

Det geotermiske screeningsprojekt

Frederiksværk-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



GEUS

Det geotermiske screeningsprojekt

Frederiksværk-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 Frederiksværk-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	16
5.2	Reservoirkvalitet	20
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	23
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	24
5.2.3	Permeabilitet.....	25
5.2.4	Transmissivitet	27
5.3	Temperatur	28
5.4	Salinitet.....	30
6.	Referencer	31

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende ved Frederiksværk på adressen Havnevej 8, 3300 Frederiksværk (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).

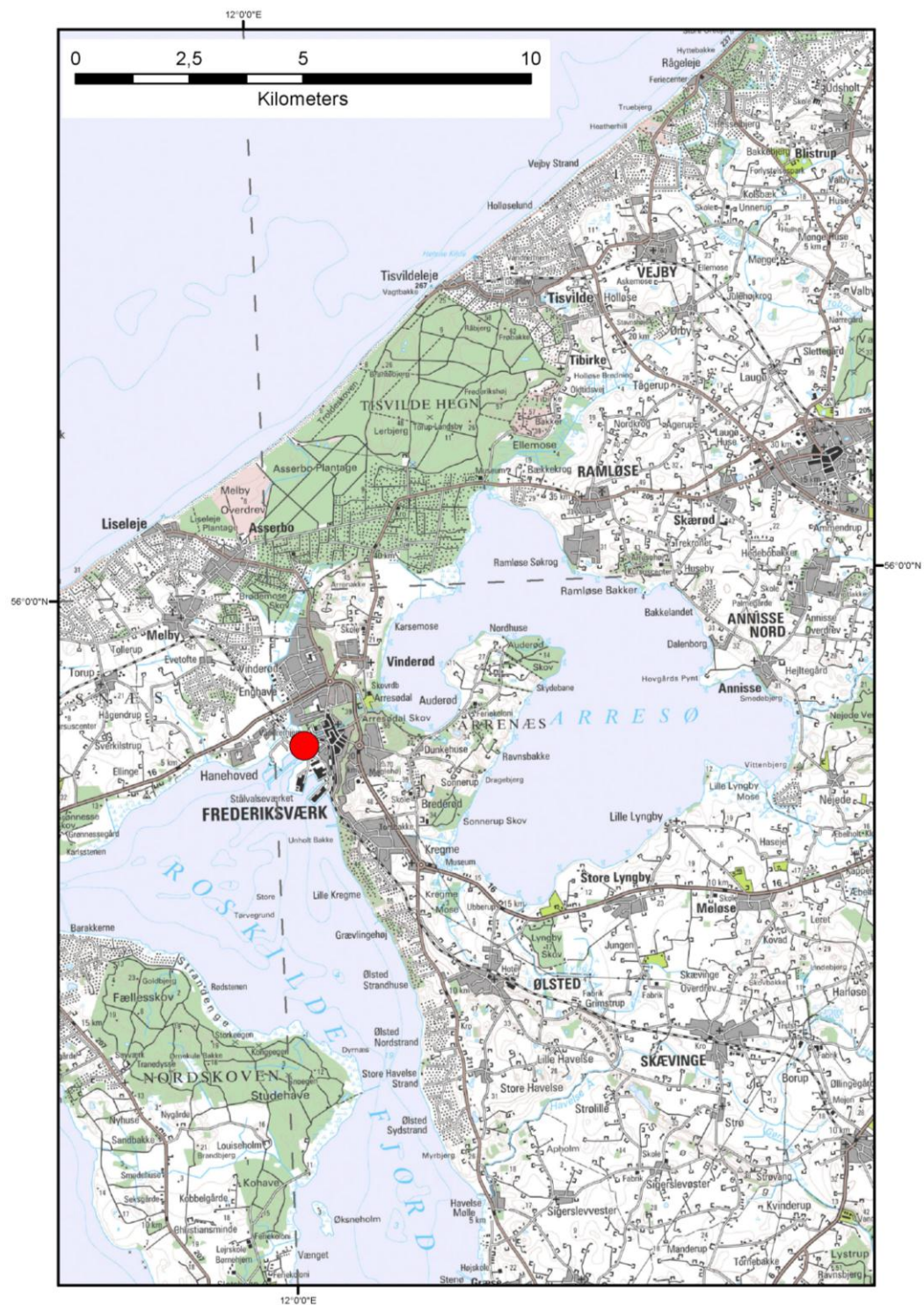
Frederiksværk fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Enerkipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirs 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 Enerkipolitiske 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 Frederiksværk-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 Frederiksværk-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 ca. 85 meter sandsten, der er beliggende mere end 2360 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 Frederiksværk-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) ved Frederiksværk.

2. Geologisk baggrund

Frederiksværk-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 saltstrukturene 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.

