

# Det geotermiske screeningsprojekt

Kalundborg-lokaliteten

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



# Det geotermiske screeningsprojekt

Kalundborg-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 Kalundborg-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 .....                                               | 20        |
| 5.2.1     | Tolkning af lithologi.....                                            | 25        |
| 5.2.2     | Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet .....                 | 28        |
| 5.2.3     | Permeabilitet.....                                                    | 30        |
| 5.2.4     | Transmissivitet .....                                                 | 32        |
| 5.3       | Temperatur .....                                                      | 32        |
| 5.4       | Salinitet.....                                                        | 34        |
| <b>6.</b> | <b>Referencer</b>                                                     | <b>35</b> |

# 1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende i den sydlige del af Kalundborg på adressen Asnæsvej 16, 4400 Kalundborg (Figur 1). 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).

Kalundborg 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 Kalundborgområdet, 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 Kalundborg-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 godt 120 meter sandsten, der er beliggende mere end 1970 meter under terræn. Sandstenene indgår i Gassum Formationen, og den geologiske gennemgang og vurdering af undergrunden fokuserer derfor på denne formation. Geologiske nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved Kalundborg-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og 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) i sydlige del af Kalundborg.

## 2. Geologisk baggrund

Kalundborg-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).

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 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 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. 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 sedimenter, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer 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 salt diapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, 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.

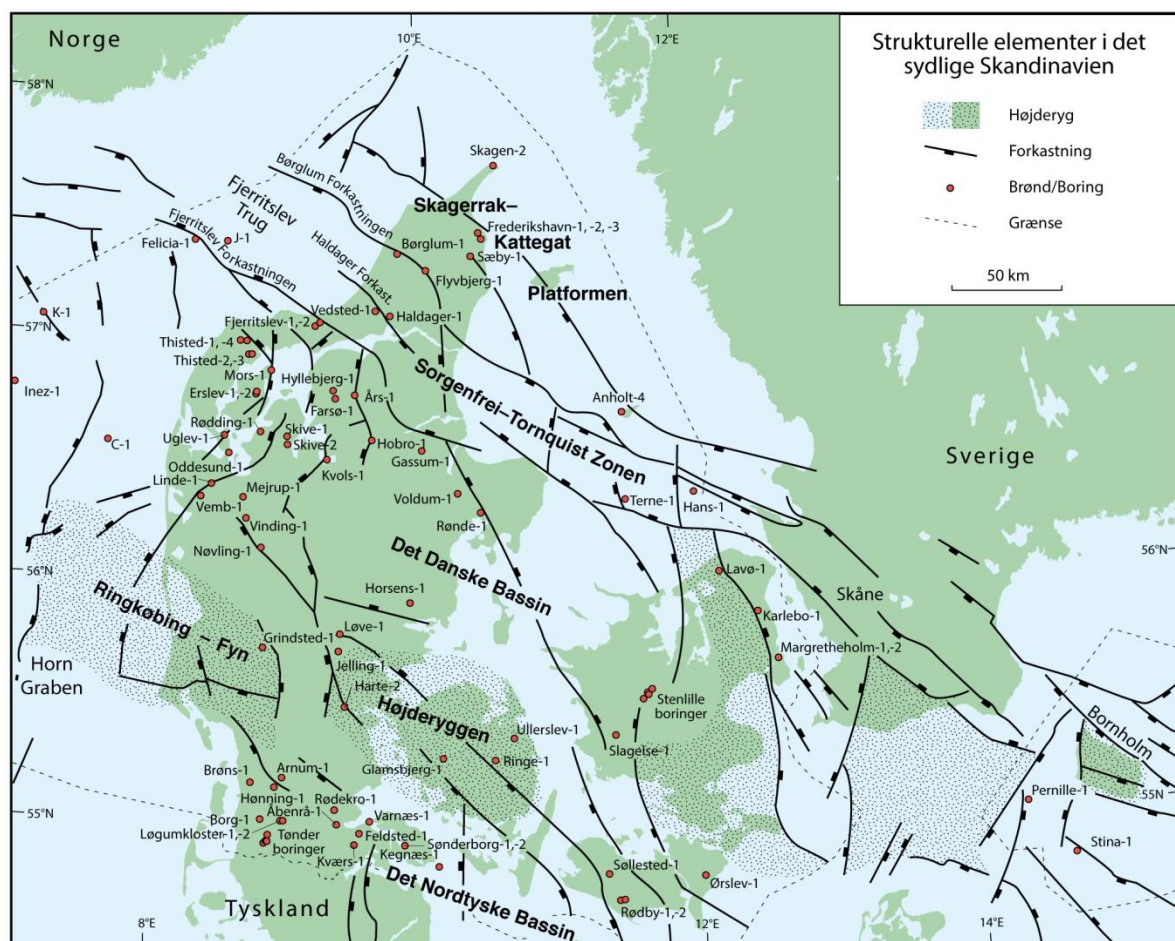
I Kalundborg-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 4,5–5,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). Ca. 15 km nordøst for Kalundborg findes "Havnsø-strukturen", hvor lagserien er løftet op over en forholdsvis stor saltpude i undergrunden. I regionen vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirs at kunne være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirs 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 borer 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.

Baseret på boringsdata, er det GEUS' vurdering, at Gassum Formationen har de bedste reservoirregenskaber i Kalundborg-området, og at denne derfor udgør det primære mål for dyb geotermisk indvinding. Fokus er derfor i det følgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten ved Kalundborg.

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 Højderyggen og langs dens flanker. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævnning 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 transportererede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen 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 modificeret reservoirregenskaberne.



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



### 3. Resultater for Kalundborg-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Kalundborg-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimater 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. 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. 1970–2270 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. 64 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier vurderes ligeledes positive 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 90 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (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 6–9). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

Den seismiske datadækning er for ringe til at kunne bestemme om forkastninger gennemskærer Gassum Formationen tæt ved prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede i nærheden af lokaliteten, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt fremtidige geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 375 meter tyk med toppen liggende ca. 1595 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1150 meter tykke og beliggende ca. 345–1495 m.u.h.

*\*I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirs 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>Kalundborg-lokaliteten</b><br>UTMz32 X: 630.824 m; Y: 6.170.170 m<br>Terrænkote: ca. 3 meter over havniveau (m.o.h.) |                                                                                                  |                                         |                                        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Gassum Formationen</b>                                                                                               | <b>Estimeret værdi</b>                                                                           | <b>Vurderet usikkerhed <sup>1</sup></b> | <b>Usikkerhedsinterval<sup>2</sup></b> |
|                                                                                                                         |                                                                                                  |                                         | <b>[MinCase - MaxCase]</b>             |
| <b>Makro reservoirparametre</b>                                                                                         |                                                                                                  |                                         |                                        |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                                                                                     | 1970                                                                                             | 10 <sup>3</sup>                         | 1773–1276 <sup>3</sup>                 |
| Tykkelse af formation [m]                                                                                               | 200                                                                                              | 30 <sup>3</sup>                         | 140–260 <sup>3</sup>                   |
| <b>Andel af sandsten i formationen</b>                                                                                  |                                                                                                  |                                         |                                        |
| Tykkelse af Gross sand [m]                                                                                              | 123                                                                                              | 20 <sup>3</sup>                         | 98–147 <sup>3</sup>                    |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m]                                                                   | 122                                                                                              | 20 <sup>3</sup>                         | 97–146 <sup>3</sup>                    |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>                                                                         | 0,61                                                                                             | 20 <sup>3</sup>                         | 0,49–0,73 <sup>3</sup>                 |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>                                                                        | 0,99                                                                                             | 20 <sup>3</sup>                         | 0,79–1,00 <sup>3</sup>                 |
| <b>Vandlevende egenskaber (reservoirsand)</b>                                                                           |                                                                                                  |                                         |                                        |
| Porøsitet [%]                                                                                                           | 25                                                                                               | 10 <sup>3</sup>                         | 22–27 <sup>3</sup>                     |
| Gas-permeabilitet [mD]                                                                                                  | 589                                                                                              | 5 <sup>7</sup>                          | 118–2944 <sup>7</sup>                  |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]                                                                               | 736                                                                                              | 5 <sup>7</sup>                          | 147–3679 <sup>7</sup>                  |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]                                                                        | 90                                                                                               | 6 <sup>7</sup>                          | 15–537 <sup>7</sup>                    |
| <b>Temperatur</b>                                                                                                       |                                                                                                  |                                         |                                        |
| Temperatur <sup>10</sup> [°C]                                                                                           | 64                                                                                               | 10 <sup>3</sup>                         | 58–70 <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                                                                                                   | Løse til faste, stedvis kalk- eller kvarts-cementerede                                           |                                         |                                        |
| <b>Andre betydende parametre</b>                                                                                        | <b>Vurdering</b>                                                                                 |                                         |                                        |
| Salinitet                                                                                                               | Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl                                |                                         |                                        |
| Sedimentologisk kontinuitet                                                                                             | Lille til høj, vanskeligt at udtale sig om på grund af bl.a. en meget ringe seismisk datadækning |                                         |                                        |
| Strukturel kontinuitet                                                                                                  | Moderat, men vanskeligt at udtale sig præcist om på grund af en meget ringe seismisk datadækning |                                         |                                        |

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

### **3.1 Anbefalinger**

Det vil være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling med henblik på at lave en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen omkring prognoselokaliteten, og som kan anvendes til at bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen. Udover at muliggøre en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger ved prognoselokaliteten bør den seismiske linjeføring lægges således, at den knytter lokaliteten til Stenlille-brøndene. Dette vil bidrage til en mere sikker tolkning af de seismiske data og til at kunne vurdere, hvor repræsentativ Gassum Formationen i Stenlille-brøndene er for lokaliteten. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 90 km ny seismik.

