ژئومکانیک مخازن هیدروکربوری

Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Reservoirs

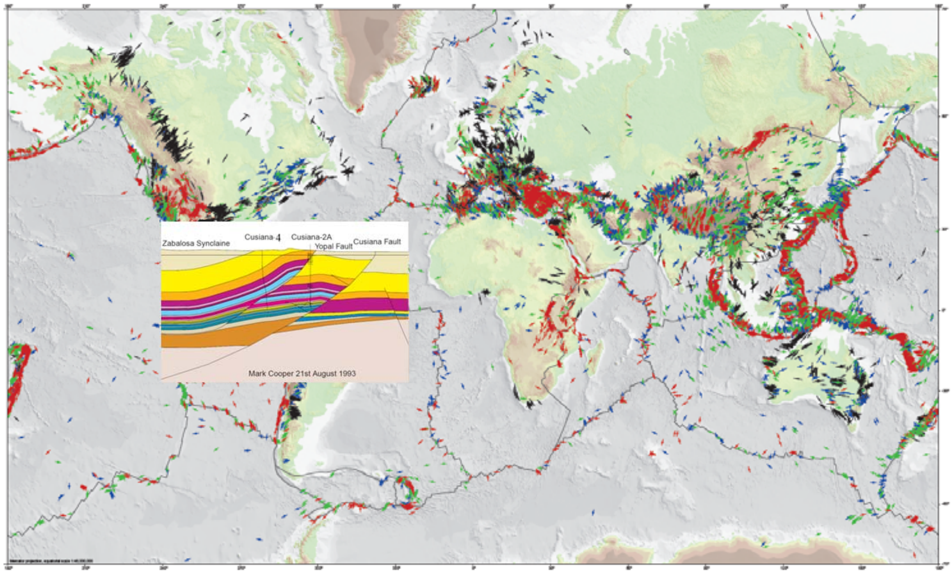
Petroleum Geomechanics

Hasan Ghasemzadeh

https://wp.kntu.ac.ir/ghasemzadeh/

Faulting & Stress Regimes

تنش های بر جا در سنگ



Heidbach, Oliver; Rajabi, Mojtaba; Reiter, Karsten; Ziegler, Moritz (2016): World Stress Map 2016. GFZ Data Services. http://doi.org/10.5880/WSM.2016.002

تنش های بر جا در سنگ

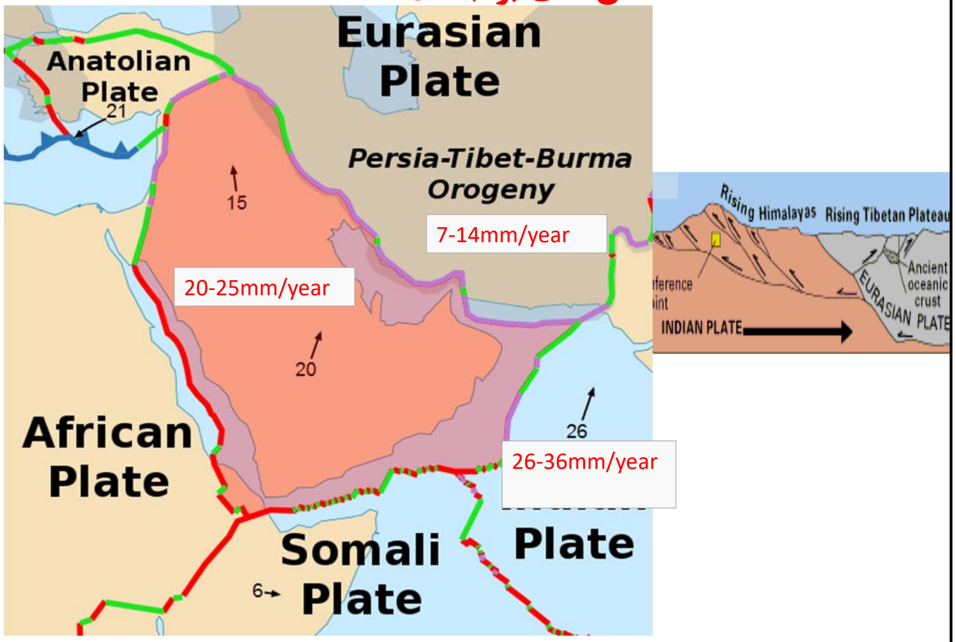
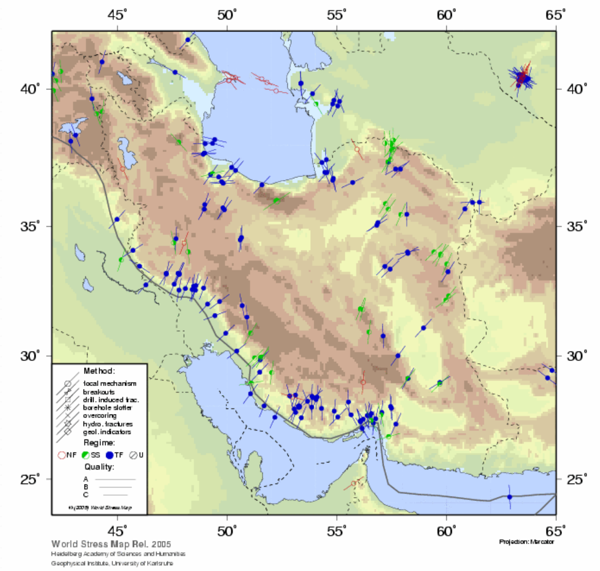


Plate Tectonics

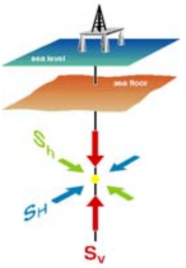
تنش های بر جا در سنگ



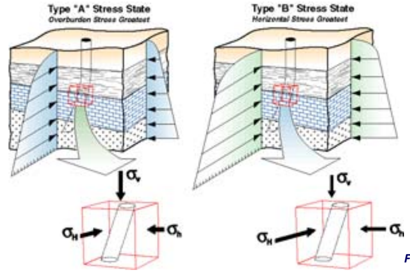
World Stress Map Rel. 2005
Heidelberg Academy of Sciences and Humanities
Geophysical Institute, University of Karlsruhe

In situ Geological Stresses

- Normal Assumption – Vertical and Horizontal stress orientations

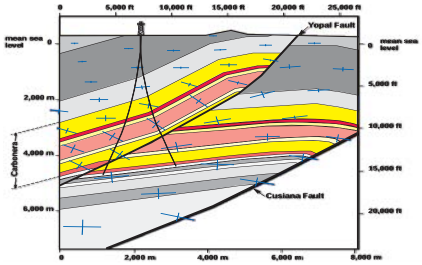


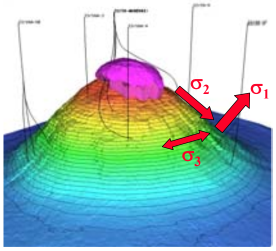
From, S. Bell



From, Mclean et al. 1990

- Inclined Stresses also common, but largely ignored in many analyses





تنش های بر جا در سنگ

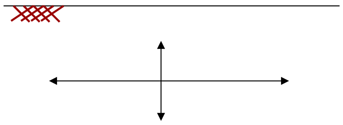
اهمیت تعیین تنش در سنگ

مهندسی معدن ،عمران و نفت

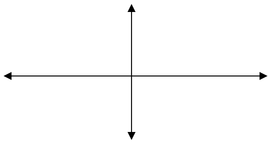
ژئو فیزیک و زمین شناسی

تنظیم تنشهای اطراف بازشوهای زیرزمینی نظیرتونلها ، معادن، محورهای عبور آب، شفت ها وحفره های زیرزمینی

تنش های در جا در محیط معمولا" ناشی از بارهای ثقلی و بارهای سازه های فوقانی و کرنش های ایجاد شده توسط فعالیت های تکتونیکی پوسته زمین می باشد



تنش نزدیک سطح



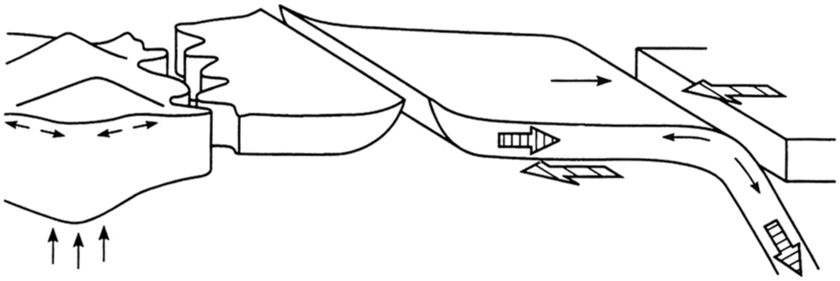
تنش در عمق معمولا" هیدرواستاتیک
در نظر گرفته می شود

تنش‌های سنگ

- تنش‌های برجا
  - تنش های ثقلی
  - تنش های پس ماند
    - سرد شدن ماگما
    - تغییرات فشار آب حفره-ای
    - …
  - تنش های تکتونیکی
    - تنش‌های تکتونیکی باقیمانده
    - تنش‌های تکتونیکی فعال
      - محلی
      - مقیاس وسیع
  - تنش های مربوط به کره زمین
    - تغییرات حرارتی فصلی
    - حرکت کره ماه
    - …
- تنش‌های ایجاد شده
  - معدن کاری
  - گودبرداری
  - حفاری
  - ساخت بناهای زیر زمینی
  - انفجارات
  - پمپاژ
  - تزریق
  - استخراج انرژی
  - بارگذاری
  - تورم
  - …

