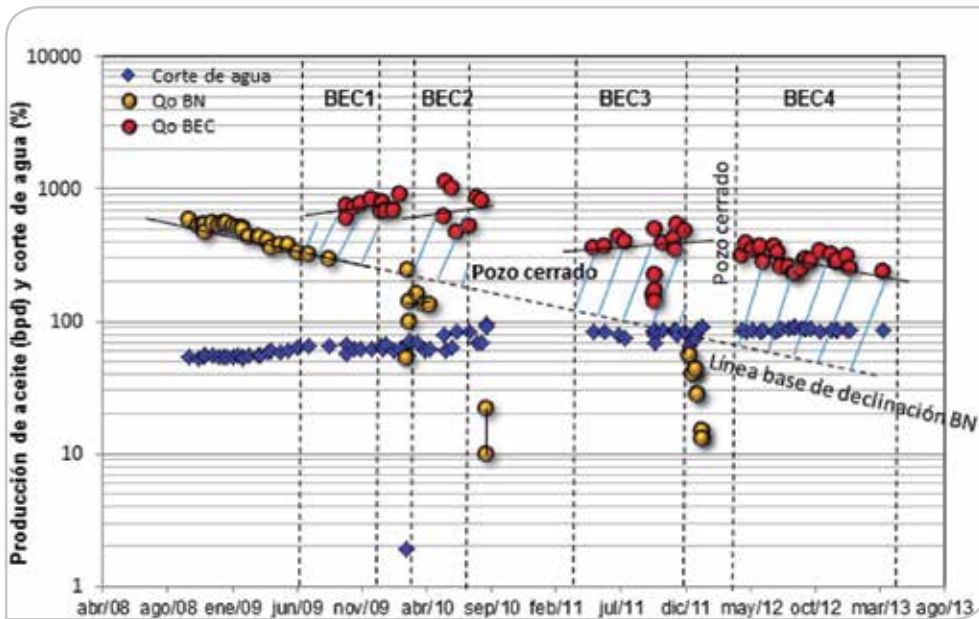


Figura 11. Comparación flujo BN vs BEC.

El perfil de producción incremental de aceite se presenta en la **Figura 12**. El cambio de sistema SAP representa una

de las estrategias más sólidas con respecto al objetivo de incrementar la producción de aceite a futuro.

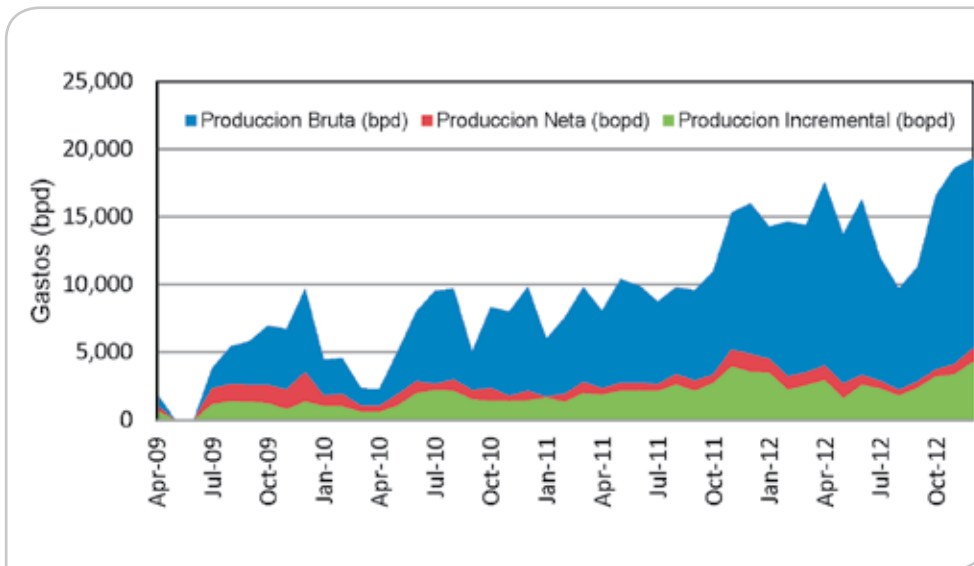


Figura 12. Producción atribuible al sistema BEC.

