

La fracturation hydraulique dans le cadre du développement de l'activité de production d'énergie en géothermie profonde

Dominique Bruel
Mines-ParisTech



Résumé :

La technique de fracturation hydraulique a été mise en avant dès les années 70 pour la création à grande profondeur de systèmes échangeurs d'énergie reproductibles. Ces échangeurs devaient être plans, fermés, d'extension pluri-hectométriques contrôlée, et avec une impédance faible.

Aucun de ces points n'a pu être véritablement atteint, aussi bien aux Etats Unis, qu'en Europe ou au Japon. L'idée a donc du évoluer et composer avec les facteurs géologiques. Le processus a abouti au concept d'Enhanced Geothermal System (EGS) mis en démonstration depuis une dizaine d'année sur le site de Soultz sous Forêts (Alsace, France), appliqué depuis à Landau (Allemagne) pour la production d'électricité et repris pour la production de chaleur à usage industriel (projet ECOGI, Alsace, France). Le concept est innovant sur certains aspects, mais porteur de risques nouveaux, liés à la sismicité induite.

On montrera que dans ce domaine des EGS, la réalisation d'une fracture hydraulique 'vraie' se heurte à plusieurs difficultés majeures, toutes liées à la nature préalablement fracturée d'un massif naturel.

Dans un massif de type socle, il n'y a pas de mécanisme lié au profil des contraintes pour confiner en 1D la progression de la fracture hydraulique à la différence de ce qui se passe dans une structure sédimentaire tabulaire,

L'hypothèse de propagation en 2D dans un milieu élastique 3D est difficile à vérifier,

Le champ des contraintes n'est pas homogène et reflète localement la présence de discontinuités, déjà plus ou moins connectées entre elles. De plus, par une surpression, il est souvent plus facile de ré-activer une structure préexistante, plutôt que d'en propager une nouvelle,

Le paramètre pour le critère de propagation, par exemple en mode I, est défini localement à petite échelle pour un milieu équivalent, mais on ne sait pas comment il varie dans l'espace,

Du fait de la présence de discontinuités à toutes les échelles, le concept de milieu équivalent, servant à apprécier l'effet d'un 'leak off' surfacique, ne peut s'appliquer, ce qui pénalise fortement la capacité à pré-dimensionner une opération.

Le projet 'HDR' initial:

« a man-made close-loop »

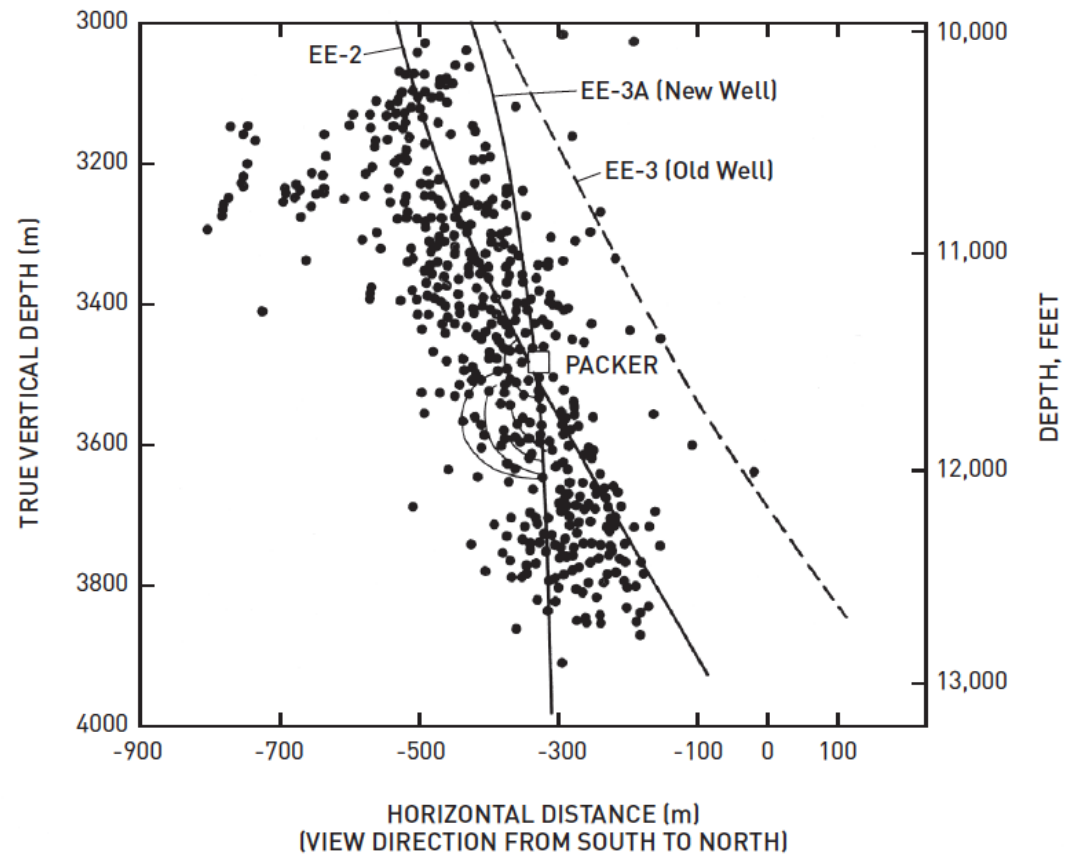
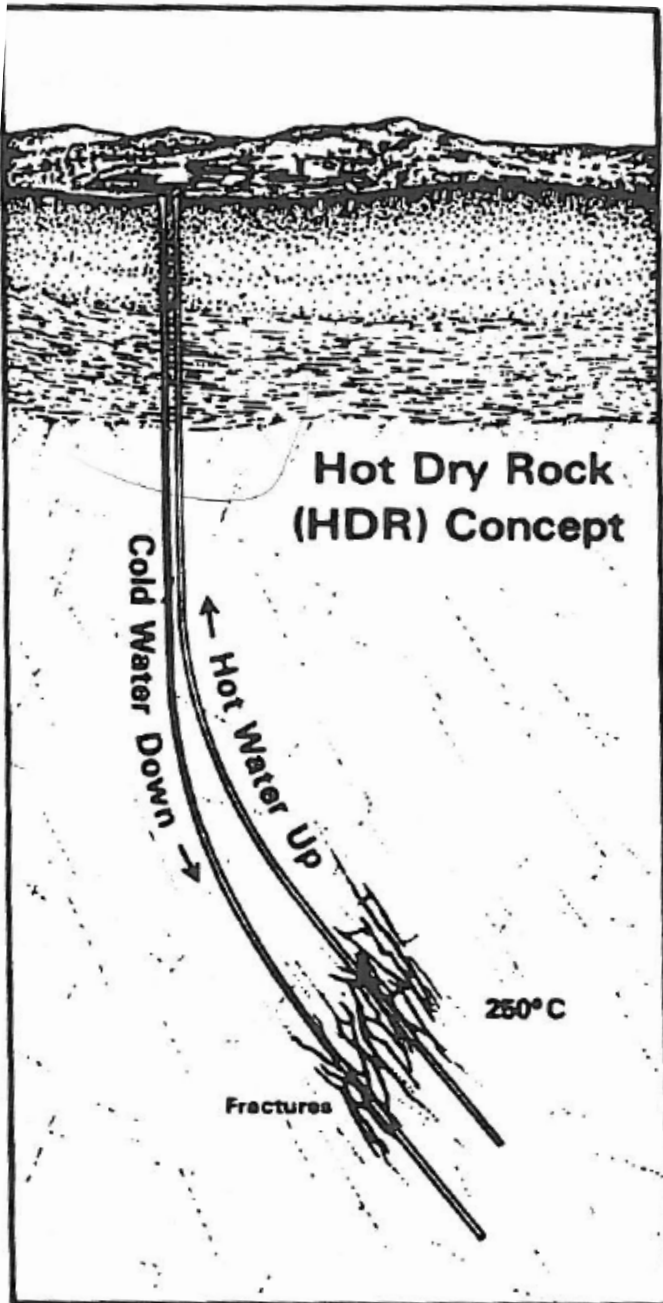
- Créer une surface d'échange en profondeur/milieu cristallin
 - de grande extension (10^{+6} m^2)
 - fermée
 - dans un milieu chaud ($>200^\circ\text{C}$)
 - de faible impédance (0.1 Mpa /L/s)
- Faire circuler un fluide pendant 20 à 30 ans
- Exploiter la chaleur en surface (cycle ORC ...)
 - Fenton Hill (USA)
 - Rosemanowes (UK)

