

## Inyección de bióxido de carbono en el campo Brillante

*Marcela Arteaga Cardona*  
[marcela.eduviges.arteaga@pemex.com](mailto:marcela.eduviges.arteaga@pemex.com)

*Fernando Rodríguez de la Garza*  
*Isabel Báez Marín*  
**Pemex E&P**

Información del artículo: recibido: septiembre de 2015-aceptado: octubre de 2015

### Resumen

El campo Brillante del ACP, es un campo joven con tres años de explotación, su presión inicial, 214 Kg/cm<sup>2</sup>, fue muy cercana a la de saturación, 209 Kg/cm<sup>2</sup>. Su desarrollo ha provocado una rápida caída de presión y como consecuencia de producción, de 8,100 bpd que llegó a producir, actualmente produce menos de 3,000 bpd. Con el objeto de incrementar el factor de recuperación se requiere implementar un proyecto de recuperación secundaria o mejorada.

Por las características de la roca y los fluidos del campo, se puede implementar un proceso de inyección de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) aprovechando el CO<sub>2</sub> producido en las plantas de amoníaco del CPQ de Cosoleacaque. Este proceso le da a Pemex la oportunidad de apoyar la iniciativa del Gobierno Federal de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, que impulsa a través de la Ley de Responsabilidad Ambiental, además; la posibilidad de incrementar la producción de aceite mediante la implementación de proyectos integrales de captura de CO<sub>2</sub> en sus instalaciones y uso en la recuperación mejorada de aceite en sus campos.

Con base a las estimaciones realizadas con modelos predictivos, se prevé que además de disminuir la fuerte declinación de presión, es factible incrementar la producción de aceite hasta 5,900 bpd, inyectando 15 MMpcd, para un total de 22 MMMpc en los 9 años que duraría el proyecto, acumulando 5.2 MMB de aceite, el beneficio adicional es que aproximadamente el 50% del CO<sub>2</sub> inyectado se queda en el yacimiento.

**Palabras clave:** Inyección, bióxido de carbono, campo Brillante, recuperación secundaria.

## Injection of carbon dioxide in the Brillante field

### Abstract

The Brillante field is a young field with three years of operation, the initial pressure, 214 kg/cm<sup>2</sup>, was very close to saturation pressure, 209 kg/cm<sup>2</sup>. Its development has caused a rapid drop in pressure as a result of production, it reached 8,100 bpd, and currently it produces less than 3,000 bpd. In order to increase the recovery factor it is required to implement a secondary or enhanced oil recovery project.

The characteristics of the rock and fluids make it a good candidate for CO<sub>2</sub> injection, by using the CO<sub>2</sub> produced in the ammonia plants of the Cosoleacaque petrochemical complex. This process gives Pemex the opportunity to support the

initiative of the Federal Government aiming at reducing CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere, as well as the possibility of increasing oil production by implementing integrated CO<sub>2</sub> capture and enhanced oil recovery, CCUS-EOR, projects in their facilities and fields.

Based on estimates from predictive models, CO<sub>2</sub> injection is expected to further decrease the sharp decline in pressure of the Brillante field, and to increase oil production up to 5,900 bpd by injecting 15 MMcfd, for a total of 22 Bscf in the nine years duration of the project, and 5.2 MMstb of cumulative oil production, with the added benefit of sequestering approximately 50% of the injected CO<sub>2</sub> in the field.

**Keywords:** Inyección, carbon dioxide, Brillante field, enhanced oil recovery.

## Antecedentes

El campo Brillante geográficamente se localiza en el estado de Veracruz a 17 km E, de la ciudad de Coatzacoalcos, **Figura 1**, fue descubierto con el pozo Brillante 1, inició su explotación en agosto de 2011. A la fecha se han perforado 22 pozos, de los cuales 13 están operando con una producción promedio de 229 bpd por pozo. Su volumen original es de 40 MMb de aceite y 23 MMMpc de gas, sus reservas remanentes totales al 1° de enero de 2014 son de 7.8 MMb de aceite y 9.5 MMMpc de gas, de las cuales el 58% son probadas (4.5 MMb y 6.6 MMMpc) y el resto posibles, atribuibles a procesos de recuperación adicional.

Es productor de aceite ligero con densidad de 35 °API y viscosidad de 1.4 cp, su máxima producción de 8,100 bpd la

alcanzó en febrero de 2012, **Figura 2**, actualmente produce 2,975 bpd de aceite, con un flujo fraccional de agua de 22%. Su producción acumulada a junio de 2014 es de 6.3 MMb de aceite y 5 MMMpc de gas, lo que representa un factor de recuperación de 16% de aceite y 21% de gas.

Su presión inicial de 214 Kg/cm<sup>2</sup> resultó muy cercana a la de saturación de 209 Kg/cm<sup>2</sup>, a tres años de haber iniciado su explotación, la presión es de 140 Kg/cm<sup>2</sup>, **Figura 3**. La fuerte caída de presión indica que este campo se debió haber desarrollado de manera conjunta con algún sistema de mantenimiento de presión o de recuperación mejorada, para evitar el rápido depresionamiento y con ello la pérdida de energía y el bajo factor de recuperación.



**Figura 1.** Localización del campo Brillante.

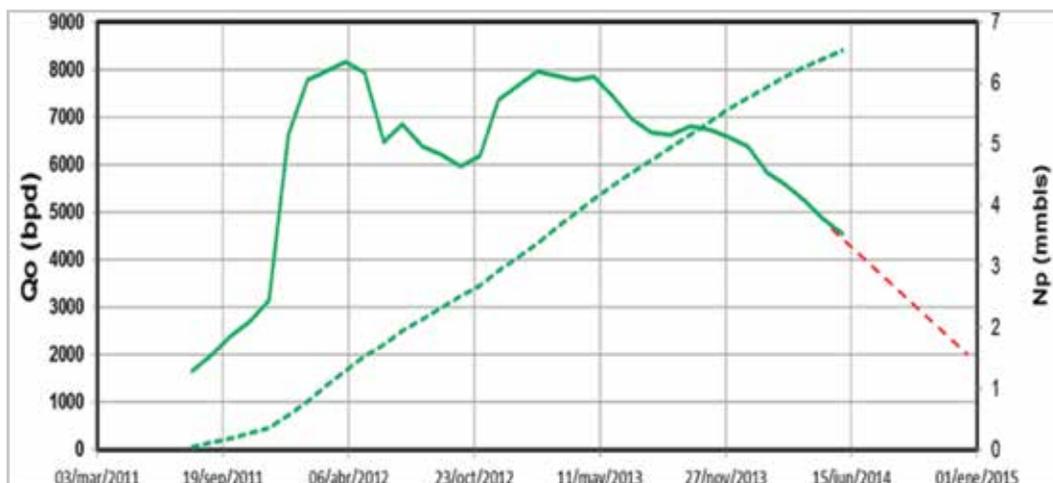


Figura 2. Historia de producción de aceite del campo Brillante.

