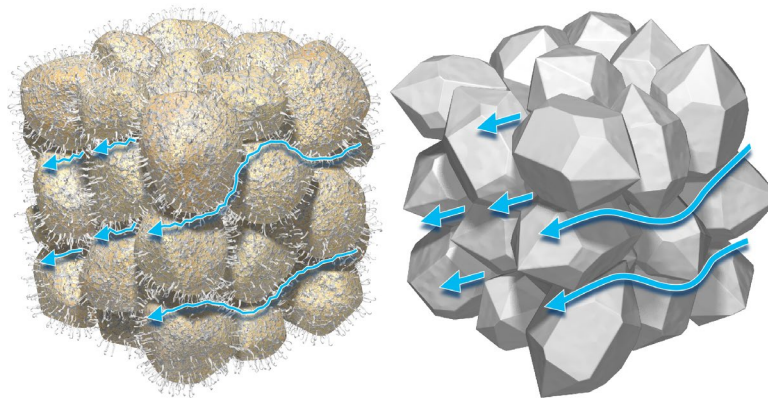


Forudsigelse af geotermiske reservoirers evne til vandgennemstrømning (permeabilitet)

Hanne D. Holmslykke, Mette Olivarius, Rikke Weibel
GEUS



Undersøgelser til forbedrede forudsigelser af et reservoirs permeabilitet

- Permeabilitet er et porøst medies evne til gennemstrømning af en fluid (gas eller væske)
- Det er en af de vigtigste parametre til vurdering af et geotermisk reservoirs ydeevne
- Derfor er det vigtigt med pålidelige estimer af et reservoirs permeabilitet

Undersøgelser:

- **Laboratorieforsøg**: Forbedre vores estimat af permeabiliteten i et reservoir ud fra laboratorie analyser
- **Diagenesemodellering**: Estimere permeabiliteten i områder uden boringsdata

Måling af permeabilitet i laboratoriet

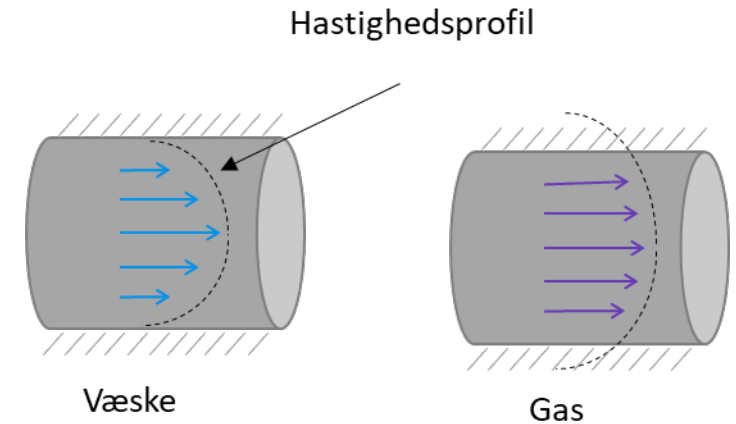


- I laboratoriet måles ofte gas-permeabiliteten, selvom væske-permeabiliteten er mest brugbar.
- I teorien er permeabiliteten uafhængig af hvilken fluid (gas eller væske), der anvendes ved permeabilitetsmålingen.
- Væske-permeabiliteten er ofte betydeligt lavere end gas-permeabiliteten.

Måling af permeabilitet i laboratoriet

Forskel i hastighedsprofil ved strømning af væske og gas

Selv når der tages højde for dette (Klinkenberg permeabilitet) er der stor uoverensstemmelse mellem de to permeabiliteter

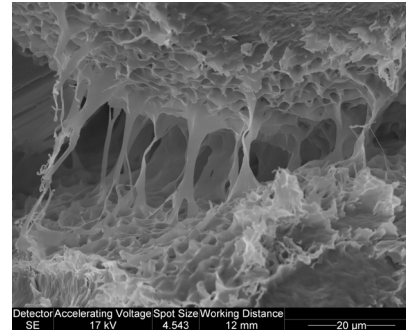
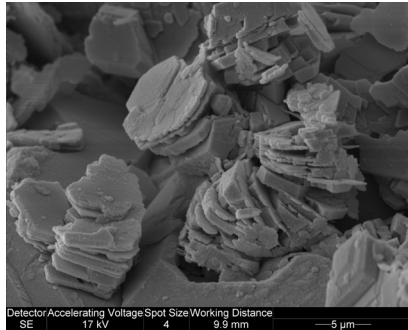


Laboratorieforsøg, hvis formål er at:

- Forbedre vores forståelse af relationen mellem gas-og væske-permeabilitet i Gassum Formationen
- Nødvendig for forbedret forudsigelse af væskepermeabilitet i et reservoir ud fra laboratorieanalyser af gas-permeabilitet

Laboratorieforsøg

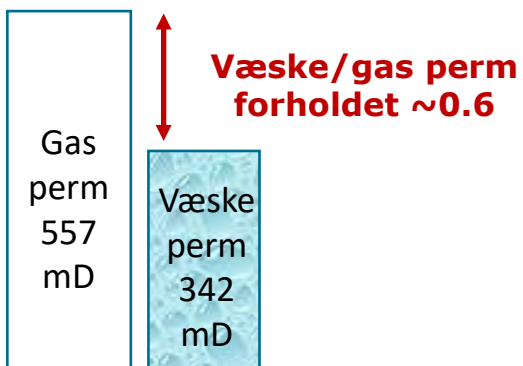
- Nøje udvalgt 11 plugs fra Gassum Formationen i Nordjylland
 - Samme kornstørrelse
 - Forskellig mængde af ler
 - Forskellig type af ler