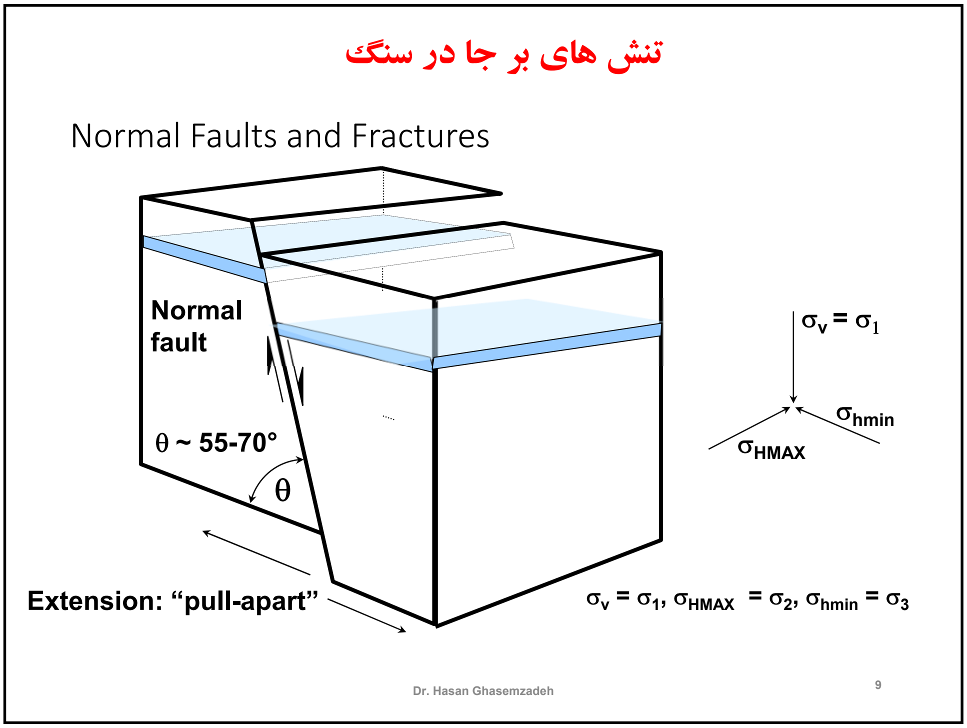
بعلاوه اثر مربوط به رخدادهایی نظیر تنش های پس ماند حرارتی، فرسایش، توپوگرافی، کرنش های جانبی، ناهمسانی، انجماد و ذوب، انحنا کره زمین و سایر خصیصه‌ها و پروسه‌های زمین‌شناسی فعال

تنش های بر جا در سنگ



تنش های ناشی از سربار (ثقلی)، تنش های تکتونیکی

بعلاوه اثر مربوط به رخدادهایی نظیر تنش های پس ماند حرارتی، فرسایش، توپوگرافی، کرنش های جانبی، ناهمسانی، انجماد و ذوب، انحنا کره زمین و سایر خصیصه‌ها و پروسه های زمین‌شناسی فعال

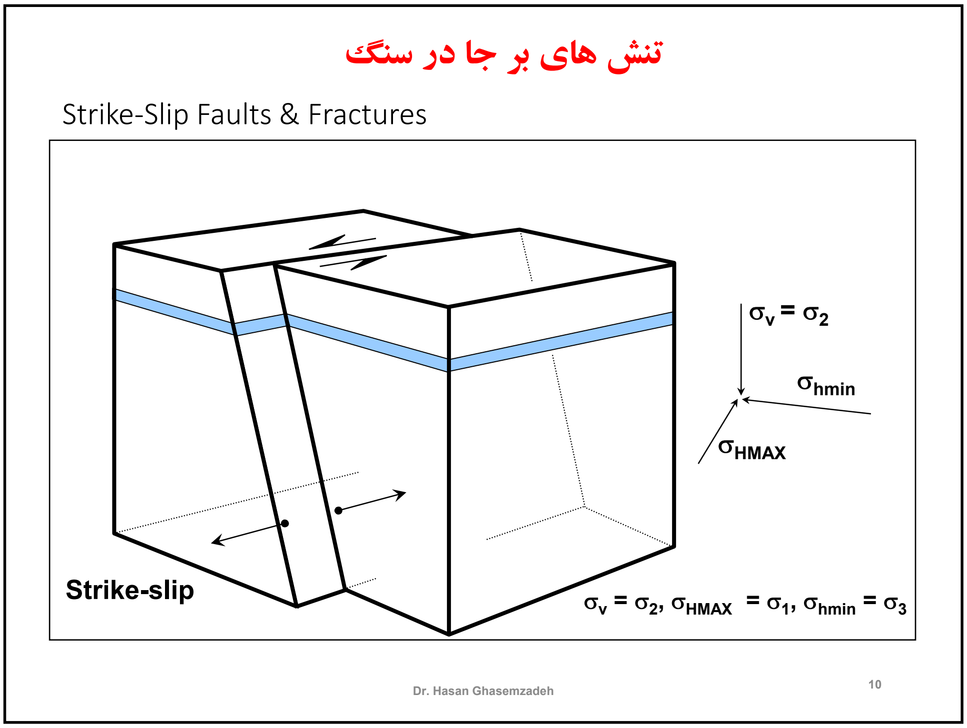


تنش های بر جا در سنگ

Normal Faults and Fractures

Extension: “pull-apart”

$\sigma_v = \sigma_1, \sigma_{HMAX} = \sigma_2, \sigma_{hmin} = \sigma_3$



تنش های بر جا در سنگ

Strike-Slip Faults & Fractures

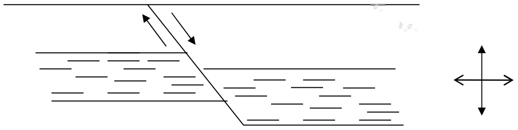
$\sigma_v = \sigma_2, \sigma_{HMAX} = \sigma_1, \sigma_{hmin} = \sigma_3$

تنش های بر جا در سنگ

$K_a < K < K_p$

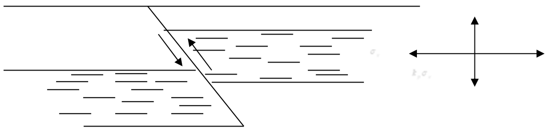
کولمب $K_p = \tan^2(45 + {}^{\phi}/_{2}) + {}^{qu}/_{\gamma} . {}^{1}/_{z}$

$K_a = \cot^2(45 + {}^{\phi}/_{2}) - \left[({}^{q_u}/_{\gamma}) \cot^2(45 + {}^{\phi}/_{2})\right] . {}^{1}/_{z}$



در گسل عادي $K = K_a$

و در گسل معكوس $K = K_p$



هوك و براون

$$0.3 + \frac{100}{Z} < \bar{K} < 0.5 + \frac{150}{Z}$$

$\overline{K}$: ضریب فشار جانبی متوسط بدست آمده از آزمایشات صحرایی

Z : عمق

تنش های ناشی از سازه های فوقانی مطابق با منحنی هایی که در مکانیک خاک دیده اید قابل محاسبه است
البته باید دقت نمود که در اکثر این منحنی ها فرض بر هموژن و الاستیک و همسانگرد بودن سنگ است

تنش های بر جا در سنگ

تنش های ناشی از فعالیت های تکتونیکی

این تنش ها معمولا" بموازات پوسته زمین و افقی در نظر گرفته می شود . با فرض وجود تنش های تکتونیکی در راستای آزیموت α در یک محیط الاستیک همگن و همسانگرد داریم

$\sigma_x = T_h$ تنش های تکتونیکی در راستای آزیموت α

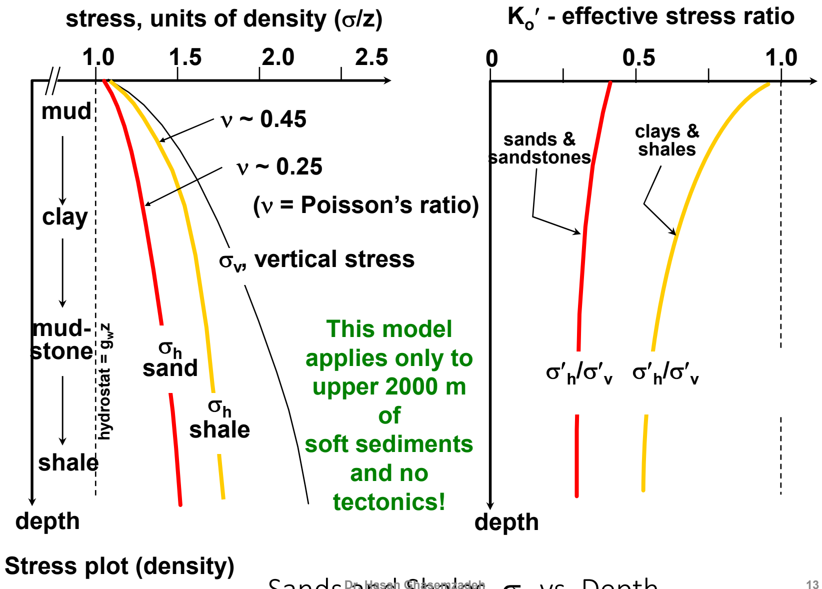
$\sigma_y = KT_h \approx vT_h$ تنش افقی عمود بر راستای آزیموت α

