

Análisis de incertidumbre y factibilidad de inyección de fluidos en el campo Ogarrío, bloque A

Rafael Adrián Romero Cruz
rafael.adrian.romero@pemex.com
Pemex

José Luis Bashbush Bauza
jbashbush@slb.com
Schlumberger

Artículo recibido en julio de 2017 y aceptado en noviembre de 2017

Resumen

Varios campos del Activo de Producción Cinco Presidentes (APCP), por sus características de explotación, son susceptibles a la implementación de procesos de recuperación adicional. Las arenas del campo Ogarrío, en particular, presentan excelentes características petrofísicas y su volumen de petróleo remanente es considerable. El campo Ogarrío tiene un factor de recuperación por agotamiento natural a enero de 2015 del 21.6% y el final estimado será de 27% (CNH, 2015). El resto, es potencial para proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

El objetivo del desarrollo de este trabajo fue obtener la mejor opción técnico-económica para incrementar la recuperación de petróleo en el campo Ogarrío, mediante el análisis de potencial inyección de CO₂, N₂ y agua, en el dominio C3 de la arena E-180 del campo Ogarrío, bloque A; una de las muchas arenas con buenas posibilidades de recuperación incremental.

Se documentó el escrutinio de Procesos de Recuperación Mejorada (PRM), el desarrollo del modelo estático, la construcción del modelo dinámico y la elaboración de pronósticos de producción, empleando tres posibles fluidos de inyección (CO₂, N₂ y agua) en un área del campo Ogarrío, así como su evaluación económica.

Se llevó a cabo una metodología para identificar, cuantificar y evaluar las variables que intervienen en el modelo de simulación y determinar su influencia en los pronósticos de producción, mediante el empleo de un análisis de incertidumbre (Montecarlo y evolución estratégica), el cual sirvió de base para el diseño de una posible prueba piloto de recuperación secundaria y/o mejorada, para consiguientemente diseñar un proyecto a escala de campo.

Se recomienda inyectar agua para incrementar la presión y posteriormente analizar la opción de inyectar CO₂ en forma alternada cercana a la miscibilidad.

Palabras clave: Yacimientos, campo Ogarrío, parámetros de incertidumbre, recuperación secundaria, inyección de agua, inyección de gas, simulación, ajuste histórico, Montecarlo, evolución estratégica, evaluación económico.

Uncertainty analysis and feasibility study of fluids injection in Ogarrio field, fault block A

Abstract

Several fields of the “Activo de Producción Cinco Presidentes” (APCP), for their production characteristics, are susceptible to the implementation of additional recovery processes. The sands of the Ogarrio field, have excellent petrophysical characteristics and significant remaining volumes of mobile oil. As of January 2016, the Ogarrio field has a primary recovery factor of 21.6% and the expected ultimate recovery hovers around 27% (CNH, 2015). The field has the potential for secondary and/or enhanced oil recovery projects.

The aim of this work was to ascertain the best technical and economic options to increase oil recovery in the Ogarrio field, through: the feasibility study of fluid injection (water, CO₂ and N₂) in the C3 domain of the E-180 sand, fault block A, one of the numerous sands with favorable possibilities of increasing their recovery factors.

A screening study was carried out followed by the development of a static model, the construction of the dynamic model, the forecast generation and economic evaluation using three injection fluids (water, CO₂ and N₂) in an area of the Ogarrio field.

A methodology was performed to identify, quantify and evaluate the parameters involved in a simulation model and determine their influence, through the use of uncertainty analysis (Monte Carlo and Strategic Evolution), which could serve to design a pilot injection project that later could evolve into a full field project.

It is recommended to inject water to increase the pressure and subsequently analyze the option to alternate the injection of water and CO₂ as near the miscibility pressure as possible.

Keywords: Reservoir, Ogarrio field, uncertainly parameters, secondary recovery, water injection, gas injection, simulation, history match, Monte-Carlo sampler, evolution strategy, economic evaluation.

Introducción

Los yacimientos del Activo de Producción Cinco Presidentes (APCP), están en formaciones siliciclásticas con un volumen inicial **N** de 7,333.2 MMstbo. La **Figura 1**, muestra las reservas 3P oficiales al 1 de enero de 2015 del APCP [327.7 MMstbo] (Pemex, 2015) en términos de volumen original, reservas y volumen producido.

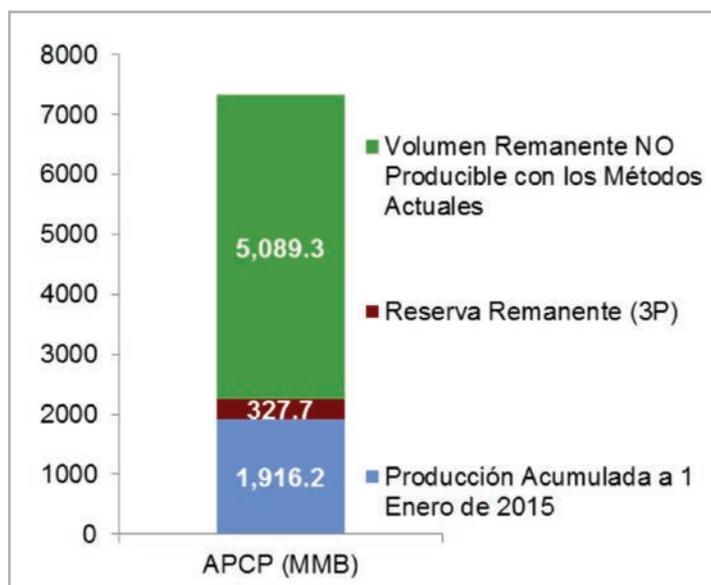


Figura 1. Volumetría del APCP, volumen remanente no producible con los métodos actuales, producción acumulada y reserva remanente del APCP, (Pemex, 2015).

Se realizó un análisis de incertidumbre de las variables que afectan el ajuste histórico y un análisis de factibilidad de inyección de CO₂, N₂ y agua en un área (dominio C3 de la arena E-180) del bloque A del campo Ogarrio, el cual se administra por el **APCP**, perteneciente a la Subdirección de Producción de la Región Sur (**SPRS**) de Pemex Exploración y Producción, (**PEP**).

El factor de recuperación (*Fr*) de petróleo al 1 de enero de 2015 para todo el **APCP**, era 26.1% y el final calculado del

30.6% (CNH, 2015). Es decir, parte del ~70% del volumen original tendrá que recuperarse por alguna otra tecnología.

Debido a esta oportunidad, se propuso realizar un análisis de incertidumbre y factibilidad de inyección de fluidos al campo Ogarrio; las **Figuras 2 y 3**, muestran que existen oportunidades significativas en términos volumétricos para este campo.

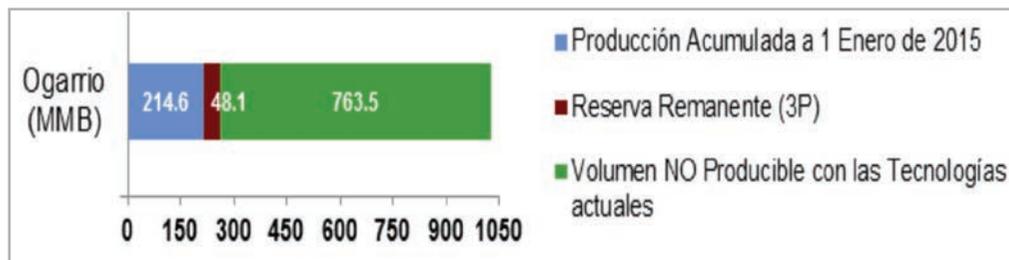


Figura 2. Volumen original, producción acumulada y reserva del campo Ogarrio, (CNH, 2015).

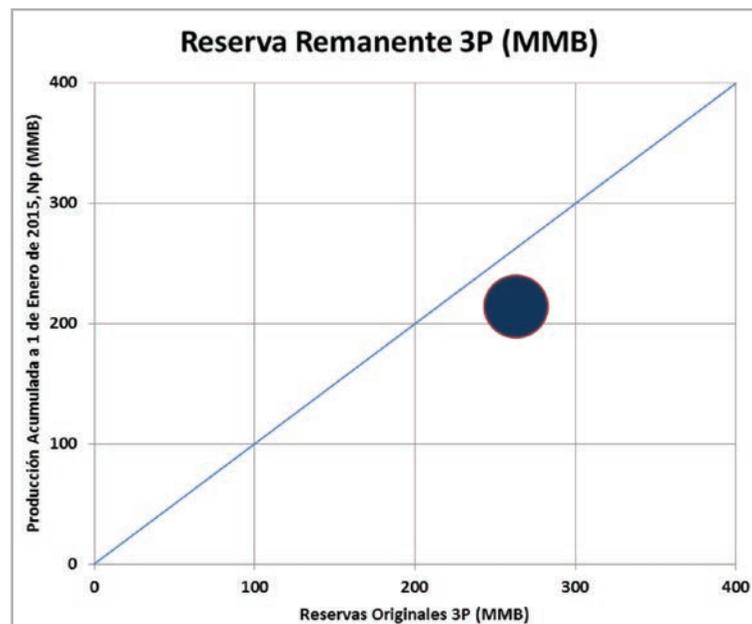


Figura 3. Posicionamiento de la reserva remanente del campo Ogarrio, (CNH, 2015).

