

Estudio integral de ingeniería de yacimientos para el Campo A.J. Bermúdez: Mantenimiento de presión con procesos de inyección de agua de nueva generación

Ing. David Castiñeira, QRI
Ing. Carlos Sinco, Pemex
Ing. Sébastien Matringe, QRI
Ing. Salomé Gutiérrez, QRI
Ing. Rafael Guerrero Altamirano, Pemex
Ing. Julieta Hernández Ramírez, Pemex

Información del artículo: Recibido: marzo de 2012-aceptado: julio de 2013

Resumen

Este trabajo muestra un estudio integral de ingeniería de yacimientos realizado conjuntamente por las compañías Pemex y QRI. La metodología aquí propuesta incluye estudios de flujo fraccional, curvas de declinación, cálculos de vaciamiento, balances de materia probabilísticos y estudios de índices de empuje en yacimiento. El objetivo fundamental de este reporte es mostrar el raciocinio de una propuesta de inyección de agua de nueva generación para mitigar el vaciamiento excesivo de fluido y el agotamiento de presión en el bloque de Samaria del Complejo A.J. Bermúdez (CAJB).

El Bloque Samaria dispone del gasto de producción de aceite más alto del complejo y proporcionalmente, presenta el vaciamiento más alto a más de 80,000 BY/D. Aunque los esfuerzos actuales de inyección de gas parecen tratar las declinaciones de presión en los bloques del complejo que están en profundidades más someras, tales como Oxiacaque y Cunduacán, el bloque Samaria está más profundo y la inyección de gas tal vez no otorgue de manera efectiva el soporte de presión a este bloque. De hecho, los gastos de declinación de producción de aceite en Samaria no muestran signos de estabilización desde que inició el programa de inyección de gas. Nuestro estudio de ingeniería propone una inyección controlada de agua con pozos horizontales de nueva generación y un programa intensivo de monitoreo diseñado para mantener la columna de aceite en los niveles de terminación existentes equilibrando el agua y la inyección existente de gas. Esta es la única manera para que se pueda eliminar el déficit de vaciamiento actual en Samaria sin requerir la re-perforación o profundización de los pozos existentes.

Palabras clave: Campo A.J. Bermúdez, Bloque Samaria, Ingeniería de Yacimientos.

Abstract

This work is a reservoir management integral study performed jointly by Pemex and QRI. The methodology proposed herein includes fractional flow studies, decline curves, voidage calculations, probabilistic material balance and drive indexes studies in the reservoir. The fundamental purpose of this report is to show the reasoning of a new generation waterflood proposal to mitigate voidage and pressure depletion in the Samaria block in Complex A.J. Bermúdez (CAJB).

The Samaria block has the highest oil production rate in the complex, and proportionally presents the highest voidage, over 80,000 BY/D. Even when current gas injection efforts seem to deal with the pressure decline in the blocks which are at shallower depths, namely Oxiacaque and Cunduacán, the Samaria block is deeper and gas injection might not effectively yield the pressure support to this block. In fact, the oil production declining rates in Samaria do not show any stabilization signs since the gas injection program started. Our engineering study proposed a controlled injection of water using new generation

horizontal wells and an extensive monitoring program designed to maintain the oil column at the existent completion levels thus equilibrating water and current gas injection. This is the only way to remove the current voidage deficit in Samaria without needing re-drills or deepening of existent wells.

Keywords: Field A. J. Bermudez, Block Samaria, Reservoir Engineering.

Introducción

Este trabajo muestra un estudio integral de ingeniería de yacimientos realizado conjuntamente por las compañías Pemex y QRI. La metodología aquí propuesta incluye estudios de flujos fraccional, curvas de declinación, cálculos de vaciamiento, balances de materia probabilísticos y estudios de índices de empuje en yacimiento. El objetivo fundamental de este reporte es mostrar el raciocinio de una propuesta de inyección de agua de nueva generación para mitigar el vaciamiento excesivo de fluido y el agotamiento de presión en el bloque de Samaria del Complejo A.J. Bermúdez (CAJB).

El bloque Samaria dispone del gasto de producción de aceite más alto del complejo y proporcionalmente, presenta el vaciamiento más alto a más de 80,000 BY/D. Aunque los esfuerzos actuales de inyección de gas parecen tratar las declinaciones de presión en los bloques del complejo que están en profundidades más someras, tales como Oxiacaque y Cunduacán, el bloque Samaria está más profundo y la inyección de gas tal vez no otorgue de manera efectiva el soporte de presión a este bloque. De hecho, los gastos de declinación de producción de aceite en Samaria no muestran signos de estabilización desde que inició el programa de inyección de gas. Por lo tanto, se espera que el problema del vaciamiento en este bloque, si no se corrige, lleve a futuras pérdidas de presión y a declinación de la producción de aceite.

La inyección de gas continua en el norte eventualmente requerirá muchos pozos ya sea cerrados, re-perforados y/o profundizados a partir de sus intervalos disparados existentes como invasión del casquete de gas eventualmente llegará a muchas de las profundidades actuales de disparo, las cuales están relativamente altas en la columna de aceite del bloque Samaria. La controlada estrategia de inyección de agua se implementará en Samaria con pozos horizontales de nueva generación y un programa intensivo de monitoreo diseñado para mantener la columna de aceite en los niveles de terminación existentes equilibrando el

agua y la inyección existente de gas. Esta es la única manera para que se pueda eliminar el déficit de vaciamiento actual en Samaria sin requerir la re-perforación o profundización de los pozos existentes.

Si bien la inyección de agua a gran escala en el bloque Samaria ya se intentó e principios de los años 80, este proceso de inyección no tuvo el resultado que se esperaba en este campo. El proyecto de inyección de agua de nueva generación tratará las razones claves del porqué los esfuerzos anteriores no tuvieron éxito. De hecho el análisis de la inyección de agua implementada por bloques en Samaria de 1977 a 1894 muestra que el campo sufrió de tres limitaciones mayores: (1) Baja conformidad, (2) Falta de un programa de monitoreo adecuado, y (3) Falta de sistemas de bombeo artificial y limitaciones de manejo en superficie. Por estas razones, se tuvo que interrumpir la inyección a gran escala en 1984-1985. Una inyección periférica de agua diseñada correctamente abordará todos estos problemas una vez que se pueda demostrar que se puede obtener una conformidad óptima inyectando a gastos bajos y controlados en zonas objetivo dentro de los pozos horizontales de gran longitud terminados con controladores de flujo y camisas deslizables. El primer paso es un piloto diseñado para demostrar que existe la suficiente inyectividad de agua por medio de un inyector de nueva generación y demostrar que el gasto y la ubicación de la inyección de agua dentro del pozo horizontal son controlables en una forma que logre una conformidad óptima.

El reporte está organizado de la siguiente manera, la Sección 1 presenta la información de antecedentes sobre el problema de vaciamiento en Samaria. La Sección 2 presenta un repaso rápido del periodo de inyección de agua durante 1980. La Sección 3 provee una justificación más detallada para la inyección de agua en este bloque. La Sección 4 presenta un modelo de simulación para la inyección de agua. La Sección 5 presenta el plan piloto, el cual incluye los indicadores clave de rendimiento (KPI *por sus siglas en inglés*). También se proveen un resumen y conclusiones.

Antecedentes

El Complejo A. J. Bermúdez (CAJB) ha experimentado una declinación de presión casi continua a lo largo de su historia. De hecho, este yacimiento ha estado sujeto a gastos de vaciamiento-neto muy altos en donde se han producido más fluidos del yacimiento de los que se han inyectado. Esto ha llevado a un vaciamiento neto acumulado de casi 4500 MMBY de todo el yacimiento y, por consiguiente, a

importantes pérdidas de presión en el campo. La **Figura 1** muestra casi exacta correlación inversa entre el vaciamiento neto acumulado y la presión de yacimiento para CAJB. El aceite original para este campo es de aproximadamente 8.5 MMBCS. Se ha producido un total de 2.8 MMBCS hasta la fecha (es decir, factor de recuperación = 33%). Se contó en las reservas para CAJB un adicional de 700 MMBCS, lo cual llevaría a un factor de recuperación final del 41%.

