

Det geotermiske screeningsprojekt

Ringsted-lokaliteten

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



Det geotermiske screeningsprojekt

Ringsted-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 Ringsted-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	19
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	22
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 Ringsted på adressen Jættevej 1, 4100 Ringsted (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).

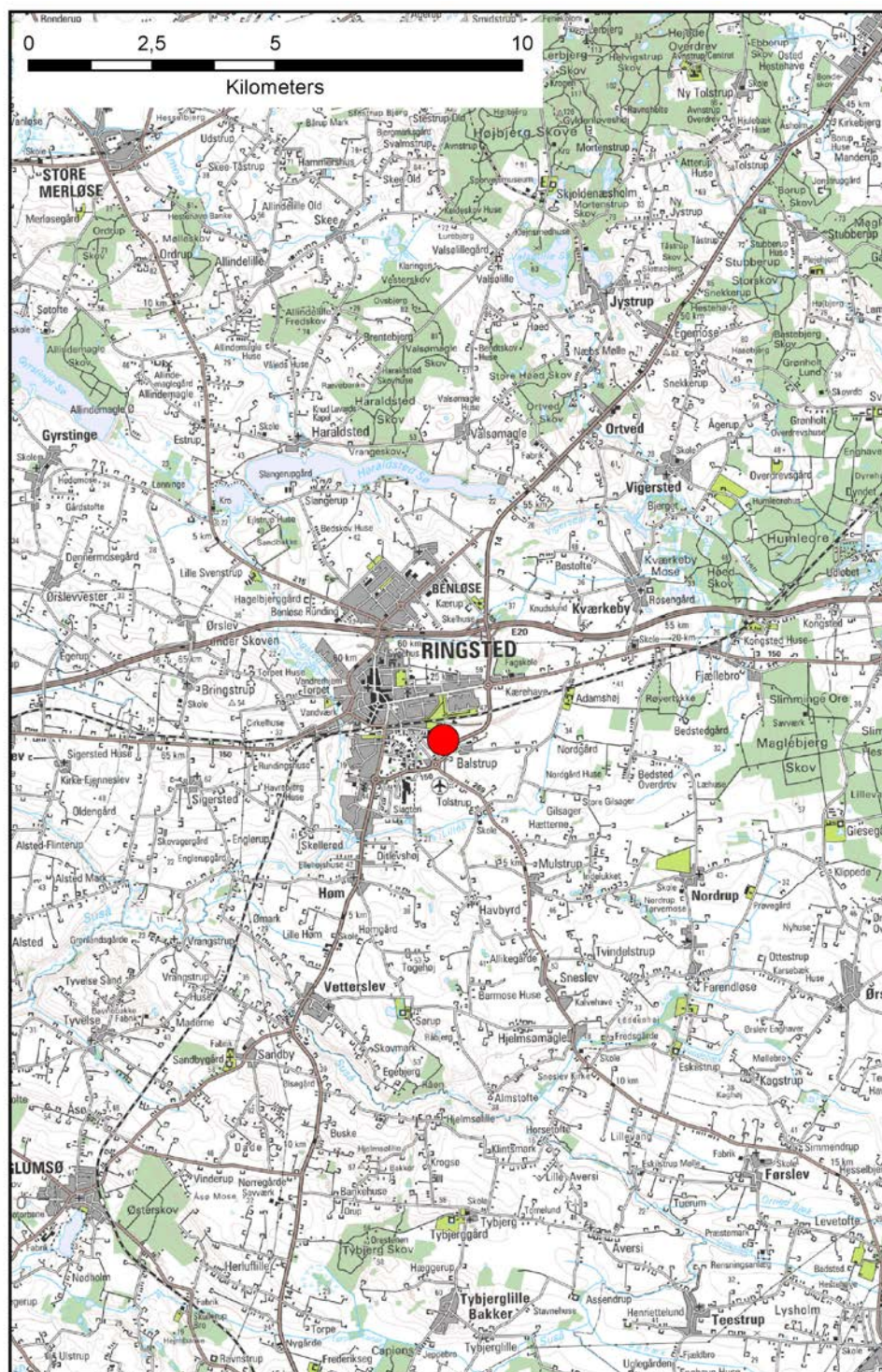
Ringsted fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske 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 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 Ringstedområdet, 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 Ringsted-lokaliteten er opbygget således, at der i afsnit 2 gøres rede for regionale geologiske forhold og undergrundens opbygning. Det vurderes, at den primære dybe geotermiske reservoirmulighed ved lokaliteten udgøres af knap 135 meter sandsten, der er beliggende mere end 1475 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 Ringsted-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og hvordan de geologiske nøgledata er fremkommet samt delvist hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark ud fra en geologisk synsvinkel henvises der til WebGIS portalen.

Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der indgår i vurderingen af et geotermisk potentiale og hvilke usikkerheder, der overordnet knytter sig til beregningen af disse.



Figur 1: Kort visende den omtrentlige beliggenhed af prognoselokaliteten (rød cirkel) i Ringsted.

2. Geologisk baggrund

Ringsted-området er beliggende i det Danske Bassin, som udgør den sydøstlige del af det Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Mod syd afgrænses bassinet fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden. Mod nordøst og øst afgrænses bassinet af den Fennoskandiske Randzone, som består af Sorgenfrei–Tornquist Zonen og Skagerrak–Kattegat Platformen, der udgør overgangen til det højtliggende grundfjeld i det Baltiske Skjold (Figur 2).

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional hævnning i tidlig Mellem Jura førte til en betydelig erosion af underliggende sedimenter, specielt op mod flankerne af og over det højtliggende grundfjeld i Ringkøbing–Fyn Højderyggen. Forkastningsbetinget indsynkning fortsatte dog i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, hvor der aflejredes sand og mudder. Regional indsynkning fandt atter sted i løbet af den sene del af Mellem Jura og fortsatte generelt indtil Sen Kridt – Palæogen tid, hvor indsynkningen blev afløst af opløft og erosion relateret til den Alpine deformation og åbningen af Nordatlanten. Aflejringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejringer fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer af salt fra Sen Perm tiden blev plastisk deformeret og nogle steder søgte opad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af salt diapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, hvorimod forøget indsynkning nedenfor saltstrukturernes flanker (i randsænkerne) kan have ført til, at selvsamme lag er ekstra tykke i disse områder. Saltbevægelsen har endvidere mange steder været ledsaget af forkastningsaktivitet, og da tektonisk betinget forkastningsaktivitet også har fundet sted, er den strukturelle kontinuitet som følge heraf lille i dele af det Danske Bassin. Saltbevægelse er dog mindre udpræget i den sjællandske undergrund i forhold til i undergrunden i Jylland og det sydligste Danmark.

