

# Compactación y subsidencia

**La caída de presión de un campo productivo puede conducir a la compactación del yacimiento, al movimiento de los estratos de sobrecarga y a la subsidencia de la superficie que se encuentra por encima del yacimiento. Este proceso de compactación y subsidencia puede resultar costoso, tanto para las instalaciones de producción como para las instalaciones de superficie.**

**Dirk Doornhof**  
*Nederlandse Aardolie  
Maatschappij (NAM) B.V.*  
*Assen, Países Bajos*

**Tron Golder Kristiansen**  
*BP Norway*  
*Stavanger, Noruega*

**Neal B. Nagel**  
*ConocoPhillips*  
*Houston, Texas, EUA*

**Phillip D. Pattillo**  
*BP América*  
*Houston, Texas*

**Colin Sayers**  
*Houston, Texas*

---

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Olav Barkved, BP, Stavanger; Tom Bratton, Denver; Rob Marsden, Gatwick, Inglaterra; Frank Mitchum, BP, Houston; y Marc Thiercelin, Moscú. Uno de los autores agradece la autorización para publicar este artículo a ConocoPhillips Norge y sus socios, incluyendo TOTAL E&P Norge AS, Eni Norge AS, Norsk Hydro Produksjon a.s., Statoil ASA y Petoro AS. Otro autor agradece la autorización para publicar este artículo a BP Norge AS y sus socios Hess Norge AS, Enterprise Oil Norge AS y TOTAL E&P Norge AS.

ECLIPSE y Sonic Scanner son marcas de Schlumberger. CMI, Instrumento de Monitoreo de la Compactación, es una marca de Baker Atlas. FCMT, Herramienta de Monitoreo de la Compactación de la Formación, es una marca de Halliburton. VISAGE es una marca de V.I.P.S.

Venecia, la ciudad italiana conocida por el encanto legendario de sus canales, se está hundiendo lentamente en su laguna circundante, debido fundamentalmente a causas naturales. Esto ha mejorado con respecto al pasado reciente ya que durante muchas décadas del siglo XX, Venecia se hundió rápidamente en la laguna. Desde la década de 1940 hasta la década de 1970, la extracción de agua y gas natural de depósitos que subyacen la ciudad incrementó radicalmente la tasa de subsidencia.<sup>1</sup>

La subsidencia es un hundimiento de una superficie, tal como el nivel del terreno, con respecto a un punto de referencia estable. Se produce naturalmente como resultado de la actividad tectónica de las placas, por encima de las fallas activas y en lugares en los que se expulsa fluido de los sedimentos subyacentes. La expulsión de fluidos es común en los deltas fluviales, tales como el delta del Río Po que rodea a Venecia. Este efecto, que se traduce en una tasa de subsidencia de algunos centímetros por siglo en Venecia, se opone al eustatismo, o cambio del nivel del mar, que da cuenta de una elevación de aproximadamente 13 cm [5 pulgadas] por siglo en Venecia.

Luego de la Segunda Guerra Mundial, dos prácticas incrementaron la tasa de subsidencia de Venecia. En primer lugar, el volumen de agua extraído de los acuíferos que subyacen la ciudad se incrementó en forma significativa para

admitir una población en crecimiento. Como resultado, los niveles de agua de estos acuíferos se redujeron sustancialmente. En segundo lugar, se extraía gas natural de una zona industrial del continente a través de la laguna. La tasa de subsidencia medida entre 1968 y 1969 se había incrementado, pasando de su nivel histórico bajo a 1.7 cm/año [0.7 pulgada/año], en la zona industrial, y a 1.4 cm/año [0.6 pulgada/año] en el centro de la ciudad.<sup>2</sup>

Esta tasa de subsidencia significativamente más alta fue causada por la compactación, que es una reducción del volumen de un yacimiento resultante de la reducción de la presión y la producción de fluidos; en este caso, agua y gas. Los términos compactación y subsidencia describen dos procesos bien definidos. La compactación es un cambio volumétrico producido en un yacimiento, mientras que la subsidencia es un cambio del nivel de una superficie. Esa superficie podría ser un tope de formación, la línea de lodo en una zona submarina o una sección de la superficie de la Tierra situada por encima de la formación en proceso de compactación, como sucede con Venecia.

Una inundación récord de 2 m [6.6 pies] sumergió a Venecia en noviembre de 1966.<sup>3</sup> Después de la inundación, tanto la extracción de gas natural como la extracción de agua se suspendieron básicamente en torno a la ciudad para controlar la subsidencia. Los niveles de los acuí-

feros se elevaron nuevamente, y el terreno experimentó un rebote de algunos centímetros. No obstante, ese rebote constituyó sólo una fracción del cambio del nivel del terreno que se había producido durante la etapa de extracción de agua y gas. Hoy en día, el proceso de subsidencia natural lento continúa.

En la industria del petróleo y el gas, existen algunos casos conocidos de subsidencia. El Campo Goose Creek, al sur de Houston, fue uno de los primeros campos estudiados exhaustivamente. La subsidencia de ese campo fue observada por primera vez en 1918, alcanzando con el tiempo más de 0.9 m [3 pies] y sumergiendo la Península de Gaillard, que yace en el centro del campo.<sup>4</sup> El Campo Wilmington de California, EUA—equivalente a varios campos del Lago de Maracaibo en Venezuela—y el Campo Groningen de los Países Bajos, exhibieron tasas de subsidencia notables, que demandaron tareas de remediación porque la superficie encima de los yacimientos se encontraba a nivel del mar o próxima al mismo.<sup>5</sup> Los campos de creta situados en el sector noruego del Mar del Norte, particularmente los campos Ekofisk, Eldfisk y Valhall, se han compactado y la subsidencia resultante en la línea de lodo generó preocupación en cuanto a la seguridad de las plataformas. Los yacimientos carbonatados de baja resistencia del Campo Northwest Java, en Indonesia, y los campos del área marina de Sarawak, en Malasia, también experimentaron procesos de subsidencia significativos.<sup>6</sup> El Campo Belridge en California y los campos de diatomita vecinos experimentaron fenómenos de subsidencia y numerosas fallas de pozos.<sup>7</sup>

Las consecuencias económicas de la compactación y subsidencia pueden ser enormes pero no todas son negativas. La compactación puede ser beneficiosa, ya que constituye un mecanismo de empuje de la producción potencialmente intenso. En este artículo, examinamos los asuntos relacionados con la compactación y subsidencia, y presentamos diferentes enfoques de manejo en yacimientos del Mar del Norte, los Países Bajos y el Golfo de México.



1. Para obtener más información sobre el efecto de la subsidencia en Venecia, consulte: Brighenti G, Borgia GC y Mesini E: "Subsidence Studies in Italy," en Chilingarian GV, Donaldson EC y Yen TF (eds): *Subsidence Due to Fluid Withdrawal, Developments in Petroleum Science 41*. Amsterdam: Elsevier Science (1995): 248–253.

2. Brighenti et al, referencia 1.

3. Véase <http://www-geology.ucdavis.edu/~cowen/~GEL115/115CHXXsubsidence.html> (Se accedió el 17 de octubre de 2006).

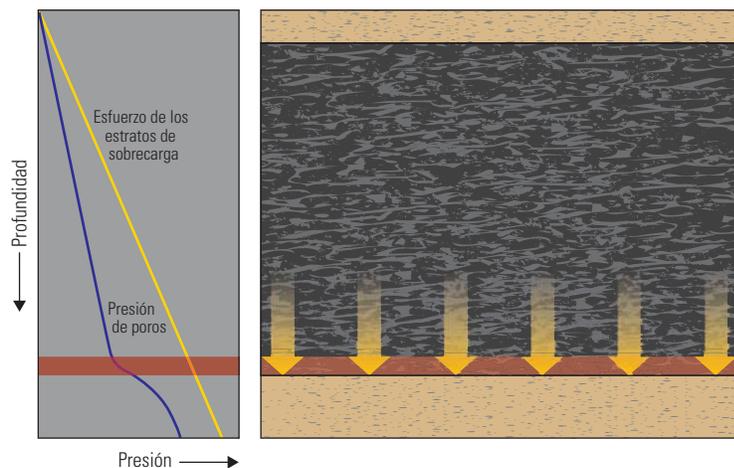
4. Pratt WE y Johnson DW: "Local Subsidence of the Goose Creek Oil Field," *Journal of Geology* 34, no. 7—Primera Parte (Octubre–Noviembre de 1926): 577–590.

5. Para obtener más información sobre el efecto de la subsidencia en el Campo Wilmington y en los campos del Lago de Maracaibo, consulte: Poland JF y Davis GH: "Land Subsidence Due to Withdrawal of Fluids," en Varnes DJ: *Reviews in Engineering Geology II*. Boulder, Colorado, EUA: Sociedad Geológica de América (1969): 187–268.

6. Para obtener más información sobre el Campo Northwest Java, consulte: Susilo Y, Rahamanda Z, Wibowo W, Tjahyadi R y Silitonga FJ: "Stimulation Efforts in Carbonate Gas Reservoir Experiencing Subsidence in Offshore North West Java Field—Indonesia," artículo de la SPE 82264, presentado en la Conferencia Europea sobre Daño de Formación de la SPE, La Haya, 13 al 14 de mayo de 2003.

Para obtener más información sobre el efecto de la subsidencia en los campos del área marina de Sarawak, consulte: Mah K-G y Draup A: "Managing Subsidence Risk in Gas Carbonate Fields Offshore Sarawak," artículo de la SPE 88573, presentado en la Conferencia sobre el Petróleo y el Gas del Pacífico Asiático de la SPE, Perth, Australia, 18 al 20 de octubre de 2004.

7. Fredrich JT, Arguello JG, Thorne BJ, Wawersik WR, Deitrick GL, de Rouffignac EP, Myer LR y Bruno MS: "Three-Dimensional Geomechanical Simulation of Reservoir Compaction and Implications for Well Failures in the Belridge Diatomite," artículo de la SPE 36698, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 6 al 9 de octubre de 1996.

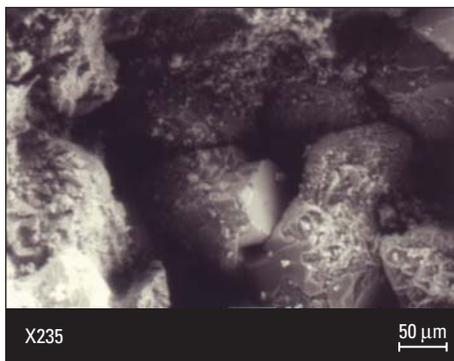
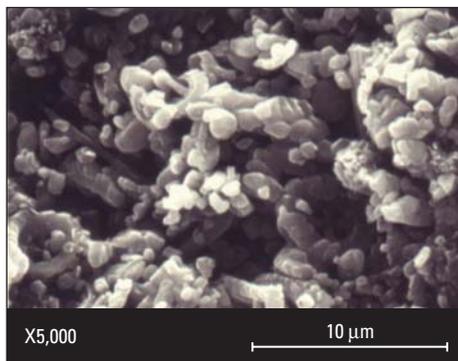


^ Esfuerzo de los estratos de sobrecarga y presión de poros. El esfuerzo de los estratos de sobrecarga (flechas amarillas, a la *derecha*) sobre una formación, se incrementa con la profundidad debido al peso adicional de los estratos de sobrecarga. El esfuerzo ejercido por estos estratos (curva amarilla, a la *izquierda*) se determina integrando la densidad de los mismos. La presión de poros (azul) también se incrementa con la profundidad, con un gradiente determinado por la densidad de la salmuera. Debajo de un estrato impermeable (rojo), el fluido intersticial se sobrepreciona a medida que la formación se compacta bajo el peso adicional, sin poder liberar el fluido intersticial.

### La física de la compactación

Un medio poroso, tal como una formación productora de hidrocarburos, contiene fluidos dentro de su estructura sólida. Esta observación simple posee implicaciones profundas si el material es sometido a esfuerzo. Por ejemplo, el sedimento depositado debajo del agua puede exhibir alta porosidad inmediatamente después de la sedimentación y puede comportarse más como un líquido con material sólido en suspensión, que como un material sólido que contiene líquido. Conforme se acumula más sedimento, la capa original debe soportar el peso del material nuevo. Siempre que existan trayectorias para el fluido, parte del líquido será expulsado y la porosidad declinará.

Al incrementarse la profundidad de sepultamiento de una capa de sedimentos, el peso de los sedimentos sobreyacentes aumenta, tendiendo a hacer salir fluido de la capa y a reducir su porosidad (*arriba*). La presión del fluido también aumenta con la profundidad. Si los estratos sobreyacentes se vuelven impermeables al flujo y el fluido no puede escapar lateralmente, conforme el proceso de sepultamiento adicional compacta el sedimento, la presión del fluido se incrementa más allá de la presión hidrostática.<sup>8</sup> Esta sobrepreción del fluido también puede producirse cuando las tasas de sedimentación rápidas superan la tasa de expulsión del exceso de fluido proveniente de la formación.<sup>9</sup>



^ Estructuras de creta y arenisca. Las micrografías electrónicas de barrido de las muestras de afloramientos muestran la creta de Stevns Klint, en Dinamarca (*izquierda*), y la arenisca de Berea, Ohio, EUA (*derecha*). La creta es una mezcla débil de fragmentos de coqueles sin cementar, mientras que la arenisca es un arreglo más competente de granos cementados. Esta diferencia estructural ayuda a explicar la diferencia de compresibilidad extrema que existe entre estos materiales. Obsérvese la ampliación mucho mayor de la imagen de la creta.

El resultado de tener un fluido presurizado en un ambiente sólido es que tanto el fluido como el sólido soportan los esfuerzos sobre el material. Este concepto es el principio del esfuerzo efectivo, que establece que el esfuerzo que afecta el comportamiento de un material sólido es el esfuerzo aplicado menos el soporte de la presión del fluido intersticial.<sup>10</sup> Cuando se produce fluido desde un yacimiento, el peso de los estratos de sobrecarga no se reduce pero sí lo hace la presión de poros, lo que incrementa el esfuerzo efectivo vertical que actúa sobre la matriz sólida. El grado de la compactación resultante depende de la compresibilidad de la roca y de las condiciones de borde.

La compresibilidad relaciona los cambios de volumen con los cambios del esfuerzo aplicado. Existen muchas formas de expresar la compresibilidad de un medio poroso, pero comúnmente se utilizan dos.<sup>11</sup> La compresibilidad del volumen de poros,  $C_{pv}$ , es una medida del cambio del volumen poroso, causado por un cambio en el esfuerzo aplicado. La compresibilidad volumétrica,  $C_{bv}$ , es una medida del cambio del volumen aparente debido a un cambio en el esfuerzo aplicado; es la inversa del módulo de compresibilidad. Bajo la hipótesis de que los granos son incompresibles,  $C_{bv}$  es el producto de la porosidad por  $C_{pv}$ . El valor de la compresibilidad depende de la composición de la roca y de la historia de sedimentación y puede variar con la composición cambiante del fluido intersticial.

Una arenisca granular competente habitualmente posee un valor de  $C_{pv}$  de aproximadamente  $5 \times 10^{-4}/\text{MPa}$  [ $3 \times 10^{-6}/\text{lpc}$ ]; sin embargo, puede exceder  $15 \times 10^{-4}/\text{MPa}$  [ $100 \times 10^{-6}/\text{lpc}$ ] para las cretas altamente compresibles del Mar del Norte (*izquierda*). El cemento que adhiere los granos tiende a incrementar la rigidez de la roca, reduciendo su compresibilidad.

La historia de la sedimentación es importante porque la compactación tiende a causar cambios irreversibles en la estructura de la roca. Los granos se desplazan; las partículas de arcilla se deforman; las adherencias cementadas se rompen; e incluso los granos pueden triturarse bajo los efectos de la carga. Dado que estos cambios son irreversibles, la roca exhibe histéresis. Cuando el esfuerzo ejercido sobre la roca se reduce, lo que sucedería si parte del peso de los estratos de sobrecarga fuera erosionado o si se incrementara la presión de la formación sin sedimentación adicional, el material de descarga es menos compresible que cuando se cargó bajo el mismo esfuerzo. Además, el material descargado es menos compresible durante la recarga hasta que se alcanza nuevamente la condición de esfuerzo original (*próxima página*).<sup>12</sup>

Se han desarrollado diversas formulaciones matemáticas para modelar el comportamiento de las rocas bajo esfuerzo, pero hasta la fecha no existe ninguna formulación aceptada por la industria en forma preferencial respecto de las otras. El mejor de estos modelos posee mecanismos para las deformaciones elástica y plástica, los efectos termales y los efectos dependientes del tiempo, o efectos del deslizamiento.<sup>13</sup> Algunas rocas son más débiles cuando se encuentran saturadas, al menos parcialmente, con agua en vez de petróleo. Si bien el mecanismo físico de ese efecto no se comprende completamente, algunos modelos incluyen algoritmos para representar el efecto de debilitamiento producido por el agua.

### La física de la subsidencia

Es difícil observar la compactación de un yacimiento de hidrocarburos; sin embargo, suele ser fácil visualizar la subsidencia en la superficie. El agua invade la tierra previamente seca; una plataforma marina pierde el despeje que posee entre las olas altas y la cubierta inferior; los cabezales de los pozos y la tubería de revestimiento pueden sobresalir por encima de la superficie; o las estructuras de superficie pueden hundirse. La subsidencia ha sido un indicador fundamental de la compactación en los campos petroleros desde que se observó por primera vez en el Campo Goose Creek en 1918.<sup>14</sup>

El informe de ingeniería original referente al fenómeno de subsidencia en el Campo Goose Creek incluyó un análisis detallado de otras causas sospechadas de la subsidencia local. No obstante, el informe indicó que el efecto no se debía a la subsidencia general de la costa del Golfo; tampoco era ocasionado por un cambio del nivel medio del mar; no era provocado por la erosión; ni se trataba de un sumidero causado por la disolución de la caliza, la sal o alguna otra formación soluble. Los mapas de la subsidencia mostraron que una depresión seguía el esquema general del campo. Según el cálculo aproximado de los autores, la cubeta de subsidencia representaba sólo el 20% del petróleo, gas, agua y arena que habían sido removidos del campo. No obstante, en la conclusión del artículo, los mismos autores indican que la compactación se produjo en las arcillas sobreyacentes, más que en la formación productora en sí.

