

Univerzita Karlova v Praze, Přírodovědecká fakulta
Ústav hydrogeologie, inženýrské geologie a užití geofyziky



Hydraulické štěpení

Bakalářská práce

Michal Mazáček

Vedoucí: Doc. RNDr. Jiří Mls, CSc.

Praha, 2011

Obsah

1. ÚVOD	1
2. ZÁKLADY MECHANIKY HORNIN	1
2.1 Napětí – tenzor napětí	1
2.2 Deformace	2
2.3 Chování hornin	3
2.4 Lineární elasticita	3
2.5 Vliv tlaku v pórech	4
2.6 Plastická deformace	5
2.7 Porušení	6
3. HYDRAULICKÉ FRAKTUROVÁNÍ	8
3.1 Vznik trhlin	9
3.2 Hydraulicko-mechanické parametry frakturování	12
3.2.1 Bilanční rovnice	12
3.2.2 Šířka trhliny	13
3.2.3 Výška trhliny	13
3.2.4 Proudění v trhlíně	14
3.2.5 Vodivost trhliny	15
4. FRAKTURAČNÍ TEKUTINY	16
4.1 Tekutiny na vodní bázi	16
4.2 Tekutiny na bázi oleje	17
4.3. Tekutiny na bázi kyselin	17
4.4 Vícefázové tekutiny	17
4.4.1 Pěna	17
4.4.2 Emulze	18
4.5 Aditiva	18
5. PROPPANT	18
5.1 Čerpání	19
5.2 Vlastnosti a výběr proppantu	20
5.2.1 Transport proppantu	20
5.2.2 Vstup proppantu do trhliny	21
5.2.3 Fyzikální vlastnosti proppantu	22
5.2.4 Druhy proppantu	23
6. HYDRAULICKÉ FRAKTUROVÁNÍ V PRAXI	24
6.1 Frakturace plynonosné rezervoáru: pánev Val Verde – Texas, USA	24
6.1.1 Popis frakturace	24
6.1.2 Sledování šíření trhlin	24
6.1.3 Zjištěné chování trhlin	25
7. ZÁVĚR	28
Přílohy: Převodní tabulka	29

1. ÚVOD

V posledních letech se stále více v odborných i veřejných kruzích mluví o nekonvenčních zdrojích ropy a plynu a jejich těžitelnosti. Tato bakalářská práce je rešerší metody nazývané hydraulické štěpení neboli hydraulická frakturace, která je jednou z metod sloužících k zefektivnění výtěžnosti ropy a plynu z horninových rezervoárů. Rychle rostoucí poptávka po zdrojích ropy a plynu spolu s posouzením těžitelných konvenčních zásob jasně ukazují, že je nutností hledat buďto zdroje nové, nebo vyvíjet a zdokonalovat metody pro těžbu zatím obtížně těžitelných zásob. Hydraulické frakturování má původ v Severní Americe, kde bylo původně aplikováno zejména na ropných polích s nízkou permeabilitou. Pro Evropu je ale větším tématem využití této metody v těžbě tzv. shale gas, neboli plynu uloženého v břidlicových souvrstvích. Nově ověřené zásoby tohoto plynu ve střední i západní Evropě přináší obrovský potenciál pro tento region, kam spadá částečně s menšími potenciálními ložisky i Česká republika. Tato práce přináší průřez hlavními tématy dané problematiky od obecného základu až po konkrétní případ provedené frakturace.

2. ZÁKLADNÍ PRINCIPY MECHANIKY HORNIN

Metoda hydraulického frakturování je zjednodušeně řečeno štěpení horniny tlakem tekutiny. Protože jde o tematiku spjatou s horninovým masivem, rozebereme si nejdříve základní principy mechaniky hornin, které jsou nutné k pochopení dalších souvislostí.

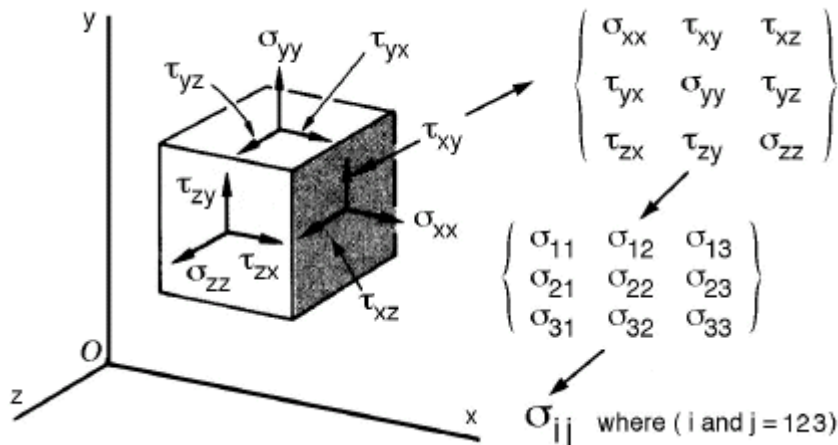
2.1 Napětí – tenzor napětí

Na látku vyplňující určitou oblast nazývanou kontinuum mohou působit dva druhy sil. Jsou to zaprvé síly, které jsou projevem působení silového pole (např. gravitačního) a prostupují celé těleso. Působí tedy na každý element tělesa přímo, nezávisle na silách působících na sousední elementy. Těmto silám F říkáme objemové a výslednici těchto sil pro celé těleso, označenou R , můžeme vyjádřit následovně:

$$R = \int F dV \quad (1)$$

Druhou skupinu sil představují tahy, tlaky a síly podobného charakteru, které vznikají na povrchu kontinua ve stykové ploše s okolním prostředím a z těchto míst se přenášejí dovnitř, tzn. z jedné části kontinua na druhou. Skutečnost, že tyto síly nepůsobí na všechny elementy kontinua stejně, vede k tomu, že dochází k deformaci tělesa. Sílu působící na libovolnou plochu tělesa můžeme rozložit na 3 síly (vektory sil) T_i , působící na 3 plochy kolmé k souřadnicovým osám. Můžeme tedy například sílu, která působí na plochu kolmou k ose x_1 , rozložit na 3 složky působící ve směrech x_1 , x_2 , x_3 . V trojrozměrném prostoru tak

dostaneme celkem 9 čísel. Ta vyjadřují působení jedné síly na určitou plochu. Těchto devět čísel zapisujeme maticovým zápisem a nazýváme je tenzorem napětí. Jednotlivé složky tenzoru označujeme τ_{ij} , kde index i odpovídá ploše, na kterou síla působí, a index j značí orientaci dané síly. Složkám, které leží na hlavní diagonále, říkáme hlavní komponenty a někdy je označujeme symboly σ (obr. 1). Podrobnější popis tenzoru nalezneme například v knize Mechanika kontinua (Brdička, Samek, Sopko; Academia, 2005)



Obr.1 Tenzor napětí. Rozložení sil do 3 hlavních směrů(vlevo). Maticový zápis tenzoru napětí(vpravo).(Převzato z www.sv.vt.edu)

2.2 Deformace

Pokud je těleso vystaveno poli napětí, jednotlivé jeho body mění svoji relativní pozici. Pokud pohyb těchto bodů nemůžeme popsat rotací nebo posunutím, jde o deformaci. Tento pohyb v libovolném směru můžeme rozložit do dvou komponent:

- prodloužení (bude definováno dále)
- smyková deformace

$$\gamma = \tan(\psi) , \quad (2)$$

kde ψ je úhel mezi dvěma směry, které byly původně na sebe kolmé.

Deformace, která je také poměrem mezi změnou délky a změnou úhlu, je bezrozměrná. Stejně jako u napětí můžeme u deformace popsat hlavní směry. Ty definujeme jako délkovou deformaci působící na plochu, kde smyková deformace vymizí. Musíme však poznamenat, že analogii k napětí nemůžeme brát jako platnou beze zbytku a rovnice equilibria a rovnice kompatibility by měly být brány zvlášť pro napětí a zvlášť pro deformaci. Větší podrobnosti o napětí a deformaci můžeme najít například v klasické práci Lova (1927).

2.3 Chování hornin

Pokud vzorek horniny nebo část země dostatečně zatížíme, dojde k deformaci. Čím vyšší napětí aplikujeme, tím větší bude deformace. To je důležitý aspekt chování hornin a obecně chování pevných těles v mechanice, který určuje vztah mezi napětím a deformací. Ke zjednodušení a zpřesnění tohoto vztahu bylo vynalezeno několik teorií. Tou nejzákladnější a nejjednodušší je teorie lineární elasticity. Tato teorie předpokládá, že vztah mezi napětím a deformací je 1:1. Protože je tento předpoklad často využíván v hydraulickém frakturování, je v simulačním modelování použita obvykle právě lineární elasticita. Další teorie byly vyvinuty k lepšímu popsání celkového chování horniny, a to zejména ve stavu komprese. Jedním z takových příkladů je teorie plasticity, která je částečně využívána k odhadnutí napětí kolem vrtu nebo k popisu chování měkkých hornin v reservoáru při jeho čerpání (Thiercelin a Roegiers in Economides a Nolte, 2000).

2.4 Lineární elasticita

K popsání lineární elasticity uvažujme vzorek ve tvaru válce o délce l a průměru podstavy d (Obr.2). Pokud budeme působit silou F na podstavu válce, bude výsledné napětí vypadat následovně:

$$\sigma_1 = \frac{4F}{\pi d^2} \quad (3)$$

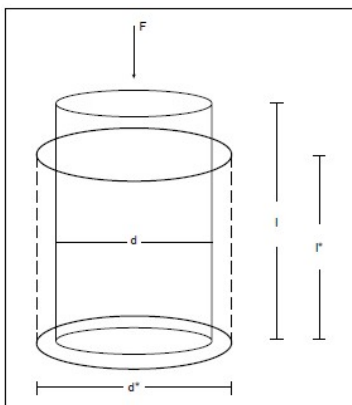
a deformace ve směru svislé osy bude:

$$\varepsilon_1 = \frac{l - l^*}{l} \quad (4)$$

kde l^* je výsledná délka. Lineární elasticita dále předpokládá, že mezi napětím a deformací je lineární vztah vyjádřený:

$$\sigma_1 = E\varepsilon_1 \quad (5)$$

Koeficient proporcionality E se nazývá Youngův modul.



Obr.2 Deformace v lineární elasticitě. Válcový vzorek se při působení síly F (působí ve směru osy válce) zkrátí z původní délky l na délku l^* a zároveň se roztáhne z původní šířky d na šířku d^* .

Protože nedojde jen ke zkrácení, ale také zároveň k rozšíření vzorku z d na d^* , přichází na řadu další konstanta (Poissonova), která udává poměr mezi stranovým rozšířením a délkovým zkrácením:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad , \quad (6)$$

kde

$$\varepsilon_2 = \frac{d - d^*}{d} \quad . \quad (7)$$

Negativní znaménko ve vzorci (6) je zde, protože podle konvence je stranové rozšíření bráno jako negativní a Poissonova konstanta podle definice jako číslo kladné. Pokud tyto vztahy převedeme do trojrozměrného prostoru, vypadají následovně:

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{G} \tau_{zy}; \gamma_{yz} = \frac{1}{G} \tau_{yz}; \gamma_{xz} = \frac{1}{G} \tau_{xz} \quad , \quad (8)$$

kde modul pružnosti ve smyku G je

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad , \quad (9)$$

Dalším běžně užívaným koeficientem je modul objemové roztažnosti K , který je koeficientem proporcionality mezi průměrným napětím σ_m a objemovou deformací ε_v při hydrostatickém testu. V tomto testu jsou si všechny základní složky napětí rovny a všechny směry jsou hlavní. Vztahy poté vypadají následovně:

$$\sigma_m = K\varepsilon_v; \varepsilon_v = \frac{\Delta V}{V} \quad , \quad (10)$$

kde V je objem horniny a ΔV je jeho změna.

V izotropní lineární elasticitě jsou vždy pouze dvě konstanty nezávislé. Například modul pružnosti ve smyku G a modul objemové roztažnosti K mohou být zapsány jako funkce E a ν .

