

Análisis de las alteraciones de las propiedades de los hidrocarburos generadas por influencia del nitrógeno inyectado en un yacimiento naturalmente fracturado, mediante el análisis datos de producción

Gerardo Echávez Ross

gerardo.echavez@pemex.com

Luis Manuel Perera Pérez

Alfonso Olimpo García Campos

Jaime Castañeda Andrade

Pemex, Comalcalco, Tabasco, México

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

Resumen

De finales de 2007 a principios de 2015 se inyectó nitrógeno para mantener la presión en un campo del sur de México. A lo largo de la inyección se observaron cambios en las propiedades del aceite producido. Los experimentos de laboratorio y las simulaciones realizadas antes de la inyección, predijeron que los cambios que se darían en los fluidos del yacimiento serían el resultado de la vaporización de los componentes ligeros del aceite, al estar en contacto con el nitrógeno.

Este trabajo se centra en dos pozos al sur del campo, en los cuales los cambios de las propiedades del aceite han sido contrarios a lo esperado. Se analizó el comportamiento de producción y de presión de los pozos, así como la presión del yacimiento en el área de estudio. Una parte importante de los resultados obtenidos en este trabajo, fueron del seguimiento a la densidad del aceite y la composición del gas producido por ambos pozos.

Se determinó que el aceite producido después de la reapertura de los pozos se debió en gran medida a la segregación gravitacional de gas-aceite inmiscible, la cual se vio favorecida por los efectos de difusión del nitrógeno en el aceite de la matriz.

Palabras clave: Nitrógeno, difusión, densidad.

Analysis of hydrocarbons properties alteration influenced by nitrogen injection into a naturally fractured reservoir, using production data analysis

Abstract

From late 2007 nitrogen was injected to maintain pressure in a Southeast Mexico's field. Throughout injection, changes in oil properties were observed. Laboratory experiments and simulations before injection, predicted that changes might occur in reservoir fluids would be result from vaporization of oil's lighter components, when in contact with nitrogen.

This work focuses on two wells of a Mexico's Southeastern field, in which changes in oil properties have been contrary to expectations. Production behavior, wells and reservoir pressure near these wells was analyzed. An important part of results obtained in this study were driven by monitoring oil's density and gas composition produced by both wells. A reduction in oil's density was observed when mole fraction of nitrogen increased in produced gas. Oil produced after reopening the wells was in part due to gas-oil gravity segregation, which was favored by the effects of diffusion of nitrogen into oil matrix.

Keywords: Nitrogen, diffusion, density variation.

Introducción

El campo estudiado es una estructura geológica de tipo anticlinal elongado y cóncavo, que se encuentra cortada por nueve fallas normales y dos fallas inversas, que delimitan diez bloques. Es productor de aceite ligero, inicialmente era un yacimiento de alta presión – alta temperatura (HP-HT).

Los horizontes con capacidad almacenadora son: Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano – Tithoniano. Los espesores oscilan desde 60 hasta 600 m. Se observan zonas donde los fallamientos se presentan en mayor cantidad y en varias direcciones, resultando en una mayor complejidad estructural, principalmente hacia la parte este y sur, en el flanco donde emerge la falla inversa regional. La litología está conformada en su mayoría por dolomías, micro y mesocristalinas.

En el campo se realizó una prueba piloto de inyección de gas dulce en 2003; adicionalmente, en abril de 2005 comenzó la inyección de gas amargo. Los resultados de ambas inyecciones se utilizaron para sustentar el proyecto para mantenimiento de presión del yacimiento, mediante la inyección de nitrógeno.

El nitrógeno inyectado al yacimiento, al igual que el agua del acuífero, se canalizaron a los pozos productores más cercanos a las fallas, por lo cual fue necesario cerrarlos con la finalidad de administrar la presión del yacimiento.

A finales de 2007 se inició la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión en el campo. Para implantar este proyecto se efectuaron diversos estudios de laboratorio y análisis de corridas de simulación. Se consideraron procesos miscibles e inmiscibles, y de acuerdo a los resultados de los estudios se evaluarían las mejores opciones, para llevar a cabo una prueba piloto en el campo.

El análisis para determinar la factibilidad para implementar algún proceso de recuperación secundaria o mantenimiento de presión, se basó en los estudios de laboratorio realizados y en las pruebas de compatibilidad con diferentes fluidos con los hidrocarburos del yacimiento, pruebas de

miscibilidad, difusión, así como el análisis de diferentes patrones de inyección al campo. Se analizaron los gastos de producción, acumuladas, vaciamiento y tiempo de irrupción de los fluidos inyectados en los pozos productores. Los dos fluidos con los mejores valores de producción acumulada fueron el gas natural y el nitrógeno; favoreciendo al primero por poco margen. El CO₂ se descartó por no contar con una fuente estable que proporcionara el volumen de gas requerido; aunado a lo anterior, el CO₂ depositó asfaltenos en las muestras analizadas con aceite del campo. Posteriormente se realizó un estudio técnico económico tomando en cuenta los volúmenes a utilizar, presiones de bombeo requeridas, instalaciones superficiales a futuro y abastecimiento del fluido a inyectar. De este análisis se concluyó que la mejor opción era la inyección de nitrógeno como proceso de mantenimiento de presión, debido a que el gas natural no ofrecía la seguridad de abastecimiento. Se programaron diversas pruebas de interferencia para conocer la comunicación entre pozos del yacimiento y así seleccionar un área adecuada para efectuar la prueba piloto, lo que permitiría corroborar los resultados de los estudios y análisis realizados. Durante las pruebas el yacimiento se comportó como yacimiento naturalmente fracturado; se presentaron canalizaciones y avance irregular de los fluidos inyectados; también se observó control en el corte de agua e incremento de la producción de aceite, (1).