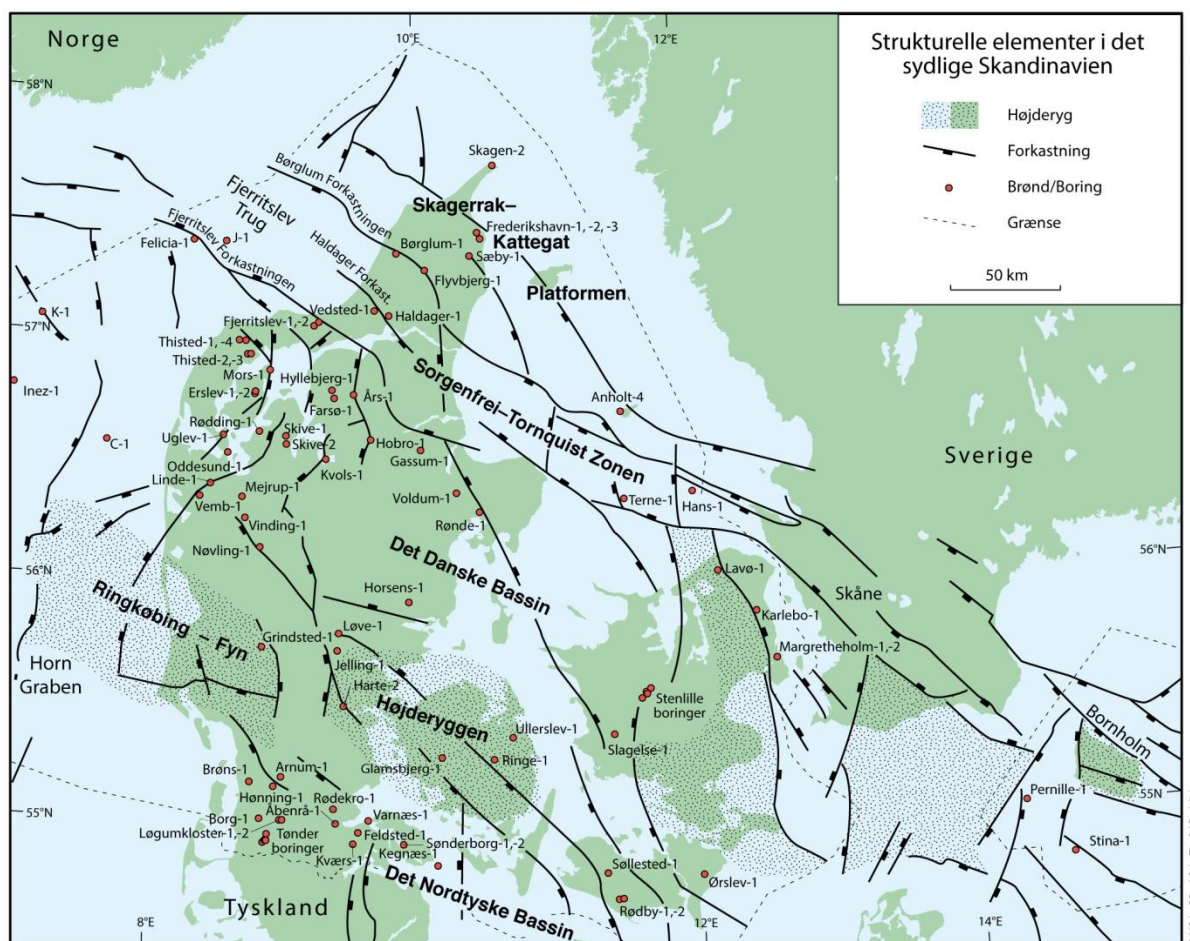
I Frederiksværk-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 4,0–4,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I det nordsjællandske område vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirs at kunne være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Endvidere kan potentielle geotermiske sandstensreservoirs også være til stede i en "Nedre Jurassisk enhed" og en "Nedre Kretassisk enhed". Dette er baseret på, at formationerne og enhederne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske 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 under-

grunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding på prognoselokaliteten, da denne generelt vurderes til at have de bedste reservoiregenskaber i det nordsjællandske område (se eksempelvis Mathiesen et al. 2010, Mathiesen et al. 2014, Hjuler et al. 2014). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten ved Frederiksværk. "Nedre Jurassisk enhed" ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil derfor muligvis kunne produceres geotermisk energi fra denne og Gassum Formationen samtidigt.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Formationen er vidt udbredt i det Danske Bassin og til dels også i den danske del af det Nordtyske Bassin med en generel tykkelse på 30–150 meter og med tykkelser på op til mere end 300 meter i Sorgenfrei–Tornquist Zonen (Nielsen 2003). Derimod synes formationen generelt ikke at være til stede henover Ringkøbing–Fyn 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 transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen i perioder, hvor den 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 reservoiregenskaberne. I det vestlige Skåne findes tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen med sandsten, der afspejler aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende 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).



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 Frederiksværk-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Frederiksværk-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. 2360–2550 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. 74 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier vurderes 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 25 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 og 7). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

På grund af den ringe seismiske datadækning er det ikke muligt at afgøre om forkastninger op-splitter Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. 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 375 meter tyk med toppen liggende ca. 1985 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1835 meter tykke og beliggende ca. 30–1865 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.

Frederiksværk-lokaliteten			
UTMz32 X: 687.862 m; Y: 6.206.765 m			
Terrænkote: ca. 3 meter over havniveau (m.o.h.)			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds-interval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2360	10 ³	2124–2596 ³
Tykkelse af formation [m]	190	20 ³	152–228 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	127	20 ³	102–152 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	85	20 ³	68–102 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,45	20 ³	0,36–0,53 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,67	20 ³	0,53–0,80 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	19	15 ³	16–22 ³
Gas-permeabilitet [mD]	241	6 ⁷	40–1444 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	299	6 ⁷	50–1793 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	25	7 ⁷	4–177 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	74	10 ³	67–81 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Hovedsageligt fin til mellem kornstørrelse; sorterede til vel-sorterede; subkantede til afrundede korn	
Diagenese/cementering		Svagt cementerede, stedvis cementerede	
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet		Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl	
Sedimentologisk kontinuitet		Stor	
Strukturel kontinuitet		Moderat, men vanskeligt at udtale sig præcist om på grund af en ringe seismisk datadækning	

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 pumpetest eller en brønd-test. 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.

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

3.1 anbefalinger

Den seismiske datadækning omkring prognoselokaliteten er ringe. Det vil derfor være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for at kunne 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 reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen. Den seismiske linjeføring bør lægges således, at den knytter prognoselokaliteten til Lavø-1 brønden og 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 60 km ny seismik.