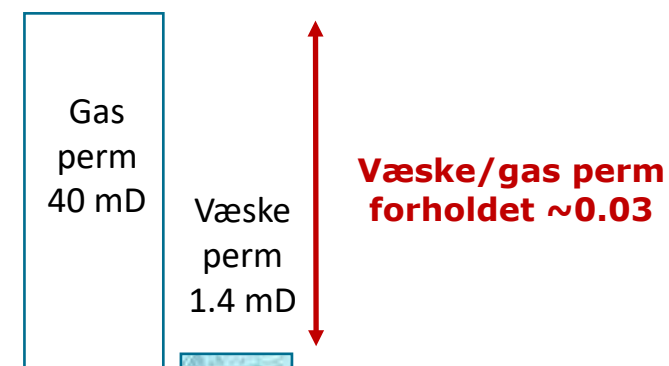
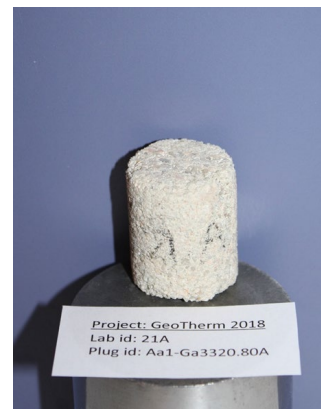
- Målt permeabiliteten i forhold til gas og væske (syntetisk formation vand)
- Karakterisering af kernematerialet før og/eller efter forsøg: mineralogi, porestørrelse, porehalsstørrelse mm

Resultater

Prøve: Ve1-Ga2010.17



Prøve: Aa1-Ga3320.80

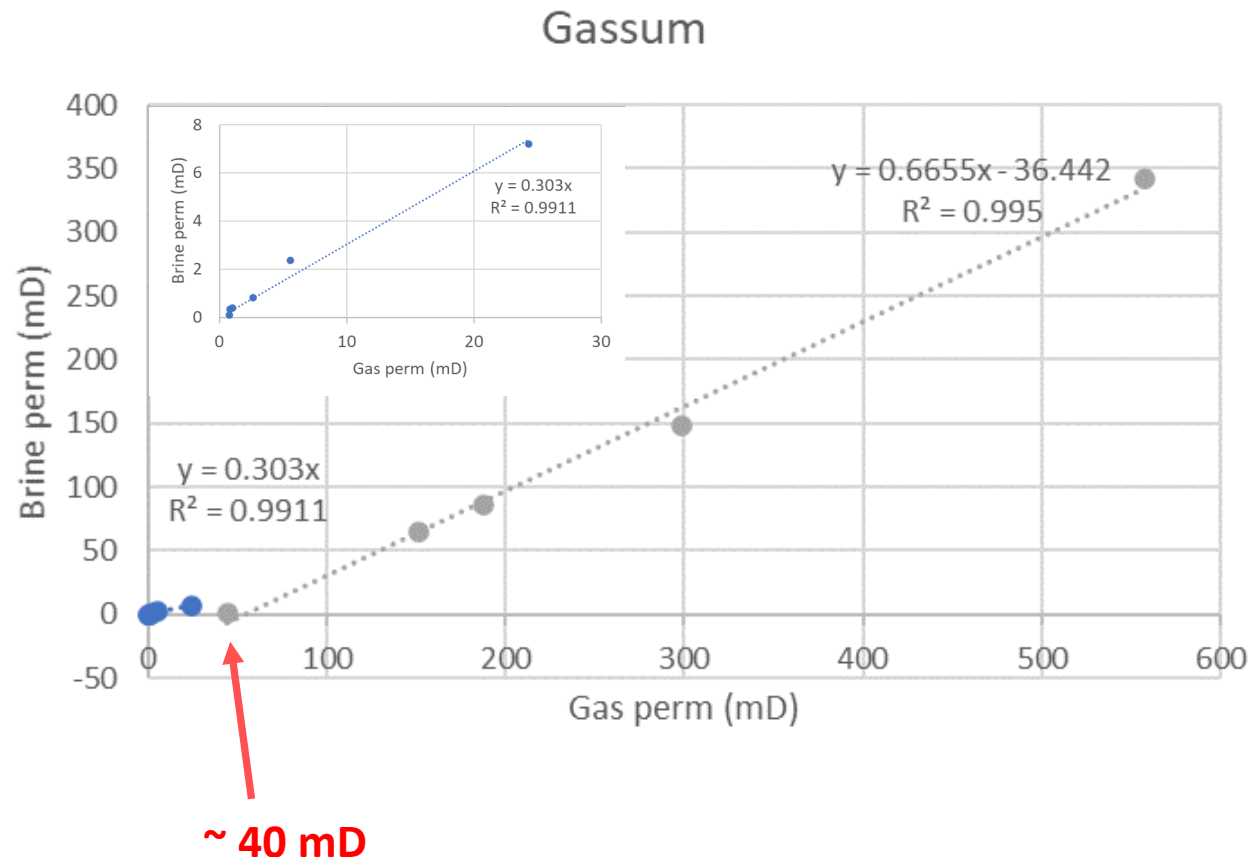


Stor forskel på den målte gas og væske permeabilitet

Risiko for at overvurdere et reservoirs ydeevne, hvis gas permeabiliteten anvendes