Está constituido por un solo yacimiento de arenisca AMS-1 a profundidad promedio de 2,100 m, espesor bruto/neto de 20/10 m, porosidad de 20-38%, permeabilidad de 180 mD, temperatura de 60 °C y saturación de agua inicial de 22%. Al comparar las propiedades básicas del campo Brillante con

los criterios generales emitidos por J. J. Taber en 1983 para definir el proceso de recuperación mejorada más adecuado para un campo en particular, se estableció que el campo Brillante es un candidato potencial para la inyección de CO<sub>2</sub>, **Tabla 1.**

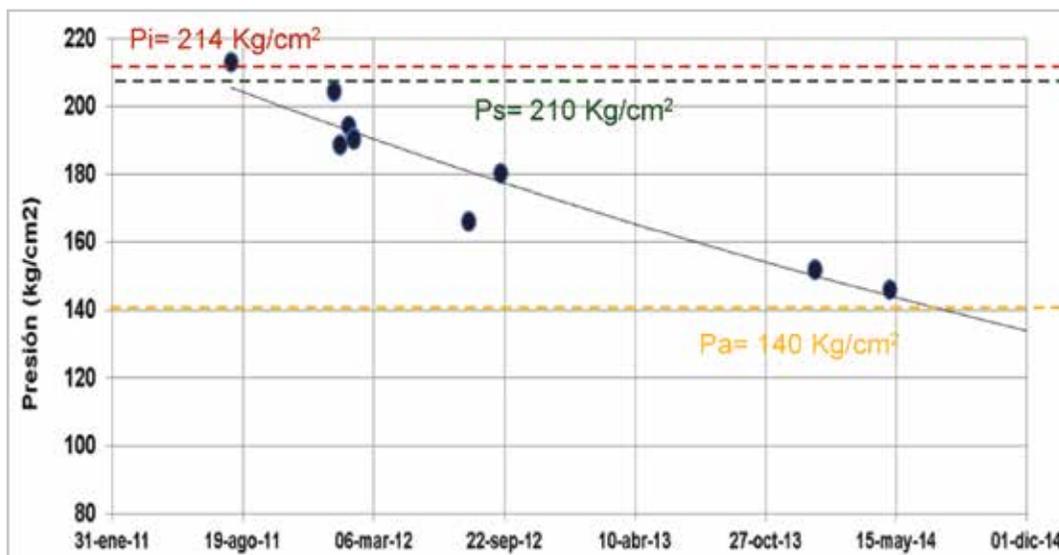


Figura 3. Historia de presión del campo Brillante.

**Tabla 1.** Límite de aplicación del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> basado en los criterios de Taber.

Propiedad	Límite de aplicación	Campo Brillante
Profundidad (pies)	> 2,000	6,900
Densidad (°API)	> 26	30
Viscosidad (cp)	< 15	1.5
Litología	Arenisca o carbonato poco fracturado	Arenisca
Permeabilidad (mD)	> 5	180
So (%)	> 30	66
Presión (psi)	> 1200	2,150
Temperatura (°F)	< 250	140

El CO<sub>2</sub> ha demostrado ser un fluido que aporta grandes beneficios en la extracción de hidrocarburos. En EUA es el segundo proceso más utilizado atribuyéndosele una producción de 245,000 bpd. Su amplia aplicación se debe a la capacidad que tiene para:

- a) Reducir la viscosidad del aceite;
- b) Extraerle sus componentes intermedios;
- c) Provocar su hinchamiento;
- d) Incrementar la permeabilidad del medio poroso y
- e) Disminuir la permeabilidad relativa al agua, entre otros.

El proceso de inyección de CO<sub>2</sub> a campos petroleros se puede aplicar bajo las siguientes modalidades: a) mantenimiento de presión; b) desplazamiento miscible; c) desplazamiento inmisible; d) drene gravitacional asistido; e) inyección alternada agua-CO<sub>2</sub> y, f) inyección cíclica o Huff and Puff.

Definir cuál de ellos se utilizará depende en gran medida de las características del yacimiento, así como, de sus condiciones de explotación, infraestructura requerida, disponibilidad de los fluidos para inyección y sobretodo, de los beneficios económicos. En este caso, se propone inyectarlo como proceso de desplazamiento inmisible,

en arreglos invertido de cinco pozos (un pozo inyector y cuatro productores) y con la posibilidad de desarrollar miscibilidad por contactos múltiples, lo que actualmente se está analizando en el laboratorio.

Con la aplicación del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante, puede ser factible disminuir la fuerte declinación de la presión y producción, además de disminuir la producción de agua e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos a través de los mecanismos que operan en este proceso.

## Metodología

La metodología que se propone para el desarrollo del proyecto, consiste de dos grandes líneas de acción. La primera relacionada con la captura y transporte del CO<sub>2</sub>, la cual requiere de la ejecución de tres tareas:

- 1) Definir el volumen y calidad del CO<sub>2</sub> que pueden ser suministrados por el CPQ Cosoleacaque;
- 2) Dimensionar los requerimientos para la captura y transporte del CO<sub>2</sub> al campo Brillante y
- 3) Ejecutar las obras correspondientes.



Esta información lleva a la conclusión de que la fuente disponible en el CPQ de Cosoleacaque, puede ser suficiente, es estable, es confiable y adecuada para ser utilizada en

el campo Brillante, con el fin de desarrollar un proceso de recuperación mejorada por inyección de CO<sub>2</sub>.