## 4. Datagrundlag

I Figur 3 er den tilgængelige database i Kalundborg-området og i regionen vist i form af placeringen og kvalitet af seismiske linjer. Af figuren fremgår det, at der ikke findes dybe brønde i nær-området til prognoselokaliteten.

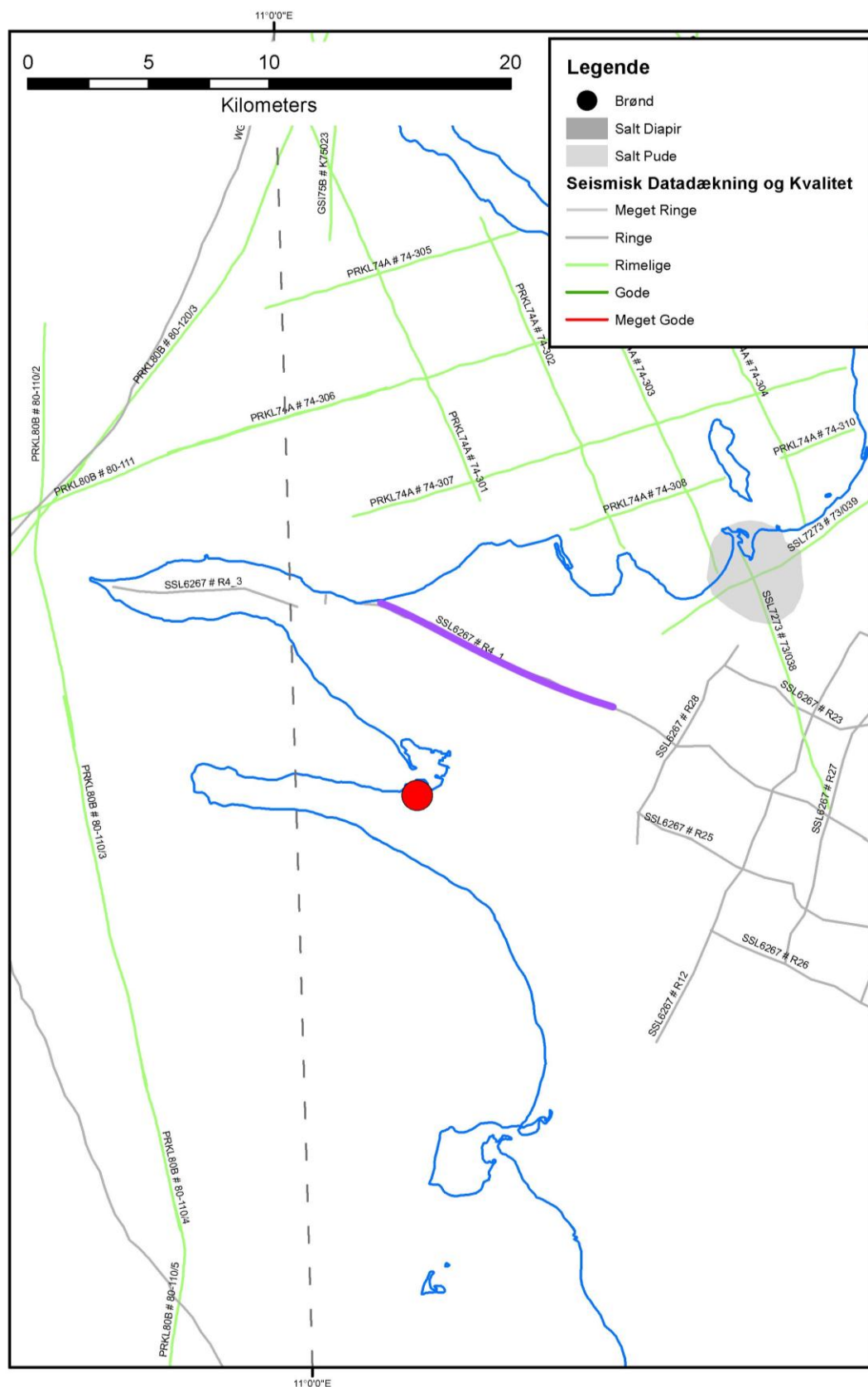
Nærmeste dybe brønde er Stenlille-brøndene, der er beliggende omkring 35 km sydøst for prognoselokaliteten. Mod syd er Slagelse-1 beliggende i omtrent samme afstand (Figur 2). Mod sydvest findes Ullerslev-1 og Ringe-1 i en afstand af henholdsvis ca. 42 og 55 km. De to brønde er beliggende henover det højtliggende grundfjeld i Ringkøbing–Fyn Højderyggen, og Gassum Formationen er ikke til stede i Ringe-1. I Slagelse-1 og Ullerslev-1 er der ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. I vurderingen af Gassum Formationens egenskaber ved prognoselokaliteten er det mest oplagt at tage udgangspunkt i data fra Stenlille-boringerne. I disse er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetfordelingen ret præcist. Der er her valgt at lade Stenlille-boringerne repræsentere ved data fra Stenlille-1 og -19. Stenlille-boringerne udgør dog sandsynligvis en mere proximal position (tættere på bassinranden) end Kalundborg-lokaliteten, og da der ikke findes en boring i nærheden af lokaliteten, er der her valgt at inddrage data fra Horsens-1 boringen. Horsens-1 ligger ganske vist forholdsvis langt fra Kalundborg-lokaliteten, ca. 80 km, men skønnes at være sammenlignelig med Kalundborg-lokaliteten med hensyn til afstanden til sedimentkilderne på aflejringsstidspunktet; det Skandinaviske grundfjeldsområde og Ringkøbing–Fyn Højderyggen (Figur 2). Overordnet set vurderes brønddækningen til at være meget ringe, men kvaliteten af brønddata som værende god i vurderingen af reservoirlagens egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i Stenlille-1, -19, Horsens-1, Slagelse-1 og Ullerslev-1, hvor logdata fra de tre førstnævnte boringer indgår i vurderingen af formationens reservoir egenskaber ved prognoselokaliteten. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, 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. Den seismiske datadækning i området og kvaliteten af de nærmeste seismiske er meget ringe.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortet i Figur 2. Formationer, der ikke er gennemboret (ikke til stede), men hvor stratigrafisk dybereliggende lag er an-boret, er markeret med "-" i tabellen. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under hav-niveau.

|                |                           | Stenlille-19<br>(35 km) | Stenlille-1<br>(36 km) | Slagelse-1<br>(37 km) | Ullerslev-1<br>(42 km) | Horsens-1<br>(80 km) |
|----------------|---------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|
| Kalk Gruppen   | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 151–1178                | 150–1158               | 224–911               | 166–2640               | 163–1111             |
|                | Tykkelse (m)              | 1027                    | 1008                   | 687                   | 754                    | 948                  |
| Fjerritslev Fm | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 1284–1458               | 1205–1465              | 932–1109              | -                      | 1239–1449            |
|                | Tykkelse (m)              | 174                     | 260                    | 177                   | -                      | 210                  |
| Gassum Fm      | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | 1458–1603               | 1465–1609              | 1133–1246             | 817–916                | 1449–1543            |
|                | Tykkelse (m)              | 145                     | 144                    | 113                   | 99                     | 94                   |



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje R4\_1, der er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Der findes ingen dybe brønde i nærområdet til prognoselokaliteten.

