

Prueba piloto de inyección de gas en el campo Abkatun Centro: reactivación de un yacimiento naturalmente fracturado maduro mediante un proceso de doble desplazamiento

Sergio García Reyes

Pamela Maldonado Alonso

Alfredo León García

Oswaldo Quijada Galdona

Activo de Producción Abkatun Pol Chuc

Subdirección de Producción Región Marina Suroeste

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

Resumen

El campo Abkatun Centro es un yacimiento naturalmente fracturado productor de aceite ligero con un factor de recuperación de 43.2%. El volumen de aceite remanente del campo asciende a más de 2,800 mmb, los cuales se encuentran atrapados, en mayor parte, en los bloques de matriz.

Sometido al efecto de un acuífero regional y a un proceso de inyección de agua por 15 años, el campo se encuentra invadido por agua. Las características de mojabilidad de la roca, de intermedia a preferente al aceite, limitan la recuperación de los hidrocarburos por efecto de imbibición.

El yacimiento es candidato a la implementación de un proceso de inyección de gas dentro de un esquema de doble desplazamiento que permita promover el mecanismo de drene gravitacional para incrementar el factor de recuperación de aceite en la zona invadida por el agua y disminuya el avance del acuífero.

El desarrollo de una prueba piloto tendrá como objetivo principal tomar información estratégica que permita evaluar los principales parámetros que inciden en la recuperación de aceite y mitigar los riesgos de la aplicación del proceso a nivel de campo.

Palabras clave: Yacimiento maduro, naturalmente fracturado, prueba piloto, doble desplazamiento, inyección de gas, simulación numérica de yacimientos, drene gravitacional, recuperación secundaria, recuperación terciaria.

Gas injection pilot test in abkatun field: reactivation of a mature naturally fractured reservoir by a double displacement process

Abstract

Abkatun Field is a naturally fractured field with a recovery factor of 43.2% producing light oil. The residual oil volume is over 2,800 mmb, which is trapped mostly in the matrix blocks.

Subjected to the effect of a regional aquifer and a waterflood for 15 years, the field is invaded by water. The wettability of the rock, intermediate to oil-wet limits the recovery of hydrocarbons by imbibition.

Abkatun is candidate for a gas injection process in the top of the field to promote a double displacement and gravitational drainage mechanism and increase the oil recovery factor in the area invaded by water.

The pilot test main goal is the acquisition of strategic information to evaluate the parameters affecting the oil recovery and mitigate the risks of the application process at the field scale.

Keywords: Mature reservoir, naturally fractured, pilot test, double displacement, gas injection, numerical reservoir simulation, gravity drainage, secondary recovery, tertiary recovery.

Introducción

El campo Abkatun Centro, localizado en la Región Marina Suroeste, se encuentra a 149 km al noreste del puerto Dos Bocas, Tabasco, con tirantes de agua entre 30 y 50 m. Clasificado como un yacimiento naturalmente fracturado gigante, es productor de aceite ligero de 28° API de la

formación Brecha Paleoceno – Cretácico Superior (BP-KS). Con un volumen original de 5,045 mmb de aceite, a enero de 2014 ha producido 2,183 mmb equivalentes a un factor de recuperación de 43.3%, el volumen de aceite remanente asciende a 2,862 mmb. Sus características principales se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Características del yacimiento Abkatun Centro.

Características	Abkatun Centro
Año de descubrimiento	1980
Extensión (km ²)	71
Espesor neto (m)	240
Temperatura (°C)	140
Densidad (API)	28
P. yac. inicial (kg/cm ²)	386
P. sat. (kg/cm ²) a prof. de referencia	175
P. yac. a nivel medio de disparos (kg/cm ²)	127
Permeabilidad matriz-fractura (mD)	150-2,000
Porosidad (%)	8
Volumen original (mmb)	5,045
Producción (enero-2014)	
No. pozos productores	9
Qo promedio (mbd)	6.2
Qg promedio (mmpcd)	7.5
RGA (m ³ /m ³)	215
Fw (%)	16%
Np (mmb)	2,183
Fr (%)	43.3

El campo fue producido por agotamiento natural y estuvo sometido a un periodo de inyección de agua de marzo de 1991 a diciembre del 2006, lo cual, combinado con la presencia de un acuífero de mediana actividad, ha

ocasionado que éste se encuentre invadido en más de un 90%, **Figura 1**. Los pozos productores se encuentran en la cima de la formación y se estima que el contacto agua-aceite ha avanzado en promedio 630 metros.