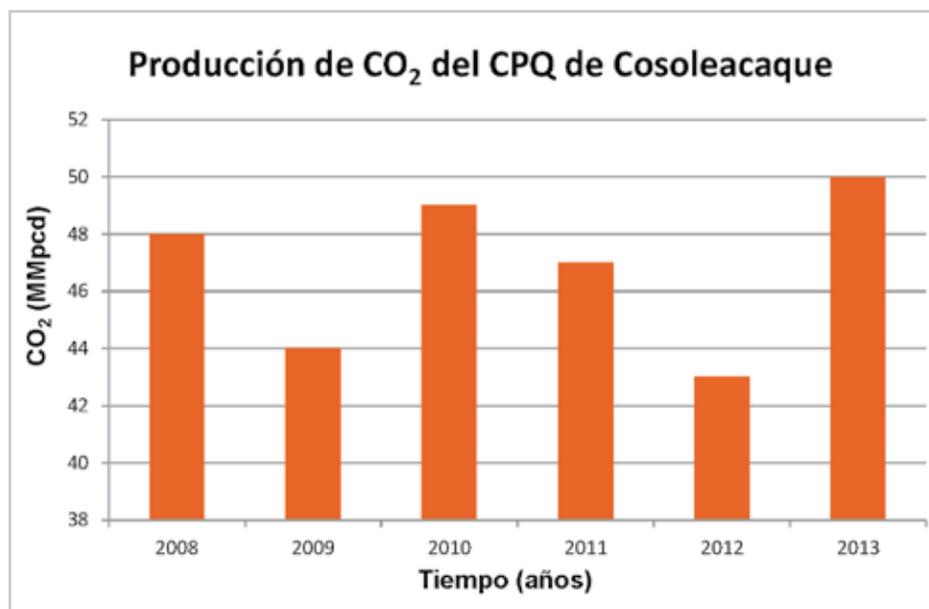


Figura 5. Historia de producción de CO<sub>2</sub> en el CPQ de Cosoleacaque.

## Requerimientos de la captura y transporte de CO<sub>2</sub> al campo Brillante

De acuerdo con información preliminar proporcionada por el CPQ Cosoleacaque, la captura de CO<sub>2</sub> se reduce a eliminar la posible humedad e instalar un ducto que derive el CO<sub>2</sub> desde el sitio de emisión a la atmósfera, a la unidad de compresión que deberá ser instalada para su transporte al campo Brillante.

Para transportar el CO<sub>2</sub> al campo, particularmente en el caso de probarse viable la inyección de CO<sub>2</sub> a escala de campo,

será necesario disponer de un carbonoducto y de equipo de compresión. Las opciones que se tienen para ello consisten en: 1) hacer un levantamiento de ductos potenciales existentes en la zona, su revisión, diagnóstico de su estado y, en su caso, dimensionar los trabajos que requieren su habilitación, y 2) diseñar la construcción de un nuevo ducto.

Actualmente se está realizando el estudio que permitirá definir la mejor opción, además, en ambos casos se definirán los requerimientos de compresión para el transporte y el tratamiento que requiera el fluido con el objeto de remover la humedad y evitar corrosión en los ductos.

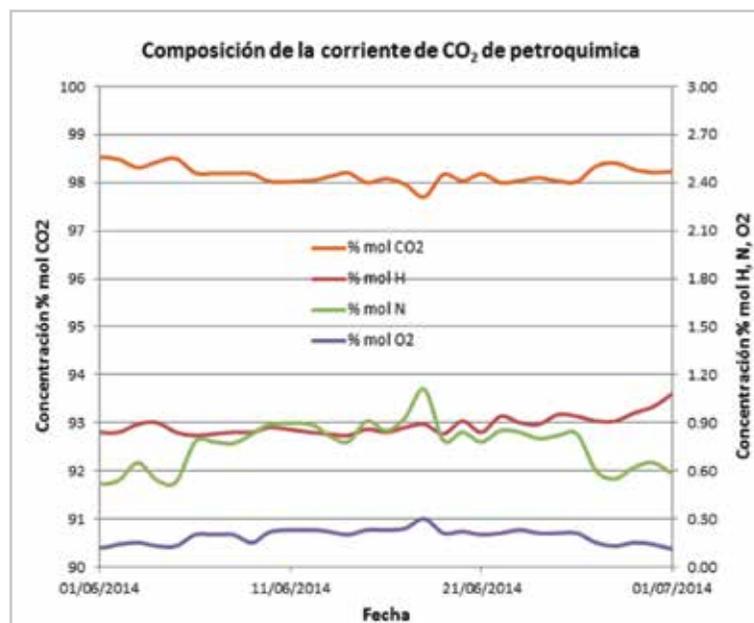


Figura 6. Composición de la corriente de CO<sub>2</sub> en el CPQ de Cosoleacaque.

## Inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Brillante

En esta sección se documentan las actividades relacionadas con el secuestro de CO<sub>2</sub> en el campo Brillante del Activo de Producción Cinco Presidentes, mediante la aplicación de un proceso de recuperación mejorada. En primer término se presenta el caso de negocio y el diseño preliminar del proceso para la aprobación gerencial del proyecto. Posteriormente se muestran los estudios de laboratorio que se realizarán y los requerimientos para el diseño en el que se basará la ejecución y el monitoreo de la prueba piloto y su posible aplicación a escala de campo.

### Documentación del caso de negocio y aprobación gerencial

Para evaluar de manera preliminar el comportamiento del proceso se realizó una simulación predictiva utilizando los modelos desarrollados en 1984 por Scientific Software-Intercomp para el DOE (Departamento de Energía de

EUA). Se utilizó el CO<sub>2</sub>PM (CO<sub>2</sub> Predictive Model), el cual, es aplicable para recuperación secundaria o terciaria, con inyección continua de CO<sub>2</sub> o alternada agua - CO<sub>2</sub> (WAG), en arreglos de cinco pozos invertido. Fue desarrollado para flujo miscible de primer contacto, sin embargo, es confiable para flujo miscible por contactos múltiples.

Es un modelo tridimensional trifásico, que utiliza la teoría de flujo fraccional modificada para considerar: a) los efectos de rebasamiento viscoso con el factor de Koval; b) la eficiencia de barrido areal, con el procedimiento de Claridges; c) la heterogeneidad vertical, con el coeficiente de Dykstra Parsons y d) la segregación gravitacional, con la extensión del modelo de Koval. Los cálculos se realizan para un solo arreglo de cinco pozos invertido, representativo del campo y posteriormente se extienden para todo el campo. En el caso del campo Brillante se seleccionó como arreglo representativo el que tiene como inyector el pozo Brillante-1 y se proyectaron una serie de siete arreglos, mostrados en la Figura 7, que pudieran ser los que se propondrían para la masificación.

