

Incertidumbre Petrofísica en Geolog



Introducción

Los registros se usan para inferir muchos de los parámetros necesarios para construir modelos del reservorio, pero su incertidumbre inherente y el impacto de dicha incertidumbre en los volúmenes del reservorio y conectividad pocas veces son considerados. Un procedimiento novedoso y completo sobre incertidumbre basado en modelos ahora está a disponibilidad de los usuarios de Geolog® para cuantificar científicamente las incertidumbres petrofísicas dentro de una columna de hidrocarburos.

Correcciones Ambientales

A los registros que sirven como insumos se les aplican correcciones ambientales Monte Carlo, incorporando precisión a los registros de entrada e incertidumbre en los parámetros de corrección sí como bases de resultados, registros ambientalmente corregidos con los casos pesimista y optimista, listos para llevarlos al análisis de registros.

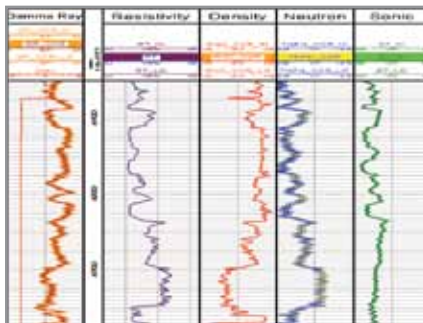


Figura 1: Registros de entrada después de las correcciones ambientales con los escenarios de los casos base, pesimista y optimista

Monte Carlo Determinista

Los registros que representan el caso base, caso pesimista y caso optimista, junto con los parámetros de interpretación con barras de error definidas por el usuario y distribuciones de error, se llevan a un módulo completo de análisis determinista de registros Monte Carlo, que permite

que el usuario elija relaciones y modelos estándar petrofísicos.

Se usan interdependencias completas de parámetros; los parámetros seleccionados en los registros y gráficas cruzadas se ajustan automáticamente para compensar los registros cambiantes de entrada. El aplicar la interdependencia asegura que las incertidumbres sean correctamente incluidas a través de todo el análisis. Las distribuciones de las curvas petrofísicas resultantes se muestran en una base marco-por-marco para tener un entendimiento de dónde se encuentra la mayor incertidumbre.

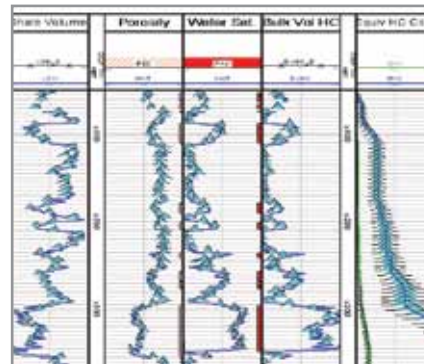


Figura 2: Registro de salida que muestra las distribuciones para cada resultado petrofísico principal en una base marco-por-marco

Los resultados de todas las iteraciones son ordenados en una columna de hidrocarburo equivalente (EHC por sus siglas en inglés) en el pozo o por zona para ofrecer una función de distribución de probabilidad (PDF por sus siglas en inglés) a partir de la cual se puede determinar 1P, 2P, 3P del EHC.

La distribución completa de las curvas petrofísicas se puede transferir de Geolog a GOCAD®/SKUA® de Paradigm™ para su integración al análisis de incertidumbre del reservorio usando el módulo de Evaluación de Riesgos del Reservorio (Jacta®).

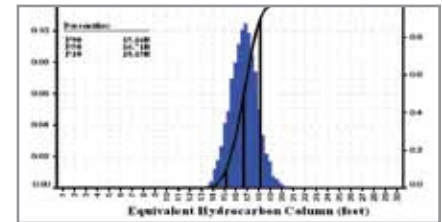


Figura 4: Distribución de la EHC después de todas las iteraciones

ZONA UNO					
	CASO BASE	MEDIA	1P (90)	2P (50)	3P (10)
Reservorio neto – pies	141.5	151.0	132.5	148.0	154.0
Reservorio neto: bruto	0.38	0.40	0.35	0.39	0.41
Espesor neto impregnado – pies	133.5	139.5	123.0	138.5	145.0
Espesor impregnado: bruto	0.36	0.37	0.33	0.37	0.39
Columna equivalente de HC - pies	16.68	16.70	15.18	16.74	18.16
Promedios para el intervalo de espesor neto impregnado:					
Porosidad total promedio	141.5	0.24	0.23	0.23	0.25
Porosidad efectiva promedio	0.20	0.19	0.20	0.19	0.20
Saturación total de agua promedio	0.50	0.51	0.49	0.50	0.50
Saturación efectiva de agua promedio	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39

Figura 3: Tabla demostrando los resultados de 1P, 2P y 3P.