El volumen disponible en el campo Ogarrío es considerable. En la **Figura 3**, se observa que el campo Ogarrío está cercano a la línea de 45°, lo que indica que se están por agotar las reservas actualmente estimadas. Por lo tanto, el resto del petróleo tendrá que extraerse con tecnologías diferentes a las utilizadas. Se estima que de seguir produciendo al campo Ogarrío exclusivamente por agotamiento natural, se recuperará solamente el 26% de su volumen original; es decir, parte del 74% de ese volumen se deberá recuperar por medio de recuperación secundaria y/o mejorada.

El campo Ogarrío se descubrió en el año 1957, se encuentra emplazado dentro de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec, localizado en la parte occidental del estado de Tabasco, entre los ríos Zanapa y Blasillo. Su límite norte es el Golfo de México; dista del poblado de Agua Dulce, Veracruz, aproximadamente 30 Km hacia el sureste. La **Figura 4** muestra su localización.

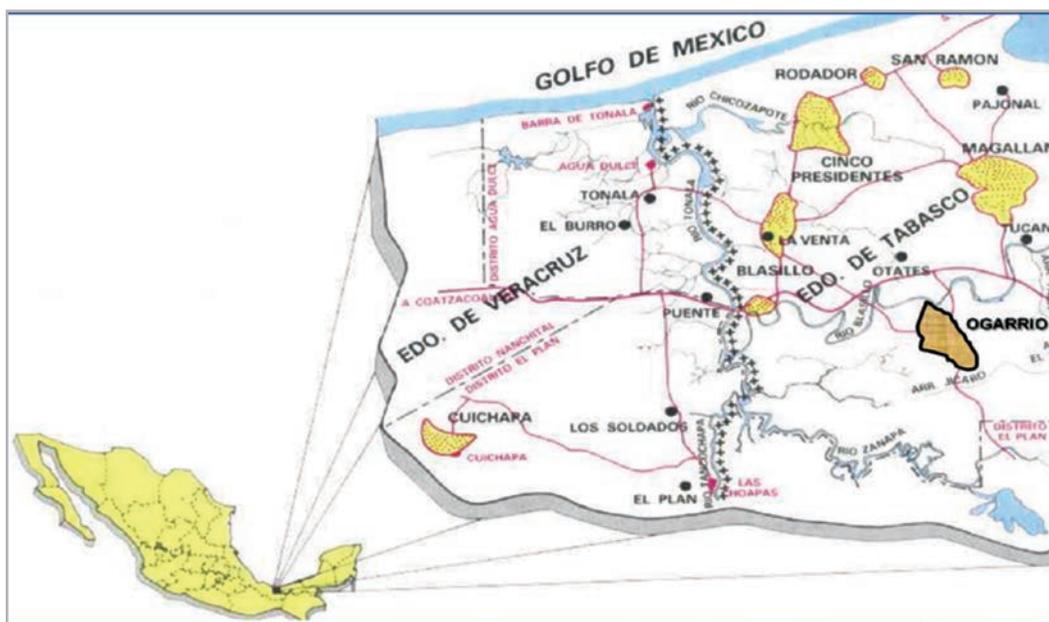


Figura 4. Mapa de localización del campo Ogarrío.

El área probable del campo Ogarrío es de 18 Km²; tiene una permeabilidad que varía entre 10 y 200 md, con un espesor neto de 5 a 70 m. La profundidad media de sus yacimientos varía desde 1,600 m hasta 3,200 m. La porosidad promedio es de 22% y cuenta con 510 pozos perforados, de los cuales 102 se encontraban activos en 2015.

El campo Ogarrío inició su producción el mes de octubre de 1960. Al 1 de enero de 2015 se habían producido 214.6 MMB de petróleo y 387.61 MMM ft³ de gas (CNH, 2015). Sus reservas probables remanentes eran de 48.1

MMB de petróleo y 90.6 MMM ft³ de gas. El Bloque A ha producido aproximadamente 100 MMB de petróleo, a través de 28 yacimientos de las formaciones Encanto, Concepción y Filisola.

Debido a una estructura salina en la parte norte del campo, Ogarrío se encuentra dividido en tres bloques, que causaron una compartimentalización, separando en zonas a lo largo de la cresta, los bloques del campo de áreas "antiguas" (bloques B y C) y área "nueva" (bloque A). La **Figura 5** muestra esta división.

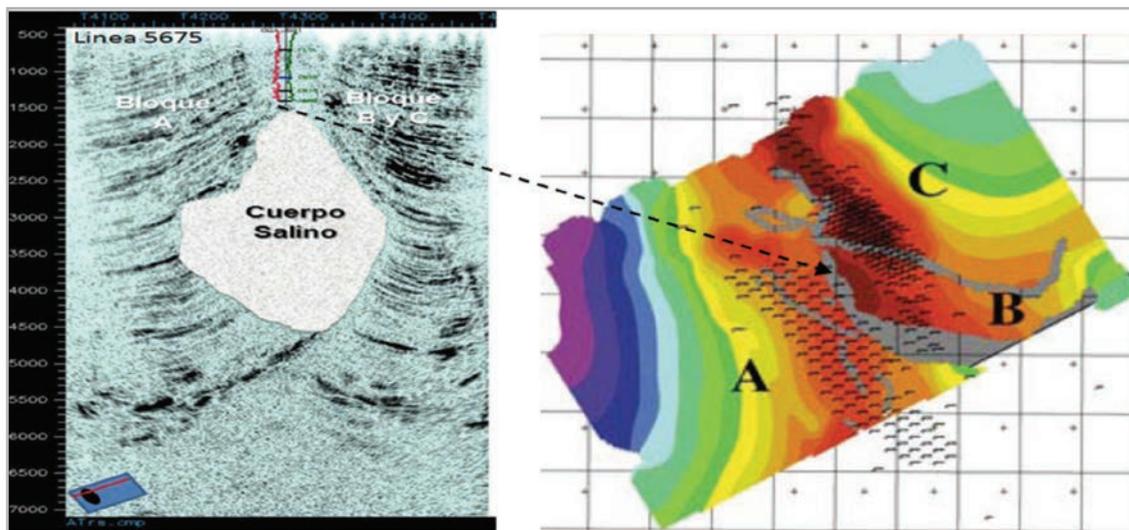


Figura 5. Estructura del campo Ogarrio, (Pemex, 2009).

Las formaciones del campo Ogarrio son areniscas del Terciario, dentro de una serie de trampas de tipo estructural y estratigráfica, con edades que van del Mioceno Inferior en la formación Depósito hasta el Plioceno Medio-inferior,

representado por la formación Filisola, **Figura 6**. El tipo de fluido en el yacimiento es petróleo negro ligero, con una densidad de 38°- 39° API.

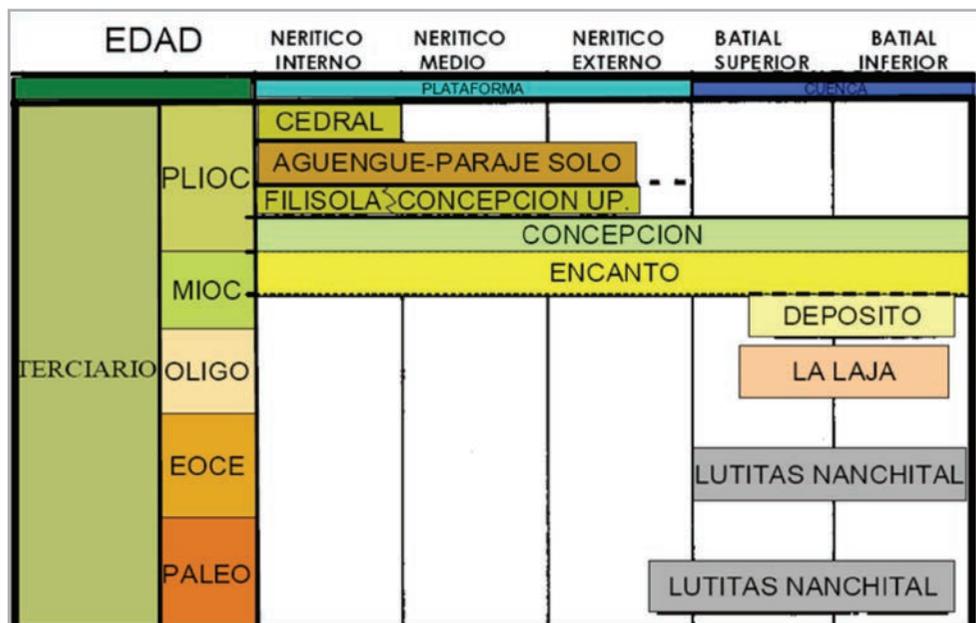


Figura 6. Representación de las edades del campo Ogarrio, (Cabrera Castro y Lugo Rivera, 1984).

La formación más importante es Encanto (E), localizada en el Mioceno Superior. Es la roca almacén principal del campo Ogarrio y de campos aledaños.

Forma parte de la provincia geológica Cuencas Terciarias del Sureste, la cual corresponde a una estructura anticlinal asociada a la tectónica salina.