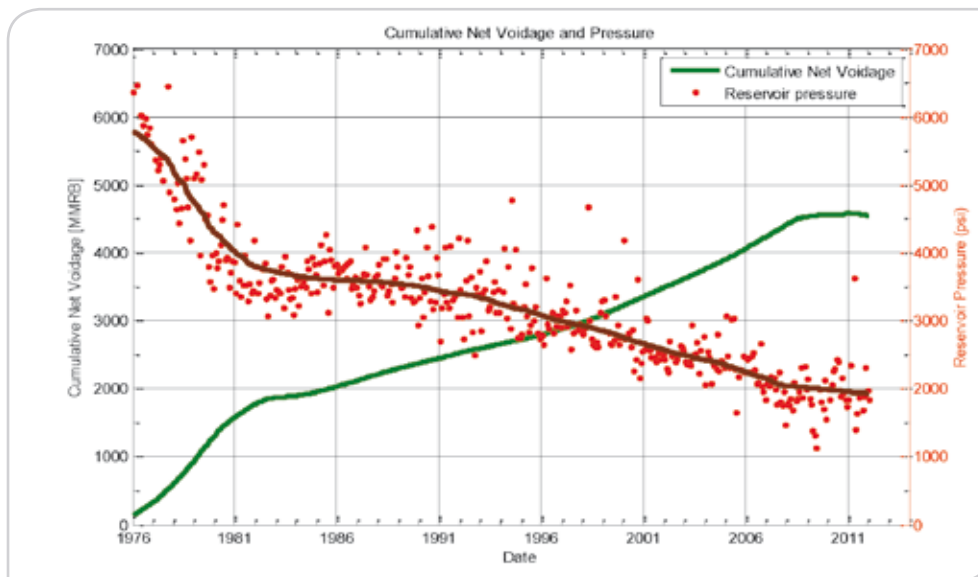


Figura 1. Historial del vaciamiento neto acumulado y presión de yacimiento en CAJB.

La **Figura 2** muestra el vaciamiento real y neto, gastos de inyección (vaciamiento – inyección) para el CAJB. Se puede observar que una cantidad importante de fluidos producidos del yacimiento no se han reemplazado por la inyección de fluido a lo largo de casi toda la historia de este campo. También es notable que este problema de vaciamiento-neto alto se ha mitigado recientemente (iniciando en 2006) por medio de una combinación de inyección de agua + inyección de gas hidrocarburo + inyección de N_2 . Esta estrategia particular ha reducido el vaciamiento-neto general proveniente del yacimiento, sin embargo, continúa la declinación del gasto de producción de aceite, **Figura 3**.

Una reciente implementación de un programa de control de la RGA (que inició aproximadamente en julio de 2010) ha reducido significativamente la producción de gas de CAJB, **Figura 4**, y esta estrategia también ha retardado la declinación de la producción de aceite. Sin embargo, esta estrategia de manejo de la RGA por sí sola no eliminará el

problema de vaciamiento/presión que existe actualmente en algunos de los bloques más productores del CAJB como lo es Samaria.

La **Figura 5** muestra que la estrategia actual de reemplazo de vaciamiento en el CAJB no está distribuida uniformemente a lo largo de los diferentes bloques. Mientras que el vaciamiento en los bloques superiores de la estratigrafía (tales como Oxiacaque y Cunduacán) está bien compensado por medio de la inyección de gas + N_2 , el vaciamiento neto en el bloque de Samaria permanece alto (83,000 BY/D en enero de 2012). De hecho, la presión de yacimiento continúa declinando en el bloque de Samaria, mucho más rápido que en los bloques superiores de CAJB. Por lo tanto, es necesaria una estrategia de vaciamiento hecha a la medida del bloque de Samaria para mitigar su declinación en presión y en los gastos de producción de aceite. La **Figura 6**, la cual provee una estimación rápida de las reservas de Samaria, indica que ciertas reservas 1P aún están en riesgo para este bloque.

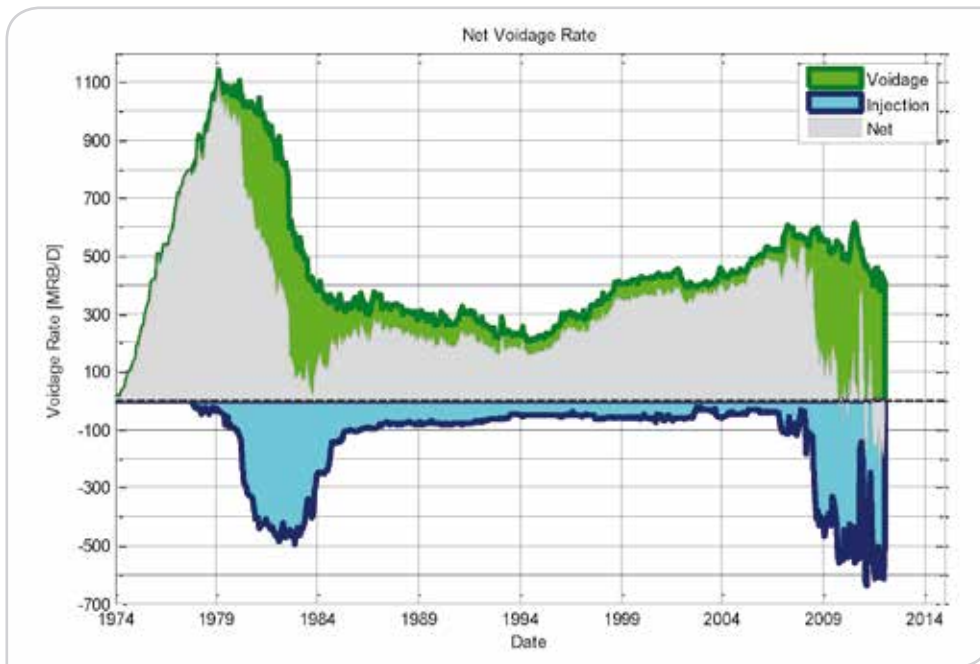


Figura 2. Gastos netos de vaciamiento y de inyección para el CAJB. Unidades en barriles de yacimiento.

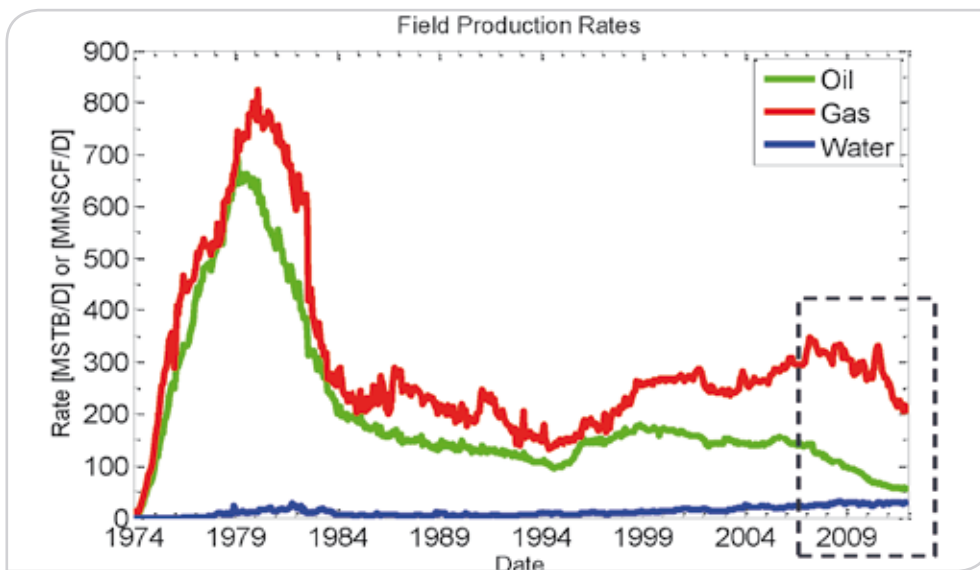


Figura 3. Declinación de la producción de aceite en el CAJB desde 2006.

