

# Det geotermiske screeningsprojekt

Hillerød-lokaliteten

Henrik Vosgerau, Anders Mathiesen, Lars Kristensen,  
Morten Sparre Andersen, Morten Leth Hjuler & Troels Laier

DE NATIONALE GEOLOGISKE UNDERSØGELSER  
FOR DANMARK OG GRØNLAND,  
KLIMA-, ENERGI- OG BYGNINGSMINISTERIET



# Det geotermiske screeningsprojekt

Hillerød-lokaliteten

Det geotermiske screeningsprojekt:  
Energipolitisk aftale af 22. marts 2012

Henrik Vosgerau, Anders Mathiesen, Lars Kristensen,  
Morten Sparre Andersen, Morten Leth Hjuler & Troels Laier

## **Indhold**

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>1.</b> | <b>Introduktion</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2.</b> | <b>Geologisk baggrund</b>   | <b>5</b>  |
| <b>3.</b> | <b>Resultater for Hillerød-lokaliteten</b>                            | <b>8</b>  |
| 3.1       | Anbefalinger .....  | 10        |
| <b>4.</b> | <b>Datagrundlag</b>   | <b>11</b> |
| <b>5.</b> | <b>Gennemgang af data</b>   | <b>14</b> |
| 5.1       | Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer ..... | 14        |
| 5.1.1     | Seismisk tolkning og kortlægning.....                                 | 14        |
| 5.1.2     | Boringsdata .....   | 16        |
| 5.2       | Reservoirkvalitet .....   | 19        |
| 5.2.1     | Tolkning af lithologi.....  | 22        |
| 5.2.2     | Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet .....                 | 25        |
| 5.2.3     | Permeabilitet.....  | 26        |
| 5.2.4     | Transmissivitet .....   | 28        |
| 5.3       | Temperatur .....  | 29        |
| 5.4       | Salinitet.....  | 31        |
| <b>6.</b> | <b>Referencer</b>   | <b>32</b> |

# 1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende syd for Hillerød på adressen Lyngevej 2, 3400 Hillerød (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en detaljeret gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Mathiesen et al. 2014). Udvælgelsen af lokaliteten er sket under hensynstagen til infrastrukturen på overfladen, herunder beliggenheden af eksisterende fjernvarmeanlæg og -net, samt ud fra driftsbetragtninger (primært temperatur og lastforhold).

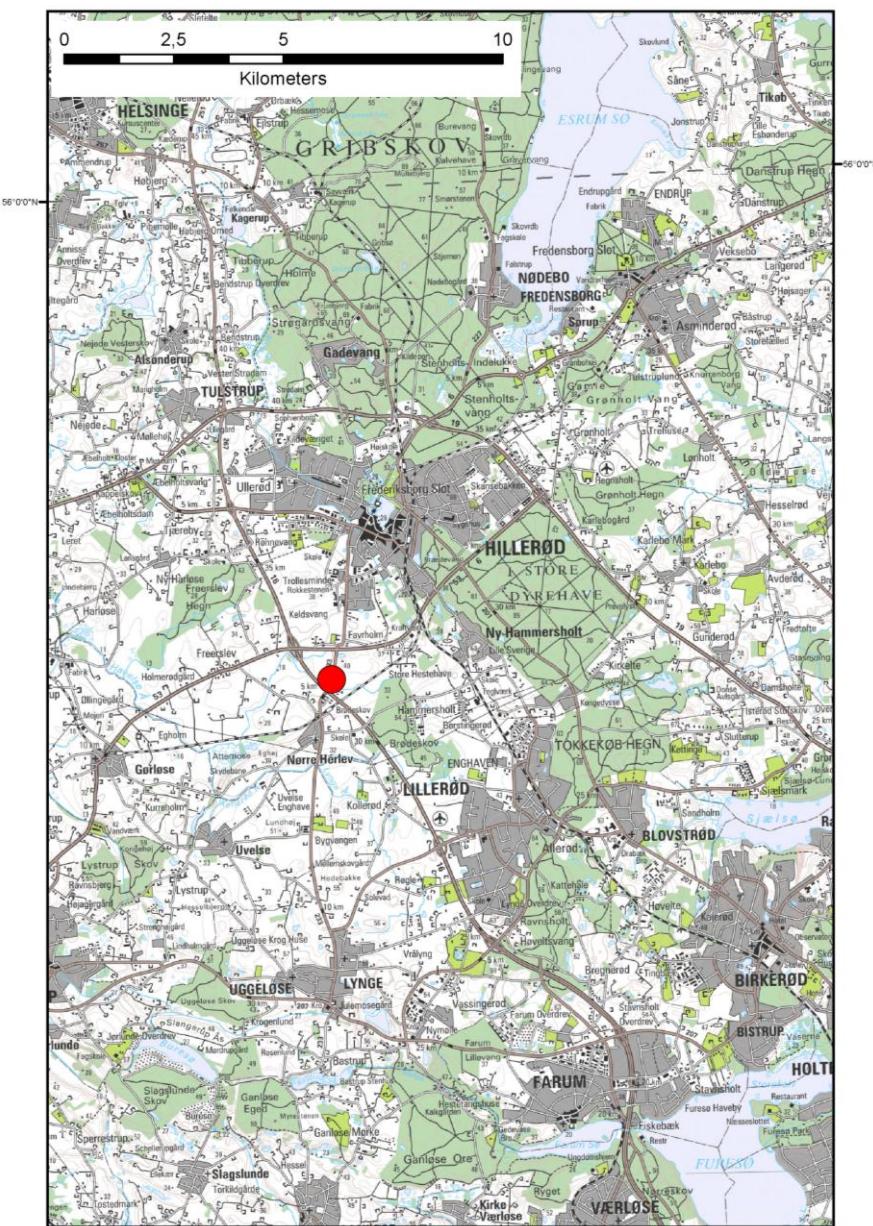
Hillerød-Farum-Værløse fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirer i det rette dybdeinterval for geotermisk indvinding. De geologiske data skal efterfølgende indgå som et input til at estimere varmeeffekt, geotermisk indvindingspotentiale, økonomi m.v. ved en eventuel realisering af et geotermianlæg og til efterfølgende at vurdere samfundsøkonomi samt selskabsøkonomi på det samlede varmemarked ved inkludering af geotermisk varmeproduktion.

De geologiske data fra screeningen af de 28 fjernvarmeområder indgår i en Geotermi WebGIS portal, hvori relevante geologiske data sammenholdes med henblik på at lave en screening af det geotermiske potentiale på landsplan. WebGIS portalen er under udarbejdelse af GEUS for midler, der ligeledes er afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012.

Undergrundens geologiske opbygning kan variere betydeligt over selv korte afstande og som følge heraf, kan det geotermiske potentiale variere tilsvarende. En kortlægning af denne variation over større områder er meget omfattende, kræver ofte indsamling af supplerende geologiske data og ligger som følge heraf udenfor rammerne af indeværende screening. Den valgte lokalitet udgør derfor muligvis heller ikke det mest optimale sted for udnyttelse af geotermi i Hillerød-området, hvis der udelukkende tages udgangspunkt i de geologiske forhold. Geotermi WebGIS portalen vil udgøre et godt udgangspunkt til at vurdere geologien og variationen af det geotermiske potentiale over større områder.

Gennemgangen af Hillerød-lokaliteten er opbygget således, at der i afsnit 2 gøres rede for regionale geologiske forhold og undergrundens opbygning. Det vurderes, at den primære dybe geotermiske reservoirmulighed ved lokaliteten udgøres af knap 45 meter sandsten, der er beliggende mere end 2075 meter under terræn. Sandstenene indgår i Gassum Formationen, og den geologiske gennemgang og vurdering af undergrunden fokuserer derfor på denne formation. Geologiske nøgletaldata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved Hillerød-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Disse data hidrører fra GEUS' tidligere afrapportering af de geologiske forhold ved lokaliteten (Mathiesen et al. 2014) og vurderes til at udgøre det bedste input til de efterfølgende økonomiske beregninger. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere,

og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og med henvisning til Mathiesen et al. 2014 opsummeres det, hvordan de geologiske nøgledata er fremkommet samt delvist hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark ud fra en geologisk synsvinkel henvises der til WebGIS portalen. Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der indgår i vurderingen af et geotermisk potentiale og hvilke usikkerheder, der overordnet knytter sig til beregningen af disse.



Figur 1: Kort visende den omtrentlige beliggenhed af prognoselokaliteten (rød cirkel) syd for Hillerød.

## 2. Geologisk baggrund

Hillerød-området er beliggende i det Danske Bassin, som udgør den sydøstlige del af det Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Mod syd afgrænses bassinet fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden. Mod nordøst og øst afgrænses bassinet af den Fennoskandiske Randzone, som består af Sorgenfrei–Tornquist Zonen og Skagerrak–Kattegat Platformen, der udgør overgangen til det højtliggende grundfjeld i det Baltiske Skjold (Figur 2). I Øresund regionen, øst for Hillerød, findes Øresund Sub-bassin, der er et randnært sub-bassin i Det Danske bassin (Erlström et al. 2013). I Nordsjælland markerer den Nordsjællandske Forkastningszone den vestlige afgrænsning af dette sub-bassin.

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejninger af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional hævning i tidlig 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. Aflenringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejninger fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejet gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejninger af salt fra Sen Perm tiden 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 saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejet, hvorimod forøget indsynkning 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 det Danske Bassin. Saltbevægelse er dog mindre udpræget i den sjællandske undergrund i forhold til i undergrunden i Jylland og det sydligste Danmark.