Los 28 intervalos geológicos (arenas), que conforman el bloque A del campo Ogarrio, poseen un rango de porosidades entre 10 y 20%, y un 30% de saturación de agua con valores de 10 a 140 md de permeabilidad. A principios del 2015,

este bloque había producido 95 MMbbls, con un estimado de recuperación adicional (con las condiciones actuales de producción) de 61.7 MMbbls, dando un estimado de recuperación final de 156.7 MMbbls (Fr final =30.7), un factor de recuperación alto para un yacimiento con mecanismo dominante de empuje de gas en solución.

De las 28 arenas que conforman el bloque A, 16 representan aproximadamente el 90% de su volumen original. La **Tabla 1** muestra la volumetría de cada arena obtenida de los modelos estáticos y dinámicos elaborados como parte del estudio.

Tabla 1. Volumetría de las 16 arenas principales del bloque A del campo Ogarrio. (1 enero 2015).

Arena	Volumen Original (MMbbls)	Corte de Agua (%)	Relación Gas-Petróleo (m^3/m^3)	Factor de Recuperación
E_100	38.116	16.9	290.8	8.1
E_110	11.097	9.5	344.7	16.4
E_120	32.244	11.3	240.9	12.9
E_130	33.874	17.5	259.6	12.0
E_140	51.068	9.3	232.9	18.8
E_145	26.147	5.0	312.8	21.8
E_150	29.133	8.6	253.7	24.3
E_155	39.906	8.1	196.4	50.0
E_160	13.780	9.4	229.6	11.6
E_165	37.866	17.2	241.2	23.9
E_170	15.239	22.5	266.3	21.3
E_180	39.286	19.5	221.7	19.3
E_190	11.679	15.8	200.5	25.4
E_200	37.913	21.5	212.4	16.4
E_210	8.587	12.4	241.4	10.1
E_220	2.353	30.4	123.6	1.2

Cualquiera de las arenas incluidas en la Tabla 1 podría ser candidata para realizar algún tipo de inyección de fluidos. Para un mejor análisis, sólo se seleccionó la arena **E-180**, con base a las consideraciones siguientes:

1. Presenta un mecanismo de producción por entrada de agua limitada.
2. Presión, aunque más baja que la original, es relativamente alta (120 kg/cm²) en comparación con las otras arenas.
3. Es la tercera arena en orden de magnitud de volumen original.
4. Inició su producción a mediados de 1976, contándose con datos depurados.
5. Estudios de geología e ingeniería básica de yacimientos apoyan la inyección.

Con base en sus límites convencionales, (contactos agua-petróleo, cercanías a fallas, cambio de facies, entre otros) y el comportamiento de producción de los pozos, la arena E-180 seleccionada se encuentra dividida por nueve dominios. La **Figura 7**, muestra el dominio C3, el área que se empleó para realizar el análisis. La **Tabla 2** incluye los datos volumétricos más representativos.

Debido a que no existen pruebas de presión para el dominio C3 de la arena E-180, no se realizó una caracterización

dinámica pero el modelo numérico desarrollado ajustó muy bien los caudales reportados de gas y agua durante los 40 años de historia. La selección del área para la prueba piloto fue en base a los dominios de producción. Un dominio de producción es un volumen del yacimiento que está hidráulicamente conectado y se ha determinado que tiene una roca impregnada definida, consistente y continua. La delimitación de los dominios se basó en una combinación de la forma de la estructura y sus límites de facies y fallas, ambas consideradas como barreras al flujo.

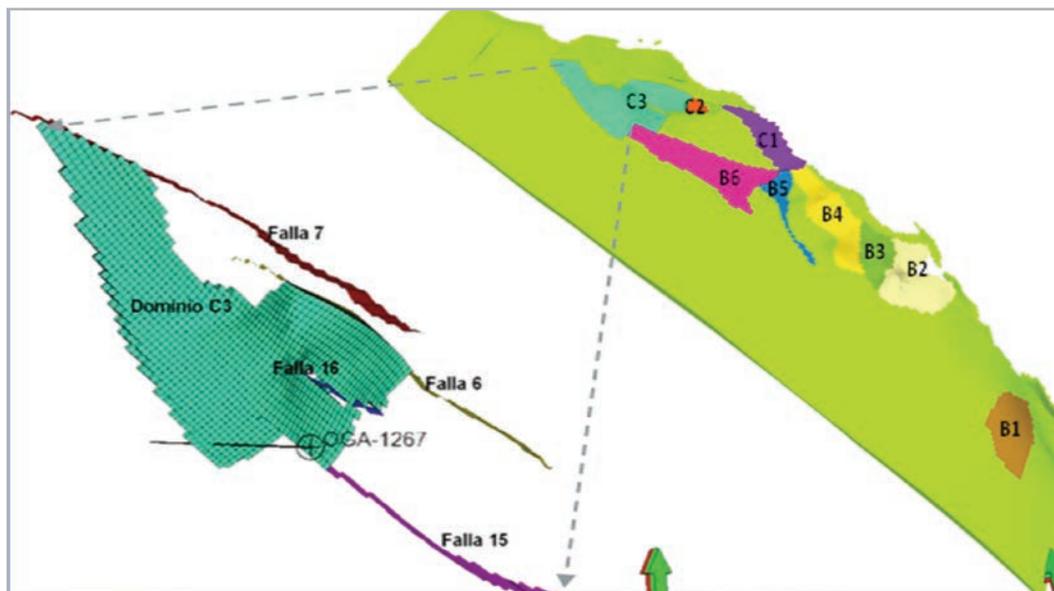


Figura 7. Dominio C3 de la zona Norte de la arena E-180, del bloque A, del campo Ogarrio.

Tabla 2. Volumetría de los dominios de la arena E-180 que conforman el bloque A del campo Ogarrio, (Pemex, 2015).

Arena	Dominio	Volumen Original (MMbbls)	Producción de Petróleo (MMbbls)	Relación Gas-Petróleo (m3/m3)	Fr actual
E_180	B1	1.683	0.085	142	5.0
E_180	B2	1.543	0.241	659	15.6
E_180	B3	1.519	0.109	740	7.2
E_180	B4	2.402	0.154	256	6.4
E_180	B5	1.582	0.126	196	8.0
E_180	B6	13.646	4.150	192	30.4
E_180	C1	2.005	0.083	179	4.1
E_180	C2	0.358	0.008	413	2.2
E_180	C3	14.548	2.634	210	18.1

Para fines de este estudio, la selección del dominio **C3** de este proyecto, se efectuó tomando en cuenta que se contaba con un buen modelo geológico y el dominio presenta el mayor volumen original de la arena E-180, delimitado por la configuración de facies estratigráficas y por las fallas F7, F6, F15 y F16, y por un contacto agua-aceite de -2822 determinado por los registros del pozo Ogarrio 1267 (OGA-1267), ver Figura 7.

El yacimiento en estudio cuenta con poca información de fluidos y los reportes PVT's del campo Ogarrio son PVT's convencionales correspondientes a los pozos 801_S, 801-D_I, 801-D_S, 802_I, 802-D_S y 817_S. Por eso, se recomienda obtener una muestra de fondo del fluido del campo para verificar los análisis PVT, a pesar de que la **Pactual < P_b** y la muestra sería parcialmente representativa del campo Ogarrio.

Debido a que no fue factible realizar un muestreo de fondo y a problemas registrados (trazas, sedimentos y emulsiones en los fluidos) en campos cercanos al APCP (San Ramón y Rodador, entre otros) se optó por elaborar un fluido sintético basándose en el fluido del campo Guaricho, un campo análogo de la misma zona, (Romero, 2014).

Al no haber muestras representativas del fluido, no se realizaron pruebas especiales de laboratorio para recuperación secundaria y/o mejorada del campo Ogarrio, bloque A. Quedó como única opción simularlas con correlaciones y mediante el programa comercial PVTi, asociado con el simulador Eclipse 300. Se recomienda tomar muestras de fluidos y realizar estos experimentos, para validar los resultados obtenidos por medio de ecuaciones de estado.

Las propiedades roca-fluido (permeabilidades relativas y presiones capilares) se tomaron del reporte de núcleos del pozo **Ogarrio 1247**, el cual utilizó la correlación de Corey (1994), para reproducir el comportamiento observado en las pruebas de laboratorio. Para la compresibilidad de la formación, debido a falta de mediciones de laboratorio, se empleó la correlación de Newman obtenida en formaciones similares, (arenas no consolidadas).

Las dos pruebas de presión realizadas en la **arena E-180** no fueron interpretables, debido a que en su mayoría contienen mucho ruido, baja resolución de la herramienta y tiempos cortos de la toma de información; imposibilitando realizar una interpretación confiable de la arena E-180.

Debido a la alta incertidumbre creada por la falta de datos, se siguió una metodología de ajuste con base al balance

de materia con el simulador, apoyado en la información de producción y de registros, la naturaleza del campo Ogarrio, y complementándose con datos de literatura de campos análogos y vecinos de la región.