## 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.

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

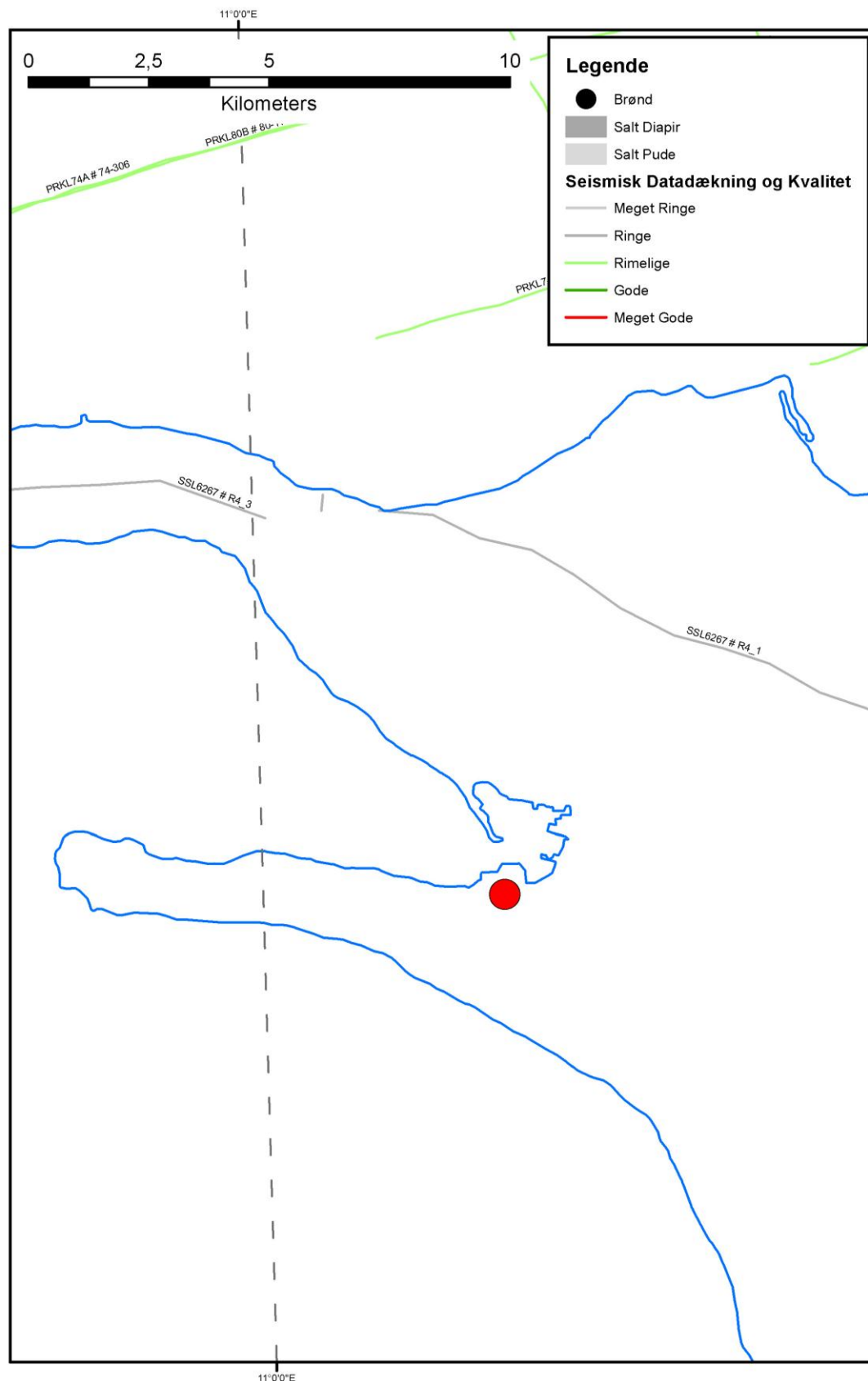
#### 5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 1970 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på  $\pm 10\%$  baseret på de seismiske data. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 200 meter med en usikkerhed på omkring  $\pm 30\%$ .

Den nærmeste seismiske linje er R4\_1 (Figur 3 og 4), som er anvendt til at fremstille et omtrent nordvest–sydøst orienteret seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 6 km. I Figur 5 er profilet vist med tolkede seismiske horisonter og med prognoselokaliteten projiceret vinkelret ind på profilet. Den strukturelle kontinuitet vurderes til at være moderat, da der i regionen forekommer både store forkastninger og saltstrukturer i undergrunden samt områder med en relativt uforstyrret lagserie. Det er vanskeligt at udtale sig præcist om forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten på grund af den meget ringe seismiske datadækning.

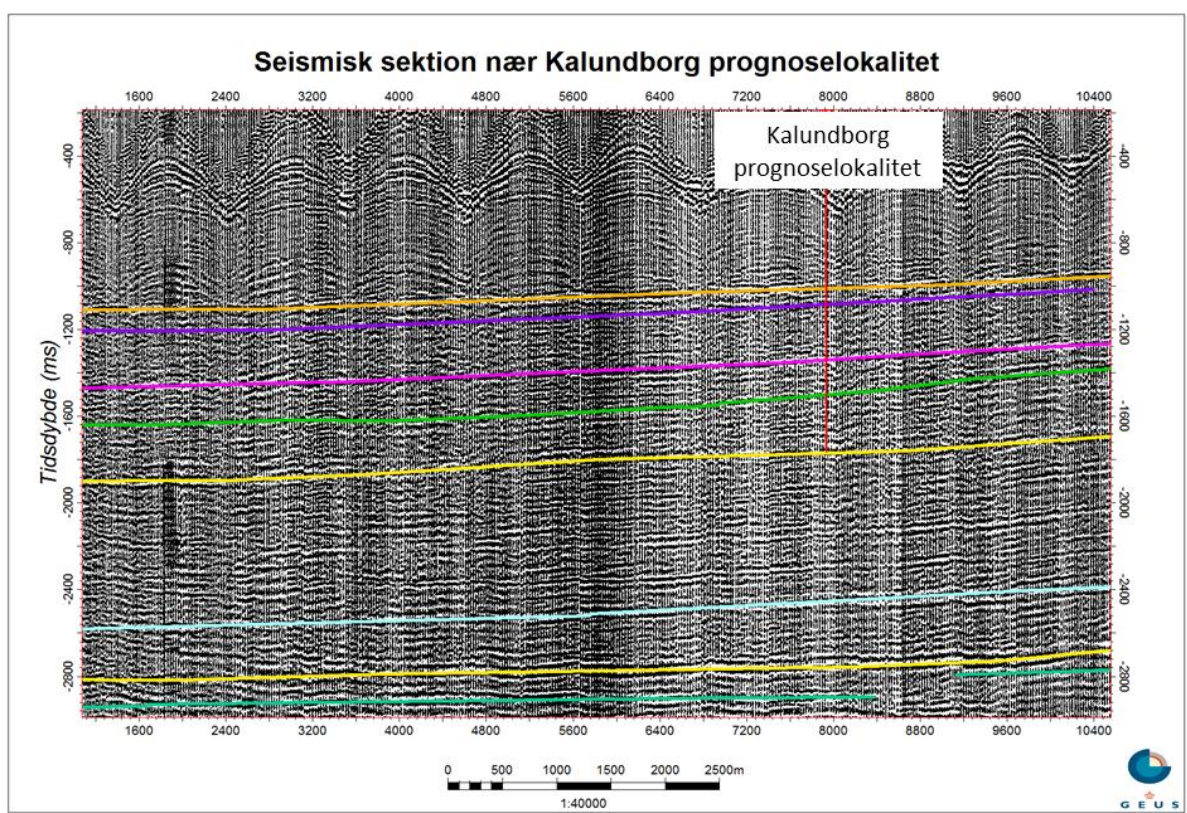
Tabel 5.1: *Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning og data fra nærmeste borer.*

| Prognoselokalitet               | Dybdeinterval<br>(m.u.h.) | Tykkelse<br>(m) |
|---------------------------------|---------------------------|-----------------|
| Danien kalksten og Kalk Gruppen | 345–1495                  | 1150            |
| Fjerritslev Fm                  | 1595–1970                 | 375             |
| Gassum Fm                       | 1970–2170                 | 200             |
| Bunter Sandsten Fm              | 3920–4070                 | 150             |



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den seismiske linje R4\_1 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.





Figur 5: Seismisk profil baseret på den seismiske linje R4\_1, der mod nord passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 6 km (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Profilet viser en tilsyneladende uforstyrret lagserie nord for 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 (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (grøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (gul) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

### 5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over nogle af de nærmeste brønde, samt Horsens-1, som giver 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 reservoiregenskaber (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.

