

Fracturation hydraulique : les clés pour comprendre

Jean-Pierre Tshibangu & Fanny Descamps
Service de Génie Minier, UMONS - FPMs

Plan de la présentation

- Historique et définitions
- Mise en œuvre technique
- Conception et modélisation: mécanique de la rupture fragile, modélisation mécanique, productivité
- A propos des fluides de fracturation
- Mesures et contrôle

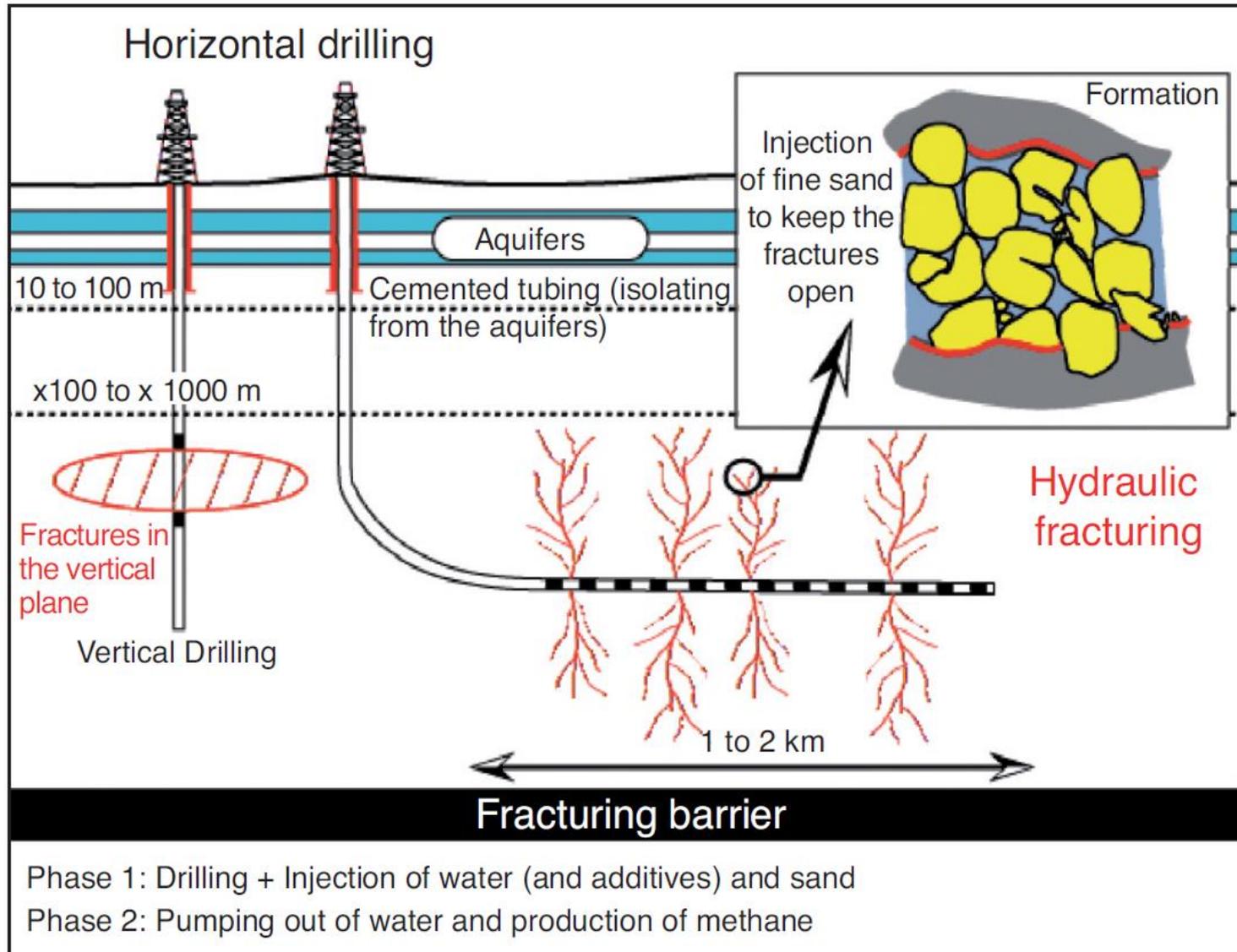
Qu'est-ce que la fracturation hydraulique?

La fracturation hydraulique ou « fracking » est une technique destinée à casser la couche ou zone payante dans un réservoir de liquide ou de gaz de manière à améliorer la productivité.

Elle consiste à mélanger différentes composantes (généralement des produits chimiques) pour préparer le fluide de fracturation approprié à un cas spécifique, et à pomper le mélange dans la couche à des débit et pression suffisamment élevés pour initier et faire propager une fracture hydrauliquement.

Il existe également une fracturation dite acide pratiquée dans les formations carbonatées dont le but est de dissoudre de la matière le long des fractures.