$\sigma_z = \psi T_h \approx 0$ آزادی حرکت در جهت قائم

$$K = 0.25 + 7E_b(0.001 + {}^{1}/_{z})$$

$E_b(GPa)$ **مدول تغيير شكل پذيري**

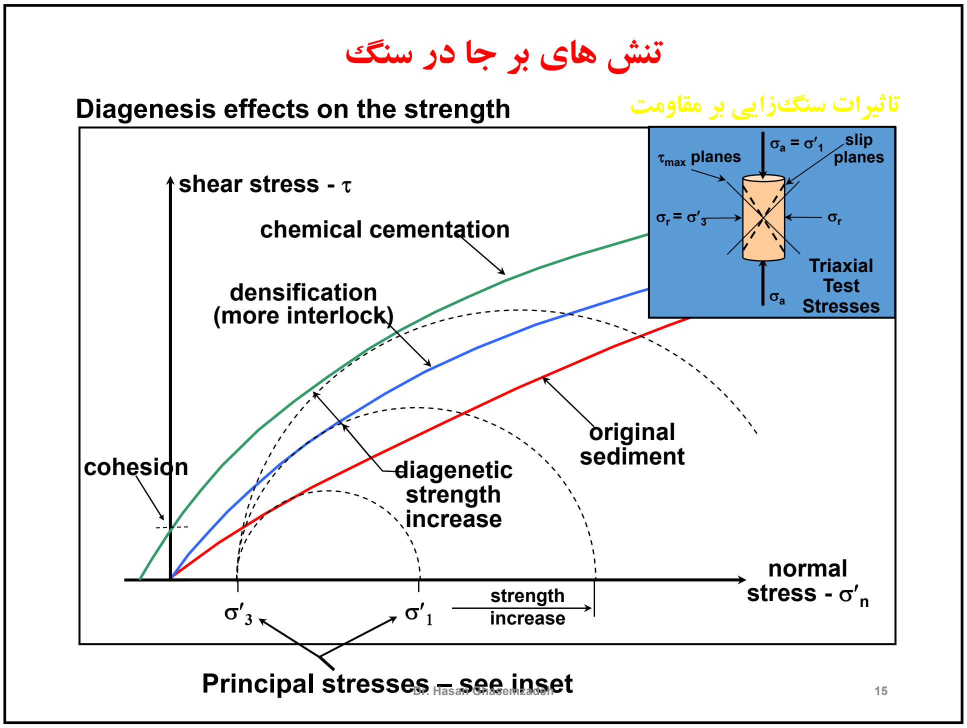
تنش های بر جا در سنگ



Sands and Shales, σ_h vs. Depth

تنش های بر جا در سنگ

- If there has been no tectonic activity, σ_h is less than σ_v
- In sands, the ratio K'_o (defined as the ratio of horizontal to vertical stress, σ'_h/σ'_v), can be as low as 0.3, usually 0.4 – 0.6
- Shales have a low angle of friction, usually K'_o is 0.6 – 0.8, even as high as 0.95 in muds

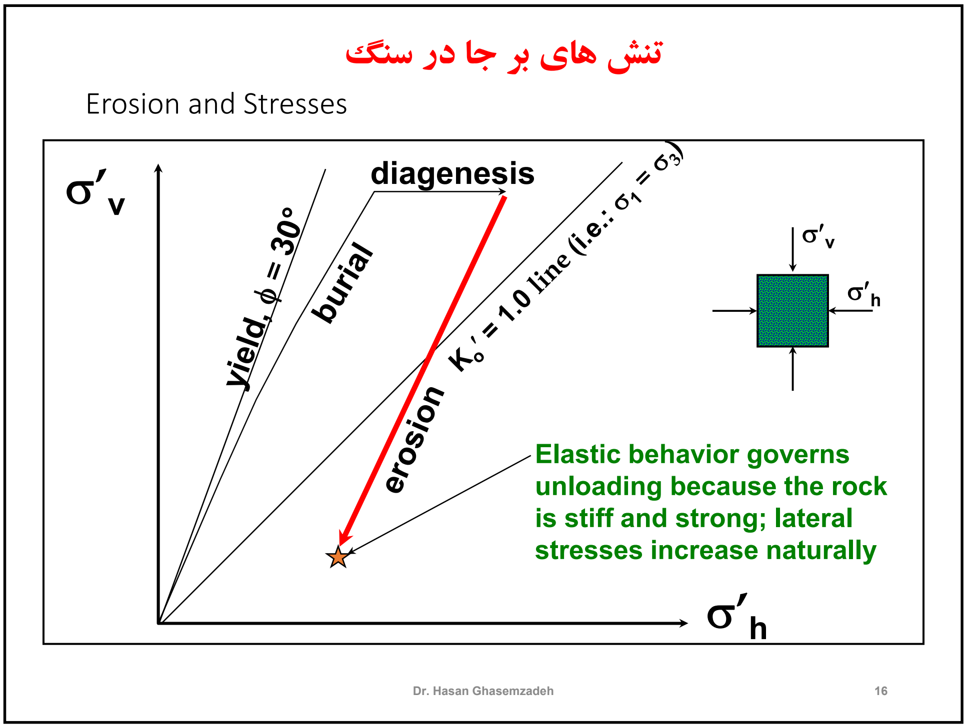


تنش های بر جا در سنگ

Diagenesis effects on the strength

تاثیرات سنگ‌زایی بر مقاومت

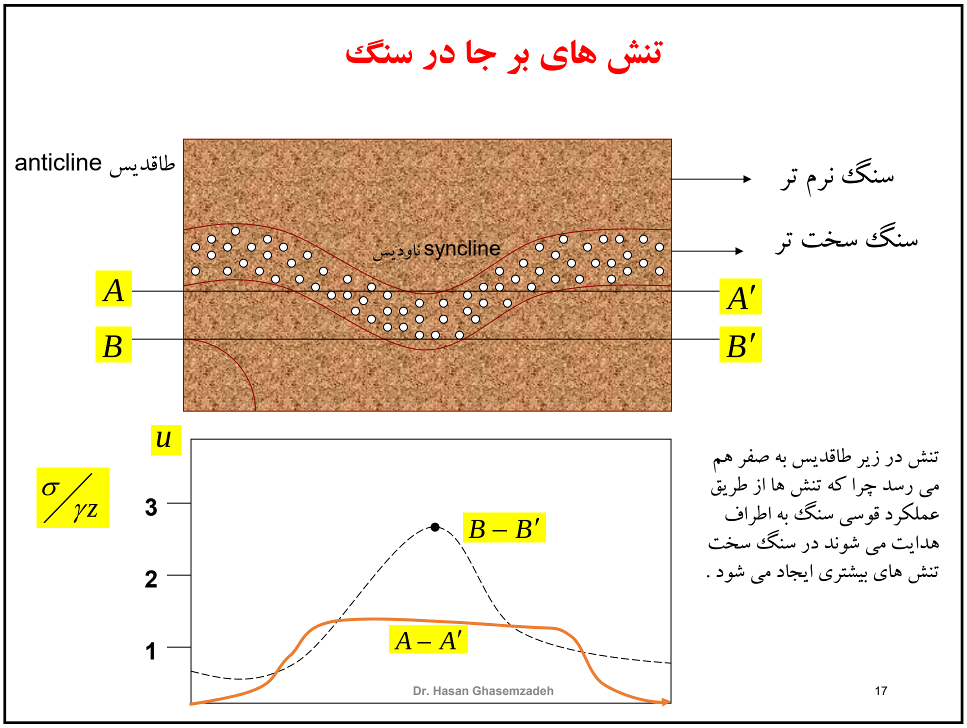
Principal stresses – see inset



تنش های بر جا در سنگ

Erosion and Stresses

Elastic behavior governs unloading because the rock is stiff and strong; lateral stresses increase naturally



تنش های بر جا در سنگ

تنش در زیر طاقدیس به صفر هم می رسد چرا که تنش ها از طریق عملکرد قوسی سنگ به اطراف هدایت می شوند در سنگ سخت تنش های بیشتری ایجاد می شود .

Dr. Hasan Ghasemzadeh

تنش های بر جا در سنگ

قانون : (Heim Rule)

بر طبق این قانون در اعماق زیاد تنش های مختلف با یکدیگر مساوی هستند

زیرا ماده سنگ نمی تواند در مقابل اختلاف تنش های بزرگ ایستادگی نموده و از راه تسلیم و یا تغییر شکل سعی به کاهش اختلاف تنش های موثر می نماید. این وضعیت در اثر تنش های آنی و دگر شکلی های وابسته به زمان حاصل می شود. بدین ترتیب به مرور زمان در عمق زیاد تمام تنش ها مساوی می گردند . وضعیت تنش حاصل را هیدرواستاتیک و یا (litho static)می نامند.

- قانون هیم در مورد سنگهای تقریباً ضعیف مثل کربناتها ، زغال ها و اواپوریت ها نتیجه خوبی داده است .

