



Geomecánica aplicada a los Reservorios shale

Elaborado por:

MSC.ING.EVANNA FUENMAYOR

APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA EN LOS RESERVORIOS SHALE

En los últimos años, la geomecánica ha pasado a desempeñar un papel cada vez más importante en las operaciones de perforación, terminación y producción de pozos. A escala de pozo, la geomecánica es esencial para caracterizar la estabilidad de las rocas al ser atravesadas, predecir la estabilidad de los punzados y diseñar los programas de estimulación por fracturas hidráulicas.

A escala de yacimiento, la geomecánica ayuda a modelar el movimiento de los fluidos y a predecir cómo la remoción o inyección de fluidos produce cambios en la permeabilidad, la presión y los esfuerzos locales en las rocas, que pueden generar diversos efectos en el rendimiento de los reservorios (Lanza H., 2018).

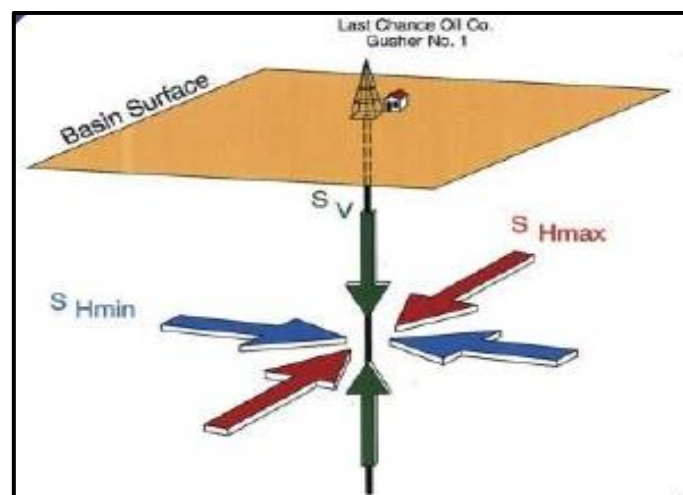
En esta sección abordaremos algunas de las áreas en donde el modelado geomecánico es muy importante de llevar a cabo, sobre todo para la fase de perforación y terminación de los yacimientos shale.

La construcción de un Modelo Geomecánico consiste en la caracterización de los siguientes atributos:

- El esfuerzo vertical o litostático (σ_v , s_v).
- La magnitud y orientación del esfuerzo horizontal mínimo (σ_{hmin} , s_{hmin}).
- La magnitud y orientación del esfuerzo horizontal máximo (σ_{HMAX} , s_{HMAX}).
- La presión de poros (p_o).
- Las propiedades mecánicas (elásticas y de resistencia a la cizalla), de las rocas.

- **Esfuerzo Vertical o Litostático (σ_v , s_v)**

El esfuerzo vertical, también conocido como presión litostática o de sobrecarga, es igual al peso de las rocas y los fluidos a una profundidad determinada (ver figura 1), por lo tanto, se puede calcular integrando los valores obtenidos de registros de densidad, calibrarlos con datos de núcleos y complementarlos mediante el uso de correlaciones, como la ecuación de Gardner y el Modelo de Miller.



- **Esfuerzo Horizontal Mínimo (σ_{hmin} , s_{hmin})**

En cuencas no tectónicas y asumiendo que las rocas se comportan elásticamente, se puede hacer una aproximación teórica sobre el límite inferior de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (fig.1). Para ello debemos conocer: el valor del esfuerzo vertical, el Coeficiente de Poisson y la Presión Poral.

Otros métodos para obtener en forma directa los valores de σ_{hmin} , son las fracturas hidráulicas y las pruebas de estanqueidad de pozo, como por ejemplo; las pruebas de integridad de presión (LOT). Durante las operaciones de perforación se pueden estimar valores del esfuerzo mínimo cuando ocurren por ejemplo; pérdidas de lodo hacia el pozo.