I de to Stenlille-brønde har Gassum Formationen en tykkelse på ca. 145 meter, mens tykkelsen er noget mindre i de øvrige brønde; ca. 113 meter i Slagelse-1 og knap 100 meter i Ullerslev-1 og Slagelse-1. Dette er således noget mindre end den vurderede tykkelse på 200 meter ved prognoselokaliteten, der baserer sig på seismiske data. Dybden til toppen af Gassum Formationen er vurderet til ca. 1970 m.u.h. ved prognoselokaliteten baseret på de seismiske data. Dette er omkring 500 meter dybere end i Stenlille-1 (1466 m.u.h.), Stenlille-19 (1458 m.u.h.) og Horsens-1

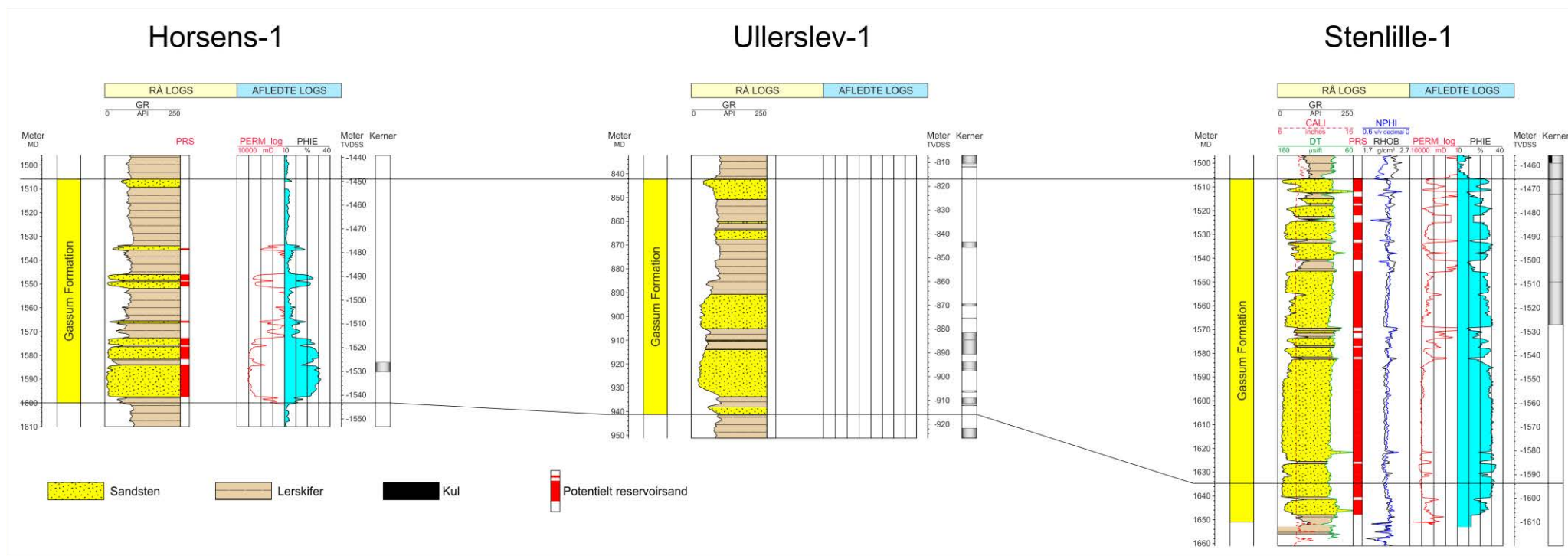
(1449 m.u.t.), som er de borer, hvorfra data indgår i vurderingen af formationens reservoir-egenskaber ved prognoselokaliteten. Reservoirdata fra disse borer kan derfor være en anelse for optimistiske i vurderingen af Gassum Formationens reservoir-egenskaber ved lokaliteten, da reservoir-egenskaberne alt andet lige forringes med dybden. Dette er der forsøgt at tage højde for ved at reducere reservoirværdierne ved prognoselokaliteten en anelse ud fra en dybde-reservoirværdi relation baseret på kerneanalyser fra Gassum Formationen fra en række dybe borer (beskrives i Geotermi WebGIS portalen).

På regional skala viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Horsens-1, Ullerslev-1 og Stenlille-1 i Figur 6. Nogle af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud mellem ud mellem brøndene. En sådan variation afspejler det oprindelige aflejningsmiljø; 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 brudt op af forkastninger. I Kalundborg-området kan der endvidere være sket en lokal tilførsel af sedimenter fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen

Sandstensintervallerne i Gassum Formationen ved Stenlille afspejler aflejring i floder, estuarier og kystmiljøer. I den øvre del af formationen repræsenterer sandstensintervallerne hovedsageligt kystsandsaflejringer, der har en stor geografisk udbredelse i undergrunden (Hamberg & Nielsen 2000), og flere af disse sandstensintervaller er sandsynligvis også til stede ved prognoselokaliteten. Flod- og estuarie-sandstenene er tolket til at være aflejret indenfor nedskårne dale (Nielsen 2003). Disse har derfor en mere begrænset udbredelse, og det er meget usikkert, om de også er til stede ved Kalundborg-lokaliteten, der på aflejringstidspunktet sandsynligvis udgjorde en mere distal position (længere ud i bassinet) i forhold til Stenlille-området. På baggrund heraf, og i mangel af data, vurderes det, at den sedimentologiske kontinuitet mellem de viste borer i Figur 6 og prognoselokaliteten kan være fra lille til høj.

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), i Stenlille-1, -19, Slagelse-1, Ullerslev-1 og Horsens-1, 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.

|                     | Tykkelser/antal meter |            |                          |
|---------------------|-----------------------|------------|--------------------------|
|                     | Formation             | Gross sand | Potentielt reservoirsand |
| <b>Stenlille-1</b>  | 144                   | 124        | 123                      |
| <b>Stenlille-19</b> | 145                   | 99         | 98                       |
| <b>Slagelse-1</b>   | 113                   | 101        |                          |
| <b>Ullerslev-1</b>  | 99                    | 38         |                          |
| <b>Horsens-1</b>    | 94                    | 28         | 28                       |



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Horsens-1, Ullerslev-1 og Stenlille-1 (placering af brønde ses i Figur 2). 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 Ullerslev-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

## 5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af Gassum Formationens reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten tager udgangspunkt i reservoirdata fra Stenlille-1, -19 og Horsens-1, som i vurderingen er vægtet lige højt. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i de tre brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der i forbindelse med udførelsen af borerne er udtaget kerner af formationen.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner og kerner fra de tre borer (Datalog Technology 2000, DGU 1981, DGU 1958). Kerneintervallerne i Stenlille-1 dækker et samlet interval på ca. 61 meter fra den øverste del af Gassum Formationen, mens kernen fra Stenlille-19 dækker et interval på omkring 31 meter fra den nedre halvdel af formationen. Kernen fra Horsens-1 er ligeledes fra den nedre del af formationen og dækker et interval på knap 4 meter (de kernede intervaller fremgår i Figur 6-9). De optagne og tolkede logs i brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoiværdier for Gassum Formationen i Stenlille-1, -19 og Horsens-1 ses i Tabel 5.5, 5.6 og 5.7. 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, 5.6 og 5.7 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoiværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoiværdierne for de tre brønde. 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 boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Stenlille-1, Stenlille-19 og Horsens-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

| Brønd        | Dybdeinterval<br>[m MD] | Kerner<br>[m MD]                                 | Sidevægskerner                              |
|--------------|-------------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Stenlille-1  | 1507-1651               | 1507–1513<br>1513–1531<br>1531–1550<br>1550–1568 | I 15 niveauer<br>(heraf 5 uden<br>recovery) |
| Stenlille-19 | 1561-1706               | 1642–1673 <sup>1</sup>                           | Ingen                                       |
| Horsens-1    | 1506-1600               | 1583–1587                                        | Ingen                                       |

<sup>1</sup>Kernen er placeret ca. 12 meter dybere end angivet i Datalog Technology 2000 baseret på en sammenligning af logporøsiteter med kerneporøsiteter.

Tabel 5.4: 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                | 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 <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 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 Stenlille-1 brønden.*

| Stenlille-1                                           |                    |                                                                                                                                         |                                       |
|-------------------------------------------------------|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Gassum<br>Formationen                                 | Estimeret<br>værdi | Vurderet<br>usikkerhed <sup>1</sup>                                                                                                     | Usikkerheds-<br>interval <sup>2</sup> |
|                                                       |                    |                                                                                                                                         | [MinCase - MaxCase]                   |
| Makro reservoirparametre                              |                    |                                                                                                                                         |                                       |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                   | 1466               | 1 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 1451–1480 <sup>3</sup>                |
| Tykkelse af formation [m]                             | 144                | 1 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 143–146 <sup>3</sup>                  |
| Andel af sandsten i formationen                       |                    |                                                                                                                                         |                                       |
| Tykkelse af Gross sand [m]                            | 124                | 5 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 118–130 <sup>3</sup>                  |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m] | 123                | 5 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 116–129 <sup>3</sup>                  |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>       | 0,85               | 5 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 0,81–0,89 <sup>3</sup>                |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>      | 0,99               | 5 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 0,94–1,00 <sup>3</sup>                |
| Vandlevende egenskaber (reservoirsand)                |                    |                                                                                                                                         |                                       |
| Porøsitet [%]                                         | 27                 | 5 <sup>3</sup>                                                                                                                          | 26–28 <sup>3</sup>                    |
| Gas-permeabilitet [mD]                                | 725                | 3 <sup>7</sup>                                                                                                                          | 242–2175 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]             | 906                | 3 <sup>7</sup>                                                                                                                          | 302–2718 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]      | 111                | 3 <sup>7</sup>                                                                                                                          | 37–333 <sup>7</sup>                   |
| Tekstur og cementering (sandsten)                     |                    | Vurdering                                                                                                                               |                                       |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                |                    | Fin til mellem kornstørrelse, stedvis mellem til grov i den nedre halvdel af formationen; velsorteret; subkantede til subafrundede korn |                                       |
| Diagenese/cementering                                 |                    | Løs til fast, kalkfri til kalk-cementeret, stedvis kvarts-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 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 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.