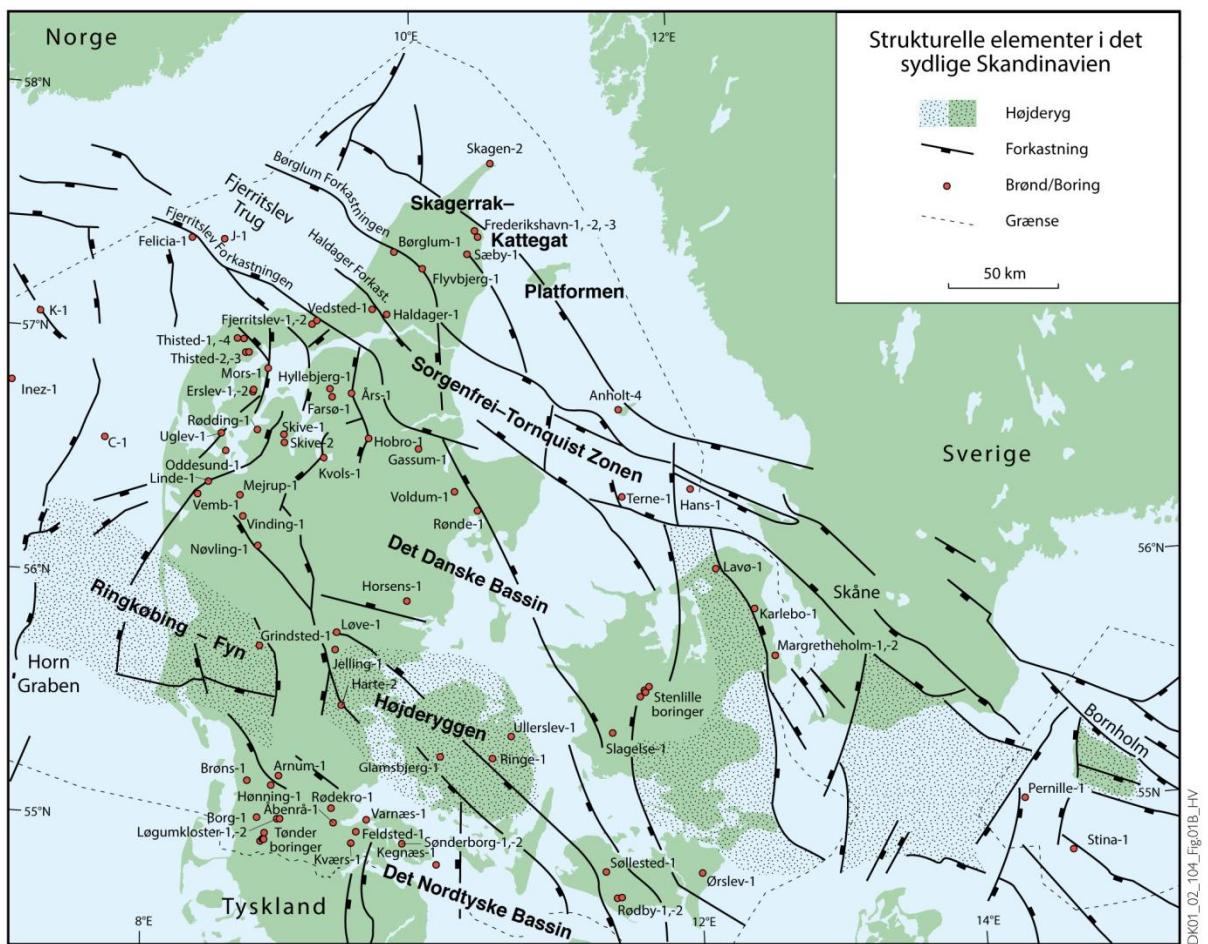
I Hillerød-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,5–3,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Endvidere har en detaljeret gennemgang af de geologiske forhold i Hillerød-området vist, at potentielle geotermiske sandstensreservoirer også kan være til stede i en ”Nedre Jurassisk enhed” og en ”Nedre Kretassisk enhed”. Dette er baseret på, at formationerne og enhederne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske

sandstensreservoirer indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe boringer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding på prognoselokaliteten, da denne vurderes at have de bedste reservoireskaber (Tabel 5 i Mathiesen et al. 2014). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten syd for Hillerød. ”Nedre Jurassisk enhed” ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil derfor muligvis kunne produceres geotermisk energi fra denne og Gassum Formationen samtidigt.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Formationen er vidt udbredt i det Danske Bassin og til dels også i den danske del af det Nordtyske Bassin med en generel tykkelse på 30–150 meter og med tykkelser på op til mere end 300 meter i Sorgenfrei-Tornquist Zonen (Nielsen 2003). Derimod synes formationen generelt ikke at være til stede henover Ringkøbing–Fyn Højderiggen og langs dens flanker. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævning og erosion relateret til saltbevægelse i undergrunden.

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere-farvede ler- og siltsten og lokalt tynde kullag (Bertelsen 1978, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). Sedimenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderiggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modifieret reservoireskaberne. I det vestlige Skåne findes tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen med sandsten, der afspejler aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende aflejningsforhold, men deres overordnede forekomst og udbredelse var sandsynligvis i høj grad styret af de samme havniveausvingninger som i det Danske Bassin (Hjuler et al. 2014).



Figur 2: De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusive det Danske Bassin, Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Skagerrak-Kattegat Platformen, Ringkøbing-Fyn Højdryggen og den nordligste del af det Nordtyske Bassin. Modificeret figur fra Nielsen (2003).

### 3. Resultater for Hillerød-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Hillerød-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimer er bygget 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. Specielt på reservoirdata er der 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.

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 2050–2200 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i en dybde, der er egnet til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 66 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier vurderes rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013\*), og er vurderet til 17 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien, udelukker dog ikke, at transmissiviteten kan være på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

I 2013 blev der indsamlet højopløselige seismiske data, og tolkningen af disse viser ingen markante forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen i området omkring prognoselokaliteten.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 230 meter tyk med toppen liggende ca. 1820 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1750 meter tykke og beliggende ca. 15–1750 m.u.h.

\*I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservorets gennemsnitlige gas-transmissivitet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissivitet på ca. 10 Darcy-meter.

Tabel 3.1: Nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

| <b>Hillerød-lokaliteten</b>                           |   |                  |                                  |                                  |
|---|---|------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| UTMz32 X: 705.132 m; Y: 6.199.787 m                   |   |                  |                                  |                                  |
| Terrænkote: ca. 28 meter over havniveau (m.o.h.)      |   |                  |                                  |                                  |
| <b>Gassum Formationen</b>                             |   | Estimeret værdi  | Vurderet usikkerhed <sup>1</sup> | Usikkerhedsinterval <sup>2</sup> |
|   |   |                  |                                  | [MinCase - MaxCase]              |
| <b>Makro reservoirparametre</b>                       |   |                  |                                  |                                  |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                   | 2050  | 5 <sup>3</sup>   | 1948–2153 <sup>3</sup>           |                                  |
| Tykkelse af formation [m]                             | 150   | 5 <sup>3</sup>   | 143–158 <sup>3</sup>             |                                  |
| <b>Andel af sandsten i formationen</b>                |   |                  |                                  |                                  |
| Tykkelse af Gross sand [m]                            | 55  | 10 <sup>3</sup>  | 50–61 <sup>3</sup>               |                                  |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m] | 44  | 10 <sup>3</sup>  | 40–48 <sup>3</sup>               |                                  |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>       | 0,29  | 10 <sup>3</sup>  | 0,26–0,32 <sup>3</sup>           |                                  |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>      | 0,80  | 10 <sup>3</sup>  | 0,72–0,88 <sup>3</sup>           |                                  |
| <b>Vandledende egenskaber (reservoirsand)</b>         |   |                  |                                  |                                  |
| Porøsitet [%]   | 21  | 10 <sup>3</sup>  | 19–23 <sup>3</sup>               |                                  |
| Gas-permeabilitet [mD]                                | 295   | 5 <sup>7</sup>   | 59–1475 <sup>7</sup>             |                                  |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]             | 370   | 5 <sup>7</sup>   | 74–1850 <sup>7</sup>             |                                  |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]      | 17  | 5 <sup>7</sup>   | 3–83 <sup>7</sup>                |                                  |
| <b>Temperatur</b>                                     |   |                  |                                  |                                  |
| Temperatur <sup>10</sup> [°C]                         | 66  | 10 <sup>3</sup>  | 59–73 <sup>3</sup>               |                                  |
| <b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>              |   | <b>Vurdering</b> |                                  |                                  |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                | Fin til mellem kornstørrelse; sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn |                  |                                  |                                  |
| Diagenese/cementering                                 | Svagt cementerede til cementerede, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad       |                  |                                  |                                  |
| <b>Andre betydende parametre</b>                      |   | <b>Vurdering</b> |                                  |                                  |
| Salinitet   | Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl                     |                  |                                  |                                  |
| Sedimentologisk kontinuitet                           | Stor  |                  |                                  |                                  |
| Strukturel kontinuitet                                | Stor  |                  |                                  |                                  |

<sup>1</sup> Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

<sup>2</sup> Usikkerhedsinterval angiver variationsbredden for Estimeret værdi og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

<sup>3</sup> Vurderet usikkerhed (målt i relative %). Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi +/- Vurderet usikkerhed (målt i relative %).

<sup>4</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og log-porøsitet (> 15 %).

<sup>5</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

<sup>7</sup> Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

<sup>8</sup> Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplisere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

<sup>9</sup> Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

<sup>10</sup> Temperatur er estimeret for midten af formationen ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin.

