

DESARROLLO Y VALIDACIÓN DE UN SIMULADOR DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ORIENTADO AL PETRÓLEO Y GAS

Santiago A. Serebrinsky^a, Martín Sánchez^a, Damián Smilovich^b, Rita Toscano^b, Adrián Rosolén^c, Marcela B. Goldschmit^b, Eduardo N. Dvorkin^b y Raúl Radovitzky^c

^aYPF-Tecnología S.A., Baradero S/N, 1925 Ensenada, Buenos Aires, Argentina,
santiago.serebrinsky@ypftecnologia.com, <http://y-tec.com.ar>

^bSIM&TEC, Buenos Aires, Argentina, <http://www.simytec.com>

^cMassachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, E.E.U.U., <http://www.mit.edu>

Palabras Clave: Geomecánica, Mecánica de Fractura, Fractura Hidráulica, Zona Cohesiva, Galerkin discontinuo.

Resumen. Los reservorios de hidrocarburos no convencionales se caracterizan por una muy baja permeabilidad. Así, es en general necesario aplicar estimulación hidráulica para obtener niveles de producción aceptables. El proceso de fracturamiento hidráulico es complejo, y está afectado por un gran número de variables, incluyendo las características geológicas del subsuelo, el diseño de los pozos, etc. Con el objetivo de evaluar estrategias de desarrollo que mejoren la explotación de hidrocarburos, se está desarrollando un simulador geomecánico enfocado en el proceso de fracturamiento hidráulico, y orientado a la industria del petróleo y gas. En este trabajo describimos el desarrollo del simulador. Los ingredientes esenciales del problema acoplado mecánico-fluidos, son: 1) deformación del volumen, afectada por la presión de fluido en las fracturas, 2) flujo del fluido en las fracturas y 3) iniciación y propagación de la fractura. El modelo de elementos finitos implementado incorpora discontinuidades en las interfaces entre elementos de volumen, en una formulación de Galerkin Discontinuo (Discontinuous Galerkin, DG). Estas interfaces son el dominio de resolución del problema de flujo, y a la vez están dotadas de una ley cohesiva que determina la fractura del medio. También mostramos un caso de validación del simulador, comparando con soluciones analíticas conocidas. En un artículo asociado (Celleri y col., 2016) se muestra otro caso de validación, con datos experimentales. Los resultados brindan confianza en las capacidades del simulador.

1 INTRODUCCIÓN

Las técnicas modernas de estimulación hidráulica tienen sus raíces en el “torpedo explosivo”, la primera de varias patentes del Coronel Edward A. L. Roberts, veterano de la guerra civil Americana, registrada el 25 de abril de 1865. Hacia fines de 1800 y principios de 1900, los pozos de petróleo eran estimulados con nitro-shot cuando era necesario. En la industria del petróleo y el gas, la estimulación hidráulica comenzó en la década de 1930 (Grebe y Stoesser, 1935) cuando Dow Chemical Company descubrió que la presión de fluido en fondo de pozo se podría aplicar para fracturar la roca, aumentando la eficacia de la estimulación ácida. El primer tratamiento experimental de fracturamiento hidráulico para estimular la producción se realizó en Kansas, E.E.U.U., en 1947, en el campo de gas Hugoton, a fin de comparar con la tecnología de acidificación de pozos en uso en ese entonces.

Actualmente se usa la estimulación hidráulica para aumentar la productividad de pozos en ambientes geológicos muy diversos. Los tratamientos se aplican rutinariamente en: campos de petróleo y gas de baja permeabilidad; sedimentos offshore débilmente consolidados como en el Golfo de México; lechos de carbón blandos para extracción de metano; y reservorios naturalmente fracturados. En muchos casos, la estimulación hidráulica es necesaria para una explotación comercial. En Argentina existen grandes reservorios no convencionales (shale y tight) que demandan estimulación hidráulica, por ejemplo, Vaca Muerta.

El fracturamiento hidráulico se aplica también para la reinyección de desechos de perforación u otros sensibles para el medio ambiente, medición de esfuerzos in-situ, recuperación de energía geotérmica, y aumento de producción de agua.

Un tratamiento “típico” de fracturamiento hidráulico en pozos de petróleo y gas consiste en la creación de pequeños agujeros en el casing y en la formación circundante al pozo mediante cargas explosivas dirigidas. Luego se bombea hacia el pozo típicamente agua con aditivos (ej. reductores de fricción y gelificantes para aumentar la viscosidad), inicialmente aumentando la presión, dando inicio a una fractura en la capa perforada. En una etapa posterior se agrega un agente sostén (materiales granulares) al fluido bombeado, para evitar que las fracturas se cierren cuando comience la producción y baje la presión del fluido. El objetivo del tratamiento es generar una fractura que contacte un volumen de reservorio lo más grande posible y que facilite el transporte del hidrocarburo hacia el pozo.

Los factores que inciden en el resultado de la estimulación son muchos, incluyendo características del reservorio, esfuerzos actuantes, fluidos de tratamiento, agentes sostén, la secuencia de aplicación, etc. El objetivo de los modelos analíticos, semi-analíticos o numéricos es brindar herramientas para optimizar el tratamiento, mejorando el resultado. Existe evidencia creciente que muestra que la fractura puede crecer de una manera compleja, debido a heterogeneidades locales, formación de capas con propiedades variadas, y redes de fracturas naturales en el reservorio. Estos factores complican el diseño de tratamientos y hacen que el modelado numérico sea más difícil.

Con el objetivo de proveer una herramienta que permita abordar distintos aspectos del fracturamiento hidráulico, con variado grado de complejidad, se está desarrollando un simulador en 2D y 3D, con capacidad de procesamiento paralelo. En la sección 2 describimos algunos modelos existentes. En la sección 3 describimos los componentes fundamentales del modelo actual. En la sección 4 mostramos un caso de validación, y finalmente en la sección 5 listamos las conclusiones.

2 MODELOS DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

Dado que las fracturas hidráulicas tienen la menor resistencia a la propagación en el plano

normal al mínimo esfuerzo in-situ principal, en general, se considera que crecen en un plano vertical. Por otra parte, en ocasiones la fractura se propaga y el frente del fluido avanza con un retraso (fluid lag) respecto de la punta de la fractura, o sea que la zona de la punta de la fractura está seca (no invadida por el líquido (Detournay, 2004)). La propagación de una fractura hidráulica y su interacción con el reservorio involucra un acoplamiento entre diversos fenómenos, que cubren un amplio rango de escalas de tiempo y longitud. Desde el punto de vista macroscópico se desarrollan los procesos de:

1. Deformación del reservorio, típicamente considerada elástica.
2. Ruptura de la roca base.
3. Flujo de fluido a través de las fracturas.
4. Ingreso del fluido en la roca (leak-off).
5. Flujo del fluido dentro de la roca.
6. Ruptura o apertura de fracturas preexistentes (fracturas naturales).