Reactivación de pozos cerrados. Actualmente se están realizando estudios de factibilidad para la reactivación o taponamiento de 88 pozos cerrados, con y sin posibilidades

de explotación, **Figura 13**; a la fecha, se han reactivado 32 pozos con una producción asociada de 2,250 bpd y un Np superior a 4 mmbls en el periodo 2009-2013, **Figura 14**.

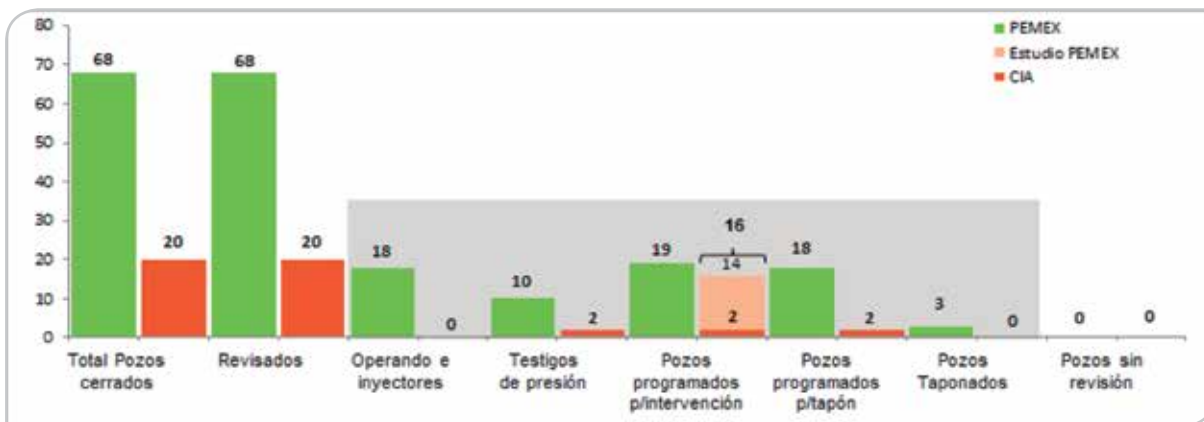


Figura 13. Detalle de estado y de estudios de pozos cerrados en el CAJB.

Esta reactivación ha sido posible por la mayor integración entre las disciplinas de estudios, manejar pozos intermitentes, actividades de suaveos regulares, redisparos de mayor penetración, disparos y estimulación extensa de pozos horizontales normalmente no evaluados y de baja

petrofísica, y también por las mejores condiciones del yacimiento logradas a través de la inyección de fluidos y la restricción de una producción alta de gas, que en suma han incidido en atenuar la declinación de la presión del yacimiento.