### **3.1 Anbefalinger**

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoiresgenskaberne for ”Nedre Kretassisk enhed” og ”Nedre Jurassisk enhed”. Sidstnævnte enhed ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil muligvis kunne produceres geotermisk energi fra både denne og Gassum Formationen samtidigt. Det kan endvidere overvejes at bore videre til den dybereliggende Bunter Sandsten Formation. Sandstensintervaller i denne formation kan potentielt udgøre et alternativt og varmere geotermisk reservoir til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønndata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

## 4. Datagrundlag

I Figur 3 er den tilgængelige database i Hillerød-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

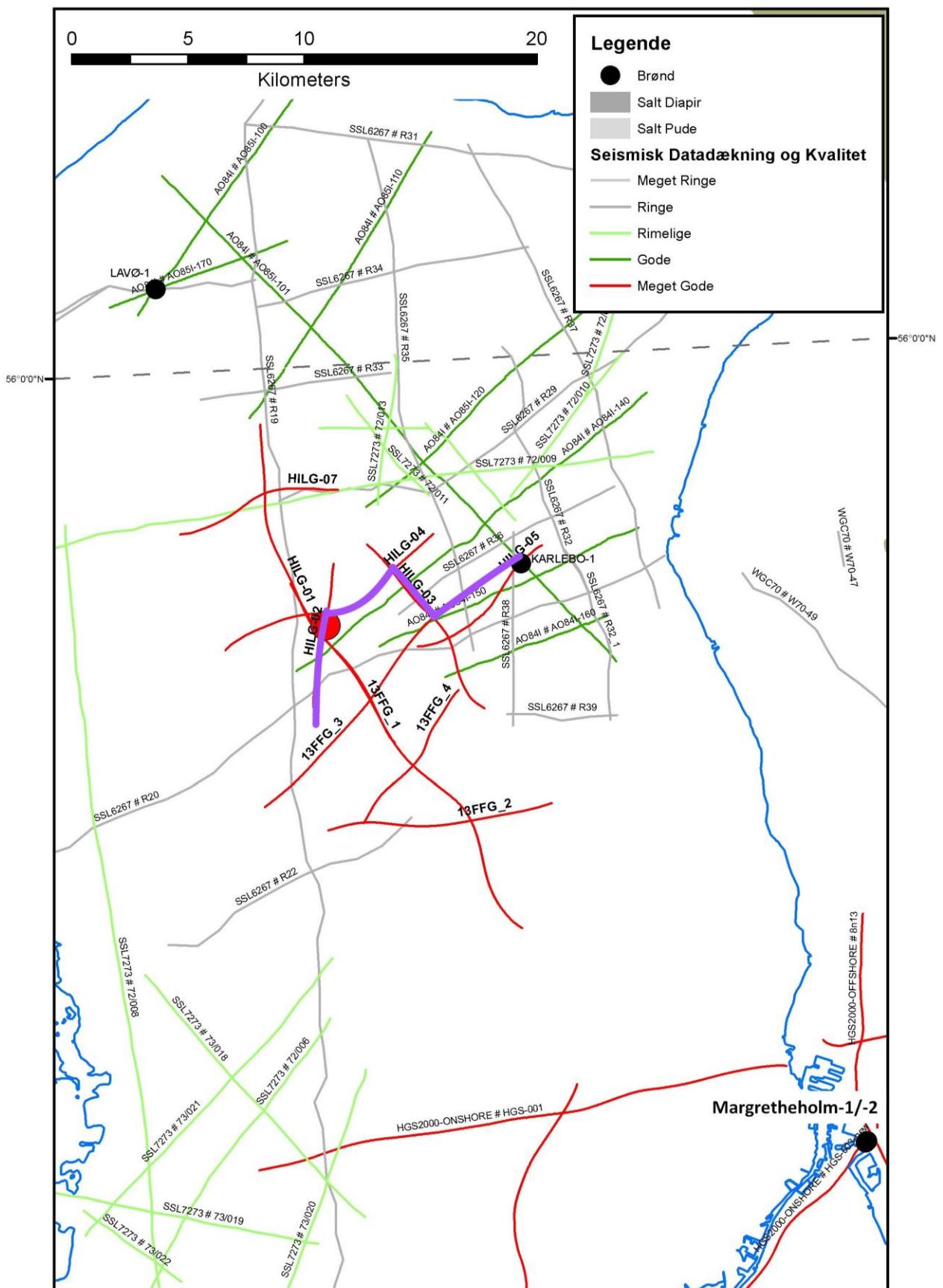
Der er ikke udført mange dybe borer på Sjælland (Figur 3). Nærmeste dybe brønde er Karlebo-1/1A, Lavø-1 samt Margretheholm-1/1A og -2, der er placeret henholdsvis ca. 9, 16 og 32 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 60 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 80 km findes Slagelse-1 (Figur 2 og 3). Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 55 km og 70 km nordvest for prognoselokaliteten (Figur 2). I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite men kun gamma, sonic og modstandslogs. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en vurdering af de fleste reservoirparametre, men desværre blev den nedre del af Gassum Formationen ikke logget på grund af tekniske problemer i forbindelse med log-optagelsen. I Lavø-1 og Margretheholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. I Margretheholm-1/1A er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetsfordelingen ret præcist. Logdata fra Stenlille-boringerne er af god kvalitet, men vurderes knap så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da boringerne ligger langt fra lokaliteten i et område, som er strukturelt anderledes (Mathiesen et al. 2014). Dette gælder også for Slagelse-1, hvor der endvidere heller ikke er optaget en fuld logsuite. De to offshore brønde, Hans-1 og Terne-1, er placeret i Sorgenfrei-Tornquist Zonen, hvilket heller ikke gør disse brønde så relevante i vurderingen af prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes brønndækningen og kvaliteten af brønndata som værende rimelig i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nærmeste brønde, som indgår med logdata i vurderingen af formationens reservoircenskaber ved prognoselokaliteten. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkflejringer, som udgør ”dæklag” for Gassum Formationen. Dybde og tykkelse af disse dæklag er også vurderet for prognoselokaliteten (afsnit 5) og er interessante, da de kan indgå i vurderingen af omkostninger til borefasen ved en eventuel etablering af et geotermisk anlæg.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Der blev i 2013 indsamlet højopløselige seismiske data omkring prognoselokaliteten som forbinder lokaliteten med Karlebo-1/1A brønden. De seismiske data blev indsamlet med henblik på bedre at kunne vurdere de geologiske forhold i relation til geotermisk udnyttelse af undergrunden. Den seismiske datadækning og datakvalitet er derfor god omkring prognoselokaliteten.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortene i Figur 2 og 3. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau.

|                       |                           | Karlebo-1/1A<br>(9 km) | Lavø-1<br>(16 km) | Margretheholm-1/1A<br>(32 km) |
|-----------------------|---------------------------|------------------------|-------------------|-------------------------------|
| <b>Kalk Gruppen</b>   | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 147–1668               | 42–1915           | 111–1591                      |
|                       | Tykkelse (m)              | 1521                   | 1873              | 1480                          |
| <b>Fjerritslev Fm</b> | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 1753–1991              | 2045–2265         | 1639–1833                     |
|                       | Tykkelse (m)              | 238                    | 220               | 194                           |
| <b>Gassum Fm</b>      | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 1991–2118              | 2265–2340         | 1833–1969                     |
|                       | Tykkelse (m)              | 127                    | 75                | 135                           |



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste sjællandske brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. De seismiske linjer, der er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

## 5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget for estimeringen af de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 og delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en mere detaljeret gennemgang af de bagvedliggende beregninger og antagelser henvises der til Mathiesen et al. 2014.

### 5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

#### 5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

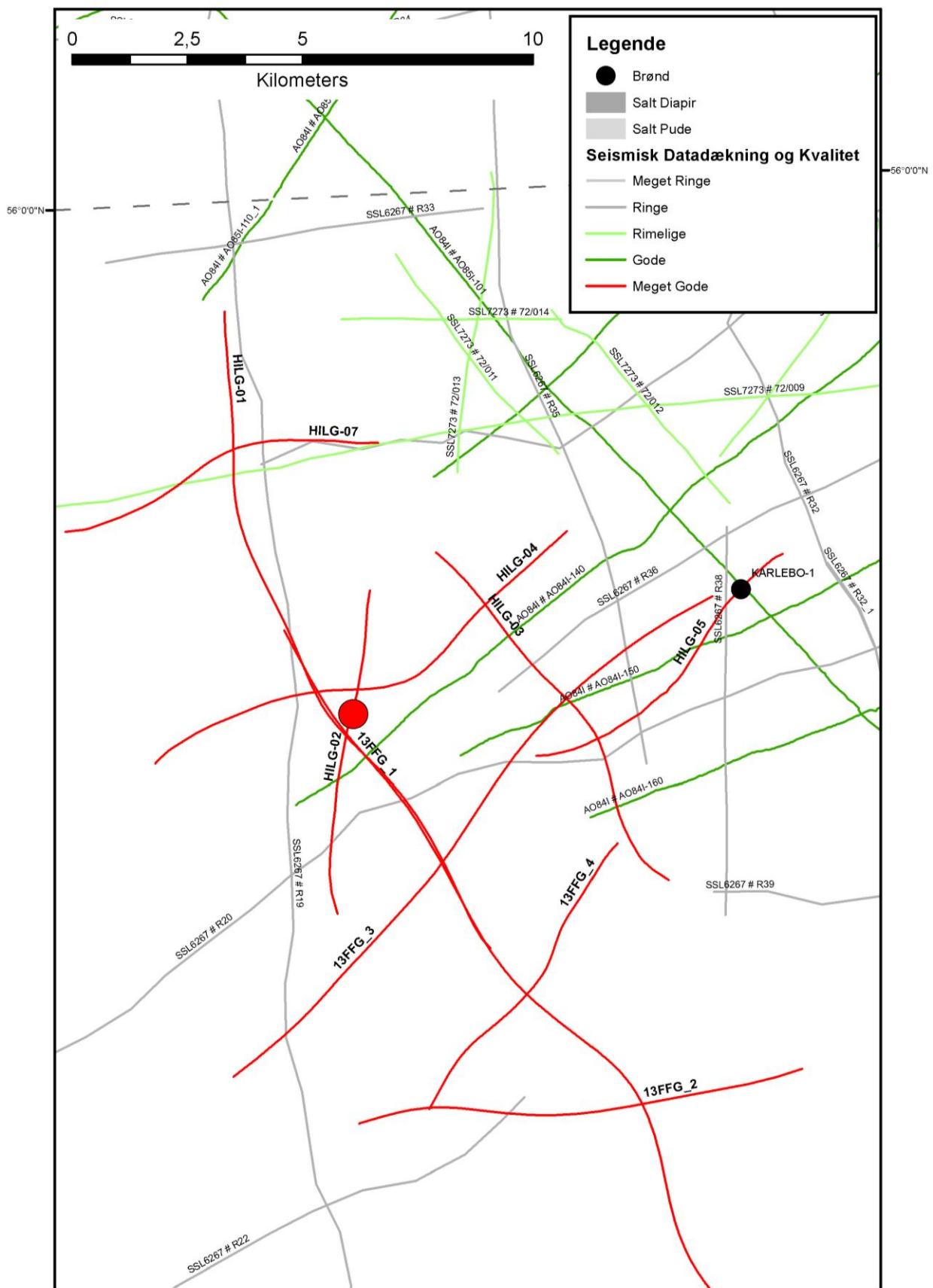
Dybder og tykkeler af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 2050 m.u.h. ved prognoselokaliteten (Mathiesen et al. 2014) med en vurderet usikkerhed på  $\pm 5\%$ . Tykkelsen af formationen vurderes til at være 150 meter med en usikkerhed på omkring  $\pm 5\%$ .

