

KAN NATURLIGE REAKTORER DANNES I DAG?

Svaret må umiddelbart blive nej, hvis alle de anførte betingelser skal være opfyldt. Det vil derfor ikke være muligt at få dannet almindelige 'letvandsreaktorer' på grund af, at forekomsternes indhold af Uran-235 i forhold til Uran-238 nu er for lavt (sammenlign med figur 1).

Som nævnt skulle der dog være en teoretisk mulighed for at få omdannet en del af Uran-238 til plutonium, der kan videreomdannes til Uran-235, som derved kan blive opkoncentreret. Men det vil kræve et samspil af så mange faktorer, at det næppe vil være praktisk gørligt.

Selv om det nu antages, at naturen idag ikke er i stand til at ændre uranets isotopforhold, kan man vel ikke se helt bort fra den mulighed, at det vil kunne lade sig gøre under helt specielle forhold.

Varmt porevand

af Edmund Gosk, Lise Holm og Søren Priisholm

Problemstillingen omkring udnyttelsen af geotermisk energi har tidligere været beskrevet i Varv (1975-1, 1978-4, 1979-2). Her vil vi definere og beskrive de fysiske faktorer, som er af vigtighed for udnyttelsen af geotermisk energi fra aflejringerne, samt give en kort gennemgang af de metoder, der anvendes til at bestemme disse faktorer.






Den danske undergrund består hovedsagelig af sedimenter af varierende tykkelse, og det er overvejende dem der har interesse i forbindelse med udnyttelsen af geotermisk energi. Det er dog de færreste sedimentære bjergarter, der kan fungere som egentlige reservoirer og dermed være egnede til geotermisk udnyttelse. Geotermiske reservoirer skal have en forholdsvis stor udbredelse og en passende tykkelse for at indeholde en tilstrækkelig stor energimængde i form af det indeholdte varme vand. Dernæst skal porerne i aflejringerne tillade en nogenlunde fri gennemstrømning af vand, og sidst, men ikke mindst, skal temperaturen af vandet i reservoiret være tilstrækkelig høj.

RESERVOIR-FAKTORER

Reservoirets ydeevne kan defineres som den energimængde, der kan produceres indenfor et givet tidsinterval. Ydeevnen afhænger af temperaturen, væskemængden i bjergartens porer, samt af strømningsmodstanden i reservoiret.

TEMPERATUR

Temperatur måles direkte i borehullet. Som regel skal temperaturen korrigeres hvis målingerne er udført kort efter borearbejdets afslutning, da cirkulation af boremudder forinden har nedkølet de gennemborede lag. Bjergartens energiindhold er proportional med temperaturen.

KORNRELATION		PORØSITET	PERMEABILITET
Store, løstpakkede		48 %	høj
Små, løstpakkede		48 %	moderat lav
Små, tætpakkede		26 %	lav
Løstpakkede vel-sorterede, velafrundede		høj	høj
Tætpakkede, dårligt sorterede, uafrundede		lav	lav

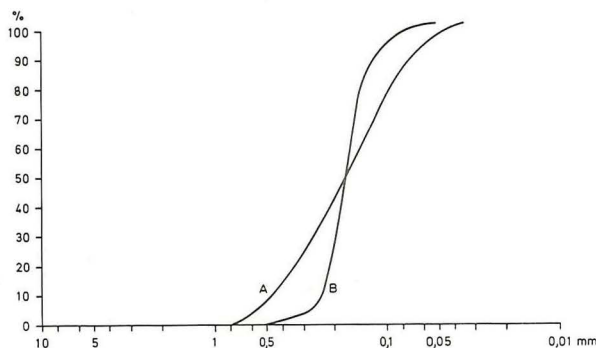
Figur 1. Porøsitet og permeabilitet er afhængig af kornstørrelse, sorterings- og afrundingsgrad samt pakning.

PORØSITET

Porøsitet defineres som forholdet mellem porerumfang og total bjergartsrumfang. Jo større porøsiteten er jo mere (varmt) vand kan bjergarten indeholde.