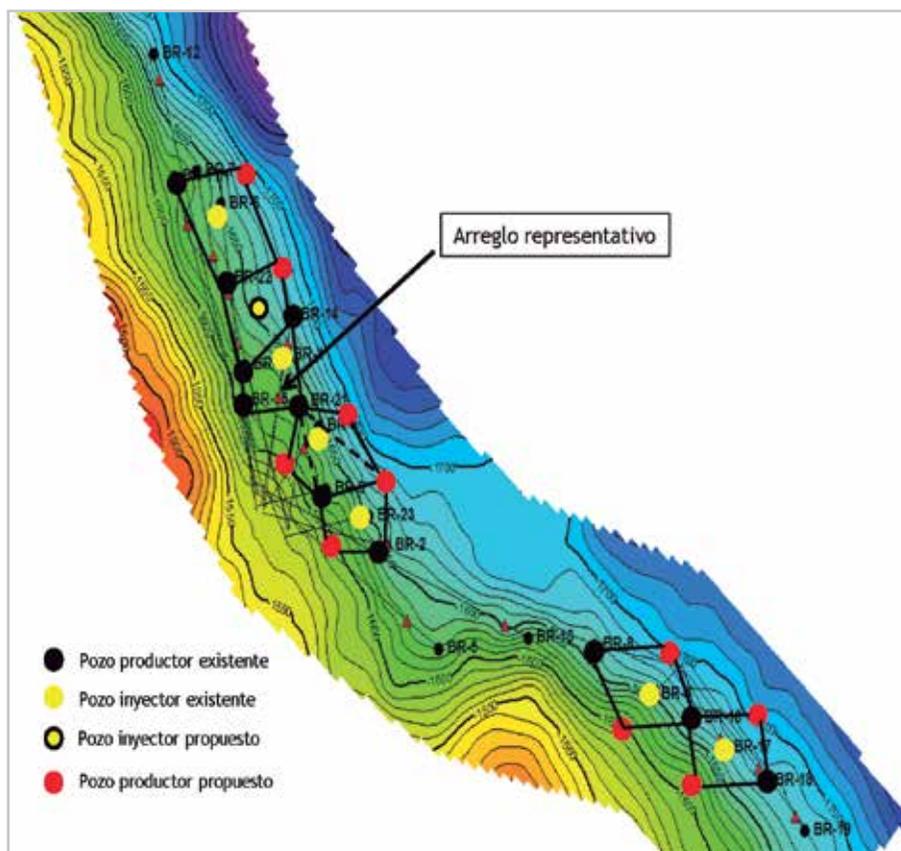


Figura 7. Arreglos propuestos para el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> al campo.

Los datos requeridos por el modelo son las propiedades promedio del yacimiento, se tiene la opción de utilizar valores de default para la mayoría de las variables, con excepción de la gravedad API del aceite, porosidad, permeabilidad, espesor neto, profundidad y área del patrón, que son requeridos, (ver Tabla 1).

Los resultados obtenidos se presentan en las Figuras 8 a 11. Se propuso iniciar el proceso en julio de 2015 y tendrá una duración de nueve años, marcando como límite económico una producción mínima de 20 bpd por pozo. Se estima una producción máxima de aceite de 5,900 bpd, aproximadamente 280 bpd por pozo, a los siete meses de iniciado el proceso, lo que significa un incremento de 4,000 bpd, con respecto al comportamiento de la producción declinada, como se puede observar en la Figura 8. La producción acumulada estimada de aceite, Figura 9, asciende a 5.2 MMb, lo que implica alcanzar un factor de recuperación de 33%, 13% más que por producción primaria.

En lo que respecta al requerimiento de CO<sub>2</sub>, en la Figura 10 se observa que el máximo ritmo de inyección estimado es de 15 MMpcd, un promedio de 2.1 MMpcd por pozo, para acumular un total durante la vida del proyecto de 22 MMMpc, Figura 11. Con base a la disponibilidad de CO<sub>2</sub> en el CPQ de Cosoleacaque presentado en la Figura 5, se puede establecer que la fuente de CO<sub>2</sub> disponible es suficiente para satisfacer este proyecto.

La surgencia del CO<sub>2</sub> se presenta a los cinco meses de iniciado el proyecto y se llegan a producir hasta 7.8 MMpcd a los dos años. Dadas las especificaciones establecidas en la entrega de gas del Activo al centro de procesamiento, no se tiene ningún margen para el incremento en la concentración de CO<sub>2</sub> en el gas producido, por lo que deberá construirse una planta para su separación y reinyección al yacimiento o bien inyectar el gas contaminado producido a un campo vecino.

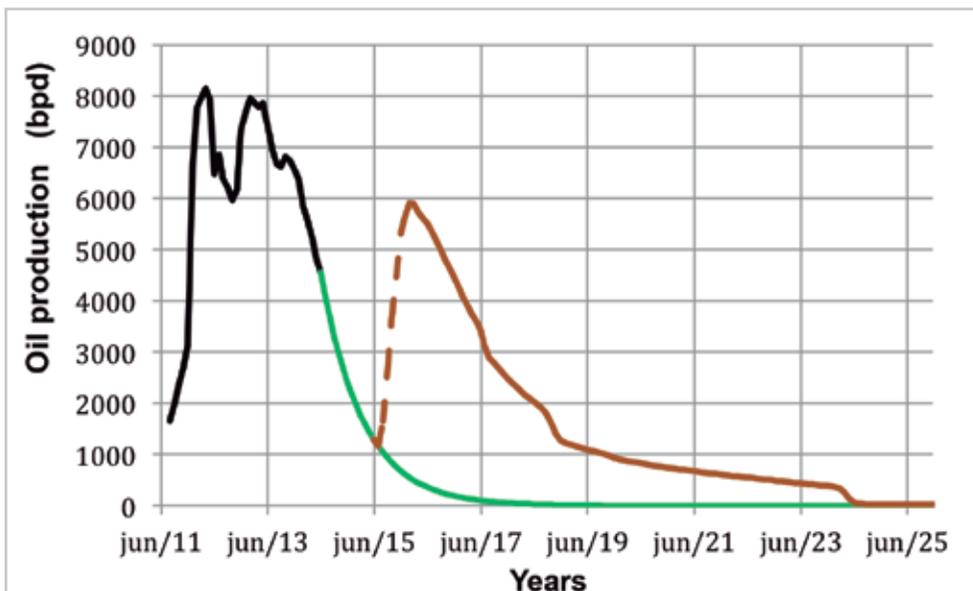


Figura 8. Pronóstico de producción de aceite por inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante.