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

4. Datagrundlag

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

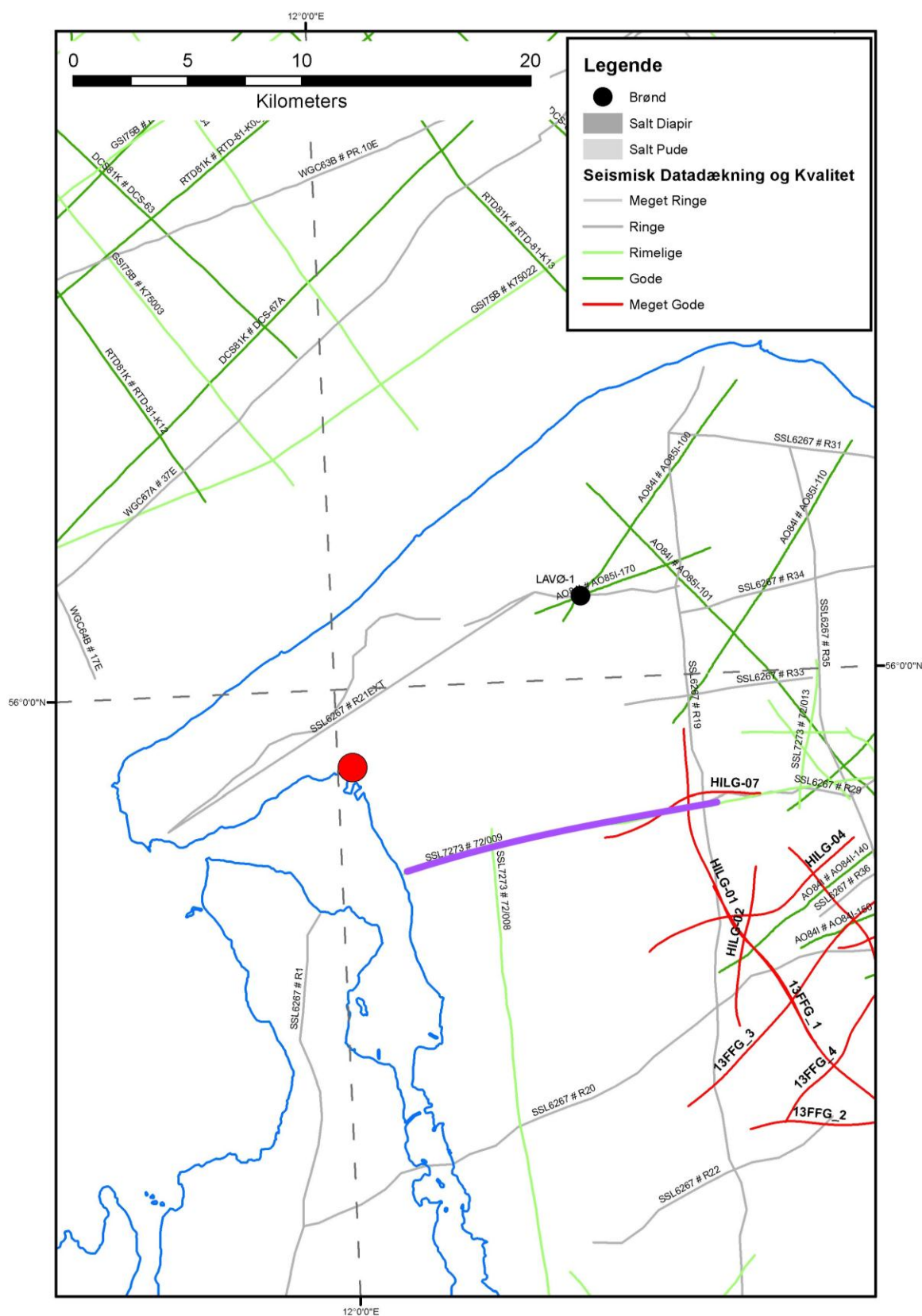
Der er ikke udført mange dybe borer på Sjælland (Figur 3). Nærmeste dybe brønde er Lavø-1 og Karlebo-1/1A, der er placeret henholdsvis ca. 12 og 26 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 50-55 km, findes Margrethholm-1/1A og -2 samt Stenlille brøndene, og i en afstand af omkring 75 km findes Slagelse-1 (Figur 2). Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 45 og 50 km nord til 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 Margrethholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. I Margrethholm-1/1A og Stenlille-boringerne er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porositetsfordelingen ret præcist. Boringerne er dog ikke så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da borerne ligger langt fra lokaliteten i områder, der er strukturelt anderledes. Dette gælder også for Slagelse-1, hvor der endvidere heller ikke er optaget en fuld logsuite. De to offshore brønde, Hans-1 og Terne-1, er placeret i Sorgenfrei-Tornquist Zonen, hvilket heller ikke gør disse brønde så relevante i vurderingen af prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes brønddækningen til at være ringe, men kvaliteten af brønddata som værende rimelig i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nærmeste brønde, som indgår med logdata i vurderingen af formationens reservoirregenskaber 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. Det fremgår af figuren, at den seismiske datadækning er ringe i Frederiksværk-området. Nærmeste seismiske linje er indsamlet godt 2 km nord for lokaliteten og er af ringe kvalitet, mens en linje ca. 5 km sydøst for lokaliteten er af rimelig kvalitet.

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

		Lavø-1 (12 km)	Karlebo-1/1A (26 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	42–1915	147–1668
	Tykkelse (m)	1873	1521
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	2045–2265	1753–1991
	Tykkelse (m)	220	238
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	2265–2340	1991–2118
	Tykkelse (m)	75	127



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønd samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje 72/009, 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.

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 til at være til stede ca. 2360 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på $\pm 10\%$ baseret på de seismiske data. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 190 meter med en usikkerhed på omkring $\pm 20\%$.