2.5 Vliv tlaku v pórech

Kapaliny v pórech rezervoáru hrají důležitou roli, protože nesou část napětí působícího na celou horninu. Proto jen část napětí, které říkáme efektivní napětí, působí na skelet horniny. Toto efektivní napětí se v rezervoáru během času mění (Thiercelin a Roegiers in Economides a Nolte, 2000). Navíc mechanické chování horniny ovlivňuje reakci tekutiny. Dva základní mechanismy ukazují na toto dvojí chování (např. Detournay a Cheng, 1993):

- vzrůstající porézní tlak způsobuje dilataci horniny,
- komprese horniny způsobuje, že porézní tlak vzrůstá (pokud nemůže tekutina unikat).

Pro jednorozměrnou kompresi zavedl Terzaghi následující vztah:

$$\sigma' = \sigma - p, \quad (11)$$

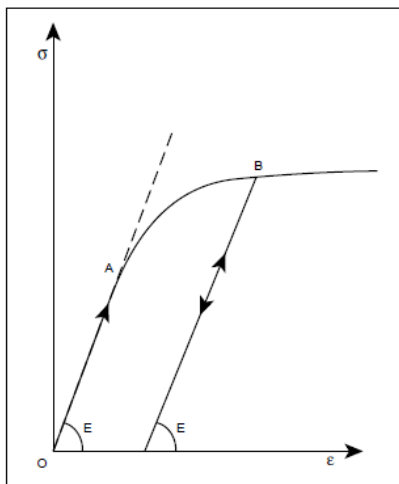
který nám říká, že pokud od celkového aplikovaného napětí σ odečteme tlak v pórech p , dostaneme efektivní tlak σ' , který řídí stlačování horniny. Protože však jakákoli změna porézního tlaku je spojena se změnou objemu pórů, a to ovlivňuje celkové chování horniny, byl zaveden další vztah, který tento poměr upravuje:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p. \quad (12)$$

Poroelastická konstanta α se pohybuje mezi 0 a 1 a ukazuje účinnost fluidního tlaku čelit celkovému napětí v hornině. V ropných rezervoárech se pohybuje α většinou kolem hodnoty 0,7, ale opět se může během času v rezervoáru měnit. K popisu této konstanty se využívají další výpočty a tuto problematiku zpracovává podrobněji například Thiercelin a Roegiers (in Economides a Nolte 2000).

2.6 Plastická deformace

Ne všechny horniny a části hornin vykazují elastické vlastnosti, to znamená, že zde dochází k nevratné deformaci nebo alespoň neexistuje přímý vztah mezi napětím a deformací. I zde bylo navrženo několik teorií. Jednou z nich je teorie elastoplasticity, kterou popisují např. Hill (1951) nebo Chen a Han (1988). Na obr.3 můžeme vidět vztah mezi napětím a deformací na ideálním válcovém vzorku. Z bodu O do bodu A se řídí vzorek při zatížení lineární elasticitou a sklon křivky ukazuje Youngův modul E . V tomto rozmezí nedojde při odlehčení k žádné změně vztahu mezi napětím a deformací. Za bodem A se ale sklon křivky snižuje a při odlehčení v tomto úseku, např. v bodě B, nebude napětí klesat zpátky po křivce, ale bude klesat přímočaře podle sklonu E . Z obrázku vidíme, že při navrácení k nulovému zatížení nebude část deformace navrácena k původnímu bodu. V teorii elastoplasticity reprezentuje část od bodu A dále právě složku plastické deformace. Bod A se nazývá hraničním napětím.



Při opětovném zatížení se vzorek chová perfektně elasticky až do bodu B, který je novým hraničním napětím. Toto zvyšování hraničního napětí se také jinak nazývá deformační zpevňování. V opačném případě jde o zeslabování. Dokonale plastický materiál je takový, kde nedochází ani ke zpevňování, ani k zeslabování.

Obr.3 Vztah mezi napětím (σ) a deformací (ϵ) v elasto-plastickém chování. Úsek OA odpovídá elastické deformaci. Úsek AB odpovídá plastické deformaci. V úseku BE jde o zpevňování.

Jak je vidět také z obrázku, hraniční napětí je funkcí historie zatěžování horniny. Z toho všeho plyne, že v teorii elastoplasticity je celková deformace složena z částí elastické a z části plastické, jak to ukazuje následující vzorec:

$$d\varepsilon = d\varepsilon_p + d\varepsilon_p \quad (13)$$

Přechod mezi elastickou a plastickou deformací můžeme předpovědět pomocí hraničního kritéria f , které je funkcí hlavních směrů napětí a parametru zpevňování h :

$$f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, h) = 0 \quad (14)$$

Parametr zpevňování h určuje vývoj křivky při zvyšující se plastické deformaci. Tuto funkci zpevňování je důležité zkoumat ve formacích náchylných k zanášení pískem (Thiercelin a Roegiers in Economides a Nolte, 2000).

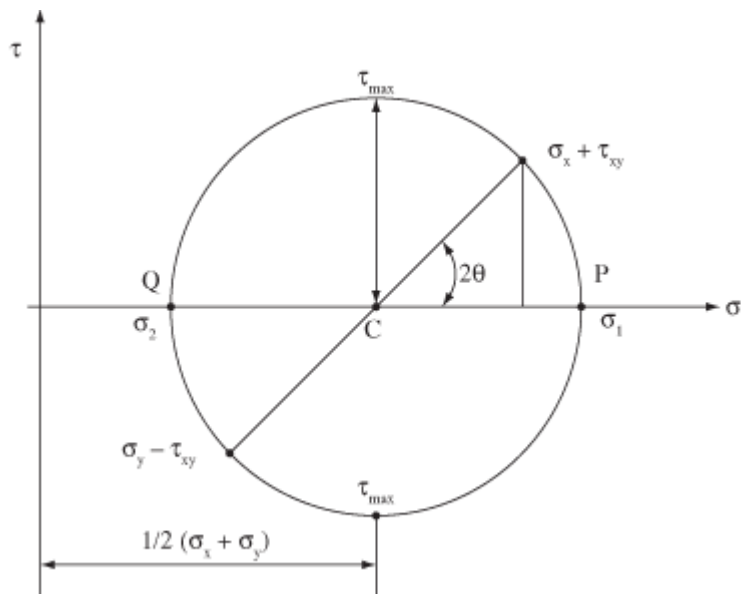
2.7 Porušení

Porušení je stav, kdy tlak působící na horninu překročí jednu z komponent hlavních směrů napětí. Při posuzování pevnosti hornin užíváme Terzaghiho hlavní napětí. Jedním z nejpoužívanějších nástrojů k posouzení normálového (σ_n) a střížného napětí (τ) je Mohrova kružnice (obr.4). Ta určuje σ_n a τ jako funkce σ_1 a σ_2 (hlavní komponenty napětí ve 2D) následovně:

$$\sigma_n = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\cos 2\theta \quad (15)$$

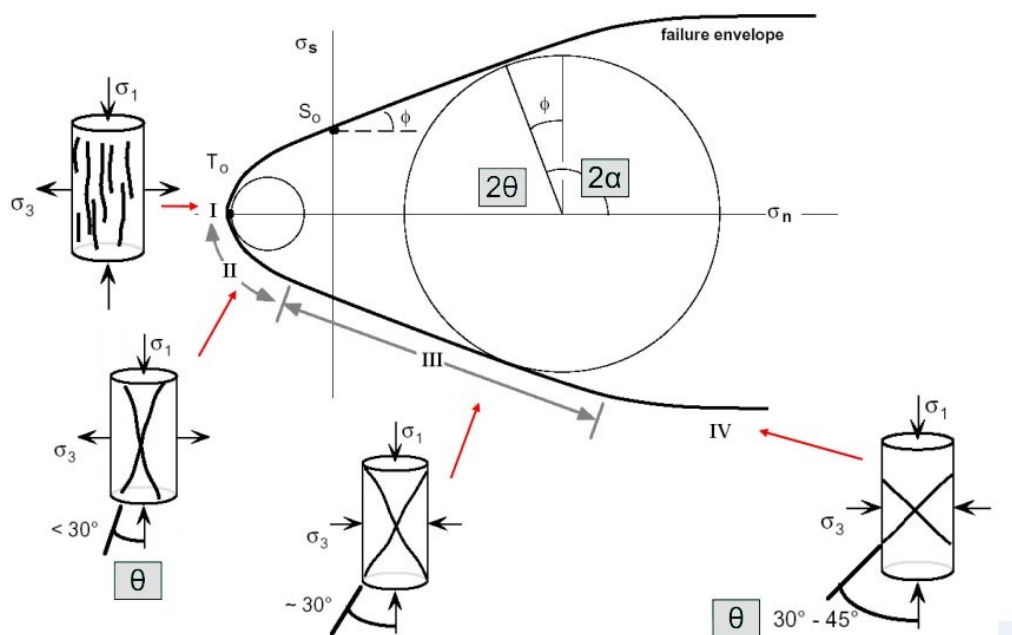
$$\tau = -\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\sin 2\theta \quad (16)$$

Úhel θ je úhel, který svírá normála (zkoumané plochy) se směrem σ_1 . Tato vyjádření nám poskytují rovnici kružnice (v rovině σ_n, τ) o středu v bodě $\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2)$ a poloměru $\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)$, jak ukazuje obr. 2.1. Tato kružnice je známa jako Mohrova kružnice a dává nám všechny nezbytné údaje pro určení dvoudimenzionálního vztahu napětí v jakékoli orientaci ve vzorku. Průsečík kružnice s horizontální osou určuje maximální a minimální hodnoty normálového napětí. Nejvyšší bod kružnice naopak určuje největší střížné napětí. Podrobnější popis a rozbor Mohrovy kružnice je možné nalézt ve všech učebnicích mechaniky kontinua apod. (např. Brdička, Samek, Sopko, Mechanika kontinua, Academia, 2005)



Obr.4 Mohrova kružnice. σ_1 a σ_2 jsou hlavní komponenty napětí ve 2D. τ_{\max} je maximální střížné napětí. Úhel θ je úhel, který svírá normála (zkoumané plochy) se směrem σ_1 . (Převzato ze Scielo.br)

Poté, co známe Mohrovou kružnicí jako vztah střížného a normálového napětí, musíme si definovat určitá kritéria pro stav porušení. Porušení může být různého druhu v závislosti na velikosti diferenciálního napětí (tj. $\sigma_1 - \sigma_2$). Každé toto kritérium lze definovat rovnicí křivky. Tuto křivku poté nazýváme obálka pevnosti a její průsečík s Mohrovou kružnicí označuje právě bod, ve kterém dojde k porušení (obr. 5).



Obr.5(předchozí strana) Obálka pevnosti[failure envelope]. K porušení dochází ve chvíli, kdy se Mohrova kružnice pro dané napětí dotkne obálky pevnosti. V úsecích I a II dochází k tenznímu porušení. V úseku III dojde ke smykovému porušení a v úseku IV dochází k duktilnímu porušení.

Kritérium pro malé diferenciální napětí se jmenuje Griffithovo a má tvar paraboly – v obr. 5 úsek I a II. Kritické střížné napětí τ je pak vyjádřeno:

$$\tau = \sqrt{(4T\sigma_n - 4T^2)} \quad , \quad (17)$$

kde T je pevnost v tahu a σ_n normálové napětí. V tomto případě vznikají tenzní (tahové) praskliny. Griffithovo kritérium také předpokládá přítomnost pórů a drobných prasklin v hornině. Obecně je pevnost horniny v tahu 2x menší než v kompresi a toto kritérium nastává, pokud je diferenciální napětí menší než $4T$. Jestliže je diferenciální napětí větší než $4T$, přichází na řadu Navier-Coulombovo kritérium, na obrázku úsek III. Mohrova kružnice se dotkne jeho obálky, v tomto případě přímky, pokud střížné napětí τ překoná kohezi materiálu C na ploše tření $\mu\sigma_n$. Vyjádřeno rovnicí:

$$\tau = C + \mu\sigma_n \quad , \quad (18)$$

kde μ je koeficient vnitřního tření. Pokud platí Navier-Coulombovo kritérium, dochází ke vzniku střížných prasklin. Při velkém diferenciálním napětí nedochází k porušení, ale k duktilní deformaci (na obr. úsek IV). Logicky můžeme také z charakteru trhlin určit, v jakém režimu k porušení došlo.