Los modelos pueden dejar de lado algunos de estos aspectos en variantes simplificadas.

Los primeros modelos teóricos se desarrollaron en los '50. Uno de los modelos más populares es el PKN (Perkins y Kern, 1961; Nordgren, 1972). Este es un modelo analítico, aplicable a fisuras planas, más largas que altas y de sección vertical elipsoidal. La figura 1(a) muestra la geometría de este modelo. Otro modelo muy popular es el KGD (Khristianovic y Zheltov, 1955; Geertsma y de Klerk, 1969), aplicable a fisuras planas, más altas que largas, y de apertura independiente de la altura. Este modelo asume un estado plano de deformaciones en secciones horizontales. La figura 1(b) muestra la geometría de este modelo. Variantes de estos modelos se usaron con frecuencia para el diseño de tratamientos, hasta que fueron reemplazados por análisis más completos. De los modelos se derivan algunas variables importantes como la evolución de la presión neta en función del tiempo y posición $p_n(x, t)$, el ancho de la fractura $w(x, t)$, sus valores en boca de fractura $p_0(t) = p(0, t)$ y $w_0(t) = w(0, t)$, y la longitud de fractura $l(t)$.

El modelo KGD se ha usado con frecuencia como “benchmark” para la validación de modelos más elaborados (ver por ej., Fu y col, 2013). La propagación de la fractura está controlada por la disipación debido a la viscosidad μ del fluido (newtoniano). Se postula que la tenacidad de la roca K_{Ic} es irrelevante. Las ecuaciones que describen la evolución de la fractura son (Valkó y Economides, 1996):

$$l = 0.539 \left(\frac{q^3 E'}{\mu} \right)^{1/6} t^{2/3}, \quad (1)$$

$$w_0 = 2.36 \left(\frac{q^3 \mu}{E'} \right)^{1/6} t^{1/3}, \quad (2)$$

$$p_0 = 1.09 (E'^2 \mu)^{1/3} t^{-1/3}, \quad (3)$$

donde $E' = E/(1 - \nu^2)$ es el módulo de Young en deformación plana, y q es el caudal inyectado por unidad de altura de la fractura.

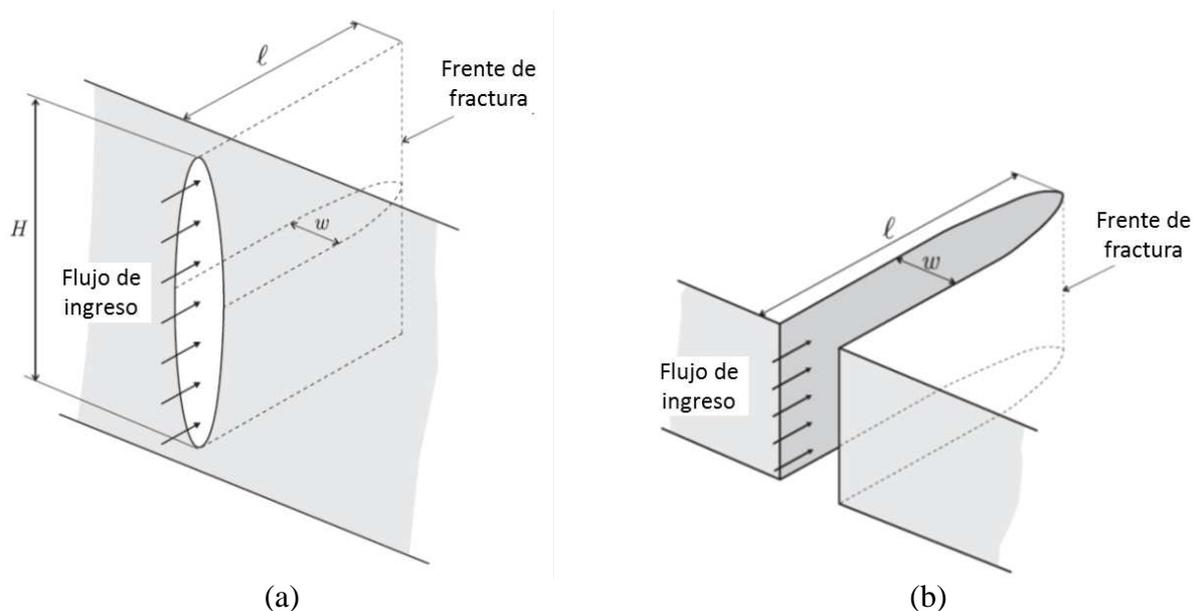


Figura 1: Geometría de dos modelos básicos de propagación de fractura hidráulica: (a) PKN, (b) KGD.

Posteriormente, debido al aumento del precio del petróleo, el desarrollo de reservorios no convencionales se hizo viable, con grandes volúmenes de fluido inyectados durante estimulación hidráulica. El aumento del costo de los tratamientos, junto con la aparición de condiciones complejas, demandó el desarrollo de modelos más elaborados. Entre estos modelos computacionales están los pseudo 3D (P3D), los 3D planos (PL3D) y los 3D, en orden creciente de complejidad y demanda computacional.

Recientemente cobró impulso el análisis de distintos regímenes de propagación de fracturas, cada uno con sus características particulares. Estos estudios analizan los procesos en el entorno de la punta de la fractura y lejos de ella en geometrías simples, identifican grupos no dimensionales que determinan el régimen de propagación y derivan expresiones asintóticas para la variación de la apertura, presión y flujo a lo largo de la fractura en base a ecuaciones en forma no-dimensional. Estas soluciones se han utilizado también como “benchmark” de modelos numéricos. La literatura es profusa, y cabe mencionar que se acuñó un nuevo término, LEHF (Linear Elastic Hydraulic Fracturing) para describir los campos singulares que aparecen en este caso, que difieren de los de LEFM (Linear Elastic Fracture Mechanics) (Desroches y col., 1994). Para el caso de una fractura en deformación plana (tipo KGD), existen diversas soluciones, según el régimen (Adachi y Detournay, 2002, 2008, p.ej.) En particular, para el caso de tenacidad nula y sin retraso de fluido, la apertura cerca de la punta de la fractura varía como (Spence y Sharp, 1985; Desroches y col., 1994)

$$w(x) \sim (1 - x/l)^{2/3}. \quad (4)$$

3 MODELO ACTUAL

Para el simulador implementado se buscaban las siguientes características:

1. Capacidad de modelar en grandes dominios 3D el desarrollo de procesos de múltiple fisuración utilizando principios fractomecánicos y motorizando estos procesos por la acción de presión hidráulica.
2. Capacidad de predecir la interacción entre múltiples fisuras.
3. Capacidad de incluir en el modelo las propiedades mecánicas reales de las

formaciones.