Metodología propuesta

La incertidumbre asociada al comportamiento de producción en un yacimiento, es una parte importante en la toma de decisiones. El objetivo fue lograr un ajuste histórico representativo que pudiera ser empleado con un buen grado de confiabilidad para los pronósticos de producción. Uno de los mayores trabajos de simulación, fue evaluar las implicaciones de las incertidumbres en el modelo estático del yacimiento. Algunas veces la incertidumbre o errores se deben a la baja calidad y/o a la cantidad reducida de datos. Otra fuente de error proviene de los experimentos de laboratorio, registros e información geofísica en cuyos casos no se hayan podido medir directamente las propiedades de interés, o a la escala correcta; y que algunas otras propiedades se miden y transforman para reducir incertidumbres.

Un modelo de simulación es una representación numérica de un yacimiento, producto de la integración de datos e información con cierta dispersión, incluida en un modelo matemático que igualmente incluye parámetros que contienen incertidumbre. Por lo tanto, la predicción del comportamiento de producción de yacimientos como fuente de información para la toma de decisiones, es un proceso con cierto contenido de riesgo, el cual debe ser cuantificado, acotado y minimizado en lo posible.

El primer paso para reducir la incertidumbre fue eliminar las inconsistencias de las propiedades del modelo de yacimiento mediante estudios convencionales de ingeniería de yacimientos, antes de realizar la simulación. Las corridas de simulación por sí mismas **NO** pueden ayudar a reducir las incertidumbres.

Para la aplicación de un proceso de RM, se estudian con detenimiento los procesos, tratando de dilucidar las dudas sobre la ubicación, disposición, cantidad y calidad de los hidrocarburos. Reducir al mínimo esta incertidumbre podría tomar muchos años y representar una inversión tal, que la explotación del yacimiento pudiese convertirse en una actividad no rentable o bien con rentabilidades marginales.

Para mitigar la incertidumbre en el modelo del campo Ogarrio bloque A y obtener el pronóstico de producción

óptimo de explotación, se elaboró un flujo de trabajo con sustento técnico que apoyó al diseño de un proceso de recuperación adicional. El flujo de trabajo desarrollado puede ser empleado para otros proyectos de explotación, siempre y cuando se disponga de un modelo de simulación con un ajuste histórico aceptable y validado. La **Figura 8** muestra el flujo de trabajo.

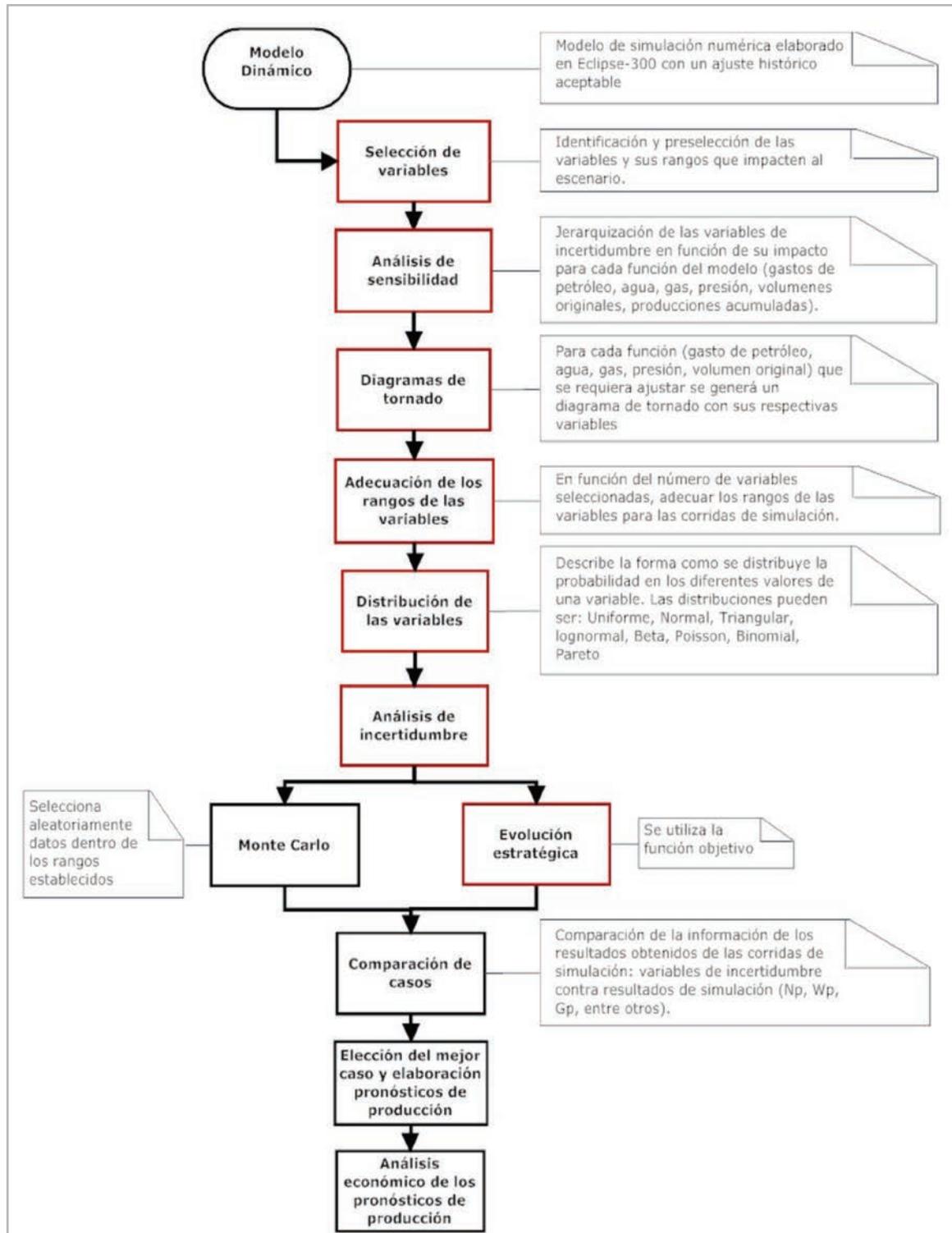


Figura 8. Flujo de trabajo para la elección del escenario óptimo de inyección.

Para la elaboración del ajuste histórico y los pronósticos de producción, se utilizó el programa ECLIPSE-300, y para la metodología se empleó el programa PETREL, ambos de la compañía Schlumberger, con los cuales se pueden elaborar flujos de trabajo para ejecutar la metodología seguida en este proceso.

En el flujo de trabajo propuesto no solo se limita a la cuantificación de la incertidumbre, sino que además toma en cuenta el análisis económico, el cual es el soporte en la toma de decisiones para la explotación rentable de los yacimientos.

Selección de las variables

La selección de las variables se basó en las propiedades analizadas en los modelos de yacimientos y aquellas que requirieron modificarse durante el ajuste histórico. Los rangos de las variables que se muestran en la **Tabla 3**, se eligieron con base a los máximos y mínimos que se esperarían debido a los análisis del campo, complementados con datos consistentes de literatura y de campos análogos.

Tabla 3. Valores base y rangos de las variables del modelo del dominio C3.

Variables	Valor Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
CAP (m)	-2,822.000	-2,832.000	-2,802.000
% C₁	46.524	40.000	60.000
% C₇₊	16.576	3.100	23.100
Cf (1/psi)	4.900E-05	5.000E-06	9.000E-05
Mult Poro	1.000	0.800	1.500
Max Pc, Petróleo-agua	0.980	0.600	2.000
Krw a Sorw	0.500	0.300	1.000
Corey Gas	4.000	1.500	6.000
Corey Agua	1.500	0.500	3.000
Swmin	0.150	0.100	0.400
Sgcr	0.050	0.010	0.350
Número de capas en Z	10	3	20
Mult Permeabilidad en X	1.000	0.900	1.200
Mult Permeabilidad en Y	1.000	0.900	1.200
Mult Permeabilidad en Z	0.1	0.050	0.200
Volumen del Acuífero (m³)	500,000.000	50,000.000	1,000,000.000
Permeabilidad del Acuífero (mD)	150.000	50.000	500.000

Análisis de sensibilidad

Este proceso se refiere al impacto que tienen las variables de incertidumbre sobre la respuesta del modelo de simulación. Este impacto se evaluó mediante un análisis de los cambios en la respuesta del modelo de simulación para diferentes combinaciones de los datos de entrada. El análisis de sensibilidad exploró la variabilidad de los resultados de simulación a la variación de los parámetros del modelo. El análisis de sensibilidad se puede realizar de dos formas:

- Por variación de escenarios: se selecciona el elemento a analizar y se pueden manipular los escenarios existentes para el modelo.
- Por variación de parámetros: define el comportamiento de la variable a analizar, al modificar el valor de uno de los parámetros del modelo.

El análisis de sensibilidad revela puntos de apalancamiento claves y puede incluir la condición óptima del modelo del

campo Ogarrio. Los parámetros se variaron con base en los diagramas de tornado, usando los valores obtenidos en el ajuste de historia listados en la **Tabla 3**. Se optó por emplear los diagramas de tornado debido a que proporcionan una forma visual de observar los parámetros que tienen la mayor influencia en los resultados de una simulación apoyada en estudios básicos de ingeniería de yacimientos y sustentada por un buen modelo geológico del área.

