

Campo Akal, estrategias para maximizar el factor de recuperación aprovechando el efecto del drene gravitacional en la explotación del campo

Ing. Miguel Angel Lozada Aguilar
Administrador de Activo, APC, RMNE

Ing. Marcos Torres Fuentes
CGMETDP, APC, RMNE

Ing. Guadalupe Luna Camarillo
CGMETDP, APC, RMNE

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

Resumen

El campo Akal ha producido el 41.7% del volumen original de aceite con una producción acumulada de ~12,700 mmbbls. El reto ahora consiste en producir la reserva remanente 2P de más de ~2,400 mmbbls dada las condiciones actuales de explotación en ventanas reducidas de aceite.

Este trabajo presenta la estrategia utilizada en el campo Akal en todos los procesos de explotación, así como las tecnologías incorporadas y los próximos pasos para maximizar el factor de recuperación final. Esta estrategia está basada en aprovechar al máximo el mecanismo de drene gravitacional prevaeciente en el campo.

El campo actualmente produce en ventanas reducidas de aceite, las cuales varían de 60 hasta 100 mts, con un promedio de 70 mts, con el consecuente riesgo de canalizar y/o conificar agua y/o gas hacia los pozos productores. Aproximadamente el 90% del aceite que actualmente se produce en el campo está siendo drenado del casquete de gas.

El éxito en la recuperación de la reserva remanente radica en aprovechar al máximo el efecto del mecanismo del drene gravitacional en el campo a través de las acciones que a continuación se mencionan, siendo sin duda la más importante el desplazamiento de la ventana de aceite hacia zonas más profundas para recuperar el aceite atrapado en la zona invadida de agua a través de este mecanismo.

- Mantener una ventana óptima explotable en la que se minimicen las canalizaciones y/o conificaciones de agua y/o gas
- Establecer un plan de monitoreo de las ventanas remanentes de aceite en toda el área del campo
- Distribuir los pozos productores arealmente en zonas no drenadas
- Perforar pozos no convencionales para alargar su vida y cubrir más área de drene
- Terminar los pozos con colas Cantarell (aparejos extendidos) en agujero descubierto para reducir las probabilidades de canalizar y/o conificar fluidos indeseables
- Desplazar la ventana de aceite a zonas más profundas para poner en contacto más volumen de roca con el gas y recuperar el aceite a través del drene gravitacional.
- Triplicar la producción de agua

- Incrementar la presión del casquete para lograr mover la ventana
- Incorporar nuevas tecnologías para eficientar los procesos de explotación

La estrategia de explotación del campo Akal está enfocada a incrementar la producción a niveles de ~250,000 bpd y mantenerla hasta el 2020. Posteriormente mantener una producción de 200,000 bpd hasta el año 2027. Con algunas de las acciones antes mencionadas que ya han sido aplicadas se obtienen resultados favorables.

Palabras clave: Drene gravitacional, campo Akal, colas Cantarell, ventana óptima de explotación, ventanas reducidas de aceite, pozos instrumentados, zonas no drenadas.

Akal field, strategies to maximize the recovery factor by taking advantage of the gravity drainage effects during the field exploitation

Abstract

Akal field has produced 41.7% of its original oil volume, a cumulative production of ~12,700 mmstb. The challenge now is to produce the remaining 2P oil reserves ~2,400 mmstb under current exploitation conditions in thinning oil windows.

This article will show the strategy employed in Akal Field throughout all the exploitation processes, as well as the technologies used and the next steps to follow in order to maximize the ultimate recovery factor. This strategy is based on taking advantage, as much as possible, of the gravity drainage drive that prevails in the field.

The field currently produces from a thinning oil window, which varies from 60 m up to 100 m in thickness, averaging 70 m, where there are risks of water/gas channeling or conning into the wells producing intervals. Around 90% of all current oil production in the field is being drained from the gas cap.

The success of the recovery of the remaining oil reserve relies on taking advantage, as much as possible, of the gravity drainage effects in the field. In order to capitalize on the gravity drainage effect, a series of actions will be taken; displacing the oil window into deeper zones in order to recover the oil trapped in the zone invaded by the aquifer through this drive is undoubtedly the most important action. The actions to be taken are enumerated as follows:

- Sustain an optimal exploitable oil window, which allows water/gas channeling or conning to be minimized.
- Determine and establish a monitoring plan for all the remaining oil windows in the field.
- Distribute the optimal well spacing to future producing completions allocated to undrained zones.
- Drill non conventional wells to extend their production lives and cover a wider drainage area.
- Complete the wells with Cantarell tails in open hole in order to reduce undesirable fluid channeling or conning.
- Displace the oil window into the deeper zones in order to expose more matrix blocks to gas and recover the oil trapped through gravity drainage.
- Increase Akal Field water production three times.
- Increase the gas cap pressure in order to support the displacement of the oil window back into deeper zones.
- Incorporate new technologies to make the exploitation processes more efficient.

The development strategy for Akal Field is being focused to increase the production rates up to ~250,000 bpd and keep that production plateau until 2020. Later on, the goal is to sustain the production plateau at 200,000 bpd until 2027. A great success is currently being achieved with the implementation of some of the previous strategy actions.

Keywords: Gravity drainage, Cantarell Tails, Akal Field, Optimal Exploitable Oil Window, Thinning Oil Windows, Instrumented Wells, Undrained Areas.

Introducción

El complejo Cantarell fue descubierto por el pozo Chac-1 y el campo Akal inició su explotación en el año de 1979 manteniendo una plataforma de producción de aceite de 1MMbpd hasta el año 1996. Con la implementación del Proyecto estratégico de explotación, modernización y optimización de Cantarell se alcanzó una máxima producción de ~2.3 MMbpd, siendo una parte fundamental en este proyecto la inyección de nitrógeno al yacimiento como mantenimiento de presión y el incremento del número de pozos productores. Desde el año 2005 se inició la administración de la declinación del campo en donde el mecanismo del drene gravitacional toma un papel de mayor importancia en la recuperación de las reservas.

El campo Akal ha alcanzado una producción acumulada de ~12,700 mmbls de un volumen original de 30,434 mmbls y con un factor de recuperación actual del 41.7 %, quedando por producir ~2,400 mmbls de reserva 2P. Por sus condiciones extraordinarias de permeabilidad en el inicio de la explotación del campo se lograron gastos de producción promedio de hasta 30,000 bpd por pozo. Estos gastos de producción se han reducido significativamente a medida que la ventana de explotación y la presión del yacimiento se han reducido también; actualmente el gasto promedio por pozo es de 1,300 bpd. El campo Akal tiene condiciones favorables para el mecanismo de drene gravitacional, ya que las rocas productoras son de alta permeabilidad, tiene

grandes espesores y se tiene un alto relieve estructural. En las condiciones actuales de explotación, el 90% de la producción del campo se obtiene a través del efecto del mecanismo de drene gravitacional, de ahí la gran importancia de aprovechar y mantener el efecto de este mecanismo en todas las regiones del campo para maximizar el factor de recuperación final.

Estado actual de la explotación del campo Akal

El campo Akal tiene características muy favorables para la operación del mecanismo de drene gravitacional; tiene relieve estructural de más de 2,000 mts, las permeabilidades son del orden de cuatro darcys en las fracturas y de 2-6 mD en la matriz. Actualmente, el campo tiene un casquete de gas de más de 1,500 m tomando como referencia la cima de la brecha y el CGA; tiene un acuífero moderado en la parte sur del campo que se ha expandido 600 mts, y tiene una ventana de aceite explotable que varía entre los 60 y 100 mts, **Figura 1**.

El aceite remanente en el casquete de gas se ha estimado del orden de 9,000 mmbls con un factor de recuperación del ~43%, mientras que el remanente en la zona invadida de agua es del orden de 4,000 mmbls con un factor de recuperación del ~33%, de ahí la importancia de someter la zona invadida de agua al mecanismo de drene gravitacional.

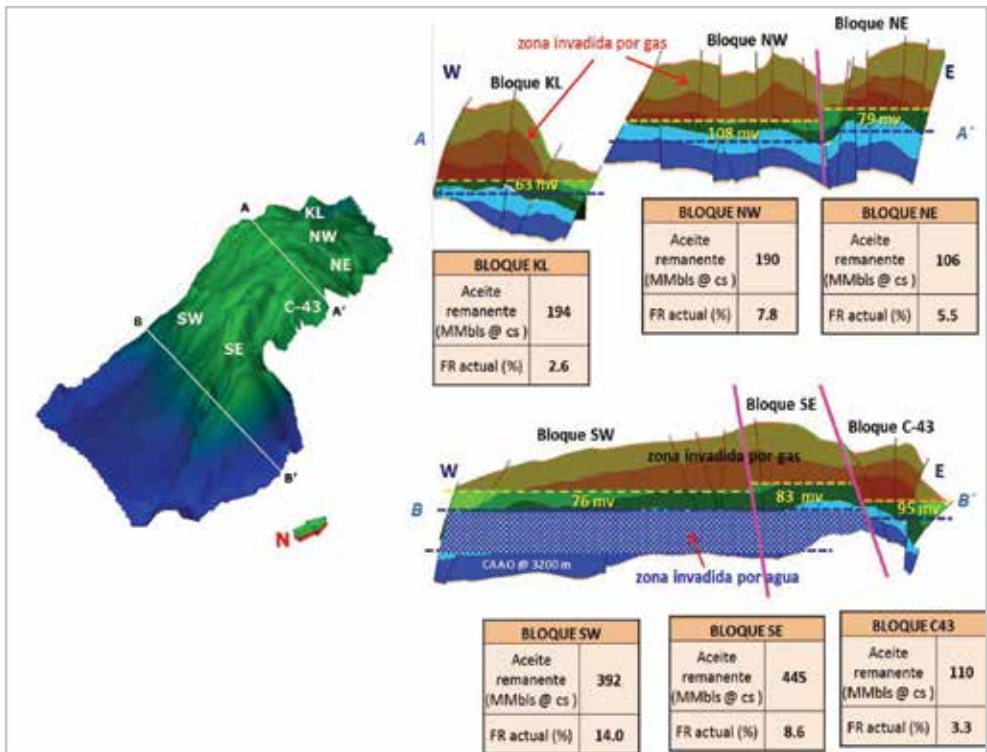


Figura 1. Ventanas de aceite campo Akal.