4. Capacidad de procesar en paralelo con escalabilidad cercana a la óptima.
5. Capacidad de simular micro-sísmica.

El modelo desarrollado actualmente incluye los cuatro primeros ítems del listado en la sección anterior, o sea: 1) deformación del reservorio, típicamente considerada elástica, 2) ruptura de la roca base, 3) flujo de fluido a través de las fracturas. La simulación del proceso de estimulación hidráulica es un problema de multifísica, y se alimenta del conocimiento desarrollado para los distintos componentes. Adicionalmente, se requiere de un adecuado acoplamiento para integrar las partes en un único sistema. La integración de los componentes en el simulador acoplado se hace de forma escalonada (Felippa y Park, 1980). Se resuelve un paso del problema mecánico, y los campos necesarios luego de la solución (apertura de las fracturas) son transferidos al problema de flujo. A continuación se resuelve un paso del problema de flujo, y los campos necesarios (presión) son transferidos al problema mecánico, alternando así pasos de solución. Cada uno de los aspectos individuales se describe con más detalle en esta sección.

El simulador está actualmente en desarrollo. Se ha utilizado para simular algunos aspectos importantes para la estimulación hidráulica, como la interacción con fracturas naturales (Sánchez y col., 2016; Celleri y col., 2016), el stress shadow, y el ensayo brasileño (Hasbani y col., 2014; Winograd y col., 2015; Sánchez y col., 2015).

3.1 Deformación

El problema mecánico para la deformación del volumen está descrito por la conservación de cantidad de movimiento

$$\nabla \cdot \mathbf{s} + \rho \mathbf{f} = \rho \dot{\mathbf{u}}, \quad (5)$$

donde \mathbf{s} es el tensor de esfuerzos; ρ es la densidad; \mathbf{f} es la fuerza externa por unidad de masa; \mathbf{u} es el desplazamiento; y \dot{X} es la derivada parcial respecto del tiempo de una cantidad genérica X . Los modelos constitutivos para el volumen incorporados en el simulador incluyen elástico lineal, elasto-plástico y poroelasticidad lineal. Los modelos típicamente usados en este tipo de estudios geomecánicos son los de elasticidad y poroelasticidad lineal.

En la figura 2 se muestra como ejemplo la aplicación a un caso geostático (ecuación 5, con la condición $\dot{\mathbf{u}} = 0$) con elasticidad lineal, bajo la acción de fuerzas gravitatorias, en un dominio con propiedades elásticas de la roca variables en el espacio. La figura muestra la variación de los esfuerzos principales en función de la profundidad. En la figura 2(a) se muestra la distribución inicial de esfuerzos principales (previo al proceso de fracturamiento) alrededor de la trayectoria del pozo planeado. En la figura 2(b) se comparan estos valores con los obtenidos de datos experimentales sobre la trayectoria del pozo, de acuerdo a los modelos geomecánicos 1D estándar en la industria de hidrocarburos. El ajuste entre los valores calculados y los del perfil de pozo es muy bueno.