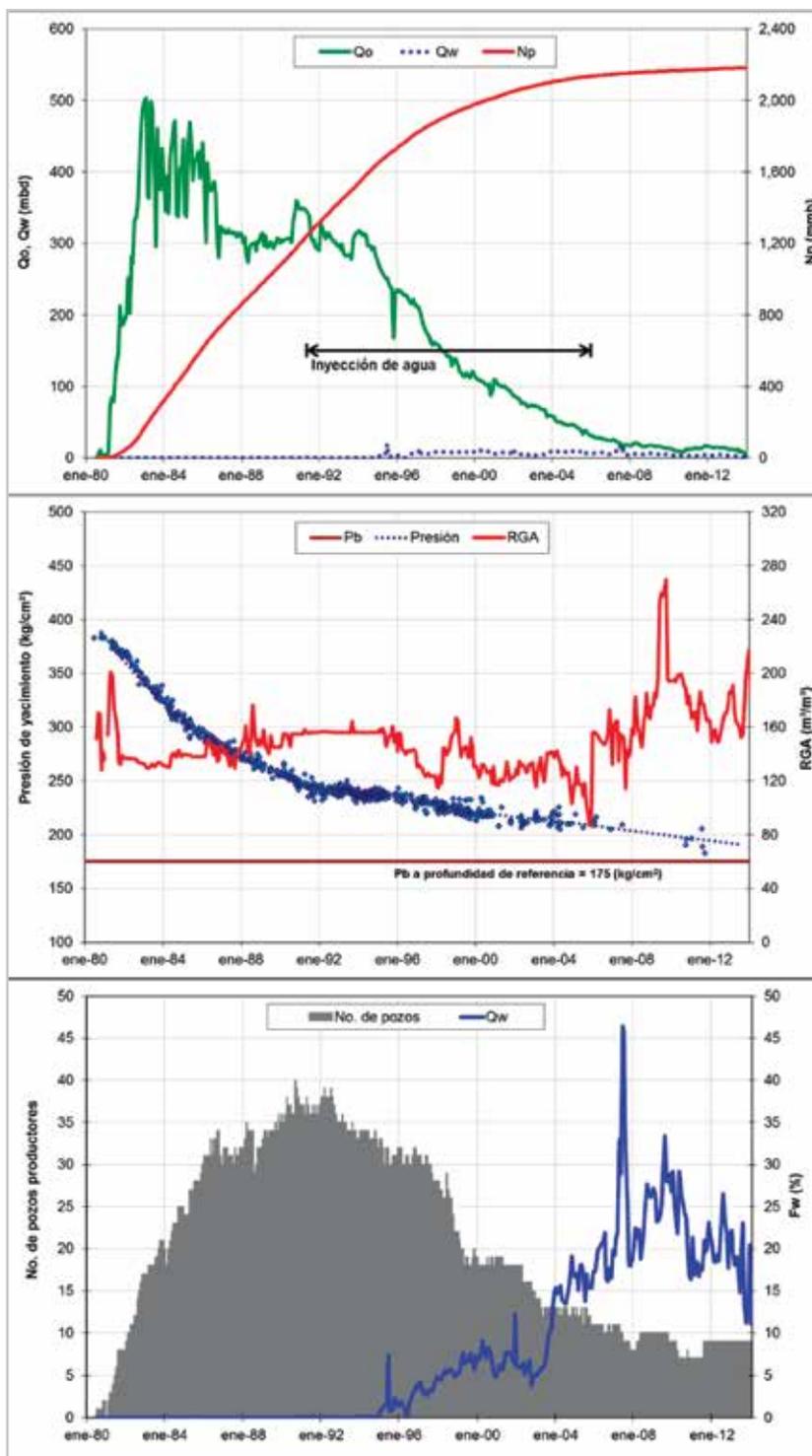


Figura 1. Historia de presión-producción del yacimiento Abkatun Centro.

En la **Figura 2** se presentan los mecanismos de empuje que han actuado en el yacimiento: a) agotamiento natural, b) empuje hidráulico, c) inyección de agua; actualmente el mecanismo principal es el empuje hidráulico. A pesar de

que la presión de saturación en la cima del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación, el casquete de gas es incipiente, no obstante éste actúa como una contrapresión que reduce el avance del agua.

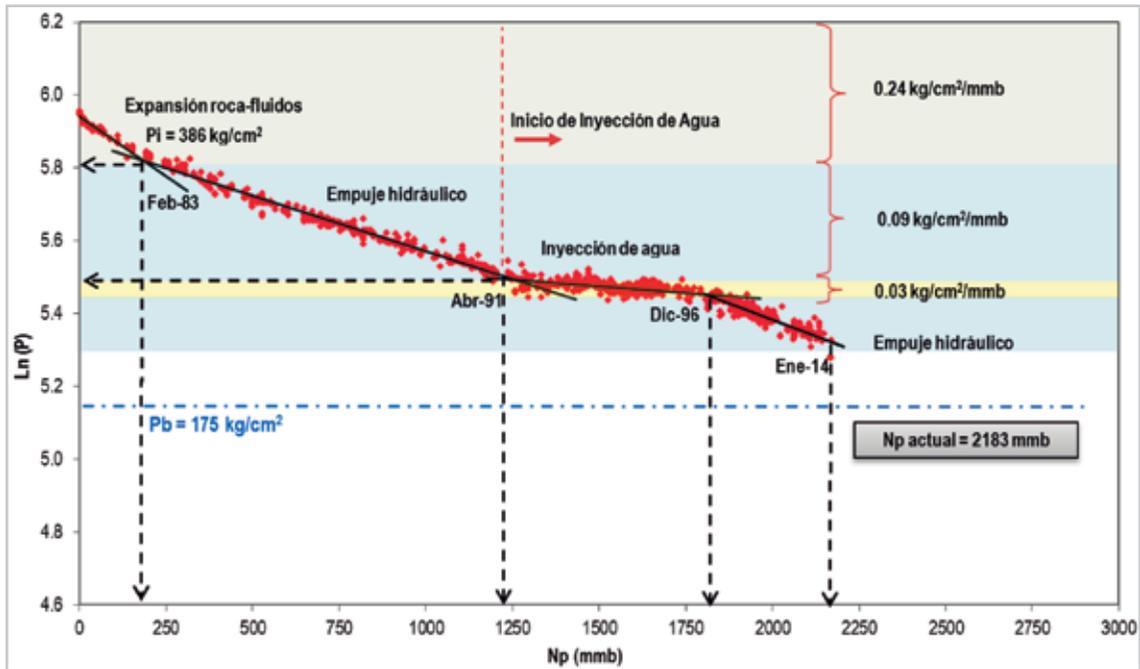


Figura 2. Mecanismos de empuje en el yacimiento Abkatun Centro.

Con las actuales condiciones de explotación, la reserva 1P se estima de 6 mmb de aceite y 6.2 mmmc de gas, la cual se recuperará mediante la operación y mantenimiento (estimulaciones periódicas) de los nueve pozos productores.

Considerando que la roca del yacimiento es de mojabilidad intermedia o con preferencia al aceite y que la eficiencia de recuperación de aceite en la matriz es baja, el campo es candidato para la aplicación de un proceso de inyección de gas para promover el mecanismo de drenaje gravitacional dentro de un esquema de doble desplazamiento.

Objetivos

- Implementar una prueba piloto de un proceso de doble desplazamiento mediante la inyección de gas natural al yacimiento Abkatun Centro a fin de alargar su vida productiva e incrementar el factor

de recuperación aprovechando la infraestructura existente.

- Evaluar la eficiencia del proceso e identificar los parámetros que inciden en la recuperación de aceite para escalar el proceso de recuperación a nivel de campo.

Diseño de la prueba piloto de doble desplazamiento

El yacimiento Abkatun Centro tiene características de buena calidad petrofísica de acuerdo al análisis del comportamiento presión-producción y del potencial de los pozos productores del campo. Una de las características de mayor interés es la buena comunicación en el sentido vertical, ya que ésta ha permitido una eficiente segregación de los fluidos dentro del yacimiento.

El campo tiene características adecuadas para la aplicación de un proceso de inyección de gas de tipo inmisible desde la cima de la formación para promover el mecanismo de drenaje gravitacional que permita la formación de un banco de aceite y desplazar el agua que invade actualmente las fracturas hacia la parte baja del yacimiento. El gas inyectado debe ser capaz de desplazar el aceite de la matriz por gravedad, para que éste se mueva hacia las fracturas.