Algunos de los beneficios observados por la inyección de nitrógeno fueron el mantenimiento de la presión en el yacimiento y la reducción en la velocidad con la que avanzaba el agua a los pozos. Simultáneamente al tenerse en algunos pozos los beneficios de la inyección, también se presentó la canalización del gas a otros pozos productores, la cual redujo la producción de aceite, debido a que se tuvieron que cerrar los pozos que presentaron este problema.

Desarrollo

Dos pozos cerrados, al iniciar la inyección por la canalización de nitrógeno fueron los pozos A y B, ambos productores en Cretácico Inferior (KI) y en la cima de Jurásico Superior Tithoniano (JST), como se observa en la **Figura 1**.

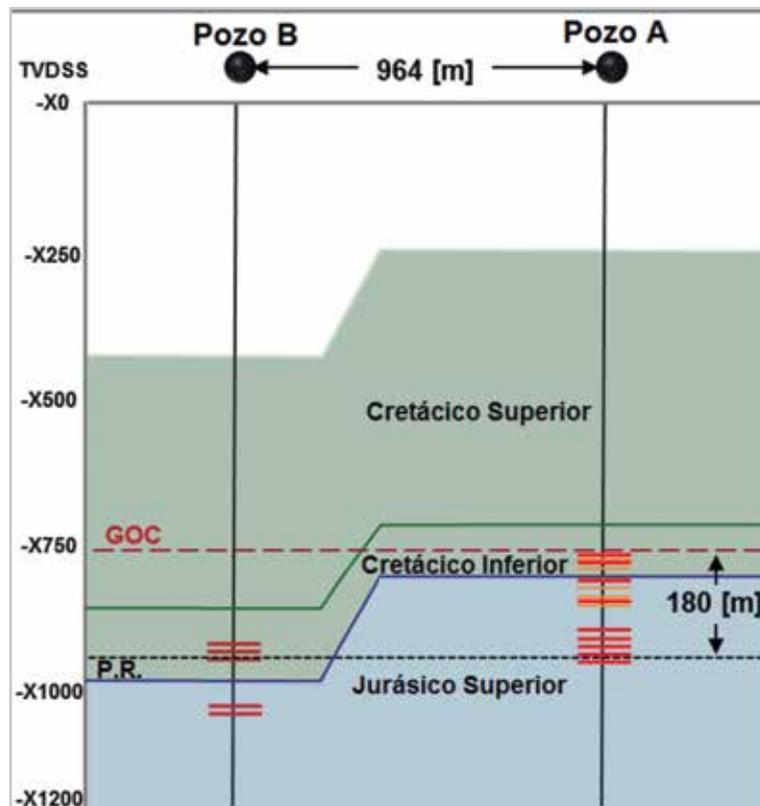


Figura 1. Sección estructural de los pozos A y B.

El pozo B produjo inicialmente en la formación JSK (febrero 1986 a abril 1992). Se reparó y explotó en KI (diciembre 1996); comenzó a producir de este intervalo hasta febrero de 1998 por falta de SAP, y posteriormente se anexó la cima de JST, (noviembre 2004).

Como se muestra en la historia de producción incluida en la **Figura 2**, el pozo tuvo un incremento en la producción a inicios del 2008, la cual se atribuye a los efectos de la inyección de nitrógeno. Para inicios del 2009 se incrementó el volumen de gas producido y porcentaje mol de nitrógeno. El pozo se cerró a mediados del 2009 por alta relación gas-aceite.

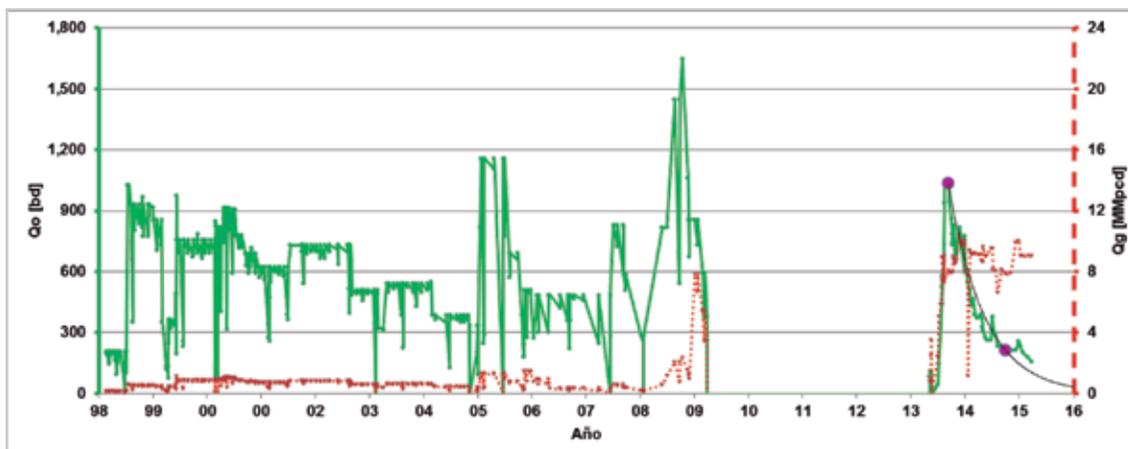


Figura 2. Historia de producción del pozo B.