3. HYDRAULICKÉ FRAKTUROVÁNÍ

Pokud do vrtu pumpujeme kapalinu rychleji, než z něho může unikat, nevyhnutelně musí dojít k nárůstu tlaku. Díky tomuto tlaku dochází k počátečnímu praskání horniny. Protože většina vrtů je vertikálních a nejmenší napětí v hornině bývá S_{hmin} (minimální horizontální napětí), vznikající trhliny mají vertikální orientaci (Hubbert, Willis, 1957). Vznik počátečních puklin způsobí zvětšení prostoru pro injektovanou kapalinu. To vede ke snížení tlaku. Pokud ale udržíme množství injektované kapaliny nad množstvím, které uniká do horniny, trhliny se budou dále šířit. Tato fáze se dá velice dobře sledovat na záznamu množství čerpání a tlaku. Problém ale nastává ve chvíli, kdy přestaneme čerpat nebo když kapalina začne unikat příliš rychle do horninového prostředí. Oba zmíněné případy vedou opět k původní dominanci tlaků v hornině a způsobují zavírání vzniklých trhlin. Tento stav nevede ke zvýšení produkce z dané formace. Abychom tomu předešli, použijeme ve většině případů tzv. proppant (zkratka z anglického propping agent), což je plnivo, které přidáváme k injektované kapalině. Většinou jde o písek, ale v poslední době přicházejí stále více na řadu uměle vytvořené granuláty (více

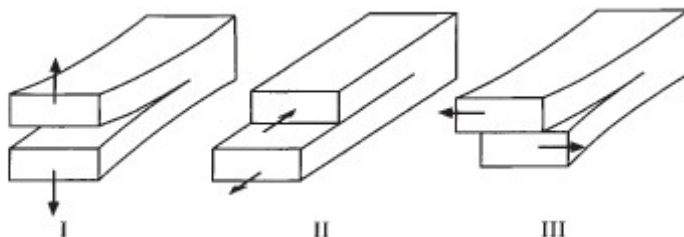
v části o proppantech). Toto plnivo po skončení injecktáže neodteče z trhlin, ale usadí se v nich, čímž znemožní jejich uzavření. Trhliny tedy zůstávají otevřené pro proudění tekutin a slouží ke zvýšení propustnosti, tedy ke zvýšení produkce. Jednotlivými parametry a okolnostmi ovlivňujícími frakturování se zabývají následující kapitoly.

3.1 Vznik trhlin

Daleko dříve, než bylo vynalezeno hydraulické frakturování, se problematikou trhlin a zejména jejich vznikem a šířením zabýval Westergaard(1939). Jeho poznatky pak dále upravil Irwin(1958). Motivací pro tyto práce, byla snaha nalézt napěťovou funkci, z které by bylo možné přímo definovat složky napětí a směry poruch. Westergaard přišel na diferenciální rovnici, která splňovala požadavky podmínky stability, deformace, Hookův zákon a okrajové podmínky. Irwin pak ještě přidal upřesňující podmínku, že stěny trhliny za jejím čelem musejí být dokonale hladké a bez tření. Napětí kolem trhliny pak tedy vypadá následovně:

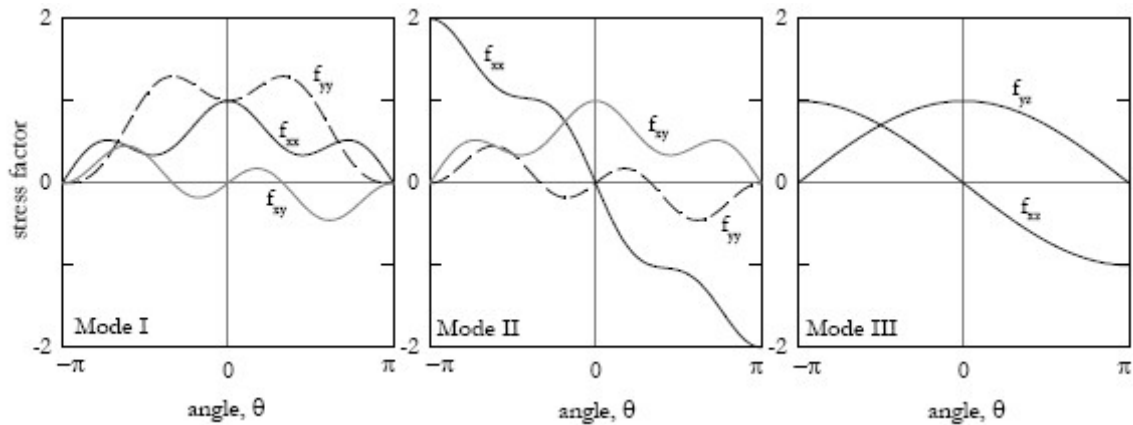
$$S_{ij} = \frac{K_k}{\sqrt{2\pi r}} f_{ij}(\theta) , \quad (19)$$

kde r je vzdálenost od čela trhliny, S_{ij} jsou hlavní složky napětí v kartézských souřadnicích, f_{ij} je geometrický faktor závislý pouze na úhlu θ (úhel polárních souřadnic), a K_k je faktor intenzity závislý na okrajových podmínkách, tj. na okolním napětí a geometrii napěťového pole. Index k naznačuje, v jakém modu se trhlina šíří. Teorii tří základních modů přednesl Lawn (Fracture of brittle solids,1993). Lawn rozlišil trhliny podle smyslu pohybu na jejich plochách(obr. 6). Mod 1, zvaný také otvírací, odpovídá normálnímu oddělování stěn trhliny v podmínkách tažného napětí. V tomto modu nezaznamenáváme žádný střížný posun. Mod 2, nebo také kluzný mod, odpovídá střížnému protažení ve směru kolmém k čelu trhliny. V modu 3 jde o střížný posun rovnoběžný s čelem trhliny. Tento posun můžeme zjistit pouze s použitím třírozměrné analýzy. Jakákoli kombinace těchto modů je možná a nazýváme ji poté smíšeným modem



Obr.6 Mody tvorby puklin .Mod I – oddělování v tenzním režimu; Mod II – kluzný mod, střížné protažení kolmo k čelu trhliny; Mod III – střížný posun rovnoběžný s čelem trhliny.(Převzato z Lawn, 1993)

Jak již bylo zmíněno, faktor K závisí pouze na okrajových podmínkách. Všechny ostatní členy vzorce závisí na prostorových souřadnicích kolem čela trhliny, tj. na geometrii napěťového pole (Lawn, 1993). Tyto souřadnice můžeme rozdělit na polární ($r^{-1/2}$) a kartézské (obr. 7).



Obr 7. Rozložení napětí pro 3 mody trhlín v posouzení s napěťovým faktorem f_{ij} . Kladné hodnoty f značí tenzní režim. (Převzato z Backers 2004)

Jak můžeme vidět na obrázku, tenzor napětí v modu 1 je symetrický, zatímco v modu 2 je anti-symetrický. Tyto rozdíly v napěťovém poli přímo ovlivňují geometrii šířící se trhlíny (Lawn, 1993). Nutno podotknout, že křehké horniny jsou většinou složeny z multikomponentních materiálů. Šíření trhlín tedy nemusí být přímočaré, ale může být ovlivněno hranicemi zrn, již existujícími trhlínami nebo jinými diskontinuitami. Díky zvyšujícímu se napětí v čele trhliny mohou být aktivovány také další trhlíny v okolí (Hoagland et al., 1973). Tato zóna se nazývá pracovní (případně akční) zónou trhliny. V souvislosti s rozdílným napěťovým polem v modu 1 a 2 je také pracovní zóna symetrická v modu 1 a asymetrická v modu 2 (Backers et al., 2002). Pro praktické využití odporu prostředí proti vzniku trhlín byl zaveden koncept tuhosti frakturování, který pracuje právě s parametrem K_k . Tento faktor intenzity napětí je mírou množství napětí koncentrovaného kolem čela trhliny o efektivní délce a pro dané zatížení a má rozměr napětí \times (délka) $^{-1/2}$ (např. Atkinson, 1991):

$$K_k = S_A \sqrt{\pi a} \quad , \quad (20)$$

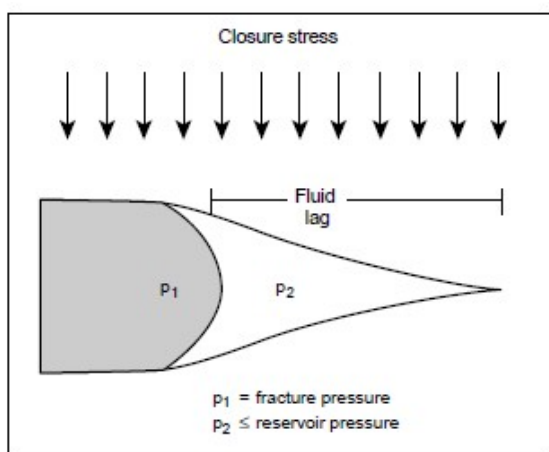
kde S_A je aplikované napětí. Samotná tuhost frakturování, označovaná K_{kC} , je kritická hodnota faktoru intenzity napětí, ve které se existující trhlina začíná šířit. Jak je vidět, s konstantním K_{kC} a zvyšující se délkou a napětí nutné k šíření trhliny klesá. Proto se delší trhlíny šíří snadněji (např. Backers, 2010).

Vliv čela trhliny [tip effect]

Při šíření trhliny hraje velký vliv složka tlaku v čele trhliny, označovaná jako p_{tip} . Jde o tlak, který otvírá samotné čelo trhliny v hornině. V klasické elastické mechanice se tato složka řídí tuhostí horniny K_{kC} , pro mod I (tažný) označovanou jako K_{IC} . Tento materiálový parametr můžeme definovat jako tuhost horniny při existenci drobných trhlinek. Pro představu uveďme jako příklad sklo, které má vysokou tažnou pevnost, ale přítomnost drobné trhlinky tuto pevnost výrazně snižuje. Laboratorním měřením tohoto parametru se zabývali např. Schmidt a Huddle(1977) nebo Thiercelin(1987). Z jejich měření vychází typická hodnota K_{IC} kolem $2000 \text{ psi} \times \text{in}^{1/2}$ (pound per square inch \times inch $^{1/2}$) s rozsahem od 1000 do $3500 \text{ psi} \times \text{in}^{1/2}$. S tímto parametrem poté můžeme vyjádřit p_{tip} pro jednoduchou trhlínu s délkou L , jako

$$p_{tip} = K_{IC} \sqrt{\frac{\pi}{48L}} \quad (21)$$

Ze vzorce vidíme, že s rostoucí délkou potřebný tlak klesá a z pohledu elastické mechaniky se již pro několik metrů dlouhou trhlínu stává pomalu zanedbatelným. Měření z vrtů v praxi nám ale říká, že tlak p_{tip} bývá mnohem větší, než předpokládá zmíněný výpočet. Tento nesoulad plyne z některých vlastností trhliny, které nejsou zahrnuty ve výpočtu v rámci elasticity. Jednou z nich je fakt, že injektovaná tekutina nesahá až do samého čela trhliny, ale existuje zde malý prostor, kam se tekutina nedostane [fluid lag region] (obr.8).



Obr. 8 Suché čelo trhliny. V trhlina naplněné tekutinou je frakturační tlak p_1 , zatímco v čele trhliny, kam se tekutina nedostane je tlak menší (p_2). (Převzato z Economides a Nolte, 2000)

Z toho důvodu vzroste zdánlivá tuhost horniny a tlak p_{tip} . Dalšími důvody může být neelastické chování horniny nebo ucpávání čela trhliny pískem. Tyto okolnosti mohou působit jak samostatně, tak ve vzájemné součinnosti. Z toho důvodu byla Shlyapoberskym(1985)

zavedena další veličina nazývaná zdánlivou tuhostí horniny a označována $K_{IC-apparent}$, kterou můžeme při uvažovaném zjednodušení čela trhliny na tvar půlkružnice vyjádřit následovně:

$$K_{IC-apparent} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} p_{tip} \sqrt{h/2} \quad , \quad (22)$$

kde h výška trhliny v okolí čela trhliny. Další upřesnění přinesl například Nolte(1991), které je však už záležitostí modelování po danou situaci.

