

# El dióxido de carbono: Desafíos y oportunidades

**Mehdi Ansarizadeh**

*Calgary, Alberta, Canadá*

**Kevin Dodds**

*Australian National Low Emissions Coal  
Research and Development  
Canberra, Territorio de la Capital  
Australiana, Australia*

**Omer Gurpinar**

**Lawrence J. Pekot**  
*Denver, Colorado, EUA*

**Ülker Kalfa**

**Secaeddin Sahin**

**Serkan Uysal**

*Turkish Petroleum Corporation  
Ankara, Turquía*

**T.S. Ramakrishnan**

*Cambridge, Massachusetts, EUA*

**Norm Sacuta**

*Centro de Investigación Técnica de Petróleo  
Regina, Saskatchewan, Canadá*

**Steve Whittaker**

*Organización de Investigación Científica  
e Industrial del Commonwealth  
Perth, Australia Occidental, Australia*

---

Traducción del artículo publicado en  
*Oilfield Review* 27, no. 2 (Septiembre de 2015).  
Copyright © 2015 Schlumberger.

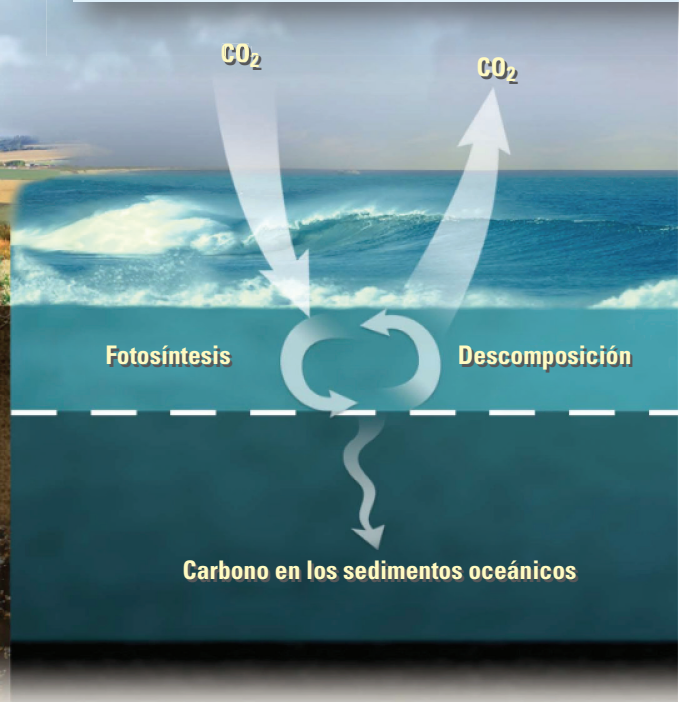
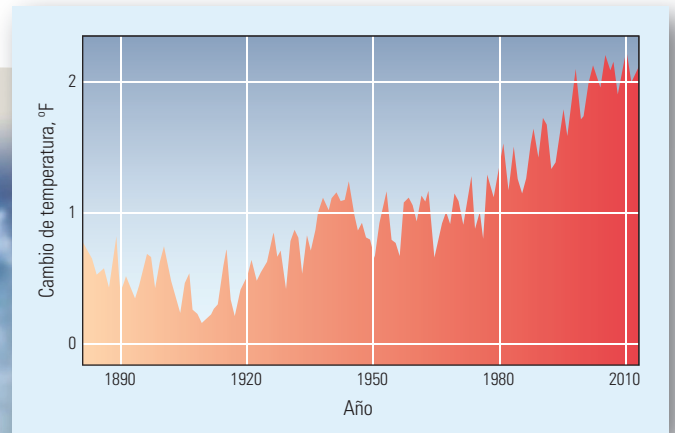
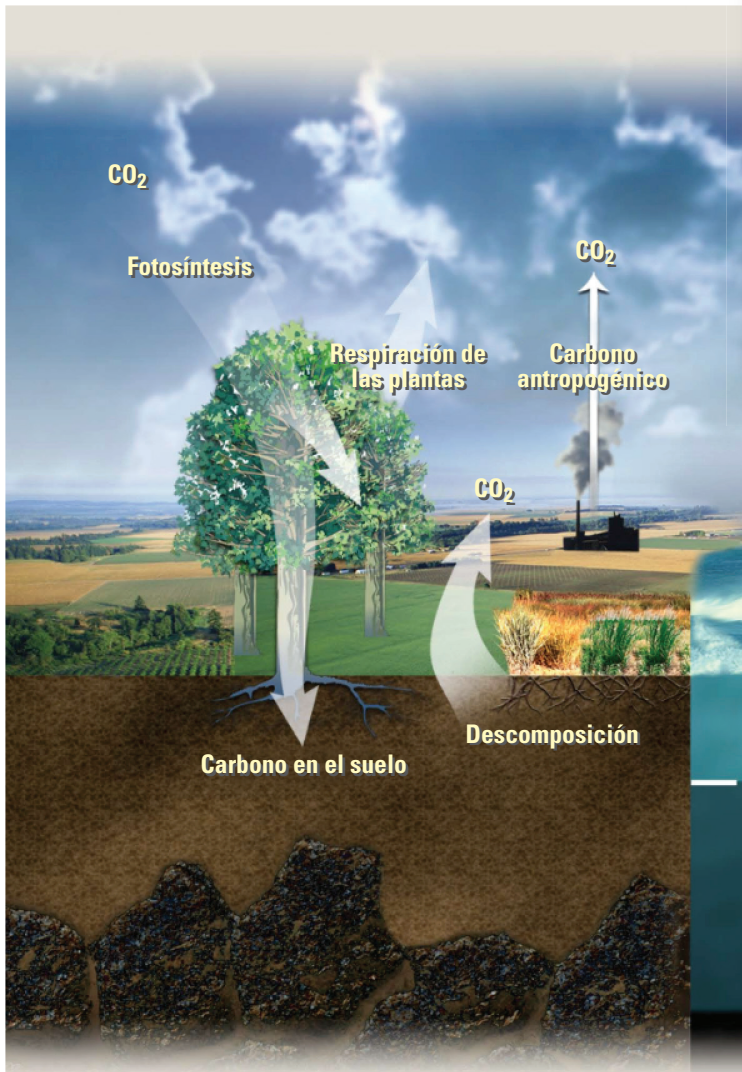
**En los primeros días de la industria del petróleo y el gas, las compañías observaron que el dióxido de carbono producía efectos corrosivos en las partes internas del pozo; posteriormente, los operadores encontraron oportunidades para utilizar este compuesto en beneficio propio. Los proyectos actualmente en curso en el campo petrolero reflejan diversas prioridades: el manejo de los efectos corrosivos del dióxido de carbono, su utilización para recuperar más petróleo después de la implementación de procesos de inundación con agua y su almacenamiento en formaciones subterráneas. Debido al rol que desempeña en el cambio climático, el dióxido de carbono ha aparecido como un tópico de gran interés público y de investigación científica además de convertirse en el foco de los productores de hidrocarburos.**

El dióxido de carbono aparece en las noticias. Ya sea por la vinculación con el cambio climático y sus consecuencias o por el concepto de almacenamiento a largo plazo, el dióxido de carbono ha captado el interés del público general y de la comunidad científica global.<sup>1</sup> La industria del petróleo y el gas ha abordado los efectos de este compuesto desde hace mucho tiempo, desde los estudios del dióxido de carbono y los hidratos de metano de la década de 1940 hasta los estudios actuales sobre la corrosión.<sup>2</sup> Si bien el dióxido de carbono antropogénico —generado por el hombre— desempeña un rol negativo en el cambio climático, su rol es positivo en la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

El carbono, uno de los dos constituyentes del dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>], es un elemento esencial en la Tierra. La masa de carbono presente en la Tierra es de  $5,37 \times 10^{16}$  kg [ $11,83 \times 10^{16}$  lbm] y se distribuye entre varios depósitos: la atmósfera terrestre; las plantas; los animales; el suelo; los minerales; el océano somero y profundo; y el carbón, el petróleo y el gas.<sup>3</sup> El movimiento del carbono entre estos depósitos —el ciclo del

carbono— mantiene un equilibrio entre el carbono presente en la atmósfera y el existente en los océanos y las rocas.<sup>4</sup> Este ciclo posee dos componentes: un ciclo lento que requiere entre 100 y 200 millones de años para desplazar el carbono entre los océanos, el suelo, las rocas y la atmósfera, y un ciclo rápido que requiere entre 50 y 100 años para desplazar el carbono a través de la biosfera.

Históricamente, los ciclos del carbono han generado un nivel casi constante de carbono en la atmósfera, pero eso está cambiando. Los datos actuales señalan la deforestación y la combustión de los combustibles fósiles como las causas principales de los cambios producidos en el ciclo rápido del carbono.<sup>5</sup> Las plantas, los árboles y las plantas marinas microscópicas son componentes importantes del ciclo rápido del carbono. Durante la descomposición, la combustión y el consumo de estas formas de vida, el carbono, presente como CO<sub>2</sub>, es liberado y se acumula en la atmósfera. De un modo similar, gran parte del CO<sub>2</sub> proveniente de las actividades antropogénicas también se acumula en la atmósfera. Las plantas y los océanos absorben aproximadamente un 55% de este CO<sub>2</sub>



antropogénico, pero el resto queda suspendido en el aire. Los científicos consideran los cambios persistentes en la composición de la atmósfera, tales como el incremento del contenido de  $\text{CO}_2$ , como un impulsor importante del cambio climático.

El rol del  $\text{CO}_2$  en el cambio climático es significativo, pero el compuesto desempeña una fun-

ción diferente en la industria del petróleo y el gas. El dióxido de carbono puede ser captado y almacenado en yacimientos agotados, lo que ayuda a detener la acumulación atmosférica. En cuanto a los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), el  $\text{CO}_2$  posibilita el incremento del rendimiento de los campos petroleros después de

los procesos de recuperación primaria e inundación con agua. Este artículo analiza e ilustra estos aspectos del  $\text{CO}_2$ , su efecto en el cambio climático y su rol en la industria del petróleo y el gas. Algunos ejemplos de campos de petróleo y gas de Canadá, Argelia y Turquía demuestran la utilización y el almacenamiento del dióxido de carbono.

1. Zimmer C: "Ocean Life Faces Mass Extinction, Broad Study Says," *The New York Times* (15 de enero de 2015), <http://www.nytimes.com/2015/01/16/science/earth/study-raises-alarm-for-health-of-ocean-life.html> (Se accedió el 15 de enero de 2015).  
 Fountain H: "Turning Carbon Dioxide Into Rock, and Burying It," *The New York Times* (9 de febrero de 2015), <http://www.nytimes.com/2015/02/10/science/burying-amountain-of-co2.html> (Se accedió el 1º de enero de 2015).  
 Cannell M, Filas J, Harries J, Jenkins G, Parry M, Rutter P, Sonneland L y Walker J: "El calentamiento global y la industria de exploración y producción," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 44–59.

2. Unruh CH y Katz DL: "Gas Hydrates of Carbon Dioxide–Methane Mixtures," *Journal of Petroleum Technology* 1, no. 4 (Abril de 1949): 83–86.  
 Choi Y-S, Young D, Nešić S y Gray LGS: "Wellbore Integrity and Corrosion of Carbon Steel in  $\text{CO}_2$  Geologic Storage Environments: A Literature Review," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 16S (Enero de 2013): S70–S77.  
 3. "Global Ecology—Understanding the Global Carbon Cycle," *Woods Hole Research Center*, <http://whrc.org/global/carbon/> (Se accedió el 15 de enero de 2015).  
 Falkowski P, Scholes RJ, Boyle E, Canadell J, Canfield D, Elser J, Gruber N, Hibbard K, Höglberg P, Linder S,

Mackenzie FT, Moore B III, Pedersen T, Rosenthal Y, Seitzinger S, Smetacek V y Steffen W: "The Global Carbon Cycle: A Test of Our Knowledge of Earth as a System," *Science* 290, no. 5490 (13 de octubre de 2000): 291–296.  
 4. Riebeck H: "The Carbon Cycle," *NASA Earth Observatory*, <http://earthobservatory.nasa.gov/Features/CarbonCycle/> (Se accedió el 15 de enero de 2015).  
 5. Riebeck, referencia 4.

## Características del dióxido de carbono

El dióxido de carbono, una molécula que consta de dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un solo átomo de carbono, posee un peso molecular de aproximadamente 44 g/mol. Dependiendo de la presión y la temperatura, el CO<sub>2</sub> puede existir como sólido, líquido o gas (Figura 1). A temperaturas y presiones equivalentes o superiores al punto crítico, el CO<sub>2</sub> es un fluido supercrítico, que posee ciertas características de los gases y otras de los líquidos. Como fluido supercrítico, el CO<sub>2</sub> desarrolla miscibilidad —la capacidad para mezclarse en forma homogénea— con el petróleo crudo y mejora la recuperación del petróleo.

El dióxido de carbono es estable en la atmósfera, en donde su concentración depende de procesos que compiten entre sí, dentro de los ciclos del carbono que consumen o liberan CO<sub>2</sub>. La fotosíntesis es una reacción química que involucra al CO<sub>2</sub>. Durante la fotosíntesis, las plantas, las algas, el plancton de los océanos y ciertos tipos de bacterias utilizan la energía de la luz para convertir el CO<sub>2</sub> y el agua en oxígeno, carbohidratos y agua.<sup>6</sup> Cada año, más de un 10% del CO<sub>2</sub> atmosférico se reduce a carbohidratos por medio de la fotosíntesis. Las plantas, las algas y el plancton utilizan los carbohidratos para su desarrollo; mientras que los animales, incluidos los seres humanos, lo emplean como fuente de energía.

El dióxido de carbono puede ser producido de diferentes maneras. Entre las fuentes naturales de producción de CO<sub>2</sub> se encuentran la respiración y la descomposición de las plantas y los animales, los incendios y las emisiones volcánicas. Las fuentes antropogénicas incluyen la combustión de los combustibles fósiles y ciertas actividades de manufactura, incluidas la producción de cemento y amoníaco, el procesamiento del gas natural y las fábricas petroquímicas. Los seres humanos emiten CO<sub>2</sub> indirectamente a través de las operaciones de deforestación.<sup>7</sup>

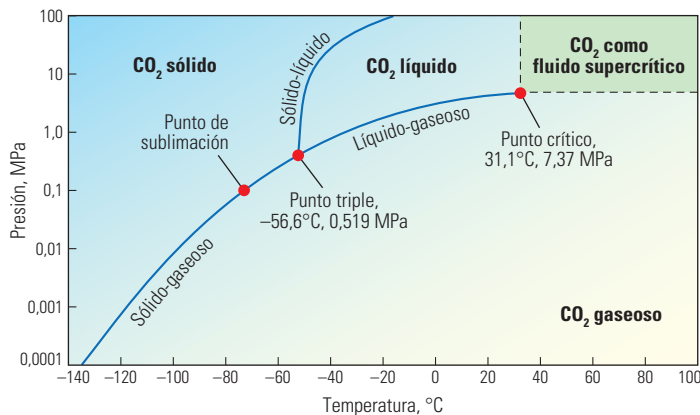


Figura 1. Fases del dióxido de carbono. Las líneas que representan límites de fases (azul) definen las áreas en las cuales existe cada fase del CO<sub>2</sub>. En el punto triple, las tres fases —CO<sub>2</sub> sólido, líquido y gaseoso— coexisten en un equilibrio termodinámico. A lo largo de la línea sólido-gaseoso, por debajo del punto triple, el CO<sub>2</sub> se sublima —se convierte directamente— de sólido a gas sin pasar por una fase líquida. El punto de sublimación marcado corresponde a 0,101 MPa [14,7 lpc] de vapor de CO<sub>2</sub>. A lo largo de la línea sólido-líquido, por encima del punto triple, el CO<sub>2</sub> sólido se derrite y se convierte en líquido. A lo largo de la línea líquido-gaseoso, por encima del punto triple, el CO<sub>2</sub> líquido se evapora y se convierte en gas. En el punto crítico, los estados líquido y gaseoso del CO<sub>2</sub> son indistinguibles, y los límites entre las fases dejan de existir. Estos atributos en el punto crítico y en condiciones de temperatura y presión más altas caracterizan el área en la cual el CO<sub>2</sub> es un fluido supercrítico (verde). (Adaptado con la autorización de Bassam Z. Shakhashiri, Universidad de Wisconsin-Madison, EUA.)