Dr. Hasan Ghasemzadeh

تنش های بر جا در سنگ

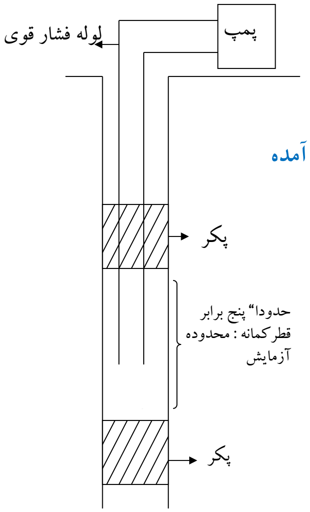
تخمین های تئوری تنش های بر جا دقت خوبی ندارد زیرا عواملی نظیر لایه بندی، درز وترک ها ، گسل ها ، چین خوردگی ها و ناهمگنی های میکروسکپی و عوامل مختلف موثر بر تنش برجا، مقادیر تنش واقعی برجا را متفاوت از مقادیر تنش تئوری می سازد.

تنش های بر جا – شکست هیدرولیکی

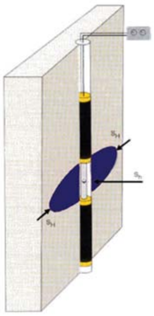
اعمال و افزایش فشار در مقطعی از یک گمانه

تا ایجاد ترک های جدید Hydraulic Fractures Test (HF)

یا بازشدن ترک های موجود Hydraulic Test On Pre-existing Fractures (HTPF)



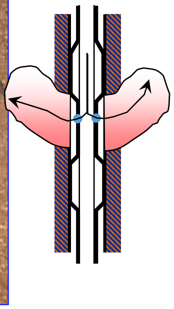
اندازه گیری فشارسیال لازم در یک عمق مشخص
برای بازشدن، ایجاد،گسترش، دوباره باز کردن ترک ها در سنگ
ارتباط دادن به تنش های برجای موجود در منطقه
مشاهده و محاسبه ی راستای درزه باز شده یا ترک های بوجود آمده



درگمانه های قائم با عمق زیاد و بسیار زیاد (بین ۶ تا ۹ کیلومتر)

فرضیات :
تنشهای افقی و قائم، تنشهای اصلی
تنش قائم = وزن سربار سنگ
تغییرات تنشها با عمق خطی است

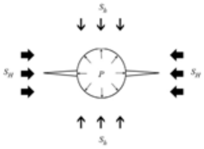
Hydraulic Fracturing Test (HF)



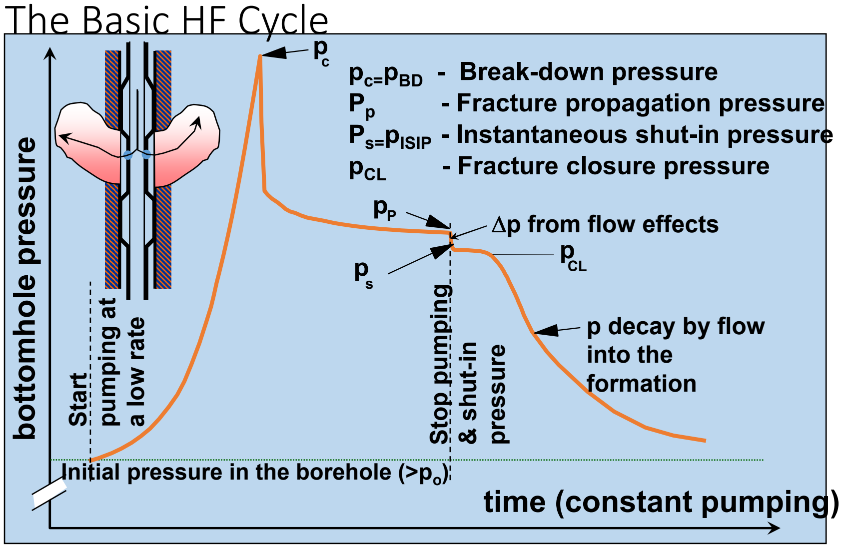
جستجوی مقاطع بکر و بدون ترک
شکستن سنگ توسط پمپاژ آب یا گل حفاری در مقطعی از گمانه
تعیین راستای ترک حاصل با استفاده از

Impression Packers پکر های شکل پذیر
Borehole Televiewer دوربین های درون گمانه ای

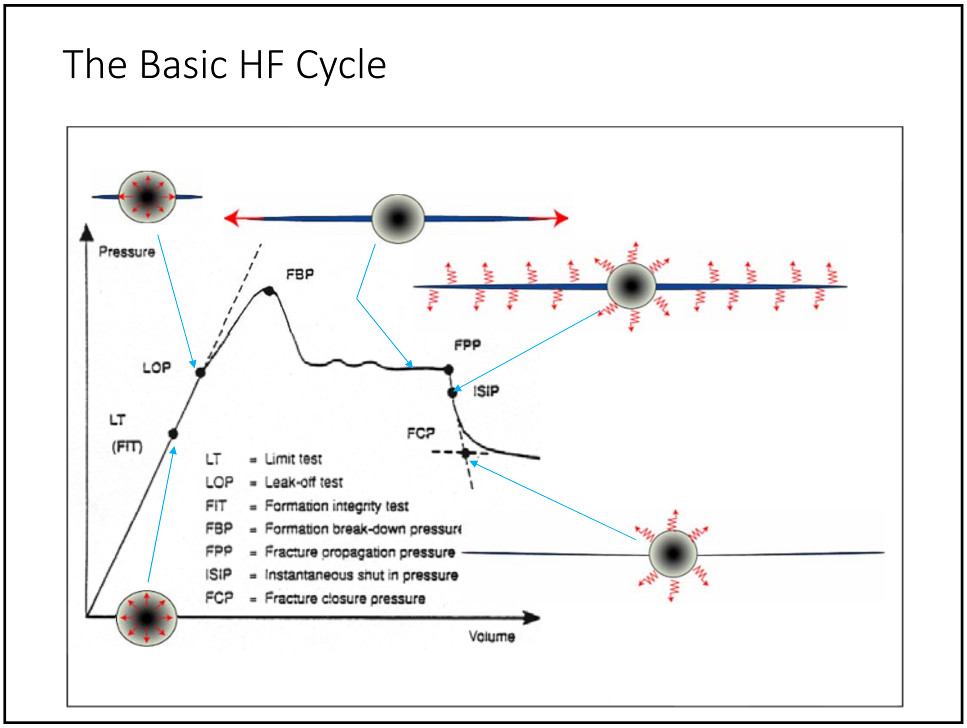
محدودیت ها :
تنشهای بسیار زیاد
درجه حرارت های فوق العاده زیاد(بالای۲۰۰ درجه)
رفتار غیرخطی و شکل پذیر
رفتار شکننده و ترد توأم با تخریب دیواره گمانه



The Basic HF Cycle

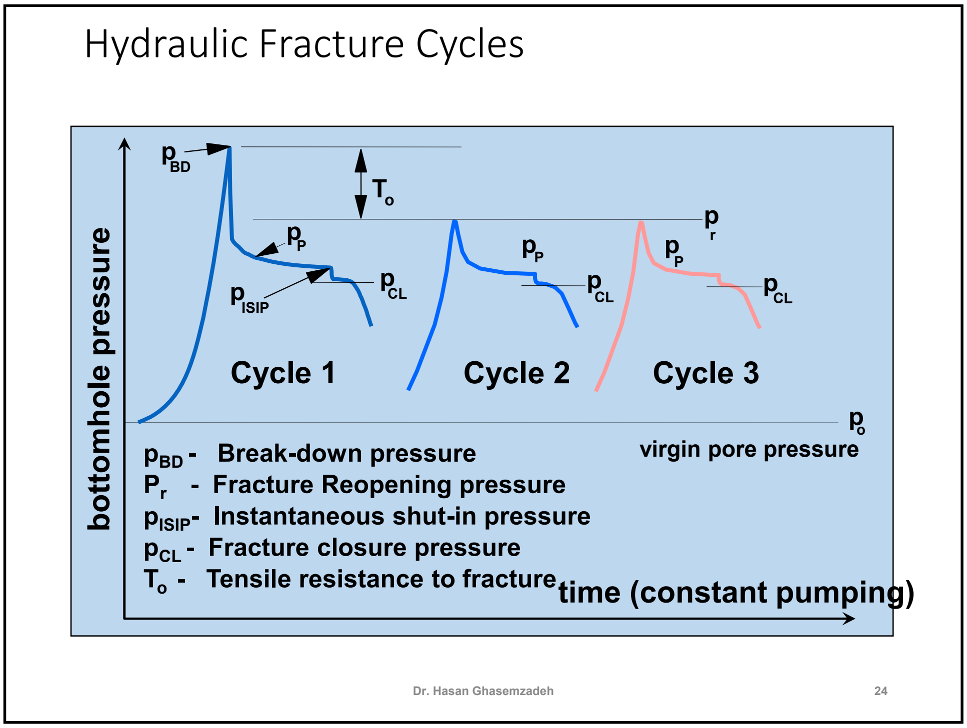


$p_c = p_{BD}$ - Break-down pressure
P_p - Fracture propagation pressure
$P_s = p_{ISIP}$ - Instantaneous shut-in pressure
p_{CL} - Fracture closure pressure