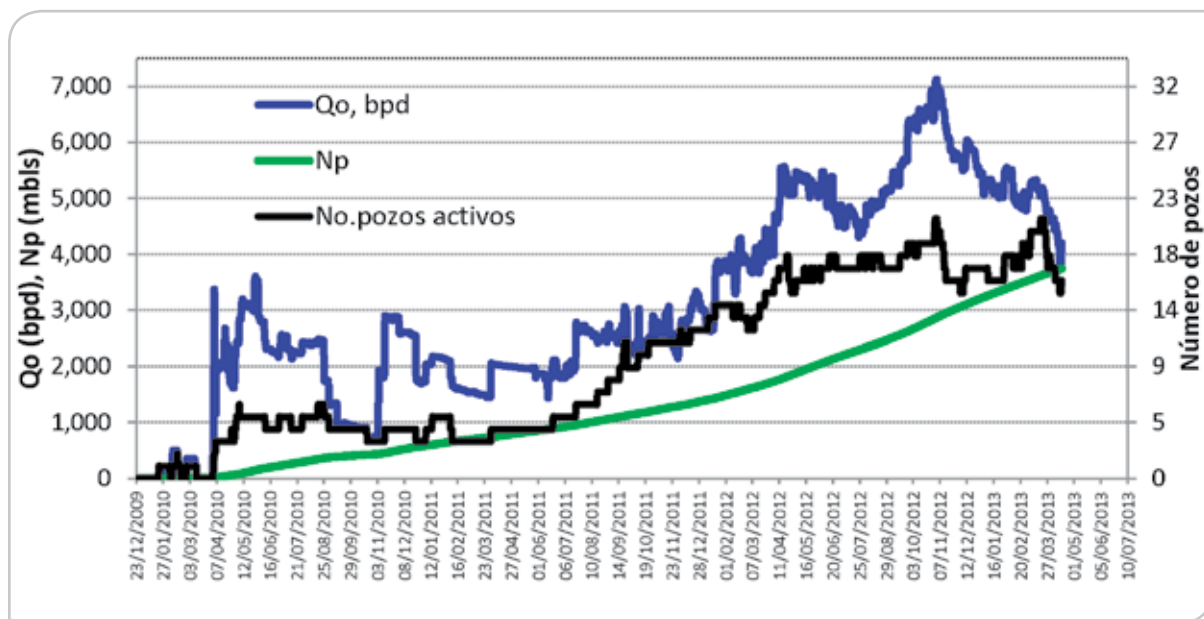


Figura 14. Producción atribuible a la reactivación de pozos cerrados.

Instalación de mejoradores de patrón de flujo tipo Venturi, (MPFV), son dispositivos mecánicos que se utilizan para provocar una restricción al flujo en la tubería de producción, y realizar una mezcla homogénea del gas liberado en el fondo con el aceite, y de esta manera mejorar la eficiencia

de levantamiento de los fluidos, **Figura 15.** A la fecha se han instalado 11 herramientas con una producción atribuible de 2,026 bpd y se tiene en programa para este año de instalar cuatro herramientas adicionales, con una producción esperada de 180 bpd adicionales/pozo.

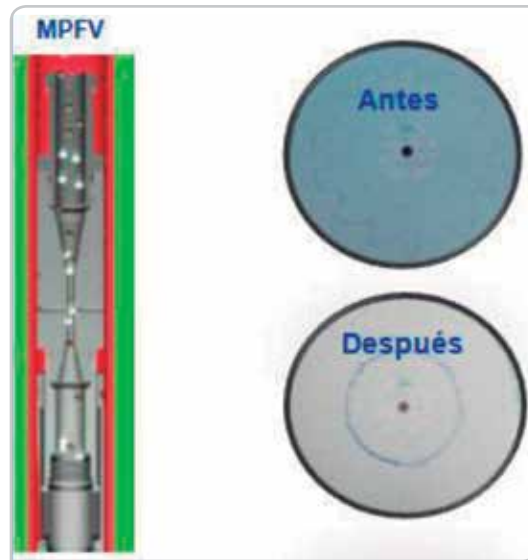


Figura 15. Efectos sin y con MPFV.

Estimulación de pozos. Las estimulaciones de pozos representan uno de los medios más importantes para el mantenimiento de la producción base. Desde el año 2010 se ha intensificado la aplicación las estimulaciones, logrando la prueba exitosa de nuevos productos en inhibidores orgánicos e inorgánicos, que además han alargado los

tiempos entre estimulaciones desde unos dos meses en promedio, a cerca de 3.5 meses.

En la **Figura 16** se muestra el detalle de desempeño y atribuibles de este rubro.



Figura 16. Estadísticas de estimulaciones y atribuibles de producción en el CAJB.

