

## SOFTWARE DE INTERFACE PARA MODELOS DE OPERACIÓN PETROLERA

Ramos, Ricardo Marcelo<sup>1</sup> – Sánchez Camus Ariel<sup>1</sup> – Antinao Fuentealba, Fabián Jorge<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Solaer Ingeniería SA / UNLP – calle 31 #1905 La Plata. [r.amos@solaeringenieria.com](mailto:r.amos@solaeringenieria.com)

<sup>2</sup>Grupo Innovación Energética y Ambiental – Instituto Malvinas – Facultad de Ingeniería - UNLP

### INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente proyecto es el desarrollo de un software que asista al usuario en la generación de modelos numéricos para la simulación de problemas de estabilidad de pozo, terminación, producción y fractura hidráulica para la industria de Oil and Gas, focalizándose principalmente en los reservorios no convencionales (Vaca Muerta) y abarcando la mayoría de los procesos asociados a la puesta en producción de un pozo petrolero. Las simulaciones serán llevadas a cabo por el programa de elementos finitos Abaqus CAE, cuya complejidad requiere un conocimiento relativamente importante de aspectos matemáticos y físicos por parte del usuario. El fin del software que se busca desarrollar es independizar al usuario de tales complejidades pero sin perder acceso a todas las funcionalidades provistas por Abaqus, es decir que su uso no dependa de la experiencia del usuario sino que sea completamente amigable al usuario y permita seguir un flujo de trabajo definido. Estará estructurado en distintos módulos, cada uno con una función bien delimitada, y conectados secuencialmente de manera de guiar al usuario en la generación del modelo completo. La programación de este paquete de software requiere no sólo conocimientos profundos en la utilización de Abaqus y en los métodos numéricos subyacentes, sino también experiencia en el desarrollo de interfaces gráficas y en la manipulación de datos de entrada de diversas fuentes. Para ello se contratará un desarrollador que reúna estas características.

El proceso de modelado comienza con la generación de un modelo geológico/geofísico. Con este fin es necesario identificar el grado de anisotropía de cada sustrato y determinar matrices elásticas, características petrofísicas de las rocas, presencia de fallas, etc. Para ello se utiliza como base distintas técnicas de prospección geofísica, entre ellas el análisis de la variación de la amplitud con el offset (AVO), análisis de la variación de la amplitud con el acimut (AVAz), sísmico cross-dipole, etc. A partir de estos datos, y siguiendo el procedimiento delineado en "Modelado de medios anisótropos- Abaqus CAE" [,http://www.tectonics.com/assets/downloads/paper-4612.pdf](http://www.tectonics.com/assets/downloads/paper-4612.pdf), puede generarse un modelo de elementos finitos que sea consistente con la teoría y el modelo de subsuelo.

Como regla general, una fracción de suelo rara vez presenta un estado tensional efectivo nulo. Esto es de suma importancia en la posterior simulación del proceso de perforación dado que se generará una desestabilización en el campo de tensiones alrededor del pozo que puede afectar la integridad del mismo. Se guiará al usuario en el establecimiento de un campo de tensiones sobre el modelo geológico previamente generado. Los datos para ello se podrán importar de fuentes como World Stress Map o código ASCII importado del pozo. Se desarrollará un trabajo previo con un geofísico para dotar al software de la capacidad de generar estados de tensiones correctos en los distintos estratos que garanticen la consistencia del modelo y que permitan independizarse de este conocimiento técnico al momento de utilizar el software.

Posteriormente se asistirá al usuario en la incorporación de datos sobre eventos de los reportes de perforación, política de densidad de lodo, etc. Esta información se traducirá internamente en parámetros de comportamiento mecánico que no pueden determinarse de los registros sísmicos (ángulo de fricción interna, cohesión, permeabilidad, porosidad). Aquí se alcanza una caracterización completa tanto de la cuenca (modelo sísmico, matrices elásticas anisotrópicas, parámetros dominantes) como del entorno cercano del pozo (parámetros de mecánica de fractura de roca para cada anisofacie en torno al pozo). Partiendo del campo de tensiones locales posteriores a la perforación se llegará a obtener el campo de tensiones y deformaciones una vez finalizado el cementado. Este campo de tensiones comprenderá el macizo rocoso, la vaina de cemento y el casing metálico (tubo camisa del pozo). La principal función del cementado es proveer un aislamiento del pozo garantizando un sello hidráulico entre el casing y el cemento y entre el cemento y el macizo. Con los resultados esta simulación podrá evaluarse las condiciones del conjunto previas a la fractura hidráulica y la puesta en producción del pozo. Se utilizará como referencia el procedimiento desarrollado en “Bore hole cement sheath integrity – Numerical simulation under reservoir conditions”, <http://www.tections.com/assets/downloads/paper-5302.pdf>

El proceso de fractura hidráulica busca generar una fractura subterránea para generar un área de colección de hidrocarburos con elevada permeabilidad, ya que el shale (roca de esquistos) es un tipo de roca de muy baja permeabilidad, por lo cual su capacidad de producción es muy baja a pesar de su elevada porosidad y presión poral. La extensión y orientación resultado del proceso de fractura hidráulica son críticos en la capacidad productiva futura del pozo. Normalmente la previsión de alcance y orientación de la fractura no coincide con los datos registrados en los geófonos dispuestos al momento de llevar a cabo la misma. Esto significa que la capacidad predictiva actual en esta etapa es muy pobre, principalmente debido a la simplicidad de los modelos utilizados.