Aproximadamente el 90% de la producción que se obtiene del campo proviene del aceite que se está drenando desde el casquete de gas, esto se puede comprobar con el comportamiento del avance de los contactos gas-aceite en

todos los bloques productores del campo. En la **Figura 2**, se observa como desde hace casi dos años los contactos gas-aceite se han estabilizado.

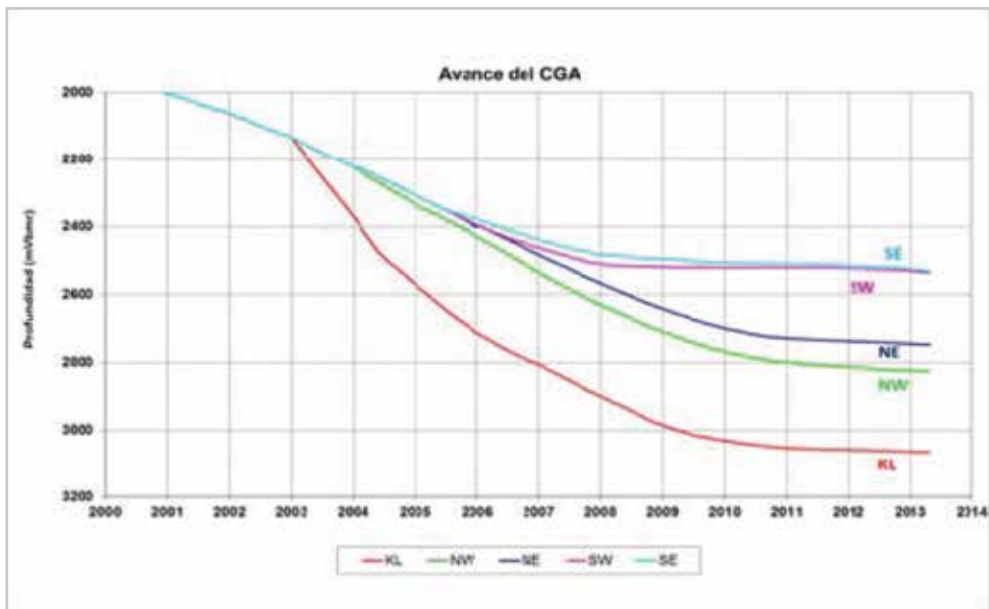


Figura 2. Comportamiento histórico del avance de los contactos campo Akal.

Principios físicos de los mecanismos de desplazamiento en la zona invadida de gas y agua

Zona invadida de gas, (drene gravitacional)

El mecanismo de drene gravitacional es la fuerza que hace que el aceite fluya desde la matriz hacia las fracturas en la

zona invadida de gas debido a la diferencia de densidades entre el aceite almacenado en la matriz y el gas que llena las fracturas, en donde las fuerzas gravitacionales son mayores a las fuerzas capilares. Se estima que a condiciones de yacimiento la diferencia de densidades es diez veces mayor en el aceite que en el gas, resultando en un empuje muy efectivo del aceite atrapado en la matriz. En la **Figura 3** se muestran los componentes de estas fuerzas.

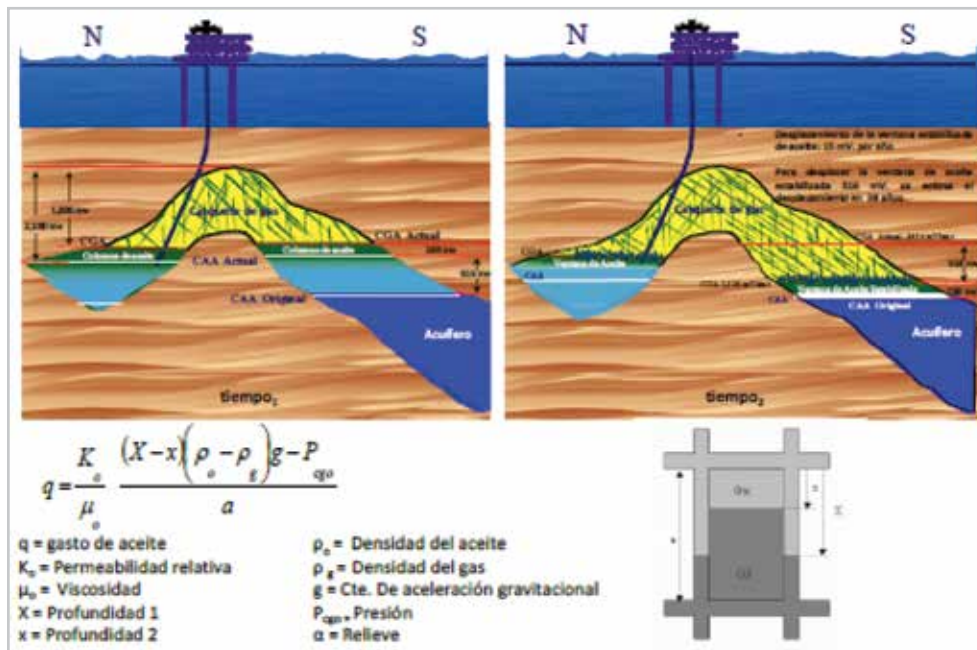


Figura 3. Drene gravitacional en Akal.

Zona invadida de agua (imbibición espontánea)

En la zona invadida de agua se cuenta con el mecanismo de imbibición espontánea, el cual se da cuando la roca es mojada por agua y ésta entra a la matriz expulsando el aceite atrapado, debido a que entre el fluido mojante y el fluido invasor (agua) no existen fuerzas capilares. Este mecanismo

es muy efectivo cuando la roca es mojada por agua. Se ha comprobado por pruebas de laboratorio que la mojabilidad de la roca en el campo Akal es mixta, razón por la cual este mecanismo sólo ha drenado el 10% del aceite de la matriz, mientras que en la zona de gas, el drene gravitacional ha drenado el 30% del aceite de la matriz, como se muestra en la **Figura 4**.

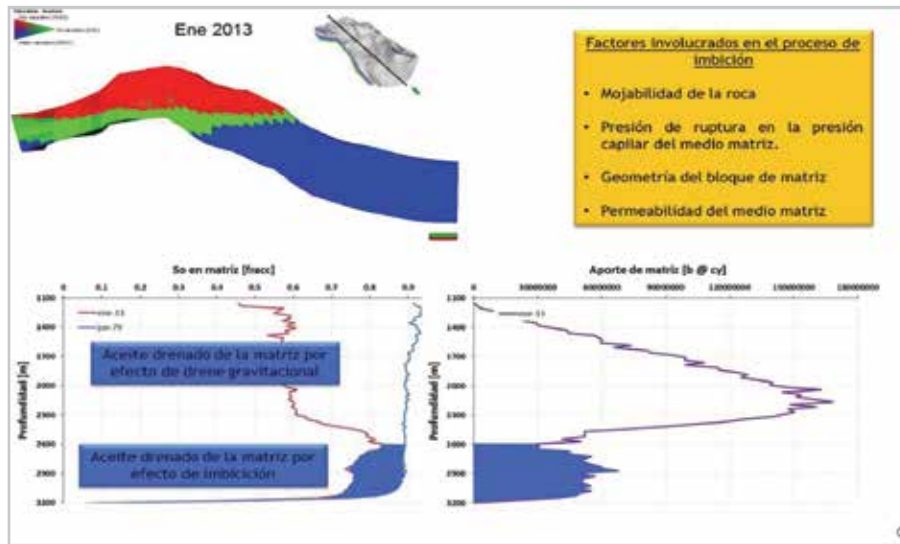


Figura 4. Efecto del mecanismo de imbibición, simulador numérico.

Ventana óptima de explotación

La premisa fundamental para maximizar el factor de recuperación por drenaje gravitacional es mantener una ventana explotable. Idealmente, la ventana óptima de explotación debería ser el espesor impregnado de aceite en el que la caída de presión debida a la producción desde los intervalos productores de los pozos, no se viera influenciada por fenómenos de conificación y/o canalización de agua y/o gas. Para maximizar el factor de recuperación por drenaje gravitacional, es necesario mantener siempre una ventana explotable, en la que se minimicen los procesos de conificación y/o canalización, y por ende se maximice la recuperación de aceite de la zona.