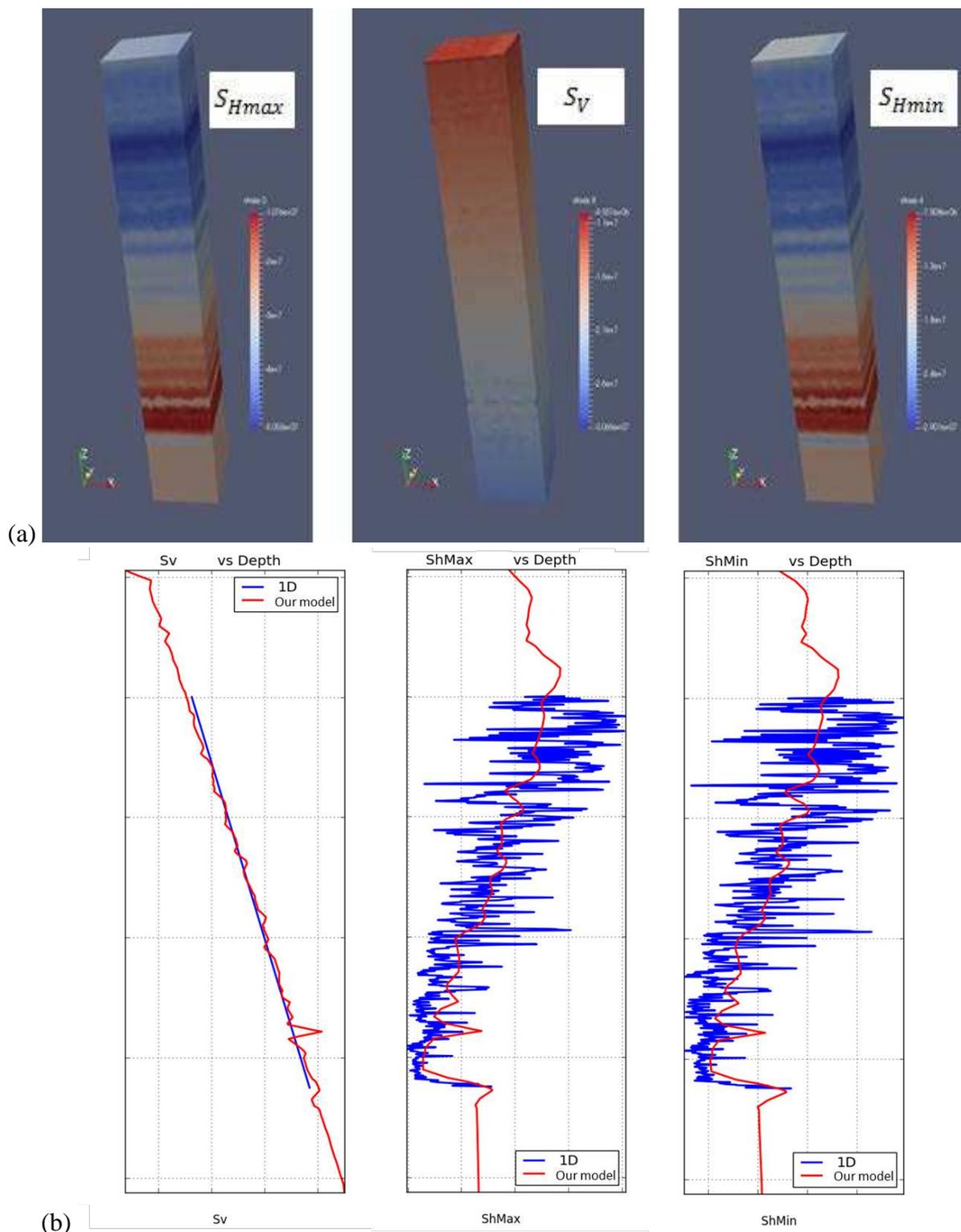


Figura 2: Modelo geostático con distribución de propiedades reales de la roca: (a) distribución de esfuerzos principales en función de la profundidad, en un prisma alrededor de la trayectoria del pozo, y (b) comparación de estos esfuerzos (sobre la línea de la trayectoria, línea roja) con los obtenidos mediante un modelo geomecánico 1D estándar (línea azul).

La figura 3 muestra la escalabilidad fuerte del método implementado. La pendiente en el gráfico logarítmico de tiempo de cálculo versus número de procesadores es esencialmente -1, indicando eficiencia ideal de la paralelización.

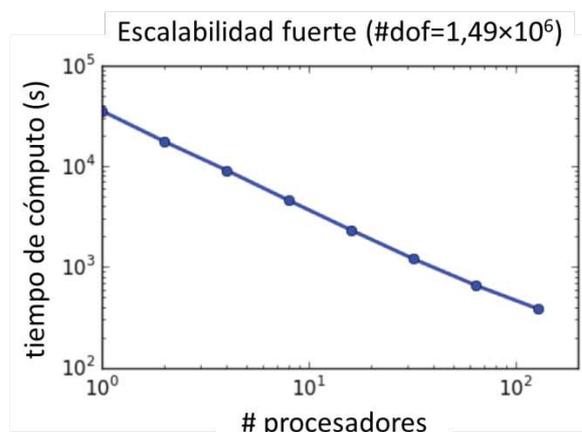


Figura 3: Escalabilidad fuerte de la implementación en paralelo para un problema geostático con aproximadamente 1.5 millones de grados de libertad. Notar la eficiencia casi ideal.

3.2 Método Galerkin discontinuo y fractura

El método empleado para incorporar el proceso de fractura es el de Galerkin discontinuo (DG) (Noels y col., 2006, 2007, 2008; Ten Eyck y Lew, 2006). El mismo es una generalización de la formulación débil de la mecánica del continuo que permite que en el interior del dominio existan discontinuidades en las incógnitas del problema. De esta manera, la fractura puede ser modelada por un campo de desplazamientos discontinuo. Entre las ventajas más significativas que ofrece el método se encuentra el manejo natural de los cambios topológicos producidos por la propagación y ramificación de las fracturas, incluyendo la transferencia a través de bordes de procesador en un cómputo en paralelo.

El comportamiento específico de las interfaces está descrito por modelos de zona cohesiva, CZM (Dugdale, 1960; Barenblatt, 1962), que relacionan la tracción T a través de las caras de la fractura con su separación δ . Estos modelos han sido usados para la simulación de fractura en problemas dinámicos (Ortiz y Pandolfi, 1999), de fatiga (Nguyen y col., 2001) y multifísica (Serebrinsky y col., 2004), entre otros. La combinación de los métodos DG y CZM sigue esencialmente los lineamientos de Radovitzky y Seagraves (2011), quienes demostraron la eficiencia casi ideal de la implementación en paralelo.

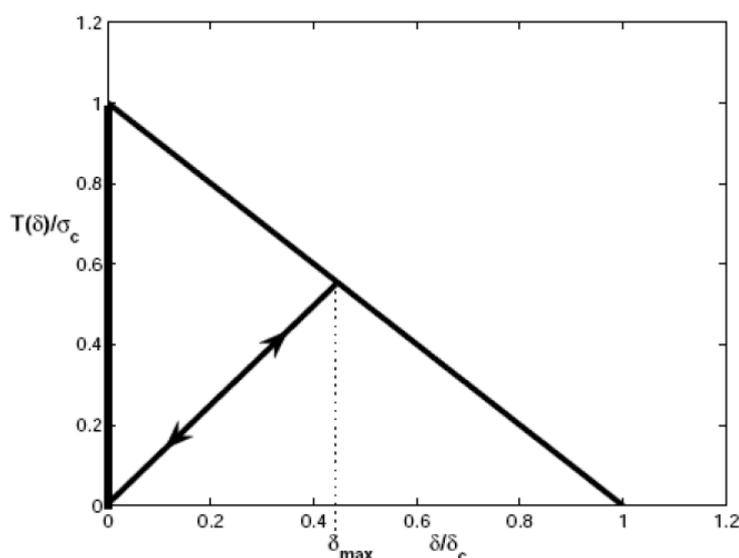


Figura 4: Ley cohesiva tracción-apertura para los elementos de interface.

Cuando el criterio de falla del material (máxima tensión principal, Mohr-Coulomb, Drucker-Prager, etc.) se activa localmente, la fractura se inicia. Luego, la tracción disminuye conforme la apertura crece. Se utilizó en este caso una relación constitutiva tracción-separación como se muestra en la Figura 4. Los parámetros que controlan el proceso de apertura son σ_c , la máxima tensión soportada por el material antes de comenzar la falla, y la energía de fractura del material G_c que corresponde a la integral de la curva de la Fig. 4. La apertura máxima antes de perder completamente la cohesión es δ_c ; en este caso $\delta_c = 2G_c/\sigma_c$.

Con el método de elementos cohesivos, la fisura se genera en la interfaz de los elementos de volumen de la malla. Con métodos como XFEM (Chen, 2013; Gordeliy y Pierce, 2013), la propagación de la fisura no tiene prescrita sus posibles direcciones. Sin embargo, implementaciones del método XFEM con eficiencia en paralelo cercana a la ideal no están firmemente establecidas.