3.2 Hydraulicko – mechanické parametry frakturování

Abychom došli ke správné a účinné realizaci trhlín, musíme dobře dopředu posoudit faktory, které tento proces limitují. Jak bylo výše zmíněno v části o mechanice hornin, hrají zde významnou roli napětí, gradient napětí, rozdíl hlavních hodnot napětí v jednotlivých vrstvách apod. Všechny tyto hodnoty jsou ale spojeny zejména s čistým tlakem p_{net} :

$$P_{net} = p_f - \sigma_c \quad , \quad (23)$$

kde p_f je tlak uvnitř trhliny a σ_c je minimální napětí, nebo také zavírací tlak trhliny. Ten je u homogenních hornin stejný jako minimální napětí. Protože ale v přírodě takové podmínky často nenastávají, odpovídá zavírací tlak stavu, kdy je trhlina zhruba celá zavřená, ačkoliv najdeme místa, kde je tlak stále vyšší než minimální napětí. V nehomogenním vícevrstevném prostředí bereme za zavírací tlak průměr vrstev s nižším napětím bez zahrnutí vrstev s vyšším napětím.

Základními parametry, které je nutno znát a které budou rozebrány podrobněji, jsou k_{fW} (permeabilita trhliny vynásobená šířkou), délka trhliny L a její výška h_f , hydraulické parametry q_i (rychlost proudění nebo rychlost injektování), viskozita μ a další.

3.2.1 Bilanční rovnice

Základní rovnice hydraulického štěpení nám říká, že část určitého objemu, který vtačujeme do země, se ztratí v hornině a část vytvoří štěpený objem (o určité šířce, výšce a délce):

$$V_i = q_i \times t_p \quad , \quad (24)$$

kde V_i je injektovaný objem, q_i rychlost čerpání a t_p čas, po který čerpáme. Jak bylo zmíněno, objem penetrované části vychází z rozměrů trhliny a dá se vyjádřit jako:

$$V_f = h_f \times \bar{w} \times 2L = \eta \times V_i \quad ,$$

(25)

kde h_f je průměrná výška trhliny, \bar{w} je její průměrná šířka, L je poloviční délka penetrace trhliny do prostředí a η je účinnost tekutiny.

Objem ztracený v hornině během čerpání byl diskutován Harringtonem et al.(1973) a Noltem (1979) a dá se přibližně určit jako:

$$V_{Lp} = 6C_L h_L L \sqrt{t_p} + 4L h_L S_p , \quad (26)$$

kde C_L je koeficient ztráty tekutiny(běžně mezi 0,0005 a 0,05 ft/min^{1/2}), h_L je výška ztracené tekutiny(vertikální dosah zasáklé tekutiny), S_p je ztráta proudu(běžně 0 až 50 gal/100 ft²) . Aby byla zachována materiálová rovnováha, musí se V_i rovnat V_{Lp} plus V_f a ze vztahů (24) až (26) může být pozměněn do rovnice:

$$L \cong \frac{q_i t_p}{6C_L h_L \sqrt{t_p} + 4h_L S_p + 2\bar{w}h_f} , \quad (27)$$

která ukazuje základní vztah mezi důležitými frakturačními parametry a požadovanými cíli (Smith a Shlypobersky in Economides a Nolte, 2000).

3.2.2 Šířka trhliny

Šířka trhliny vynásobená její permeabilitou ($k_f w$) je jedním ze základních parametrů, které musíme sledovat, chceme-li dosáhnout navržených produkčních hodnot. Důležitá je zejména šířka v blízkém okolí vrtu, kde $k_f w$ musí být větší než $2\pi r_w k$, kde r_w je poloměr vrtu a k je permeabilita okolního prostředí. Ze znalosti některých mechanických parametrů můžeme také odhadnout maximální rozevření pukliny při určitém čistém tlaku p_{net} , protože víme, že tlak nutný k otevření trhliny se rovná zavíracímu tlaku plus p_{net} . V těchto podmínkách se otevírá trhlina eliptického průřezu s maximální šířkou:

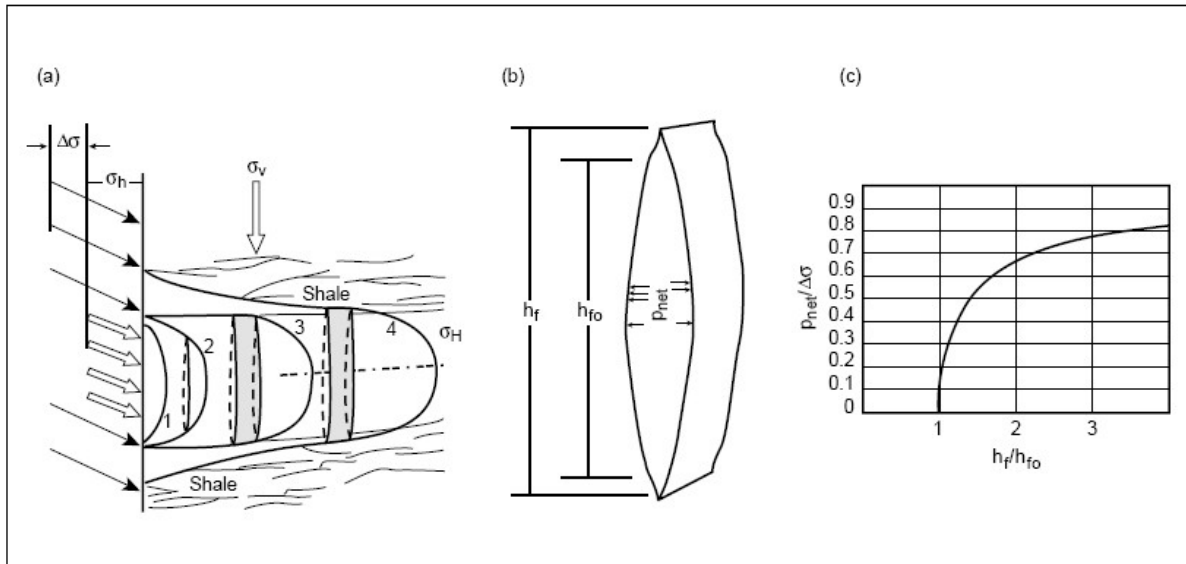
$$w_{max} = \frac{2p_{net}d}{E'} , \quad (28)$$

kde E' je modul rovinné deformace[plane strain modulus] ($E' = E(1-\nu^2)$), kde ν je Poissonova konstanta a většinou se pohybuje kolem 0,2), a d je nejmenší rozměr trhliny. Pro trhliny s konstantní výškou menší než délka trhliny se d rovná h_f . Tento vztah ukazuje přímý poměr mezi čistým tlakem a šířkou a zároveň zavádí modul rovinné deformace. Ale protože je často $\nu^2 < 0,1$, málokdy se výrazně liší E' od Youngova modulu E (Smith a Shlypobersky in Economides a Nolte, 2000).

3.2.3 Výška trhliny

Jak se dále zmiňují Smith a Shlypobersky(in Economides a Nolte, 2000) a jak je vidět z rovnice (27) , jsou parametry h_f (výška trhliny) a h_L (výška průsaku tekutiny) důležitými parametry pro naplnění navrženého cíle frakturování. Výška průsaku je dána pórovitostí a permeabilitou, zatímco výška trhliny je kontrolována napětím in-situ a částečně jeho rozdílem

v různých geologických vrstvách. Jinak můžeme také říci, že výška trhliny se řídí poměrem mezi čistým tlakem a rozdílem tlaků mezi ohraničující horninou (většinou břidlicí) a horninou obsahující těžný produkt [pay zone], označovaným $\Delta\sigma$. Tento vztah můžeme názorně vidět na obr.9 a):



Obr. 9 Růst výšky trhliny. (a) Idealizovaný profil trhlinou ve vztahu geometrie trhliny k napětí in-situ. σ_h je minimální horizontální napětí, σ_H je maximální horizontální namětí. (b) průřez trhlinou, kde h_f je výška trhliny a h_{f0} je výška před zvýšení tlaku. (c) Teoretická závislost mezi h_f , h_{f0} a p_{net} a napětím in-situ $\Delta\sigma$. (Podle Simonson et al., 1978)

Z obr. 9 c) dále vidíme, že vztah mezi výškou trhliny h_f , počáteční výškou trhliny h_{f0} , čistým tlakem p_{net} a $\Delta\sigma$ a se dá dobře počítat, jak navrhl Simonson *et al.* (1978).

3.2.4 Proudění v trhlině

Jak již název práce a metody napovídá, hydraulické parametry jsou řídicími složkami celého procesu. Nejdůležitějšími z nich jsou viskozita tekutiny μ a injekční průtok q_i , které ovlivňují šířku a výšku trhliny, čistý tlak (p_{net}), ztrátu tekutiny do prostředí a také samozřejmě transport proppantu. Protože hydraulickým štěpením vznikají nejčastěji jen tenké pukliny, hlavní řídicí rovnicí bude Hagen-Poiseuilleův vzorec pro proudění v úzké štěrbině:

$$\frac{\Delta p_{net}}{\Delta x} = \frac{12\mu q}{h_f w^3} \quad (29)$$

Protože ale ve většině případů vzniká trhlina o dvou větvích, musíme zohlednit, že průtok q se rovná $q_i/2$. Při této podmínce a předpokladu, že máme trhlinu o konstantní výšce, šířce a nulové ztrátě tekutiny do prostředí, můžeme uvedený vzorec upravit do následující podoby:

$$p_{net} = \frac{6\mu q_i L}{h_f w^3} \quad (30)$$

Kombinací tohoto vzorce a vzorce (28) dostáváme přibližný proporční vztah pro šířku:

$$w \propto \left\{ \frac{\mu q_i L}{E'} \right\}^{1/4} \quad (31)$$

Jak uvádí Shlyapobersky a Smith (in Economides a Nolte, 2000), exponent $1/4$ ukazuje, že šířka trhliny je i se změnou vstupních parametrů v podstatě konstantní. Tento vztah můžeme také použít pro kontrolu čistého tlaku, a to následovně:

$$p_{net} = \frac{E'^{3/4}}{h_f} \{ \kappa \mu q_i L \}^{1/4}, \quad (32)$$

kde κ je konstanta ($\kappa = 16/\pi$). Z tohoto vztahu je naopak vidět, že pro kontrolu čistého tlaku je mnohem důležitější rozměr výšky a modul rovinného napětí [plane strain modulus] než viskozita a injekční rychlost. Musíme podotknout, že ne ve všech případech tato rovnice platí. Jak se zmiňují Palmer a Veatch (1987), v některých případech z praxe je měřený čistý tlak vyšší než předpokládaný podle výše zmíněné rovnice, což vede k tomu, že viskozita tekutiny nemá tak velký vliv na šířku trhliny. To je pravděpodobně způsobeno tím, že v rovnici (30) nezahrnujeme do čistého tlaku vliv čela trhliny [tip effect], který je diskutovaný výše v kapitole o vzniku trhlin (část 3.1). Po zahrnutí tohoto efektu dostáváme upravený vztah:

$$p_{net} \approx \left[\frac{E'^3}{h_f^4} \{ \kappa \mu q_i L \} + p_{tip}^4 \right]^{1/4} \quad (33)$$

Tento vztah nám ukazuje, že v praxi jsou vždy dvě části, které ovlivňují čistý tlak, a to část viskózní a část vlivu čela trhliny. Opět zde ale hraje roli celkový exponent $1/4$, který naznačuje že zanedbání jedné ze složek výsledek příliš nezmění (Smith a Shlyapobersky in Economides a Nolte, 2000).