Un proceso de doble desplazamiento se recomienda bajo las siguientes condiciones en yacimientos naturalmente fracturados:

- Alto relieve estructural, en Abkatun Centro éste es mayor a 800 mv
- Buena comunicación vertical
- Alta permeabilidad efectiva promedio en el campo
- Aceite de tipo ligero o volátil
- RGA de media a alta
- Coeficiente de partición entre 20-50%, en Abkatun Centro en la formación BP la partición matriz-fractura promedio es de 50-50%
- Sistema de matriz de buena permeabilidad que alimente el sistema de fracturas
- Baja viscosidad del aceite

A fin de contar con soporte técnico para la justificación de la implementación de este proceso en el campo Abkatun Centro, se han llevado a cabo estudios de laboratorio (desplazamientos en núcleos de diámetro completo) y estudios de simulación utilizando un modelo robusto y actualizado.

La prueba piloto del proceso de doble desplazamiento tendrá como objetivo tomar información estratégica que permita evaluar parámetros clave que inciden en la recuperación de aceite, algunos aspectos son:

1. Gasto de inyección apropiado para promover el drenaje gravitacional y balancear las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares
2. Caracterización del sistema matriz-fractura y estimación del volumen de aceite drenado de la matriz
3. Estimación de la eficiencia de barrido de matriz y fractura por el fluido inyectado
4. Ubicación de pozos de monitoreo y programas de monitoreo del avance de los contactos en diferentes zonas del yacimiento
5. Cálculo del factor de recuperación de aceite incremental atribuible y la eficiencia del proceso, es decir, cuantificar cuanto volumen de aceite es recuperado por cada unidad de volumen de gas inyectado.

Estudios de simulación

Para el diseño de la prueba piloto se hizo uso de un modelo de simulación composicional de doble porosidad que se mantiene en constante actualización. Éste considera el efecto de algunos campos cercanos con los cuales se comparte el acuífero regional.

Las corridas de simulación se centraron en la zona oeste del campo por ser la que presenta mejores propiedades petrofísicas y facilidades para obtener suministro de gas de inyección. Se evaluaron diferentes escenarios para seleccionar la ubicación óptima del pozo inyector de tal manera que se distribuya el gas de inyección adecuadamente.

Como se muestra en la **Figura 3**, existen a la fecha seis pozos productores en esta zona del campo y una gran cantidad de pozos cerrados de los cuales algunos podrán ser reincorporados a producción o utilizados como pozos de monitoreo. El pozo inyector elegido para realizar los ejercicios es el más alto estructuralmente, Abkatun-97D.

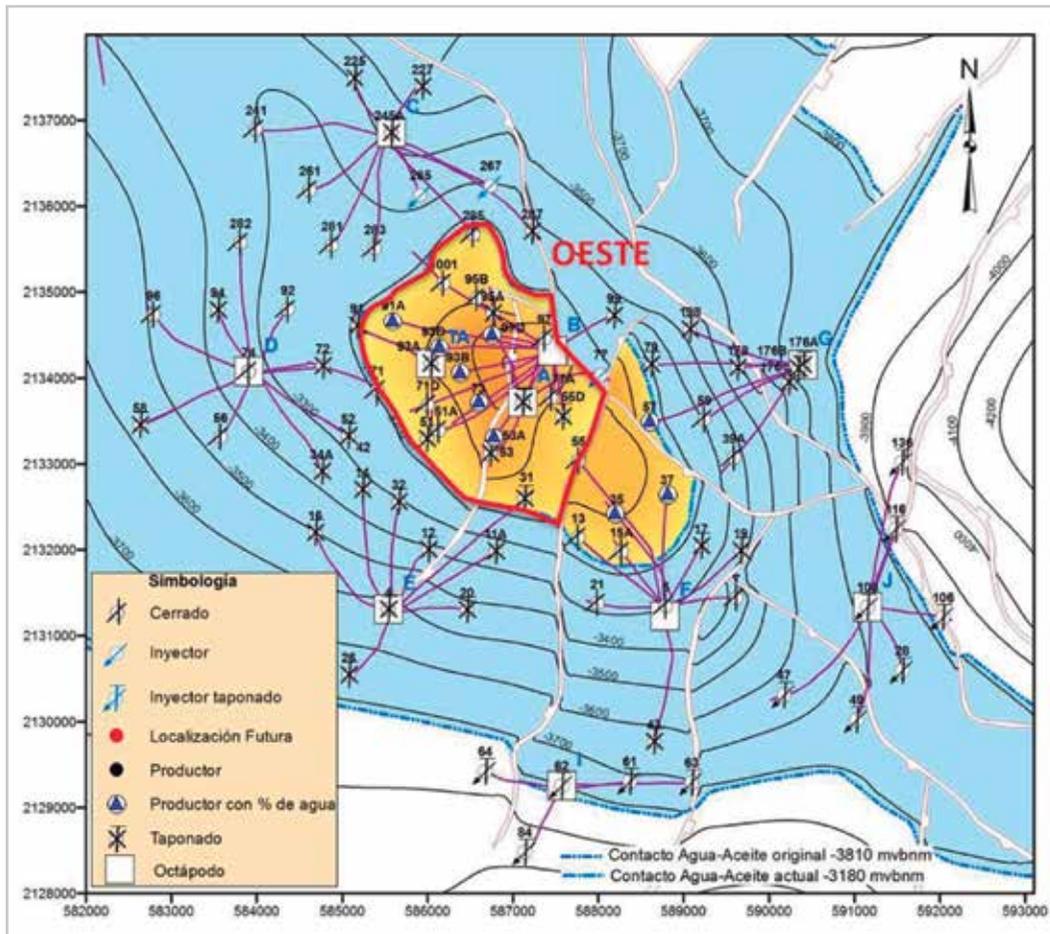


Figura 3. Configuración estructural del campo Abkatun Centro resaltando la zona oeste del yacimiento.

Se realizó un análisis de sensibilidad mediante el cual se llegó a la conclusión de que el gas más adecuado para la inyección es el gas hidrocarburo enriquecido. Para la selección del gasto de inyección se realizaron corridas de inyección de gas con gastos de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35 y 50 mmpcd en un tiempo de prueba de tres años (iniciando en enero de 2019) a campo cerrado. Para cada caso se analizó el comportamiento de la saturación de aceite remanente en matriz y la transferencia matriz-fractura.

La Figura 4 muestra un ejemplo de cómo se mueve arealmente el gas inyectado en función del tiempo a través de las fracturas. Con un gasto de inyección de 50 mmpcd, para el año 2021 se pierde gas del bloque oeste al bloque este, impidiendo un monitoreo adecuado del piloto. Con base en lo anterior se observa que el gasto de inyección adecuado es de 35 mmpcd, ya que permite un monitoreo apropiado durante el horizonte de evaluación. En la Figura 5 se muestra una sección transversal que muestra el movimiento vertical del casquete de gas para el gasto de inyección de 35 mmpcd.