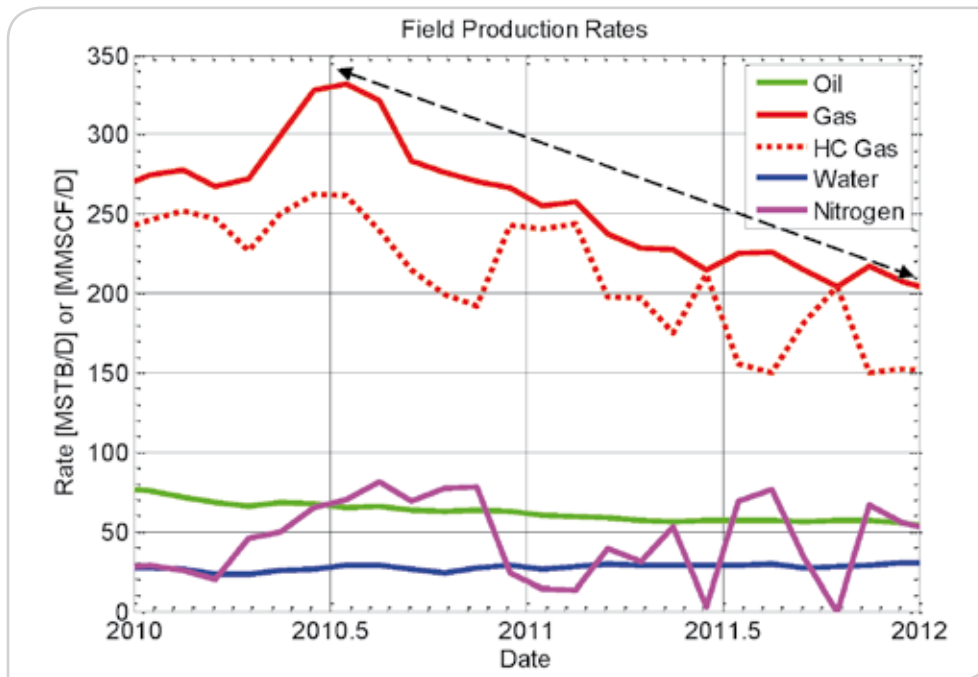


Figura 4. Gastos de producción entre 2010 y 2012 en el CAJB.

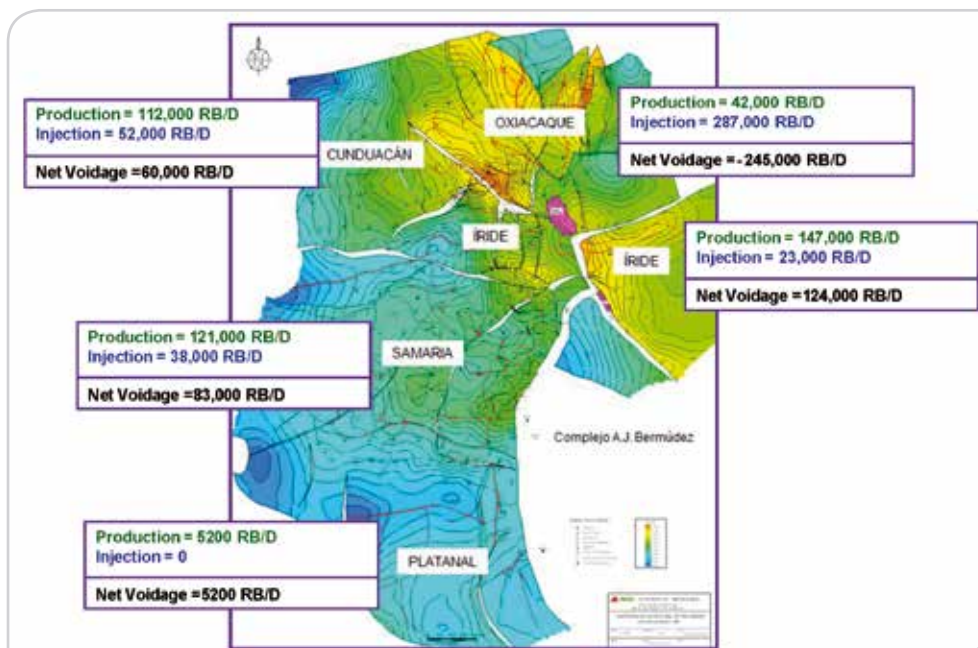


Figura 5. Gastos de vaciamiento por bloque en el CAJB; todas las unidades en barriles de yacimiento diarios (RB/D).

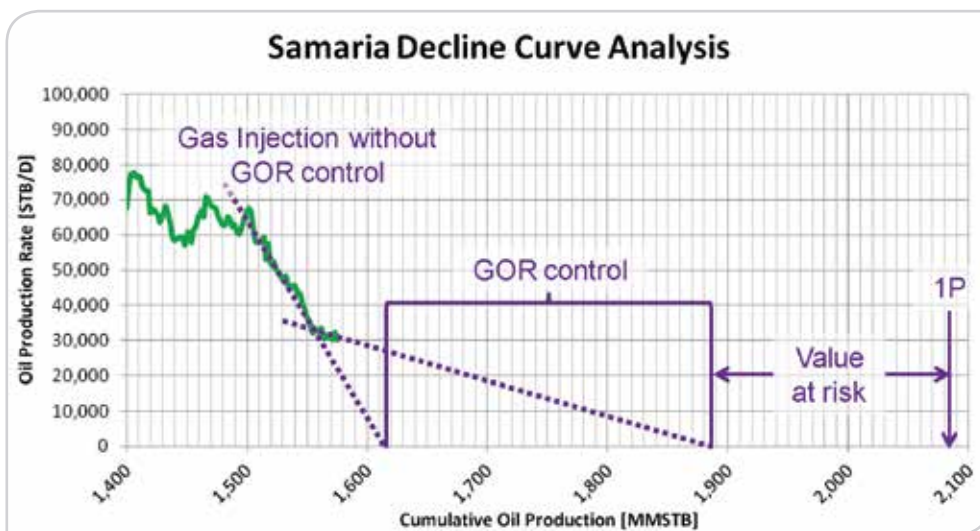


Figura 6. Imagen de las reservas para Samaria, algunas reservas 1P aún están en riesgo.

Repaso de la inyección de agua en 1980's

Un aspecto clave de esta propuesta es entender claramente el periodo de tiempo durante 1980 cuando se implementó la inyección de agua a gran escala en CAJB. La inyección de agua inició en Samaria en octubre de 1977, alcanzó un máximo de 480,000 BBL/D en noviembre de 1982 y después se recortó mucho después de 1984. El análisis conjunto de Pemex y QRI muestra que las razones principales del porqué se tuvo que interrumpir la inyección de agua fueron las siguientes:

- 1. Baja conformidad que llevó a rápidos avances de agua** (por ejemplo, algunos inyectoros estaban ubicados cerca de las fallas y los gastos de inyección de agua excedieron en algunos casos 30,000 BBL/D utilizando los inyectoros verticales disponibles en ese momento).
- 2. Falta de sistema de bombeo artificial** (o posiblemente otras limitantes de superficie que limitaron la capacidad de producción de agua). En realidad el 50% de los

productores (y esencialmente el 50% de la producción total de aceite) en Samaria se cerraron cuando como productores alcanzaron un corte de agua del 20%, **Figura 7**. Estos pozos podrían haber producido aceite por un periodo de tiempo mayor con el sistema de bombeo artificial adecuado, tal como lo muestra el análisis nodal.

- 3. Falta de un programa de monitoreo detallado** que habría ayudado a anticipar y mitigar los avances de agua en el campo.

Estudios detallados de Pemex muestran que Samaria presenta en general condiciones geológicas aceptables para la inyección de agua (por ejemplo, rocas húmedas mixtas, un acuífero débil que no provee el suficiente soporte de presión, etc.). Por lo tanto, la decisión de inyectar agua durante 1980 fue una buena decisión. Sin embargo, dependía de un diseño no óptimo, por lo que se tuvo que interrumpir la inyección de agua. En pocas palabras, este campo no estaba preparado para producir alguna cantidad significativa de agua durante el periodo de inyección de agua.