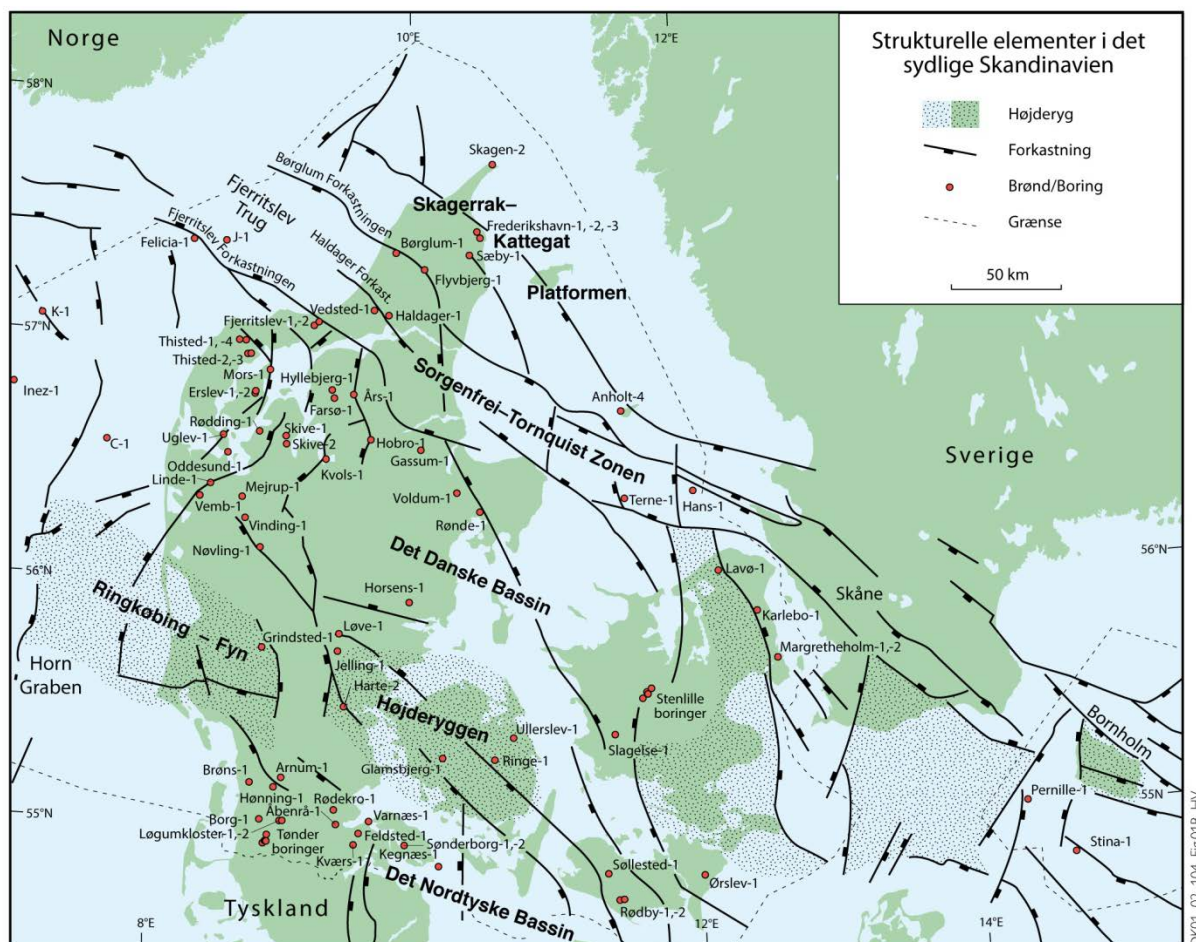
I Ringsted-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,5–3,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I regionen vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirs at kunne være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gasum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirs indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varie-

rende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

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

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

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere-farvede ler- og siltsten og lokalt tynde kullag (Bertelsen 1978, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). Sedimenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transportererede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen i perioder, hvor 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 reservoirregenskaberne.



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

3. Resultater for Ringsted-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Ringsted-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. 1430–1605 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i en dybde, der er egnet til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 50 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier vurderes ligeledes positive med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til 144 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

Det er identificeret forkastninger i området, men den seismiske datadækning er ikke tilstrækkelig tæt til at kunne bestemme forkastningernes orientering, eller hvor tæt de passerer forbi prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede i nærheden af lokaliteten, og disse ikke kortlægges, indebærer det en risiko for, at eventuelt fremtidige geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 170 meter tyk med toppen liggende ca. 1260 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1060 meter tykke og beliggende ca. 135–1195 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.

Ringsted-lokaliteten			
UTMz32 X: 677.779 m; Y: 6.146.846 m			
Terrænkote: ca. 47 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.]	1430	10 ³	1287–1573 ³
Tykkelse af formation [m]	175	20 ³	140–210 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	135	15 ³	115–155 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	134	15 ³	114–154 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,76	15 ³	0,65–0,88 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,99	15 ³	0,84–1,00 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	27	10 ³	24–30 ³
Gas-permeabilitet [mD]	863	4 ⁷	216–3450 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1078	4 ⁷	270–4312 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	144	5 ⁷	29–720 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	50	10 ³	45–55 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Hovedsageligt fin til mellem kornstørrelse, men stedvis også mellem til grov i den nedre halvdel af formationen; sorterede til velsorterede; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Løse til faste, stedvis kalk- eller kvarts-cementerede		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Moderat til 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 pumpetest 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 Temperatur er estimeret for midten af formationen ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin.

3.1 anbefalinger

Det vil være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling, som muliggør en kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen omkring prognoselokaliteten, og som kan anvendes til at bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen. Den seismiske linjeføring bør lægges således, at den knytter prognoselokaliteten til Stenlille-brøndene og således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Dette vil bidrage til en mere sikker tolkning af de seismiske data og til at kunne vurdere, hvor repræsentativ Gassum Formationen i Stenlille-brøndene er for lokaliteten. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 50 km ny seismik.

4. Datagrundlag

I Figur 3 er den tilgængelige database i Ringsted-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 de mange Stenlille-brønde, der er placeret knap 20 km nordvest for prognoselokaliteten. Der er her valgt, at lade Gassum Formationen ved gaslagret i Stenlille repræsentere ved data fra Stenlille-1 og -19. På lidt større afstand findes Slagelse-1 (ca. 29 km) og på endnu større afstand Margrethholm-1/1A (ca. 60 km), Karlebo-1/1A (ca. 65 km) og Lavø-1 (ca. 71 km) (Figur 2).