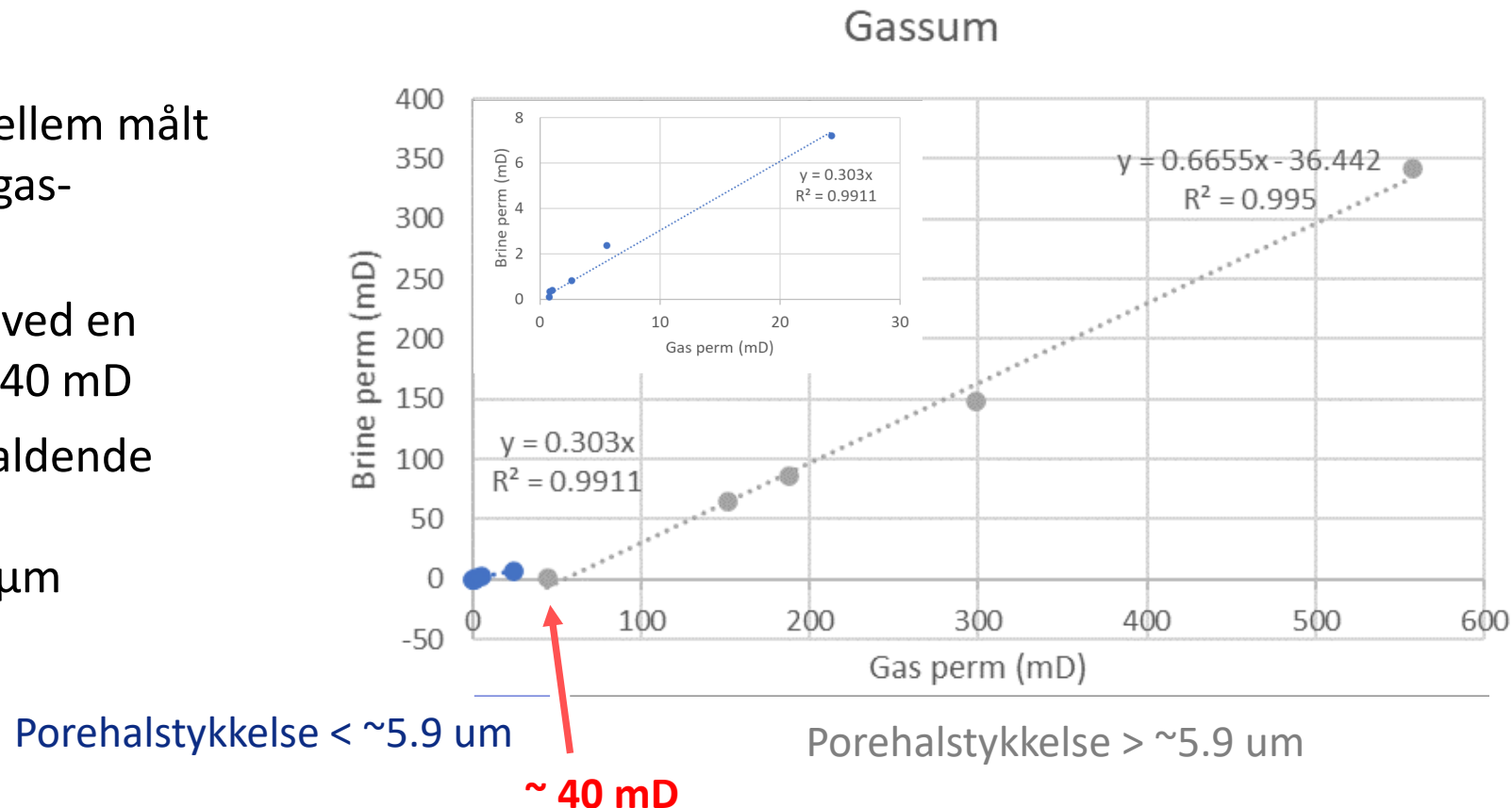
Resultater

- Lineær sammenhæng mellem målt væske-permeabilitet og gas-permeabilitet
- Dog ses knæk på kurven ved en gas-permeabilitet på ca. 40 mD



Resultater

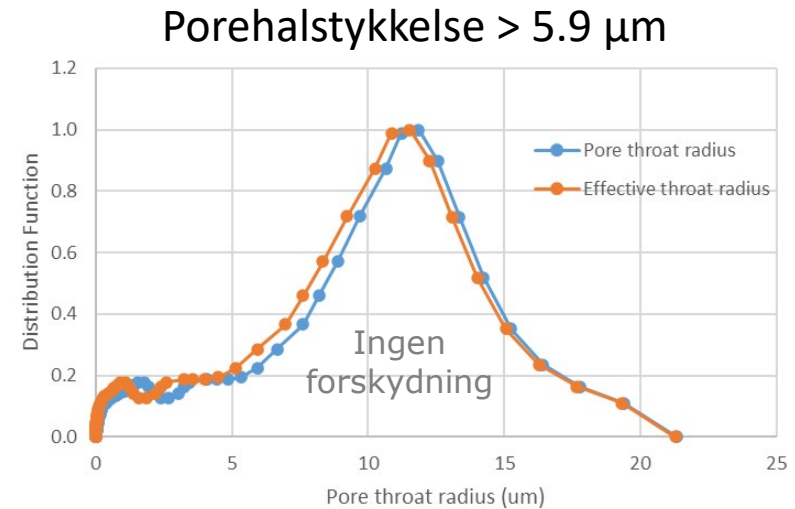
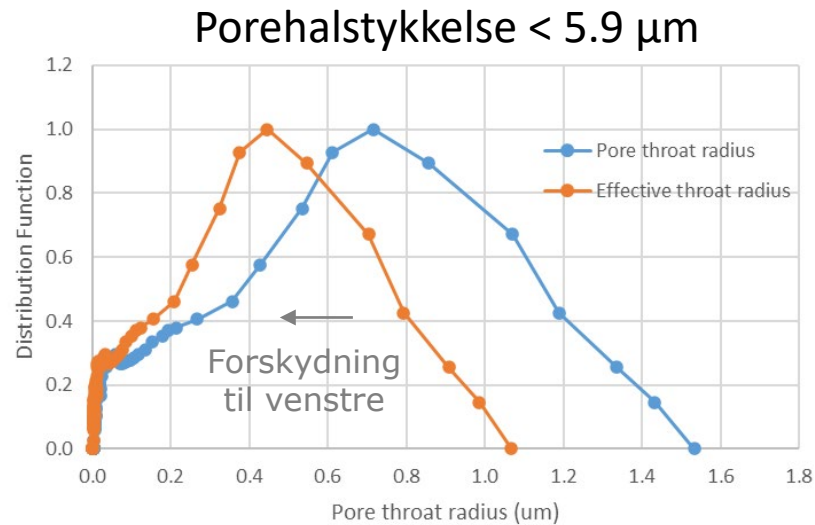
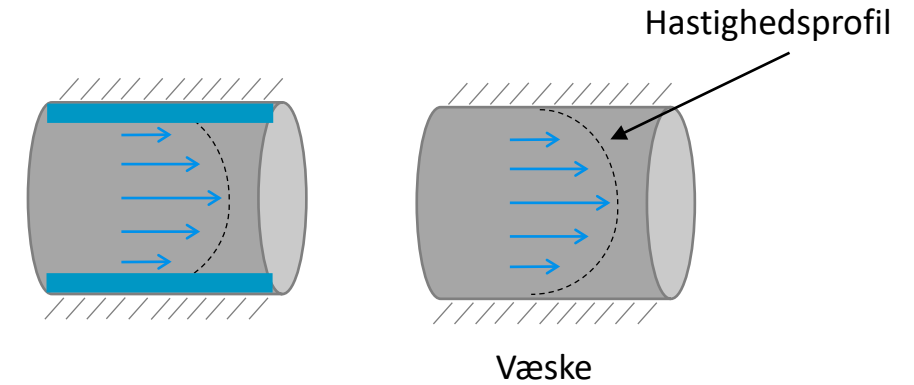
- Lineær sammenhæng mellem målt væske-permeabilitet og gas-permeabilitet
- Dog ses knæk på kurven ved en gas-permeabilitet på ca. 40 mD
- Dette knæk er sammenfaldende med prøver med en porehalstykkelser ca. 5.9 μm