Tabel 5.6: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Stenlille-19 brønden.*

| Stenlille-19                                          |                                                                                             |                                     |                                       |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Gassum<br>Formationen                                 | Estimeret<br>værdi                                                                          | Vurderet<br>usikkerhed <sup>1</sup> | Usikkerheds-<br>interval <sup>2</sup> |
|                                                       |                                                                                             |                                     | [MinCase - MaxCase]                   |
| Makro reservoirparametre                              |                                                                                             |                                     |                                       |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                   | 1458                                                                                        | 1 <sup>3</sup>                      | 1444–1473 <sup>3</sup>                |
| Tykkelse af formation [m]                             | 145                                                                                         | 1 <sup>3</sup>                      | 143–146 <sup>3</sup>                  |
| Andel af sandsten i formationen                       |                                                                                             |                                     |                                       |
| Tykkelse af Gross sand [m]                            | 99                                                                                          | 5 <sup>3</sup>                      | 94–104 <sup>3</sup>                   |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m] | 98                                                                                          | 5 <sup>3</sup>                      | 93–103 <sup>3</sup>                   |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>       | 0,68                                                                                        | 5 <sup>3</sup>                      | 0,64–0,71 <sup>3</sup>                |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>      | 0,99                                                                                        | 5 <sup>3</sup>                      | 0,94–1,00 <sup>3</sup>                |
| Vandlevende egenskaber (reservoirsand)                |                                                                                             |                                     |                                       |
| Porøsitet [%]                                         | 27                                                                                          | 5 <sup>3</sup>                      | 26–29 <sup>3</sup>                    |
| Gas-permeabilitet [mD]                                | 1000                                                                                        | 3 <sup>7</sup>                      | 333–3000 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]             | 1250                                                                                        | 3 <sup>7</sup>                      | 417–3750 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]      | 123                                                                                         | 3 <sup>7</sup>                      | 41–369 <sup>7</sup>                   |
| Tekstur og cementering (sandsten)                     |                                                                                             | Vurdering                           |                                       |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                | Meget fin til mellem i kornstørrelse; sorteret til velsorteret; subkantede til subafrundede |                                     |                                       |
| Diagenese/cementering                                 | Løs, spor af calcit og pyrit                                                                |                                     |                                       |

<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 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.



Tabel 5.7: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Horsens-1 brønden.*

| Horsens-1                                             |                                                                                  |                                     |                                       |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Gassum<br>Formationen                                 | Estimeret<br>værdi                                                               | Vurderet<br>usikkerhed <sup>1</sup> | Usikkerheds-<br>interval <sup>2</sup> |
|                                                       |                                                                                  |                                     | [MinCase - MaxCase]                   |
| Makro reservoirparametre                              |                                                                                  |                                     |                                       |
| Dybde til top af formation [m.u.h.]                   | 1449                                                                             | 1 <sup>3</sup>                      | 1435–1463 <sup>3</sup>                |
| Tykkelse af formation [m]                             | 94                                                                               | 1 <sup>3</sup>                      | 93–95 <sup>3</sup>                    |
| Andel af sandsten i formationen                       |                                                                                  |                                     |                                       |
| Tykkelse af Gross sand [m]                            | 28                                                                               | 5 <sup>3</sup>                      | 27–29 <sup>3</sup>                    |
| Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m] | 28                                                                               | 5 <sup>3</sup>                      | 27–29 <sup>3</sup>                    |
| Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>       | 0,30                                                                             | 5 <sup>3</sup>                      | 0,28–0,31 <sup>3</sup>                |
| Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>      | 1,0                                                                              | 5 <sup>3</sup>                      | 0,95–1,0 <sup>3</sup>                 |
| Vandlevende egenskaber (reservoirsand)                |                                                                                  |                                     |                                       |
| Porøsitet [%]                                         | 26                                                                               | 7 <sup>3</sup>                      | 24–28 <sup>3</sup>                    |
| Gas-permeabilitet [mD]                                | 630                                                                              | 5 <sup>7</sup>                      | 126–3150 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]             | 788                                                                              | 5 <sup>7</sup>                      | 158–3938 <sup>7</sup>                 |
| Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]      | 22                                                                               | 5 <sup>7</sup>                      | 4–110 <sup>7</sup>                    |
| Tekstur og cementering (sandsten)                     |                                                                                  | Vurdering                           |                                       |
| Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad                | Hovedsagelig fin kornstørrelse; ingen information om sortering og afrundingsgrad |                                     |                                       |
| Diagenese/cementering                                 | Løs til hård                                                                     |                                     |                                       |

<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.

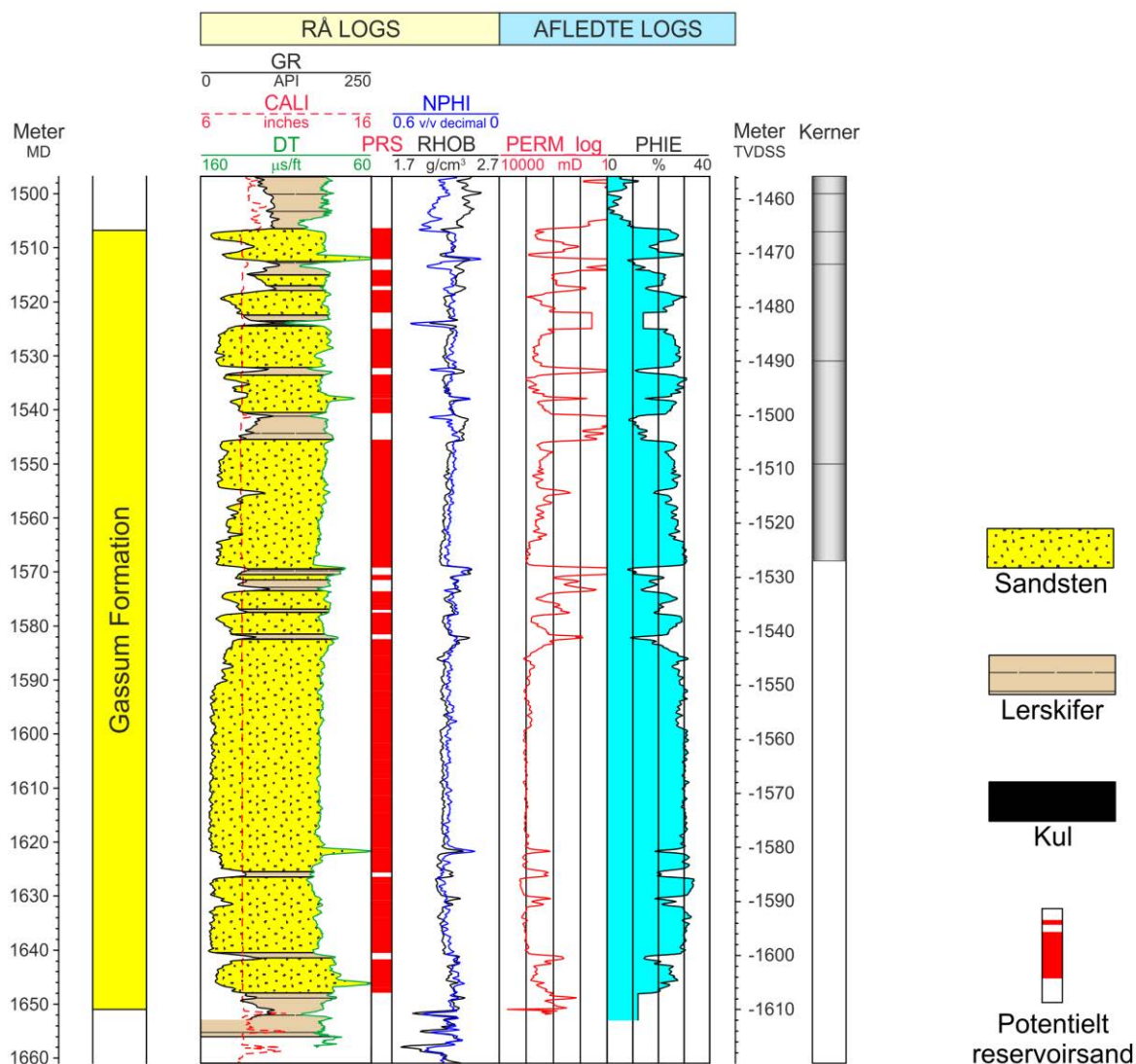
<sup>8</sup> Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