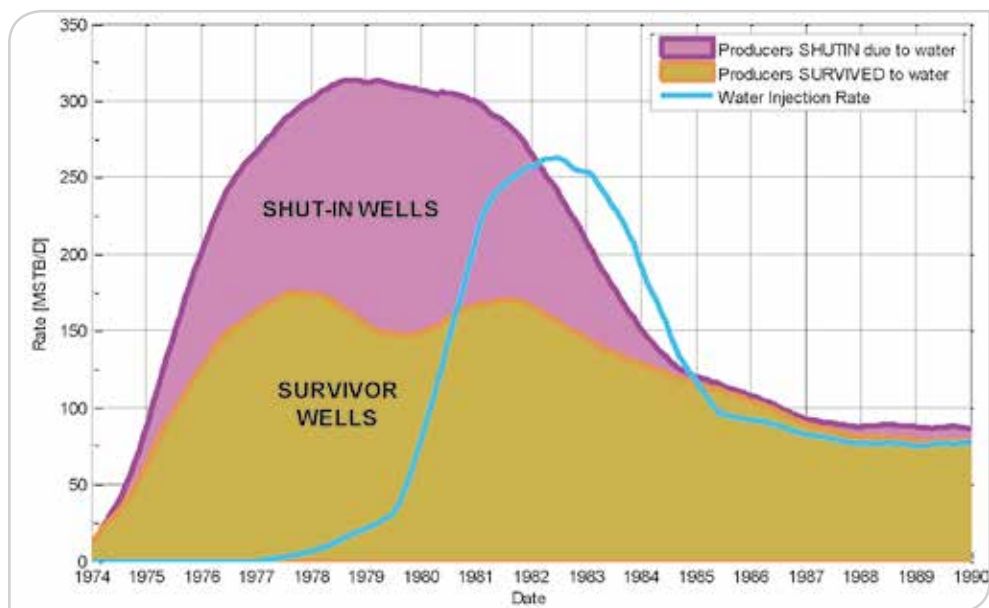


Figura 7. Contribución total al gasto de producción de aceite en Samaria por dos grupos de pozo diferentes: a) Pozos cerrados (es decir, pozos que alcanzaron un corte de agua de 20% entre 1981 y 1985 y que tuvieron que cerrarse) y b) Pozos sobrevivientes (es decir, pozos que no alcanzaron un corte de agua del 20%).

Se acepta que posiblemente el mayor riesgo geológico para una nueva inyección de agua en Samaria es, de nuevo, la alta comunicación de las fracturas (posiblemente dando lugar a rápidos avances de agua). Este riesgo tal vez puede estar sobrevalorado (Chilingarian 1996). En primer lugar, la historia de Samaria indica que la eficiencia de inyección de agua es relativamente alta para este yacimiento. De hecho sólo se ha producido < 10% del total de agua acumulada inyectada en Samaria durante toda su historia hasta enero de 2012 (es decir, 90% de la cantidad total de agua inyectada en este bloque se ha quedado en el yacimiento), **Figura 8**.

En segundo lugar, el corte de agua en la década de 1980 permaneció por debajo del 10% todo el tiempo en Samaria, entonces la producción masiva de agua de este bloque no era el problema, sólo resultó ser que no se podía manejar tanta agua de los productores sin el bombeo adecuado, **Figura 9**.

De hecho, la cantidad del total de agua inyectada nunca fue suficiente para alcanzar un reemplazo total de vaciamiento en Samaria, de manera que en teoría se podría haber inyectado más agua en la década de los 80's. También es importante notar que la inyección de agua no se convirtió en el índice de empuje dominante hasta 1981. La **Figura 10** presenta una comparación relativa de los datos históricos a un escenario hipotético sin inyección de agua en Samaria (de manera que el agotamiento natural sería el único mecanismo de producción relevante en este bloque). Claramente la inyección de agua es un mecanismo de empuje más eficiente para el yacimiento (Satter 2007). Finalmente, la tecnología de pozo utilizada en la década de los 80 estaba basada en inyectoros verticales con terminaciones de agujero entubado. Una mejor conformidad habría prevenido o retrasado los avances de agua en Samaria, **Figura 8**.

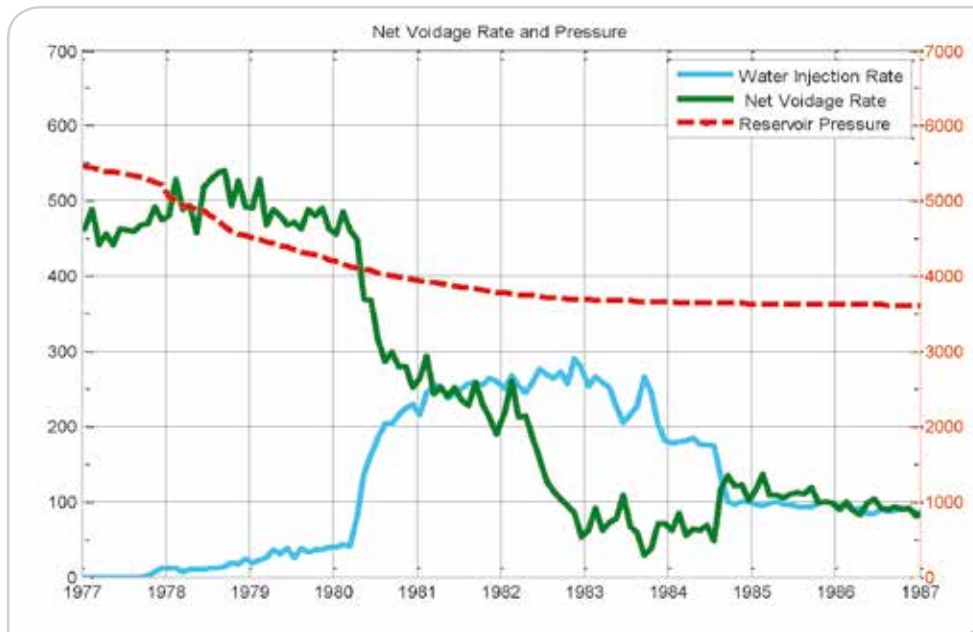


Figura 8. Gasto de inyección de agua, gasto de vaciamiento neto y presión de yacimiento durante el periodo de la década de los 80 en Samaria.

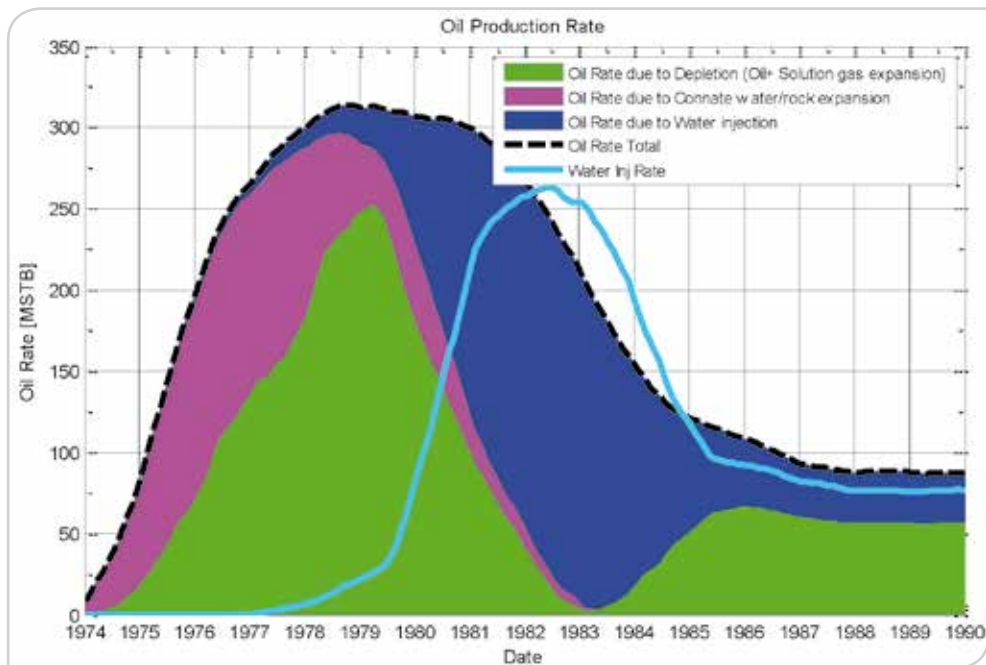


Figura 9. Mecanismos de producción del yacimiento en Samaria durante el periodo de la década de los 80.