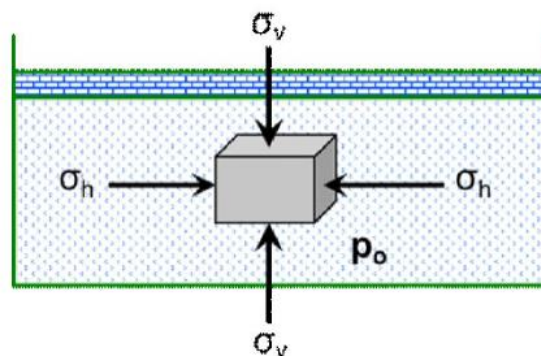
- **Esfuerzo Horizontal Máximo (σ_{HMAX} , s_{HMAX})**

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo no se puede medir directamente (fig.1), por lo que hay que inferirla a partir de modelos matemáticos.

ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

Es muy importante determinar la orientación del campo local de esfuerzos. En perforación nos ayudará a definir el grado de inestabilidad que van a tener las diferentes probables trayectorias de un pozo. En fracturación hidráulica nos servirá para determinar la orientación preferencial de las fracturas.

Presión de Poros: Salvo en los casos en que la presión de la formación es medida directamente (p. ej. mediante registros de presión), o durante la producción de los hidrocarburos, o en una surgencia de fluidos de formación durante la perforación, los valores de la presión poral deberán ser estimados a partir de métodos de predicción (Ejemplo: Método de Eaton).



- σ_v Esfuerzo Vertical Litostático
- σ_h Esfuerzos Horizontales
- p_o Presión Poral

Figura 2. Estados de Esfuerzos

Propiedades Mecánicas de las Rocas: Las propiedades mecánicas de las rocas se obtienen de ensayos en laboratorio sobre muestras de roca, como núcleos o fragmentos de roca. También se utilizan datos de registros eléctricos (Acústicos, de Densidad, etc.), para determinar ciertas características mecánicas de las formaciones.

Entre las propiedades mecánicas se encuentra el Módulo de Young (E) y el Coeficiente de Poisson (ν).

- **Módulo de Young (E):** También llamado módulo de elasticidad, es la relación entre el esfuerzo a la deformación causado por una fuerza uniaxial. Es una medida de la rigidez de la roca, a mayor valor de E , mayor es la rigidez.

$$E = \sigma / \epsilon$$

- **Relación de Poisson (ν):** la roca es comprimida uniaxialmente, la misma se deforma en dos direcciones, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo. En resumen es la relación de la expansión lateral a la contracción longitudinal de una roca bajo una fuerza uniaxial.

$$\nu = -\epsilon_l / \epsilon_a$$

Existen constantes de elasticidad típicas de algunas rocas:

TIPO DE ROCA	MÓDULO DE YOUNG (10^6 psi)	RELACIÓN DE POISSON
Caliza	5 – 13	0.30 – 0.35
Arenisca no consolidada	0.2 – 1.3	0.25 – 0.35
Arenisca consolidada	1 – 8	0.15 – 0.30
Limo	4 – 8	0.20 – 0.30
Lutita	1 -5	0.25 – 0.45
Carbón	0.10 – 1.0	0.35 – 0.45

Tabla 1. Valores de Módulo de Young y el coeficiente de Poisson de acuerdo al tipo de Roca.

Las propiedades mecánicas de las rocas son necesarias para predecir la respuesta de éstas durante la perforación y, en combinación con el estado de esfuerzos in-situ, poder predecir los pesos de lodo necesarios para mantener un pozo estable.

En relación con los yacimientos tipo shale, estos poseen características mineralógicas y mecánicas que difieren de otros tipos de rocas sedimentarias. Estos rasgos les confieren reacciones químicas y físicas particulares cuando son sometidas a cambios en su estado de equilibrio natural. La anisotropía mecánica es una de sus características más complejas que afectan no sólo las operaciones de perforación, si no en especial la predicción de la dirección de crecimiento que tendrán las fracturas hidráulicas al ser inducidas.

En general las pelitas con módulos de young mayores a 3.5×10^6 psi o libras por pulgadas cuadradas y Relación de poisson menor que 0,25 (usualmente por incremento de cuarzo o calcita detrítica) tienen un comportamiento frágil y son más fácilmente fracturables, por lo que abre zonas de flujo que permanecen estables a lo largo del tiempo. Por lo contrario, las dúctiles requieren una mayor cantidad de material apuntalante o agente sostén.