3.2.5 Vodivost trhliny

Během vývoje hydraulického frakturování bylo zjištěno, že v méně vodivých rezervoárech je především třeba vytvořit dlouhé trhliny (parametr x_f), zatímco u vysoce vodivých rezervoárů je kladen důraz na vodivost vyjádřenou jako k_{fw} . Tyto dvě veličiny jsou balancovány permeabilitou okolního prostředí k . Tento důležitý poměr vážněji zkoumal jako první Prats (1961), který zavedl veličinu bezrozměrná vodivost trhliny [dimensionless fracture conductivity] C_{fD} :

$$C_{fD} = \frac{k_f W}{k X_f} \quad (34)$$

Tento vztah vyjadřuje poměr mezi schopností trhliny propouštět injektovanou tekutinu ($k_f W$) a schopností horniny trhlínu plnit ($k X_f$). Z principu by tyto veličiny měly být v rovnováze, ale zkušenost ukazuje, že pro proppantem plněnou trhlínu je největší produkce dosahováno při hodnotě C_{fD} mezi 1 a 2.

4. FRAKTURAČNÍ TEKUTINY

Ač by se mohlo zdát, že frakturační tekutinou vhněnou do země by mohla být jenom voda, není tomu tak. Vlastnosti tekutiny jsou pro celou metodu naprosto stěžejní. Od tekutiny čekáme, že efektivně rozevře pukliny, dopraví proppant na své místo, poté rychle vyčistí prostor vrtu a nezasáhne a nepoškodí příliš okolní prostředí. Zároveň hraje také roli rozličnost okolních prostředí v jednotlivých situacích, a to zejména okolní teplota a tlak, které vlastnosti injektované tekutiny ovlivňují. V padesátých letech, kdy se pomalu začalo rozvíjet hydraulické frakturování, byly využívány především tekutiny na bázi oleje. Postupem času se stále více využívaly tekutiny na bázi vody zahuštěné guarou (luštenina). V roce 1969 byla poprvé použita vylepšená verze, a to napojovaného guaru [crosslinked guar]. V karbonátových horninách jsou dále využívány tekutiny na bázi kyseliny. V současné době je více než 65% všech frakturací prováděno pomocí tekutin na bázi vody, 20 až 25% procent zabírají směsy s plyny a zhruba po 5% se používají tekutiny na bázi kyseliny a oleje. Dále jsou do tekutin přidávány ještě další komponenty, například pro zvýšení viskozity za vysokých teplot.

4.1 Tekutiny na vodní bázi

Vzhledem k jednoduchému zacházení s vodou, její dostupnosti a nízké ceně v porovnání s ostatními metodami, je frakturování tekutinami na vodní bázi v současné době nejrozšířenější. Další vítanou vlastností je, že se ve vodě dobře rozpouštějí některé polymery, které zvyšují její viskozitu. Prvním používaným polymerem na zahuštění vody byl polysacharid s dlouhým řetězcem získávaný ze semen guaru (*Cyamopsis tetragonolobus*). Jde o tzv. guarovou gumu (obsahující manózu a galaktózu), používanou hojně k zahušťování i v potravinářství. Abychom ale dostali zcela čistou gumu oddělenou od rostlinných zbytků, je třeba použít ještě oxid propylen. Poté mluvíme o dnes nejpoužívanějším hydroxypropylguaru (HPG). HPG je na rozdíl od klasického guaru stabilnější za vyšších

teplot. Pro dosažení stability za ještě vyšších teplot jsou do tekutiny přidávány tzv. crosslinkers(pojiva). Tyto chemické látky spojují řetězce ne ve směru jejich délky, ale laterálně. Výsledkem je tekutina o vyšší molekulové hmotnosti a vyšší viskozitě stabilní i za vysokých teplot.

4.2 Tekutiny na bázi oleje

Těžké oleje byly první užívanou frakturační tekutinou, protože byly považovány za nejméně škodlivé pro uhlovodíkové formace. Také jejich viskozita se zdála oproti vodě efektivnější (Howard a Fast, 1970). Zacházení s nimi je však obtížné a finančně náročné, proto jsou dnes používány jen výjimečně v rezervoárech citlivých na vodu. Původně byly k zahušťování olejů používány hlinité soli karboxylových kyselin. Ty byly později nahrazeny hlinito-fosfát-esterovými solemi, které zvýšily jak schopnost nést proppant, tak stabilitu za vyšších teplot.

4.3 Tekutiny na bázi kyselin

Jak již bylo zmíněno, jsou kyseliny, zejména tedy HCl, používány především v karbonátových horninách, a to buďto jako součást hydraulického frakturování ve vlastním slova smyslu, tedy s využitím dostatečného tlaku k otevření nových puklin, nebo jen k rozrušování (leptání) již existujících trhlin. Není ale pravidlem, že by se nutně v karbonátových horninách musela kyselina používat. Odpadá zde sice problém s použitím proppantu a jeho vyčištěním z vrtu, ale na druhou stranu je kyselina výrazně dražší a přichází zde na řadu problém s kontrolou prosakování do horniny, protože kyselina leptá stěny trhlin nekontrolovatelně a může tedy dojít k vytvoření nechtěných puklin a velkému úniku do horniny.

4.4 Vícefázové tekutiny

Existují případy, v nichž je vhodné zkomponovat dohromady dvě fáze. Jednou z užívaných možností je pěna, neboli směs kapaliny a plynu, druhou možností je emulze, neboli směs dvou nemísitelných kapalin.

4.4.1 Pěna

Abychom zajistili stabilní směs plynu a kapaliny, musíme použít surface-active agent (povrchový oddělovač) neboli surfactant. Surfactant se koncentruje na hranici mezi kapalinou a plynem a snižuje napětí mezi nimi díky slabé vrstvičce, která zabraňuje jejich mísení. Efektem této metody je to, že stlačený plyn(dusík nebo oxid uhličitý) při odčerpávání tekutiny

z vrtu a trhlin začne expandovat a pomáhá tak tlačit tekutinu z frakturovaného prostředí a vrtu zpět na povrch. Díky velmi malému obsahu kapaliny ve směsi (jen kolem 5%) má tato metoda výborné výsledky při užití v rezervoárech senzitivních na vodu (Ainley, 1983; Ward, 1984). Zároveň je vhodné ji používat v prostředích s nízkým tlakem.

4.4.2 Emulze

Emulze je rozptýlená směs dvou nemísitelných komponent, například vody a oleje. Opět se zde používá k oddělení složek surfactant. Pro hydraulické frakturování se běžně používá směs, která je z 67% tvořena uhlovodíky a z 33% viskozifikovanou solankou. Větší viskozita zvýší stabilitu směsi a polymery zároveň snižují tření. Jedinou nevýhodou této metody je malá stabilita směsi za vysokých teplot.

4.5 Aditiva

Je běžnou praxí, že k základním směsím jsou přidávány další látky, které zvyšují efektivnost jednotlivých metod. Mezi aditiva patří například již zmíněné surfactanty nebo crosslinkery. Dalším doplňkem jsou štěpné látky [breakers]. Při používání vysoce viskózních směsí dochází po vsáknutí kapaliny do okolí fraktur k navýšení koncentrace polymerů v trhlíně, které snižují následnou propustnost pro ropu nebo plyn. Tento nežádoucí efekt řeší právě štěpné látky, které rozkládají dlouhé řetězce na kratší molekulární jednotky s nižší specifickou hustotou. Za tímto účelem jsou nejčastěji používány oxidanty nebo enzymy. Protože ale za vyšších teplot docházelo k nežádoucí příliš rychlé reakci těchto látek, bylo nutné metodu zlepšit. Vhodným řešením je pokrytí štěpných látek slabou vrstvou látky s určitým poločasem rozpadu, neboli užití kapslí. Ke kontrole vsakování do horniny slouží další aditiva, které buďto zvyšují, nebo snižují vsak. Ke snížení funkce bakterií, které nežádoucím způsobem rozkládají polymery injektované směsi, slouží baktericidy. Mezi nejčastěji užívané látky patří glutaraldehyd, chlorofenáty, kvartérní amoniové skupiny a izothiazoliny (Ruseska *et al.*, 1982). Posledními významnými aditivami jsou stabilizátory, sloužící k stabilizaci směsi za teplot přes 93°C (Thomas a Elbel, 1979), a jílové stabilizátory, zabráňující kolmatování puklinového prostředí.

5. PROPPANT

Proppant, neboli propping agent (plnivo) používáme v naprosté většině frakturačních procesů. Jak již bylo zmíněno v úvodu, pokud bychom po zastavení čerpání nechali trhliny prázdné, zavládla by postupem času opět dominance okolního tlaku a pukliny by se zavřely. Výběr

plnicího materiálu se řídí ve většině případů právě velikostí zavírací tlaku a je tedy stěžejní. Dalším neméně důležitým faktorem je časové rozvržení čerpání proppantem naplněné suspenze. Tyto metody, vlastnosti a další budou rozebrány v následujících kapitolách.

5.1. Čerpání

Po vzniku počátku trhlin nabývá na důležitosti rychlost šíření puklin a rychlost injektované kapaliny. Obojí je ale řízeno rychlostí ztráty kapaliny v horninovém prostředí. Na tuto problematiku upozornil již Carter(1957) a později se jí zabýval Mack a Warpinski (in Economides a Nolte, 2000). Podle nich se dá vyjádřit rychlost ztráty tekutiny následovně:

$$q_L \approx \frac{2C_L A}{\sqrt{t - \tau}} \quad (35)$$

kde C_L je koeficient ztráty tekutiny, A je složka plochy vzniklé frakturováním, t je čas měřený od začátku injektáže a τ je čas, kdy jsou vytvořeny a otevřeny všechny trhliny. Z tohoto vztahu přímo plyne, že největší rychlost ztráty kapaliny je na čele trhliny. V tu chvíli se jmenovatel zlomku rovná nule a q_L jde k nekonečnu.

Zpočátku je však pronikání kapaliny limitováno, a proto je rychlost ztráty větší přímo v blízkosti vrtu. Z toho důvodu nejprve čerpáme do vrtu pouze čistou kapalinu (bez proppantu) a nazýváme jí „pad“ (základ). Účelem tohoto základu je proniknout skrz stěny vrtu a začít vlastní frakturování. Zároveň tento základ také zaručuje dostatečnou šíři trhlin pro pozdější šíření proppantu a zabraňuje tak ztrátě kapaliny v čele trhliny. Po načerpání základu následuje čerpání proppantu.

Protože ze začátku stále uniká kapalina více v blízkosti vrtu, čerpáme proppant nejdříve v nízké koncentraci. Ve chvíli, kdy suspenze projde vrtem a začne směřovat ke konci trhliny, můžeme sledovat dva fenomény.

1. Protože se kapalina ztrácí rychleji v čele trhliny, proudí proppant trhlinou rychleji, než se stačí čelo trhliny šířit a může se tak stát, že ho předběhne.
2. Protože proudící suspenze stále ztrácí kapalinu (ale ne proppant), zvětšuje se neustále koncentrace proppantu (tzn. zvyšuje se podíl pevných částic).

Z těchto důvodů musí být přesně navržen program čerpání, aby každá fáze čerpání skončila přesně, kdy má, a tam, kde má, to znamená, že základ by se měl ztratit kompletně v hornině a prvotní proppant by měl skončit v čele trhliny (ve vzdálenosti, která byla navržena). V ideálním případě na sebe tyto události přesně navazují. Protože prvotní proppant je slabé

koncentrace, následuje fáze dalšího doplňování na vyšší, předem stanovenou koncentraci. Na konci celé procedury jsou všechny pukliny vyplněny předem stanovenou koncentrací proppantu. Takto popsaný postup se nazývá normální. Pokud však i po dosažení výše zmíněného stavu pokračujeme v čerpání, dosáhneme zvýšení tlaku a dalšího rozšiřování puklin. Tento postup je občas žádoucí a je úmyslně používán. Nazýváme ho frakturování bez šíření čela trhliny, nebo ho zkracujeme jako TSO (z angl. tip-screenout fracturing). Na konci celé procedury je proveden výplach, který vyčistí stvol vrtu od proppantu.