Fracturation hydraulique



Source : IFP-EN

Bref historique

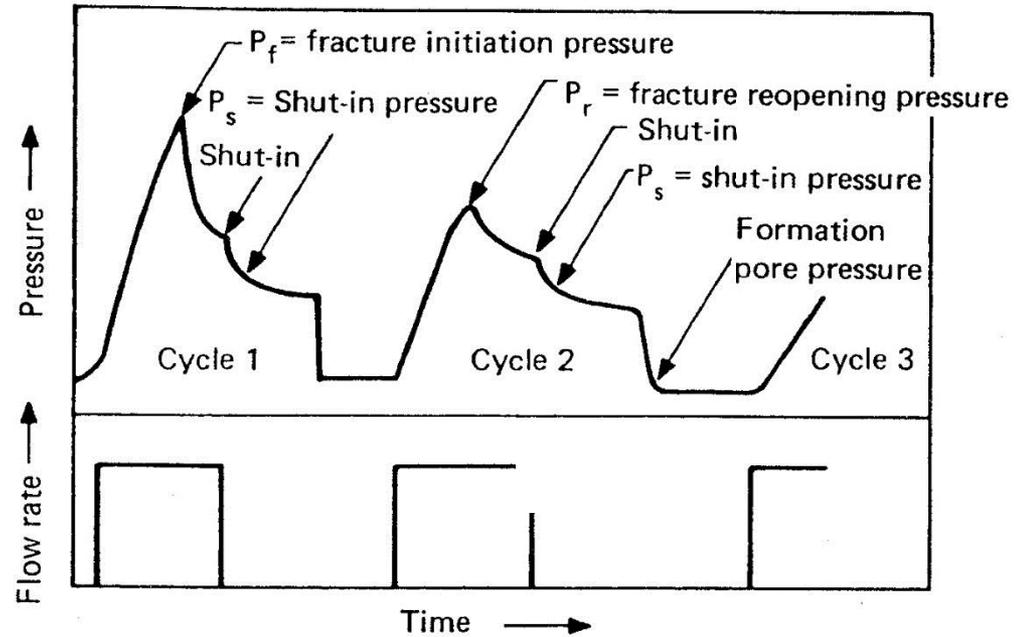
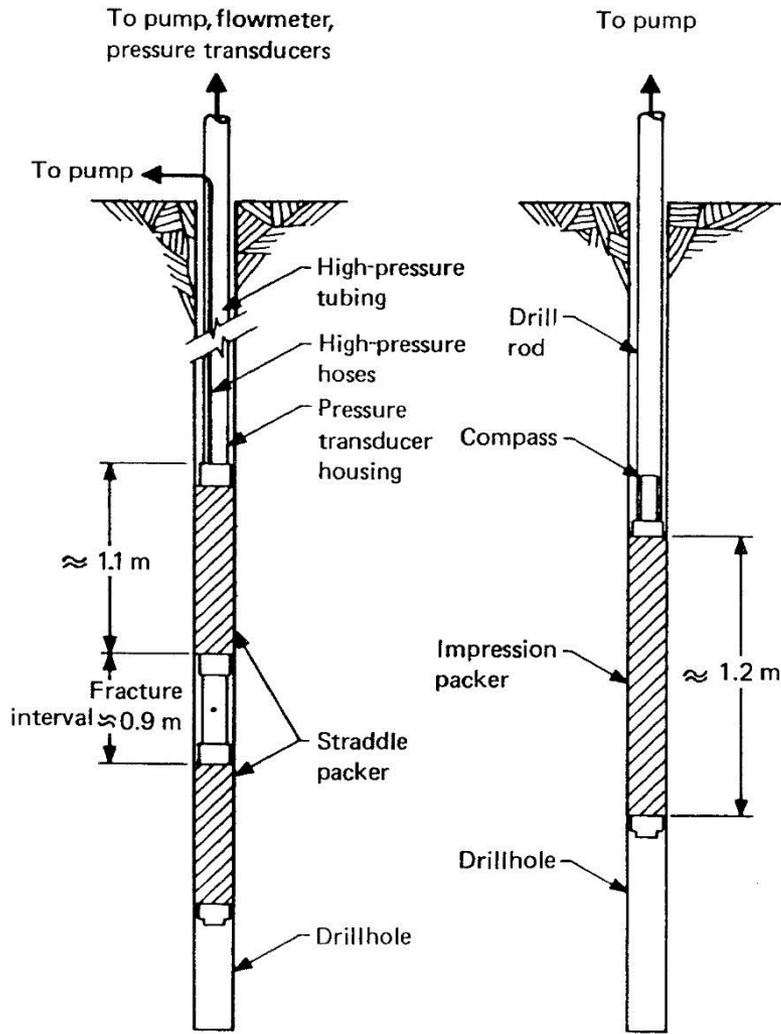
Le phénomène de fracturation en vue d'augmenter la production avait déjà été observé au cours des **années trente**. Mais il faudra attendre juillet **1947** pour voir le premier traitement de fracturation spécifiquement dédié à la stimulation de la production; elle a été conduite dans le champ gazier de Hugoton en Arkansas (USA).

Depuis sa découverte, la fracturation hydraulique s'est développée depuis le simple processus à faibles volume et débit d'injection, à une méthode complexe à haute ingénierie utilisée pour différents objectifs. Elle peut être utilisée pour améliorer la productivité des puits en supplantant les problèmes de dommage autour du puits pendant les opérations de forage et de complétion; elle peut également être utilisée pour faire des fractures profondes dans les réservoirs à faible perméabilité.

Bref historique

Au cours des années, la technologie associée à la fracturation s'est améliorée significativement. Des **fluides de fracturation** ont été mis au point pour des réservoirs variés allant des cas peu profonds et faible température à des formations dans des environnements profonds et chauds. Beaucoup de types d'éléments de soutènement ou "proppants" ont été développés par exemple, allant du sable siliceux, le "standard", à des matériaux fortement résistants comme les billes de bauxite frittées, qui peuvent être utilisées dans des formations profondes où la contrainte de fermeture de la fracture excède la capacité des sables.