A lo largo de las décadas, desde la ejecución del estudio del Campo Goose Creek, la comprensión del fenómeno de subsidencia producido por la extracción de fluido ha avanzado significativamente. Los estudios actuales de ese fenómeno implican el análisis geomecánico y de flujo de yacimientos detallado, pero los principios generales pueden explicarse sin recurrir a un modelo complejo.

Las formaciones que forman parte de este proceso se dividen en cuatro partes: el volumen correspondiente a la compactación, los estratos de sobrecarga, los estratos de carga lateral y los estratos de carga subyacentes. Los dos últimos términos no se utilizan en general, salvo en geomecánica, pero se refieren a los materiales conectados lateralmente a la formación en proceso de compactación y aquellos materiales que se encuentran debajo de dicha formación y de la carga lateral, respectivamente.

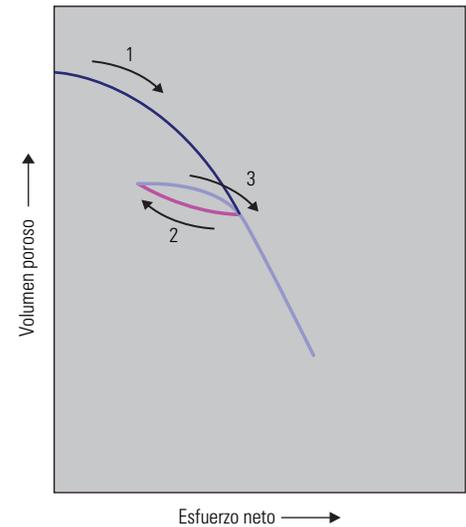
El volumen de compactación puede incluir otros elementos además de la formación con hidrocarburos. Los acuíferos que se encuentran al lado o debajo también se pueden compactar cuando se drenan, por lo que deberían modelarse como parte de la formación en proceso de compactación, aunque con propiedades diferentes en muchos casos.

La reducción de volumen causada por la compactación de una formación sepultada se transmite usualmente a la superficie. La cubeta de subsidencia es, en general, más vasta que la zona compactada. La magnitud de su dispersión depende de las propiedades de los materiales de los estratos de sobrecarga y de la profundidad de la formación en proceso de compactación. Además, si los estratos de sobrecarga no se expanden, el volumen de la cubeta en la superficie es igual al volumen de la compactación en profundidad.

Una cubeta de subsidencia tiende a ser aproximadamente simétrica, aunque la compactación en el volumen subyacente no lo sea. Dado que la cubeta es una superposición de la subsidencia que resulta de cada elemento en proceso de compactación, tiende a promediar la variación. La anisotropía de los estratos de sobrecarga proveniente de las fallas o la anisotropía del material pueden restringir o modificar la forma de la cubeta; las fallas pueden permitir el desplazamiento, impidiendo la dispersión de la subsidencia.

Los estratos de sobrecarga también se pueden expandir, aunque su expansión constituye un efecto secundario para la mayoría de sus rocas. No obstante, este cambio de volumen puede producir un efecto dependiente del tiempo a medida que la roca sobreyacente se desliza lentamente, primero en la expansión y luego en la compactación.

Cuando una formación se compacta, la carga lateral a menudo no lo hace, ya sea porque es impermeable, porque está separada de la formación en proceso de compactación por una falla que actúa como sello y que en consecuencia no experimenta un incremento del esfuerzo efectivo, o simplemente porque es un material más resistente.



^ Histéresis de la compactación. El incremento del esfuerzo neto sobre un material en estado plástico produce una rápida reducción del volumen (1). Si el material es descargado, el rebote del volumen no es tan grande como lo fue el colapso, y a menudo se aproxima a la respuesta elástica (2). La recarga del material produce inicialmente una respuesta cuasi-elástica, hasta que se alcanza el estado previo de esfuerzo neto alto (3). En ese punto, el material sigue nuevamente la línea de falla plástica (azul).

8. La presión hidrostática es la magnitud de la presión causada por el peso de la columna de salmuera sobreyacente, que a menudo se obtiene mediante la integración de la densidad de la salmuera desde la superficie hasta el plano de referencia de la profundidad.
9. Otros procesos geológicos, tales como la diagénesis química, el levantamiento regional o el corrimiento hacia abajo, y la migración de hidrocarburos, también pueden generar condiciones de sobrepresión o subpresión.
10. La relación también se denomina el principio del esfuerzo neto:  $\sigma = S - \alpha P$ , donde  $\sigma$  es el esfuerzo neto o efectivo sobre el material sólido,  $S$  es el esfuerzo aplicado al cuerpo,  $P$  es la presión de poros y, en sólidos elásticos isotrópicos,  $\alpha = 1 - K_f/K_s$ . Aquí,  $K$  es el módulo de compresibilidad, y este último término es la relación de los módulos de compresibilidad de la roca ( $b$ ) y los granos minerales de la roca ( $s$ ). En los materiales muy porosos y débiles, el módulo de granos es mucho más grande que el módulo de roca, de manera que  $\alpha$  es aproximadamente 1, y  $\sigma \approx S - P$ . Tanto  $\sigma$  como  $S$  son tensores, de modo que esta ecuación es válida en las tres direcciones principales.
11. Para obtener una definición completa de los tipos de compresibilidades, consulte: Zimmerman R: *Compressibility of Sandstones, Developments in Petroleum Science 29*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1991.
12. Para acceder a un estudio de los esfuerzos de campo con ciclado por presión, consulte: Santarelli FJ, Tronvoll JT, Svennekjaer M, Skeie H, Henriksen R y Bratli RK: "Reservoir Stress Path: The Depletion and the Rebound," artículo de las SPE/ISRM 47350, presentado en el Simposio Eurock '98 de las SPE/ISRM, Trondheim, Noruega, 8 al 10 de julio de 1998.
13. Una deformación es elástica si, después de un cambio de esfuerzos, un material retorna a su forma inicial cuando los esfuerzos vuelven a la condición inicial. Las deformaciones que se traducen en cambios de formas permanentes después de un ciclo de presión como ese, se denominan plásticas o inelásticas. El deslizamiento describe una deformación que persiste después de detenerse el cambio de esfuerzos.
14. Pratt y Johnson, referencia 4.

El peso de los estratos de sobrecarga que había sido soportado por la formación en proceso de compactación ahora puede ser soportado parcialmente por la carga lateral. Esto crea lo que se conoce como arco de esfuerzos sobre la formación en proceso de compactación. El alcance y efectividad del arco de esfuerzos relacionados con el soporte de los estratos de sobrecarga son funciones de los parámetros de los materiales de los estratos de sobrecarga y la carga lateral, del alcance lateral de la zona de compactación y de la magnitud de la compactación.

Si bien el movimiento predominante en una cubeta de subsidencia es vertical, también se producen movimientos horizontales. El movimiento horizontal es nulo en el centro y el borde exterior de la cubeta y alcanza un grado de desplazamiento interior máximo en la región intermedia. Los movimientos horizontales grandes pueden tener efectos devastadores sobre las líneas de conducción y otras estructuras de superficie extensivas, a menos que estén destinados a dar cabida a la deformación.

#### **Medición de la compactación y la subsidencia**

Los métodos de monitoreo de la subsidencia difieren según se trate de áreas marinas o terrestres. En tierra firme, los puntos acotados son herramientas comunes de los ingenieros civiles. Un punto acotado es una señal georeferenciada—en una posición conocida y una cota medida—que se utiliza para determinar cambios en la cota con respecto a otros puntos acotados. Los puntos acotados fuera de la cubeta de subsidencia proveen puntos de referencia fijos.

La forma más exacta de determinar una diferencia de cota entre los puntos acotados consiste en conectar dos localizaciones a un tubo lleno de líquido. El nivel hidrostático será el mismo en los dos extremos del tubo, de modo que los cambios en la cota relativa pueden determinarse con gran precisión. Sin embargo, la realización de este tipo de levantamiento en áreas extensas puede ser prohibitivamente cara. La mayoría de los levantamientos geodésicos comparan la cota mediante la observación a través de un teodolito o mediante la utilización de un láser, después de nivelar cuidadosamente el instrumento. Este método también puede emplearse para obtener cambios en la cota relativa entre las plataformas de un complejo.

Los inclinómetros—dispositivos que son sensibles al cambio de ángulo en la superficie o en los pozos—pueden proveer datos de subsidencia para las localizaciones terrestres. Estos dispositivos se utilizan además para monitorear el avance de una fractura inducida.<sup>15</sup>

Las estaciones con sistemas de posicionamiento global (GPS) pueden ser utilizadas para posiciones fijas, ya sea en áreas marinas o en tierra firme. En condiciones ideales, las técnicas GPS permiten detectar cambios de cota de aproximadamente 2 mm.

Otro método que está siendo evaluado por diversas compañías utiliza satélites para el monitoreo de la subsidencia. El radar de apertura interferométrica-sintética (InSAR) se basa en la generación repetida de imágenes de una ubicación geográfica dada, mediante plataformas de radar aéreas o espaciales. Con mediciones complejas—incluyendo la magnitud y la fase—de las imágenes de radar de la misma área, se puede construir un interferograma a partir de la diferencia de fase del retorno de cada punto. Las diferencias de fase son sensibles a la topografía y a cualquier cambio de posición intrínseco de un reflector terrestre dado.

El cambio de distancia tiene lugar a lo largo de la línea de mira satelital, lo que impide que el satélite distinga directamente el movimiento vertical del horizontal. No obstante, en un yacimiento en proceso de compactación, situado en una posición sin otro movimiento tectónico, se asume que el cambio se debe a la subsidencia y es básicamente vertical.

Se pueden establecer reflectores de referencia para InSAR, pero es posible obtener un conjunto de mediciones más generalizado mediante la utilización de los objetos existentes que dispersan la radiación, tales como intersecciones de caminos o tejados que apuntan en la dirección correcta. Cualquier movimiento de estos puntos dispersores permanentes o persistentes, que no esté relacionado con la subsidencia en general se desconoce, pero la cantidad total de reflectores compensa esa deficiencia.

El método InSAR posee limitaciones. El crecimiento de la vegetación entre los pasos de los satélites puede producir problemas de interpretación en los campos abiertos. Los cambios de cota rápidos, tales como los que tienen lugar cerca de las fallas activas, son más fáciles de medir que la subsidencia lenta. Las mediciones de distancia pueden obtenerse cuando el satélite asciende o desciende. Dado que el ángulo de reflexión es diferente, las dos mediciones generalmente implican conjuntos de puntos dispersores diferentes. Es probable que las mediciones de la subsidencia obtenidas durante el ascenso o descenso no concuerden completamente.<sup>16</sup>

En áreas marinas, no es tan fácil acceder a la cubeta de subsidencia. En general, la subsidencia es monitoreada en las plataformas. No se trata de una mera conveniencia sino de una necesidad.

El despeje, o distancia existente entre el nivel medio del mar y la estructura inferior extrema de la plataforma, tiene que mantenerse mayor que la altura de marea. Las compañías utilizan un valor de altura de marea obtenido estadísticamente que suele ser la altura de marea máxima esperada a lo largo de un período de 100 años.

El despeje puede medirse utilizando diversos métodos, la totalidad de los cuales se basa en un punto acotado conocido de la plataforma. La medición continua de la distancia hasta el agua puede obtenerse acústicamente; como alternativa, un transductor de presión submarino, instalado en la pata de la plataforma, puede indicar la altura de la columna de agua que se encuentra sobre el mismo. La interpretación de estos dos métodos exige conocer el nivel del mar en el momento de la medición, lo que significa que deben considerarse las mareas y las olas producidas por el viento.

Actualmente, el método más común para determinar la subsidencia de las plataformas implica el uso del sistema GPS, como se hace en tierra firme. Algunos métodos de interpretación requieren una plataforma cercana que no esté experimentando un proceso de subsidencia, pero la metodología está mejorando y ciertas compañías que proveen este servicio a la industria ahora sostienen que su interpretación no requiere un punto acotado fijo cercano.

La subsidencia afecta a las líneas de conducción y a otras estructuras del lecho marino. Los levantamientos batimétricos constituyen la forma más directa de mapear el alcance de una cuenca de subsidencia submarina. El levantamiento indica la profundidad del agua con respecto al nivel del mar. Este valor se obtiene generalmente haciendo rebotar una señal acústica desde la línea de lodo y nuevamente hasta un receptor. La medición del tiempo de tránsito debe ser corregida por los efectos de la salinidad y la temperatura del agua. Los levantamientos repetidos permiten monitorear el desarrollo de una cuenca de subsidencia.

La compactación de una formación es normalmente más difícil de medir que la subsidencia. La compactación somera que se traduce en un fenómeno de subsidencia en el terreno, a veces puede verse directamente cuando los cabezales de los pozos someros sobresalen en forma creciente de la superficie. Esto sucede en la Ciudad de México, donde los acuíferos someros se han compactado y algunas tuberías de revestimiento se encuentran a una altura aproximadamente 5 m [16 pies] superior a la altura de su instalación.<sup>17</sup>

El método más común de medición de la compactación en formaciones profundas es el empleo de balas o marcadores radioactivos (derecha). Con una pistola de disparo especial, las balas son disparadas en una formación a intervalos conocidos, tales como 10 m [32.8 pies]. Cada marcador contiene una fuente radioactiva de larga duración y baja resistencia, generalmente de cesio. Herramientas especiales de adquisición de registros con cable, tales como la Herramienta de Monitoreo de la Subsistencia de la Formación (FSMT) de Schlumberger, el Instrumento de Monitoreo de la Compactación CMI de Baker Atlas o la Herramienta de Monitoreo de la Compactación de la Formación FCMT de Halliburton, miden las posiciones relativas del marcador radioactivo con precisión. Las herramientas de monitoreo de la compactación contienen tres o cuatro detectores: dos en el extremo superior de la sonda y uno o dos en el extremo inferior. El espaciamiento medio entre el detector superior y el inferior es aproximadamente el mismo que el espaciamiento entre los marcadores. Esto minimiza los errores de distancia debidos a cualquier movimiento de la herramienta producido por el estiramiento y la contracción del cable. Los levantamientos repetidos indican el cambio producido en la separación de los marcadores.

El mejor lugar donde colocar los marcadores es en un pozo de observación vertical. Los pozos desviados introducen errores en la posición del marcador, que dependen de la orientación de la pistola cuando se disparan las balas. Los pozos productores también pueden hacer fluir sólidos de formación, introduciendo cierta incertidumbre acerca de la causa del movimiento del marcador; ya sea compactación o bien producción de sólidos.

En el pasado, se utilizaban otros métodos para monitorear la compactación pero en general se ha suspendido su aplicación por falta de

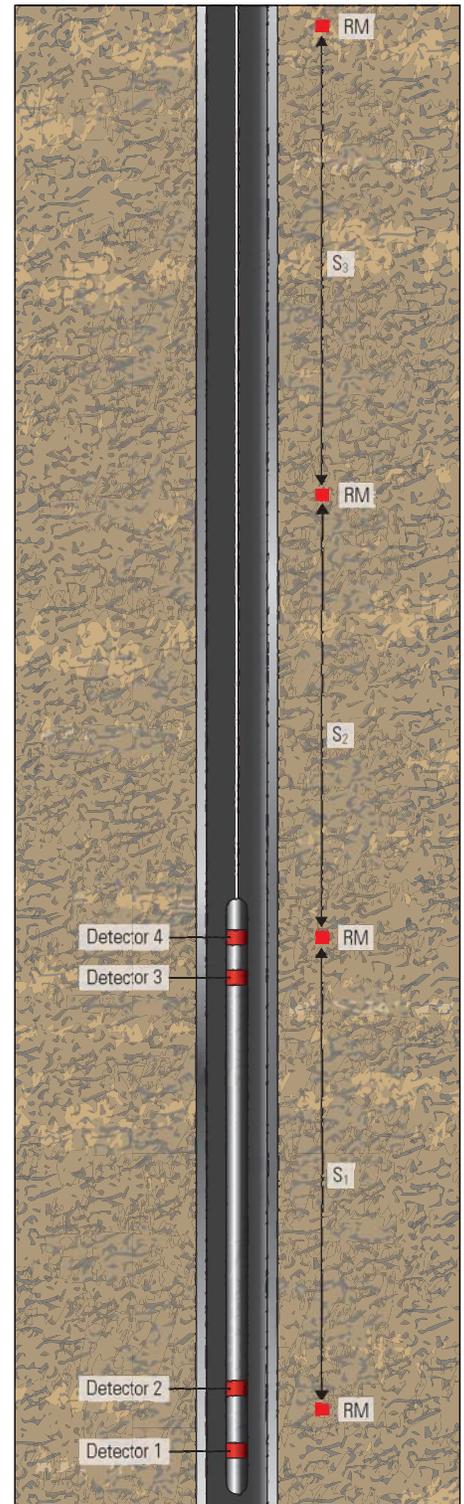
precisión. Estos métodos incluyen la técnica de repetición para la localización de los collarines de la tubería de revestimiento y para los marcadores petrofísicos. Los estudios sísmicos de repetición también pueden utilizarse como herramientas para monitorear la subsistencia de los topes de las formaciones subterráneas. Si bien como método suele ser demasiado impreciso para el monitoreo exacto de la compactación, la cobertura extensiva de los yacimientos provista por los levantamientos sísmicos los hace útiles para las operaciones de manejo de yacimientos. El movimiento subterráneo también puede ser indicado mediante el empleo de arreglos microsísmicos que detectan y localizan el ruido generado por la roca deformable y en proceso de compactación.