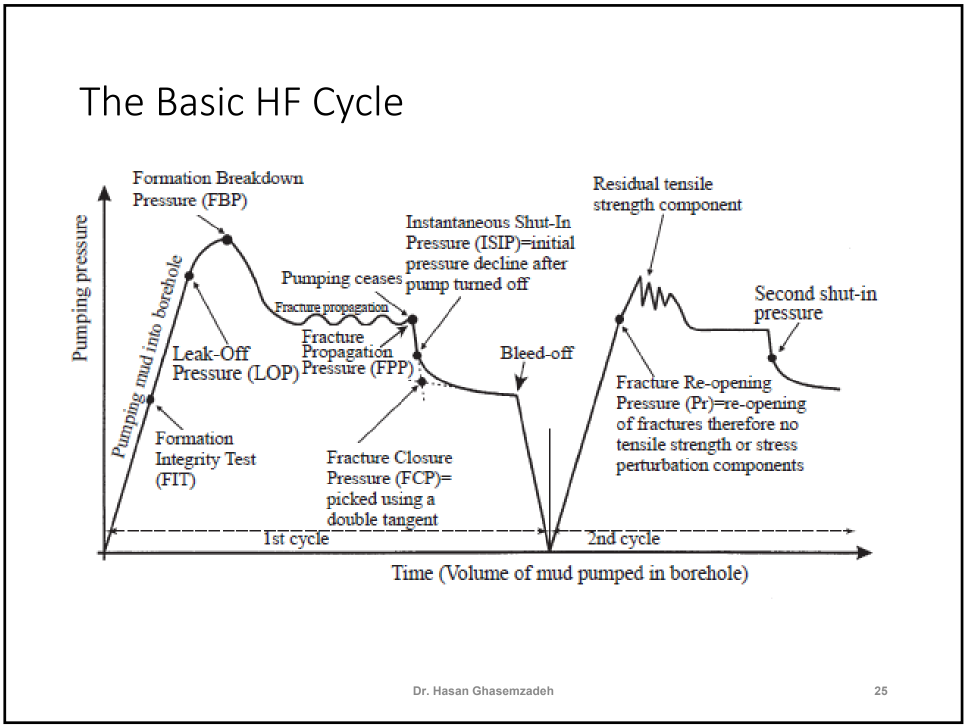
The Basic HF Cycle

LT = Limit test
LOP = Leak-off test
FIT = Formation integrity test
FBP = Formation break-down pressure
FPP = Fracture propagation pressure
ISIP = Instantaneous shut in pressure
FCP = Fracture closure pressure

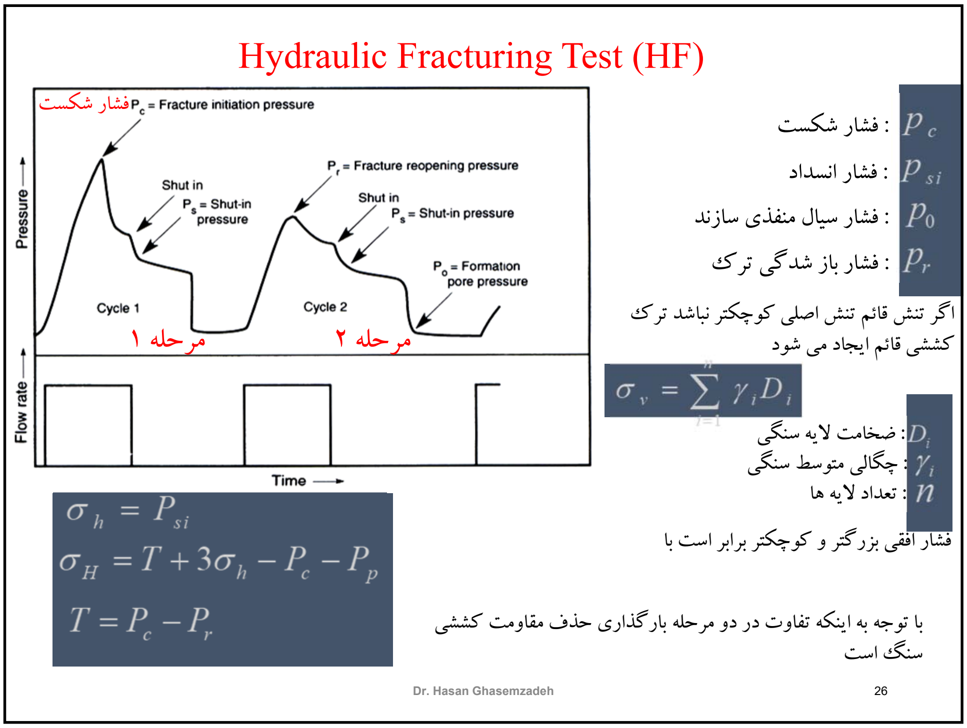


Hydraulic Fracture Cycles

p_{BD} - Break-down pressure
P_r - Fracture Reopening pressure
p_{ISIP}- Instantaneous shut-in pressure
p_{CL} - Fracture closure pressure
T_o - Tensile resistance to fracture



The Basic HF Cycle



Hydraulic Fracturing Test (HF)

P_c : فشار شکست

P_{si} : فشار انسداد

P_0 : فشار سیال منفذی سازند

P_r : فشار باز شدگی ترک

اگر تنش قائم تنش اصلی کوچکتر نباشد ترک کششی قائم ایجاد می شود

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^{n} \gamma_i D_i$$

D_i: ضخامت لایه سنگی

γ_i : چگالی متوسط سنگی

n : تعداد لایه ها

فشار افقی بزرگتر و کوچکتر برابر است با

$$\sigma_h = P_{si}$$
$$\sigma_H = T + 3\sigma_h - P_c - P_p$$
$$T = P_c - P_r$$

با توجه به اینکه تفاوت در دو مرحله بارگذاری حذف مقاومت کششی سنگ است

Hydraulic Test On Pre-existing Fractures (HTPF)

بازکردن مجدد یک ترک موجود با راستای معلوم
قبل از اعمال نیرو، مجزا کردن ترک، توسط دو پکر از سایر بخشها

گمانه ی حفر شده الزاماً قائم نبوده

عدم فرض عمود بودن راستای محور گمانه بر مؤلفه تنش برجا

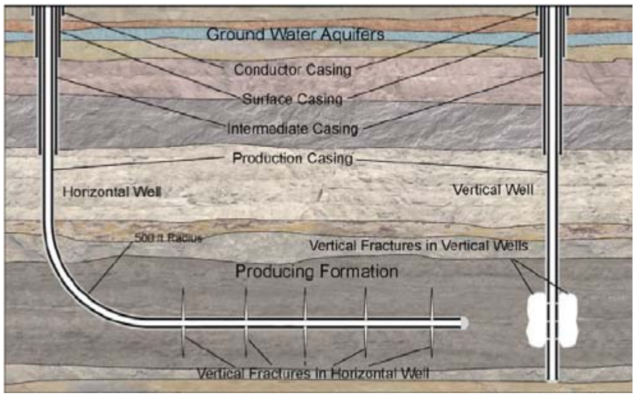
تنها روش تعیین تنش برجا در اعماق زیاد

Cornet(1986)

Hydraulic Fracturing (HF)

Enhanced oil / gas recovery technique

1) **Fluid flow inside the fracture**
2) **Mechanical deformation of the surrounding rock**
3) **Exchange of fluid between the fracture and porous medium (infiltration or leak-off)**
4) **Propagation of fracture (HF is a moving boundary problem)**



Hydraulic Fracturing (HF)
Enhanced oil / gas recovery technique

HF proved to be successful in stimulating hydrocarbon reservoirs.

Currently used for all types of reservoirs from unconventional (very low permeability) oil-shale or gas-shale to high permeability sandstones.

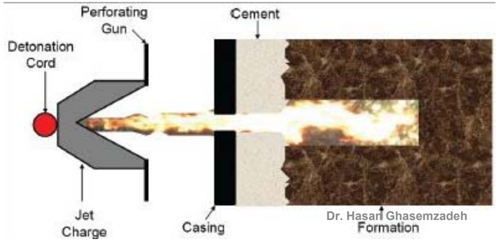
- **60% of the newly drilled wells are hydraulically fractured.**

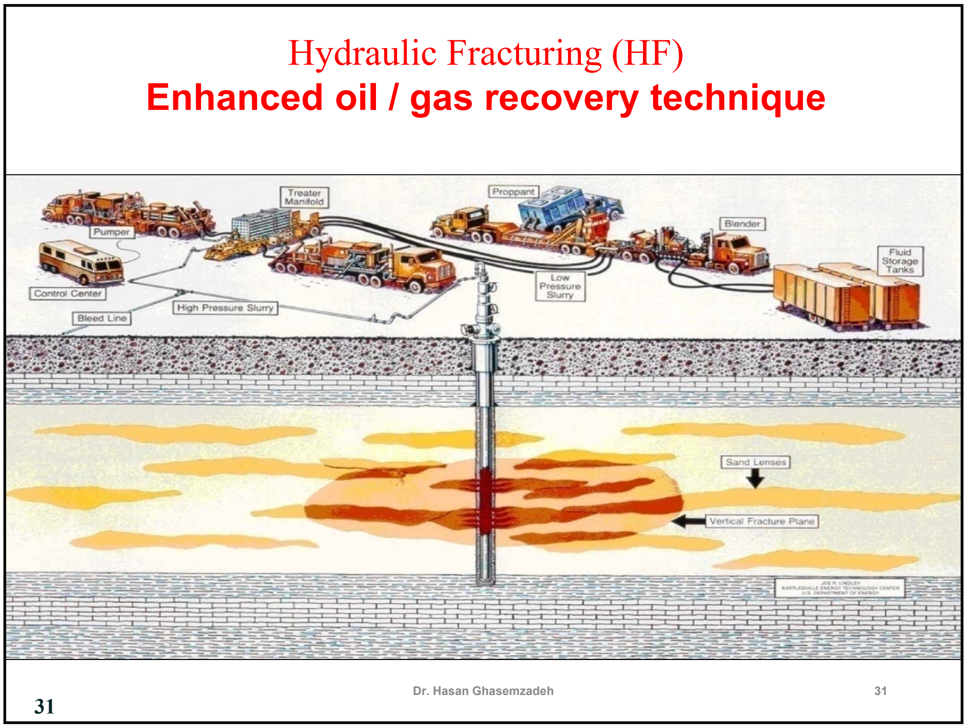
- **environmental effects such as:**
- **contamination of underground fresh-water reservoirs**
- **increasing the level of regional seismicity.**