3.3 Flujo de fluidos

Se asume usualmente que el flujo de fluidos en el dominio S dentro de las fracturas está gobernado por la teoría de lubricación. Esto se puede justificar considerando que $w/l \ll 1$, y que la velocidad del fluido es suficientemente pequeña para despreciar efectos inerciales. El flujo por unidad de longitud está dado entonces por la ley de Poiseuille

$$q = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla p. \quad (6)$$

Usando la conservación de la masa, y considerando fluidos incompresibles, la ecuación de lubricación de Reynolds resulta

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{w^3}{12\mu} \nabla p \right) - g_L, \quad (7)$$

donde g_L es un término fuente que representa el leak-off, la pérdida de fluido por ingreso en el reservorio a través de las paredes de la fractura. En nuestro caso despreciamos el leak-off, $g_L = 0$. El término $\partial w/\partial t$ representa flujos inducidos por el movimiento de las caras de la fractura normal a la fractura (squeeze term). En el esquema de resolución escalonado presente, este término se determina en el paso previo de resolución del problema mecánico, y actúa aquí como un término fuente.

La condición de borde en la entrada de fluido es

$$q = Q_0/2, \quad (8)$$

donde Q_0 es el flujo total inyectado en las dos alas de fractura, que puede variar en el tiempo.

En el frente de la fractura se han planteado distintas condiciones de borde en la literatura. Para este caso proponemos (Adachi y Detournay, 2002)

$$q = 0. \quad (9)$$

Por otra parte, se debe verificar el balance global de masa

$$\int_0^t Q_0(t') dt' = \int_S w dS. \quad (10)$$

La solución de este problema se implementa sobre el dominio cubierto por las interfaces del problema mecánico, según se muestra en la figura 5.

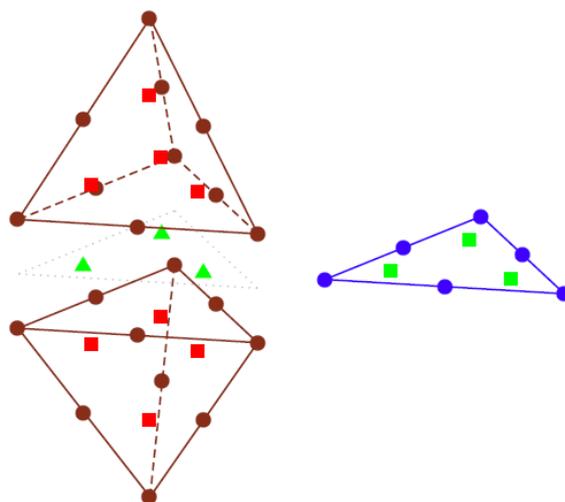


Figura 5: Relación entre los elementos de volumen del problema mecánico y los de interface del problema de fluidos.

4 CASO DE VALIDACIÓN

Presentamos aquí un caso usado como validación de las capacidades del simulador acoplado desarrollado. Se simuló el avance de una fractura, según el modelo KGD, pero en este caso en 3 dimensiones, con condiciones de borde representativas de deformación plana. Los valores de los parámetros usados en este caso son $Q_0 = 0,318 \text{ m}^3/\text{s}$, $E = 6,83 \text{ GPa}$, $\nu = 0,2$, $\mu = 0,0133 \text{ Pa s}$, $G_{Ic} = 8 \text{ J/m}^2$, $\sigma_c = 0,1 \text{ MPa}$. Para estos valores, la longitud de la zona en la cual actúan las tracciones cohesivas en la punta de la fractura es

$$l_c = \frac{E G_{Ic}}{\sigma_c^2} = 5,46 \text{ m}. \quad (11)$$

En el marco del análisis no-dimensional mencionado en la Sección 2 se identifica la tenacidad no-dimensional (Garagash, 2006)

$$\bar{K} = \frac{4K_{Ic}}{\sqrt{\pi}} \left(\frac{1}{3Q_0 E^3 \mu} \right)^{1/4}. \quad (12)$$

Para valores pequeños de este parámetro, $\bar{K} \ll 1$, la propagación está controlada por la disipación de energía en el flujo del fluido, mientras que la energía insumida en la separación de las caras de la fractura es despreciable. Esta es una hipótesis del modelo KGD, el cual se

debe comparar entonces con este régimen dominado por viscosidad. En el otro extremo, para $\bar{K} \gg 1$ la propagación está controlada por la tenacidad de la roca, y la viscosidad se torna irrelevante. En este caso, tenemos $\bar{K} = 0,12$, dentro del régimen dominado por viscosidad.

La Figura 6 muestra la malla utilizada, con un detalle de la zona de propagación. La malla consiste de 15517 elementos de volumen triangulares cuadráticos. Cada elemento tiene 10 nodos, y dado que todas las interfaces están dotadas de elementos cohesivos, el número total de nodos en la malla es 155170. Las dimensiones del dominio son 60 metros de longitud, 60 metros de altura, y 5 metros de espesor. La región con malla densa sobre el camino de propagación de la fractura tiene una longitud de 30 metros, y una distancia entre nodos de aprox. 0,33 m. La zona cohesiva está cubierta entonces por aproximadamente 16 elementos. Resultados de simulaciones con otros valores de los parámetros sugieren que, para este problema, cubriendo la zona cohesiva con un solo elemento provee resultados convergidos en función del tamaño de malla para la evolución temporal de las cantidades de las ec. (1-3).