Las mediciones de núcleos también proveen datos vitales para los estudios de la compactación. Una prensa de carga produce esfuerzo o deformación sobre una muestra de núcleo y mide su respuesta, incluyendo los cambios del volumen poroso, los cambios de la presión de poros, la longitud y el diámetro. Estas pruebas también pueden examinar el efecto del cambio de los fluidos o de la temperatura sobre la deformación y la resistencia de las rocas. Se pueden aplicar condiciones de borde relacionadas con el esfuerzo o la deformación, similares a las esperadas en el campo.

Dos condiciones de laboratorio comunes son las condiciones de borde relacionadas con el esfuerzo hidrostático y las relacionadas con la deformación uniaxial. En la condición de esfuerzos hidrostáticos, los tres esfuerzos principales son iguales. Ésta es la más simple de las condiciones de compresibilidad a aplicar pero no es representativa de las condiciones de campo reales. La condición de deformación uniaxial mantiene un área constante de sección transversal de la muestra, mientras que el esfuerzo axial cambia ya sea a través de la carga axial o a través de la reducción de la presión de poros en la muestra. Si bien esta condición se considera más próxima a las condiciones de borde presentes en algunos campos, los estudios de los cambios producidos en los esfuerzos horizontales como resultado del agotamiento en ambos campos de creta, Ekofisk y Valhall, indican que corresponde a alguna otra condición de borde.<sup>18</sup>

### El impacto de las formaciones en proceso de compactación

A pesar de la necesidad de concentrar el enfoque en el daño ocasionado a los pozos y las instalaciones como resultado de la compactación y



^ Balas radioactivas de monitoreo. Una sonda con cuatro detectores de rayos gamma minimiza el efecto del movimiento no intencionado de la herramienta mediante la detección casi simultánea de dos marcadores radioactivos (RM). La separación de las balas,  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$ , debería ser aproximadamente igual a la separación media entre los pares de detectores superior e inferior.

15. Bennett L, Le Calvez J, Sarver DR, Tanner K, Birk W, Waters G, Drew J, Michaud G, Primiero P, Eisner L, Jones R, Leslie D, Williams MJ, Govenlock J, Klem RC y Tezuka K: "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas," *Oilfield Review* 17, no. 4 (Primavera de 2006): 46-61.
16. El radar InSAR también ha sido utilizado con el fin de medir el levantamiento regional. Para obtener información sobre mediciones satelitales de la deformación terrestre alrededor de la caldera volcánica del Parque Nacional de Yellowstone, en Wyoming, EUA, consulte: <http://volcanoes.usgs.gov/yvo/2006/uplift.html> (Se accedió el 29 de septiembre de 2006).
17. Poland y Davis, referencia 5.
18. Goultly NR: "Reservoir Stress Path During Depletion of Norwegian Chalk Oilfields," *Petroleum Geoscience* 9, no. 3 (2003): 233-241.

subsistencia, no puede ignorarse el efecto positivo que estos procesos producen sobre la producción. En las cretas débiles y las diatomitas de California, el fenómeno denominado empuje de la roca puede ser varias veces mayor que el empuje provocado por la expansión del fluido. La permeabilidad de la formación puede incrementarse o reducirse, porque existe la posibilidad de que las fracturas abiertas se cierren o se generen nuevas fracturas. La permeabilidad de la matriz generalmente se reduce conforme los volúmenes porosos colapsan o los granos se rompen.

El material debilitado puede fluir hacia el interior de un pozo, como se observó notablemente en las primeras etapas de la historia de los campos de creta de Noruega, en los que la creta fluyó como crema dentífrica.<sup>19</sup> La mejor comprensión de la falla de la creta condujo al desarrollo de métodos de producción mejorados que mitigaron este comportamiento. En las formaciones de arenisca, la producción de arena puede ser una respuesta común de un material mecánicamente débil durante la producción. Además pueden producirse fenómenos de fracturamiento y ovalización por ruptura de la pared del pozo.

El colapso de las tuberías de revestimiento ha sido un problema progresivo en los campos con alto grado de compactación. Una formación en proceso de compactación extrae consigo la tubería de revestimiento cementada, comprimiendo la dimensión axial de dicha tubería. Sin embargo, por encima de la formación, el material sobreyacente habitualmente se alarga y la tubería de revestimiento se estira. En cualquiera de ambas situaciones, el esfuerzo producido sobre la tubería de revestimiento puede exceder su resistencia mecánica y provocar su colapso en la zona de compactación o una falla en la tensión, en la zona de los estratos de sobrecarga. Además, pueden producirse fallas por esfuerzo de corte y aplastamiento de la tubería de revestimiento. Las fallas de los estratos de sobrecarga también pueden reactivarse debido al movimiento diferencial y los planos de estratificación pueden exhibir deslizamiento diferencial.

Ambos tipos de eventos pueden a su vez cizallar un pozo que se encuentra en un área de movimiento diferencial.

En la superficie, las operaciones de remediación también pueden ser costosas. Desde 1987, se han invertido unos US\$ 3,000 millones para contrarrestar los efectos de la subsidencia en el Campo Ekofisk, primero elevando 6 m [19.7 pies] las plataformas y luego reemplazando el complejo de plataformas.

La cubeta formada por la subsidencia afecta las líneas de conducción, los caminos y otras estructuras. El movimiento lateral producido dentro de la cubeta puede provocar daños. Parte del daño puede ser mitigado por el diseño constructivo, tal es el caso de los bucles de alivio de tensiones de las líneas de conducción. No obstante, una falla que se extiende hasta la superficie puede generar desplazamientos escalonados, ocasionando daños a las estructuras que cruzan la falla.

Los efectos de la subsidencia en la superficie pueden ser extensivos, particularmente en las zonas bajas cercanas a cuerpos de agua grandes. Por ejemplo, al aumentar el fenómeno de depresión en los campos del Lago de Maracaibo, se construyeron sistemas de diques que se ampliaron repetidas veces.<sup>20</sup> Los Países Bajos cuentan con un sistema extensivo de diques y canales; en el Campo Groningen, el cual experimenta un proceso de subsidencia, el nivel del terreno se monitorea y el sistema de diques se mejora según las necesidades. En Wilmington, California, se adoptó un enfoque diferente, ya que se dispuso la ejecución de un proyecto de inyección de agua en el campo que subyace la ciudad que logró detener con éxito el fenómeno de subsidencia.

En el subsuelo, las prácticas de perforación y terminación de pozos deben considerar los efectos de la compactación. La experiencia de campo puede indicar zonas, tales como las fallas, que deberían evitarse en las trayectorias de los pozos. Esto puede ser tan simple como modificar levemente la trayectoria del pozo o tan complejo y caro como agregar plataformas para acceder a los lugares remotos de un campo. Los tubulares de paredes gruesas pueden tolerar deformaciones adicionales pero a menudo requieren un análisis de la relación costo/beneficio para comparar su uso en función de la aceptación de una vida productiva más corta para el pozo.

En los desarrollos nuevos, muchas de estas decisiones deben tomarse antes de diseñar las instalaciones. Para desarrollar modelos que asisten en estas decisiones, se utiliza información proveniente de las operaciones de perforación exploratoria y de los pozos vecinos.

## Estimulación de un yacimiento en proceso de compactación

El análisis del comportamiento de un yacimiento mecánicamente dinámico requiere técnicas de modelado más sofisticadas que el volumen poroso dependiente de la presión, que se incluye en la mayoría de los simuladores de flujo. Las unidades de volumen pueden compactarse o estirarse y además cambiar de forma.

Históricamente, las operaciones de simulación de flujo de yacimientos y simulación geomecánica se han llevado a cabo por separado.<sup>21</sup> No obstante, los parámetros físicos, particularmente las presiones de poros, están afectados tanto por la dinámica de flujo como por la deformación mecánica. Como primera aproximación, se corre un modelo y sus resultados se utilizan luego como datos de entrada para otro modelo. El primer modelo habitualmente corresponde a una simulación de flujo porque se ejecuta más rápido. Sin realimentación para el primer modelo, este enfoque se considera desacoplado, y la salida resultante del mismo parámetro, por ejemplo, la presión de poros de los dos modelos puede ser divergente.

El nivel de modelado siguiente utiliza habitualmente un simulador de flujo para resolver primero un intervalo de tiempo—nuevamente porque corre más rápido—e ingresa esos resultados en un simulador geomecánico. Si los valores comparables de los dos modelos no concuerdan dentro de una tolerancia dada, al final del intervalo de tiempo, los parámetros se ajustan y las ecuaciones se resuelven para el mismo intervalo de tiempo hasta que los parámetros coinciden. Este método se denomina débilmente acoplado. Requiere más tiempo de computadora pero también genera resultados que concuerdan mejor entre los dos simuladores.

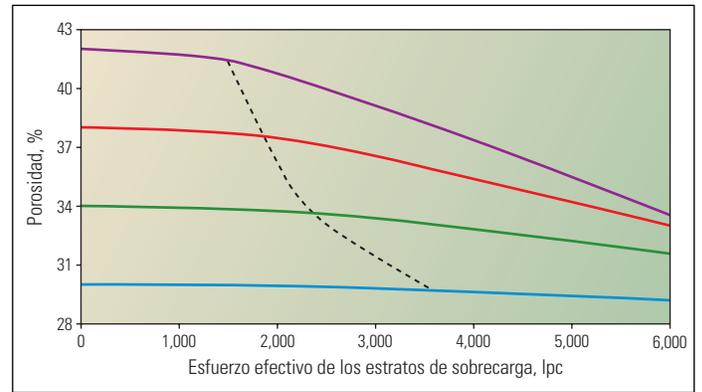
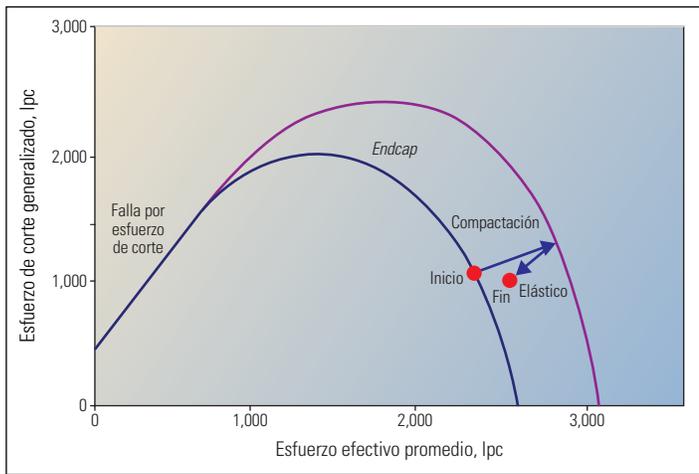
Tanto el modelado de flujo como el modelado mecánico son matemáticamente complejos y la combinación de ambos en un simulador fue difícil de lograr. Hoy en día, algunos simuladores pueden llevar a la práctica soluciones de flujo y soluciones geomecánicas simultáneas, incluyendo el software de simulación de yacimientos ECLIPSE Geomechanics de Schlumberger, el simulador multifásico de yacimientos dependiente del esfuerzo VISAGE de V.I.P.S. y otras soluciones desarrolladas internamente por compañías petroleras, tales como ConocoPhillips, o por universidades. Este tipo de simulación se conoce a menudo como completamente acoplada. Estos modelos aún no se corren como norma, porque son más lentos que los modelos desacoplados y débilmente acoplados.

19. Simon DE, Coulter GR, King G y Holman G: "North Sea Chalk Completions—A Laboratory Study," *Journal of Petroleum Technology* 34, no. 11 (Noviembre de 1982): 2531–2536.

20. Poland y Davis, referencia 5: 214–216.

21. Aquí, para diferenciar la simulación de yacimientos convencional, que incluye procesos de dinámica de flujo complejos y geomecánicos simples, de la simulación geomecánica, que posee un énfasis opuesto, a la simulación convencional se alude como simulación de flujo.

22. Colazas XC y Strehle RW: "Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, USA," in Chilingarian GV, Donaldson EC y Yen TF (eds): *Subsidence Due to Fluid Withdrawal, Developments in Petroleum Science* 41. Amsterdam: Elsevier Science (1995): 285–335.



Modelo de creta Ekofisk. El modelo de creta se ilustra en una gráfica de esfuerzo de corte generalizado versus esfuerzo efectivo promedio (*izquierda*). El material no puede traspasar la línea de falla por esfuerzo de corte, porque fallará por esfuerzo de corte. El *endcap* representa el límite entre el comportamiento elástico (interior) y el comportamiento plástico (exterior). Si la condición de esfuerzos tiene lugar en el *endcap* (en el Inicio), su incremento desplaza el *endcap* hacia afuera. La reducción del esfuerzo (hasta el Fin) desplaza la condición nuevamente a la zona elástica expandida. El comportamiento en el *endcap* puede verse en las curvas del tipo de creta correspondientes al campo, que muestran la reducción de la porosidad con el incremento del esfuerzo efectivo de sobrecarga (*derecha*). La creta se comporta inicialmente en forma casi-elástica, con una pequeña reducción de la porosidad. Cuando el material cruza el *endcap*, la porosidad declina más rápidamente. La localización inicial del *endcap* depende de la porosidad (línea de guiones), teniendo las cretas de menor porosidad una región elástica inicial más grande.

### Operaciones de inyección de agua para represurizar un campo de creta

El método de inyección de agua ha sido utilizado durante muchos años como método de recuperación secundaria en el negocio de E&P, ya sea para desplazar los hidrocarburos o para mantener la presión necesaria para que el petróleo o el gas se conserven en una sola fase. También ha sido empleado para mitigar la subsidencia, como en el caso del Campo Wilmington, que está situado debajo del área portuaria de Long Beach, en California. La subsidencia severa de esta localización económicamente importante, condujo a la implementación de un programa masivo de inyección de agua en el campo, que se tradujo en aproximadamente un pie de rebote.<sup>22</sup>

El método de inyección de agua también resultó exitoso en el Campo Ekofisk, una enorme estructura de creta dispuesta en forma de cortina sobre un domo salino, con aproximadamente 1,000 millones de m<sup>3</sup> [6,700 millones de bbl] de petróleo original en sitio. En 1969, Phillips Petroleum, ahora ConocoPhillips, realizó el primer descubrimiento en el sector noruego del Mar del Norte para los socios de Ekofisk. El campo aún produce más de 47,700 m<sup>3</sup>/d [300,000 bbl/d] de petróleo y más de 7 millones de m<sup>3</sup>/d [250 MMpc/d] de gas.

La creta se encuentra a aproximadamente 2,900 m [9,500 pies] por debajo del nivel del mar, en un tirante de agua (profundidad del lecho marino) de 78 m [256 pies]. La producción del campo proviene de la Formación Ekofisk,

que contiene dos tercios de las reservas, y de la Formación Tor subyacente. Una creta impermeable delgada, conocida como la Zona Compacta, separa las dos formaciones.

La porosidad en ambas formaciones oscila entre el 25% y más del 40% en las áreas productoras, y la zona productiva puede tener un espesor de hasta 150 m [490 pies] en la creta del campo, en el que se ha encontrado creta con una porosidad de hasta el 50%. La preservación de un valor de porosidad tan alto en la profundidad del yacimiento se atribuye a un fenómeno de sobrepresión significativo y a la acumulación temprana de hidrocarburos.

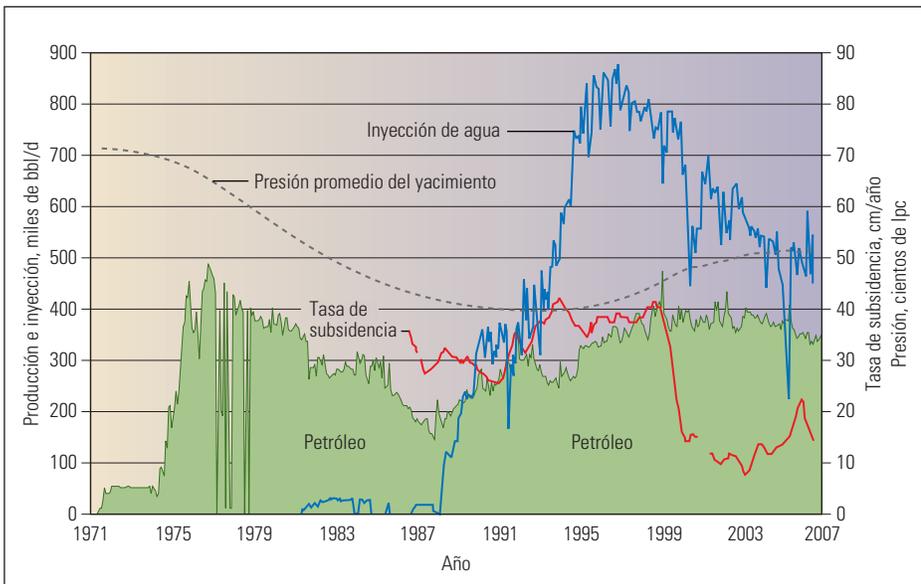
Para el año 1984, las plataformas del Campo Ekofisk habían experimentado una subsidencia de varios metros y muchos pozos habían fallado. El operador comenzó a monitorear la subsidencia de las plataformas y obtuvo nuevos levantamientos batimétricos de la línea del lodo. Los científicos de la compañía realizaron estudios geomecánicos detallados de muestras de núcleos y crearon modelos de campo. Descubrieron que la compactación de la creta es extrema en este campo: una reducción de la presión de la formación por la que se pase del valor de descubrimiento de 7,200 lpc [49.6 MPa] a una condición de abandono potencial, con una presión de 3,200 lpc [22 MPa], se traduciría, por ejemplo, en una reducción de la porosidad del 38% al 33% aproximadamente ([arriba](#)).