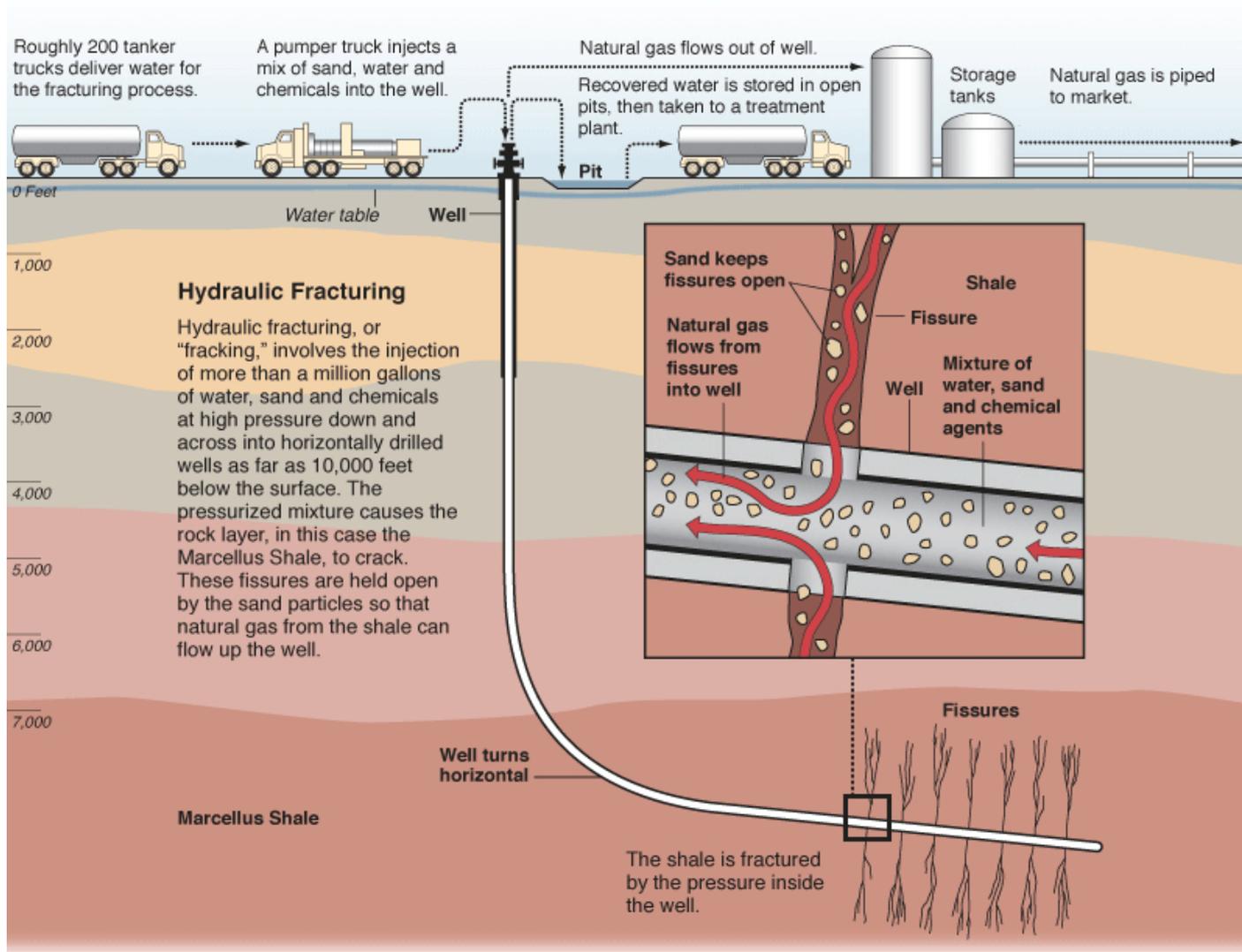
Mise en œuvre technique



Application des cycles d'injection et mesure des pressions.

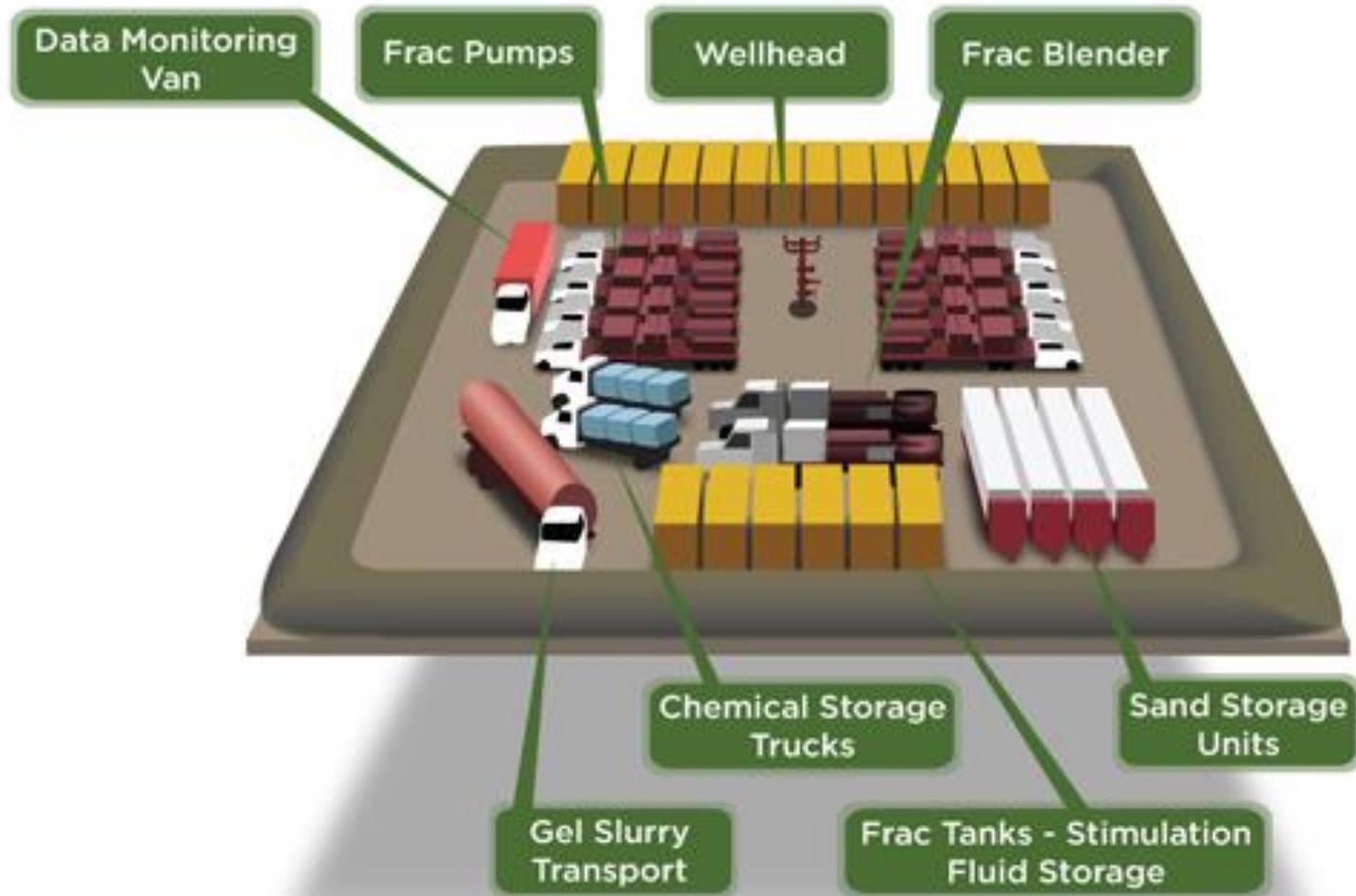
Système à 1 ou 2 obturateurs

Vue générale des opérations



Graphic by Al Granberg

Installations de surface



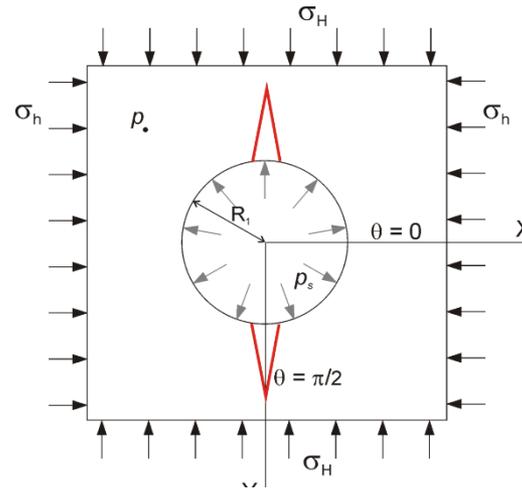
Installations de surface (bis)