Les premiers projets: Fenton Hill (USA)

- Phase I (1975-1979)
- Phase II (1982-1984)
 - 2 puits EE-2, EE-3, forés *a priori*
 - Plusieurs opérations de fracturation hydraulique
 - Les fractures obtenues n'ont pas la géométrie (orientation) escomptée, ne sont pas des plans de grande extension, et ne permettent pas de connecter les 2 puits
 - Un puits supplémentaire est foré EE-3A (side track)
 - La surface obtenue, comme réseau 3D, a une impédance trop élevée, le débit circulé trop faible (10 MWth)
 - Rôle du champ de contraintes (orientation)
 - Recommandation: forer le 2^{ème} puits dans la 'zone' fracturée par les opérations hydrauliques

Résultats: géométrie

- Vue d'artiste initiale
- Imagerie 'micro sismique'



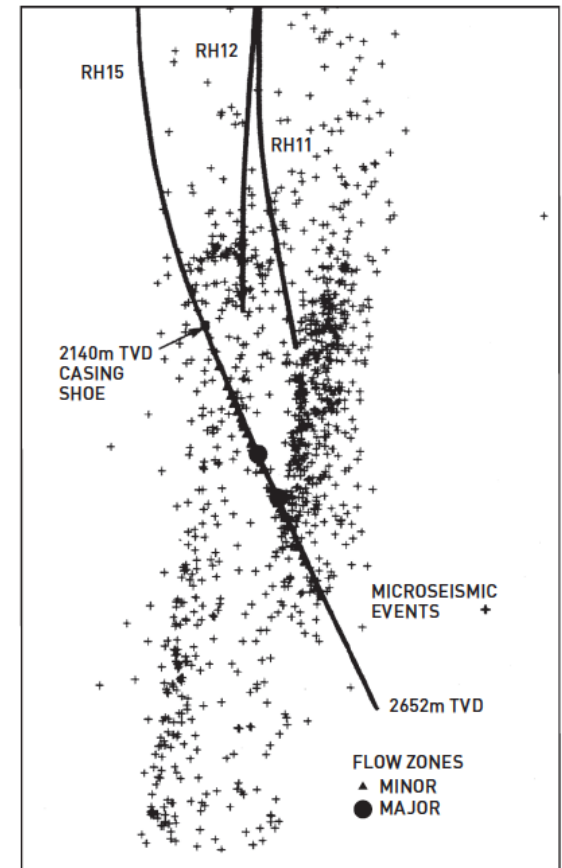
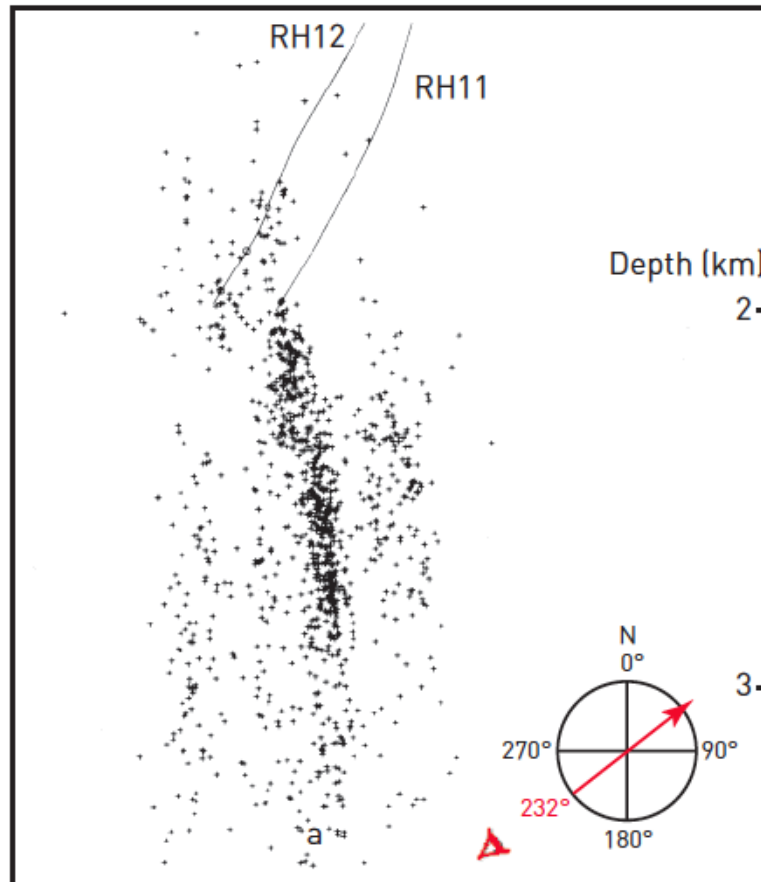
Les premiers projets: Rosemanowes (UK)