De seismiske linjer HILG-02, HILG-04, HILG-03 og HILG-05 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 50 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. På det seismiske profil fremstår Gassum Formationen forholdsvis uforstyrret omkring prognoselokaliteten, og de øvrige seismiske data viser ligeført, at formationen ikke brydes af markante forkastninger i interesseområdet. På baggrund af de nye seismiske data vurderes Gassum Formationen at være til stede med en relativ konstant tykkelse i store dele af det kortlagt område. Dette gælder også mod øst henover den Nordsjællandske Forkastningszone til Karlebo-1/1A, og det vurderes, at undergrunden ved prognoselokaliteten i store træk ligner undergrunden ved Karlebo-1/1A (Mathiesen et al. 2014).

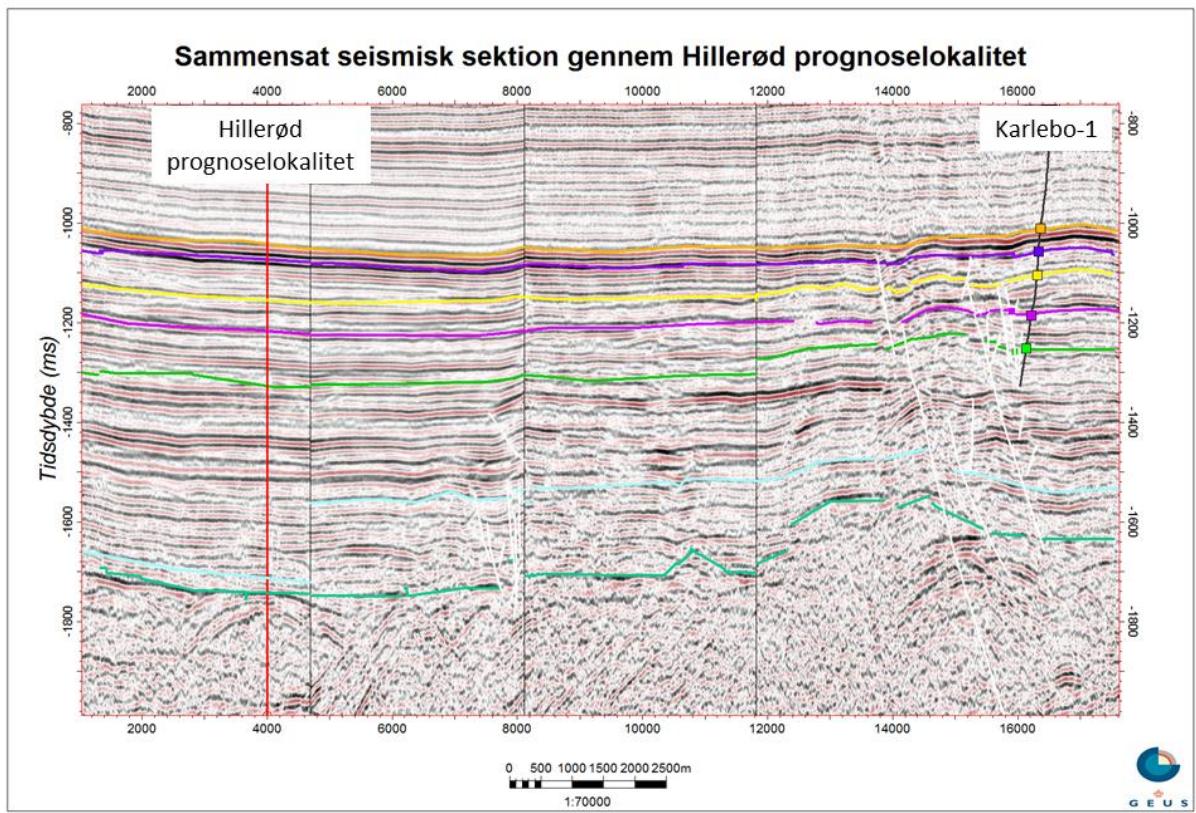
Tabel 5.1: Dybdeintervaller og tykkeler af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning.

| Prognoselokalitet                  | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | Tykkelse<br>(m) |
|------------------------------------|---------------------------|-----------------|
| Danien kalksten & Kalk Gruppen     | 15–1750                   | 1750            |
| Nedre Kretassisk enhed             | 1750–1820                 | 70              |
| Fjerritslev Fm                     | 1820–2050                 | 230             |
| Nedre Jurassisk enhed <sup>1</sup> | 1900–2050                 | 150             |
| Gassum Fm                          | 2050–2200                 | 150             |
| Bunter Sandsten Fm                 | 2500–2800                 | 300             |

<sup>1</sup> Nedre Jurassisk enhed henregnes her til nederste del af Fjerritslev Fm.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Udvalgte seismiske linjer (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Seismisk profil der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 50 meter (base-ret på linjerne HILG-02, HILG-04, HILG-03 og HILG-05 i Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Endvidere er Karlebo-1/1A, som den seismiske linje passerer forbi i en afstand af ca. 100 m, projiceret vinkelret ind på profilet. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret, og der ses ingen markante forkastninger (angivet som stejle hvid streger) omkring prognoselokaliteten. Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (blålilla), Top af Nedre Jurassisk Enhed (gul), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Pre-Zechstein (turkisgrøn). På figuren fremgår endvidere de nominelle tidsdybder af de tilsvarende lithologiske grænser i Karlebo-1 brønden.

### 5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over de brønde på Sjælland, som giver mest information om Gassum Formationen. I tabellen ses tykkelsen af formationen i de enkelte brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoeregenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde i brøndene. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata.

De sjællandske boringsdata understøtter, at Gassum Formationen også er vidt udbredt i den sjællandske undergrund ligesom i den øvrige del af det Danske Bassin. Dette understøttes yderligere ved at de

gøre af, at tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter, forekommer i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de nærmeste brønde til prognoselokaliteten varierer formationen i tykkelse fra 75 m til 135 m (Tabel 5.2). Dybden til toppen af Gassum Formationen er vurderet til 2050 m.u.h. ved prognoselokaliteten baseret på de seismiske data, hvilket er en smule dybere end i Karlebo-1/1A (1991 m.u.h.) og Margretheholm-1/1A (1833 m.u.h.), men lavere end i Lavø-1 (2265 m.u.h.). Ud fra de seismiske data vurderes undergrunden ved prognoselokaliteten og ved Karlebo-1/1A i store træk at ligne hinanden (Mathiesen et al. 2014). Data fra Karlebo-1/1A vurderes derfor som værende mest repræsentative for prognoselokaliteten.

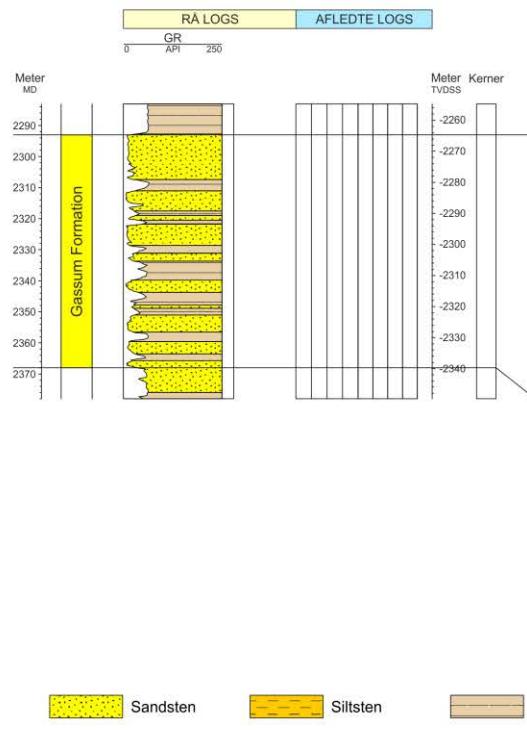
På regional skala viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Lavø-1, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A i Figur 6. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud mellem brøndene. En sådan variation afspejler det oprindelige aflejringsmiljø; eksempelvis blev sand i lange 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. I perioder med lavt havniveau rykkede kysten og de bagvedliggende floder længere ud i bassinet, og som følge heraf kan sandstenslagene i undergrunden have en stor udstrækning, hvis de ikke sidenhen er brutt op af forkastninger. Prognoselokaliteten repræsenterer en position en smule længere ud i bassinet end de ovennævnte brønde, men overordnet set forventes det, at de fleste af sandstensintervallerne i brøndene, også er at finde i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor.