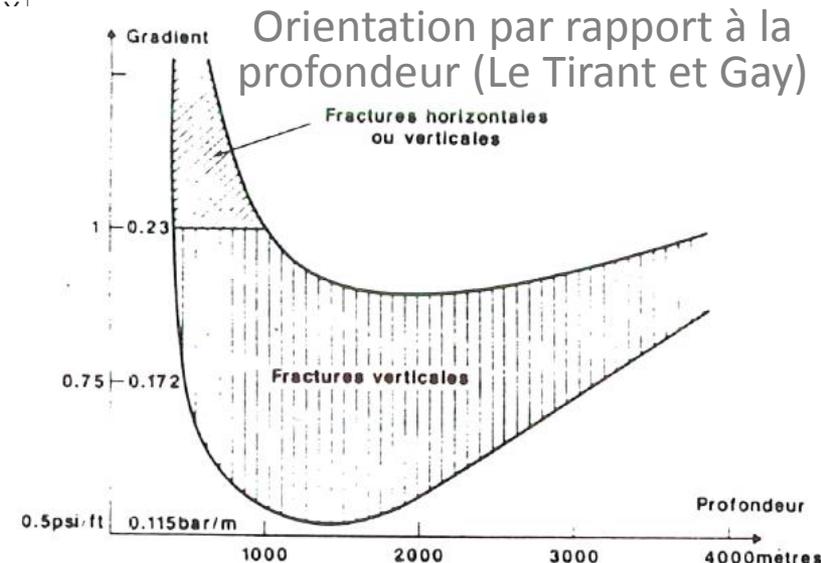
Conception et modélisation : géométrie et orientation des fractures

Cas d'un puits vertical
avec 2 contraintes horizontales
principales à l'infini
Solution de Kirsch:

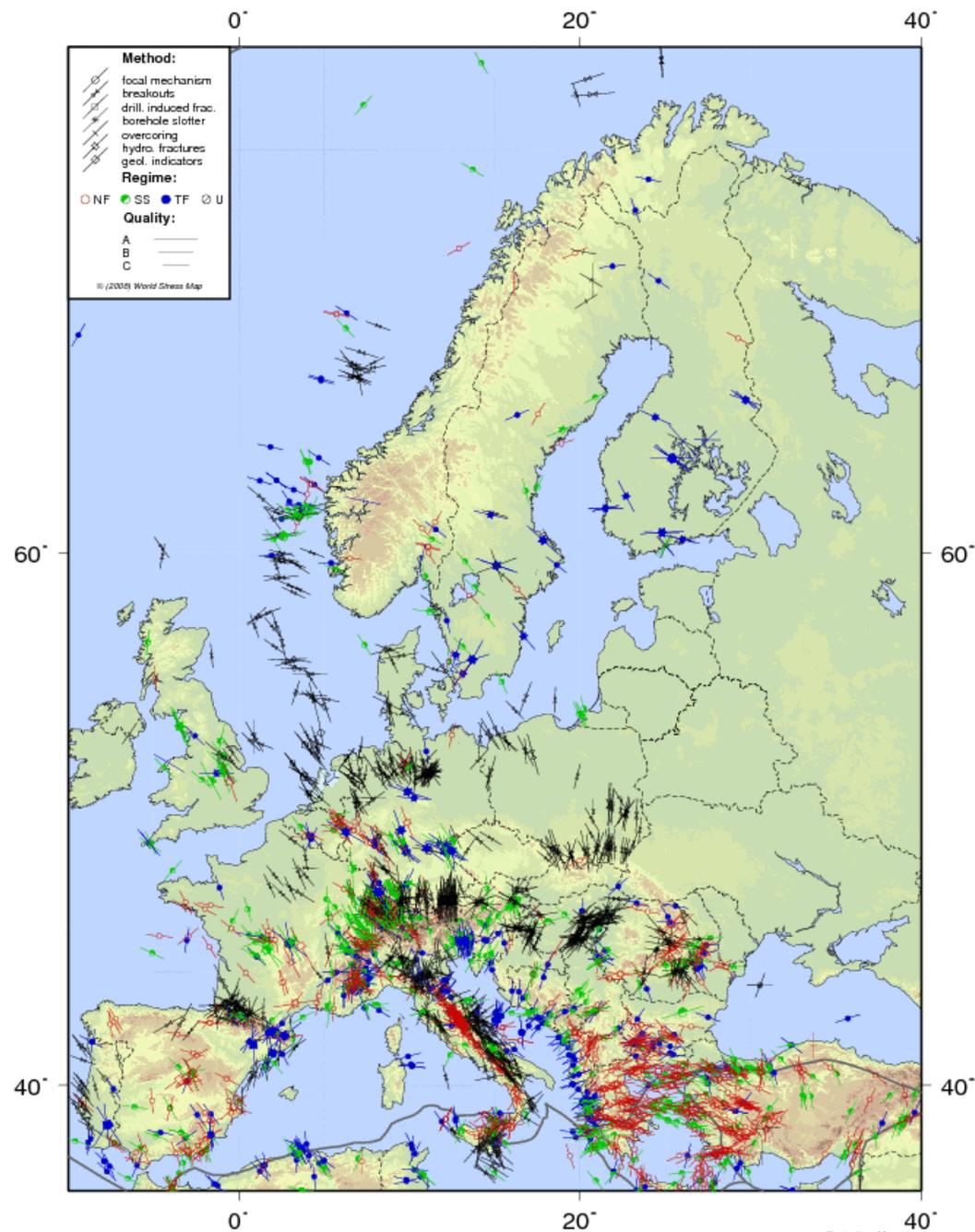
- $\sigma_{\theta} = 3 \sigma_H - \sigma_h - p_s - p$ si $\theta = 0$
- $\sigma_{\theta} = 3 \sigma_H - \sigma_h - p_s - p$ si $\theta = \pi/2$
- Si $\sigma_H > \sigma_h$ & $p_s + p > 3 \sigma_h - \sigma_H \rightarrow$
Fracturation hydraulique possible pour $\theta = \pi/2$



