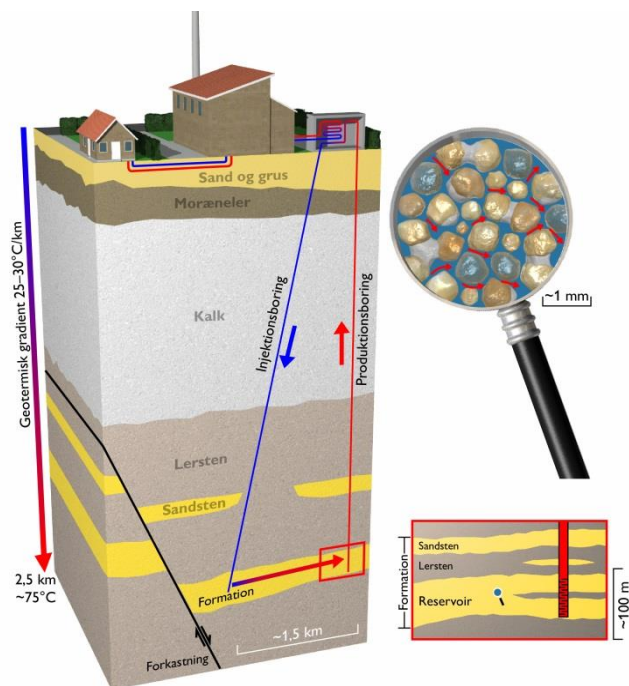
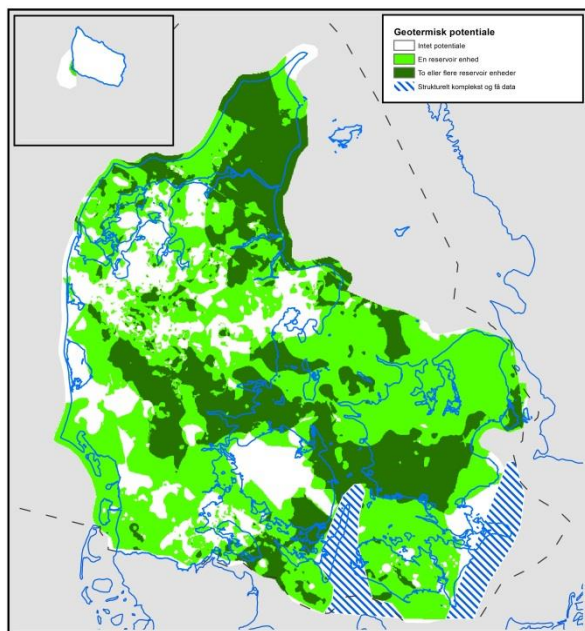
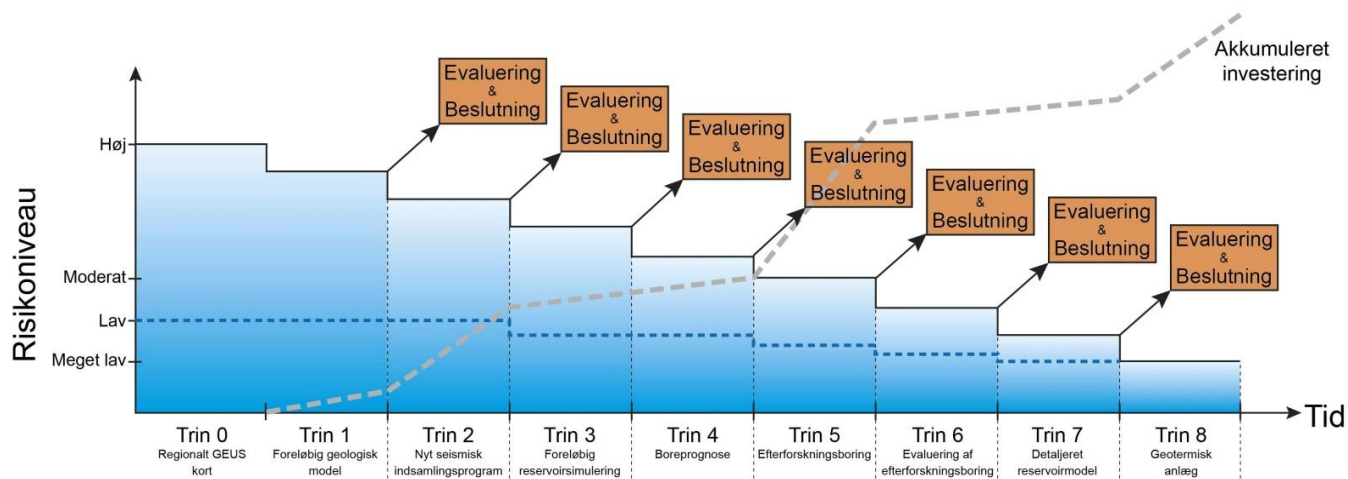


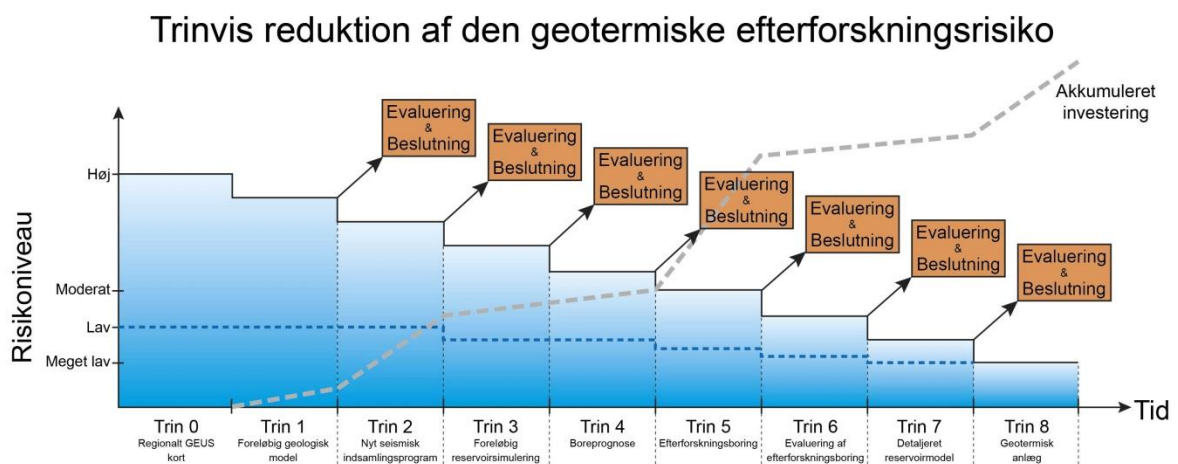
Baggrundsviden om dyb geotermi med vægt på geologiske data – et supplement til Geotermi WebGIS-portalen



Forord

I denne rapport kan du læse om hvordan de mange typer geologiske data, der indgår i Geotermi WebGIS-portalen, er fremkommet samt hvilke analyser og antagelse, der ligger bag dem. Meget af dette kan også læses som forklarende tekst til de enkelte korttemaer i Geotermi WebGIS-portalen, men i denne rapport præsenteres det i en mere sammenhængende helhed. Der gøres også rede for, hvordan de landsdækkende kort er udarbejdet og lidt om hvilke usikkerheder, der knytter sig til kortene og de data, der ligger til grund for dem. Endvidere gives der en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark set ud fra en geologisk synsvinkel.

En væsentlig barriere for udnyttelsen af Danmarks store geotermiske ressource er de geologiske risici, der knytter sig til etableringen af en geotermisk produktion. Formålet med Geotermi WebGIS-portalen er at samle kvalitetssikrede geologiske data, relevante for geotermi, på en nem og overskuelig måde, så interessenter i geotermibranchen og myndighederne kan danne sig et overblik over undergrundens beskaffenhed, geologiske usikkerheder samt tætheden og kvaliteten af de geologiske data indenfor det danske land- og nærkystområde. Data er endvidere anvendt til at lave et kort, der giver et bud på det geotermiske potentiale på landsplan, som kan anvendes til at rette de geotermiske aktiviteter mod de mest lovende områder og derved mindske risikoen for, at der investeres store millionbeløb i områder, der ikke egner sig til geotermisk indvinding. De geologiske data udgør endvidere et godt grundlag for at kunne lave en kompetent og mere specifik geologisk vurdering af det geotermiske potentiale i et givent område, hvor et geotermisk anlæg ønskes opført. Her vil det dog være nødvendigt i højere grad at vægte de lokale data indsamlet fra nærtliggende dybe borer og seismiske undersøgelser. En sådan analyse svarer til Trin 1 i den modnings- og beslutningsprocedure frem mod etableringen af et geotermisk anlæg, som GEUS har opstillet, og som er vist i nedenstående figur. Det svarer endvidere tilnærmelsesvis til den screening af det geotermiske potentiale, som er udført for 28 udvalgte lokaliteter, og hvis resultater er tilgængelige i Geotermi WebGIS-portalen.



Figuren illustrerer, hvordan den geologiske efterforskningsrisici trinvis kan reduceres ved at udføre relevante geologiske undersøgelser, data indsamling, analyser mm. Det fremgår også, at investeringerne i begyndelsen er forholdsvis begrænsede, men at de stiger efterhånden som projektet fortsættes.

Forord	2
Baggrundsviden om Geotermin	5
Hvad er geotermisk energi?	5
Fordele ved geotermin	5
Hvad er et geotermisk reservoir?	5
Hvordan kan den geotermiske energi udnyttes i Danmark?	6
Findes der allerede geotermianlæg i Danmark?	8
Hvor stort er det geotermiske potentiale i Danmark?	8
Geologiske forudsætninger for udnyttelse af geotermin	9
Dyb geotermiske reservoirer i den danske undergrund	10
Det geotermiske potentialekort	13
Baggrundsviden om geologiske data	15
Undergrundens strukturelle opbygning	18
Reservoirdata	22
Beregning af reservoirparametre	27
Beregning af Gross sand	28
Beregning af Potentielt reservoirsand og porøsitet	30
Beregning af permeabilitet	32
Beregning af reservoirs transmissivitet	36
Usikkerheder på reservoirdata	36
Seismiske data	38
Seismiske undersøgelser og kortlægning	38
Kortlagte seismiske horisonter	42
Datatæthed, kvalitet og usikkerheder	42
Temperatur	45
Salinitet	49
Geotermiske reservoir der ikke overlejres af salt	50
Geotermiske reservoir beliggende mellem Röt salt og Zechstein salt	52
Gennemgang af boringsoplysninger om aflejringer af Zechstein salt og Röt salt	53
Konkluderende bemærkninger om risikoen for saltudfældning	56

Udarbejdelsen af de landsdækkende korttemaer	56
Usikkerheder på de geologiske data og udarbejdede kort	57
Anvendelse af potentialekort og korttemaer	57
Referencer	60

Baggrundsviden om Geotermi

I dette kapitel gives en introduktion til hvad geotermisk energi er, og hvordan den kan og bliver udnyttet i Danmark. De geologiske termer og discipliner der nævnes, bliver uddybet i de efterfølgende kapitler.

Hvad er geotermisk energi?

Geotermisk energi er varme, som fra jordens indre uafbrudt strømmer ud mod jordoverfladen og opvarmer vandet i undergrundens porøse sandstenslag. Temperaturen i jordens indre er ekstrem høj, ca. 4300 °C, og skabes ved radioaktive processer, der ligner dem, der foregår i solen. Geotermisk energi er en vedvarende energiform, som er en fællesbetegnelse for energiformer, der har ubegrænsede reserver, men dog er begrænsede i deres øjeblikkelige forekomst, eksempelvis solenergi og vindenergi. Geotermisk energi udemærker sig ved at være uafhængig af klima- og sæsonvariationer.

Fordele ved geotermi

Geotermisk energi er en konkurrencedygtig, meget miljøvenlig energikilde, der kan bidrage til at reducere den danske udledning af drivhusgasser. Geotermisk energi er endvidere forbundet med stor forsyningssikkerhed og er i stor grad uafhængig af fluktuerende olie, gas og kulpriser. Geotermiske anlæg kan således producere store varmemængder ved et lavt elforbrug. Elforbruget bruges hovedsageligt til at pumpe det underjordiske varme vand op til overfladen og det afkølede vand retur til undergrunden samt i mindre grad til at drive varmevekslerne. Elforbruget udgør typisk 5-10 % af den varmeenergi, der produceres og kan eventuelt helt eller delvis hentes fra andre alternative energikilder som sol- og vindenergi.

Hvad er et geotermisk reservoir?

Kort fortalt består et geotermisk reservoir af en porøs bjergart som i sin porestruktur, det vil sige hulrummene mellem mineralkornene, indeholder vand, der er varmt nok til at kunne indgå i en geotermisk produktion. Endvidere skal det varme vand kunne strømme tilstrækkeligt frit mellem porerne (reservoiret skal have en tilstrækkelig høj permeabilitet) til, at det kan pumpes ud af bjergarten til den geotermiske produktion og returneres til bjergarten efter, at den nødvendige varme er trukket ud af vandet.

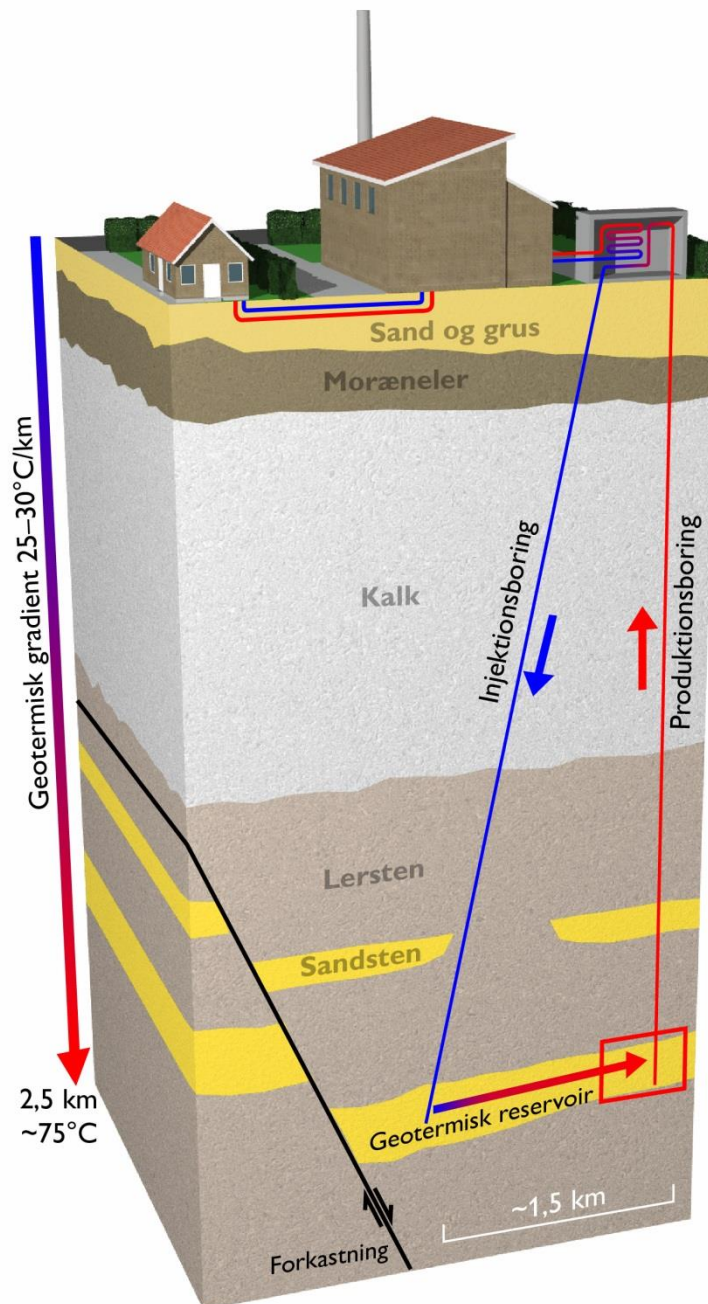
Et ideelt reservoir er tykt og består af en bjergart med gode reservoirregenskaber, det vil i den danske undergrund først og fremmest sige sandsten med høj porøsitet og permeabilitet. Herved opnås en høj væske-transmissivitet, som er et udtryk for reservoirsandstenenes geotermiske ydeevne, beregnet ved at gange tykkelsen af reservoirsandstenene med deres gennemsnitslige permeabilitet.

Det er vigtigt at gøre sig klart, at et reservoir næsten aldrig udelukkende består af sandsten, men i varierende grad også indeholder silt- og lersten, som er karakteriseret ved at have en lav permeabilitet. Endvidere vil dele af den sandsten, som indgår i reservoiret, ofte have dårlige reservoirregenskaber, eksempelvis fordi ler er iblandet sandstenen eller diagenese har reduceret reservoirregenskaberne. I geotermisammenhæng er man selvfølgelig interesseret i at vide, hvor stor en

del af reservoiret, der består af sandsten med gode reservoiregenskaber. Du kan læse mere om hvordan dette gribes an i afsnittet *Baggrundsviden om geologiske data*.

Hvordan kan den geotermiske energi udnyttes i Danmark?

Ved geotermisk indvinding udnytter man, at temperaturen i Danmark stiger 25–30°C for hver kilometer, man borer ned i undergrunden. I dybder større end 1 km vil vandet som regel være tilstrækkeligt varmt til, at det kan indgå i en større varmeproduktion. Dette sker ved, at man pumper varmt vand op fra sandstenslag i undergrunden gennem en produktionsbrønd og trækker varmen ud af vandet ved hjælp af varmevekslere og varmepumper. Den producerede varme afsættes til fjernvarmenettet og ledes ud til forbrugeren. Det afkølede vand pumpes retur til sandstenslagene gennem en injektionsbrønd, hvorved trykket i sandstenslagene opretholdes (Figur 1). Der kan også knyttes flere produktions- og injektionsbrønde til det enkelte anlæg, hvorved varmeproduktionen øges. Det oppumpede vand holdes i et lukket kredsløb, da det ikke egner sig til at blive pumpet direkte ud i fjernvarmenettet. Dette skyldes blandt andet, at vandet fra undergrunden ofte har et højt saltindhold, som vil udfældes og derved hindre gennemstrømningen, hvis det ikke holdes i et lukket kredsløb. Det afkølede vand returneres til sandstenslagene i undergrunden i en afstand af omkring 1–2 km fra det sted, hvor produktionsbrønden henter sit varme vand. Afstanden sikrer, at temperaturen omkring produktionsbrønden ikke sænkes af det afkølede returvand. Det kan dog ikke undgås, at det afkølede vand med tiden strømmer hen til produktionsbrønden, hvorved geotermianlæggets ydelse falder. Tidshorisonten for hvornår dette sker, afhænger af afstanden mellem produktions- og injektionsbrøndene, intensiteten af oppumpningen samt strømningsforholdene i sandstenslagene. Mens vandet strømmer hen mod produktionsbrønden, opvarmes det dog til en vis grad igen ved den varmeafgivelse, der sker fra mellemliggende lag, hvori vandet ikke strømmer (oftest lerstenslag). Som en grov tommelfingerregel kan man regne med, at det tager omkring 30 år, før det afkølede vand når frem til produktionsbrønden, hvis injektionsbrønden er placeret 1200 meter fra denne. Man vil som regel kunne genetablere ydelsen fra ens geotermianlæg ved at etablere en ny produktionsbrønd i passende afstand fra injektionsbrønden og den gamle produktionsbrønd. Afstanden i reservoiret mellem produktions- og injektionsbrøndene kan opnås ved at borerne udføres som lodrette borer med den ønskede afstand på terrænoverfladen eller alternativt fra den samme lokalitet, hvor den ene eller begge borer er afbøjet (Figur 1).

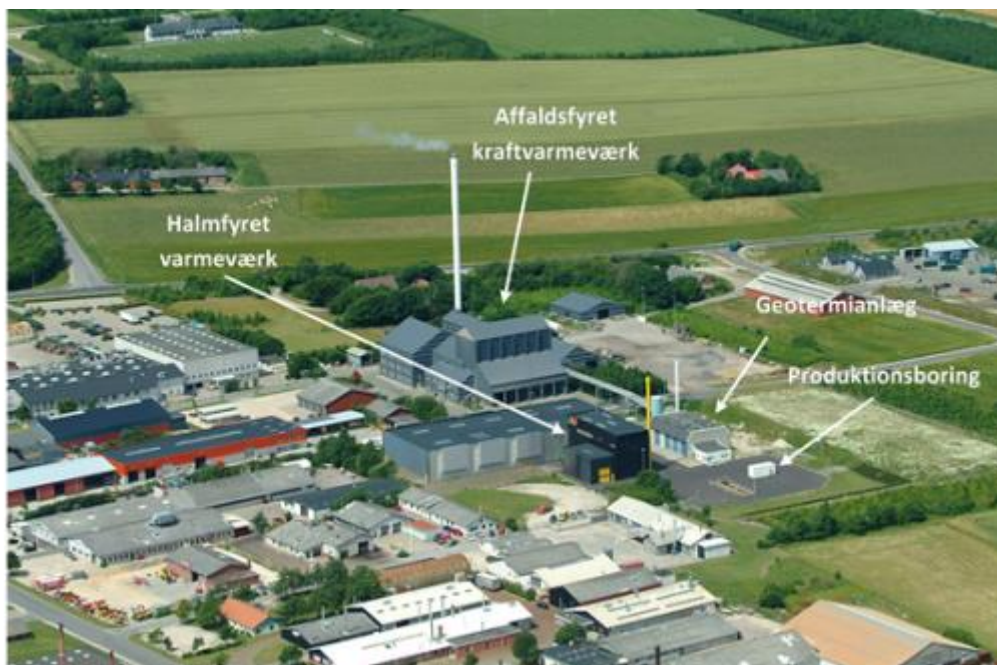


Figur 1: Konceptuel illustration af et geotermianlæg med produktions- og injektionsbrønde ned til en formation i undergrunden, som indeholder et sandstensreservoir. Det varme vand pumpes op fra sandstensreservoiret via produktionsbrønden. Ved overfladen trækkes varmen ud af vandet ved hjælp af en varmeveksler og overføres til forbrugerne via fjernvarmenettet. Det afkølede vand pumpes retur til sandstensreservoiret via den afbøjede injektionsbrønd, som ender i sandstensreservoiret et par kilometer fra hvor produktionsbrønden henter sit vand. I praksis vil man tilstræbe ikke at placere geotermibrøndene så tæt på et område med forkastninger, som angivet i figuren, da det forøger risikoen for, at produktions- og injektionsbrønden placeres i sandstensreservoiret på hver sin side af en forkastning, og at brøndene dermed ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Findes der allerede geotermianlæg i Danmark?

Danmarks første geotermiske anlæg blev bygget i Thisted i 1984, og det har sidenhen fungeret tilfredsstillende. Thisted anlægget henter vand fra sandstenslag i Gassum Formationen i ca. 1200 meters dybde og har vist, at geotermalt vand med selv relativ lav temperatur (omkring 50 °C) kan danne basis for en betragtelig varmeproduktion, og at brug af en såkaldt absorptionsvarmepumpe kan reducere driftsomkostningerne væsentligt, især hvis drivvarmen leveres fra et nærtliggende affaldsforbrændingsanlæg (Figur 2).

I 2005 blev det geotermiske anlæg ved Margretheholm på Amager sat i drift. Anlægget pumper varmt vand op fra sandstenslag i Bunter Sandsten Formationen i 2,6 kilometers dybde, hvor temperaturen af det varme vand er 73°C. Anlægget kan forsyne 4600 husstande med varmt vand svarende til 1 % af hovedstadsområdet. Et tredje anlæg ved Sønderborg er taget i drift i 2013. Her hentes der vand fra Gassum Formationen i 1,2 km dybde, hvor vandet har en temperatur på omkring 48 C°.



Figur 2: Det geotermiske anlæg ved Thisted, hvor drivvarmen til absorptionsvarmepumper leveres fra det nærliggende affaldsforbrændingsanlæg. Fra www.Geotermin.dk.