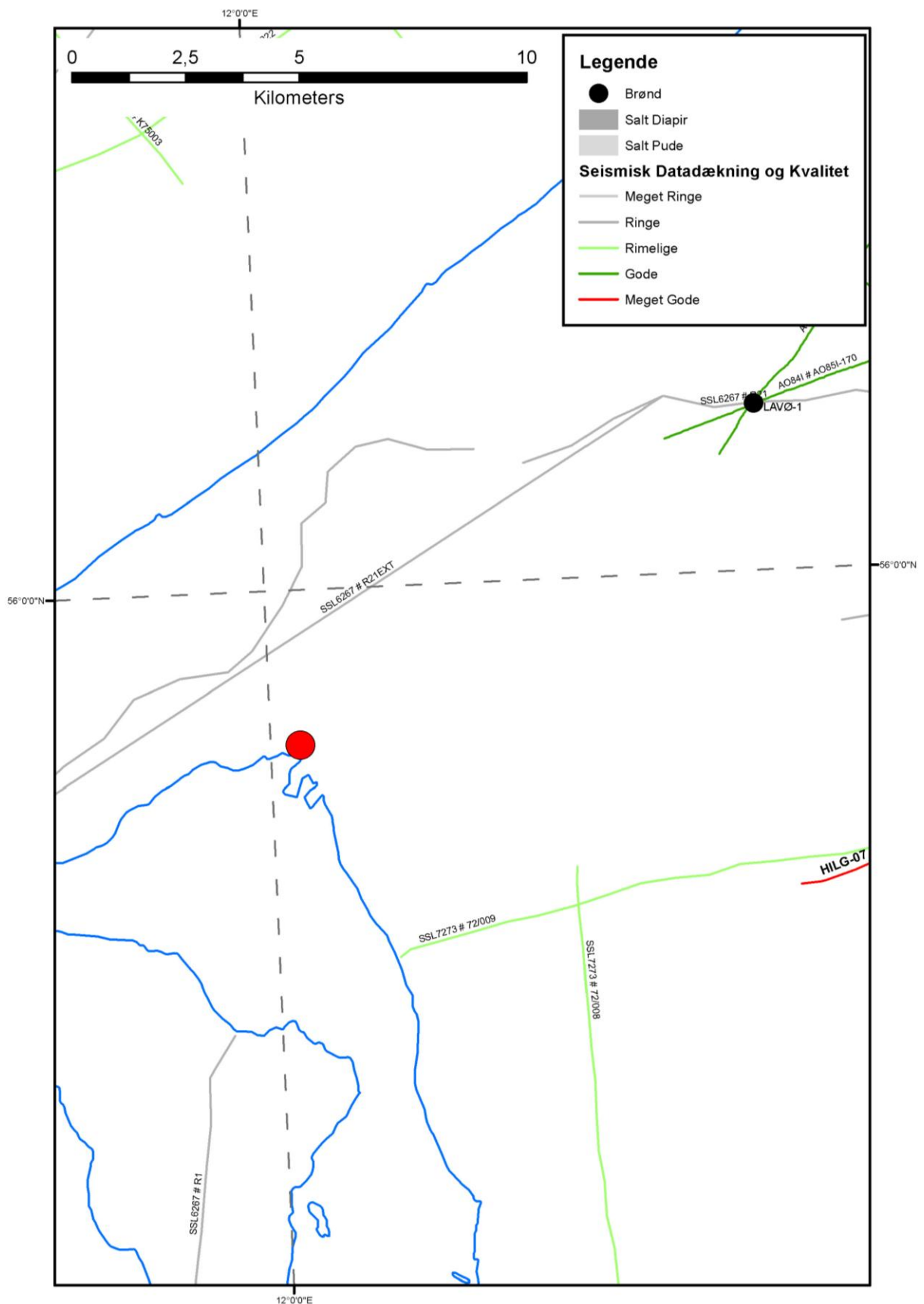
Den seismiske linje 72/009 er indsamlet ca. 5 km sydøst for prognoselokaliteten (Figur 3 og 4) og er anvendt til at fremstille et omtrent vest–øst orienteret seismisk profil. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret langs det seismiske profil. I den vestlige del af det seismiske profil øges tykkelsen af Fjerritslev Formationen samt dybden til Gassum Formationen dog markant. Denne ændring skyldes muligvis tilstedeværelsen af en betydelig forkastning vest for profilet; forkastningen er dog ikke velidentificeret. Generelt er både lokalisering og orientering af forkastninger omkring Frederiksværk ikke velbestemt på baggrund af de eksisterende seismiske data, og det kan således ikke udelukkes, at der er betydende forkastninger til stede i undergrunden ved prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes den strukturelle kontinuitet i området til at være moderat, men er dog vanskelig at udtale sig præcist om på grund af den 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.*

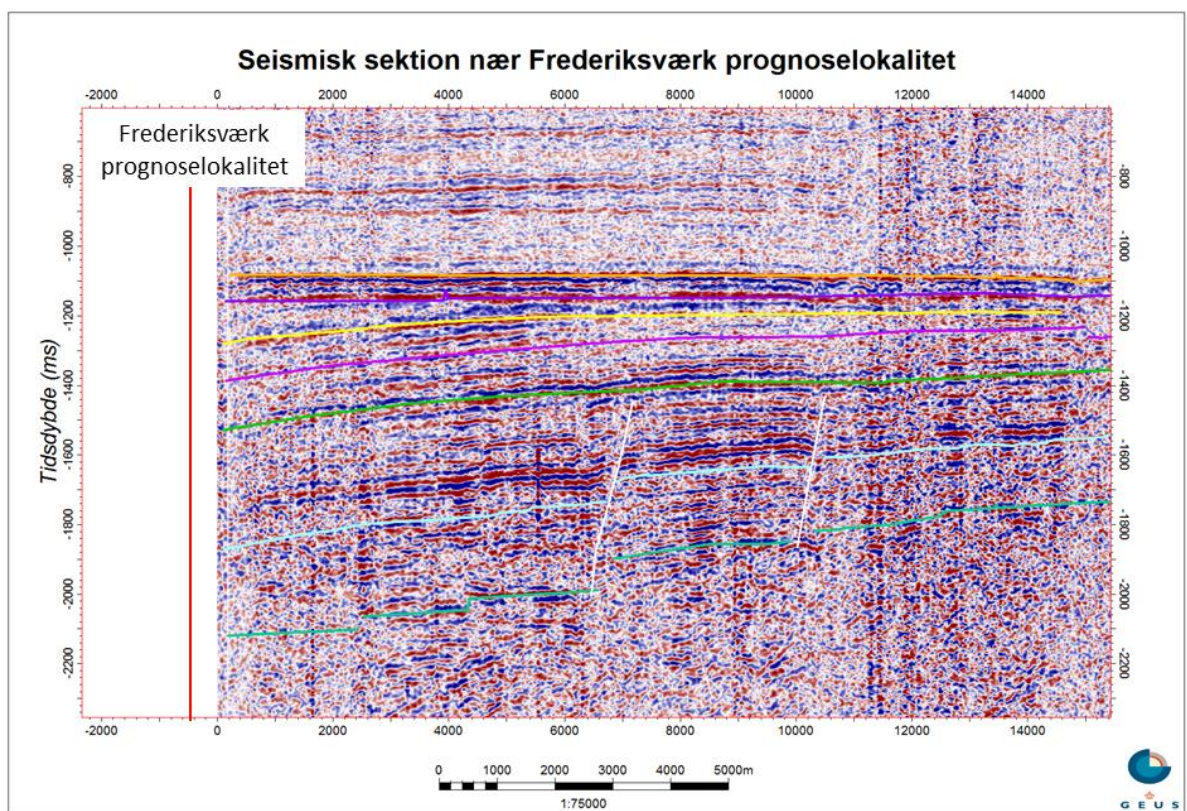
Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	30–1865	1835
Nedre Kretassisk enhed	1900–1985	85
Fjerritslev Fm ¹	1985–2360	375
Nedre Jurassisk enhed ²	2180–2360	180
Gassum Fm	2360–2550	190
Bunter Sandsten Fm	3700–3900	200

¹ Toppen 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.

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



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den seismiske linje 72/009 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Omtrent vest–øst orienteret seismisk profil baseret på den seismiske linje 72/009, der er indsamlet ca. 5 km sydøst for prognoselokaliteten (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind for enden af profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret langs det seismiske profil, men i den vestlige del af det seismiske profil øges tykkelsen af Fjerritslev Formationen samt dybden til Gassum Formationen markant. Denne ændring skyldes muligvis tilstedeværelsen af en betydelig forkastning vest for profilet. Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Forkastninger er vist som stejle hvide streger. 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) og 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. 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.