En la **Figura 5** se muestra el resultado de un modelo numérico para conificación de gas y agua, en el que con un darcy de permeabilidad y 2000 bpd de producción, el gas se conifica a 20 de distancia entre el contacto gas-aceite y la parte media del intervalo productor; mientras que con el mismo gasto de producción y la misma permeabilidad, el agua conifica a 40 mts del contacto agua-aceite. Esto indica que en este caso la ventana óptima para producir un gasto de 2000 bpd debería ser de 60 mts y que la parte media de los intervalos productores debería estar a 20 mts del contacto gas-aceite y a 40 mts del contacto agua-aceite. Sin embargo, esta ventana pudiese ser de 40 mts, siempre y cuando la producción por pozo sea de 1000 bpd.

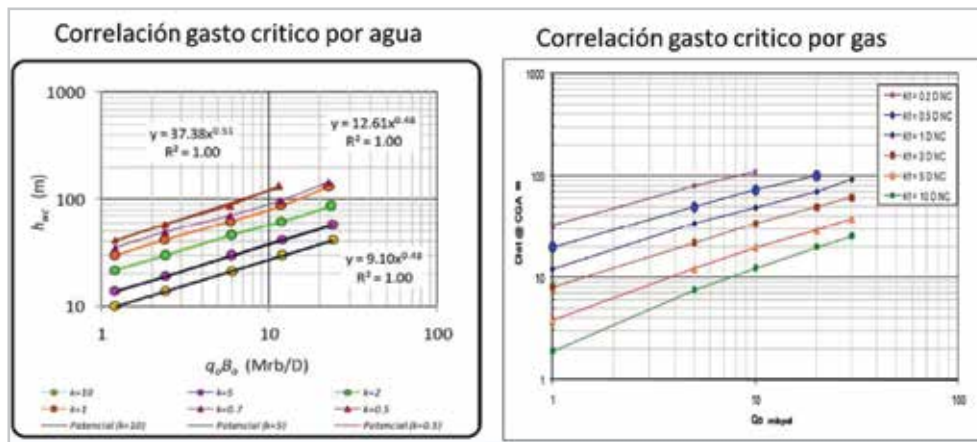


Figura 5. Correlación para el cálculo del gasto crítico en función de K.

El espesor de esta ventana explotable de aceite dependerá del gasto de producción esperado y de la calidad de roca en la zona del yacimiento, ya que los gastos críticos dependen de la permeabilidad de la zona. De esta manera, la ventana de aceite explotable será de espesor variable en todas las regiones del yacimiento, dependiendo de la calidad de roca que se tenga.

Las ventajas de mantener una ventana óptima de explotación son las siguientes:

- Alargar la vida productiva de los pozos
- Prevenir la producción de fluidos no deseados, (generación de conos)
- Administrar el avance de los contactos
- Incrementar el factor de recuperación

Estrategia utilizada para maximizar el efecto del mecanismo de drene gravitacional en el campo

Mantener una ventana de aceite explotable en todo el campo. Para mantener una ventana de aceite explotable en todo el campo, es necesario tener una caracterización de las litofacies geológicas asociadas a sus permeabilidades en los intervalos donde producen los pozos; de esta manera es factible calcular con un buen grado de aproximación los espesores de ventana óptimos para los gastos deseados. En la **Figura 6** se muestra un mapa por bloque con sus ventanas óptimas de explotación en todos los bloques del campo para un gasto de producción de 2000 bpd.

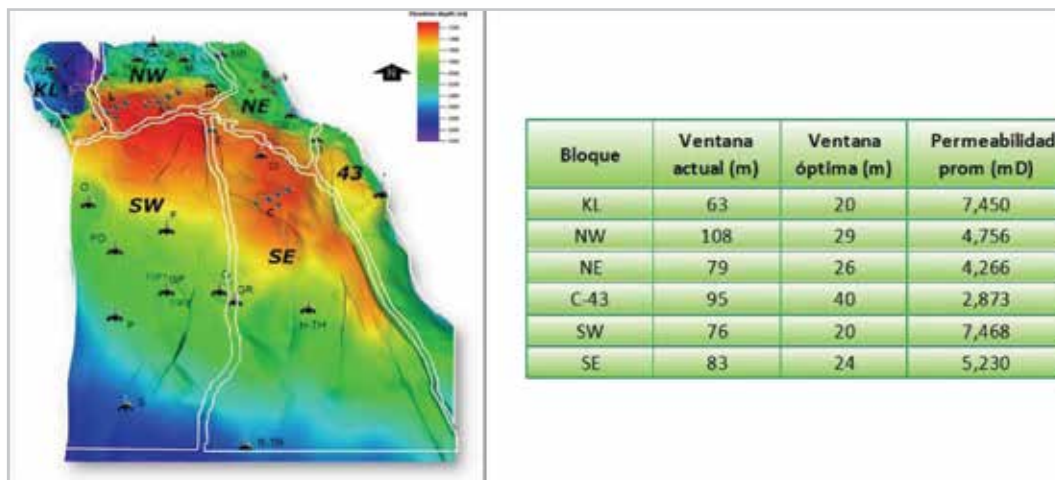


Figura 6. Ventanas óptimas de explotación para todos los bloques.

Establecer un plan de monitoreo de las ventanas remanentes de aceite en toda el área del campo. Como se mencionó anteriormente, la premisa fundamental para maximizar el factor de recuperación por drene gravitacional es mantener las ventanas de aceite explotables, lo cual requiere de un monitoreo de la misma en todas las áreas del yacimiento para observar su evolución y tomar las medidas pertinentes oportunamente.

Actualmente se están terminando pozos instrumentados para monitorear el avance de los contactos, y por tanto la evolución de la ventana de aceite, como el que se muestra en la **Figura 7**, en el que se tienen dos sensores en la zona de aceite, un sensor en la zona de gas y otro en la zona de agua.

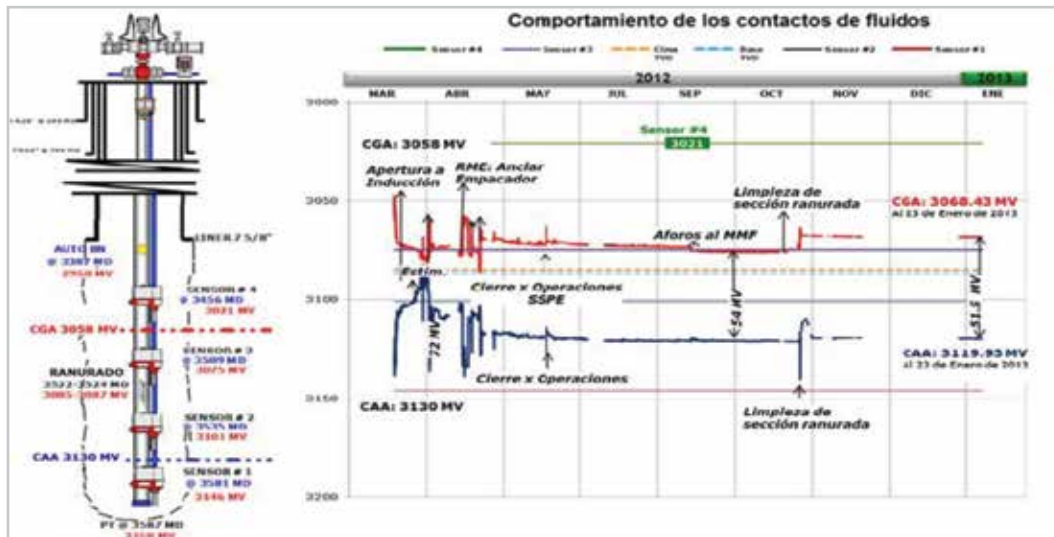


Figura 7. Monitoreo con pozo instrumentado.

El programa de monitoreo con sensores permanentes en pozos permitirá la estimación de los contactos de fluidos y el seguimiento de la ventana de aceite. En la **Figura 8** se muestra el plan de instalación de sensores permanentes en los pozos que serán reparados y terminados en el campo en los próximos años. En este momento ya se cuenta con 28 pozos que tienen sensores para monitoreo de contactos, y se espera instalar 92 más en todo el campo.