APLICACIONES DE LA GEOMECÁNICA EN PERFORACIÓN

Las zona productiva en los yacimientos shale normalmente se perforan en forma horizontal (figura 3), “navegando” por el reservorio, pudiéndose realizar ramas en distintas direcciones desde una plataforma. Por lo tanto, es imprescindible tener lo más ajustado posible el Modelo Geomecánico, conociendo la magnitud y orientación de los esfuerzos locales, la presión poral y las propiedades mecánicas de las rocas. Esto permitirá realizar un programa de perforación detallado, con las variaciones necesarias para cada trayectoria.

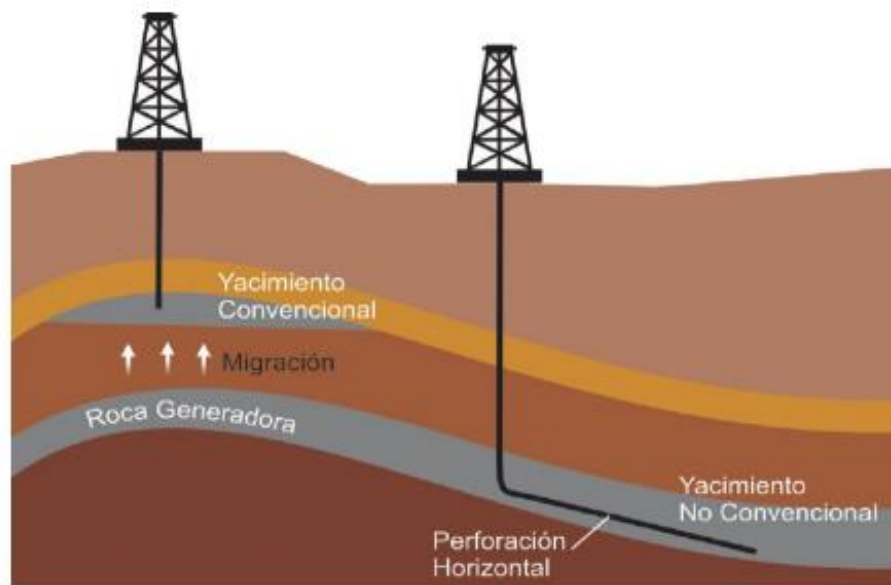


Figura 3. Perforación Horizontal

APLICACIONES DE LA GEOMECÁNICA EN DESARROLLO

Debido a las características particulares de los yacimiento tipo shale (sobre todo la muy baja permeabilidad del reservorio), el desarrollo de estos campos requiere de la perforación de una considerable cantidad de pozos.

La distribución y orientación areal de los pozos va a estar dictada básicamente por factores geomecánicos, ya que los esfuerzos locales van a determinar en qué dirección preferencial se extenderán las fracturas hidráulicas en un pozo, que no deben interferir con las fracturas de pozos vecinos, para conseguir un drenaje eficiente del yacimiento.

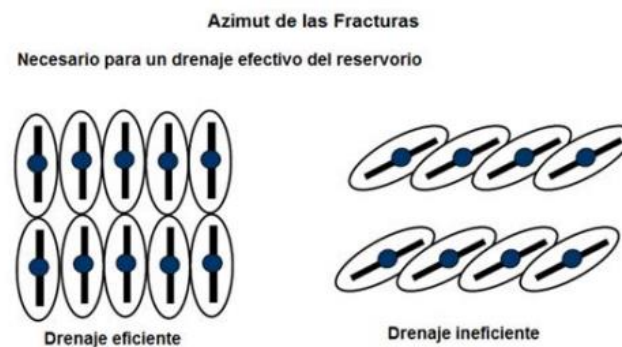


Figura 4. Área de Drenaje de un reservorio.

La anisotropía que presentan los reservorios pelíticos, también va a influir en esas direcciones preferenciales. La capacidad o resistencia de estas rocas a ser fracturadas, es otro ítem fundamental que va a determinar la longitud de propagación de las fracturas.

Espaciamiento Entre Pozos

La distancia de separación entre los pozos es una de las más importantes decisiones a tener en cuenta en el desarrollo de este tipo de yacimientos, ya que éstos deben estar ubicados lo más cercano posible entre sí como para permitir el drenaje de la mayor cantidad de hidrocarburos, pero también deben estar a una distancia suficiente como para minimizar la interferencia entre las fracturas hidráulicas.