- Phase 2A – exploratoire peu profonde
- Phase 2B/2C
 - 2 puits RH11, RH12, forés *a priori*
 - Plusieurs opérations de fracturation hydraulique
 - Les fractures obtenues ne se sont pas propagées (dimension) dans la direction escomptée, et ne permettent pas de connecter les 2 puits
 - Les volumes restitués post injection sont faibles
 - Un puits supplémentaire est foré RH15 (dévié)
 - Le réseau obtenu, comme réseau 3D, a une impédance trop élevée, les pertes en fluide sont trop importantes
 - Rôle du champ de contraintes (strike slip régime)
 - Recommandation: forer le 2^{ème} puits dans la 'zone' fracturée par les opérations hydrauliques

Résultats obtenus sur Rosemanowes :

Traces des fractures créées (mode I) lors des injections massives ($14 \text{ Mpa} > \sigma_{Hmin}$) à partir de RH12 et RH15.

- Structures parallèles non connectées en grand entre elles, développées en profondeur
- Ecoulement 'tubulaire' entre RH12 et RH15
- Faible surface d'échange : transferts thermiques rapides, percée thermique observée



Principe de la fracturation hydraulique

J. Adachi, E. Siebrits, A. Peirce, J. Desroches (2007), Int. J. Rock Mech & Mining Sci. (44), 739-757

Un fluide injecté sous pression (1,2,3) en un point provoque, dès que la pression atteinte le permet, une rupture en tension (mode I, (4)) qui se propage dans une direction connue, si le débit est suffisant. But: mettre en place un agent de soutènement dans le volume crée et garantir une perméabilité. Dans un milieu élastique (5), on a :

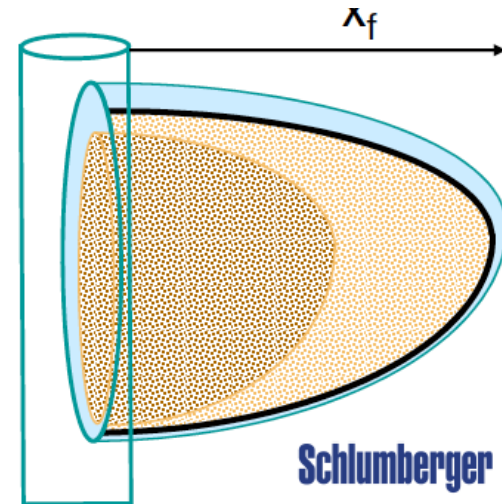
$$(1) \mapsto \frac{\partial q}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} = Q(t)\delta(O)$$