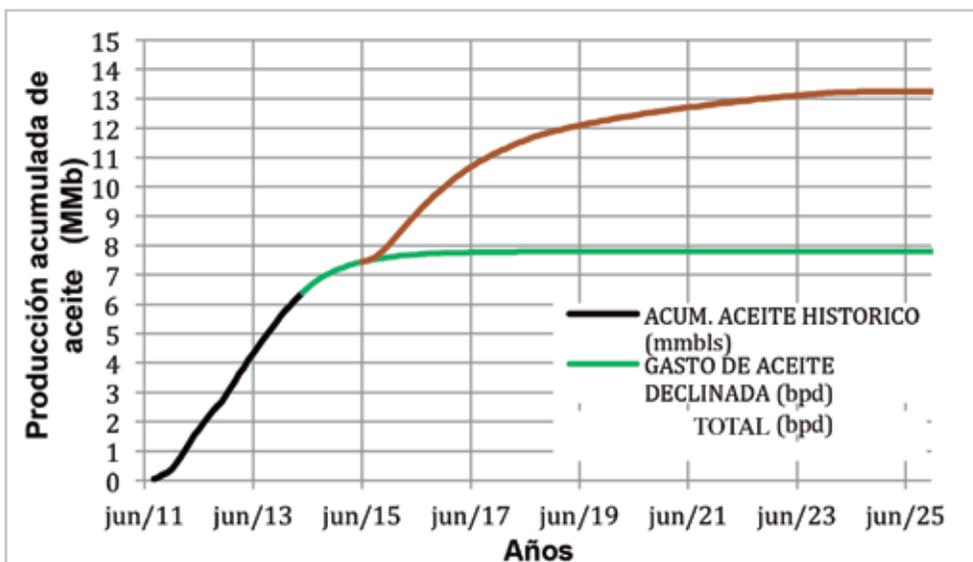


Figura 9. Producción acumulada de aceite esperada con la inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante.

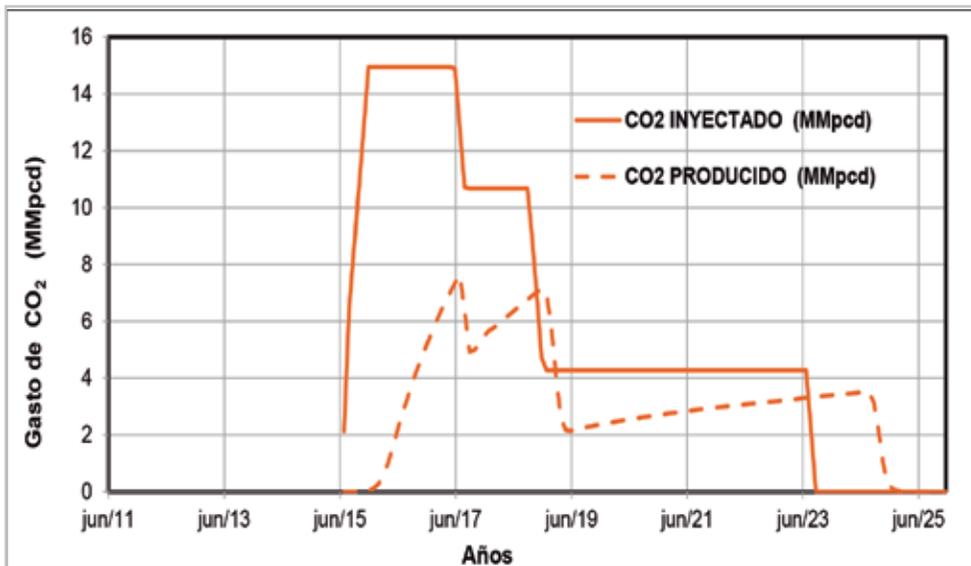


Figura 10. Gasto de inyección-producción de CO<sub>2</sub> al campo Brillante.

El total de CO<sub>2</sub> que se estima producir es de 12 MMMpc, la diferencia entre el CO<sub>2</sub> inyectado y el producido es de 10 MMMpc, lo que implica que aproximadamente el 50% del CO<sub>2</sub> que se inyecte, quedará secuestrado en el yacimiento, **Figura 11**, ayudando con el segundo objetivo del proyecto que es la disminución de las emisiones del CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

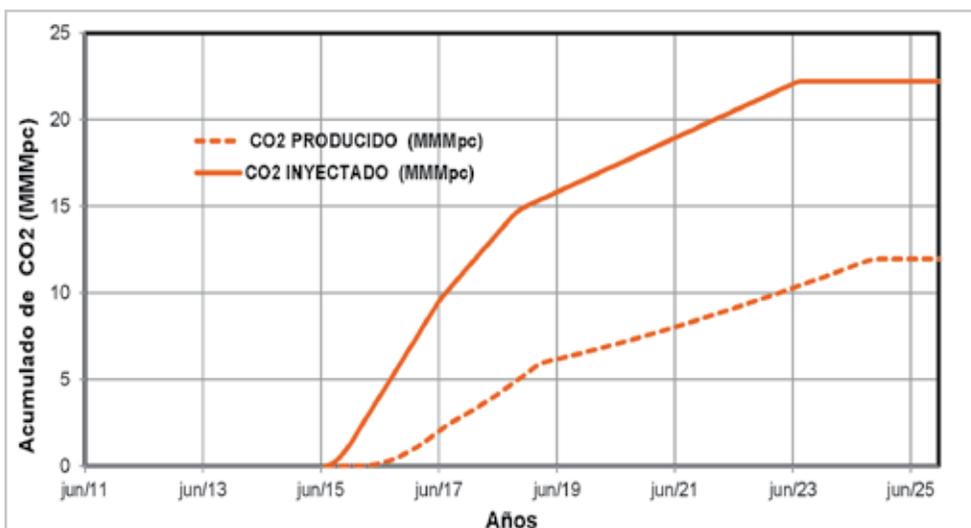


Figura 11. Total de CO<sub>2</sub> producido e inyectado durante la inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante.