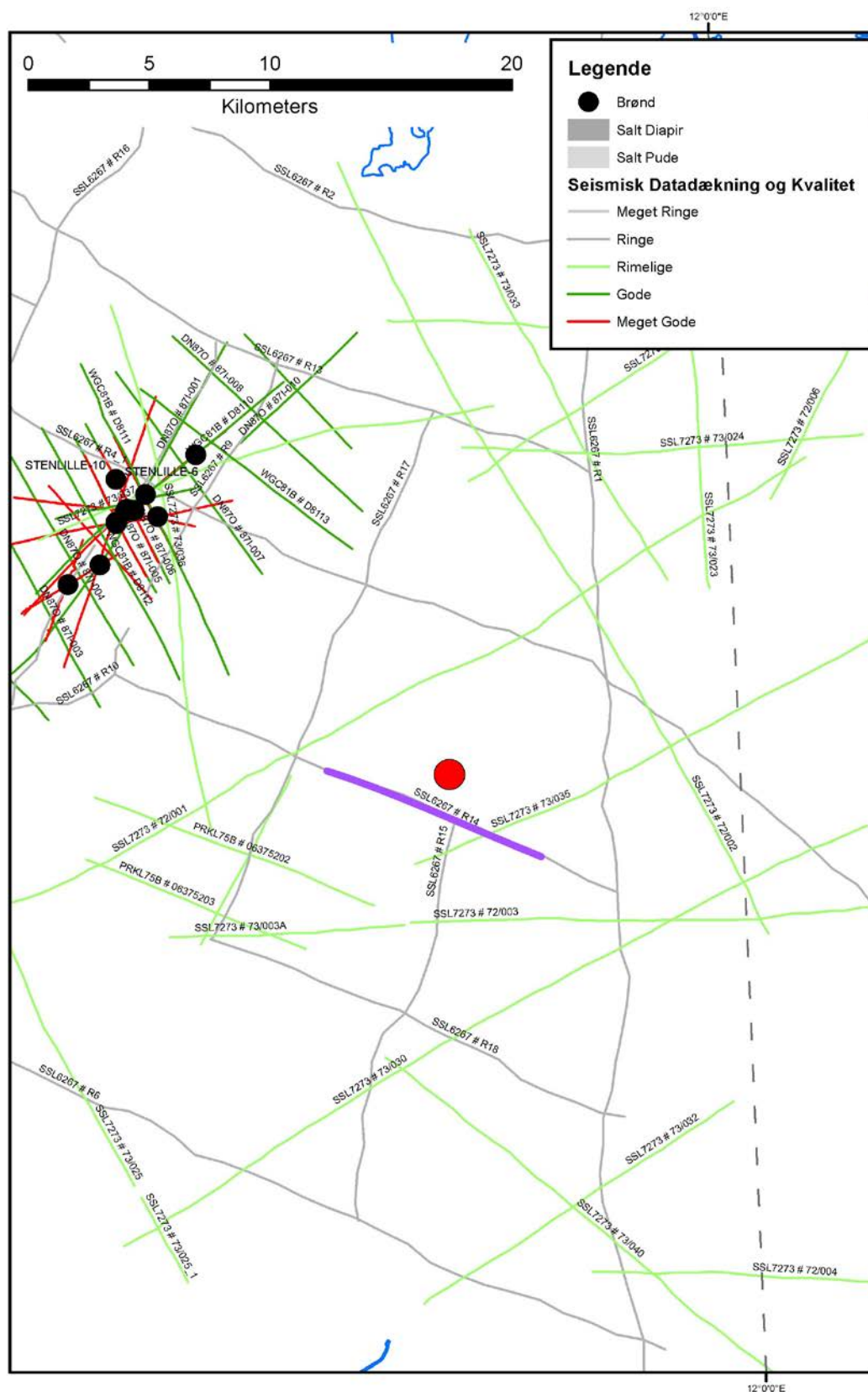
I vurderingen af Gassum Formationens egenskaber ved prognoselokaliteten er det mest oplagt at tage udgangspunkt i data fra Stenlille-brøndene, som ligger nærmest på lokaliteten. I Stenlille-boringerne er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetsfordelingen ret præcist. I Slagelse-1 er der ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. Overordnet set vurderes brønddækningen til at være ringe, men kvaliteten af brønddata som værende god i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i Stenlille-1, -19 og Slagelse-1, hvoraf de to førstnævnte indgår med logdata i vurderingen af formationens reservoir egenskaber ved prognoselokaliteten. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstensdominerede 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. Denne seismiske datadækning er rimelig i området, men indbefatter dog ikke et omsluttende net tæt på prognoselokaliteten. Kvaliteten af de nærmeste seismiske data er ringe eller rimelig.

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

		Stenlille-1 (17 km)	Stenlille-19 (18 km)	Slagelse-1 (29 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	150–1158	151–1178	224–911
	Tykkelse (m)	1008	1027	687
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1205–1465	1284–1458	932–1109
	Tykkelse (m)	260	174	177
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1465–1609	1458–1603	1133–1246
	Tykkelse (m)	144	145	113



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje R14, 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