Hydraulic Fracturing (HF)
Enhanced oil / gas recovery technique

Typical HF operations at the field require:

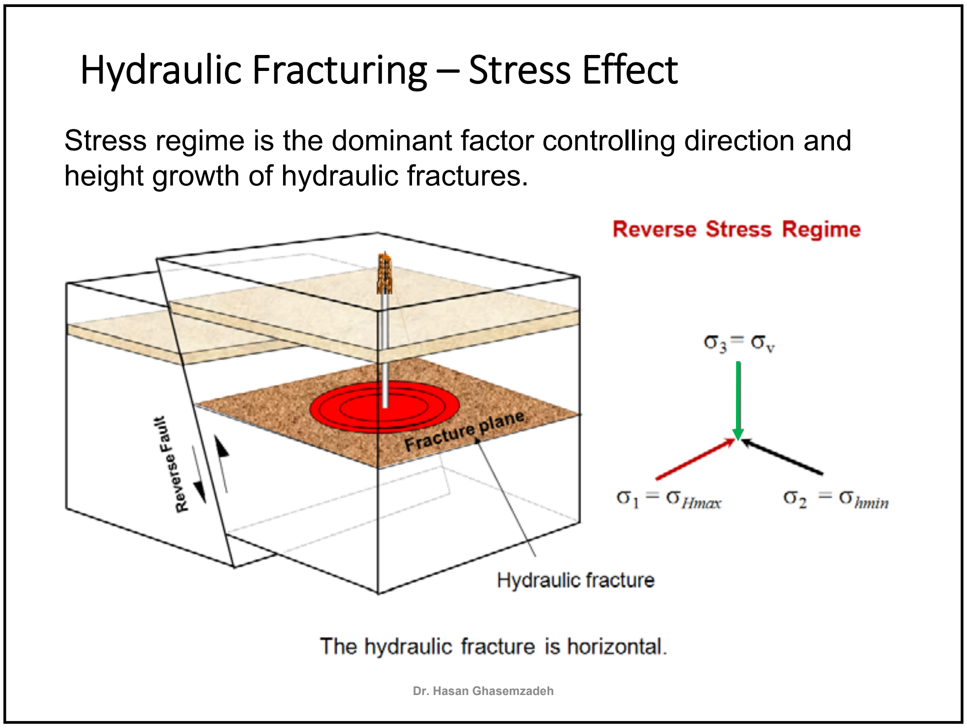
- **Perforating Gun (detonation)**
- **Injecting Fluid**
- **Proppants (sand)**
- **Other fluid additives (gelling agents, breakers)**
- **Injection pumps**





Hydraulic Fracturing (HF)
Enhanced oil / gas recovery technique

Dr. Hasan Ghasemzadeh



Hydraulic Fracturing – Stress Effect

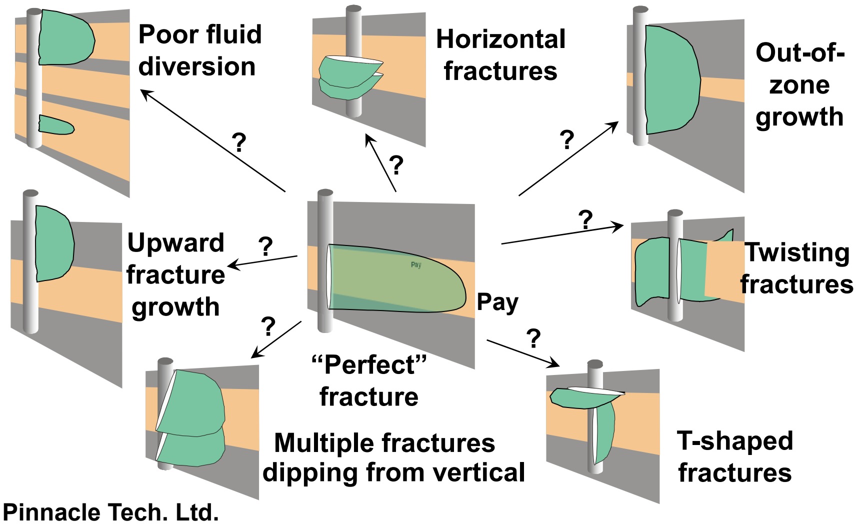
Stress regime is the dominant factor controlling direction and height growth of hydraulic fractures.

Reverse Stress Regime

The hydraulic fracture is horizontal.

Dr. Hasan Ghasemzadeh

Fracture Growth is Complex!



Pinnacle Tech. Ltd.

Fracture models cannot predict highly complex behavior

Pay: A reservoir or portion of a reservoir that contains economically producible hydrocarbons.

Where to Frac?

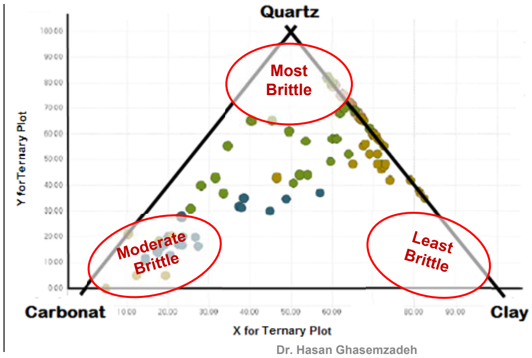
- In brittle rocks hydrofracture is more likely to be long enough to connect the highest amount of rock volume to the parent wellbore.
- Thus, it is very important to find intervals that are brittle, in order to maximize hydraulic stimulation.

Brittleness determining Mineralogy Approach

- Q-C-C (Quartz-Clay-Carbonate)

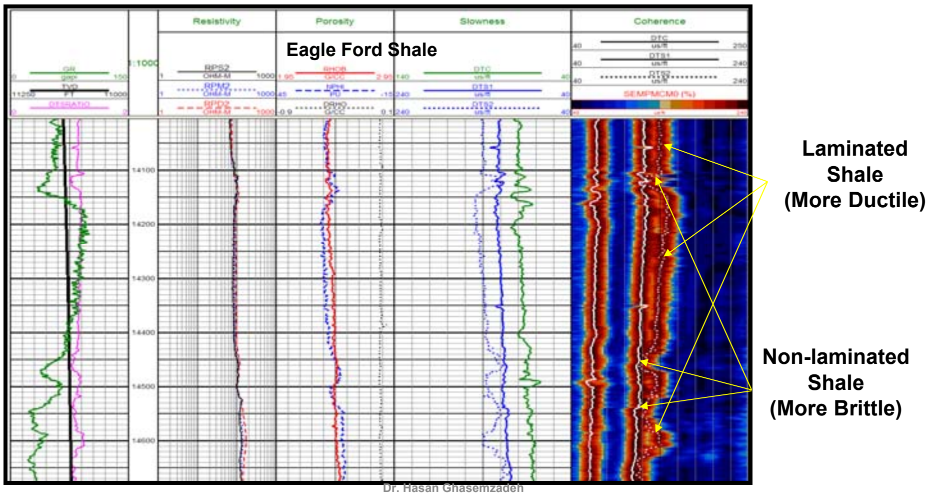
$$BRITTLENESS\,\% = \frac{Quartz}{Quartz + Carbonates + Clays}$$

(Jarvie et al. 2007)



Brittleness determining Anisotropy Method

Laminated Shale is More Ductile and Non-laminated Shale is More Brittle



(SPE 125525, SPE 132990, Schön et al. 2006)

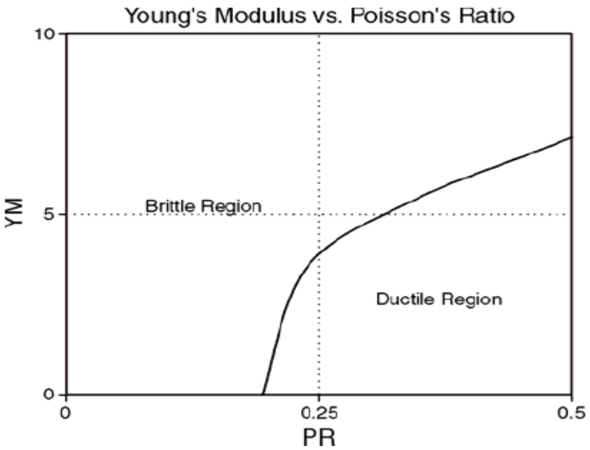
Brittleness determining
Dynamic Elastic Constants Method