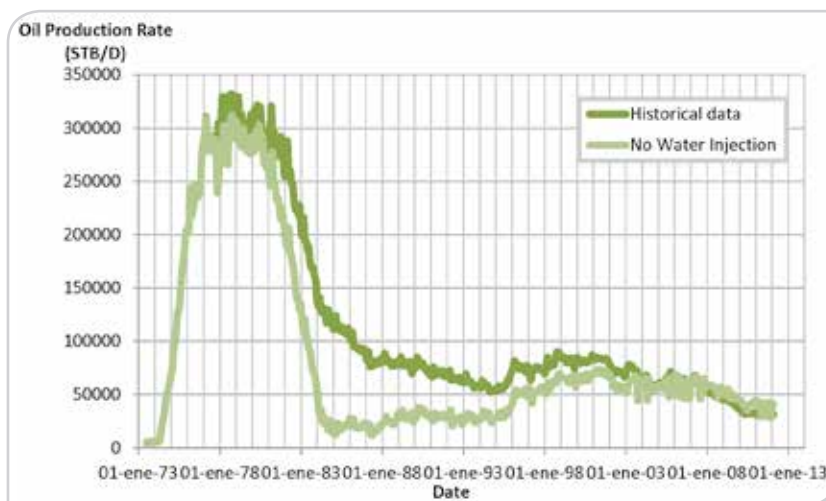


Figura 10. Comparación entre la inyección de agua y el escenario de agotamiento natural en Samaria.

Justificación para la inyección de agua

Como se mostró anteriormente, Samaria ha tenido una deficiencia significativa de vaciamiento, y la presión en este bloque continúa declinando a pesar del programa masivo de inyección de gas en Oxiacaque y Cunduacán. El manejo de la RGA (junto con pozos horizontales y otras mejoras operacionales), ha ayudado a estabilizar la producción de aceite en este bloque en los últimos 18 meses. Sin embargo, la presión (y la producción de aceite) permanecerán bajo las tendencias actuales de declinación en Samaria, a menos que el problema existente de vaciamiento se resuelva de una manera efectiva.

Para abordar el problema del vaciamiento en Samaria existen dos soluciones convincentes: a) inyección de gas, b) inyección de agua. Dado la profundidad total y la configuración de pozos actual en Samaria (es decir, los

disparos generalmente están ubicados alto en la estructura de Samaria cerca de la cima del KS, **Figura 11**), un enfoque de inyección de gas eficiente en este bloque eventualmente requeriría la re-perforación o profundización de todos los productores, de manera que sus disparos estén más profundos y cerca del CAA. Esta es una proposición costosa. Además, una estrategia de segregación gravitacional gas-aceite también enfrentaría algunos retos técnicos para su implementación. Por ejemplo, el relieve estructural en Samaria tal vez no esté lo suficientemente alto para superar las fuerzas capilares y el gas, por lo tanto, pueda migrar rápidamente a otros bloques más someros. Nivelar la ubicación óptima de la columna de aceite sería difícil sin un programa de monitoreo muy preciso. Además, la segregación gravitacional gas-aceite llevaría de cualquier forma a un nivel estable pero probablemente muy bajo del gasto de producción de aceite que tal vez no se encuentre aceptable.

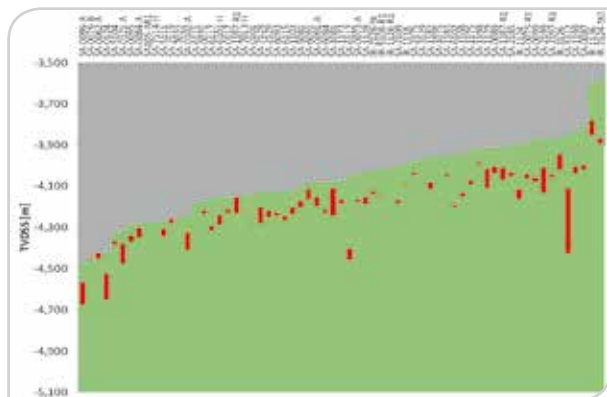


Figura 11. Cima de la estructura, cima y base de la terminación y COAA; el color rojo muestra las zonas reales de terminación n el bloque Samaria (marzo 2012).

Una inyección de agua por bloque es una opción atractiva para reemplazar el vaciamiento en Samaria por diversas razones. Primero, en contraste con la estrategia actual de inyección de gas/nitrógeno, la inyección de agua evita la necesidad de re-perforar o profundizar pozos. Dado que los disparos actuales están altos en la estructura, existe más espacio para el agua por debajo de ellos (en el contacto agua-aceite) que para inyectar gas por arriba de ellos. Eso ayudaría a asegurar la producción de aceite del “ático” en la columna de aceite de Samaria. Esta nueva propuesta trata de resolver el problema del vaciamiento en Samaria al seguir inyectando agua “en el terreno” y minimizando la producción de agua (entonces el vaciamiento puede compensarse desde este bloque).

Ahora se entienden bien las razones por las cuales la inyección de agua de los 80 no tuvo el resultado que se esperaba. Los inyectores de agua horizontales de nueva generación lograrán un reemplazo de vaciamiento sostenido a lo largo de las porciones más uniformes del yacimiento que los pozos verticales utilizados en la inyección de agua anterior. Con una buena conformidad de inyección de agua es realmente posible que un programa de inyección de agua periférica a gran escala mitigue efectivamente el problema existente del vaciamiento en este bloque. Mitigar el vaciamiento estabilizará la presión en Samaria y, lo que es más importante, incrementará la recuperación final del campo. El ámbito económico se ve muy favorable bajo una variedad de escenarios de recuperación. Por ejemplo, un escenario conservador en donde el gasto de producción de aceite es simplemente estabilizado a los niveles actuales, se obtendría una recuperación incremental total de 140 MMBBL de Samaria. Cuando está asociado a un programa de monitoreo que consiste en observación colocada estratégicamente y pozos de monitoreo, incluso se podrían obtener recuperaciones más altas.

Por lo tanto, la recomendación del equipo de trabajo Pemex-QRI para este campo es la inyección de agua como método efectivo de mantenimiento de presión y recuperación óptima de aceite.

Modelo de simulación

Aquí se propone un modelo de sección transversal sencillo para evaluar el proyecto de inyección de agua a gran escala en Samaria. El propósito de este estudio de simulación es doble:

- 1) Para determinar el fluido a ser inyectado más eficiente entre el agua, gas o N_2 para Samaria.
- 2) Para obtener un estimado de la posible recuperación de aceite (y la eficiencia volumétrica resultante) de una inyección de agua a gran escala en Samaria.

Un aspecto importante del enfoque del modelado para Samaria es que ayuda a preservar la física principal de un modelo a escala completa, junto con las características geológicas principales de la zona de Samaria y el comportamiento del sistema de producción de matriz-fractura. Para este propósito se construyó un modelo sectorial en Eclipse a partir del modelo de cotejo histórico existente que Pemex tiene para este campo en particular. Este enfoque en Eclipse incluye una formulación de porosidad doble, permeabilidad sencilla (DPSP) y un modelo composicional (con seis componentes). Este modelo sectorial es útil para estimar el comportamiento global y para realizar análisis cualitativos (Fanchi 2006). Sin embargo, el modelo no está previsto para predecir el rendimiento local (pozo). Otro aspecto de este modelo es que reduce significativamente la carga computacional (corrida de 30 minutos en una PC vs 22 horas en un procesador paralelo de ocho máquinas para el modelo de escala completa de Eclipse). Esto facilita el estudio de simulación y permite el análisis de sensibilidad e incertidumbre con este modelo.

En la **Figura 12** se muestra el modelo de física completa cotejado históricamente desarrollado por Pemex y un zoom del modelo sectorial utilizado para la simulación del bloque de Samaria.