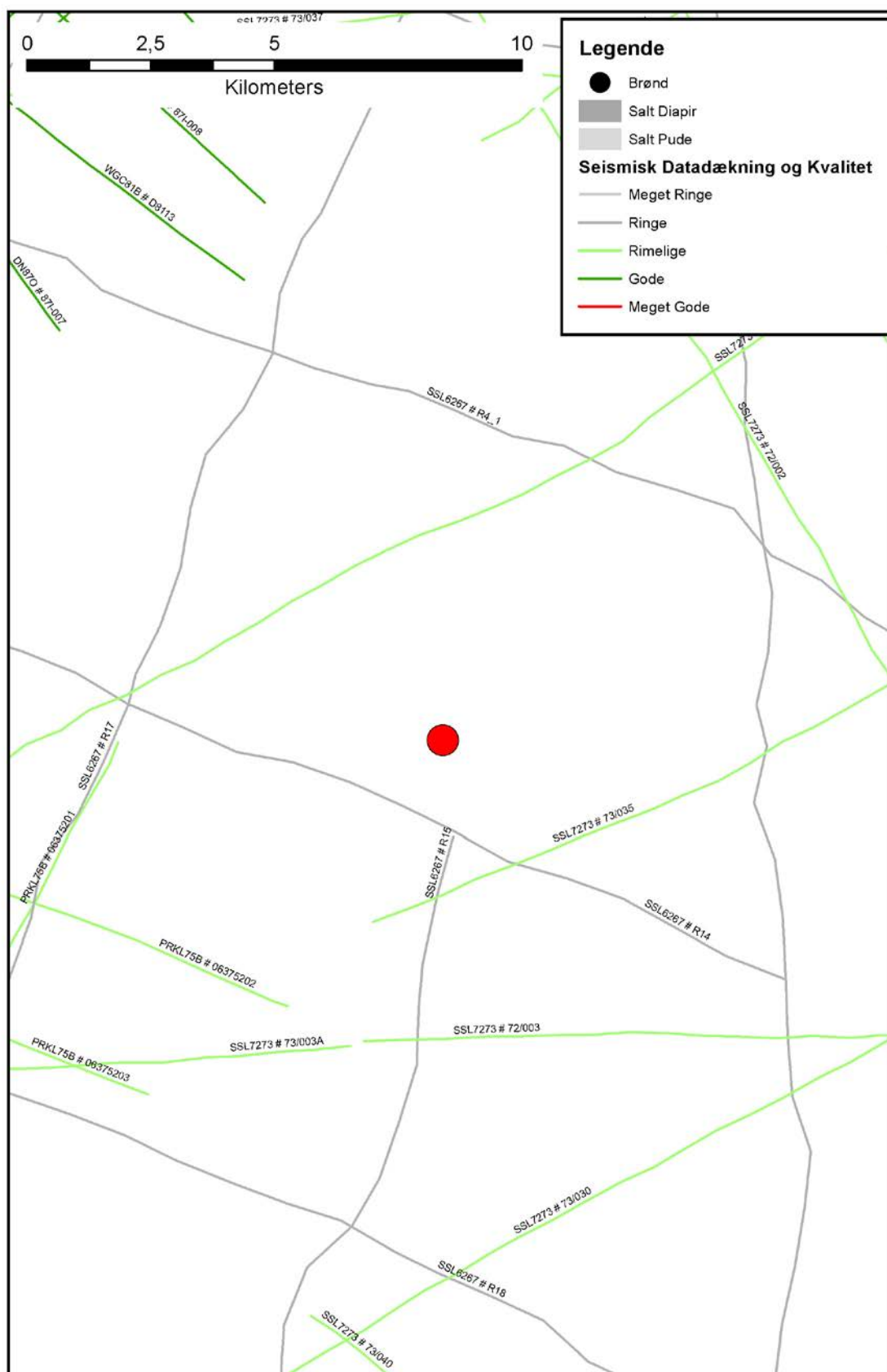
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 1430 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på $\pm 10 \%$ baseret på de seismiske data. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 175 meter med en usikkerhed på omkring $\pm 20 \%$.

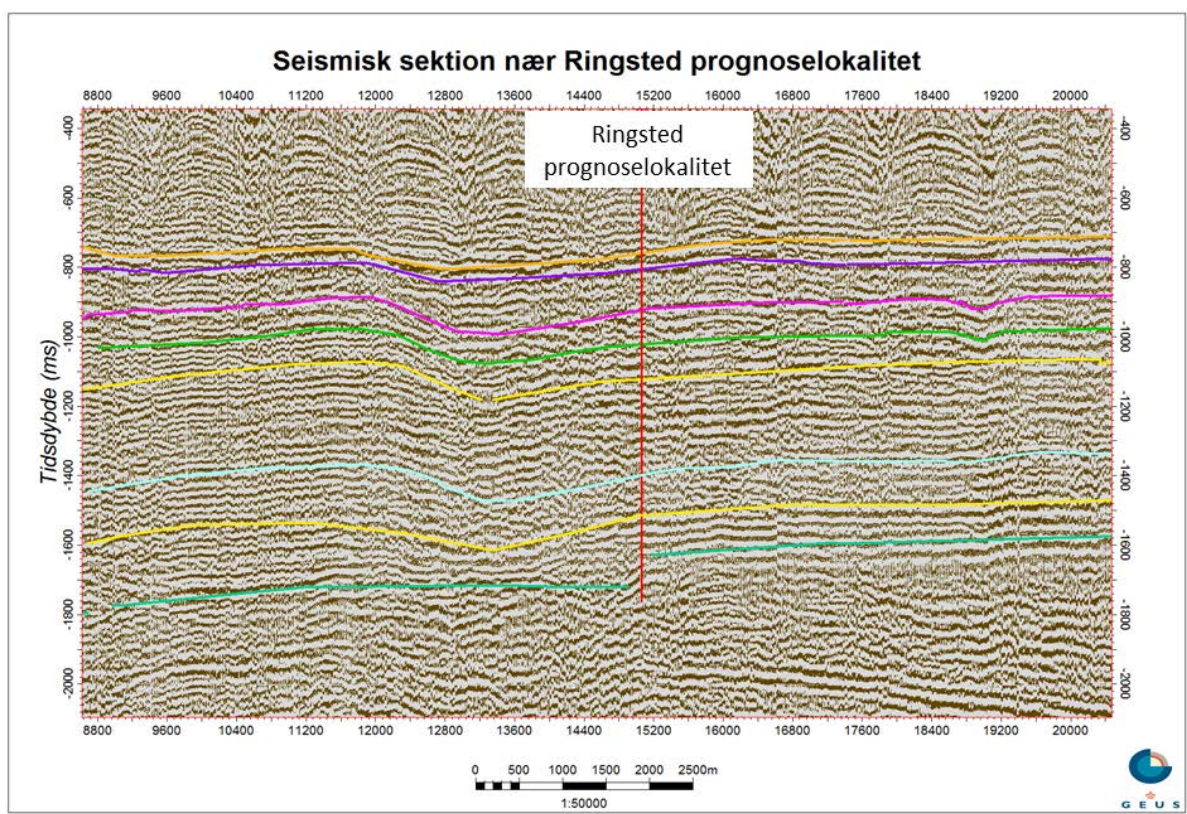
Den nærmeste seismiske linje er R14 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent nord-vest-sydøst orienteret seismisk profil, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 1400 meter. I Figur 5 er profilet vist med tolkede seismiske horisonter og med prognoselokaliteten projiceret vinkelret ind på profilet. Profilet viser, at der forekommer forkastninger af Pre-Zechstein overfladen. Fleksurer ("bøjede" lag) i den overliggende lagpakke kan være tilknyttet forkastninger. Den nærmeste fleksur er beliggende ca. 2 km nord for prognoselokaliteten. Endvidere kan der observeres små saltpuder på profilet. Orienteringen af eventuelle forkastninger er vanskelig at bestemme på baggrund af de eksisterende seismiske data, og det kan således ikke udelukkes, at de også er til stede i undergrunden ved prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes den strukturelle kontinuitet i området til at være lille på grund af forekomsten af forkastninger og saltpuder.