El pozo A se operó en la formación JSK (abril 1984 a febrero 1985). Se reparó en la cima de JST (junio 1985) y tiempo después se anexó el intervalo KI (febrero 2005); se aprecia su historia de producción en la **Figura 3**.

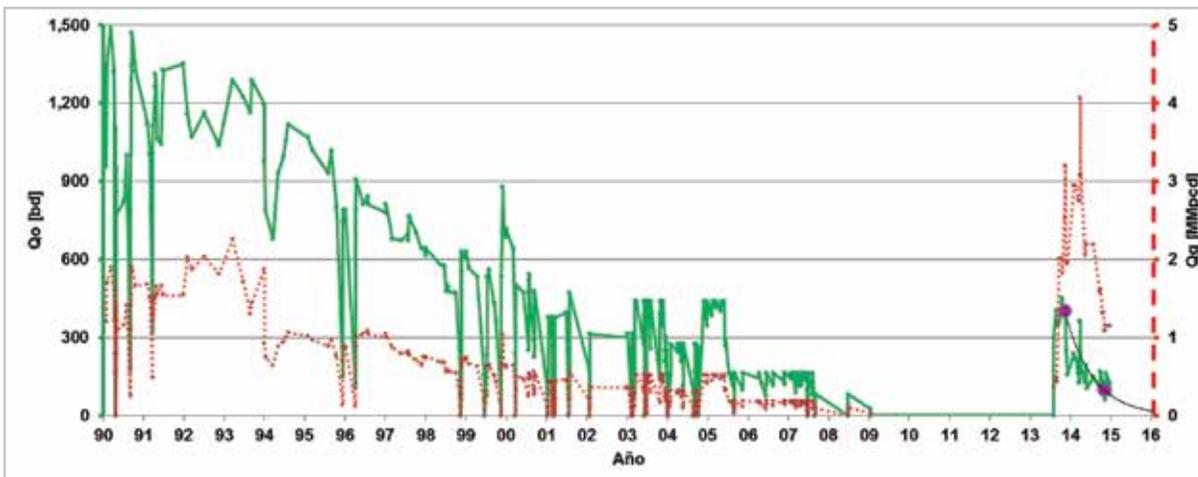


Figura 3. Historia de producción pozo A.

El pozo A se cerró a principios de 2009 para administrar la energía del yacimiento. En este pozo no se observó ningún incremento en el gasto de aceite atribuible a la inyección de nitrógeno.

Como parte de la estrategia de explotación posterior al cierre de los pozos, se le dio un seguimiento rutinario al comportamiento de las presiones, para detectar un reajuste posible de fluidos que permitiera seguir explotando el área.

Durante el primer año de cierre se observó una tendencia de incremento en la presión (+23 [kg/cm²]), **Figura 4**. La presión de fondo estabilizó y se mantuvo durante más de dos años, cercana a los 250 [kg/cm²]. Con base en lo anterior y al observar condiciones favorables, se abrió el pozo B en mayo del 2013.

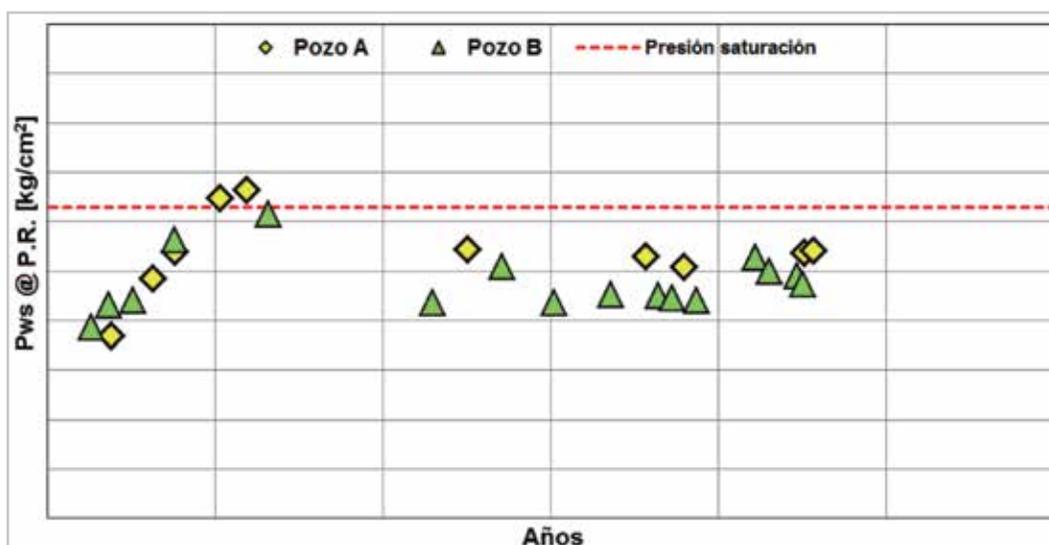


Figura 4. Historia de presión de los pozos A y B al p.r.

Después de evaluar y estabilizar las condiciones de operación del pozo B, se obtuvo un gasto de 1,037 [bd], **Figura 5**.