<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

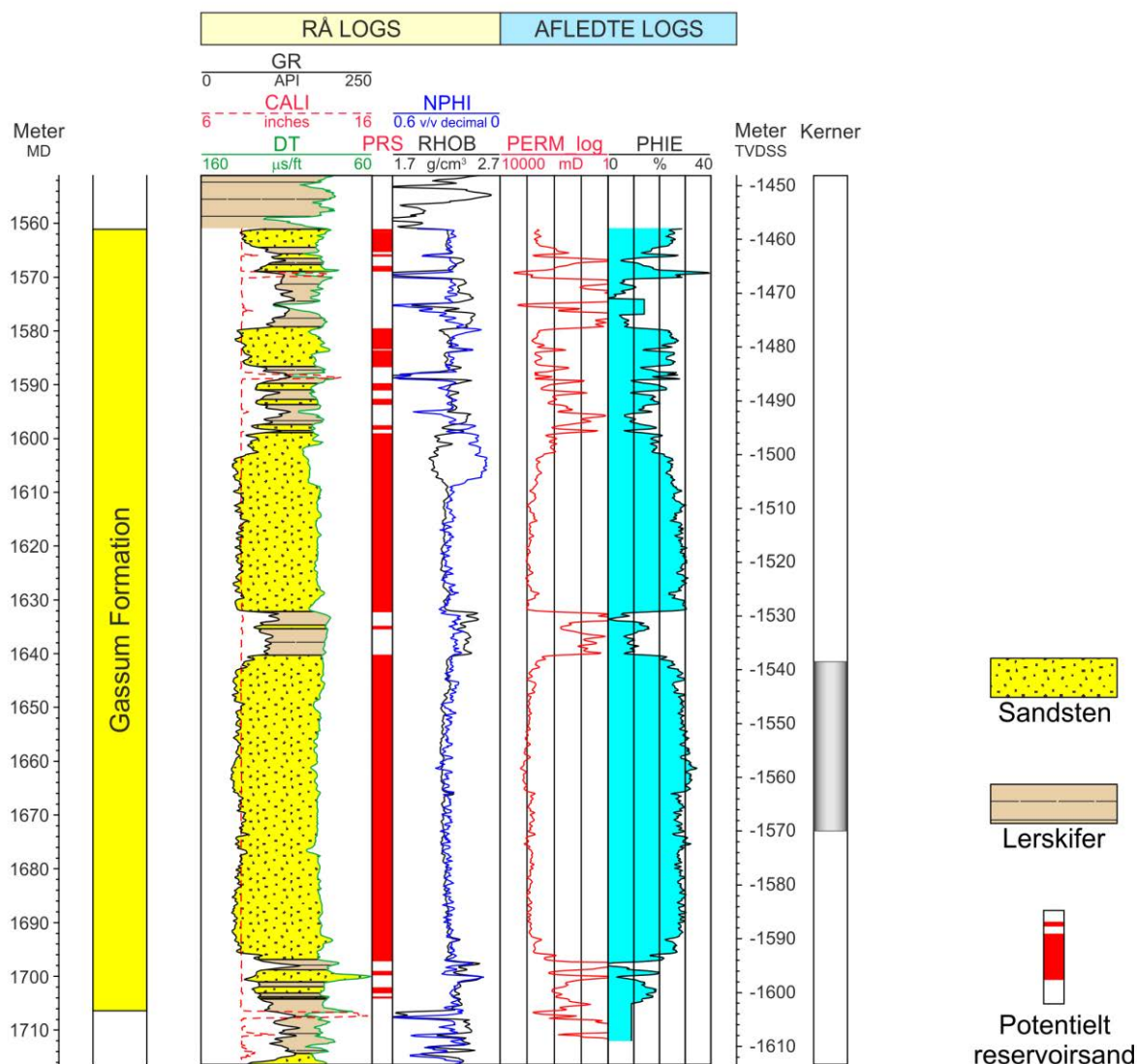
På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af kerner og opboret materiale fra Stenlille-1, -19 og Horsens-1 boringerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–9). Borespåne- og kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, men er dog mangelfulde for Horsens-1, hvor oplysningerne i det væsentligste begrænser sig til, at sandstenene hovedsageligt er finkornede samt løse til hårde (DGU 1958). Det fremgår af borespåne- og kernebeskrivelserne fra Stenlille-1 og -19, at sandstenene i Gassum Formationen hovedsageligt er fin- til mellemkornede, men stedvis også mellem til grovkornede i den nedre halvdel af formationen. Endvidere beskrives sandstenene som værende sortererede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn samt løse til faste og stedvis kalk- eller kvartsce-menterede (Datalog Technology 2000, DGU 1981).

# Stenlille-1



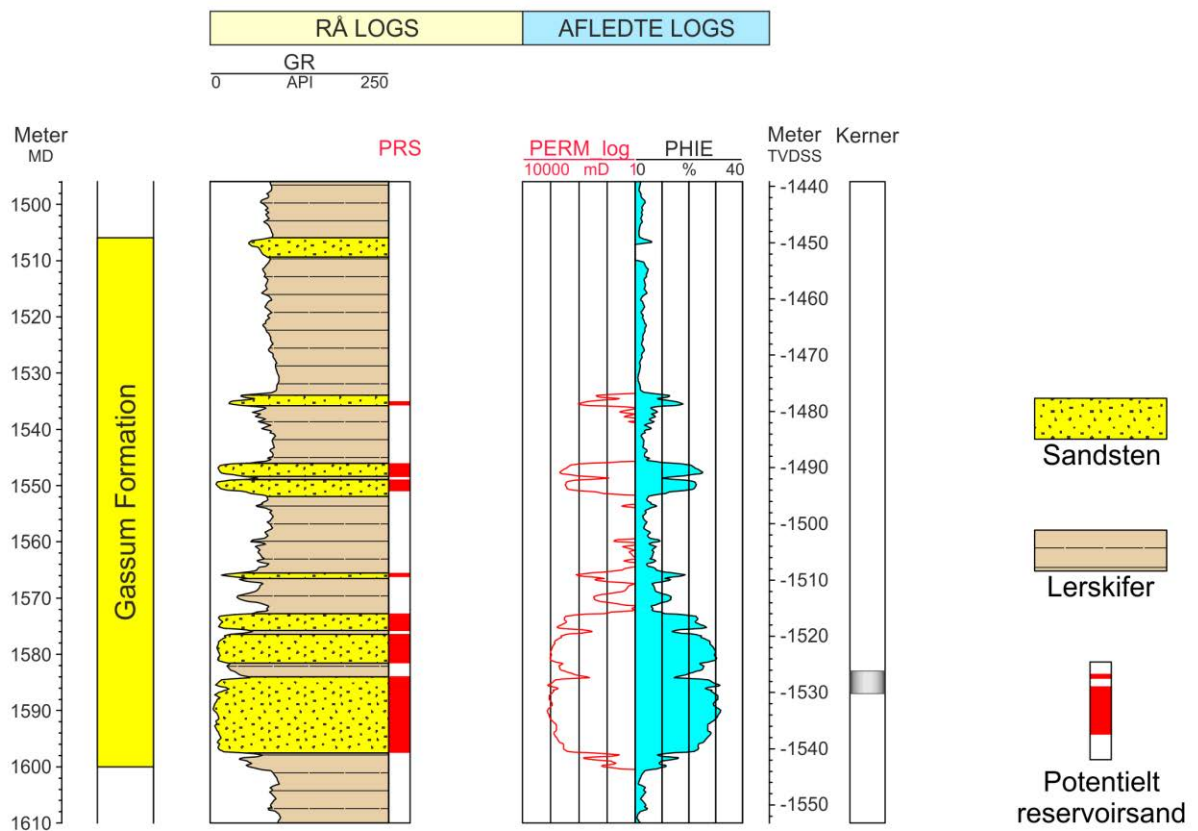
Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Stenlille-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt 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.

# Stenlille-19



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Stenlille-19 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoirsand (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.

# Horsens-1



Figur 9: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Horsens-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af SP-loggen, der her er re-skaleret med henblik på at tilnærme SP-loggen til en gamma log (SP-loggen er omregnet til en pseudo GR log). Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (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.