Sensibilidad de Registros y Parámetros

El impacto de la incertidumbre en los parámetros individuales de interpretación y registros de entrada se pueden analizar a través del uso de gráficas de tornado. El rango de posibles valores para todos los datos de entrada o insumos se grafican en contra del efecto que tienen en la EHC. Esto permite que el petrofísico fije los objetivos para su trabajo futuro y adquisición futura de datos en el estudio de las incertidumbres de alto impacto.

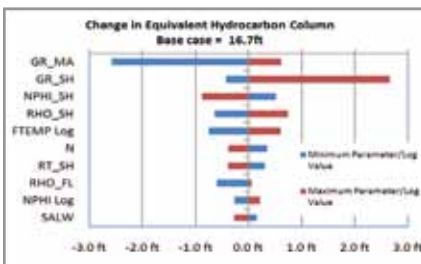


Figura 5: Gráfica de tornado que muestra el cambio en la EHC respecto al rango de incertidumbre de los datos de entrada con mayor influencia

Incertidumbre Basada en Modelos

La mayor incertidumbre en la petrofísica a menudo es la incertidumbre basada en modelos – el impacto del modelo petrofísico seleccionado en los hidrocarburos in situ calculados cuando se les compara con otros modelos posibles. El módulo Geolog Determin Uncertainty permite que se corran diferentes modelos petrofísicos, se comparen rápida y eficientemente, y permite que el petrofísico cuantifique el impacto de estas suposiciones en el cálculo de los hidrocarburos in situ.

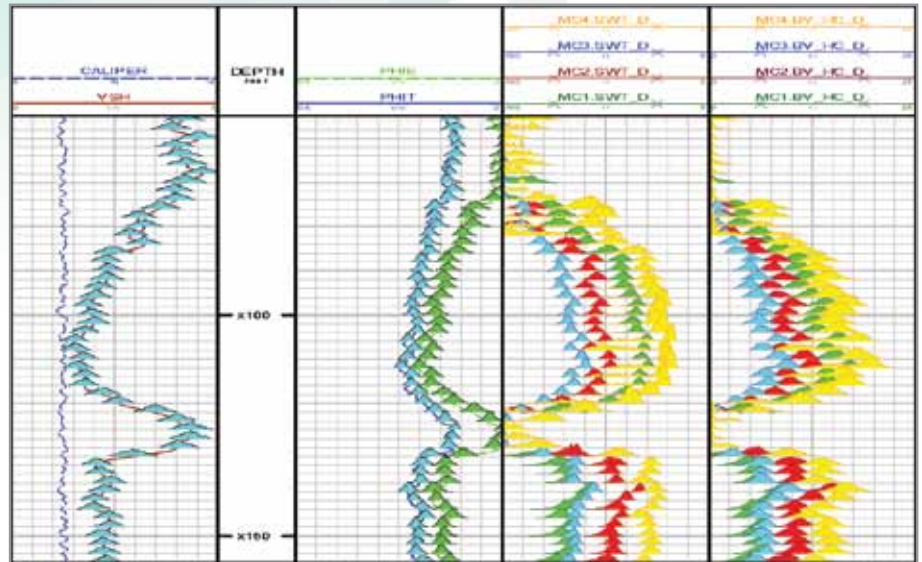


Figura 6: Gráfica de registros que muestra los resultados de la saturación de agua y volumen total de hidrocarburos resultado de diferentes modelos de saturación

Este conocimiento se puede ingresar al análisis costo-beneficio para determinar el valor verdadero de la adquisición adicional de datos, para confirmar o eliminar las suposiciones iniciales en cada uno de los modelos petrofísicos. Favor de consultar el artículo de Kennedy et al 2010 ⁽¹⁾ en donde se detalla un caso de estudio de cómo se ha usado este proceso.

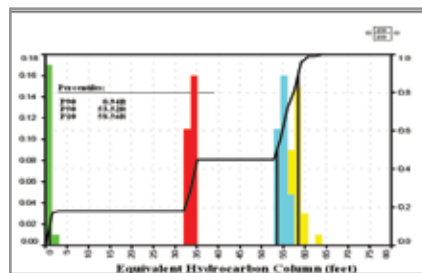


Figura 7: Histograma que exhibe la EHC calculada a partir de 4 modelos de saturación, que muestran que la incertidumbre en el modelo de saturación puede afectar de manera significativa a los hidrocarburos in situ.

Conclusión

Se requiere de un enfoque holístico para abordar la incertidumbre petrofísica con el fin de asegurar que el rango verdadero de variables desconocidas sea considerado dentro del cálculo de los hidrocarburos in situ. Geolog proporciona esta capacidad a través del módulo Determin Uncertainty, un módulo complementario al módulo Determin de Geolog.

1) Kennedy J., Pujijono, Cox A. and Aldred R., 2010, Using quantified model based petrophysical uncertainty to aid in conflict resolution, SPWLA 38th Annual Logging Symposium, Paper AA.