Reparaciones mayores

Reentrada de pozos. Los pozos de alta relación gas-aceite, cuya columna del KS y KM ha sido afectada por el avance del casquete secundario, o por la surgencia del nitrógeno inyectado, han visto una posibilidad de extender su vida productiva por medio de reentradas hacia zonas bajas del yacimiento. Es importante mencionar que, al igual que en el caso del pozo IRI-7041, tal oportunidad no hubiera podido cristalizarse sin los efectos que la inyección de N_2 y de gas amargo ha tenido en este caso específico, al retrasar el avance del contacto agua-aceite.

Es conocido por este proceso y otros a nivel mundial, la desaceleración del avance del contacto agua-aceite

y eventual drene del petróleo desde las fracturas en un yacimiento comunicado verticalmente. Un caso demostrativo es el pozo CUN-5023, el cual redujo su producción por surgencia del N_2 , **Figura 17**. Se estudió y ejecutó una reentrada, **Figura 18**, hacia una zona inferior del yacimiento (con riesgo de producir agua). La prueba posterior proporcionó una producción de 1,400 bpd, con una reducción drástica del Q_g y sin producción de agua.

Las reentradas recientes efectuadas en los campos Oxiacaque, Íride y Cunduacán, han contribuido con 2,584 bpd y 1.2 mmbbls acumulados de N_p , **Figura 19**, en pozos y áreas del yacimiento donde se descartaba la producción de aceite.

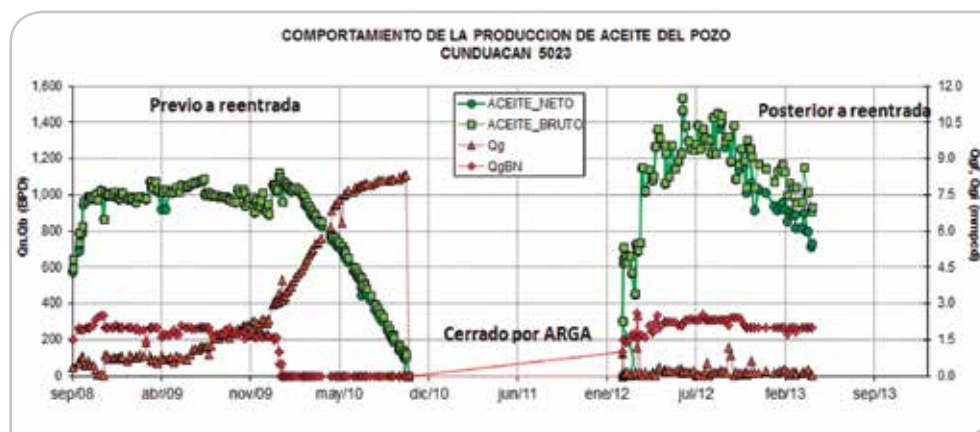


Figura 17. Producción CUN-5023 antes y después de la reentrada.