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (*Gross sand*), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (*Potentielt reservoirsand*), i de nærmeste sjællandske brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. Grå felter angiver, at andelen af *Potentielt reservoirsand* ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

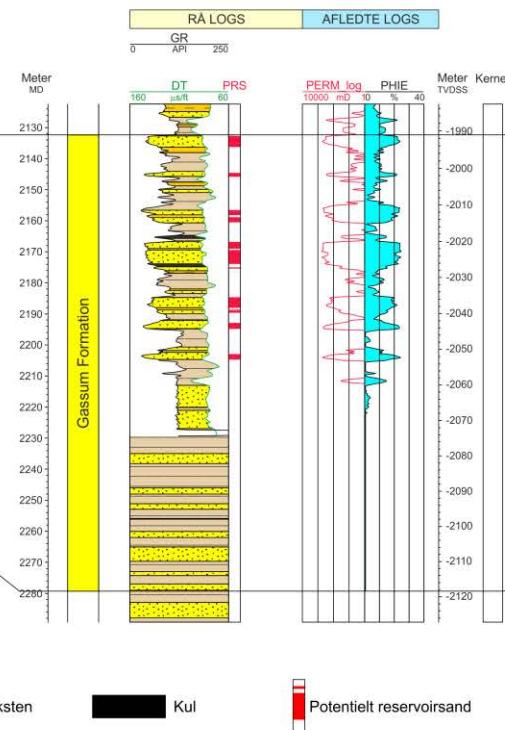
|                           | Formation | Tykkelser/antal meter |                          |
|---------------------------|-----------|-----------------------|--------------------------|
|                           |           | Gross sand            | Potentielt reservoirsand |
| <b>Karlebo-1/1A</b>       | 127       | 60 <sup>1</sup>       | 40 <sup>1</sup>          |
| <b>Lavø-1</b>             | 75        | 50                    |                          |
| <b>Margretheholm-1/1A</b> | 135       | 63                    | 54                       |
| <b>Stenlille-1</b>        | 144       | 124                   | 123                      |
| <b>Stenlille-19</b>       | 145       | 99                    | 98                       |
| <b>Slagelse-1</b>         | 113       | 101                   |                          |

<sup>1</sup>Delvis baseret på ekstrapolation af relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen i Karlebo-1 (Skovgaard Nielsen et al. 2014).

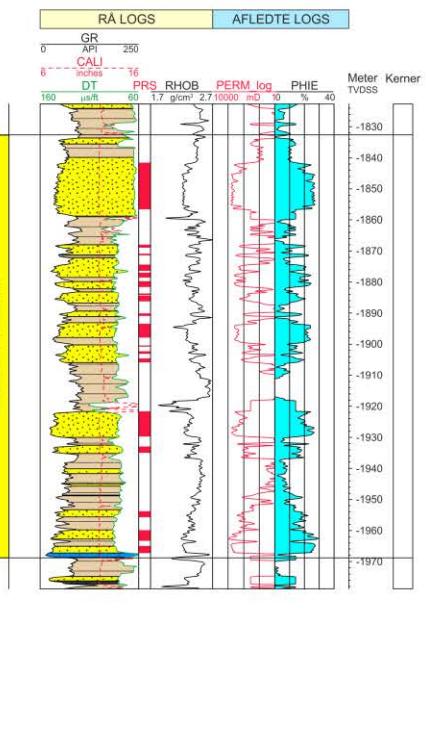
## Lavø-1



## Karlebo-1A



## Margretheholm-1A



Sandsten      Siltsten      Lerskifer      Kalksten      Kul  

 Potentielt reservoirsand

Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Lavø-1, Karlebo-1A og Margretheholm-1/1A, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (placering af brønde ses i Figur 3). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Lavø-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

## 5.2 Reservoirkvalitet

Af de nærmeste borer til prognoselokaliteten er det kun i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, at der blev indsamlet logdata, som muliggør en detaljeret vurdering af Gassum Formationens reservoirkvalitet. I vurderingen af formationens reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten er reservoirværdierne for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A vægtet henholdsvis ca. 2/3 og 1/3 (Mathiesen et al. 2014). Gross sand kan dog godt estimeres for Lavø-1, og i vurderingen af formationens Gross sand ved prognoselokaliteten er Lavø-1 og Karlebo-1/1A vægtet hver med 1/2.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i de tre brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen i forbindelse med udførelsen af de tre borer. I Margretheholm-2 er der dog udtaget ca. 7 sidevægskerner i Gassum Formationen, og reservoirmålinger på nogle af disse indgår i en generel porøsitet-permeabilitets relation (se afsnit 5.2.3).

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af bore-spåner fra Karlebo-1/1A, Margretheholm-1/1A og Lavø-1 borerne (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003, Dapco 1959). De optagne og tolkede logs i de tre brønde er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. I Karlebo-1/1A er det kun den øvre del af Gassum Formationen, der er logget, men i tabellen er der opgivet reservoirværdier for hele formationen. Dette er gjort ved at ekstrapolere logdata til den nedre del af formationen baseret på en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af bore-spåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014). Karlebo-1/1A er endvidere en boring, der er forholdsvis meget afbøjet og for så vidt muligt at få ”sande” tykkeler af formation, Gross sand og Potentielt reservoirsand, er der her regnet i vertikale dybder frem for målte dybder. Beregningen af reservoirparametre er ligeledes baseret på de korrigerede tykkeler.

Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. Dette er en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid vil medføre en ekstra usikkerhed.

Tabel 5.3: *Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplattformen (MD) af Gassum Formationen i Karlebo-1/1A, Margretheholm-1/1A og Lavø-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

| Brønd                     | Dybdeinterval<br>[m MD] | Kerner<br>[m MD] | Sidevægskerner<br>[m MD] |
|---------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------|
| <b>Karlebo-1/1A</b>       | 2132-2279               | Ingen            | Ingen                    |
| <b>Margretheholm-1/1A</b> | 1842-1977               | Ingen            | Ingen                    |
| <b>Lavø-1</b>             | 2293-2368               | Ingen            | Ingen                    |

Tabel 5.4: *Liste over rå-logs anvendt i danske onshore boringer 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                | Re-skaleret 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, med neutron log   |
| Resistivitetslogs/<br>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 modstandsslog af ældre dato  |
| Neutron log                                   | NPHI       | fraction          | Måler den tilsyneladende porøsitet (neutron-loggen kan være forkortet "NEU")        |
| Densitets logs                                | RHOB       | g/cm <sup>3</sup> | Måler bulk-densiteten af bjergarten   |
|   | RHOZ       | g/cm <sup>3</sup> | Måler bulk-densiteten af bjergarten   |
| Log-beregnet permeabilitet                    | PERM_log   | mD                | Beregnet log-kurve baseret på PHIE  |
| Log-beregnet effektiv<br>porøsitet            | PHIE       | fraction          | Beregnet/tolket log kurve   |
| Kernepermeabilitet                            | Kh_a       | mD                | Målt horizontal 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 log kurve   |
| Log-beregnet lermængde                        | Vshale     | fraktion          | Beregnet/tolket log kurve   |
| Indikator for potentielt re-servoirsand (PRS) | PRS        | m                 | Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentielt reservoirsand (PRS) |

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A brønden.*

| Karlebo-1/1A   |   |                                     |                                       |  |  |  |
|--|---|-------------------------------------|---------------------------------------|--|--|--|
| Gassum<br>Formationen                                    | Estimeret<br>værdi  | Vurderet<br>usikkerhed <sup>1</sup> | Usikkerheds-<br>interval <sup>2</sup> |  |  |  |
|  |   |                                     | [MinCase - MaxCa-<br>se]              |  |  |  |
| <b>Makro reservoirparametre</b>                          |   |                                     |                                       |  |  |  |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                      | 1991  | 1 <sup>3</sup>                      | 1971–2011 <sup>3</sup>                |  |  |  |
| Tykkelse af formation <sup>10</sup> [m]                  | 127   | 1 <sup>3</sup>                      | 126–129 <sup>3</sup>                  |  |  |  |
| <b>Andel af sandsten i formationen</b>                   |   |                                     |                                       |  |  |  |
| Tykkelse af Gross sand <sup>10</sup> [m]                 | 60  | 5 <sup>3</sup>                      | 57–63 <sup>3</sup>                    |  |  |  |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4,10</sup> [m] | 40  | 5 <sup>3</sup>                      | 38–42 <sup>3</sup>                    |  |  |  |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>          | 0,31  | 5 <sup>3</sup>                      | 0,30–0,33 <sup>3</sup>                |  |  |  |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>         | 0,67  | 5 <sup>3</sup>                      | 0,63–0,70 <sup>3</sup>                |  |  |  |
| <b>Vandledende egenskaber (reservoirsand)</b>            |   |                                     |                                       |  |  |  |
| Porøsitet [%]  | 20  | 6 <sup>3</sup>                      | 19–21 <sup>3</sup>                    |  |  |  |
| Gas-permeabilitet [mD]                                   | 290   | 5 <sup>7</sup>                      | 58–1450 <sup>7</sup>                  |  |  |  |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]                | 360   | 5 <sup>7</sup>                      | 72–1800 <sup>7</sup>                  |  |  |  |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]         | 15  | 5 <sup>7</sup>                      | 3–75 <sup>7</sup>                     |  |  |  |
| <b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>                 |   |                                     |                                       |  |  |  |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                   | Vurdering   |                                     |                                       |  |  |  |
|  | Meget fin til mellem i kornstørrelse, i enkelte niveauer også grov; sorteret til velsorteret, stedvis ringe sorteret til sortert; subkantede til subafrundede, stedvis afrundede korn |                                     |                                       |  |  |  |
| Diagenese/cementering                                    | Løs til moderat hård, kvarts cement, stedvis kalkholdig   |                                     |                                       |  |  |  |

<sup>1</sup> Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarrings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

<sup>2</sup> Usikkerhedsinterval angiver variationsbredden for Estimeret værdi og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

<sup>3</sup> Vurderet usikkerhed (målt i relative %). Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi +/- Vurderet usikkerhed (målt i relative %).