Brittle rocks have higher Young's Modulus (YM) and lower Poisson's Ratio (PR)

$$YM_{BRITT} = \frac{YM - YM_{Min}}{(YM_{Max} - YM_{Min})} * 100$$

$$PR_{BRITT} = \frac{PR - PR_{Max}}{(PR_{Min} - PR_{Max})} * 100$$

$$BRIT_{avg} = \frac{YM_{BRITT} + PR_{BRITT}}{2}$$



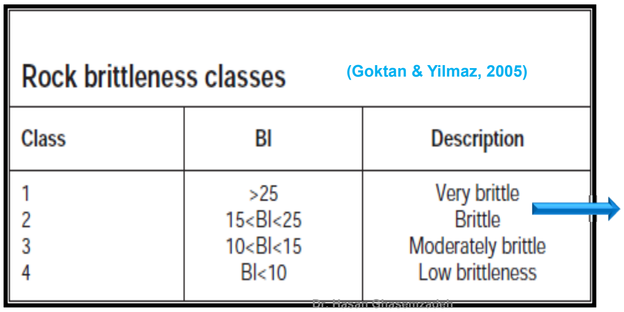
Vrflhw|#ri#Shwurdxp#Hqjlqhhuv (SPE 106623)

Brittleness determining
Laboratory Methods

- Punch penetration test (Saffet, 2009)
- Compressive and tensile strengths measurement:
  - BI = $(\sigma_c - \sigma_t)/(\sigma_c + \sigma_t)$
  - BI = $(\sigma_c \times \sigma_t)/2$

(Hunca & Das, 1974)

(Altindag, 2002)



Rock brittleness classes (Goktan & Yilmaz, 2005)

Class	BI	Description
1	>25	Very brittle
2	15<BI<25	Brittle
3	10<BI<15	Moderately brittle
4	BI<10	Low brittleness

Best rock to frac

Hydraulic Fracturing (HF)
Enhanced oil / gas recovery technique
Fundamental Complexities of HF:

- In its simplest form,
- HF is a coupled Hydro Mechanical (HM) problem
  equations of "equilibrium" and "mass conservation of fluid“ .
- Thermal treatments: Thermo-Hydro-Mechanical (THM) problem with equations of "energy"
- Chemical treatments: Chemical-Hydro-Mechanical (CHM) problem
  with equations of “chemical reactions"
- Thermal and Chemical treatments: Thermo-Hydro-Mechanical & Chemical- (THMC)

- Usually more than one P.D.E's are involved due to different nature of the injecting fluid and the fluids inside the reservoir

Other Types of Complexities in HF analysis:

1- Fracture propagation criteria: Stress-based, Strain-based, Energy-based

2- Leak-off models: 1D, 2D, filter cake

3-Proppant Movement: Non-Newtonian (dilatant) Fluid, 2-phase flow (sedimentation), Proppant crushing

4- Single versus Multiple induced Fractures in horizontal wells or Vertical wells

5- Change in the stress field inside the reservoir due to depletion, existence of natural cracks, non-homogeneities, etc.

6- Crack tip issues: e.g. fluid-lag or invaded zone

Design Sequence of HF Operations:

1. Selection of the well and depth of HF operations.
2. Estimating the Volume of the injecting fluid and the sand (proppant), and pump capacity.
3. Design of the fluid and the additives.
4. Simulating the geometry of the hydraulically-induced crack(s) and HF propagation pattern.
5. Estimating the production and productivity index of the well after the HF operations.

Generally no software can handle all the issues mentioned above without different levels of simplifications.

The focus of this presentation is on the simulation of the geometry and propagation pattern of the hydraulic fractures.

Simulation of Hydraulic Fracturing:

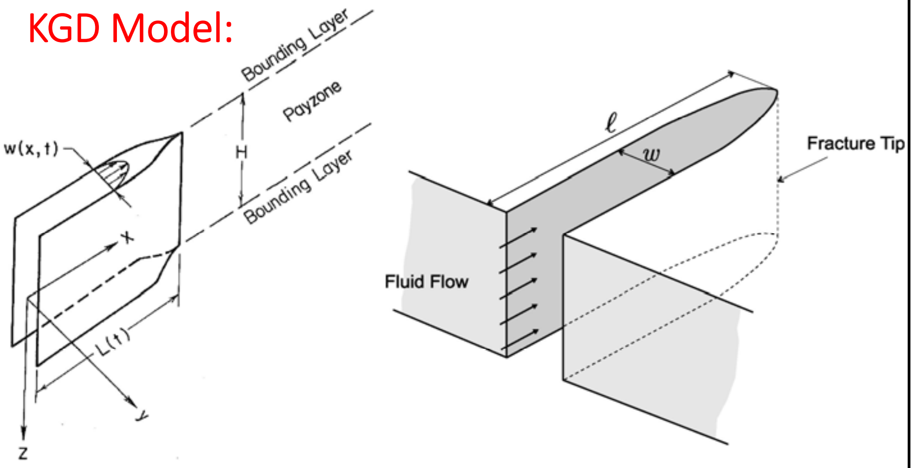
Classical closed form models:

In deeply-seated reservoir, because of the normal stress regime $S_v > S_H > S_h$, thus, it is expected that the induced HF is a vertical plane extended at two sides of the well. This simple assumption was the origin of two classical HF simulation models.

The first model was proposed by Khristianovic & Zheltov (1955), which was later amended by Geertsma & deKlerk (1969).

This model is currently called KGD. KGD is a two-dimensional model based on plane strain assumption in which the height of the fracture is known as a priori.

KGD Model:



KGD model provides equations for calculating length of the HF, opening (aperture) of HF, and fluid pressure inside the fracture.

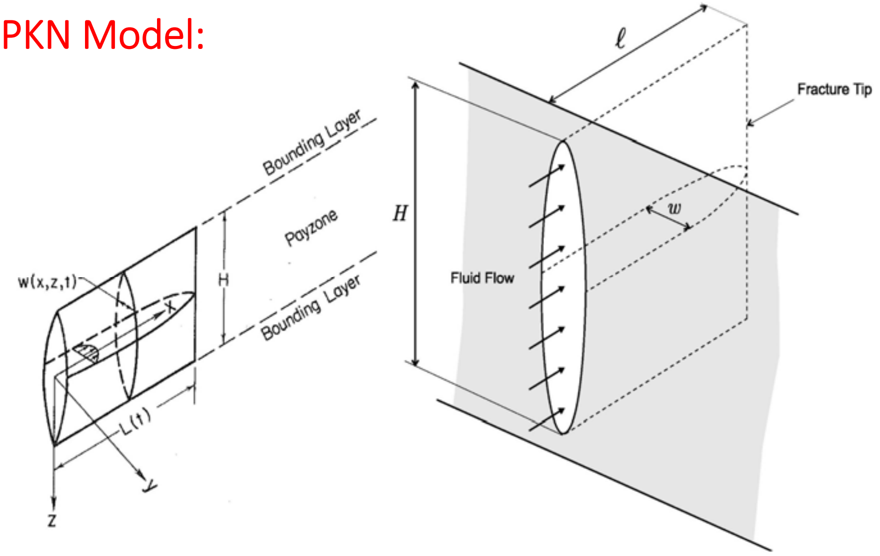
Simulation of Hydraulic Fracturing:

Classical closed form models:

- The second classical model was proposed Perkins and kern (1961) which was later completed by Nordgren (1972) and now is called **PKN model**.

- In **PKN model** the initial height of the crack is known which is assumed that it decreases gradually as the crack propagates. However, the oval shape of the cross section of the crack remains unchanged.

PKN Model:



Length and opening of the HF and fluid pressure inside the crack can be calculated using PKN model equations

Simulation of Hydraulic Fracturing:

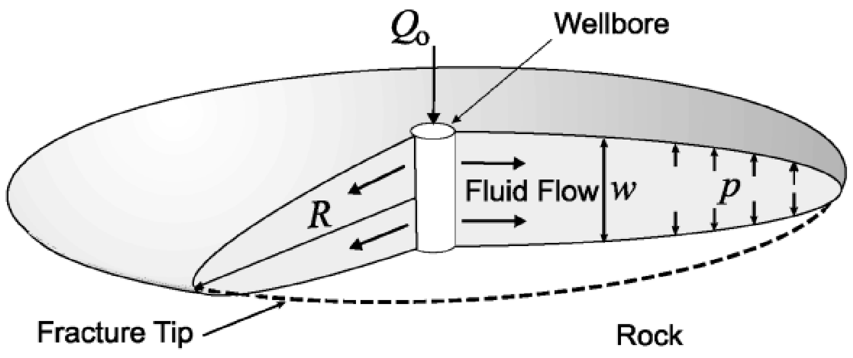
Classical closed form models:

If the reservoir is shallow, the assumption of normal stress regime may no longer hold.

For HF in these reservoirs, occurring a **Radial (Penny-shaped) fracture** plane is quite common.

The fracture plane in this model is axially symmetric and the height of the crack at the location of the well is considered to be known.