El dióxido de carbono puede experimentar diversas reacciones de interés en el campo petrolero. Por ejemplo, disuelto en agua, el CO<sub>2</sub> forma ácido carbónico [H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>] y otros compuestos análogos del H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>.<sup>8</sup> El CO<sub>2</sub> también puede reaccionar con los minerales del yacimiento; en los yacimientos carbonatados, esta reacción puede ser relativamente rápida, en tanto que en los yacimientos de silicatos, las reacciones en general son mucho más lentas. Estas reacciones pueden hacer que una parte del CO<sub>2</sub> se mineralice y quede atrapada permanentemente.<sup>9</sup>

Otra serie importante de reacciones que involucran al CO<sub>2</sub> es la asociada con la corrosión. El dióxido

de carbono puede ser corrosivo o no corrosivo, dependiendo de los materiales empleados, la temperatura existente en la superficie de contacto, la concentración de vapor de agua y la presión parcial del CO<sub>2</sub>. El metal con más probabilidades de corroerse es el acero al carbono en los ambientes de almacenamiento y el acero de los elementos tubulares y las tuberías de revestimiento en los pozos. A una presión moderada de 1,0 MPa [145 lpc], el índice de corrosión del acero para líneas de conducción X65 es independiente de la temperatura de entre 50°C y 130°C [120°F y 270°F].<sup>10</sup> Por otra parte, el incremento de la concentración de agua produce un incremento significativo de la corro-

6. Whitmarsh J y Govindjee: "The Photosynthetic Process," en Singhal GS, Renger G, Sopory SK, Irrgang K-D y Govindjee (eds): *Concepts in Photobiology: Photosynthesis and Photomorphogenesis*. Dordrecht, Países Bajos: Springer Science+Business (1999): 11–51.  
7. "Overview of Greenhouse Gases: Carbon Dioxide Emissions," *Agencia de Protección Ambiental de EUA*, <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/gases/co2.html> (Se accedió el 10 de enero de 2015).  
8. Cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en agua, forma H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>\* y H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub><sup>o</sup>. El primero es la concentración de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> presente y en general representa aproximadamente el 0,3% del CO<sub>2</sub>. El segundo es otro estado completamente diferente y podría denominarse CO<sub>2</sub> líquido. Para obtener más información sobre los estados del H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, consulte: Langmuir D: *Aqueous Environmental Geochemistry*. Upper Saddle River, Nueva Jersey, EUA: Prentice Hall, 1997.  
9. Cardoso SSS y Andres JTH: "Geochemistry of Silicate-Rich Rocks Can Curtail Spreading of Carbon Dioxide in Subsurface Aquifers," *Nature Communications* 5, Artículo 5743 (11 de diciembre de 2014).

10. Sim S, Cole IS, Choi Y-S y Birbilis N: "A Review of the Protection Strategies Against Internal Corrosion for the Safe Transport of Supercritical CO<sub>2</sub> via Steel Pipelines for CCS Purposes," *International Journal of Greenhouse Gas Control* 29 (Octubre de 2014): 185–199.  
11. Sim S, Bocher F, Cole IS, Chen X-B y Birbilis N: "Investigating the Effect of Water Content in Supercritical CO<sub>2</sub> as Relevant to the Corrosion of Carbon Capture and Storage Pipelines," *Corrosion* 70, no. 2 (Febrero de 2014): 185–195.  
12. DeBerry DW y Clark WS: "Corrosion Due to Use of CO<sub>2</sub> for Enhanced Oil Recovery," Departamento de Energía de EUA, Informe DOE/MC/08442-1, septiembre de 1979.  
13. Rutqvist J: "The Geomechanics of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Sedimentary Formations," *Geotechnical and Geological Engineering* 30, no. 3 (Junio de 2012): 525–551.  
14. Ramakrishnan TS: "Climate Initiative and CO<sub>2</sub> Sequestration," presentado en la Cuarta Conferencia Anual sobre Captación y Secuestro de Carbono, Alexandria, Virginia, EUA, 2 al 5 de mayo de 2005.  
Gasda SE, Bachu S y Celia MA: "Spatial Characterization of the Location of Potentially

Leaky Wells Penetrating a Deep Saline Aquifer in a Mature Sedimentary Basin," *Environmental Geology* 46, no. 6–7 (Octubre de 2004): 707–720.

Celia MA, Bachu S, Nordbotten J, Gasda S y Kavetski D: "Implications of Abandoned Wells for Site Selection," presentado en el Simposio Internacional sobre Caracterización de Sitios para el Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>, Berkeley, California, EUA, 20 al 22 de marzo de 2006.

Ide ST, Friedmann SJ y Herzog HJ: "CO<sub>2</sub> Leakage Through Existing Wells: Current Technology and Regulations," en las *Actas de la 8a Conferencia Internacional sobre Tecnologías de Control de Gases de Efecto Invernadero*. Kidlington, Oxford, Inglaterra: Elsevier Ltd. (2006): 2531–2536.

15. Cannell et al, referencia 1.

Agencia de Protección Ambiental de EUA (US EPA): "Climate Change Indicators in the United States, 2nd ed.," Washington, DC: US EPA, Informe 430-R-12-004, diciembre de 2012.

16. Weart SR: *The Discovery of Global Warming*. Cambridge, Massachusetts, EUA: Harvard University Press, 2008.

sión, en el caso del acero. Por ejemplo, a una presión de 8 MPa [1 160 lpc] y una temperatura de 40°C [104°F], el aumento de la concentración de agua en el CO<sub>2</sub> supercrítico, de 1 000 a 10 000 partes por millón (ppm), hace que el índice de corrosión del acero se incremente en un 87%.<sup>11</sup> De un modo similar, para el acero al carbono en soluciones acuosas de CO<sub>2</sub> a 25°C [77°F], el incremento de la presión parcial del CO<sub>2</sub>, de 0,1 MPa [14,5 lpc] a 1 MPa, produce un aumento del índice de corrosión de aproximadamente 450%.<sup>12</sup>

Otra área de preocupación potencial para los operadores de campos petroleros es el efecto del CO<sub>2</sub> en el cemento de los pozos.<sup>13</sup> El dióxido de carbono saturado con agua deteriora el cemento utilizado en los pozos. Este deterioro puede producirse en el cemento adyacente a la tubería de revestimiento del pozo, ya sea en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y las rocas o en la interfaz presente entre la tubería de revestimiento y un tapón de cemento del pozo (Figura 2).<sup>14</sup> Por consiguiente, el cemento utilizado en los pozos de inyección de CO<sub>2</sub> debe ser capaz de resistir los efectos dañinos del CO<sub>2</sub> porque los períodos operacionales pueden durar entre 25 y 100 años, y los períodos de seguridad obligatoria, mucho más. Para que los pozos alcancen estos objetivos temporales intactos, puede resultar ventajoso utilizar aditivos que hacen el cemento más resistente al daño producido por el CO<sub>2</sub>. La reacción del CO<sub>2</sub> con el cemento del pozo es lenta en un pozo en el que se emplearon buenas prácticas de construcción y materiales adecuados; en estos casos, el CO<sub>2</sub> no debería constituir un problema. Muchos pozos abandonados antiguos —terminados y cerrados utilizando las prácticas y el cemento aceptados en esa época— no resultan adecuados para ser utilizados en sistemas de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a largo plazo. Las pérdidas provenientes de pozos abandonados han sido identificadas como un riesgo significativo en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

### Los gases de efecto invernadero y el cambio climático

El efecto invernadero de los gases (GHG) es el proceso por el cual el aislamiento atmosférico, impartido por ciertos gases, mantiene la Tierra más caliente de lo que se encontraría sin su presencia (Figura 3).<sup>15</sup> Si bien el concepto de cambio climático asociado con los gases de efecto invernadero puede parecer reciente, la idea del efecto GHG se remonta al siglo XIX.<sup>16</sup> En esa época, a los científicos les intrigaba la posibilidad de que los niveles más bajos de CO<sub>2</sub> pudieran explicar las eras de hielo. En 1896, el científico sueco Svante

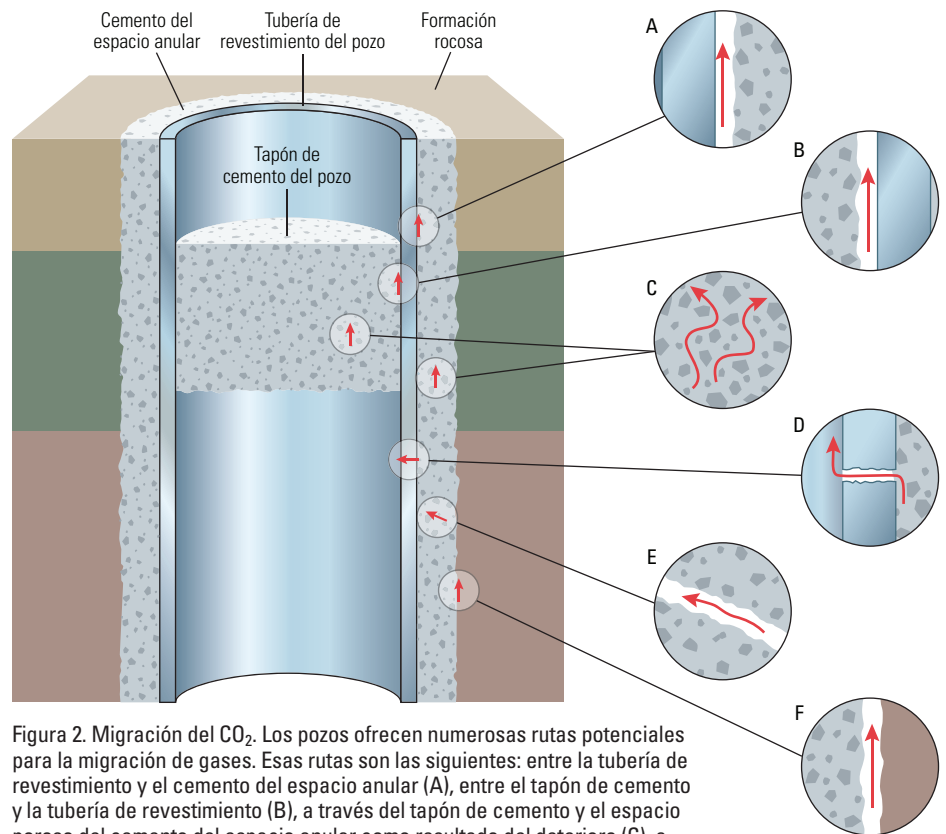


Figura 2. Migración del CO<sub>2</sub>. Los pozos ofrecen numerosas rutas potenciales para la migración de gases. Esas rutas son las siguientes: entre la tubería de revestimiento y el cemento del espacio anular (A), entre el tapón de cemento y la tubería de revestimiento (B), a través del tapón de cemento y el espacio poroso del cemento del espacio anular como resultado del deterioro (C), a través de la tubería de revestimiento como resultado de la corrosión (D), a través de las fracturas presentes en el cemento del espacio anular (E), y entre el cemento del espacio anular y las rocas (F). (Adaptado con la autorización de Michael Celia de la Universidad de Princeton, en Nueva Jersey, EUA.)

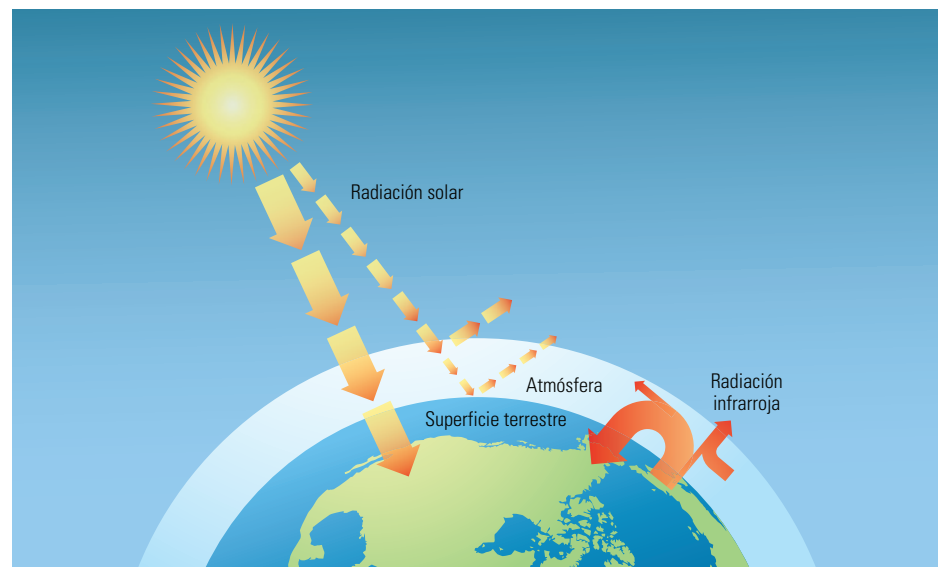


Figura 3. Gases de efecto invernadero. La mayor parte de la radiación solar (izquierda) calienta la superficie planetaria al ser absorbida por ésta, mientras que otra parte es re-emitida por la Tierra y la atmósfera al espacio. Cierta radiación solar que llega a la superficie terrestre es emitida como radiación infrarroja (derecha) y una porción de la misma vuelve al espacio directamente a través de la atmósfera terrestre. Las moléculas de gas de efecto invernadero absorben y re-emiten la radiación infrarroja en todas las direcciones, incluso de regreso a la superficie terrestre. El efecto neto es el calentamiento de la superficie planetaria y de la atmósfera inferior. (Adaptado de la EPA de EUA, referencia 15.)