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

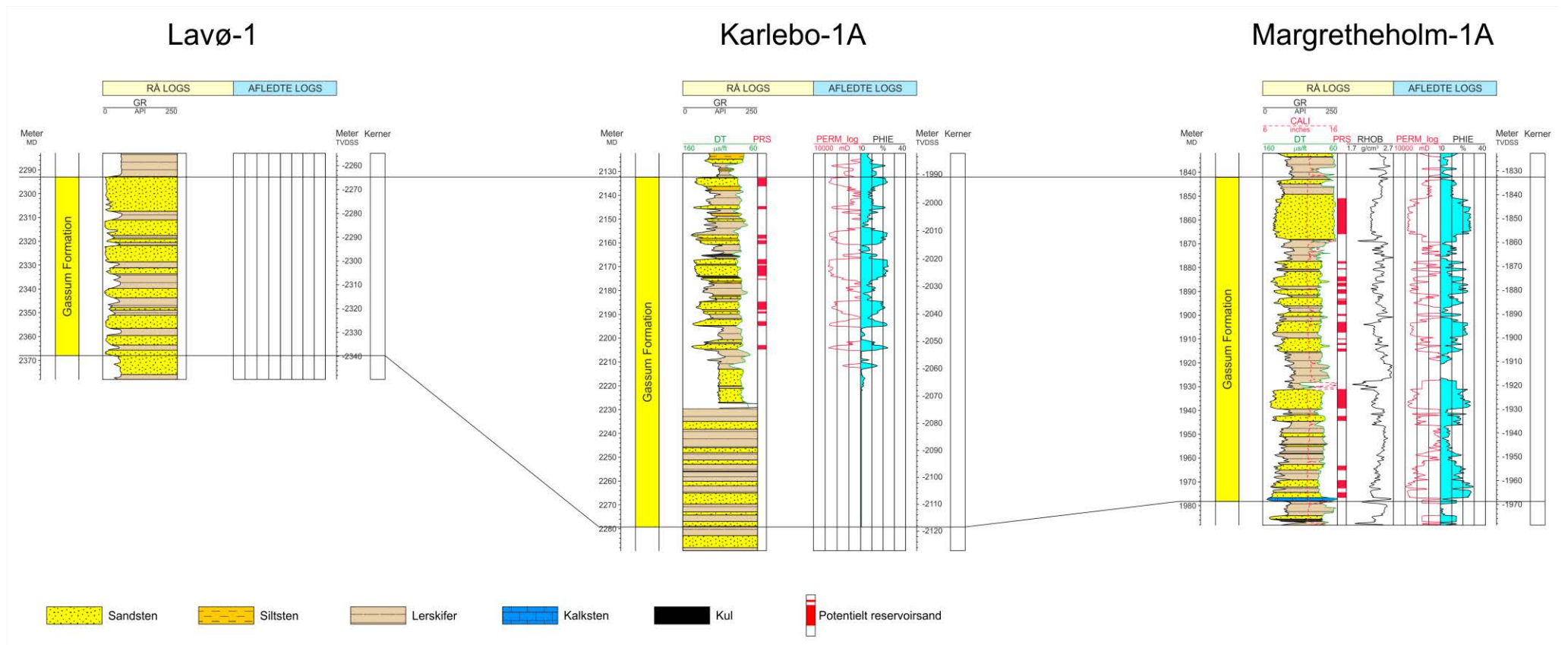
gere af, at der forekommer tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter til Gassum Formationen i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de to nærmeste brønde til prognoselokaliteten, Lavø-1 og Karlebo-1/1A, er formationen henholdsvis 75 og 127 meter tyk (Tabel 5.2) og dermed noget tyndere end den vurderede tykkelse på 190 meter ved prognoselokaliteten, der baserer sig på seismiske data. Dybden til toppen af Gassum Formationen er vurderet til 2360 m.u.h. ved prognoselokaliteten baseret på de seismiske data. Dette er ca. 370 meter dybere end i Karlebo-1/1A (1991 m.u.h.), som er den boring, hvorfra data indgår i vurderingen af formationens reservoirgenskaber ved prognoselokaliteten. Reservoirdata fra Karlebo-1/1A kan derfor være en anelse for optimistiske i vurderingen af Gassum Formationens reservoirgenskaber ved lokaliteten, da reservoirgenskaberne 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 kerneanalysedata fra Gassum Formationen fra en række dybe boringer (beskrives i Geotermi WebGIS portalen).

Over afstande viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sand- og lersten; eksemplificeret ved Lavø-1, Karlebo-1/1A og Margrethholm-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 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. Prognoselokaliteten repræsenterer en position lidt længere ud i bassinet end de ovennævnte brønde, men overordnet set forventes det, at de fleste af sandstensintervallerne, der ses i brøndene, også er at finde i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor.

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

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Lavø-1	75	50	
Karlebo-1/1A	127	60 ¹	40 ¹
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).



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Lavø-1, Karlebo-1A og Margretheholm-1A, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (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 Lavø-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 logdata fra Karlebo-1/1A. Logdata fra Lavø-1 er dog anvendt til at vurdere formationens Gross sand, men logsuiten fra denne boring er som tidligere nævnt ikke fyldestgørende nok til at kunne beregne øvrige reservoirparametre. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i de to brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen i forbindelse med udførelsen af de to boringer.

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 Lavø-1 boringerne (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, Dapco 1959). De optagne og tolkede logs i de to brønde er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoiværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A er samlet i Tabel 5.5. I Karlebo-1/1A er det kun den øvre del af Gassum Formationen, der er logget, men i tabellen er der opgivet reservoiværdier 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 borespåner 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 estimer bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoiværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoiværdierne for Karlebo-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 boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Lavø-1 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
Lavø-1	2293–2368	Ingen	Ingen

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/ 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 <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)
Normaliseret gamma log	GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve
Indikator for potentielt reservoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentielt reservoirsand (PRS)

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

Karlebo-1/1A			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
			[MinCase - MaxCa- se]
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
Vandlevende 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 log-porøsitet (> 15 %). Tykkelsen er korrigeret 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 pumpe-test eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