Esta distribución espacial de los pozos va a estar determinada por la combinación de los siguientes factores: las características geológicas, los procesos de ingeniería y cuestiones económicas. Dentro de los rasgos geomecánicos, a tener en cuenta, están la orientación y magnitud de los esfuerzos locales que junto con las características mecánicas de la roca van a definir las direcciones preferenciales y la geometría (longitud y altura) de las fracturas hidráulicas a realizar.

Los parámetros más importantes para el análisis del espaciamiento de los pozos son: la permeabilidad matricial, el largo promedio de fractura (del diseño de Terminación), las propiedades del reservorio y las variables de costos y beneficios.

En rocas que tienen una permeabilidad matricial baja, como sucede en los yacimientos shale, será mejor elegir un espaciamiento lo más cercano posible, lo cual va a estar directamente ligado al programa de fracturas hidráulicas de terminación.

Por ejemplo, si se ha seleccionado un espaciamiento de 500 m entre pozos, es fundamental que en el programa de terminación se planeen fracturas de longitud promedio que no superen los 250 m, con el consiguiente uso de la cantidad necesaria de agentes de sostén y agua, que garanticen el éxito de dicha labor.

APLICACIONES DE LA GEOMECÁNICA EN TERMINACIÓN

La estimulación en los yacimientos no convencionales realizada por medio de la fracturación hidráulica requiere de la geomecánica como herramienta de predicción del comportamiento de los esfuerzos, la presión de poros y de la mecánica de rocas. La estimulación Hidráulica es una técnica imprescindible para la extracción de gas y petróleo en formaciones "no convencionales", tales como los son yacimientos shale.

El propósito de crear estas fracturas es aumentar la cantidad de exposición del reservorio de baja permeabilidad y proveer un camino permeable a través del cual los fluidos del reservorio puedan moverse hacia el pozo.

Factores que afectan la orientación y forma de Fracturas Hidráulicas:

- Campo de esfuerzos in-situ
- Concentración de esfuerzos alrededor del pozo.
- Contraste entre los esfuerzos de la zona a fracturar y las capas superiores e inferiores.
- Propiedades mecánicas de las rocas.
- Anisotropía.
- Fracturabilidad.
- Presión de poros.
- Profundidad (magnitud de esfuerzos y presión).
- Presencia de fracturas naturales (dirección preferencial de propagación).
- Orientación de los punzados.

- **Campo de esfuerzos in situ**

Es un factor preponderante en la dirección en que se va a propagar una fractura y si ésta va a ser vertical, inclinada u horizontal. Las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos in-situ están definidas por la profundidad, el régimen tectónico de la región, la presión de poros y las propiedades mecánicas de las rocas.

- **Concentración de esfuerzos alrededor del pozo**

En las paredes y en las cercanías de una perforación se genera un estado de esfuerzos diferente al del campo local, por lo tanto, en un pozo abierto (sin revestimiento), las fracturas se iniciarán y propagarán de acuerdo con los esfuerzos alrededor del orificio, mientras que al alejarse del mismo pueden reorientarse.

- **Magnitud y contraste de esfuerzos:**

La magnitud y el contraste de los esfuerzos entre la roca reservorio y la roca sello determinan la energía necesaria para lograr la fractura.

- **Propiedades Mecánicas de las Rocas**

Éstas constantes describen la manera como la roca se deformará ante los esfuerzos aplicados cuando se busca generar una fractura hidráulica, por lo tanto, tienen repercusión en la geometría de la fractura. La dureza de la roca también es tenida en cuenta en las fracturas hidráulicas, ya que influye en la efectividad que tendrá el agente sostén.

- **Anisotropía**

En areniscas y calizas, que en general presentan una baja anisotropía, la dirección de propagación de las fracturas inducidas es paralela al σ_{Hmax} . Las pelitas exhiben una anisotropía significativa.