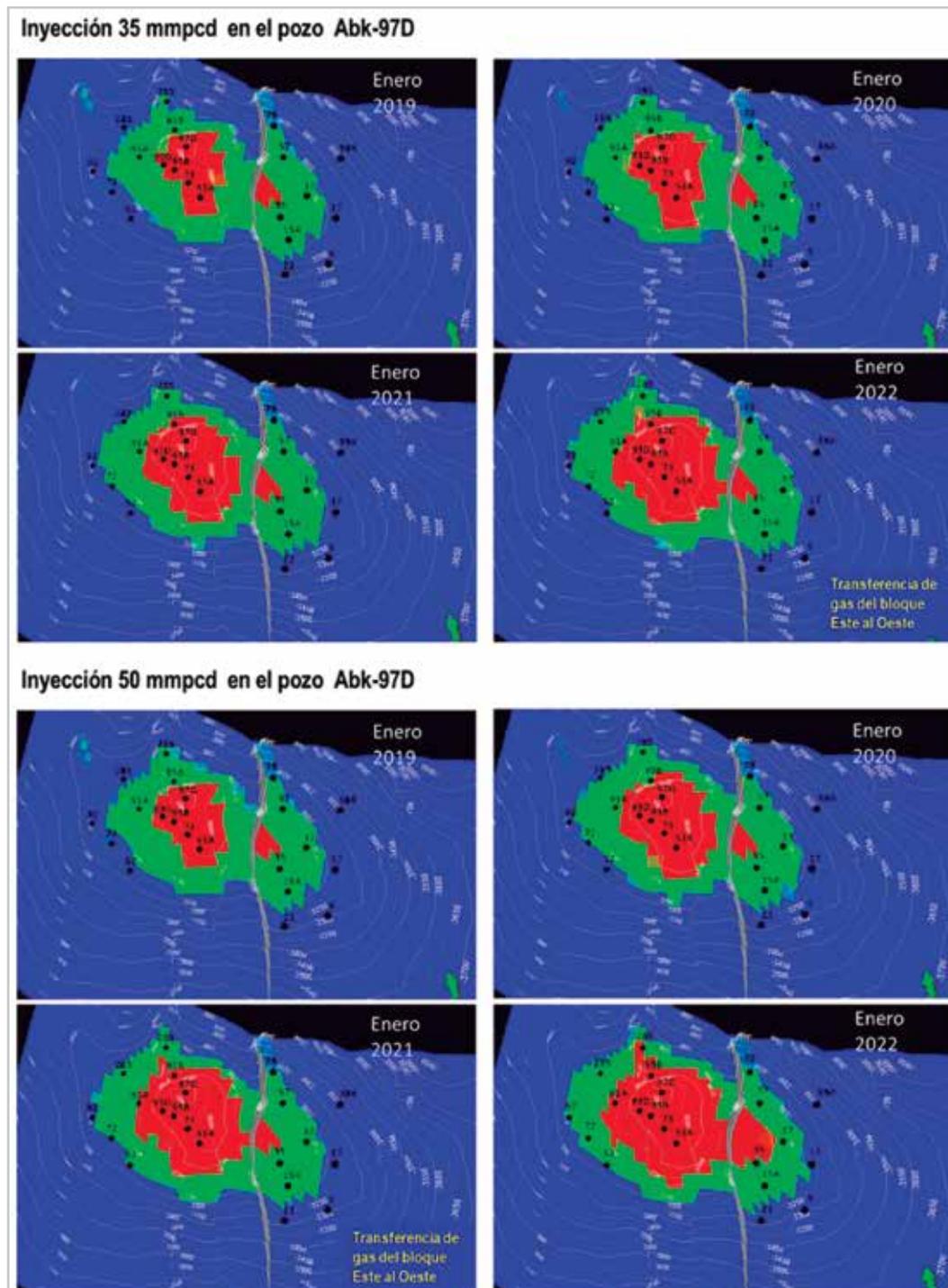


Figura 4. Distribución de fluidos en la fractura durante el proceso de inyección de gas para las corridas de 35 y 50 mmpcd.

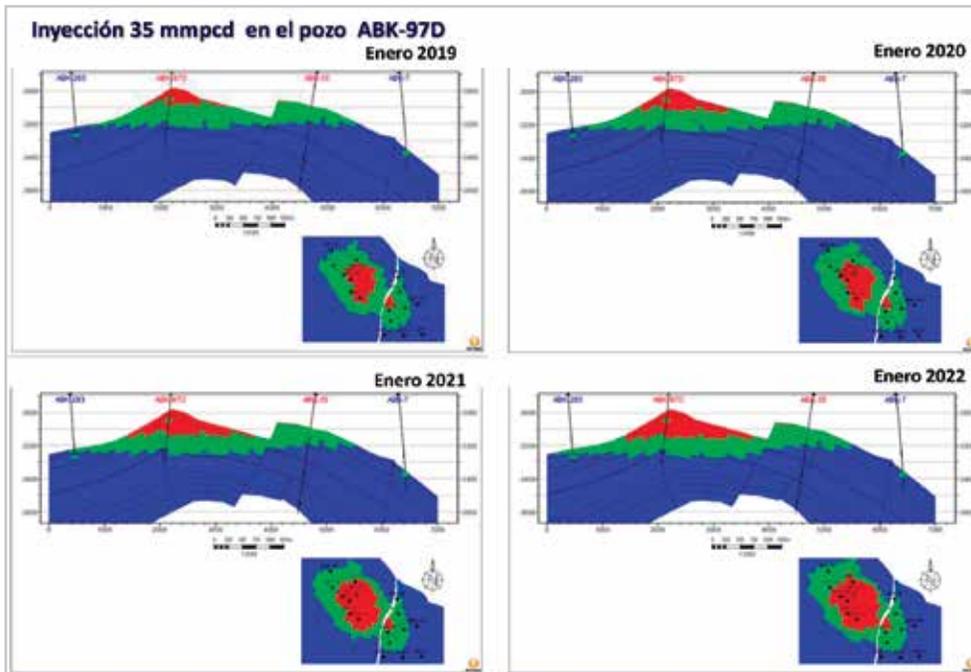


Figura 5. Distribución vertical del gas de inyección, para la corrida de 35 mmpcd.

En la **Figura 6** se muestra el movimiento de los contactos gas-aceite y agua-aceite contra la profundidad para el gasto de inyección de 35 mmpcd. Se observa la reducción de la saturación de aceite en la matriz en la zona afectada por el gas.

