

# Aplikace výzkumu jílových minerálů v naftové geologii

## Struktury a klasifikace jílových minerálů

Jílové minerály jsou destičkovitého nebo jehlicovitého tvaru, obvykle jsou menší než 30  $\mu\text{m}$ , nejčastěji méně než 2  $\mu\text{m}$  (1  $\mu\text{m} = 10^{-6}$  m).

Odrazem struktury jílových minerálů je jejich velký **specifický povrch** vztažený na objem nebo hmotnost. Ve srovnání s křemenem mají specifický povrch řádově miliónkrát větší.

Tabulka 1. Měrný povrch („specific surface area“) křemene a jílových minerálů (Longstaffe 1981).

minerál	měrný povrch ( $\text{m}^2/\text{cm}^3$ )	měrný povrch ( $\text{m}^2/\text{g}$ )
křemen	$5,6 \cdot 10^{-6}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$
smektit	34,9	82
illit	39,6	113
chlorit	14	42
kaolinit	8,8	23

Jílové minerály rychle reagují s pórovými roztoky v sedimentech, chemické složení jednotlivých jílových minerálů je přitom hlavní příčinou jejich různé reaktivity.

Podle struktury a chemického složení se jílové minerály dělí na několik skupin (Tab. 2).

Tabulka 2. Přehled struktur a reaktivity jílových minerálů (.

jílové minerály	strukturní typ	kationty v mezivrstvi	mezirovinná vzdálenost bazálních vrstev	relativní rozpustnost v kyselinách (HCl)	charakter bobtnátní (expanze)
kaolinit	2-vrstevný t-o	žádné	7,18 Å	nerozpustný	nebobtná
smektit	3-vrstevný t-o-t	Ca <sup>2+</sup> , Na <sup>+</sup>	12-14 Å	slabá	silný
illit	3-vrstevný t-o-t	K <sup>+</sup>	cca 10 Å	slabá	velmi slabý
chlorit	3+1-vrstevný t-o-t-o	Mg <sub>3</sub> (OH) <sub>6</sub>	cca 14,4 Å	velmi slabá	slabý

## Kolmatace ložiskových horizontů („formation damage“) – nafta a plyn

Pórový systém v sedimentárních horninách může obsahovat různé jílové minerály. Tyto jílové minerály mohou silně snižovat **permeabilitu**, pufrovat (tlumit) pH a měnit karotážní signál (geofyzikální měření) ve vrtech. Znalost složení jílových minerálů je velmi důležité, kvůli jejich různému chování při aplikaci různých vrtných roztoků.

Jílové minerály se mohou vyskytovat jako výplně pórů. Tato "**pórová výstelka**" způsobuje cementaci pískovců a zablokování komunikace mezi póry. Tak vznikají nepropustné pískovce („tight sandstones“) s dobrou porozitou ale velmi nízkou permeabilitou (propustností). Agregáty jílových minerálů se také mohou vyskytovat jako volná **pórová výplň**. Když jílové minerály obrostou („coat“) všechny stěny pórů, výrazně změní smáčivost horniny a kontakt fluid (např. ropy s plynem) s povrchem minerálních zrn v hornině. Taková hornina může obsahovat ropu a plyn ale nelze je z ní těžit, protože fluida nemohou migrovat ve vrstvách.

Rozeznáváme 4 typy znehodnocení = kolmatace nádržních hornin (pískovců) jílovými minerály:

- 1) Kaolinit se lehce utrhně ze stěn pórů a migruje ve formě kalu pórovým prostředím nádržní horniny. Při těžbě ropy a plynu pak dochází k nerovnoměrnému a klasejícímu přítoku fluid do těžební kolony.
- 2) Smektit reaguje na aplikaci vody s nízkou mineralizací při vrtání nebo pročišťování ložiskového horizontu expanzí (zvětšováním objemu) a následným ucpáním kanálků spojujících póry.