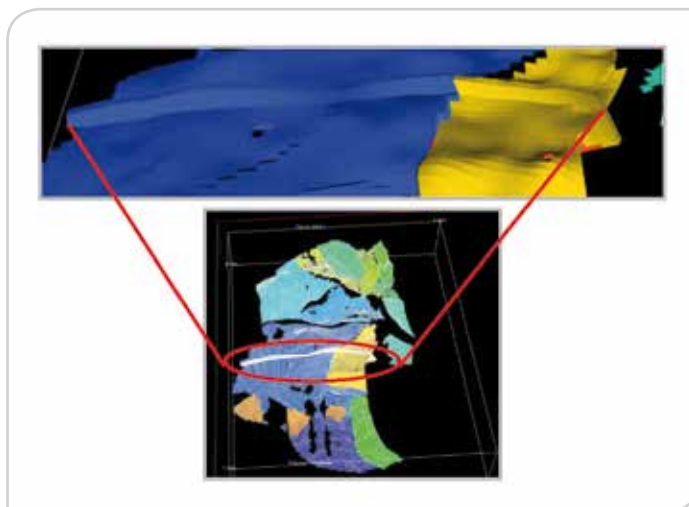


Figura 12. Modelo de física completa cotejado históricamente de Pemex (abajo) y zoom del modelo sectorial (arriba), utilizados para la simulación en este trabajo.

Varios pasos llevaron a la construcción del modelo. Primero, se extrajo una porción (coordenadas 1 -98, 63 – 63, 1 – 44) del modelo actual cotejado históricamente de Pemex en Samaria como se indica en la **Figura 12**. Entonces las porosidades y permeabilidades promedio para cada capa del bloque de Samaria se extrajeron del modelo de campo completo y se aplicaron al modelo de sección transversal. Los valores

promedio se muestran en la **Tabla 1**. Después se inicializó el modelo sectorial utilizando la presión inicial de yacimiento, y el aceite original total para este modelo sectorial se comparó con el aceite original total en Samaria. El resultado fue una relación proporcional de 17% (modelo sectorial/modelo completo), lo cual se utiliza para reducir también el historial de producción e inyección para simulación.

Tabla 1. Permeabilidades y porosidades promedio para el bloque de Samaria extraídas del modelo cotejado históricamente de física completa de Eclipse, propiedad de Pemex.

Geological Zone	No of layer	Matrix				Fracture			
		Porosity, frac.	PermX, mD.	PermY, mD.	PermZ, MD.	Porosity, frac.	PermX, mD.	PermY, mD.	PermZ, mD.
KS	10	0.0469	0.0277	0.0277	0.0277	0.0052	68.4020	75.8970	24.2810
KM	7	0.0303	0.0564	0.0564	0.0564	0.0066	85.2490	108.1300	39.2300
KI	9	0.0153	0.0213	0.0213	0.0213	0.0059	78.1540	91.3750	31.3050
JST	10	0.0157	0.0075	0.0075	0.0075	0.0046	58.9900	64.3480	17.9510
JSK	5	0.0877	0.0242	0.0242	0.0242	0.0407	118.1000	83.8500	165.3400
JSO	3	0.1483	0.0151	0.0151	0.0151	0.0547	58.2500	58.7450	128.2300

Para el modelo sectorial, la inyección total y la capacidad de producción se representan por un inyector y un productor terminado en la profundidad de disparos promedio en Samaria. Además este modelo sectorial se ajustó ligeramente para representar el historial ajustando la permeabilidad vertical y las permeabilidades relativas

en el sistema de fractura. El proceso de ajuste histórico ocurre en dos pasos (el paso uno se utilizó para cotejar la presión del campo usando limitantes de líquido, mientras que el paso dos se utilizó para cotejar las saturaciones con las limitantes de aceite en los productores y limitantes de agua en los inyectores).

Los resultados del ejercicio de calibración del modelo se muestran en la **Figura 13**, nótese el acuerdo entre los datos medidos y los resultados de simulación.

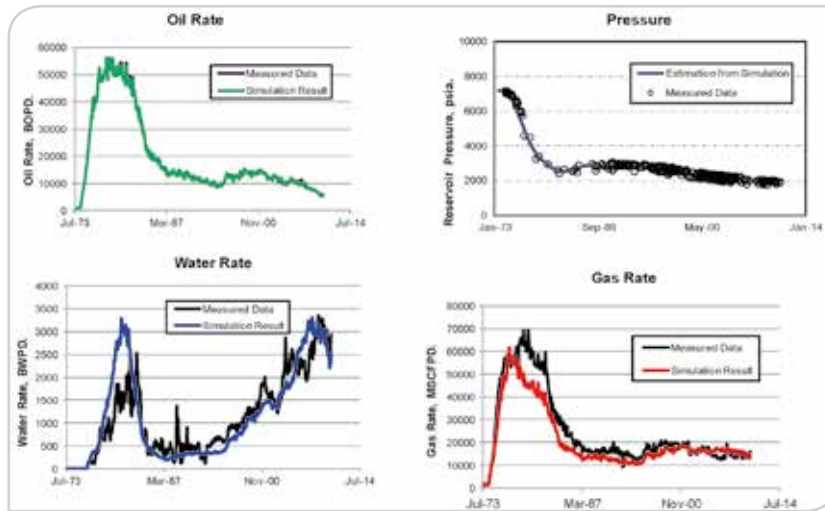


Figura 13. Resultados de la calibración del modelo sectorial: los gastos de aceite, gastos de agua, gastos de gas se muestran en diferentes gráficas.

Una vez calibrado a las condiciones del campo, el modelo permite estudios paramétricos detallados que nos informan sobre el comportamiento global de los yacimientos de Samaria bajo los escenarios simulados. Un escenario clave a estudiar incluye la eficiencia de los diferentes fluidos a ser inyectados (agua, gas y N_2) en Samaria. Para evaluar el fluido más eficiente, se corrió el modelo sectorial con un objetivo de gasto fijo de producción de aceite (5500 BCS/D, el cual representa el 17% del gasto actual de producción de aceite en Samaria). El fluido total inyectado se diseñó en una manera para compensar el vaciamiento del yacimiento (RRV = 1.1 objetivo). Los resultados de este análisis se

muestran en la **Figura 14**, la cual muestra claramente que la cantidad de agua que se necesita para compensar el vaciamiento del yacimiento en Samaria es mucho menor a la cantidad que se necesita de gas o N_2 (todas las unidades en barriles de yacimiento). En particular, se obtuvieron relaciones producidas/inyectadas de 3.11, 23.61 y 45.82 RB/BCS para el agua, gas y N_2 respectivamente. Los resultados indican que toma 15 veces más nitrógeno que agua generar aproximadamente la misma recuperación incremental de aceite. Por lo tanto, en una comparación volumétrica, el agua es un fluido a inyectar mucho más “eficiente”.

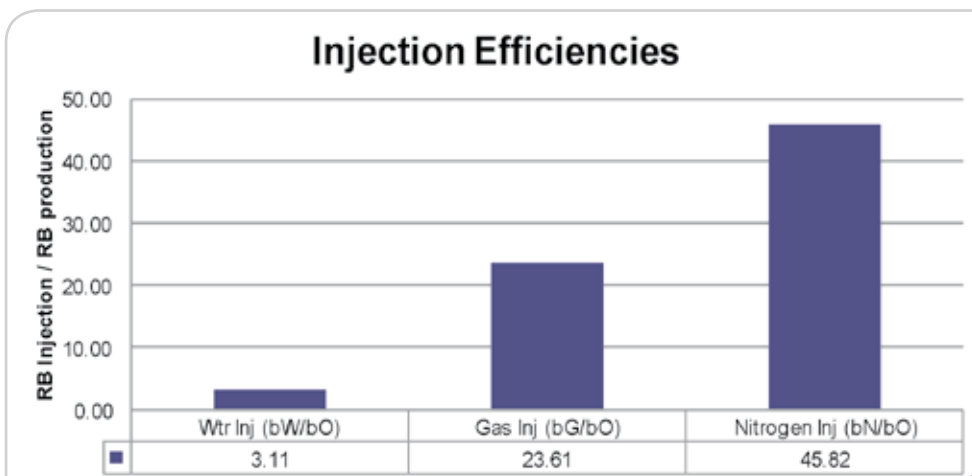


Figura 14. Comparación de la eficiencia de inyección para el agua (izquierda), gas (centro) y N_2 (derecha).

Finalmente este modelo sectorial se utilizó para estimar la respuesta del bloque de Samaria a un posible gasto incremental de inyección de 100,000 BBL/D iniciando en enero de 2015. La respuesta de simulación a 20 años se muestra en la **Figura 15**, la cual compara la declinación de “referencia” (línea base) en azul a la respuesta de

inyección de agua en color verde. De acuerdo con esta simulación, la cantidad total de recuperación extra de aceite atribuida a la inyección de agua en los próximos 20 años sería de alrededor de 140 MMBCS, con una eficiencia volumétrica de 0.2 BCS, (aceite extra producido por BBL inyectado).