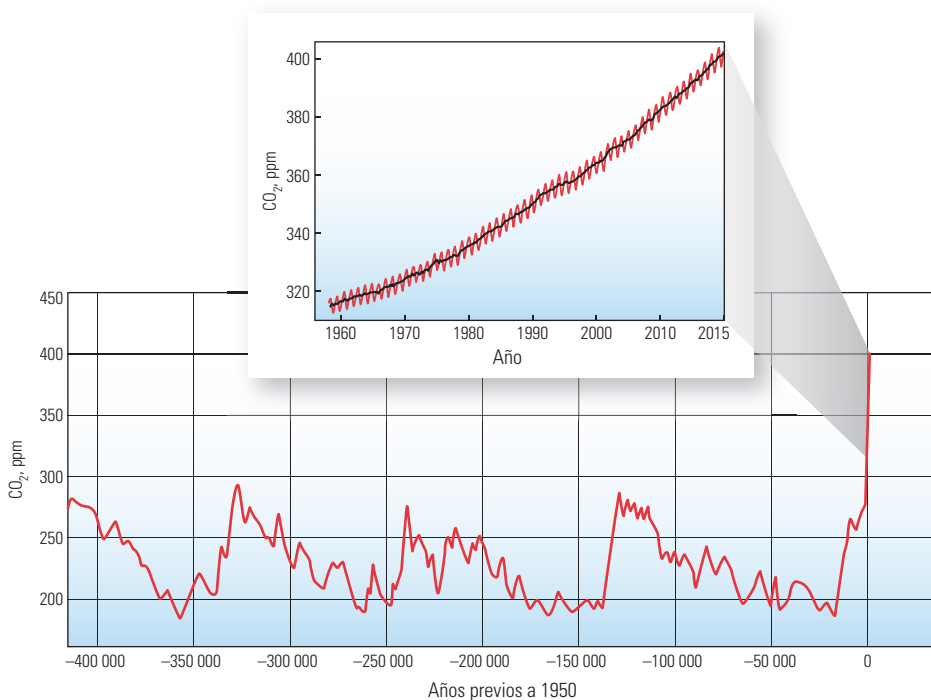


Figura 4. Incremento del CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Los niveles de CO<sub>2</sub> atmosférico pueden ser medidos desde el pasado lejano mediante el análisis de las burbujas de aire antiguas atrapadas en el hielo polar. Los datos, que abarcan desde los 400 000 años previos a 1950 hasta la actualidad, muestran un patrón cíclico de descenso por debajo de 200 ppm durante los ciclos fríos y de elevación hasta casi 300 ppm durante los períodos más cálidos. A partir de mediados de la década de 1950 (*inserto*), el nivel de CO<sub>2</sub> atmosférico se elevó por encima de 300 ppm y continuó incrementándose hasta alcanzar el nivel actual, con valores levemente superiores a 400 ppm. (Adaptado de "Global Temperature" y "Trends in Atmospheric Carbon Dioxide: Recent Monthly Average Mauna Loa CO<sub>2</sub>," referencia 23.)

Arrhenius calculó que las emisiones industriales provenientes de la combustión del carbón algún día podrían producir un incremento de la temperatura de la superficie planetaria.<sup>17</sup> Más recientemente, en las décadas de 1960 y 1970, Rusia consideró diversas maneras de calentar sus extensas áreas de tundra helada para convertirlas en tierras de cultivo fértiles a través de un cambio climático diseñado por el hombre. Éstos y los intentos subsiguientes de alteración del clima se agrupan bajo la denominación de ingeniería climática, también conocida como geoingeniería.<sup>18</sup> La geoingeniería es la manipulación intencional de los procesos a escala planetaria para modificar el sistema climático de la Tierra; por ejemplo, para enfriar la atmósfera terrestre o remover de ésta el CO<sub>2</sub>.

El efecto GHG comprende un componente natural y otro acrecentado. El calentamiento de la superficie terrestre asociado con los gases autóctonos constituye el efecto GHG natural. En orden de abundancia, los principales GHGs son el vapor de agua [H<sub>2</sub>O], el CO<sub>2</sub>, el metano [CH<sub>4</sub>], el óxido nítrico [N<sub>2</sub>O], el ozono [O<sub>3</sub>] y otros componentes secundarios. Estos gases presentes en la atmósfera

calientan la superficie terrestre ya que absorben y re-irradian parte de la radiación infrarroja proveniente de la superficie. Además del efecto GHG natural, se produce un efecto acrecentado cuando las actividades humanas incrementan el nivel de gases de efecto invernadero; principalmente el CO<sub>2</sub> aunque también el CH<sub>4</sub>, el N<sub>2</sub>O, el hexafluoruro de azufre [SF<sub>6</sub>] y otros hidrocarburos fluorinados.<sup>19</sup> Las concentraciones incrementadas de estos gases se suman a las cualidades aislantes de la atmósfera, incrementando de ese modo las temperaturas de la superficie terrestre.

En el año 2012, el CO<sub>2</sub> dio cuenta del 82% de todas las emisiones GHG de EUA.<sup>20</sup> La generación de energía eléctrica fue responsable del 32% del CO<sub>2</sub> emitido, y el transporte aportó un 28%. La industria representó un 20% y el 20% restante se atribuyó a las emisiones provenientes de sectores residenciales, edificios comerciales y la actividad agrícola. El resultado final del efecto GHG acrecentado y del incremento de las concentraciones de CO<sub>2</sub> es el calentamiento de la superficie terrestre.

Las temperaturas superficiales globales, medidas desde el año 1900, se han elevado 0,79°C [1,4°F].<sup>21</sup> Durante el mismo período, el nivel de CO<sub>2</sub>

en la atmósfera pasó de 296 ppm en 1900 a 392 ppm en 2010.<sup>22</sup> El nivel de CO<sub>2</sub> en el año 1900 fue el habitual de los 400 000 años previos a 1950, durante los cuales nunca superó las 300 ppm (Figura 4).<sup>23</sup> El efecto del incremento del CO<sub>2</sub> en las temperaturas de la superficie terrestre se encuentra bien documentado.<sup>24</sup> Sin embargo, no sucede lo mismo con el efecto del incremento del CO<sub>2</sub> atmosférico en los océanos globales.

Según los investigadores, los efectos del incremento del CO<sub>2</sub> pueden ser observados en los océanos globales.<sup>25</sup> Los océanos absorben aproximadamente un tercio del CO<sub>2</sub> agregado a la atmósfera. La absorción del CO<sub>2</sub> en los océanos no es benigna; el CO<sub>2</sub> ha provocado un incremento significativo de la acidificación de los océanos. La estación meteorológica de Mauna Loa, en Hawái, EUA, midió el CO<sub>2</sub> atmosférico y el pH oceánico entre 1990 y 2010. Durante ese período de 20 años, el CO<sub>2</sub> atmosférico pasó de 352 ppm en 1990 a 387 ppm en 2010. Junto con este incremento del CO<sub>2</sub>, se produjo una reducción del pH de los océanos de 8,12 a 8,08, lo que indica un incremento de la acidificación de los océanos.<sup>26</sup>

La acidificación de los océanos y los efectos de calentamiento del cambio climático están produciendo la extinción de algunos tipos de ejemplares de la vida marina.<sup>27</sup> Los arrecifes de coral son sensibles tanto a la acidificación como al calentamiento. El efecto neto de la acidificación es un incremento de la concentración de iones hidronio [H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>] y una reducción correspondiente de los iones carbonato [CO<sub>3</sub><sup>-2</sup>], que se traduce en la formación de menos corales que en las aguas oceánicas saludables.<sup>28</sup> Los arrecifes de coral también son sensibles a incrementos de temperatura de tan sólo 1°C a 2°C [1,8°F a 3,6°F] a lo largo de lapsos de tiempo que son muy cortos para permitir su adaptación. Estos cambios de temperatura afectan muchas de las poblaciones marinas microscópicas y superiores, que viven en una relación simbiótica con los corales.

#### Inyección de dióxido de carbono

La industria del petróleo y el gas inyecta CO<sub>2</sub> en los campos de petróleo y gas con dos objetivos principales: el rejuvenecimiento de los campos productores y el almacenamiento en los yacimientos agotados o no utilizados; estos procesos contribuyen al esfuerzo global para minimizar el cambio climático. El dióxido de carbono puede ser utilizado en los procesos de EOR para recuperar petróleo adicional luego de la producción primaria y la inundación con agua.<sup>29</sup> Además, el CO<sub>2</sub> puede ser captado desde una diversidad de fuentes y almacenarse en el subsuelo.

La cantidad de petróleo técnicamente recuperable existente en todo el mundo ha sido estimada en 450 000 millones de bbl [72 000 millones de m<sup>3</sup>].<sup>30</sup> El petróleo que podría recuperarse teóricamente utilizando CO<sub>2</sub> se concentra en diez de las grandes cuencas del mundo: en Medio Oriente, Rusia, América del Sur, México, EUA y Europa.<sup>31</sup> La recuperación de petróleo en esta escala, utilizando EOR con inyección de CO<sub>2</sub>, requeriría la disponibilidad de grandes fuentes de CO<sub>2</sub> cerca del yacimiento; y a su vez, la proximidad a una fuente de CO<sub>2</sub> constituye un desafío en la mayor parte de las cuencas. Dado el significativo volumen potencial de petróleo recuperable existente en todo el mundo, durante varias décadas los operadores utilizaron una diversidad de técnicas EOR para recuperar petróleo adicional de los yacimientos, a pesar de la dificultad de hacer coincidir las fuentes de CO<sub>2</sub> con los sumideros.

En la década de 1950, los investigadores enfocados en los métodos de inyección de CO<sub>2</sub> observaron que el compuesto era miscible en el petróleo con presiones superiores a 700 lpc [5 MPa].<sup>32</sup> Sobre la base de esta observación y los resultados

subsiguientes acerca del comportamiento del CO<sub>2</sub> en el petróleo, en el año 1964 los operadores llevaron a cabo la primera prueba de campo exitosa de inyección de CO<sub>2</sub> miscible en el campo Mead-Strawn cercano a Abilene, en Texas, EUA.<sup>33</sup> Los resultados de la prueba mostraron un incremento del 35% de la recuperación de petróleo incremental utilizando CO<sub>2</sub>, con respecto a los resultados de los procesos convencionales de inundación con agua. Desde esa prueba de campo, se han efectuado numerosas operaciones exitosas utilizando la técnica de inyección de CO<sub>2</sub> miscible.

La inyección de dióxido de carbono para las operaciones de EOR se divide en dos categorías generales: miscible e inmisible. El proceso que en última instancia utilice el operador del campo petrolero dependerá de las condiciones del yacimiento y de las características del petróleo. La inyección de CO<sub>2</sub> miscible es la aplicación más común, si bien en ciertas situaciones puede aplicarse la inyección inmisible debido a la densidad del petróleo o la presión del yacimiento.<sup>34</sup>

Varios factores convierten la inyección de CO<sub>2</sub> miscible en un método efectivo para la recupera-

ción adicional de petróleo. El dióxido de carbono es soluble en los petróleos crudos, dilata el volumen de petróleo neto y reduce la viscosidad del petróleo incluso antes de alcanzar el estado de miscibilidad. A medida que se alcanza el punto de miscibilidad completa, la fase CO<sub>2</sub> y la fase petróleo comienzan a fluir juntas de manera homogénea como resultado de la tensión interfacial reducida y del incremento del volumen de las fases petróleo-solvente combinadas con la fase agua.

A temperatura constante, la presión más baja en la cual los líquidos alcanzan la miscibilidad se define como la presión mínima de miscibilidad (MMP). La inyección de CO<sub>2</sub> miscible es aplicable en numerosos yacimientos y resulta más efectiva cuando el yacimiento posee una presión superior a la MMP. Habitualmente, esto sucede a una profundidad de más de 760 m [2 500 pies].<sup>35</sup> Por otra parte, el petróleo debería exhibir una gravedad API superior a 22 grados [una densidad relativa inferior a 0,92] y una viscosidad inferior a 10 cP [10 mPa.s]. Para obtener resultados óptimos, el yacimiento necesita tener una saturación de petróleo superior al 20% del volumen poroso.

17. Svante Arrhenius recibió el Premio Nobel de Química de 1903 por su teoría de la disociación electrolítica. Además, propuso lo que se conoce como ecuación de Arrhenius, que muestra la dependencia de las constantes de velocidad de una reacción con respecto a la temperatura.
18. Keith DW: "Geoengineering the Climate: History and Prospect," *Annual Review of Energy and the Environment* 25 (Noviembre de 2000): 245–284. Caldeira K, Bala G y Cao L: "The Science of Geoengineering," *Annual Review of Earth and Planetary Sciences* 41 (Mayo de 2013): 231–256.
19. El hexafluoruro de azufre [SF<sub>6</sub>] se utiliza para el ataque químico por plasma de alta densidad y como dieléctrico. De acuerdo con el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, el SF<sub>6</sub> es el gas de efecto invernadero más potente y posee un potencial para el calentamiento global 23 900 veces superior al del CO<sub>2</sub>, en base a un período de 100 años. Para obtener más información sobre el potencial del SF<sub>6</sub> para el calentamiento en relación con otros gases de efecto invernadero, consulte: "Direct Global Warming Potentials," *Intergovernmental Panel on Climate Change*, [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html) (Se accedió el 10 de mayo de 2015).
20. "Overview of Greenhouse Gases: Carbon Dioxide Emissions," referencia 7.
21. Cinco organismos gubernamentales independientes, o sus predecesores, miden anualmente las temperaturas de superficie desde el año 1900. Estos organismos son: el Instituto Goddard de Estudios Espaciales de la NASA de EUA, los Centros de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de EUA para la Información Ambiental, el Centro Meteorológico Hadley, la Unidad de Investigación Climática de la Universidad de East Anglia en Inglaterra y la Agencia Meteorológica de Japón. Los datos de todos estos organismos muestran variaciones y tendencias a largo plazo casi idénticas. "Despite Subtle Differences, Global Temperature Records in Close Agreement," *Instituto Goddard de Estudios Espaciales de la NASA* (13 de enero de 2011), <http://www.giss.nasa.gov/research/news/20110113/> (Se accedió el 17 de mayo de 2015).
22. Oficina de Aire y Radiación de la EPA de EUA: "Climate Change Science Facts," Washington, DC: EPA de EUA, Informe 430-F-10-002, abril de 2010.
23. "Global Temperature," *NASA Global Climate Change: Vital Signs of the Planet*, <http://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/> (Se accedió el 29 de mayo de 2015). "Trends in Atmospheric Carbon Dioxide: Recent Monthly Average Mauna Loa CO<sub>2</sub>," *NOAA Earth System Research Laboratory Global Monitoring Division*, <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/> (Se accedió el 17 de mayo de 2015).
24. Si bien las temperaturas de superficie parecen correlacionarse directamente con los niveles de CO<sub>2</sub>, esto no ha sido demostrado a partir de los primeros principios. Esta correlación se basa en hechos fundamentados en evidencias.
25. Archer D, Eby M, Brovkin V, Ridgwell A, Cao L, Mikolajewicz U, Caldeira K, Matsumoto K, Munhoven G, Montenegro A y Tokos K: "Atmospheric Lifetime of Fossil Fuel Carbon Dioxide," *Annual Review of Earth and Planetary Sciences* 37 (2009): 117–134. Doney SC, Fabry VJ, Feely RA y Kleypas JA: "Ocean Acidification: The Other CO<sub>2</sub> Problem," *Annual Review of Marine Science* 1 (Enero de 2009): 169–192.
26. Dado que el pH se encuentra en escala logarítmica, esta reducción del pH del 0,5% representa un incremento del 9,6% de la acidez, según la medición de la concentración de iones hidronio [H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>].
27. Zimmer, referencia 1. McCauley DJ, Pinsky ML, Palumbi SR, Estes JA, Joyce FH y Warner RR: "Marine Defaunation: Animal Loss in the Global Ocean," *Science* 347, no. 6219 (16 de enero de 2015): 1255641-1–1255641-7. Urban MC: "Accelerating Extinction Risk from Climate Change," *Science* 348, no. 6234 (1º de mayo de 2015): 571–573.
28. Los arrecifes de coral se componen de carbonato de calcio [CaCO<sub>3</sub>] y de pequeñas cantidades de otros minerales. La formación de los corales depende de las concentraciones del ion calcio y del ion carbonato; una reducción del ion carbonato significa que se forma menos coral.
29. Lake LW, Schmidt RL y Venuto PB: "A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s," *Oilfield Review* 4, no. 1 (Enero de 1992): 55–61.
- Al-Mjeni R, Arora S, Cherukupalli P, van Wunnik J, Edwards J, Felber BJ, Gurginar O, Hirasaki G, Miller CA, Jackson C, Kristensen MR, Lim F y Ramamoorthy R: "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?," *Oilfield Review* 22, no. 4 (Junio de 2011): 16–35.
30. Programa de Investigación y Desarrollo de Gases de Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de la Energía (IEA GHG): "CO<sub>2</sub> Storage in Depleted Oilfields: Global Application Criteria for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery," Stoke Orchard, Cheltenham, Inglaterra: IEA GHG, Informe Técnico 2009-12, diciembre de 2009.
31. Las 10 cuencas del mundo que alojan petróleo recuperable utilizando CO<sub>2</sub> son las siguientes: en Medio Oriente, las cuencas Mesopotamian Foredeep, Greater Ghawar Uplift, la cuenca del Cinturón Plegado de los Zagros y la cuenca del Rub Al Khali; en Rusia, las cuencas de Siberia Occidental y del Volga-Urales; en América del Sur y México, las cuencas de Maracaibo y Villahermosa; en EUA, la cuenca Pérmica; y en Europa, la cuenca de tipo graben del Mar del Norte.
32. En condiciones miscibles, dos o más fluidos se mezclan en todas las proporciones y forman una sola fase homogénea. En condiciones inmiscibles, dos fluidos son incapaces de formar mezclas distribuidas molecularmente o alcanzar un estado de homogeneidad. Para obtener más información sobre la evolución del método de inyección de dióxido de carbono, consulte: Holm LW: "Evolution of the Carbon Dioxide Flooding Processes," *Journal of Petroleum Technology* 39, no. 11 (Noviembre de 1987): 1337–1342.
33. Holm LW y O'Brien LJ: "Carbon Dioxide Test at the Mead-Strawn Field," *Journal of Petroleum Technology* 23, no. 4 (Abril de 1971): 431–442. Hill B, Hovorka S y Melzer S: "Geologic Carbon Storage Through Enhanced Oil Recovery," *Energy Procedia* 37 (2013): 6808–6830.
34. Martin FD y Taber JJ: "Carbon Dioxide Flooding," *Journal of Petroleum Technology* 44, no. 4 (Abril de 1992): 396–400.
35. Mohan H, Carolus M y Biglarbigi K: "The Potential for Additional Carbon Dioxide Flooding Projects in the United States," artículo SPE 113975, presentado en el Simposio sobre Recuperación Mejorada de Petróleo de las SPE/DOE, Tulsa, 19 al 23 de abril de 2008.