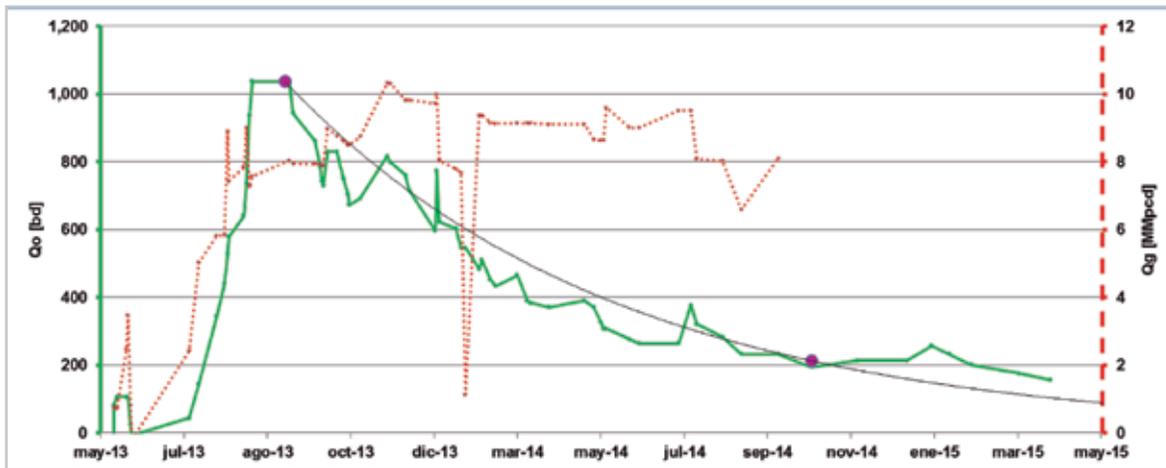


Figura 5. Comportamiento de la producción, reapertura B.

Después de los resultados obtenidos en el pozo B, se abrió a producción también el pozo A, obteniendo 402 [bd], **Figura 6**. Ambos comportamientos de producción se ajustan a una declinación exponencial.

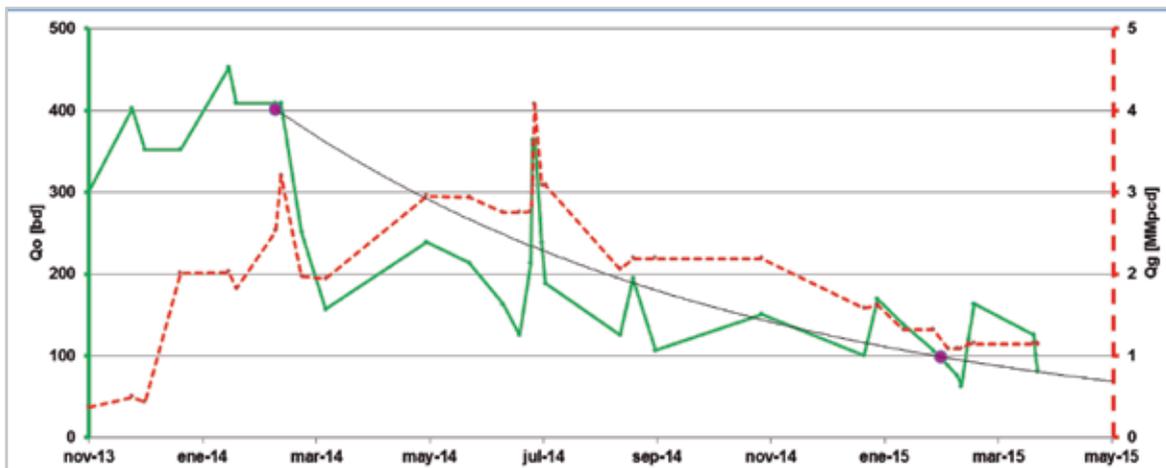


Figura 6. Comportamiento de la producción, reapertura A.

Derivado del tiempo de cierre y por su comportamiento después de la reapertura, se considera que los flujos de aceite hacia estos dos pozos se deben a los efectos conjuntos de difusión del gas de inyección hacia la matriz de la formación, que causa el flujo hacia las fracturas, y por el drenaje causado por el efecto de segregación gravitacional.

Segregación gravitacional

Para confirmar que el reacondicionamiento de fluidos en los pozos A y B se debió al efecto posible de segregación gravitacional,

se realizó el análisis que a continuación se describe. Se graficó la relación de solubilidad (R_s) del análisis PVT y las relaciones gas-aceite (RGA) medidas durante la vida productiva de los pozos vs la presión de fondo fluyendo (p_{wf}). El comportamiento de la RGA de los pozos antes de alcanzar la presión de saturación es parecida a la relación de solubilidad R_s obtenida del PVT. Al descender aún más la presión, la RGA de los pozos se mantiene y al presentarse la irrupción de N_2 , aumenta drásticamente como se puede observar en la **Figura 7**. (4)