Diagrama de tornado y adecuación de los rangos

Los diagramas de tornado muestran gráficamente el impacto de cada variable cuando se modifica una cantidad

o valor específico sobre el modelo de simulación. La **Figura 7.2** muestra este impacto sobre el modelo dinámico del dominio C3 de la arena E-180. Las variables que más afectaron los resultados del modelo fueron: profundidad del contacto agua-petróleo CAP, porosidad, composición del C1, compresibilidad de formación: Cf, coeficiente de Corey-agua y volumen del acuífero.

En el diagrama de tornado de la **Figura 9** se adecuaron los rangos y se eliminaron las variables que menos impactaban los resultados del modelo para reducir tiempos y número de corridas. La **Tabla 4** muestra la adecuación de los rangos.

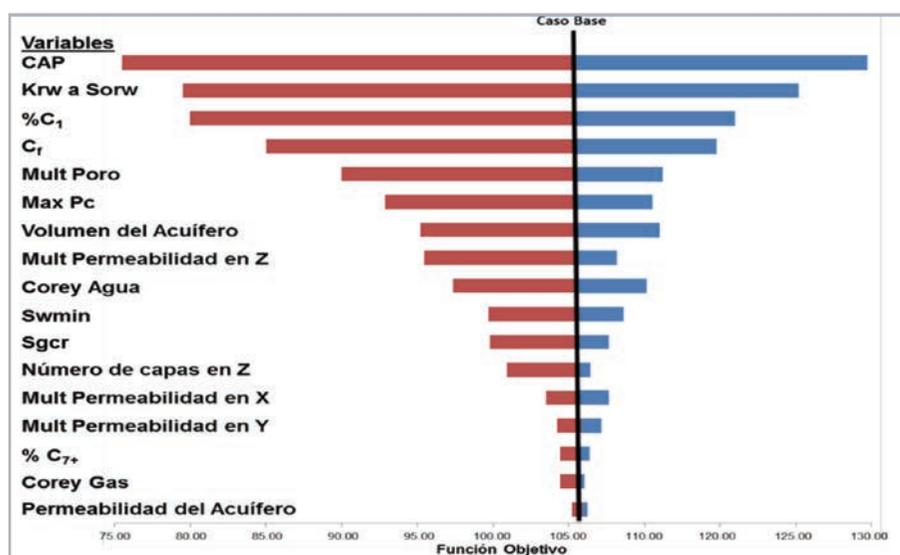


Figura 9. Diagrama de tornado del dominio C3 de la arena E-180.

Tabla 4. Valores base y ajuste de los rangos de las variables del modelo del dominio C3.

Variables	Valor Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
CAP (m)	-2,822.000	-2,832.000	-2,812.000
%C ₁	46.524	40.000	50.000
Cf (1/psi)	4.900E-05	5.000E-06	9.000E-05
Mult Poro	1.000	0.900	1.100
Max Pc, Petróleo-Agua	0.980	0.700	1.140
Krw a Sorw	0.500	0.300	1.000
Corey Agua	1.500	0.500	3.000
Swmin	0.150	0.100	0.350
Sgcr	0.050	0.010	0.350
Número de capas en Z	10.000	5.000	15.000
Mult Permeabilidad en Z	0.1000	0.005	0.200
Volumen del Acuífero (m ³)	500,000.000	50,000.000	1,000,000.000

Análisis de incertidumbre

El proceso general, para el desarrollo de estrategias de explotación de yacimientos, requirió del uso de simulación numérica de yacimientos para afinar sucesivamente un modelo geológico y de ingeniería de yacimientos representativo, que permitió generar pronósticos del comportamiento futuro bajo distintos planes de explotación con el fin de seleccionar la estrategia óptima de explotación. Para lo anterior, se emplearon dos métodos para cuantificar la incertidumbre: Simulación Montecarlo (SMC) y Evolución Estratégica (EE).

Simulación Montecarlo

Identificadas las variables de mayor sensibilidad identificadas en la Figura 9, se inició la SMC utilizando como

caso base los valores de las variables del modelo de ajuste manual. Los rangos de las variables se muestran en la Tabla 4 y los parámetros que se emplearon para la SMC aplicada al dominio C3 del campo Ogarrio se variaron de acuerdo a la metodología del hipercubo latino, (método de muestreo), usando cinco muestras por variable, distribución triangular, y 200 simulaciones en total.

Los resultados de las 200 simulaciones empleando la SMC se presentan en la **Figura 10**, donde se observa que algunos resultados se han aproximado de manera favorable a lo reportado en la historia de producción y otros se han separado de los datos históricos. Para la SMC, el mejor caso es aquel que muestra el ajuste más adecuado a los datos históricos y que mejore el comportamiento del caso base.

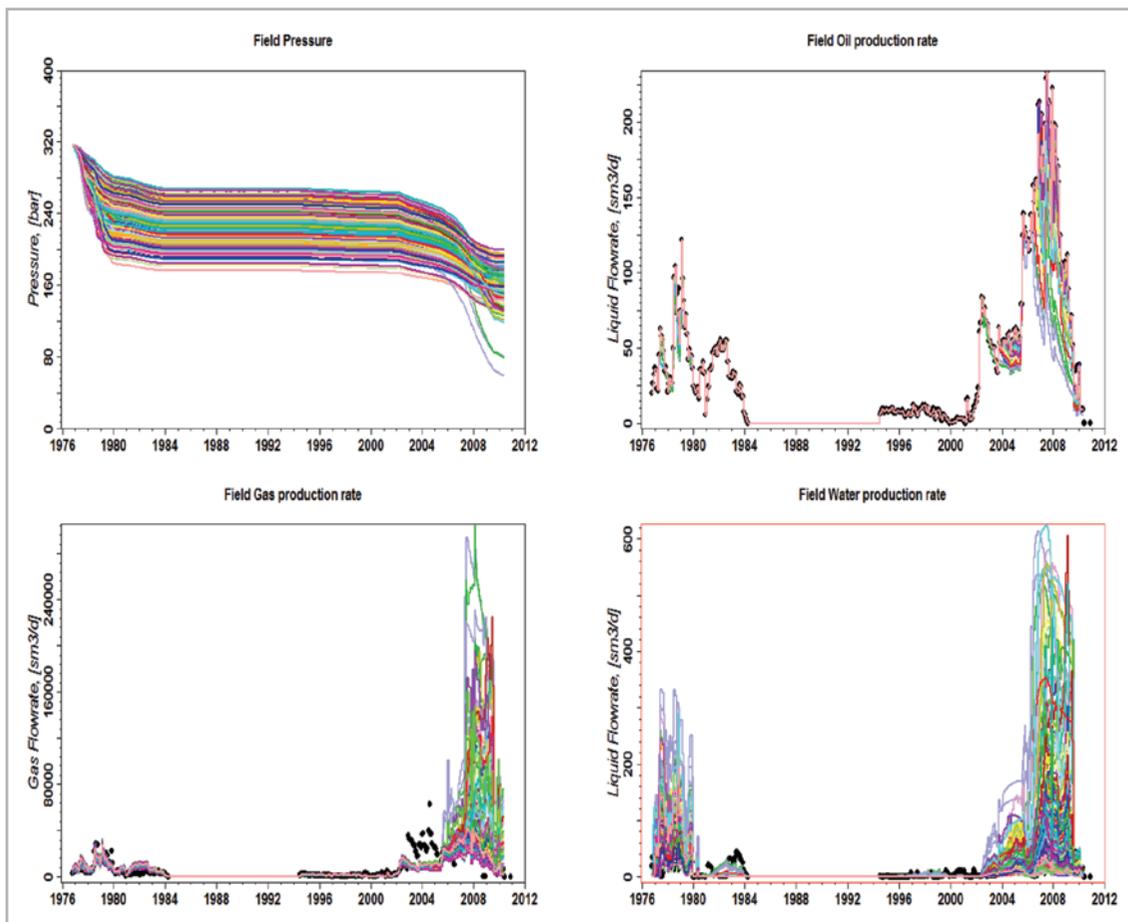


Figura 10. Comportamiento de presión y producción de petróleo, gas y agua del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.

Evolución estratégica

Identificadas las variables de mayor sensibilidad y desactivando las de menor impacto como se observa en la Figura 9. El inicio de la EE utilizó como caso base los valores de las variables del modelo de ajuste manual y los rangos de las variables de la **Tabla 4**. Las variaciones empleadas en la aplicación para el dominio C3 del campo Ogarrio fueron: cuatro padres y ocho hijos, 24 generaciones en total para alcanzar la convergencia de la solución, considerando cuatro

hijos por padre, cuatro generaciones de convergencia y 295 simulaciones en total.

Los resultados de las 295 simulaciones empleando la EE se muestran en la **Figura 11**, donde se logra observar que los resultados se han aproximado de manera favorable a lo reportado en la historia de producción. Para la EE el caso que presenta el menor valor en la función objetivo es aquel que muestra el mejor ajuste de los datos históricos.