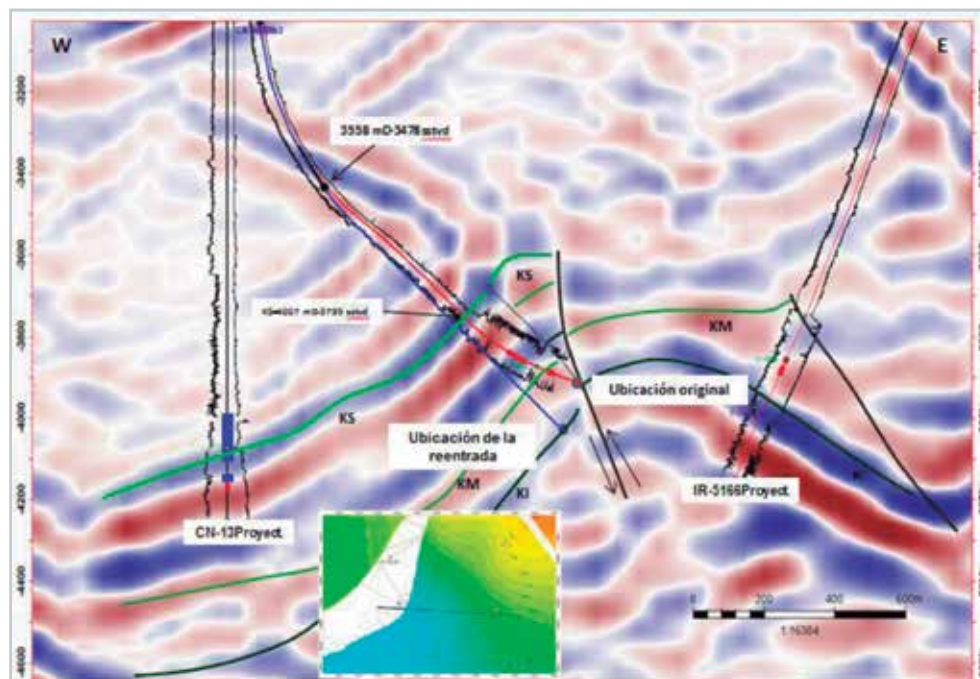


Figura 18. Sección sísmica mostrando la ubicación original y final del CUN-5023, posterior a la reentrada.

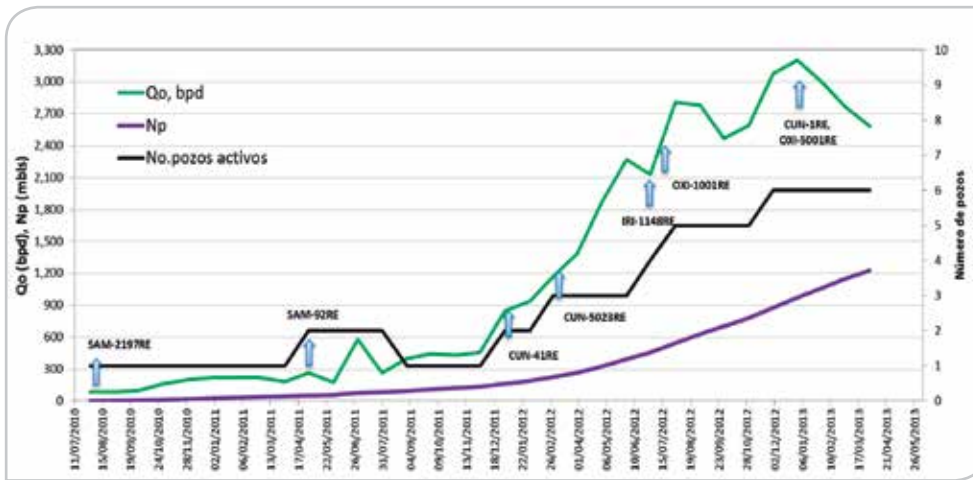


Figura 19. Producción atribuible a la reentrada de los pozos.

Próximos pasos

Existe un número importante de iniciativas que permitirán conservar bajos niveles de declinación de aceite, y lograr el incremento de la producción.

Estrategias y escenario para el incremento de la producción. El incremento de la producción se fundamentará principalmente en el aumento del número

de actividades en las áreas críticas de perforación, reentradas, Rma's y estimulaciones, propiciado por una mejor condición dinámica del yacimiento y la prueba exitosa de las iniciativas practicadas del 2010 al presente. Se estudiaron distintos escenarios de producción, determinándose que es posible conseguir niveles de incremento hasta 53,000 bpd para finales del año 2013 y de a 54,000 bpd para el 2014, **Figura 20.**