- 3) Illit zarůstá póry zejména vláknitou formou krystalitů, vytváří neproniknutelnou houšť, která brání pohybu fluid v ložiskovém horizontu. Porozita se může jevit dobrá, zásoby ropy a plynu ekonomické ale jejich výtěžnost je nízká.
- 4) Chlorit na stěnách porů reaguje na velmi malé změny pH. Zejména kyselá vrtná výplachy, které byly v minulosti hojně používané pro zvýšení výtěžnosti ložisek, způsobují rozpuštění velkého množství chloritu a následné vysrážení sekundárních Fe hydroxidů.

### **Skupina kaolinitu**

Z chemického pohledu je velmi stabilní. S kyselinami reaguje málo, podobně jako křemen, kyseliny nemají výrazný vliv na rozpustnost kaolinitu. V pórovém prostředí způsobuje problémy kvůli jeho nedostatečné vazbě na stěny zrn horninotvorných minerálů. Volný (utržený) kaolinit při náhlé změně tlaku fluid ve vrtu může migrovat a nahromadit se v hrdlech porů, které následně ucpe, díky větší velikosti kaolinitových krystalitů.

### **Skupina smektitu/illitu**

Tato skupina zahrnuje bobtnající jílové minerály („expandable clay minerals“) citlivé na vodu, patří sem montmorillonit, beidellit, nontronit, saponit s smíšeně vrstevnatý illit-smektit. Tyto minerály jsou strukturně podobné slídám, ale vazby mezi vrstvami jsou slabší, proto mezi vrstvy vstupuje různé množství vody I-S minerály expandují. Stupeň citlivosti na vodu je závislý na množství Na a Ca v mezivrství. Chování pórového prostředí bohatého na smektit je ovlivněno extrémní citlivostí jílu na nízkou mineralizovanou vodu. Smektit umí vázat větší množství vody než jakékoliv jiné jílové minerály. Smektity s vysokým obsahem Na mohou expandovat o 600-1000 % z jejich původního objemu. Důsledkem je snížená permeabilita a pohyblivost fluid v pórovém systému ložiskové horniny.

### **Illit**

Tento minerál je diagenetickým produktem přeměny smektitu. Jeho rozvoj v pórovém prostředí způsobuje velké množství mikroporozity, díky níž se může voda vázat k hostitelským zrnům a může růst nasycením vodou. Illit někdy roste v pórech jako dlouhé jehlicovité krystaly, které snižují permeabilitu prostředí. V určitých teplotních podmínkách kolem 90 °C má illit tendenci se rozpouštět a vysrážet na jiném místě. V přítomnosti čisté vody použité při čištění ložiskového horizontu tyto jehlice mají snahu agregovat (shlukovat se) a tím snižovat permeabilitu.

### **Chlorit**

Je velmi citlivý na kyseliny a parciální tlak kyslíku ve vodě (vrtném výplachu). Rychle se rozpouští v HCl a HF při tom se uvolňuje  $Fe^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ , které se nakonec sráží jako gel hydroxidů železa  $Fe(OH)_3$ , který má velkou velikost krystalů, obecně větší, než velikost ústí porů.

### **Identifikace jílových minerálů**

XRD (roentgen difrakční = „X-ray diffraction“) analýza celkového vzorku je pro identifikaci jílových minerálů málo efektivní. Tato Celohorninová analýza má dobrou odezvu pro zjištění kvality a kvantity hlavních minerálních složek (křemen, živce...), ale jílové minerály budou podhodnoceny a někdy i přehlédnuty. Velké krystaly horninotvorných minerálů mají mnohem silnější difrakční signál než droboučké jílové krystality. Identifikace jílových minerálů vyžaduje jejich separaci ze suspenze horniny v sedimentačních válcích nebo v odstředivce. Z vyseparovaných jílových minerálů se pro zesílení odezvy připravují orientované preparáty pro XRD.

