

EL EMPLEO DE DATOS SÍSMICOS EN EL MONITOREO INTEGRADO DE YACIMIENTOS

Xuri Huang, Laurent Meister, Rick Workman, y Alfonso González

Western Geophysical

EST. CONGRESOS
A TOPOGRAFICA

RESUMEN

Una administración efectiva de yacimientos depende del uso integrado de tecnologías que faciliten su entendimiento y exploten las interrelaciones existentes entre todos los datos disponibles. Los datos sísmicos en particular juegan un papel muy importante para el modelado dinámico de yacimientos, en el cual métodos de optimización buscan una solución acorde a todos los datos sísmicos, de pozo, y de razones de flujo disponibles. El proceso requiere de la construcción de un modelo tridimensional del yacimiento y de una integración rigurosa de datos sísmicos y de pozo. Los datos de pozo, con una buena resolución vertical y midiendo directamente las propiedades físicas del yacimiento, complementan a los datos sísmicos, con una mejor cobertura horizontal y midiendo indirectamente las propiedades de interés en el yacimiento. En este trabajo describimos una nueva metodología para la construcción de un modelo detallado del yacimiento, y utilizamos técnicas geoestadísticas para estimar las propiedades del modelo. El resultado es un modelo consistente con todos los datos estáticos disponibles. Una vez que ha sido caracterizado el yacimiento, el modelo puede ser mejorado en forma dinámica integrando la simulación del comportamiento del yacimiento con datos sísmicos de monitoreo (4-D). Esto es, la simulación del yacimiento es restringida para igualar la historia de producción del yacimiento, minimizando la diferencia entre los datos sísmicos sintéticos y datos sísmicos de monitoreo (4-D). Este proceso sistemático de optimización y ajuste mejora la factibilidad del modelo como predictor del comportamiento futuro del yacimiento, facilitando de esta manera su administración.

INTRODUCCIÓN

Durante la fase de explotación de un yacimiento, una vez que el yacimiento ha sido delineado y está en producción, es importante entender el movimiento del fluido, el mecanismo de flujo y las heterogeneidades del yacimiento para optimizar su explotación. Recientemente datos sísmicos tridimensionales se han utilizado para mejorar la caracterización del yacimiento mediante la extracción de atributos sísmicos que pueden ser correlacionados con parámetros del yacimiento utilizando técnicas geoestadísticas y de inversión. La petrofísica también juega un papel importante para entender las propiedades acústicas y dinámicas del yacimiento. Por otro lado, estudios de laboratorio han demostrado desde hace varios años que la sustitución de fluidos en una roca causa cambios en sus propiedades acústicas (Nur et al., 1989). Como los datos sísmicos responden a cambios acústicos, esto nos abre la posibilidad de utilizarlos en lapsos de tiempo para ver si estos cambios son detectables (Graeves and Fulp, 1987). Los primeros trabajos de sísmica de tiempo-lapso, como se le conoce a la tecnología, fueron puramente cualitativos, pero lograron demostrar que datos sísmicos adquiridos en tiempos diferentes, aún sin ser reprocesados, responden a cambios acústicos de la roca atribuibles a producción, dándonos una herramienta muy poderosa para aumentar el entendimiento del comportamiento de producción de un yacimiento (Anderson et al., 1996). En este estudio vamos mas allá de una comparación cualitativa, y utilizamos los cambios medidos en la respuesta acústica del medio para optimizar el proceso de simulación, restringiendo el modelo para que explique los cambios observados en los datos sísmicos.

ESTUDIOS DE TIEMPO-LAPSO

La reproducibilidad de los datos sísmicos es una consideración muy importante para estudios de tiempo-lapso y mucho esfuerzo se ha puesto en mejorarla. En el caso ideal datos sísmicos base, adquiridos antes del comienzo de la producción, y datos sísmicos de monitoreo, adquiridos posteriormente, son

reprocesados para garantizar que ambos sean sometidos a la misma secuencia de proceso. En muchos casos, sin embargo, los únicos datos disponibles han sido previamente procesados pudiendo ser difícil obtener toda la información necesaria para su reproceso. Por este motivo en este trabajo demostramos el uso de datos sísmicos de tiempo lapso utilizando datos previamente procesados y archivados. La secuencia de procesamiento de los nuevos datos debe de apegarse cuanto sea posible al procesamiento de los datos mas antiguos. Un factor importante durante el procesamiento es la selección de procesos estadísticos en el flujo. Procesos estadísticos tienen una tendencia a alterar las amplitudes y fases de la señal sísmica, y aunque cosméticamente puede haber una mejoría en los datos, hay peligro de perder los cambios sutiles de amplitud que buscamos en estudios de tiempo-lapso. Es por esto de que debemos evitarlos. Por ejemplo, es mejor una deconvolución consistente superficial que una deconvolución de traza a traza. Un proceso muy importante es migración, el cual mejora grandemente la calidad de la señal sísmica minimizando la interferencia. La migración asimismo simplifica el proceso de comparar los datos medidos con datos sísmicos sintéticos. Después de migración una traza sísmica muestrea el subsuelo verticalmente, validando el modelo convolucional. Antes de migrar el modelo no es válido. Los problemas de reproducibilidad de los datos sísmicos han sido recientemente discutidos por Beasley, et. al., (1996).