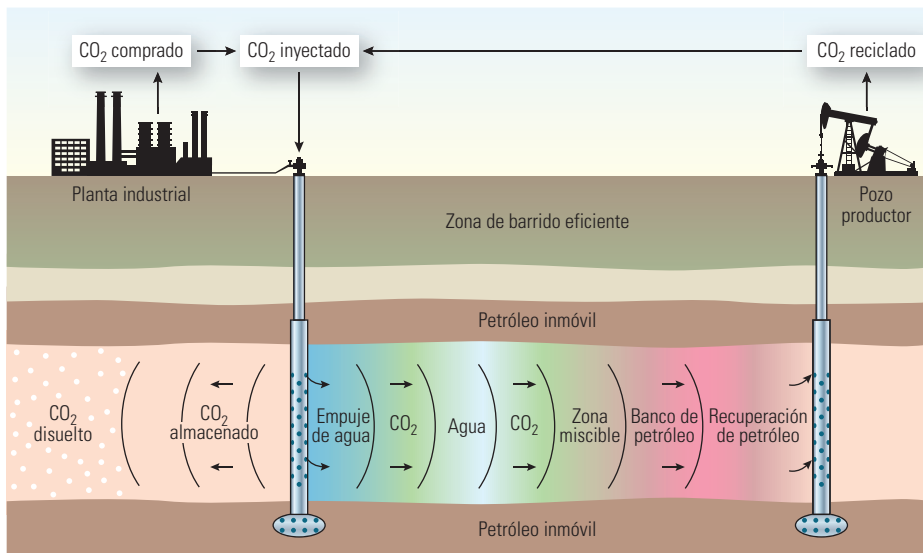


Figura 5. Inyección de CO<sub>2</sub> miscible. El CO<sub>2</sub> comprado y reciclado se inyecta en una formación (extremo superior izquierdo); además se inyecta agua, que actúa como mecanismo de empuje. Una parte del CO<sub>2</sub> se disuelve en el petróleo y se almacena en la formación (extremo inferior izquierdo). El resto del CO<sub>2</sub> produce la evaporación de las fracciones más livianas del petróleo en la fase CO<sub>2</sub> (extremo inferior central), mientras que el CO<sub>2</sub> se condensa en la fase petróleo. Impulsado por la inundación con agua, el petróleo y cualquier resto de CO<sub>2</sub> residual llegan al pozo de producción (extremo inferior derecho) y se bombean a la superficie. En la superficie (extremo superior derecho), el petróleo se separa del CO<sub>2</sub> y este último se re-encía al punto de inyección. (Adaptado con autorización del programa GHG de la IEA, referencia 30.)

Idealmente, en un proceso de inyección miscible típico se inyecta CO<sub>2</sub> en un extremo de la zona considerada y se recupera petróleo que se dirige hacia los pozos productores (Figura 5).<sup>36</sup> Si bien la inyección miscible representa la mayoría de los proyectos EOR con inyección de CO<sub>2</sub>, algunos sistemas pueden beneficiarse con la inyección inmisible. Los proyectos EOR con inyección de CO<sub>2</sub> inmisible dependen de una reducción de la viscosidad del petróleo, acompa-

ñada por la dilatación del petróleo, para lograr la recuperación adicional del petróleo. Los proyectos que podrían beneficiarse con el método EOR con inyección de CO<sub>2</sub> inmisible son aquellos que involucran petróleo crudo de baja gravedad API y presiones de yacimiento inferiores a la MMP.

La disponibilidad de una fuente de CO<sub>2</sub> confiable es una condición previa para la inyección de CO<sub>2</sub> miscible e inmisible. Existen fuentes de CO<sub>2</sub> naturales e industriales.<sup>37</sup> En el año 2008, EUA pro-

dujo alrededor de 80 millones de m<sup>3</sup>/d [3 000 millones de pies<sup>3</sup>/d] de CO<sub>2</sub>, principalmente de fuentes naturales de Nuevo México, Colorado y Mississippi. Alrededor de un 75% del CO<sub>2</sub> producido naturalmente en EUA es enviado por línea de conducción a la cuenca Pérmica, en Texas, desde el campo McElmo Dome, situado cerca del límite entre Utah y Colorado, y aloja una de las acumulaciones naturales de CO<sub>2</sub> más grandes del mundo.

Las fuentes industriales de CO<sub>2</sub> de EUA incluyen las plantas de procesamiento de gas natural de Texas, Oklahoma, Wyoming y Michigan, una planta de amoníaco en Oklahoma, una planta de gasificación de carbón en Dakota del Norte y las centrales eléctricas con capacidad para la captación de carbono. En Europa, las fuentes industriales de CO<sub>2</sub> más importantes se encuentran localizadas en el Reino Unido, los Países Bajos, Bélgica, Francia y Alemania. No obstante, ninguna de estas fuentes ha sido utilizada todavía para operaciones de EOR con inyección de CO<sub>2</sub>.

#### Almacenamiento de dióxido de carbono

Más del 80% de la energía del mundo proviene de la combustión de los combustibles fósiles, y es probable que la transición rápida a las fuentes de energía con bajas emisiones de carbono resulte difícil y costosa.<sup>38</sup> Un método de mitigación de los efectos del CO<sub>2</sub> en el cambio climático es el de captación y almacenamiento (CCS). Dado que alrededor de 7 400 fuentes industriales de todo el mundo poseen emisiones de CO<sub>2</sub> que superan las 100 mil toneladas métricas/año [110 mil toneladas US/año], en un período de 50 años se requerirán el método CCS y otras estrategias para frenar el incremento del CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Y para reducir efectivamente el CO<sub>2</sub> será necesario un esfuerzo aún mayor (Véase “Cómo dominar las emisiones de dióxido de carbono,” página 46).

Las tecnologías de captación y almacenamiento de carbono pueden ser aplicadas a una gran parte del 60% de las emisiones de CO<sub>2</sub> que provienen de fuentes estacionarias, tales como las centrales eléctricas, las plantas de cemento y las refinerías. El 40% restante se libera en la atmósfera y proviene de otras fuentes estacionarias que emiten CO<sub>2</sub>, tales como áreas residenciales, edificios comerciales, hornos de cemento pequeños, plantas de acero pequeñas y la combustión de la biomasa.

La implementación de las tecnologías CCS requiere cuatro pasos en secuencia: captación de CO<sub>2</sub>, compresión, transporte por línea de conducción o transporte marítimo, y almacenamiento o reutilización.<sup>39</sup> Para las centrales eléctricas, las opciones para la captación de CO<sub>2</sub> incluyen la

36. IEA GHG, referencia 30.

37. Mohan et al, referencia 35.

38. Benson S: “Status and Opportunities in CO<sub>2</sub> Capture, Storage and Utilization,” presentado en el Simposio de la Sociedad Americana de Física sobre Investigación Energética y Aplicaciones para Estudiantes y Post-doctorados de Física, San Antonio, Texas, EUA, 1º de marzo de 2015.

39. El potencial para la reutilización en la industria del petróleo y el gas es limitado. La mayor parte del CO<sub>2</sub> correspondiente a la categoría de reutilización se asignará a los procesos de inyección de CO<sub>2</sub>.

40. Benson SM: “Carbon Capture and Sequestration (CCS) 101,” presentado en el Simposio sobre el Proyecto Clima Global y Energía de la Universidad de Stanford, Stanford, California, 28 al 29 de septiembre de 2010.

Alvi A, Berlin EH, Kirksey J, Black B, Larssen D, Carney M, Chabora E, Finley RJ, Laetaru HE, Marsteller S, McDonald S, Senel O y Smith V: “Secuestro de CO<sub>2</sub>: Una respuesta para las emisiones,” *Oilfield Review* 24, no. 4 (Junio de 2013): 38–51.

41. Benson, referencia 38.

42. La acción capilar, o capilaridad, es el fenómeno en el cual la tensión superficial hace que el fluido ingrese en los intersticios de un material.

43. Zoback MD y Gorelick SM: “Earthquake Triggering and Large-Scale Geologic Storage of Carbon Dioxide,” *Actas de la Academia Nacional de Ciencias* 109, no. 26 (26 de junio de 2012): 10164–10168.

44. Hunter S: “The Tiltmeter: Tilting at Great Depths to Find Oil,” *Lawrence Livermore National Laboratory Science and Technology Review* (Octubre de 1997): 14–15.

Grandia J, Arnaud A, Payàs B y Lecampion B: “Case Studies for Monitoring of CO<sub>2</sub> Storage Sites, Based on Ground Deformation Monitoring with Radar Satellites,” artículo C01, presentado en el tercer Simposio sobre Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> de la EAGE: Comprensión del Comportamiento del CO<sub>2</sub> en los Yacimientos de Almacenamiento Geológico, Edimburgo, Escocia, 26 al 27 de marzo de 2012.

45. Benson, referencia 38.

46. Wright I, Ringrose P, Mathieson A y Eiken O: “An Overview of Active Large-Scale CO<sub>2</sub> Storage Projects,” artículo SPE 127096, presentado en la Conferencia Internacional sobre Captación, Almacenamiento y Utilización del CO<sub>2</sub> de la SPE, San Diego, California, 2 al 4 de noviembre de 2009.

Para obtener más información sobre el proyecto Sleipner, consulte: Bennaceur K, Gupta N, Monea M, Ramakrishnan TS, Randen T, Sakurai S y Whittaker S: “Captación y almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Una solución al alcance de la mano,” *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 48–65.

47. Fairley P: “A Coal Plant That Buries Its Greenhouse Gases,” *MIT Technology Review* 118, no. 1 (Enero/febrero de 2015): 84–87.

pre-combustión, tal como la gasificación del carbón, la post-combustión y la combustión del oxígeno. Cada una de estas opciones presenta ventajas y desventajas, y no existe una opción única que se adecue a todas las situaciones.<sup>40</sup> El paso siguiente —la conversión del CO<sub>2</sub> en líquido— constituye una tecnología madura y requiere la compresión del CO<sub>2</sub> hasta un valor de 7,6 MPa [1 100 lpc] o superior. El transporte por línea de conducción también es una tecnología madura; en EUA solamente, existen 4 800 km [3 000 mi] de líneas de conducción. Esta red de líneas de conducción continúa creciendo lentamente. El almacenamiento, último paso del proceso CCS, es más complejo.

Los yacimientos de petróleo y gas agotados y las formaciones salinas profundas, ya sea en tierra firme o en áreas marinas, constituyen opciones para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Para almacenar CO<sub>2</sub>, el gas se inyecta en yacimientos que se encuentran a profundidades de 1 km [0,6 mi] o mayores para garantizar que el CO<sub>2</sub> permanezca en estado de líquido denso o de fluido supercrítico. Existen numerosos mecanismos para entrapar y mantener el CO<sub>2</sub> inmóvil.<sup>41</sup> El mecanismo de entrapamiento primario es normalmente un sello de roca de baja permeabi-

lidad presente por encima del área de almacenamiento, similar al de las acumulaciones naturales de petróleo y gas. Entre los mecanismos secundarios se encuentran el entrapamiento por solubilidad, un mecanismo por el cual una porción del CO<sub>2</sub> se disuelve en el agua, y el entrapamiento de gas residual, un mecanismo por el cual el CO<sub>2</sub> es entrapado por la capilaridad.<sup>42</sup> En ciertas formaciones, el CO<sub>2</sub> puede quedar entrapado a lo largo del tiempo como resultado de su reacción con la roca y su conversión en minerales sólidos. Estos mecanismos de entrapamiento secundario tienden a hacerse más efectivos con el tiempo, proporcionando, en la mayoría de los casos, un sitio de almacenamiento más seguro.

Un sitio de almacenamiento ideal es aquel que se encuentra cerca de fuentes estacionarias de CO<sub>2</sub>, cuenta con la capacidad para contener el volumen proyectado de material a través de un largo período de tiempo, puede sustentar una alta tasa de inyección y posee una barrera de baja permeabilidad que actúa como roca de cubierta o sello. Además, el sitio de almacenamiento debe encontrarse a una profundidad adecuada para que el CO<sub>2</sub> sea líquido y debe exhibir una buena resistencia mecánica para tolerar las presiones de inyección.