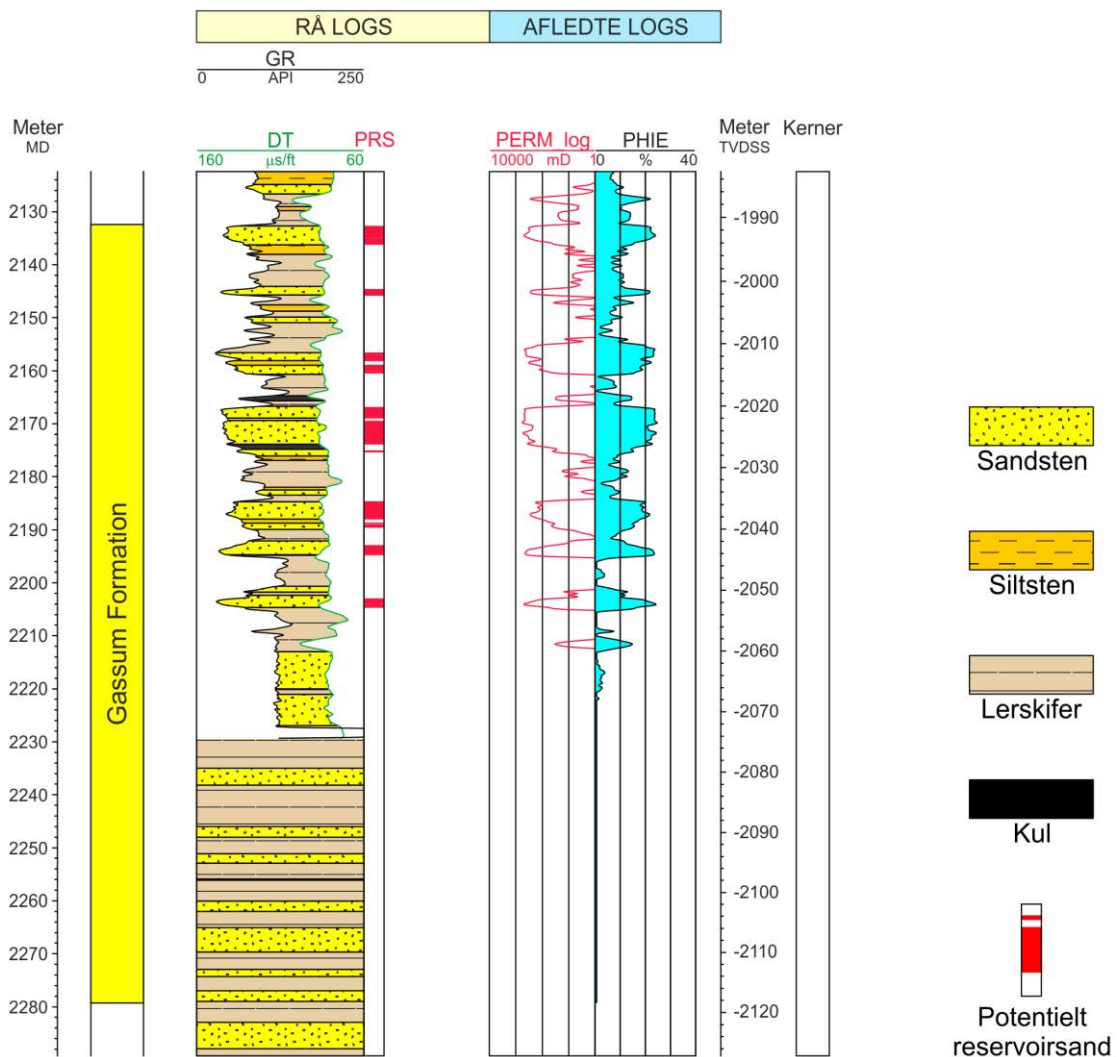
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

¹⁰ Tykkelsen er korrigeret for boringens afbøjning. Tykkelsen af både Gross sand og Potentielt reservoirsand er delvis fastlagt efter skøn, da Gassum Formationen kun er delvis logget.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Karlebo-1/1A og Lavø-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 og 7). Borespåne-beskrivelserne understøtter log-tolkningen, men er dog mangelfulde for Lavø-1, hvor oplysningerne i det væsentligste begrænser sig til, at sandstenene er finkornede (Dapco 1959). Det fremgår af borespåne-beskrivelserne fra Karlebo-1/1A, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede og sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014). Desuden angives sandstenene til at være løse til moderat hårde og stedvis kalkholdige. I nogle dybdeintervaller kan sandstenene endvidere være kvarts- eller pyrit-cementerede. På baggrund af de ovennævnte oplysninger fra de nærmeste boringer vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, sorterede til velsorterede, svagt cementerede og stedvis cementerede.

Karlebo-1A



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Karlebo-1/1A 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 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 Lavø-1 og Karlebo-1/1A er Gassum Formationen henholdsvis 75 og 127 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 50 meter i Lavø-1 og ca. 60 meter i Karlebo-1/1A (Tabel 5.2). Tolkning-

gen 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 fratrasket baggrundsstrålingen (Tabel 5.6). Denne fremgangsmåde er anvendt i Karlebo-1A; i Lavø-1 er der ikke optaget en gamma-log, og ler-mængden er her tolket ud fra SP-loggen. På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Forholdet mellem tykkelsen af Gross sand og formations tykkelse er 0,67 i den nærmeste boring Lavø-1. Dette forhold er anvendt til at vurdere tykkelsen af Gross sand ved prognoselokaliteten, hvor Gassum Formationen er vurderet til at være noget tykkere end i Lavø-1 (190 meter contra 75 meter). Gross sand er således vurderet til 127 meter ved prognoselokaliteten (givet ved $0,67 \times 190$ meter).

Andelen af Potentielt reservoirsand er i Karlebo-1/1A 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 lerindholdet (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. Forholdet mellem tykkelsen af Potentielt reservoirsand og Gross sand er 0,67 i Karlebo-1/1A. Dette forhold er anvendt til at vurdere tykkelsen af Potentielt reservoirsand ved prognoselokaliteten, hvor tykkelsen af Gross sand er vurderet til 127 meter. Potentielt reservoirsand er således vurderet til 85 meter ved prognoselokaliteten (givet ved $0,67 \times 127$ meter).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 20 % i Karlebo-1/1A baseret på en ler-korrigeret sonic-log (Tabel 5.5). Reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten tilskrives denne værdi; dog fratrasket 1 % for at tage højde for, at Gassum Formationen er beliggende ca. 370 meter dybere ved lokaliteten end i Karlebo-1/1A. Størrelsen af redueringen er sket på baggrund af en porøsitys-dybde relation, der baserer sig på kerneanalysedata fra Gassum Formationen fra en række dybe boringer. Resultatet bliver herved at reservoirsandstenene ved lokaliteten tilskrives en gennemsnitlig porøsitet på 19 %.