Con base en los pronósticos de producción y las premisas correspondientes al Proceso de Planeación 2014, (precio de aceite de 69.94 USD/bl y 4.66 USD/mpc para el gas), es posible obtener los siguientes indicadores económicos del proyecto:

VPN	= 2,926 millones de pesos
VPI	= 750 millones de pesos
VPN/VPI	= 3.9
TIR	= 0.2

Estos indicadores muestran que el proceso de recuperación mejorada por inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante puede ser rentable. Es importante mencionar que para el proyecto general se considera que el CO<sub>2</sub> se comprará al CPQ de Cosoleacaque en 2 USD/Mpc y que el CO<sub>2</sub> que se produzca en el campo se separará e inyectará en otro campo del mismo Activo, obteniéndose por ello un beneficio para el proyecto al transferirlo a 0.5 USD/Mpc.

## Estudios de laboratorio

Una vez que se ha definido que el CO<sub>2</sub> es un proceso atractivo para optimizar la explotación del campo Brillante, que la fuente de CO<sub>2</sub> es adecuada y se tienen los pronósticos preliminares que fortalecieron el proyecto y permitieron presentarlo para su aprobación gerencial y asignación de recursos, es factible iniciar los estudios especiales de laboratorio.

Es necesario efectuar experimentos de comportamiento de fases y de desplazamiento en núcleos de yacimiento para determinar variables clave que con el apoyo de simuladores numéricos, permitan determinar con mayor certeza el comportamiento real del proceso. Dentro de las principales pruebas a realizar se tienen las siguientes:

- ✓ Estudio del comportamiento de fases, que incluye entre otros la determinación de los efectos de la concentración del CO<sub>2</sub> sobre la densidad y viscosidad del aceite
- ✓ Envoltente de precipitación de asfaltenos
- ✓ Matriz de coeficiente de difusión
- ✓ Hinchamiento del aceite

- ✓ Determinación experimental de la presión mínima de miscibilidad, PMM
- ✓ Determinación de Sor
- ✓ Determinación del factor de recuperación

En primer término se identificaron los núcleos disponibles para seleccionar los que son de la formación donde se inyectará el CO<sub>2</sub> y posteriormente se solicitó a una institución especializada el desarrollo de las pruebas de laboratorio, las cuales actualmente se están realizando.

## Prueba piloto: diseño, ejecución, monitoreo y evaluación

La ejecución de una prueba piloto tiene como objetivo disminuir el riesgo en la aplicación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Permite obtener información y generar conocimiento para determinar la viabilidad técnico-económica de aplicar el proceso a escala de campo. En esta sección se describen las actividades relacionadas con el diseño, ejecución, monitoreo y evaluación de la prueba piloto de inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Brillante.

En primer término, se procedió a la selección del sector del yacimiento más conveniente para el desarrollo de la prueba, posteriormente se decidió realizar una prueba de corta duración en un solo pozo, Huff & Puff con el objeto de evaluar parámetros operativos del proceso y obtener información del comportamiento de la inyección a nivel de pozo y reducir la incertidumbre de la prueba piloto de inyección continua.

### Selección del sector de prueba piloto

En la selección del área piloto se tomaron en cuenta los siguientes requisitos: a) que sea la zona con las mejores propiedades petrofísicas; b) que tenga suficiente información; c) que disponga de la infraestructura requerida para la prueba y d) que los pozos se encuentren en buen estado mecánico.

La zona que cumplió con estos requisitos coincide con el área que previamente se había seleccionado como representativa para realizar la simulación predictiva. Cumple con los requisitos básicos y además no requiere la perforación de pozos, solamente adecuar el pozo

Brillante 1 como inyector, el cual actualmente no produce, por lo que no interferirá con los compromisos de producción que tiene el Activo. Los pozos productores serán los Brillante 14, 15, 20 y 21.

### Prueba preliminar de inyección, Huff & Puff

La implementación de la prueba de Huff&Puff es fácil y rápida, además de que no requiere una gran inversión dado que se utilizará la infraestructura existente, la cantidad de CO<sub>2</sub> requerida es pequeña por lo que se puede suministrar con una unidad móvil. Permite obtener información a corto plazo para preparar la prueba de inyección continua, además se podrán corroborar los parámetros de inyección, como lo es la presión y el gasto de admisión, se verificará la comunicación entre pozos y se generará experiencia en el manejo de fluidos en superficie.

Se planea iniciar en enero de 2016, en el pozo Brillante 1, con duración de siete días, inyectando 2 MMpcd de CO<sub>2</sub>, para acumular un total de 14 MMpc, suministrados con unidad móvil. Posteriormente se pasará a la etapa de remojo que tendrá una duración de 10 días. La etapa de producción será monitoreada a tiempo real y tendrá una duración mínima de tres meses aun cuando, estará sujeta al comportamiento del pozo.

### Diseño de la prueba piloto

El diseño preliminar de la prueba piloto fue tomado del realizado con el CO2PM. Una síntesis de los parámetros y

valores estimados se muestran en la **Tabla 2**. La duración de la prueba piloto será de 180 días, se inyectarán 2.1 MMpcd a una presión de 2,800 psi, se espera una producción máxima de 1,000 bpd y una acumulada de 150,000 barriles de aceite.

Vale la pena resaltar que la surgencia del CO<sub>2</sub> se dará en el último mes de la prueba y que la máxima producción que se espera es de 0.1 MMpcd, lo cual puede ser manejable, sin requerir la instalación de una planta de separación. No obstante, se sabe que el CO2PM es un modelo simplificado, por lo que las estimaciones que se obtienen deben tomarse como una aproximación. El diseño final se hará con base en el modelo numérico que se desarrollará para el sector piloto. El desarrollo de este modelo tendrá como punto de partida el modelo numérico de aceite negro del campo Brillante, revisado y ajustado con la información geológica, petrofísica y de presión-producción más reciente.

A partir del modelo numérico calibrado del yacimiento, se desarrollará un modelo 3D refinado, composicional, de la inyección de CO<sub>2</sub> en el sector de prueba piloto, empleando la información obtenida en los estudios de laboratorio y en la prueba de Huff & Puff. Mediante este modelo será posible diseñar las condiciones óptimas de operación y monitoreo de la prueba piloto, que aseguren el obtener información del desempeño de la inyección de CO<sub>2</sub> y de su secuestro en el yacimiento, para con ello poder hacer una evaluación técnico-económica de la implementación del proceso a escala de campo.