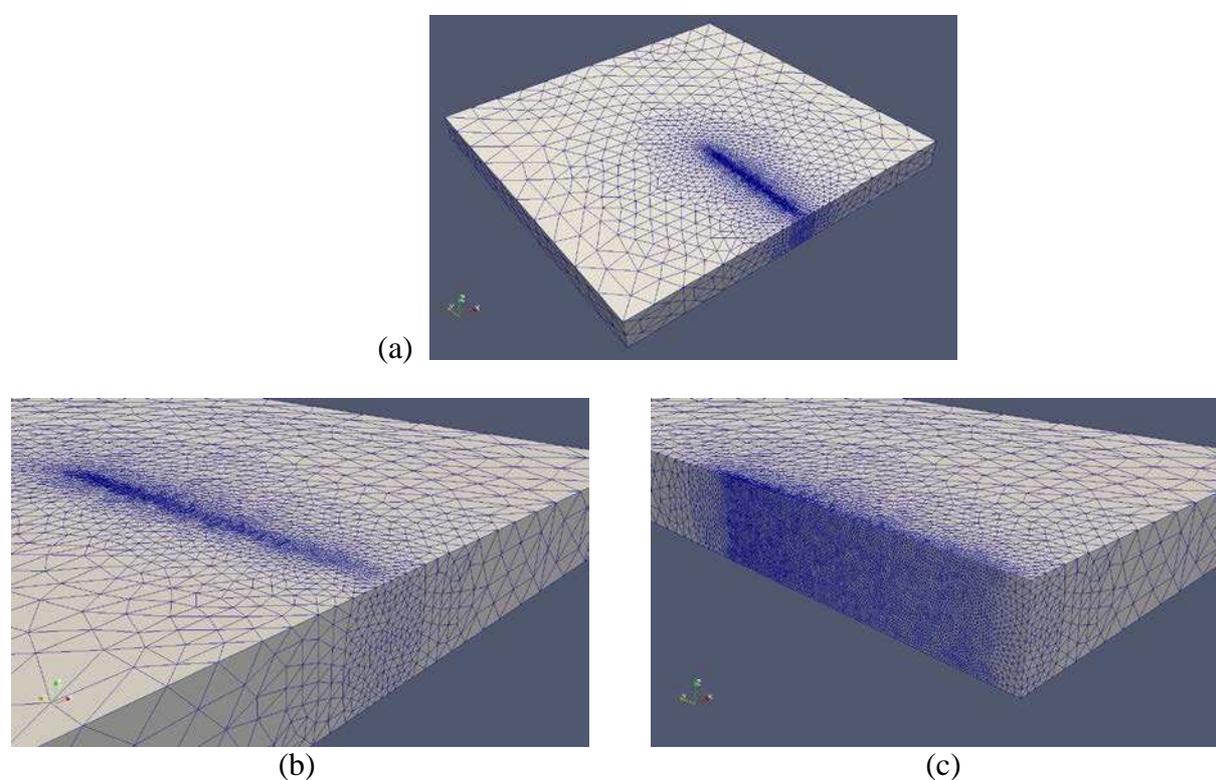


Figura 6: Malla usada para la simulación: (a) vista global, (b) detalle de la región de la fractura, (b) detalle del plano de fractura.

La Figura 7 muestra la evolución de la longitud de fractura, el ancho y la presión en boca de fractura, según las simulaciones de FEM presentes, las ec. (1-3) (VE), y las soluciones semi-analíticas (SA) de análisis asintótico (Adachi y Detournay, 2002, 2008). Analizamos también los valores promedio de la presión y la apertura a lo largo de la fractura.

El ajuste entre los valores calculados y los de modelos simplificados es bueno. Además de validar este aspecto del modelo, esto indica que el conjunto de parámetros elegido corresponde a una fractura que se propaga en el régimen dominado por viscosidad.

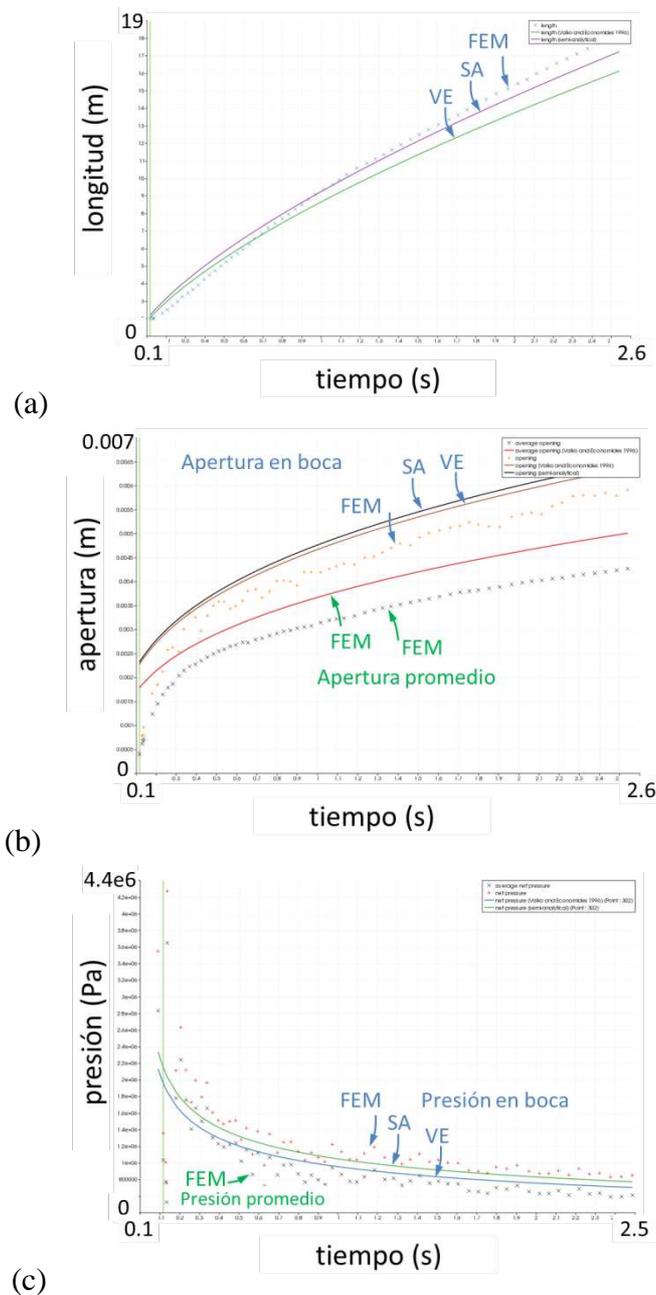


Figura 7: Evolución temporal de parámetros característicos del proceso de fracturamiento: (a) ancho de la fractura en boca, (b) longitud de fractura, (c) presión. Se comparan los resultados de las simulaciones (FEM) con los de las ecuaciones (1-3) dadas por Valkó y Economides (1996) (VE) y cálculos semi-analíticos (SA). Para el ancho y la presión se agregan también los valores promedio sobre la zona fracturada.

La Figura 8 muestra la variación calculada de la presión y la apertura a lo largo de la fractura. La Figura 9 muestra los perfiles de apertura y presión, calculados (FEM) y según Valkó y Economides (1996). Para la presión agregamos el valor máximo predicho por la solución semi-analítica. La forma de la fractura calculada es ligeramente más larga, y ligeramente más angosta en la boca de la fractura, que la dada por el modelo KGD. Estas diferencias respetan la conservación global del volumen de fluido inyectado. Dado que el modelo KGD contiene algunas aproximaciones en su derivación, es esperable tener algunas diferencias con el modelo de FEM. En todos los casos observamos que el ajuste de los resultados de los modelos es aceptable.

