

Det geotermiske screeningsprojekt

Helsingør-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

Helsingør-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

1.	Introduktion	3
2.	Geologisk baggrund	5
3.	Resultater for Helsingør-lokaliteten	8
3.1	Anbefalinger	10
4.	Datagrundlag	11
5.	Gennemgang af data	14
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	14
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	14
5.1.2	Boringsdata	17
5.2	Reservoirkvalitet	21
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	26
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	29
5.2.3	Permeabilitet.....	30
5.2.4	Transmissivitet	32
5.3	Temperatur	33
5.4	Salinitet.....	35
6.	Referencer	36

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende umiddelbart sydvest for Helsingør på adressen Energiej 19, 3000 Helsingør (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en detaljeret gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Hjuler et al. 2013, 2014). Udvælgelsen af lokaliteten er sket under hensynstagen til infrastrukturen på overfladen, herunder beliggenheden af eksisterende fjernvarmeanlæg og -net, samt ud fra driftsbetræftninger (primært temperatur og lastforhold).

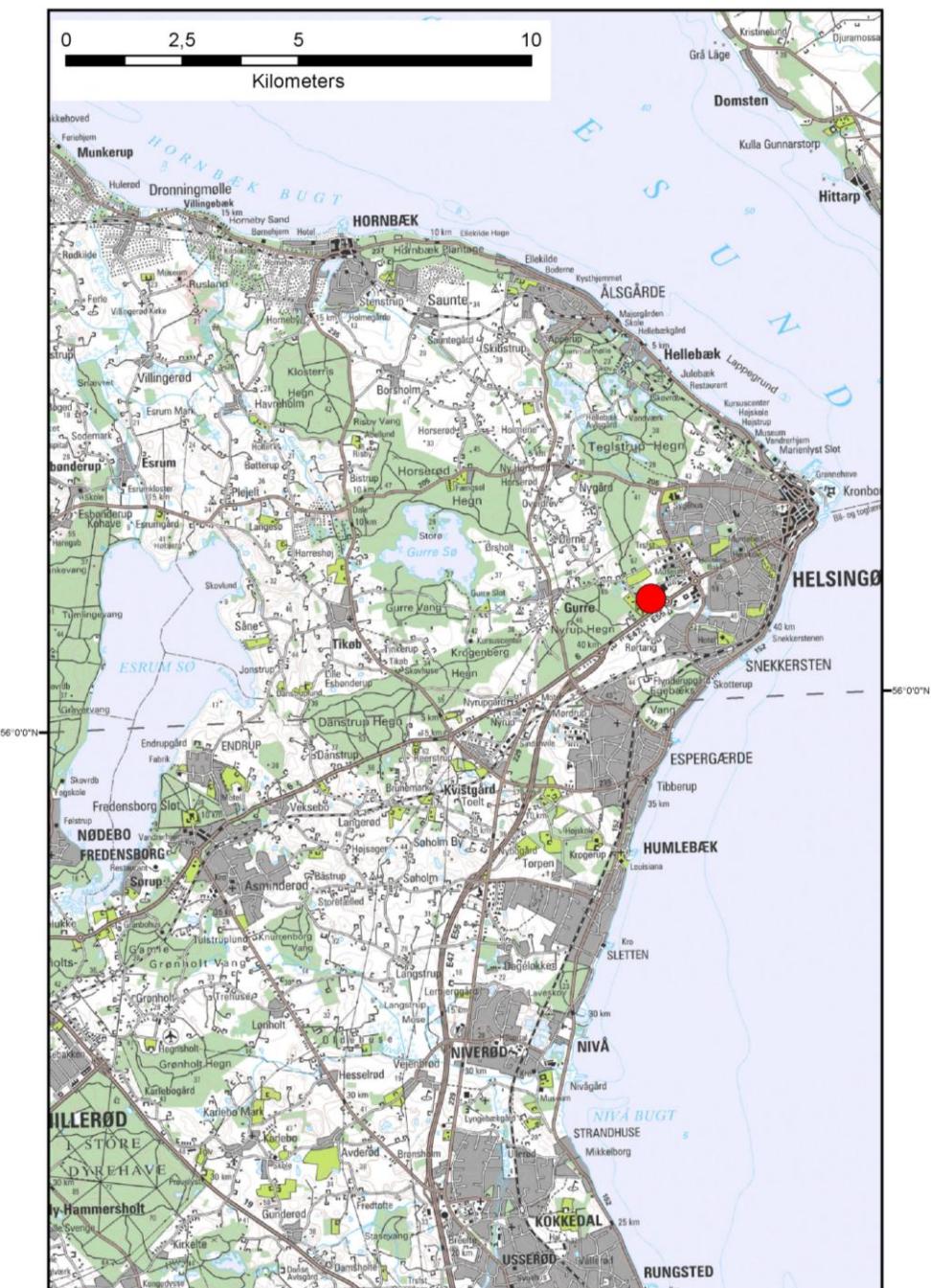
Helsingør fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirer i det rette dybdeintervall 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 Helsingør-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 Helsingør-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 reservormulighed ved lokaliteten udgøres af knap 50 meter sandsten, der er beliggende mere end 2425 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 Helsingør-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Disse data er fra GEUS' tidligere afrapportering af de geologiske forhold ved lokaliteten (Hjuler 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 Hjuler et al. (2014) opsummeres det, hvordan de geologiske nøgletalde 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) umiddelbart sydvest for Helsingør.

2. Geologisk baggrund

Helsingør-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 Højdyrggen, 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). Mere detaljeret betragtet er Helsingør-området beliggende indenfor Øresund Sub-bassinet, der er et randnært sub-bassin i det Danske Bassin (Erlström et al. 2013). Dette sub-bassin afgrænses mod sydvest og nordøst af en række nordvest–sydøst løbende forkastninger/forkastningszoner; i Nordsjælland af henholdsvis ”Nordsjælland Forkastningszonen” og ”Romeleåsen Forkastningen”. Øresund Sub-bassinet underinddeles i strukturelle delelementer, hvoraf Helsingør-området ligger i Nordsjælland Halvgraven.

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 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 Højdyrggen. 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 aflejet 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 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.

