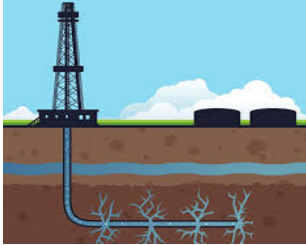


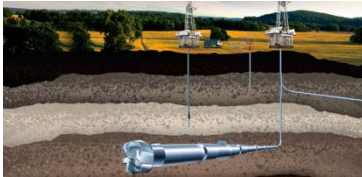
Introducción

En este proyecto se está desarrollando una tecnología para el diseño de pozos de extracción de gas no convencional. A diferencia de los pozos convencionales, en los pozos no convencionales el metano está contenido en estratos de roca poco porosa y con menor permeabilidad. Por tanto, su explotación es más agresiva y compleja.

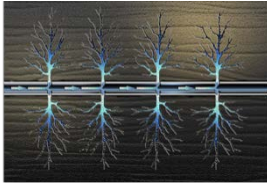


La técnica de **extracción** del metano almacenado en formaciones no convencionales es la denominada fracturación hidráulica o "**fracking**", la cual ha alcanzado el nivel de desarrollo actual gracias al avance de dos tecnologías:

- Perforación Horizontal



- Fractura hidráulica eficiente



Objetivos

Los objetivos principales del proyecto son:

- Desarrollar un modelo numérico que permita cuantificar el flujo de gas producido por el pozo.
- Analizar en profundidad los costes asociados al proceso.
- Definir una función objetivo basada en el Valor Actual Neto (VAN).
- Optimizar los diferentes parámetros asociados al diseño de un pozo de gas no convencional, tales como profundidad, número y ubicación de hidrofracturas, presión en la fractura, posición de la planta...
- Cuantificar el riesgo asociado al diseño obtenido.

Modelo Económico

La función objetivo se puede expresar como:

$$VAN(t) = Q(t) \cdot P(t) - C(t)$$

donde:

- $Q(t)$ es la producción de gas. Se obtiene de manera determinística con el modelo numérico.
- $P(t)$ es el precio del gas a lo largo del tiempo. Es necesario definir modelos estocásticos.
- $C(t)$ son los costes asociados a la explotación. Inicialmente son deterministas, pero a largo plazo tiene un cierto carácter estocástico.

Autores

A. Soage (UDC)
I. Colominas (UDC)
L. Cueto-Felgueroso (UPM)

Modelo Numérico

El modelo numérico desarrollado está basado en la ecuación de conservación de masa en un medio poroso, teniendo en cuenta el gas libre en los poros y el adsorbido en la superficie del querógeno. Se ha desarrollado un modelo unidimensional reducido donde la permeabilidad se considera homogénea, sin incluir efectos de tipo Knudsen e inerciales.

$$2(c_g \phi + \rho_0 \rho_K S_{KC} c_f) \frac{\partial p}{\partial t} = c_g \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_D}{\mu} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right)$$

$$p|_{x=0} = p_w$$

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=D} = 0$$

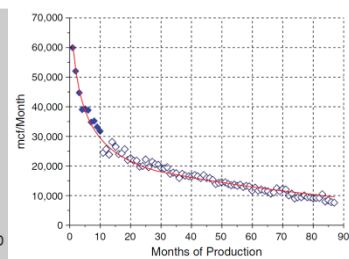
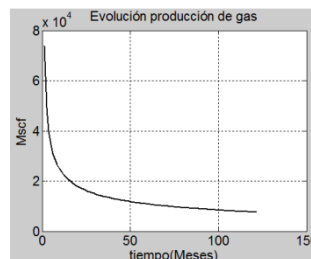
$$p|_{t=0} = p_R$$

El modelo se discretiza empleando el método de volúmenes finitos. Una vez resuelto el problema de difusión no lineal del campo de presiones, la producción de gas se puede obtener aplicando la ley de Darcy

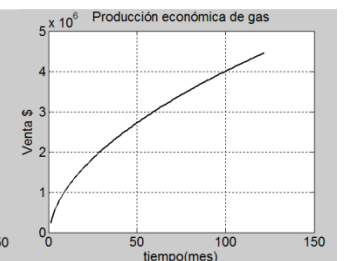
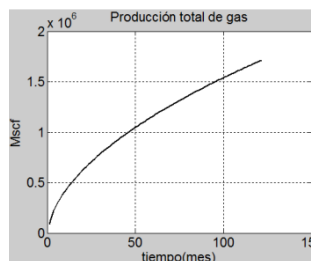
$$Q(t) = -A \frac{c_g k_D}{\rho_0 \mu} \frac{\partial p^2}{\partial x} \Big|_{x=0}$$

Resultados Numéricos

Se emplea la tecnología de análisis desarrollada en un pozo con 25 hidrofracturas con una distancia entre ellas de 20 metros. Se simula su comportamiento durante un periodo de 10 años, obteniéndose la siguiente evolución de producción expresada en Mscf (millones de pies cúbicos estándar). Se compara con resultados reales de producción, obteniéndose resultados muy similares.



Siendo la producción total expresada en Mscf y en dólares



El modelo propuesto es capaz de modelizar satisfactoriamente la producción de gas de un pozo no convencional. En la actualidad se está llevando a cabo el proceso de optimización. Además, se están añadiendo modelos más complejos como los que simulan efectos de tipo Knudsen y refracturaciones del medio.