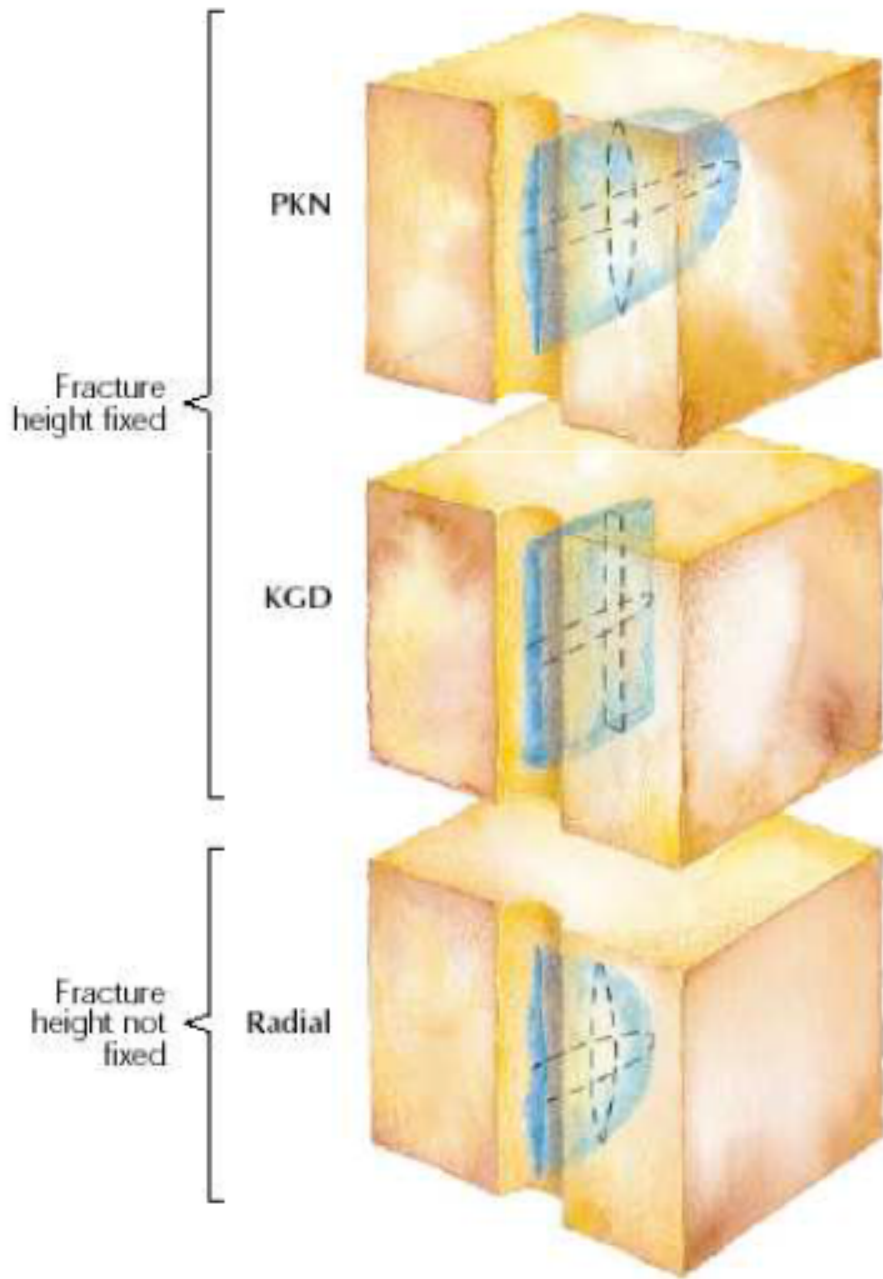
$$(2) \mapsto K \frac{\partial P}{\partial x} = -q$$

$$(3) \mapsto K = \frac{w^3}{12\mu}$$

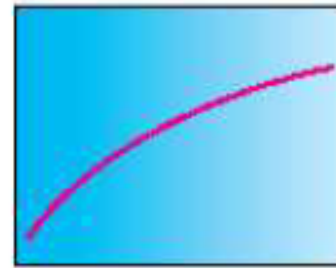
$$(4) \mapsto K_I = K_{IC}$$

$$(5) \mapsto \int_{\Omega(t)} C(x, y, \xi, \eta) w(\xi, \eta, t) d\xi d\eta = P(x, y, t) - \sigma_c(x, y)$$





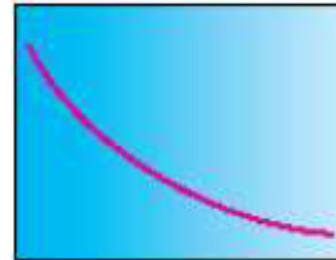
Pressure required to extend fracture



Time

- Elliptical cross section
- Width \propto height
- Width $<$ KGD; length $>$ KGD
- More appropriate when fracture length $>$ height

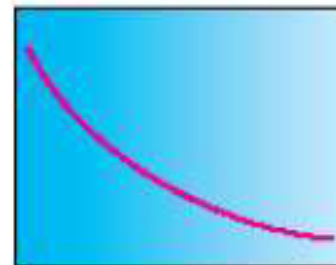
Pressure required to extend fracture



Time

- Rectangular cross section
- Width \propto length
- More appropriate when fracture length $<$ height