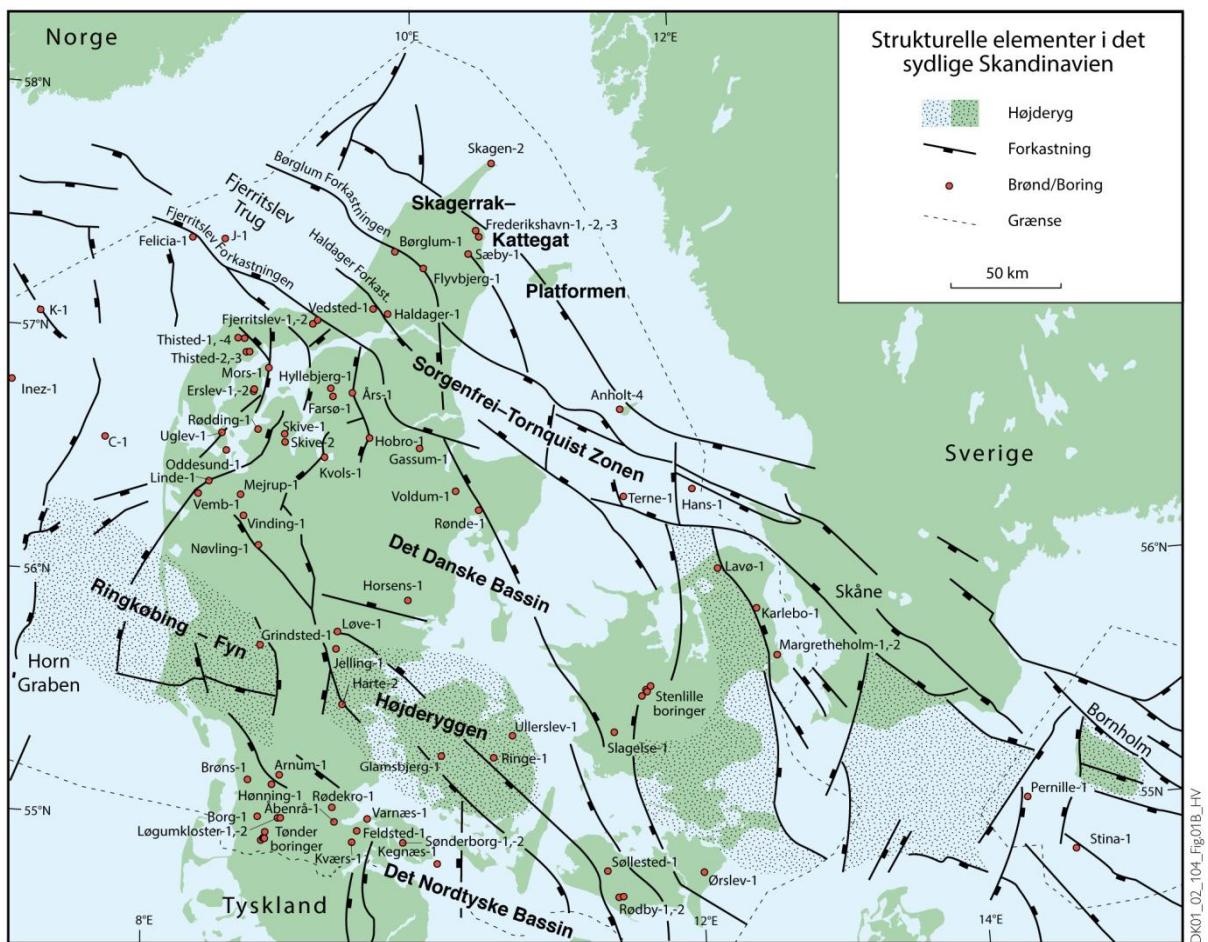
I Helsingør-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,0–2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til stede i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og muligvis i en ”Nedre Jurassiske enhed” og en ”Nedre Kretassiske enhed” (Hjuler et al. 2014). 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 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 udtales 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 til at have de bedste reservoirregenskaber (Tabel 22 i Hjuler et al. 2014). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten sydvest for Helsingør. ”Nedre Jurassiske 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 Højderyggen 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). Sedmenterne 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 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 modifieret reservoirregenskaberne.



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

3. Resultater for Helsingør-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Helsingør-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. 2383–2531 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i en dybde, der er positiv i relation til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 76 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier er positive eller 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 36 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 %).

Prognoselokaliteten ligger forholdsvis tæt på "Romeåsen Forkastningen", og der er som følge heraf risiko for, at forkastninger opsplitter Gassum Formationen ved lokaliteten. Dette er ikke muligt at afklare ud fra eksisterende seismiske data, da den seismiske datadækning i området er ringe. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt kommende 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 183 meter tyk med toppen liggende ca. 2200 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkflejringer vurderes til at være ca. 2065 meter tykke og beliggende ca. 65–2130 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.

Helsingør-lokaliteten				
UTMz32 X: 721.720 m; Y: 6.214.032 m				
Terrænkote: ca. 43 meter over havniveau (m.o.h.)				
Gassum Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval ²
				[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation	[m.u.h.]	2383	15 ³	2026–2740 ³
Tykkelse af formation	[m]	148	20 ³	118–178 ³
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand	[m]	64	15 ³	54–74 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴	[m]	47	15 ³	40–54 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,32	15 ³	0,27–0,37 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,73	15 ³	0,62–0,84 ³
Vandledende egenskaber (reservoirsand)				
Porøsitet	[%]	22	15 ³	19–25 ³
Gas-permeabilitet	[mD]	603	5 ⁷	121–3015 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	755	5 ⁷	151–3775 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	36	6 ⁷	6–216 ⁷
Temperatur				
Temperatur ¹⁰	[°C]	76	10 ³	68–84 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Fin til mellemkornede; ringe sorterede til velsorterede; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering		Svagt cementerede til cementerede		
Andre betydende parametre		Vurdering		
Salinitet		Kloridkoncentrationen er væsentlig under måtningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet		Stor		
Strukturel kontinuitet		Lille		

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpeprøve eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplikere Gas-permeabilitet med en opskalningsfaktor på 1,25.

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

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

3.1 Anbefalinger

Prognoselokaliteten er beliggende i Øresund Sub-bassinet, der er strukturelt kompleks, og hvor der kan forekomme mange forkastninger i undergrunden. Inden en boring udføres, vil det være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for at kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten, og for at kunne 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 reservoiværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen.

Ved en indsamling af nye seismiske data bør den seismiske linjeføring lægges således, at de seismiske data knytter prognoselokaliteten til Karlebo-1/1A brønden. Endvidere bør den lægges således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 50 km ny seismik.

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoiregenskaberne for de potentielle geotermiske reservoirer, der ligger ovenover Gassum Formationen. Disse kan udgøre alternative geotermiske reservoirer til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønndata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding. Den "Nedre Jurassiske 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 Helsingør-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 2). Nærmeste dybe brønde er Karlebo-1/1A, Lavø-1 samt Margretheholm-1/1A og -2, der er placeret henholdsvis ca. 14, 24 og 37 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 80 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 100 km findes Slagelse-1. Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 50 og 75 km nordvest for prognoselokaliteten (Figur 2).