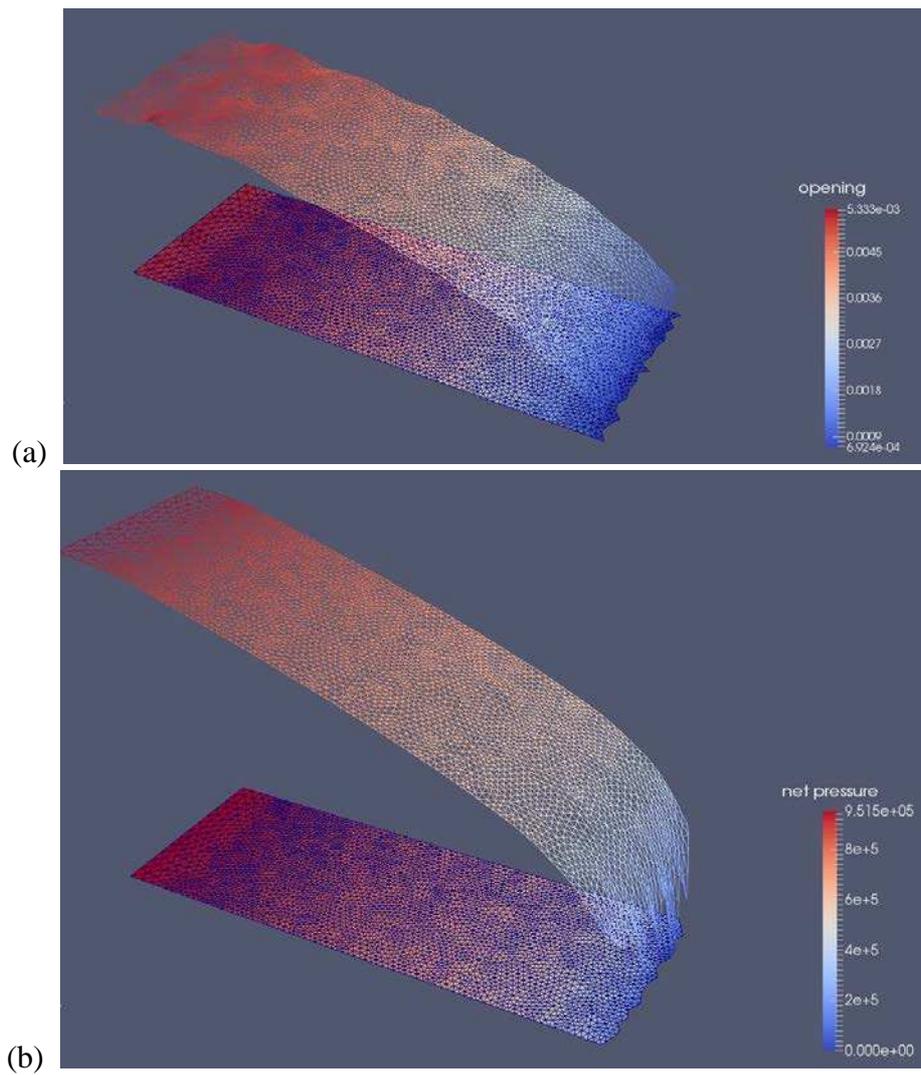


Figura 8: a) Forma de la fractura, y b) presión, durante la propagación.

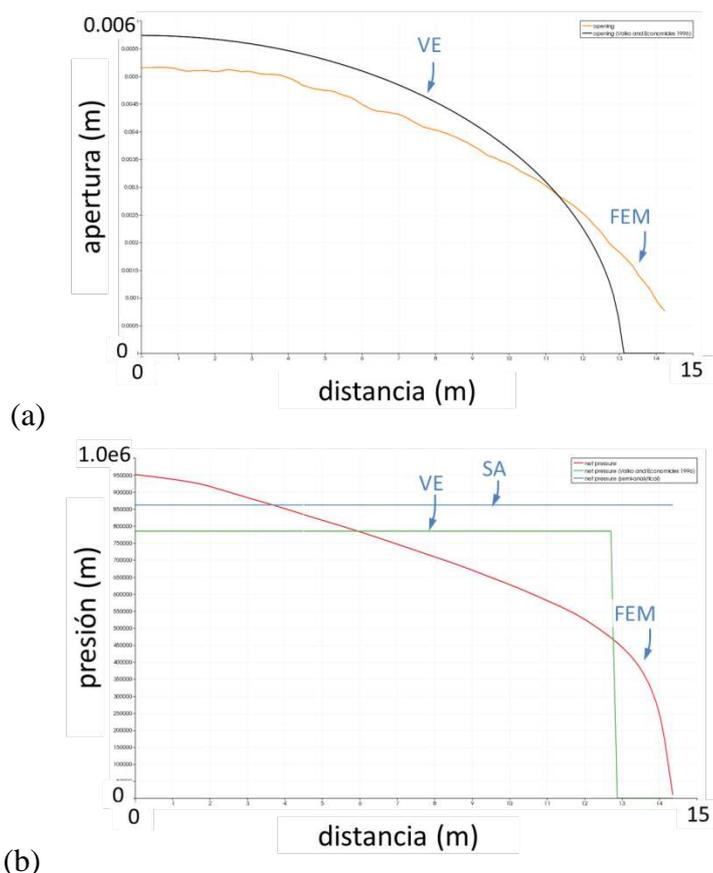


Figura 9: Perfiles desarrollados en el proceso de fracturamiento: (a) ancho de la fractura, (b) presión.

5 CONCLUSIONES

Con el objetivo de estudiar el proceso de fracturamiento hidráulico, necesario para la explotación de reservorios no convencionales, como Vaca Muerta, se ha desarrollado un simulador con las siguientes capacidades:

1. Modelado en grandes dominios 3D del desarrollo de procesos de múltiple fisuración, utilizando principios fractomecánicos y motorizando estos procesos por la acción de presión hidráulica.
2. Predicción de la interacción entre múltiples fisuras.
3. Inclusión en el modelo las propiedades mecánicas reales de las formaciones.
4. Procesamiento en paralelo con escalabilidad cercana a la óptima.
5. Simulación de micro-sísmica.