El comportamiento de la creta depende del estado de los esfuerzos locales. Con esfuerzos de

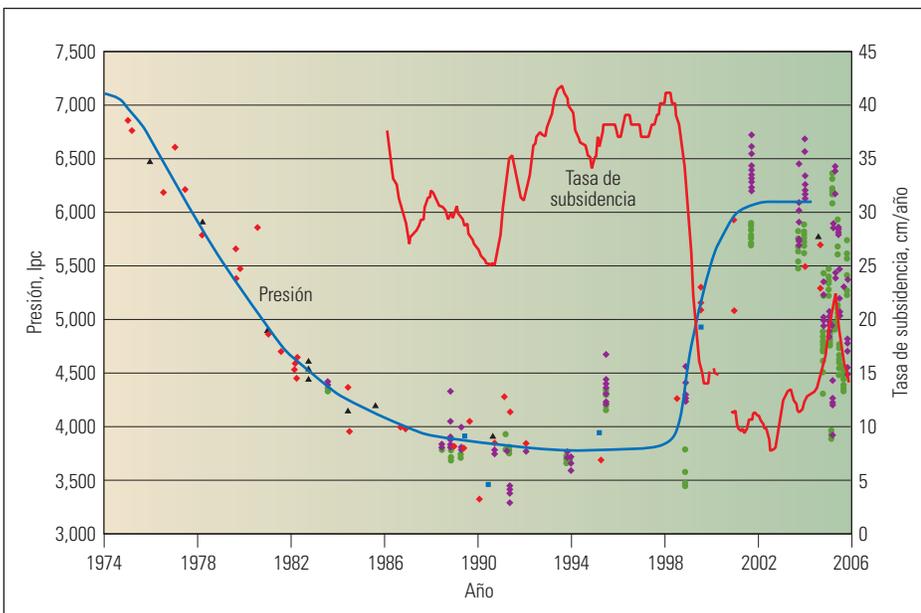
confinamiento y corte bajos, la creta es elástica y una reducción pequeña de la presión de formación induce solamente un grado de deformación elástica leve. Sin embargo, una reducción significativa de la presión de formación causa deformación inelástica y un grado de tensión sustancial. El comienzo del comportamiento inelástico tiene lugar en el *endcap*, una superficie en el espacio de esfuerzos que se conecta a la línea de falla por cizalladura a altos esfuerzos de corte. No obstante, la compactación inelástica altera la creta, desplazando la ubicación del *endcap* a la condición de esfuerzos efectivos más altos.

Como resultado de la compactación, la tasa de subsidencia a mediados y fines de la década de 1980 fue de aproximadamente 30 cm/año [1 pie/año]. La pérdida de despeje resultante y los impactos potenciales sobre la seguridad de las plataformas pasó a ser una preocupación importante. El incremento de 6 m en la altura de las plataformas se realizó en 1987 para aumentar el despeje entre las cubiertas inferiores y la altura de marea máxima esperada.

En 1980, el método de inyección de agua no se consideró inicialmente una opción viable en el Campo Ekofisk porque las pruebas indicaron que la creta estaba humedecida con petróleo y agua, en el mejor de los casos, y humedecida con petróleo, en el peor, lo que reducía la imbibición en agua que contribuye a la eficiencia de la inyección. No obstante, los socios de Ekofisk consideraron que los incrementos de producción potenciales garantizaban la ejecución de un



^ Historia de producción del Campo Ekofisk. El gasto (tasa de flujo, velocidad de flujo, caudal, rata) de petróleo (verde) declinó hasta la puesta en marcha del proyecto de inyección de agua en gran escala (azul), a fines de la década de 1980. La presión promedio del yacimiento (curva de guiones) también se redujo hasta que la tasa de inyección de agua se incrementó en 1995. No obstante, la tasa de subsidencia (rojo), en la plataforma utilizada como hotel o alojamiento, no se redujo hasta que se interrumpió la producción durante la transición a la implantación del complejo Ekofisk II, en 1998.



^ Subsidencia y presiones en la zona de la cresta del Campo Ekofisk. Las mediciones de presión en los pozos de la zona de la cresta siguen una tendencia (azul) con un incremento rápido, a mediados de 1998, que corresponde exactamente al retardo de la tasa de subsidencia (rojo).

proyecto piloto de inyección de agua pequeño, que se puso en marcha en 1981.<sup>23</sup> Los resultados del proyecto piloto de inyección de agua indicaron un buen desplazamiento de petróleo con una limitada irrupción prematura de agua.

En 1987, ConocoPhillips comenzó a ampliar un proyecto de inyección de agua de campo completo. El proyecto fue diseñado como mecanismo de mejoramiento de la producción, alcanzándose

el período de re-llenado del volumen poroso en 1994. A pesar de ese hecho, la tasa de subsidencia permaneció casi constante mientras continuaba el período de re-llenado, alcanzándose una tasa máxima de 42 cm/año [16.5 pulgadas/año] en 1998 (extremo superior).

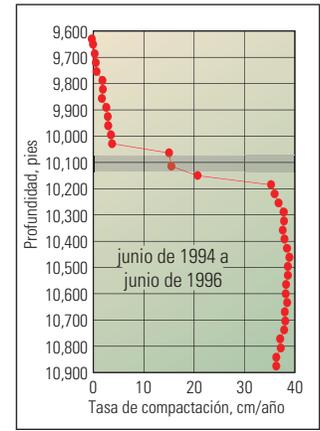
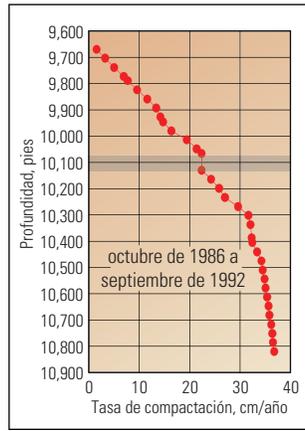
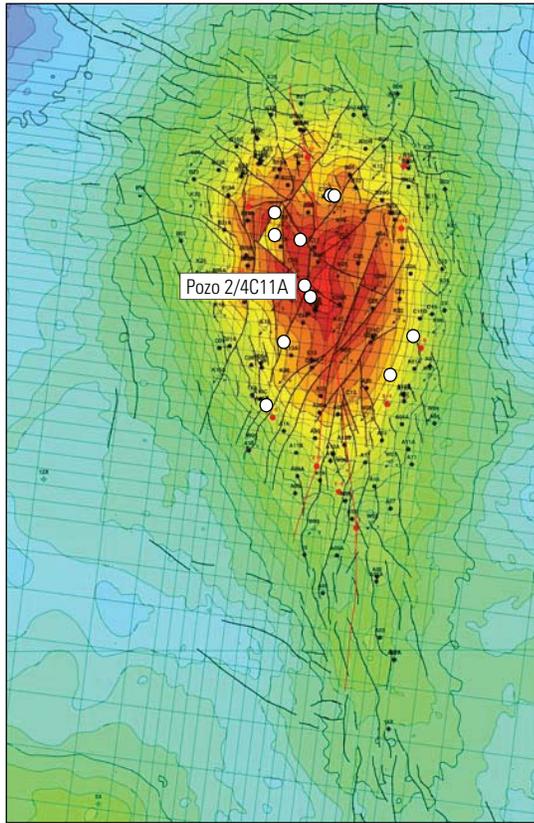
Se instaló un nuevo complejo de plataformas, tanto para tolerar la subsidencia permanente como para proveer más instalaciones para

ampliar las actividades del campo.<sup>24</sup> Durante la transición del complejo de plataformas viejo al complejo Ekofisk II nuevo, a fines de 1998, el proceso de inyección de agua continuó, mientras que la producción se interrumpió por varias semanas. Durante este período, y en forma continua desde entonces, la tasa de subsidencia se redujo asombrosamente hasta alcanzar el valor actual de 15 cm/año [5.9 pulgadas/año] (izquierda, abajo). Si bien el operador había considerado posible una reducción de la subsidencia de ese grado, su magnitud fue inesperada teniendo en cuenta la historia de subsidencia del campo.

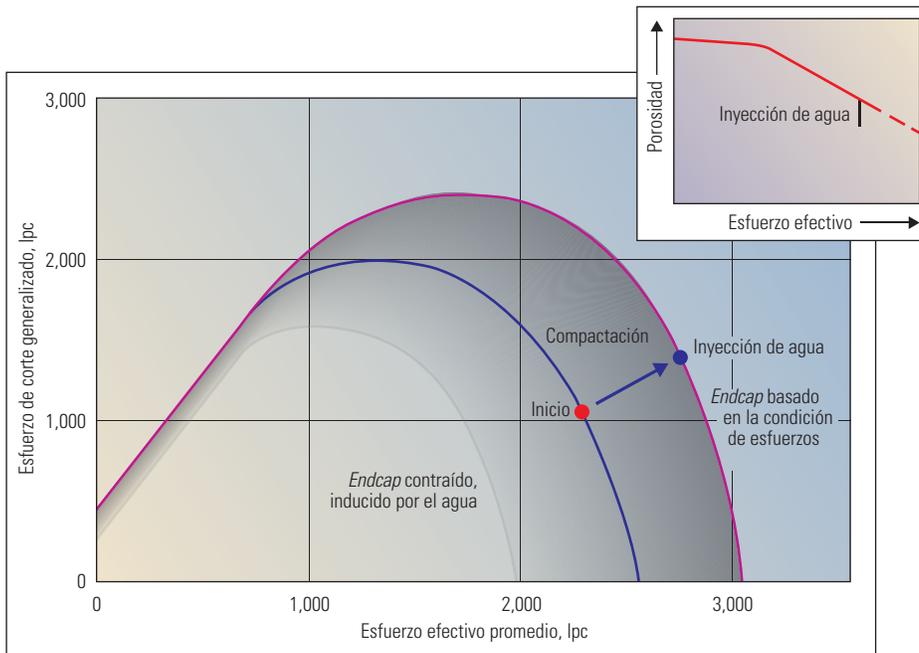
El completo re-llenado del volumen poroso alcanzado a mediados de la década de 1990 debería haber retardado la compactación mecánica, porque el esfuerzo efectivo no seguía incrementándose. Con el re-llenado y la posterior represurización, los científicos de la compañía esperaban que las formaciones dejaran de compactarse en ese período, y que experimentarían quizás un rebote leve, pero eso no ocurrió. Si bien el deslizamiento en los estratos de sobrecarga puede producir una reacción retardada entre la compactación y la subsidencia, el retardo no implicaría años, como se observó con la reducción de la tasa de subsidencia que finalmente comenzó en 1998.

El comienzo de la reducción de la tasa de subsidencia dependía de la interacción entre la creta y el agua. Se observó compactación rápida en un pozo de monitoreo de la compactación del Campo Ekofisk, cuando el frente de agua se desplazó a través del área (próxima página, arriba). En las pruebas de laboratorio, la creta se compacta más cuando se satura con agua que cuando se satura con petróleo.<sup>25</sup> Se produce un efecto aún más significativo cuando una muestra de creta sometida a esfuerzo, virtualmente sin saturación inicial de agua, se inunda con agua de mar. La muestra se compacta de inmediato ante el contacto con el frente de inyección y un frente de compactación sigue al frente de inyección a través del núcleo.<sup>26</sup>

El agua modifica las propiedades constitutivas de la creta y la debilita mecánicamente. La interacción entre la creta y el agua se modela como un movimiento del *endcap* que separa el comportamiento elástico, que no produce compactación, del comportamiento plástico que sí lo hace. El efecto del incremento de la saturación de agua consiste en desplazar el *endcap* hacia un estado de esfuerzos más bajos, lo que reduce el tamaño de la región elástica con un cambio mínimo en la condición de esfuerzos. Se trata de una condición inestable, de manera que la creta se compacta conforme el *endcap* se desplaza



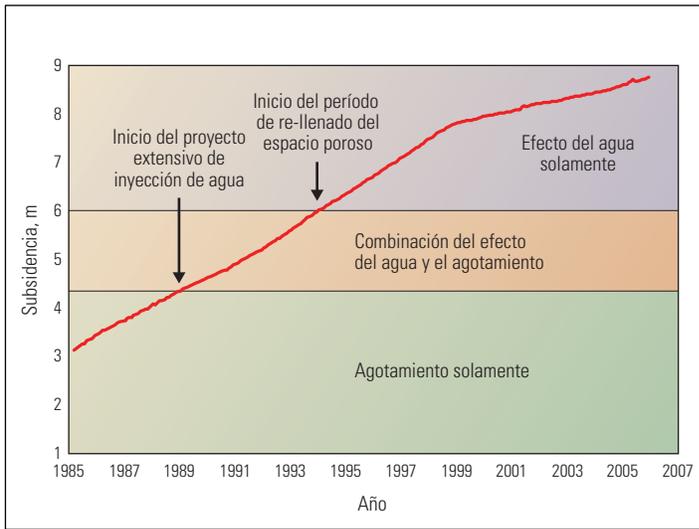
◁ Monitoreo de la compactación dedicado en el Pozo 2/4C11A. Este pozo de la cresta (*mapa de campo*) fue diseñado como pozo de observación, provisto de marcadores radioactivos, y no produjo hidrocarburos. La compactación se mide desde el extremo superior de los marcadores y se convierte en una tasa anual (*extremo superior izquierdo y derecho*). Dado que estas cifras son acumulativas, una pendiente vertical—tal como en la Zona Compacta cercana a 10,100 pies—indica falta de compactación. Entre 1986 y 1992, tanto la Formación Eko-fisk como la Formación Tor se compactaron significativamente (*izquierda*). Cuando el frente de inyección de agua pasó el pozo, en el período comprendido entre 1994 y 1996 (*derecha*), la mayor parte de la compactación se produjo dentro de los 30 m [100 pies] de la Zona Compacta, mientras que las Formaciones Eko-fisk y Tor se compactaron lentamente, o incluso se estiraron levemente, como lo indica la pendiente orientada hacia la izquierda, con una profundidad por debajo de 10,500 pies.



▲ Compactación de la creta inducida por el agua. La producción de la zona de creta incrementa el esfuerzo efectivo promedio (a partir del círculo rojo en *Inicio*) y desplaza la envolvente elástica hacia afuera. La operación de inyección de agua altera el estado del material; si se permitiera modificar la condición de esfuerzos, el *endcap* se contraería (sombreado gris). No obstante, la condición de esfuerzos impuesta (círculo azul) no se ha modificado, de manera que el material se deforma a través de su compactación rápida, manteniendo básicamente el *endcap* en su posición original. En una curva de tipo porosidad-esfuerzo (*inserto*), este comportamiento inducido por la inyección de agua aparece como una pérdida de volumen con un esfuerzo constante, lo que constituye una desviación con respecto al comportamiento sin inyección de agua (curva de guiones). El cambio de volumen podría producirse a lo largo de un período de tiempo prolongado, particularmente en la creta de baja permeabilidad.

para dar cabida a la condición de esfuerzos imperante. Cuando la condición de esfuerzos yace en el *endcap*, se alcanza un estado de equilibrio (*izquierda*). Si bien el mecanismo físico para este comportamiento no se comprende completamente, parece estar relacionado con el intercambio iónico en los contactos intergranulares, lo que conduce a una reducción de la cohesión de la creta.<sup>27</sup>

23. Thomas LK, Dixon TN, Evans CE y Vient ME: "Ekofisk Waterflood Pilot," *Journal of Petroleum Technology* 39, no. 2 (Febrero de 1987): 221–232. Originalmente, artículo de la SPE 13120, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 16 al 19 de septiembre de 1984.
24. Para obtener más información sobre el mejoramiento del complejo de plataformas del Campo Ekofisk, consulte: "Ekofisk Phase II Looks to the Future," *Journal of Offshore Technology* 5, no. 4 (Noviembre de 1997): 27–29.
25. Sylte JE, Thomas LK, Rhett DW, Bruning DD y Nagel NB: "Water Induced Compaction in the Ekofisk Field," artículo de la SPE 56426, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 3 al 6 de octubre de 1999.  
Para acceder a un análisis detallado de los primeros trabajos sobre compactación inducida por el agua, consulte: Andersen MA: *Petroleum Research in North Sea Chalk*, Joint Chalk Research Monograph, RF-Rogaland Research, Stavanger, 1995.
26. Andersen MA: "Enhanced Compaction of Stressed North Sea Chalk During Waterflooding," presentado en el Tercer Simposio Europeo sobre Analistas de Núcleos, París, 14 al 16 de septiembre de 1992.
27. Korsnes RI, Strand S, Hoff Ø, Pedersen T, Madland MV y Austad T: "Does the Chemical Interaction Between Seawater and Chalk Affect the Mechanical Properties of Chalk?," presentado en Eurock 2006, Liège, Bélgica, 9 al 12 de mayo de 2006.



^ Subsidencia a partir del agotamiento y del efecto del agua. Hasta 1989, toda la subsidencia producida en el complejo que servía como hotel se debió al agotamiento de la presión. Después de que la inyección de agua re-llenara el espacio poroso en 1994, la subsidencia se debió enteramente a la compactación inducida por el agua. Ambos efectos sucedieron en el período comprendido entre estos eventos.

Esta explicación atañe al Campo Ekofisk, durante el período de re-llenado del proyecto de inyección de agua. El balance existente entre la compactación inducida por el agua y un incremento lento del soporte de la presión favoreció la compactación, de manera que la tasa de subsidencia se mantuvo elevada. El período de inyección sin extracción de fluido durante la instalación del complejo Ekofisk II en 1998 permitió un incremento de la presión—y una reducción del esfuerzo efectivo—suficientes para desplazar la condición de la formación una distancia suficiente, dentro del *endcap*, para hacer que el balance se modificara y la tasa de subsidencia declinara. La persistente compactación del yacimiento, luego de un incremento de presión de varios miles de lpc, se atribuye al balance imperante entre el debilitamiento de la creta debido al contacto con el agua de mar y la reducción del esfuerzo efectivo, asociado con la represurización del yacimiento (arriba).