Hvor stort er det geotermiske potentiale i Danmark?

Danmarks undergrund har meget store geotermiske ressourcer, som vil kunne bidrage til varmeforsyningen i adskillige hundrede år. I dag udnyttes kun en brøkdel af disse ressourcer i de geotermiske anlæg ved Thisted, København og Sønderborg. Geotermisk energi har således potentiale til at blive en central brik i dækningen af Danmarks samlede energibehov.

Det geotermiske potentiale er dog ikke jævnt fordelt i Danmark, da de geologiske forudsætninger for geotermisk indvinding i undergrunden varierer på landsplan. Der findes således områder, hvor det geotermiske potentiale er lavt; eksempelvis på grund af et højtliggende grundfjeld i undergrunden,

som gør det usandsynligt at finde sandstenslag i stor nok dybde til geotermisk indvinding. I andre områder er op til flere egnede sandstenslag sandsynligvis til stede i det rette dybdeinterval, og det geotermiske potentiale er derfor også lovende i disse områder.

Rentabel geotermisk varmeproduktion kræver endvidere, at det er muligt at afsætte den producerede varme, f.eks. til et nærtliggende fjernvarmenet. Geotermisk indvinding skal derfor også være relevant ud fra varmeplansmæssige og infrastruktur-mæssige forhold og på baggrund af økonomiske beregninger. Eksempelvis opfylder hovedstadsområdet dette til fulde da behovet for boligopvarmning kombineret med et stort antal kraftvarmeværker og ikke mindst en egnet undergrund, gør det til et oplagt område for geotermisk udnyttelse. En undersøgelse foretaget af Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) viser således, at der i hovedstadsområdets undergrund findes geotermisk energi til at kunne dække 30–50 % af Københavns fjernvarmebehov i flere tusinde år.

Geologiske forudsætninger for udnyttelse af geotermi

Når man skal etablere et geotermisk anlæg, er det vigtigt at vide, om et geotermisk reservoir med de rette reservoirregenskaber er til stede i et egnet dybdeinterval. Reservoirer bestående af sandsten er interessante i geotermi sammenhæng, da det er lettere at trække det varme vand ud af sandsten, end det er af for eksempel lerstenslag, som har en tættere struktur. Sandsten med gode reservoirregenskaber har således et stort porevolume (god porøsitet), og det varme vand kan strømme frit mellem porerne (god permeabilitet). Derudover skal sandstensreservoiret være tilstrækkelig tykt og have en passende udbredelse. Herved sikres det, at store mængder varmt vand kan hentes op fra reservoiret, og at geotermianlæggets produktions- og injektionsbrønde kan stå i passende afstand fra hinanden og stadig have tilstrækkelig hydraulisk kontakt. Det er derfor også vigtigt, at der i området mellem produktions- og injektionsbrøndene ikke forekommer forkastninger, som højdemæssigt forskubber reservoiret så meget, at det ikke er sammenhængende. Temperaturen af vandet i undergrunden stiger med dybden svarende til ca. 25–30°C for hver kilometer. Sandstensreservoiret skal ligge så dybt, at vandets temperatur er høj nok til, at der er økonomi i at hente vandet op. Omvendt må reservoiret ikke ligge så dybt, at det går ud over reservoirregenskaberne. Både porøsiteten og særligt permeabiliteten falder nemlig med dybden på grund af trykket fra de overliggende aflejringer og de stigende temperaturer, som blandt andet forårsager kemiske udfældningsprocesser, der delvist udfylder porerummene i sandstenene. Erfaringer viser, at dybdeintervallet 800–3000 meter bedst imødekommer en tilstrækkelig høj temperatur samtidig med, at reservoirregenskaberne er tilstrækkelig gode. Normalt bør reservoiret dog være beliggende i mere end 1000 meters dybde, svarende til en temperatur på mere end 25–30 °C, for at vandet i reservoiret er varmt nok til en større geotermisk produktion. Når den øvre dybde alligevel er sat til 800 meter, svarende til en minimumstemperatur på ca. 20 °C, skyldes det, at den mulige udnyttelse også afhænger af produktionsmåden. Vand med lavere temperaturer kan således udnyttes, hvis varmeenergien ekstraheres ved hjælp af el-drevne varmepumper.

Det vil endvidere være vigtigt at have kendskab til den kemiske sammensætning af det vand, som skal hentes op fra det geotermiske reservoir for at kunne vurdere risikoen for udfældning, belægnings og korrosion i filtre, rørledninger og systemkomponenter. Dette kan være styrende for hvilke materialer

og komponenter, der skal anvendes til det geotermiske anlæg samt eventuelle nødvendige driftsforanstaltninger (eksempelvis fortynding med ferskvand af det vand der hentes op fra reservoiret, hvis saltindholdet er ekstraordinært højt).

Dybe geotermiske reservoirer i den danske undergrund

Geologer inddeler og navngiver undergrundens sedimentære lagserie i lithostratigrafiske enheder, som har forskellige aldre og sammensætning. Inddelingen sker på baggrund af sedimenternes fysiske karakteristika såsom dominerende kornstørrelse, farve, mineralogi mm. En sådan inddeling er praktisk, da de lithostratigrafiske enheder ud fra deres karakteristika kan adskilles fra hinanden og kortlægges over store afstande. Enhederne kan således erkendes fra boring til boring, og i sammenspil med seismiske undersøgelser kan deres udbredelse ofte kortlægges og afgrænses. I de fleste tilfælde svarer de lithostratigrafiske enheder til formationer, som er betegnelsen for den basale og primære enhed i den lithostratigrafiske klassifikation. I Figur 3 ses en inddeling i lithostratigrafiske enheder af den del af den danske undergrund, som har mest relevans i geotermin sammenhæng.

I Geotermin WebGIS-portalen vurderes reservoirregenskaberne for otte lithostratigrafiske enheder som erfaringsmæssigt kan indeholde sandsten med gode reservoirregenskaber (Figur 3). Seks af disse er formationer, nemlig Skagerrak Formationen, Bunter Sandsten Formationen, Gassum Formationen, Haldager Sand Formationen, Flyvbjerg Formationen og Frederikshavn Formationen. De to resterende enheder er ikke formelt klassificeret som lithostratigrafiske enheder, men har foreløbig de uformelle betegnelser Nedre Jurassisk enhed og Nedre Kretassisk enhed. Kendskabet til de lithostratigrafiske enheder varierer meget; enkelte af enhederne er så tynde, at deres udbredelse og tykkelse ikke kan kortlægges ud fra de eksisterende seismiske data. Vores viden er størst om Gassum Formationen, og sandsten fra denne udnyttes endvidere allerede til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Overordnet set vurderes Gassum Formationen derfor til at være mest egnet til geotermin, men i områder hvor denne ikke er til stede i det rette dybdeinterval, eller reservoirregenskaberne er ringe, kan andre enheder være mere oplagte.

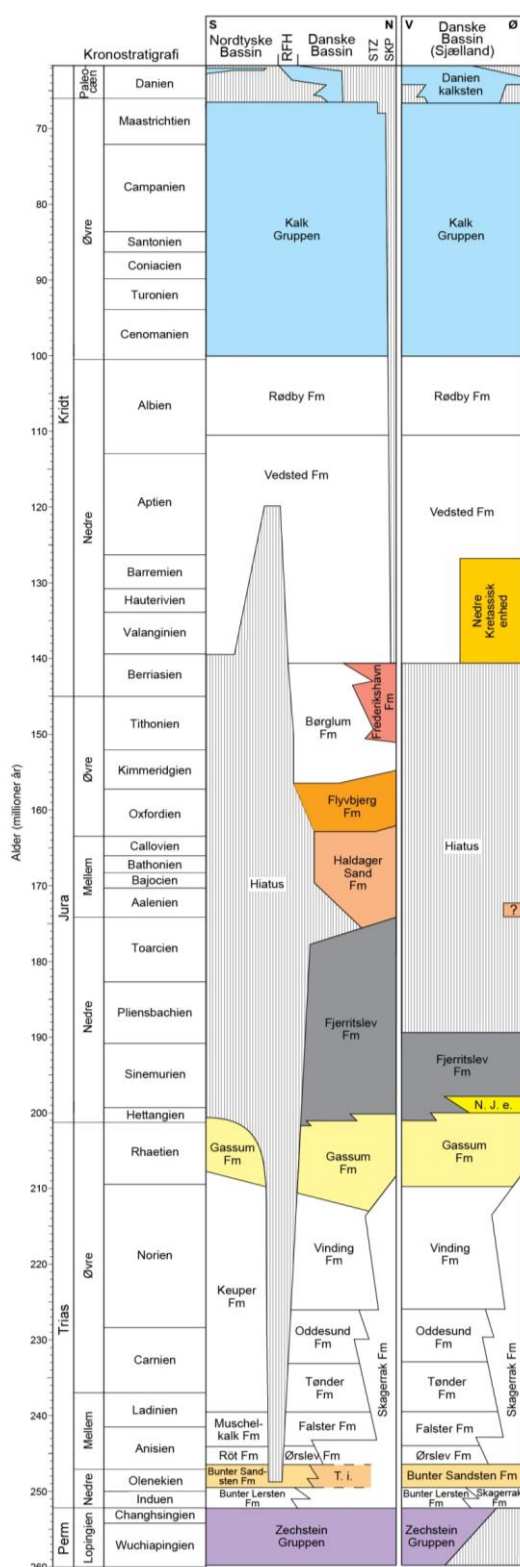
I Geotermin WebGIS-portalen er nogle af de lithostratigrafiske enheder af praktiske hensyn slået sammen til ét reservoirtema. Dette gælder reservoirtemaerne:

- "Bunter Sandsten/Skagerrak Fm", som dækker over aflejringer tilhørende den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation, som findes i det Nordtyske Bassin og dele af det Danske Bassin; en delpakke af Skagerrak Formationen, der er tidsækvivalent til Bunter Sandsten Formation, og som findes længere mod nord i det Danske Bassin; samt aflejringer fra Skagerrak Formation, hvis aldre ikke er nærmere bestemt, men kun kan henføres til Trias, og som findes på Skagerrak-Kattegat Platformen i det nordligste Jylland. I det Danske Bassin er overgangen mod nord fra Bunter Sandsten Formationen til den tidsækvivalente delpakke af Skagerrak Formation vanskelig at kortlægge præcist på basis af eksisterende data.
- "Gassum Fm (og Nedre Jurassisk enhed)", som dækker over aflejringer tilhørende den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation samt den lidt yngre "Nedre Jurassisk enhed".

Nedre Jurassisk enhed er kun påtruffet i enkelte borer i det østlige Sjælland, hvor den findes umiddelbart over Gassum Formationen. Lithologisk svarer den i store træk til Gassum Formationen, og den er sandsynligvis også aflejret i de samme typer aflejringsmiljøer som Gassum Formationen. Da enheden er vanskelig at adskille seismisk fra Gassum Formationen i den østligste del af Sjælland, er der i Geotermin WebGIS-portalen valgt at slå den sammen med den underliggende Gassum Formation i dette område.

De øvrige lithostratigrafiske enheder behandles som selvstændige reservoirtemaer i Geotermin WebGIS-portalen.

Selvom de lithostratigrafiske enheder kan betragtes som værende reservoirenheder er dette dog en tilsnigelse. Dette skyldes, at det reelt kun er de intervaller indenfor enhederne, som domineres af sandsten, der udgør potentielle reservoirer. Det er dog praktisk at tage udgangspunkt i de lithostratigrafiske enheder, da det i store træk er muligt at kortlægge enhedernes geografiske udbredelse i undergrunden på baggrund af seismiske data og boredata. Undtagelsen er Flyvbjerg Formationen og Nedre Kretassisk enhed, som begge er for tynde til, at de kan kortlægges regionalt på baggrund af eksisterende seismiske data.



Figur 3: Lithostratigrafisk inddeling af den del af den danske undergrund, der fokuseres på i Geotermi WebGIS-portalen. Inddelingen til venstre dækker den danske del af det Nordtyske Bassin, henover Ringkøbing-Fyn Højderyggen (RFH) til det Danske Bassin og længst mod nord Sorgenfrei-Tornquist Zonen (STZ) og Skagerrak-Kattegat Platformen (SKP). Til højre ses inddelingen af den sjællandske undergrund fra vest mod øst inden for det samme tidsinterval. Til venstre i skemaet er angivet hvilke geologiske tidsperioder de lithostratigrafiske enheder tilhører samt deres omtrentlige aldre i millioner år (enhedernes tykkelser afspejles således ikke af skemaet). Den tidsmæssige udstrækning af Nedre Jurassisk enhed og Fjerritslev Formationen i Østsjælland er under revision. Anvendte forkortelser, der ikke fremgår ovenover: N. J. e.: Nedre Jurassisk enhed; T. i.: Tidsækvivalent interval til Bunter Sandsten Formationen i Skagerrak Formationen.

Det geotermiske potentialekort

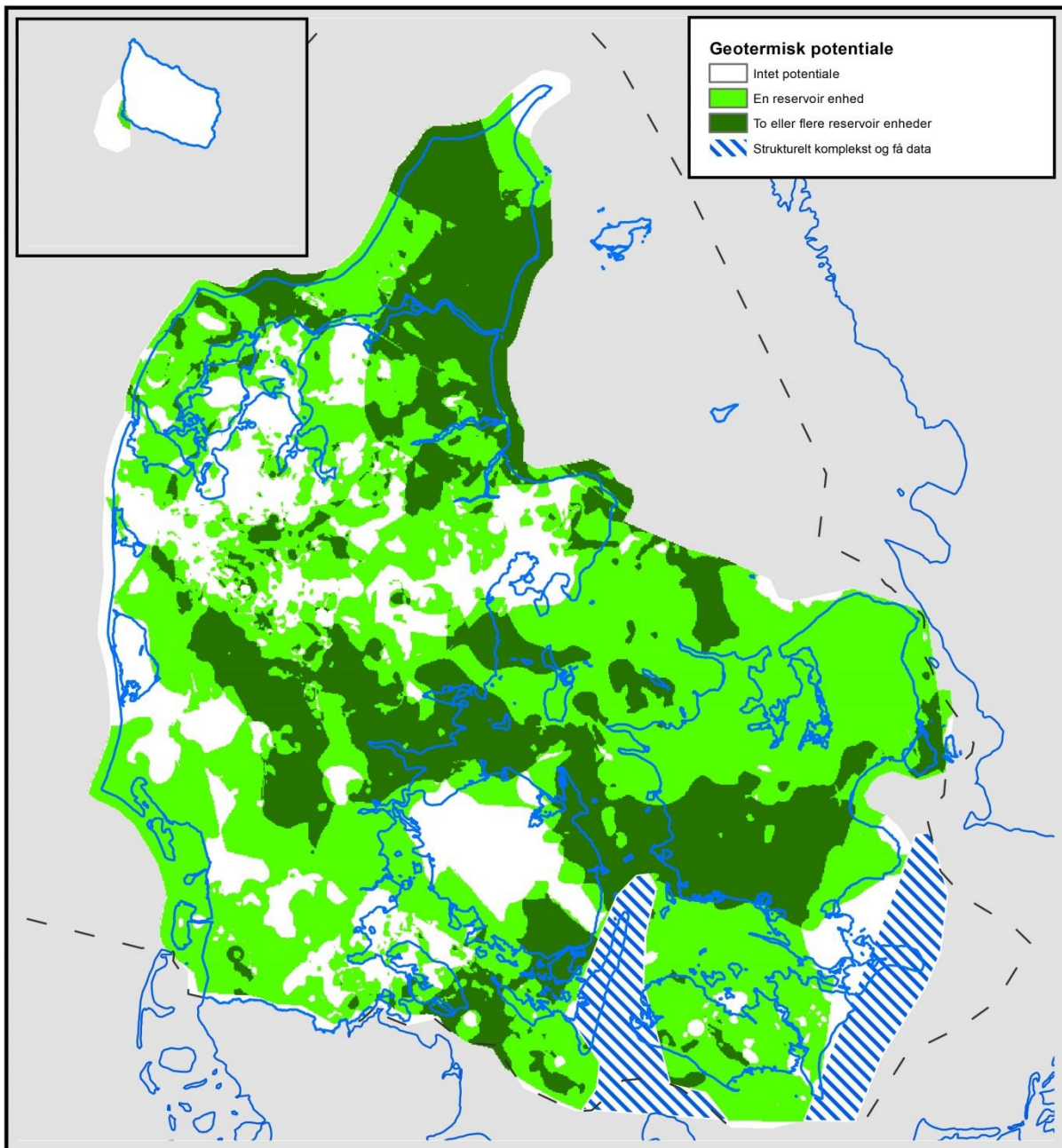
Det geotermiske potentialekort i Figur 4 viser i hvilke dele af landet, én eller flere af de lithostratigrafiske enheder, der kan kortlægges seismisk, vurderes til at være til stede indenfor dybdeintervallet for dyb geotermi (800–3000 meter), og hvor deres reservoiregenskaber samtidig vurderes til at være rimelige. Enhedernes reservoiregenskaber er i udgangspunktet vurderet til at være rimelige, når:

- Enhederne indeholder mere end 15 meter potentielt reservoirsand, og
- Reservoir-transmissiviteten er større end 10 Darcy-meter

(Ovenstående reservoirparametre omtales nærmere i senere afsnit)

Kortet giver således et overblik over hvor i landet et dybt geotermisk potentiale i udgangspunktet kan være til stede i undergrunden. Det skal understreges, at kortet kun er vejledende, da de geologiske data, som ligger til grund for kortet, kun giver et grovkornet billede af undergrunden. Dette skyldes, at datatætheden og kvaliteten af de eksisterende geologiske data er meget varierende på landsplan, og at der kan knytte sig forholdsvis store usikkerheder til de geologiske data, som det fremgår af de følgende kapitler.

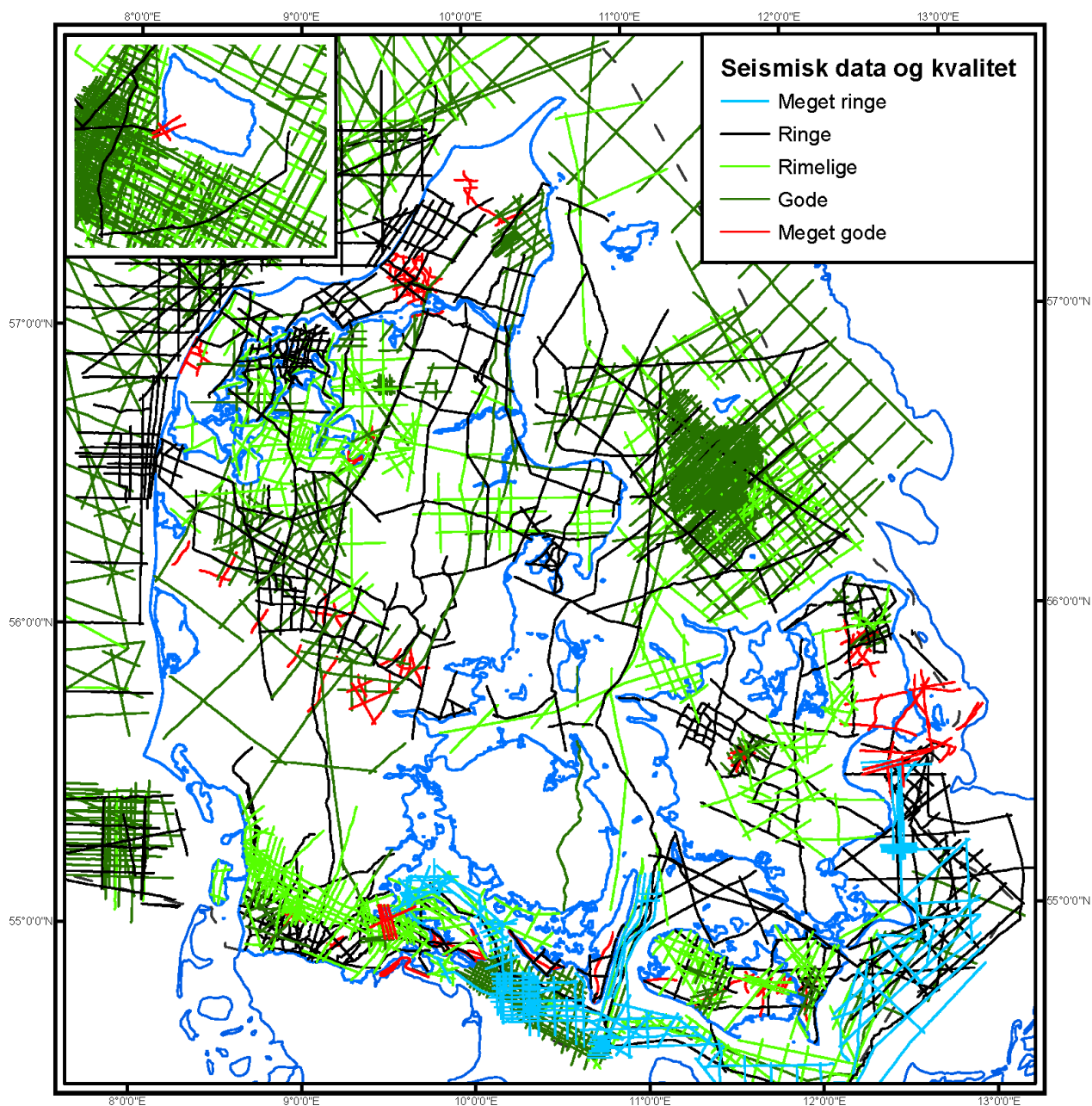
Der er også udarbejdet et geotermisk potentialekort for hvert af de reservoirtemaer, der behandles i Geotermi WebGIS-portalen; det er disse kort, som bidrager til det samlede potentialekort i Figur 4. Kortene finder du i WebGIS-portalen under de enkelte reservoirtemaer. Undtagelsen er dog Flyvbjerg Formationen og Nedre Kretassisk enhed, hvis udbredelse og tykkelse det ikke har været muligt at kortlægge regionalt på baggrund af eksisterende seismiske data. Som følge heraf har det heller ikke været muligt at sprede boringsdata om enhederne ud som fladedækkende kort ved hjælp af seismiske data og på baggrund heraf at lave et kort over det geotermiske potentiale. Flyvbjerg Formationen og Nedre Kretassisk enhed indgår derfor heller ikke i det sammenfattende geotermiske potentialekort i Figur 4.



Figur 4. Geotermisk potentialekort, der viser hvor der forekommer lithostratigrafiske enheder i den geotermiske dybdezone (800–3000 meter), og hvor deres reservoir egenskaber i udgangspunktet vurderes til at være rimelige. I de lysegrønne områder forventes en sådan enhed at være til stede, og i de mørkegrønne områder er der sandsynligvis to eller flere enheder, som opfylder betingelserne. I de hvide områder er vurderingen, at der ikke er et geotermisk potentiale, og endelig er der områder, hvor data er for få og undergrunden for strukturel kompleks til, at det geotermiske potentiale kan kortlægges regionalt (blåskraverede områder). I kortet indgår ikke Flyvbjerg Formationen og Nedre Kretassisk enhed, da det ikke har været muligt at udarbejde geotermiske potentialekort for disse på baggrund af seismiske data.

Baggrundsviden om geologiske data

De væsentligste geologiske data, der giver information om Danmarks dybe undergrund, udgøres af data fra dybe borer og seismiske data (Figur 5). Størstedelen af disse data er indsamlet over en årrække i forbindelse med olie-gas efterforskningsaktiviteter og på land i mindre omfang også i forbindelse med undersøgelser af mulighederne for at udnytte undergrunden til deponering af gas og til geotermisk indvinding. Boringerne giver et detaljeret billede af geologien i et lille område omkring borehullet (i en omkreds på 30–50 cm), mens seismiske undersøgelser giver et billede af undergrundens geologi i et stort område, men med langt mindre nøjagtighed end boredataene. Boringer bidrager med information om reservoirets dybde, kvalitet (f.eks. lagdeling, heterogenitet, porøsitet og permeabilitet), reservoirets temperatur, samt geokemien af porevæsken (primært saltindholdet). Seismiske data bidrager til at vurdere den strukturelle og interne opbygning af undergrunden herunder de geotermiske reservoirs udbredelse, tykkelse og dybdeforhold, samt om reservoiret er opbrudt af forkastninger. Kendskabet til den danske undergrund er opnået ved at kombinere information fra de seismiske data og borerne og på den baggrund udarbejde geologiske oversigter og modeller over undergrunden. Geologiske modeller kan blandt andet anvendes til at vurdere undergrundens beskaffenhed i områder, hvor data er mangelfulde. Dybden til de geologiske lag i undergrunden angives ofte på forskellig vis afhængig af formål og tradition (se Boks 1). På dybdekortene i Geotermi WebGIS-portalen angives dybderne som meter under havniveau (m.u.h.).