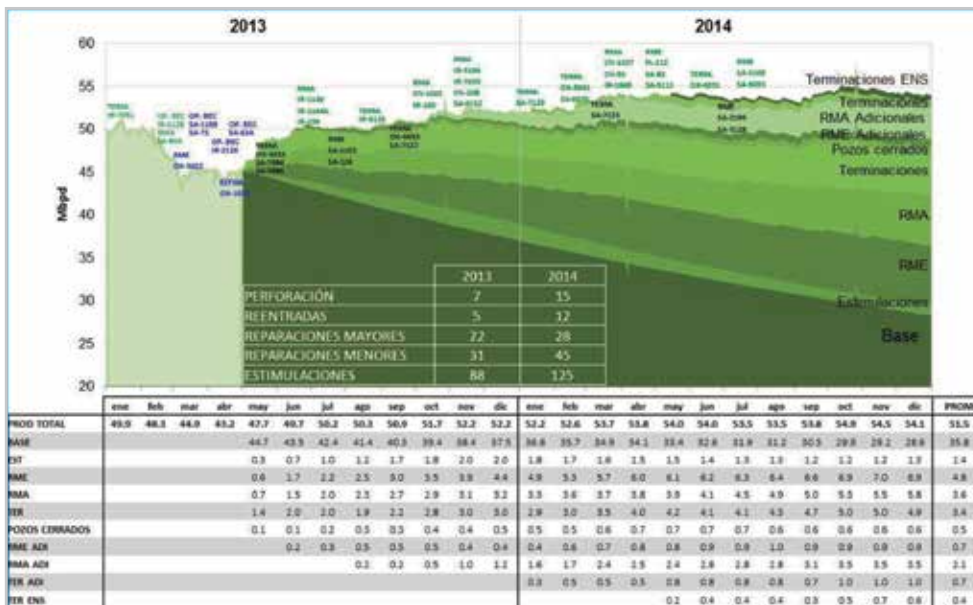


Figura 20. Proyección de producción y actividades para el incremento de la producción en el CAJB.

Para reforzar esta proyección, se desea incursionar en nuevos procesos, dentro de los que se destacan:

Pozos multilaterales con empacadores hinchables e ICD.
Con la finalidad de implementar esta técnica en el campo

Samaria, se realizan estudios geológicos y operativos para proponer un pozo multilateral con dos brazos de extensión de 1,000 y 700 mts, en la brecha de la formación KS, **Figura 21.** Adicionalmente, los sistemas ICD se mejorarán por medio de camisas deslizables que mejorarán la selectividad.



Figura 21. Esquema de pozo multilateral de dos brazos en la brecha del KS en agujero descubierto.

Pozos horizontales para inyección de agua, la desventaja de los pozos verticales para inyectar agua en YNF, es su limitado contacto con el yacimiento y flujo del agua a través de las fracturas, debido a la limitada capacidad de aislamiento para forzar inyección en la matriz.

el área de contacto, posibilita controlar la inyección de agua, restringiendo el flujo en las fracturas, con la previsión de ser perforado en forma perpendicular a la orientación preferencial de las fracturas. En el año 2013 debe terminarse y evaluar el beneficio de este nuevo concepto en inyección y atribuible en producción de aceite.

Una nueva generación de pozos horizontales con ICD, **Figura 22,** provee una solución que en teoría incrementa

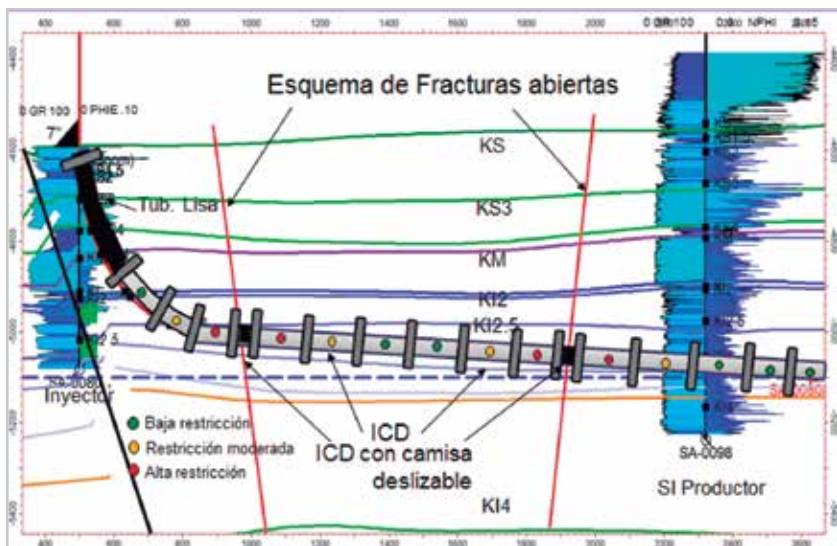


Figura 22. Esquema de pozo horizontal inyectador en el CAJB.