ConocoPhillips compara las mediciones de la compactación y subsidencia del campo con los resultados de los modelos geomecánicos y de flujo débilmente acoplados, desarrollados en la compañía. La tasa de subsidencia actual, más baja, genera inquietud en cuanto a la pérdida de despeje y su impacto sobre la seguridad de las plataformas se ha mitigado en cierta medida. Además, el énfasis puesto en el modelado se ha desplazado a la optimización del manejo del campo; por ejemplo, utilizando los modelos para ayudar a colocar pozos nuevos. Algunas de estas nuevas localizaciones de pozos se determinan

mediante estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición que rastrean el frente de inyección de agua.

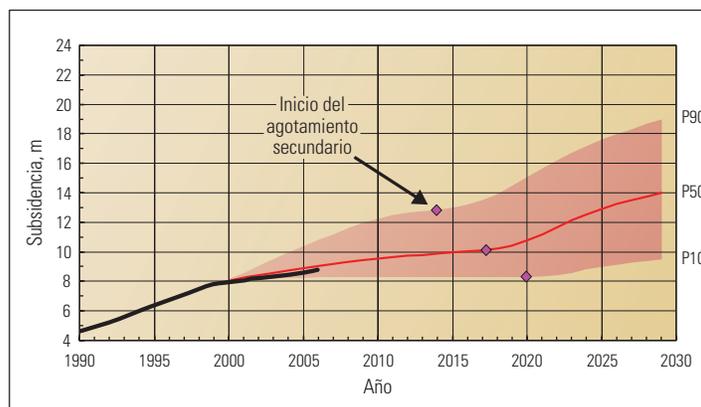
La naturaleza dinámica de los procesos de manejo de campos implica la utilización cuidadosa de los modelos de subsidencia deterministas. Por ejemplo, el agregado de nuevas bocas de pozos en el complejo Ekofisk II, posibilita el drenaje adicional del campo, lo que invalida los modelos de subsidencia más antiguos que suponían menos pozos. En una escala más pequeña, las fallas en los pozos conducen a

pérdidas de producción y un pozo de reemplazo puede posicionarse en otra parte del campo, situaciones que afectan en ambos casos las predicciones de la subsidencia.

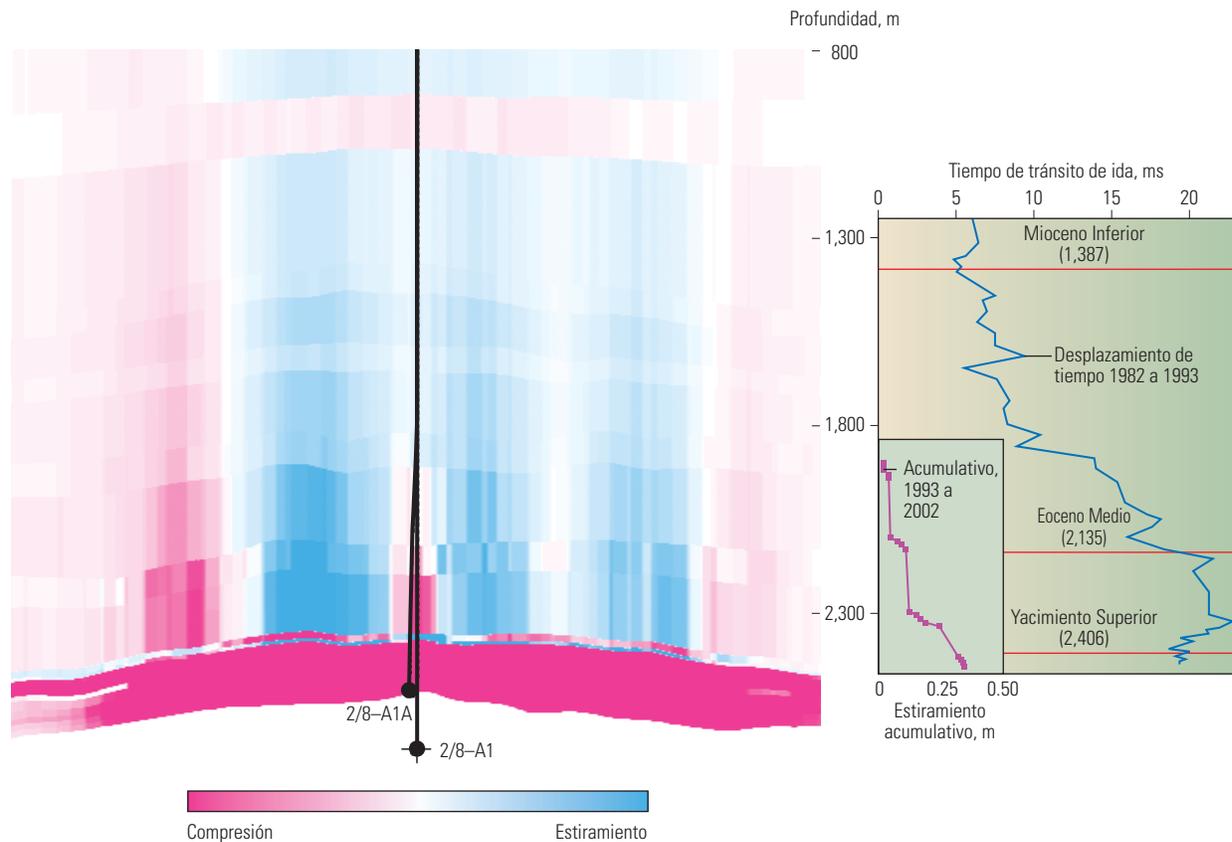
ConocoPhillips corre una serie de modelos basados en diferentes escenarios para obtener una visión probabilística del desempeño de los yacimientos, destacando los escenarios con 10%, 50% y 90% de probabilidad, denominados P10, P50 y P90, respectivamente (abajo). Una de las variables principales de las simulaciones son los escenarios de manejo de los yacimientos, tales como el tiempo del agotamiento secundario o vaciado rápido; cuando la inyección de agua se interrumpe y se deja que la presión vuelva a declinar. Además de la influencia de las fallas de los pozos y los cambios en el número de pozos productores ya mencionados, los usos potenciales de la inyección de CO<sub>2</sub> o aire también afectan potencialmente las predicciones de la subsidencia. Tendiendo en cuenta esta consideración, el modelo de subsidencia debe actualizarse regularmente para reflejar los cambios imperantes en las prácticas de manejo de los yacimientos.

#### Monitoreo de la compactación con la técnica de repetición

El Campo Valhall es un campo de creta grande, situado a unos 21 km [13 millas] al sur del Campo Ekofisk, en el sector noruego del Mar del Norte. Este campo también ha experimentado un grado significativo de compactación de los yacimientos y subsidencia del lecho marino. La formación productiva superior, la Formación Tor, posee una porosidad original que excede el 50%



^ Modelos probabilísticos para el Campo Ekofisk. Los resultados de la subsidencia dependen del plan de manejo de campos implementado para el campo, de manera que se corrieron múltiples modelos de subsidencia. Se muestran los resultados de los modelos con probabilidades del 10%, 50% y 90% (P10, P50 y P90, respectivamente), representando el área sombreada los otros resultados. El principal parámetro que genera la diferencia en estos modelos es la fecha de comienzo del agotamiento secundario, o vaciado rápido (diamantes).



^ Estiramiento de los estratos de sobrecarga en el Campo Valhall. Los tiempos de tránsito de ida derivados de un perfil sísmico vertical (VSP) del pozo 2/8-A1, obtenido en 1982, fueron sustraídos de mediciones similares obtenidas en el Pozo 2/8-A1A, en 1993, a 60 m de distancia (*derecha*). Se considera que el incremento del tiempo de tránsito es causado por un estiramiento en los estratos de sobrecarga. Los marcadores radioactivos del Pozo 2/8-A1A muestran que el estiramiento continúa desde 1993 hasta el levantamiento CMI más reciente, realizado en el año 2002 (*inserto, a la derecha*). Un modelo geomecánico débilmente acoplado, correspondiente al período comprendido entre 1992 y 2002, confirma este comportamiento (*izquierda*). En este modelo, las sombras de rojo representan la compresión y las sombras de azul, la extensión. La sección comprendida entre el Eoceno Medio y el tope del yacimiento puede estar exhibiendo un arco de esfuerzos local, donde el cambio del tiempo de tránsito se detiene y luego se invierte, y el resultado del modelo geomecánico muestra la compactación.

en ciertos lugares, y la Formación Hod, más competente, exhibe una porosidad que alcanza hasta el 40%. La producción, a cargo de la compañía operadora Amoco, ahora BP, comenzó en 1982, y la subsidencia del fondo marino en el complejo de plataformas situado en la porción central del campo ahora excede 5.6 m [18.4 pies]. La tasa de subsidencia actual es de aproximadamente 20 cm/año [7.8 pulgadas/año]. La producción hasta la fecha ha superado los 87 millones de m<sup>3</sup> [550 millones de bbl], con un volumen aproximadamente equivalente de reservas remanentes en sitio.<sup>28</sup>

Las fallas producidas en los pozos fueron un problema serio, particularmente en la década de 1980, y se asociaron con la compactación y sub-

sidencia de la formación en los estratos de sobrecarga. El operador ha recurrido a diversos métodos de evaluaciones utilizando la técnica de repetición para comprender el comportamiento del campo.

En 1982 se perforó el primer pozo de desarrollo, denominado 2/8-A1, directamente debajo del complejo de plataformas. En 1993, el pozo experimentó fallas y fue reemplazado por otro pozo vertical, el pozo 2/8-A1A, a aproximadamente 60 m [200 pies] de distancia. El operador obtuvo un perfil sísmico vertical (VSP) durante la perforación de cada uno de los pozos. La separación de 60 m es lo suficientemente estrecha para poder comparar los resultados (*arriba*).<sup>29</sup> La diferencia en el tiempo de tránsito, entre los levantamientos

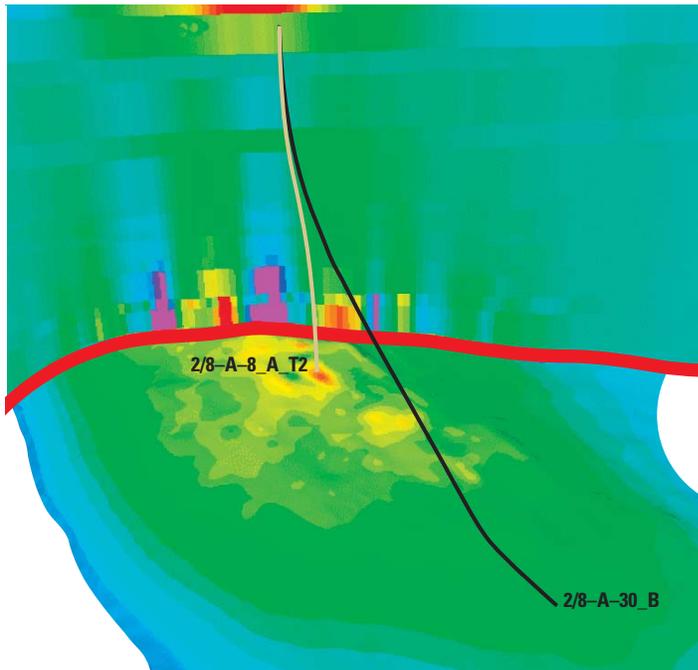
de 1982 y 1993, indica una reducción de la velocidad, que se incrementa con la profundidad hasta el Mioceno Medio. Este cambio producido en el tiempo de tránsito es consistente con el estiramiento de las formaciones de lutita.

Tanto el Pozo A1 como el Pozo A1A fueron provistos de marcadores radioactivos para monitorear la deformación de la formación; el Pozo A1A posee marcadores en varios intervalos de la lutita de los estratos de sobrecarga. Los resultados en los estratos de sobrecarga, obtenidos a partir de las mediciones del Instrumento de Monitoreo de la Compactación CMI, son consistentes con la deformación extensional que es mayor por encima de la creta productiva y declina hacia arriba.

28. Barkved OI y Kristiansen T: "Seismic Time-Lapse Effects and Stress Changes: Examples from a Compacting Reservoir," *The Leading Edge* 24, no. 12 (Diciembre de 2005): 1244–1248.

Para acceder a una visión general del Campo Valhall, consulte: Barkved O, Heavey P, Kjelstadli R, Kleppan T y Kristiansen TG: "Valhall Field—Still on Plateau After 20 Years of Production," artículo de la SPE 83957, presentado en la Conferencia del Área Marina de Europa 2003 de la SPE, Aberdeen, 2 al 5 de septiembre de 2003.

29. Kristiansen TG, Barkved OI, Buer K y Bakke R: "Production Induced Deformations Outside the Reservoir and Their Impact on 4D Seismic," artículo de la IPTC 10818, presentado en la Conferencia Internacional sobre Tecnología del Petróleo, Doha, Qatar, 21 al 23 de noviembre de 2005.



^ Pilares (*horsts*) y fosa tectónica (*graben*). El Campo Valhall contiene estructuras del tipo pilares y fosas tectónicas que afectan los resultados del modelo geomecánico. Esta imagen compuesta posee una sección vertical por encima de la línea roja y una vista casi horizontal que sigue la creta superior por debajo de la línea roja. La salida del modelo se muestra como cambios de velocidad; el incremento se indica en rojo y amarillo y la reducción en azul. Estos colores corresponden además a la compactación (amarillo y rojo) y extensión (azul). La estructura del tipo pilar y fosa tectónica del campo se traduce en zonas alternadas de compactación y extensión, en la sección vertical, debidas a la compactación diferencial de la formación y a la formación de arcos en los estratos de sobrecarga.

La zona de la creta del campo es altamente productiva. Tanto los resultados del modelo geomecánico como los del perfil VSP indican la

30. Las fosas tectónicas (*graben*) son bloques de fallas que se encuentran desplazadas hacia abajo con respecto a sus adyacencias, y los pilares tectónicos (*horsts*) son los bloques levantados adyacentes. Una estructura de tipo pilar y fosa tectónica se forma habitualmente mediante el desarrollo de fallas normales en áreas de *rifting* o de extensión.

31. Kristiansen TG, Barkved O y Pattillo PD: "Use of Passive Seismic Monitoring in Well and Casing Design in the Compacting and Subsiding Valhall Field, North Sea," artículo de la SPE 65134, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo SPE 2000, París, 24 al 25 de octubre de 2000.

32. Kristiansen TG: "Drilling Wellbore Stability in the Compacting and Subsiding Valhall Field," artículo de las IADC/SPE 87221, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE 2004, Dallas, 2 al 4 de marzo de 2004.

33. Sayers CM: "Sensitivity of Time-Lapse Seismic to Reservoir Stress Path," *Geophysical Prospecting* 56, no. 3 (Mayo de 2006): 369-380.

Sayers CM: "Stress-Dependent Seismic Anisotropy of Shales," *Geophysics* 64, no. 1 (Enero-Febrero de 1999): 93-98.  
Holt RM, Bakk A, Fjær E y Stenebråten JF: "Stress Sensitivity of Wave Velocities in Shale," *Resúmenes Expandidos*, Exposición Internacional y 75a Reunión Anual de la Sociedad de Geofísicos de Exploración, Houston, 6 al 11 de noviembre de 2005: 1593-1596.

34. Kristiansen TG y Pattillo PD: "Examples From 20 Years of Coupled Geomechanics and Fluid Flow Simulation at Valhall," artículo P06 presentado en el 12do Seminario de Un Día de Bergen, de la SPE, Bergen, Noruega, 20 de abril de 2005.

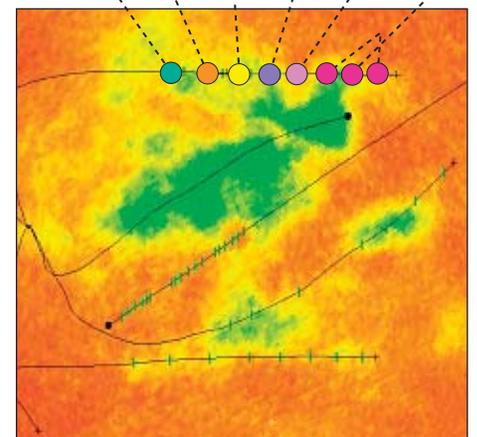
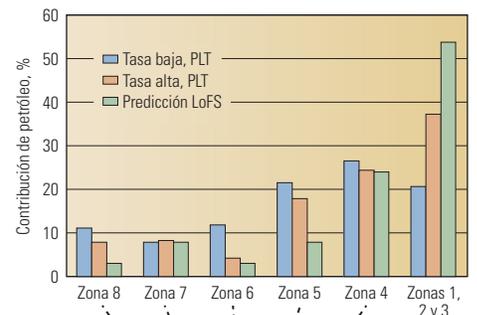
misma anomalía en esta zona. Justo por encima del yacimiento, alrededor del Pozo A1A, se observa cierto grado de compactación de los estratos de sobrecarga y aceleración del tiempo de tránsito, donde sería dable esperar una extensión de los estratos de sobrecarga y un retardo del tiempo de tránsito. Éste podría ser el resultado del proceso de drenaje de los estratos de sobrecarga o de una litología más rígida que no se estira tan fácilmente, sino que resulta muy probablemente del efecto de un arco de esfuerzos local.

El Campo Valhall es un mosaico de pilares y fosa tectónica, con creta delgada por encima de los pilares y creta espesa por encima de la fosa.<sup>30</sup> La magnitud de la compactación en cualquier zona está relacionada con el espesor de la creta, entre otros factores, de manera que el grado de compactación a lo largo del campo también es un mosaico. Existe una respuesta similarmente compleja en los resultados del modelo de los estratos de sobrecarga, incluyendo los arcos de esfuerzos locales (arriba).

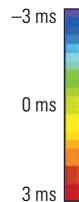
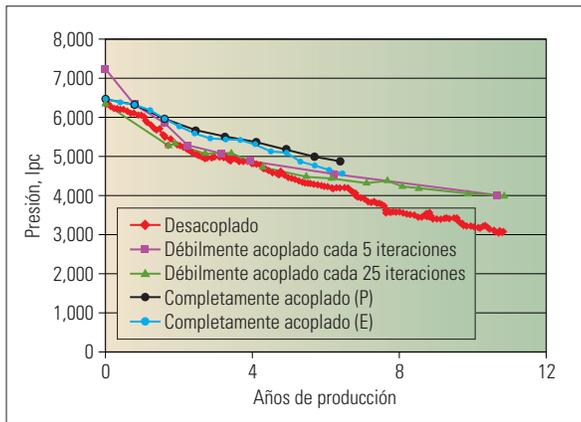
El movimiento diferencial en los estratos de sobrecarga puede reactivar las fallas existentes, causando potencialmente fallas de pozos. Los eventos microsísmicos medidos se correlacionan

con las posiciones de estas fallas.<sup>31</sup> Un estudio extensivo de las fallas de pozos en los estratos de sobrecarga condujo a la compañía operadora BP a abandonar un programa de perforación de pozos de alcance extendido, basado en las plataformas del centro del campo, para instalar plataformas satelitales automatizadas en los flancos norte y sur del mismo.<sup>32</sup> Los pozos de estas plataformas pudieron evitar las fallas principales en la porción central del campo, que exhibe un grado de compactación intenso.

BP desarrolló modelos de física de rocas complejos para el Campo Valhall, en la creta y en los estratos de sobrecarga. El modelo geomecánico de los estratos de sobrecarga incluye criterios de fallas específicos de las lutitas y valo-



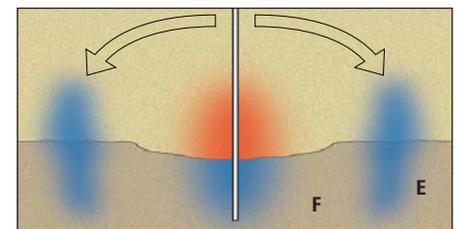
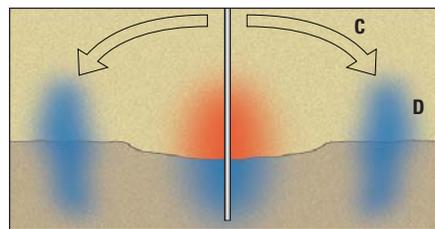
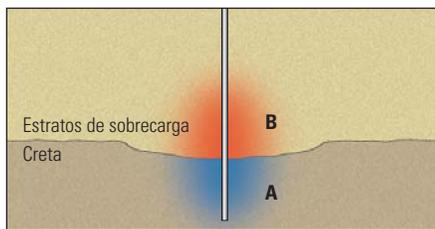
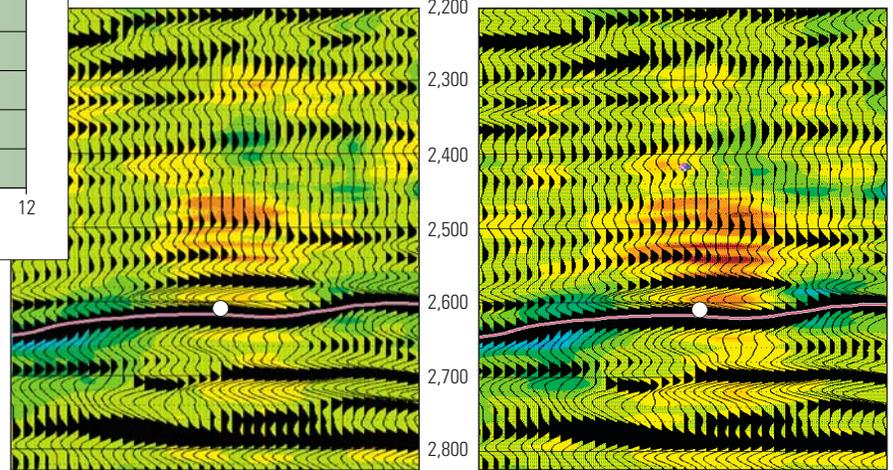
^ Comparación entre los levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición y los registros de producción. El levantamiento sísmico adquirido con la técnica de repetición, con un intervalo de 18 meses (*extremo inferior*), ubica varios pozos horizontales en esta porción del campo con agotamiento indicado por la diferencia de impedancia acústica, que se relaciona con la compactación (y se incrementa pasando del naranja al amarillo y al verde). El pozo horizontal, cerca del extremo superior de esta imagen, poseía varias zonas disparadas (círculos rellenos). La mayor parte de la producción proviene de la punta del pozo, según lo determinado con una herramienta de adquisición de registros de producción (PLT), con regímenes de flujo bajos (azul) y altos (rojo) (*gráfica de barras*). Una estimación basada en el cambio de impedancia acústica proyecta además un valor razonable de la tasa de flujo (verde).



octubre de 2003 a marzo de 2004

Profundidad, m

octubre de 2003 a junio de 2004



^ Formación de un arco de esfuerzos y efectos de la presión en el Campo Valhall. Los ingenieros de yacimientos tuvieron dificultades para ajustar la declinación de la presión utilizando las técnicas de modelado convencionales. Un modelo desacoplado, que utiliza un modelo de flujo ECLIPSE con un modelo mecánico VISAGE, exhibió una declinación de la presión más rápida que la experimentada en el campo (*extremo superior izquierdo*). El acoplamiento débil de estos modelos se tradujo en una declinación de la presión más lenta. Se corrieron dos versiones, utilizando 5 o bien 25 iteraciones del modelo de flujo entre cada intervalo del modelo geomecánico. Con el modelo completamente acoplado VISAGE VIRAGE, la declinación de la presión fue aún más lenta y más consistente con la experimentada por el campo, utilizando una formulación geomecánica tanto elástica (*E*) como plástica (*P*). Este modelo completamente acoplado permitió a BP comprender el proceso (*extremo inferior*). La disminución del nivel de producción compacta la creta en la región vecina al pozo (A), estirando los estratos de sobrecarga que se encuentran encima (B). Se forma un arco de esfuerzos, desplazando el soporte para el peso de los estratos de sobrecarga más someros lateralmente (C), lo que resulta en una compresión de los estratos de sobrecarga y de la formación lejos del pozo (D). El modelo acoplado muestra que la creta comprimida (E) no puede drenar rápidamente en dirección hacia el pozo debido a su baja permeabilidad (F). Como resultado, la sobrepresión del fluido intersticial soporta parte de la carga del arco de esfuerzos. Los modelos desacoplados no tratan estos eventos como simultáneos y por ende pierden la interacción de la formación del arco de esfuerzos y la transferencia de la presión de poros. En este campo se ha observado el fenómeno de formación de un arco de esfuerzos de este tipo. Las imágenes sísmicas del campo muestran las diferencias entre un levantamiento sísmico de la vida productiva del campo (LoFS) adquirido antes de iniciarse la producción, y cuatro meses (*extremo superior central*) y seis meses (*extremo superior derecho*) después de iniciada, en un pozo horizontal (círculo blanco), dentro de la formación productiva (limitada por los reflectores oscuros). La trayectoria del pozo ingresa en el plano de estas imágenes. La extensión, asociada con el incremento del tiempo de tránsito (naranja), parece desarrollarse dentro de ciertas capas que yacen por encima del pozo. A ambos lados del pozo, una reducción del tiempo de tránsito (azul y verde oscuro), por encima y por debajo de la formación, puede indicar los soportes de la compresión lateral de un arco de esfuerzos. El comportamiento dentro de la formación no puede verse en las imágenes sísmicas obtenidas con la técnica de repetición.

res de parámetros que varían según la distancia a la formación en proceso de compactación. Los parámetros de anisotropía, que varían en función de la trayectoria del esfuerzo, cambian debido a la descarga localizada que tiene lugar en la lutita cuando se forma un arco de esfuerzos.<sup>33</sup>

La respuesta dinámica del Campo Valhall a la producción, y el gran volumen de petróleo remanente en sitio, condujo a BP a instalar un arreglo permanente de receptores sísmicos en el lecho marino en el año 2003. Este proyecto de sísmica de la vida productiva del campo (LoFS) permite a BP repetir los levantamientos sísmi-

cos varias veces por año. La compañía puede seguir los cambios producidos en la compactación, en el yacimiento y sus alrededores, cada varios meses.

La respuesta del proyecto LoFS también puede utilizarse para monitorear la producción en torno a determinados pozos horizontales. Por ejemplo, se agregó un pozo horizontal en una zona que poseía varios pozos productores existentes y abandonados. Al cabo de un período de 12 meses, los resultados de la sísmica de repetición mostraron una zona de compactación expandida alrededor del pozo. La producción

estimada proveniente de las zonas productivas de ese pozo se ajustó razonablemente bien a la respuesta de una herramienta de adquisición de registros de producción ([página anterior, abajo](#)).

Estos estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición mostraron además la posible formación de un arco de esfuerzos cerca de un pozo horizontal. La compresión y la extensión observadas en estas secciones transversales reflejaron los resultados similares obtenidos por BP a partir de un modelo geomecánico y de flujo completamente acoplado del Campo Valhall ([arriba](#)).<sup>34</sup>

Los modelos del Campo Valhall predijeron una declinación de la presión más rápida que la observada habitualmente en el campo. No obstante, la presión de formación del modelo completamente acoplado se aproximó más a la caída de presión lenta observada en el campo. BP detectó más arqueamiento local en el modelo completamente acoplado, lo que ayuda a explicar la diferencia entre el modelo acoplado y el modelo desacoplado.

La declinación más lenta de la presión es el resultado del proceso de drenaje lento que tiene lugar en esta formación de creta con una permeabi-

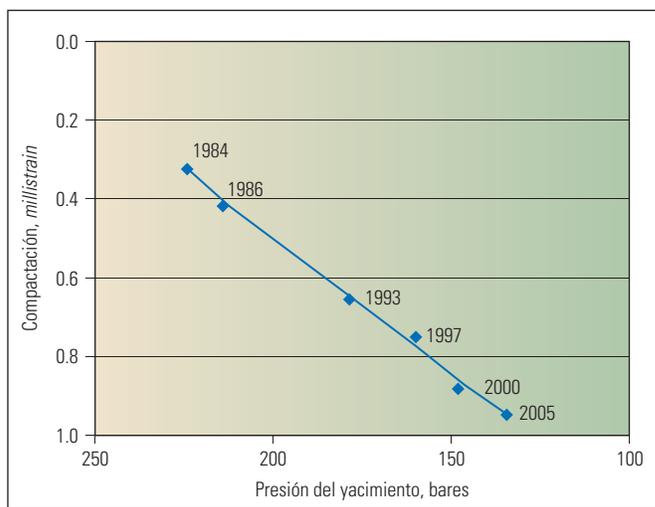
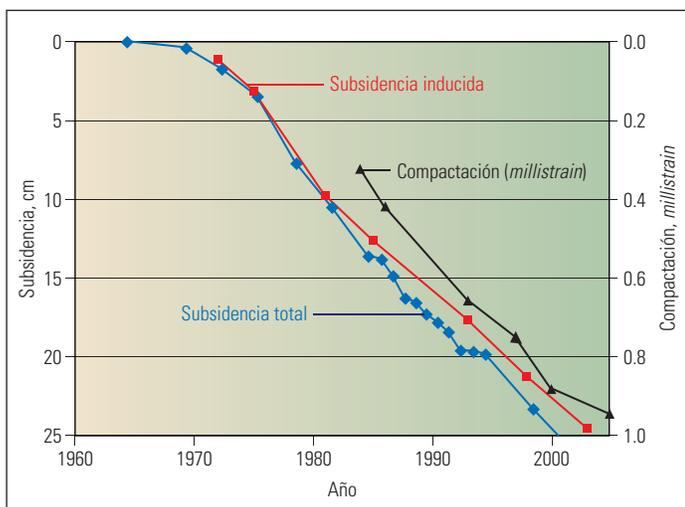
lidad de matriz baja. Por encima de la creta en proceso de compactación, como la que se encuentra cerca de un pozo productor, los estratos de sobrecarga se estiran y se forma un arco de esfuerzos, redistribuyéndose los mismos lateralmente hasta la creta, a cierta distancia del pozo. Esta carga agregada deforma esa creta distante e incrementa su presión de poros, pero la creta compacta actúa como un orificio de estrangulación que se encuentra sólo parcialmente abierto, lo que impide el drenaje rápido hacia el pozo. Esta determinación simultánea de la presión, el cambio de volumen y la permeabi-

lidad requieren que se produzca el acoplamiento completo en la simulación. Los ingenieros de BP observaron que este mecanismo tiene lugar en las escalas más pequeñas—hasta los conjuntos de poros—y en las escalas más grandes, entre las estructuras de tipo pilar (*horst*) y fosa tectónica (*graben*). La compañía está buscando formas de incorporar este comportamiento en los modelos más simples.

Estos ejemplos señalan la importancia que BP asigna a los resultados LoFS. La compañía operadora considera que se necesita la integración multidisciplinaria de los resultados sísmicos con otros datos del subsuelo para captar el valor de estos resultados sísmicos frecuentes, obtenidos con la técnica de repetición.<sup>35</sup>

### Monitoreo del nivel del terreno

El campo de gas Groningen se encuentra ubicado debajo de la llanura costera de los Países Bajos. Desde su descubrimiento en 1959, ha sido operado por Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM), una unión transitoria entre Shell y ExxonMobil. La formación de arenisca posee una porosidad que oscila entre el 10% y el 20% y es competente, lo que significa que no experimenta el tipo de colapso de poros que se observa en los campos Ekofisk y Valhall. No obstante, la formación posee un espesor que fluctúa entre 100 y 200 m [328 y 656 pies] aproximadamente, de manera que si bien su deformación elástica es pequeña, el desplazamiento total de los límites del yacimiento no lo es. La formación posee una profundidad de unos 3 km [9,840 pies].



^ Mediciones de compactación y subsidencia y la red de estaciones de monitoreo en el Campo Groningen. Una red extensa de estaciones de monitoreo de superficie (*extremo superior*) cubre varios campos (sombreado verde), incluyendo el Campo Groningen, de grandes dimensiones, en la porción nordeste de esta área. Un punto acotado cercano al centro del campo (círculo rojo) se encuentra además cerca de un pozo utilizado para el monitoreo de la compactación. La subsidencia medida total (*extremo inferior izquierdo*, azul) abarca todos los efectos, incluyendo la producción de gas. Se requiere el análisis de deformación geodésica, que utiliza datos de todas las estaciones, para obtener la subsidencia inducida solamente por la producción de gas (rojo). La compactación en un pozo de observación cercano (negro) sigue la misma tendencia (obsérvese que las unidades son diferentes). La nueva representación gráfica de los datos del Campo Groningen indica que la compactación se incrementa linealmente con la declinación de la presión (*extremo inferior derecho*).

Esta profundidad, en combinación con la extensión areal del yacimiento—un diámetro de aproximadamente 30 km [18.6 millas]—implica que la subsidencia en la porción central del campo es aproximadamente equivalente a la reducción del espesor de la formación.

En las áreas bajas de los Países Bajos, el manejo del agua constituye una de las preocupaciones principales. La protección frente a la intrusión del agua puede requerir procedimientos de encauzamiento y refuerzo de los terraplenes, además de la construcción de estructuras de control de agua o la instalación de estaciones de bombeo. NAM provee fondos cuando es necesario implementar medidas adicionales para enfrentar las consecuencias de la subsidencia inducida por la producción de gas. El conocimiento de la magnitud de la subsidencia y su alcance final es crucial para este esfuerzo.

NAM opera varios campos de esta área, que en su totalidad están cubiertos por un programa de monitoreo de la subsidencia. Además de la subsidencia producida en estos campos, los acuíferos adyacentes también se agotan y se compactan. La subsidencia ha sido monitoreada a través de una serie de levantamientos topográficos, que comenzaron en 1963 (página anterior). Un contratista realiza los levantamientos siguiendo las directivas del gobierno holandés. Los levantamientos de nivelación miden la subsidencia total y se requiere el análisis de deformación geodésica, que utiliza datos de todas las estaciones, para determinar la subsidencia inducida por la producción de gas.

En los pozos del campo, también se llevan a cabo otras operaciones de monitoreo. Mediante el uso de balas radioactivas se indica la compactación de la formación en varios pozos y existen además numerosas localizaciones para el monitoreo de la compactación de los sedimentos de superficie. Las localizaciones de las balas radioactivas son monitoreadas cada cinco años utilizando la Herramienta de Monitoreo de la Subsidencia de la Formación (FSMT). Desde que se inició el monitoreo en 1983, la compactación de la formación se incrementó linealmente con la declinación de la presión.

La compactación somera se monitorea en pozos de aproximadamente 400 m [1,312 pies] de profundidad, mediante la medición exacta del cambio producido en la distancia entre la superficie y el fondo del pozo. Las mediciones se obtuvieron en el Campo Groningen, entre 1970 y 2003, en 14 pozos someros. Estas observaciones se tradujeron en tendencias confiables, pero esas tendencias son específicas de la localización y no pueden ser extrapoladas arealmente. El programa de monitoreo de la compactación somera del

Campo Groningen ha sido suspendido, pero continúa vigente en algunos campos remotos, en los que el monitoreo comenzó recién en 1992.

Los resultados de las mediciones de la subsidencia superficial y la compactación de la formación se incorporan en un modelo geomecánico que se acopla débilmente a un modelo de flujo de yacimientos. Según los resultados, la subsidencia máxima del Campo Groningen en el año 2003 fue de aproximadamente 24.5 cm [9.65 pulgadas].

NAM pronostica además la subsidencia hasta el año 2050 y, con un intervalo de 95% de confiabilidad, predice el desarrollo de una cubeta de subsidencia con una profundidad máxima oscilante entre 38 y 48 cm [15 y 19 pulgadas], y un valor más probable de 42 cm [16.5 pulgadas]. La predicción finalizada en diciembre de 2005 no difiere demasiado de la predicción del año 2000, centrándose mayormente las discrepancias en las zonas de los acuíferos, donde no se dispone de control de pozos.

Previo a la producción de hidrocarburos en estos campos, esta porción de los Países Bajos no poseía registros de actividad sísmica. Desde 1986, se han producido varios temblores leves, algunos de los cuales ocasionaron daños materiales menores. NAM comenzó a monitorear la sismicidad, cancelando reclamos con los terratenientes. En el año 2004, los Países Bajos establecieron una nueva ley minera que describía sucintamente un procedimiento formal de reclamos.

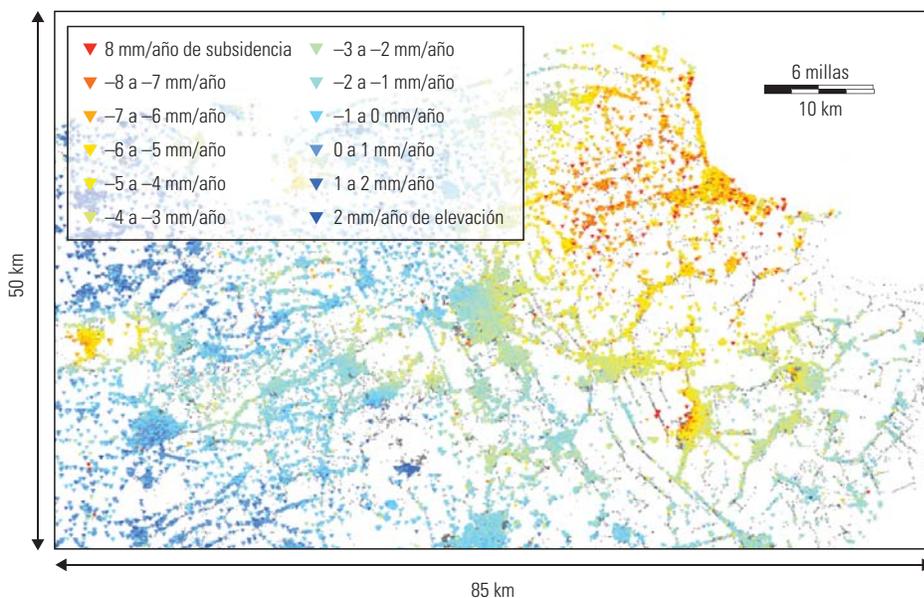
Velando por el futuro, NAM ha investigado la utilización de la técnica InSAR con puntos disper-

sos permanentes (PS) en el Campo Groningen. En estrecha colaboración con la Universidad de Tecnología de Delft, NAM investigó la técnica PS-InSAR para el Campo Groningen, obteniendo un total de 104 interferogramas de los satélites ERS1 y ERS2, en el período comprendido entre 1993 y 2003. Aproximadamente dos tercios de esas mediciones se obtuvieron durante el descenso del satélite hacia el horizonte. La densidad de los puntos PS a lo largo del campo es menor que en el área urbana, pero existen suficientes puntos dispersores para proveer una cobertura espacial adecuada de la cubeta de subsidencia (abajo).<sup>36</sup>

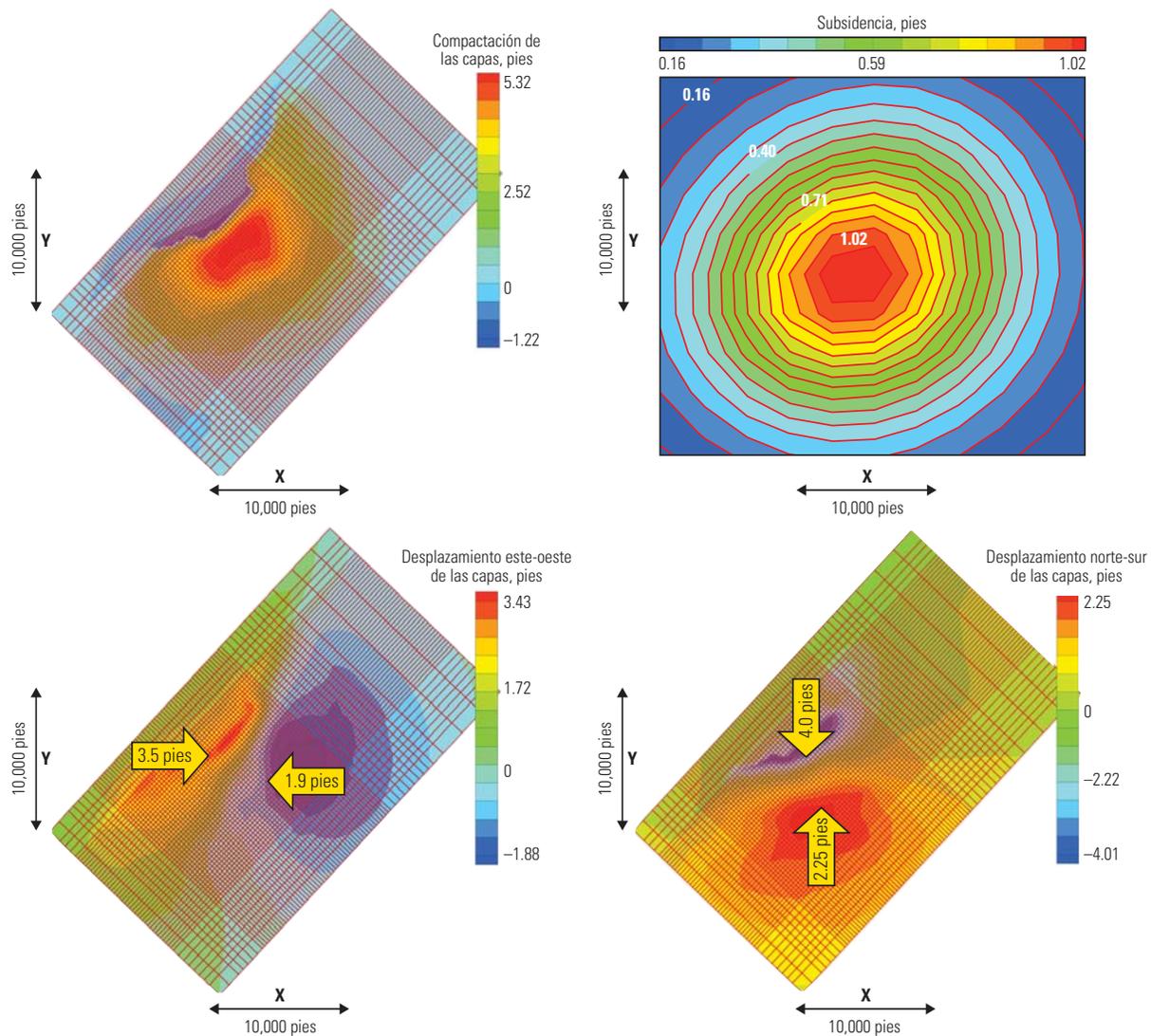
Si bien los resultados PS-InSAR reflejan la forma y el grado de subsidencia aproximados a partir de las determinaciones del levantamiento de nivelación, se observaron discrepancias entre las mediciones obtenidas durante el ascenso y las obtenidas durante el descenso. NAM continúa evaluando esta tecnología, pero se necesita una comprensión más analítica antes de basarse en este método para el Campo Groningen. Otras compañías están estudiando su utilización en

35. Barkved OI, Kommedal JH, Kristiansen TG, Buer K, Kjelstadli RM, Haller N, Ackers M, Sund G y Bakke R: "Integrating Continuous 4D Seismic Data into Subsurface Workflows," artículo C001, presentado en la 67a Conferencia y Exhibición de la EAGE, Madrid, España, 13 al 16 de junio de 2005.

36. Ketelaar G, van Leijen F, Marinkovic P y Hanssen R: "On the Use of Point Target Characteristics in the Estimation of Low Subsidence Rates Due to Gas Extraction in Groningen, The Netherlands," presentado en FRINGE05, el Cuarto Taller Internacional sobre Interferometría SAR ERS/Envisat, Frascati, Italia, 28 de noviembre al 2 de diciembre de 2005.



^ Medición PS-InSAR del Campo Groningen. El alcance del Campo Groningen—colores amarillo y rojo en el extremo superior derecho de este mapa—se pone de manifiesto en la medición de los puntos dispersores permanentes (PS) obtenidos de una medición InSAR desde un satélite (en descenso). La tasa de subsidencia máxima en la porción central del Campo Groningen es de aproximadamente 8 mm/año [0.3 pulgada/año], promediados a lo largo del período comprendido entre 1993 y 2003.



▲ Compactación y subsidencia en el bloque 623 del Campo Matagorda Island. La compactación máxima de la formación correspondiente al yacimiento Siph (D) 120/122 es de aproximadamente 1.62 m [5.32 pies] (*extremo superior izquierdo*), con un movimiento lateral hacia la parte central del campo (*extremo inferior izquierdo y derecho*). La subsidencia de la línea de lodo, centrada en el campo, posee un valor máximo de 0.3 m [1 pie] (*extremo superior derecho*).

otros lugares, por ejemplo, en los campos de diatomita de California.

Algunos campos del área extendida de Groningen aún no han sido puestos en producción, pues está pendiente la aprobación de un plan de producción que incorpora procesos de monitoreo y control de la subsidencia. Como ejemplo del alcance de estos planes, algunos campos pequeños subyacen llanuras de marea ambientalmente sensibles. El plan propuesto exige moderar la producción según una tasa que se ajuste a la tasa de sedimentación natural existente en las áreas de marea. De este modo, si bien la formación productora se compactará, las tierras donde se alimentan las aves en las llanuras de mareas se mantendrán al mismo nivel. Éste es un claro ejemplo de una compañía que trabaja para minimizar el impacto de la compactación y la subsidencia sobre el medio ambiente.

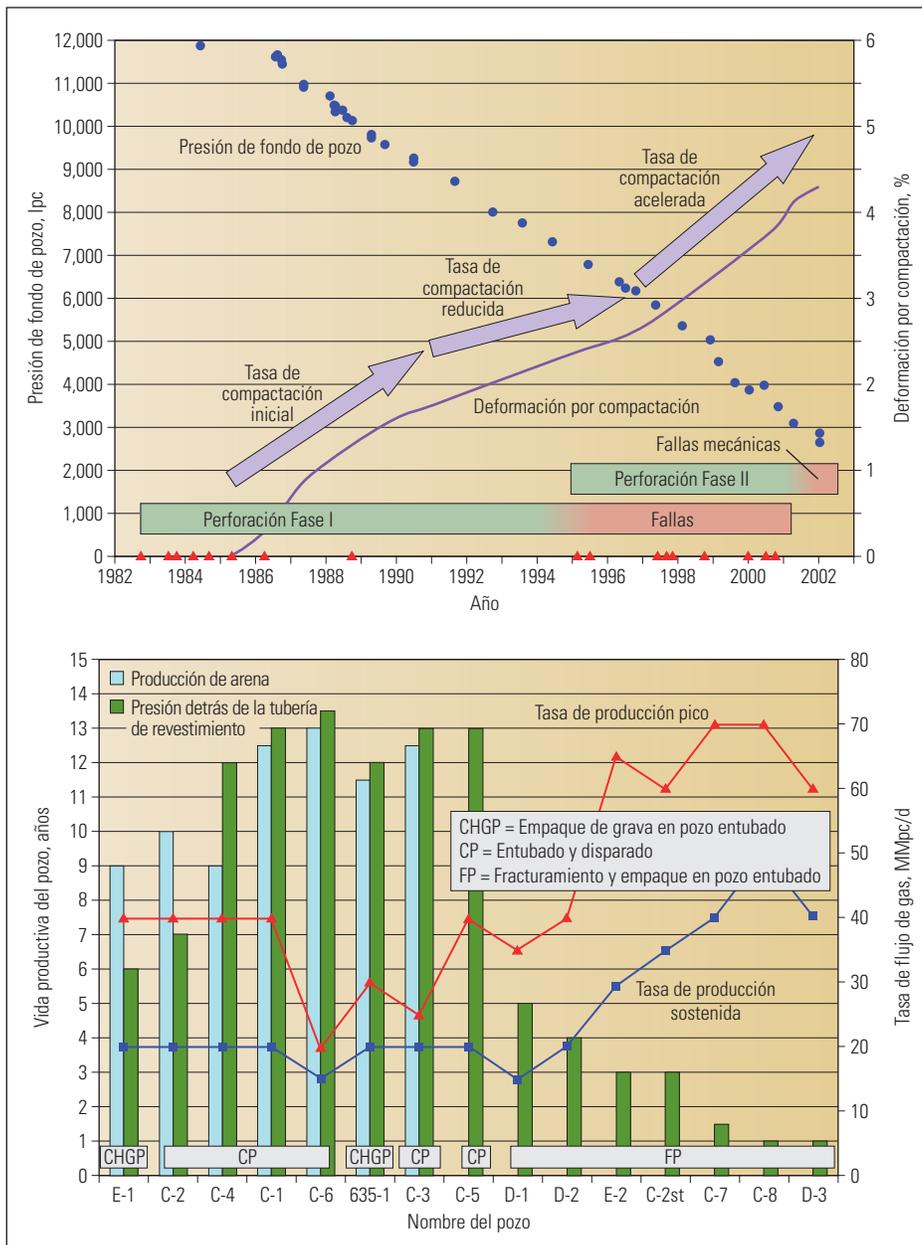
#### Mitigación del daño inducido por la compactación en el Golfo de México

También se han detectado problemas con la compactación en el Golfo de México. El bloque 623 del Campo Matagorda Island, situado en la plataforma continental, experimentó fallas de pozos o daños de las tuberías de revestimiento en los 17 pozos de desarrollo cuya producción provino del yacimiento principal durante los últimos 16 años.<sup>37</sup> Las fallas de los pozos incluyeron producción de arena y mantenimiento de presión detrás de la tubería de revestimiento, y el daño de la tubería de revestimiento tanto en la sección yacimiento como en la sección de los estratos de sobrecarga incluyó el desplazamiento de la tubería de revestimiento, su separación o colapso y estrangulamientos.<sup>38</sup> La compañía operadora BP, anteriormente Amoco, realizó un análisis global para determinar las causas de las

fallas y proporcionar asesoramiento práctico para aplicar a los pozos de reemplazo.

Este campo de gas, con 85,000 millones de m<sup>3</sup> [3 Tpc] de reservas, comprende una serie apilada de areniscas y limos intensamente sobrepresionados, a profundidades que oscilan entre 2,743 y 4,115 m [9,000 y 13,500 pies] bajo el nivel del mar. Los estratos de sobrecarga también se encuentran intensamente sobrepresionados hasta una profundidad de aproximadamente 2,590 m [8,500 pies] bajo el nivel del mar. El yacimiento principal, denominado Siph (D) 120/122, con un espesor productivo bruto de 152 m [500 pies], poseía una presión de formación inicial de 12,000 lpc [82.7 MPa], a una profundidad de 3,993 m [13,100 pies] bajo el nivel del mar.

La roca de formación corresponde a una arenisca de grano fino, entre pobremente consolidada y bien cementada, con una porosidad que fluctúa



^ Historia de fallas de pozos en la Formación Siph (D) 120/122. La perforación correspondiente a la Fase I tuvo lugar entre 1982 y 1989, y la correspondiente a la Fase II duró desde 1995 hasta 2001 (triángulos rojos del eje, *extremo superior*). El primer pozo de la Fase I falló en 1994, y el último, en 2001. Los pozos de la Fase II fallaron más rápidamente. La declinación de la presión (puntos) fue aproximadamente lineal con el tiempo. La formación exhibió una tasa de compactación alta (púrpura) en las primeras y en las últimas etapas de la vida productiva del campo, con una tasa reducida en el período intermedio. Un análisis (*extremo inferior*) indicó que los pozos de la Fase I experimentaron procesos de producción de arena (azul) antes de acumular y mantener presión detrás de la tubería de revestimiento (verde). La altura de la barra es la duración de la vida productiva del pozo antes del comienzo del problema. Los pozos de la Fase II exhibieron vidas productivas más cortas y no mostraron producción de arena. Las tasas de pozos pico (rojo) y constantes (azules) fueron significativamente más altas para los pozos de la Fase II.

túa entre el 20 y 32%, y una permeabilidad que varía entre 10 y 2,843 mD. La compresibilidad del volumen poroso es una función del tipo de roca y de la etapa de agotamiento y varía entre  $4 \times 10^{-6}$  y  $17 \times 10^{-6}/\text{lpc}$  [ $6 \times 10^{-4}$  a  $25 \times 10^{-4}/\text{kPa}$ ]. A abril de 2006, el yacimiento había sido agotado hasta alcanzar un nivel de 1,417 lpc [9.77 MPa]. Desde

1986 hasta 2000, la compactación máxima del yacimiento fue de 1.62 m [5.32 pies], con una cubeta de subsidencia de 0.3 m [1 pie] de profundidad (página anterior).

El desarrollo tuvo lugar en tres fases. Los pozos de la Fase I fueron perforados entre 1982 y 1989. Los pozos de la Fase II, entre 1995 y 2001

(izquierda). La falla en ambas fases ocurrió con un grado de deformación por compactación del 2 al 3%. Los pozos de la Fase III fueron perforados después del estudio de las causas de las fallas de pozos previas.

La existencia de presión sostenida detrás de la tubería de revestimiento en los pozos de la Fase I habitualmente comenzaba aproximadamente a los seis meses de producirse un incremento significativo de la producción de arena. La mayoría de las fallas de los pozos de la Fase I, producidas en los estratos de sobrecarga, tuvieron lugar cerca del tope del yacimiento; ninguna estuvo asociada con fallas geológicas conocidas. Los pozos experimentaron fallas mecánicas después de 10 a 13 años de producción.

El daño de la tubería de revestimiento en los pozos de la Fase II, comenzó mucho antes durante la vida productiva del pozo, después de uno a cinco años de producción, y mostró una alta correlación con la ubicación de las fallas geológicas principales. Hasta el momento de la evaluación, en el año 2001, no se había observado ningún episodio de producción de arena, pero todos los pozos mostraron mantenimiento de presión detrás de la tubería de revestimiento. Además de registrarse un régimen de producción mucho más alto en los pozos de la Fase II, los mismos fueron terminados en su totalidad con tratamientos de fracturamiento y empaque; los pozos de la Fase I utilizaron una diversidad de técnicas de terminación, pero ninguno fue terminado con tratamientos de fracturamiento y empaque.<sup>39</sup>

La compañía operadora BP realizó una evaluación de los modos de fallas utilizando modelos de yacimientos y pozos, y del comportamiento geomecánico de la formación y los estratos de sobrecarga. En el centro del campo, la compactación de la formación produjo un grado de deformación de la tubería de revestimiento suficiente para causar fallas geológicas

37. Li X, Mitchum FL, Bruno M, Pattillo PD y Willson SM: "Compaction, Subsidence, and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for the Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island 623 Field," artículo de la SPE 84553, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
38. Para obtener más información sobre el mantenimiento de presión detrás de la tubería de revestimiento, consulte: Abbas R, Cunningham E, Munk T, Bjelland B, Chukwueke V, Ferri A, Garrison G, Hollies D, Labat C y Moussa O: "Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal," *Oilfield Review* 14, no. 3 (Otoño de 2002): 18-31. Brufatto C, Cochran J, Conn L, Power D, El-Zeghaty SZAA, Fraboulet B, Griffin T, James S, Munk T, Justus F, Levine JR, Montgomery C, Murphy D, Pfeiffer J, Pornpoch T y Rishmani L: "Del lodo al cemento," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 70-85.
39. Para obtener más información sobre tratamientos de fracturamiento y empaque, consulte: Gadiyar B, Meese C, Stimatz G, Morales H, Piedras J, Profinet J y Watson G: "Optimización de los tratamientos por fracturamiento y empaque," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 18-31.

(abajo). Otro modelo geomecánico examinó el movimiento de las fallas y los planos de estratificación, indicando que las primeras no se reactivarían hasta que el agotamiento alcanzara aproximadamente 9,000 lpc [62 MPa], lo que sucedió aproximadamente un año después de la finalización del programa de perforación de los pozos de la Fase II. Este resultado explica por qué ninguna de las fallas mecánicas de los pozos de la Fase I fueron atribuibles al movimiento de las fallas geológicas.<sup>40</sup>

Además, se modelaron dos métodos de terminación de pozos utilizados en este campo. La orientación de los pozos oscilaba entre vertical y horizontal. En los pozos de la Fase II, se modeló una conexión típica de la superposición de la tubería de revestimiento y la tubería de revestimiento corta en los estratos de sobrecarga, que indicó que un pozo orientado verticalmente puede admitir un grado de compactación del 2% solamente en la formación adyacente, antes de alcanzar un grado de deformación plástica del 10%, que es el límite de diseño para la tubería de revestimiento. Por el contrario, el modelo señaló que un pozo horizontal puede admitir un porcentaje de compactación de la formación del 8% antes de alcanzar el límite de diseño.<sup>41</sup>

El segundo modelo de terminación examinó un arreglo de fracturamiento y empaque, también típico de los pozos de la Fase II. Nuevamente, un pozo horizontal puede admitir más deformación, 12% frente al 3% correspondiente a una orientación vertical, antes de alcanzar el límite de diseño del 10% (derecha).

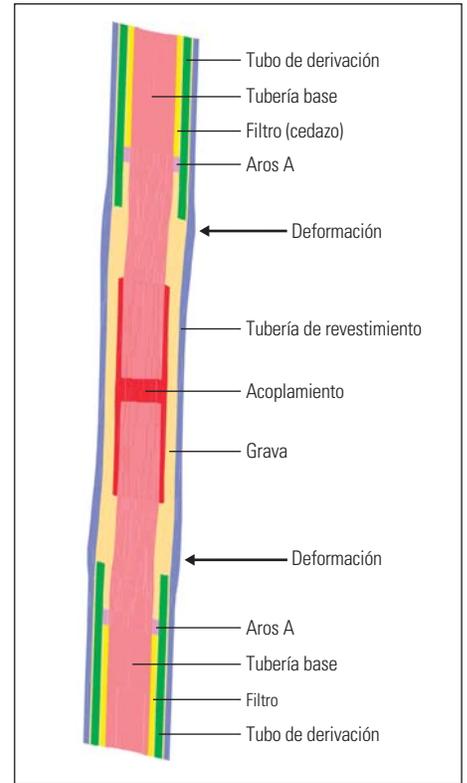
La evaluación indicó que tres de los cinco pozos clave de la Fase II experimentarían un grado de deformación por compactación del 2 al 3%, antes del final de la vida útil del campo, de

modo que serían necesarios pozos de reemplazo. Se ha iniciado una tercera etapa de perforación, pero sólo quedan aproximadamente 1,800 lpc [12.4 MPa] de agotamiento antes del abandono, lo que se traduce en un grado de deformación por compactación adicional inferior al 1.5%. Este valor es insuficiente para hacer que la terminación falle en la formación. No obstante, las fallas geológicas reactivadas presentes en los estratos de sobrecarga seguirán desplazándose y potencialmente someterán la tubería de revestimiento a esfuerzos de corte.

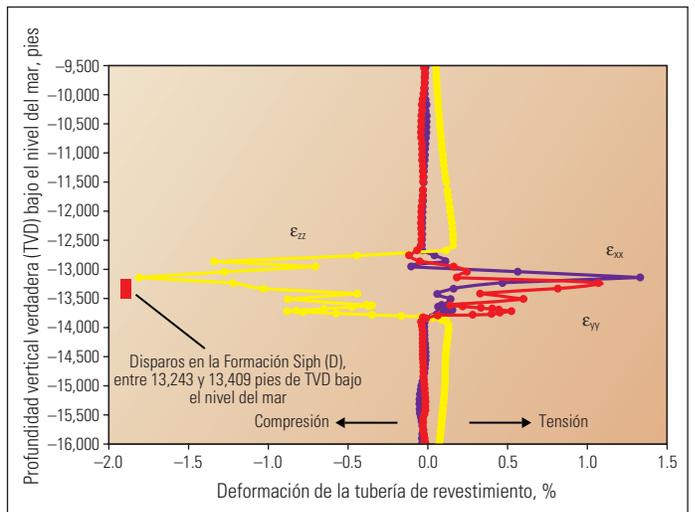
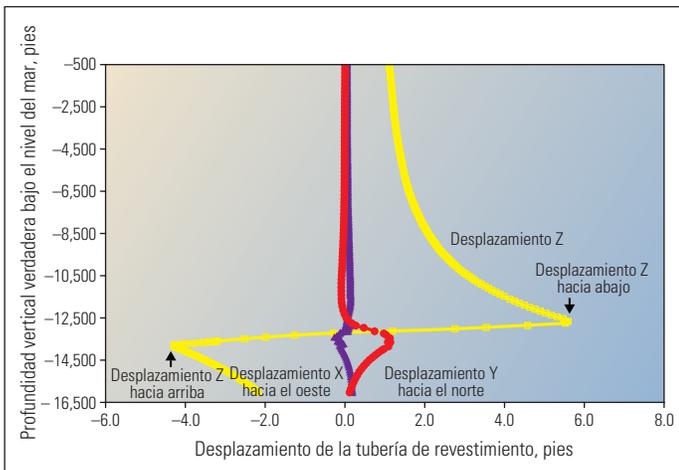
Los pozos de la Fase III fueron diseñados para contrarrestar el problema de deslizamiento de fallas y fortalecer la capacidad de sello estanco de los pozos; se perforaron tres pozos utilizando el diseño mejorado. En los estratos de sobrecarga sobrepresionados, el espacio anular se volvió a rectificar hasta alcanzar 38 cm [15 pulgadas] y se dejó sin cementar para evitar la posibilidad de que se produjera cizalladura en las fallas geológicas reactivadas. La tubería de revestimiento corta de 7 1/4 pulgadas se empalmó con la zapata de la tubería de revestimiento de 11 1/4 pulgadas y se cementó dentro de la tubería de revestimiento de 9 1/4 pulgadas, fortaleciendo el pozo tanto estructural como hidráulicamente.

Los pozos de la Fase III están produciendo con regímenes estables altos, de unos 425,000 m<sup>3</sup>/d [15 MMpc/d] para cada pozo. El estudio del Campo Matagorda Island proporcionó a BP una metodología para otros campos del Golfo de México. Por ejemplo, el Campo King West, que exhibía una compresibilidad mucho mayor que el Campo Matagorda Island, se consideró de riesgo bajo a moderado porque el agotamiento de la presión esperado es menor.<sup>42</sup>

En otro campo del Golfo de México se desarrolló un modelo mecánico del subsuelo 3D para asistir las operaciones de perforación y evaluar el impacto de la compactación sobre la estabilidad del pozo y la subsidencia. Este yacimiento de tur-

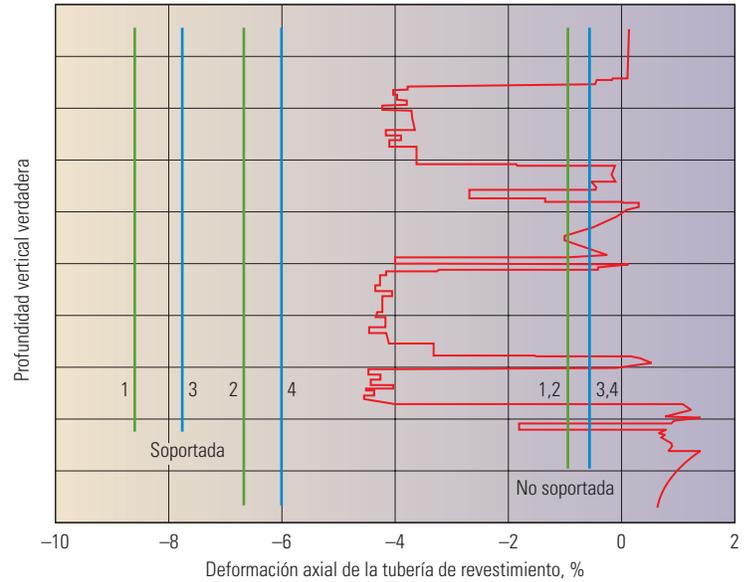
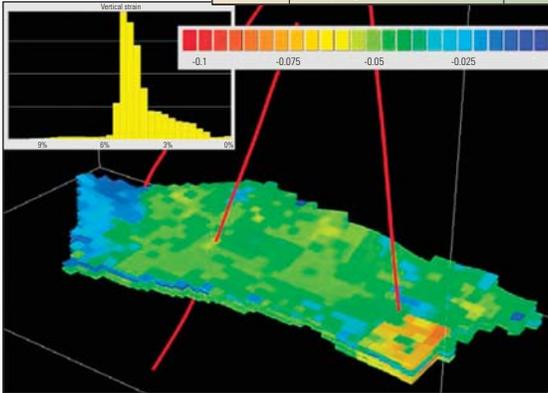


^ Cuadrícula de elementos finitos de un tratamiento de fracturamiento y empaque bajo compactación. La compactación de la formación condujo a una flexión localizada en la tubería de revestimiento (azul), entre el filtro (amarillo) y el acoplamiento (rojo).



^ Desplazamiento y deformación de la tubería de revestimiento en un pozo vertical. La compactación de la formación condujo a un desplazamiento significativo de la tubería de revestimiento en la Formación Siph (D) (izquierda). La deformación compresiva,  $\epsilon$ , alcanzó un porcentaje de aproximadamente 1.8%, con deformaciones laterales por tracción (derecha).

Caso	Diámetro y peso de la tubería de revestimiento	Módulo de Young de la formación, lpc
1	9 7/8 pulgadas. 62.8 lbm/pie	147,000
2	9 7/8 pulgadas. 62.8 lbm/pie	88,300
3	7 3/4 pulgadas. 46.1 lbm/pie	147,000
4	7 3/4 pulgadas. 46.1 lbm/pie	88,300



^ Deformación de la formación y de la tubería de revestimiento en un campo de turbiditas del Golfo de México. El modelo mecánico del subsuelo indica que el grado de deformación vertical en la formación puede alcanzar el 8% (sombras de amarillo y naranja) en la porción del campo que posee la porosidad más alta (*extremo inferior izquierdo*). A lo largo de una trayectoria de pozo propuesta, cerca de esa zona de alta porosidad, la deformación compresiva producida sobre la tubería de revestimiento excede el 4% en las formaciones de areniscas, con una deformación debida a la tracción de hasta 1% en las lutitas interestratificadas (*gráfica*). Estos valores son más bajos que la deformación vertical de la formación porque el pozo es un pozo desviado, pero la desviación también introduce esfuerzos de corte en la tubería de revestimiento. En la tabla se identifican cuatro casos: se analizaron dos tipos de tuberías de revestimiento, para dos valores del módulo de Young de la formación cada uno. En los cuatro casos, la tubería de revestimiento no soportada se flexiona cuando su grado de deformación es inferior al 1% (*derecha, en el gráfico*). No obstante, si se encuentra soportada por la cementación y la formación, la tubería de revestimiento puede tolerar un grado de deformación compresiva del 6% o un porcentaje superior antes de flexionarse (*izquierda, en el gráfico*), lo que indica que las deformaciones previstas sobre la tubería de revestimiento se encuentran dentro de los límites aceptables si la misma está soportada.

biditas de aguas profundas, operado por Murphy Oil, comprende areniscas y lutitas interestratificadas.<sup>43</sup> El modelo indicó que el grado de deformación vertical podía ser de aproximadamente 8%, en una sección de alta porosidad del campo. Incluso en una zona del campo con menor grado de deformación, el pozo podría experimentar la flexión de la tubería de revestimiento si no tuviera el soporte de la cementación y la formación (*arriba*). Esto demostró la importancia de perforar un pozo en calibre con la tubería de revestimiento centralizada, lograr una operación de cementación de buena calidad y producir de una forma tal que se evite la producción de arena.

### Superación de la sensación de hundimiento

La lucha por el control de la subsidencia seguirá adelante. Como lo ilustran los estudios de casos, los ingenieros y los geocientíficos continúan desarrollando y empleando nuevas herramientas para comprender y mitigar sus efectos.

Los simuladores geomecánicos y de flujo pueden convertirse en herramientas poderosas para la contienda, pero por el momento siguen siendo considerados demasiado lentos para el manejo cotidiano de los yacimientos. La aplicación de estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición para monitorear la compactación a lo largo de grandes porciones de yacimientos, ha progresado a grandes pasos en los dos últimos

años; las mediciones satelitales poseen el potencial para proveer una cobertura igualmente vasta para la subsidencia. Los métodos de inyección de agua han sido utilizados durante muchos años para combatir la subsidencia, pero su combinación con los nuevos métodos de modelado y monitoreo promete convertirlos en una práctica de manejo más precisa y efectiva.

La mitigación del daño producido al pozo es, al menos en parte, una cuestión económica. Con suficiente cantidad de acero en el pozo, muchos más pozos pueden ser protegidos frente a los fenómenos de compactación, estiramiento, o movimiento secundario de las fallas geológicas. Pero esa protección tiene un costo muy alto. Además, los avances registrados en las técnicas de modelado están ayudando a realizar elecciones de terminación de pozos inteligentes.

Los nuevos problemas estimularán el desarrollo de nuevas herramientas. La plataforma de barrido acústico Sonic Scanner provee información acerca de las condiciones existentes alrededor de un pozo.<sup>44</sup> La herramienta mide valores de anisotropía por ondas de corte de tan sólo 2%. Sus profundidades de investigación múltiples pueden proveer un perfil radial del comportamiento compresional y de cizalladura a varios pies dentro de la formación. La aplicación de esta herramienta en un ambiente de compactación dinámico ofrece la promesa de generar nuevos

descubrimientos y quizás nuevas formas de determinar los parámetros geomecánicos en sitio.

Si bien la ciudad de Venecia continúa hundándose actualmente, mediante la comprensión de los efectos de la extracción de agua y gas y el cierre de esos pozos, los planificadores lograron controlar los efectos de la subsidencia generada por el hombre, reduciendo en forma asombrosa el ritmo de hundimiento de la ciudad. El modelado, monitoreo y adquisición de registros reducen las incertidumbres asociadas con la compactación de un yacimiento, permitiendo que las compañías mitiguen su efecto en los campos de petróleo y gas. No obstante, como en Venecia, la lucha entre la naturaleza y la tecnología continúa. —MAA

40. Li et al, referencia 37.

41. Li et al, referencia 37.

42. Li X, Tinker SJ, Bruno M y Willson SM: "Compaction Considerations for the Gulf of Mexico Deepwater King West Field Completion Design," artículo de las SPE/IADC 92652, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.

43. Sayers C, den Boer L, Lee D, Hooyman P y Lawrence R: "Predicting Reservoir Compaction and Casing Deformation in Deepwater Turbidities Using a 3D Mechanical Earth Model," artículo de la SPE 103926, presentado en la Primera Conferencia y Exhibición Internacional del Petróleo de México, Cancún, México, 31 de agosto al 2 de septiembre de 2006.

44. Arroyo Franco JL, Mercado Ortiz MA, De GS, Renlie L y Williams S: "Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones," *Oilfield Review* 18, no. 1 (Verano de 2006): 16-35.