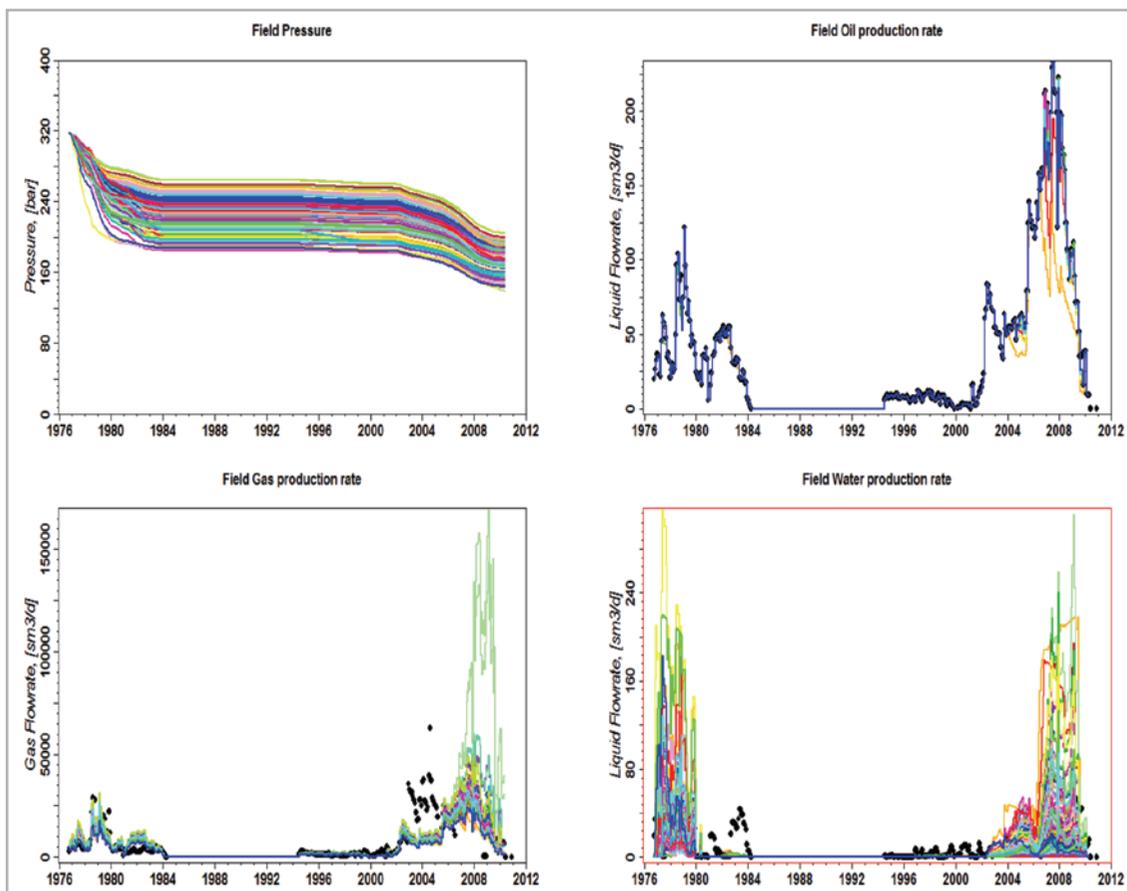


Figura 11. Comportamiento de presión y producción de petróleo, gas y agua del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.

Selección del caso óptimo

Para realizar la selección se compararon: volumen original, presión, producción de petróleo, gas y agua, tanto a nivel campo como a nivel pozo, caso por caso con el ajustado manualmente y a su vez con los datos históricos.

La selección del caso óptimo se llevó a cabo mediante el análisis de los 495 casos (295 EE y 200 SMC), cada corrida de simulación se comparó con el comportamiento del caso base (ajuste manual) y con los datos históricos. Complementariamente para los casos de EE se utilizó el valor de la función objetivo del caso base, (108.5), el cual se comparó con el calculado para cada caso de simulación, **Tabla 5**.

Para el comportamiento de producción de petróleo, **Figura 12**, no hubo cambio significativo, debido a que los casos de simulación están controlados por gastos de petróleo por pozo. La variable independiente del modelo dinámico es la producción de petróleo y el objetivo es ajustar las predicciones de los volúmenes históricos producidos reportados de agua y de gas.

Tabla 5. Ejemplo de los valores de la función objetivo para cada caso de EE.

Generación	\$Capas	\$C ₁	\$WOC	\$Swmin	\$MultiPoro	Valor de la función Objetivo	Nombre del Caso
23	9	0.49	-2818	0.14	0.98	124.10	Optimizacion_284
23	9	0.47	-2824	0.18	0.99	104.19	Optimizacion_234
24	8	0.52	-2823	0.14	0.99	103.76	Optimizacion_285
24	8	0.5	-2822	0.15	1.02	115.82	Optimizacion_286
24	9	0.48	-2823	0.17	1.01	117.01	Optimizacion_287
24	9	0.5	-2822	0.16	0.99	114.94	Optimizacion_288
24	8	0.51	-2821	0.15	0.99	111.23	Optimizacion_289
24	9	0.51	-2823	0.14	1.01	116.19	Optimizacion_290
24	9	0.51	-2822	0.14	0.99	113.43	Optimizacion_291
24	8	0.52	-2823	0.16	0.99	113.76	Optimizacion_292
24	9	0.47	-2824	0.18	0.99	104.19	Optimizacion_234
24	9	0.5	-2822	0.15	0.98	114.94	Optimizacion_293
24	7	0.52	-2825	0.22	0.99	111.67	Optimizacion_294
24	7	0.53	-2823	0.1	0.98	110.29	Optimizacion_295

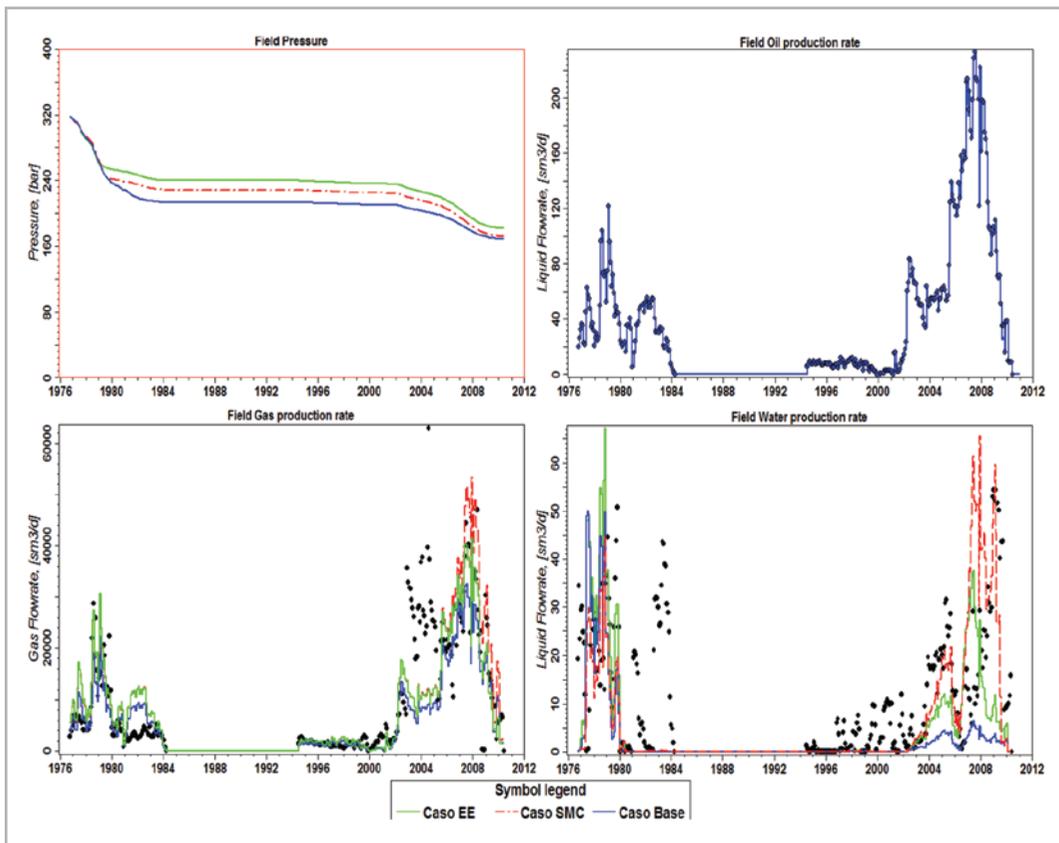


Figura 12. Comportamiento de presión y producción de petróleo, gas y agua para los mejores casos.

La Figura 12 muestra el comportamiento de los datos observados, el **caso base**, el mejor caso de **EE** y el mejor caso de **SMC**. Se observa la mejora en el ajuste histórico al utilizar el flujo de trabajo propuesto.

El mejor caso simulado se obtuvo empleando **SMC**, (línea roja en la Figura 12), el cual se empleó para realizar la factibilidad de inyección y la evaluación económica. El caso óptimo respetó el valor de cada variable en un rango físicamente aceptable.

Análisis de los pronósticos de producción del caso óptimo

Para realizar la factibilidad de inyección y la evaluación económica se utilizó el caso óptimo empleando SMC. Con el modelo del dominio C3 de la arena E-180, se realizaron simulaciones inyectando tres fluidos: CO_2 , N_2 y agua, en un período de 20 años, observando los efectos de estos procesos en el yacimiento. La **Figura 13** muestra los resultados obtenidos de las simulaciones para los diferentes pronósticos.