Posteriormente se realizaron corridas con los pozos que se encuentran produciendo, considerando reparaciones mayores y cambios de intervalos a fin de maximizar el

beneficio a obtener con la prueba piloto. En la **Figura 7** se presenta una sección transversal con la ubicación de los pozos productores actuales de la zona oeste: Abk-53A, Abk-73, Abk-91A, Abk-93B, Abk-93D, Abk-97D y pozos con posibilidades de producir en el piloto, éstos son: Abk-51A, Abk-71, Abk-95B, Abk-285 y Abk-1001, estos pozos se encuentran en la cima del yacimiento y están invadidos de agua, sin embargo, tienen posibilidades de abrirse o repararse en el horizonte de la prueba piloto.

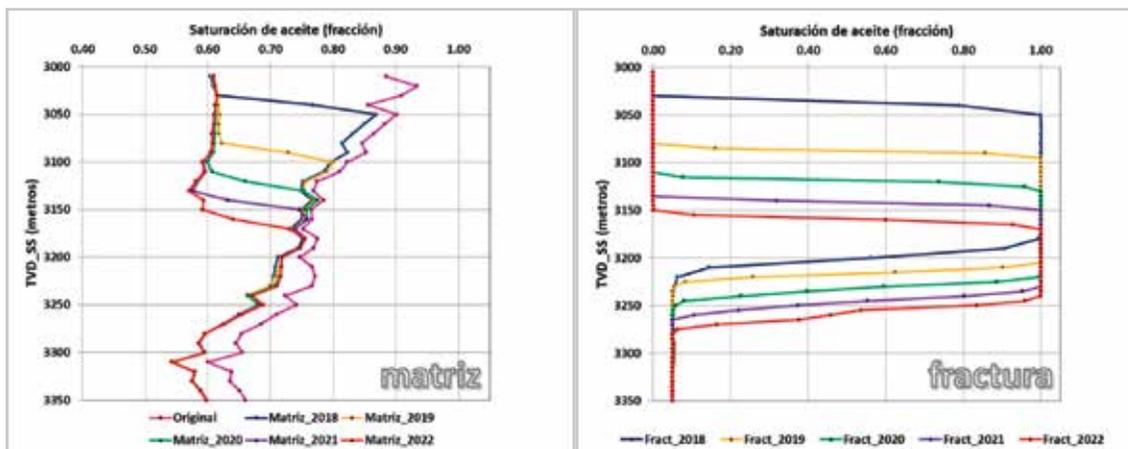


Figura 6. Cambio de la saturación de aceite en matriz y fractura contra la profundidad, en la matriz se observa la reducción de la Sor en la zona contactada por el gas.

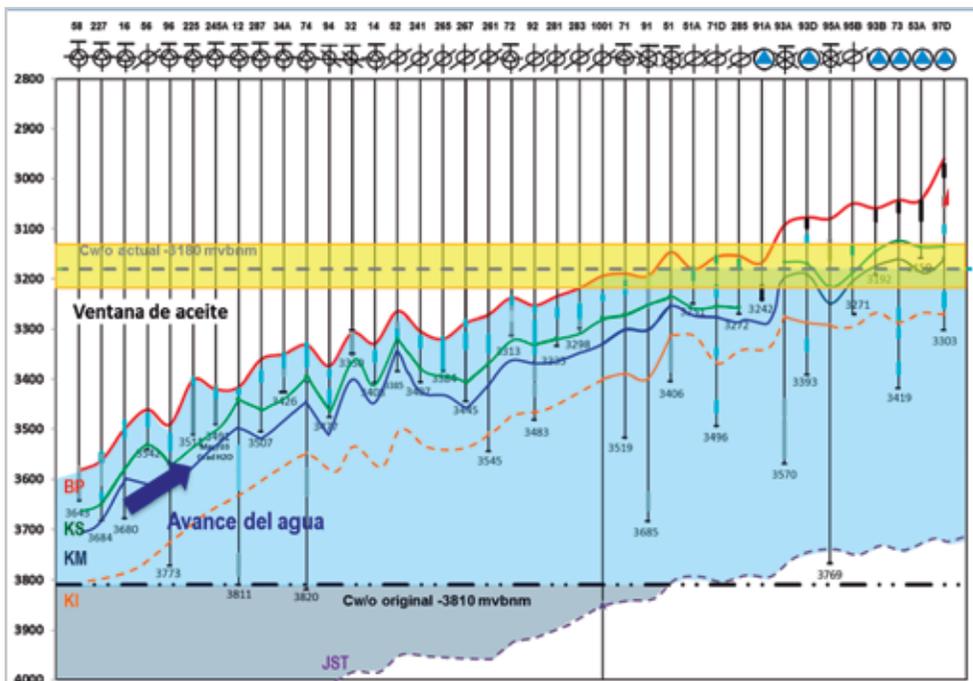


Figura 7. Sección transversal con la ubicación de los pozos productores actuales y la ubicación del banco de aceite al final de la prueba piloto.

En la **Figura 8** se muestra el cambio en la saturación y volumen de aceite en las fracturas en función de la profundidad para evidenciar el movimiento del banco de aceite. El contacto gas-aceite se mueve de 3035 a 3145 y el contacto agua-aceite de 3200 a 3255 m. El comportamiento

del gasto de aceite, agua y la RGA del campo se muestra en la **Figura 9**, la producción máxima de 21 mbd se alcanza alrededor del año 2020, la RGA por pozo está restringida para evitar recircular el gas de inyección.