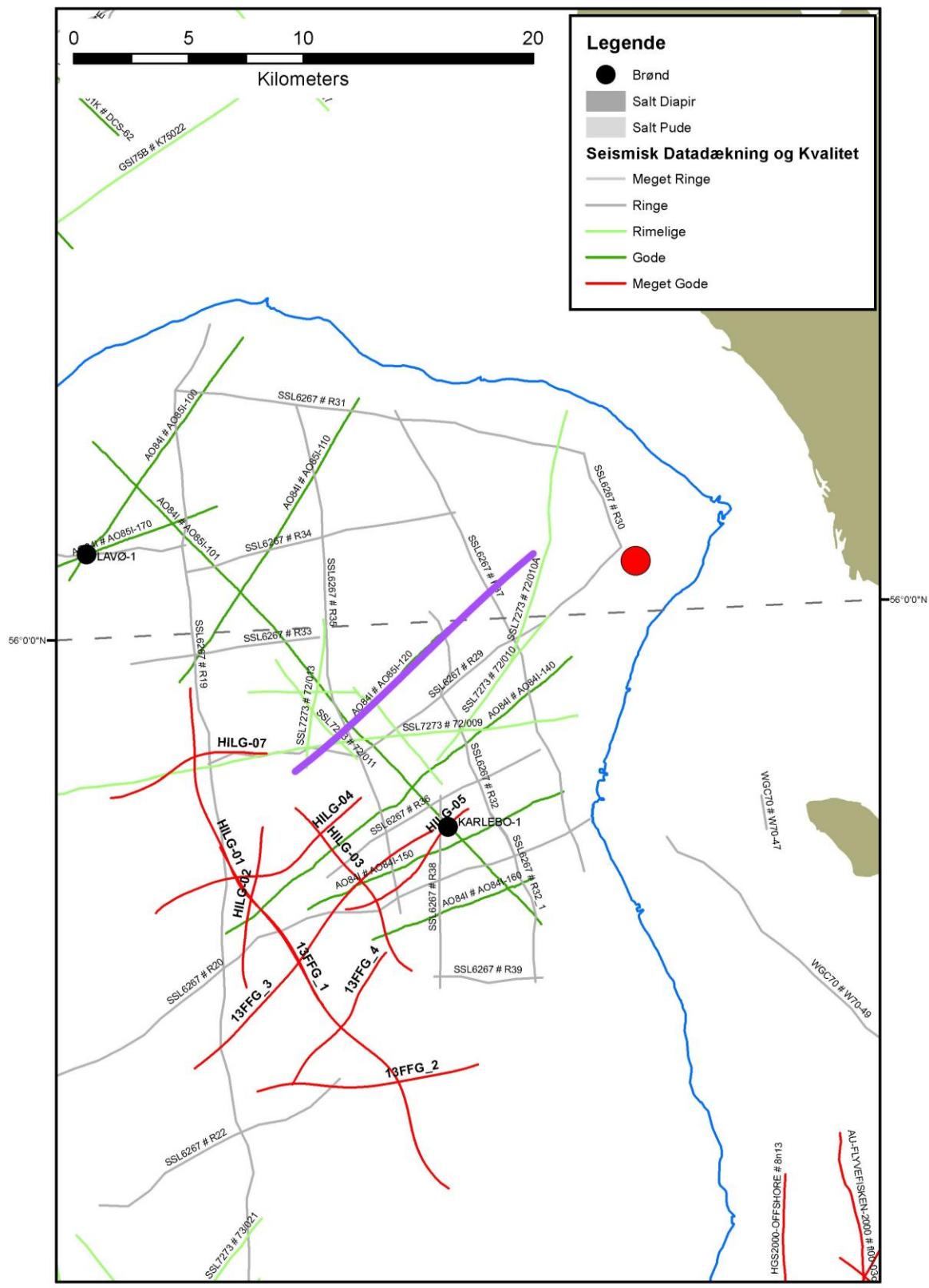
I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite, men kun gamma-ray, sonic og modstandslog. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en vurdering af de fleste reservoirparametre, men desværre blev den nedre del af Gassum Formationen ikke logget på grund 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 borerne er af god kvalitet, men vurderes knap så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da borerne 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. For at styrke vurderingen af det geotermiske potentiale ved Helsingør er boringsdata fra Helsingborg-området, indsamlet i forbindelse med udførelsen af jernbanetunnelerne, samt data fra Øresundsboringerne inddraget og evalueret (Hjuler et al. 2014). 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. 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. Seismiske data er kun tilgængelige vest for prognoselokaliteten, og de nærmeste data er endvidere af meget ringe kvalitet. Den seismiske datadækning og -kvalitet vurderes derfor som værende ringe i vurderingen af prognoselokaliteten.

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. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau.

		Karlebo-1/1A (14 km)	Lavø-1 (24 km)	Margretheholm-1/1A (37 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	147–1668	42–1915	111–1591
	Tykkelse (m)	1521	1873	1480
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1753–1991	2045–2265	1639–1833
	Tykkelse (m)	238	220	194
Gassum Fm	Dybdeinterval (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. Den seismiske linje AO85I-120, 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 Hjuler et al. (2013 og 2014).

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. I Helsingør-området vurderes Gassum Formationens top til at være til stede ca. 2383 m.u.h. med en vurderet usikkerhed på $\pm 15\%$ baseret på seismiske data og data fra de nærmeste borer (Hjuler et al. 2014). Tykkelsen af formationen vurderes til at være 148 meter med en usikkerhed på omkring $\pm 20\%$.

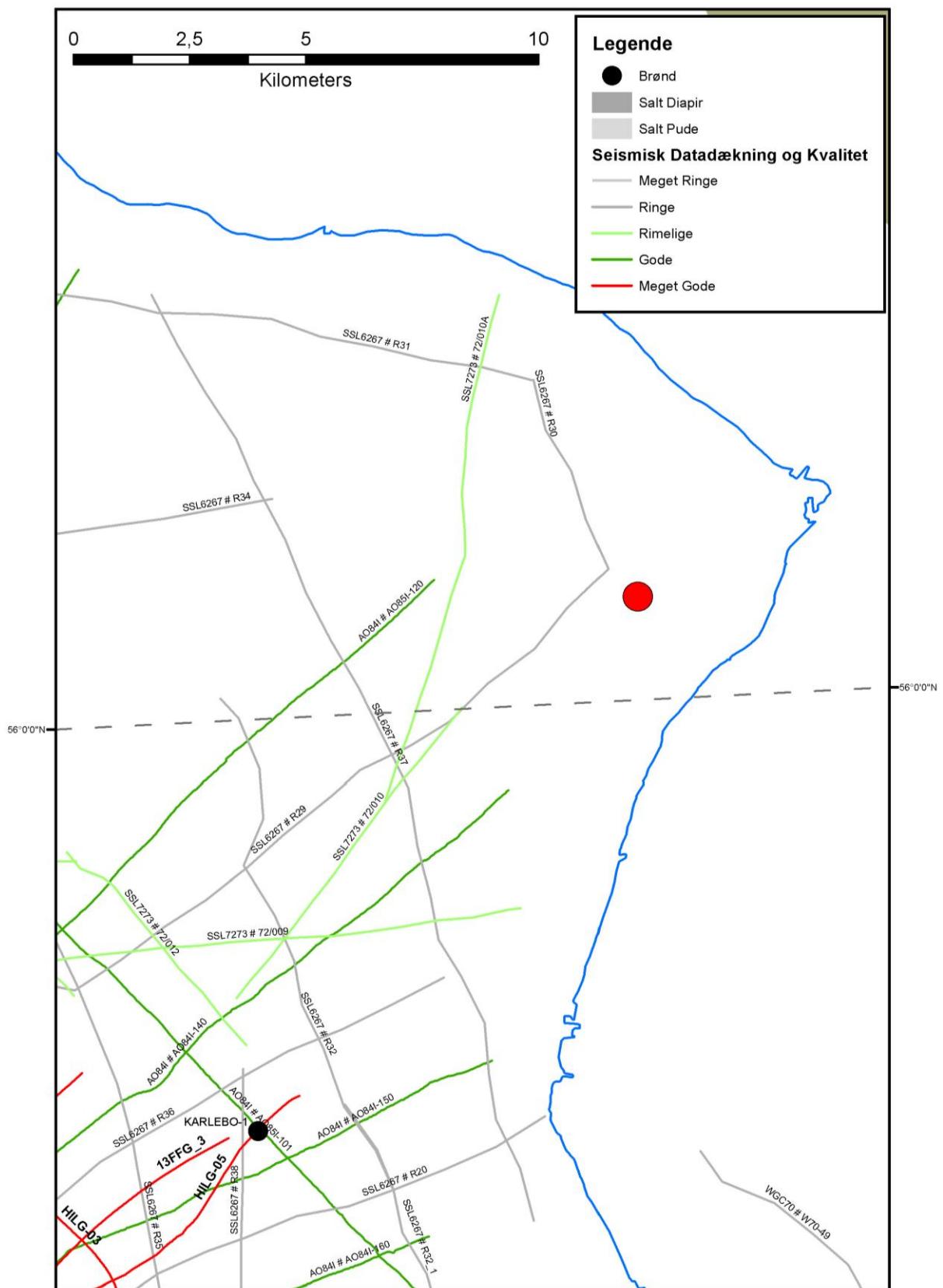
Den seismiske linje AO85I-120 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent sydvest–nordøst løbende seismisk profil, der slutter knap 5 km vest for. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Det fremgår af figuren, at kvaliteten af det seismiske profil er ringe. Nær Nordsjælland Forkastningszonen i den sydvestlige del af profilet ses mindre forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen. Der er risiko for, at Gassum Formationen omkring prognoselokaliteten gennemskæres af forkastninger, som knytter sig til Romeleåsen Forkastningen. Endvidere fremgår det af figuren, at lagserien under Kalkgruppen bliver tyndere mod nordøst; dette gælder specielt for lagserien under Gassum Formationen. Tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen er til stede i Sydsverige på den anden side af Romeleåsen Forkastningen. Det er derfor sandsynligt, at Gassum Formationen er til stede i hele Helsingør-området. Da prognoselokaliteten er beliggende i det strukturelt komplekse Øresund Sub-bassin og forholdsvis tæt på Romeleåsen Forkastningen, må den strukturelle kontinuitet i udgangspunktet betragtes som værende lille.