## 5.2.2 Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet

I Stenlille-1, -19 og Horsens-1 er Gassum Formationen henholdsvis 144 , 145 og 94 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 124 meter i Stenlille-1, ca. 99 meter i Stenlille-19 og ca. 28 meter i Horsens-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 og SP loggenes respons fratrasket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7). Denne fremgangsmåde er anvendt i Stenlille-boringerne; i Horsens-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 ande-

len af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Forholdet mellem tykkelsen af Gross sand og formations-tykkelse er godt 0,86 i Stenlille-1; 0,68 i Stenlille-19 og 0,30 i Horsens-1, hvilket svarer til en gennemsnitsværdi på godt 0,61. Gennemsnitsværdien er anvendt til at vurdere tykkelsen af Gross sand ved prognoselokaliteten, hvor Gassum Formationen er vurderet til at være 200 meter tyk. Gross sand er således vurderet til ca. 123 meter ved prognoselokaliteten (givet ved  $0,614 \times 200$  meter).

Andelen af Potentielt reservoirsand er i de tre borer vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt lermængden, 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 i Gassum Formationen vurderet til ca. 123 meter i Stenlille-1, ca. 98 meter i Stenlille-19 og ca. 28 meter i Horsens-1 (Tabel 5.2). Forholdet mellem tykkelsen af Potentielt reservoirsand og Gross sand er 0,99 i både Stenlille-1 og -19, mens forholdet er 1,0 i Horsens-1; stort set alle sandstenene i borerne udgøres således af reservoirsandsten. Dette giver en gennemsnitsværdi på 0,99, som er anvendt til at vurdere tykkelsen af Potentielt reservoirsand ved prognoselokaliteten, hvor Gross sand er vurderet til 123 meter. Potentielt reservoirsand er således vurderet til 122 meter ved lokaliteten (givet ved  $0,99 \times 123$  meter).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 27 % i både Stenlille-1 og -19 og til ca. 26 % i Horsens-1 (Tabel 5.5–5.7). Porøsitetstolkningen af Stenlille-boringerne 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. I Horsens-1 boringen baserer porøsitetstolkningen sig på en modstandslog (64 inch) kombineret med kerne-porøsitets data, da der ikke er optaget en decideret porøsitets-log i boringen. Porøsitetstolkningen er således kalibreret til de målte kerne-porøsiteter.

Reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten tilskrives et gennemsnit af de beregnede porøsitetsværdier fra de tre brønde; dog er gennemsnitsporøsiteten fratrasket 2 % for at tage højde for, at Gassum Formationen er beliggende ca. 600 meter dybere ved lokaliteten end i brøndene. Størrelsen af redueringen er sket på baggrund af en porøsitets-dybde relation, der baserer sig på kerneanalysedata fra Gassum Formationen fra en række dybe borer. Resultatet bliver her ved at reservoirsandstenene ved lokaliteten tilskrives en gennemsnitlig porøsitet på 25 %.

*Tabel 5.7: Responsparametre for gamma (GR) log for Stenlille-1 og -19 samt SP\_min og SP\_max for Horsens-1 boringen.*

| Responsparametre for gamma (GR) og SP logs |      | GR/SP_min<br>(baggrundsstråling) | GR/SP_max<br>(respons for rent ler) |
|--------------------------------------------|------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Stenlille-1                                | (GR) | 15                               | 125                                 |
| Stenlille-19                               | (GR) | 45                               | 150                                 |
| Horsens-1                                  | (SP) | 74                               | 166                                 |

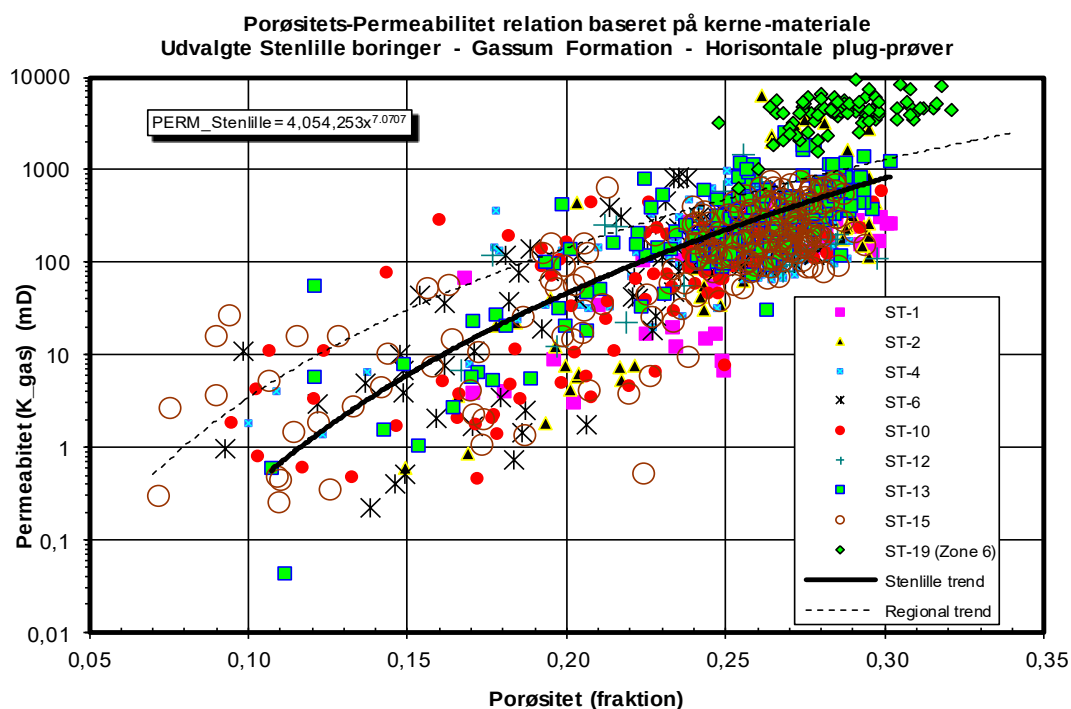
### 5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra to lokaliteter, nemlig Stenlille (konventionelle kerner) samt Margretheholm-2 (sidevægskerner). De mange kerneanalysedata fra Stenlille-boringerne er plottet i Figur 10, og på baggrund af den eksisterende viden om aflejringsforholdene i Gassum tid, anser GEUS disse data for repræsentative for den del af Gassum Formationen, der er beliggende indenfor det Midt- og Vestsjællandske område, herunder Kalundborg. De fleste Stenlille-kerner (fra Stenlille-1 til Stenlille-15) er taget i den øvre del af Gassum Formationen, hvorimod Stenlille-19 analyserne repræsenterer den nedre del af Gassum Formationen. Det er imidlertid ikke muligt at fremkomme med en tendenslinje, der både inkluderer data fra den øvre og den nedre del af Gassum Formationen. Derfor er der her valgt at beregne permeabiliteten ud fra GEUS' regionale model (stiplede linje i Figur 10), der er baseret på data fra Gassum Formationen fra udvalgte boringer beliggende på Sjælland og i Jylland, herunder også data fra Horsens-1. Den regionale model overvurderer i nogen grad den faktiske permeabilitet indenfor den øvre del af Gassum Formationen ved Stenlille, men undervurderer permeabiliteten i den nedre del. GEUS anser imidlertid den regionale model som værende mere repræsentativ for Kalundborg-området end en ren "Stenlille-model".

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 den førnævnte regionale model samt de 'cut-off' værdier, der er nævnt i afsnit 5.2.2, er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 725 mD for Stenlille-1, ca. 1000 mD for Stenlille-19 og ca. 630 mD for Horsens-1. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 906, 1250 og 788 mD for henholdsvis Stenlille-1, -19 og Horsens-1. Reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten tilskrives et gennemsnit af disse værdier; dog er reservoirværdierne reduceret for at tage højde for, at Gassum Formationen er beliggende ca. 600 meter dybere ved lokaliteten end i de omtalte brønde. Ved redueringen er gennemsnitsværdierne ganget med en faktor 0,75. Dette er sket på baggrund af en dybe-reservoirværdi relation, der baserer sig på kerneanalysedata fra Gassum Formationen fra en række dybe boringer. Herved tilskrives reservoirsandstenene ved lokaliteten en gennemsnitlig gas-permeabilitet og reservoir-permeabilitet på henholdsvis 589 og 736 mD.

I udgangspunktet knytter der sig en stor usikkerhed til den estimerede reservoir-permeabilitet, da beregningen af denne i det væsentligste bygger på en erfaringsbaseret opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Særligt den store spredning på kernemålingerne, der ligger til grund for den estimerede porøsitet-permeabilitet korrelation, bidrager til usikkerheden. Det er derfor vanskeligt at bestemme en repræsentativ reservoirpermeabilitet, og det er desuden svært at vurdere usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen. Hvis der kun fokuseres på den øvre del af Gassum Formationen, vurderes det, at usikkerhedsbåndet kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 3 - svarende til at dividere ("Low case"), henholdsvis gange ("High case"), "Stenlille trend-linjen" i Figur 10 med denne faktor. I en mere gængs tolkning (af hele formationen) vil usikkerhedsbåndet dog normalt tolkes til at være lidt bredere, svarende til en usikkerhed på en dividere/gange faktor på 5.