5.2 Vlastnosti a výběr proppantu

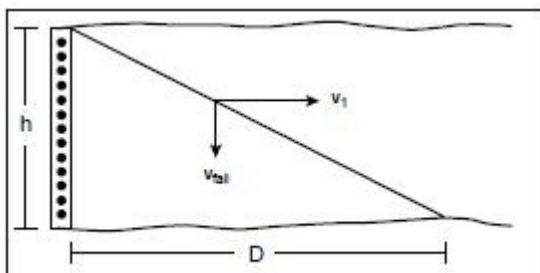
Všeobecně musíme v každé situaci posuzovat nejen samotné plnivo, ale chování proppantem naplněné suspenze jako celku. Zejména bychom se měli zaměřit na následující faktory: kompatibilita s tekutinami v rezervoáru, kompatibilita s tlakem v rezervoáru (např. již zmíněné použití pěny v nízkotlakých rezervoárech ke zlepšení vyčištění vrtu), vhnací tlak a tření v potrubí, cena proppantu a tekutiny, kompatibilita s dalšími materiály (např. s pryskyřičnými proppanty) a v neposlední řadě také bezpečnost a šetrnost k životnímu prostředí (Smith a Shlyapoberski in Economides a Nolte, 2000).

5.2.1 Transport proppantu

Pro transport proppantu je zcela stěžejní viskozita nosné tekutiny. Dalšími faktory jsou velikost zrn, jejich hustota a rychlost proudění tekutiny. Chování a interakce těchto vlastností jsou zahrnuty ve Stokesově zákoně:

$$v_s = \frac{2(\rho_p - \rho_f)}{9\mu} gR^2 \quad (36)$$

kde v_s je rychlost padání(usazování), R je průměrná hodnota průměru zrn proppantu, μ je viskozita tekutiny a ρ_p a ρ_f jsou hustoty proppantu, respektive tekutiny. Jak bylo již zmíněno, nejdůležitějším posouzením je, jak moc viskózní suspenzi potřebujeme. Při nízké koncentraci proppantu ale může nastat situace, že se jednotlivá zrna spojují k sobě a tvoří tak větší částice, které zvyšují viskozitu celé směsi. Tento fenomén je znám jako zpomalené usazování. V některých případech je vhodné se zaměřit i na rychlost proudění, a to zejména v rezervoárech s vysokou teplotou. Jak můžeme vidět z obr. 10, odpovídá v newtonovské tekutině vzdálenost D (horizontální vzdálenost pádu zrna) výrazu $(q_i\mu)^{3/4}$.



Obr. 10 Stokesův zákon.

$$D/h = v_1/v_2$$

$$v_1 = \text{rychlost proudění} \\ \approx q_i/hw \approx q_i/h(\mu q_1)^{1/4} \\ \approx q_i^{3/4} / h\mu^{1/4}$$

$$v_{\text{fall}} = \text{rychlost padání} \approx 1/\mu$$

$$D/h \approx (q_i\mu)^{3/4} / h$$

=> D je nezávislé na h

Tento vztah ukazuje, že vzdálenost nezávisí na výšce trhliny. Podstatné ale je, že pro stejnou požadovanou vzdálenost můžeme snížit viskozitu a zvýšit rychlost. A tím zkrátit čas, který je důležitý právě v prostředí s vysokou teplotou, kde viskozita směsi značně klesá s přibývajícím časem.

Dalším známým fenoménem v usazování je konvekce. Konvekce, nebo také gravitační proud, je známa z mnoha oborů a byla zkoumána již koncem 19. století z důvodu intruzí mořské vody do sladkovodních kolektorů (Badon Ghyben, 1888; Herzberg 1901). Tento typ usazování je podmíněn rozdílem v hustotě dvou tekutin, tedy v našem případě nejběžněji základu[pad] a suspenze s proppantem. Pokud bychom začali rychle čerpat nakoncentrovanou suspenzi, která by se dostala do kontaktu s méně hustým vodním základem, suspenze by měla tendenci klesat níže (pod vodní základ), a tím by usazovala proppant. Abychom tomu zabránili, navyšujeme koncentraci proppantu postupně. Numerické modelování ale ukazuje, že konvekce nehraje během čerpání hlavní roli (Smith *et al.*, 1997).

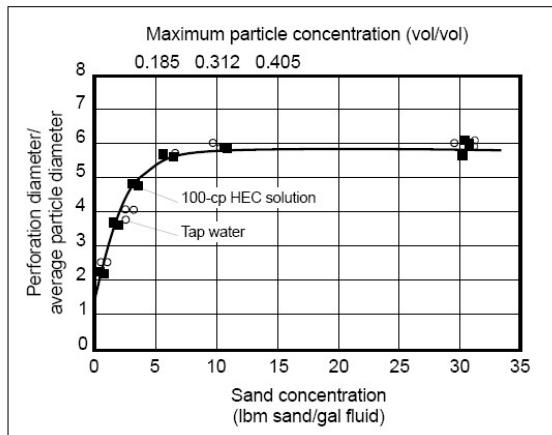
Dalším efektem při transportu proppantu je migrace (Nolte, 1988b) nebo také sduřování[encapsulation] (Cleary a Fonseca, 1992). Jde o proces, kdy se částice proppantu ve viskoelastické tekutině (většina frakturačních tekutin) začnou sduřovat při proudění v centru trhliny. Tím pádem vznikne uprostřed hustší proud obklopený čistou tekutinou. To vede ke zrychlenému usazování částic, zejména při nízké koncentraci proppantu, jak ukázali ve svém modelu např. Unwin a Hammond (1995).

V každém případě je také nutné zahrnout do předpokladů geologické vlastnosti prostředí. Malé výstupky a nepravidelnosti příliš neovlivní proudění, ale mohou razantně ovlivnit usazování. Na to je třeba brát zřetel. Opomenutí těchto aspektů by mohlo vést k velmi neefektivním výsledkům frakturace (Smith a Shlyapoberski in Economides a Nolte, 2000).

5.2.2 Vstup proppantu do trhliny

Pro vstup proppantu do trhlin je zásadní šířka trhlin vytvořená předem čerpaným základem. Rozlišujeme dva pochody. Prvním je vstup proppantu z vrtu do trhlin skrz perforace a druhým

samotné proudění v trhlíně. V počátcích frakturační metody se obecně předpokládalo, že trhlina by měla být minimální šířku $2,5 d_{prop}$, kde d_{prop} je průměr zrn proppantu. Pozdější laboratorní data Gruesbecka a Collinse(1978) ukázala (obr.11), že existuje minimální šířka perforace, kterou potřebujeme pro vstup proppantu do trhliny, a tato šířka je závislá na koncentraci proppantu. Za nízké koncentrace může být perforace jen o něco širší než zrna proppantu. Se zvyšující se koncentrací se zvyšuje potřebná šířka až na šestinásobek průměru zrna.



Obr. 11 Závislost potřebných rozměrů trhliny na koncentraci proppantu a velikosti jeho částic. Na vodorovné ose je koncentrace proppantu. Na svislé ose je průměr trhliny dělený průměrem zrna proppantu

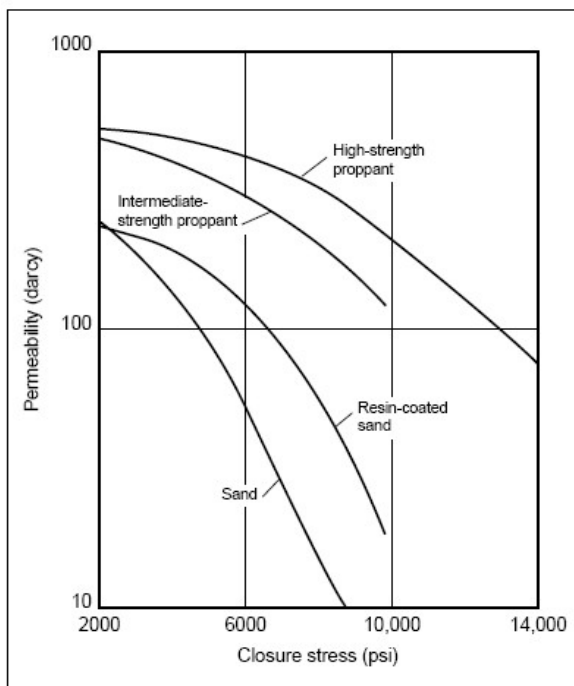
Podobně je to se samotným prouděním v trhlíně. Pro koncentrací proppantu f_v menší než 0,17 platí:

$$(1 + 2f_v / 0,17) \times d_{prop} \quad (37)$$

Pro f_v větší než 0,17 musí být trhlina minimálně třikrát širší než průměr zrna, tj. $3d_{prop}$. Šířka trhliny je pro proppant zcela stěžejní. Při případném ucpání v určité části trhliny dojde k nahromadění a následné dehydrataci proppantu. Další část trhliny se tedy stává nefunkční.

5.2.3 Fyzikální vlastnosti proppantu

Mezi fyzikální vlastnosti, které mají vliv na frakturování patří: pevnost, velikost zrna a distribuce zrn, hustota, množství jemných částic a nečistot, zaoblení a kulovitost. Po ukončení frakturace se začínají trhliny kvůli okolnímu tlaku opět zavírat a tlačí tak na proppant. Pokud bychom použili proppant s nedostatečnou tuhostí, zavírací tlak by jej rozdrtil, což by vedlo k výraznému snížení propustnosti. Kritickým moment nastává, když přecházíme od frakturování do zpětného čerpání a testování vrtu. V tomto momentě dojde ke snížení tlaku ve vrtu a v trhlínách a může tak dojít k rozdrčení proppantu. Pokud již nastolíme režim produkčního čerpání, vnitřní tlak se opět zvýší a zavírací tlak je tak eliminován. Porovnání tuhostí jednotlivých druhů proppantu ukazuje obr. 12.



Obr. 12 Závislost permeability na použitém druhu proppantu.

Nejčastěji používaný písek[sand] pro zavírací tlak menší než 6000 psi. Pryskyřicový písek[resin-coated sand] pro zavírací tlak menší než 8000 psi, středně tuhý proppant[intermediate-strength proppant(ISP)] pro zavírací tlak větší než 5000 psi, ale menší než 10000 psi. Vysokopevnostní proppant[high-strength proppant] pro zavírací tlak kolem 10000 psi nebo větší .

Jednotlivé druhy jsou podrobněji rozebrány níže. Při výběru proppantu musíme vždy porovnávat jeho vlastnosti a cenu. Velmi také záleží na velikosti zrn. Permeabilita roste s druhou mocninou průměru zrn. Nicméně ne vždy se proppant s velkým průměrem zrn hodí. Například v horninách s náchylností k zapískování by mohlo dojít vnikající pískovou frakci k ucpání. Proto je v tomto případě lepší použít jemnější proppant. Dalšími nevýhodami širších zrn je větší náročnost na jejich dopravení na správné místo a jejich menší pevnost v prostředích s vysokým zavíracím tlakem (se zvyšujícím se průměrem zrn klesá jejich pevnost). Zaoblení a kulovitost mají také značný vliv. Čím více se zrna blíží tvaru koule, tím blíže na sebe mohou nasedat, a tím se zvyšuje rozložení tlaku. Celková tuhost tedy stoupá. Stejně tak je to s ostrohraností, kde zaoblenější částice odolávají většímu tlaku. Hustota jednotlivých zrn hraje roli v distribuci proppantu v trhlině. Zrna s vyšší hustotou se rychleji usazují(lineární závislost). Řešením je použití viskoznějších tekutin k transportu nebo zvýšení rychlosti čerpání (Smith a Shlyapoberski in Economides a Nolte, 2000).