Tabel 5.1: *Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning og data fra nærmeste borer (Hjuler et al. 2014).*

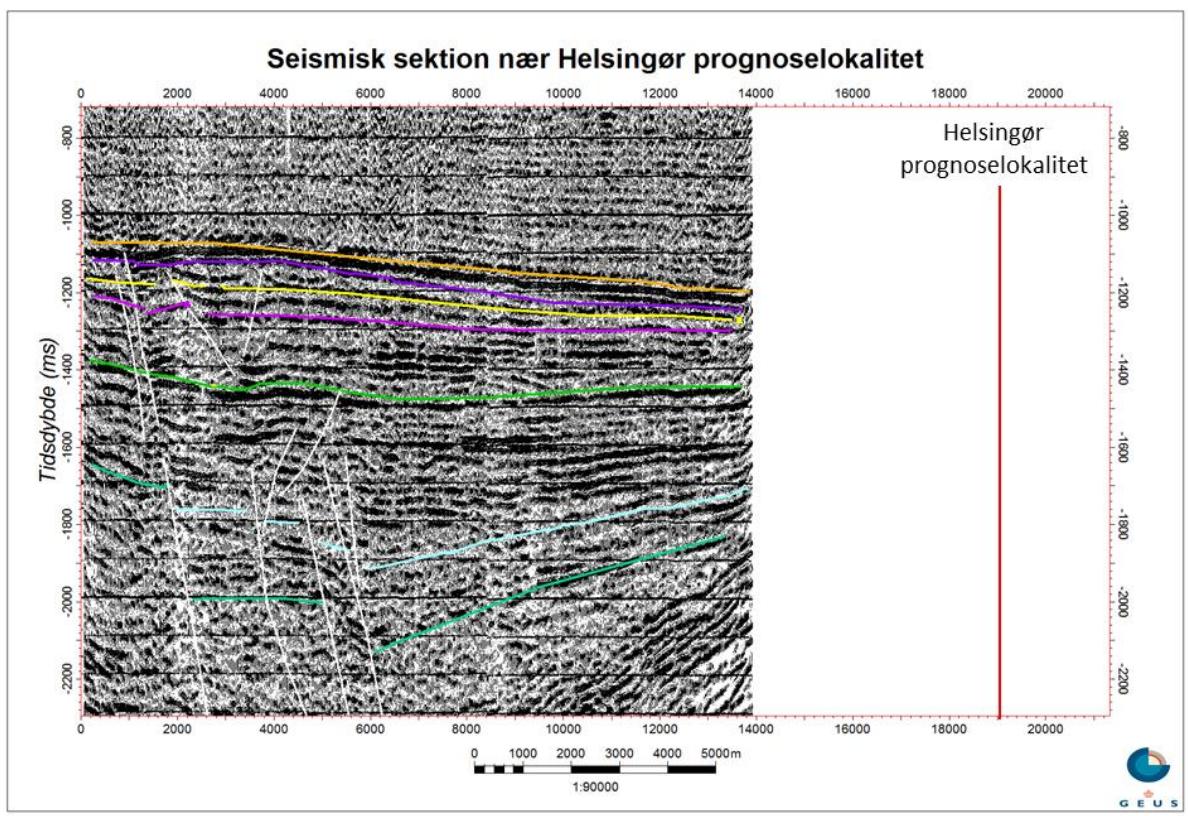
Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	65–2130	2065
Nedre Kretassisk enhed ¹	2150–2200	50
Fjerritslev Fm	2200–2383	183
Nedre Jurassisk enhed ²	2308–2383	75
Gassum Fm	2383–2530	147
Bunter Sandsten Fm	2800–?	ca. 100

¹Toppen af Nedre Kridt enhed er ikke kortlagt seismisk. Dybden til toppen af enheden er estimeret ud fra dybden til basis af Kalkgruppen samt boringsdata fra Lavø-1 og Karlebo-1.

²Nedre Jurassisk enhed henregnes her til den nederste del af Fjerritslev Fm.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den udvalgte seismisk linje (AO85I-120, markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Sydvest–nordøst orienteret seismisk profil (AO85I-120), der slutter knap 5 km vest for prognose lokaliteten (Figur 3 og 4). Kvaliteten af det seismiske profil er ringe. Den foreslæde dybdeprognoserne for lokaliteten baserer sig på en ekstrapolation hen til lokaliteten af de tolkede geologiske strukturer. På profilet har Gassum Formationen en nogenlunde konstant tykkelse, men i nærheden af Nordsjælland Forkastningszonen, som forskyder Pre-Zechstein horisonten ca. 500 m (300 ms), gennemskæres Gassum Formationen af mindre forkastninger (forkastninger er markeret som stejle hvide streger). 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 af Nedre Jurassisk enhed, (gul), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over de brønde på Sjælland, som giver mest information om Gassum Formationen. Endvidere er der i tabellen medtaget data fra et konstrueret Helsingborg boringsprofil, der baserer sig på data fra en række korte borer udført i Helsingborg by i forbindelse med planlægningen af et tunnelprojekt. Det konstruerede boringsprofil repræsenterer et snit gennem aflejringer, der er tidsækvivalente til og sammenlignelige med Gassum Formationen i Nordsjælland, da de geologiske rammer var de samme på aflejringstidspunktet, og fordi de oprindelige begravelsesdybder er sammenlignelige (Hjuler et al. 2014). I tabellen ses tykkelsen af Gassum Formationen i de enkelte brønde og i den tidsækvivalente lagserie i Helsingborg. Endvi-