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	135–1195	1060
Fjerritslev Fm	1260–1430	170
Gassum Fm	1430–1605	175
Bunter Sandsten Fm	2265–2465	200



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den seismiske linje R14 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Seismisk profil baseret på den seismiske linje R14, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 1400 meter (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Profilet viser, at der forekommer forkastninger af Pre-Zechstein overfladen. Fleksurer ("bøjede" lag) i den overliggende lagpakke kan være tilknyttet forkastninger gennem Gassum Formationen i området. Den nærmeste fleksur er beliggende ca. 2 km nord for prognoselokaliteten. Endvidere kan der observeres små saltpuder på profilet. Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (grøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (gul), Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over nogle af de brønde på Sjælland, som giver information om Gassum Formationen. I tabellen ses tykkelsen af formationen i de enkelte brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoirgenskaber (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. I de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, Stenlille-1 og -19, har formationen en tykkelse på ca. 145 meter (Tabel 5.2),

hvilket er lidt mindre end den vurderede tykkelse på 175 meter ved prognoselokaliteten, der baserer sig på seismiske data. Dybden til toppen af Gassum Formationen er vurderet til 1430 m.u.h. ved prognoselokaliteten baseret på de seismiske data, hvilket er i omtrent samme dybde som i Stenlille-1 (1466 m.u.h.) og Stenlille-19 (1458 m.u.h.).

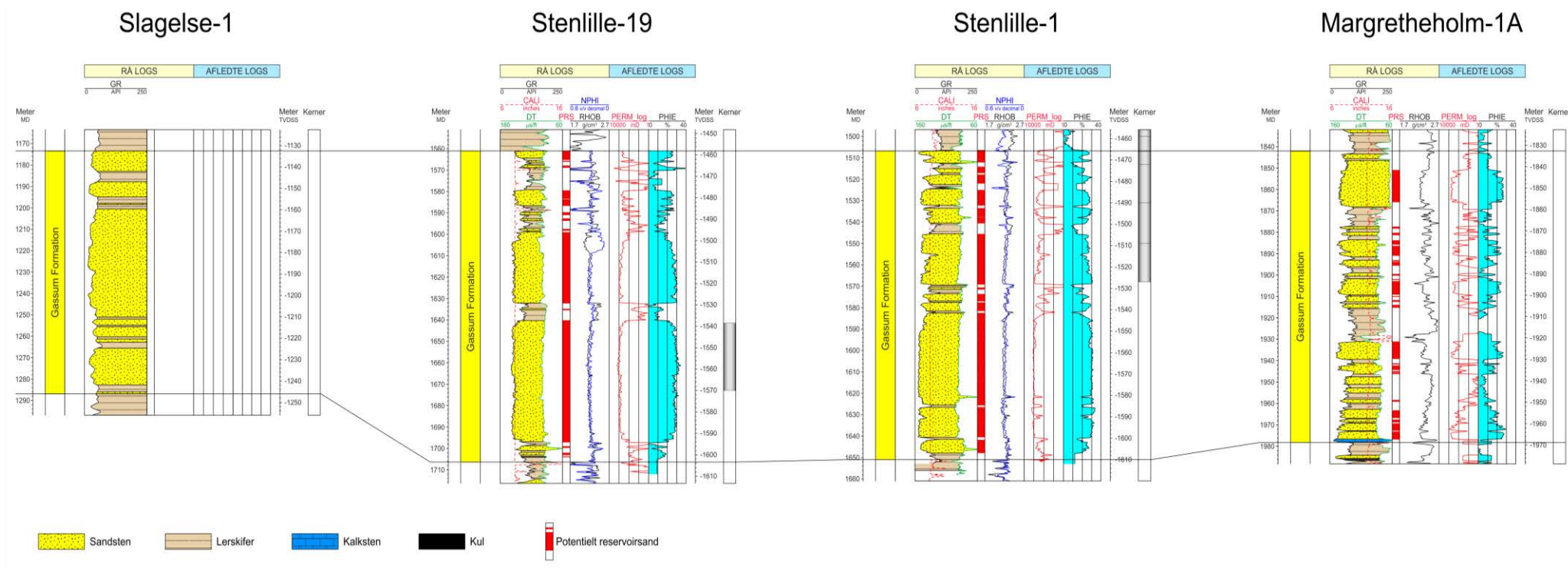
På regional skala viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Slagelse-1, Stenlille-19, Stenlille-1 og Margretheholm-1/1A i Figur 6. Nogle af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, 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. I Ringsted-området kan der endvidere være sket en lokal tilførsel af sedimenter fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen.

Sandstensintervallerne i Gassum Formationen ved Stenlille afspejler aflejring i floder, estuarier og kystmiljøer. I den øvre del af formationen repræsenterer sandstensintervallerne hovedsageligt kystsandsaflejringer, der har en stor geografisk udbredelse i undergrunden (Hamberg & Nielsen 2000), og flere af disse sandstensintervaller er sandsynligvis også til stede ved prognoselokaliteten. Flod- og estuarie-sandstenene er tolket til at være aflejret indenfor nedskårne dale (Nielsen 2003) og har derfor sandsynligvis en mere begrænset udbredelse, men vurderes til også at kunne være til stede ved lokaliteten. På baggrund af ovenstående vurderes den sedimentologiske kontinuitet som værende moderat til stor.

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

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

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 Slagelse-1, Stenlille-19, Stenlille-1 og Margretheholm-1A (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 Slagelse-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af Gassum Formationens reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten tager udgangspunkt i logdata fra Stenlille-1 og -19.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i de to brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der i forbindelse med udførelsen af borerne er udtaget kerner af formationen. Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner og kerner fra de to borer (Datalog Technology 2000, DGU 1981). Kerneintervallerne i Stenlille-1 dækker et samlet interval på ca. 61 meter fra den øverste del af Gassum Formationen, mens kernen fra Stenlille-19 dækker et interval på omkring 31 meter fra den nedre halvdel af formationen (de kernede intervaller fremgår i Figur 6-8). De optagne og tolkede logs i de to brønde er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoiværdier for Gassum Formationen i de to brønde ses i Tabel 5.5 og 5.6. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoiværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoiværdierne for de fire brønde. Dette er en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid vil medføre en ekstra usikkerhed.

Tabel 5.3: *Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Stenlille-1 og -19 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner
Stenlille-1	1507–1651	1507–1513 1513–1531 1531–1550 1550–1568	I 15 niveauer (heraf 5 uden recovery)
Stenlille-19	1561–1706	1642–1673 ¹	Ingen

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

Tabel 5.4: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore borer og tolkede logkurver.