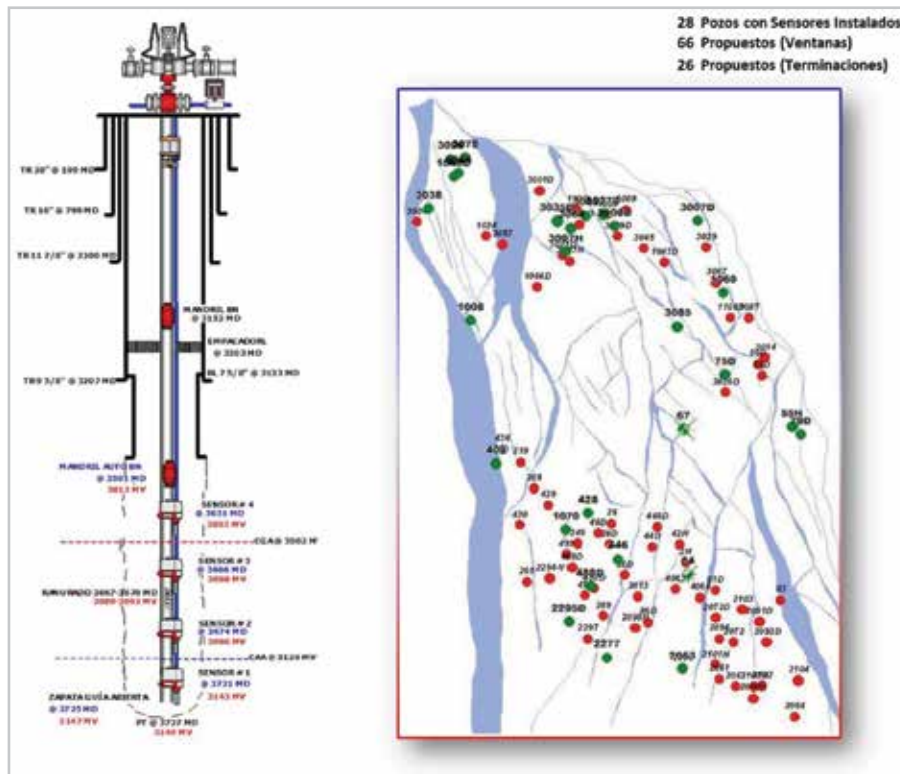


Figura 8. Distribución de los próximos pozos con sensores permanentes.

Distribuir los pozos productores arealmente en zonas no drenadas. En las condiciones actuales de explotación del campo la distribución de pozos que cubra arealmente todo el campo es de suma importancia, ya que de esta manera se cubrirá mayor área para el drene de fluidos desde el casquete de gas. Por las condiciones de desarrollo costa afuera, la mayoría de los pozos tienen un desplazamiento máximo de 1500 mts desde el área de cabezal de pozos. Para

cubrir arealmente todas las zonas sin drenar se perforarán pozos de largo alcance y se instalarán cuatro octápodos adicionales y se acondicionarán cuatro existentes. En la **Figura 9** se muestra de manera esquemática la distribución de 459 pozos que se perforarán y los 761 que se repararán en las áreas no drenadas y aquellos que se utilizarán para seguimiento de la ventana.

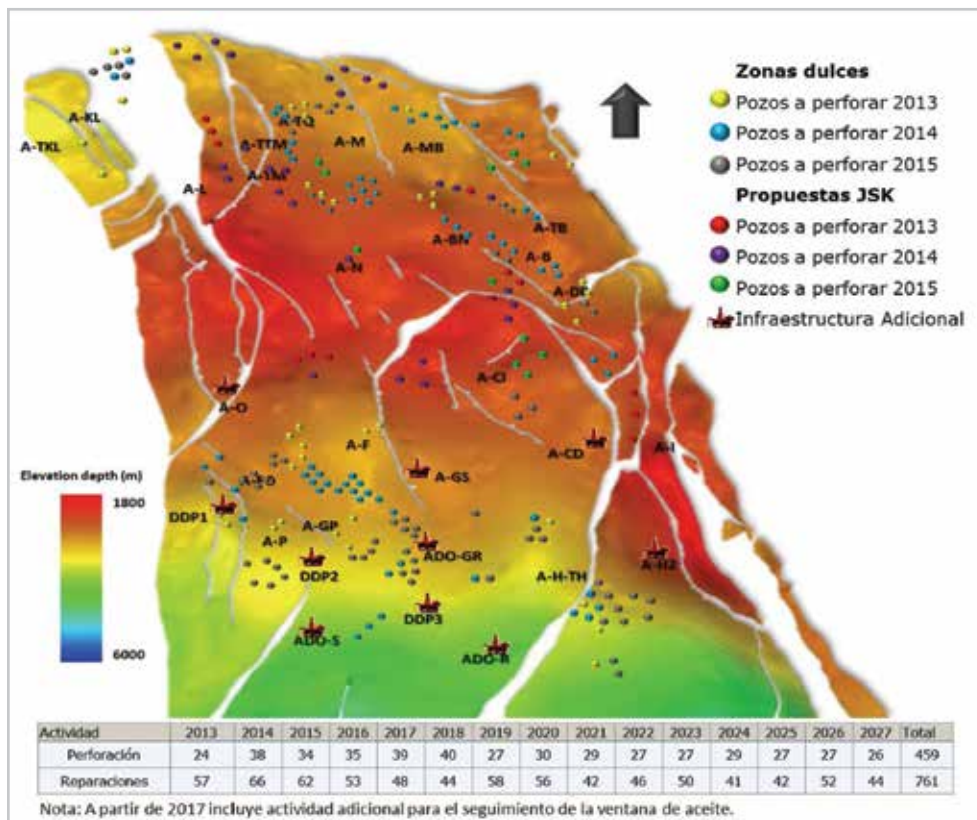


Figura 9. Distribución de pozos en áreas no drenadas.

Perforar pozos no convencionales para alargar su vida y cubrir más área de drene. Como ya se ha mencionado, la calidad de roca juega un papel muy importante en la surgencia de agua y/o gas. Aproximadamente el 60% de la ventana de aceite remanente en el campo Akal se encuentra en zonas de calidad media de roca; principalmente en las formaciones del JSK y el Cretácico inferior, en donde los gastos de producción generan mayores caídas de presión en

el yacimiento que propician los fenómenos de conificación de fluidos. En este sentido se tiene programado perforar 50 pozos no convencionales en toda el área del yacimiento, para distribuir el flujo en más área y reducir la probabilidad de surgencia temprana de fluidos indeseables. En la **Figura 10** se muestra la distribución de los pozos y las terminaciones típicas de los mismos.

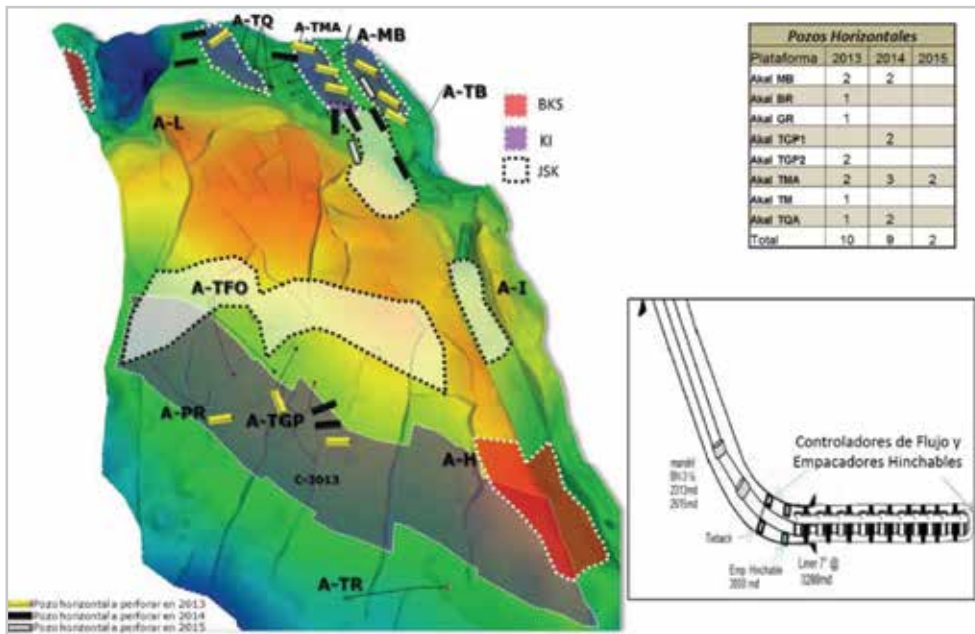


Figura 10. Distribución y tipo de pozos no convencionales a perforarse.

Terminar los pozos con aparejos extendidos en agujero descubierto para reducir las probabilidades de canalizar y/o conificar fluidos indeseables. Las terminaciones especiales con colas extendidas en agujero descubierto (colas Cantarell), tienen la gran ventaja de poner en contacto toda el área del yacimiento expuesta, además de que se reducen

las caídas de presión por no existir restricciones al flujo, lo que reduce significativamente el riesgo de conificación y/o canalización de agua y/o gas. Actualmente se han instalado 35 terminaciones de este tipo en el campo con excelentes resultados. En la Figura 11 se puede observar el resultado obtenido con este tipo de terminaciones.