dere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen og den tidsækvivalente lagserie er estimeret til at indeholde. 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 er vidt udbredt i den sjællandske undergrund ligesom i den øvrige del af det Danske Bassin. Dette understøttes yderligere ved forekomsten af tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de nærmeste brønde til prognoselokaliteten varierer formationen i tykkelse fra 75 til 135 m (Tabel 5.2). I Helsingborg-området er den tidsækvivalente lagserie omrent 200 meter tyk og findes tæt på terrænoverfladen på grund af Øresundsområdets komplekse geologi, mens Gassum Formationen er beliggende i over 2 km dybde ved Helsingør. Formationens top er således vurderet til at være beliggende ca. 2380 m.u.h. ved prognoselokaliteten, hvilket er i noget større dybde end i de nærmeste brønde, idet dybden er 1991 m.u.h. i Karlebo-1/1A, 2265 m.u.h. i Lavø-1 og 1833 m.u.h. i Margretheholm-1/1A.

Over afstande viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sand- 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 brudt op af forkastninger.

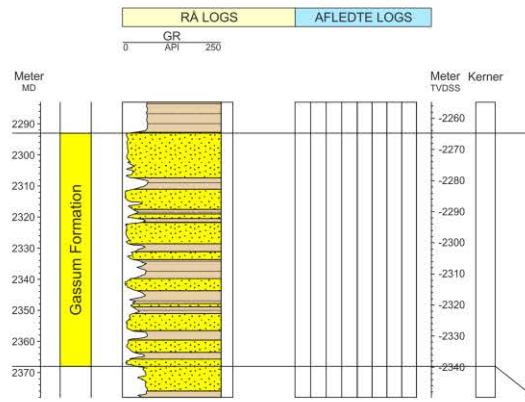
Prognoselokaliteten repræsenterer en position tættere på bassinranden end de sjællandske brønde. Det er ikke muligt at følge sandstenslag i Helsingborg-boringsprofilen "direkte" over til de sjællandske brønde på grund af den strukturelt komplekse geologi med flere store forkastninger i undergrunden mellem Helsingborg og Helsingør (Hjuler et al. 2014). Det er dog sandsynligt, at flere af de sandstensintervaller, der ses i de danske brønde, også er at finde i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten, og at nogle af disse er tidsækvivalente med sandstensintervaller i Helsingborg-boringsprofilen. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor, om end sedimenterne afspejler et skift i aflejringsmiljøerne fra overordnet åbne kystmiljøer på Sjælland til mere bassinrandnære forhold i Skåne med aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende aflejringsforhold, 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).

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoireskabrer (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste sjællandske brønde, hvis omrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. Endvidere er der i tabellen medtaget data fra et konstrueret Helsingborg-boringsprofil, som repræsenterer aflejninger, der er tidsækvivalente til og sammenlignelige med Gassum Formationen. Grå felter angiver, at andelen af Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

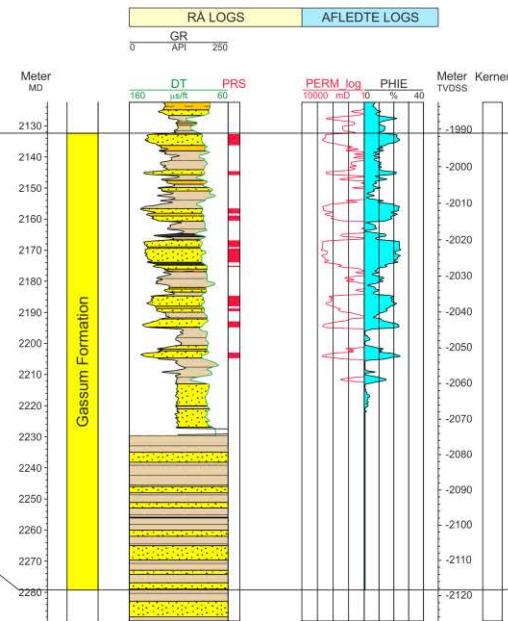
	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Helsingborg-boringsprofil	200	76	57
Karlebo-1/1A	127	60 ¹	40 ¹
Lavø-1	75	50	
Margretheholm-1/1A	135	63	54
Stenlille-1	144	124	123
Stenlille-19	145	99	98
Slagelse-1	113	101	

¹Delvis 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-1/1A (Skovgaard Nielsen et al. 2014).

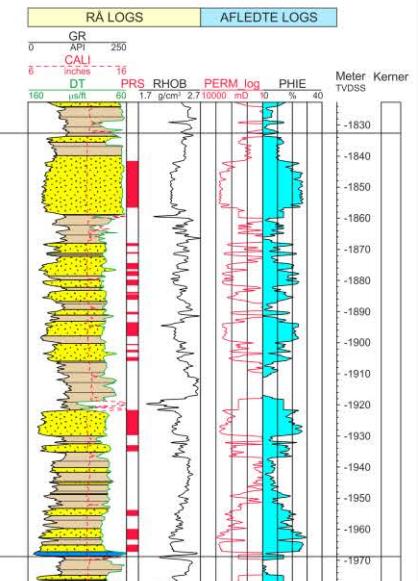
Lavø-1



Karlebo-1A



Margretheholm-1A



Sandsten Siltsten Lerskifer Kalksten Kul Potentielt reservoarsand

Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Lavø-1, Karlebo-1 og Margretheholm-1/1A, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkeler, og der er således korrigert for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoarsand for Lavø-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af formationens reservoирregenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i reservoирdata fra det konstruerede Helsingborg-boringsprofil, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, der ligesom prognoselokaliteten er beliggende indenfor Øresund Sub-basinnet. De estimerede reservoирværdier for prognoselokaliteten er udregnet som middelværdien af en "high case" og en "low case" baseret på en forskellig vægtning af reservoирdata fra de ovennævnte borer (Hjuler et al. 2014). Generelt er reservoирdata fra Margretheholm-1/1A vægtet lavest på grund af den større afstand til prognoselokaliteten i forhold til Helsingborg-boringsprofilet og Karlebo-1/1A. Vitrinit-reflektansmålinger på kul fra lagserien i Helsingborg indikerer, at forud for opløftningen i Sen Kridt-Palæogen tid, var disse aflejringer beliggende i omtrent samme dybde som Gassum Formationen i Helsingør-området (Hjuler et al. 2014). I udgangspunktet skal reservoирdata fra Helsingborg-området derfor ikke dybde-korrigeres, når de indgår i estimeringen af Gassum Formationens reservoирregenskaber ved prognoselokaliteten.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen i forbindelse med udførelsen af de to borer. I Margretheholm-2 er der dog udtaget ca. 7 sidevægs-kerner i Gassum Formationen, og reservoirmålinger på nogle af disse indgår i en generel porøsitet-permeabilitets relation (se afsnit 5.2.3). I Helsingborg-området er der udtaget adskillige kerner fra de korte borer, der indgår i det sammensatte Helsingborg-boringsprofil, og reservoirmålinger på disse indgår ligeledes i den omtalte porøsitet-permeabilitets relation.