CARACTERIZACIÓN GEOESTADÍSTICA DE YACIMIENTOS

El objetivo de la caracterización de yacimientos es el obtener una distribución espacial de las propiedades estáticas del yacimiento. Esto es posible mediante la construcción de un modelo tridimensional del yacimiento y de una integración rigurosa de datos sísmicos con datos de pozo. Los datos de pozo tienen una buena resolución vertical y miden directamente las propiedades físicas del yacimiento, mientras que los datos sísmicos tienen una cobertura horizontal amplia y miden directa o indirectamente propiedades que son de interés en el yacimiento. En este trabajo describimos una nueva metodología para la construcción de un modelo detallado del yacimiento, y utilizamos técnicas geoestadísticas para estimar las propiedades del modelo. El modelo se construye utilizando herramientas innovativas consistentes en un armazón tridimensional de capas múltiples de rejillas curvilíneas. Estas rejillas respetan la complejidad estructural y estratigráfica del yacimiento. El modelo puede ser restringido por horizontes y fallas. Las propiedades de roca son asignadas a las rejillas utilizando atributos sísmicos que guían el proceso de interpolación. Técnicas geoestadísticas se usan para estimar las propiedades de roca en tres dimensiones. El mapeo geoestadístico toma en consideración las tendencias de los datos. El proceso es guiado por el resultado de un análisis de variograma completamente tridimensional lo cual permite cuantificar la variabilidad lateral y vertical de las propiedades del yacimiento, e introducir un sesgo direccional apropiado a la interpolación geoestadística. El resultado es un modelo totalmente tridimensional que es consistente con todos los datos disponibles. Esta construcción también nos facilita la simulación estocástica tridimensional para analizar diferentes escenarios que se ajustan a los datos y estimar una medida cuantitativa de incertidumbre, mejorando así nuestro entendimiento del yacimiento.

OBTENCIÓN DE DATOS SÍSMICOS SINTÉTICOS EN 3D

Para poder utilizar los datos sísmicos de tiempo lapso en forma cuantitativa, es necesario contar con datos sintéticos obtenidos a partir del modelo de caracterización y sus cambios a través del tiempo. Para esto, los datos del estudio inicial de caracterización del yacimiento se combinan con la información de registros de pozo, datos de laboratorio, e información de producción para construir el modelo inicial de simulación. En este trabajo enfatizamos la relación que existe entre las amplitudes de los datos sísmicos y la porosidad del yacimiento. Los mapas de porosidad obtenidos geoestadísticamente pueden ser relacionados a permeabilidad absoluta utilizando la relación:

$$\log(k) = a \cdot \Phi + b$$

en donde k es la permeabilidad absoluta, Φ es la porosidad, y "a" y "b" son constantes específicas del yacimiento que pueden ser obtenidas con la información de pozo. Utilizando un simulador del

comportamiento del yacimiento calculamos los cambios esperados en los parámetros que lo describen. El siguiente paso es el obtener el cambio en los atributos sísmicos inducido por estos cambios. Esto se hace utilizando el modelo descrito por las ecuaciones de Gasmann y el modelo convolucional. Los cambios en la respuesta sísmica obtenidos de esta manera pueden ser comparados con los cambios observados en los datos reales.

Una consideración muy importante es que la simulación del comportamiento del yacimiento y la predicción del cambio esperado en los datos sísmicos se puede hacer exclusivamente con información de pozos, sin datos sísmicos reales. Es decir, comparando la respuesta sísmica de los datos sintéticos. Esto abre la puerta a estudios de factibilidad, en los cuales la respuesta sísmica anticipada es utilizada para decidir si el cambio es lo suficientemente grande para justificar la colección de datos sísmicos nuevos. Si el cambio es considerable y la señal sísmica es buena, entonces los datos sísmicos tienen una probabilidad muy alta de reducir el riesgo y mejorar el entendimiento del comportamiento del yacimiento. Si el cambio anticipado es pequeño y el área es sísmicamente ruidosa, entonces no se justifica el costo adicional de adquirir y procesar más datos sísmicos.