Pressure required to extend fracture

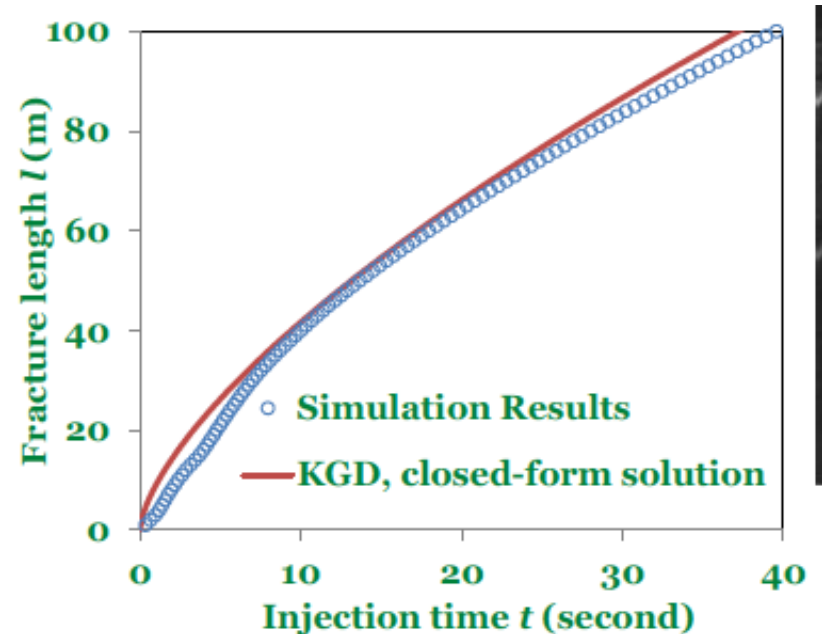
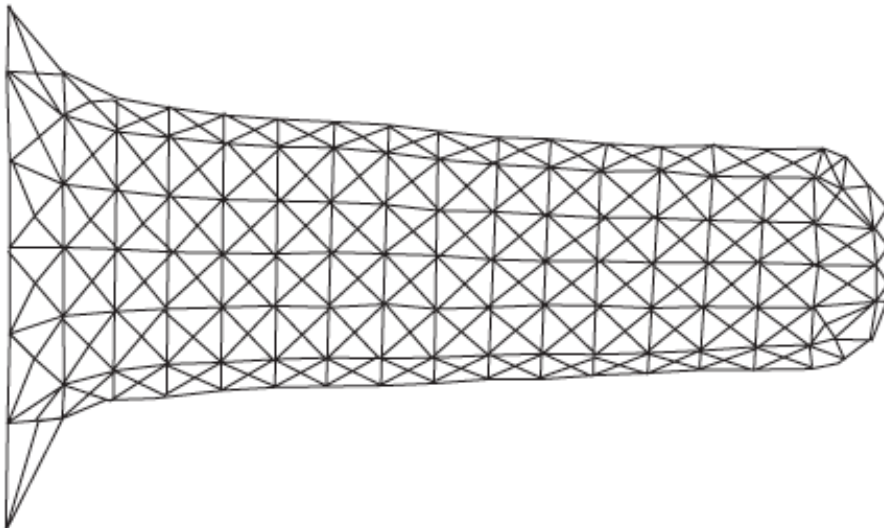
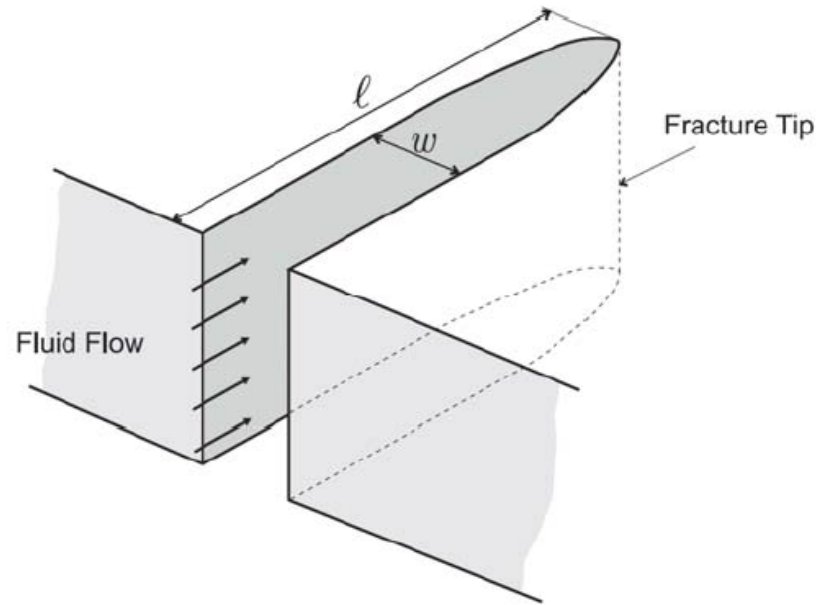


Time

- Appropriate when fracture length = height

Vérification sur un cas simple avec solution analytique en milieu imperméable . Modèle 1D 'KGD' (Cf Adachi & al. 2007)
Symétrie des fractures créées/puits.

$$l(t) = 0.605 \left[\frac{Gq_0^3}{\mu(1-\nu)} \right]^{\frac{1}{6}} t^{\frac{2}{3}}$$



Adéquation à la réalité du milieu géologique sédimentaire (1)

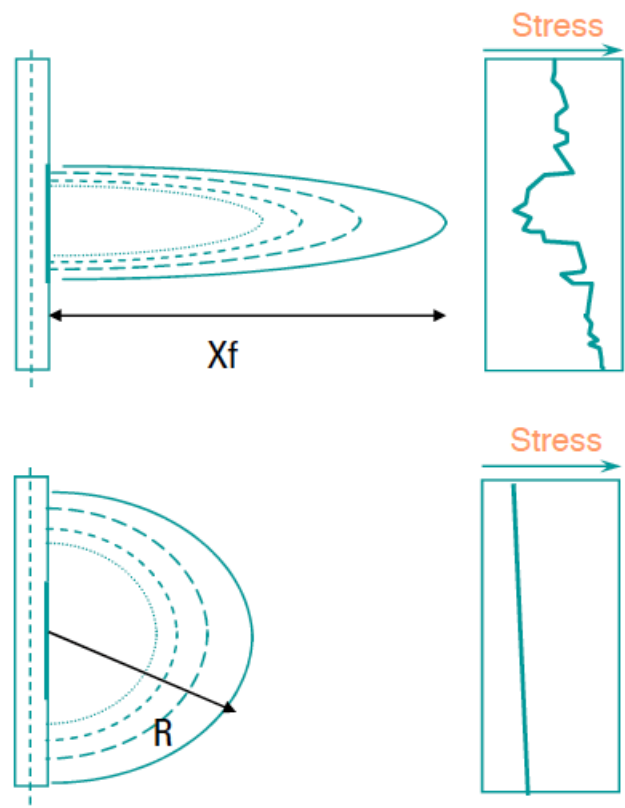
- En milieu sédimentaire stratifié, (roches réservoirs), nécessité d'un terme de 'fuite' au travers des épontes perméables dans l'équation de conservation de la masse fluide :
- Traitement 'explicite' a priori de ce terme

$$\frac{\partial q}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + 'leak_off' = Q(t)\delta(O)$$

$$(6) \mapsto leak_off = \frac{2C}{\sqrt{t-t_0(x)}}$$

Adéquation à la réalité du milieu géologique sédimentaire (2)

- Prise en compte des hétérogénéités des propriétés par couches et du profil de contrainte en fonction de z
- N'existe pas en milieu 'socle', ou en formations très épaisses



Validations, benchmark, ...