Parámetro	Valor estimado
Duración de la prueba, meses	6
Gasto de inyección de CO <sub>2</sub> , MMpcd	2.1
Volumen total de CO <sub>2</sub> requerido, MMpc	380
Tiempo de irrupción del CO <sub>2</sub> , meses	5
Presión de inyección en fondo, psi	2,800
Presión de inyección en superficie, psi	810
Gasto máximo de producción de aceite, bpd	1,000
Volumen producido acumulado de aceite, bls	150,000
Gasto de producción de CO <sub>2</sub> al final de la prueba, MMpcd	0.1

**Tabla 2.** Parámetros de diseño de la prueba piloto.

El suministro de CO<sub>2</sub> para las pruebas Huff & Puff y piloto, será con unidad móvil a boca de pozo, dado que no se dispone de red de ductos para transportarlo, obra que se realizará solo si el proceso se demuestra viable a escala de campo. La unidad móvil satisface los requerimientos para la inyección en el campo Brillante, tiene capacidad para inyectar hasta 2.89 MMpcd, a una presión de trabajo máxima de 7,500 psi. No obstante, es necesario evaluar los aspectos económicos, aun cuando las pruebas piloto deben tener un tratamiento económico diferente.

### Ejecución de la prueba piloto

La ejecución de la prueba piloto se iniciará con la prueba de Huff & Puff como se indicó previamente, la inyección continua se realizará en un solo arreglo de cinco pozos invertido, donde el pozo inyector es el Brillante 1 y los productores los pozos Brillante 14, 15, 20 y 21.

### Monitoreo de la prueba piloto

Para satisfacer el objetivo principal de la prueba piloto, que es la obtención de datos e información del desempeño de la inyección de CO<sub>2</sub> a condiciones de campo, es muy importante tener un programa de monitoreo adecuado. Los aspectos operativos y mecanismos que actúan en el proceso y que se contemplaron para establecer el programa de monitoreo son: inyectividad, efectos gravitacionales, canalización, rebasamiento viscoso, pérdida del control de la movilidad y eficiencia de barrido areal, así como el almacenamiento o secuestro de CO<sub>2</sub> en el yacimiento. Para interpretar estos mecanismos, en esta prueba se tiene considerado tomar los siguientes datos:

- ✓ Volumen y gasto de CO<sub>2</sub> inyectado
- ✓ Presión y temperatura de fondo
- ✓ Pruebas de presión fall-off
- ✓ Volúmenes y gastos producidos de aceite, gas, agua y CO<sub>2</sub>
- ✓ Tiempo de surgencia del CO<sub>2</sub>
- ✓ Perfiles de inyección y producción
- ✓ Composición de los fluidos producidos
- ✓ Viscosidad y densidad del aceite
- ✓ Presión y temperatura en todos los pozos del área
- ✓ Registros para conocer el perfil de inyección

Actualmente los pozos involucrados en la prueba piloto tienen instalado un sistema para monitorear en cabeza, presión y temperatura a tiempo real, se contempla instalar sensores de fondo en los pozos productores Brillante 14, 15, 20 y 21, para monitorear el comportamiento de presión y temperatura durante el proceso.

Se medirá diariamente el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado utilizando el método de diferencia de pesos en las pipas si el suministro es con unidad móvil, y por lo menos una vez a la semana la producción de fluidos. También se tomarán muestras una o dos veces por semana para enviar al laboratorio a evaluar composición, viscosidad y densidad de los fluidos producidos.

Se tomarán registros PLT; durante la inyección para definir el perfil de inyección y se seleccionará un pozo productor después de que el CO<sub>2</sub> haya surgido, para tomar el mismo tipo de registro. Se espera que el primer pozo en el que se observará producción de CO<sub>2</sub> sea el Brillante 15, con base a su posición estructural.

### Evaluación de la prueba piloto

Al final de la prueba piloto se realizará su evaluación o post mortem donde se debe dar respuesta a los siguientes puntos:

- a) El CO<sub>2</sub> fue inyectado conforme a las condiciones de diseño
- b) Cuál fue la desviación de los resultados contra las predicciones y cuál fue el motivo
- c) Cuál es el factor de recuperación adicional de aceite atribuido a la inyección de CO<sub>2</sub>
- d) Cuál es el factor de utilización del CO<sub>2</sub>
- e) Cuánto CO<sub>2</sub> quedó secuestrado en el yacimiento
- f) Cuál es el costo estimado del barril adicional producido
- g) Es conveniente masificar el proceso

### Aplicación del proceso a escala de campo

Una vez que los resultados de la prueba piloto pongan en evidencia los beneficios técnico-económicos de la inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Brillante se podrá documentar el proyecto de inversión correspondiente para su aprobación de la Alta Dirección. Con ello se procederá a la ejecución de las obras y a la operación del proyecto como se describe en esta sección.

## Diseño de la masificación, documentación y aprobación del proyecto de inversión

La información obtenida en la prueba piloto se utilizará para actualizar los modelos estático y dinámico. El modelo sectorial ajustado se escalará a todo el campo y se obtendrán los pronósticos de producción esperados y se definirá la viabilidad técnico económico de la aplicación masiva del proceso al campo. El equipo multidisciplinario diseñará el proceso y establecerá bases de usuario para la adquisición de la infraestructura para masificarlo.

## Ejecución de obras

En la etapa de masificación del proceso se requerirá ejecutar obras relacionadas con la infraestructura requerida para la operación del proceso. Estas obras deben ser producto del diseño del proceso y deben incluir de manera general lo siguiente, considerando que en los sistemas donde se maneje agua y CO<sub>2</sub> líquido deberán tener un tratamiento especial para evitar la corrosión:

1. Red de ductos para el suministro del CO<sub>2</sub>
2. Sistema para acondicionar el CO<sub>2</sub>, retirar humedad
3. Sistema de compresión para la inyección
4. Sistema para el precalentamiento del CO<sub>2</sub>
5. Disponibilidad de agua y facilidades para su inyección
6. Acondicionamiento de peras y caminos
7. Perforación y reparación de pozos
8. Construcción de líneas de descarga y cabezales de recolección
9. Sistemas artificiales de producción
10. Sistema de monitoreo automatizado
11. Sistema de medición de producción
12. Sistema para análisis de CO<sub>2</sub> producido
13. Sistema de separación y reinyección del gas producido
14. Acondicionamiento de batería para recibir mayor producción de agua