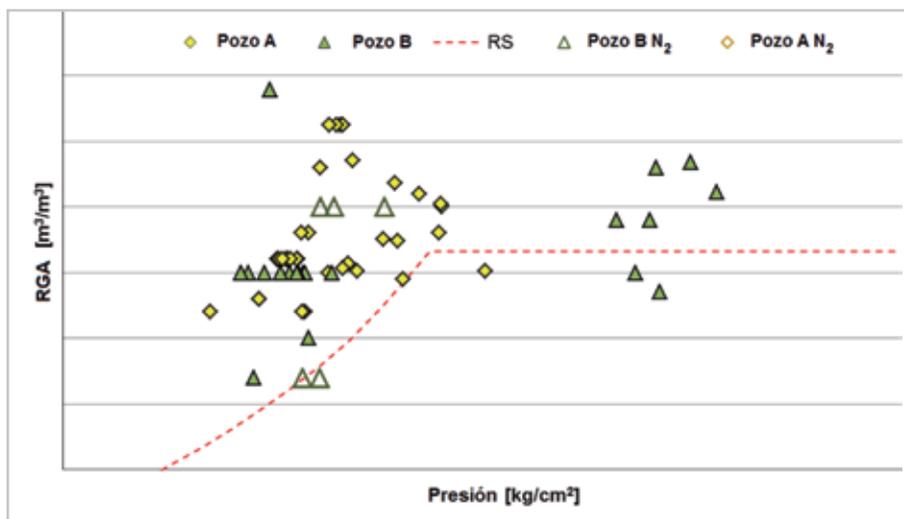


Figura 7. Identificación de la segregación gravitacional posible.

La producción obtenida en la reapertura de los pozos no se debe enteramente a los efectos de la segregación gravitacional per se. Por lo anterior, se buscó identificar otros factores que intervinieron en el reacomodo de fluidos que permitió reabrir los pozos.

Caracterización del sistema matriz – fractura

En la zona analizada solamente los pozos A, B, C, D y E han producido en la cima del Jurásico Superior y en el Cretácico Inferior.

Los pozos A y B están a una distancia de 964 metros de distancia, a 5,475 mV. En la **Tabla 1** se aprecia la distancia entre las fallas del yacimiento y el pozo A; en la **Tabla 2** se observan las distancias del pozo B a las fallas.

Tabla 1. Distancia del pozo B a las fallas.

Pozo	Falla	Distancia
B	FN-14	459 m
B	FN-16	420 m
B	FN-15	1,183 m

Tabla 2. Distancia del pozo A, a las fallas.

Pozo	Falla	Distancia
A	FN-14	878 m
A	FN-16	910 m
A	FN-15	692 m
A	FN-18	1,073 m
A	FI-7	1,034 m

Según Nelson, los yacimientos fracturados se clasifican en cuatro tipos. Para determinar el tipo de yacimiento se graficó el volumen de aceite acumulado y el gasto máximo para cada uno de los pozos, en la zona y formación antes mencionada, **Figura 8**. Se observa que al ajustar una línea de tendencia recta a los datos de la producción acumulada

de aceite con respecto al gasto de los pozos, el coeficiente de determinación es muy cercano a uno, lo cual es característico de los yacimientos tipo 1, como se aprecia en la Figura 8, indicando que toda o casi toda la producción proviene de las fracturas y muy poca de la matriz.

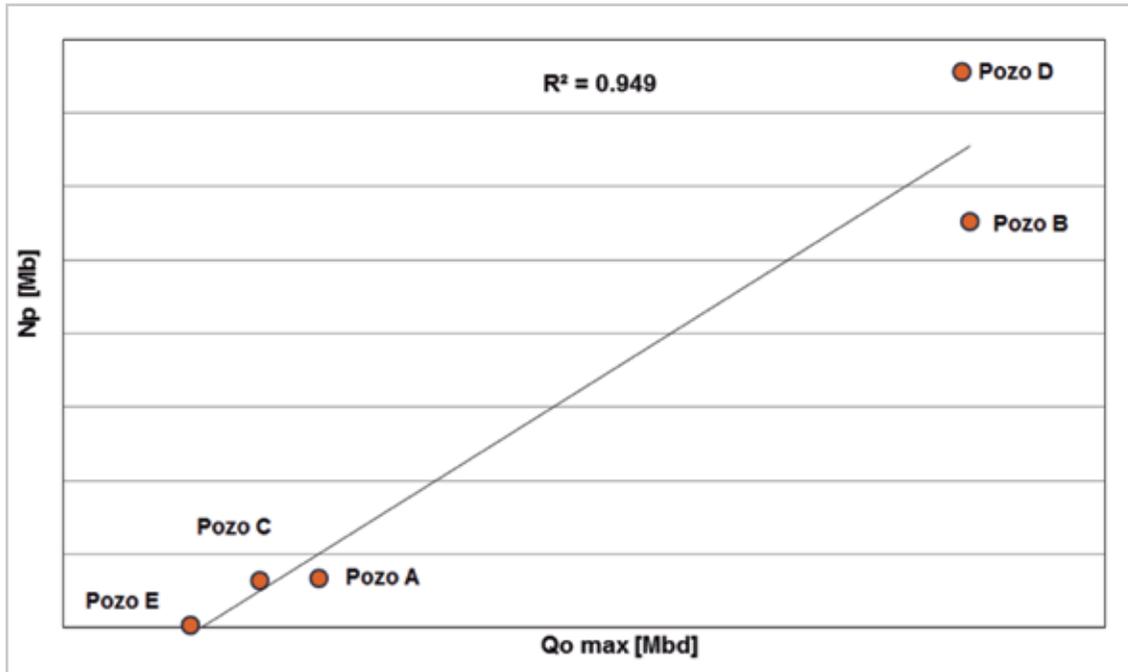


Figura 8. Determinación del tipo de aporte que tiene el yacimiento.

Discusión

Con el propósito de mantener la presión del yacimiento, el diseño del proyecto de recuperación secundaria en el campo consideró inyección de nitrógeno. No se esperaba alcanzar la presión mínima de miscibilidad, la cual se obtuvo de manera experimental y fue de 337 [kg/cm²] a 154 [°C].