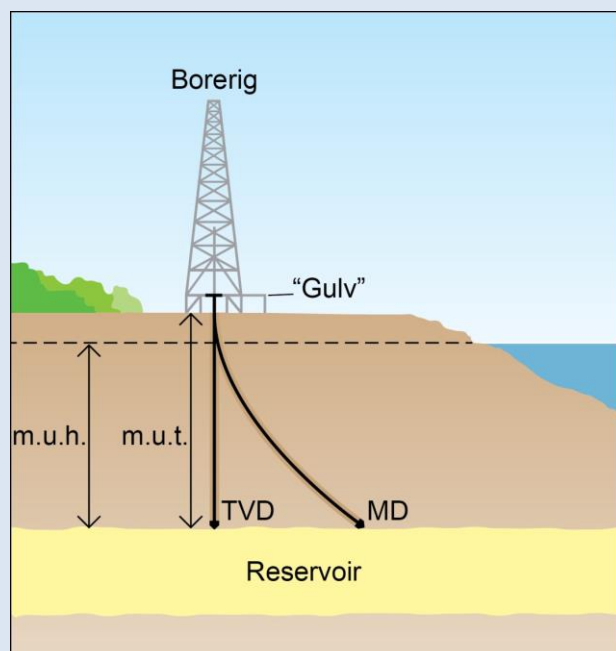


Figur 5: Datadækning og kvalitet af seismiske data. Kvaliteten er markeret med farver og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge lithostratigrafiske enheder i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet.

Boks 1: Lidt om dybdeangivelser

Dybderne ned til undergrundens lag angives ofte på forskellig vis afhængig af formål og tradition. Dette er på simpel vis illustreret i nedenstående figur, hvor der fra en borerig, placeret på land, er boret ned til toppen af et reservoir i undergrunden. Der er ikke boret lodret, hvorfor boringen betegnes som værende afbøjet. I olieindustrien angiver man ofte dybden til et givet punkt i borehullet som afstanden fra et referencepunkt på boreriggen til punktet i borehullet. Dybden angives da som den "målte dybde" (på engelsk "measured depth" der forkortes "MD"). Referencepunktet på boreriggen svarer som regel mere eller mindre til boreplatformens gulv, som befinder sig nogle meter over terræn. Ofte angives også den "vertikale dybde" fra referencepunktet til det givne punkt i borehullet (på engelsk "true vertical depth" der forkortes TVD). Hvis boringen er afbøjet, vil den målte dybde (MD) altid være større end den vertikale dybde (TVD), ned til det punkt, der måles til (eksempelvis til toppen af reservoiret i figuren). Hvis terrænoverfladen eller det gennemsnitlige havniveau vælges som referencepunkt, angives den vertikale dybde til det givne punkt i undergrunden som henholdsvis meter under terræn (m.u.t.) og meter under havniveau (m.u.h.).

I den seismiske kortlægning er alle de seismiske data traditionen tro læst ind som meter under havniveau i det program (Petrel), hvori de seismiske data er tolket. De seismiske dybdekort viser således antallet af meter under havniveau til den kortlagte seismiske flade. For at gøre dybderne sammenlignelige opgives dybderne i boreriggen ligeledes som meter under havniveau på de seismiske dybdekort, der vises i Geotermi WebGIS-portalen. I en mere specifik vurdering af det geotermiske potentiale for en given lokalitet kan det dog også være relevant at kende dybden ned til det geotermiske reservoir som dybden under terræn, da dette naturligvis giver et mere præcist bud på, hvor dybt der skal bores for at nå det geotermiske reservoir. Da temperaturen stiger med dybden fra jordens overflade vil en inddragelse af terrænkoten i beregningen af vandets temperatur i undergrunden endvidere resultere i en smule højere værdier, end når der, som der er gjort i WebGIS-portalen, tages udgangspunkt i havniveau.



Undergrundens strukturelle opbygning

Danmarks undergrund består overvejende af sedimenter, som er aflejret indenfor de sidste 600 mill. år af jordens historie. Undergrunden er opbygget af adskillige strukturelle elementer. De vigtigste af disse i det danske land- og nærkystområde ses på Figur 6 og omfatter:

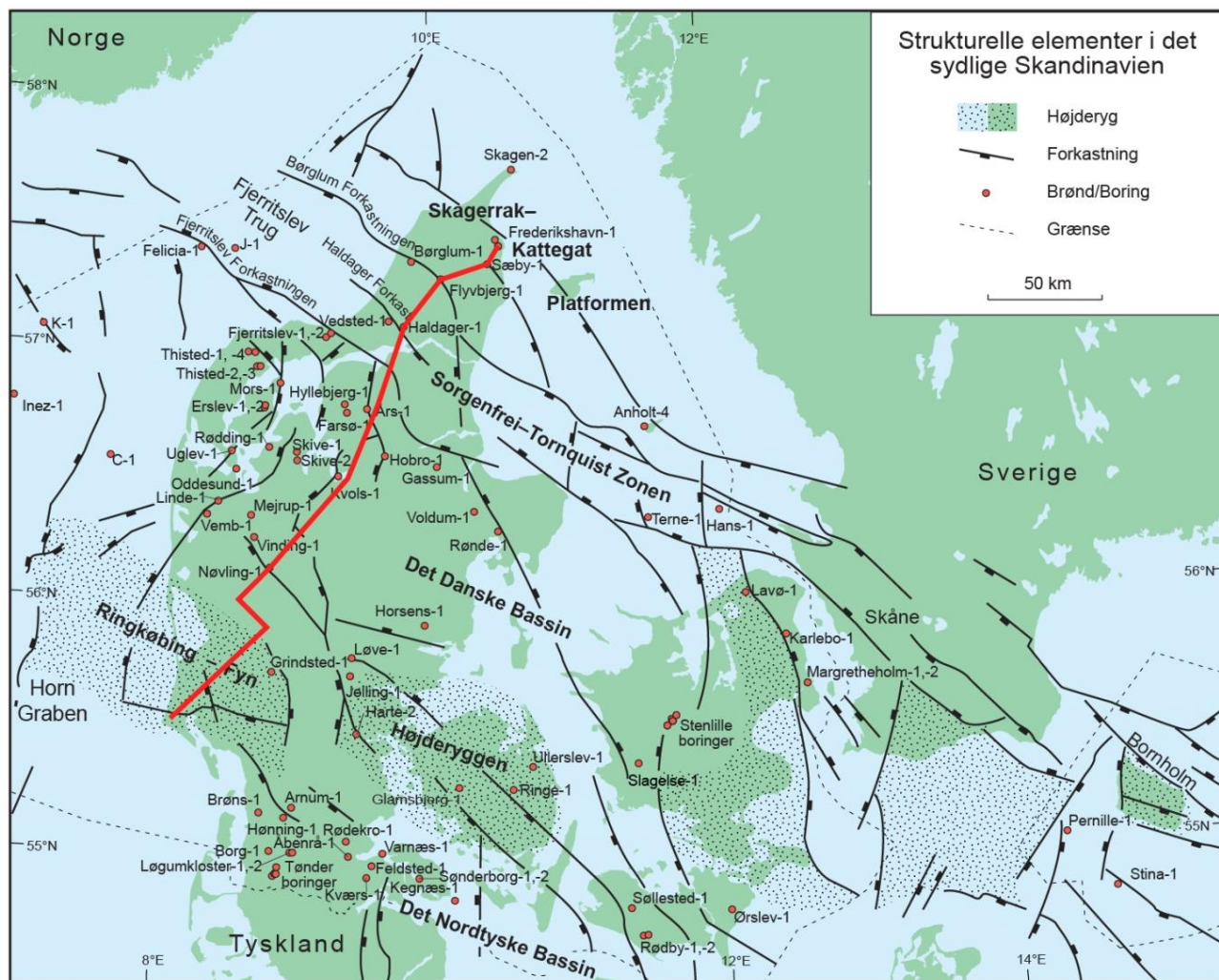
- Det Danske Bassin
- Det Nordtyske Bassin
- Sorgenfrei–Tornquist Zonen
- Ringkøbing–Fyn Højderyggen
- Skagerrak–Kattegat Platformen

Det Danske Bassin udgør den østligste del af det større Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Bassinet dækker hovedparten af det danske landområde og de indre farvande og er karakteriseret af en op til 9 km tyk sedimentær lagpakke, som mange steder er påvirket af NV–SØ gående forkastninger. Mod nordøst og øst afgrænses bassinet af den Fennoskandiske Randzone, som består af Sorgenfrei–Tornquist Zonen og Skagerrak–Kattegat Platformen. Sorgenfrei–Tornquist Zonen er en nordvest–sydøst orienteret blokforkastet zone, der strækker sig fra Skagerrak over Nordjylland, gennem Kattegat, dele af Øresund og Skåne til Bornholm. Mod nord og nordøst hæver grundfjeldet sig i Skagerrak–Kattegat Platformen, som danner en overgang fra sediment-bassinet til grundfjeldet i Norge og Sverige. Mod syd afgrænses det Danske Bassin fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden, der stedvis gennemskæres af nord–syd orienterede riftstrukturer og mindre trug. Henover højderyggen er sedimenternes tykkelse reduceret til omkring 1 kilometer. Det Nordtyske Bassin er ligeledes dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Den danske del af det Nordtyske Bassin omfatter blandt andet Sønderjylland, dele af Smålandshavet og Lolland-Falster området, hvor den sedimentære lagpakke er op til 4 km tyk.

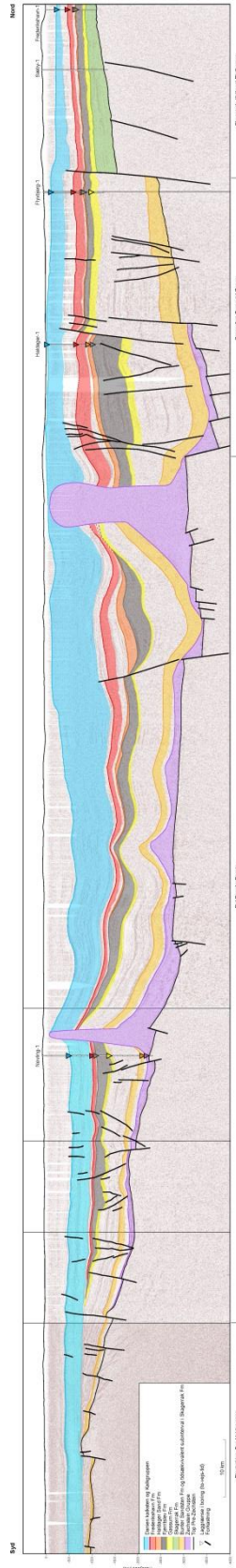
Sedimenterne i det Danske Basin, det Nordtyske Bassin og den Fennoskandiske Randzone består af vekslende aflejringer, der afspejler betydelige variationer i aflejringsmiljøet gennem de flere hundrede millioner år sedimenterne blev aflejret; efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional hævnning i Mellem Jura førte til en betydelig erosion af underliggende sedimenter, specielt op mod flankerne af og over det højtliggende grundfjeld i Ringkøbing–Fyn Højderyggen. Forkastningsbetinget indsynkning fortsatte dog i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, hvor der aflejredes sand og mudder. Regional indsynkning fandt atter sted i løbet af den sene del af Mellem Jura og fortsatte generelt indtil Sen Kridt – Palæogen tid, hvor indsynkningen blev afløst af opløft og erosion relateret til den Alpine deformation og åbningen af Nordatlanten. Aflejringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejringer fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sediment, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer af Zechstein salt blev plastisk deformeret

og nogle steder søgte opad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af saltdiapirer). Over saltstrukturene kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, hvorimod forøget indsykning nedenfor saltstrukturernes flanker (i randsænkerne) kan have ført til, at selvsamme lag er ekstra tykke i disse områder. Saltbevægelsen har endvidere mange steder været ledsaget af forkastningsaktivitet, og da tektonisk betinget forkastningsaktivitet også har fundet sted, er den strukturelle kontinuitet som følge heraf lille i dele af bassinerne.

Undergrundens strukturelle opbygning kan illustreres med geologiske profilsnit, der er konstruerede lodrette snit gennem undergrunden. Profilsnittene giver et indblik i undergrundens strukturelle opbygning, herunder hvor der forekommer forkastninger og saltstukturer i undergrunden samt fordelingen, udstrækningen og kontinuiteten af geologiske lagpakker. I Figur 7 ses et eksempel på et profilsnit, som viser undergrundens opbygning på stor skala gennem det midt- og nordjyske område. Profilsnittet er konstrueret på baggrund af sammensatte seismiske profiler, der vises som baggrund på snittet. Lagpakker, som kan indeholde geotermiske reservoirer, og som kan kortlægges seismisk, er fremhævet. Ligeledes er følgende lagserier fremhævet: Zechstein Gruppen, der indeholder tykke saltaflejringer, som stedvis har søgt opad og dannet saltdiapirer eller saltpuder; den lerstensdominerede Fjerritslev Formation samt Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer.



Figur 6: Kortet viser de væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusiv Det Danske Bassin, Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Skagerrak-Kattegat Platformen, Ringkøbing-Fyn Højderyggen og den nordligste del af Det Nordtyske Bassin. Den stiplede røde linje markerer placeringen af det geologiske profilsnit, som er vist i Figur 7.



Figur 7: Profilsnit gennem undergrunden i det midt- og nordjyske område gående fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen i syd til Skagerrak–Kattegat Platformen i nord. Profilsnittet er konstrueret på baggrund af sammensatte seismiske profiler, der vises som baggrund på snittet. Lagpakker, der udgør selvstændige kortemaer i Geotermi WebGIS-portalen, er fremhævet. Disse inkluderer de lagpakker, som kan indeholde geotermiske reservoirer, og som kan kortlægges seismisk. Bemærk at lagserien flere steder gennemskæres af forkastninger, og at bevægelse af salt fra Zechstein Gruppen nogle steder har løftet de overliggende lagpakker (på saltpuder) eller gennembrudt disse (af saltdiapirer). Dybde er på profilsnittene angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. På figuren fremgår endvidere de nominelle tidsdybder til lagpakkernes topflader i udvalgte borer (vist som farvede trekanter på borerne). Placeringen af det geologiske profilsnit er vist i Figur 6.

Reservoirdata

Som nævnt tidligere består et reservoir næsten aldrig udelukkende af sandsten, men i varierende grad også af silt- og lersten, som er karakteriseret ved at have en lav permeabilitet. Endvidere vil dele af sandstenene ofte have dårlige reservoirregenskaber, eksempelvis fordi ler er iblandet sandstenene eller sandstenene har været udsat for diagenese (se Boks 2).

I geotermisk sammenhæng er man interesseret i at bestemme den laterale og vertikale udstrækning af de geotermiske sandstensreservoirer med gode reservoirregenskaber, da reservoirkapacitet og -kvalitet er afgørende parametre i vurderingen af det geotermiske potentiale. Vurderingen af reservoirkvalitet beror i høj grad på data indsamlet i forbindelse med udførelsen af de dybe borer i undergrunden. I nogle borer er der udtaget borekerne (se Boks 3) af dele af de gennemborede reservoirer, hvilket muliggør en direkte beskrivelse og testning af fysisk reservuormateriale. Eksempelvis kan sandstenenes porøsitet og permeabilitet måles direkte på små kerneprøver (plugs) udtaget fra borekerner. Oftest må man dog ty til borehuls-målinger (petrofysiske logs), når andelen og tykkelsen af sandsten med gode reservoirregenskaber skal estimeres inden for et givet reservoir. Petrofysiske logs optages under selve boringen og/eller ved efterfølgende at sende forskellige målesonder ned i borehullet, som i dybden kontinuerligt måler sedimenternes gammastråling, densitet, elektriske modstand, ledningsevne, lydets hastighed mm. På baggrund af disse logdata, sammenholdt med eventuelle beskrivelser af kerner og borespåner (se Boks 3), fås indirekte information om de gennemborede sedimenters fysiske egenskaber, herunder deres lithologi og porøsitet. Dette kan dog ikke gøres for alle de dybe borer, da kvaliteten af de målte logs i nogle tilfælde er for ringe. I de ældre borer er der desuden kun optaget et begrænset antal logs, hvilket er specielt kritisk med hensyn til vurderingen af sandstenenes porøsitet. Figur 8 giver en oversigt over kvaliteten af de petrografiske logdata fra de dybe borer.

De petrofysiske logdata er anvendt til systematisk at estimere forskellige reservoirparametre for de lithostratigrafiske enheder, som indeholder geotermiske sandstensreservoirer. Følgende parametre er estimeret for at kvantificere andelen af sandstenslag med gode reservoirregenskaber (Potentielt reservoirsand) i de lithostratigrafiske enheder:

1. Tykkelse af den lithostratigrafiske enhed, der fokuseres på - i Geotermi WebGIS-portalen oftest betegnet "**Tykkelse af formation**".
2. **Tykkelse af Gross sand**, som er den akkumulerede tykkelse af alle sandstenslag i formationen.
3. **Tykkelse af Potentielt reservoirsand**, som er den akkumulerede tykkelse af de sandstenslag, som vurderes til at have gode reservoirregenskaber inden for formationen.
4. **Gross sand/formation**, givet ved at dividere meter Gross sand (punkt 2) med formationens tykkelse (punkt 1). Gross sand/formation er et udtryk for hvor stor en andel af en given formation, der består af sandsten.
5. **Potentielt reservoirsand/Gross sand**, givet ved at dividere meter Potentielt reservoirsand (punkt 3) med meter Gross sand (punkt 2). Potentielt reservoirsand/Gross sand er et udtryk for hvor stor en andel af en formations sandsten, der har gode reservoirregenskaber.

Ovenstående reservoirparametre er forsøgt illustreret i Figur 9. I næste afsnit kan du læse mere om, hvordan de enkelte parametre beregnes på baggrund af loganalyser og hvilke usikkerheder, der

knytter sig til dem. I afsnittet gøres der også rede for, hvordan kvaliteten af det Potentielle reservoirs sand vurderes; hvordan man tillægger det Potentielle reservoirs sand en gennemsnitsporøsitet, -permeabilitet og -transmissivitet.

Boks 2: Diagenese

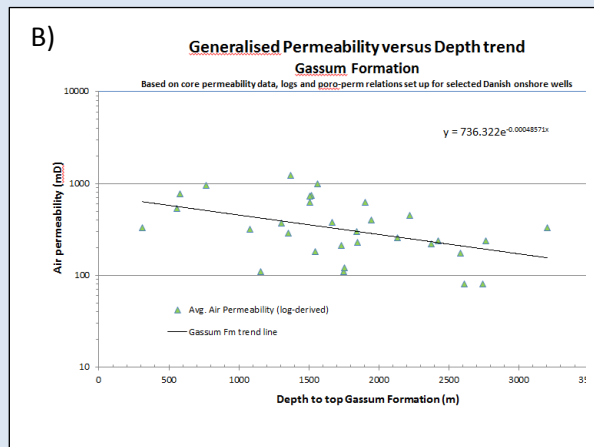
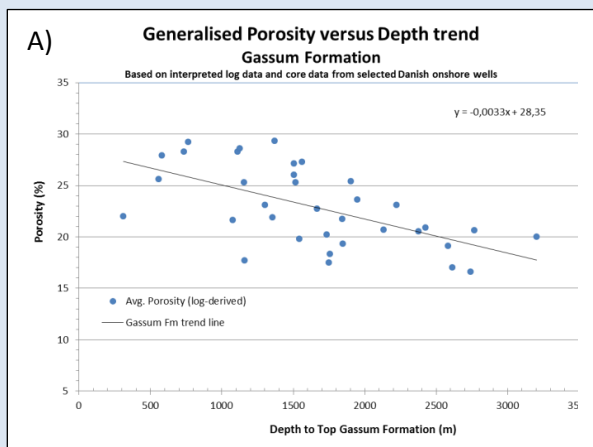


Kompaktion
Opløsning,
Cementering
Rekrystallisation mm.



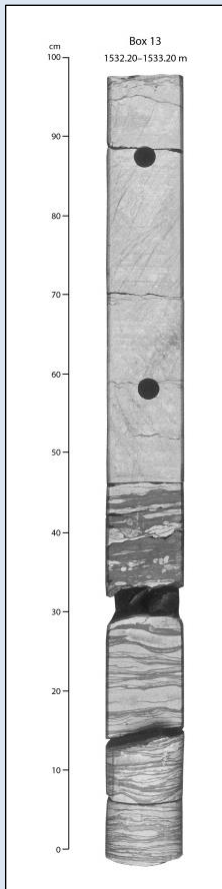
Diagenese indbefatter en række fysiske og kemiske processer, som finder sted efter at sedimentet er aflejret. Det kan blandt andet være kompaktion, opløsning, rekrystallisation og cementering forårsaget af, at sedimentet udsættes for stigende tryk og temperatur, efterhånden som det bliver begravet under de overliggende sedimenter. Processerne fører ofte til, at det løse sediment omdannes til en sammenhængende sedimentær bjergart (f.eks. fra løst sand til sandsten).

Diagenesen tiltager generelt med dybden, da den ledsagende stigning i tryk og temperatur generelt fremmer de diagenetiske processer. Sandstenenes porøsitet, og særligt deres permeabilitet, falder derfor alt andet lige med stigende dybde:



Porøsiteten (A) og permeabiliteten (B) versus dybden baseret på målinger af plugs fra kerner af sandsten udtaget i Gassum Formationen samt udledt fra petrofysiske logdata; hvert datapunkt repræsenterer gennemsnitsværdien for porøsitet hhv. permeabilitet for hver enkelt boring. På baggrund af målingerne er der udledt en relation mellem porøsiteten og dybden samt mellem permeabiliteten og dybden. Kurverne giver kun en indikation på variationen med dybden, da målingerne viser en stor spredning omkring kurverne. Bemærk at permeabilitetsaksen er logaritmisk.