Pro zjištění chování sedimentu je dobré znát i rozložení jílových minerálů v hornině, jestli vytváří pásy mezi hrubozrnnějšími písčitymi vrstvami, nebo jsou vázány pouze na póry v pískovci, kde se vyskytují buď jako výstelka nebo výplň porů. K studiu **formy vystupování jílových minerálů v horninové matici** je vhodná SEM analýza (rastrovací elektronová mikroskopie) spojená s EDS („energy dispersive spectroscopy“).

Longstaffe, F.J. (eds.) (1981): Short Course in Clays and the Resource Geologist. - Mineralogical association of Canada.

---

---

## Formation damage

[http://petrowiki.org/Formation\\_damage](http://petrowiki.org/Formation_damage)

Producing formation damage has been defined as the impairment of the unseen by the inevitable, causing an unknown reduction in the unquantifiable. In a different context, formation damage is defined as the impairment to reservoir (reduced production) caused by wellbore fluids used during drilling/completion and workover operations. It is a zone of reduced permeability within the vicinity of the wellbore (skin) as a result of foreign-fluid invasion into the reservoir rock.

## Formation skin damage

Fig. 1 illustrates formation skin damage.

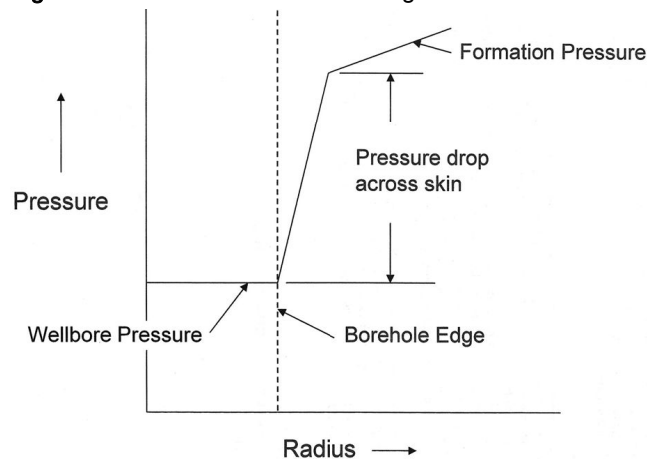


Fig. 1—Formation skin damage. Při těžbě musí být tlak ve vrtu nižší než v ložiskovém horizontu aby ropa a plyn přitékaly do vrtu a na povrch.

## Borehole fluids

Borehole fluids are classified as [drilling fluids](#), completion fluids, or workover fluids. Drilling fluids are categorized as mud, gas, or gasified mud. There are two types of mud: [water-based](#) (pure polymer, pure bentonite, bentonite/polymer) and [oil-based](#) (invert emulsion, oil). Completion and workover fluids are mostly brines and are solids free.

Damage mechanisms

Formation damage is a combination of several mechanisms including:

- Solids plugging
- Clay-particle swelling or dispersion
- Saturation changes
- Wettability reversal
- Emulsion blockage
- Aqueous-filtrate blockage
- Mutual precipitation of soluble salts in wellbore-fluid filtrate and formation water
- Solids plugging

Fig. 2 shows that the plugging of the reservoir-rock pore spaces can be caused by the fine solids in the mud filtrate or solids dislodged by the filtrate within the rock matrix. To minimize this form of damage, minimize the amount of fine solids in the mud system and fluid loss.

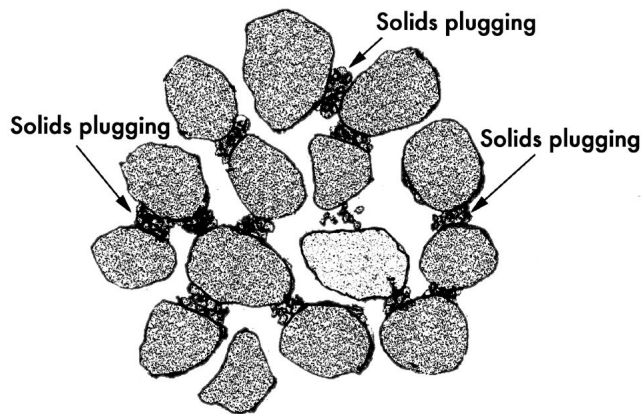


Fig. 2—Formation damage caused by solids plugging.