La inyección de grandes volúmenes de fluido bajo alta presión, en zonas de fallas cercanas a un sitio CCS, puede ocasionar problemas y hacer que las fallas se deslicen y generen actividad microsísmica.<sup>43</sup> Para monitorear y registrar cualquier sismicidad inducida por los procesos de inyección pueden emplearse métodos sísmicos pasivos. El incremento de la presión de formación puede producir cierto grado de levantamiento, que puede monitorearse utilizando imágenes satelitales del radar interferométrico de apertura sintética (InSAR) o inclinómetros (Figura 6).<sup>44</sup>

La práctica de captación y almacenamiento de carbono continúa expandiéndose por todo el mundo. En los últimos 40 años, se han puesto en funcionamiento ocho proyectos de operación de escala industrial. Estos proyectos representan el almacenamiento de aproximadamente 14 millones de toneladas métricas [15 millones de toneladas US] de CO<sub>2</sub> por año.<sup>45</sup> Y se encuentran en proceso de construcción otros ocho proyectos más, que representan 13 millones de toneladas métricas [14 millones de toneladas US] de capacidad de almacenamiento anual de CO<sub>2</sub>.

En el proyecto Sleipner del Mar del Norte, el CO<sub>2</sub> se produce con el gas natural, se separa en el área marina y luego se inyecta en un intervalo para su eliminación. Alrededor de 1 millón de toneladas métricas [1,1 millones de toneladas US] del CO<sub>2</sub> producido han sido inyectadas anualmente en la formación Utsira a lo largo de un período de 15 años.<sup>46</sup> El proyecto CCS de la Central Eléctrica Boundary Dam se encuentra ubicado en Esteván, Saskatchewan, Canadá. SaskPower, la compañía propietaria y operadora del proyecto, realizó una inversión de más de USD 1 000 millones para equipar uno de sus generadores para la captación de carbono. SaskPower vende el CO<sub>2</sub> captado a Cenovus Energy Inc., que lo utiliza para las operaciones de EOR destinadas a incrementar la producción de los pozos cercanos en proceso de maduración.<sup>47</sup> SaskPower opera además su propio pozo de inyección en la central eléctrica.

Si bien las operaciones de CCS constituyen una gran iniciativa en diversos campos de petróleo, el CO<sub>2</sub> también está siendo utilizado para la EOR en muchos ambientes de producción. Un proyecto implementado en Canadá es un buen ejemplo de EOR y CCS combinados.

#### Almacenamiento e inyección de CO<sub>2</sub> miscible

Cenovus Energy Inc. ha asumido un compromiso a largo plazo de utilizar CO<sub>2</sub> para los procesos de inyección miscible y almacenar las cantidades excedentes en el subsuelo, en el campo Weyburn-

(continúa en la página 48)

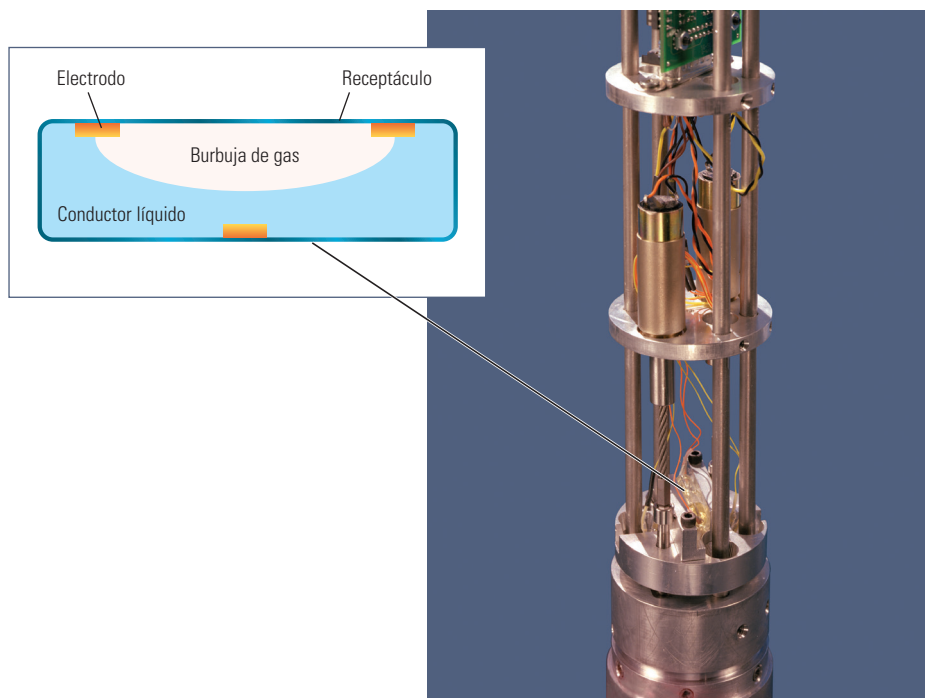


Figura 6. Inclinómetro. Un inclinómetro, que mide la deformación de la superficie, es un instrumento similar al nivel sensible de un carpintero. El inclinómetro puede medir una inclinación de aproximadamente  $1 \times 10^{-9}$  radianes [ $57 \times 10^{-9}$  grados], lo que equivale a levantar uno de los extremos de un balancín de 4 000 km [2 500 mi] de largo, sólo 0,64 cm [0,25 pulgadas] del piso. Para medir deformaciones de estas dimensiones, el inclinómetro utiliza un sensor provisto de un receptáculo de vidrio que contiene una burbuja de gas, líquido conductor y varios electrodos (*inserto*). Cuando el receptáculo del inclinómetro se inclina hacia un lado, la burbuja de gas cambia de posición, y la resistencia entre los electrodos se modifica. Esta modificación de la resistencia se calibra para proporcionar el grado de deformación. (Fotografía, cortesía de Steven Hunter del Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, en California, EUA.)

## Cómo dominar las emisiones de dióxido de carbono

Los datos sobre el estado del Planeta indican que es preciso controlar los niveles de CO<sub>2</sub> para poner freno a los efectos nocivos del cambio climático. Si bien no es el único responsable, de todos los factores potenciales, el CO<sub>2</sub> carga con el mayor peso de incidencia en los cambios indeseados producidos en la atmósfera, las temperaturas de la superficie y

los océanos. Numerosas propuestas han sido formuladas para controlar los niveles de CO<sub>2</sub>. Dos de esas propuestas ilustran la magnitud del desafío que representan las emisiones de CO<sub>2</sub> y muestran caminos factibles para detener el incremento de las emisiones y reducir el nivel absoluto de esas emisiones en los próximos 15 a 35 años. El avance del cambio

climático causado por el CO<sub>2</sub> y otros factores puede ser frenado y reducido, pero es preciso adoptar ya mismo acciones concretas para cumplir esa tarea.

### Cuñas de estabilización

El concepto de cuña de estabilización, introducido en el año 2004 y refinado en 2007, muestra cómo podrían controlarse las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>1</sup> Una gráfica del índice de emisiones de carbono versus el tiempo ayuda a explicar el concepto y su aplicación para el control de los niveles de CO<sub>2</sub> presentes en la atmósfera (Figura S1).

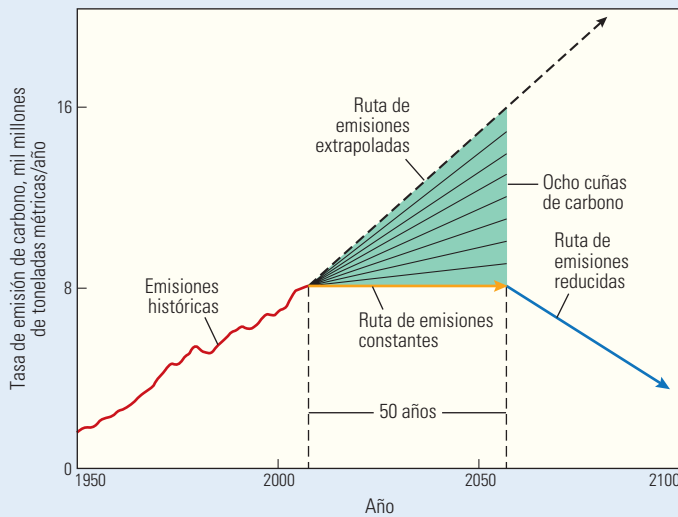


Figura S1. Triángulo y cuñas de estabilización. Las tasas históricas de emisión de carbono (línea roja) se muestran hasta el año 2007, momento en el cual la tasa de emisión era de alrededor de 8 000 millones de toneladas métricas/año [9 000 millones de toneladas US/año]. Si se extrapolara a lo largo de la ruta actual (línea negra de guiones) por un período de 50 años, la tasa de emisión podría alcanzar aproximadamente 16 000 millones de toneladas métricas/año [18 000 millones de toneladas US/año], y el nivel de CO<sub>2</sub> atmosférico podría aproximarse a 850 ppm en 2057. El triángulo (verde) formado por la ruta de las emisiones constantes (línea anaranjada) —definido aquí como un lapso de 50 años— y las emisiones extrapoladas, se denomina triángulo de estabilización. El área de este triángulo cuantifica la cantidad de carbono que debe ser removido para estabilizar el CO<sub>2</sub> atmosférico hasta aproximarse a los niveles actuales. El triángulo de estabilización puede dividirse en ocho cuñas de carbono. Dentro de cada cuña, la tasa de emisión de carbono crece, pasando de cero a 1 000 millones de toneladas métricas/año [1 100 millones de toneladas US/año] de carbono al cabo de 50 años y, en consecuencia, su área representa 25 000 millones de toneladas métricas [28 000 millones de toneladas US] de emisiones de carbono. Por consiguiente, el área del triángulo de estabilización representa 200 000 millones de toneladas métricas [220 000 millones de toneladas US] de carbono, que no serán emitidas en la atmósfera a lo largo de ese lapso de 50 años. Una vez estabilizadas las emisiones, la industria y el público en general deberán comenzar a emplear tecnologías para reducirlas (*derecha*, línea azul). (Adaptado con la autorización del programa Carbon Mitigation Initiative, de la Universidad de Princeton en Nueva Jersey.)

Cuña de carbono	Estrategia
Eficiencia	Duplicar la eficiencia de los combustibles de 2 000 millones de automóviles, para que pase de 13 a 25 km/l [30 a 60 mi/galón US].
	Reducir a la mitad la distancia recorrida por los automóviles que utilizan combustibles fósiles.
	Utilizar las mejores prácticas de eficiencia energética en todos los edificios residenciales y comerciales.
	Producir electricidad a base de carbón que duplique la eficiencia actual.
Sustitución de combustibles	Reemplazar las 1 400 centrales eléctricas operadas a carbón por plantas operadas a gas natural.
Captación y almacenamiento de carbono	Captar y almacenar las emisiones para 800 centrales eléctricas operadas a carbón.
	Producir hidrógeno a partir del carbón con una tasa seis veces superior a la tasa actual y almacenar el CO <sub>2</sub> captado.
	Captar el carbono de 180 plantas de conversión de carbón a combustible sintético y almacenar el CO <sub>2</sub> captado.
Energía nuclear	Duplicar la capacidad nuclear global actual para reemplazar la electricidad a base de carbón.
Energía eólica	Incrementar la electricidad generada por el viento para que sea 10 veces superior a la tasa actual, lo que ha de lograrse con un total de 2 millones de molinos.
Energía solar	Incrementar la electricidad generada a partir de la radiación solar para aumentar 100 veces su capacidad actual.
	Utilizar 40 000 km <sup>2</sup> [15 000 mi <sup>2</sup> ] de paneles solares para producir hidrógeno para automóviles que utilicen celdas de combustible.
Biomasa	Incrementar la producción de etanol a partir de biomasa en un factor de 12 utilizando granjas con una superficie equivalente a una sexta parte de las tierras agrícolas de todo el mundo.
Sumideros naturales	Eliminar la deforestación tropical.
	Adoptar la práctica de la labranza de conservación en todos los suelos agrícolas del mundo.

Figura S2. Cuñas de estabilización del carbono y estrategias para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera terrestre.

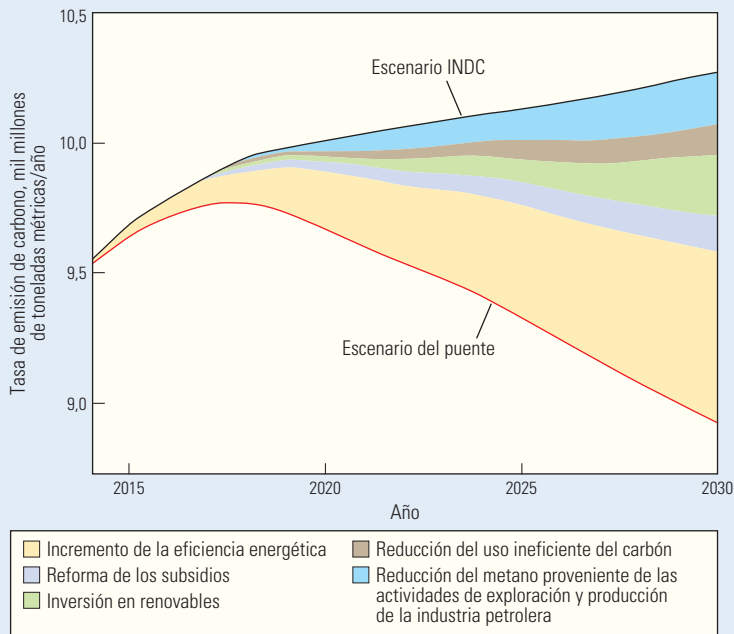


Figura S3. El escenario del puente. Dos curvas de contorno definen la envolvente de reducción de las emisiones del escenario del puente. La curva superior (negro) es la línea de tendencia para la tasa de emisión de carbono si la comunidad mundial cumple con los compromisos de las INDCs. La curva inferior (rojo) representa la reducción de la tasa de emisión posible en virtud del escenario del puente. El mayor contribuyente a la reducción de las emisiones de carbono para el año 2030 es la eficiencia energética (anaranjado claro), que contribuye con una reducción del 49%. El incremento de las inversiones en fuentes de energía renovable (verde) representa una reducción del 17%. La reducción del metano proveniente de las actividades de exploración y producción de la industria petrolera (azul claro), la reforma de los subsidios para los combustibles fósiles (púrpura) y la reducción del uso ineficiente del carbón (marrón) conforman la reducción restante del 34%. (Adaptado de la IEA, referencia 2.)

Para encuadrar la estabilización de las emisiones de CO<sub>2</sub> y cómo podría lograrse, el triángulo de estabilización se divide en ocho cuñas, cada una de las cuales representa la cantidad requerida de un área de enfoque, o esfuerzo significativo, para la consecución de

1. Pacala S y Socolow R: "Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies," *Science* 305, no. 5686 (13 de agosto de 2004): 968–972.

"Stabilization Wedges Introduction," *Princeton University Carbon Mitigation Initiative*, <http://cmi.princeton.edu/wedges/intro.php> (Se accedió el 24 de marzo de 2015).

2. International Energy Agency (IEA): "Energy and Climate Change: World Energy Outlook Special Report," París: IEA, 2015.