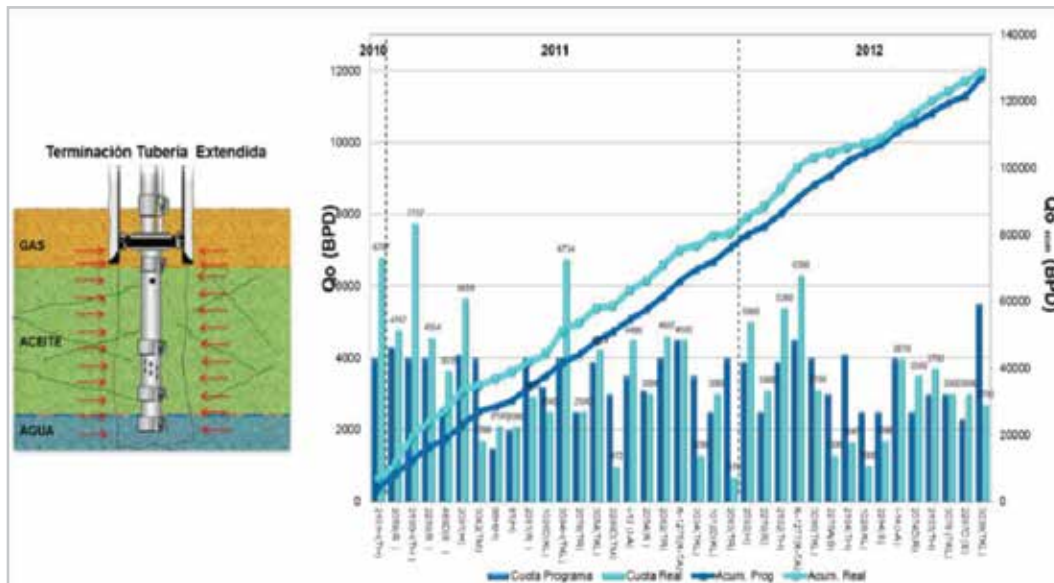


Figura 11. Terminaciones con tubería extendida.

Desplazar la ventana de aceite a zonas más profundas para poner en contacto más volumen de roca con el gas y recuperar el aceite a través del drene gravitacional.

La parte sur del campo ha estado sometida al efecto de un acuífero de energía moderada, que se ha expandido 600 mts por el efecto de la explotación de más de 30 años a la que ha sido sometido el campo. Debido a que la roca tiene una mojabilidad mixta por aceite y agua, el efecto de imbibición es mínimo, por lo que de acuerdo a pruebas de desplazamiento y al comportamiento histórico del avance del agua, el factor de recuperación en la zona invadida por agua, se ha estimado en un orden de magnitud del 10 al 15% menor que el de la zona barrida por gas.

Se pretende desplazar el contacto de agua de su posición actual a la original, para colocar la roca actualmente

en zona líquida en contacto con el casquete de gas, requiriéndose extraer grandes cantidades de agua y represionar el casquete de gas. Con esto se aprovechará el drene gravitacional en una gran zona del yacimiento en donde actualmente ha estado inhibido por el efecto del avance del acuífero. Se tiene un proyecto denominado doble desplazamiento, en el que se llevará a cabo este proceso. Se espera que para mediados del año 2014 se estén produciendo ~400,000 bps de agua para mover la ventana de aceite a un ritmo de 15 mts por año. Esto sin duda, propiciará que se obtenga del 10 al 15% de factor de recuperación adicional de la roca que se pondrá en contacto con el gas, esperándose una producción adicional de 400 mmbbls por la aplicación de este proceso. En la **Figura 12** se muestra esquemáticamente el desplazamiento de la ventana a zonas más profundas y la colocación de pozos productores agua y aceite en el tiempo.

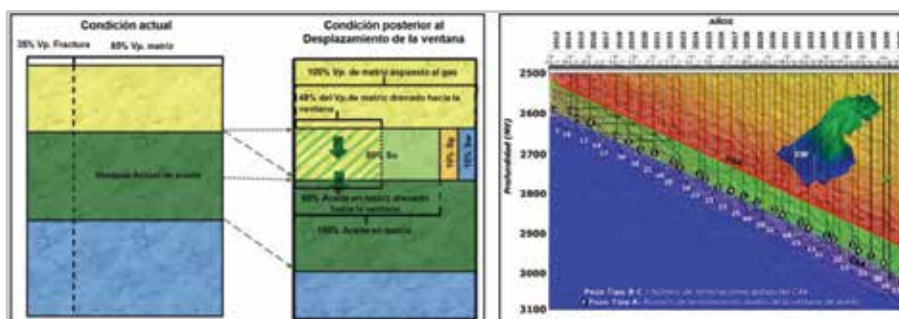


Figura 12. Esquema de movimiento de la ventana de aceite, parte sur del campo.

En la **Figura 13** se muestra la proyección del movimiento de la ventana de aceite hasta el 2027, lográndose una estabilidad en la misma de 55 mts y un desplazamiento de 210 mts.

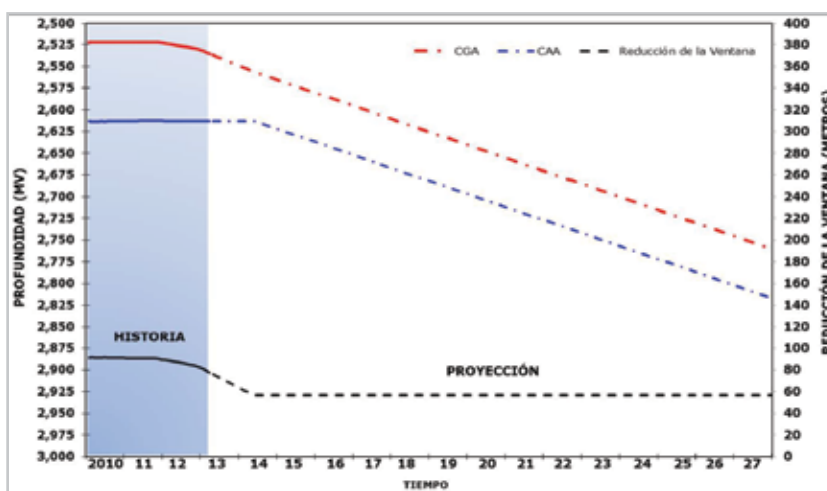


Figura 13. Estabilización de la ventana parte sur del campo.

En la **Figura 14** se muestra en la escala del tiempo como se está planeando construir la infraestructura

para deshidratación y tratamiento de agua, así como la infraestructura de pozos productores de aceite y de agua.

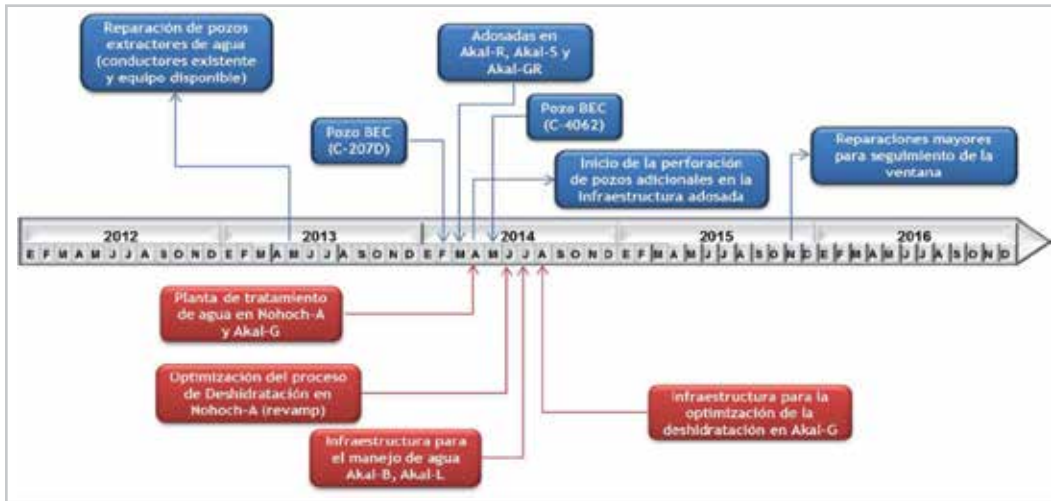


Figura 14. Cronograma de infraestructura de pozos, deshidratación-tratamiento de agua.

Triplicar la producción de agua en el campo. Se llegó a la conclusión de que la velocidad óptima para mover la ventana de aceite debería ser 15 m/año para que con la infraestructura de producción existente se pudiesen reparar y perforar los pozos necesarios para la producción de agua y aceite. Para lograr mover la ventana de aceite a este ritmo, tomando en cuenta la energía del acuífero y la capacidad de inyección de gas que se tiene, es necesario incrementar

la producción de agua de ~150,000 bpd a ~400,000 bpd. Se espera que a mediados del 2014, ya se tenga la capacidad de deshidratar y tratar este volumen de agua. En la **Figura 15** se muestra el ritmo de producción de agua en el tiempo, el número de pozos productores de agua y las etapas de construcción de las seis plantas deshidratadoras y de tratamiento de agua que serán instaladas.