- Publications (en général dans des conférences, SPE, ARMA, ...)
 - Sarda et al. (1989) Estimation des contraintes minimales en place au moyen d'essai de microfracturation. In Rock at Great Depth, Maury&Fourmaintraux eds, Balkema, Rotterdam, pp.1049-1056
 - Carter, B.J, Desroches, J., Ingraffea, A.R. and Wawrzynek, P.A. (2000) Simulating Fully 3D Hydraulic Fracturing, in "Modeling in Geomechanics" Ed. Zaman, Booker, and Gioda, Wiley Publishers, 730p.
- Cross-validations entre codes numériques/compagnies
 - Comparison study of hydraulic fracturing models – Test Staged field experiment n°3 Warpinski, N.R., Moschovidis, Z.A., Parker, C.D., Abou-Sayed I.S., SPE, 1994
 - But: aider à choisir –sur site- et rationnellement le modèle le plus adéquat face à chaque situation, pour de design d'une opération (2D, pseudo3D,3D, ..., Amoco, Arco, Marathon-Oil CO., Chevron, Shell, Halliburton, Conoco,

Spécificités du milieu 'roches dures' propre aux EGS : une fracturation naturelle pré-existante

- Impact du réseau naturel sur la perméabilité du massif
 - Les discontinuités naturelles ont des tailles très variables (lois de distribution de longueur)
 - La perméabilité équivalente K varie comme le produit de la densité de fracturation et de la surface spécifique m^2/m^3 et dépend du lieu et de l'échelle
 - La probabilité de recouper une fracture naturelle augmente avec la distance au puits et avec la taille de la fracture créée
 - Les conditions de cisaillement (consommation de fluide de fracturation) sur des fissures adjacentes sont atteintes avant celles de propagation en mode I au bout.
 - Le comportement en $t^{-1/2}$ du terme de Leak-off résolu de manière implicite ne peut être défini *a priori* dans l'équation de conservation de masse fluide

Spécificités du milieu 'roches dures' propre aux EGS : une fracturation naturelle pré-existante

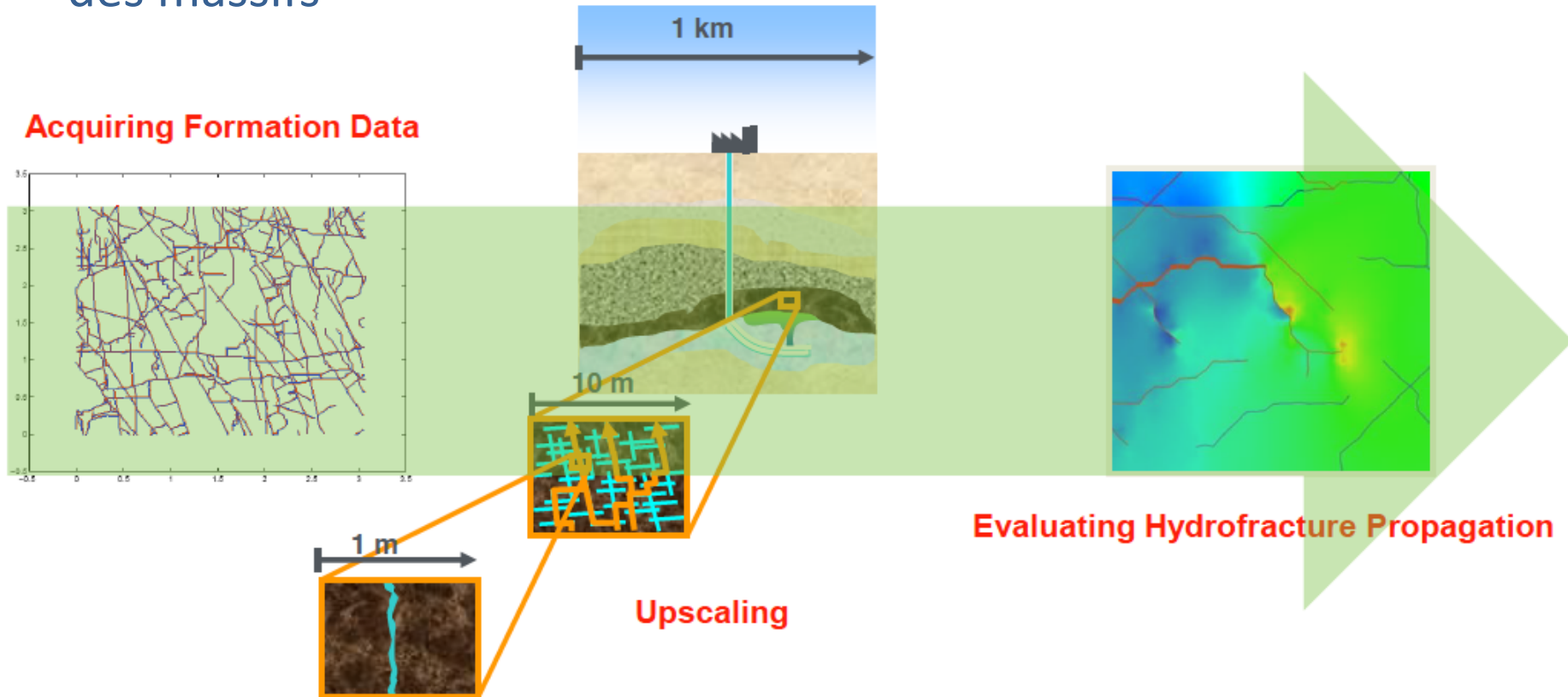
- Impact sur la distribution spatiale des contraintes *in situ* et induites par la déformation :
 - hétérogénéité des contraintes *in situ* contrôlées par les structures en place
 - L'orientation (et la valeur) de la composante mineure est difficile à obtenir partout (Cf K Evans, 2012)
 - Le terme de 'contrainte_confinement' ne peut pas être traité trop simplement dans l'équation de l'équilibre élastique (5)
 - Les interactions avec les structures en place doivent être mieux considérées : ce n'est plus un problème plan 2D dans un milieu 3D
 - Impact grandissant avec ratio $\sigma_{\min}/\sigma_{\max}$ proche de 1