Tabel 5.6: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Karlebo-1/1A samt SP_min og SP_max for Lavø-1 boringen.

Responsparametre for gamma-ray (GR) og SP logs		GR/SP_min (baggrundsstråling)	GR/SP_max (respons for rent ler)
Karlebo-1/1A	(GR)	75	163
Lavø-1	(SP)	37	180

5.2.3 Permeabilitet

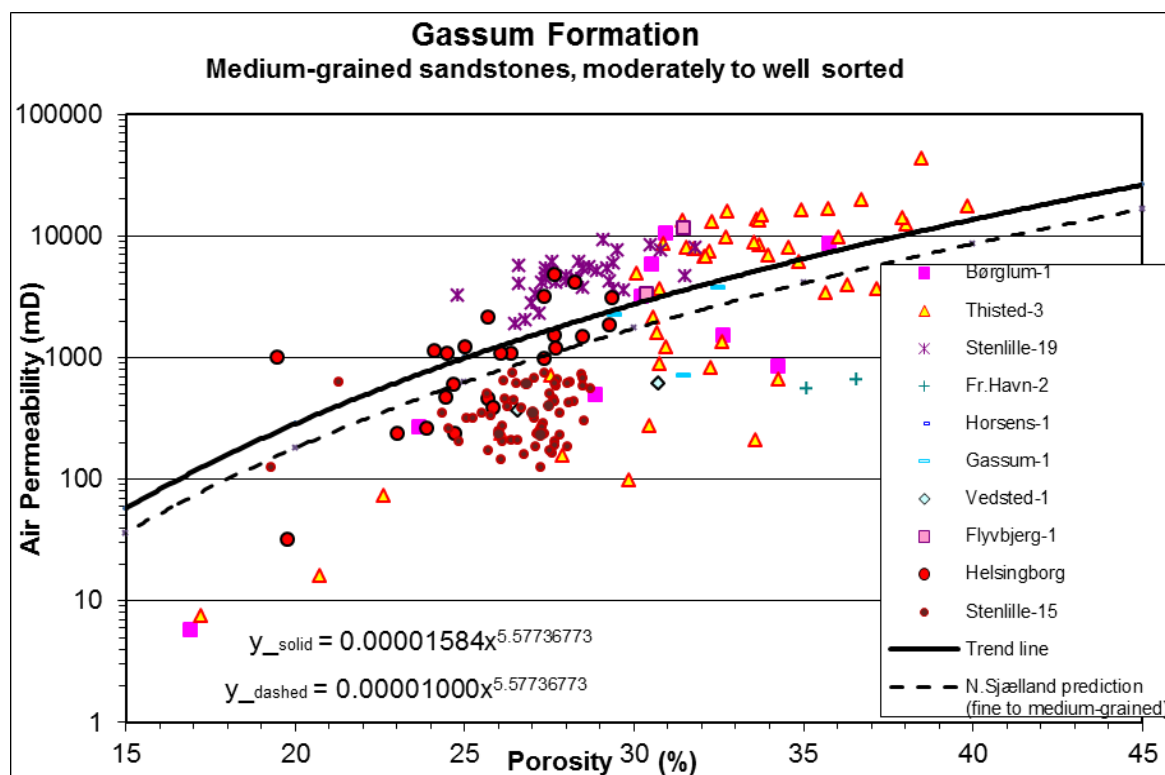
For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margretheholm-2. Porøsiteten og permeabiliteten

ten er bestemt på udvalgt kernemateriale fra disse, og målingerne indgår i en porøsitet-permeabilitets relation, som også bygger på kernemålinger fra borerer udenfor Sjælland, blandt andet fra en række jyske borerer samt konventionelle kerneanalyse-data på aflejringer ækvivalente til Gassum Formationen fra borerer i Helsingborg (Figur 8). De plottede data i Figur 8 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved Frederiksværk 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 bore-spåne-prøver fra Karlebo-1/1A boreren 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 (*stiplede linje* i Figur 8). GEUS forventer, at denne porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Frederiksværk-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 førnævnte 'cut-off' værdier (afsnit 5.2.2) er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 290 mD for Karlebo-1/1A, hvilket svarer til en reservoir-permeabilitet på omtrent 360 mD. Reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten tilskrives disse værdier; dog er reservoirværdierne reduceret for at tage højde for, at Gassum Formationen er beliggende ca. 370 meter dybere ved lokaliteten end i Karlebo-1/1A. Ved redueringen er gennemsnitsværdierne ganget med en faktor 0,83. Dette er sket på baggrund af en dybde-reservoirværdi relation, der baserer sig på kerneanalyse-data fra Gassum Formationen fra en række dybe borerer. Herved tilskrives reservoirsandstenene ved lokaliteten en gennemsnitlig gas-permeabilitet og reservoir-permeabilitet på henholdsvis 241 og 299 mD.

Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratoriebestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Lavø-1 blev ikke prøvepumpet, 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 naturligvis hensigtsmæssigt at vurdere usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen ved hjælp af modeller og analogier. F.eks. udviser lokale data fra Stenlille-borerne 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 "High" og "Low" case kan umiddelbart vurderes ud fra følgende: "High case" kan be-

skrives med en tendenslinje, der fremkommer ved at gange "Nordsjællands-linjen" med 3, og "Low case" fremkommer ved at dividere "Nordsjællands-linjen" med 3. I en mere gængs tolkning vurderes usikkerhedsbåndet dog til at være lidt bredere, dvs. variationsbredden beskrives her med udgangspunkt i en dividere/gange faktor på 5.



Figur 8: 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 reservoiret 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.