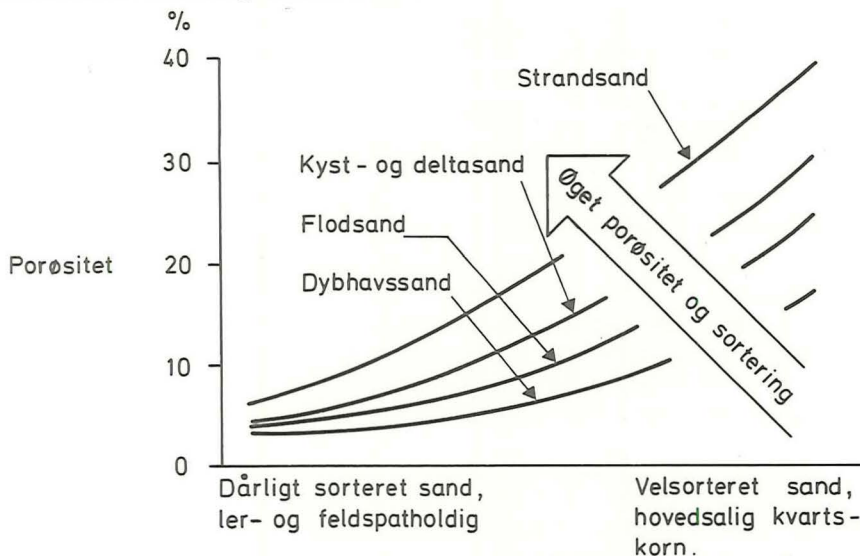
Porøsiteten i reservoiret afhænger af mange faktorer, blandt andet bjergartens kornstørrelsesfordeling, aflejringstilstand og graden af cementering eller opløsning.

Figur 1 viser, at porøsiteten er uafhængig af kornenes størrelse, men påvirkes stærkt af hvorledes kornene er pakket. I naturen er sandkornene næsten altid af forskellig størrelse. Hvis der er stor variation i kornstørrelsen formindskes porøsiteten, fordi små korn udfylder hulrummene mellem de større. Kornstørrelsesvariation ses af sedimentets kornfordelingskurve (figur 2). Jo stejlere kurven er, jo bedre er sedimentet sorteret, og jo større er porøsiteten.



Figur 2. Kornfordelingskurver for to sandprøver. De har samme middeldiameter, d_{50} , men prøve A indeholder korn af meget forskellig størrelse, mens de fleste af prøve B's korn er af næsten samme størrelse. A-sandet er dårligt sorteret, B-sandet velsorteret.

Sedimenternes aflejningsmiljø har ofte betydning for porøsiteten, idet nogle kornegenskaber er karakteristiske for et givet aflejningsmiljø. Samspillet mellem aflejningsmiljø, porøsitet, sortering og mineralogisk modenhed er illustreret i figur 3. Kendes sedimentets aflejningsmiljø og placering i forhold til det oprindelige bassins tilførselsområde, vil det være muligt at sandsynliggøre hvorledes sedimentets reservoiregenskaber vil være.

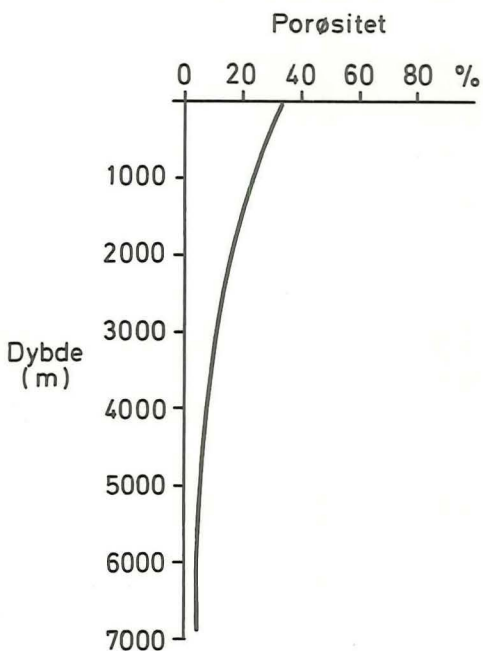


Figur 3. Ud fra petrografiske undersøgelser og tolkning af sedimentets aflejningsmiljø er det muligt at forudsige reservoirets porøsitetsforhold (efter Selley 1976).