Immobilert vandlag

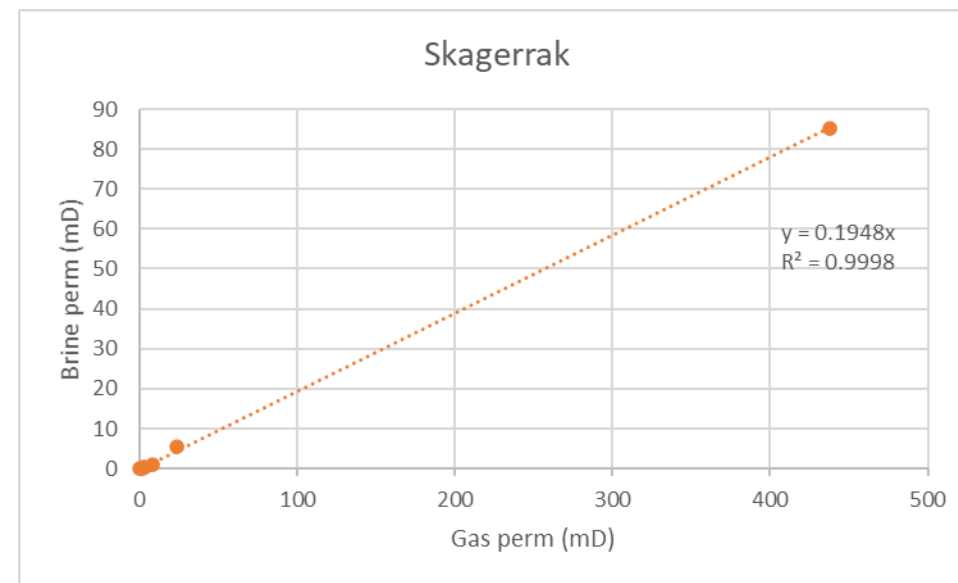
Som følge af interaktion mellem sedimentkorn og væske dannes et immobilert vandlag på porevæggen

Det immobile vandlag vil reducere det effektive porerum og dermed begrænse gennemstrømningen



Resultater

- Forsøg med prøver fra Skagerrak Formationen viser også en lineær sammenhæng mellem målt væske-permeabilitet og gas- permeabilitet
- Dog ser relationen mellem gas- og væske-permeabiliteten ud til at være specifik for hvert reservoir