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
Gamma logs	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densitetslog
	GR_SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic log
Spontaneous potential log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mV	Re-skaleret SP log
Sonic logs	DT	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
	DTCO	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
Caliper logs	CALI/CAL	Inch/tommer	Måler borehullets diameter
	CAL_NUC	Inch/tommer	Måler borehullets diameter, med neutron log
Resistivitetslogs/ 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)
Normaliset gamma log	GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve
Indikator for potentielt re-servoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentielt reservoirsand (PRS)

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Stenlille-1 brønden.*

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

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 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.

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

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

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 brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

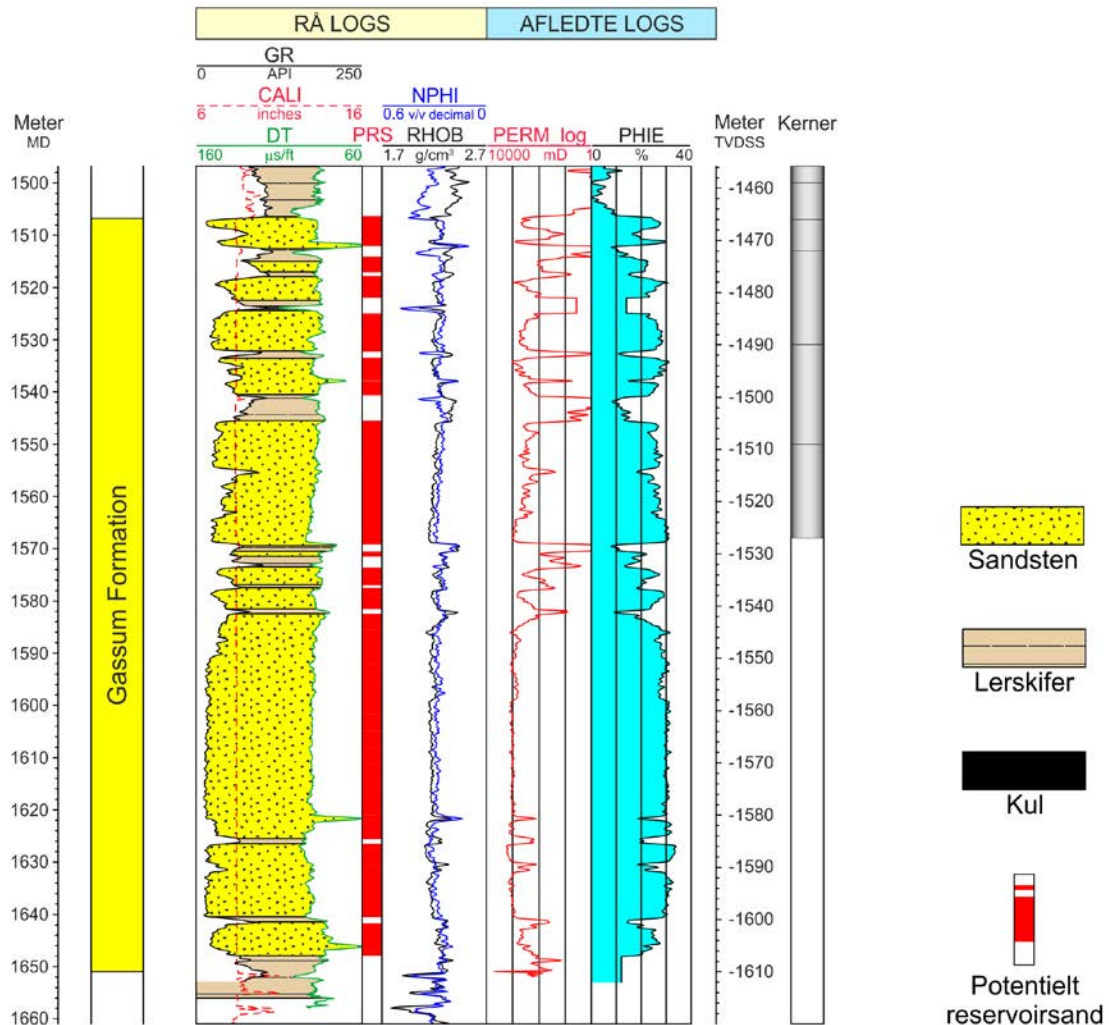
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Stenlille-1 og -19 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- og kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, og endvidere fremgår det af beskrivelserne, at sandstenene i Gassum Formationen hovedsageligt er fin- til mellemkornede, men stedvis også mellem til grovkornede i

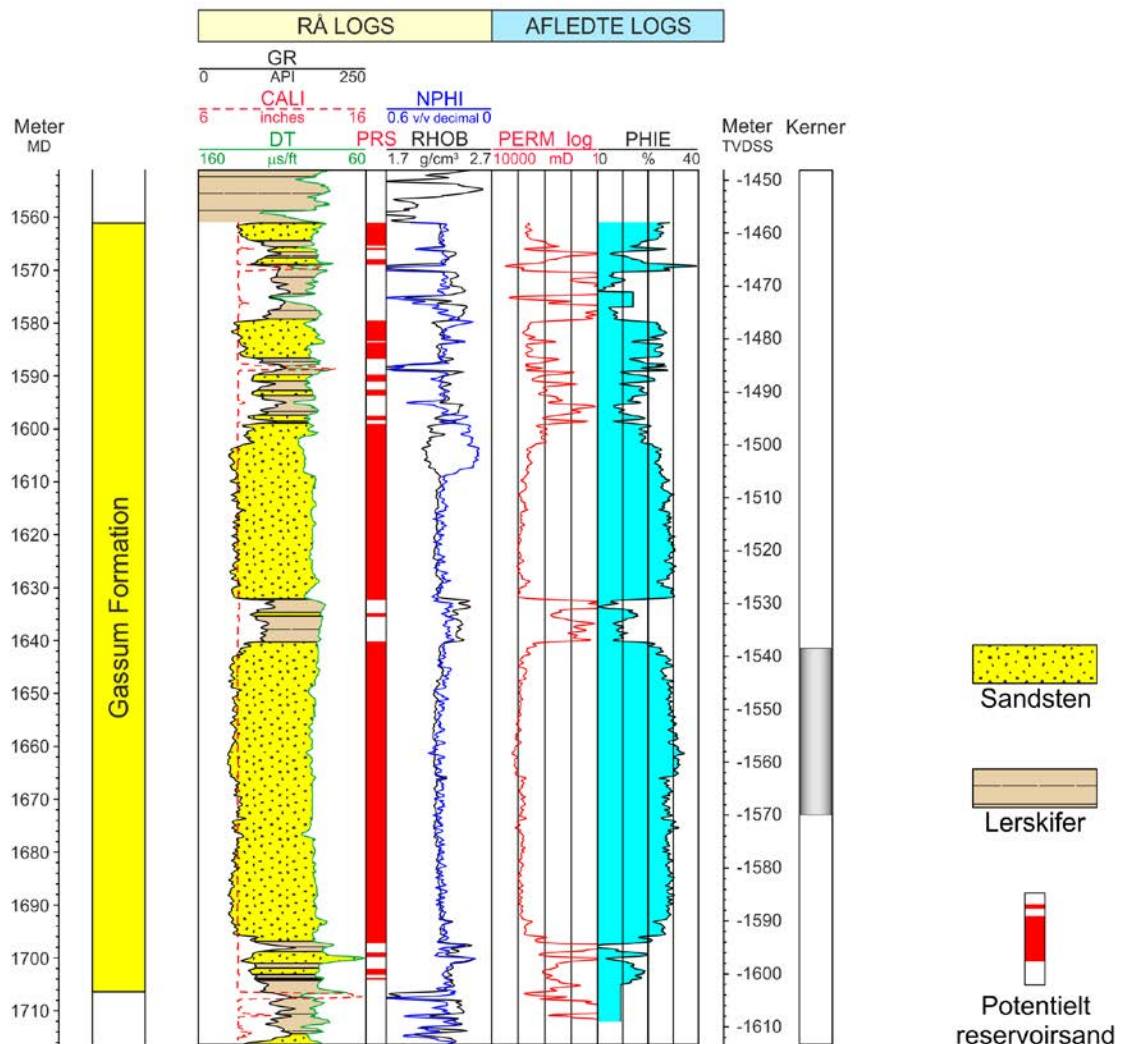
den nedre halvdel af formationen. Endvidere beskrives sandstenene som værende sorte-
rede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn samt løse til faste og stedvis
kalk- eller kvartscementerede (Datalog Technology 2000, DGU 1981).