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 og Margretheholm-1/1A (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003) samt tolkning af borehulslogs og kernebeskrivelser af de korte borer i Helsingborg-området, som indgår i det konstruerede Helsingborg-boringsprofil (Hjuler et al. 2014). De optagne og tolkede logs er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoирværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. I Tabel 5.7 ses de tolkede reservoирværdier for det konstruerede Helsingborg-boringsprofil. I Karlebo-1/1A er det kun den øvre del af Gassum Formationen, der er logget, men i tabellen er der opgivet reservoирværdier 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" tykkelser 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 tykkelser.

Usikkerheden på de angivne estimerer 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 reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for det konstruerede Helsingborg-boringsprofil, 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 og Margretheholm-1/1A med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Karlebo-1/1A	2132–2279	Ingen	Ingen
Margretheholm-1/1A	1842–1977	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/ 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 ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
	RHOZ	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE
Log-beregnet effektiv 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 potentiel r-servoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentiel r-servoirsand (PRS)

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

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

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpeprøve eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskalingsfaktor på 1,25.

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

¹⁰ 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.*

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

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

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

⁹ 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 det konstruerede Helsingborg-boringsprofil.*

Helsingborg-boringsprofilet			
"Gassum Formationen"	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Tykkelse af formation [m]	200	1 ³	198–202 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	76	5 ³	72–80 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	57	5 ³	54–60 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,29	5 ³	0,27–0,30 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,75	5 ³	0,71–0,79 ³
Vandledende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	25	6 ³	24–27 ³
Gas-permeabilitet [mD]	1250	5 ⁷	250–6250 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1560	5 ⁷	312–7800 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	99	5 ⁷	20–495 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)	Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin- til mellemkornet; ringe sorteret til sorteret; ingen oplysninger om afrundingsgrad		
Diagenese/cementering	Hovedsageligt svagt cementeret med en cement bestående af calcit eller i mindre grad kvarts og siderit		

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

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

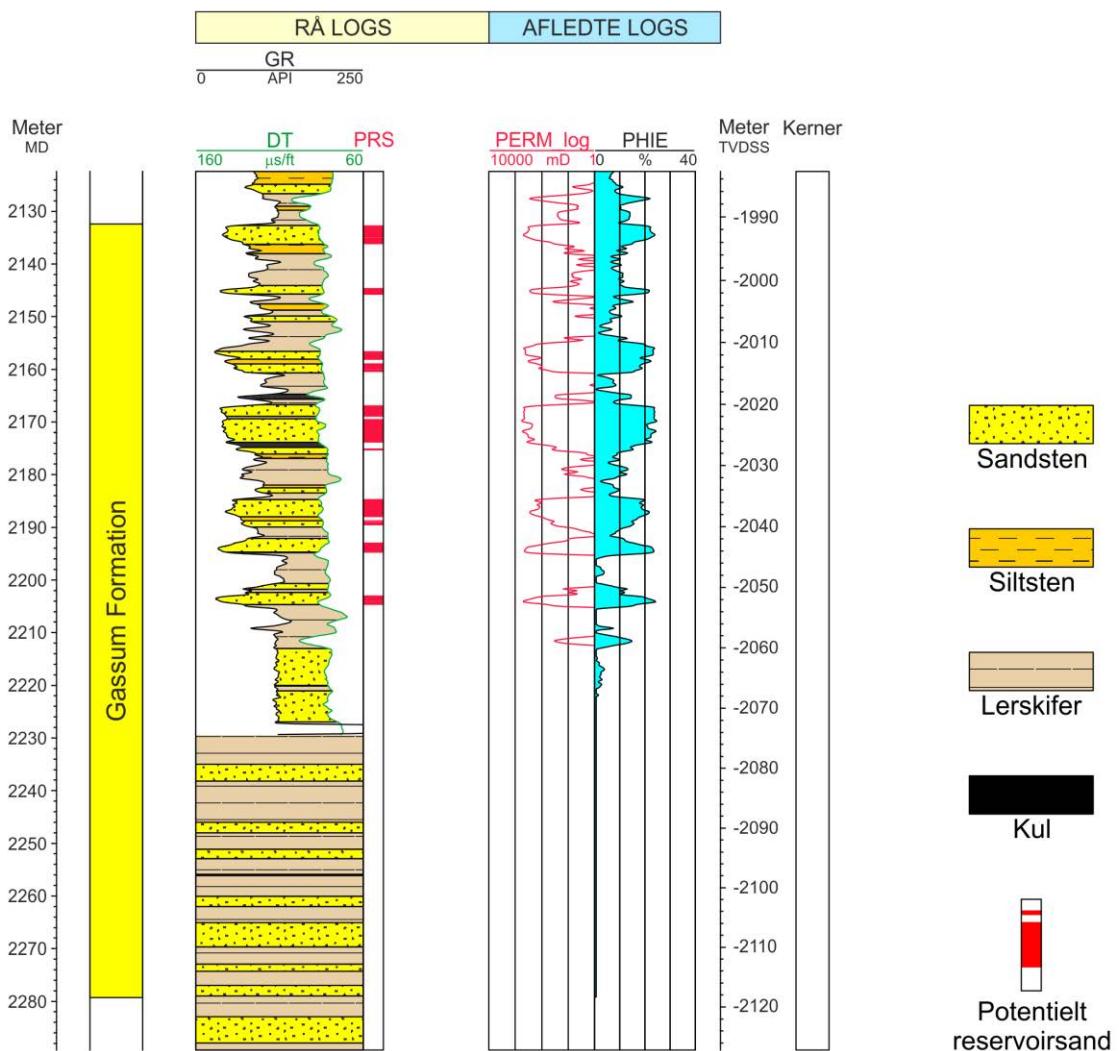
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A 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 logtolkningen, og det fremgår af beskrivelserne, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede (i Margretheholm-1/1A mest finkornede) og sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al.