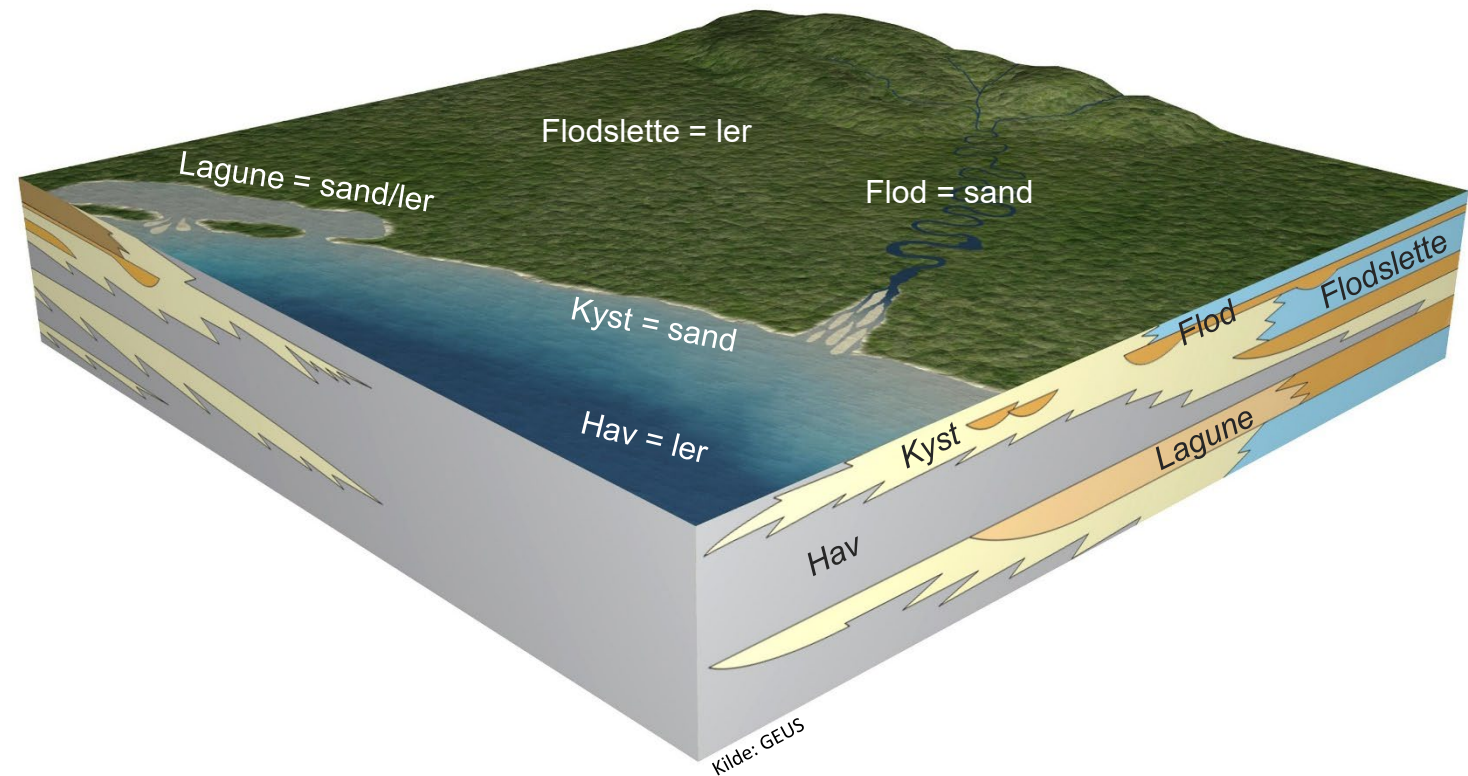


Diagenesemodellering

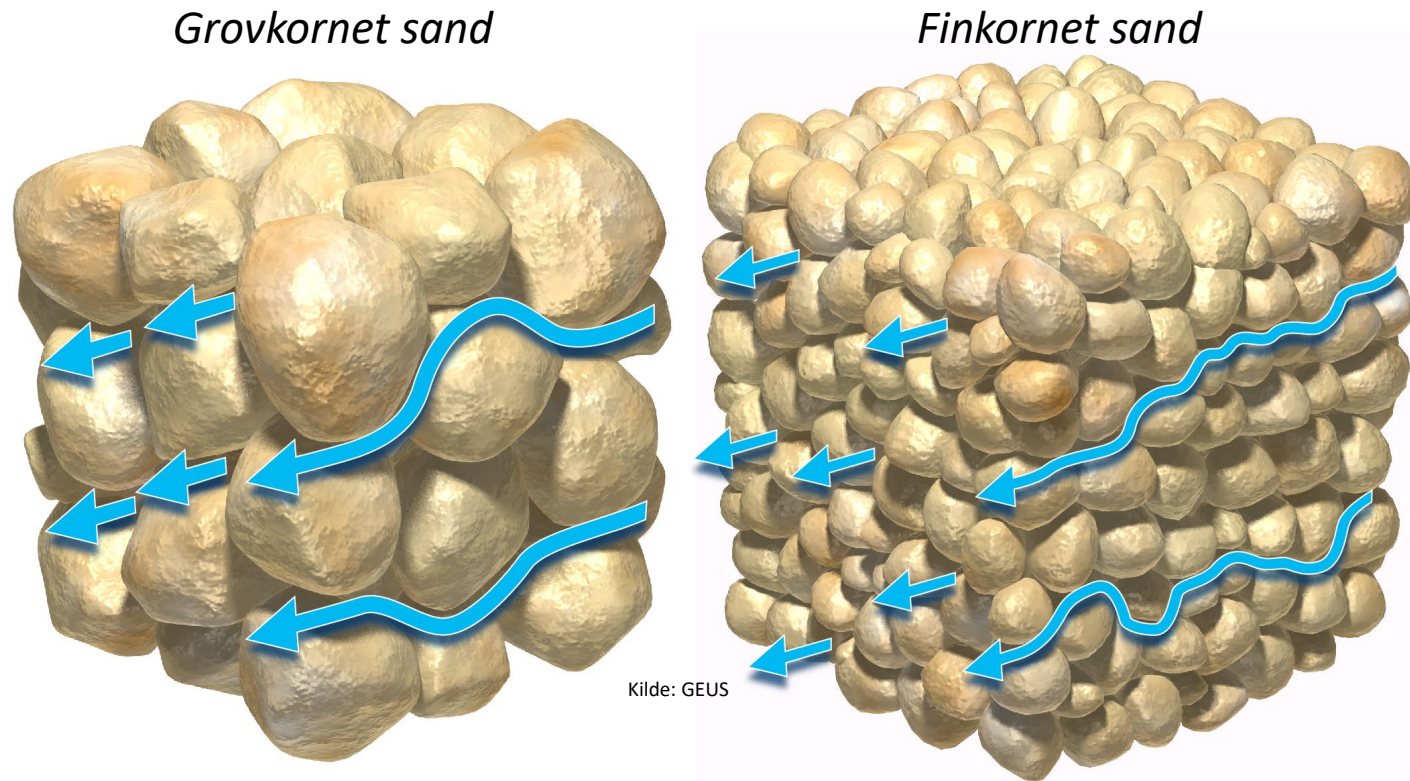
Estimere permeabiliteten i områder uden boringsdata

Sådan dannes et geotermisk reservoir

- Sand aflejres fx langs floder og kyster
- Sandet begravnes fordi mere sand og ler aflejres ovenpå
- Temperaturen stiger ved begravelsen → varmt vand
- Imellem sandkornene dannes cement → sandet bliver til sten



Kornstørrelsens indflydelse på permeabiliteten



Størrelsen af sandkornene har indflydelse på vandgennemstrømningen:

- Grovkornet sand har meget høj porøsitet og permeabilitet
- Finkornet sand har høj porøsitet og medium permeabilitet

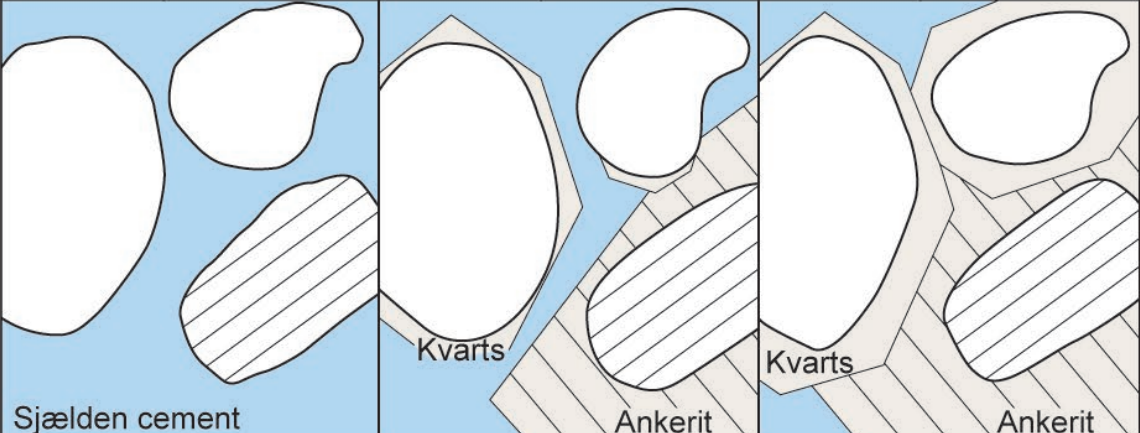
Kornstørrelsen er afhængig af aflejringsmiljøet og transporten fra kildeområde

Diagenesens indflydelse på permeabiliteten

- Porøsitet og permeabilitet er udover kornstørrelsen også afhængige af diagenesen
- Diagenese er processen hvorved sand omdannes til sandsten via cementering
- Cement dannes mellem sandkornene ved forøget temperatur