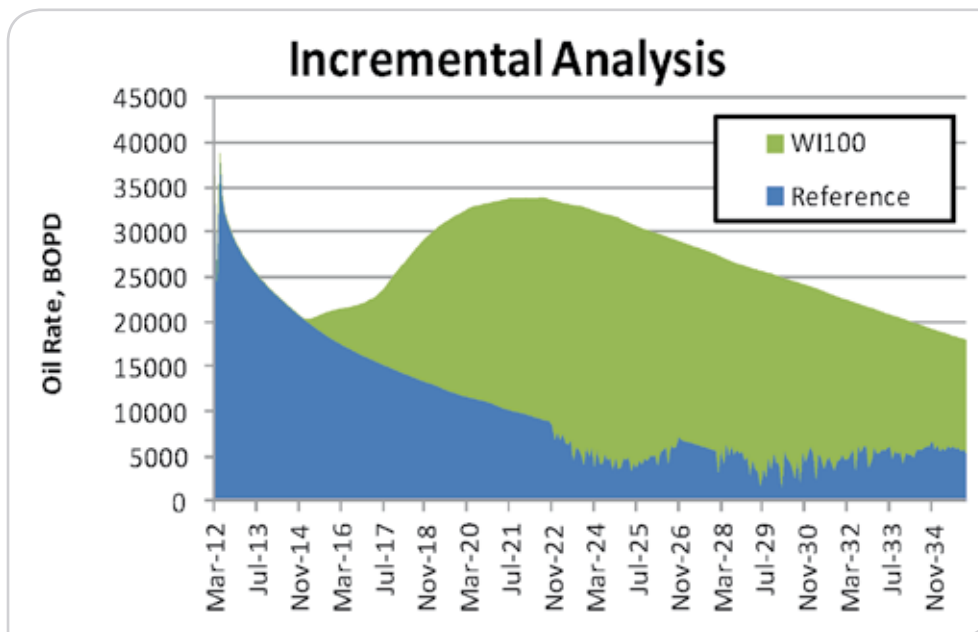


Figura 15. Recuperación incremental debido a la inyección de agua en Samaria (curva verde). La curva azul representa la recuperación de la línea base.

Piloto para la inyección de agua en Samaria

Ahora se entienden bien las razones principales del porqué la inyección de agua no pudo alcanzar su objetivo en la década de los 80 (baja conformidad, falta de bombeo artificial y otras limitantes de superficie, falta de monitoreo detallado). El siguiente paso para la propuesta de inyección de agua es hacer una prueba piloto utilizando un inyector de agua horizontal de nueva generación con terminación con ICD de manera que se pueda demostrar una buena conformidad. De hecho toda la premisa bajo la estrategia de inyección de agua es que se pueden inyectar cantidades significativas de agua en Samaria sin incrementar significativamente la producción de agua; es decir, el agua se puede mantener en el terreno en gran medida (es decir, alta eficiencia de inyección).

Si se puede demostrar buena conformidad con los inyectores horizontales de nueva generación por medio de un piloto, entonces el vaciamiento se podría reducir en gran manera en Samaria con un programa de inyección de agua a gran escala. Esto traería importantes beneficios en términos de mantenimiento de presión y estabilización de la producción de aceite del bloque. Se podría considerar a futuro la extensión a otros bloques en el CAJB.

Hipótesis del piloto

La hipótesis es, si es posible o no obtener una óptima conformidad y una buena eficiencia de inyección en Samaria utilizando inyectores de nueva generación. La expectativa es que el agua inyectada será controlada sin avances importantes en los pozos de correlación.

Probando la hipótesis

Por medio del piloto será posible monitorear la respuesta del bloque de Samaria a la inyección de agua al monitorear diferentes parámetros como tiempos y fechas de avances, cambios de presión, concentraciones de trazador, salinidades, etc., por un periodo de 90 días. En particular este piloto ayuda a:

- Demostrar que los pozos de nueva generación pueden ser perforados y terminados con éxito en Samaria.
- Demostrar que se puede inyectar agua en Samaria a un gasto controlado sin avances importantes.
- Establecer la línea base para los gastos actuales de producción de agua.
- Observar cualquier incremento de producción de agua en los productores cercanos (pozos de monitoreo).
- Demostrar la inyectividad en la zona del KI, objetivo 20,000 bapd
- Observar cualquier avance de agua en la estructura de Samaria.
- Diseñar programa de monitoreo detallado para monitorear el piloto y verificar la hipótesis.
- Usar tanto los pozos de observación de presión como los productores cercanos para monitorear la respuesta.
- Demostrar las distribuciones de la permeabilidad y los posibles caminos de flujo para el agua inyectada que se pueden investigar por registros y análisis de imagen.
- Usar trazadores para investigar la conformidad.

Principios del diseño del piloto

Se propone una prueba piloto que consiste de un nuevo inyector, una serie de pozos de observación/monitoreo y un programa de monitoreo detallado. El inyector horizontal debe estar ubicado en el flanco occidental/meridional de Samaria (ya que aquellos representan las localizaciones propuestas para la inyección de agua periférica a gran escala).

La propuesta no es perforar cualquier productor nuevo específicamente para este piloto, sino utilizar los productores existentes en Samaria. El inyector será terminado con ICDs de camisa deslizable después de tomar el registro triple combo (rayos gama, resistividad, densidad) y una herramienta de registros de imagen para asegurar los gastos de inyección controlados en zonas con o sin fracturas identificadas.

Posibles indicadores clave de rendimiento (KPIs) para el piloto

KPIs para la conformidad de inyección de agua

- Eficiencia de la inyección (fracción de agua inyectada que se está produciendo).
- Inyectividad (BBL inyectados por DP).
- Presiones de fondo en pozos de observación.
- Perfil de inyección.

KPIs para la perforación y terminación del inyector

- Longitud del inyector (1000-2000 m).
- Detección efectiva de falla/fractura y mitigación de la terminación.
- Despliegue de ICD.
- Colocación de trazador (como parte del sistema de terminación).
- Evaluar la comunicación de agua matriz vs fractura comparando inyectividades entre compartimientos con fracturas identificadas con aquellos sin fracturas identificadas.

KPIs para productores

- Tiempo de detección del trazador (esto parece más un problema de conformidad, pero mostrando tiempos de avances controlados en productores es más importante para la producción de aceite).
- Posibles cambios de presión en los productores.
- Posible incremento en la producción de aceite.

Monitoreo del piloto

Un buen programa de monitoreo es clave para este piloto. A continuación se proporcionan algunos lineamientos:

- Equipar a los productores cercanos (pozos de monitoreo) **con medición de tiempo completo**.
- Análisis de los pozos existentes en Samaria como posibles **pozos de monitoreo**.
 - De preferencia estos deben ser productores cerrados o abandonados, aprovechando las terminaciones existentes de agujero descubierto.
 - Colocación de 1 (ó 2) pozos de observación de presión cercanos al inyector para detectar efectos a corto plazo.
 - Colocación de 1 (ó 2) pozos de observación de presión lejanos para estudiar la respuesta de presión/producción de aceite.
- Uso de **trazadores radioactivos u otros especiales** (Resmen) para rastrear el agua que se está inyectando del inyector piloto. Estos trazadores permitirán determinar qué tan rápido viaja el agua desde el inyector hasta los pozos de observación.
- Monitorear la **salinidad** dado que podría ofrecer información valiosa sobre los caminos del agua inyectada.
- Monitorear los gastos de inyección adecuadamente en la nueva propuesta (los inyectores actuales no tienen medidores de flujo). Correr PLTs.

Plan de trabajo del piloto

El piloto está previsto como un proyecto de tres fases:

- Establecer equipos de trabajo (Pemex/QRI) para el piloto. Es decir, el personal debe ser designado para las diferentes tareas involucradas en el diseño y ejecución del piloto. La cronología final debe

estar basada en el número de personas asignadas al piloto.

- Diseño del piloto (ver lista de actividades a continuación).
- Aprobación del piloto y ejecución final.