3. IEA, referencia 2.

4. Eficiencia energética significa consumir menos energía para proporcionar el mismo servicio.

5. Las fuentes de energía renovables son la energía solar, eólica e hidroeléctrica y la biomasa.

este objetivo. La captación y almacenamiento de dióxido de carbono se reconoce como una de las áreas de enfoque (Figura S2). Las estrategias de cada área finalmente podrán reducir las emisiones globales de carbono en 1 000 millones de toneladas métricas/año [1 100 millones de toneladas US/año] para el año 2057.

### El escenario del puente

Una importante reunión sobre el clima, la 21a Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, tuvo lugar en París en diciembre de 2015. Con antelación a la conferencia COP21, estos países prometieron efectuar contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDCs) para reducir

las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) relacionados con la energía con el propósito de retardar el ritmo del cambio climático.<sup>2</sup> En virtud de este escenario de INDCs, si los países cumplen con sus promesas, se proyecta que el crecimiento de la tasa de emisión de carbono se retardará pero no se detendrá (Figura S3).

La Agencia Internacional de Energía (IEA) ha desarrollado una ruta alternativa para el control y la reducción final de las emisiones de CO<sub>2</sub>.<sup>3</sup> Este concepto, conocido como el escenario del puente, procura un enfoque más agresivo de lucha contra las emisiones de carbono que el escenario de las INDCs. Implícito en el escenario del puente se encuentra el reconocimiento de que el rendimiento económico global y las emisiones GHG relacionadas con la energía son fenómenos independientes. El escenario del puente requiere la implementación de cinco medidas:

- Incrementar la eficiencia energética.<sup>4</sup>
- Reducir la utilización de centrales eléctricas ineficientes operadas a carbón.
- Incrementar la inversión en energía renovable.<sup>5</sup>
- Reducir progresivamente los subsidios para el consumo de combustibles fósiles.
- Reducir las emisiones de metano provenientes de las actividades de exploración y producción de la industria petrolera.

La adopción de estas medidas constituye un punto de partida hacia el objetivo de lograr un incremento máximo de la temperatura de superficie de 2°C [3,6°F] respecto de los niveles actuales. Sin embargo, para su consecución, también serán necesarias otras acciones.

Si estas cinco estrategias se emplean en forma exhaustiva e inmediata en todo el mundo, bajo el escenario del puente, en el año 2018 la tasa de emisión de carbono alcanzará un valor pico seguido por una reducción constante. Si se compara con el escenario de las INDCs, el escenario del puente contribuye a una reducción de 1 300 millones de toneladas métricas/año [1 400 millones de toneladas US/año], desde la tasa calculada de emisión de carbono correspondiente al año 2030 hasta la tasa de emisión de carbono de 2010, equivalente a 8 900 millones de toneladas métricas/año [9 800 millones de toneladas US/año].

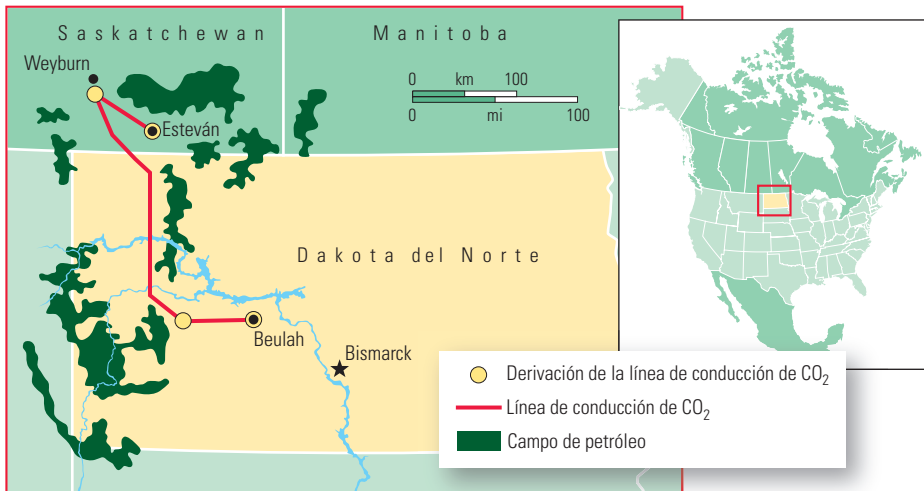


Figura 7. Proyecto Weyburn-Midale. Localizado cerca de Weyburn, en Saskatchewan, Canadá, este proyecto utiliza CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de petróleo y lo almacena en formaciones subterráneas. El yacimiento Weyburn-Midale se encuentra ubicado principalmente en Dakota del Norte, EUA, y en Saskatchewan; los campos se extienden al oeste en dirección hacia Montana, en EUA, y al este, en dirección hacia Manitoba, en Canadá. La mayor parte del CO<sub>2</sub> utilizado en el proyecto Weyburn-Midale es transportada por tubería (rojo) desde una planta de gasificación de carbón cercana a Beulah, en Dakota del Norte; el resto proviene del proyecto cercano Boundary Dam, en Esteván, Saskatchewan.

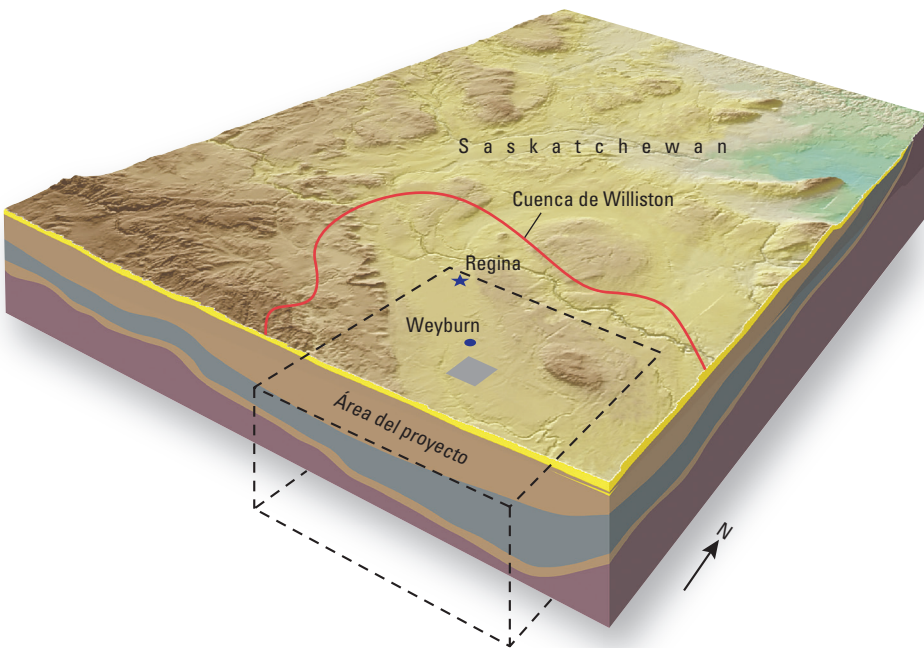


Figura 8. Proyecto de investigación Weyburn-Midale. El Centro de Investigación Tecnológica de Petróleo (PTRC) llevó a cabo actividades de investigación en el proyecto Weyburn-Midale. El área del proyecto comprende un volumen de 100 000 km<sup>3</sup> [24 000 mi<sup>3</sup>] (líneas de guiones) y forma parte de la cuenca de Williston (línea roja). Los yacimientos de petróleo y los niveles situados por encima y por debajo de los mismos, en el área destinada al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, fueron caracterizados antes de la inyección inicial. Durante la inyección de CO<sub>2</sub>, se obtuvieron mediciones en un área más pequeña (rectángulo gris) del campo Weyburn-Midale. En este campo, los científicos del PTRC llevaron a cabo una serie de investigaciones de los procesos de monitoreo y verificación, que incluyeron el muestreo del suelo, el gas y el agua, el monitoreo del subsuelo, el monitoreo sísmico, el muestreo de los pozos y la evaluación de riesgos; estos estudios se encuentran en marcha. (Adaptado con la autorización del PTRC.)

Midale de Canadá. Este proyecto es líder en técnicas combinadas de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> y EOR con inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>48</sup>

El campo Weyburn-Midale, descubierto en el año 1954, se encuentra ubicado en el sudeste de Saskatchewan (Figura 7).<sup>49</sup> La operación cubre 180 km<sup>2</sup> [70 mi<sup>2</sup>] y corresponde a uno de los yacimientos de petróleo mediano-agrio más extensos de Canadá. El volumen de petróleo original en sitio (OOIP) se estimó en 1 400 millones de bbl [220 millones de m<sup>3</sup>]. Luego de la producción inicial, que tuvo lugar a lo largo de un período de 9 a 10 años, en 1964 el operador puso en marcha un proceso de inundación con agua seguido por la perforación de pozos horizontales en la década de 1990. Si bien estas medidas contribuyeron a la producción, el operador optó por utilizar el método de EOR con CO<sub>2</sub> para revertir la declinación de la producción a largo plazo y demostrar el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en gran escala.<sup>50</sup>

Dakota Gasification Company opera una planta de combustibles sintéticos en Beulah, Dakota del Norte, que genera gas natural a partir del carbón.<sup>51</sup> El subproducto CO<sub>2</sub> producido en la planta de Beulah se comprime hasta 2 200 lpc [15 MPa] y se transporta por línea de conducción, a lo largo de 340 km [210 mi], hasta el campo Weyburn-Midale. Las entregas de CO<sub>2</sub> de la planta de Beulah varían, oscilando entre 6 000 y 8 500 toneladas métricas/d [6 600 y 9 400 toneladas US/d]. El proyecto CCS Boundary Dam, emplazado en las proximidades, suministra al campo Weyburn-Midale un volumen adicional de 2 300 toneladas métricas/d [2 500 toneladas US/d].<sup>52</sup> El almacenamiento de CO<sub>2</sub> se inició en septiembre de 2000 en un área limitada del campo. Esta fase inicial de la operación incluyó 16 pozos verticales y 13 pozos horizontales de inyección. Existe en ejecución un estudio de esta área de inyección, que abordará todos los aspectos técnicos del almacenamiento geológico a largo plazo (Figura 8).

La recuperación EOR con inyección de CO<sub>2</sub> miscible y el almacenamiento geológico han demostrado ser fructíferos en el campo Weyburn-Midale, lo que le ha dado nueva vida al campo y ha extendido potencialmente su período operacional en más de 25 años. Actualmente, el campo produce unos 26 000 bbl/d [4 100 m<sup>3</sup>/d] de petróleo crudo liviano (Figura 9). La inyección de dióxido de carbono ha triplicado la producción de petróleo respecto de la tasa de producción más baja estimada para el campo, que fue de unos 8 000 bbl/d [1 200 m<sup>3</sup>/d] en 1988.

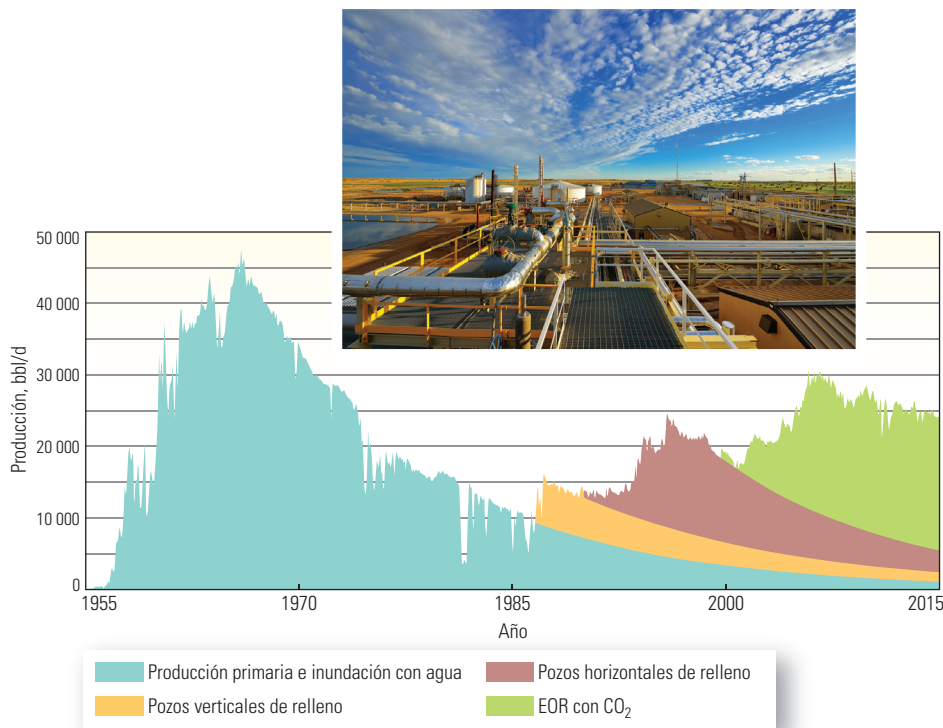


Figura 9. Producción del campo Weyburn-Midale. Esta instalación (*inserto*) produce petróleo desde 1955 y ha sido utilizada, junto con otras instalaciones del campo Weyburn-Midale, para la producción durante cuatro fases bien definidas (*extremo inferior*). En la primera fase, los procesos de producción primaria e inundación con agua produjeron un total de 3,3 millones de bbl [0,52 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo. La segunda y tercera fases, en las que se utilizaron pozos verticales y horizontales de relleno, produjeron un total de 5,9 millones de bbl [0,94 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo. Hasta la fecha, la última fase, la fase EOR con CO<sub>2</sub>, produjo 9,4 millones de bbl [1,5 millones de m<sup>3</sup>]. (Adaptado con la autorización de Cenovus Energy Inc.)



Figura 10. Proyecto In Salah Gas (ISG). El proyecto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> In Salah, en Argelia central, consiste en varios campos de gas y una planta central de procesamiento (CPF, *inserto*), situada en Krechba, en la que se remueve el CO<sub>2</sub> y otras impurezas del gas natural producido. El gas limpio es enviado por línea de conducción hasta una estación de distribución situada en Hassi R'Mel, Argelia, para su posterior envío a las terminales de exportación y los mercados de Europa.

Hasta la fecha, se han almacenado aproximadamente 24 millones de toneladas métricas [26 millones de toneladas US] de CO<sub>2</sub>, y a lo largo de la duración del proyecto se almacenarán en el subsuelo unos 55 millones de toneladas métricas [61 millones de toneladas US].

### Almacenamiento de dióxido de carbono en In Salah

El proyecto In Salah Gas (ISG), una unión transitoria de las empresas Sonatrach, BP y Statoil, está atravesando actualmente una fase de desarrollo escalonado de ocho campos de gas en la cuenca de Ahnet-Timimoun situada en la porción central del desierto del Sahara en Argelia (Figura 10). Estos campos cubren un área de 25 000 km<sup>2</sup> [9 600 mi<sup>2</sup>] y alojan un volumen estimado de reservas recuperables de gas de 0,23 trillones de m<sup>3</sup> [8,1 trillones de pies<sup>3</sup>].<sup>53</sup> El gas proveniente de estos campos contiene entre 1% y 10% de CO<sub>2</sub>, que se remueve en la planta central de procesamiento (CPF) de Krechba. El dióxido de carbono y cualquier resto de sulfuro de hidrógeno [H<sub>2</sub>S] residual presente en el gas producido son removidos mediante el método de absorción con monoetanolamina (MEA). El gas limpio de la CPF de Krechba contiene 0,3% o un porcentaje menor de CO<sub>2</sub> y es transportado por línea de conducción hasta las terminales de exportación. El proyecto ISG comenzó la producción en el año 2004 y actualmente produce 9 000 millones de m<sup>3</sup>/año [320 000 millones de pies<sup>3</sup>/año] de gas para exportación.