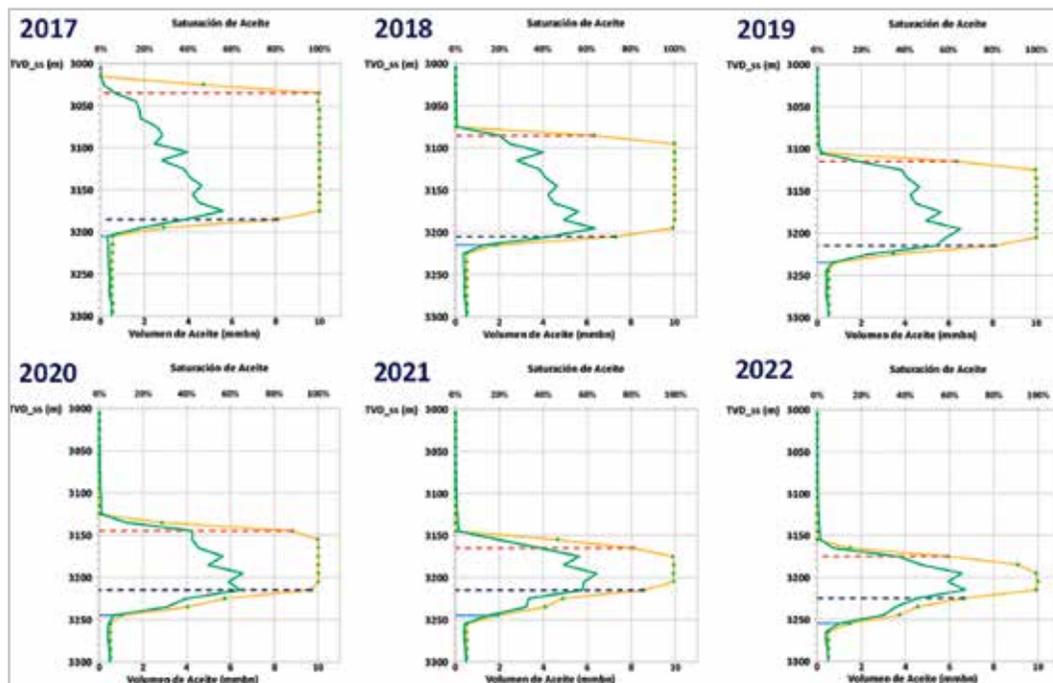


Figura 8. Variación de la saturación y volumen de aceite en fractura en función de la profundidad.

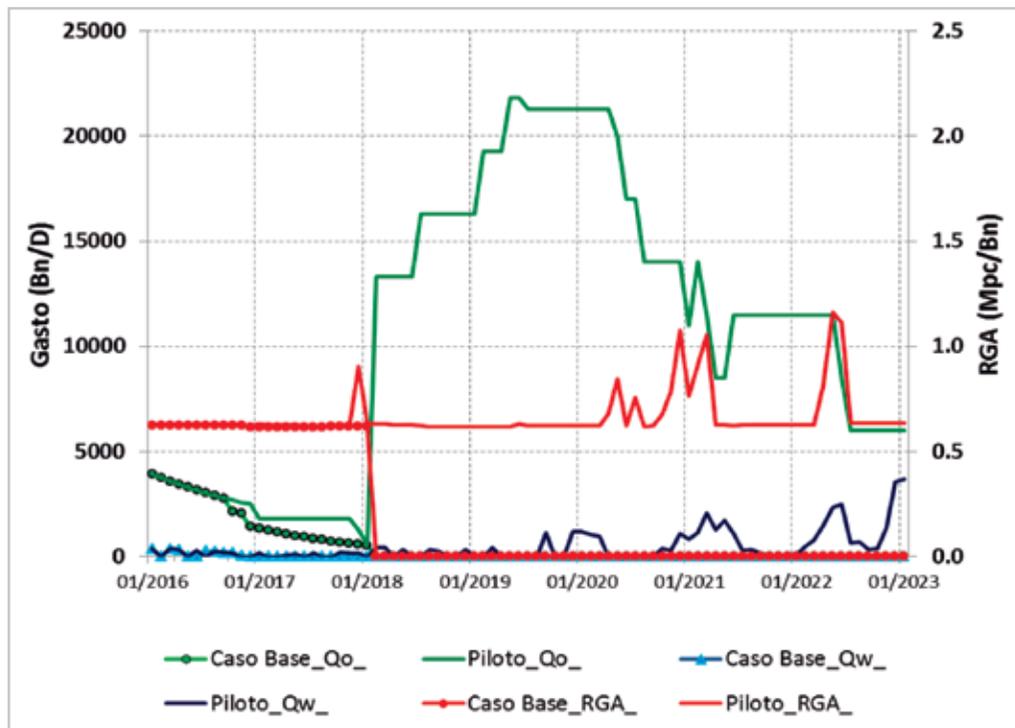


Figura 9. Comportamiento del gasto de aceite, gasto de agua y de la RGA durante el horizonte de la prueba piloto.

Al final de la prueba piloto en enero del 2020 (inicio de inyección en 2017), se tiene una producción acumulada de aceite atribuible de 13.6 mmb, una inyección de gas

acumulada de 38.3 mmmpc y una eficiencia de inyección hacia el final de la prueba de 2.8 mpc/b, Figura 10.

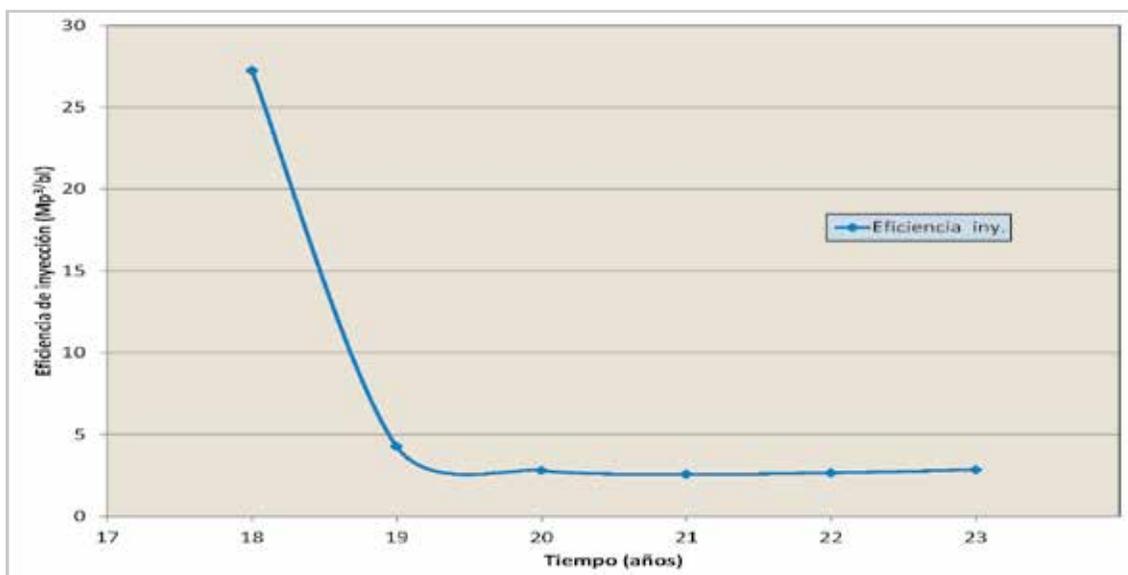


Figura 10. Comportamiento de la eficiencia de inyección de gas contra la producción atribuible de aceite, durante el horizonte de la prueba piloto.