Segregación gravitacional gas-aceite inmiscible

La segregación gravitacional gas-aceite se caracteriza por un periodo inicial de producción estable, continuada por una declinación del gasto de aceite después de la irrupción del gas, como se muestra en la **Figura 9**, (5).

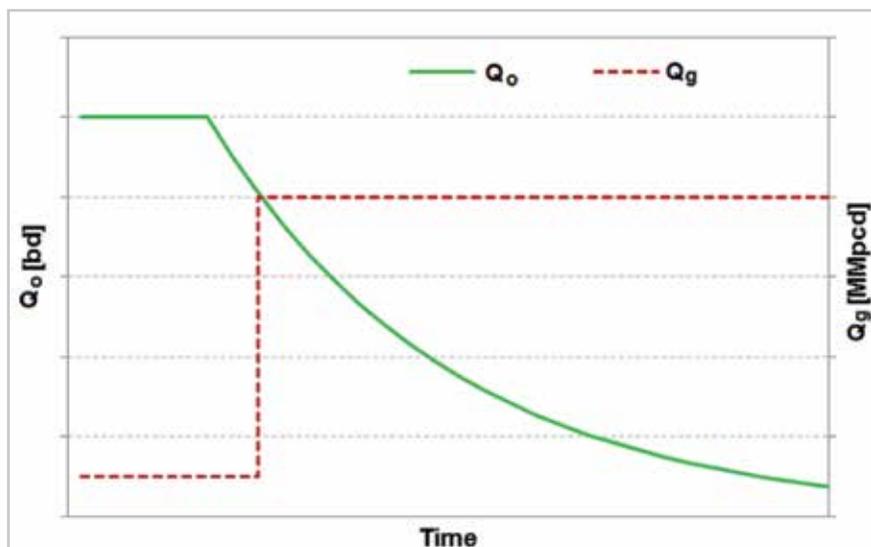


Figura 9. Comportamiento característico de producción durante un proceso de segregación gravitacional aceite-gas inmiscible, (5).

Densidad del aceite y componentes del gas

El nitrógeno tiende a incrementar la presión de saturación, similarmente al caso que el gas inyectado fuera hidrocarburo, y vaporización de componentes ligeros de la fase líquida. El N_2 tenderá a incrementar la tensión interfacial, densidad del aceite líquido y su viscosidad. Adicionalmente la saturación de aceite residual puede incrementarse ligeramente o permanecer constante, (1).

Para corroborar los efectos de la vaporización en la zona donde están ubicados los pozos A y B, la cual se mantuvo cerrada por más de cuatro años y que durante el tiempo de cierre se continuó con la inyección de nitrógeno, se graficó la densidad del aceite y de los componentes del gas producido por estos pozos, como se ilustra en las Figuras 10 y 11.

El comportamiento de la densidad del aceite producido por los dos pozos mostró un aumento promedio de 0.84 a 0.85 $[g/cm^3]$ en el momento que la presión del yacimiento en esa zona estuvo por debajo de la presión de burbuja.

En el caso del pozo A, este aumento se mantiene hasta que el pozo presenta los efectos de la inyección de nitrógeno, los cuales se observan poco tiempo después del inicio de la inyección, y se percibe por el aumento en el porcentaje mol del nitrógeno en el gas producido; al mismo tiempo que esto sucede se observa una disminución en la densidad del aceite de 0.85 a 0.79 $[g/cm^3]$. Al reabrir el pozo se presentó un aumento en la densidad del aceite, llegando a valores de 0.82 $[g/cm^3]$, lo cual corresponde con una disminución del nitrógeno producido. Lo anterior está precedido por un aumento en el porcentaje mol de nitrógeno y una disminución de la densidad del aceite, otra vez a 0.79 $[g/cm^3]$, Figura 10.

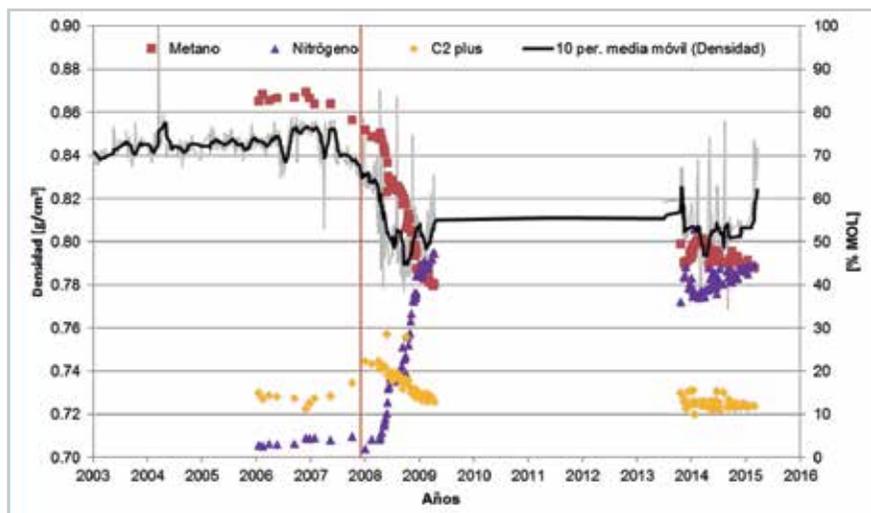


Figura 10. Comportamiento de la densidad del aceite y la composición del gas (% mol de N_2 , metano y etano plus), producidos en el pozo A. La línea roja indica el inicio de la inyección de nitrógeno.