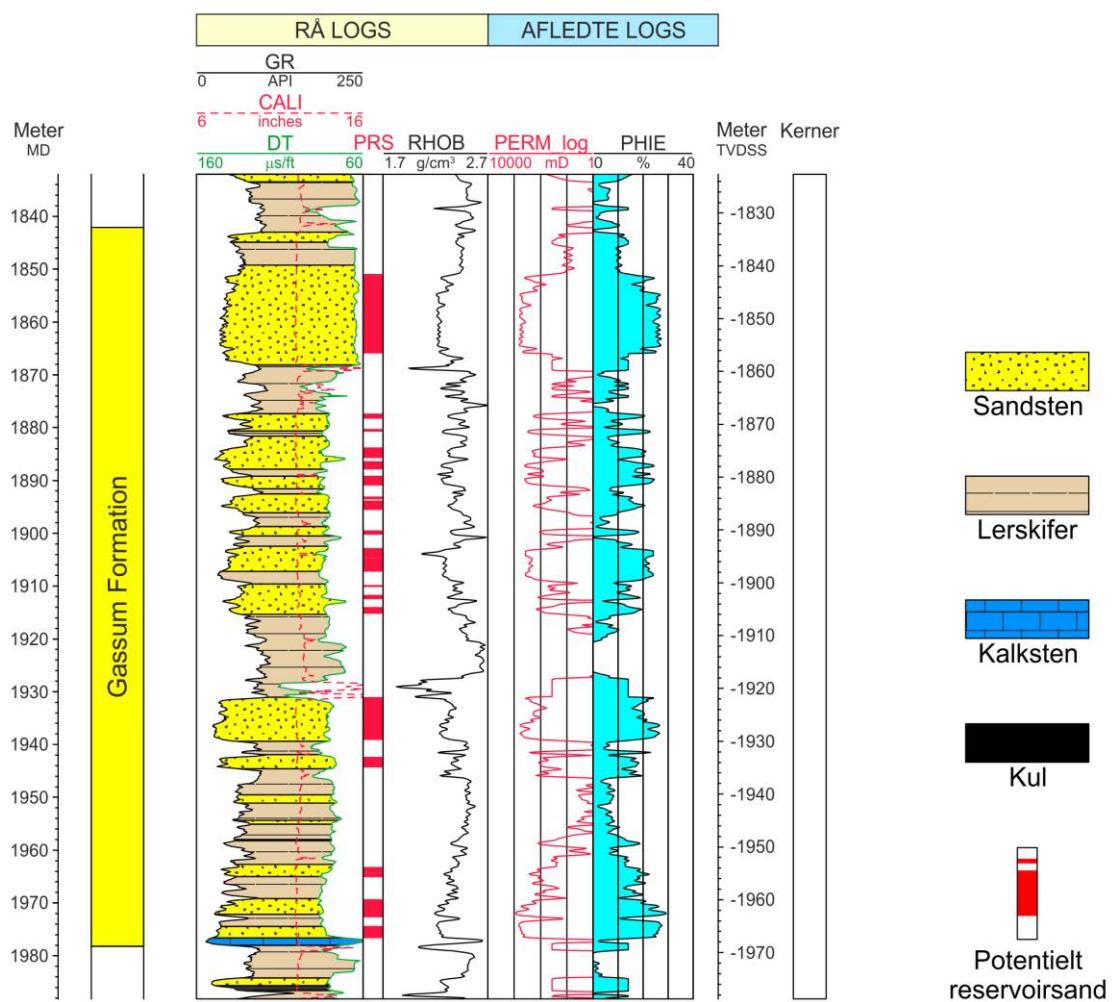
2014, DONG 2003). Desuden angives sandstenene til at være løse til faste, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad. I nogle dybdeintervaller kan sandstenene endvidere være kvarts- eller pyrit-cementerede. Sandstenene fra Helsingborg-boringsprofilet beskrives ligeledes som værende fin- til mellemkornede, men sorteringsgraden er tilsyneladende en smule ringere; ringe sorterede til sorterede (Hjuler et al. 2014). Endvidere er sandstenene generelt kun svagt cementerede med en cement bestående af calcit eller i mindre grad kvarts og siderit. På baggrund af de ovennævnte oplysninger vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, ringe 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-ray (GR) og sonic (DT) loggene. 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.

Margretheholm-1A



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Margretheholm-1A. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma-ray (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Sektioner med Potentielt reservoirsand (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 og Margretheholm-1/1A er Gassum Formationen henholdsvis 127 og 135 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 60 meter i Karlebo-1/1A og ca. 63 meter i Margretheholm-1/1A (Tabel 5.2). Den økvivalente lagserie i Helsingborg-boringsprofilen er ca. 200 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 76 meter. 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 baggrundssstrålingen (Tabel 5.8).

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. I den tilsvarende lagserie i Helsingborg-boringsprofilet er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 57 meter. Som nævnt tidligere, er de estimerede reservoirværdier for formationen i Karlebo-1/1A 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, ca. 22 % i Margretheholm-1/1A og ca. 25 % i Helsingborg-boringsprofilet (Tabel 5.5, 5.6 og 5.7). Porøsitetstolkningen af Karlebo-1/1A 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. I Helsingborg-området er porøsitetstolkningen først og fremmest baseret på den relativt store mængde kerneanalysedata, som blev målt på kernerprøver fra boringerne, der blev udført i forbindelse med tunnelprojektet.

Tabel 5.8: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A boringerne og det konstruerede Helsingborg-boringsprofil.

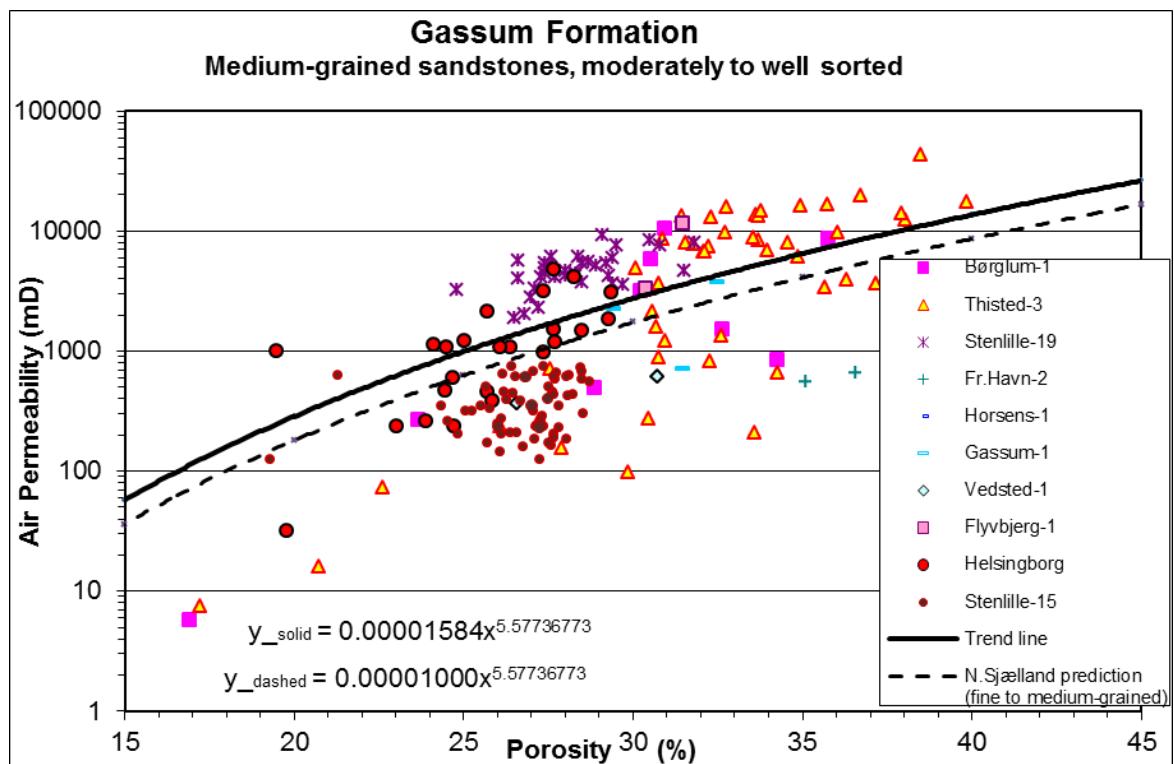
Responsparametre for gamma-ray (GR) og SP logs	GR/SP_min (baggrundssstråling)	GR/SP_max (respons for rent ler)
Karlebo-1/1A	75	163
Margretheholm-1/1A	90	160
Helsingborg-boringsprofil	variabel	variabel