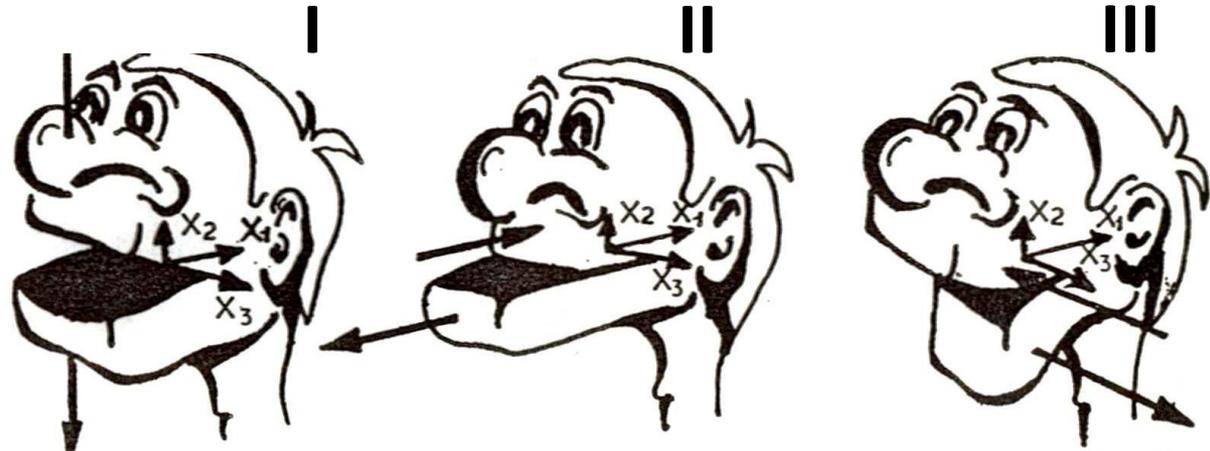
Le fracking
permet la mesure
des contraintes
in situ.



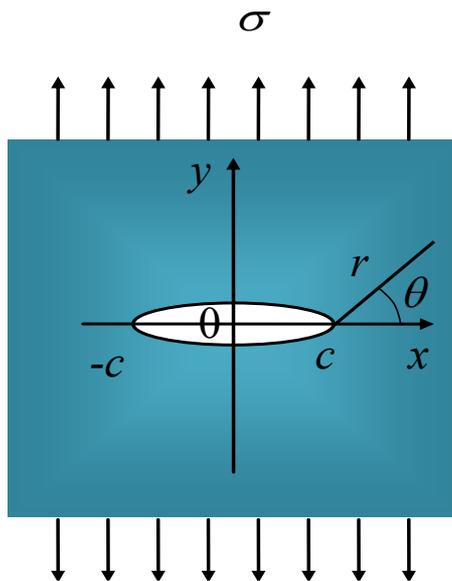
Cartographie des contraintes mesurées in situ en Europe.



Mécanique de la rupture fragile: modes de propagation des fissures et mécanismes



Mode I ou d'ouverture



$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \tau_{xy} \end{bmatrix} = \frac{K_I(\sigma, c)}{\sqrt{2\pi r}} \begin{bmatrix} \cos \frac{\theta}{2} \left(1 - \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right) \\ \cos \frac{\theta}{2} \left(1 + \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right) \\ \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2} \cos \frac{3\theta}{2} \end{bmatrix}$$

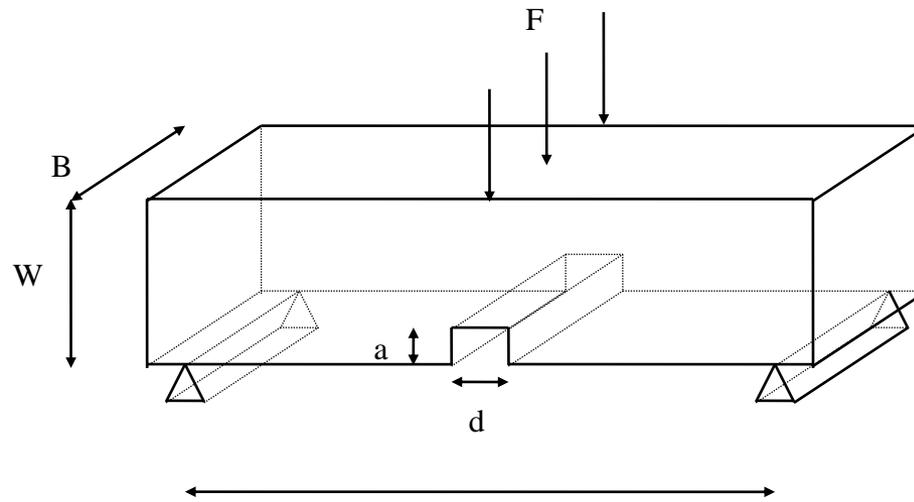
Critère de propagation:

K_{IC} est un paramètre du matériau

$$K_I \geq K_{IC}$$

Mesure du facteur d'intensité de contrainte en mode I

Essais de flexion

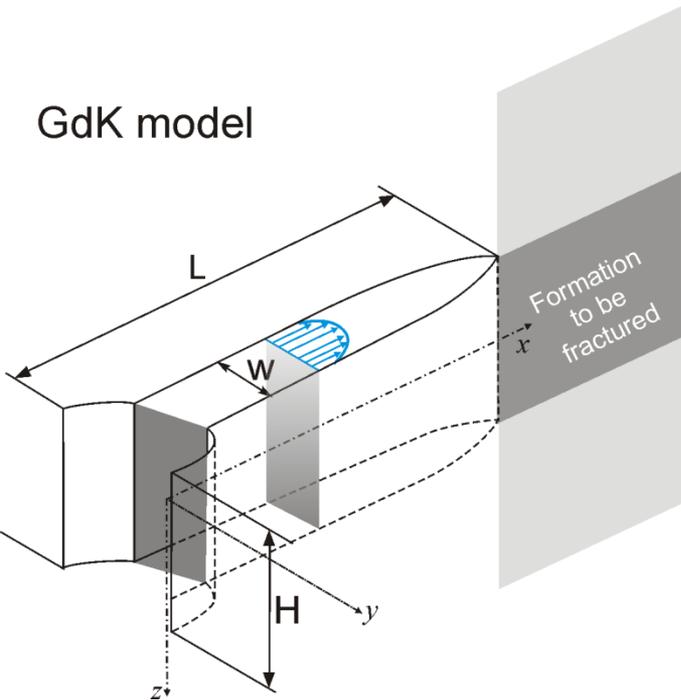


$$K_{Ic} = \frac{P_c}{B\sqrt{W}} \left[11,58 \left(\frac{a}{W} \right)^{\frac{1}{2}} - 18,42 \left(\frac{a}{W} \right)^{\frac{3}{2}} + 87,18 \left(\frac{a}{W} \right)^{\frac{5}{2}} - 150,66 \left(\frac{a}{W} \right)^{\frac{7}{2}} + 154,30 \left(\frac{a}{W} \right)^{\frac{9}{2}} \right]$$