Conclusiones

Este trabajo conjunto de las compañías Pemex-QRI se centra en la propuesta de un proceso de inyección de agua a gran escala en el Campo Samaria, el cual forma parte del Complejo A.J. Bermúdez de la Región Sur.

Debido principalmente a su posición estructural relativa con otros bloques y las profundidades actuales de los intervalos productores, la inyección de agua representa la solución óptima para resolver el problema de vaciamiento existente en Samaria, el bloque productor más grande en el CAJB. Este problema de vaciamiento, si no se corrige, llevará a pérdidas de presión continuas y también a una declinación de producción de aceite futura de este bloque. Dado que los intervalos de yacimiento de Samaria están más profundos que los bloques adyacentes, la inyección de nitrógeno para mantener la presión permanecerá como un reto mientras el gas posiblemente migre a través de las fallas a los bloques más someros. Además, la mayoría de los intervalos disparados en Samaria están en profundidades cercanas a la cima del yacimiento, entonces continuar la inyección de nitrógeno requerirá una costosa campaña de re-perforación y/o profundización de pozos. Por lo tanto, inyectar agua en una forma lenta y controlada alrededor de la periferia del campo en pozos horizontales de nueva generación a profundidades más bajas del contacto agua aceite actual, parece ser una manera más favorable de reemplazar el vaciamiento. Además, dado que el agua tiene una relación de movilidad significativamente más baja que el gas, la inyección de agua es más fácil de controlar con un plan de monitoreo detallado.

La premisa clave detrás de la propuesta de inyección de agua a gran escala es que la buena conformidad (alta eficiencia de inyección) se puede obtener en Samaria, por lo que la mayoría del agua inyectada se puede retener en el yacimiento. Se propone una prueba piloto para verificar esta hipótesis. La implementación de inyectores horizontales de agua de nueva generación terminados con controladores de flujo junto con un programa de monitoreo detallado

ayudaría a mitigar los riesgos de rápidos avances de agua. Si es exitoso, este piloto proveería evidencia técnica de que el programa de inyección de agua se puede ampliar a un proyecto de inyección periferia en Samaria. El tamaño del premio – cuantificado en 100s de MMBBLs— de este tipo de proyecto de inyección de agua, justifica la consideración de una inyección de agua a gran escala y de ese modo avanzar con la prueba piloto.

Agradecimientos

Los autores de este trabajo quieren agradecer a la administración del Complejo A.J. Bermúdez por el apoyo para realizar y publicar este trabajo.

Referencias

Chilingarian, G.V. 1996. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part II.* Amsterdam: Elsevier.

Fanchi, J.R. 2006. *Principles of Applied Reservoir Simulation*, third edition. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

Satter, A., Iqbal, G.M. y Buchwalter, J.L. 2007. *Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software.* Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.

Semblanza de los autores

Ing. David Castiñeira

Educación:

Ph.D., Chemical Engineering, University of Texas at Austin

M.Sc., Chemical Engineering, University of Texas at Austin

B.Sc., Ingeniería Química, University of Santiago de Compostela, Spain

Actualmente trabaja como Ingeniero de Yacimientos para la compañía QRI (Quantum Reservoir Impact). Se desempeñó como Ingeniero de yacimientos con Shell International Exploration and Production Inc., durante 5 años, en el desarrollo y aplicación de nuevos métodos analíticos cuantitativos para manejo inteligente de yacimientos. Esto incluyó enfoques nuevos para la integración de datos, ubicación de pozos y maximización de la producción de aceite. Fue parte de un equipo multidisciplinario y multinacional de ingenieros y geofísicos que agregaron valor a los campos de complejos geológicamente diferentes en Nigeria, Malasia y Mar del Norte.

Ing. Sébastien Matringe

Educación:

B.Sc, Mechanical Engineering, ENSEEIHT, France

M.Sc, Mechanical Engineering, ENSEEIHT, France

M.Sc, Petroleum Engineering, Stanford University

Ph.D., Petroleum Engineering, Stanford University

Actualmente trabaja como Ingeniero de Yacimientos para la compañía QRI (Quantum Reservoir Impact). Fungió como Ingeniero de yacimientos con Chevron, donde trabajó en numerosos proyectos de desarrollo de campos, entre ellos los campos vírgenes para el Campo Negage en aguas profundas de Angola, preparación de licitaciones para un campo en Irak, estimación de reservas y planes de desarrollo para campos en Nigeria, y evaluación de inyección de productos químicos para un campo en la Zona Dividida de Arabia Saudita-Kuwait. Antes de trabajar con Chevron como ingeniero de yacimientos, trabajó para ExxonMobil en calidad de ingeniero de simulación de yacimientos. Ha trabajado en los equipos de investigación y desarrollo de Chevron, ExxonMobil y ConocoPhillips, campos de complejos geológicamente diferentes en Nigeria, Malasia y Mar del Norte.

Ing. Salomé Gutierrez, QRI

Educación:

B.Sc., Chemical Engineering, Texas A&M University-Kingsville

Tiene más de 30 años de experiencia en optimización y administración de la producción, procesamiento y comercialización de petróleo y gas. Anteriormente trabajó como ingeniero de yacimientos principal con ExxonMobil, en donde dirigió los esfuerzos de un equipo multidisciplinario en la ejecución de la perforación, terminación, pruebas y arranque de la producción de tres campos en Chad, África. Antes de ExxonMobil, trabajó con Mobil Oil durante 20 años, en donde avanzó por medio de diversas asignaciones en el campo para la optimización del petróleo y la producción a través de métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria.

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, diplomado en el Sector Energía por la Universidad HEC de Montreal Canadá y el Instituto Tecnológico Autónomo de México, y diplomado en Evaluación y Seguimiento Físico Financiero de Proyectos de Inversión.

Cuenta con 20 años de experiencia laboral en Petróleos Mexicanos. Su desarrollo profesional lo ha realizado en Pemex Exploración y Producción, Región Sur. De junio de 2010 a la fecha funge como líder del Proyecto Antonio J. Bermúdez, coordinando las actividades de explotación de hidrocarburos de los campos Samaria, Iride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal.

Entre sus logros más relevantes está haber colaborado en la certificación de reservas de hidrocarburos de la Región Sur en los últimos 11 años, elaboración de lineamientos para la estimación de reservas y su difusión a través de talleres, la validación de sistemas institucionales para la administración de reservas. Ha presentado trabajos en congresos nacionales e internacionales, en asambleas del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM). En 1995 recibió el reconocimiento de la AIPM, la Medalla "Juan Hefferan" como coautor. La Dirección Corporativa de Pemex lo nombró Agente de cambio centrado en valores, liderazgo transformador y trabajo en equipo de alto desempeño. Es miembro activo y ha ocupado diversos cargos tanto en el CIPM, sección Villahermosa, como en la AIPM, Delegación Villahermosa. También pertenece a la Society of Petroleum Engineers, (SPE).

Ing. Julieta Hernández Ramírez

Ingeniera Geóloga egresada del Instituto Politécnico Nacional, con 24 años de experiencia en la Industria Petrolera. Labora desde 1988 en la Subdirección de Pemex Exploración y Producción. Durante 11 años se desempeñó en Exploración en las áreas de Geología de Subsuelo, Interpretación Sísmica, y como analista de registros. Desde 1998 se desarrolla en los Activos de Producción en las áreas de Diseño de Explotación, ha desempeñado varios cargos en los grupos de Caracterización de Yacimientos, Desarrollo de Campos, Interpretación geofísica y Geología de Explotación en Proyectos de aceite ligero y gas en la Región Sur de México.

Ha realizado varios estudios y trabajos de interpretación Geológico-Estructural, Modelado Geológico y Caracterización estática en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, así como estrategias de desarrollo convencional y no convencional en Campos de Geología altamente Compleja

Del 2010 al 2012 fue Líder del Proyecto de Pozos no Convencionales del Complejo Antonio J. Bermúdez de la Región Sur de México, logrando exitosamente perforar el primer pozo con más de 700m de sección horizontal con terminación no convencional.

Actualmente labora en el Activo de Producción Bellota Jujo como Líder del área de Geociencias del proyecto de explotación Bellota-Chinchorro, elaborando la estrategia de perforación de desarrollo de 14 campos.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A. C., desde el año 1990 y de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros..