

Mejorar la interpretación dinámica en el Campo Valhall mediante la correlación de la actividad de pozos a firmas sísmicas 4D

Yi Huang, Colin MacBeth,^{1*} Olav Barkved¹ y Jean-Paul van Gestel²

Resumen

Las secuencias de los cambios sísmicos 4D extraídas en diferentes intervalos de tiempo de levantamientos sísmicos repetidos múltiples veces, se correlacionan con las secuencias de tiempo idénticas de volúmenes de líquido acumulativo producidos a partir de los pozos o inyectados en ellos. Mapas de estas correlaciones cruzadas han sido mostrados previamente para producir una señal localizada en las cercanías o pozos individuales conectados. La técnica se aplica a los levantamientos sísmicos repetidos frecuentemente a partir de la vida de proyectos de campo sísmicos en el campo Valhall, para el cual la firma sísmica 4D es dominada por el agotamiento de la presión de compactación-asistida. Para estos datos, tanto la impedancia acústica como los atributos de desplazamiento temporal se consideran tener una correlación notablemente coherente con la actividad de grupos seleccionados de pozos. Además, los mapas de estos resultados tienen una escala suficientemente fina para resolver interferencias en las respuestas sísmicas, generadas por pozos demasiado cercanos y zonas de fugas discretas de gas a lo largo de los productores horizontales. De ese modo, concluimos que al unir los datos de pozos y los datos sísmicos 4D utilizando el método propuesto por nosotros, se obtiene un nuevo atributo para la interpretación dinámica del yacimiento productor.

Introducción

Una firma sísmica 4D no puede interpretarse de forma inequívoca, sin una comprensión clara de los datos de producción históricos para el campo de interés. Así, por ejemplo, el endurecimiento del reservorio (aumento de impedancia) en torno a un productor puede estar vinculado a una disminución de la presión de poros, o al ablandamiento (disminución de impedancia) en torno a un inyector para un aumento de presión de poros. Poniendo la señal sísmica en el contexto de la actividad del pozo se resuelve la ambigüedad del endurecimiento causado predominantemente por la explicación alternativa de la invasión del agua, o el ablandamiento por el gas que sale de la solución.

Otra forma de entender la firma sísmica 4D es por su tiempo con respecto a la actividad del pozo. Una señal aumentada de la presión a partir de la activación de un inyector, se puede identificar a cierta distancia del pozo como un efecto de la presión antes de la llegada de la línea costera. En general, podemos esperar que la evolución de las firmas sísmicas de reiterados levantamientos sísmicos esté relacionado con la actividad del pozo en los intervalos de tiempo correspondientes. La actividad del pozo se define aquí como la variación en los volúmenes medidos de los pozos en el campo, producidos o inyectados en la formación en el tiempo (Huang y MacBeth, 2009; Huang et al., 2010).

A medida que se adquieren más estudios 4D a intervalos de tiempo más corto, la correlación entre la causa (variaciones de la saturación y la presión inducida por la actividad del pozo) y el efecto (la firma sísmica 4D) se puede utilizar en la práctica. La implementación de este enfoque centrado en el pozo requiere múltiples disparos de levantamientos sísmicos a intervalos frecuentes en el mismo yacimiento. En este sentido, una tendencia importante en el desarrollo de la adquisición sísmica 4D en la última década, ha sido el uso más común de levantamientos sísmicos adquiridos frecuentemente. En la actualidad hay muchos campos en el Mar del Norte para los cuales se han hecho disponibles conjuntos de datos. Por ejemplo, la vida de proyectos sísmicos de campo (LoFS) se ha implementado en el campo Valhall, que hasta ahora ha entregado 12 o más disparos de levantamiento sísmico 3D a intervalos de tiempo de 2-10 meses de diferencia. Proyectos similares se han iniciado en el Campo Clair (Foster et al., 2008), el campo Snorre (Morton et al., 2009) y el campo Ekofisk (Haugvaldstad et al., 2010). En un contexto más amplio, muchos campos tales como Norne (Osdal y Alsos, 2010) y Schiehallion (Florich et al., 2008) han sido disparados repetidamente con siete u ocho levantamientos de serpentina de arrastre, a intervalos de 12-24 meses de diferencia. El propósito de este artículo es demostrar que un monitoreo tan frecuentes no sólo satisface

¹ Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh EH14 4AS, UK.

² BP Norge, Godesetdalen 8, 4008 Stavanger, Norway.

* Corresponding author, E-mail: colin.macbeth@pet.hw.ac.uk

las necesidades para el agotamiento y monitoreo de inyección de agua, orientado a mejorar el rendimiento del pozo y la actualización precisa del modelo de simulación, sino que abre también el acceso a las herramientas interdisciplinarias que proporcionan un vínculo físico entre la información dinámica tanto en el ámbito sísmico como de ingeniería.

Relación de la actividad del pozo con la respuesta sísmica

En cualquier lugar específico en el depósito, la firma 4D es una función directa de la historia de producción e inyección de los pozos conectados a esa ubicación. Más concretamente, modificando la ecuación de saturación-presión propuesta de MacBeth et al. (2006) para involucrar sólo volúmenes de pozos, una firma 4D dominada por presión, evaluada durante un intervalo fijo de tiempo puede ser relacionada con la suma acumulada de los volúmenes producidos o inyectados de estos pozos. Por ejemplo, en la cercanía de un pozo individual, j , una firma 4D de ese tipo puede ser relacionada linealmente a la actividad del pozo, cuando se observa como una secuencia en muchos tiempos momentos diferentes. Sugerimos que los datos sísmicos adquiridos en múltiples levantamientos pueden explotar este principio. Para muchos disparos de levantamientos en la misma ubicación (x,y) en diferentes intervalos ΔT_k (donde $k = 1, \dots, P$) del tiempo calendario, es posible formar una secuencia de firmas 4D mapeadas AA_k asociadas a una secuencia correspondiente de los volúmenes acumulados $\Delta V_j(\Delta T_k)$ de la producción medida o los datos de la inyección (Huang and MacBeth, 2009) de modo que

$$\Delta A(x, y, \Delta T_k) = G \Delta V_j(\Delta T_k), \quad (1)$$

Donde el término agrupador G , a la derecha, contiene información sobre la geología, las propiedades de fluido, el modelo petroelástico, la conectividad y el grado de compartimentalización (y de ahí, las condiciones limítrofes del reservorio). Generalizando para combinar los efectos de un grupo conectado de productores M e inyectores N , los cambios sísmicos de lapso de tiempo $\Delta A(x,y)$ por cada intervalo de tiempo pueden ser escritos como

$$\Delta A_k(x, y) = G \left[\sum_{i=1}^M B_o \Delta V_{ik}^o + \sum_{j=1}^M B_w \Delta V_{jk}^w + \sum_{l=1}^N B_w \Delta V_{lk}^w \right], \quad (2)$$

donde B y B son los factores de volumen de formación para petróleo y agua respectivamente, ΔV^o la diferencia de volumen de petróleo, y ΔV^w la diferencia de volumen de agua producida o inyectada.

Sobre la base de las relaciones en las ecuaciones (1) y (2), Huang y MacBeth (2009, 2011) han demostrado que la amplitud de las señales sísmicas dominadas por la presión en el campo Schiehallion varían directamente con las fluctuaciones en la cantidad de líquido producido o inyectado en compartimentos cerrados. Ellos también llevaron a cabo

la simulación de flujo y estudios de modelado sísmico que validan el método propuesto para los diferentes atributos sísmicos y reservorios.

Con múltiples estudios sísmicos, se puede crear una secuencia de tiempo elaborando diferentes mapas para todos los posibles pares de los levantamientos, es decir, $\Delta A(x,y)$ para todos ΔT_k . De hecho, para levantamientos n hay $n(n-1)/2$ combinaciones de diferencias. Es la concatenación de estas diferentes combinaciones las que forman las secuencias utilizadas en este método. De ese modo, para los 10 levantamientos repetidos utilizados aquí para el campo Valhall, se puede generar una secuencia de 45 mapas claramente diferentes. Después de esto, el atributo de la secuencia sísmica $AA_p \Delta A, \Delta A_3, \dots, \Delta A_{45}$ para cada ubicación sísmica bin (x,y) se ha vinculado separadamente con la correspondiente secuencia de volúmenes acumulados $(\Delta V_1, \Delta V_2, \Delta V_3, \dots, \Delta V_{45})$ para un grupo de pozos conectados calculando la estadística de correlación cruzada normalizada (NCC) (Bevington, 1975). Una buena correlación implica una conexión con el pozo específico o grupo de pozos, a través de las ecuaciones (1) y (2). Esta medida se calcula para cada ubicación bin sísmica (x, y) , produciendo así un mapa de NCC en toda la región de reservorios de interés. Cuando mapeada, esta medida de correlación sísmica-a-pozo mantiene la resolución lateral de los datos sísmicos, por lo que es generalmente más alta que la del modelo de simulación de flujo.

Más levantamientos repetidos o alteraciones en la tasa de pozos lleva a una secuencia de escala de tiempo cada vez más complicada y fina, aumentando por lo tanto, la solidez estadística de la medida NCC. Para asegurar la estabilidad, se requiere un umbral de credibilidad mínimo para los mapas NCC, dado que para una secuencia determinada de tiempo el coeficiente NCC es sólo estadísticamente significativo por sobre un cierto valor. Por debajo de este umbral existe la posibilidad de que las muestras tomadas al azar puedan producir el mismo coeficiente (Bevington, 1975). Por ejemplo, para los 45 puntos usados aquí, las secuencias con coeficientes NCC superiores a 0.38 son significativas, con una confiabilidad del 99%, en tanto para 10 puntos este umbral se convierte en 0.77. Otra razón para umbralizar los mapas NCC utilizados en el actual trabajo es centrarse en la firma 4D inducida sólo por un pozo particular o grupo de pozos, y excluir las aportaciones de otros pozos. El coeficiente de correlación entre el grupo de pozos de interés seleccionados y la secuencia sísmica en este caso debe ser superior a la correlación de la secuencia entre los pozos excluidos y el grupo seleccionado.

El enfoque anterior abre la posibilidad de conciliar pozos y datos sísmicos en el dominio de datos en lugar de en el dominio del modelo. Los datos de pozo utilizados normalmente solo para la historia que coinciden con el dominio de ingeniería del yacimiento pueden ahora también ser integrados directamente con los datos sísmicos del lapso de tiempo. Ahora vamos a aplicar este enfoque a los datos de LoFS en Valhall. El método se aplica a los datos después de pruebas preliminares de modelado para determinar si

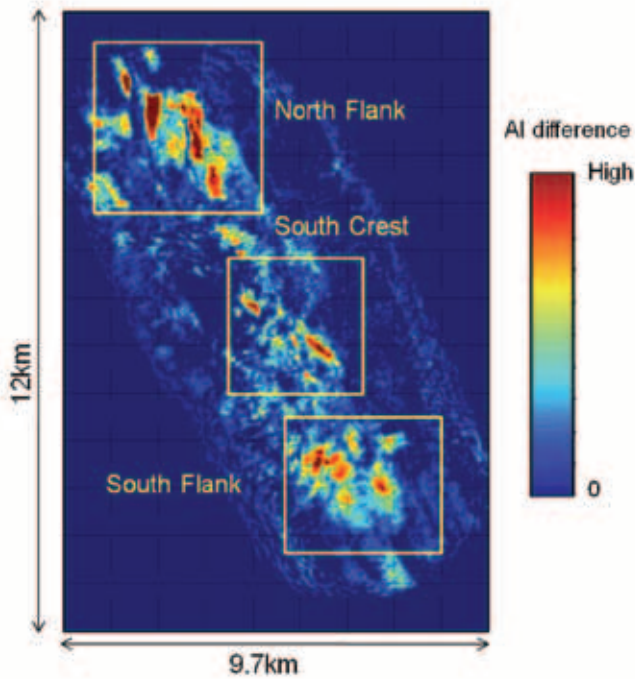


Figura 1 Mapa del cambio de impedancia acústica entre LoFS10 y la línea de fondo que muestra el contorno del campo Valhall. Se identifican tres grandes regiones de producción en el campo Valhall: el flanco norte, el flanco sur y la cresta del Sur, donde se aplica la técnica propuesta en este trabajo.

la señal 4D de compactación asistida, presión o saturación impulsada, responderá con un comportamiento similar al descrito anteriormente. Se probará a partir de los datos, que esta sísmica proporciona realmente un alto grado de conformidad con las predicciones de las ecuaciones (1) y (2).

Aplicación a LoFS de Valhall

El campo Valhall está ubicado en el Graben Central, Mar del Norte, en la esquina sur de la plataforma continental noruega. Fue descubierto en 1975 y ha estado en producción desde 1982, con la mayor parte de la producción bajo agotamiento primario. Como es típico en los campos de tiza, la roca del yacimiento se caracteriza por una alta porosidad y baja permeabilidad. Aproximadamente el 50% del mecanismo de arrastre proviene de la compactación de la roca y activa efectos geomecánicos que afectan directamente a la producción (van Gestel et al., 2008).

El enfoque esbozado en la sección anterior se aplica a tres áreas: el flanco sur, el flanco norte y las áreas del sur de Crest del campo (Figura 1). Al otro lado del campo, la respuesta sísmica se relaciona fuertemente con la reducción de la presión y la compactación resultante. Por lo tanto, se prevé que el método debe funcionar bien con estos datos. Un programa de inyección de agua se inició en 2007 y es necesario entender el patrón de agotamiento y la distribución del agua inyectada, y su consiguiente impacto en el desempeño del pozo y la colocación de pozos nuevos. Para ayudar en el seguimiento de este proceso se ha instalado un sistema de cables de fondo oceánico de cuatro componentes en todo el campo en Valhall en 2003. El levantamiento de la línea de fondo fue disparado en el otoño de 2003 y se han adquirido posteriormente 11 levantamientos 3D de LoFS hasta la fecha. Sólo los primeros 10 levantamientos se utilizaron para este documento. El conjunto de datos es ideal para probar nuestra enfoque de correlación sísmica-a-pozo.

Los 10 levantamientos sísmicos LoFS fueron disparados entre noviembre de 2003 y abril de 2008 a diferentes intervalos de tiempo de 2-10 meses. Los levantamientos produjeron secuencias con un total de 45 intervalos de tiempo derivados de todos los posibles pares de levantamientos. Estas combinaciones fueron elegidas de acuerdo con el esquema en la Tabla 1, aunque cabe señalar que la estadística NCC es independiente de las combinaciones elegidas. Con los datos de pozos proporcionados, los volúmenes de pozos acumulados para cada intervalo de tiempo se calcularon en base sólo al petróleo producido y las fases de agua, o agua inyectada. Los volúmenes de la superficie se corrigen a volúmenes en la presión del yacimiento utilizando los factores de formación de volumen relevantes como en la ecuación (2). A pesar de que se pueden observar fuertes cambios sísmicos 4D en las tres regiones de interés, se sabe que existen algunos retos a la interpretación sísmica dinámica 4D. Se mostrará cómo nuestros resultados pueden ser utilizados para mejorar la interpretación en estas áreas, y ayudar a resolver estas dificultades potenciales. Abordamos estos temas mediante dos tipos de atributos sísmicos: la diferencia en impedancia acústica (IA) obtenida a través del proceso de inversión de colores, más una fase de calibración (Connolly, 1999), y los atributos de desplazamiento temporal que se extraen de la sobrecarga y puede ser correlacionados a la compactación utilizando un factor R (Hatchell y Bourne, 2005).

Tabla 1 El orden en que se crean pares de diferencia de levantamiento en el lapso de tiempo con el fin de generar la secuencia definida en el texto principal. Cada secuencia está correlacionada con una secuencia definida de manera similar para la actividad del pozo.

	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10
	Nov,2003	Apr,2004	Jun,2004	Nov,2004	Apr,2005	Nov,2005	Jun,2006	Apr,2007	Dec,2007	Apr,2008
L1										
L2	L2L1									
L3	L3L1	L3L2								
L4	L4L1	L4L2	L4L3							
L5	L5L1	L5L2	L5L3	L5L4						
L6	L6L1	L6L2	L6L3	L6L4	L6L5					
L7	L7L1	L7L2	L7L3	L7L4	L7L5	L7L6				
L8	L8L1	L8L2	L8L3	L8L4	L8L5	L8L6	L8L7			
L9	L9L1	L9L2	L9L3	L9L4	L9L5	L9L6	L9L7	L9L8		
L10	L10L1	L10L2	L10L3	L10L4	L10L5	L10L6	L10L7	L10L8	L10L9	

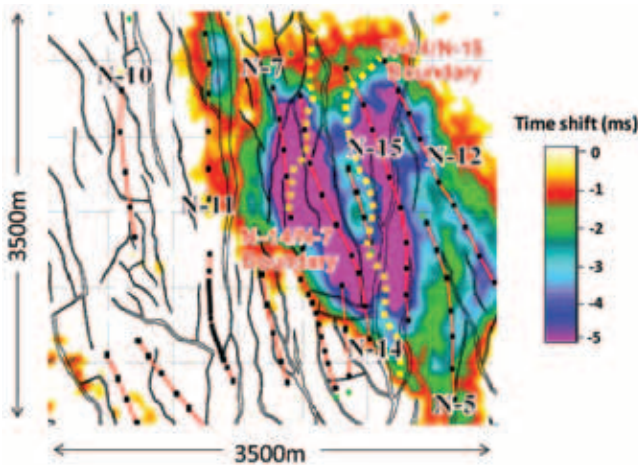


Figura 2 Pozos de producción importantes (en rojo) en el flanco Norte superpuestos sobre cambios de tiempo mapeados entre LoFS10 y el levantamiento de la línea base. Los cuadrados negros indican perforaciones y las líneas negras interpretan las fallas. Las líneas de puntos amarillos son los límites comunes de la separación entre las respuestas N-14 y N-15 obtenidas mediante la aplicación de la técnica en este trabajo.

Ejemplo seleccionado 1 - Flanco Norte

El campo es producido en su mayoría por muchos pozos horizontales de largo alcance (Barkved et al., 2009), y se puede ver que las firmas sísmicas 4D se asocian claramente con perforaciones individuales. La figura 2 muestra cómo el cambio de hora se comporta en esta área, en relación con los pozos. Sin embargo, se observa que debido al denso posicionamiento de los pozos, es difícil resolver con precisión las respuestas individuales de los pozos utilizando los atributos sísmicos 4D convencionales, ya que las respuestas situadas en las cercanías se superponen e interfieren.

En la Figura 3a se muestran gráficos obtenidos en los volúmenes acumulados de los siete pozos en el flanco Norte. Comparar y correlacionar estas secuencias de actividades de pozos es un paso referencial previo importante para este estudio, y nosotros identificamos dos grupos distintos de pozos, cada uno con características similares (Tabla 2). En el primer grupo están los pozos N-5, N-7 y N-15 (Figura 3b), con coeficiente de correlación intragrupo entre 0,94 y 0,99. En el segundo grupo están los pozos N-11, N-12 y N-14 (Figura 3c), con una correlación similar intragrupo, pero una correlación

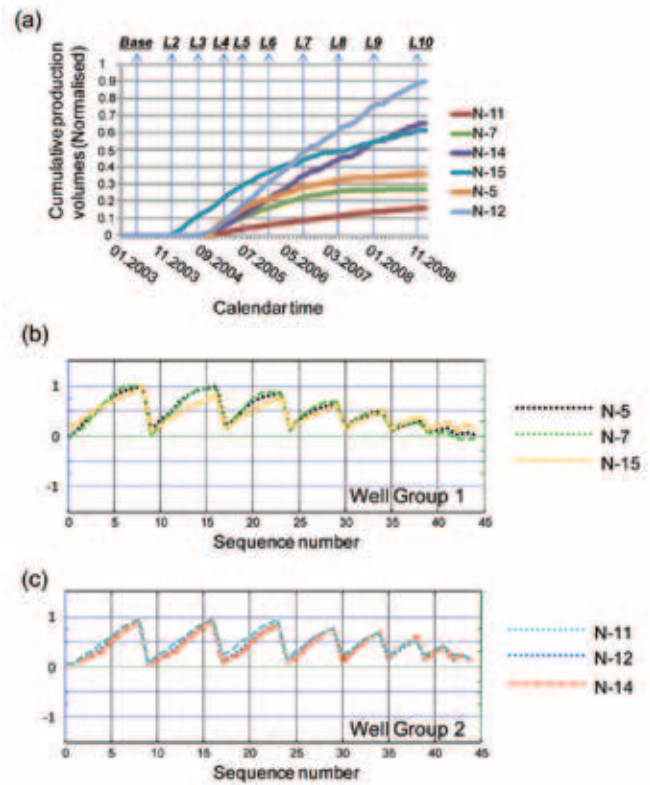


Figura 3 (a) Volúmenes de fluido acumulados producidos de los pozos del flanco norte. Los gráficos han sido convertidos en las secuencias de tiempo de los volúmenes acumulados. Los pozos con volúmenes acumulados de similar secuencia se muestran juntos: (B) Grupo 1 - N-7, N-15 y N-5, y (c) Grupo 2 - N-11, N-12 y N-14.

con el primer grupo de 0,883. Al parecer, sólo posible separar los dos grupos sobre la base de su distinto comportamiento.

Continuando con el análisis de la correlación sísmica-a-pozo, todos los pozos se correlacionan fuertemente con las firmas del lapso de tiempo, cuando se trazan en el tiempo calendario o números de secuencia definidos por diferentes combinaciones de intervalo de tiempo. La figura 4 muestra un mapa de la estadística NCC definida a partir de la sección anterior, que relaciona la actividad del pozo del Grupo 1 (como caracterizada también por el pozo N-15) con el atributo de desplazamiento temporal 4D. En este caso, el umbral para el mapa se fija en 0,85 para eliminar las correlaciones indeseables con el Grupo 2. Curiosamente, se pone de

		Group 1			Group 2		
		N-5	N-15	N-7	N-11	N-12	N-14
Group 1	N-5	1					
	N-15	0.958	1				
	N-7	0.992	0.945	1			
Group 2	N-11	0.916	0.926	0.912	1		
	N-12	0.875	0.905	0.870	0.988	1	
	N-14	0.835	0.878	0.830	0.972	0.993	1

Tabla 2 La matriz de NCCs calculada entre las secuencias de tiempo de los volúmenes acumulados que se han producido en los pozos del flanco norte. Los pozos se dividen de forma poco rígida en dos grupos basados en la magnitud de sus correlaciones cruzadas. Las correlaciones entre los pozos en el grupo 1 y 2 son más bajas que cualquiera de las correlaciones intra-grupo.

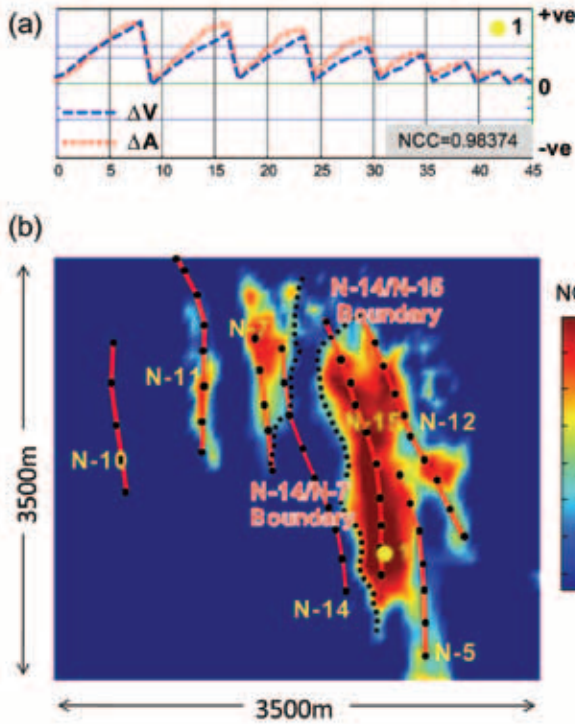


Figura 4 (a) La secuencia temporal de los cambios sísmicos ΔA y volúmenes acumulados de grupo de pozo ΔV extraído desde el punto de observación 1 en el reservorio. (b) La estadística NCC mapeada y umbralizada generada usando la actividad del pozo N-15. Las líneas de puntos interpretan los límites entre las zonas de influencia de la N-15 y N-14, y entre aquellas de de N-14 y N-7. Estas líneas son comunes con la Figura 5.

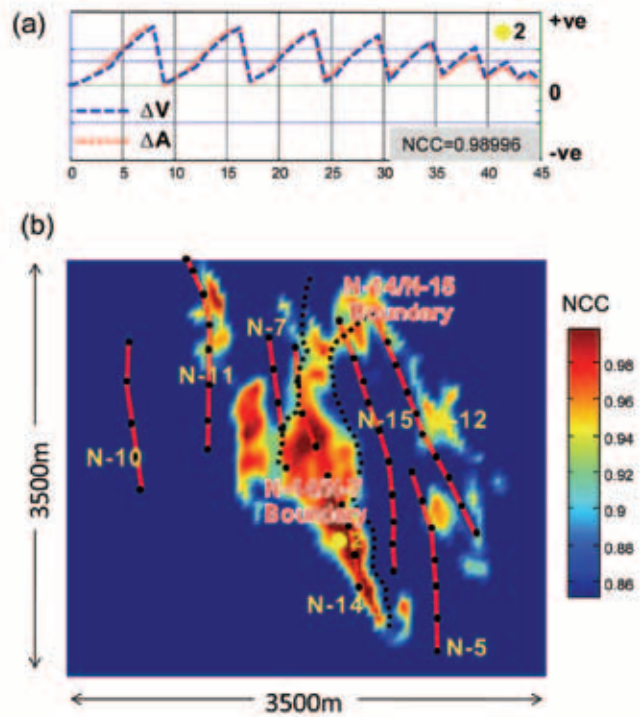


Figura 5 (a) La secuencia temporal de los cambios sísmicos ΔA y volúmenes acumulados ΔV extraído desde el punto de observación 2 en el reservorio. (b) La estadística NCC mapeada y umbralizada generada usando la actividad del pozo N-14. Las líneas de puntos son los límites interpretados entre las áreas de influencia de la N-15 y N-14, y de N-14 y N-7 - estos son idénticos a los de la Figura 4.

manifiesto una característica importante, fuertemente concentrada alrededor del pozo N-15, con menores concentraciones alrededor de los otros pozos del Grupo 1, N-5 y N-7. El proceso de correlación ha separado la respuesta sísmica original en discretas áreas de drenaje influenciadas por los pozos en el Grupo 1. La figura 5 muestra el correspondiente mapa NCC para la correlación entre los pozos del Grupo 2, tal como caracterizados por el pozo N-14, y el atributo de desplazamiento temporal, con una configuración de umbral idéntica. Las anomalías más importantes se concentran ahora en la N-11, N-12 y N-14. En ambos mapas, los límites de separación entre las áreas de drenaje de la N-15 y N-14 son ahora claramente visibles, y estas son muy diferentes de cualquier interpretación que pueda hacerse sobre la respuesta sísmica observada en la Figura 2. Cabe señalar, sin embargo, que a pesar de que se ha logrado la separación deseada, se siguen observando las respuestas a N-12 y N-11 del grupo 1, lo que supone un defecto del estrecho margen entre correlación intra- e interpozo que existe para este caso en particular. Tenga en cuenta que ambas correlaciones siguen siendo más altas que el umbral de significación estadística de 0,38 al 99% de confianza.

Ejemplo seleccionado 2 - Flanco Norte

La figura 6 muestra el desarrollo general de los cambios positivos de AI en todo el flanco sur, lo que indica un efecto de

endurecimiento de reservorio, relacionado con la reducción de la presión y la compactación resultantes. Sin embargo, también es sabido que en algunas de las perforaciones de gas

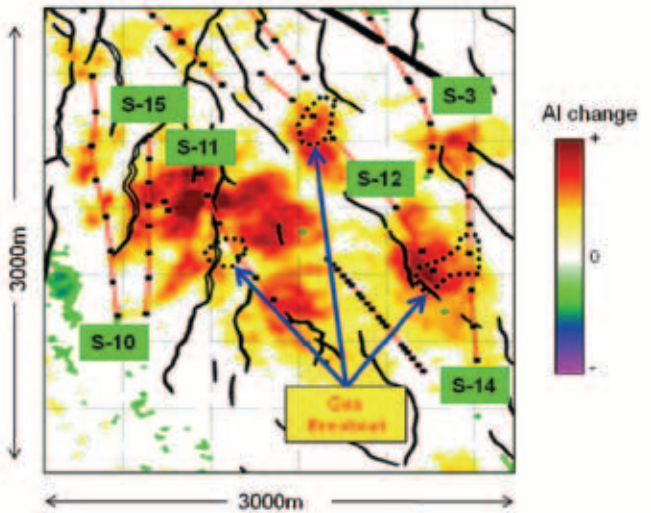


Figura 6 Las rutas del pozo y los lugares de perforación para los pozos de mayor producción en el flanco Sur superpuesto sobre el cambio AI mapeado entre LoFS10 y el levantamiento de la línea base. El cambio positivo de impedancia acústica indica el endurecimiento del reservorio causado por la fuerte compactación de éste debido a la fuerte presión en el reservorio. Las áreas circulares de puntos corresponden a las zonas de evolución de gas identificadas por la técnica de correlación en este documento.

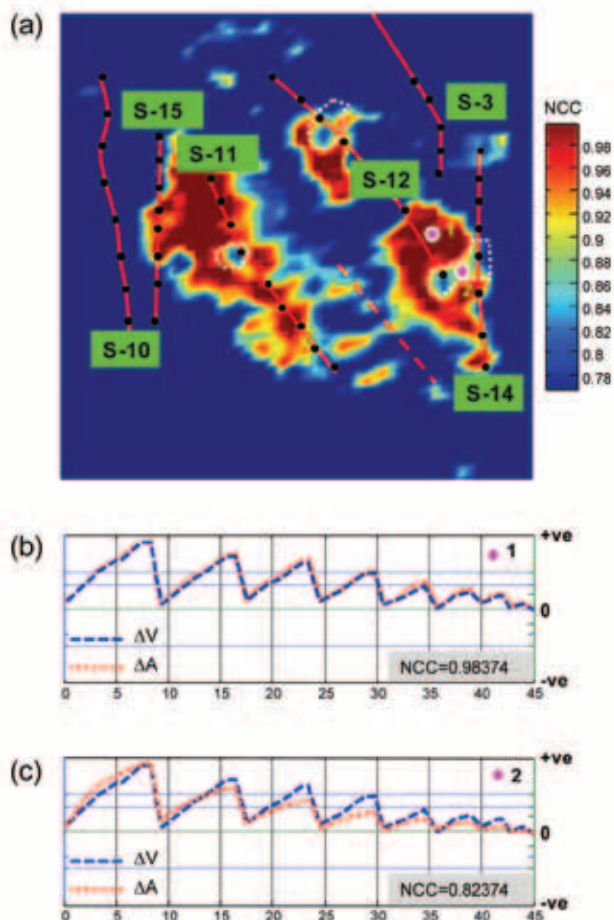


Figura 7 (a) Mapa NCC calculado utilizando la secuencia de pozo de S-12. Se han observado regiones de baja correlación y se han destacado usando líneas discontinuas. Las secuencias de tiempo de cambios sísmicos y volumen acumulado se calculan para dos puntos de observación 1 y 2, donde los cambios sísmicos 4D están dominados por la (b) compactación del depósito y (c) una combinación de la compactación del depósito y el efecto de las fugas de gas.

sale de la solución debido a la disminución de la presión de poro por debajo del punto de burbuja, causando una reducción en la impedancia. La posición exacta de estas localizaciones es difícil de detectar en el atributo de IA por el efecto de enmascaramiento de compactación e interferencia entre pozos. Para abordar este problema, los pozos en esta área que influye en la respuesta sísmica están nuevamente divididos en dos grupos, de acuerdo a sus distintas actividades: pozos S-11, S-12, S-14 y S-15 en el Grupo 1, y S-3 y S-10 en el Grupo 2. La Tabla 3

		Group 1				Group 2	
		S-11	S-12	S-14	S-15	S-3	S-10
Group 1	S-11	1					
	S-12	0.988	1				
	S-14	0.991	0.983	1			
	S-15	0.971	0.983	0.982	1		
Group 2	S-3	0.516	0.573	0.833	0.448	1	
	S-10	0.516	0.573	0.76	0.448	0.943	1

Tabla 3 NCCs calculados para secuencias de tiempo de los volumen acumulados desde el flanco Sur.

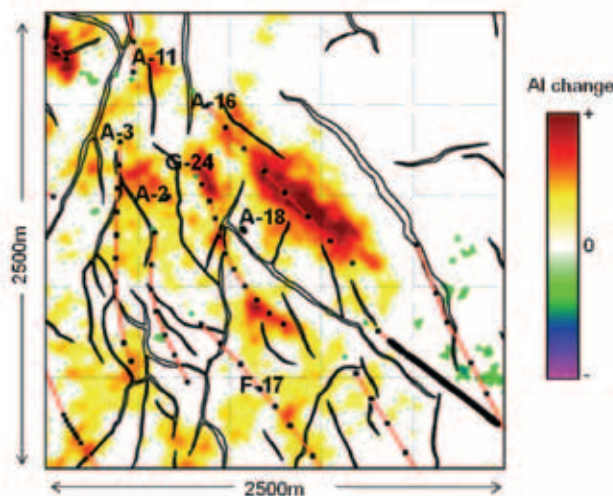


Figura 8 Cambio de impedancia acústica mapeado en la cresta Sur del campo Valhall. G-24 es un inyector, el resto de los pozos son productores.

muestra la correlación resultante de pozo-a-pozo lo que indica que, en este caso, hay una diferencia más grande entre las correlaciones intra- e interpozos.

La figura 7 muestra el mapa NCC de la correlación sísmica-a-pozo correlación resultante con un umbral de 0,75, generado por la correlación de las firmas de IA con S-12, que caracterizan el Grupo 1. Los mapas revelan dos zonas de fuerte correlación asociadas a los pozos de S-11 y S-12 y una zona más débil relacionadas con S-14, pero también pequeñas regiones circulares de correlación reducida, posicionadas sobre las perforaciones de los pozos. Este debilitamiento de correlación es causado por el gas exsolvido que interrumpe y revierte la tendencia de endurecimiento sistemático establecida entre la disminución de la presión y el atributo AI. Estas zonas no son evidentes en el mapa del cambio de IA que se muestra en la Figura 6. De hecho, un estudio separado (Barkved et al., 2009) ha demostrado que se requiere un atributo diseñado con una combinación de varios atributos específicamente a iluminar estas zonas de gas en particular. Estas zonas corresponden a perforaciones particularmente activas y competentes, con buena conexión a la formación, la alta calidad del reservorio y, por lo tanto, el agotamiento de presión desarrollada en el pozo.

Ejemplo seleccionados 3 – Crest de Sur

Nuestro tercer ejemplo se basa en la inyección del G-24 sobre la cresta del Sur, rodeado por un número de pro-

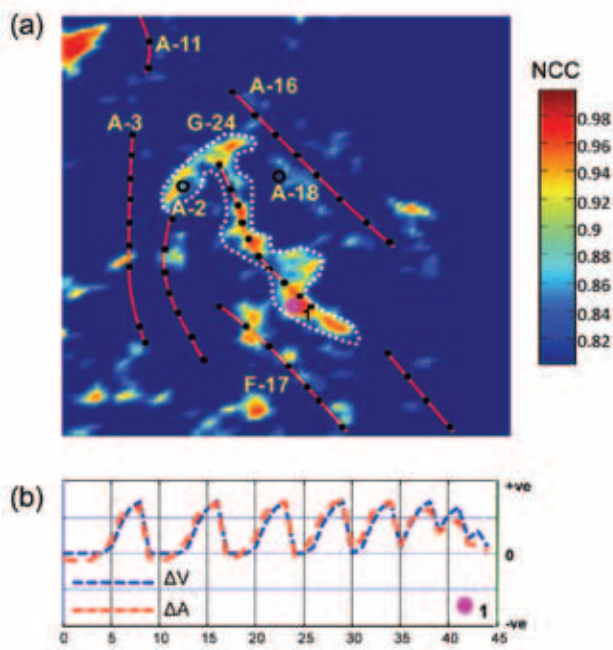


Figura 9 (a) NCCs generados utilizando la actividad del pozo de G-24. Se muestra también una interpretación aproximada de la zona inyectada de agua en las cercanías de G-24 (línea de puntos blancos). (b) La secuencia de tiempo de los cambios sísmicos y los volúmenes acumulados extraídos desde el punto de observación 1. Las líneas rojas delimitan las trayectorias del pozo.

ductores de A-2, A-3, A-11, A-16 y A-18 (van Gestel et al., 2010). G-24 inicia la inyección después del sexto levantamiento LoFS y luego inyecta a una velocidad constante. Para detectar la inyección de agua resultante, precisamente, el efecto de endurecimiento de reservorio causado por la intrusión de agua debe ser identificado en la respuesta de IA (figura 8). Desgraciadamente, el endurecimiento del reservorio de una magnitud similar también puede ser inducido por el agotamiento de la presión de los productores vecinos. Esta interferencia hace que sea muy difícil delinear la zona inyectada de agua (waterflooded) con este atributo. Esto es particularmente cierto en la región entre el G-24 y A-16 o F-17. Sin embargo, los coeficientes de correlación interpozos entre G-24 y A-16, y entre el G-24 y F-17 son 0.768 (tabla 4), y por lo tanto la separación de la respuesta con los productores vecinos sólo es posible para altos umbrales NCC. Además, se encuentra aquí que el atributo NCC está afectado predominantemente por la zona inyectada de agua alrededor del G-24 y es menos sensible a la presión.

Estudios preliminares de modelado apoyan este hallazgo y muestran que la señal de presión definida por NCC es más baja y más espacialmente difusa, en comparación con la señal de saturación más fuerte y más compacta. La figura 9 muestra el umbral del mapa NCC de 0,80, generado correlacionando la actividad de G-24 con los cambios de impedancia acústica. Esto pone de manifiesto una fuerte conexión alrededor del G-24, relacionada posiblemente con la zona inyectada de agua, y una variación en la concentración asociada con las perforaciones individuales (tal vez relacionado con el desempeño de las terminaciones

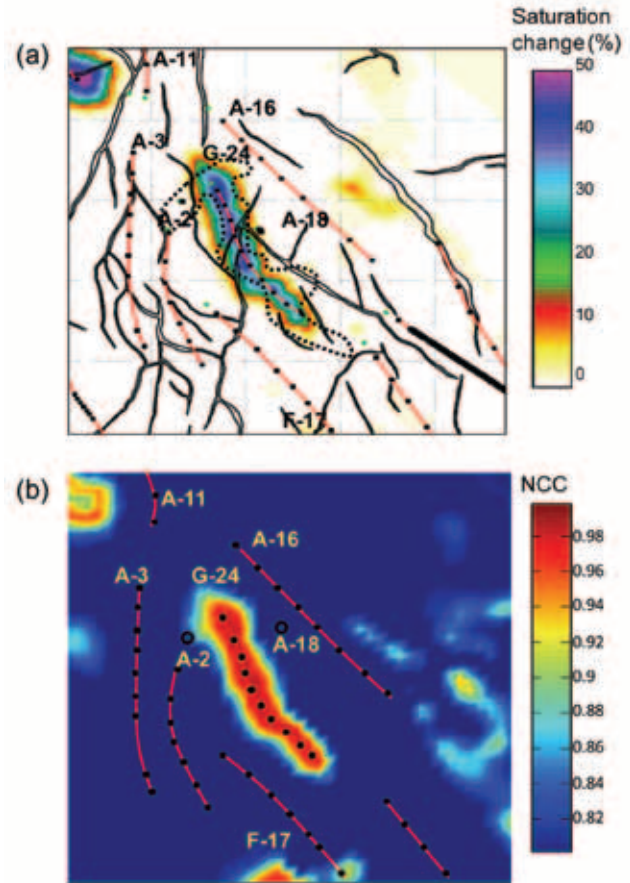


Figura 10 (a) Zona de inyección de agua interpretada a partir de la figura 9, indicada por la línea de puntos negros, usando la correlación sísmica-a-pozo superpuesta en el mapa que simula la diferencia de saturación de agua entre LoFS10 y el levantamiento de la línea base, en comparación con (b) mapa NCC calculado correlacionando la simulación de saturación de agua y la secuencia de la actividad del pozo G-24. Las líneas rojas delimitan las trayectorias del pozo.

de los inyectores). La zona delimitada por este enfoque está también en general de acuerdo con los resultados de flujo de fluido acoplado y simulación geomecánica, tal como se muestra en la figura 10a y el mapa NCC resultante en la figura 10b.

Discusión y conclusiones

Con todos los proyectos de lapso de tiempo es necesario establecer una relación entre los productos sísmicos 4D pro-

	G-24	A-16	F-17	A-3	A-2	A-18
G-24	1					
A-16	0.768	1				
F-17	0.768	1	1			
A-3	0.965	0.903	0.903	1		
A-2	0.816	0.987	0.987	0.935	1	
A-18	0.799	0.962	0.962	0.924	0.984	1

Tabla 4 Matriz de NCCs calculados entre cada par de secuencias de tiempo de los volúmenes acumulados derivados de los datos de producción de los pozos en la Cresta de la zona Sur. El inyector posee una notable diferencia de actividad de pozo en comparación con los otros pozos en esta área.

cesados y las simulaciones de flujo de fluido. Este objetivo se encuentra normalmente al adaptar sísmica 4D prevista y observada, ya sea a nivel cualitativo o cuantitativo a través de una adaptación sísmica histórica (Stephen y MacBeth, 2006). Como se observa los datos sísmicos no están, por lo general, suficientemente calibrados para garantizar una inspección cuantitativa detallada; creemos que la clave para superar estos dos dominios es comprender que las firmas sísmicas 4D deben responder directamente a los cambios en la producción del pozo y la inyección durante los períodos de tiempo durante los cuales se realizan los levantamientos 4D.

Los datos de pozo utilizados principalmente para la adaptación histórica en el ámbito de ingeniería de yacimientos, puede usarse ahora también para limitar la respuesta sísmica 4D y ayudar a reducir los niveles de ruido. Un ejemplo anterior de este concepto mostró cómo las restricciones de balance de materiales derivados de la simulación puede ser impuestos a la sísmica (Huang et al., 2000). En el presente artículo, se ha demostrado además que es posible correlacionar firmas sísmicas 4D de múltiples levantamientos reiterados adquiridos con el volumen acumulativo producido en los pozos en estos intervalos de tiempo. Las señales resultantes identifican sólo aquellas áreas de los datos sísmicos que están en sólida consonancia con la actividad del pozo y, por lo tanto, define las porciones del reservorio conectadas a los pozos. Esto es cierto independientemente de si las firmas sísmicas 4D están o no dominadas por la presión o la saturación. Esta información une los dominios sísmicos y de pozos sin el uso del modelo de simulación. La señal suele ser bastante robusta e informativa en comparación con las firmas sísmicas 4D individuales. La señal no es un atributo sísmico 4D convencional, en el sentido de que no se puede comparar pares seleccionados de series, sino más bien un promedio de múltiples levantamientos reiterados. De ese modo, la distribución del “atributo” y su significación estadística puede variar con el número de levantamientos múltiples disponibles y sus intervalos de tiempo en general. Este atributo sísmico se puede utilizar como una herramienta de diagnóstico para el examen de la conectividad del yacimiento y limita el modelo de simulación.

La aplicación del método de correlación pozo-a-sísmica en Valhall revela señales fuertes y localizadas alrededor de los pozos. La naturaleza limitada espacialmente de estas señales parece muy específica a la tiza de compactación, dado que una aplicación previa de la técnica para Schiehallion ha puesto de manifiesto un carácter diferente, más amplio. La causa de esta localización es, probablemente, la baja permeabilidad de la tiza y tal vez el mecanismo de compactación. La forma de las anomalías Valhall ha sido verificada por comparación con los resultados obtenidos a partir de sísmica sintética para el campo (no mostrado). Es importante destacar que las firmas de pozo únicas en

Valhall dan lugar a mayores coeficientes de correlación cruzada que las vistas con previas aplicaciones de la técnica. La eficacia de la técnica mejora con el número y la frecuencia de las encuestas 4D y cuanto mayor es la complejidad de la actividad del pozo.

En el futuro, dichas firmas porán permitir el análisis de los patrones de drenaje y acondicionamiento del modelo de simulación para evitar la falla del pozo. Esto lleva a la intolerable sugerencia de que, a pesar de las consecuencias prácticas, se deberían hacer más intentos para fluctuar la producción del pozo y la inyección durante los períodos de estudio para ayudar a la interpretación dinámica del reservorio.

Reconocimientos

Agradecemos a BP Noruega y Noruega Hess por permitirnos presentar este trabajo, a los patrocinadores del Proyecto de Lazo de Tiempo de Edimburgo, la Fase III y IV (BG, BP, Chevron, ConocoPhillips, EnCana, Eni, ExxonMobil, Hess, Ikon Ciencia, Landmark, Maersk, Maratón, Norsar, Ohm, Petrobras, Shell, Statoil, Total y Woodside) por el apoyo financiero y a Schlumberger-Geoquest por el uso de su software Petrel y Eclipse.

Referencias

- Barkved, O.I., Van Gestel, J.P., Bergsvik, L.S., Stockden, I. and Kommedal, J.H. [2009] Seismic PLT – linking seismic time-lapse responses to production and injection data. *71st EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, R033.
- Bevington, B.R. [1975] *Data Reduction and Error Analysis for the Physical Sciences*. McGraw-Hill, New York.
- Connolly, P. [1999] Elastic impedance. *The Leading Edge*, 18(4), 438-452.
- Florich, M., Evans, A., McCormick, D., Jenkins, G. and Stammeijer, J. [2008] Adding the temporal coherence dimension to 4D seismic data – assessing connectivity in the Schiehallion Field. *70th EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, E017.
- Foster, D., Fowler, S., McGarrity, J., Riviere, M., Seaborne, R. and Watson, P. [2008] Building on BP's large-scale OBC monitoring experience – the Clair and Chirag-Azeri projects. *The Leading Edge*, 27(12), 1632-1637.
- Hatchell, P. and Bourne, S. [2005] Rocks under strain: strain-induced time-lapse time shifts are observed for depleting reservoirs. *The Leading Edge*, 24(12), 1222-1225.
- Haugvaldstad, H., Lyngnes, B., Smith, P.J. and Thompson, A.I. [2010] Ekofisk time-lapse seismic – a story of continuous improvement. *72nd EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, M002.
- Huang, X., Will, R. and Waggoner, J. [2000] Reconciliation of time-lapse seismic data with production data for reservoir management: a Gulf of Mexico reservoir. *SPE* 65155.
- Huang, Y. and MacBeth, C. [2009] Direct correlation of 4D seismic and well activity for dynamic reservoir interpretation. *79th SEG Annual Meeting*, Expanded Abstracts, 28, 3840-3844.
- Huang, Y. and MacBeth, C. [2011] Direct correlation of 4D seismic and well activity for a clarified dynamic reservoir interpretation. *Geophysical Prospecting*, in press.

- Huang, Y., MacBeth, C., Barkved, O. and van Gestel, J.-P. [2010] Correlation of well activity to time-lapsed signatures in the Valhall field for enhanced dynamic interpretation. *72nd EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, M020.
- MacBeth, C., Floricich, M. and Soldo, J. [2006] Going quantitative with 4D seismic analysis. *Geophysical Prospecting*, **54**, 303-317.
- Morton A., Andersen, M. and Thompson, M. [2009] Field trial of focused seismic monitoring on the Snorre Field. *71st EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, X026.
- Osdal, B. and Alsos, T. [2010] Norne 4D and reservoir management – the keys to success. *72nd EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, L012.
- Stephen, K. and MacBeth, C. [2006] Reducing reservoir prediction uncertainty using seismic history matching, *SPE* 100295.
- Van Gestel, J., Kommedal, J.H., Barkved, O.I., Mundal, I., Bakke, R. and Best, K.D. [2008] Continuous seismic surveillance of the Valhall Field. *The Leading Edge*, **27**(12), 1616-1621.
- Van Gestel, J., Tjetland, G., Parikh, M.J., Kommedal, J.H. and Barkved O.I. [2010] Business impact of frequent time-lapse observations around Valhall water injection well. *72nd EAGE Conference & Exhibition*, Extended Abstracts, L009.

Received 20 September 2010; accepted 29 December 2010.