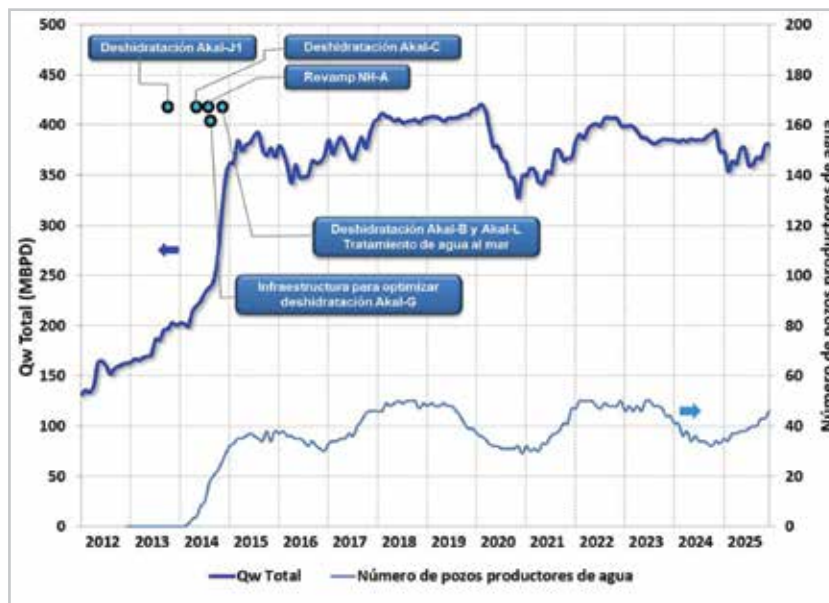


Figura 15. Pronósticos de agua y aceite y localización de plantas de tratamiento.

Incrementar la presión del casquete para lograr mover la ventana. Se requerirá mantener un ritmo de inyección de gas al yacimiento, de tal manera que en combinación con la extracción de agua se logre mover la ventana de aceite a un ritmo de 15 m/año. Debido a que el contrato de la generación de nitrógeno finaliza en el año 2016, será necesaria su renovación de tal manera que se cuente con el volumen requerido para represar el casquete de gas.

En la **Figura 16** se muestra el ritmo de represamiento del casquete, de la zona de aceite y de la zona de agua; así como los ritmos de inyección de gas amargo y nitrógeno; para mover la ventana 210 mts. Para mantener la presión en la zona de aceite, será necesario depresionar el acuífero de 81 kg/cm² a 75 kg/cm²; de la misma manera el casquete de gas tendrá que represarse de 95 kg/cm² a 138 kg/cm².

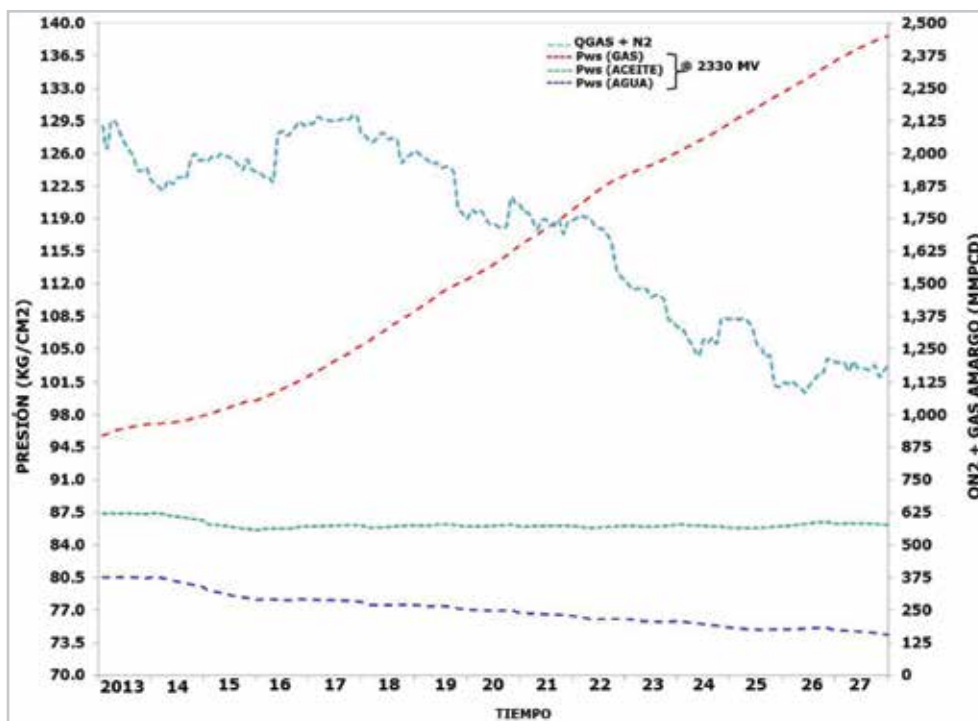


Figura 16. Ritmo de inyección y represamiento de las fases.

Incorporar nuevas tecnologías para eficientar los procesos de explotación

La aplicación tecnológica en los proyectos de explotación de campos maduros es fundamental para incrementar el factor de recuperación final. En lo que respecta al campo Akal, se han incorporado nuevas tecnologías y nuevas metodologías en todos los procesos de explotación, y se continuará con el mismo proceso de innovación continua.

Se describen las principales aplicaciones tecnológicas y aquellas que se aplicarán en el corto plazo:

1.- Terminaciones con aparejos de producción extendidos e instrumentados. Incrementan los tiempos de vida de los pozos y reducen la probabilidad de conificación de agua y/o gas, monitorean el avance de los contactos para un buen control de la ventana de explotación. El aparejo de producción se baja con una cola extendida y sensores de presión en el gas, aceite y agua, **Figura 17.**

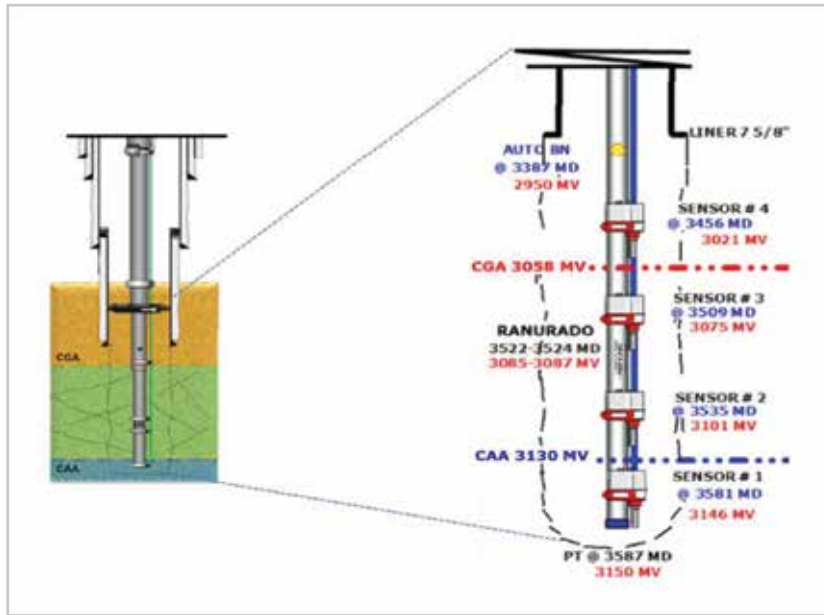


Figura 17. Terminación con tubería extendida instrumentada.

2.- Perforación y reparación de pozos con la técnica MUD_CAP. Esta técnica ha permitido perforar con agua de mar pozos en zona de pérdida total, lo cual ha reducido significativamente los tiempos y costos de los nuevos pozos, ya que se ahorra en diesel y en la disponibilidad de equipos

al esperar fluidos para lodos. Se perfora en forma ciega con bombeo continuo de agua a través de la tubería de producción y se bombean baches viscosos por el espacio anular para no desestabilizar las arcillas, **Figura 18.**

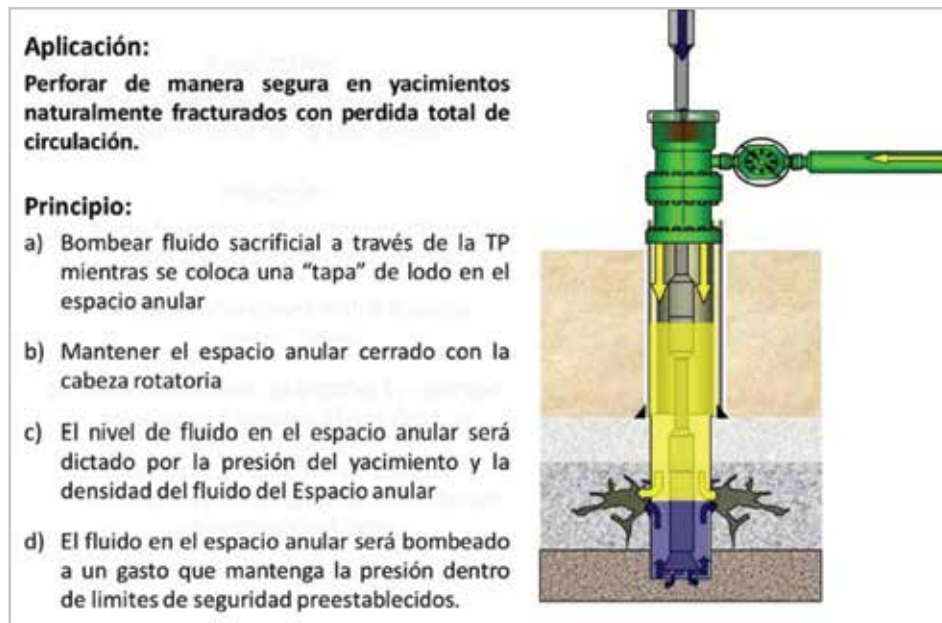


Figura 18. Técnica de perforación Mud-Cap.