Data fra Gassum Formation lagune sandsten

Kilde: GEUS

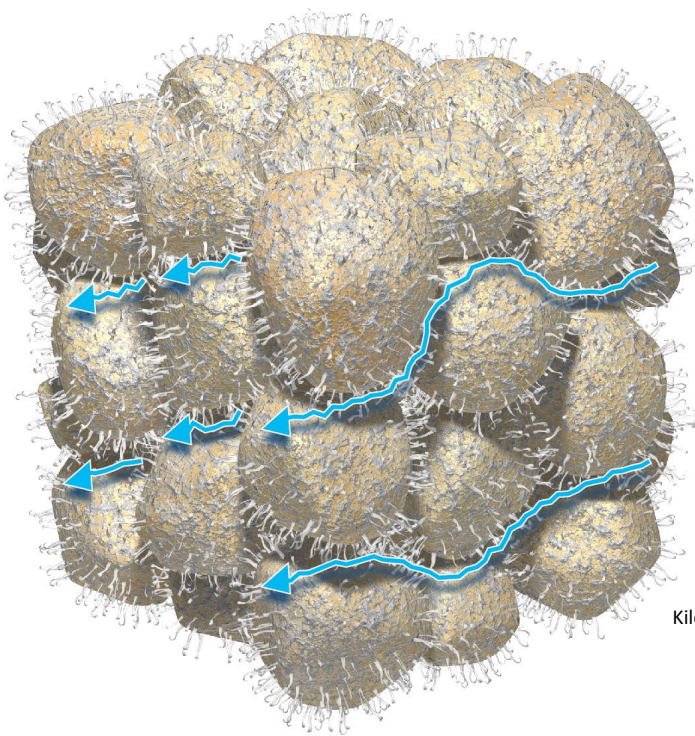
Lagune aflejringsmiljø	Dybde: 1–2 km		Dybde: 2–3 km		Dybde: 3–4 km	
	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)	Porøsitet (%)	Permeabilitet (mD)
Finkornet sandsten	30	325	22	99	6	0,2
Mellemkornet sandsten	32	2097	23	211	9	2,5
Primære cementtyper	 The diagram illustrates the progression of primary cementation in three stages corresponding to depths of 1–2 km, 2–3 km, and 3–4 km. In the first stage (1–2 km), sand grains are shown with 'Sjælden cement' (rare cement) between them. In the second stage (2–3 km), 'Kvarts' (quartz) cementation is visible, filling some pore spaces. In the third stage (3–4 km), 'Ankerit' (ankerite) cementation is shown, further reducing porosity. The background color transitions from light blue to light orange to light brown, representing increasing temperature.					

Stigende temperatur



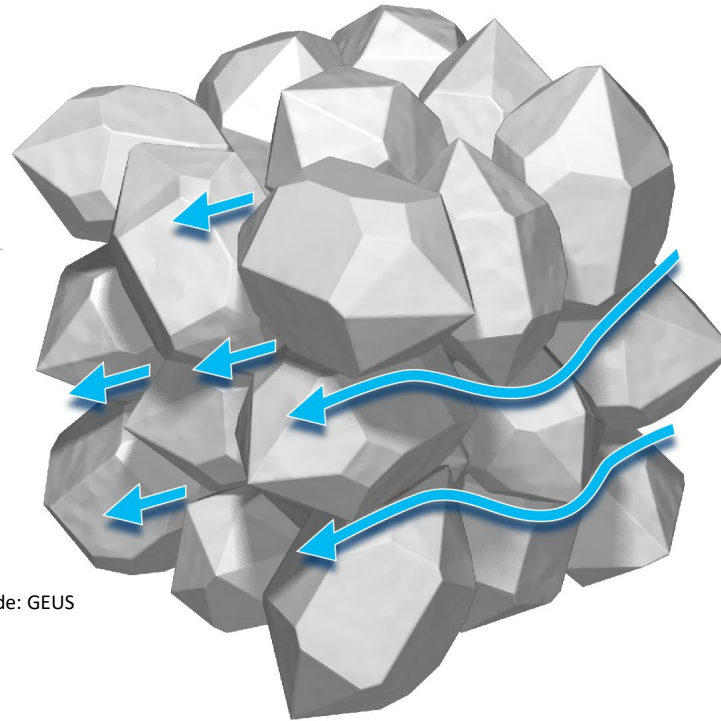
Cementtypers indflydelse på permeabiliteten

Ler cement



Kilde: GEUS

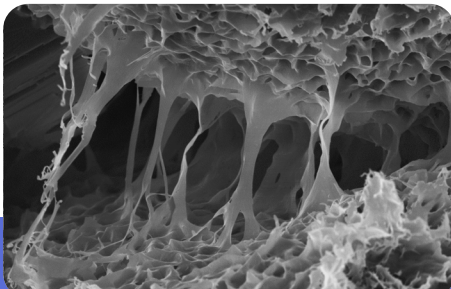
Kvarts cement



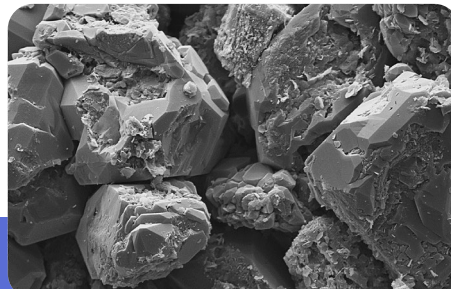
Eksempler på dybdemæssige mineralogiske ændringer:

- Kvarts cement reducerer permeabilitet og porøsitet i moderat grad
- Ler (illit) cement reducerer permeabiliteten markant hvorimod porøsitet kun reduceres lidt