Exemple de travaux en cours : 2009-2012

Cadre : développement des EGS (support US DOE)

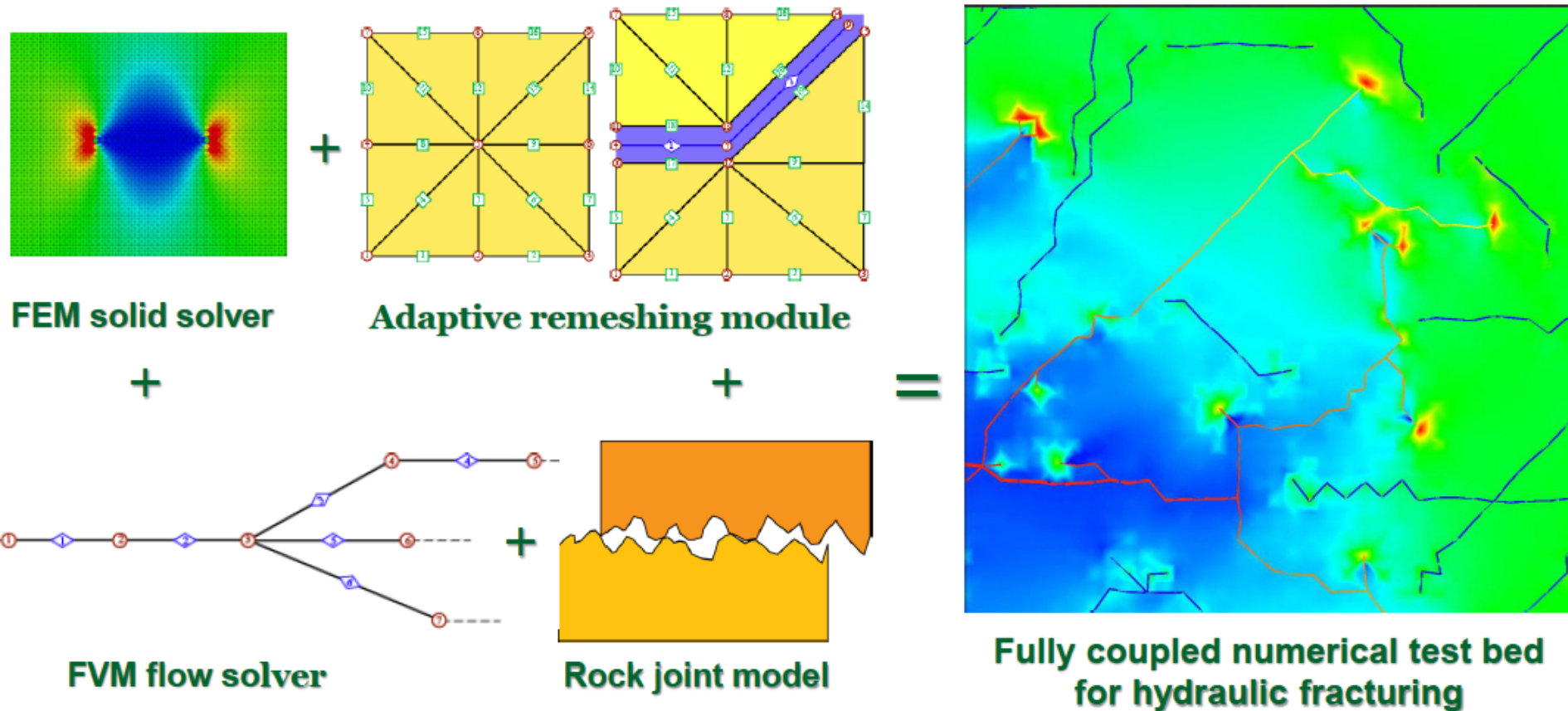
Ref C. Carrigan, LLNL, ARMA, 2011

But : tenir compte de la nature pré-fissurée à plusieurs échelles des massifs



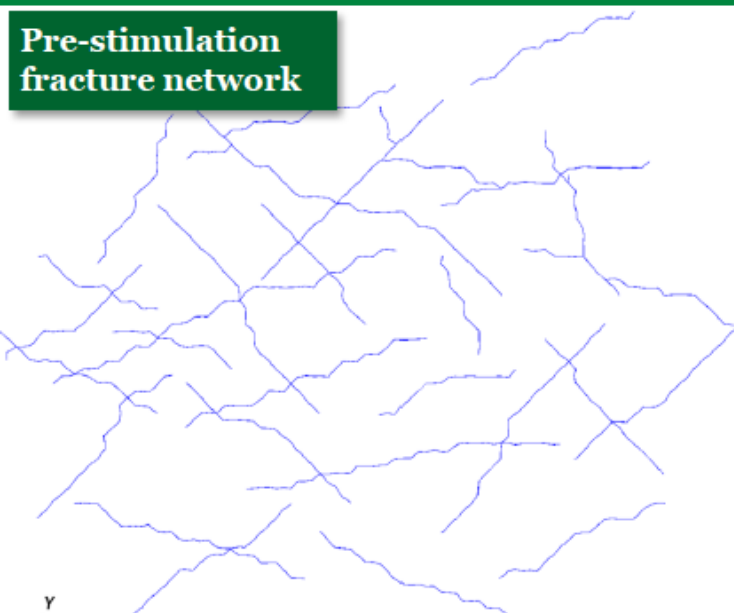
Scientific/Technical Approach (2)