- ✓ **Anisotropía Mecánica:** las propiedades *elásticas* de las pelitas están relacionadas con la cantidad de materiales blandos contenidos en las mismas (arcillas y materia orgánica). Las pelitas se consideran una matriz muy fina, mecánicamente débil, con incrustaciones de granos tamaño limo y arena, mecánicamente resistentes, cuyas proporciones controlan las propiedades mecánicas del volumen de roca.
- ✓ **Anisotropía de la fábrica:** en las pelitas, la anisotropía de la fábrica está provocada por una red de planos de debilidad (fisilidad y estratificación), que pueden cambiar la orientación de las fracturas, ya que éstas tienden a propagarse por los planos de debilidad.

Fracturabilidad

La fracturabilidad de una roca normalmente se describe en términos de fragilidad vs ductilidad.

En el caso de las pelitas, estos términos están relacionados con la presencia de minerales duros y con la presión interna de las arcillas. Las formaciones pelíticas ricas en minerales no arcillosos, tales como: cuarzo, sílice, calcita, entre otros, son candidatos óptimos para la fractura hidráulica.

Cuanto mayor sea la presión interna, con más facilidad se producirán las fracturas, ya que la formación estará más cerca de su presión de rotura.

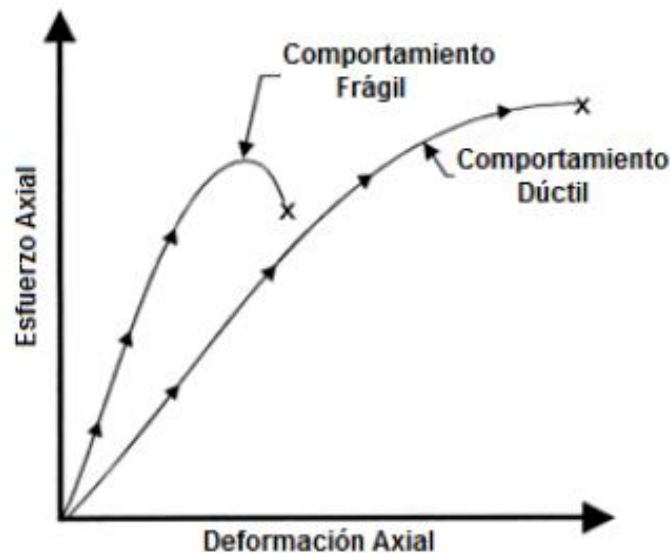


Gráfico 1. Esfuerzo axial vs Deformación axial.

La Formación Vaca Muerta se encuentra altamente sobrepresurizada, presentando gradientes de presión entre 0.67 psi/ft hasta 0.97 psi/ft. Los valores de gradiente de presión superan incluso a la Formación de Haynesville que es la formación shale más sobrepresurizada de Estados Unidos con valores de 0.92 psi/ft.

Este dato es particularmente importante especialmente para la producción de gas y condensado donde la presión de la formación juega un papel importante en la producción. Una de las posibles razones de las bajas tasas de declinación encontradas en la Formación Vaca Muerta tanto para los pozos de petróleo como para los de gas comparados con sus homólogos norteamericanos podría deberse a los elevados gradientes de presión encontrados en dicha formación.

Presencia de Fracturas Naturales

Otro aspecto clave en el desarrollo de yacimientos shale es la existencia de fracturas naturales y de planos de debilidad que pueden dar lugar a geometrías de fractura complejas durante la estimulación. En general, el impacto de la presencia de fracturas naturales o fisuras y una gran anisotropía en la roca originan:

- Propagación de fracturas en orientaciones variables.
- Un esfuerzo horizontal diferencial muy bajo por anisotropía.
- Amplia red de fracturas secundarias (nube de fracturas).

Las fracturas naturales también pueden colaborar con un mejor drenaje del reservorio.

Modelado de Fracturas Hidráulicas

Es sumamente importante el diseño previo de las fracturas, lo que se realiza mediante simuladores (software), a partir de modelos matemáticos. Una vez definida la geometría de la fractura deseada se vuelca toda la información necesaria en el simulador: propiedades petrofísicas y mecánicas de las rocas, magnitud y orientación del campo de esfuerzos, trayectoria del pozo respecto de esos esfuerzos, factor de daño, características de los fluidos del reservorio, parámetros de bombeo a utilizar y propiedades del fluido de fracturación y de los agentes de sostén.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- 1.- Lanza Hernán (2018). Geomecánica aplicada a los yacimientos tipo shale.