<sup>4</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og logporøsitet (> 15 %). Tykkelsen er korrigteret for boringens afbøjning.

<sup>5</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

<sup>7</sup> Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

<sup>8</sup> Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

<sup>9</sup> Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

<sup>10</sup> Tykkelsen er korrigteret for boringens afbøjning. Tykkelsen af både Gross sand og Potentielt reservoir sand er delvis fastlagt efter skøn, da Gassum Formationen kun er delvis logget.

Tabel 5.6: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Margretheholm-1/1A brønden.*

| Gassum<br>Formationen                                  | Estimeret<br>værdi | Vurderet<br>usikkerhed <sup>1</sup>  | Usikkerheds-<br>interval <sup>2</sup> |
|--|--------------------|--|---------------------------------------|
|  |                    |  | [MinCase - MaxCase]                   |
| <b>Makro reservoirparametre</b>                        |                    |  |                                       |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                    | 1833               | 1 <sup>3</sup>   | 1814–1851 <sup>3</sup>                |
| Tykkelse af formation [m]                              | 135                | 1 <sup>3</sup>   | 134–136 <sup>3</sup>                  |
| <b>Andel af sandsten i formationen</b>                 |                    |  |                                       |
| Tykkelse af Gross sand [m]                             | 63                 | 5 <sup>3</sup>   | 60–66 <sup>3</sup>                    |
| Tykkelse af Potentielt reservoairsand <sup>4</sup> [m] | 54                 | 5 <sup>3</sup>   | 51–56 <sup>3</sup>                    |
| Potentielt reservoairsand/formation <sup>5</sup>       | 0,40               | 5 <sup>3</sup>   | 0,38–0,42 <sup>3</sup>                |
| Potentielt reservoairsand/Gross sand <sup>6</sup>      | 0,85               | 5 <sup>3</sup>   | 0,80–0,89 <sup>3</sup>                |
| <b>Vandledende egenskaber (reservoairsand)</b>         |                    |  |                                       |
| Porøsitet [%]  | 22                 | 5 <sup>3</sup>   | 21–23 <sup>3</sup>                    |
| Gas-permeabilitet [mD]                                 | 300                | 4 <sup>7</sup>   | 75–1200 <sup>7</sup>                  |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]              | 375                | 4 <sup>7</sup>   | 94–1500 <sup>7</sup>                  |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]       | 20                 | 4 <sup>7</sup>   | 5–80 <sup>7</sup>                     |
| <b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>               |                    | <b>Vurdering</b>   |                                       |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                 |                    | Fin, stedvis mellemkornet; sorteret til velsorteret; subafrunde-de til afrundede, enkelte steder subkantede korn |                                       |
| Diagenese/cementering                                  |                    | Løs til fast, stedvis hård, kalkfri til kalkholdig i varierende grad, stedvis pyrit-cementeret                   |                                       |

<sup>1</sup> Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

<sup>2</sup> Usikkerhedsinterval angiver variationsbredden for Estimeret værdi og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

<sup>3</sup> Vurderet usikkerhed (målt i relative %). Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi +/- Vurderet usikkerhed (målt i relative %).

<sup>4</sup> Tykkelse af Potentielt reservoairsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og logporøsitet (> 15 %).

<sup>5</sup> Tykkelse af Potentielt reservoairsand divideret med Tykkelse af formation.

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoairsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

<sup>7</sup> Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

<sup>8</sup> Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

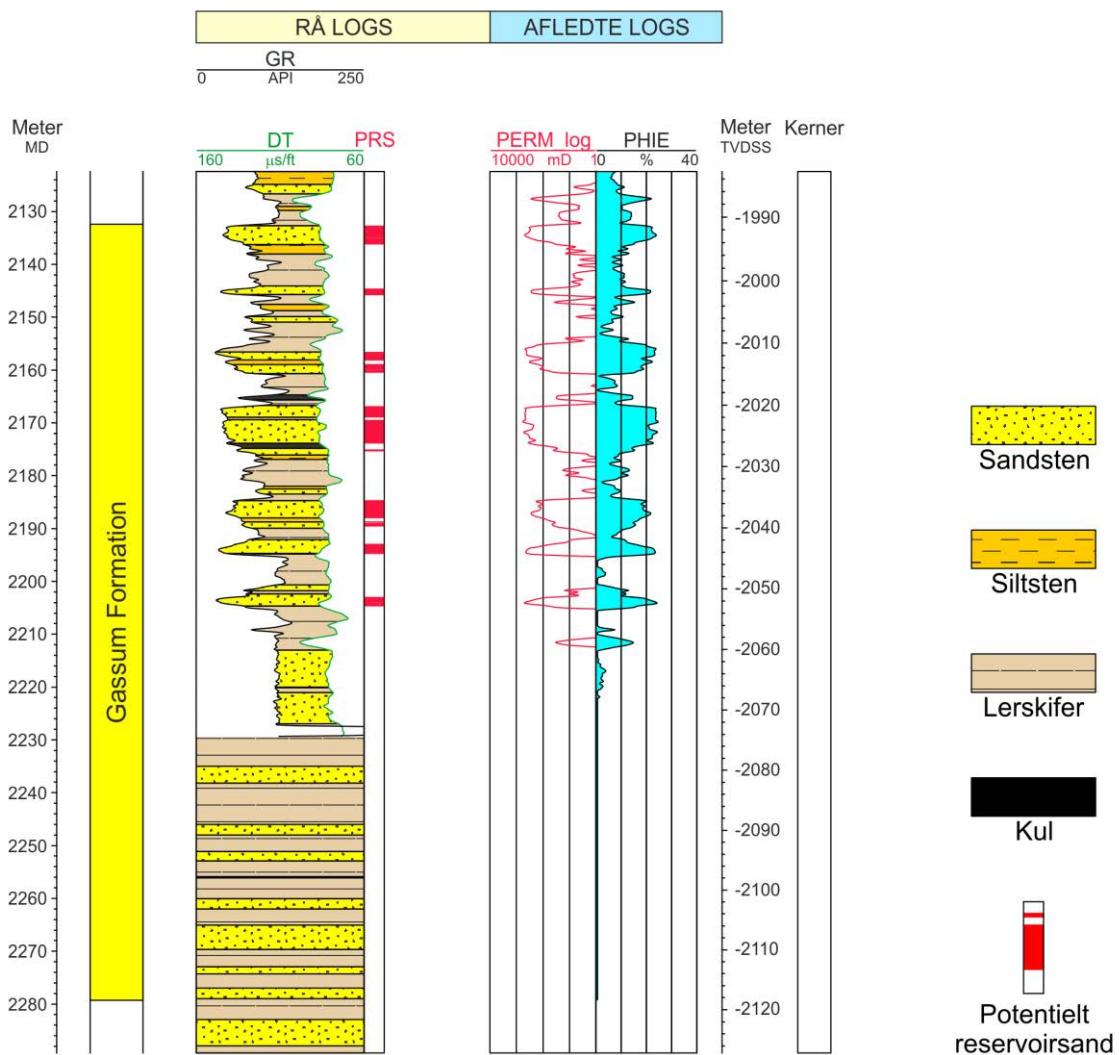
<sup>9</sup> Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

### 5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Karlebo-1/1A, Margretheholm-1/1A og Lavø-1 borerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–8). Borespåne-beskrivelserne understøtter log-tolkningen, men er dog mangelfulde for Lavø-1, hvor op-