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-permeabilitets relation, som også bygger på kernemålinger fra boringer udenfor Sjælland, blandt andet konventionelle kerneanalyse-data fra Helsingborg-boringerne samt fra en

række jyske boringer (Figur 9). De plottede data i Figur 9 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved Helsingør 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 borespåne-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 line* i Figur 9). GEUS forventer, at denne porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Helsingør-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 reservoarsandstenene estimeret til ca. 290 mD for Karlebo-1/1A, ca. 300 mD for Margretheholm-1/1A og til ca. 1250 mD for Helsingborg-boringsprofilen. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 360, 375 og 1560 mD for henholdsvis Karlebo-1/1A, Margretheholm-1/1A og Helsingborg-boringsprofilen. 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 af 100–750 mD (Mathiesen et al. 2014). Da vurderingen af sandstenenes 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 disse 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-permeabilitetsplottet, men dette svarer til at "High case" beskrives med en tendenslinje, der fremkommer ved at gange "Nordsjællands-linjen" med 3, og "Low case" beskrives 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. Den 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 porøsitet-permeabilitets relationen er beskrevet og perspektiveret i teksten.

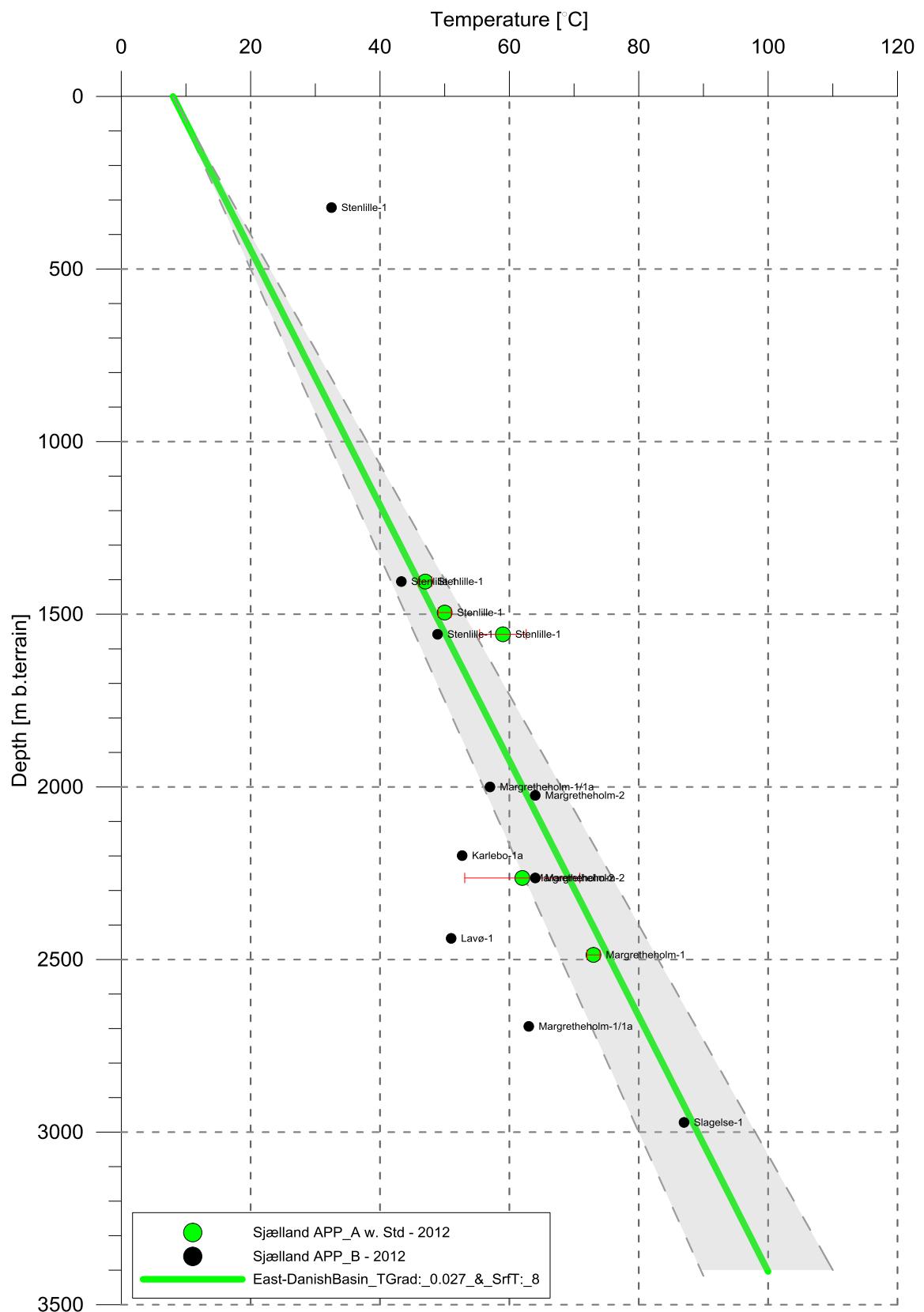
5.2.4 Transmissivitet

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, i Helsingborg-boringsprofilen til ca. 99 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til ca. 36 Darcy-meter. 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 størrelsesordenen af 5; svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren inde-

holder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoir sand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

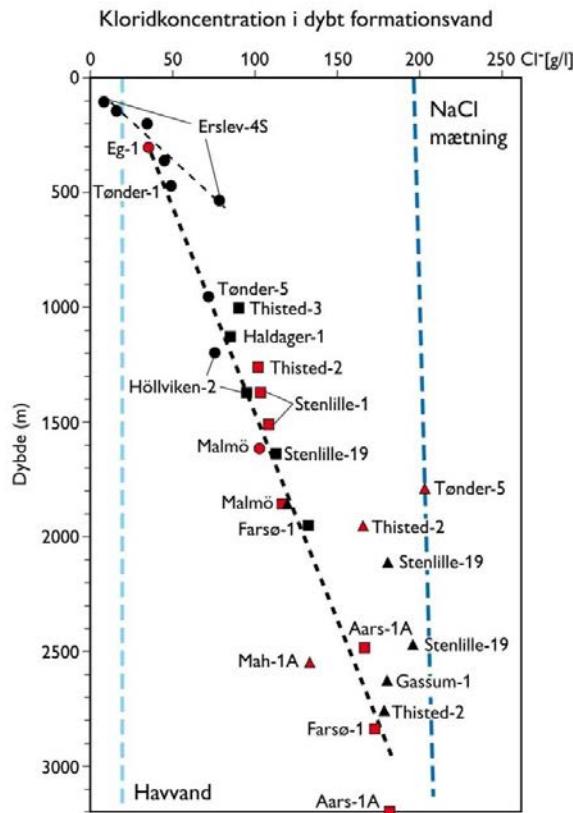
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $76\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. = $0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2500 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2383 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (43 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (74 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 156 g/l i en dybde af 2500 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 206 g/l 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 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 vandanlysen 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 stippled linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stippled 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.
- 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.
- Hjuler, M.L., Kristensen, L., Mathiesen, A., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2013: Evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/35.
- 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 Ju-

rassic 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.

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.

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.