## Operación del proyecto

La etapa de operación del proyecto estará sujeta a la experiencia que se adquiera durante la prueba piloto. En principio se considera que debe ser similar. Las actividades generales que serán desarrolladas se muestran a continuación:

Establecer línea base de:

- a) Producción de; aceite, gas y agua;
  - b) Composición de los fluidos producidos;
  - c) Viscosidad y densidad del aceite;
  - d) Salinidad y pH del agua y
  - e) Presión y temperatura
1. Instalar sondas de monitoreo de presión a tiempo real en los pozos 14, 15, 20 y 21.
  2. Acondicionar la localización
  3. Calibrar el pozo inyector
  4. Presurizar con N<sub>2</sub> el espacio anular
  5. Verificar que las líneas de suministro están preparadas
  6. Tomar muestra y analizar la calidad del CO<sub>2</sub> a inyectar
  7. Conectar la línea de suministro de CO<sub>2</sub> al pozo
  8. Precalentar el CO<sub>2</sub>
  9. Iniciar la inyección con base al programa de trabajo elaborado, (presión y gasto de inyección)
  10. Monitorear el proceso con base a programa de trabajo elaborado
  11. Evaluar el proceso

## Presupuesto requerido en el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Brillante

Un desglose preliminar de los recursos económicos requeridos para realizar los estudios de laboratorio, prueba Huff & Puff, prueba piloto y obras generales para la masificación se presenta en la **Tabla 3**. Se basa en que el proyecto iniciará en enero del 2016 y que el suministro

de CO<sub>2</sub> para las pruebas de Huff & Puff y piloto será a boca de pozo y que para la masificación del proceso se podrán utilizar los ductos existentes con acondicionamiento menor. Este último punto puede modificar de manera significativa el monto requerido.

**Tabla 3.** Recursos económicos requeridos.

Actividad	Costo (MMpesos)
Estudios	20
Pozos	210
Ductos	80
Compresión	130
Calentador CO <sub>2</sub>	50
Planta de separación	215
Prueba de Huff & Puff	10
Prueba piloto	180
<b>Total</b>	<b>895</b>

## Equipo de trabajo

Para desarrollar este proyecto, se integrará un equipo de trabajo multidisciplinario con las especialidades de geología, petrofísica, yacimientos, simulación, perforación, productividad, operación, instalaciones y monitoreo. La mayor parte del personal que se seleccione provendrá del Activo de Producción Cinco Presidentes, sólo se requerirá la contratación de un ingeniero especialista en monitoreo. También participará personal especializado en automatización y control de procesos en superficie, diseño de instalaciones de explotación, y planeación y seguimiento de procesos. Además será necesario incluir en el equipo de trabajo personal de Pemex Refinación y Petroquímica, especialmente del Complejo Petroquímico de Cosoleacaque, para el proceso de captura del CO<sub>2</sub>.

## Conclusiones

Con la inyección de CO<sub>2</sub> al campo Brillante, será posible disminuir la fuerte declinación de presión.

Puede ser factible incrementar la producción de aceite hasta 5,900 barriles por día.

Podría ser posible incrementar el factor de recuperación de aceite en 13%.

Se puede utilizar el CO<sub>2</sub> producido en el CPQ de Cosoleacaque, disminuyendo la emisión a la atmósfera.

Aproximadamente el 50% del CO<sub>2</sub> inyectado se queda en el yacimiento.

Se requiere realizar prueba piloto para disminuir el riesgo del proceso, evaluando y confirmando el desempeño de la EOR con CO<sub>2</sub>.

Se recomienda iniciar con una prueba Huff & Puff para verificar parámetros operativos.

La prueba piloto de inyección continua, con duración de 180 días permitirá evaluar el comportamiento del proceso y definir la posibilidad de masificarlo.

Para el desarrollo del proceso se requiere una inversión de \$895 MM de pesos.

Con la implementación de este proceso se obtendrá un doble beneficio, apoyar la iniciativa del Gobierno Federal al

reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera e incrementar la producción de aceite en campos petroleros.

Activo de Producción Cinco Presidentes. Informe final (noviembre 2014).

## Bibliografía

1. Pemex Exploración y Producción. Base de datos del Activo de Producción Cinco Presidentes.
2. Pemex Exploración y Producción. Reportes Técnicos de Avances de la Implementación de la Prueba Piloto de Inyección de CO<sub>2</sub> en el Campo Brillante.
3. Pemex Exploración y Producción. 2014. Proyecto Integral de Captura de CO<sub>2</sub> en el Centro Petroquímico de Cosoleacaque e Inyección en el Campo Brillante del
4. Taber, J.J. y Martin., F.D. 1983. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, octubre 5-8. SPE-12069-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/12069-MS>.
5. U.S. Department of Energy and The Ministry of Energy and Mines of the Republic of Venezuela. 1986. Supporting Technology for Enhanced Oil Recovery: CO<sub>2</sub> Miscible Flood Predictive Model. Venezuela-MEM/US-DOE Fossil Energy Report III-6, DOE/BC-86/12/SP (DE87001209), NTIS, Springfield, Virginia (December 1986).

## Semblanza de la autora

### Marcela Arteaga Cardona

Obtuvo la Licenciatura en Ingeniería Química Petrolera en la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas del Instituto Politécnico Nacional en el año de 1982, y la Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Química en la misma institución en el año de 1987. Cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera con especialidad en Ingeniería de Yacimientos en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año de 1992.

Laboró en la División de Estudios Especiales de la Gerencia de Ingeniería de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo de febrero de 1984 a diciembre de 1996, donde participó como Líder de proyectos de investigación en el área de Recuperación secundaria y mejorada para yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados. Ha impartido el curso de Recuperación secundaria y mejorada de petróleo y colaborado como asistente en los cursos de Recuperación mejorada y fenómenos de transporte.

De enero de 1997 a la fecha ha laborado en Pemex Exploración y Producción Región Sur, ocupando los puestos de Superintendente de recuperación secundaria y mejorada, Responsable del área de ingeniería de yacimientos en el Activo de producción Muspac; Ayudante técnico de la Coordinación de monitoreo tecnológico y desarrollo profesional de la Subdirección Región Sur, y Superintendente de reservas probadas y probables en la Gerencia de planeación.