Evaluación de modificadores de permeabilidad relativa, a efectos de disminuir la producción de agua.

Pilotos de recuperación mejorada, inyección de agua caliente y/o sistemas espumantes, para promover la recuperación de aceite de la matriz, especialmente en pozos de ARGA.

Sistemas de levantamiento artificial a través del BHJ (bombeo hidráulico), en pozos con ARGA y bajo gasto.

Cogeneración eléctrica, proyecto de gran impacto en el suministro eléctrico de equipos BEC y otros sistemas, aprovechando la generación de electricidad por medio de redes eléctricas, con reemplazo de unidades auto generadoras en sitio.

Discusión e interpretación de resultados

El efecto combinado de las estrategias, conjuntamente con la aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas,

tuvo un efecto significativo en el cambio de la declinación de producción de aceite del CAJB. En los últimos meses la producción se ha estabilizado en aproximadamente 50,000 bpd, **Figura 23**, con algunos descensos, debido a problemáticas con el sistema BEC, déficit de gas para el levantamiento del sistema de BN y retraso en entrada de pozos nuevos en perforación. Esta reversión en la caída de la producción de aceite ha representado una disminución de la declinación base (producción sin incrementales, franja verde oscura), de 24.5% en el año 2009 a 14.7% en el 2011, esperándose una tendencia de crecimiento a 53,000 bpd para finales del año 2013.

En cuanto a la declinación total (base + incrementales, franja verde clara) se tiene una disminución de 16.4% a 10.4% en el mismo periodo, con una proyección de crecimiento a finales del año en curso.

Se efectuaron análisis que permiten identificar opciones razonables para el incremento de la producción.