En la etapa de producción se dan variaciones de presión sobre el cementado así como variaciones en la presión poral del reservorio. A su vez, se podrán estudiar los efectos de variaciones de temperatura, que incluyen fracturas o despegues en el cemento debido al calor.

### **Módulos**

#### **Procesamiento de datos sísmicos y generación de parámetros para caracterizar las estructuras geológicas en la zona bajo estudio.**

Este módulo admitirá los siguientes datos de entrada importándolos de su correspondiente formato de origen:

- Perfiles de pozos (Resistividad, SP, NMR, Sónico, FEM, Porosidad, Densidad, etc)
- Cubos y líneas sísmicas
- VSPs y sónicos-crossdipole
- Mapas geológicos estructurales
- Datos petrofísicos de corona
- Microsísmica
- Perfiles de Perforación, terminación y producción

A su vez, el usuario puede ingresar manualmente datos tales como:

- Matriz elástica
- Campos de tensiones
- Datos de fallas
- Distribución de presiones
- Densidades
- Geometría

El estado del modelo al final de este módulo será un modelo de elementos finitos en condiciones de reservorio completamente funcional.

### **Simulación de la perforación**

A partir del modelo generado en el paso anterior se pueden ingresar:

- Geometría del pozo
- Orientaciones
- Características de la perforación

Finalizado este proceso se dispondrá de un modelo de elementos finitos que incluye el detalle local de la perforación y que permitirá realizar análisis asociados a la estabilidad de pozo. Estos análisis se pueden realizar iterativamente de manera de optimizar ciertos parámetros de la perforación. Los datos obtenidos de la simulación podrán volcarse en un reporte de generación automática que tenga la doble función de presentar los resultados de manera clara y proveer documentación del proceso

### **Simulación del cementado del casing**

Utilizando como base el modelo anterior se procede a incorporar el casing al modelo y a ejecutar la simulación de la cimentación. Para ello es necesario incorporar:

- Propiedades del casing (mecánicas, térmicas, etc.)
- Propiedades del cemento (mecánicas, viscoelásticas, perfil de fraguado, etc.)

Como resultado de la simulación en esta etapa se buscará predecir el estado del cementado previo a la fractura hidráulica y a la puesta en producción del pozo. Nuevamente será posible iterar las simulaciones para optimizar el proceso físico real que se está modelando. Aquí también se integra la posibilidad de generar un reporte automático que muestre los resultados de esta etapa y pueda utilizarse como documentación.

### **Simulación del proceso de fractura hidráulica**

Sobre el pozo cementado será posible simular la fractura hidráulica incorporando datos relativos a su ejecución:

- Presión del fluido
- Tipo de fractura

Con ello se podrá determinar tanto la estabilidad del pozo durante el proceso de fractura como su estado de partida para la puesta en producción. Aquí las simulaciones permitirán optimizar este proceso de manera de minimizar los daños al cementado y maximizar la productividad del pozo. El módulo incorporará la capacidad de generar reportes automáticos sobre el mapa de la fractura hidráulica y sobre el estado mecánico del pozo.

### **Simulación Puesta en producción del pozo**

En este módulo será posible modelar la evolución temporal de la presión poral para determinar el efecto sobre la perforación y el reservorio. A su vez, se podrán estudiar los efectos de variaciones de temperatura, que incluyen fracturas o despegues en el cemento debido al calor. Aquí se podrán establecer variables tales como:

- Caudal extraído
- Perfil de temperaturas
- Tiempos de producción

Con las simulaciones realizadas en este paso será posible estudiar la evolución temporal del pozo. Será posible generar un reporte automático sobre el estado del pozo similar al del módulo anterior pero esta vez con el set de condiciones de carga post-fractura hidráulica y bajo condiciones de producción, además de proporcionar un reporte predictivo a largo plazo que se extienda hasta el final de la vida útil del pozo.

### **Producto verificable para todos los módulos.**

Informe técnico que describe las capacidades de cada módulo (con imágenes paso a paso) y manual del usuario que estará incluido en la distribución del software. Cada módulo podrá ser verificado y ejecutado en cualquier equipo que disponga de una licencia válida de Abaqus.