Como se muestra en la historia de producción, (Figura 2), el pozo B tuvo un incremento en la producción a inicios del 2008, la cual se atribuye a los efectos de la inyección de nitrógeno. Este pozo no presentó una disminución

significativa en la densidad del aceite antes de cerrarse en 2009 (0.85 a 0.84 [g/cm³]). Después, en 2014 se observa que la densidad del aceite disminuye hasta 0.82 [g/cm³], **Figura 11.**

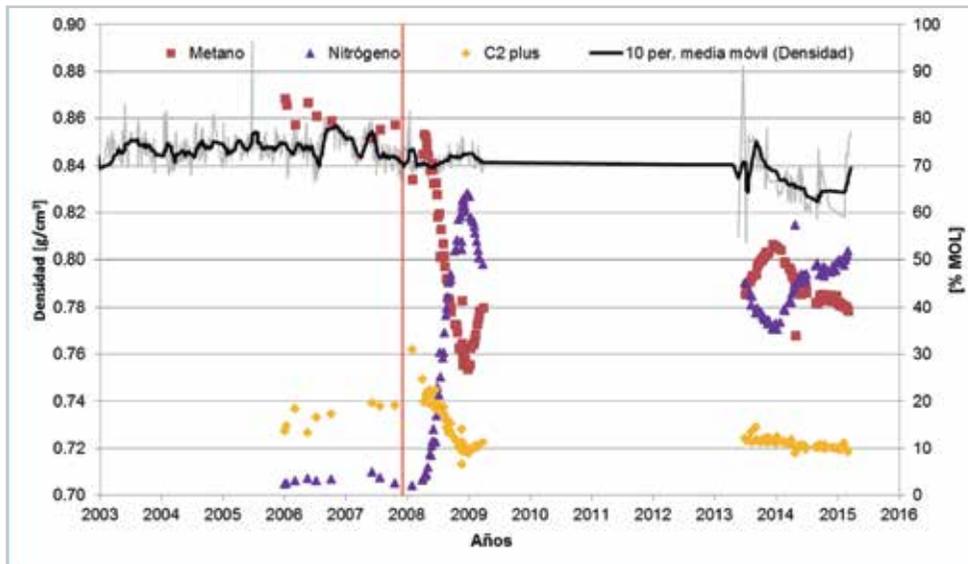


Figura 11. Comportamiento de la densidad del aceite y de la composición del gas, (% mol de N₂, metano y etano plus), producido en el pozo B. La línea roja indica el inicio de la inyección de nitrógeno.

En los diagramas ternarios, la composición del gas producido en los pozos, **Figuras 12 y 13**, se observa que conforme aumenta el contenido de nitrógeno en el gas producido, disminuye el contenido de los componentes más pesados en la fase gaseosa. Se aprecia que si se tiene más de 30% mol de nitrógeno en el gas, el contenido de C₂₊ no excede 20%.

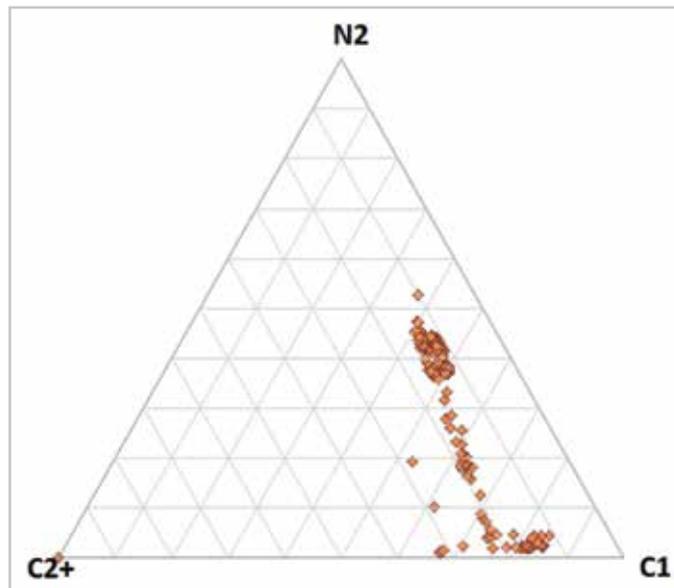


Figura 12. Diagrama ternario del comportamiento de la composición del gas producido en el pozo B, desde junio de 1999 a marzo de 2015.

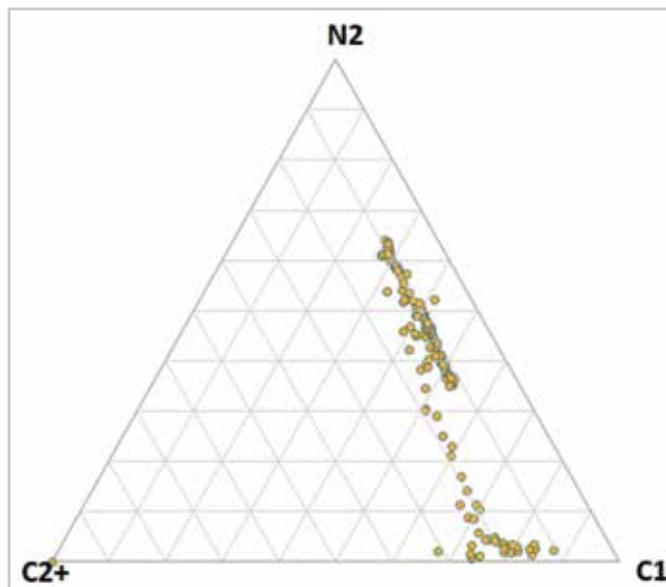


Figura 13. Diagrama ternario del comportamiento de la composición del gas producido en el pozo A, desde junio de 1999 a marzo de 2015.