I naturen foregår der efter aflejringen forskellige processer, som har indflydelse på sedimentets porøsitet. Efterhånden som sedimentet bliver dækket af andre bjergarter, vil belastningen bevirke en sammenpresning af sedimentet, hvorved porøsiteten bliver mindre. Samtidig kan der foregå en kemisk udfældning af kisel eller kalkspat i porerummene eller en nedbrydning af de mindst stabile mineraler. Det kan for eksempel være omdannelse af feldspatkorn til lerminaler. Alle disse processer vil give en forringelse af porøsiteten, se figur 4.

Mens sammenpresning og kemisk udfældning nedsætter reservoirets porøsitet, kan andre processer omvendt føre til dannelse af en forøget sekundær porøsitet, for eksempel gennem opløsning af kalksten eller opsprækning af bjergarten.

Hidtil er udelukkende beskrevet porøsitet uden relation til reservoirets dynamik. Det er imidlertid den effektive porøsitet - forholdet mellem volumen af indbyrdes forbundne porer og det totale bjergartsvolumen - der har hovedinteresse i forbindelse med vandets bevægelse i et porøst medium, fordi strømmingen kun kan finde sted gennem porerne. Den effektive porøsitet er således afgørende for permeabiliteten i reservoiret.



PERMEABILITET

Permeabilitet er et mål for strømningsmodstanden i et porøst materiale. Stor permeabilitet er ensbetydende med lille strømningsmodstand. Det er især gnidningsmodstanden, der har betydning for den totale strømningsmodstand, og derfor vil ikke alene den effektive porøsitet, men også porernes absolutte størrelse spille en rolle for permeabiliteten. Som hovedregel gælder, at jo mindre kornstørrelse og jo dårligere sortering, des mindre porestørrelse og dermed ringere permeabilitet (figur 1). Især vil selv et lille lerindhold i et sediment have betydning ved at tilstoppe porerne og dermed nedsætte permeabiliteten og dermed reservoirets produktivitet.

Figur 4. Porøsiteten af sandsten aftager med dybden. Dette skyldes i al væsentlighed cementering.

HVORDAN BESTEMMER MAN RESERVOIREGENSKABER?

Indtil nu er defineret porøsitet og permeabilitet. I det følgende beskrives hvorledes disse egenskaber bestemmes ved hjælp af laboratorie- og feltundersøgelser. Laboratoriebestemmelser gennemføres på borekerner. Feltundersøgelser består af forskellige fysiske målinger (logs) og prøvepumpninger i borehullet.

LABORATORIEMETODER

Porøsitet kan bestemmes på to måder, for eksempel ved under højt tryk at fylde bjergartens porer med kviksølv og måle det indpressede volumen.

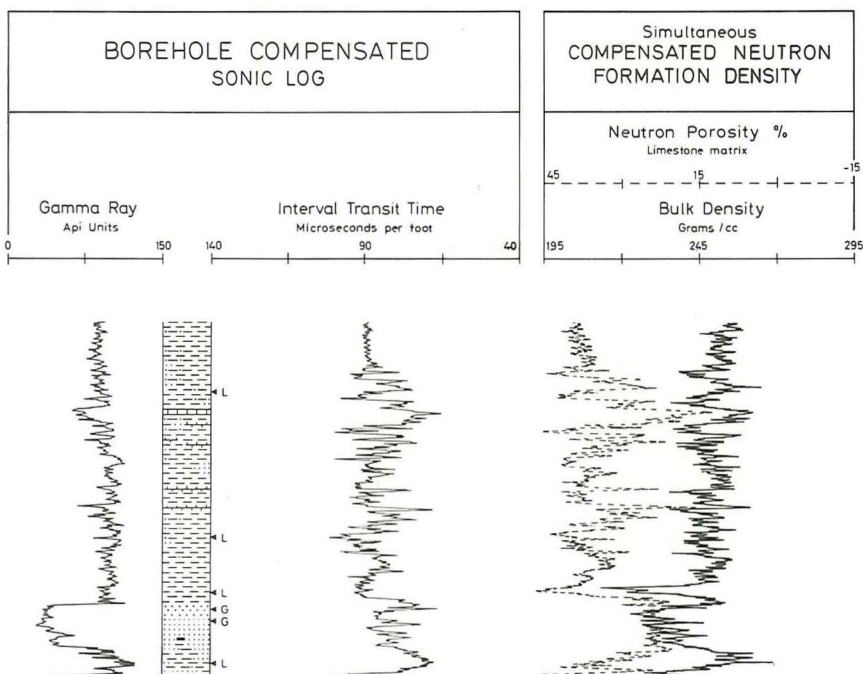
Permeabiliteten bestemmes ved, at en gasart under tryk sendes gennem kernestykket og trykfaldet måles. Permeabiliteten kan beregnes ud fra det tryk, der er nødvendigt for at presse en bestemt gasmængde igennem prøven, idet dette er et mål for sedimentets strømningsmodstand. I laboratorieundersøgelsen bruges luft i stedet for vand, og dermed skal der ved beregningerne tages højde for luftens sammentrykkelighed og for det forhold, at luftmolekyler bevæger sig anderledes gennem bjergartens porer end væske.