COMPARACIÓN

El análisis de los datos sísmicos de tiempo lapso requiere la diferenciación de dos o mas volúmenes de datos después de su normalización. El primer requisito es que los datos que van a ser restados estén en la misma malla de referencia, utilizando interpolación en 3D si es necesario. El siguiente paso es evaluar la calidad de la señal sísmica. Bajo condiciones óptimas los datos en zonas fuera del yacimiento, donde no se esperan cambios, son casi idénticos y después de la resta el resultado es mínimo, al nivel del ruido sísmico y con poca coherencia lateral. En esta situación los datos sísmicos son altamente confiables y proporcionan una restricción importante para la simulación. En la mayoría de los casos los datos no son tan comparables debido a la complejidad de los procesos a los que son sujetos, comenzando con la adquisición y terminando con el procesamiento. En este caso es necesario someter los datos a un proceso de ecualización. Para esto se escoge un área fuera del yacimiento en la que no se esperen cambios asociados a la producción. En esta zona se diseñan filtros de ecualización los cuales tratan de minimizar la diferencia del espectro de los datos traza a traza. Estos filtros son aplicados a todos el volumen de datos. Un estricto control de calidad es necesario para evitar la distorsión de la información en el área de interés.

OPTIMIZACIÓN

El procedimiento usual durante la simulación del comportamiento de un yacimiento es minimizar la diferencia entre los datos de producción y los datos simulados, apegándose a los datos estáticos y siguiendo ciertas técnicas de optimización (Huang y Kelkar, 1996). Sin embargo, si datos sísmicos son disponibles, estos pueden utilizarse como una restricción durante el proceso de modelado dinámico. Después de todo los cambios observados en los datos sísmicos están relacionados a las propiedades dinámicas del yacimiento. En este estudio proponemos un esquema de optimización, en el cual minimizamos las diferencias, tanto de los datos de producción como de los datos sísmicos de tiempo-lapso, con respecto a los datos observados. Nuestra función objetivo esta dada por:

$$F = W_1 * dH + W_2 * dS$$

Donde dH es la diferencia de los datos de producción incluyendo las razones de producción y los cambios de presión, dS es la diferencia de los atributos sísmicos sintéticos y medidos. El proceso estocástico de optimización itera el proceso, cambiando los parámetros que describen el modelo hasta que la función F se minimize. Si $W_1=1$ y $W_2=0$, la optimización utiliza únicamente datos de producción, ignorando los datos sísmicos de tiempo lapso. Si $W_1=0$ y $W_2=1$, la optimización esta basada totalmente en los datos sísmicos de tiempo lapso, ignorando los datos de producción. Una mejor respuesta se obtiene combinando ambos términos (Figure 1).

CONCLUSIONES

En este estudio describimos una nueva tecnología para la caracterización de un yacimiento utilizando técnicas geoestadísticas. El resultado es un modelo que puede ser utilizado para estudios dinámicos del yacimiento. En este trabajo cuantificamos el cambio en la respuesta sísmica atribuible a los cambios acústicos en el medio debido a la producción, e integramos sistemáticamente información de datos sísmicos de tiempo lapso en la simulación dinámica del comportamiento de un yacimiento. El objetivo es obtener un modelo que explique el comportamiento del yacimiento de acuerdo a todos los datos sísmicos, de pozo y de producción disponibles. Nuestro método utiliza técnicas estocásticas de optimización que minimizan las diferencias entre los datos de pozo, los cambios observados en los atributos sísmicos del modelo, y los datos obtenidos por simulación del yacimiento. El empleo de datos de pozo y datos sísmicos simultáneamente en la optimización nos brinda una descripción más integrada del yacimiento y nos ayuda a incrementar la confianza y reducir el riesgo en las predicciones al futuro.

REFERENCIAS

- Anderson, R. N., Boulanger, A., He, W., Sun, Y. F., Xu, L., Hart, B., 1996, 4-D seismic monitoring of reservoir production in the Eugene Island 330 Field, Gulf of Mexico, in P. Weimer and T. L. Davis, eds., AAPG Studies in Geology No. 42 and SEG Geophysical Developments Series No. 5, AAPG/SEG, Tulsa, p9-20.
- Beasley, C. J., Chambers, R. E., Workman, R. L., Craft, K., and Meister, L. J., 1996, Repeatability of 3D Ocean-Bottom Cable Seismic Surveys: 66th Ann. Internat. Mtg. for Expl. Geophys., Expanded Abstract 1-4
- Greaves, R. J., and Fulp, T.J., 1987, Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process: *Geophysics*, 52, 1175-1187
- Huang, X. R. and Kelkar, M., 1996, Reservoir characterization by integration of seismic and dynamic data, paper SPE 35415 in 10th SPE/DOE symposium on improved oil recovery, Tulsa, OK.
- Nur, A., 1989, Four-dimensional seismology and (true) direct detection of hydrocarbon: the petrophysical basis: *The Leading Edge*, V.8, No.9, 30-36

Measured Water Rates Compared to Model Predictions