3.- Plantas de tratamiento de agua para verter al mar. En el año 2012 se llevaron a cabo tres pruebas tecnológicas para ver la posibilidad de instalar plantas de tratamiento de agua congénita para verter agua al mar con las condiciones que la norma permita. Se probaron tres tecnologías, de las cuales dos presentan condiciones óptimas para ser implementadas en instalaciones costafuera del campo. Estas plantas serán instaladas para producir aproximadamente 400,000 bpd de agua en el campo y llevar el contacto agua-aceite a zonas más profundas a

un ritmo de 15 mts/año para aprovechar el mecanismo de drene gravitacional en las zonas que actualmente están invadidas por agua. En la **Figura 19** se muestra la ingeniería de las plantas de tratamiento propuestas para llevar a cabo este proceso, en las que se contará con dos etapas de separación trifásica electrostática y con calor para eliminar al máximo las fases oleosas; posteriormente se utilizarán mezcladores, hidrociclones y unidades de flotación para eliminar totalmente las fases oleosas y verter el agua al mar.

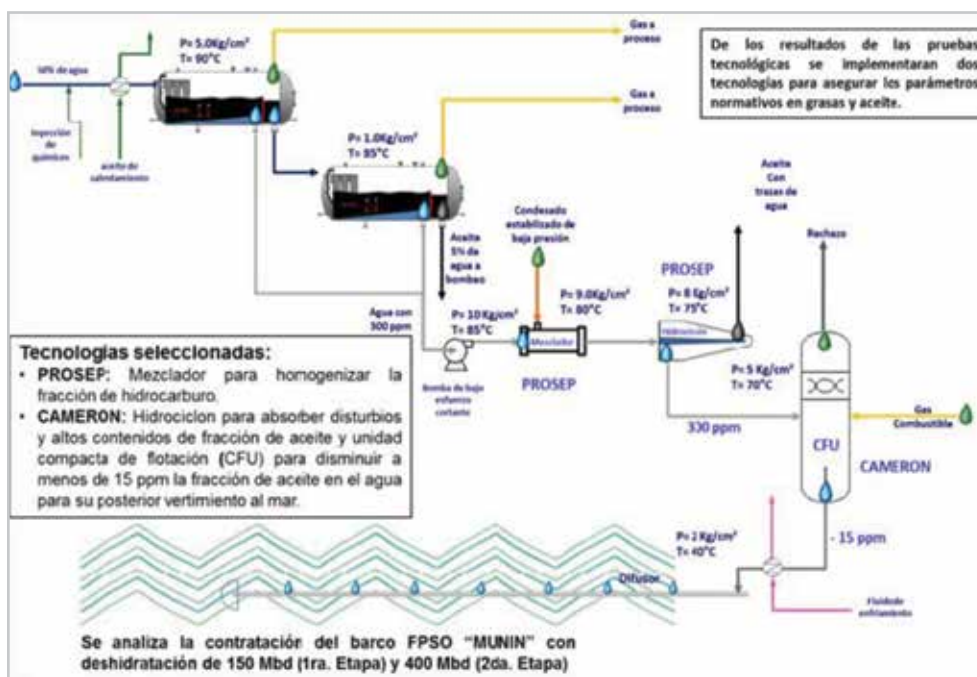


Figura 19. Proceso de vertimiento al mar.

4.- Algoritmos para identificar zonas con alto potencial de drene gravitacional. Actualmente se trabaja en una metodología basada en algoritmos con ingeniería de datos para identificar zonas con alto potencial de drene. La metodología utiliza datos de producción históricos y modelos petrofísicos. Se pretende identificar zonas con mayor saturación de aceite residual.

Resultados

La declinación de la producción del campo Akal se ha reducido significativamente en los últimos años,

principalmente porque se están aplicando las acciones que incrementen el beneficio del drene gravitacional, como son la perforación de pozos en zonas dulces, la terminación de pozos con aparejos de producción extendidos, la aplicación del doble desplazamiento y el monitoreo de las ventanas de explotación. La estrategia de explotación del campo Akal está enfocada a incrementar la producción del campo a niveles de ~250,000 bpd y mantenerla hasta el 2020. Posteriormente mantener una producción de ~200,000 bpd hasta el año 2027. En la **Figura 20** se muestra el pronóstico de producción para el campo Akal soportado con los proyectos que se requieren implementar para lograrlo.

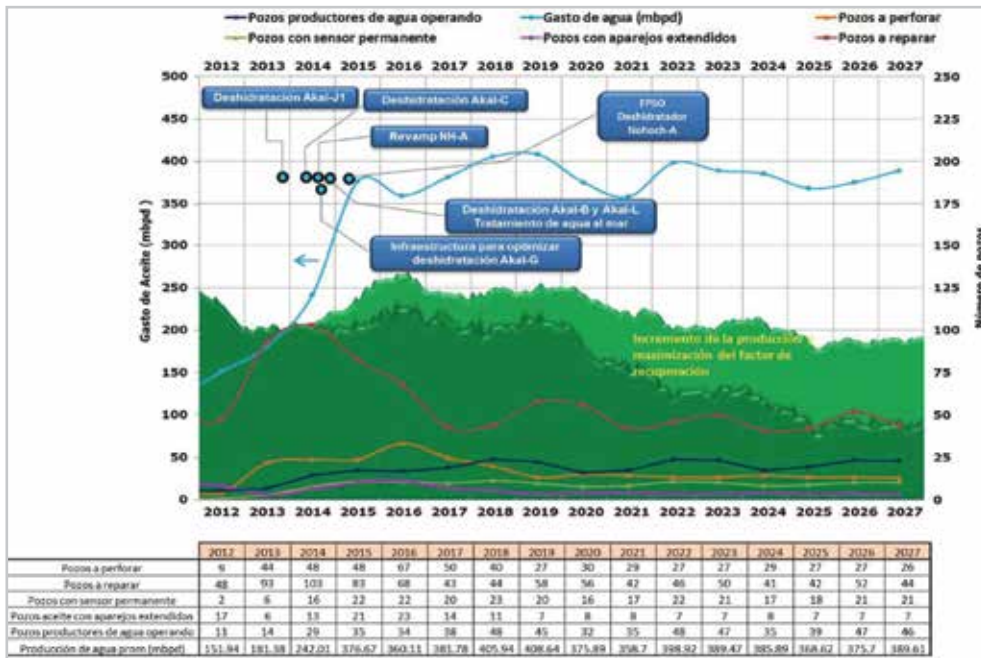


Figura 20. Histórico y pronóstico de producción, campo Akal.

En la **Figura 21** se muestra como la ventana de aceite se moverá 210 mts desde una profundidad de 2625 mts a 2835 mts para el año 2027. En este periodo de tiempo el casquete se represionará de 92 kg/cm² a 126 kg/cm²

y el factor de recuperación se elevará de 41.7% al 46%, mientras que la producción del campo se mantendrá cerca de los 200,000 bpd.

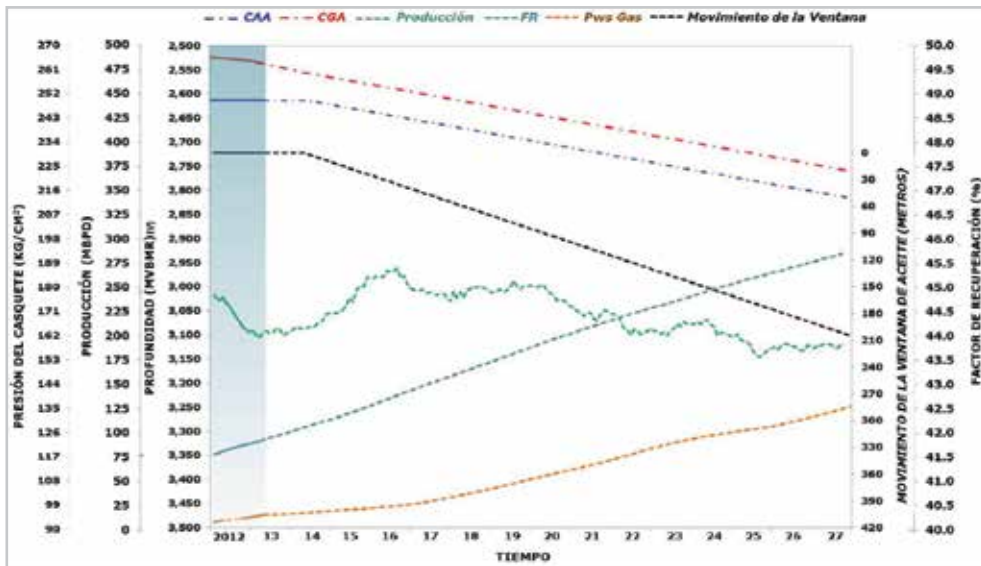


Figura 21. Proyección del factor de recuperación.