48. IEA GHG, referencia 30.
49. Barnhart WD y Coulthard C: "Weyburn CO<sub>2</sub> Miscible Flood Conceptual Design and Risk Assessment," artículo 95-120, presentado en la Sexta Conferencia de Petróleo de la Sección de Saskatchewan Sur de la Sociedad del Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo, Regina, Saskatchewan, Canadá, 16 al 18 de octubre de 1995.
- Brown K, Jazrawi W, Moberg R y Wilson M: "Role of Enhanced Oil Recovery in Carbon Sequestration—The Weyburn Monitoring Project, a Case Study," presentado en la Primera Conferencia Nacional sobre Secuestro de Carbono, Washington, DC, 14 al 17 de mayo de 2001.
50. Protti G: "Win-Win: Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage at EnCana's Weyburn Oilfield," artículo WPC-18-0986, presentado en el 18o Congreso Mundial del Petróleo, Johannesburgo, Sudáfrica, 25 al 29 de septiembre de 2005.
- Bennaceur et al, referencia 46.
51. Para obtener más información sobre la Planta de Combustibles Sintéticos Great Plains, consulte: *Dakota Gasification Company*, <http://www.dakotagas.com/index.html> (Se accedió el 12 de mayo de 2015).
52. Fairley, referencia 47.
53. "In Salah Southern Fields Development Project, Algeria," *Hydrocarbons Technology*, <http://www.hydrocarbonstechnology.com/projects/in-salah-southern-fieldsdevelopment-project/> (Se accedió el 12 de diciembre de 2014).

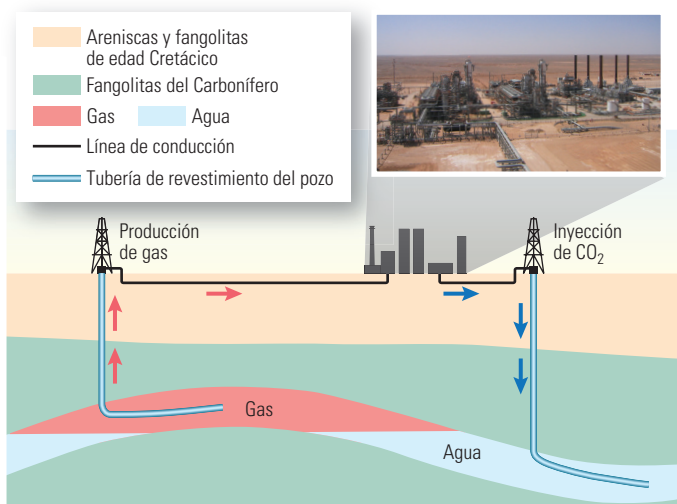


Figura 11. Inyección de dióxido de carbono en Krechba. En el proyecto In Salah, la planta central de procesamiento (CPF, *inserto*) de Krechba consta de varias secciones: la sección de generación de energía (*derecha*), la sección de remoción y deshidratación del CO<sub>2</sub> (*centro*), y la sección de inyección de CO<sub>2</sub>. La recuperación y la inyección del CO<sub>2</sub> removido del gas natural son procesos directos. El yacimiento productor de gas posee un espesor de unos 20 m [66 pies] y se encuentra a aproximadamente 1 900 m [6 200 pies] de profundidad, por debajo de una formación de roca de cubierta de 950 m [3 100 pies] de espesor, compuesta por fangolitas del Carbonífero. Por encima de la sección de fangolita, yace una capa de areniscas y fangolitas de edad Cretácico de 900 m [3 000 pies] de espesor. El gas producido del yacimiento es tratado en la CPF para remover el CO<sub>2</sub>, el H<sub>2</sub>S y otras impurezas. El CO<sub>2</sub> tratado se reinyecta luego en la roca saturada de agua del mismo yacimiento del que se produce el gas.

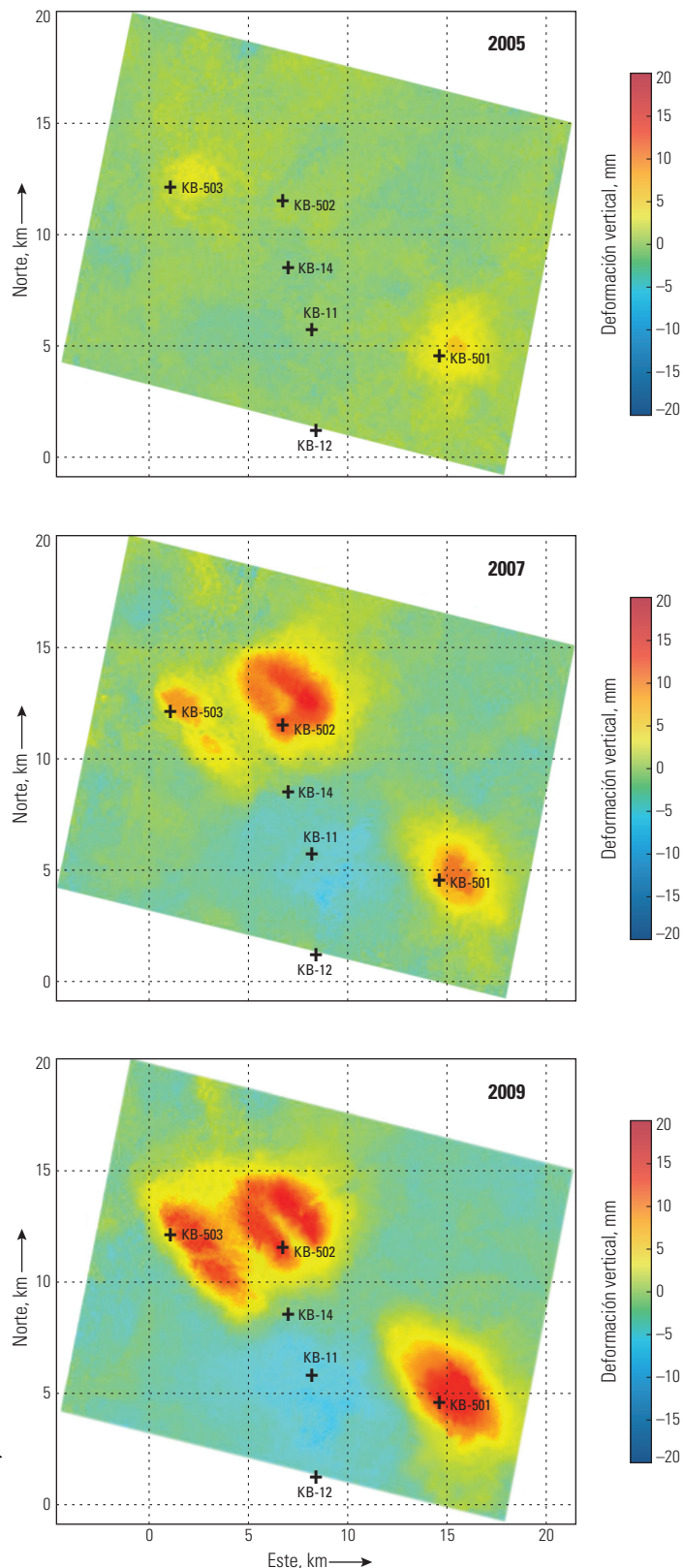
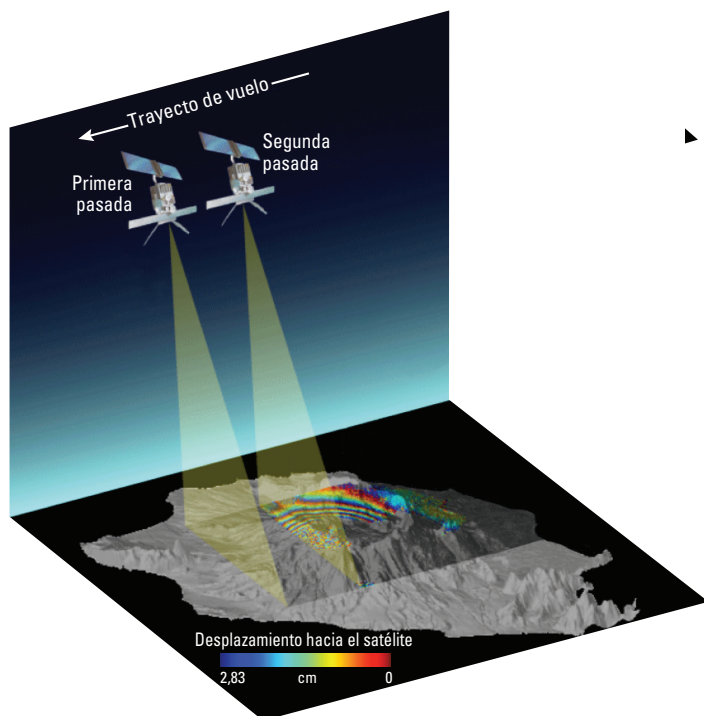


Figura 12. Monitoreo de la deformación del terreno. La deformación del terreno es monitoreada en el proyecto In Salah, utilizando el radar interferométrico de apertura sintética (InSAR). Esta técnica emplea un satélite dedicado (*izquierda*) para recolectar imágenes de la cota topográfica de tipo radar infrarrojo utilizando un radar de haz lateral. La medición de los desplazamientos verticales y horizontales requiere dos pasadas del satélite. Los desplazamientos son determinados mediante la comparación de los cambios de fase de las ondas de la señal del radar entre dos pasadas. La extensión areal de la deformación y de la pluma de CO<sub>2</sub> en cada pozo (marcada con una cruz) se estimó a partir de los datos InSAR para 2005, 2007 y 2009 (*derecha*). La intensidad cromática indica el grado de deformación vertical (escala, *derecha extrema*), en tanto que con el tamaño del área coloreada alrededor de cada pozo se infiere la extensión areal horizontal de la pluma de CO<sub>2</sub>.



Figura 13. El proyecto Bati Ramán. El campo Bati Ramán y el proyecto asociado de EOR con inyección de CO<sub>2</sub> se encuentran ubicados a unos 720 km [450 mi] al sudeste de Ankara, en Turquía. El proyecto Bati Ramán incluye dos estaciones de inyección de CO<sub>2</sub>: AP2 (*inserto*) y 3TP2 (no mostradas aquí). (Fotografía utilizada con la autorización de Turkish Petroleum Corporation.)

El dióxido de carbono recuperado del gas producido fue inyectado a lo largo de aproximadamente 1 900 m [6 200 pies] en el flanco, relleno con agua, echado abajo del campo gasífero Krechba. Los tres pozos de inyección de CO<sub>2</sub> poseen secciones horizontales que miden hasta 1,8 km [1,1 mi] de largo (Figura 11). Las empresas llevaron a cabo tareas extensas de monitoreo del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, utilizando diversas técnicas, tales como el monitoreo del gas de superficie y del suelo, la obtención de mediciones de gas de fondo de pozo y el etiquetado de productos químicos con trazadores. También se llevaron a cabo operaciones de monitoreo geofísico y monitoreo satelital InSAR para verificar la deformación del terreno y la microsismicidad (Figura 12).<sup>54</sup> Desde el año 2004, alrededor de 3,5 millones de toneladas métricas [3,9 millones de toneladas US] de CO<sub>2</sub> han sido separadas del gas producido y re-inyectadas en el yacimiento Krechba.

Importantes lecciones fueron aprendidas acerca del almacenamiento de CO<sub>2</sub>, durante el diseño, la puesta en marcha y la ejecución del proyecto ISG, incluida la necesidad de una caracterización geológica y geomecánica detallada del yacimiento y de los estratos de sobrecarga.<sup>55</sup> Estos datos ayudaron

al operador a desarrollar la estrategia de inyección y aseguraron la integridad a largo plazo de la instalación de almacenamiento. Además, el operador reconoció la importancia de la flexibilidad asociada con el diseño y el control de los sistemas de captación, compresión y pozos de inyección.

#### Inyección de CO<sub>2</sub> inmisible

El campo Bati Ramán, ubicado en el sudeste de Turquía, es uno de los campos de petróleo más extensos de ese país (Figura 13). Operado por Turkish Petroleum Company (TP), y propiedad de esa compañía, el campo fue descubierto en 1961 y produce de una caliza de Garzán; un carbonato heterogéneo del período Cretácico.<sup>56</sup> El petróleo crudo pesado producido en el campo Bati Ramán posee una gravedad API de 11 grados [densidad relativa de 0,99], alta viscosidad y bajo contenido de gas disuelto. El OOIP se estimó en 1 850 millones de bbl [300 millones de m<sup>3</sup>]. Entre 1965 y 1970, el número de pozos de producción se incrementó de casi 20 a más de 130.

Durante el período de producción primaria, entre 1961 y 1986, la presión del yacimiento se redujo de aproximadamente 1 800 lpc [12 MPa] a tan sólo

400 lpc [2,8 MPa] en ciertas partes del campo. De un modo similar, la producción de crudo declinó de una tasa pico de 9 000 bbl/d [1 400 m<sup>3</sup>/d] en 1969 a 1 600 bbl/d [250 m<sup>3</sup>/d] en 1986. Durante el período de producción primaria, la recuperación se estimó en menos del 2% del OOIP.

54. Mathieson A, Midgley J, Dodds K, Wright I, Ringrose P y Saoul N: "CO<sub>2</sub> Sequestration Monitoring and Verification Technologies Applied at Krechba, Algeria," *The Leading Edge* 29, no. 2 (Febrero de 2010): 216–222.

Shi J-Q, Sinayuc C, Durucan S y Korre A: "Assessment of Carbon Dioxide Plume Behaviour Within the Storage Reservoir and the Lower Caprock Around the KB-502 Injection Well at In Salah," *International Journal of Greenhouse Gas Control* 7 (Marzo de 2012): 115–126.

Stork AL, Verdon JP y Kendall J-M: "The Microseismic Response at the In Salah Carbon Capture and Storage (CCS) Site," *International Journal of Greenhouse Gas Control* 32 (Enero de 2015): 159–1711.

55. Ringrose PS, Mathieson AS, Wright IW, Selama F, Hansen O, Bissell R, Saoula N y Midgley J: "The In Salah CO<sub>2</sub> Storage Project: Lessons Learned and Knowledge Transfer," *Energy Procedia* 37 (2013): 6226–6236.

56. Sahin S, Kalfa U y Celebioglu D: "Bati Ramán Field Immiscible CO<sub>2</sub> Application—Status Quo and Future Plans," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 11, no. 4 (Agosto de 2008): 778–791.