5.2.4 Druhy proppantu

Nejčastěji používaným proppantem pro tlaky menší než 6000 psi je písek. Pro tyto případy jde o neekonomičtější variantu s dostatečnou finální permeabilitou. Většinou se používá písek s hustotou $2,65 \text{ g/cm}^3$. Ke zvýšení tuhosti písku se používá pryskyřice, kterou se pokrývá jeho povrch. Pak mluvíme o pryskyřičném písku. Pryskyřičný povlak na povrchu zrn pomáhá rozkládat tlak na zrno a snižuje bodové zatížení. Navíc při rozdrčení zrna nabaluje

rozdrcené částí a zabraňuje tak jejich migraci v trhlině. Pryskačičný písek používáme při zavíracím tlaku menším než 8000 psi. Pro tlaky až 10000 psi se používá středně tuhý proppant [intermediate-strength proppant(ISP)]. ISP je uměle vytvořený materiál buďto s nízkou hustotou(keramický), nebo se střední hustotou(bauxitový). Bauxitový ISP se vyrábí z bauxitové rudy bohaté na mulit. Hustota se pohybuje mezi 2,7 až 3,3 g/cm³. Nejpevnějším materiálem pro tlaky pohybující se kolem 10000 psi je vysokopevnostní proppant, který je také vyráběn z bauxitové rudy, ale tentokrát bohaté na korund, který zajišťuje jeho pevnost. Tento proppant je ze všech nejdražší. Jeho hustota je 3,4 g/m³ nebo větší.

6. HYDRAULICKÉ FRAKTUROVÁNÍ V PRAXI

Metody stimulace roponosných a plynonosných rezervoárů byly vynalezeny a nejčastěji praktikovány v Severní Americe. Proto i následující případ zkoumaný Fischerem *et al.*(2008) je z tohoto území, konkrétně z Texasu. Nicméně získané poznatky lze dobře využít i v jiných oblastech.

6.1 Frakturace plynonosného rezervoáru: pánev Val Verde – Texas, USA

Pánev Val Verde(Shaw a Lufholm, 2003) je sedimentární pískovcovou pánví permského stáří, která obsahuje vložky břidlic. Stimulovanou oblastí byly Canyonské písky, jež jsou uloženy převážně hlubokomořských skluzových vějířů.

6.1.1 Popis frakturace

Hydraulické frakturování bylo prováděno ve vertikálním vrtu v hloubce mezi 1518m a 1858m (v nadmořské výšce mezi 898m.n.m a 1238m.n.m). Čerpání bylo prováděno v šesti etapách, přičemž každá trvala asi 30 minut, a v šesti hloubkových intervalech dlouhých 10m až 34m. Na začátku každé etapy byl navyšován průtok až na 100 l/s při dosažení požadovaného tlaku mezi 25 MPa a 30 MPa. Vždy po uplynutí deseti minut byl přidáván proppant(s velikostí zrn 0,6mm) k udržení otevření trhlin. Koncentrace proppantu byla zvyšována až na 1kg/l. V každé etapě bylo čerpáno více než 100m³ frakturační tekutiny a zhruba 20m³ písku bylo uloženo do rezervoáru(Fischer *et al.*,2008).

6.1.2 Sledování šíření trhlin

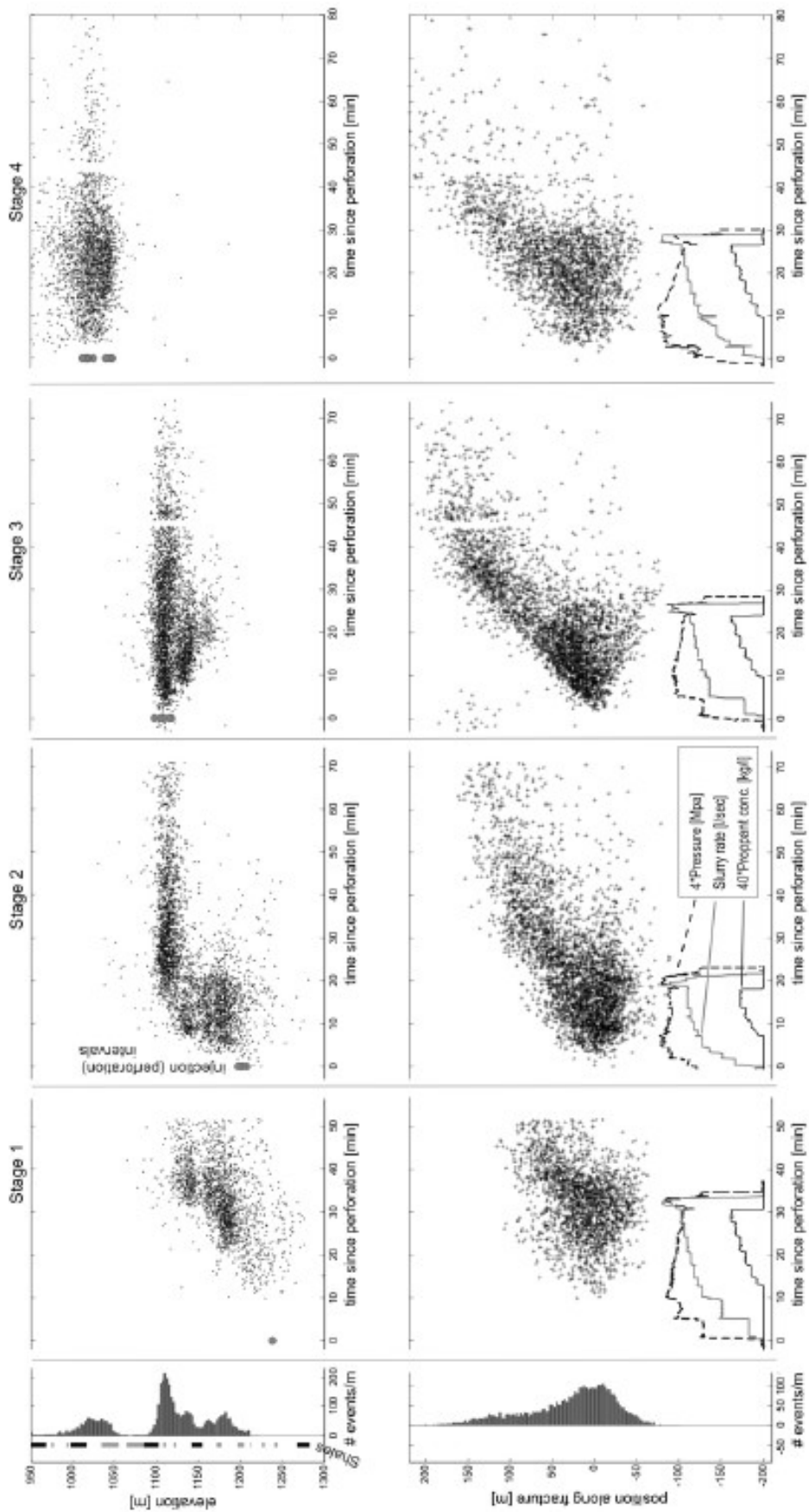
Při vzniku hydraulicky stimulovaných puklin dochází při jejich tvorbě ke křehkému praskání, které produkuje akustickou energii. Vznikají tak mikrozemětřesení, které můžeme zachytit

pomocí geofonů. Lokalizování těchto mikroseismických událostí umožňuje prostorové zmapování stimulovaného objemu puklin a částečně určení jejich orientace a charakterizaci šíření těchto událostí (např. Evans *et al.*, 2005). Monitorovací vrt byl v tomto případě umístěn zhruba 250 m severně od produkčního vrtu a byl osazen osmi tříkomponentními geofony v hloubce 1604m až 1817m (tj. v nadmořské výšce 984 až 1197m.n.m) s třicetimetrovými rozestupy. Přesné postupy a metody záznamu mikroseismických signálů jsou podrobněji rozebrány v práci Fischer *et al.* (2008).

6.1.3 Zjištěné chování trhlín

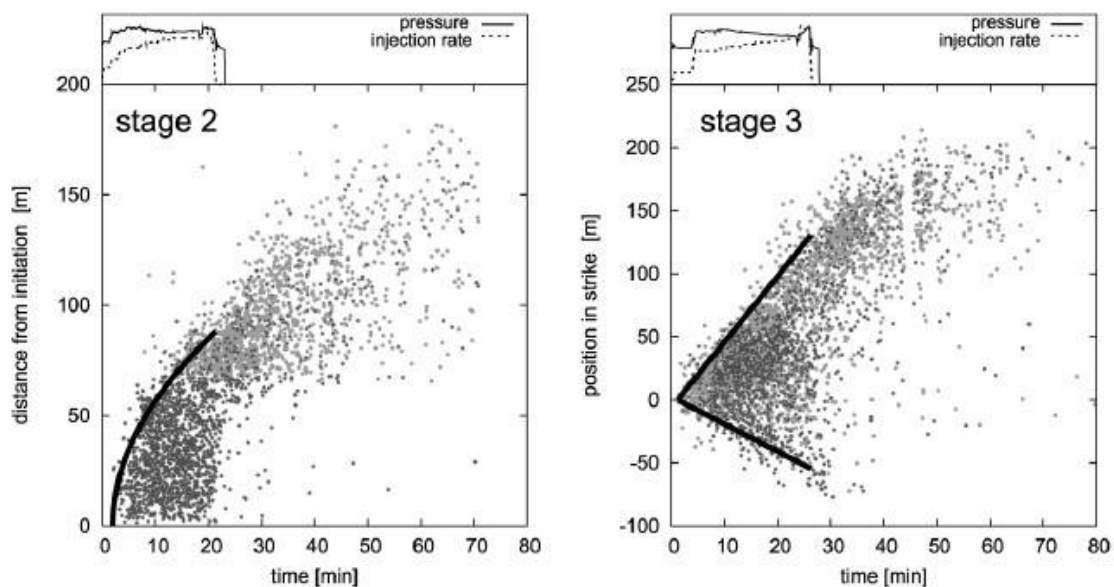
Šíření trhliny nejlépe popisuje obr. 13, který ukazuje závislost vertikálního šíření na čase (horní část), závislost horizontálního šíření na čase (střední část) a průběh čerpání (spodní graf). Z tohoto sledování bylo mimo jiné zjištěno, že bod, ve kterém opouští tekutina vrt, může být lehce identifikován jako místo prvního výskytu mikroseismické události. Je nutno podotknout, že etapy 1 až 3 vykazují značné překrývání, což je způsobeno průnikem injektované tekutiny do již předtím frakturované oblasti (Eisner *et al.*, 2006). Ve vertikálním řezu je vidět, že se trhlina šíří směrem do nadloží ve směru největší hlavní komponenty napětí, s výjimkou etapy 3, kde dochází k šíření do podloží, což může být způsobeno přítomností slabé vrstvy břidlic v nadloží, které blokují postup, nebo únikem tekutiny do již frakturované oblasti. Vrstvy břidlic jsou zřejmě také příčinou občasných pozastavení vertikálního růstu dobře viditelného z obrázku. Zajímavostí také je, že v etapách 2 a 3 došlo v hlubších částech souvrství po ukončení čerpání k náhlému ukončení frakturování, zatímco ve vyšších partiích frakturace pokračovala. To bylo pravděpodobně způsobeno tím, že v hlubších částech, kde bylo větší napětí, došlo k uzavření trhlín a tekutina tak byla vtlačena do prostředí s menším okolním tlakem, tedy do nadloží. Z toho důvodu v nadloží frakturace pokračovala. Na rozdíl od vertikálního řezu můžeme v horizontálním řezu vidět, že šíření trhliny je kontinuální. Díky limitující výšce sedimentárních horizontů můžeme v tomto pohledu považovat vertikální růst za jednorozměrný. Z horizontálního řezu vidíme, že zatímco v etapách 1 a 3 se ze začátku mikroseismické události objevují v úzkém rozsahu X-ových souřadnic, v etapách 2 a 4 je tomu naopak. Navíc můžeme v nejhlubší etapě 1 vidět desetiminutové zpoždění počátku frakturace od začátku čerpání v porovnání se zhruba třeminutovými zpožděními v pozdějších etapách. Dále lze také vyzorovat, že obálky mikroseismických událostí vykazují nelineární chování v etapách 1 a 2 oproti lineárnímu v etapách pozdějších. Dle dostupných znalostí jde podle Fischer *et al.* (2008) zatím o nejpřesvědčivější pozorování lineárního šíření čela mikroseismických událostí. Nelineární

obálka je podle znalostí z granitoidních hornin způsobena difúzí frakturační tekutiny v hostitelské hornině (např.: Delepine *et al.*, 2004). Kromě hydraulické difúze může být nelineární tvar obálky způsoben 2-D růstem mikroseismicity.