Roche	UCS (MPa)	K1C (3 pts) (MPa√m)	K1C (4 pts) (MPa√m)
Dolomie Marche les Dames	106	1,34	1,56
Porphyre Lessines	95		2,75
Calcaire Soignies	73	1,48	1,77

Modélisation de la propagation de la fracture

GdK model

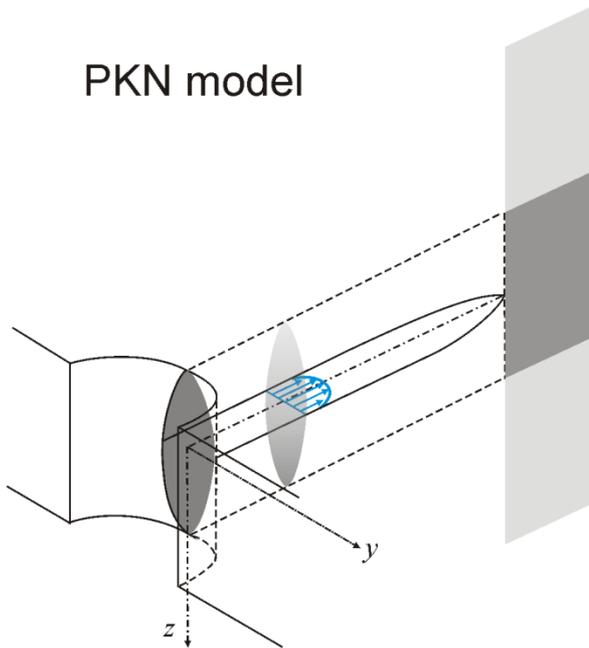


$$W(0, t) = g \left(\frac{(1 - \nu)\eta QL^2}{\mu H} \right)^{1/4}$$

$$L = \frac{Q}{16HC^2} W(0, t_p) \left[\frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + \exp(\alpha_L^2) \operatorname{erfc}(\alpha_L) \right]$$

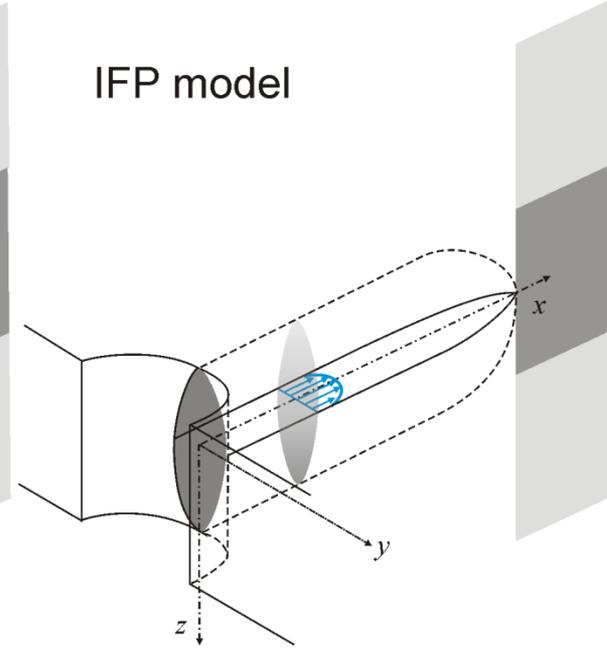
$$\alpha_L = \frac{8C\sqrt{t}}{\sqrt{\pi W(0, t_p)}}$$

PKN model



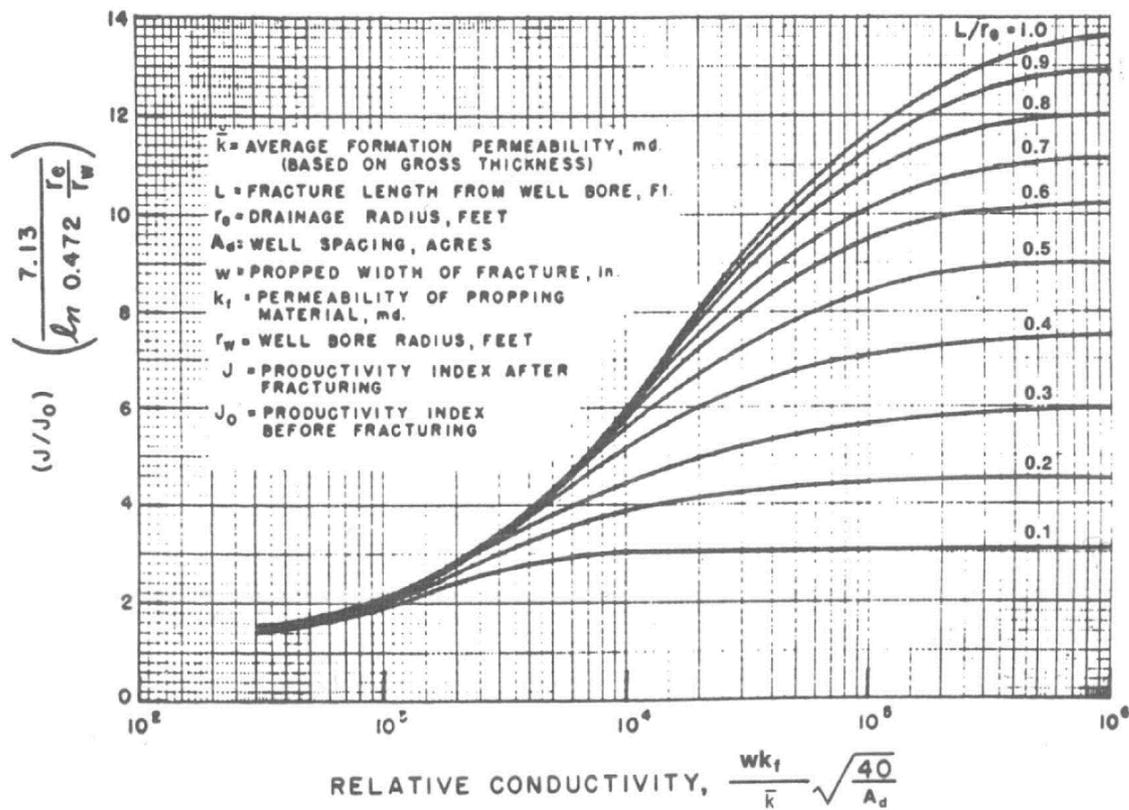
$$W(0, t) = 4 \left(\frac{(1 - \nu^2)\eta QL(t)}{\pi E} \right)^{1/4}$$