Stenlille-1



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

Stenlille-19



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Stenlille-19 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitets-estimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

5.2.2 Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet

I Stenlille-1 og Stenlille-19 er Gassum Formationen henholdsvis 144 og 145 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 124 meter i Stenlille-1 og ca. 99 meter i Stenlille-19 (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-

mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrasket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7). 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 0,86 i Stenlille-1 og 0,68 i Stenlille-19, hvilket svarer til en gennemsnitsværdi på 0,77. Gennemsnitsværdien er anvendt til at vurdere tykkelsen af Gross sand ved prognoselokaliteten, hvor Gassum Formationen er vurderet til at være 175 meter tyk. Gross sand er således vurderet til 135 meter ved prognoselokaliteten (givet ved $0,77 \times 175$ meter).

Andelen af Potentielt reservoirsand er i de to boreriger 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 i Gassum Formationen vurderet til ca. 123 meter i Stenlille-1 og ca. 98 meter i Stenlille-19 (Tabel 5.2). Forholdet mellem tykkelsen af Potentielt reservoirsand og Gross sand er 0,99 i både Stenlille-1 og -19, og følgelig er gennemsnittet af disse tilsvarende 0,99. Gennemsnitsværdien er anvendt til at vurdere tykkelsen af Potentielt reservoirsand ved prognoselokaliteten, hvor Gross sand er vurderet til 135 meter. Potentielt reservoirsand er således vurderet til 134 meter ved lokaliteten (givet ved $0,99 \times 135$ meter).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 27 % i både Stenlille-1 og -19 (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsitetstolkningen af Stenlille-boringerne er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er i den forbindelse anvendt en sandstens-densitet på $2,65 \text{ g/cm}^3$ svarende til densiteten for ren kvarts.

Tabel 5.7: Responsparametre for gamma (GR) log for Stenlille-1 og -19 borerigerne samt Slagelse-1. GR log-læsningerne fra Slagelse-1 er gennemgående meget lave.

Responsparametre for gamma-log	GRmin (baggrundsstråling)	GRmax (respons for rent ler)
Stenlille-1	15	125
Stenlille-19	45	150
Slagelse-1	2,9	10

5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margrethesholm-2. De mange kerneanalysedata fra Stenlille-boringerne er plottet i Figur 9, og på baggrund af den eksisterende viden om aflejringsforholdene i Gassum tid, anser GEUS disse data for repræsentative for den del af Gassum Formationen, der er beliggende indenfor det Midt- og Vestsjællandske område, herunder Ringsted. De fleste Stenlille-kerner (fra Stenlille-1 til Stenlille-15) er taget i den

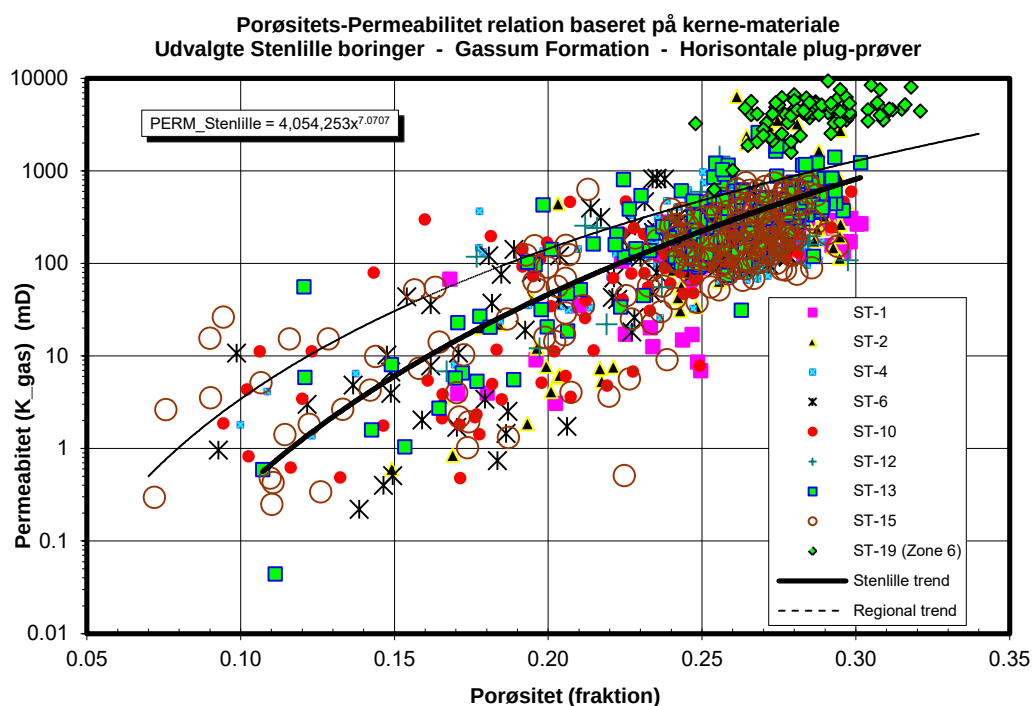
øvre del af Gassum Formationen, hvorimod Stenlille-19 analyserne repræsenterer den nedre del af Gassum Formationen. Det er imidlertid ikke muligt at fremkomme med en tendenslinje, der både inkluderer data fra den øvre og den nedre del af Gassum Formationen. Derfor er der her valgt at beregne permeabiliteten ud fra GEUS' regionale model (stiplede linje i Figur 9), der er baseret på data fra Gassum Formationen fra udvalgte borer beliggende på Sjælland og i Jylland. Den regionale model tager behørigt hensyn til variationen i permeabiliteten indenfor Gassum Formationen ved Stenlille, idet den regionale model i nogen grad overvurderer den faktiske permeabilitet indenfor den øvre del af Gassum Formationen, men undervurderer permeabiliteten i den nedre del. Ud fra denne betragtning anses den regionale model for en plausibel model til beregning af gennemsnitspermeabiliteter for reservoirsandstenene i Gassum Formationen, når det gælder Midt- og Vestsjælland.

Permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af den førnævnte regionale model samt de 'cut-off' værdier, der er nævnt i afsnit 5.2.2, er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 725 mD for Stenlille-1 og ca. 1000 mD for Stenlille-19. Dette svarer til reservoirpermeabiliteter på omtrent 906 og 1250 mD for henholdsvis Stenlille-1 og -19. Reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten tilskrives et gennemsnit af disse værdier således, at den gennemsnitlige gas-permeabilitet og reservoirpermeabilitet vurderes til henholdsvis 863 og 1078 mD ved lokaliteten.

I udgangspunktet knytter der sig en stor usikkerhed til den estimerede reservoirpermeabilitet, da beregningen af denne i det væsentligste bygger på en erfaringsbaseret opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Særligt den store spredning på kernemålingerne, der ligger til grund for den estimerede porøsitet-permeabilitet korrelation, bidrager til usikkerheden. Det er derfor vanskeligt at bestemme en repræsentativ reservoirpermeabilitet, og det er desuden svært at vurdere usikkerheden på permeabilitetsbestemmelsen. Hvis der kun fokuseres på den øvre del af Gassum Formationen, vurderes det, at usikkerhedsbåndet kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 3 - svarende til at dividere ("Low case"), henholdsvis gange ("High case"), "Stenlille trend-linjen" i Figur 9 med denne faktor. I en mere gængs tolkning (af hele formationen) vil usikkerhedsbåndet dog normalt tolkes til at være lidt bredere, dvs. variationsbredden beskrives her med udgangspunkt i en dividere/gange faktor på 5.

I Stenlille-1 og Stenlille-5 er der foretaget produktionstest, som kan inddrages i usikkerhedsvurderingen af den estimerede reservoirpermeabilitet. Ud fra produktionstestene vurderes reservoirpermeabiliteten til at være i størrelsesorden 100–750 mD (Mathiesen et al. 2014) og dermed lidt mindre end den estimerede reservoirpermeabilitet på 906 mD for Stenlille-1. Forskellen skyldes sandsynligvis til dels, at det kun er intervaller fra den øvre del af Gassum Formationen, der er testet i Stenlille-1; den mere høj-permeable nedre del

af Gassum Formationen indgår således ikke i testintervallet. Resultaterne af produktions-testene sandsynliggør, at reservoirpermeabiliteten i Stenlille-1 og -19 er bestemt med en større sikkerhed end givet ved en dividere/gange faktor på 5. Med støtte i reservoirtestene er det GEUS' vurdering, at usikkerheden godt kan reduceres til en dividere/gange faktor på 3, og ved prognoselokaliteten en faktor højere (faktor 4) grundet den usikkerhed, der knytter sig til ekstrapoleringen af boringsdata.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for Stenlille-1 til Stenlille-15 datapunkterne, der stammer fra den øvre del af Gassum formationen (Zone 1–5). Data fra Stenlille-19 stammer fra den nedre del af Gassum Formationen (Zone 6). Den stiplede linje repræsenterer GEUS' regionale model og antages, ud fra en gennemsnitsbetragtning, at være gældende for Ringsted-området.

5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er vurderet til ca. 111 Darcy-meter for Stenlille-1, ca. 123 Darcy-meter for Stenlille-19. Transmissiviteten vurderes til at være højere ved prognoselokaliteten, ca. 144 Darcy-meter, hvilket skyldes, at tykkelsen af Potentiel reservoirsand er større end ved Stenlille.

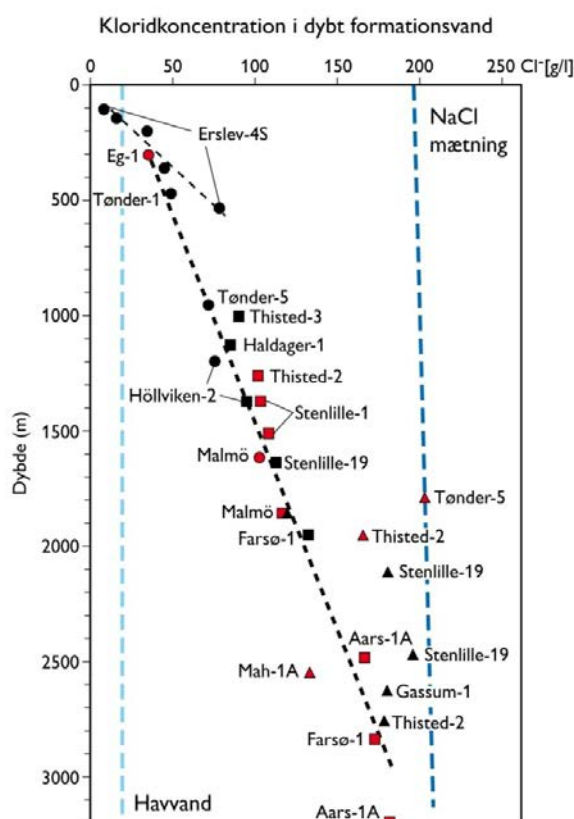
På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved hjælp af en dividere/gange faktor på 5; svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder 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. $50\text{ °C} \pm 10\%$ 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 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1565 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1430 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (47 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 88 meter).

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 105 g/l i en dybde af 1565 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 202 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 11: 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

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

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

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

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

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

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

Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske 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.

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.