Boks 3: Borekerner og borespåner

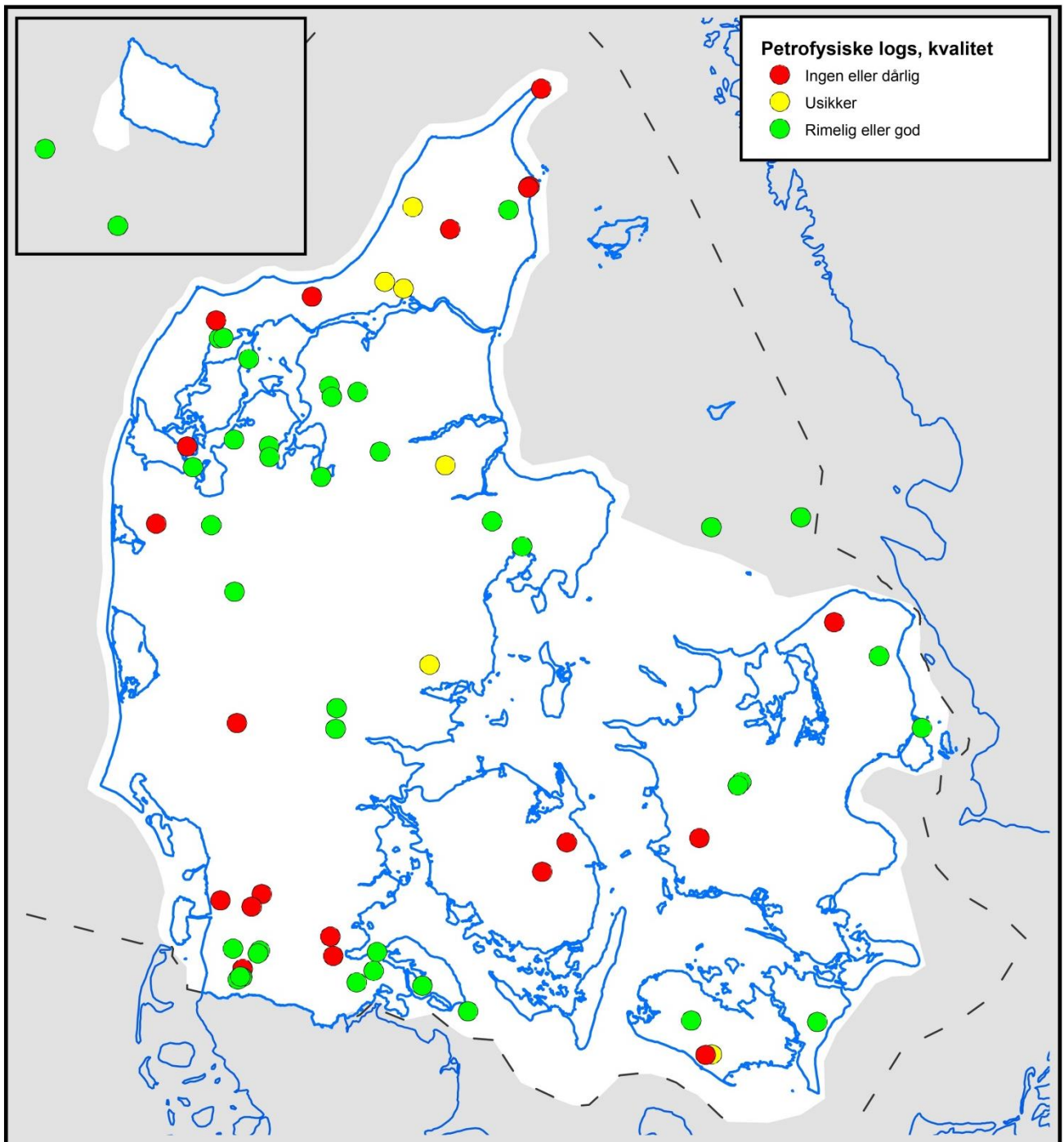


Under boringen er det muligt at udtage borekerner af de sedimenter, der gennembøres. Sådanne kerner er yderst nyttige til at opnå en mere detaljeret information om det potentielle sandstensreservoir. Kernerne kan således udgøre grundlaget for en række relevante laboratorieanalyser såsom direkte målinger af sandstenenes porøsitet og permeabilitet. Endvidere kan de give nyttige oplysninger om de sedimentære aflejringsmiljøer – et vigtigt input til opbygningen af en geologisk model. Det er imidlertid tids- og arbejdskrævende, og derfor også dyrt, at udtage borekerner. Derfor er omfanget af borekerner fra geotermiske reservoirer i undergrunden også begrænset.

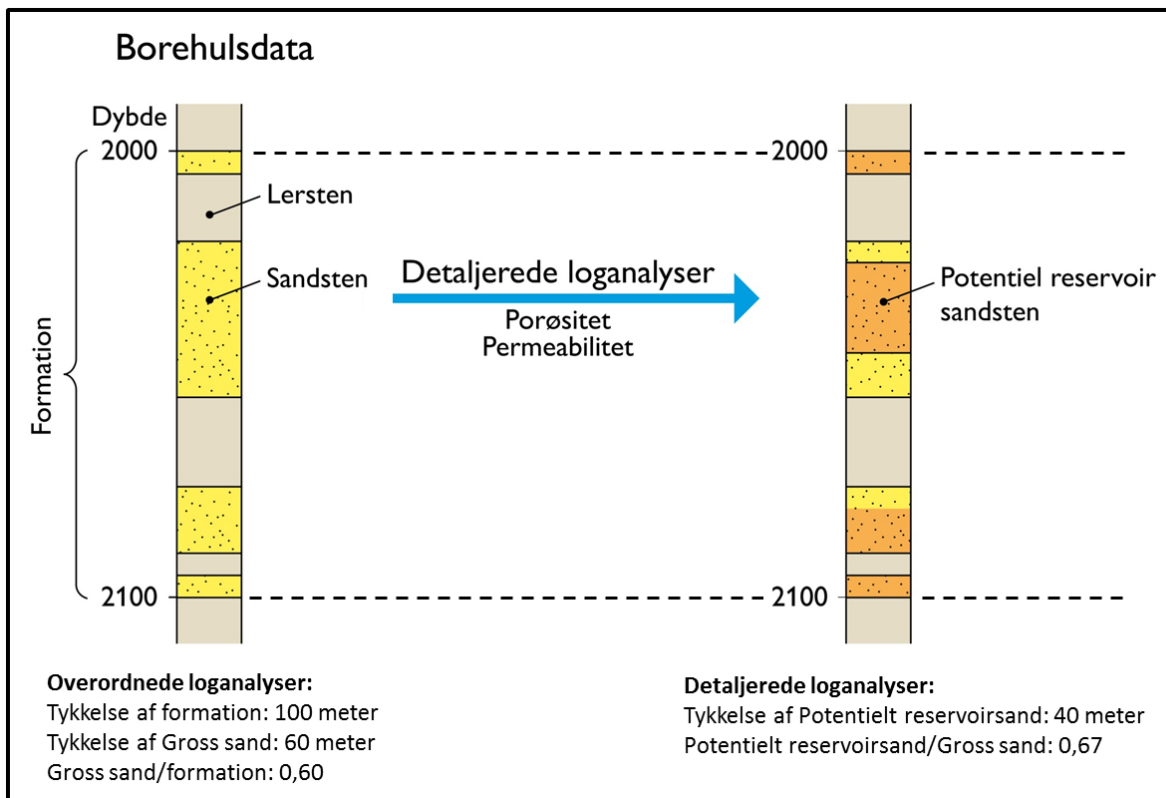
Den viste borekerne er 1 meter lang og skåret over på langs for bedre at kunne studere sedimentære strukturer. Den nedre halvdel af kernen består af vekslende tynde lag af sandsten og lersten, mens den øvre halvdel består af ren sandsten, hvorfra udtagelsen af plugs til porøsitet- og permeabilitetsmålinger har efterladt to runde huller. Kernen er fra Gassum Formationen i Stenlille-5 boringen. Fra Nielsen 2003.



Borespåner er små fragmenter af de gennemborede sedimenter, som løbende skylles op til jordoverfladen med det boremudder, der tilføres borestrengen under boringen. Borespånerne vaskes ud af boremuddet og giver geologerne de første oplysninger om hvilke geologiske lag, der bores i. Boremuddet bringer det løsnede materiale op til overfladen gennem det mellemrum som findes mellem borestrengen og væggen i borehullet. Boremuddets cirkulationstid bestemmes med jævne mellemrum under boringen og ud fra disse målinger, kan transporttiden og dermed den omtrentlige dybde for prøverne bestemmes. Det kan dog ikke undgås, at der under transporten op til overfladen sker en opblanding med andre sedimenter fra lagene højere oppe.



Figur 8: Kortet viser, hvor der er foretaget dybe borerer samt den overordnede kvalitet af de petrofysiske logdata fra borererne.



Figur 9. Konceptuel illustration af en boring, der går gennem en 100 meter tyk formation beliggende i 2000–2100 meters dybde. På baggrund af overordnede loganalyser, beskrivelser af borespåner og kerner er der blandt andet estimeret i hvilke dybdeintervaller formationen indeholder sandsten (Gross sand) og på baggrund af detaljerede loganalyser hvilke dele af sandstenene, der har gode reservoir egenskaber (Potentielt reservoirsand). Endvidere er de akkumulerede tykkelser af sandstenene angivet.

Beregning af reservoirparametre

I det følgende gøres der rede for, hvordan reservoirværdierne udledes på baggrund af loganalyser og målinger på små kerneprøver (plugs). Som nævnt tidligere er der i forbindelse med udførelsen af dybe boringer i Danmark indsamlet data fra en række forskellige typer petrofysiske logs, der afspejler forskellige egenskaber af de sediment, som er gennemboret (Tabel 1). Ved at analysere de enkelte typer logspor og deres sammenspil med hinanden, kan man uddrage nyttig information om de gennemborede sediment, herunder opnå viden om sedimenternes reservoir egenskaber.

Tabel 1: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore borer og tolkede logkurver.

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
Gamma-logs	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densitetslog
	GR_SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic log
Spontaneous potential-log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mV	Reskalaret SP-log
Sonic-logs	DT	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
	DTCO	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
Caliper-logs	CALI/CAL	Inch/tommer	Måler borehullets diameter
	CAL_NUC	Inch/tommer	Måler borehullets diameter sammen med neutron-log
Resistivitetslogs/ Modstandslogs	ILD	Ohm-m	Induktion log; dybt-læsende modstandslog
	ILM	Ohm-m	Induktion log; medium-læsende modstandslog
	LLS	Ohm-m	Laterolog; medium-læsende modstandslog
	LLD	Ohm-m	Laterolog; dybt-læsende modstandslog
	16ft	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	38in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	10in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	18F8	Ohm-m	Lateral modstandslog af ældre dato
	64in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
Neutron-log	NPHI	fraction	Måler den tilsyneladende porøsitet (neutron-loggen kan være forkortet "NEU")
Densitet-logs	RHOB	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
	RHOZ	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE
Log-beregnet <i>effektiv</i> porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolket log-kurve
Kernepermeabilitet	Kh_a	mD	Målt horisontal gas-permeabilitet (på plugs)
	CPERM_GEUS	mD	Målt gas-permeabilitet (på plugs; GEUS-data)
Kerneporøsitet	CPOR	%	Målt porøsitet (på plugs)
	CPOR_GEUS	%	Målt porøsitet (på plugs; GEUS-data)
Normaliset gamma-log	GRnorm	API	Beregnet/tolket logkurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket logkurve
Indikator for Potentielt reservoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er Potentielt reservoirsand (PRS)

Beregning af Gross sand

Gross sand (den totale sandtykkelse) er estimeret ud fra petrofysiske logdata fra de borer, som når ned i eller gennem de potentielle reservoirer. I log-tolkningen adskilles sand- og siltsten normalt fra lersten ved hjælp af gamma-loggen (GR), men hvis en sådan ikke forefindes, kan en SP (spontaneous potential)-log i stedet anvendes. Generelt repræsenterer høje GR og SP værdier ler, mens lave værdier

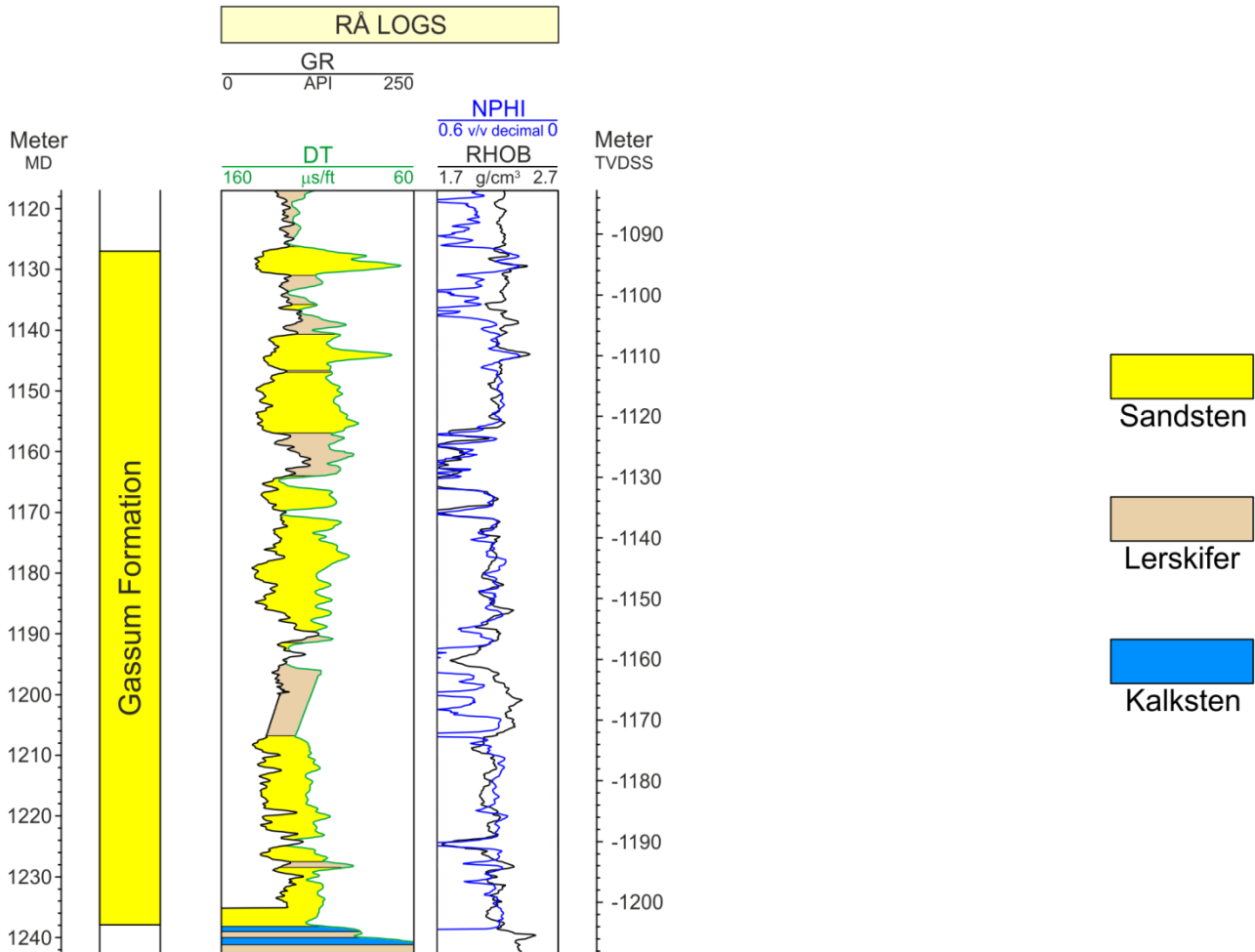
repræsenterer sand- eller siltsten (eller kalksten). Adskillelsen af sandsten fra siltsten er en yderligere udfordring, da gamma-loggen ikke kan skelne de to sedimenttyper fra hinanden, og kun sandsten udgør et potentielt reservoir. Adskillelsen baserer sig hovedsageligt på lithologiske beskrivelser af borespåner, kerner og sidevægskerner fra de borerapporter, der af selskaberne udarbejdes, når borerne er færdiggjort ("Completion reports"). Generelt er sandsten dog væsentligt hyppigere end siltsten, og det er sjældent kritisk for den overordnede reservoirkarakteristik at tolke siltsten som sandsten.

Gross sand svarer til den akkumulerede tykkelse af alle sandstenslagene i reservoiret. Sandstenene er i logtolkningen defineret ved, at de har et lerindhold (V_{shale}), der er mindre end 30 %. Lerindholdet estimeres ud fra GR- og SP-loggene, idet det antages, at mængden af ler er proportional med GR- eller SP-loggens respons fratrasket baggrundsstrålingen:

$$\text{Lervolumen } (V_{\text{shale}}) = \frac{GR - GR_{\text{clean}}}{GR_{\text{shale}} - GR_{\text{clean}}} \quad \text{eller} \quad \text{Lervolumen } (V_{\text{shale}}) = \frac{SP - SP_{\text{clean}}}{SP_{\text{shale}} - SP_{\text{clean}}}$$

hvor $GR_{\text{clean}}/SP_{\text{clean}}$ udgør basislinjen for ren (lerfri) sandsten, og $GR_{\text{shale}}/SP_{\text{shale}}$ er basislinjen for 100 % ler. Basislinjernes beliggenhed er kalibreret mod tilgængelige data om den gennemborede geologi såsom beskrivelser af borespåner og borekerner i de relevante dybdeintervaller. Basislinjerne er markeret i det viste eksempel i Figur 10, hvor en gamma-log er anvendt til at vurdere det viste reservoirs sandstensindhold (gul farve). I vurderingen af sandstensindholdet kan Neutron-loggen (NPHI) og densitets-loggen (RHOB) også inddrages, da de i kombination med hinanden ofte viser en karakteristisk separation, når der er sandsten til stede.

Thisted-3



Figur 10: Gamma-logsporet er anvendt til at estimere indholdet af sandsten i den gennemborede formation, der er ca. 110 meter tyk. Lithologi-kolonnen til venstre er afgrænset af en gamma-ray (GR)-log og en sonic (DT)-log. Sandsten i lithologisøjlen svarer til de dybdeintervaller, hvor indholdet af ler er mindre end 30 % (svarende til GR-værdier på under 70 API), mens intervaller med lersten svarer til de dybdeintervaller, hvor indholdet af ler er større end 30 % (svarende til GR-værdier på over 70 API). Endvidere ses logsporene for Neutron-loggen (NPHI) og densitetsloggen (RHOB). Gross sand svarer til den akkumulerede tykkelse af alle sandstenslagene, hvilket i dette eksempel er ca. 67 meter. Det kan dog være nødvendigt at bruge en anden værdi for baggrundsstrålingen for gammaloggen, hvis sandstenene indeholder andre radioaktive mineraler end ler.

Beregning af Potentielt reservoirsand og porøsitet

Potentielt reservoirsand er den del reservoirs totale sandstensindhold (Gross sand), som vurderes til at have gode reservoirregenskaber. I logtolkningen er sandstenene med gode reservoirregenskaber defineret ved, at deres indhold af ler (V_{shale}) er mindre end 30 % samtidig med, at deres porøsitet er

større end 15 %. Porøsiteten er udtryk for hvor meget porerum, der er mellem bjergartskornene. I det geotermiske reservoir er porerummene fyldt ud med varmt vand, og en høj porøsitet (helst over 15 %) bidrager derfor til et godt geotermisk potentiale.

Den effektive porøsitet (PHIE) svarer til det vand i bjergartens porerum, som ikke er lerbundet eller indgår i lerets mikroporer. Den effektive porøsitet beregnes på baggrund af en lerkorrigeret densitetslog (RHOB/RHOZ) og er givet ved:

$$PHIE = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) - (V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh}))}{(\rho_{ma} - \rho_{fl})}, \text{ hvor}$$

ρ_{ma} = Densitet af matrix

ρ_b = Bulk densitet (= densitetslog)

V_{sh} = Shale (ler)-volumen (beregnet)

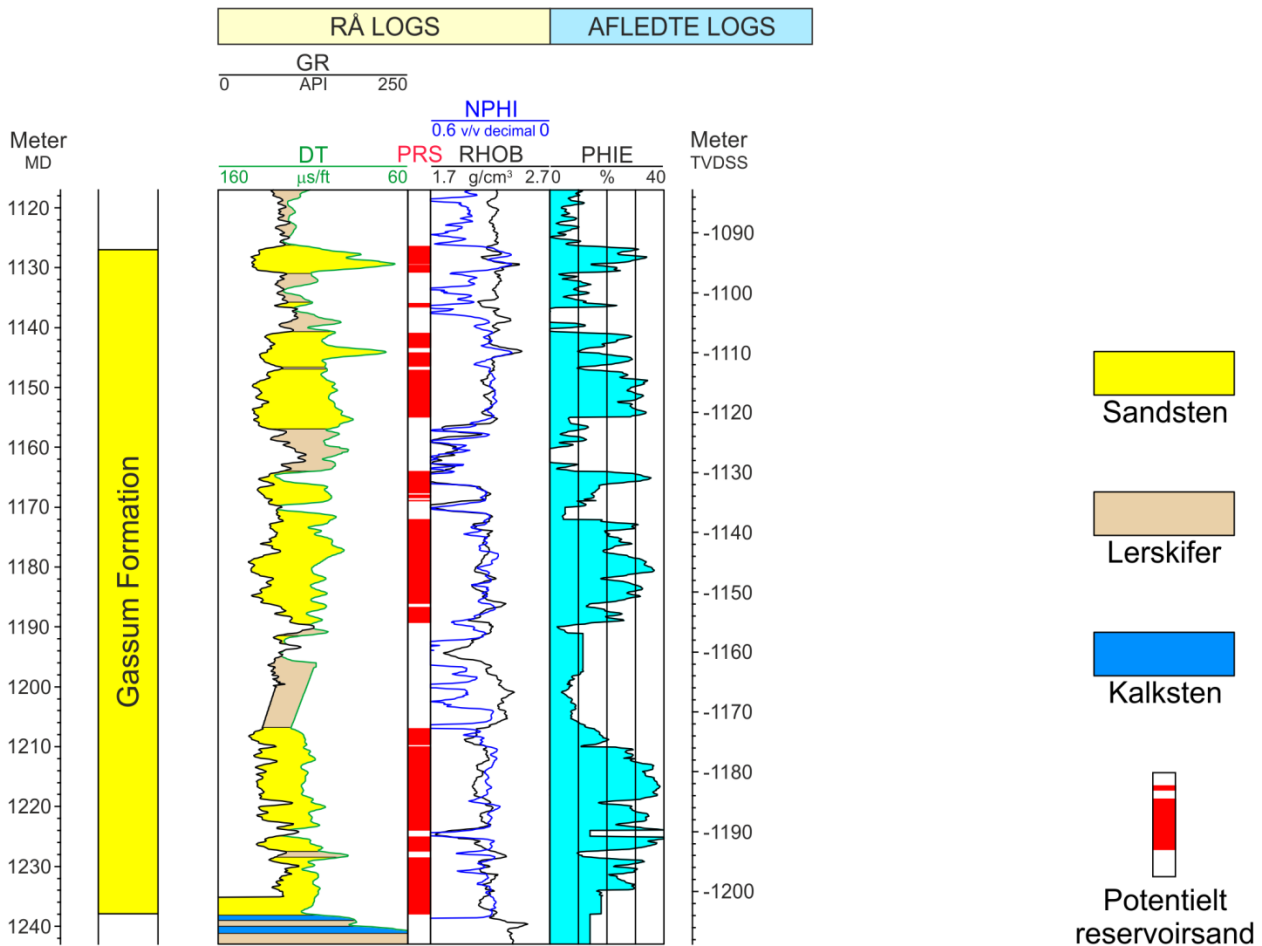
ρ_{sh} = Shale (ler)-densitet

ρ_{fl} = fluid (væske)-densitet

Hvis der ikke er optaget en densitetslog, kan den effektive porøsitet i visse tilfælde i stedet beregnes ud fra enten en sonic-, neutron- eller modstandslog. Usikkerheden på den effektive porøsitet bliver dog større, hvis beregningerne baserer sig på disse logs.

I Figur 11 er den petrofysiske log-tolkning, der dannede grundlag for beregningen af Gross sand i Figur 10, udbygget med en porøsitetskurve (kurven er fremhævet med blå udfyldningsfarve). Porøsitetskurven er estimeret på baggrund af densitetskurven (RHOB), efter at denne er korrigeret for ler. I de dybdeintervaller, hvor der forekommer sandsten (angivet i lithologisøjlen til venstre), og porøsiteten samtidig er større end 15 %, vurderes sandstenene til at have gode reservoirregenskaber. Disse dybdeintervaller er ved siden af lithologikolonnen markeret med rød udfyldning i en tynd, separat kolonne, der er benævnt PRS (Potentielt reservoirsand). På baggrund af den estimerede logkurve over porøsiteten kan de potentielle reservoirsandsten tilskrives en gennemsnitsporøsitet.