Mikro-porøsitet inde i ler-cement er ikke tilgængelig for vandgennemstrømning



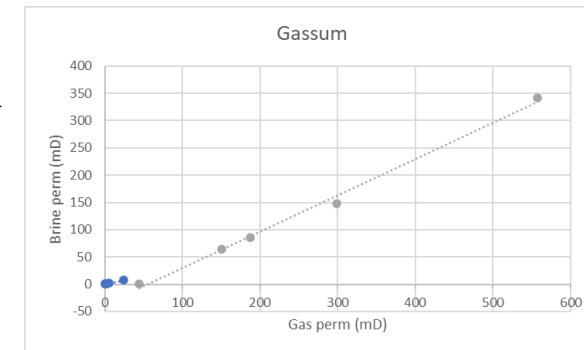
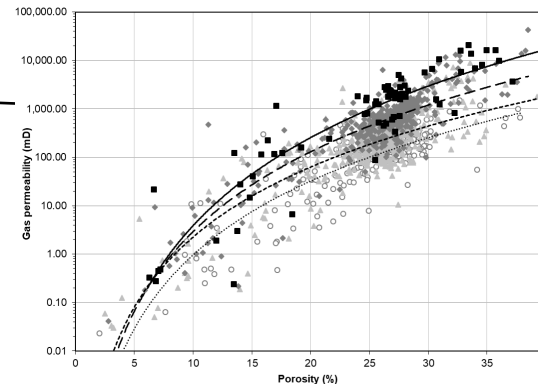
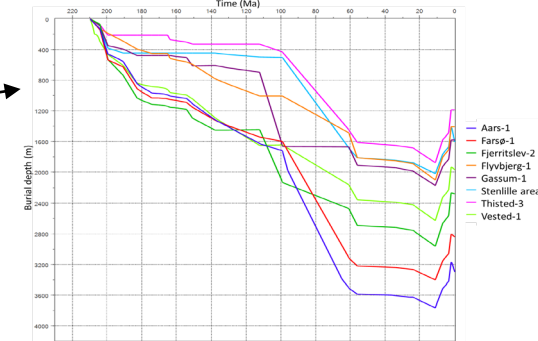
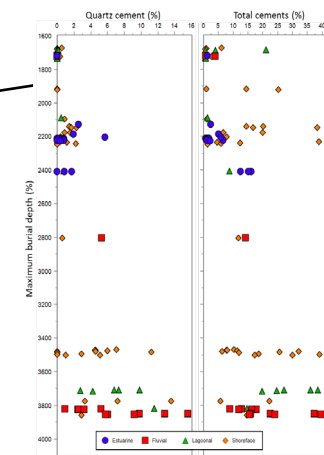
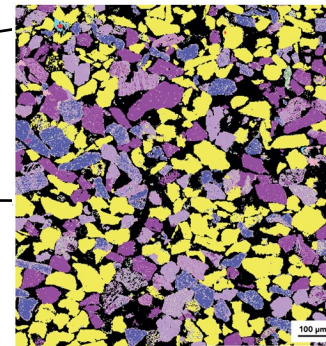
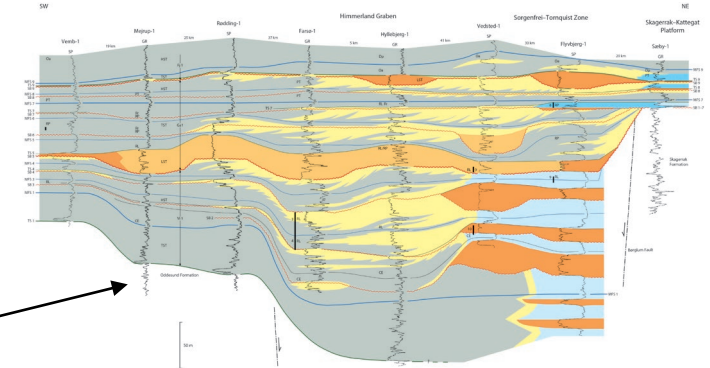
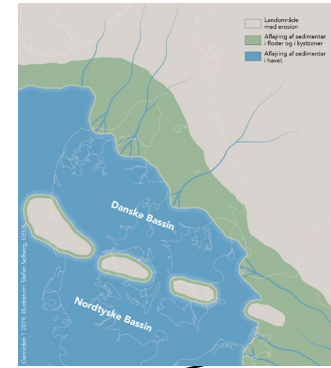
SEM fotos



Diagenese modellering

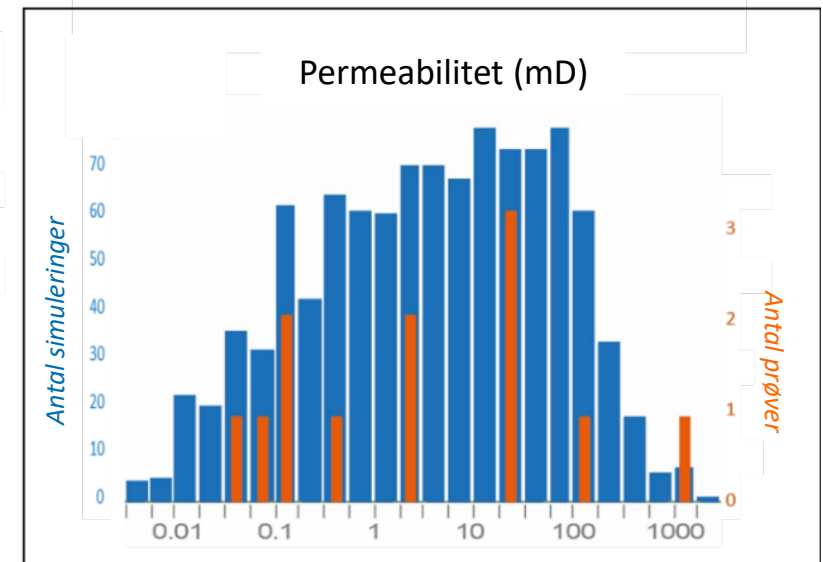
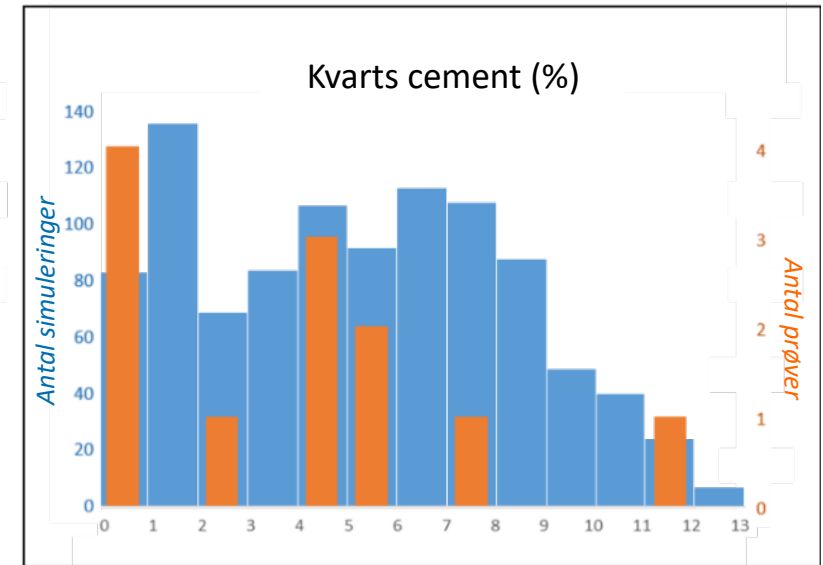
Baseret på mange forskellige typer data:

