

NÚCLEOS DIGITALES

Conferencia Magistral por: Matías Zielonka, Dassault Systemes

El DigitalROCK, es una aplicación web basada en la nube para caracterizar las propiedades metafísicas de la roca y analizar el potencial y el ritmo de recuperación. Para llegar a esto existen dos pasos en el proceso; primero, se realiza una topografía computarizada tridimensional microscópica para la muestra de un núcleo, que es básicamente una fotografía en 3D a blanco y negro; el negro representa los poros y el gris la roca, a partir de la imagen tridimensional y la utilización de una cadena de algoritmos y el procesamiento de imágenes, algo parecido a las que se usan en Instagram, se reconstruye toda la geometría con muchísimo detalle, cada grado de esta muestra y la geometría del espacio que está entre los lados que son los poros; el segundo paso es hacer una simulación computarizada utilizando modelados, los mismos que se usan en el fluido dinámico, se modela computacionalmente el flujo del hidrocarburo adentro de los poros y se captura con todo detalle los mecanismos de transporte, desplazamiento de un fluido con el otro sistema.

Por ejemplo, cuando se inyecta agua con dos celestes desde arriba, se ven los poros con biocarburo, esto es una inyección y el agua está dibujando al hidrocarburo, ahí abajo se representa la roca que no está renderizada toda la parte de arriba, está transparente para poder analizar los poros. Todo el hidrocarburo que queda atrapado en los poros, el petróleo residual es lo que se trata de rescatar en los procesos de recuperación terciaria.

¿Qué es caracterización y análisis? se puede caracterizar la porosidad, cuantificarla y visualizar la distribución del mismo, luego se caracteriza la permeabilidad absoluta, en este caso se empuja el fluido en una sola fase por lo tanto los canales se van abriendo a través de la roca para poder transportar de arriba hacia abajo; se puede modelar el flujo bifásico invisible.

Por ejemplo, calcular o relevar las permeabilidades relativas para el hidrocarburo y el gas que corresponde a una recuperación de esas propiedades también relevar la expresión capilar y capturar la histéresis, que es la abstinencia de la historia, en este caso se hace un ciclo donde se realiza un drenaje primario del petróleo y los carburos invaden los poros, hacen una división, barren el petróleo con el agua y estas cuatro porosidades: permeabilidad absoluta, media, relativa y expresión capilar son las propiedades petrofísicas fundamentales necesarias para caracterizar y describir el yacimiento, luego se realizarán bastantes análisis de escenarios posibles e imaginarios.

En una regulación secundaria hay un barrido **con Armin**, este es un ejemplo donde existe un agente sulfatante disuelto en el agua, donde se estudia la deficiencia, pero simultáneamente se pueden modelar sistemas multifásicos invisibles y visibles, en

este caso se tiene condensado. Hay un hidrocarburo volátil que está en la fase gaseosa y aquí cambian las condiciones de expresiones de la temperatura, el hidrocarburo se va condensando adentro de los poros y también se puede modelar no solamente hidrocarburos y agua, sino también otros sistemas bifásicos, en este caso CO2 con alguna aplicación de secuestro de carbón.

¿Cuál es el valor y los beneficios? Esto es muy interesante, pero hay que subrayar primero un gráfico, estas propiedades petrofísicas son fundamentales para poder caracterizar y hacer una simulación de reservorios, yacimientos ya que son fundamentales.

ExxonMobil trabaja mucho la simulación de redes de yacimientos, los resultados son extremadamente sensibles a estas propiedades, cambian un poco, se puede predecir completamente para ver diferentes tipos de producción y se miden haciendo ensayos de laboratorios elupios, físicos, se extrae la muestra del pozo y se analiza en el laboratorio, pero este proceso físico es extremadamente complicado porque primero, tardan meses en hacerse ya que los poros son muy pequeños, los fluidos tardan muchísimo tiempo, ese es un cálculo que si no tiene un núcleo del tamaño de una pulgada y después hay una fricción más o menos normal puede tardar un día entero cada molécula de agua para llegar a los extremos y si los fluidos son más pesados que el agua va a durar meses.

Se puede hacer un estudio por probeta o por muestra, pero no más que eso, además el costo es alto para hacer dos, son poco reversables y destructivos, la preparación de las probetas es muy difícil, hay que presurizarlas, saturarlas con el líquido que se quiere analizar y las propiedades que se tienen son promedios, una posibilidad, una curva de permeabilidad, aquí es relativa, un poco repetibles. Se realizan los estudios, se satura los núcleos al 30% pero no hay seguridad de esto, si el fluido está tocando el mismo Corex, además se necesita un experto para poder hacerlo.

Esto acá es un análogo o un gemelo digital, en vez de meses se va a tardar días y se deben hacer 10, 15 o 20 simulaciones, todas 100% realizables porque es un modelo geométrico físico digital y se puede iniciar muy fácilmente en cualquier fluido, correlación o sentido trifásico, no solamente se arreglan los promedios también se calculan las distribuciones en el espacio, evoluciones temporales o modificaciones estadísticas que son todas repetibles en una simulación, siempre dando los mismos resultados.

Hay que aprovechar todas las ventajas de tener todo digitalizado y realmente este programa se convierte en una **Litoteta virtual corporativa**, donde se pueden tener todas las muestras, análisis, en qué condiciones fueron analizados, los núcleos analizados y demás datos que se ha recopilado en el proceso. Para tener una idea de cuánto se acelera el proceso cuando llega al mundo digital, por ejemplo, en un estudio de recuperación terciaria, se analizan de cuatro a cinco muestras más al igual que en el análisis cabestras de tres a seis veces más, el tiempo se pasa de meses a días, esto significa una ceración del caso de dos años a seis meses, hay

una reducción de tiempo en la caracterización, simulación, implementación del proyecto e inicio de la producción del proyecto así como la calidad de los resultados es superior.

Un ejemplo de recuperación de Butano con inserción de gas, en este caso se analiza dos inyecciones de caudales y distintas velocidades, acá se relevan las curvas de permeabilidad relativa a diferentes presiones, aquí se está investigando inundación por un polímero para cambiar la viscosidad y eso facilita el fluido de trazar pero se va a inyectar más.

Como se relacionó al principio estos los pasos, empezando con el escaneo, la tomografía computada microscópica del núcleo después se digitaliza en una foto tridimensional, se sube a la nube y esto dispara automáticamente la secuencia de los algoritmos, de procesamiento de imágenes terminando en una reconstrucción de la geometría de los planos, de los poros y después se hacen los análisis de caracterización, de porosidad, de permeabilidad absoluta, los estudios con fluidos multifásicos, la curva de permeabilidad relativa y por último se deben realizar todos los análisis de escenarios, distintas presiones, temperaturas y concentraciones de surfactantes.

Hay que tener especial cuidado con el escaneo en la elección de las muestras, hay que elegir la pre adjudicación de la muestra, la pre resolución del escaneo, el tamaño usualmente requiere más de una inyección porque hasta que no se ve, no se sabe si se está calculando la resolución adecuada y representativa del espacio de los poros. Todo esto se puede observar en la aplicación web basada en la nube, no se necesita instalar un software para entender el navegador de internet y lo primero que se observa son unas baldosas, cada una representan un núcleo digital que ha sido analizado en una sola fase.