Thisted-3



Figur 11: Den viste petrofysiske log-tolkning bygger videre på tolkningen i Figur 10, hvor Gross sand blev beregnet. Der er tilføjet en porøsitetskurve (PHIE - fremhævet med blå udfyldningsfarve) baseret på densitetskurven (RHOB), efter at denne er korrigeret for ler. Ved siden af lithologisøjlen er der endvidere tilføjet en tynd kolonne, hvor der med rød udfyldning er markeret, hvor der forekommer Potentielt reservoirsand (svarende til de dybdeintervaller, hvor der forekommer sandsten og porøsiteten samtidig er større end 15 %). Formationen er ca. 110 meter tyk, mens de akkumulerede tykkelser af Gross sand og Potentielt reservoirsand er henholdsvis ca. 67 meter og 54 meter. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoirsandstenene er ud fra logtolkningen bestemt til 28,6 %.

Beregning af permeabilitet

Permeabiliteten er et udtryk for, hvor let bjergarten lader væske (i geotermisammenhæng oftest varmt salint vand) strømme igennem sig. Høje permeabilitetsværdier fremmer det geotermiske potentiale, da dette indebærer, at det er lettere at "trække" det varme vand ud af det geotermiske reservoir samt injicere det afkølede returvand tilbage til reservoiret. I udgangspunktet regnes permeabiliteter på 50–

500 mD som værende rimelige, mens værdier på over 500 mD vurderes positive (Mathiesen et al. 2013).

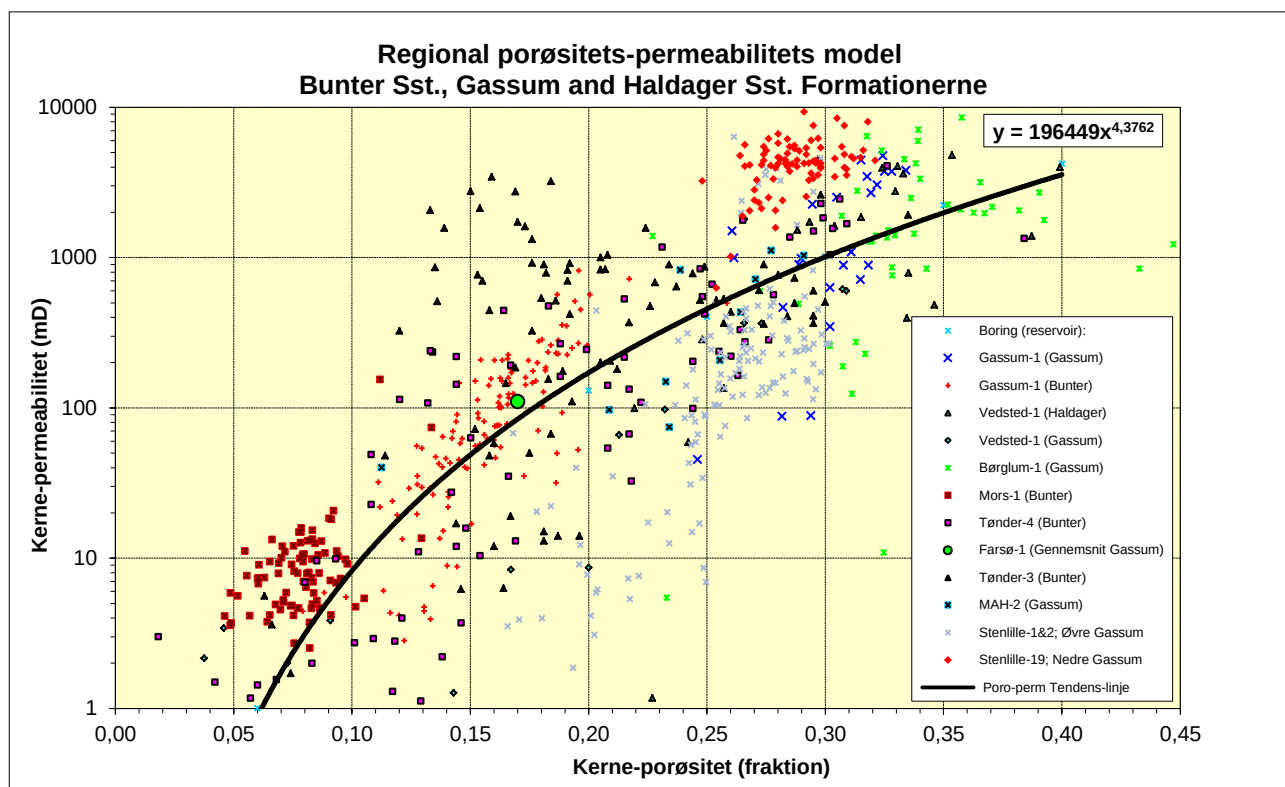
Det er ikke muligt direkte at måle permeabiliteten med en petrofysisk log. I stedet udledes permeabiliteten indirekte ved anvendelse af porøsitetologgen samt en udarbejdet relation mellem porøsiteten og permeabiliteten. Relationen baserer sig på målinger af porøsitet og permeabilitet på små kerneprøver (plugs) af sandsten ved hjælp af gas (nitrogen eller helium) som vist i Figur 12. I det viste eksempel er relationen givet ved:

$$\text{Permeabilitet [mD]} = 196449 * (\text{porøsitet i fraktion})^{4.3762}$$

Der er tale om en regional relation, da den baserer sig på kernemateriale fra borer i hele landet og fra flere forskellige reservoirer. I et videre forløb, hvor der skal foretages en detaljeret screening af det geotermiske potentiale på en bestemt lokalitet, kan det være relevant at raffinere relationen ved kun at medtage målinger fra sandsten, der antages at være repræsentative for lokaliteten, eksempelvis med hensyn til formation, kornstørrelse, begravellesdybde og aflejringsmiljø.

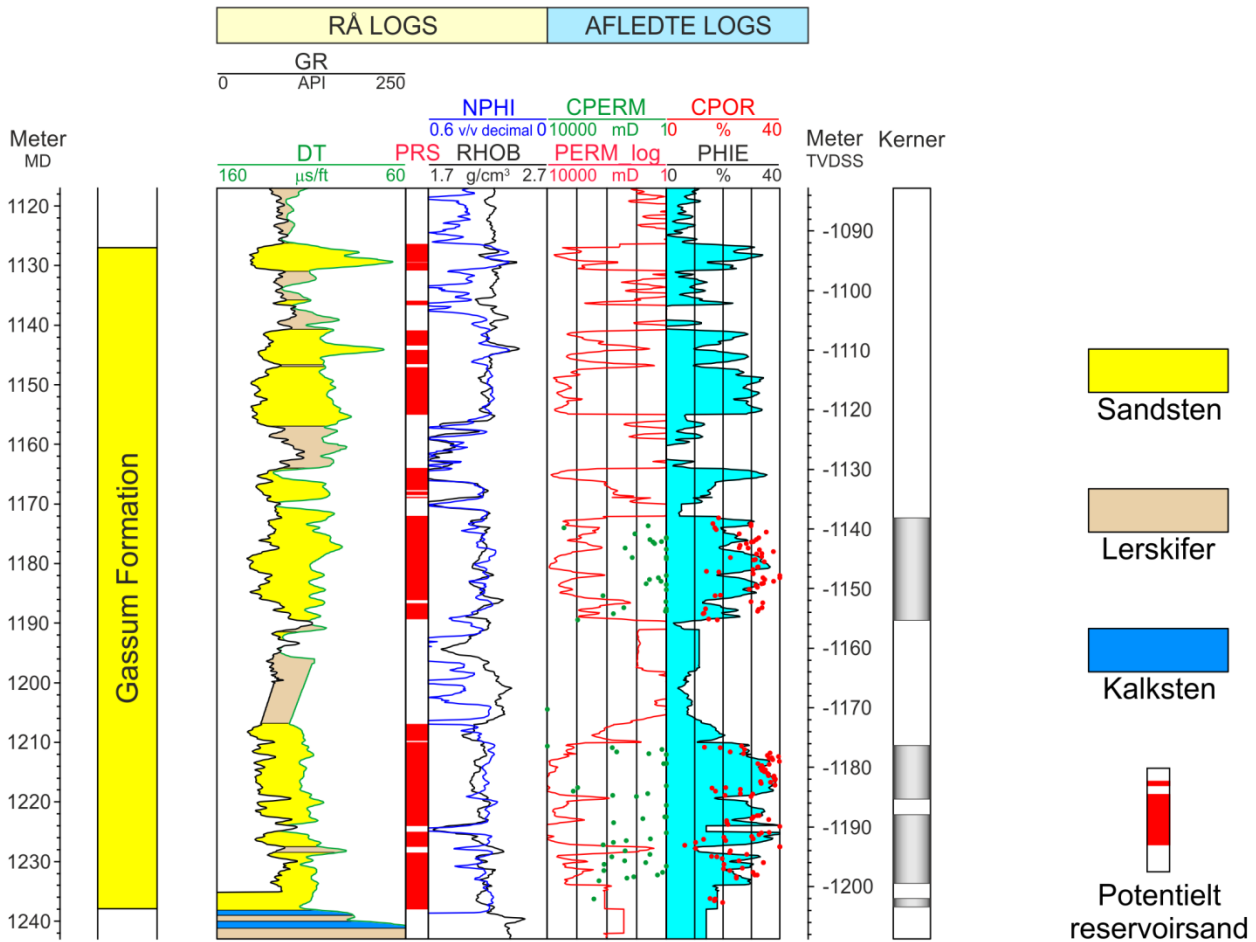
Ved at sammenholde relationen mellem porøsiteten og permeabiliteten med logkurven over porøsiteten kan der konstrueres et logspor over permeabiliteten (Figur 13). Dette gøres ved at beregne permeabiliteten for hver log-læsning af porøsiteten, dvs. at log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). På baggrund af det konstruerede logspor over permeabiliteten tilskrives de potentielle reservoirsandsten i reservoiret efterfølgende en gennemsnitlig gas-permeabilitet.

Den gennemsnitlige gas-permeabilitet er ikke et direkte udtryk for, hvor effektivt det varme vand i undergrunden strømmer i reservoirsandstenene. Dette skyldes, at gas har en anden viskositet end vandet i undergrunden, og at gasmålingerne er foretaget på små kernestykker. Den laboratoriebestemte gas-permeabilitet skal derfor omregnes til væske-permeabilitet og dernæst opskaleres til reservoirforhold. Der findes ikke en entydig måde at gøre dette på. I enkelte af de dybe brønde i Danmark er der foretaget brøndtest, hvor blandt andet det oppumpede vand volumen over tid måles i det gennemborede reservoir. På baggrund af brøndtest-resultaterne kan reservoirs gennemsnitlige væske-permeabilitet udledes og sammenlignes med den estimerede gas-permeabilitet for reservoir (Tabel 2). Baseret på sådanne sammenligninger, og ud fra litteraturstudier om emnet, er det GEUS' vurdering, at den gennemsnitlige gas-permeabilitet (baseret på laboratiormålinger og loganalyser) generelt skal ganges med en faktor på ca. 1,2–1,5 for at opnå en realistisk værdi for reservoirs gennemsnitlige væske-permeabilitet. Faktoren er dog behæftet med betydelig usikkerhed, blandt andet fordi den er udledt fra et begrænset antal brøndtest, og da omregningen af det oppumpede vandvolumen til væskepermeabilitet påvirkes af flere forhold. Der knytter sig således en del usikkerhed til beregningen af reservoirs permeabilitet, da der indgår flere led af beregninger, hvor der til hvert led knytter sig usikkerheder (herunder målingerne af porøsiteten og permeabiliteten i laboratoriet, den estimerede relation mellem porøsiteten og permeabiliteten, de konstruerede logkurver over porøsiteten og permeabiliteten, omregning fra gas- til væske-permeabilitet og endelig opskaleringen til reservoirforhold).



Figur 12: Måleværdier og spredning omkring en udledt relation mellem porøsitet og gas-permeabilitet, baseret på laboratoriemålinger af plugs fra udvalgte borekerner fra Bunter Sandsten, Gassum og Haldager Sand formationerne. Den viste tendenslinje viser den regionale GEUS-model, som er baseret på kernemateriale fra borer i hele landet og fra flere forskellige reservoirer.

Thisted-3



Figur 13: Permeabilitetsloggen (PERM_log) er udledt på baggrund af den estimerede porøsitetsskurve (PHIE) sammenholdt med en porøsitet-permeabilitet relation baseret på kernemålinger. Endvidere er der markeret i hvilke dybdeintervaller, der er udtaget kerner (markeret med grå lodrette bjælker til højre på figuren). På plugs fra kernerne er der foretaget porøsits- og permeabilitetsmålinger, hvis resultater kan sammenlignes med de log-estimerede værdier. Røde prikker markerer således resultaterne af porøsitsmålingerne, mens grønne prikker markerer resultaterne af permeabilitetsmålingerne på kernemateriale. Den viste log-tolkning bygger videre på tolkningen i Figur 10 og Figur 11, hvor henholdsvis Gross sand og Potentielt reservoirsand blev estimeret.

Tabel 2. Gennemsnitlige reservoir-permeabiliteter udledt på baggrund af henholdsvis petrofysiske log-analyser (og bagvedliggende målinger af porøsitet og permeabilitet på kerneplugs) og pumpetest.

Brønd	Reservoir	Gennemsnitlig reservoir-permeabilitet	
		Baseret på borehulsysiske logs	Baseret på pumpetest
Sønderborg-1/ Sønderborg-2*	Gassum Fm	3500 mD	3700 mD
Stenlille-1**	Gassum Fm	300 mD	200 mD
Thisted-2***	Gassum Fm	1600 mD	3700 mD

*Usikkert hvilken del af reservoiret der blev prøvepumpet. Der findes to separate reservoirlag; tallene udtrykker et gennemsnit for de to lag.

** Baseret på data fra den øverste del af Gassum Formationen (Zone 1)

*** Den høje værdi ved pumpetest skyldes formentlig tilstedeværelsen af et relativt tyndt sandstenslag med usædvanlig høj permeabilitet i området omkring Thisted-2 boringen. Dette højpermeable lag er påvist i Thisted-3 boringen, hvor lagets tilstedeværelse kan verificeres ud fra permeabilitetsmålinger på kerne-plugs. Thisted-2 er ikke kernet.

Beregning af reservoirets transmissivitet

Reservoirets transmissivitet er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne. Den beregnes ved at gange den estimerede reservoir-permeabilitet med tykkelsen af Potentielt reservoirsand og angives i enheden Darcy-meter. Mathisen et al. (2013) angiver, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirets gennemsnitlige gas-transmissivitet bør være større end 8 Darcy-meter. Efter GEUS' vurdering svarer dette til, at væske-transmissiviteten, som en tommelfingerregel, bør være større end 10 Darcy-meter.

Usikkerheder på reservoirdata

Det fremgår af ovenstående gennemgang, at der altid knytter sig en usikkerhed til de parameterværdier, der estimeres for et givent reservoir i en boring. Dels har kvaliteten af logsporene indflydelse på usikkerheden, men usikkerheden stiger endvidere jo flere led af beregninger (og antagelser), der ligger til grund for tildelingen af en given parameterværdi. Reservoirets væske-transmissivitet ligger sidst i "beregnings-fødekæden", og den største usikkerhed knytter sig derfor også, alt andet lige, til beregningen af denne.

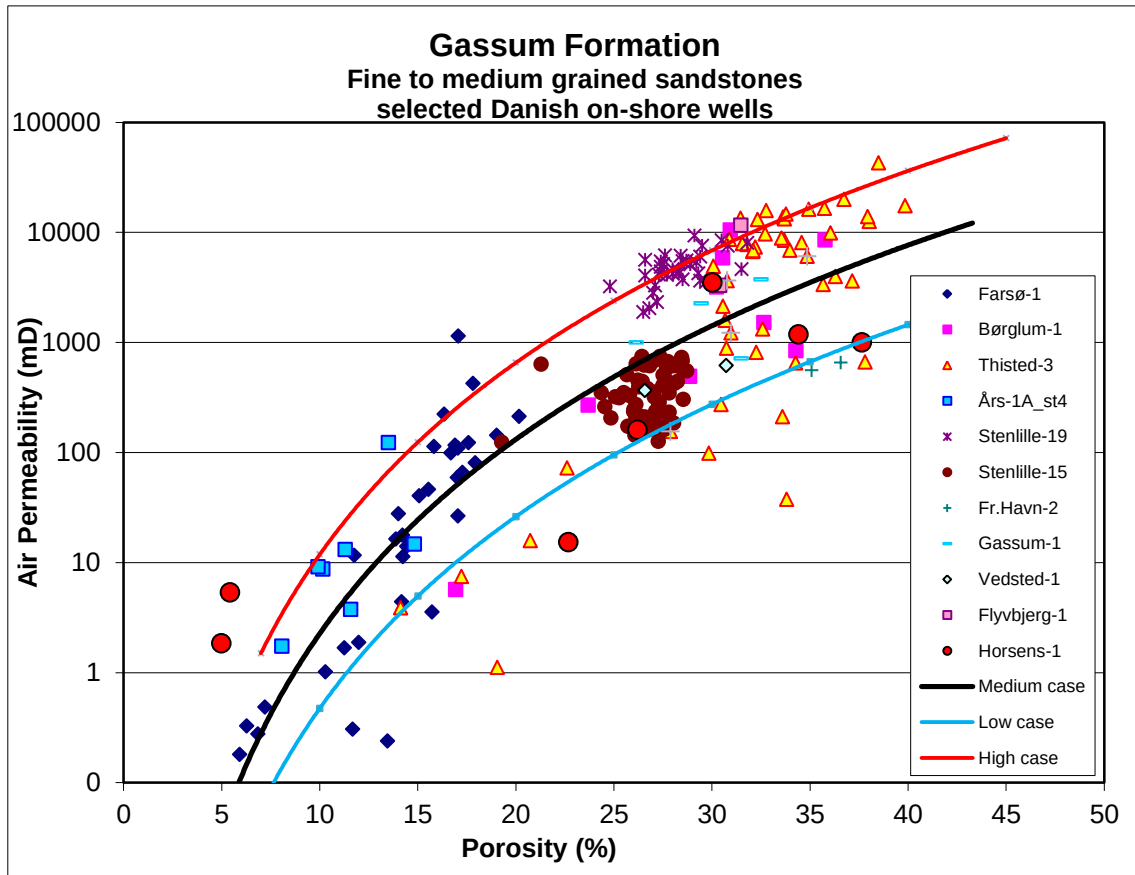
Det er vanskeligt at kvantificere usikkerheden på de estimerede reservoirdata. Et skøn af usikkerheden kan tage udgangspunkt i spredningen af målepunkter omkring den udledte porøsitet-permeabilitetsrelation, der baserer sig på målinger af kerneplugs (Figur 12). I det nedenstående eksempel, der baserer sig på kernemålinger af sandsten i Gassum Formationen, er 90 % af målingerne indeholdt indenfor båndet mellem en "Low case" og en "High case", fremkommet ved henholdsvis at dividere og gange den estimerede relation, "Medium case", med 5 (Figur 14). Man kan dog argumentere for, at det i vurderingen af usikkerheder er mest relevant at tage udgangspunkt i gennemsnitsbetragtninger og ikke i enkeltmålinger, da sidstnævnte kun repræsenterer stikprøver af reservoiret, hvoraf flere af målingerne kan være atypiske for reservoiret. Anvendes der i stedet gennemsnitlige porøsitets- og permeabilitetsværdier, beregnet på baggrund af komplette petrofysiske logs for hele reservoir-intervallet, som beskrevet tidligere, reduceres det sandsynlige udfaldsrum i porøsitets-permeabilitetsdiagrammet, idet atypiske værdier nedtones. På GEUS pågår et arbejde med

at udvikle en generel metodik for tildeling af usikkerheder til estimerede reservoirværdier, hvor ovennævnte betragtninger (samt betragtninger om usikkerhed knyttet til omregningen fra gas- til væske-permeabilitet og opskaleringen til reservoirforhold) inddrages, og alle relevante data indgår (brøndtest-, kerne- og logdata, oplysninger om kornstørrelse, aflejringsmiljø mm.).

I Geotermi WebGIS-portalen har GEUS foreløbig valgt at tilskrive Gassum Formationen usikkerhedsintervaller på de gennemsnitlige reservoir-permeabiliteter og -transmissiviteter svarende til at dividere/gange de log-estimerede værdier med 4. Hvis logdata er af ringe kvalitet, tilskrives de estimerede reservoirværdier dog en større usikkerhed (dividere/gange med faktor 5), hvorimod logs af meget god kvalitet samt forekomsten af supplerende data i form af kernemålinger og brøndtestdata resulterer i en mindre usikkerhed (dividere/gange med faktor 2,5–3). Kendskabet til de øvrige lithologiske enheder, der kan indeholde geotermiske sandstensreservoirer, er væsentlig mindre end for Gassum Formationen, og der findes endvidere ikke nok kerne- og logdata til at kunne konstruere et selvstændigt porøsitet-permeabilitetsplot for alle enhederne. De log-estimerede reservoirværdier for de øvrige gennemborede lithostratigrafiske enheder tilskrives derfor generelt et noget større usikkerhedsinterval end for Gassum Formationen; typisk den estimerede værdi divideret/ganget med 5.

I Geotermi WebGIS-portalen kan man for den enkelte boring se det usikkerhedsinterval, som de gennemsnitlige reservoirværdier vurderes at have for det reservoir, der fokuseres på. Flere af de beregnede reservoirparametre er indbyrdes afhængige, men de viste usikkerhedsintervaller knytter sig generelt til den enkelte parameter, og der er således ikke tale om akkumulerede usikkerheder. De estimerede reservoirværdier for boringerne, og tilhørende usikkerheder, er på basis af seismiske data og geologiske modeller forsøgt spredt ud som fladedækkende kort. Usikkerheden på de estimerede reservoirværdier stiger væk fra boringerne som en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid medfører en ekstra usikkerhed. Ud over afstanden til boringen vil usikkerhedens størrelse også afhænge af den generelle datatæthed og undergrundens geologiske kompleksitet.

Hvis reservoirværdier og usikkerheder skal vurderes for en konkret lokalitet, vil der i mange tilfælde kunne gives et mere præcist bud på reservoirværdierne og usikkerhederne på disse end ud fra de generaliserede landsdækkende kort i Geotermi WebGIS-portalen. I så tilfælde vil de nærmeste data indgå med højere vægt i analysen af lokaliteten, end hvis der udelukkende tages udgangspunkt i de landsdækkende kort.



Figur 14: Måleværdier og spredning omkring en udledt relation mellem porøsitet og gas-permeabilitet ("Medium case" - sort linje) baseret på laboratiemålinger af kerneplugs af Gassum Formationen fra en række borer. Et usikkerhedsbånd på relationen er vist i form af en "Low case" og en "High case", fremkommet ved henholdsvis at dividere og gange den estimerede relation med 5, hvorved 90 % af målingerne befinder sig indenfor usikkerhedsbåndet.

Seismiske data

Tilgængelige seismiske data kombineret med information om dybder og lithostratigrafi fra borer har formet basis for en seismisk kortlægning af undergrunden i det danske land- og nærkystområde. Den seismiske kortlægning bidrager til forståelse af udviklingen af de strukturelle elementer i undergrunden samt til at vurdere udbredelse, dybde, tykkelse, kontinuitet og den interne opbygning af undergrundens lag, herunder identificering af eventuelle forkastninger, der opsplitter de geotermiske reservoirer i mindre volumener (se Boks 4 for mere information om forkastninger).