I Stenlille-1 og -5 er der foretaget produktionstest, som kan inddrages i usikkerhedsvurderingen af den estimerede reservoirpermeabilitet. Ud fra produktionstestene vurderes reservoirpermeabiliteten til at være i størrelsesordenen af 100–750 mD (Mathiesen et al. 2014), og dermed lidt mindre end den estimerede reservoirpermeabilitet på 906 mD for Stenlille-1. Forskellen skyldes sandsynligvis til dels, at det kun er intervaller fra den øvre del af Gassum Formationen, der er testet i Stenlille-1; den mere høj-permeable nedre del af Gassum Formationen indgår således ikke i testintervallet. Resultaterne af produktionstestene sandsynliggør, at reservoirpermeabiliteten i Stenlille-1 og -19 er bestemt med en større sikkerhed end givet ved en dividere/gange faktor på 5. Med støtte i reservoirtestene er det GEUS' vurdering, at usikkerheden godt kan reduceres til en dividere/gange faktor på 3. Der knytter sig dog en stor usikkerhed til at ekstrapolere Stenlille boringsdata til prognoselokaliteten grundet den forholdsvis store afstand og den ringe seismiske datadækning ved lokaliteten. Det er derfor meget usikkert, hvor repræsentativ Gassum Formationen i Stenlille-brøndene er for lokaliteten. Som følge heraf tilskrives usikkerheden på den estimerede reservoirpermeabilitet ved prognoselokaliteten en dividere/gange faktor på 5.



Figur 10: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerne-analyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for Stenlille-1 til Stenlille-15 datapunkterne, der stammer fra den øvre del af Gassum formationen (Zone 1–5). Data fra Stenlille-19 stammer fra den nedre del af Gassum Formationen (Zone 6). Den stiplede linje repræsenterer GEUS' regionale model, og antages, ud fra en gennemsnitsbetragtning, at være gældende for Kalundborg-området.

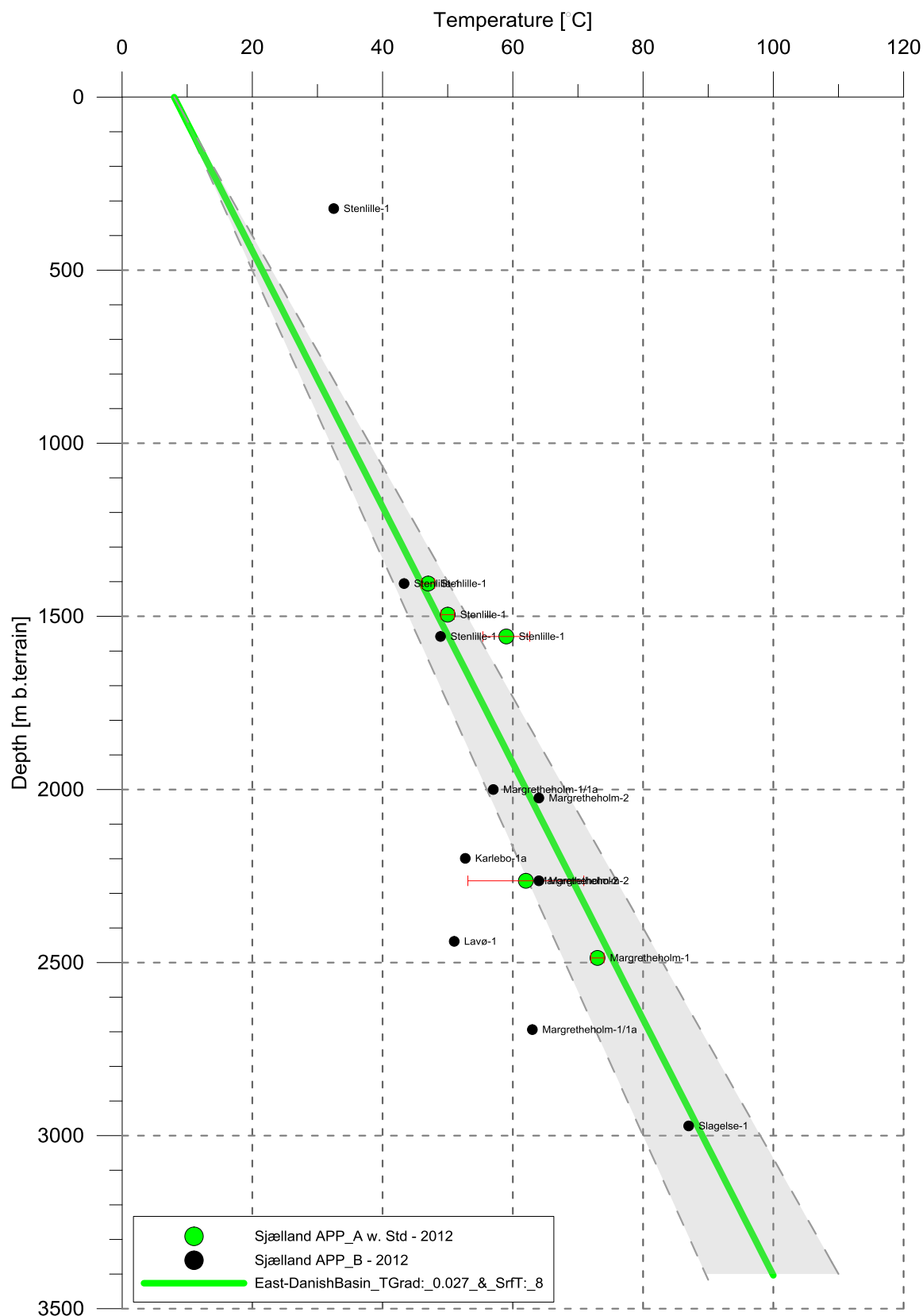


#### 5.2.4 Transmissivitet

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 vurderet til ca. 111 Darcy-meter for Stenlille-1, ca. 123 Darcy-meter for Stenlille-19, ca. 22 Darcy-meter for Horsens-1 og ca. 90 Darcy-meter for 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 på 6; svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

### 5.3 Temperatur

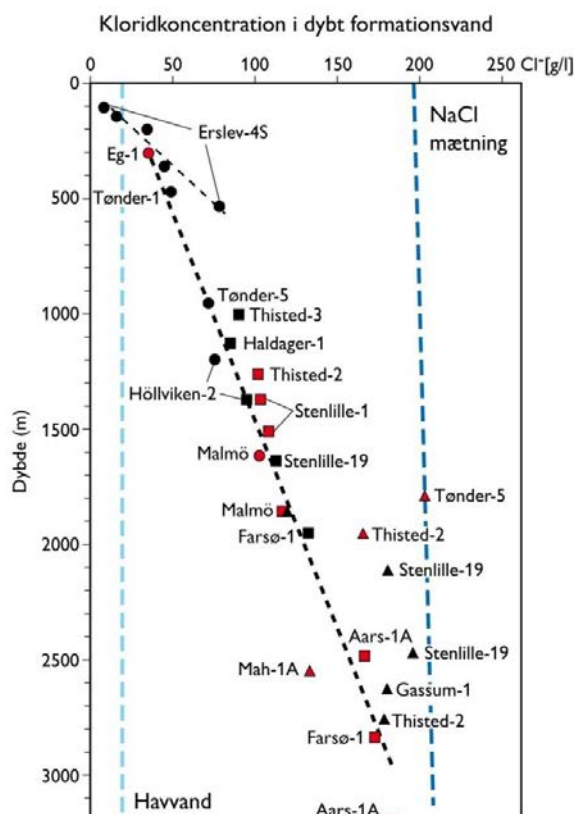
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. 64 °C ± 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved:  $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8 \text{ °C}$  (Figur 11). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2073 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1970 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (3 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (100 meter).



Figur 11: 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 12). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 132 g/l i en dybde af 2073 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 204 g/l  $\text{Cl}^-$  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 mætning med NaCl.



Figur 12: 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 (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

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.

Datalog Technology 2000: Stenlille-19. End of well report.

DGU 1958: Horsens-1. Completion report (Compiled May 1993).

DGU 1981: Stenlille-1. Geological well completion report.

Hamberg, L. & Nielsen, L.H. 2000: Shingled, sharp-based shoreface sandstones: depositional response to stepwise forced regression in a shallow basin, Upper Triassic Gassum Formation, Denmark. In: Hunt, D. & Gawthorpe, R.L. (eds): *Sedimentary Responses to Forced Regressions*. Geological Society, London, Special Publications, 172, 69–89.

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 reservoirinformationer 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.

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.

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.