De to ovennævnte metoder kræver, at man analyserer kerner eller andre typer af prøver fra reservoiret, og prøverne må derfor skaffes under selve borin- gens forløb.

METODER I BOREHULLER

Sedimentets porøsitet kan også fastlægges gennem tolkning af fysiske borehulsmålinger. Denne metode har visse fordele fremfor de to forrige, idet der dels er tale om en kontinuert registrering af bjergartsegenskaber som funktion af dybden, og dels om måleresultater, der kan benyttes til blandt andet lithologisk tolkning (figur 5) og sammenligning med andre borer. Porøsiteten kan bestemmes fra tre forskellige "logs", sonic-, density- og neutron log (de engelske betegnelser er blevet almindelige i dansk geologisk faglitteratur).

Sonic log registrerer en lydølges forplantningshastighed i reservoiret. Da de faste partikler og væsken, der udfylder porerummene, giver forskellige forplantningshastigheder, vil reservoiret være karakteriseret ved en hastighed, der ligger et sted imellem de to yderpunkter, afhængig af porøsiteten. Denne log-type er egnet til bestemmelse af primær porøsitet.



Figur 5. Lithologisk tolkning baseret på petrofysiske målinger. Sandlaget nederst i lagserien har en opad tiltagende kornstørrelse og aftagende lerindhold. Dette medfører en opad stigende porøsitet fra 18 til 25% (efter Priisholm & Michelsen 1978). De ovenstående begreber er forklaret i teksten. Se iøvrigt Varv 1, 1979.

Density log registrerer formationens elektron-tæthed. For almindeligt forekommende materialer er elektron-tætheden proportional med massefylden. Da kornskelletets massefylde er cirka 2,5 gange større end vandets, kan den målte massefylde bruges til bestemmelse af vandindholdet og dermed porositeten.

Neutron log registrerer antallet af "langsomme" neutroner pr. tidsenhed. En neutronkilde udsender højenergi neutroner der kolliderer med nærliggende atomkerner. Hvis neutronen rammer en partikel med nogenlunde samme masse (en brintkerne) bliver den bremsset og kan betegnes som en "langsom" neutron. Processen er forbundet med udsendelse af γ -stråling. Den totale porositet kan enten bestemmes ud fra antallet af langsomme neutroner eller fra γ -strålingsintensiteten.

Flere forskellige typer logs kombineres for at øge nøjagtigheden af de fremkomne resultater.

Feltmetoden til bestemmelse af permeabilitet bygger på en prøvepumpning (som regel med konstant vandmængde pr. tidsenhed). Prøvepumpningens varighed kan være fra timer til adskillige måneder. Pumpningen bevirker en sænkning af den lokale vandsøjle.

Ud fra en afbildning af sænkingsresultaterne kan permeabiliteten beregnes. Der vil være tale om en slags gennemsnitlig permeabilitet for det prøvepumpede interval. Prøvepumpning af længere varighed kan udover permeabilitetsbestemmelse anvendes til en vurdering af reservoirets udbredelse, hvilket har stor betydning ved vurderingen af reservoirets produktivitet og levetid.

MATEMATISK RESERVOIRMODEL

Laboratorieundersøgelser giver information om reservoirets egenskaber i umiddelbar nærhed af borehullet. Prøvepumpningsforsøg kan give en grov information om, hvor uensartet reservoiret er, samt i hvilken afstand fra boringen der sker en væsentlig ændring af reservoirets egenskaber. Hvis man har andre borer end pumpeboringen er man i stand til at skønne, hvordan den geografiske fordeling af permeabiliteten er. Dette skøn suppleres med geologiske oplysninger. Alle de tilgængelige data anvendes til opbygning af en matematisk model af reservoiret. Da sænkingsberegninger for en sådan model er meget tidskrævende, anvendes EDB-metoder til matematisk simulering af reservoiret. Matematisk simulering går i dette tilfælde ud på, via beregninger at gentage det registrerede sænkingsforløb i borerne. Det kan gøres ved justering af permeabiliteter i reservoirmodellen.