Obr.13(předchozí strana) Vztah mezi hloubkou hypocentra a časem(horní část). Horizontální pohled na šíření trhliny(střední část). Průběh čerpání(spodní část). Na vertikální ose značí černé pruhy břidlice a bílé pruhy pískovce. Místa injektáže jsou označena šedými kolečky.(Převzato z Fischer et al., 2008)

V následujícím modelování byly porovnávány příspěvky těchto dvou procesů. Toto modelování bylo provedeno na základě předpokladu, že obálka mikroseismických jevů zhruba zakrývá tvar šířící se trhliny. Porovnání modelované křivky šíření trhliny v porovnání se seismickou aktivitou můžeme vidět na obr. 14.



Obr. 14 Předpokládaný vývoj trhliny pro etapy 2 a 3 (černá čára) v porovnání s měřenými mikroseismickými událostmi(tmavší body odpovídají hlubším vrstvám, zatímco světlejší mělkým vrstvám). (Převzato z Fischer et al. 2008)

Výsledek zjištěné mikroseismické aktivity a porovnání s aplikovaným modelem přinesly následující závěry:

1. V nejhlubších etapách 1 a 2 rostla aktivita ve dvou dimenzích, vertikálně a horizontálně, zhruba stejnou rychlostí. Mělké etapy ukázaly horizontální růst omezený nadložními břidlicovými vrstvami. Horizontální růst byl kontinuální, na rozdíl od vertikálního, který byl přerušován střídáním pískovců a břidlic.
2. Zatímco v etapách 1 a 2 byl růst seismické aktivity nelineární, etapy 3 a 4 ukazovaly růst lineární.
3. Ve všech etapách bylo pozorováno šíření seismické aktivity i po zastavení čerpání. To je důsledkem uvolnění tlaku tekutiny v nově vytvořených vodivých kanálech.
4. Jednotlivé větve hydraulických trhlín byly značně asymetrické. Východní větev byla dvakrát delší než větev západní. Počet mikroseismických událostí ve východní větvi v průměru čtyřikrát převyšoval počet událostí ve větvi západní. Asymetrie byla také

v rychlosti šíření, kdy rychlost ve východní větvi byla dvakrát větší než v západní (Fischer *et al.*,2008)

7. ZÁVĚR

Z předloženého průřezu metody hydraulického frakturování vyplývá, že jde o proces multidisciplinární. Pro úspěšnou stimulaci rezervoáru je třeba využít poznatky z oblasti mechaniky hornin, hydrauliky, chemie a dalších. Výsledek celého procesu poté závisí na spolupráci inženýrských geologů, odborníků na hydrauliku, sedimentárních geologů, geofyziků, chemiků a operačních inženýrů, kteří zajišťují samotné provedení frakturace na místě. V jednotlivých kapitolách bylo ukázáno, jak ovlivňují jednotlivé parametry účinnost stimulace rezervoáru. Mezi ně patří například šířka a výška trhliny, použité frakturační tekutiny a materiál proppantu. Na závěr byl předložen jeden konkrétní příklad z Texasu v USA, na kterém bylo ukázáno, jakým způsobem se šíří trhliny, a zároveň zde byl popsán průběh čerpání a jednotlivé parametry použitých materiálů.

Přílohy:

Převodní tabulka

Jednotka	Zkratka	SI
inch	in	2,54 cm
foot	ft	30,48 cm
square inche	sq in	6,45160 cm ²
square foot	sq foot	0,09290304 m ²
gallon	gal	3,785411784 l
barrel	bl , bbl	158,987294928 l
ounce	oz	28,349523125 g
pound	lb	453,59237 g

Reference

- Ainley, B.R. [1983] "Development of Foam Fracturing and Cementing Fluids for Use in Tight Gas Sands," presented at the 1983 AIChE National Meeting, Denver, Colorado, USA (August 28–31, 1983).
- Atkinson, B.K. [1991] *Fracture Mechanics of Rock*. Academic Press, London
- Backers, T. [2010] Applications of fracture mechanics numerical modelling in rock engineering, *First Break*, vol 28, March 2010, EAGE Publications
- Backers, T, Stephanson, O., and Rybacki, E. [2002] Rock fracture toughness testing in Mode II - punch-trough shear test. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science*, 39, 755-769
- Badon Ghyben, W. [1888] "Nota in Verband Met de Voorgenomen Putboring Nabij Amsterdam," *Tijdschr. Kon. Inst. Ing.* (1888–1889), 1888, 8–22.
- Brdička, M., Samek, L., Sopko, B., [2005] *Mechanika kontinua*, Academia 2005, Praha
- Carter, R.D. [1957] "Derivation of the General Equation for Estimating the Extent of the Fractured Area," Appendix I of "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension," *Drilling and Production Practice*, G.C. Howard and C.R. Fast, New York, New York, USA, American Petroleum Institute(1957), 261–269.
- Cleary, M.P. and Fonseca, A. [1992] "Proppant Convection and Encapsulation in Hydraulic Fracturing: Practical Implications of Computer Laboratory Simulations," paper SPE 24825, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, D.C., USA (October 4–7, 1992).
- Delepine, N., N. Cuenot, E. Rothert, M. Parotidis, S. Rentsch, and S. A. Shapiro [2004], Characterization of fluid transport properties of the Hot-Dry-Rock reservoir Soultz-2000 using induced microseismicity, *J. Geophys. Eng.*, 1, 77–83.
- Detournay, E. and Cheng, A. [1993] "Fundamentals of Poroelasticity," *Comprehensive Rock Engineering*, J.A. Hudson (ed.), Oxford, UK, Pergamon Press(1993) 2, 113–171.
- Economides, M.J., and Nolte, K.G. [2000], *Reservoir Stimulation*, 3rd edition, John Wiley and sons, ISBN-10: 0471491926
- Eisner, L., T. Fischer, and J. Le Calvez [2006], Detection of repeated hydraulic fracturing (out-of-zone growth) by microseismic monitoring, *Leading Edge*, 25(5), 547–554
- Evans, K. F., H. Moryia, H. Niitsuma, R. H. Jones, W. S. Phillips, A. Genter, J. Sausse, R. Jung, and R. Baria [2005], Microseismicity and permeability enhancement of hydrogeologic structures during massive fluid injections into granite at 3 km depth at the Soultz HDR site, *Geophys. J. Int.*, 160, 388–412.
- Fischer, T., Hainzl, S., Eisner, L., Shapiro, S.A. and Le Calvez, J. [2008] Microseismic signature of hydraulic fracture growth in sediment formations: Observations and modeling, *Journal of Geophysical research*, voll 113, B02307,
- Gruesbeck, C. and Collins, R.E. [1978] "Particle Transport Through Perforations," paper SPE 7006, presented at the SPE Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA (February 15–16, 1978).
- Harrington, L.J., Whitsitt, N.F. and Hannah, R.R. [1973] "Prediction of the Location and Movement of Fluid Interfaces in the Fracture," *Southwestern Petroleum Short Course*, Texas Tech University, Lubbock, Texas, USA (April 1973).
- Herzberg, A. [1901] "Die Wasserversorgung einiger Nordseebaden," *Z. Gasbeleucht. Wasserversorg.*(1901) 44, 815–819, 824–844.

- Hill, R. [1951] *The Mathematical Theory of Plasticity*, Oxford, UK, Clarendon Press (1951).
- Hoagland, R.G., Hahn, G.T. and Rosenfield, A.R. [1973] Influence of microstructure on fracture propagation in rock. *Rock Mechanics*, 5, 77-106
- Howard, G.C. and Fast, C.R. [1970] *Hydraulic Fracturing*, Monograph Series, Richardson, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers (1970) 2.
- Hubbert, M.K. and Willis, D.G. [1957] "Mechanics of Hydraulic Fracturing," paper 686-G, presented at the SPE Annual Meeting, Los Angeles, California, USA (October 14–17, 1956); also in *Journal of Petroleum Technology* (September 1957) 9, No. 6, 153–168 and *Trans., AIME* (1957) 210.
- Chen, W.F. and Han, D.J. [1988] *Plasticity for Structural Engineers*, New York, New York, USA, Springer-Verlag (1988).
- Irwin, G.R. [1957] "Analysis of Stresses and Strains Near the End of a Crack Traversing a Plate," *Journal of Applied Mechanics* (September 1957) 24, 361–364.
- Lawn, B. [1993] *Fracture of Brittle Solids*. Cambridge university Press, Cambridge
- Love, A.E.H. [1927] *A Treatise on the Mathematical Theory of Elasticity*, fourth edition, New York, New York, USA, Dover Publications (1927).
- Nolte, K.G. [1979] "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline," paper SPE 8341, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA (September 23–26, 1979).
- Nolte, K.G. [1988b] "Fluid Flow Considerations in Hydraulic Fracturing," paper SPE 18537, Proc., SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, USA (1988b), 145–156.
- Nolte, K.G. [1991] "Fracturing Pressure Analysis for Non-Ideal Behavior," paper SPE 20704, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition New Orleans, Louisiana, USA (September 23–26, 1990); also in *Journal of Petroleum Technology* (February 1991) 43, No. 2, 210–218.
- Palmer, I.D. and Veatch, R.W. Jr. [1987] "Abnormally High Fracturing Pressures in Step-Rate Tests," paper SPE 16902, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA (September 27–30, 1987).
- Prats, M. [1961] "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior—Incompressible Fluid Case," paper SPE 1575-G, *SPE Journal* (June 1961) 1, No. 1, 105–118; also in *Trans., AIME* (1961) 222.
- Ruseska, I., Robbins, J. and Costerton, J.W. [1982] "Biocide Testing Against Corrosion-Causing Oil-Field Bacteria Helps Control Plugging," *Oil & Gas Journal* (March 8, 1982) 80, No. 10, 253–264.
- Shaw, S. L., and P. H. Lufholm [2003], Flow-unit scale dynamic stratigraphy in Canyon sandstone sequences, Sonora Field, Sutton County, Texas, paper presented at the West Texas Geological Society Fall Symposium, SPONSOR, 8–10 Oct.
- Shlyapobersky, J. [1985] "Energy Analysis of Hydraulic Fracturing," Proc., 26th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Rapid City, South Dakota, USA (1985), 539–546.
- Schmidt, R.A. and Huddle, C.W. [1977] "Effect of Confining Pressure on Fracture Toughness of Indiana Limestone," *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (November 1977) 14, Nos. 5–6, 289–293.
- Simonson, E.R., Abou-Sayed, A.S. and Clifton, R.J. [1978] "Containment of Massive Hydraulic Fractures," paper SPE 6089, *SPE Journal* (February 1978) 18, No. 1, 27–32.
- Smith, M.B., Bale, A., Britt, L.K., Hainey, B.E. and Klein, H.K. [1997] "Enhanced 2D Proppant Transport Simulation: The Key to Understanding Proppant Flowback and Post-Frac Productivity," paper SPE 38610, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA (October 5–8, 1997).
- Thiercelin, M. [1987] "Fracture Toughness Under Confining Pressure Using the Modified Ring Test," Proc., 20th U.S. Symposium on Rock Mechanics, Tucson, Arizona, USA (June 29–July 1, 1987), 149–156.

- Thomas, R.L. and Elbel, J.L. [1979] "The Use of Viscosity Stabilizers in High-Temperature Fracturing," paper SPE 8344, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA (September 23–26, 1979).
- Unwin, A.T. and Hammond, P.S. [1995] "Computer Simulations of Proppant Transport in a Hydraulic Fracture," paper SPE 29649, presented at the SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA (March 8–10, 1995).
- Ward, V.L. [1984] "Nitrogen and Carbon Dioxide in the Oil Field: Stimulation and Completion Applications," paper SPE 12594, presented at the SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA (March 8–9, 1984).
- Westergaard, H.M. [1939] Bearing pressures and cracks. *Journal of Applied Mechanics*, 24, 361-364