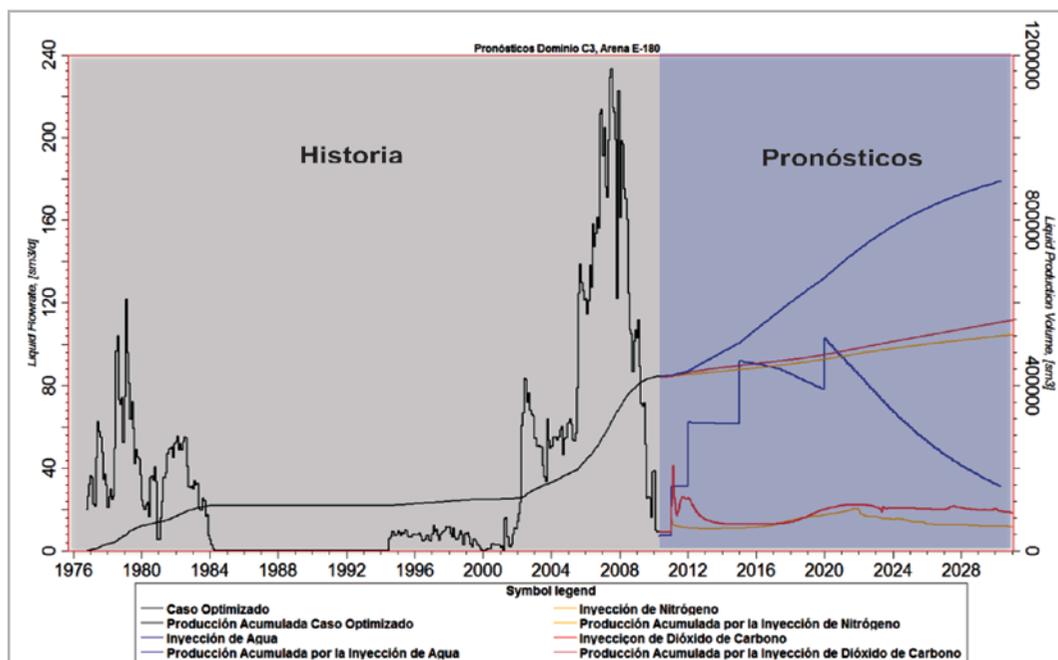


Figura 13. Comparación de los fluidos de inyección, (CO_2 , N_2 , agua) para el dominio C3 del campo Ogarrio a partir del año 2011.

Los gastos de inyección de agua se variaron desde 1,000 a 5,500 bwpd. El "tiempo de relleno" ocurrió en los primeros dos años y posteriormente se ajustaron paulatinamente los volúmenes de inyección para igualar al vaciamiento.

El gasto óptimo de inyección fue de 5,000 bwpd, con un inyector y un pozo productor. Para comparar los beneficios de la inyección de agua contra el de los gases, CO_2 y N_2 se usaron gastos de inyección de 20 MMpcd y el mismo arreglo de pozos.

La **Figura 14** muestra los resultados obtenidos de las simulaciones para los diferentes pronósticos de producción de gas, determinando que, debido al nivel actual de agotamiento de esta arena, los gases se canalizan e irrumpen rápidamente en el pozo productor reduciendo su eficiencia de desplazamiento por actuar como un proceso de inyección no miscible debajo de la presión de burbujeo.

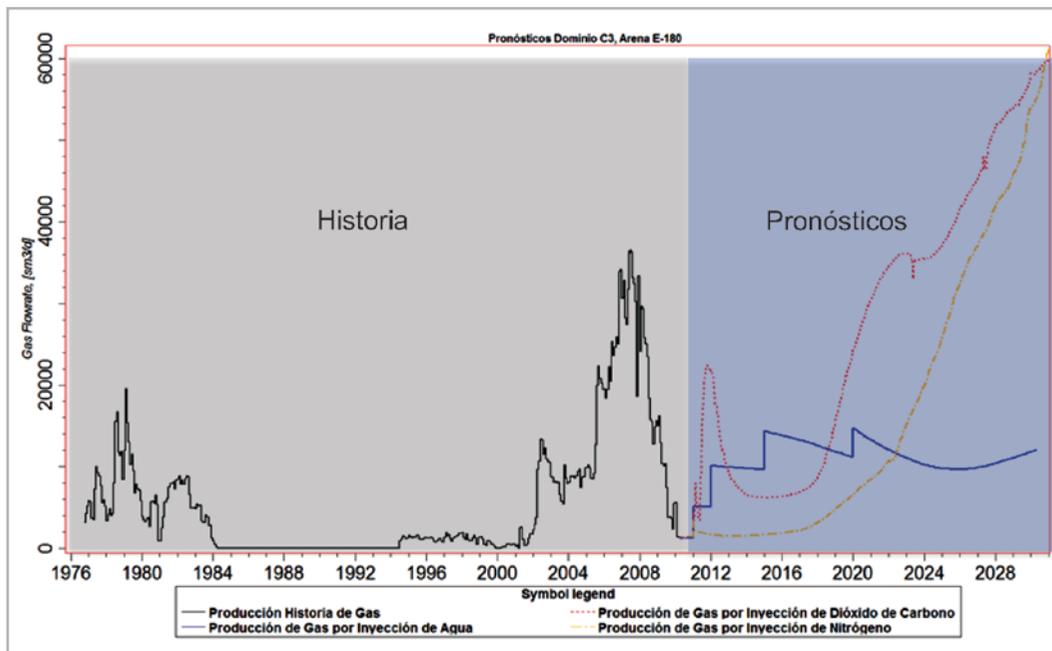


Figura 14. Comparación de la producción de gas de los escenarios de inyección, (CO₂, N₂, agua) para el dominio C3 del campo Ogarrio a partir del año 2011.

Las Figuras 13 y 14 muestran los resultados obtenidos de las simulaciones para los diferentes pronósticos de producción de petróleo y gas, determinando que, debido al nivel actual de agotamiento de esta arena, la mejor alternativa para

aumentar el **Fr** en el dominio C3 de la arena E-180 del campo Ogarrio, ver **Tabla 6**, es la inyección de agua, confirmando las expectativas acerca de la eficiencia de los procesos de recuperación secundaria en yacimientos siliciclásticos.

Tabla 6. Factores de recuperación de petróleo de los escenarios de predicción de la arena E-180 del dominio C3.

Escenario	Fr final* (%)	Fr (%)	DFr (%)	DNp (MMb)
Inyección de CO ₂	22	22.34	0.34	0.61
Inyección de N ₂	22	21.25	-0.75	-0.45
Inyección de Agua	22	31	9	2.43

*Fr final es el esperado en el Dominio C3 en función de las reparaciones mayores y menores de los pozos.

Evaluación económica de los pronósticos de producción

Para la evaluación económica de los pronósticos de producción, el modelo paramétrico fue el valor presente

neto (VPN), que se alimenta del CAPEX, OPEX y de los pronósticos de producción que resultan del modelo óptimo seleccionado.

$$VPN = Ingresos + OPEX + CAPEX$$

$$Ingresos = Producción [b/D] * Costo del Barril [USD/b]$$

El VPN es la diferencia entre el flujo de caja generado por una inversión y la propia inversión inicial. El VPN, por tanto, permite determinar si una inversión cumple con el objetivo de maximizar la rentabilidad, (Zekri, 2002).

Para evaluar la inversión y seleccionar el escenario que representa la oportunidad de negocio, se determinó el VPN para cada opción. Por tanto, se supuso que todos los parámetros de entrada son conocidos, esto es: CAPEX, OPEX, pronóstico de producción, tasa de descuento,

costo del petróleo, etc, y se escogió el mejor escenario a través de la cuantificación de la incertidumbre y evaluación económica.

La evaluación económica consistió básicamente en medir, comparar y establecer el balance entre costos y beneficios. En la **Figura 15**, los valores en negativo describen la inversión del proyecto según corresponda el color para cada caso. Los valores negativos más altos son los que requieren una inversión mayor.

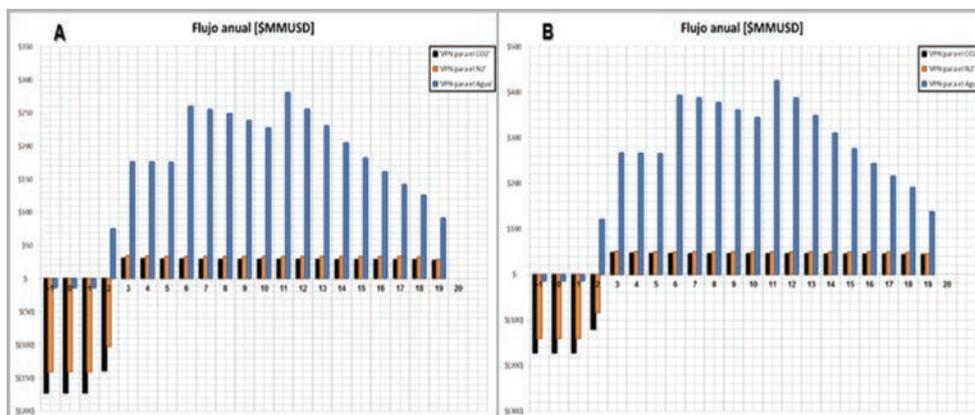


Figura 15. Flujo de efectivo anual (VPN) con impuestos (A) y sin impuestos (B) para los fluidos de inyección, (CO₂, N₂ y agua).