- Using fully coupled geomechanics-discrete fracture flow simulation, we can observe hydrofrac propagation, fracture – fracture interactions and changes in stress field (blue:compression, red/yellow: tensile)

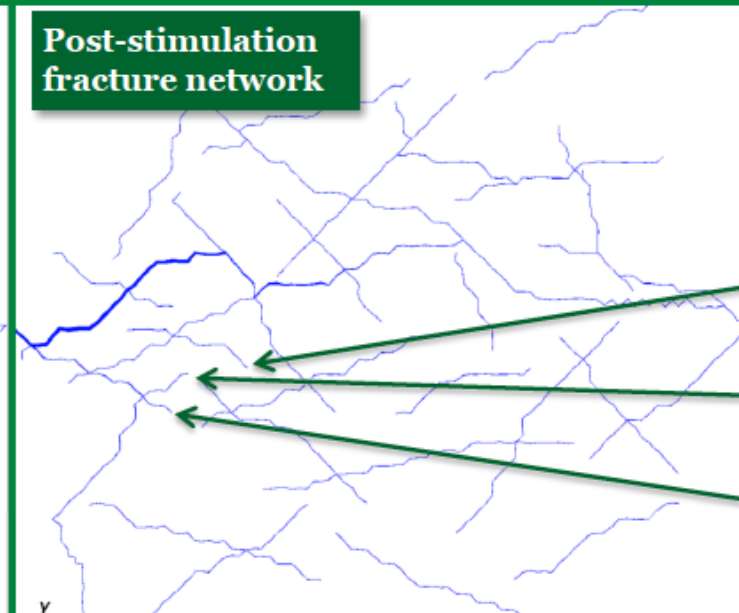


Simulating complex interactions between fractures (Sup. 5)

Pre-stimulation fracture network



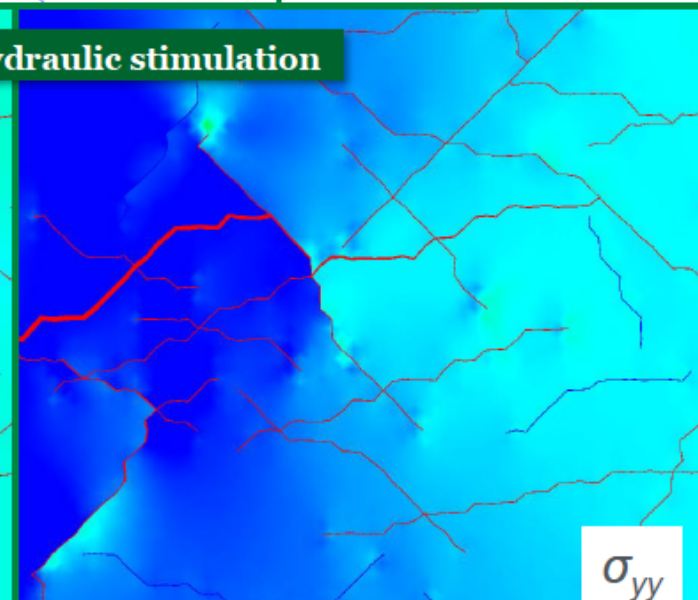
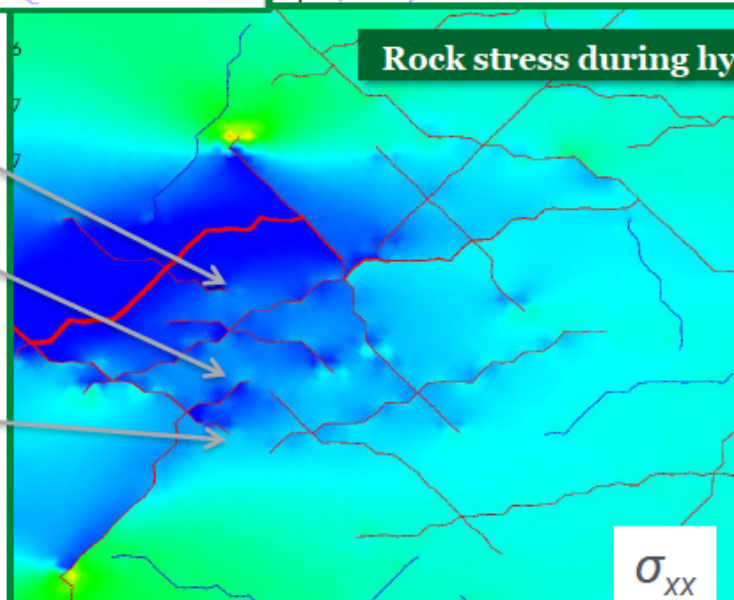
Post-stimulation fracture network



Why did not fractures develop at these tips with high fluid pressure?

Simulation reveals:
Fracturing along these tips was impeded by the high compressive stress created by pressured neighboring fractures.

Rock stress during hydraulic stimulation



Pour conclure :

Dans un massif de roche dure, (très faible perméabilité de matrice),

- K est hétérogène et provient des fissures préexistantes
- il n'y a pas de mécanismes dus à l'hétérogénéité des propriétés pour confiner en 1D la progression de la fracture hydraulique
- Le champ des contraintes n'est pas homogène et reflète la présence de discontinuités et de leurs mouvements passés
- Il est plus facile de ré-activer en cisaillement une structure pré-existante inclinée, plutôt que d'en créer une nouvelle en mode I
- Du fait de la présence de discontinuités, le concept de milieu équivalent, servant à apprécier l'effet de leak off, ne peut s'appliquer, ce qui pénalise fortement la capacité à injecter un proppant et à prédimensionner rapidement une opération.

Tout se passe en 3D et le milieu 'équivalent' est difficile à caractériser. Le cadre théorique des modèles hydro-mécaniques de fracturation hydraulique doit être repensé pour une mise en oeuvre plus sûre dans le contexte géologique d'un milieu naturel