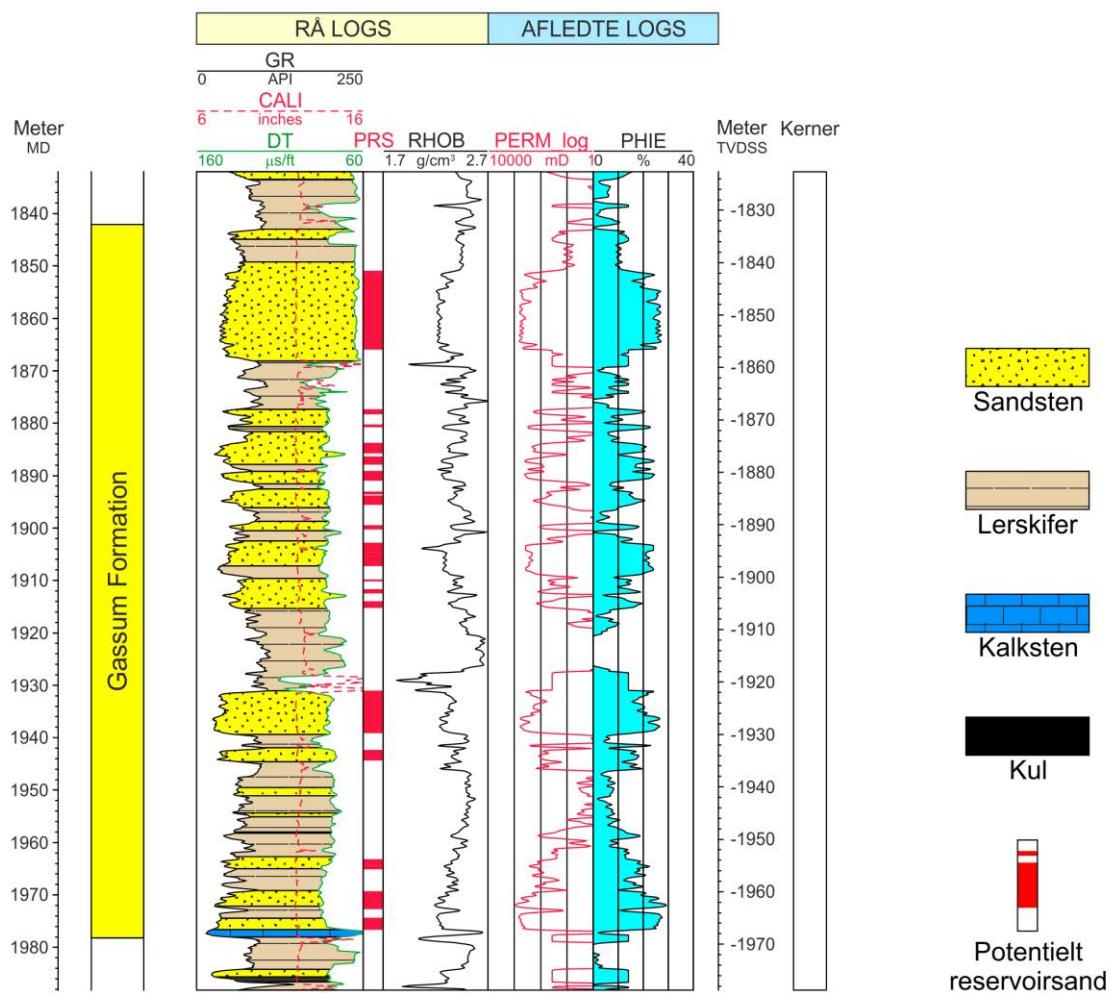
lysningerne i det væsentligste begrænser sig til, at sandstenene er finkornede (Dapco 1959). Det fremgår af borespåne-beskrivelserne fra Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede (i Margretheholm-1/1A mest fin-kornede) og sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003). Desuden angives sandstenene til at være løse til faste, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad. I nogle dybdeintervaller kan sandstenene endvidere være kvarts- eller pyrit-cementerede. På baggrund af de oven-nævnte oplysninger fra de nærmeste boringer vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, sorterede til velsorterede, og svagt cementerede til cementerede.

# Karlebo-1A



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Karlebo-1A inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoairsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitets-estimatet (PERM\_log) er plottet som en rød kurve. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

# Margretheholm-1A



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Margretheholm-1A. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Sektioner med Potentielt reservoarsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porositetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM\_log) er plottet som en rød kurve. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

## 5.2.2 Vurdering af tykkeler, lerindhold og porositet

I Karlebo-1/1A, Margretheholm-1/1A og Lavø-1 er Gassum Formationen henholdsvis 127, 135 og 75 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 60 meter i Karlebo-1/1A, ca. 63 meter i Margretheholm-1/1A og ca. 50 meter i Lavø-1 (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma loggen, idet

det antages, at mængden af ler er proportional med gamma loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7). Denne fremgangsmåde er anvendt i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A; i Lavø-1 er der ikke optaget en gamma-log, og ler-mængden er her tolket ud fra SP-loggen.

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt ler-mængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 40 meter i Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og til ca. 54 meter i Margretheholm-1/1A, hvorimod denne og andre reservoirparametre ikke kan beregnes for Lavø-1 på grund af manglende logdata. Som nævnt tidligere, er de nævnte reservoirværdier for formationen i Karlebo-1/1A endvidere delvis baseret på ekstrapolation af en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 20 % i Karlebo-1/1A og ca. 22 % i Margretheholm-1/1A (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsitetstolkningen af Karlebo-1 boringen er baseret på en ler-korrigeret sonic-log, hvorimod porøsitetstolkningen af Margretheholm-1/1A er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er i den forbindelse anvendt en sandstens densitet på  $2,65 \text{ g/cm}^3$  svarende til densiteten for ren kvarts.

*Tabel 5.7: Responsparametre for gamma (GR) log for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A boringerne. Herudover SP\_min og SP\_max for Lavø-1 boringen.*

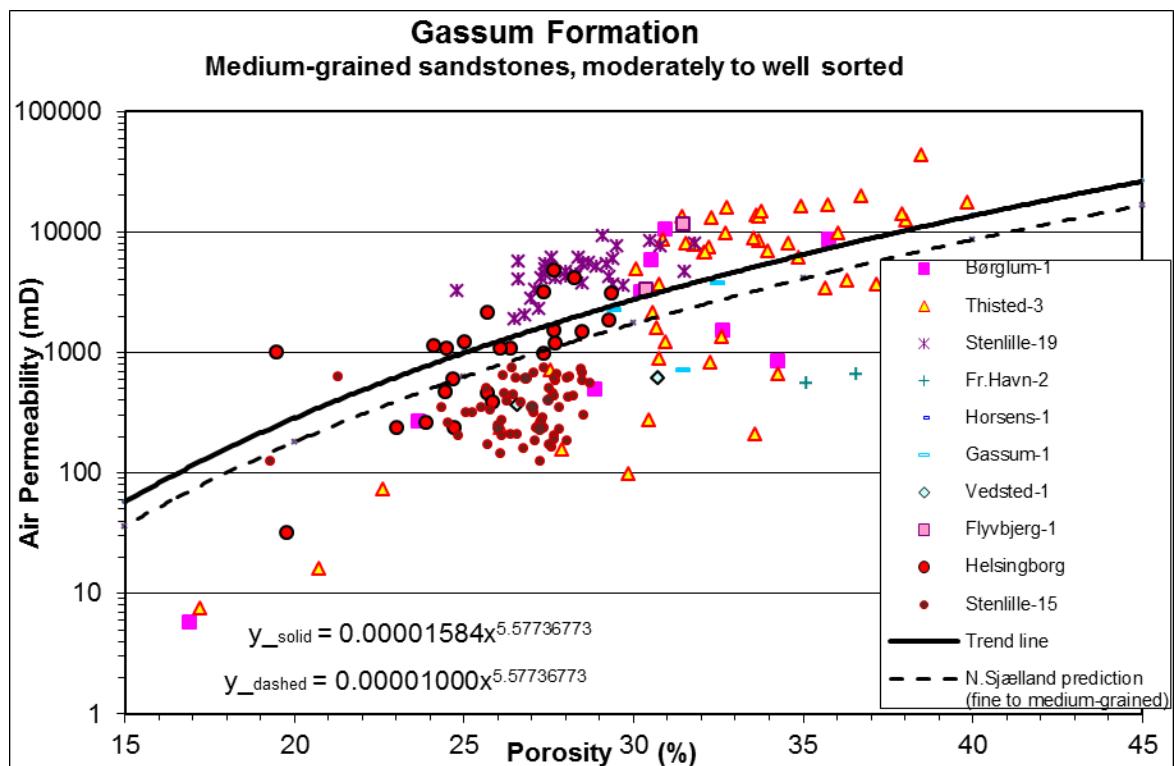
| Responsparametre for gamma (GR) og SP logs |      | GR/SP_min<br>(baggrundsstråling) | GR/SP_max<br>(respons for rent ler) |
|--|------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Karlebo-1/1A                               | (GR) | 75                               | 163                                 |
| Margretheholm-1/1A                         | (GR) | 90                               | 160                                 |
| Lavø-1                                     | (SP) | 37                               | 180                                 |

### 5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margretheholm-2. Porøsiteten og permeabiliteten er bestemt på udvalgt kernemateriale fra disse, og målingerne indgår i en porøsitet-permeabilitetsrelation, som også bygger på kernemålinger fra borer udenfor Sjælland, blandt andet konventionelle kerneanalyse-data fra Helsingborg samt fra en række jyske borer (Figur 9). De plottede data i Figur 9 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved Hillerød anses for at være fin- til mellemkornet, skal den fuldt

*optrukne* tendenslinje modificeres for at kompensere for forskel i kornstørrelsen. Baseret på kerneprøver fra Gassum Formationen (egentlig Gassum Formation ækvivalent) fra Helsingborg samt cuttings-prøver fra Karlebo-1/1A boringen er det GEUS vurdering, at Gassum Formationen indenfor det Nordsjællandske område overordnet set består af cirka 2/3 mellemkornet sandsten og 1/3 finkornet sandsten (Hjuler et al. 2014). På den baggrund er der beregnet en "Nordsjællands-linje", der tager højde for den lidt finere kornstørrelse i Nordsjælland (*stippled linje* i Figur 9). GEUS forventer, at denne porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Hillerød-området.

Permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af de føromtalte 'cut-off' værdier (afsnit 5.2.2) er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 290 mD for Karlebo-1/1A og til ca. 300 mD for Margretheholm-1/1A. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 360 og 375 mD for henholdsvis Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Gassum Formationen i de to brønde (Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A) blev ikke prøvepumpt, og det er således ikke muligt at vurdere permeabiliteten ud fra testdata. Fra Stenlille-1 til -5 foreligger der produktionstest, og på baggrund af disse vurderes reservoirpermeabiliteten til at være i størrelsesordenen 100–750 mD (Mathiesen et al. 2014). Da vurderingen af sandstene-nes permeabilitet ved prognoselokaliteten i det væsentligste bygger på erfaringsmæssige sammenhænge, og da kernemålingerne viser en forholdsvis stor spredning, er det vanskeligt at bestemme en repræsentativ gennemsnits-permeabilitet. Det er følgelig hensigtsmæssigt, at vurdere usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen ved hjælp af modeller og analogier. F.eks. udviser data fra Stenlille-boringerne generelt set mindre spredning end de regionale data, og på baggrund af de lokale Stenlille data vurderes det, at usikkerhedsbåndet i en optimistisk tolkning kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 3. Der er ikke indtegnet et usikkerhedsbånd på porøsitet-permeabilitets plottet, men "High" og "Low" case kan umiddelbart vurderes ud fra følgende: "High case" kan beskrives med en tendenslinje, der fremkommer ved at gange "Nordsjællands-linjen" med 3, og "Low case" fremkommer ved at dividere "Nordsjællands-linjen" med 3. I en mere gængs tolkning vurderes usikkerhedsbåndet dog til at være lidt bredere, dvs. variationsbredden beskrives her med udgangspunkt i en dividere/gange faktor på 5.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver, primært fra mellemkornede sandstenslag i Gassum Formationen. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for de plottede datapunkter. De stiplede linje antages at være gældende for Nordsjælland og tilgrænsende områder. Forskellen på forløbet af de to tendenslinjer beror på, at Gassum reservoaret i Nordsjælland ikke udelukkende består af mellemkornet sandsten, men er en blanding af både fin- og mellemkornet sandsten. Usikkerheden på porøsitets-permeabilitets relationen er beskrevet og perspektiveret i teksten.

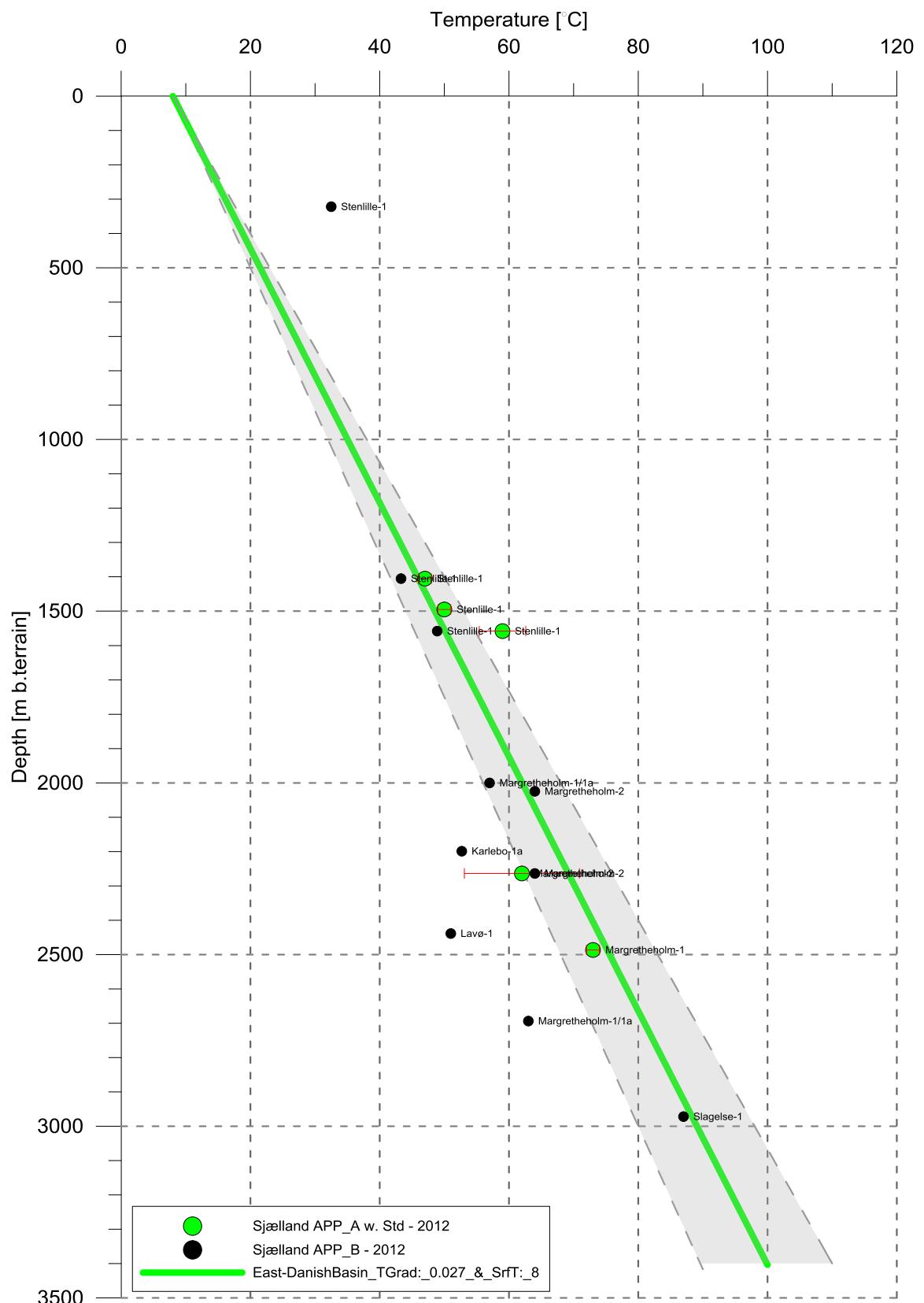
#### 5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Karlebo-1/1A vurderet til ca. 15 Darcy-meter, i Margretheholm-1/1A til ca. 20 Darcy-meter og til ca. 17 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved hjælp af en dividere/gange faktor i en størrelsesorden på 5 (svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor). Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til permeabilite-

ten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

### 5.3 Temperatur

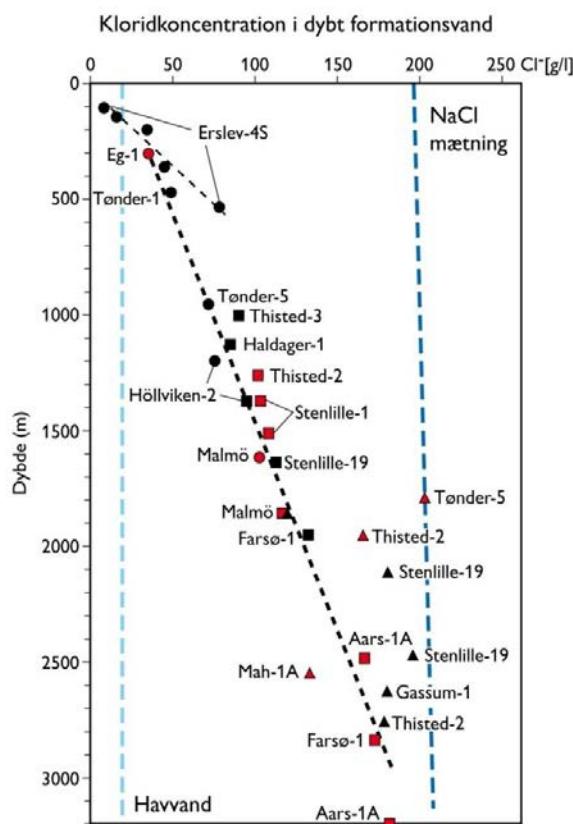
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca.  $66\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 10\%$  ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. =  $0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2153 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2050 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (28 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (75 meter).



Figur 10: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for den østlige del af det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde på Sjælland (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på  $\pm 10\%$  (gråt område).

## 5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 137 g/l i en dybde af 2153 meter under terræn svarende til ca. midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger på omkring 205 g/l Cl<sup>-</sup> ved den pågældende formationstemperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun, hvis formationsvandet er helt tæt på mætningspunktet for NaCl.



Figur 11: 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 stiplet 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 (rød trekant), 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 (●).

## 6. Referencer

- Ahlberg, A. 1994: Deposition and diagenesis of the Rhaetian-Hettangian succession (Triassic-Jurassic) in southern Sweden. Lund Publications in Geology 123, 1-56.
- Bertelsen, F. 1978: The Upper Triassic – Lower Jurassic Vinding and Gassum Formations of the Norwegian–Danish Basin. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B, Nr. 3, 26 pp.
- Dapco 1959: Lavø-1. Completion report.
- DONG 2003: Margretheholm-1/1A. Final well report.
- Erlström, M., Bidstrup, T., Lindström, S., Nielsen L.H., Kristensen, L. & Mathiesen, A. 2013: Structural outline, depositional setting and assessment of Mesozoic low enthalpy geothermal aquifers in the marginal eastern parts of the Danish Basin. European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3-7 June 2013.
- Hjuler, M.L., Erlström, M., Lindström, S., Nielsen, L.H., Kristensen, L., Mathiesen, A. & Bidstrup, T. 2014: Extended evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area including geological data from Helsingør and Øresund. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/29.
- 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.
- Mathiesen, A., Rasmussen, R., Bidstrup, T., Kristensen, L., Laier, T. & Nielsen, L.H. 2014: Seismic quality control, interpretation, mapping and assessment of the geothermal potential in the Hillerød area, Northeastern Zealand. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/35.
- Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske reservoirformationer i den danske lagserie. Danmarks Geologiske Undersøgelse, Årbog 1978, 151–164.
- Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 147–216.
- 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.

Skovgaard Nielsen, L., Keulen, N., Kristensen, L., Therkelsen, J., Nielsen, L.H. & Mathiesen, A. 2014: Karlebo-1A: Investigation of cuttings samples from the Lower Cretaceous, Lower Jurassic and Gassum Formation. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/1.

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.

Tethys Oil Denmark 2007: Karlebo-1/1A. Final well report (Geology).

Vejbæk, O.V. & Britze, P. 1994: Geologisk kort over Danmark/Geological map of Denmark 1:750.000. Top præ-Zechstein/Top pre-Zechstein. Danmarks Geologiske Undersøgelse Kortserie, 45, 9 pp.