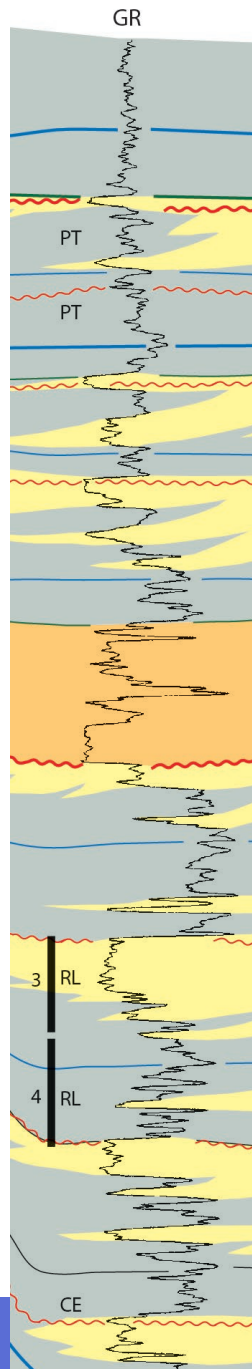
- Proveniens
- Aflejringsmiljø
- Begravelseshistorie
- Mineralogi og petrografi
- Kornstørrelse
- Porøsitet og permeabilitet
- Permeabilitet gas-fluid relation
- Permeabilitet ved reservoirtryk



Validering af diagenese model

- Touchstone diagenesemodellen for Gassum Formation er valideret ved ikke at inkludere data fra Farsø-1 boringen og så modellere reservoirgenskaberne i Farsø-området
- De modellerede cementmængder og reservoirgenskaber for Farsø-området (Gassum Formation kyst-sandsten) er i god overensstemmelse med data målt på Farsø-1 kernerne
- Diagenesemodellen kan således bruges til at estimere reservoirgenskaberne i områder uden boringsdata



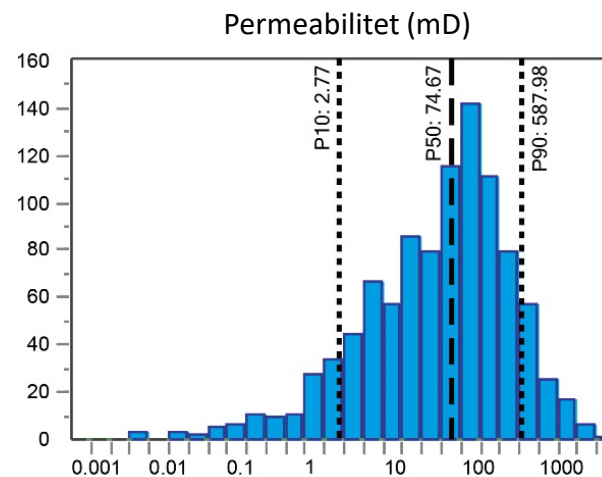


Permeabilitetens afhængighed af aflejningsmiljø

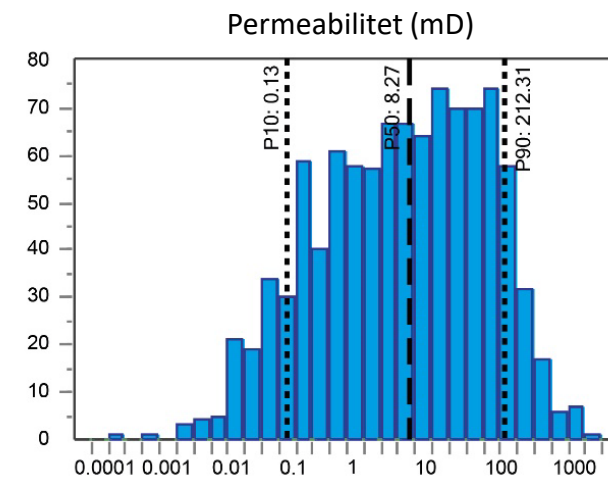
Ikke-kernet tykt reservoir i Farsø-1:
Flod-aflejrede sandsten

Kernet interval i Farsø-1:
Kyst-aflejrede sandsten
og hav-aflejrede lersten

Flod-aflejrede sandsten



Kyst-aflejrede sandsten



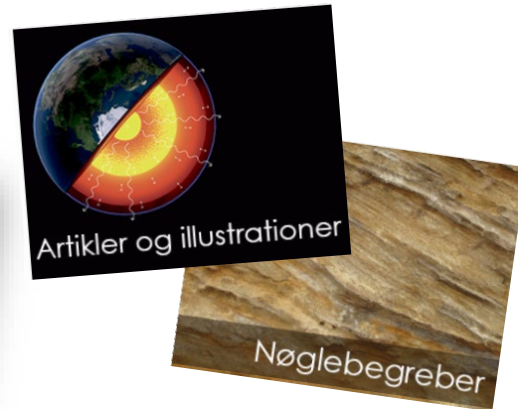
- Via diagenesemodelleringen er højere permeabilitet estimeret for de ikke-kernede flod-aflejrede sandsten i Farsø-1 boringen
- De flod-aflejrede sandsten har en estimeret P50-permeabilitet på 75 mD hvorimod de kyst-aflejrede sandsten kun ligger på 8 mD
- Porøsiteten er næsten ens for de to typer sandsten, men andelen af makro-porøsitet er markant højere i flod-sandstenene fordi andre cement-typer dominerer
- Dermed kan Farsø-prospektet opgraderes på basis af modellerings resultaterne, men er stadig i den lave ende da Farsø-sandstenene ligger på 2,8-2,9 km dybde

Konklusion

- Etableret en lineær sammenhæng mellem gas- og væske-permeabilitet
 - Forbedre vores estimat af (væske) permeabiliteten i et reservoir ud fra laboratorie-analyser af (gas) permeabiliteten
 - Input til diagenesemodel
- Opstillet diagenesemodel
 - Forudsige permeabiliteten i områder uden boringsdata

www.geocenter.dk/geoviden

Geoviden temanummer om
geotermi inkl. diverse materiale



VIDEO: Geotermi - undergrundens skjulte ressource



www.junior-geologerne.dk

Lektioner og øvelser om bl.a.
geotermi til brug i 7-9. klasser