Conclusiones

1. Maximizar el aprovechamiento del drene gravitacional en el campo Akal, es la base para maximizar el factor de recuperación final. En un futuro cercano la producción total dependerá de este efecto.
2. La estrategia para el máximo aprovechamiento del drene gravitacional ha mostrado muy buenos resultados, por lo que se espera que con la aplicación de todas las acciones planteadas se incrementará la producción a niveles de 250,000 bpd y se mantendrá hasta el 2020, para declinar a 200,000 bpd hasta el año 2027.
3. La aplicación del proceso de doble desplazamiento será sin duda el proyecto más importante que permitirá el máximo aprovechamiento del drene gravitacional.
4. La aplicación tecnológica es de vital importancia para mejorar el desempeño del campo.
5. Es fundamental mantener ventanas explotables de aceite para maximizar el factor de recuperación final.

Referencias

1. Babu, D.K. y Odeh, A.S. 1989. Productivity of a Horizontal Well. *SPE Res Eng* 4 (4): 417-421. SPE 18298-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/18298-PA>.
2. Cheng, Y. 2003. Pressure Transient Testing and Productivity Analysis for Horizontal Wells. PhD dissertation, Texas A&M University. <http://repository.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/1187/etd-tamu-2003B-2003070706-He-1.pdf?sequence=1> (descargado el 3 de febrero de 2013).
3. Craft, B.C y Hawkins, M.F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition revised. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
4. Daltaban, S.T., Lozada, M.A., Villavicencio Pino, A., et al. 2008. Managing Water and Gas Production Problems in Cantarell: A Giant Carbonate Reservoir in Gulf of México. Artículo SPE 117233, presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, EAU, noviembre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/117233-MS>.
5. Ladrón de Guevara, J.E.T., Lozada A., M.A., Fuentes Torres, M., et al. 2012. Mud Cap Application Solves Chronic Drilling Problem in a Highly Fractured, Low Pressure Reservoir. Artículo SPE 151085, presentado en IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, EUA, marzo 6-8. <http://dx.doi.org/10.2118/151085-MS>.
6. Langenberg, M.A., Henry, D.M. y Chlebana, M.R. 1995. Performance and Expansion Plans for the Double-Displacement Process in The Hawkins Field Unit. *SPE Res Eng* 10 (4): 301-308. SPE-28603-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/28603-PA>.
7. Penmatcha, V.R., Arbabi, S. y Aziz, K. 1999. Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length. *SPE J.* 4 (3): 215-223. SPE-57193-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/57193-PA>.
8. Pérez Martínez, E. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería (febrero 2011).
9. Saidi, A.M. y Sakthikumar, S. 1993. Gas Gravity Drainage Under Secondary and Tertiary Conditions in Fractured Reservoirs. Artículo SPE 25614, presentado en Middle East Oil Show, Bahrain, abril 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/25614-MS>.

Semblanza de los autores

Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar

Cursó sus estudios de licenciatura en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el título en 1983. En el año 1999 cursó el diplomado de cuatro meses denominado “Integrated Reservoir Management” en las siguientes instituciones educativas: Universidad Tecnológica de Delft Holanda, El Instituto Francés del Petróleo, y el Imperial Collage de Londres, Inglaterra. En el año 2001, mediante un programa especial, obtuvo el título de Maestría en “Exploration and Production”, por el Instituto Francés del Petróleo.

Inició a laborar como Ingeniero Pasante en el Departamento de Producción del Distrito Cerro Azul Veracruz, en el año 1983. En 1984 laboró en el Departamento de Producción del Distrito Comalcalco, como Ingeniero de Operación. De 1985 a 1993 laboró en el Departamento de Reparación de Pozos en el Distrito Comalcalco y Villahermosa. De 1994 al 2002 laboró en diversos grupos multidisciplinarios en la Superintendencia de Producción y el Activo Bellota – Jujo. En el periodo 2002-2003, participó en el grupo de optimización de la productividad en Villahermosa. En el periodo 2003 - 2004 se integró al grupo multidisciplinario el Golpe Puerto Ceiba, como líder del proyecto. Desde julio del 2004 labora como coordinador de Diseño de Explotación en el área Jujo – Tecominoacán.

Ha impartido varios cursos de capacitación a personal profesionista, forma parte de la red de especialistas de productividad de pozos y de desarrollo de campos. Tiene derecho de autor del desarrollo del simulador en flujo transitorio de bombeo neumático intermitente, denominado “SIBONI”. Ha presentado y publicado 15 trabajos técnicos como autor y coautor, referentes a productividad de pozos y sistemas artificiales de producción; entre ellos, dos han sido publicados en la SPE, y uno de ellos en la revista JPT, los demás han sido publicados en la revista de la AIPM.

Recibió el reconocimiento al protagonista de la Región sur en 1995 por los incrementos de producción en los campos Cunduacán–Oxiacaque. En 1998 recibió la medalla Lázaro Cárdenas en el congreso de la AIPM de Morelia, Michoacán. En el 2002 recibió el reconocimiento en el día del Ingeniero por el Colegio de Ingenieros Petroleros y la industria de la transformación de Tabasco. En el 2005 recibió el reconocimiento como experto de la AIPM nacional.

En el periodo 2002-2003 participó en el grupo de optimización de la productividad en Villahermosa. En el periodo 2003 - 2004 se integró al grupo multidisciplinario el Golpe Puerto Ceiba, como líder del proyecto. De julio de 2004 a junio de 2006 laboró como coordinador de diseño de explotación en el área Jujo–Tecominoacán y de junio de 2006 a 2008 laboró en el grupo Estratégico Cantarell como líder del área de productividad.

Del año 2009 a la fecha es Administrador del Activo de Producción Cantarell y ha logrado con acciones en las diferentes áreas del activo, revertir la tendencia de la declinación de la producción.

Ing. Marcos Torres Fuentes

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 1990. Laboró en el IMP durante el año 1990, posteriormente, en 1991 ingresó a la compañía Fábrica de Implementos Petroleros en la ciudad de Villahermosa, Tabasco, como Ingeniero de ventas y servicio de instalación de árboles de válvulas en pozos petroleros.

A finales de 1991 ingresó a Petróleos Mexicanos en Ciudad del Carmen, Campeche, para recibir capacitación en los departamentos de Perforación, Reparación, Producción y Yacimientos durante un año; posteriormente fue asignado a la Subgerencia de Administración de Yacimientos de la entonces Región Marina, donde trabajó como ingeniero de yacimientos hasta 1995, fecha en la que fue comisionado al grupo interdisciplinario Akal-Kutz para participar como Ingeniero de Yacimientos y Simulación Numérica, en el año 1996 fue asignado al Activo Cantarell al área de Ingeniería de Yacimientos como Ingeniero de Simulación Numérica, participando en la generación de los modelos de simulación

y en la documentación y seguimiento del proyecto Cantarell, en el año 2005 fue nombrado superintendente de recuperación secundaria y mejorada en el Activo Integral Cantarell y se desempeñó como líder documentador del proyecto Cantarell, líder del grupo FEL de Cantarell y del proyecto de doble desplazamiento. De abril del 2009 a la fecha se desempeña como Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyecto del Activo Integral Cantarell.

En julio del 2013 durante la celebración del día del ingeniero recibió por parte del Colegio de Ingenieros Petroleros delegación Ciudad del Carmen, Campeche, un reconocimiento por su destacada trayectoria profesional. En abril del 2014 en el segundo foro petrolero de la ciudad de México, recibió un reconocimiento por parte del director de Petróleos Mexicanos Maestro Emilio Lozoya Austin, como experto Tecnológico Nivel II, con capacidad, experiencia y liderazgo, comprometido con la empresa para afrontar los retos y alcanzar los objetivos de la empresa.

Es miembro de la Red de especialistas de Simulación numérica de Pemex Exploración y Producción, del Colegio de Ingenieros Petroleros y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, ha presentado publicaciones como autor y coautor en el Congreso Mexicano del Petróleo y en la SPE.

Ing. Guadalupe Luna Camarillo

Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional en el año 2001.

Inició su actividad en la industria petrolera en el año 2001 en el área de Ingeniería de yacimientos del Activo Integral Ek-Balam, donde comenzó con su capacitación en el uso del simulador numérico de yacimientos Eclipse y software Saphir de interpretación de pruebas de presión. Posteriormente es asignado al área Bases y Evaluación Técnica de Pozos, donde supervisó en plataformas las intervenciones de perforación, terminación y reparación de pozos del activo Ek-Balam, así como la supervisión de registros de producción, registros especiales y conservación de pozos con sistema artificial BEC.

A partir del año 2005 fue reasignado al Departamento de Administración de Yacimientos perteneciente a la Coordinación de Diseño de Proyectos del Activo Integral Cantarell, donde fue responsable del mantenimiento del modelo volumétrico del campo Akal, herramienta que determina los avances de los contactos gas-aceite y agua aceite, también tuvo a cargo la generación del modelo de simulación numérica del yacimiento Sihil y en el año 2009 fue encargado de la Superintendencia de ingeniería de yacimientos, área que desarrolló los modelos analíticos que complementaron los análisis de simulación numérica para la generación de pronósticos de producción, fortaleciendo las capacidad de predicción de dichos pronósticos.

En el año 2010 inició en el proyecto de formación de grupos multidisciplinarios, donde fue nombrado líder de proyecto de inversión Ek-Balam y del año 2012 a la fecha es el líder del grupo multidisciplinario Akal del Activo de Producción Cantarell.