### Clay-particle swelling

This is an inherent problem in sandstone that contains water-sensitive clays. When a fresh-water filtrate invades the reservoir rock, it will cause the clay to swell and thus reduce or totally block the throat areas.

### Saturation change

Production is predicated on the amount of saturation within the reservoir rock. When a mud-system filtrate enters the reservoir, it will cause some change in water saturation and, therefore, potential reduction in production. Fig. 3 shows that high fluid loss causes water saturation to increase, which results in a decrease of rock relative permeability.

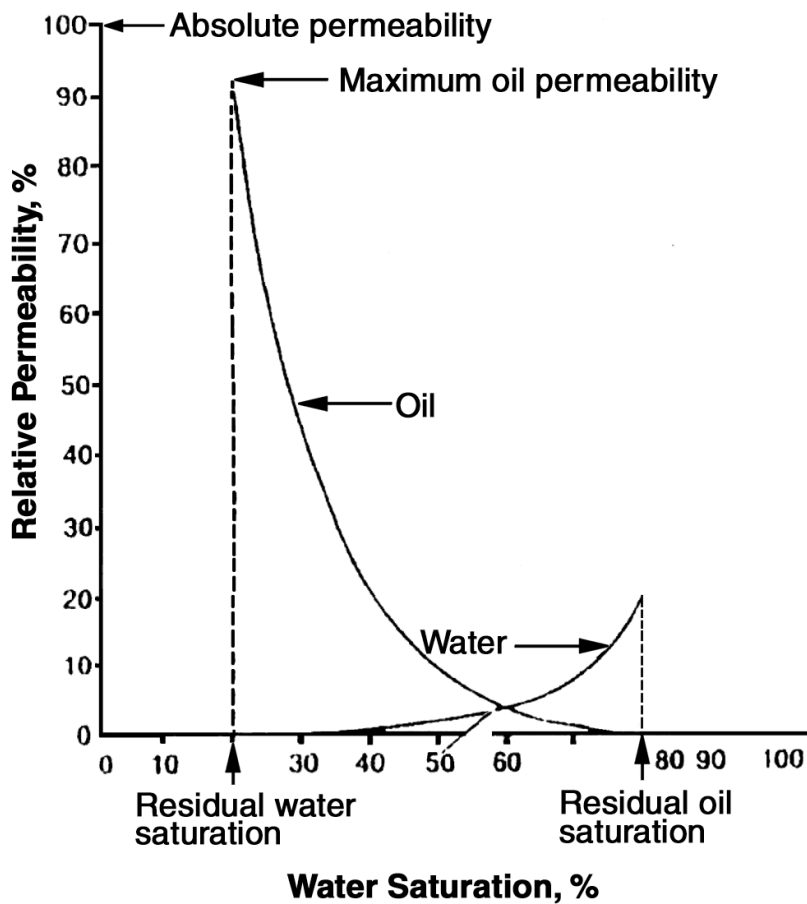


Fig. 3—Formation damage caused by saturation.

## Wettability reversal

Reservoir rocks are water-wet in nature. It has been demonstrated that while drilling with oil-based mud systems, excess surfactants in the mud filtrate that enter the rock can cause wettability reversal. It has been reported from field experience and demonstrated in laboratory tests that as much as 90% in production loss can be caused by this mechanism. Therefore, to guard against this problem, the amount of excess surfactants used in oil-based mud systems should be kept at a minimum.

## Emulsion blockage

Inherent in oil-based system is the use of excess surfactants. These surfactants enter the rock and can form an emulsion within the pore spaces, which hinders production through emulsion blockage.

## Aqueous-filtrate blockage

While drilling with water-based mud, the aqueous filtrate that enters the reservoir can cause some blockage that will reduce the production potential of the reservoir.

## Precipitation of soluble salts

Any precipitation of soluble salts, whether from the use of salt mud systems or from formation water or both, can cause solids blockage and hinder production.