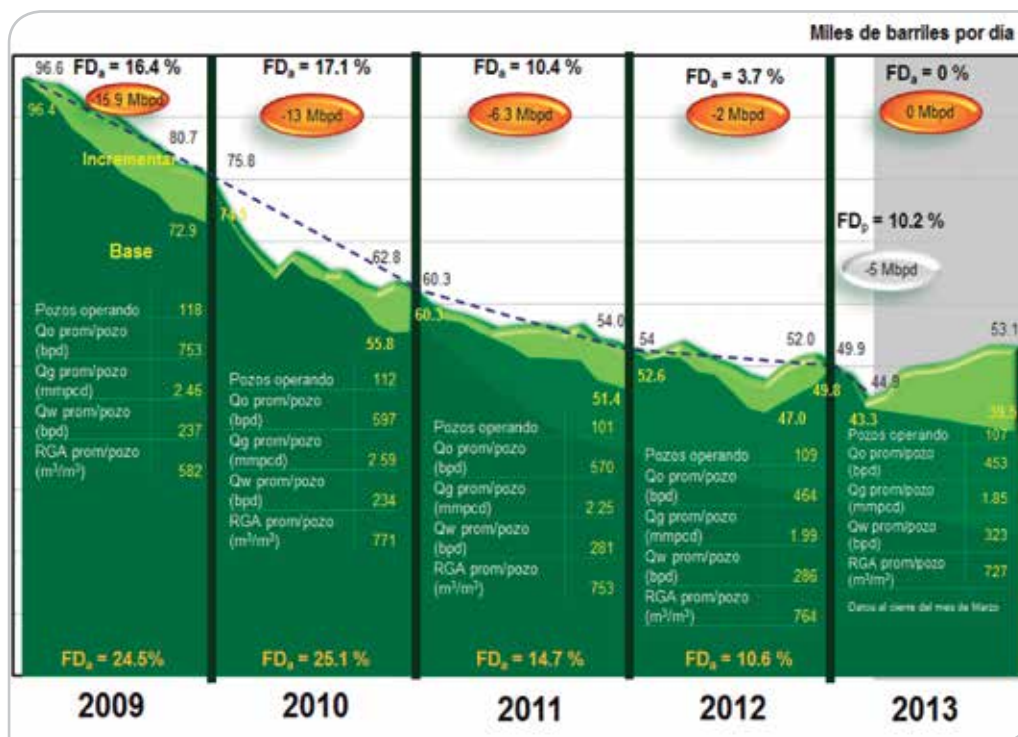


Figura 23. Declinación base y total CAJB 2009-2013.

Conclusiones

Se ha disminuido la declinación total del Complejo Antonio J. Bermúdez de 16.5% anual en el 2009 a 3.7 % anual para el 2012 y con una proyección de 0% para el 2013.

Esto ha representado mantener una plataforma de producción en el último año de 50,000 bpd y con una proyección a fin de año del 2013 de 53,000 bpd.

Se observa que acciones adicionales como el incremento de las actividades de perforación, Rma's, reentradas, estimulaciones y la aplicación de nuevas tecnologías, posibilitarán el crecimiento hasta 54,000 bpd para el año 2014.

Referencias

1. Nelson, R.A. 2004. Our Fractured Reservoirs Scorecard; Where We Want to Be. Keynote Adress SPE Annual Meeting, Houston Texas, EUA, septiembre 27-29.
2. ICD: Inflow Control Device (Dispositivos de Control de Flujo). Válvulas Especializadas Presentadas al CAJB por Halliburton en el año 2011.
3. MTBF: Mean Time Between Failures, Tiempo Promedio entre Fallas. Indicador de desempeño de los sistemas BEC.
4. PIF: ProductionImprovement Factor (Factor de Incremento de Producción). Indicador típico para medir el incremento de la producción de aceite de pozos horizontales sobre verticales.

Semblanza del autor

Ing. Rafael Guerrero Altamirano

Ingeniero petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México. Es diplomado en Administración de Empresas por la Universidad de las Américas (UDLA), diplomado en el Sector Energía por la Universidad HEC de Montreal Canadá y el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) y diplomado en Evaluación y Seguimiento Físico Financiero de Proyectos de Inversión.

Cuenta con 25 años de experiencia laboral en Petróleos Mexicanos. Su desarrollo profesional lo ha realizado en Pemex Exploración y Producción, Región Sur. Se inició como ingeniero de campo en perforación de pozos y producción, posteriormente en ingeniería de yacimientos.

De 1990 a 2010 se desarrolló como superintendente de reservas de hidrocarburos y proyectos de explotación en donde validó el descubrimiento y desarrollo inicial de 36 campos petroleros por actividad exploratoria, la delimitación de 10 más, estudios de caracterización estática y dinámica, terminación de 966 pozos para la actualización de los volúmenes originales y reservas de los campos que integran la Región Sur.

De junio de 2010 a la fecha funge como líder del Proyecto Antonio J. Bermúdez, coordinando las estrategias de explotación de hidrocarburos de los campos Samaria, Íride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal.

Entre sus logros más relevantes está haber estabilizado la producción del proyecto, disminuyendo la tasa de declinación de 16.5 a 3.7 % anual, así como obtener durante 11 años el certificado por parte de un auditor externo las cifras de reservas de hidrocarburos de la Región Sur.

Ha presentado trabajos en congresos nacionales e internacionales, en asambleas del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. En 1995 recibió la Medalla "Juan Hefferan" otorgada por la AIPM como coautor. La Dirección Corporativa de Pemex lo nombró agente de cambio centrado en valores, liderazgo transformador y trabajo en equipo de alto desempeño.