Se han realizado estudios de verificación y validación del simulador, comparando con modelos conocidos de la literatura y con resultados experimentales. En este trabajo se mostró la comparación con los resultados del modelo KGD, en el cual la propagación de la fractura está controlada por la viscosidad del fluido. Las comparaciones son en general favorables.

Este simulador, actualmente en desarrollo continuado, podrá ser utilizado para comprender el efecto de distintas variables sobre la compleja respuesta de un reservorio bajo estimulación, y para optimizar los tratamientos.

REFERENCIAS

Adachi, J.I., Detournay, E., Self-similar solution of a plane-strain fracture driven by a power-law fluid. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*,

- 26:579–604, 2002.
- Adachi, J.I., Detournay, E., Plane strain propagation of a hydraulic fracture in a permeable rock. *Engineering Fracture Mechanics*, 75(16):4666–4694, 2008.
- Barenblatt, G., The mathematical theory of equilibrium cracks in brittle fracture. *Advances in Applied Mechanics*, 7:55-129, 1962.
- Celleri, H.M., Sánchez, M., Winograd, W., Álvarez, J.P., Serebrinsky, S.A., Hryb, D.E., y López, R.G., Efecto de fracturas naturales sobre la propagación de una fractura hidráulica en la formación Vaca Muerta. *Esta Conferencia*.
- Chen, Z., An ABAQUS implementation of the XFEM for hydraulic fracture problems. En *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, INTECH, 725-739, 2013.
- Desroches, J., Detournay, E., Lenoach, B., Papanastasiou, P., Pearson, J. R. A., Thiercelin, M., y Cheng, A., The crack tip region in hydraulic fracturing, *Proceedings - Royal Society of London, A*, 447(1929):39-48, 1994.
- Detournay, E., Propagation regimes of fluid-driven fractures in impermeable rocks, *International Journal of Geomechanics*, 4(1):35-45, 2004.
- Dugdale, D., Yielding of steel sheets containing slits. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 8:100-104, 1960.
- Felippa, C. A., y Park, K. C., Staggered transient analysis procedures for coupled dynamic systems: Formulation, *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 24(1):61–112, 1980.
- Fu, P., Johnson, S.M., y Carrigan, C.R., An explicitly coupled hydro-geomechanical model for simulating hydraulic fracturing in arbitrary discrete fracture networks. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 37(14):2278-2300, 2013.
- Garagash, D.I., Propagation of a plane-strain fluid-driven fracture with a fluid lag: early-time solution. *International Journal of Solids and Structures*, 43(18-19):5811-35, 2006.
- Geertsma, J., de Klerk, F., A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21(12):1571–1581, 1969.
- Gordeliy, E., y Peirce, A., Coupling schemes for modeling hydraulic fracture propagation using the XFEM. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 253:305-322, 2013.
- Grebe, J.J., y Stoesser, M. Increasing crude production 20,000,000 bbl. from established fields. *World Petroleum Journal*, (August):473–82, 1935.
- Hasbani, J., Sánchez, M., Rosolén, A., Villafines, G., Toscano, R., Radovitzky, R. y Dvorkin, E., Sobre el modelado computacional de los procesos de fractura hidráulica. En: *Simposio de Recursos No Convencionales, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CONEXPLO 2014*, Mendoza, Argentina, 759-774, 2014.
- Khristianovic, S.A., y Zheltov, Y.P., Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid. En: *Proceedings of the Fourth World Petroleum Congress*, Roma, 579–586, 1955.
- Nguyen, O., Repetto, E., Ortiz, M., Radovitzky, R., A cohesive model of fatigue crack growth. *International Journal of Fracture*, 110:351–369, 2001.
- Noels, L., y Radovitzky, R., A general discontinuous Galerkin method for finite hyperelasticity. Formulation and numerical applications, *International Journal of Numerical Methods in Engineering*, 68:64-97, 2006.
- Noels, L., y Radovitzky, R., Alternative approaches for the derivation of discontinuous Galerkin methods for nonlinear mechanics, *Journal of Applied Mechanics, ASME*, 74:1031-1036, 2007.
- Noels, L., y Radovitzky, R., An explicit discontinuous Galerkin method for nonlinear solid mechanics: Formulation, parallel implementation and stability properties. *International*

- Journal of Numerical Methods in Engineering*, 74:1393-1420, 2008.
- Nordgren, R.P., Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE Journal*, 12(8):306–314, 1972.
- Ortiz, M., Pandolfi, A., Finite deformation irreversible cohesive elements for three-dimensional crack-propagation analysis. *International Journal of Numerical Methods in Engineering*, 44(9):1267-1282, 1999.
- Perkins, T.K., Kern, L.R., Widths of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(9):937–949, 1961.
- Radovitzky, R., Seagraves, A., Tupek, M., y Noels, L., A scalable 3D fracture and fragmentation algorithm based on a hybrid, discontinuous Galerkin, cohesive element method. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 200:326-344, 2011.
- Sánchez, M., Villafines, G., Morris, W., Toscano, R., Hasbani, J., Rosolén, A., Radovitzky, R. y Dvorkin, E., Numerical simulations and experimental test in the development of hydraulic fracturing processes. En: *8th South American Congress on Rock Mechanics*, Rocca, R.J., Flores, R.M., Sfriso, A.O., Editores, Buenos Aires, Argentina, 165-172, 2015.
- Sánchez M., Winograd E., Serebrinsky S., Celleri H., y Alvarez J.P. Modelado de la influencia de la red discreta de fracturas (DFN) durante la propagación de fracturas hidráulicas. *Reporte Interno YPF Tecnología S.A. - YPF S.A.*, 2016.
- Serebrinsky, S., Carter, E.A., Ortiz, M., A quantum-mechanically informed continuum model of hydrogen embrittlement. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 52:2403-2430, 2004.
- Spence, D.A., Sharp, P., Self-similar solutions for elastohydrodynamic cavity flow. *Proceedings of the Royal Society of London Series A*, 400:289-313, 1985.
- Ten Eyck, A. y Lew, A., Discontinuous Galerkin methods for non-linear elasticity, *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 67:1204–1243, 2006.
- Valkó, P. y Economides, M. J., *Hydraulic Fracture Mechanics*. John Wiley & Sons Ltd., 1996.
- Winograd, E. A., Bosco, S., Álvarez, J.P., Mendoza Álvarez, M., Hryb, D., Sánchez, M., Characterization of mechanical properties of rocks using numerical simulation and image analysis. *ARMA 15-0362*, 2015.