Radial (Penny-shaped) Model:



Classical Models' Closed Form Relations:

Model	Perkins and Kern	Geertsma and deKlerk	Radial
Fracture Extent	$x_f = c_1 t^{4/5}$	$x_f = c_1 t^{2/3}$	$R_f = c_1 t^{4/9}$
	$c_1 = c_1'\left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^4}\right)^{1/5}$	$c_1 = c_1'\left(\frac{q_i^3 E'}{\mu h_f^3}\right)^{1/6}$	$c_1 = c_1'\left(\frac{q_i^3 E'}{\mu}\right)^{1/9}$
	$c_1' = \left(\frac{625}{512\pi^3}\right)^{1/5} = 0.524$	$c_1' = \left(\frac{16}{21\pi^3}\right)^{1/6} = 0.539$	$c_1' = 0.572$
Width	$w_{w,0} = c_2 t^{1/5}$	$w_w = c_2 t^{1/3}$	$w_{w,0} = c_2 t^{1/9}$
	$c_2 = c_2'\left(\frac{q_i^2 \mu}{E' h_f}\right)^{1/5}$	$c_2 = c_2'\left(\frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3}\right)^{1/6}$	$c_2 = c_2'\left(\frac{q_i^3 \mu^2}{E'^2}\right)^{1/9}$
	$c_2' = \left(\frac{2560}{\pi^2}\right)^{1/5} = 3.04$	$c_2' = \left(\frac{5376}{\pi^3}\right)^{1/6} = 2.36$	$c_2' = 3.65$
	$\overline{w} = \gamma w_{w,0}$	$\overline{w} = \gamma w_w$	$\overline{w} = \gamma w_{w,0}$
	$\gamma = 0.628$	$\gamma = 0.785$	$\gamma = 0.533$
Net Pressure	$p_{n,w} = c_3 t^{1/5}$	$p_{n,w} = c_3 t^{-1/3}$	$p_{n,w} = c_3 t^{-1/3}$
	$c_3 = c_3'\left(\frac{E'^4 \mu q_i^2}{h_f^6}\right)^{1/5}$	$c_3 = c_3'\left(E'^2 \mu\right)^{1/3}$	$c_3 = c_3'\left(E'^2 \mu\right)^{1/3}$
	$c_3' = \left(\frac{80}{\pi^2}\right)^{1/4} = 1.52$	$c_3' = \left(\frac{21}{16}\right)^{1/3} = 1.09$	$c_3' = 2.51$

Asymptotic Analytical Approach:

- In recent years, a scaling and asymptotic framework is built to determine the effect of the physical processes involved in HF (Detournay 2004).
- Two competing asymptotic energy dissipation mechanisms are highlighted: Energy dissipated by fracture propagation and Energy dissipated by fluid viscous flow in the fracture.
- Also, two fluid storage processes are considered: fluid leak-off in the porous solid and fluid storage inside the crack

---

Asymptotic Analytical Approach:

The two sets of *energy dissipation mechanisms* in conjunction with two *fluid storage processes* are associated with the following 4 asymptotic regimes:

- Storage- toughness dominated
- Storage-viscosity dominated
- Leak off-toughness dominated
- Leak off-viscosity dominated

Asymptotic Analytical Approach

- **Dimensionless toughness:**

$$K = \frac{k'}{(E'^3 \mu' Q_\circ)^{1/4}} = \frac{4k_{IC}/\sqrt{\pi}}{(3E'^3 . \mu . Q_\circ)}$$

- **Dimensionless viscosity:**

$$M = \mu' \frac{E'^3 . Q_\circ}{K'^4}$$

- **Dimensionless Leak-off coefficient**:

$$C = 2C_L \left(\frac{E'.t}{(12 \mu Q_\circ^3)} \right)^{\frac{1}{6}}$$

Asymptotic Analytical Approach

Where:

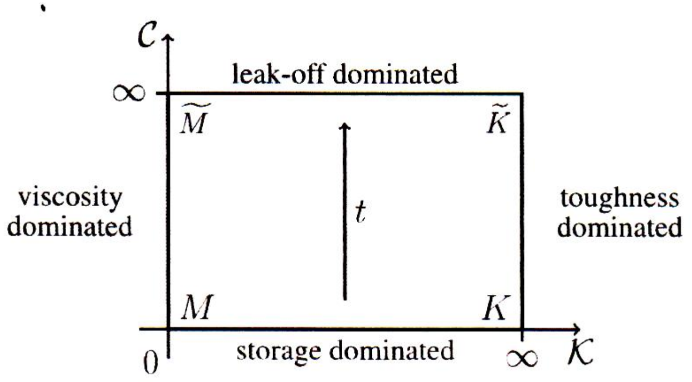
- K_{IC} : Fracture toughness
- E' : Plane strain plastic modulus
- μ: Fluid viscosity
- Q0 : injection rate

$$C_L = \frac{K}{\mu} . \frac{\sigma_\circ}{\sqrt{\pi c}}$$

- κ : intrinsic permeability
- C : diffusion coefficient
- σ : confining stress
- t : time

Asymptotic Analytical Approach:

After Bunger, Detournay, and Garagash (2005)



Asymptotic Analytical Approach:

Governing Equations:

Fluid continuity equation is as follows

$$\frac{\partial \rho\omega}{\partial t}+\frac{\partial W}{\partial s}=0$$

- ω:local Fracture opening
- ρ:Fluid density
- W: Fluid mass flow rate
- S: longitudinal coordinate (along the fracture length)
- t : time

Asymptotic Analytical Approach:

Governing Equations (1):

Using the cubic law for fracture permeability, one obtains the "lubrication equation".

$$\frac{\partial \rho\omega}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial S}\left(\frac{\rho\omega^3}{12\mu}\frac{\partial Pf}{\partial S}\right) = 0$$

- K_f :fluid pressure inside the fracture
- μ :fluid viscosity

Asymptotic Analytical Approach:

Governing Equations (2):

The "elasticity equation" is used to calculate the fracture width due to the net pressure (local fluid pressure minus local confining stress):

C.w=K(x,y,t)-p(x,y,t)-

The nonlocal Kernel function of *C* contains all the information about the elastic domain. $\sigma_c(x, y)$

Asymptotic analytical solutions are difficult to construct because of the non-linearity of the equation governing the flow of fluid inside the fracture and the non-local character of the elastic response of the fracture.

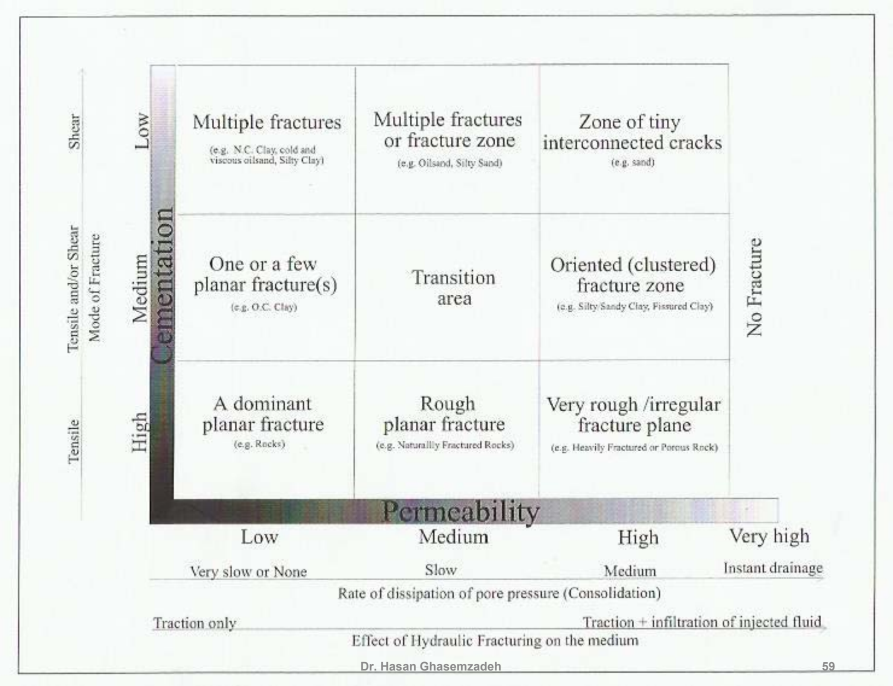
Asymptotic Analytical Approach assumptions:

- **Fluid lag is Zero (high confining stresses)**
- **Gravity effect is neglected**
- **1D. Leak-off model is valid**
- **Rock behavior is linear elastic**
- **Injecting fluid is Newtonian (constant viscosity)**
- **Reservoir is homogeneous.**
- **Coupled HM effects are neglected.**
- **Surrounding rock is impermeable**

Although the above assumptions look unrealistic, the asymptotic analytical solutions provide valuable insight into the complicated and interacting phenomena of HF. They are also useful for verification of HF numerical tools.

Are Hydraulic Fractures always planar?

HF may not be planar when the reservoir is:
- nonhomogeneous
-anisotropic
-naturally fractured
-uncemented
-stress field changes in the reservoir
-pay zone is very different from top and bottom layer
- …
Therefore, we cannot stop at the classical planar fracture models or asymptotic solutions.
Pak and Chan (2009) has provided a conceptual framework for HF geometry.



Mode of Fracture	Cementation	Low	Medium	High	Very high
Shear	Low	Multiple fractures (e.g. N.C. Clay, cold and viscous oilsand, Silty Clay)	Multiple fractures or fracture zone (e.g. Oilsand, Silty Sand)	Zone of tiny interconnected cracks (e.g. sand)	No Fracture
Tensile and/or Shear	Medium	One or a few planar fracture(s) (e.g. O.C. Clay)	Transition area	Oriented (clustered) fracture zone (e.g. Silty/Sandy Clay, Fissured Clay)	
Tensile	High	A dominant planar fracture (e.g. Rocks)	Rough planar fracture (e.g. Naturallly Fractured Rocks)	Very rough /irregular fracture plane (e.g. Heavily Fractured or Porous Rock)	
	Permeability	Low	Medium	High	Very high
Rate of dissipation of pore pressure (Consolidation)		Very slow or None	Slow	Medium	Instant drainage

Traction only — Traction + infiltration of injected fluid

Effect of Hydraulic Fracturing on the medium