Estudios de laboratorio

A fin de dar soporte al proyecto de doble desplazamiento se realizaron estudios con núcleos de diámetro completo y fluidos representativos del campo. El objetivo fue comparar cualitativamente los factores de recuperación obtenidos en laboratorio con la inyección de diferentes gases.

Las pruebas mostraron que con la inyección de gas en sentido inverso al avance del agua se desplaza parte del aceite remanente que dejó el agua a su paso por la roca del yacimiento. El gas natural logró incrementar notablemente la recuperación de aceite mientras que la inyección de nitrógeno resultó ser poco efectiva.

El desarrollo de los experimentos consistió en reproducir el comportamiento histórico de la presión del yacimiento en

un apilamiento de núcleos (de 32 cm. de longitud) emulando una zona de alto fracturamiento (mediante una fractura anular) y considerando un periodo de declinación natural, una etapa de inyección de agua hasta las condiciones actuales del yacimiento y finalmente la inyección de un gas (gas natural, nitrógeno y una mezcla de ambos), **Figura 11**.

Los fragmentos de roca utilizados en los experimentos fueron los mismos para cada caso y pasaron por un proceso de limpieza, acondicionamiento y saturación de fluidos similar antes de cada prueba. La **Figura 12** muestra los fragmentos utilizados, como se puede observar hay presencia de vugulos y fracturamiento. La porosidad del sistema se discretizó mediante tomografía de RX y uso de trazadores quedando en una proporción promedio de 50-50% entre porosidad interpartícula y porosidad vugular.

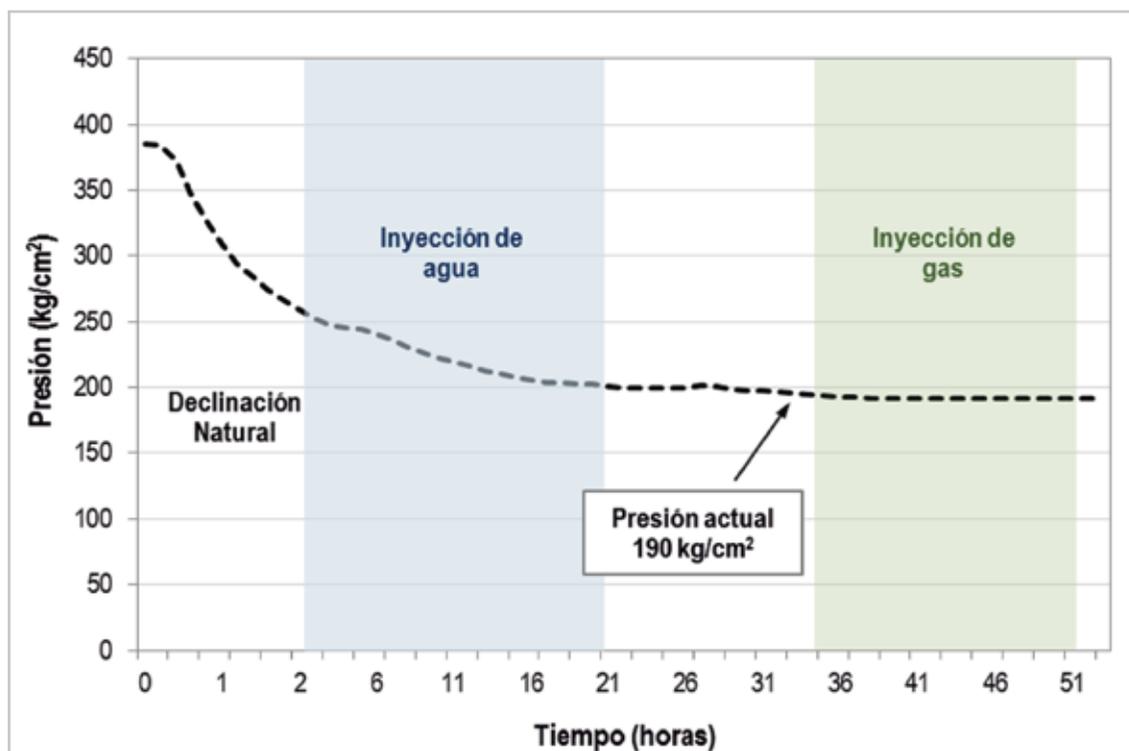


Figura 11. Comportamiento de la presión durante los experimentos de doble desplazamiento.



Figura 12. Imágenes fotográficas de los núcleos utilizados en el apilamiento.

La **Figura 13** muestra los resultados de los experimentos, es importante mencionar que la recuperación reportada corresponde únicamente al aceite contenido en los núcleos. Nótese que el gas natural logró un incremento en

el factor de recuperación de 11% en comparación con el 2% obtenido con nitrógeno. La alta recuperación de aceite con agua puede deberse a que un alto porcentaje del aceite se encuentra en los vugulos.

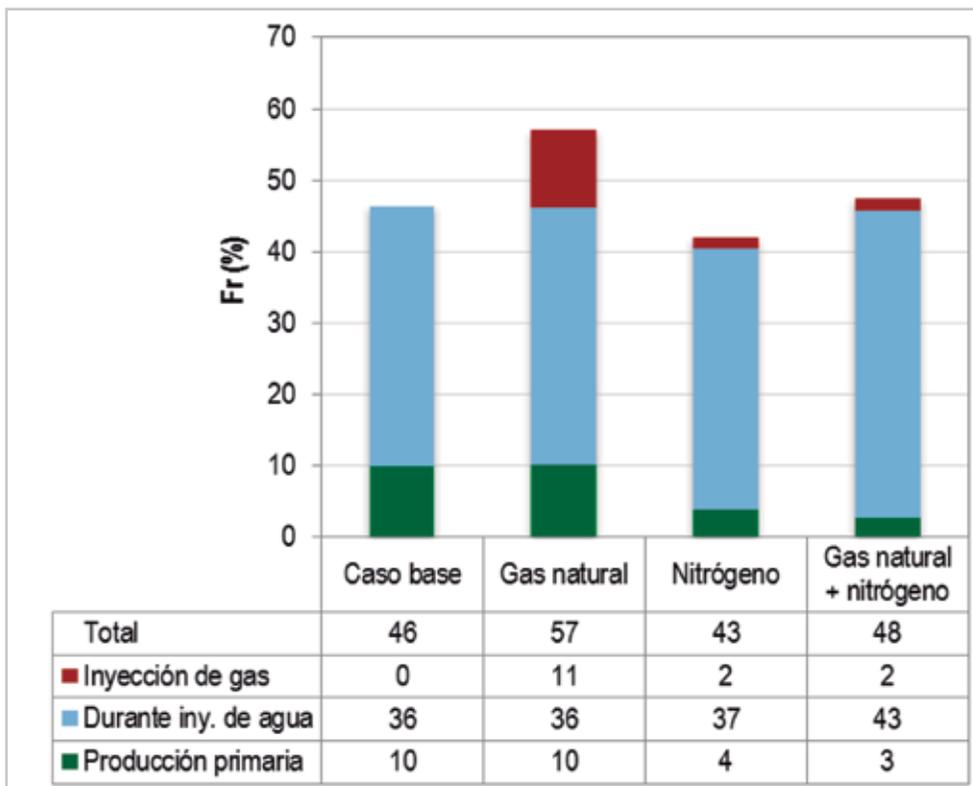


Figura 13. Factores de recuperación en experimentos de doble desplazamiento.