GASSUM FORMATIONEN -

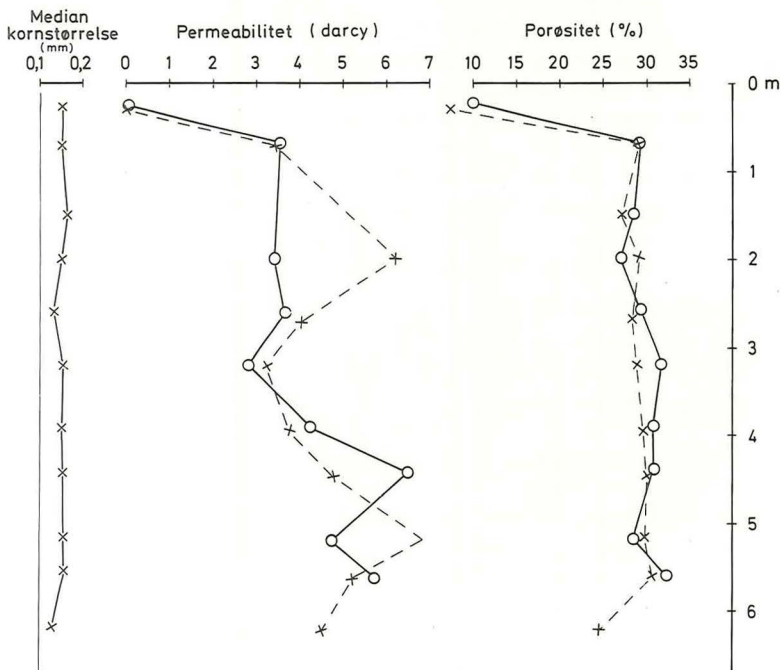
EKSEMPEL PÅ ET MULIGT DANSK RESERVOIR

Denne formation er beskrevet i Varv nr. 2, 1979. Den består af sandsten med lerede og siltede indslag. Ler- og siltlagene har på grund af meget ringe permeabilitet ikke interesse i geotermisk sammenhæng. Sandstenslagene er fin- til mellemkornede og velsorterede (prøve B i figur 2 er fra Gassum Formationen).

Sammenpresningen af bjergarten er ringe, og der er kun sket cementering af betydning i den øverste del af sandstenslagene. Forholdene tyder på gode reservoiregenskaber, og det er blevet bekræftet ved laboratorieundersøgelser af porøsitet og permeabilitet på kernemateriale samt porøsitetsberegninger ud fra logs.

Laboratorieundersøgelser af det mest lovende sandstenslag viser porøsitetsværdier på 25-30% og en permeabilitet på cirka 3 Darcy (figur 6). Logberegninger fra flere boreriger giver en gennemsnitlig porøsitet på cirka 25%. Prøvepumpninger viser resultater på 0,5-3 Darcy. Gassum Formationen er vidt udbredt i Danmarks undergrund og har en tykkelse på op til 200 m (se Varv nr. 4, 1978, figur 4, side 112). I de gunstigste områder ligger formationen i cirka 3 km's dybde, hvor temperaturen er cirka 90°.

Gassum Formationen er, vurderet på denne baggrund, et lovende geotermisk reservoir. Det første danske geotermiske projekt (i Aars) sigter da også mod udnyttelse af denne formation.



Figur 6. Porøsitets- og permeabilitetsværdier fra laboratorieundersøgelse af sandstenskerne fra Gassum Formationen. Darcy er en måleenhed for permeabilitet baseret på hastigheden af passage af 1 cm^3 vand ved 1 atmosfæres tryk gennem et porøst medium med tværsnitsarealet 1 cm^2 og højde 1 cm. Toppen er kalkspatcementeret, hvilket tydeligt afspejles i de målte værdier. Vertikal porøsitet og permeabilitet er markeret med cirkler, horisontal med stjerner (efter Holm & Priisholm 1978).