Los procesos de inyección de gases no son rentables, no recuperan su inversión, ya que la presión actual debajo de la presión de burbujeo, propicia la canalización prematura de los gases hacia los productores, resultando en valores

incrementales de aceite menores a la cuarta parte de lo que se obtendrían inyectando agua. El proceso que proporciona mayor rentabilidad es inyección de agua, ver **Tablas 7 a 9**.

Tabla 7. Indicadores económicos para el nitrógeno.

Fluido de inyección nitrógeno			
Indicador	Antes de impuestos	Despues de impuestos	DNp (MMb)
VPN (MMMUSD)	\$ - 0.12	\$ - 0.19	0.45
VPI (MMMUSD)	\$ 0.34	\$ 0.34	
VPN/VPI	-0.37	-0.58	
TIR	6%	2%	

Tabla 8. Indicadores económicos para el dióxido de carbono.

Fluido de inyección Dióxido de carbono			
Indicador	Antes de impuestos	Después de impuestos	DNp (MMb)
VPN (MMMUSD)	\$ - 0.22	\$ - 0.29	0.61
VPI (MMMUSD)	\$ 0.44	\$ 0.44	
VPN/VPI	-0.51	-0.67	
TIR	3%	-2%	

Tabla 9. Indicadores económicos para el agua.

Fluido de inyección Agua			
Indicador	Antes de impuestos	Después de impuestos	DNp (MMb)
VPN (MMMUSD)	\$ 1.20	\$ 0.74	2.43
VPI (MMMUSD)	\$ 0.20	\$ 0.20	
VPN/VPI	6.03	3.71	
TIR	243%	197%	

Las premisas económicas consideradas para los indicadores económicos, son:

- Tasa de descuento: 10 %
- Costo de barril de aceite: 55 USD/barril
- Paridad peso-dólar: 17.10 pesos/USD
- Horizonte de tiempo: 20 años
- Tasa gravable: 0.7 y 0.0
- Costo de tratamiento del fluido producido para inyección [USD\$/barril fluido]:
 - ❖ Agua [USD\$/barril agua]: 0.5
 - ❖ N₂ [USD\$/barril N₂]: 1.5
 - ❖ CO₂ [USD\$/barril CO₂]: 2.0

- CAPEX: 5.0%
- OPEX: 95.0%
- Infraestructura requerida para cada fluido de inyección

El mejor escenario tanto técnica como económicamente es la inyección de agua, la cual se recomienda implementar a la brevedad posible para evitar que la presión siga cayendo; ya que proporciona mayor tolerancia en sus costos, además que es rentable después de impuestos.

En los estudios de simulación numérica del dominio C3 de la arena E-180 del bloque A, del campo Ogarrio, la inyección de agua resultó ser rentable. Debido a su mayor presión, esta área sería la más adecuada para una prueba piloto. Posterior al tiempo de llenado, podría contemplarse también una inyección alternada de CO₂ y agua, ya que correlaciones de la

literatura indicaron que se podría alcanzar miscibilidad con el petróleo ligero de este campo, una vez que se estuviera por encima de la presión de burbujeo y se calibraran los resultados con información actualizada de fluidos.

Conclusiones

- Este estudio y la metodología descrita proporcionan un sustento para la evaluación de los procesos de inyección de agua y/o recuperación mejorada a escala de campo. Para las condiciones actuales de agotamiento de este yacimiento se recomienda la **inyección de agua**.
- La metodología empleada permitió identificar los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en el campo Ogarrio y proveen el sustento técnico para que la empresa tome la decisión de implementarlos. Con la aplicación de esta metodología se realizó una evaluación que permitió conocer los incrementos de recuperación de hidrocarburos, atribuibles a su implantación y establecer su rentabilidad en una etapa de visualización
- La presión actual del yacimiento ~ 120 kg/cm², está a menos de la mitad de la P_b original de 225 kg/cm². No es conducente a un desplazamiento eficiente por inyección de gases (CO₂ y N₂) debido a que éstos tenderían a canalizarse y no serían económicamente rentables.
- Debido al agotamiento de los yacimientos, cualquier inyección de gas requeriría inversiones mayores en comparación con la inyección de agua. Podrían considerarse solo como una etapa posterior al llenado, desplazamiento y re-disolución parcial del gas libre en las arenas.
- Previo a llevar a cabo un proceso de recuperación mejorada, se recomienda:
 - Realizar PVT's recombinados, para verificar las propiedades actuales de los fluidos del yacimiento, ya que la información data desde 1975.
 - Verificar con nuevos datos petrofísicos los valores de compresibilidad de la formación y las propiedades roca-fluido para la mitigar la incertidumbre.
 - Llevar a cabo pruebas de inyectividad, pruebas de interferencia y de trazadores.
- Analizar la opción de inyectar CO₂ en forma parcialmente miscible, como parte de un proceso de IACA (Inyección Alternada de CO₂ y Agua), posterior a haber alcanzado el llenado en el yacimiento.
- Implementar a la brevedad posible una prueba de inyección de agua en las arenas de mayor presión y alto volumen original del campo Ogarrio. Entre más se retrase, se acelerará su depresionamiento y se reducirá su potencialidad para incrementar económicamente su *Fr*.

Agradecimientos

Especial agradecimiento a Petróleos Mexicanos, Activo de Producción Cinco Presidentes, por permitir el desarrollo de este estudio y al Activo de Producción Litoral de Tabasco, por el apoyo para poder asistir al Congreso Mexicano del Petróleo.

Al Doctor Jose Luis Bashbush Bauza, por todo el apoyo técnico, la cordialidad con que prodiga sus conocimientos y por los gratos momentos.

Referencias

1. Cabrera-Castro, R. y Lugo-Rivera, J.E. 1984. Estratigrafía y Sedimentología de las Cuencas Terciarias de México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros 36 (2): 3-55.
2. CNH. Septiembre de 2015. Opinión Técnica Solicitud de Migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio a un contrato para la Exploración y Extracción. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/72469/Opinion_Tecnica_a_SENER_Ogarrio.pdf
3. PEMEX y ARC GROUP, L.L.C. 2009. Estudio de caracterización integral del Campo Ogarrio Bloque "A". Agua Dulce, Veracruz, Mex., 1 de Marzo.
4. PEMEX, 2015. Reservas de Hidrocarburos al 1 de Enero de 2015. http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015_e.pdf

5. Romero Cruz, Rafael Adrián, "Análisis de Incertidumbre y Factibilidad de Inyección de Fluidos en el Campo Ogarrio, Bloque A", Junio 2014, UNAM.
6. Smith, J.T. y Cobb, W.M. 1999. Waterflooding Notebook. Lubbock, Texas: W.M.Cobb & Associates, Inc.
7. Willhite, G.P. 1986. Waterflooding, Vol. 3. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
8. Zekri, A.Y. y Jerbi, K.K. 2002. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery. Oil Gas Sci. Technol. 57 (3): 259-267. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2002018>.

Semblanza de los autores

Rafael Adrián Romero Cruz

Ingeniero Químico Petrolero egresado de la Universidad Popular de la Chontalpa, en 2009. En el periodo 2009-2011, realizó estudios de maestría en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

De 2010 a 2012 se desempeñó como Ingeniero de yacimientos en la Gerencia de Proyectos de Explotación.

De 2013 a 2015, se desempeñó como Ingeniero de yacimientos y soporte en sitio para el Proyecto crudo ligero Marino (CLM) del APLT, en la Ciudad de Paraíso, Tabasco.

En 2015 ingresó a Pemex, al Grupo Multidisciplinario del Proyecto Integral Yaxche-Xanab del Activo de Producción Litoral de Tabasco, en Paraíso, Tabasco donde actualmente se desempeña como Ingeniero de yacimientos.

José Luis Bashbush Bauza

Ingeniero Petrolero con Mención Honorífica egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año de 1969. Estudió la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Texas en Austin y obtuvo el Doctorado en Ingeniería Petrolera y Gas Natural por la Universidad de Pennsylvania, en reconocimiento a sus logros profesionales y académicos, esta última institución le otorgó el título de "Centennial Fellow" en 1998.

Tiene más de 45 años de experiencia en la industria petrolera con amplia actividad en varias partes del mundo, incluyendo África, el Medio Oriente, el Mar del Norte, Inglaterra, Japón, México, Norte y Sur América.

Ha participado como miembro activo de la Society of Petroleum Engineers International, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, donde ha colaborado durante más de un lustro con la Comisión Nacional Editorial, y fue miembro de la mesa directiva de la Delegación México en el bienio 2012-2014.

En diciembre del 2010 la SPE le confirió el "Distinguished Service Award" durante el LACPEC en Lima, Perú. En 2010 recibió el premio Instituto Mexicano del Petróleo, en el Congreso Anual de la AIPM en Villahermosa.

Actualmente continúa impartiendo clases y dirigiendo tesis de posgrado en la UNAM, en donde en 1979, fue profesor fundador del doctorado en Ingeniería Petrolera y miembro de la Comisión Dictaminadora de Ciencias de la Tierra del 2011 al 2013.

Desde hace unos años, es el Director de Tecnología de la compañía Schlumberger para México y Latinoamérica.