IFP model



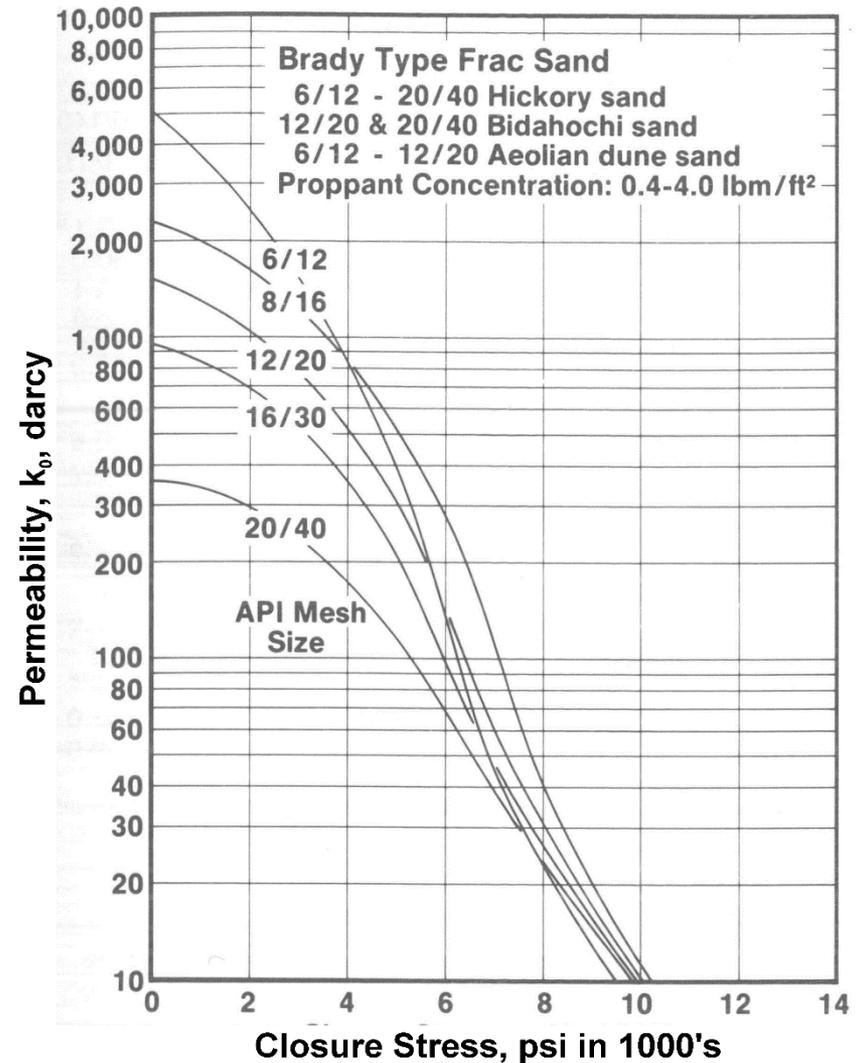
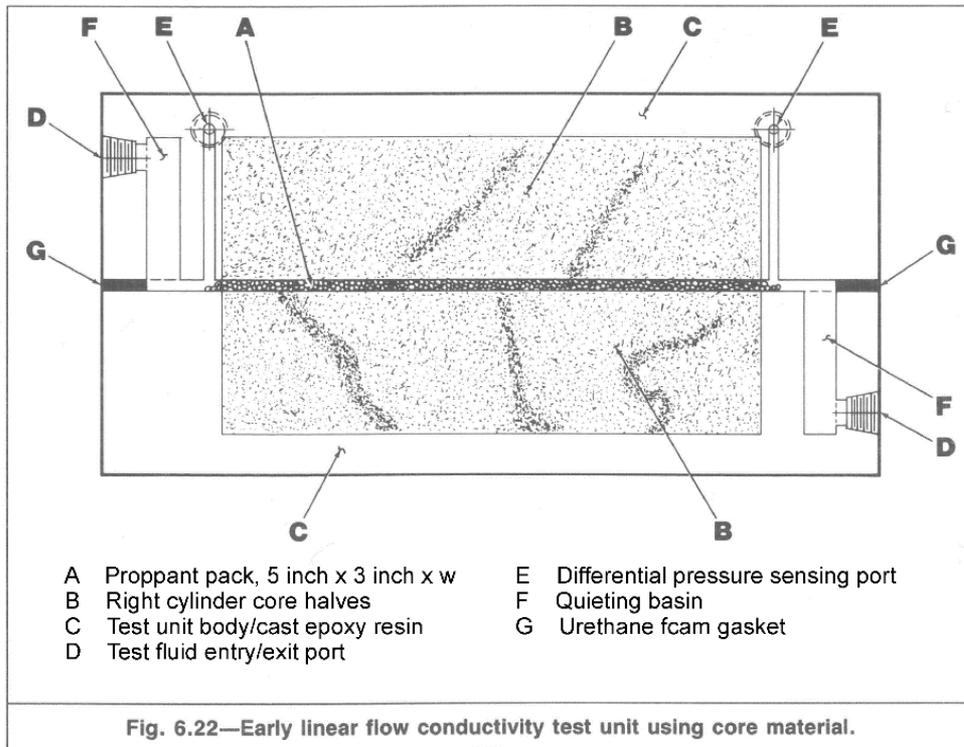
On peut également évaluer le **volume injecté**. Typiquement, le traitement de fracturation a évolué en taille en partant de la mini-fracturation (exemple 2 m³) pour des longueurs faibles, à celles massives à haute pénétration (MHF – Massive Hydraulic Fracturing) qui dépassent les 4 à 5000 m³ de fluide de fracturation et 1.5 millions de kilogrammes de l'agent proppant. Les MHF ont joué un rôle important dans le développement des réservoirs de gaz peu perméables qui ne pouvaient pas être autrement économiques, d'où leur emploi dans l'exploitation des gaz de schistes.

Agents proppants et conductivité des fractures : Indice de Productivité (IP)



The Mc Guire-Sikora model is suited for determining the required fracture conductivity in an oil well producing from high- or medium-permeability formation. This fig can be used to determine the conductivity ratio needed to achieve a given PI (Productivity Index) ratio. The selection of a proppant consists of determining the optimum economic value of wk_f (w : propped width of fracture, k_f : permeability of proppant), fracture conductivity, for a given well.