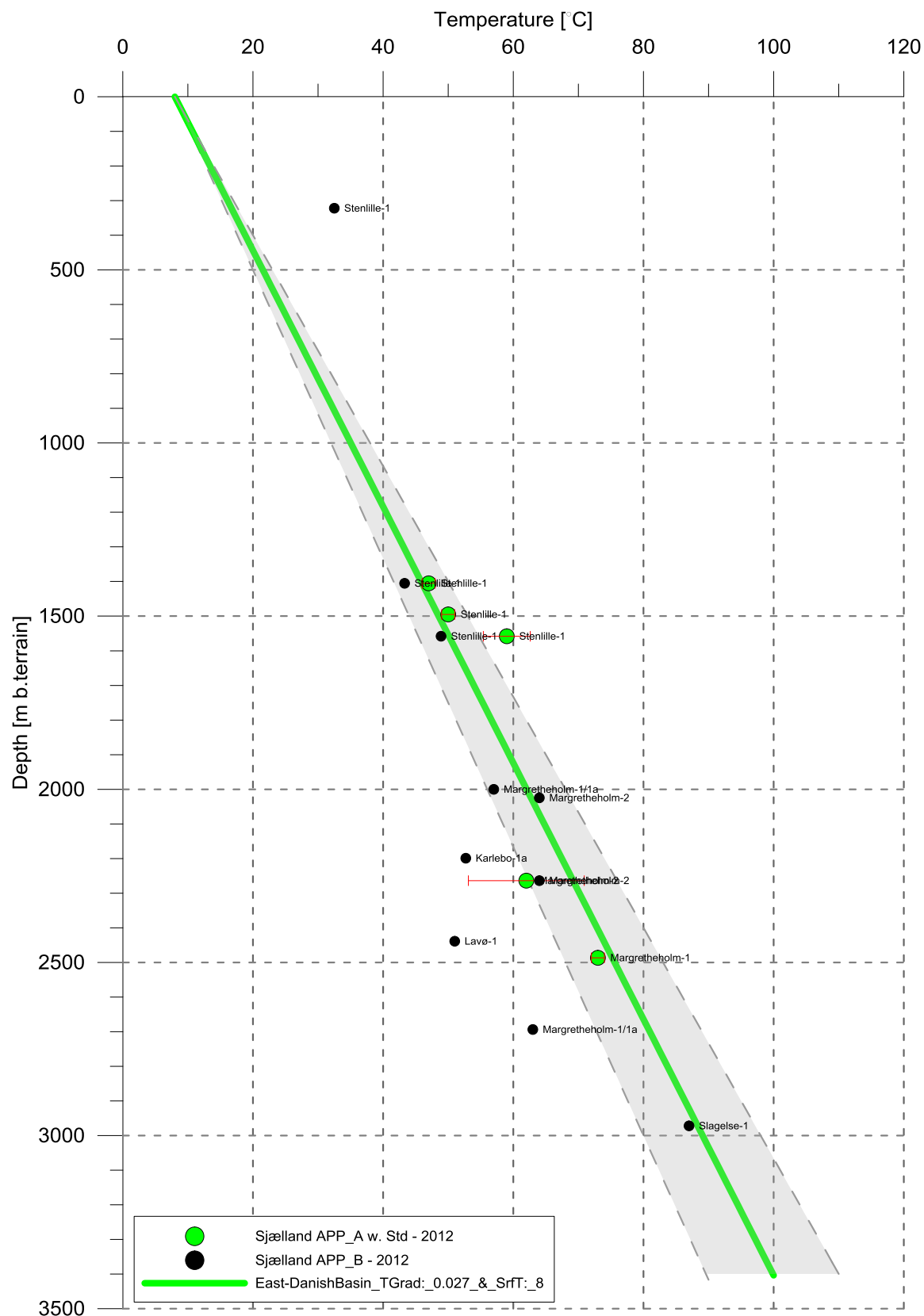
5.2.4 Transmissivitet

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 vurderet til ca. 15 Darcy-meter for Karlebo-1/1A og ca. 25 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

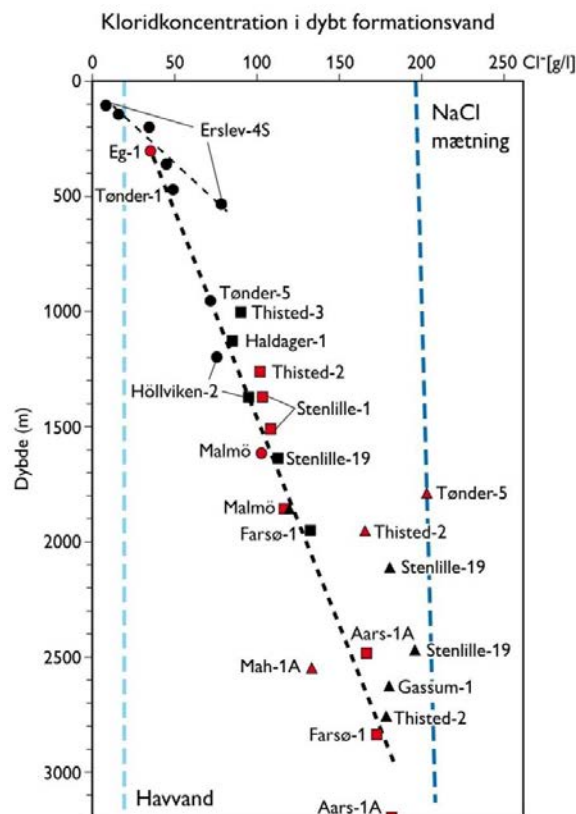
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $74\text{ °C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ °C}$ (Figur 9). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2458 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2360 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (3 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 95 meter).



Figur 9: 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 10). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 154 g/l i en dybde af 2458 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 220 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 mætning med NaCl.



Figur 10: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Klorid-analyserne 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

Ahlberg, A. 1994: Deposition and diagenesis of the Rhaetian-Hettangian succession (Triassic-Jurassic) in southern Sweden. *Lund Publications in Geology* 123, 1–56.

Bertelsen, F. 1978: The Upper Triassic – Lower Jurassic Vinding and Gassum Formations of the Norwegian–Danish Basin. *Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B*, Nr. 3, 26 pp.

Dapco 1959: Lavø-1. Completion report.

Hjuler, M.L., Erlström, M., Lindström, S., Nielsen, L.H., Kristensen, L., Mathiesen, A. & Bidstrup, T. 2014: Extended evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area including geological data from Helsingør and Øresund. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport* 2014/29.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2010: Evaluation of the possible geothermal reservoirs in the area around DTU. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport* 2010/128.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Weibel, R., Hjuler, M.L., Røgen, B., Mahler, A. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity. *European Geothermal Congress 2013, Pisa*, 3–7 June 2013.

Mathiesen, A., Rasmussen, R., Bidstrup, T., Kristensen, L., Laier, T. & Nielsen, L.H. 2014: Seismic quality control, interpretation, mapping and assessment of the geothermal potential in the Hillerød area, Northeastern Zealand. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport* 2014/35.

Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske reservoirformationer i den danske lagserie. *Danmarks Geologiske Undersøgelse, Årbog 1978*, 151–164.

Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): *The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin* 1, 147–216.

Nielsen, L.H. 2003: Late Triassic – Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): *The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin* 1, 459–526.

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.