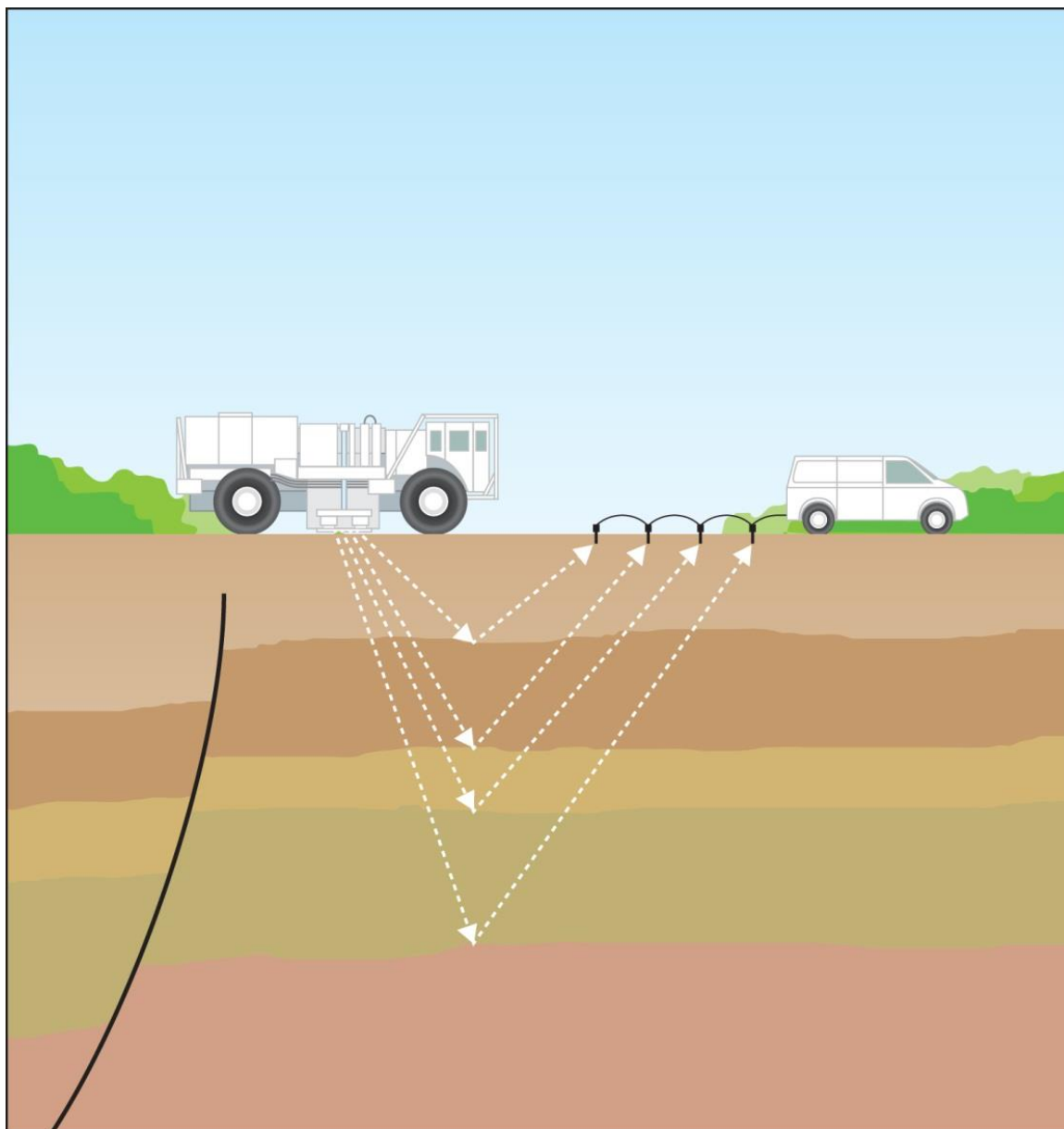
Seismiske undersøgelser og kortlægning

En seismisk undersøgelse udføres ved, at der sendes lydbølger fra en lydkilde ned i undergrunden. På land skabes lydbølgerne oftest ved hjælp af vibratoer, der er monteret på store specialværktøjer, der kaldes vibratorkøretøjer (Figur 15). Lydbølgerne bevæger sig med forskellige hastigheder i forskellige bjergarter, og når de møder overgangen mellem forskellige geologiske lag vil en del af lydbølgerne reflekteres til overfladen, hvor de registreres ved hjælp af små mikrofoner (geofoner), der er placeret på terrænoverfladen i op til flere kilometer lange rækker (Figur 16). En mindre del af lyden vil gå

gennem lagfladen og fortsætte længere ned. Det samme vil gentage sig ved næste laggrænse og de følgende dybereliggende lag, indtil lydsignalet er opbrugt eller ikke længere kan registreres af geofonerne på overfladen. Ved at måle tidsforskellen mellem det tidspunkt lyden udsendes, og ekkoerne (refleksionerne) fra lagene i undergrunden når tilbage til terrænoverfladen, får man et indtryk af, hvor langt der er ned til laggrænserne, og hvor lagserien er forskubbet på grund af forkastninger. Dette klares ved hjælp af avanceret elektronik og kraftige computere, der omsætter de registrerede lydbølger til et seismisk profil, som giver et indirekte billede af de geologiske lag i undergrunden (Figur i Boks 4). Dybderne til lagfladerne er givet i millisekunder, som ikke umiddelbart lader sig omsætte til hvor mange meter, der er ned til lagfladerne. Dette skyldes, at lyden ikke bevæger sig med samme hastighed i alle bjergarter og tillige er afhængig af trykket i bjergarternes porevand. Baseret på oplysninger om den gennemborede geologi i borerer sammenholdt med laboratorieundersøgelser af borekerne-materiale kan dybderne givet i millisekunder dog omregnes til meter, og de seismiske profiler kan omsættes til geologi. På baggrund af de seismiske data er de overordnede strukturelle elementer og forkastningszoner i den danske undergrund kortlagt (Figur 6).



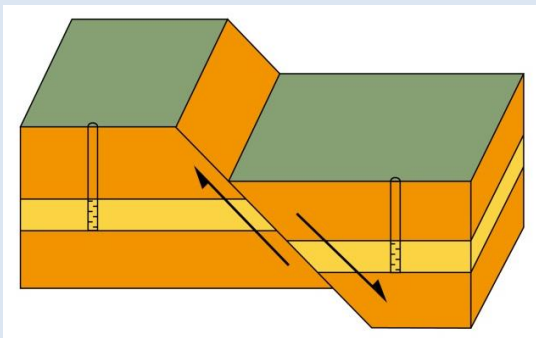
Figur 15: Vibratorkøretøjer i arbejde. Ved at bruge flere køretøjer, der anvender deres vibratorer synkront, forstærkes lydbølgerne til undergrunden. Herved opnås et bedre seismisk signal og dermed et mere detaljeret billede af undergrunden.



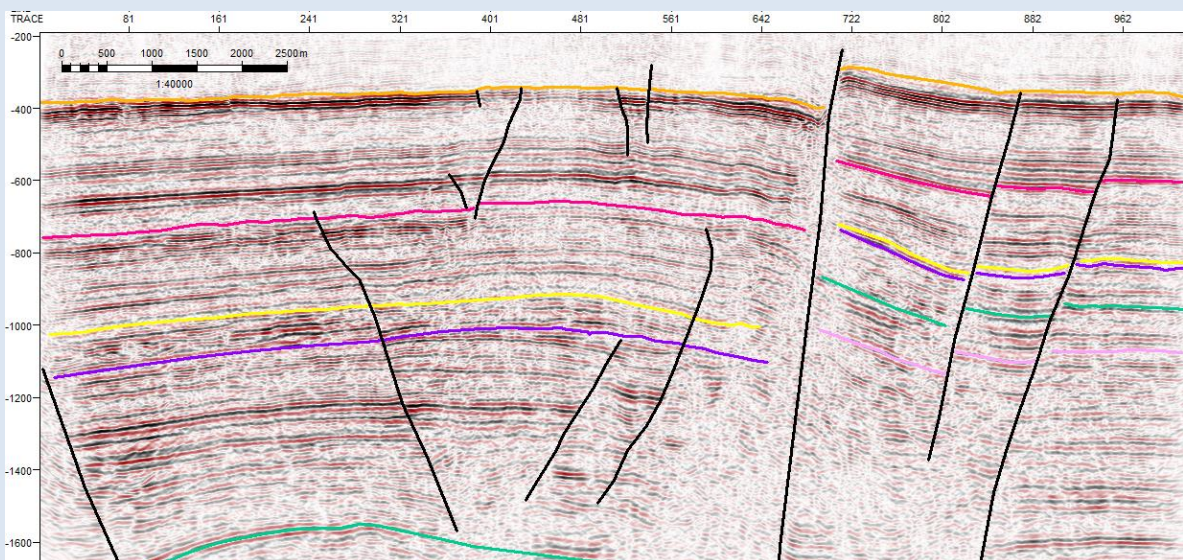
Figur 16: Figuren viser hvordan seismiske data i princippet indsamles. Vibratorkøretøjet til venstre sender et lydsignal ned i undergrunden ved hjælp af sine vibratorer. Dele af lydsignalet reflekteres tilbage til overfladen, hver gang det seismiske lydsignal møder en markant laggrænse på sin vej ned i undergrunden. De reflekterede lydsignaler registreres af geofoner på terrænoverfladen og indsamles, tolkes og omsættes til en første udgave af et seismisk profil i køretøjet til højre. Den markante forkastning, der ses til venstre i undergrunden, blev registreret da vibratorkøretøjet bevægede sig henover denne.

Boks 4: Forkastninger

En forkastning er en brudflade i jordskorpen, hvor oprindeligt sammenhængende lag er blevet forskudt i forhold til hinanden. Dette er sket som følge af, at spændinger i jordskorpen har oversteget bjergarternes sammenhængningskraft. Forkastninger i undergrunden er dannet i forskellige tidsrum og af forskellige årsager, og ofte kan den samme forkastning have været aktiv i flere perioder. Forkastninger i undergrunden kan således have forårsaget, at et oprindeligt sammenhængende geotermisk reservoir er opbrudt i mindre reservoirer, som illustreret på figuren. På lokal skala er dette vigtigt at forholde sig til, når størrelsen af et geotermisk reservoir skal vurderes, og når det skal sikres, at geotermianlæggets produktions- og injektionsbrønde er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.



Figuren viser, hvordan et tidligere sammenhængende sandstensreservoir (gul farve) er blevet opsplittet i to dele af en forkastning. Det er vigtigt, at geotermianlæggets produktionsbrønd og injektionsbrønd ikke placeres på hver sin side af forkastningen, som vist på figuren, da de ellers ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.



Eksempel på hvordan forkastninger (de næsten lodrette sorte streger) kan tage sig ud på et seismisk profil. Farvelagte seismiske horisonter svarer til formationsgrænser og er tydeligvis forskudt langs den største af forkastningerne. De enkelte formationer, og deres eventuelle interne sandstensreservoirer, er derfor sandsynligvis kun i meget begrænset omfang i hydraulisk kontakt på tværs af forkastningen. Dybdeskala er milisekunder.

Kortlagte seismiske horisonter

I relation til udarbejdelsen af Geotermin WebGIS-portalen er der udført en meget omfattende seismisk kortlægning, hvor de seismiske data og boredata, der gennem tiderne er indsamlet forskellige steder i landet, er blevet sammenholdt og tolket. Dette arbejde har ført til kortlægningen af følgende seismiske horisonter i den dybe undergrund i det danske land- og nærkystområde:

Nær Top kalk

Nær Bund kalk

Nær Top Frederikshavn Fm

Nær Top Børglum Fm

Nær Top Haldager Sand Fm

Nær Top Fjerritslev Fm

Nær Top Gassum Fm

Nær Top Skagerrak Fm

Nær Top Vinding Fm

Nær Top Oddesund Fm

Nær Top Tønder Fm

Nær Top Falster Fm

Nær Top Bunter Sandsten Fm

Nær Top Bunter Shale Fm

Nær Top Zechstein Grp.

Nær Top præ-Zechstein

”Nær” refererer til, at den seismiske horisont ikke nødvendigvis svarer helt præcist til den givne lagseries øvre eller nedre grænse, men at den kan ligge lidt over eller under denne.

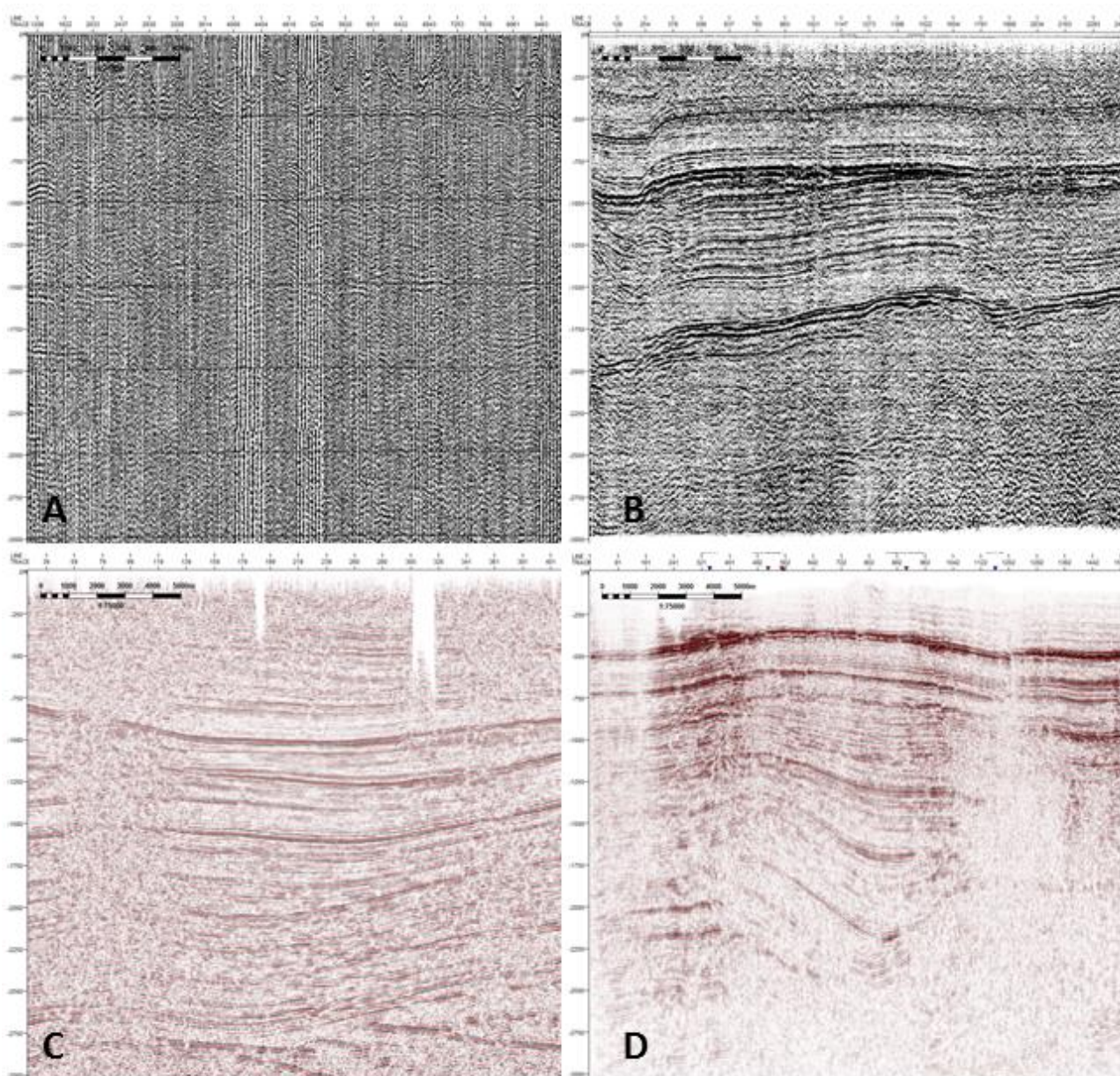
Datatæthed, kvalitet og usikkerheder

Figur 5 giver et overblik over den seismiske datatæthed på landsplan samt kvaliteten af de indsamlede seismiske data. Det fremgår af figuren, at både datatætheden samt kvaliteten af data varierer meget på landsplan, og følgelig er det også meget forskelligt i hvilken detaljegråd, det er muligt at kortlægge undergrunden fra område til område, og dermed også de lithostratigrafiske enheder, som indeholder geotermiske sandstensreservoirs. I figuren er kvaliteten af de seismiske linjer angivet med farver. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Seismiske linjer udført i perioden 1960–1970 er således generelt af meget ringe kvalitet og giver kun seismisk information om dybderelationer for de kraftigste reflektorer. Seismiske data

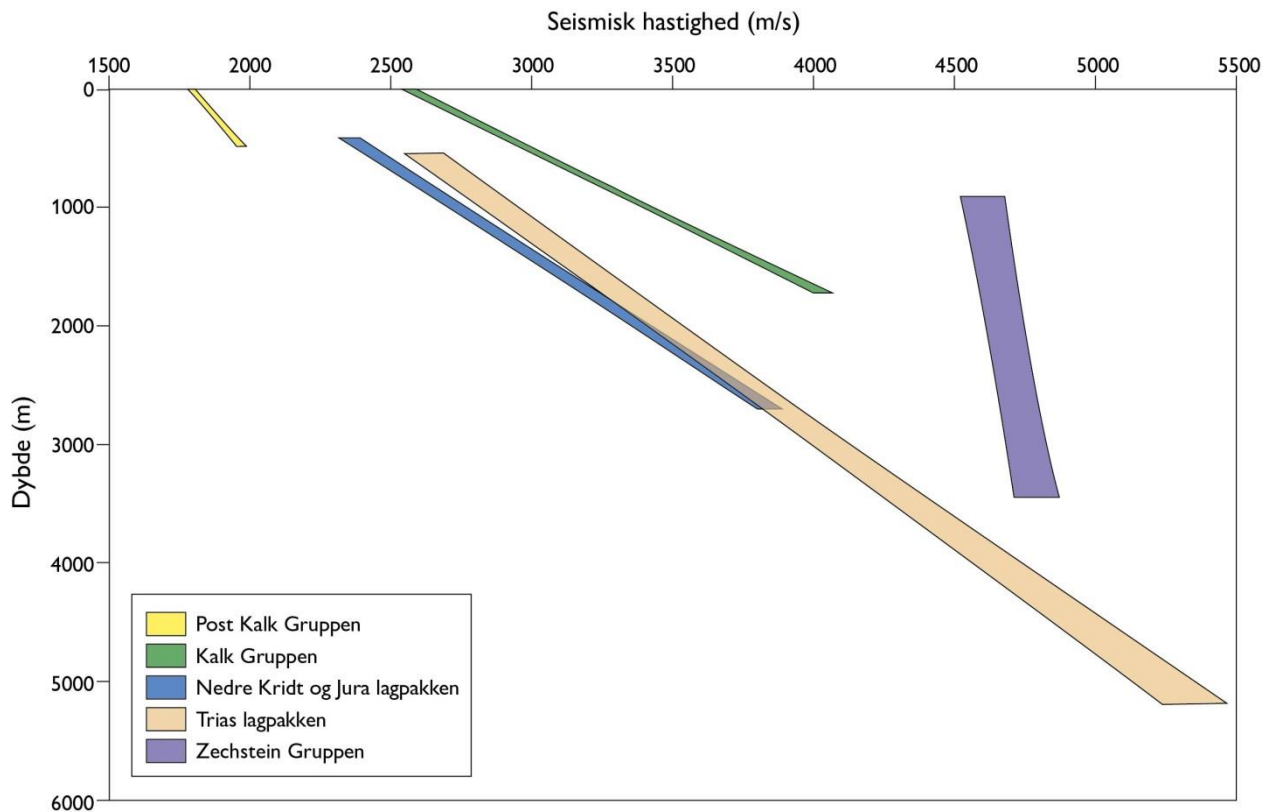
indsamlet i perioden 1971–1980 giver generelt gode oplysninger om dybderelationer for de fleste reflektorer, men kun usikre informationer om komplicerede forkastninger, samt om de interne forhold i de lithostratigrafiske enheder. Seismiske data fra 1981–1990 er generelt af god kvalitet med flere informationer om den interne opbygning af de lithostratigrafiske enheder, og de nyeste data fra efter 1990 er generelt af meget god kvalitet og giver den mest detaljerede information. Eksempler på seismiske profiler baseret på seismiske data af forskellig kvalitet/alder er vist i Figur 17.

På baggrund af den omfattende seismiske tolkning og kortlægning af eksisterende seismiske data er der genereret seismiske dybde- og tykkelseskort for de kortlagte seismiske horisonter. Tolkede horisonter i de seismiske linjer er således griddet ud som fladedækkende kort. Dette er sket i form af 400x400 m grids med anvendelse af en søgeradius på 50 km. Til trods for den forholdsvis store søgeradius har der i nogle områder været ”huller” i kortene, hvor den seismiske datadækning er dårlig. Dette, sammenholdt med den store søgeradius, medvirker til, at der på de tolkede flader kan optræde kunstige buler eller lavninger. Det har den konsekvens, at når tykkelseskortene genereres ved at trække dybdekortene fra hinanden, optræder tykkelserne af de seismiske enheder også mere uregelmæssige end i naturen. Dette kan give en betydelig usikkerhed på især tynde seismiske enheder (mindre end 50 millisekunder svarende til tykkelser på omkring 60-80 m); især i områder hvor datadækningen eller -kvaliteten er ringe.

En række af kortene er dybdekonverteret fra millisekunder til meter ved brug af en landsdækkende tids-dybde relation, der er defineret på baggrund af en hastighedsmodel baseret på seismiske rejsetider fra samtlige landboringer, hvorfra sådanne data foreligger (Figur 18). I denne proces er dybderne af de seismiske horisonter dog så vidt muligt ”låst fast” i borerne, så dybden til den enkelte horisont matcher dybden til den tilsvarende lithostratigrafiske grænse i borerne. Generelt stiger usikkerheden på dybdekonverteringen med øget dybde og udgør typisk 5–15 %.



Figur 17: Eksempler på seismiske profiler baseret på seismiske data indsamlet i forskellige tidsperioder. I de viste eksempler er dybderne angivet i tid (millisekunder). A: Seismisk profil af ringe kvalitet baseret på seismiske data indsamlet i 1962. Seismisk linje AA6 (Survey SSL6267). B: Seismisk profil af middel kvalitet baseret på seismiske data indsamlet i 1978. Seismisk linje 7803 (Survey WGS78). C: Seismisk profil af god kvalitet baseret på seismiske data indsamlet i 1981. Seismisk linje DNJ_34 (Survey DNJ8183D). D: Seismisk profil af meget god kvalitet baseret på seismiske data indsamlet i 2008. Seismisk linje 08VAT03 (Survey VAT2008).



Figur 18: Illustration af den landsdækkende seismiske hastighedsmodel. Modellen er sammensat af fem lag, hver med dybdeafhængige seismisk hastigheder. For hvert lag i modellen viser det farvede felt, hvor 99 % af alle hastigheder forventes at falde. Bemærk, at hastigheden i Zechstein Gruppen næsten er uafhængig af dybden. Det skyldes, at salt har ringe kompressibilitet.

Temperatur

Temperaturen af vandet i undergrunden stiger med dybden svarende til ca. 25–30°C for hver kilometer. Viden om temperaturforholdene i den danske undergrund er hovedsageligt opnået på baggrund af temperaturmålinger i dybe borer. I Geotermi WebGIS-portalen er der udarbejdet temperaturkort for de enkelte lagpakker, der kan indeholde geotermiske sandstensreservoirer. Kortene er udarbejdet på baggrund af estimerede relationer mellem temperaturen og dybden i undergrunden sammenholdt med de seismiske kort, der viser dybden i meter under havniveau til toppen af lagpakkerne.

Figur 19 viser kvaliteten af de temperaturdata, der foreligger fra dybe borer indenfor det danske land- og nærkystområde. Kvaliteten afspejler blandt andet hvordan målingerne er foretaget, og i hvilket omfang de er gode nok til at kunne beregne ligevægtstemperaturer (den forventede temperatur i undergrunden inden denne blev påvirket af boringen). I mange tilfælde er temperaturen målt under udførelsen af selve boringen, eller umiddelbart efter at denne er udført, og benævnes da "Bottom-Hole Temperature" (BHT). Beregninger af ligevægtstemperaturer baseret på disse målinger vurderes til at kunne afvige fra de faktiske

temperaturer i undergrunden med 1 °C for de mest præcise målinger til mere end 10 °C for de ringeste målinger; afhængig af blandt andet antallet af målinger, der er foretaget, og hvordan de er udført. Nogle målinger foretages således løbende med måleudstyr i den dybde, der bores (f.eks. DST- "Drill stem test"), mens andre er målinger, som af og til udføres på det cirkulerende boremudder, der med en vis tidsforskydning bringes op til overfladen. De mest præcise temperaturmålinger fås ved at måle med højopløseligt måleudstyr i en åben brønd og i et tilstrækkeligt langt tidsrum til, at en ligevægtstemperatur kan konstateres. I sådanne tilfælde vurderes det, at ligevægtstemperaturen (LT) repræsenterer den faktiske temperatur i undergrunden. Den slags målinger er kun foretaget kun i Aars-1, Farsø-1, Stenlille-1, Thisted-3 og Sønderborg-1.