Perméabilité des proppants et effet de la contrainte



Caractéristiques des fluides de forage et de fracturation

Phase de forage:

- Débit: assure l'évacuation des cuttings sans re-broyage
- Contrôle de densité: donner un soutènement à la paroi du forage
- Thixotropie: former un gel pour éviter la sédimentation pendant l'arrêt de pompage
- Formation du cake (fine couche déposée sur la paroi): éviter l'arrivée des fluides de formation ainsi que la perte des fluides forage.

Phase de fracturation:

- Transport des éléments de soutènement (proppants): sable, billes de bauxite ...
- Faible filtration et haute viscosité pendant le traitement
- Faible viscosité et compatibilité avec les fluides de formation pour permettre un dégorgement facile après le traitement

Fluides de forage et fracturation: type, composition et usage

A base d'eau: bentonite, eau, baryte (densificateur), sels (KCl) pour inhiber le gonflement des argiles, ... - bons du point de vue environnemental mais peuvent induire un gonflement des argiles.

A base d'huile: huiles, densificateurs,... - conviennent pour les formations gonflantes mais sont polluants. Souvent interdits dans beaucoup de pays.

Polymères: il en existe des convenables pour toutes les formations géologiques, mais sont onéreuses en général.

Additifs: gels (gomme de guar, ...), acides pour nettoyer après traitement, etc.

Mesures et contrôle

Pendant les opérations de fracturation:

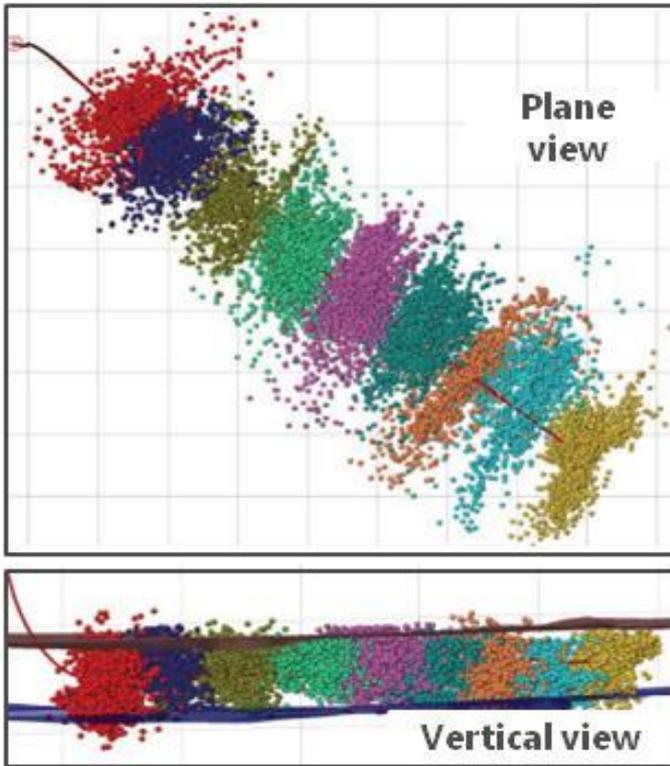
- Pressions en tête de puits
- Débit
- Volumes injectés
- Densité de la boue (vérifier la concentration en proppant)
- Mesures acoustiques (pendant la propagation de la fracture)

Après la fracturation:

- Pression
- Volume de fluide de fracturation récupéré
- Hauteur de fracture et ses autres dimensions: débit, température, diagraphie gamma si proppants dopés.

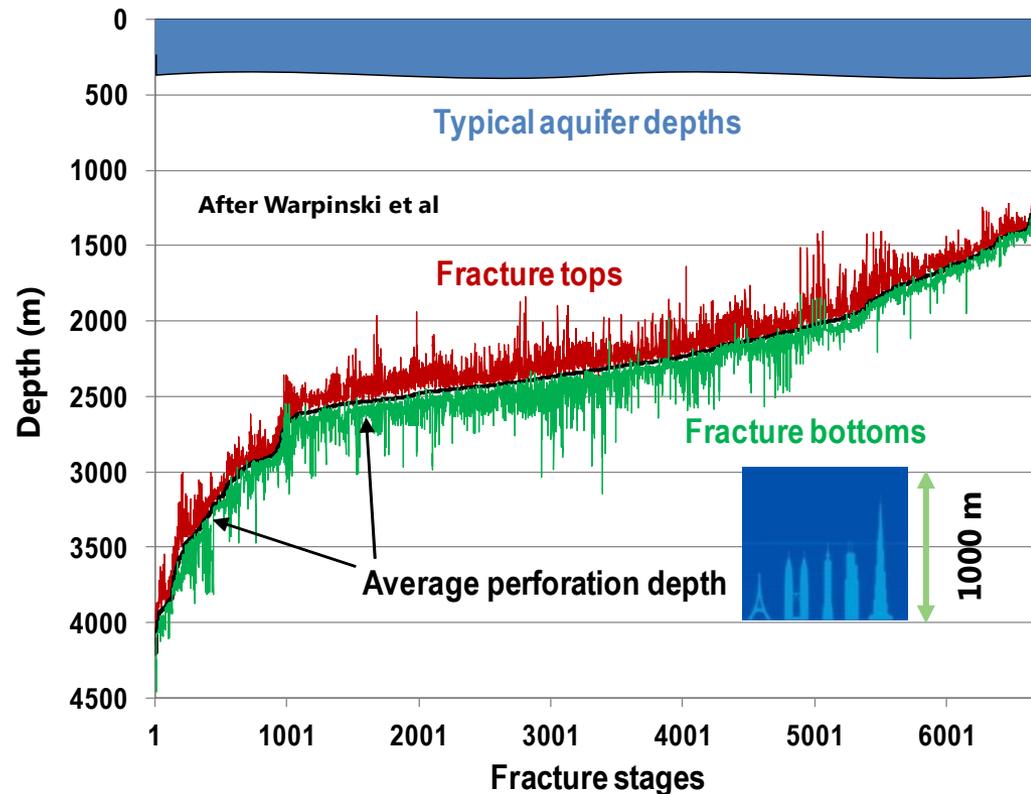
Mesures microsismiques et extension des fractures

Source : Total (Charlez)



Cartographie de la propagation des fractures par auscultation microsismique temps réel.

Extensions verticales des fractures



Conclusion

Après plus de 50 ans de pratique de fracturation hydraulique pour améliorer la production des liquides et des gaz, la technique est de mieux en mieux maîtrisée par les ingénieurs.

Mais notre habilité à déterminer la forme des fractures in-situ, leurs dimensions (longueur, largeur et hauteur), l'azimut et la conductivité est toujours en cours d'amélioration et la recherche doit continuer à s'y employer.

Merci pour l'attention