Conclusiones y recomendaciones

- Con el análisis de simulación se identificó que el gasto de inyección más adecuado para la prueba piloto es de 35 mmpcd en el pozo Abkatun-97D, ya que permite un monitoreo apropiado de la prueba durante el horizonte de evaluación.
- La producción atribuible de aceite al final del horizonte de evaluación de la prueba piloto es de 13.6 mmb, una inyección de gas acumulada de 38.3 mmpc @ c.e., y una eficiencia de inyección de 2.8 mpc/b.
- Se tiene contemplado que durante el periodo de evaluación de la prueba piloto, se analice la extracción de agua del campo con el fin de propiciar un movimiento más eficiente del banco de aceite y así poder favorecer el proceso de doble desplazamiento.
- Se cuenta con un programa de monitoreo para definir la posición actual del contacto agua-aceite y proponer con mayor certidumbre las reparaciones a pozos y dar seguimiento al movimiento de los contactos durante el periodo de inyección.
- El modelo de simulación de yacimientos del campo permitió validar el proceso de inyección de gas hidrocarburo.
- La reducción de la saturación remanente del aceite con la inyección de gas se ha observado en pruebas de laboratorio y en el modelo de simulación. El mecanismo de drene gravitacional ha demostrado ser altamente eficiente en otros campos de la región donde se han logrado altos factores de recuperación de aceite en campos con casquete de gas.
- Se tienen en programa pruebas de laboratorio adicionales para determinar con mayor precisión la saturación de aceite remanente al agua y la saturación de aceite residual al gas.

- Para acelerar la ejecución de la prueba piloto se analizan diferentes opciones para minimizar las inversiones y aprovechar la infraestructura existente.

Referencias

- Arteaga C.M, Molina O., Hernández R., Flamenco F., "A Successful Gas Injection Pilot Test in a Mature and Complex Fractured Carbonate Reservoir, Oxiacaque Field, Southern Mexico", SPE 114010-PP, presentado en el 2008 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 2008.
- Langerberg M.A., Henry D.M., Chlebana M.R., "Performance and Expansion Plans for the Double – Displacement Process in the Hawkins Field", SPE 28603, Nueva Orleans, septiembre 1995.
- León G. A., Samaniego V.F., "Expectativas de Aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite en Yacimientos Naturalmente Fracturados", Sesión Poster, Congreso Mexicano del Petróleo, Monterrey Nuevo León, mayo 2008.
- Quijada G. O. J, Yturbe R. I., Flores C. S., Rivas B. C., León G. A.: "Recuperación Mejorada en el Campo Abkatun Mediante el Proceso de Doble Desplazamiento, Modelo de Simulación", Coordinación de Diseño de Explotación, Activo Integral Abkatun Pol Chuc, Región Marina Suroeste, Paraíso Tabasco, enero 2012.
- Quijada G. O. J, Maldonado A.P.: "Escenarios de Explotación por Doble Desplazamiento", Coordinador de Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos en Diseño de Proyectos, Activo de Producción Abkatun Pol Chuc, Región Marina Suroeste, Paraíso Tabasco, enero 2013.

Semblanza de los Autores

Sergio García Reyes

Ingeniero Petrolero de la Universidad Nacional Autónoma de México con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, especialidad en Ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados.

Se ha desempeñado en el Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste como Superintendente de proyectos de explotación y optimización de campos; Líder de grupo de ingeniería de yacimientos y Líder del Proyecto Integral Chuc.

Miembro de la Red de especialistas de simulación numérica de yacimientos.

Alfredo León García

Ingeniero petrolero egresado de la ESIA del IPN en 1978. De 1987 a 1989 realizó estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la DEPEFI de la UNAM, recibiendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera en abril de 1993.

Ingresó a trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977, adscrito al Departamento de Investigación Experimental de la División de Yacimientos, efectuando estudios de análisis PVT y comportamiento de fases.

A partir de 1982 ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos en el Departamento de Yacimientos del Distrito Frontera Noreste. De 1983 a 1987 laboró en el Departamento de Recuperación Secundaria de la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Norte. En 1989 fue transferido a la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Sureste, posteriormente pasó a realizar estudios de simulación de yacimientos en el Departamento de Comportamiento Primario de la Subgerencia de Administración de Yacimientos y de 1995 a 1996 ocupó la Jefatura del Grupo Interdisciplinario Girdaldas – Iris. De 1993 a 1994 estuvo comisionado en Houston, Texas, en la compañía Petresim para participar en el estudio integral del Yacimiento Girdaldas. De 1996 a 2009 se ha desempeñado como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET. De 2009 a 2011 se desempeñó como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla Juan Hefferan y en el año de 2002 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas otorgadas por la AIPM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

Líder de la Red de expertos en procesos de recuperación secundaria y mejorada de Pemex Exploración y Producción desde 2009 hasta 2011.

De 2012 a la fecha, Consultor en recuperación secundaria y mejorada.

Pamela Maldonado Alonso

Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México con especialidad en ingeniería de yacimientos y procesos de recuperación adicional. Experiencia en pruebas de laboratorio para la selección y evaluación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en el IMP de 2009–2011.

Desde 2012 se desempeña como ingeniero de yacimientos en el Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

Miembro de la Red de especialistas de simulación numérica de yacimientos.

Oswaldo Quijada Galdona

Ingeniero de la Universidad de Oriente, Venezuela. Se ha desempeñado como ingeniero geólogo de operaciones, ingeniero de yacimientos en campos en desarrollo y con procesos de recuperación adicional.

Experiencia en simulación de yacimientos de yacimientos naturalmente fracturados de la Región Marina de México y en la evaluación de procesos de recuperación: inyección de agua y gas.