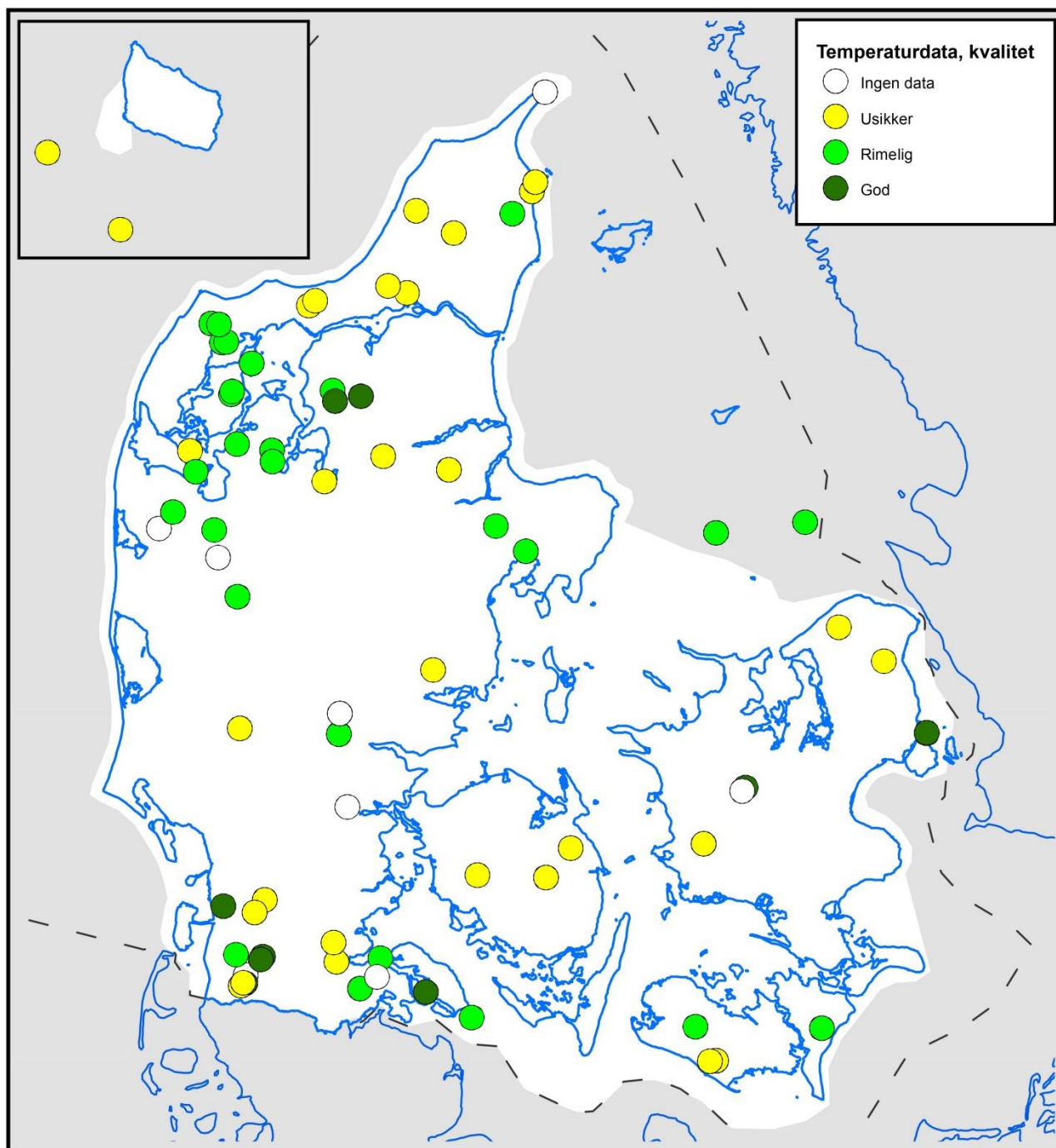
Plottes temperaturdata fra de dybe borer i et temperatur-dybde diagram kan der udledes nogle generaliserede temperatur-dybde relationer afhængig af vægtning af data (Figur 20). Således kan man på baggrund af disse data argumentere for en landsdækkende temperatur-dybde gradient, givet ved:

$$\text{Temperatur} = 0,027 \cdot \text{dybde (m)} + 8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

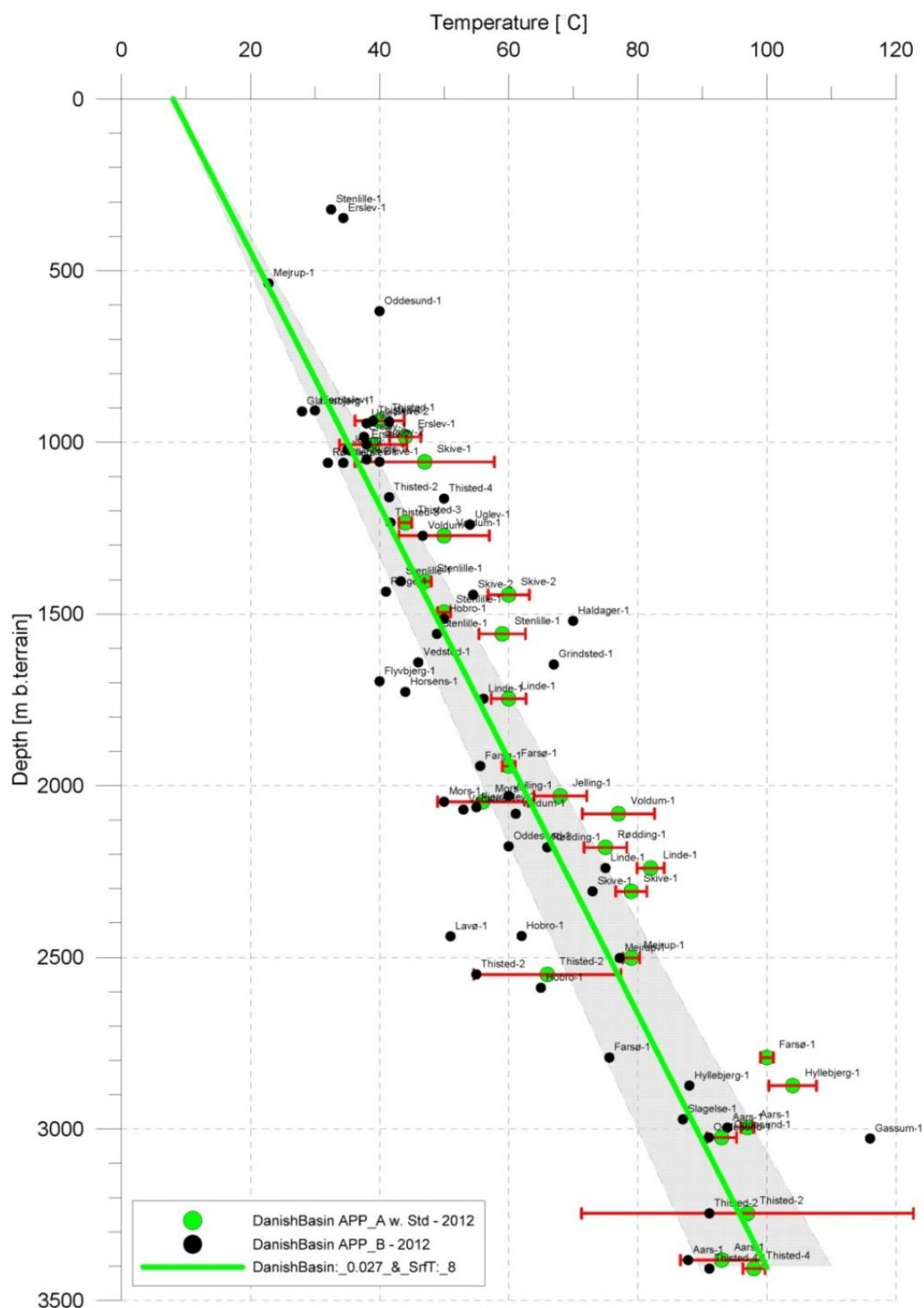
I ligningen opereres med en konstant på 8 °C, som afspejler den gennemsnitlige årstemperatur ved terrænoverfladen, mens temperaturen antages at stige med 27 °C for hver 1000 meter, man borer ned i undergrunden. Borer man ned til en dybde af 1500 meter under terræn, må temperaturen i denne dybde således forventes at være 48,5 °C ifølge ovenstående ligning.

Variationer i undergrundens varmeledningsevne og geotermiske flux medfører dog, at der er regionale såvel som lokale variationer i temperaturgradienten. For eksempel er de geotermale gradienter ofte lavere i områder, hvor der i undergrunden forekommer strukturelle højderygge, som eksempelvis Ringkøbing-Fyhns Højderyggen, mens gradienterne er højere i de områder, hvor der er dybe sedimentære bassiner tilstede i undergrunden. Endvidere varierer de geotermale gradienter indenfor de sedimentære bassiner med variationer i tykkelsen af de lithostratigrafiske enheder, da enhederne har forskellige varmeledningsevne og geotermiske flux. I områder med saltstrukturer må der også forventes forhøjede gennemsnitstemperaturer henover disse på grund af saltets gode ledningsevne.

På trods af disse variationer kan temperaturkortene i Geotermi WebGIS-portalen i udgangspunktet betragtes som værende konservative skøn. Dette skyldes, at der i temperaturberegningerne tages udgangspunkt i dybden fra havniveau og ned til toppen af de lagpakker, der indeholder geotermiske sandstensreservoirer. Da de geotermiske sandstensreservoirer ligger dybere end toppen af de lagpakker, de er indeholdt i, og da temperaturen stiger med dybden fra jordens overflade, vil en inddragelse af dybden til selve sandstensreservoirerne (hvis denne kendes) samt terrænkoten resultere i højere temperaturværdier.



Figur 19: Kvaliteten af temperaturdata, der foreligger fra dybe borer indenfor det danske land- og nærkystområde. Kvaliteten afspejler blandt andet, hvordan målingerne er foretaget, og i hvilket omfang de er gode nok til at kunne beregne ligevægtstemperaturer (den forventede temperatur i undergrunden inden denne blev påvirket af boringen).



Figur 20: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd for relationen på $\pm 10\%$ (gråt område) samt usikkerhedsangivelser på nogle af de enkelte målinger (røde horisontale linjer).

Salinitet

For at kunne vurdere risikoen for udfældning, belægninger og korrosion i filtre, rørledninger og systemkomponenter i det geotermiske anlæg er det vigtigt af have kendskab til den kemiske sammensætning af det vand, som skal hentes op fra det geotermiske reservoir. Da vandet generelt er meget saltholdigt kan det blive stærkt korrosivt ved kontakt med ilt, og i den geotermiske produktion holdes det derfor i et lukket system. Endvidere kan der ske saltudfældning som følge af trykaflastning af vandet under oppumpning og/eller køling i det geotermiske anlæg. Alvorlige problemer med saltudfældning forventes dog kun, hvis vandet i det geotermiske reservoir er helt mættet eller næsten mættet med natriumklorid (NaCl). Det eneste geotermiske reservoir, hvori der er observeret saltmætning med NaCl, er Bunter Sandsten Formationen i omegnen af Tønder. Formationsvand fra dybe saltaflejringer er i sagens natur altid saltmættet, og lagene har endvidere ikke et geotermisk potentiale på grund af deres tætte struktur. Saltaflejringerne i undergrunden er dannet på grund af inddampning af lokale havbassiner i perioder med et varmt klima - sådanne forhold herskede for eksempel i Perm Perioden for mere end 250 millioner år siden.

Opløseligheden af NaCl i vand, og de fleste andre salte, stiger normalt med stigende temperatur, men der findes undtagelser; herunder kalciumsulfat (CaSO₄) og kalciumkarbonat (CaCO₃), hvis opløselighed falder med stigende temperatur. Formationsvandet i undergrunden er ofte mættet med de to salte, der som regel udfældes som anhydrit og calcit, men som altså ikke forventes at udfældes i forbindelse med afkøling af vandet i en geotermisk produktion.

Udfældning af kalciumkarbonat kan dog ske, hvis afgangning af vandet er nødvendig for at holde trykket i det geotermiske anlæg passende lavt. Næst efter natrium (Na) er kalcium (Ca) den kation (positive ion), der er til stede i størst koncentration i formationsvand. En afgangning indebærer, at en del CO₂ slipper ud af systemet, og det vil rykke den kemiske ligevægt, skitseret i nedenstående ligning, mod højre og føre til udfældning af kalciumkarbonat.

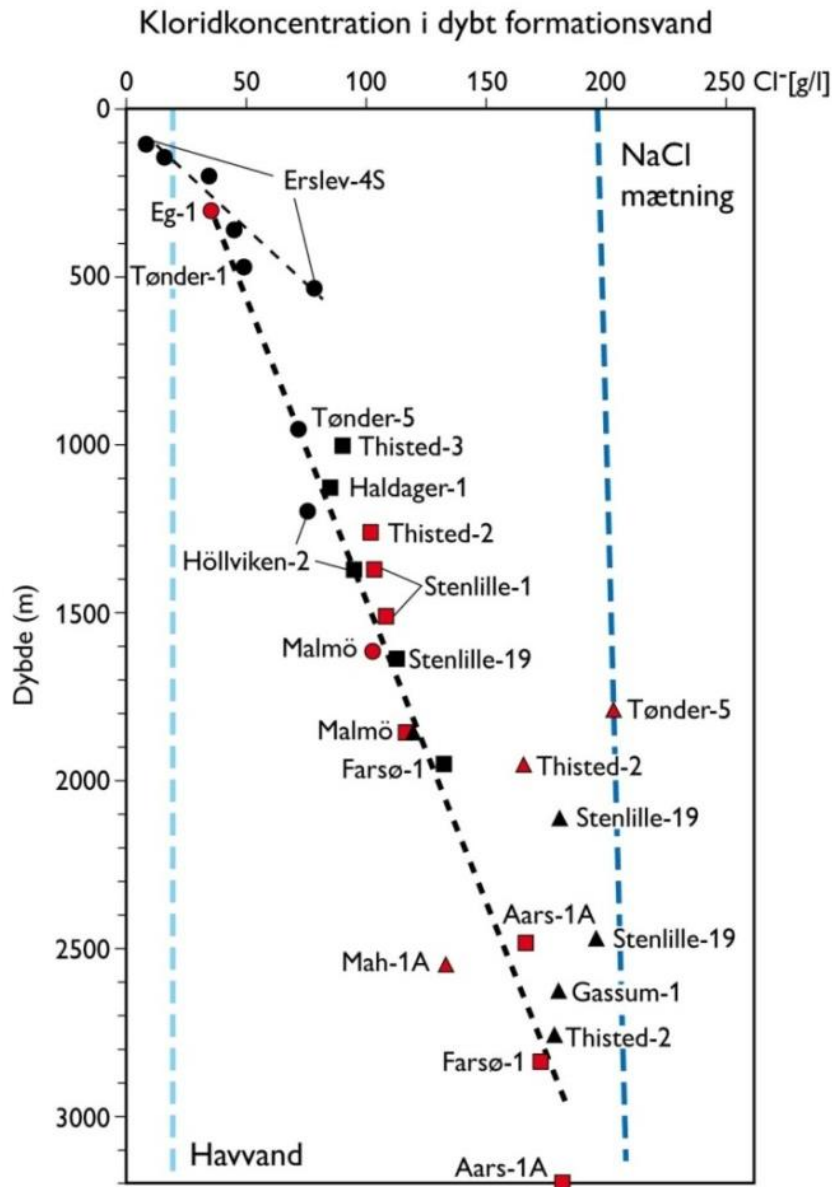


De omtalte salte repræsenterer de bestanddele (ioner) i formationsvandet, der er til stede i størst koncentration, men ioner i lavere koncentration kan også give anledning til problemer som følge af udfældning. Dette har olieindustrien erfaringer med, hvor der i forbindelse med olieindvinding i reglen også produceres en salt formationsvand. Erfaringerne viser, at først og fremmest salte bestående af strontiumsulfat (SrSO₄) og bariumsulfat (BaSO₄) kan udfældes ved køling af vandet. Det er dog behæftet med en vis usikkerhed at forudsige udfældningsproblemer forårsaget af vandets mindre bestanddele, selv i de tilfælde hvor man har et godt kendskab til formationsvandets saltholdighed og kemiske sammensætning. Det skyldes dels, at specifikke saltes opløselighed påvirkes af andre ioner i formationsvandet, og derfor ikke kendes med hundred procents nøjagtighed (laboratoriemålinger er

kun udført på et begrænset antal saltblandinger), og dels analyseusikkerheden, der for vandets mindre bestanddele ikke er helt ubetydelig.

Geotermiske reservoir der ikke overlejres af salt

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i vandprøver fra forskellige dybe brønde er der udarbejdet en tilnærmet lineær relation mellem dybden og kloridkoncentrationen i vand, der stammer fra formationer, som ikke overlejres af saltlag. Relationen ses i Figur 21, hvor det fremgår, at kloridkoncentrationen stiger med dybden, men også at ingen af vandanalyserne viser mætning med natriumklorid bortset fra en enkelt prøve. Denne prøve, Tønder-5, stammer da også fra Bunter Sandsten Formationen i Tønder-området, hvor formationen overlejrer salt fra Zechstein Gruppen ("Zechstein salt") og selv overlejres af salt fra Röt Formationen ("Röt salt"), og er kun medtaget i figuren til sammenligning. Den tilnærmede lineære relation mellem dybden og kloridkoncentrationen giver således et bud på hvilken kloridkoncentration, der må forventes i et givet geotermisk reservoir, når dybden til reservoiret er kendt, og det ikke overlejres af salt.

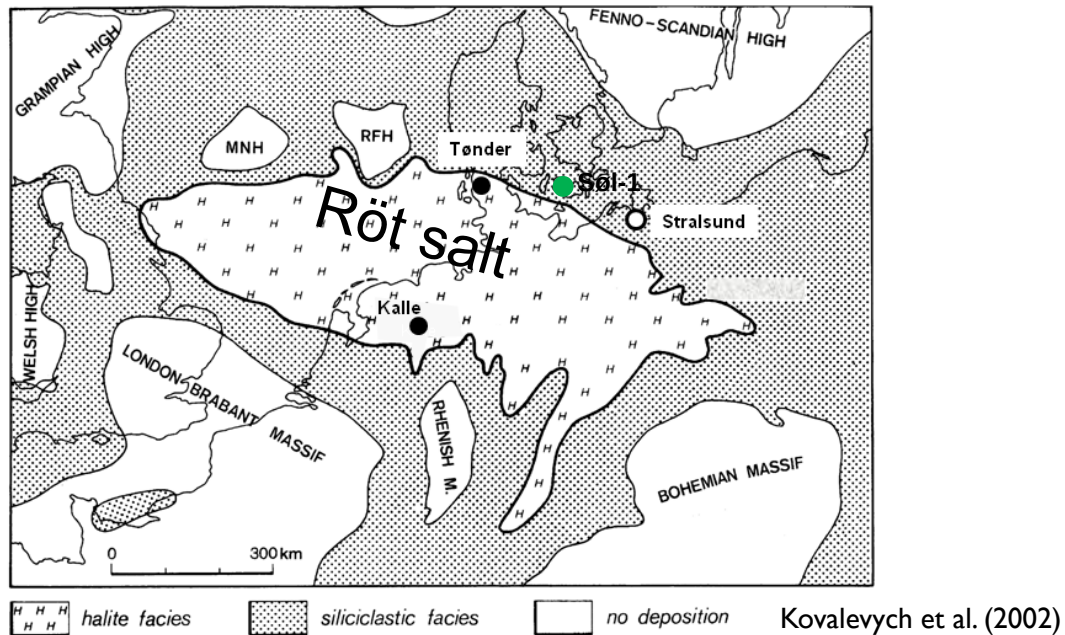
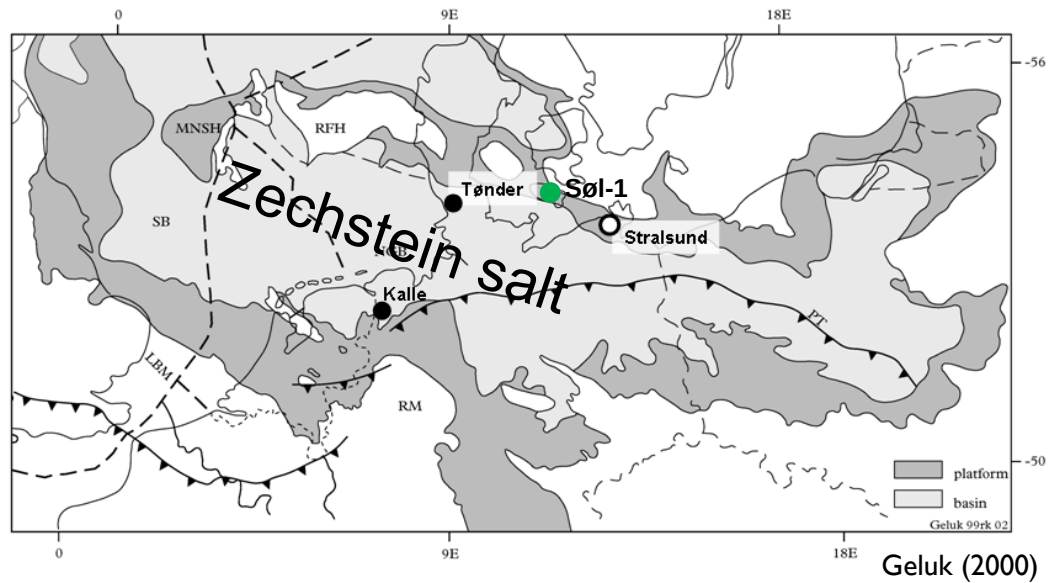


Figur 21: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Kloridanalyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stiplede linje er der vist en tilnærmet lineær relation mellem dybde og kloridkoncentrationen baseret på analyser af vandprøver fra formationer, der ikke overlejres af saltlag. En enkelt undtagelse er dog vandanalysen fra Tønder-5, der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stiplede linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stiplede linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

Geotermiske reservoir beliggende mellem Röt salt og Zechstein salt

I områder, hvor det geotermiske reservoir er beliggende mellem saltaflejringer, er det sandsynligt, at vandet i reservoiret er saltmættet, og den viste relation mellem dybde og klorid-koncentration i Figur 21 kan derfor ikke anvendes. Dette er tilfældet for Bunter Sandsten Formationen i Tønder-5, hvor der findes massive lag af salt både under og over formationen i form af henholdsvis Zechstein salt og Röt salt. Tilsvarende forhold skønnes også at være gældende for Bunter Sandsten Formationen i store områder syd for Ringkøbing–Fyn Højderyggen (i det Nordtyske Bassin), hvilket indebærer en risiko for udfældning af salt ved køling i forbindelse med geotermisk udnyttelse af vandet.

Områder, hvor der er risiko for saltmættede forhold i Bunter Sandsten Formation, kan kortlægges ud fra Zechstein og Röt saltets udbredelse i undergrunden (Figur 22). Aflejringerne af salt blev dannet i kontinentale havområder, der i perioder var afskåret fra verdenshavene med delvis udtørring og udfældning af salt til følge. Fordampningen har været betydelig, da området dengang befandt sig tættere på ækvator end nu. Zechstein saltet er væsentlig tykkere end Röt saltet og har endvidere en større udbredelse (Figur 22).