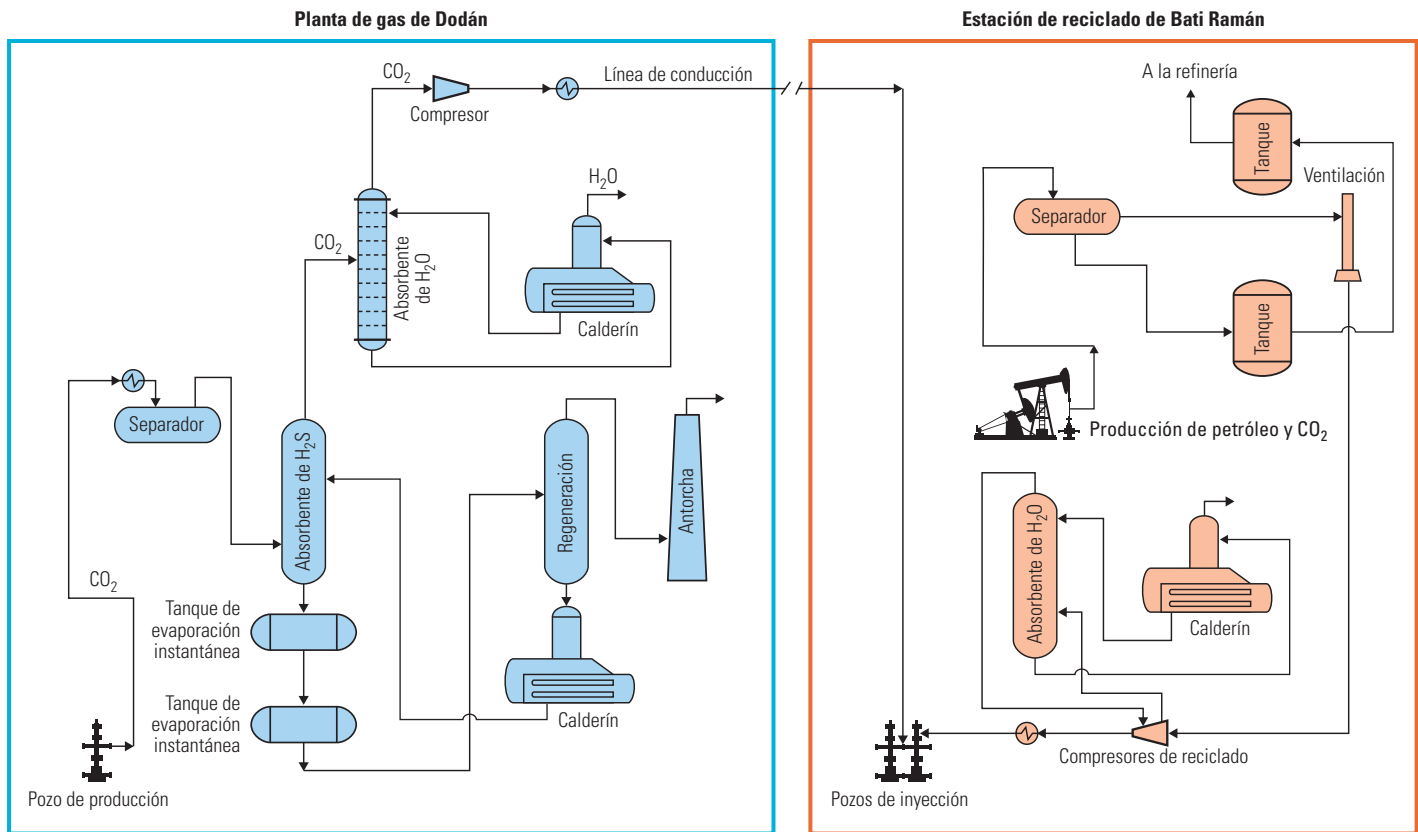


Figura 14. Flujo de proceso en Dodán y Bati Ramán. En la planta de gas de Dodán (*izquierda*), el gas producido se separa del H<sub>2</sub>S y del agua, se comprime y se envía por línea de conducción a la planta de proceso de Bati Ramán, en donde se procede a su inyección (*derecha*). En la planta de Bati Ramán, el petróleo se separa del CO<sub>2</sub> en la corriente producida: el petróleo se somete al proceso de refinación y el gas al de limpieza. El CO<sub>2</sub> limpio se comprime y se envía a los pozos de inyección. (Adaptado con la autorización de Turkish Petroleum Corporation.)

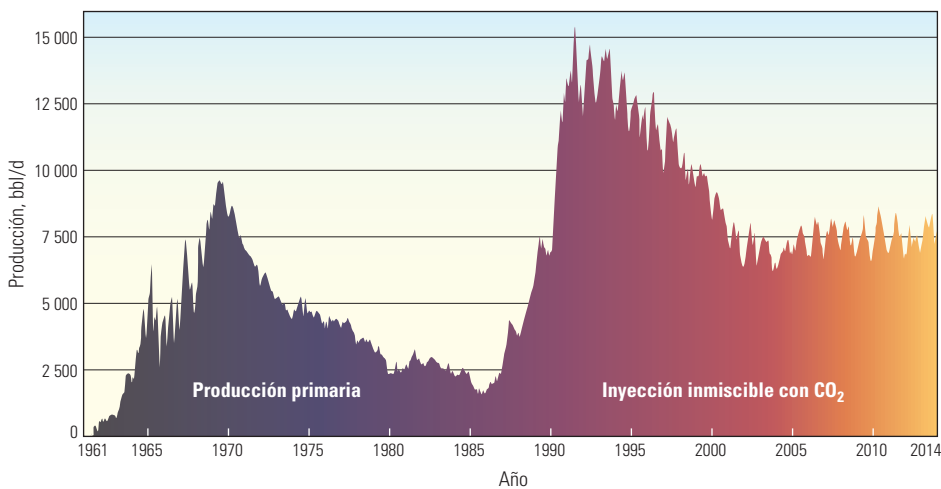


Figura 15. Historia de producción del campo Bati Ramán. El campo Bati Ramán comenzó a producir en el año 1961, y a medida que se pusieron en producción más pozos, la producción se incrementó. En 1970, alcanzó un pico máximo de 10 000 bbl/d [1 600 m<sup>3</sup>/d]. Luego de este pico, la producción declinó debido a la reducción de la presión del yacimiento. El proceso de inundación con agua comenzó en el año 1975 y desaceleró la tasa de declinación de la producción, pero no la revirtió. En 1986, la producción primaria alcanzó un valor mínimo de alrededor de 2 000 bbl/d [300 m<sup>3</sup>/d], y se puso en marcha la inyección de CO<sub>2</sub> para la fase EOR. Después de la introducción de la fase EOR con inyección de CO<sub>2</sub>, la producción experimentó un pico de aproximadamente 15 000 bbl/d [2 400 m<sup>3</sup>/d] alrededor de 1992 y luego decreció hasta el año 2004 en que se implementó la práctica de manejo integrado de yacimientos que detuvo gradualmente la declinación. Desde ese momento, la producción se mantuvo estable en unos 7 500 bbl/d [1 200 m<sup>3</sup>/d]. (Adaptado con la autorización de Turkish Petroleum Corporation.)

Luego del período de recuperación primaria, el operador estudió diversos procesos para la recuperación EOR y optó por la inyección de CO<sub>2</sub> inmiscible debido a la proximidad del campo de gas Dodán. El campo Dodán se encuentra a una distancia de 89 km [55 mi] del campo Bati Ramán y produce gas que es mayormente CO<sub>2</sub> y posee entre 3 000 y 4 000 ppm de H<sub>2</sub>S. En ese campo, la presión de boca de pozo es cercana a 1 050 lpc [7,2 MPa]. Una vez limpio, el CO<sub>2</sub> del campo Dodán es enviado por línea de conducción al campo Bati Ramán (Figura 14).

Antes de implementar la inyección de CO<sub>2</sub> en gran escala en el campo Bati Ramán, TP efectuó una prueba piloto utilizando 17 pozos de inyección de CO<sub>2</sub> en la porción oeste del campo. El plan original implicaba la inyección cíclica de CO<sub>2</sub> seguido por agua. Después de estudiar los resultados de la prueba piloto, los ingenieros de TP convirtieron el plan de inyección inicial a inyección de CO<sub>2</sub>. El operador formuló una serie de observaciones sobre la base de la prueba piloto: la inyección de CO<sub>2</sub> ayudó a producir una cantidad considerable de petróleo, y la difusión del CO<sub>2</sub> en el petróleo fue

efectiva para el desplazamiento del petróleo en el yacimiento carbonatado fracturado. Después de evaluar los resultados de la prueba piloto, los ingenieros de TP extendieron gradualmente el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> al resto del campo. En la actualidad, el 95% de los pozos de producción del campo Bati Ramán recibe la influencia de la inyección de CO<sub>2</sub>.

En el año 2012, el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> cumplió 25 años, muchos más de los visualizados durante el diseño inicial del campo. Ya se ha descubierto más del 6% del OOI, lo que constituye un incremento significativo con respecto al porcentaje menor al 2% recuperado durante la producción primaria del campo. La recuperación primaria fue de 32 millones de bbl [5,1 millones de m<sup>3</sup>], en tanto que la producción total del campo, incluida la producción de la recuperación primaria, secundaria y EOR, ascendió a 114 millones de bbl [18 millones de m<sup>3</sup>], según los registros de fines del año 2014 (Figura 15).

### El dióxido de carbono y el futuro

El interés de los científicos en el CO<sub>2</sub> data de hace más de un siglo. El sector de negocios, los organismos normativos gubernamentales y el público en general se han unido a los científicos en el esfuerzo para aminorar el ritmo de la acumulación atmosférica de CO<sub>2</sub>. La industria petrolera está abordando este desafío; en parte, mediante la inyección de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, tanto para las operaciones de EOR como para el almacenamiento a largo plazo.

Además de la recuperación EOR y el almacenamiento, la industria también puede aprovechar los absorbentes nuevos y más económicos disponibles para la captación de CO<sub>2</sub>, lo que además ayudará a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. La tecnología actual depende de los absorbentes, incluyendo el método que utiliza MEA acuosa para remover el CO<sub>2</sub> de las corrientes, tales como el gas efluente de las centrales eléctricas.<sup>57</sup> La solución

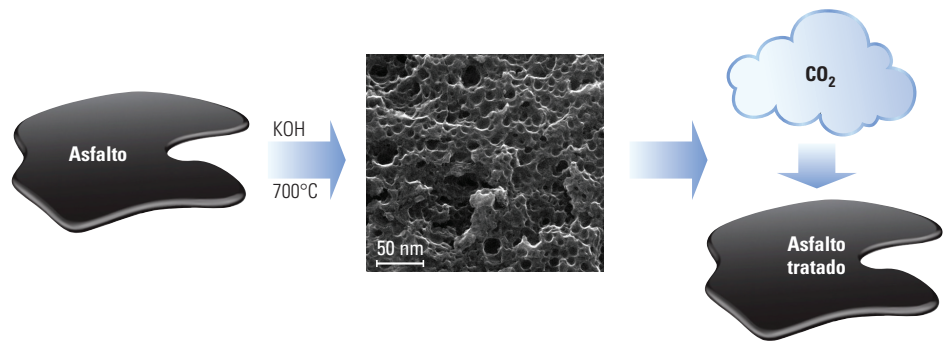


Figura 16. Captación del dióxido de carbono. El asfalto (izquierda) es carbonizado por medio de su tratamiento con hidróxido de potasio [KOH] a 700°C [1 300°F]. Este proceso da como resultado un asfalto tratado (centro) que posee una superficie de casi 2 800 m<sup>2</sup>/g. A una presión de 30 bares [440 lpc] y a temperatura ambiente, el asfalto tratado (derecha) puede absorber un 93% de su peso en CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> puede ser desorbido utilizando un proceso simple de absorción con regeneración por variación de presión. (Adaptado con la autorización de Jalilov et al, referencia 58.)

MEA es corrosiva, se degrada y forma subproductos tóxicos, y requiere una gran cantidad de energía para su limpieza y posterior reutilización.

Las características desfavorables de los absorbentes actuales, tales como la solución MEA, condujeron a los investigadores a desarrollar absorbentes nuevos, tanto sólidos como líquidos. Uno de estos nuevos absorbentes es un carbono microporoso sólido que se sintetiza a partir del asfalto (Figura 16).<sup>58</sup> Este absorbente es económico y posee una absorción del CO<sub>2</sub> que abarca una gran superficie y excelentes propiedades para la captación reversible de CO<sub>2</sub>. Otro de los nuevos absorbentes es un carbonato líquido encerrado en microcápsulas de polímero con envolturas de silicio de alta permeabilidad.<sup>59</sup> Según se ha informado, estas microcápsulas poseen la capacidad de rápida absorción y liberación del CO<sub>2</sub>.

Si bien la nueva tecnología de absorbentes puede servir de ayuda, es sólo una parte de la solución al problema de las emisiones. La reducción y la mitigación de las emisiones GHG requerirán la implementación simultánea de diversas tecnologías y una intervención significativa de los gobiernos de todo el mundo. Estas tecnologías varían desde las mejoras de la eficiencia hasta las fuentes de energía alternativa y la práctica de la labranza de conservación. Del mismo modo, los gobiernos podrán colaborar, por ejemplo, mediante la reducción de los subsidios por el uso ineficiente de los hidrocarburos y la emisión de decretos inteligentes para lograr una mayor eficiencia de los combustibles.

Un área en la que la industria del petróleo y el gas puede desempeñar un rol importante es la del almacenamiento geológico en los proyectos CCS.<sup>60</sup> Un desafío técnico relacionado con el almacenamiento geológico es el riesgo asociado con el confinamiento defectuoso del CO<sub>2</sub>. La industria del petróleo y el gas cuenta con las herramientas técnicas para evaluar el potencial y el riesgo de migración del CO<sub>2</sub> lejos de los sitios de almacenamiento. Si bien se incurrirá en costos extra asociados con el almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> en gran escala, estos costos no son en esencia diferentes de los costos adicionales que ya paga el público para disponer de agua y aire más limpios.

Las consecuencias del cambio climático son potencialmente enormes. En la última década, a medida que se organizan las evidencias de los efectos del cambio climático, se ha vuelto importante ir más allá del mantenimiento del *status quo* y el desarrollo normal de las actividades comerciales. Si bien puede ayudar a reducir el problema, la industria del petróleo y el gas sólo está en condiciones de ofrecer algunas soluciones. Las industrias, los gobiernos y el público de todo el mundo deben ser aleccionados y estar preparados para sustentar una campaña vigorosa que ponga freno al cambio climático. —DA

57. Vericella JJ, Baker SE, Stolaroff JK, Duoss EB, Hardin JO IV, Lewicki J, Glogowski E, Floyd WC, Valdez CA, Smith WL, Satcher JH Jr, Bourcier WL, Spadaccini CM, Lewis JA y Aines RD: "Encapsulated Liquid Sorbents for Carbon Dioxide," *Nature Communications* 6, artículo 6124 (5 de febrero de 2015).

58. Jalilov AS, Ruan G, Hwang C-C, Schipper DE, Tour JJ, Li Y, Fei H, Samuel ELG y Tour JM: "Asphalt-Derived High Surface Area Activated Porous Carbons for Carbon Dioxide Capture," *ACS Applied Materials and Interfaces* 7, no. 2 (21 de enero de 2015): 1376–1382.

59. Vericella et al, referencia 57.

60. Bryant S: "Geologic CO<sub>2</sub> Storage—Can the Oil and Gas Industry Help Save the Planet?," *Journal of Petroleum Technology* 59, no. 9 (Septiembre de 2007): 98–105.