Con la inyección de nitrógeno se esperaba su interacción con el aceite que propiciara el efecto de la vaporización de los componentes ligeros del aceite; el comportamiento observado en la densidad del aceite y la composición del gas producido en los pozos estudiados permite esta comprobación.

Conclusiones y recomendaciones

El aceite que fluyó hacia los dos pozos B y A, se debe a los efectos conjuntos de difusión del gas de inyección hacia la matriz de la formación, que causa el flujo hacia las fracturas, y por el drene causado por el efecto de segregación gravitacional, asistida por la inyección de gas inmiscible.

Con los resultados obtenidos de la inyección de nitrógeno y el comportamiento que presentaron los fluidos, es recomendable volver a simular la interacción entre los fluidos del yacimiento y el gas inyectado.

Es conveniente considerar el efecto de la reinfiltración (imbibición) del aceite en los bloques de matriz inferiores, para tener un mejor cálculo de la saturación remanente de aceite en el yacimiento.

Agradecimientos

Se agradece el amable apoyo en la revisión y mejoramiento de este trabajo al Dr. Fernando Samaniego Verduzco. Así como la paciente guía del Ing. Mario Briones Cabrejos en el desarrollo de este trabajo. Se reconoce el apoyo a los compañeros de Geociencias del Proyecto, en especial a la Ing. Liliana Pérez García, por su colaboración en la realización de este trabajo.

Referencias

- Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación, Informe: "Caracterización de los fluidos y efectos termodinámicos de la inyección de nitrógeno". (1)
- Morán Ochoa, O.: "Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados Mediante el Análisis de Datos de Producción". Foro Técnico de Intercambio de Experiencias en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Villahermosa, Tabasco, Octubre de 2012. (2)
- Cinco-Ley, H.: "Caracterización dinámica de yacimientos". Apuntes del curso, mayo 2013. (3)

Nelson, R. A.: "Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, July 2001" (4).

Ameri, A.: "Immiscible and miscible gas-oil gravity drainage in naturally fractured reservoirs". Tesis doctoral, diciembre 2014, Delft University of Technology (5).

Yanze, Y., & Clemens, T., 2012 "The Role of Diffusion for Nonequilibrium Gas Injection into a Fractured Reservoir" artículo presentado en el SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, mayo 2011, SPE-142724-PA (6).

Semblanza de los autores

Gerardo Echávez Ross

Es egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con el título de Ingeniero Petrolero en 2009. Ingresó a Rotenco en junio de 2008.

En 2010 se incorporó al área de Ingeniería de Yacimientos del Proyecto de Explotación Samaria Somero, del Activo de Producción Samaria-Luna, para ingresar a Petróleos Mexicanos en 2011. A partir del 2012 se integró al Proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán.

Es autor y coautor de múltiples artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de yacimientos, presentados en Jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

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

Actualmente se desempeña en el área de Ingeniería de yacimientos del Proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán del Activo de Producción Bellota-Jujo.

Luis Manuel Perera Pérez

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con el título de Ingeniero Petrolero en 1995. Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA, en el año de 1997, y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la ciudad de Tokio Japón.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el Área de Yacimientos del año 2002 al 2004 en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005.

Es coautor y autor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en las jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

Se ha desempeñado como Líder del área de Ingeniería de yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder del proyecto San Manuel del Activo Integral Muspac, Líder del Proyecto Integral Delta del Grijalva del Activo integral Samaria-Luna de la Región Sur, Líder del Proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán y actualmente tiene el cargo de Líder del Proyecto de Explotación Bellota-Chinchorro del Activo de producción Bellota-Jujo.

Alfonso Olimpo García

Es egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con el título de Ingeniero Petrolero en 1996, ese mismo año ingresó a Petróleos Mexicanos, en el Distrito Cárdenas de la Región Sur en la Superintendencia de producción.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera con especialidad en yacimientos en la División de Posgrado de la UNAM, así como estudios de simulación numérica de yacimientos en Japón.

A partir del 2008 se integró al grupo de análisis y seguimiento de la inyección de nitrógeno como mantenimiento de presión del Campo Jujo Tecominoacán, del cual fue encargado hasta el 2015, año en que se determinó suspender dicha inyección.

Es autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de yacimientos, presentados en las jornadas técnicas y diversos foros.

Actualmente se desarrolla como encargado del grupo de yacimientos del Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo.

Jaime Castañeda Andrade

En 1989 obtuvo la licenciatura de Ingeniero Petrolero en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en junio de 1992, trabajó como Ingeniero de yacimientos, realizando numerosos estudios de comportamiento primario, recuperación secundaria, simulación numérica y ha participado en diversos estudios integrales de yacimientos tanto en México como en el extranjero.

Es Especialista en recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos por la Facultad de Ingeniería de la UNAM, obteniendo el título de especialista en el año 2001.

Pertenece a la Red de especialistas en recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.

Es miembro de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Es autor de diversos trabajos técnicos que ha presentado en múltiples foros como Jornadas técnicas AIPM, Delegación Villahermosa, 2001.

Actualmente se desempeña como encargado del despacho, Líder del proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán del Activo de producción Bellota-Jujo.