Figur 22: Zechstein og Röt saltets udbredelse i undergrunden ifølge Geluk (2000) og Kovalevych et al. 2002. Sø1-1: Søllested-1 boringen på Lolland.

Gennemgang af boroingsoplysninger om aflejringer af Zechstein salt og Röt salt

I forbindelse med udarbejdelsen af Geotermi WebGIS-portalen er der foretaget en gennemgang af boreoplysninger fra dybe boringer syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen med henblik på at validere udbredelsen af Zechstein salt og specielt Röt salt, som den er angivet i Figur 22. Det er en forholdsvis detaljeret gennemgang, som det er fundet relevant at medtage i denne rapport, da saltes udbredelse i det syddanske område ikke er dokumenteret så udførligt andre steder, og da det har stor relevans i

forbindelse med overvejelser om udnyttelse af Bunter Sandsten Formationen til geotermisk indvinding i dette område.

Op mod Ringkøbing-Fyn Højderyggen er kendskabet til Zechstein saltets udbredelse væsentlig bedre end for Röt saltet. Det skyldes, at målet for de fleste af boringerne var lag i Zechstein, der formodedes at rumme olie. Derfor blev lagene undersøgt grundigt ved udtagning af adskillige kerner. Det var ikke tilfældet for Röt saltet, hvor der kun undtagelsesvis blev taget kerner, og hvor påvisningen af saltets tilstedeværelse hovedsagelig baserer sig på tolkning af petrofysiske logdata. Den største usikkerhed, med hensyn til hvor der forekommer saltaflejringer både under og over Bunter Sandsten Formationen, knytter sig derfor til Röt-saltets udbredelse.

I Figur 23 fremgår det i hvilke af de sønderjyske boringer, der er identificeret Röt salt på baggrund af log-tolkninger og/eller på baggrund af skylleprøver eller kerner. I nogle af boringerne optræder halit kun som et tyndt lag (2–5 meter tykt) mellem lag af anhydrit, vurderet ud fra logtolkninger. Dette er for eksempel tilfældet i Arnum-1 boringen, hvor forekomsten af salt kunne bekræftes i de sidevægskerner, der blev udtaget efter borehuls-logingen. Når halit-lagene er så tynde, kan de være vanskelige at spore i de skylleprøver, der løbende indsamles under borearbejdet, især hvis boremuddret er baseret på ferskvand. Ferskvand blev benyttet til boremudder i de tidlige efterforskningsboringer fra 1950'erne, f.eks. ved Tønder og Hønning. I Tønder-1 borede man således halvvejs igennem det godt 40 meter tykke saltlag før saltaflejringer med sikkerhed blev konstateret ud fra skylleprøver. I Hønning-1 blev der ikke konstateret noget saltlag ud fra skylleprøver, og de ældre typer af logs fra denne boring er mindre egnet til registrering af salt. Beskrivelserne i borerapporten tyder dog på, at Röt salt er til stede, blandt andet i form af en markant stigning i boremuddrets saltholdighed samt betydelige problemer med tab af boremudder i den dybde, hvor Röt saltet forventes at befinde sig. Et ca. 20 meter tykt lag af Röt halit indikeres på logs fra Rødekro-1, en tredje af de tidlige boringer, men hverken skylleprøver eller saltholdighed af boremudder tyder på, at halit er til stede i denne boring. I Åbenrå-1 boringen syd for Rødekro blev der heller ikke observeret halit, derimod viser logtolkningen, at der forekommer mere end 30 meter tykke lag af anhydrit.

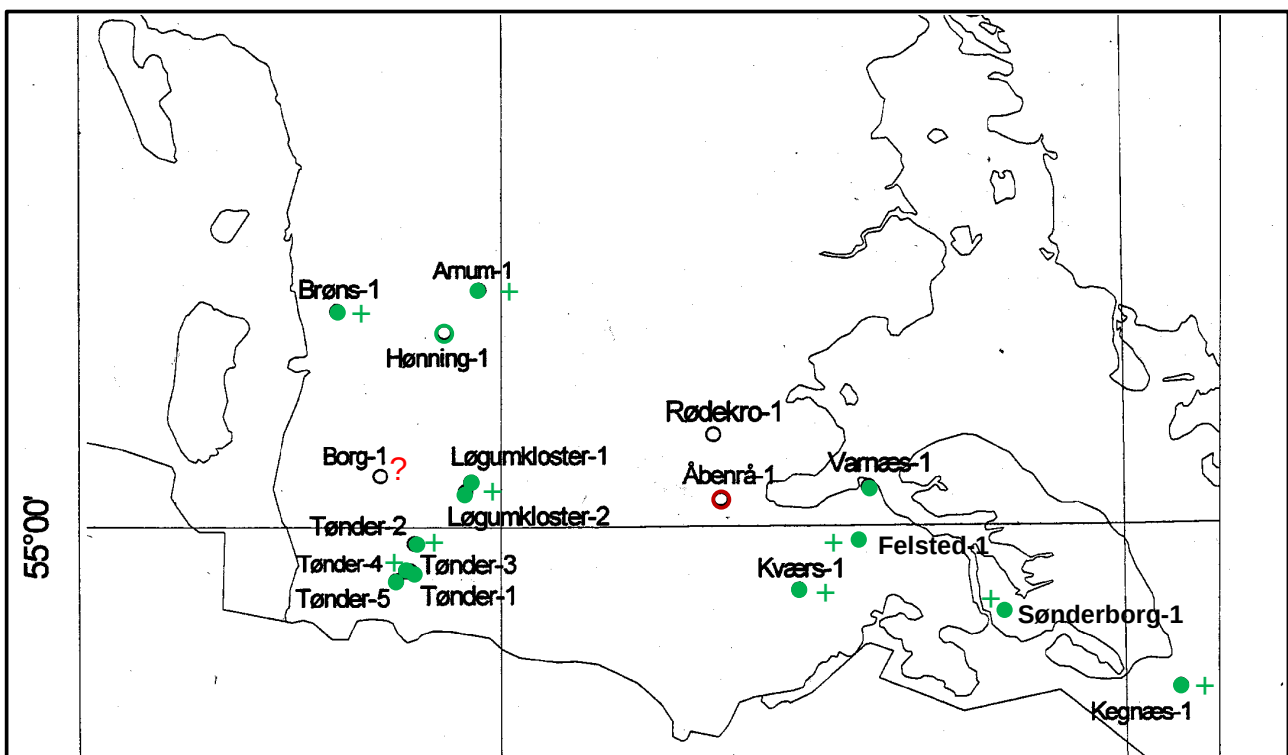
Hvor ældre borerapporter indeholder beskrivelser af skylleprøverne, som typisk blev udtaget for hver femte fod/1,5 meter, indeholder nyere borerapporter ofte kun en samlet beskrivelse af de enkelte lithostratigrafiske enheder (altså ikke en beskrivelse af de enkelte skylleprøver). Selvom en forekomst af Röt salt ikke nødvendigvis optræder i den samlede beskrivelse i de nyere borerapporter, har det på baggrund af log-tolkninger i nogle tilfælde alligevel været muligt at sandsynliggøre, at Röt salt er til stede. Der er dog ikke konstateret Röt salt i Borg-1, men da boringen er beliggende over en salt diapir, der har gennembrudt og forskubbet Trias-lagene, er det meget muligt, at Röt saltet oprindeligt var til stede på denne lokalitet. Den hidtil bedste dokumentation af Röt saltets tilstedeværelse stammer fra Tønder-4 boringen, hvor et 46 m tykt saltlag er kernet.

De dybe boringer på Lolland-Falster (Rødby-1, Søllested-1 og Ørslev-1) ligger nord for udbredelsen af Röt saltet ifølge oversigtskortet i Figur 22. Ikke desto mindre indikerer logs fra alle tre boringer, at der forekommer 8-10 meter halit over Bunter Sandsten Formationen. Beskrivelser af skylleprøver fra de to

sidstnævnte borerer bekræfter, at salten er til stede. En kerne fra Ørslev-1 af de nederste ca. 2 meter af det interval, hvor logs indikerer Röt salt, består dog af dolomit/anhydrit uden spor af halit.

Den tyske geotermiboring i Stralsund ligger også nord for udbredelsen af halit ifølge kortet i Figur 22, og i det lithologiske boreprofil er der da også markeret karbonat uden antydning af salt i Röt (Fuchs & Förster 2010). Boringen i Stralsund er medtaget, fordi det geotermiske reservoir også her udgøres af Bunter Sandsten Formationen, og fordi formationsvandets kemi samtidig er kendt.

I Tabel 3 ses den kemiske sammensætning af formationsvandet i Bunter Sandsten Formationen i Tønder-5 og i den tyske geotermiboring i Stralsund. Vandprøverne fra Tønder-5 blev indsamlet i august 1983 i forbindelse med en airlift test af det nedre reservoir i formationen. Vandprøverne indeholdt et mindre bundfald af salt, svarende til ca. 5 g/L, som sandsynligvis skyldes udfældning på grund af afkøling af formationsvandet (det udfældede salt er inkluderet i de viste koncentrationer af formationsvandet i Tabel 3). Saltholdigheden af formationsvandet i Stralsund boringen viser, at der ikke hersker saltmætning under reservoirforhold, hvilket støtter antagelsen om, at der på denne lokalitet ikke findes salt i Röt aflejringerne (jævnfør Figur 22).



Figur 23. Dybe borerer i Sønderjylland. Grøn signatur indikerer tilstedeværelsen af Röt halit ud fra log tolkning. (+) viser i hvilke borerer, der er observeret Röt salt i prøver, skylleprøver eller kerner. Rød signatur viser tilstedeværelsen af Röt anhydrit uden halit

Tabel 3: *Kemisk analyse af formationsvand fra Bunter Sandsten Formationen i Tønder-5 og den tyske geotermiboring i Stralsund. Koncentrationerne er angivet i gram per liter. Analyseverdierne fra Stralsund-boringen stammer fra Kühn et al. 2002 og fra Tønder-5 boringen fra Laier & Nielsen 1989.*

Boring	Na g/l	Ca g/l	Mg g/l	K g/l	Sr g/l	Cl g/l	SO ₄ g/l	Br g/l	HCO ₃ g/l
Tønder-5	120	7,5	1,2	1,5	0,38	201	0,48	1,2	0,04
Stralsund	93,5	14,4	3,0	0,68	-	176	0,40	1,2	0,05

Konkluderende bemærkninger om risikoen for saltudfældning

Alvorlige problemer med saltudfældning ved køling i forbindelse med geotermisk udnyttelse af vandet i undergrunden forventes kun, hvis vandet i det geotermiske reservoir er mættet eller næsten mættet med NaCl. Dette er der stor risiko for, hvis der er saltaflejringer til stede både under og over det geotermiske reservoir. I Danmark er dette sandsynligvis tilfældet for Bunter Sandsten Formationen i størstedelen af området syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen. Her overlejrer formationen Zechstein salt og overlejres selv af Röt salt. Ud fra tolkninger af borehulslogs skønnes Röt saltet til at være mellem 2 og 50 meter tykt.

Udarbejdelsen af de landsdækkende korttemaer

I de foregående kapitler er en række geologiske parametre gennemgået, som har relevans, når undergrundens geotermiske potentiale skal vurderes. Viden om disse parametre stammer fra data indsamlet i forbindelse med udførelse af dybe boringer og seismiske undersøgelser gennem tiden. Fokus er rettet mod i lithostratigrafiske enheder, som vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer (Figur 3). For hvert af de lithostratigrafiske enheder er der lavet korttemaer over estimerede parameterværdier, som har betydning i en vurdering af det geotermiske potentiale. Reservoirverdierne optræder som punktinformation (i form af boringer) på kortene, men er forsøgt spredt ud som fladedækkende kort med støtte i de seismiske dybde- og tykkelseskort. Dette er muligt, fordi reservoirverdierne fra de mange dybe boringer i mange tilfælde viser en overordnet relation med dybden. Eksempler på dette er temperatur-dybde relationen, der er vist i Figur 20, og porøsitet-dybde relationen, der er vist i Boks 2 (om diagenese). Sådanne relationer, sammenholdt med de seismiske dybdekort, er anvendt til at konstruere fladedækkende kort over forskellige reservoirparametre. For nogle parametre har det endvidere været nødvendigt at inddrage viden om aflejringsmiljøer og palæogeografi på aflejringsstidspunktet, når reservoirverdierne skulle spredes ud som fladedækkende kort.

Det er meget forskelligt, hvor detaljeret korttemaerne er for de lithostratigrafiske enheder, der behandles i Geotermin WebGIS-portalen; eksempelvis varierer antallet af punktinformationer i form af boringer fra enhed til enhed, og enkelte af enhederne er så tynde, at de ikke kan kortlægges regionalt på baggrund af eksisterende seismiske data. Sidstnævnte er tilfældet for Flyvbjerg Formationen og Nedre Kretassisk enhed. For disse enheder er det derfor heller ikke muligt at sprede boringsdata ud

som fladedækkende kort ved hjælp af seismiske data og på baggrund heraf at udarbejde faldedækkende korttemaer over det geotermiske potentiale og den geotermiske ressource.

Generelt er vores viden størst om Gassum Formationen, hvilket blandt andet skyldes, at anvendelse af formationens sandsten til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille har givet viden om formationens reservoirgenskaber.

Usikkerheder på de geologiske data og udarbejdede kort

Som allerede omtalt skal temakortene i Geotermin WebGIS-portalen, inklusiv de geotermiske potentialekort, betragtes som vejledende, da de geologiske data, som ligger til grund for kortene, kun giver et grovkornet billede af undergrunden, og da der ligger flere led af generaliseringer og tilnærmelser bag udformningen af kortene.

Eksempelvis knytter der sig en usikkerhed til den ovenover omtalte temperatur-dybde relation, ligesom der knytter sig en usikkerhed til de seismiske dybdekort, som er anvendt til at ekstrapolere temperaturen ud som et fladedækkende temperaturkort for de geotermiske reservoirer. Der ligger derfor flere led af generaliseringer og tilnærmelser bag udformningen af temakortene, særligt for udformningen af kortene over reservoirparametrene.

På boringsniveau er der givet et bud på usikkerheden på de estimerede reservoirværdier. Disse ses i den reservoirtabel, der kommer frem, når man for et givet geotermisk reservoir klikker på en boring, hvis petrofysiske logs er tolket. Usikkerhederne bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Nogle af parametrene er indbyrdes afhængige, men de angivne usikkerheder knytter sig generelt til den enkelte parameter, og der er således ikke tale om akkumulerede usikkerheder. Der er generelt tale om store usikkerheder, og på GEUS pågår derfor et arbejde med at vurdere, om der er belæg for generelt at kunne reducere usikkerhedsbåndet på estimerede reservoirværdier.

Anvendelse af potentialekort og korttemaer

De geotermiske potentialekort i Geotermin WebGIS-portalen giver et godt bud på i hvilke dele af landet dyb geotermisk indvinding er relevant og i hvilke dele af landet de geologiske forhold sandsynligvis ikke opfylder betingelserne for dyb geotermin.

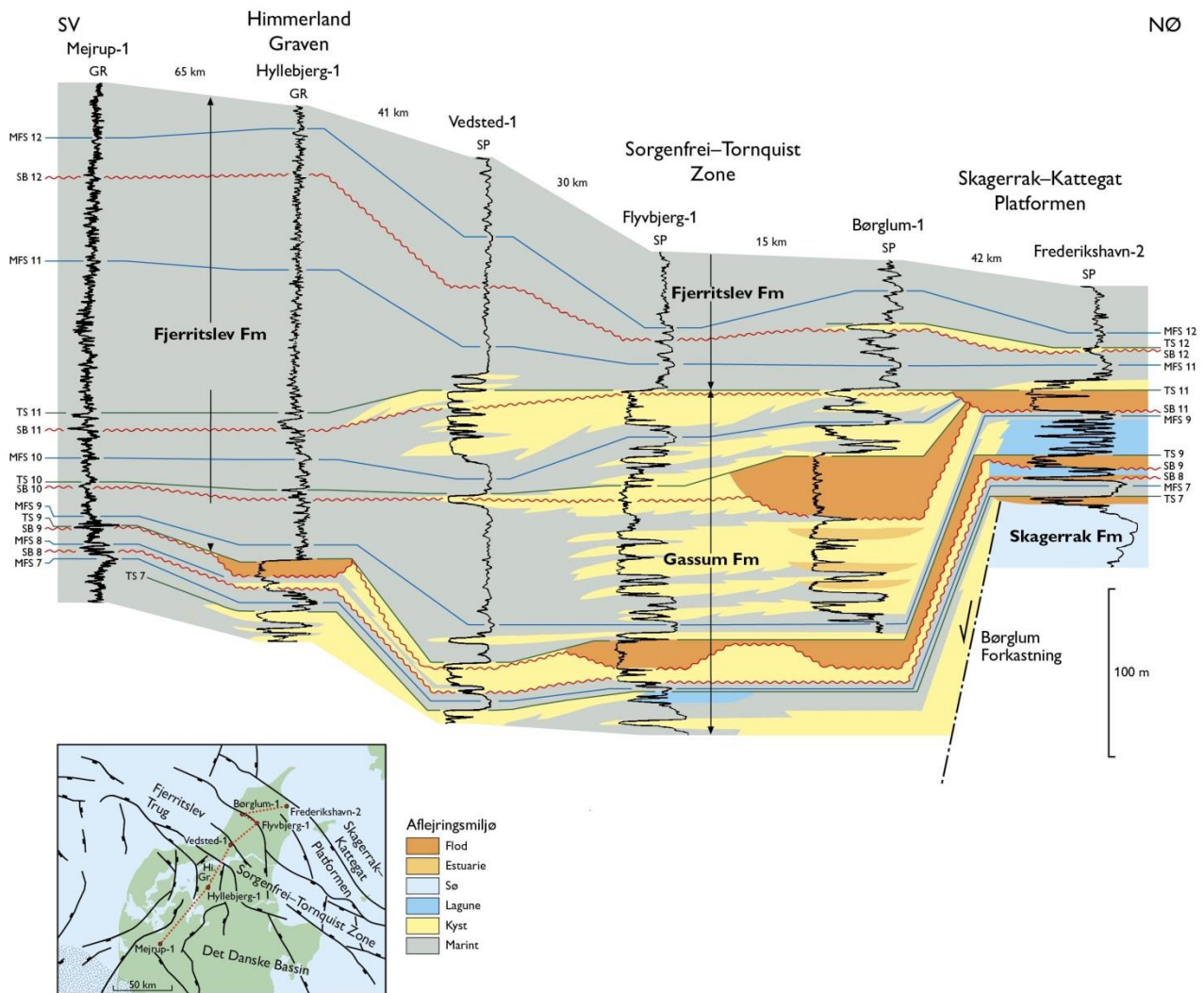
De landsdækkende temakort over diverse geologiske temakort med betydning for geotermin skal kun betragtes som vejledende og til brug på regional skala. De udgør dog et godt grundmateriale, hvis det geotermiske potentiale skal vurderes for et lokalt område. Kortene giver således et overblik over hvilke reservoirer, der i udgangspunktet er relevante i det lokale område, samt hvilke geologiske data der er indsamlet og kvaliteten af disse.

I vurderingen af det geotermiske potentiale for et lokalt område eller en udvalgt lokalitet vil det være nødvendigt at vægte lokale data højt (data fra dybe borer og seismiske undersøgelser indsamlet nærmest til lokaliteten). På baggrund af disse data opbygges geologiske modeller, der beskriver de

geologiske forhold og variationer i tid og rum. Ved hjælp af de geologiske modeller er man bedre i stand til at forudsige, om de geologiske forudsætninger for en geotermisk produktion er til stede ved lokaliteten. For eksempel kan et givet reservoir over afstande ændre karakter ved, at andelen og tykkelsen af lersten i reservoiret stiger på bekostning af indholdet af sandsten, som vist i Figur 24. En sådan variation vil ofte afspejle det oprindelige aflejringsmiljø. Eksempelvis blev sand i store tidsrum tilført det Danske Bassin fra det skandinaviske grundfjeldsområde og aflejret som kystsand langs bassinranden, hvorimod en mere silt- og lerholdig sedimentation tog over ude i de kystfjerne, dybere dele af bassinet. Sandstenslag med gode reservoirregenskaber kan indenfor nogle reservoirer dog også strække sig langt ud i de dybere dele af bassinet, da eksempelvis fald i havniveau i perioder førte til, at kysten og de bagvedliggende floder, og dermed også aflejringen af sand, rykkede ud i de centrale dele af bassinet. Sådanne variationer i havniveau, og deraf følgende frem og tilbagerykning af kysten, har forårsaget, at mange af reservoirerne i dag består af vekslende lag af lersten og sandsten afsat i forskellige aflejringsmiljøer.

Geologiske modeller for lokale områder vil således kunne give en mere præcis vurdering af det geotermiske potentiale, end hvad kan aflæses på de landsdækkende geologiske korttemaer, som indgår i Geotermi WebGIS-portalen. En vurdering af de geologiske forhold ved en udpeget lokalitet, hvor lokale geologiske data vægtes højt, svarer omtrent til Fase 1 i GEUS' trinsvise Modnings- og Beslutningsprocedure frem mod etableringen af et geotermisk anlæg (introduceret i forordet). Det svarer også omtrent til den screening af det geotermiske potentiale, som er foretaget for 28 udvalgte lokaliteter, og hvis resultater ses i form af en rapport for hver enkelt lokalitet, som du har adgang til via Geotermi WebGIS-portalen (temaet "Screeningslokaliteter" under "Overlægningsdata").

Det er vigtigt at understrege, at kortene i Geotermi WebGIS-portalen ikke er stationære. Udføres der nye dybe borer og seismiske undersøgelser i fremtiden, vil data fra disse kunne bidrage med ny information om den dybe danske undergrund og derved muliggøre en præcisering af mange af de nuværende kort, som indgår i portalen.



Figur 24: Sydvest–nordøst gående korrelation af petrofysiske logspor fra dybde borer i det Danske Bassin, gennem Sorgenfrei–Tornquist Zonen og henover Skagerrak–Kattegat Platformen. Figuren udgør en geologisk model, der viser udbredelsen af sandstenslagene (markeret med gul og orange farve) langs profilet. Det ses, at sandstenslagene generelt bliver tyndere og i en del tilfælde går over i lerstenslag (markeret med grå farve) ud mod de dybere dele af det Danske bassin (fra nordøst mod sydvest). De farvede streger markerer tolkede sekvensstratigrafiske flader, som indgår som en vigtig del i opbygningen af den geologiske model. Baseret på Nielsen (2003).

Referencer

- Laier T. & Nielsen B.L., 1989: Cementing halite in Triassic Bunter Sandstone (Tønder, southwest Denmark) as a result of hyperfiltration of brines. *Chemical Geology*, 76, 353-363.
- Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Weibel, R., Hjuler, M.L., Røgen, B., Mahler, A. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity. European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3-7 June 2013.
- Nielsen, L.H., 2003: Late Triassic – Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 459–526.
- Poulsen, S.E., Balling, N. & Nielsen, S.B. 2013: Analysis of bottom hole temperatures on – and nearshore Denmark. Progress report, Department of Geoscience, Aarhus University, 22 pp.
- Geluk, M.C. 2000: Late Permian (Zechstein) carbonate-facies maps, the Netherlands. *Geologie en Mijnbouw. Netherlands Journal of Geosciences* 79, 17-27.
- Fuchs, S. & Förster, A. 2010: Rock thermal conductivity of Mesozoic geothermal aquifers in the Northeast German Basin. *Chemie der Erde* 70, 13-22.
- Kovalevych, V., Peryt, T.M., Beer, W., Geluk, M. & Halas, S. 2002: Geochemistry of Early Triassic seawater as indicated by study of the Rot halite in the Netherlands, Germany, and Poland. *Chemical Geology* 182, 549-563.
- Kühn, M., Bartels, J. & Iffland, J. 2002: Predicting reservoir property trends under heat exploitation: interaction between flow, heat transfer, transport, and chemical reactions in a deep aquifer at Stralsund, Germany. *Geothermics* 31, 725-749.