

Det geotermiske screeningsprojekt

Holstebro-Struer 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

Holstebro-Struer 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	2
2.	Geologisk baggrund	4
3.	Resultater for Holstebro-Struer-lokaliteten	7
3.1	Anbefalinger	9
4.	Datagrundlag	10
5.	Gennemgang af data	12
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	12
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	12
5.1.2	Boringsdata	14
5.2	Reservoirkvalitet	17
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	20
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	21
5.2.3	Permeabilitet.....	21
5.2.4	Transmissivitet	22
5.3	Temperatur	23
5.4	Salinitet	25
6.	Referencer	26

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende nord for Holstebro på adressen Energivej 2, 7500 Holstebro (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).

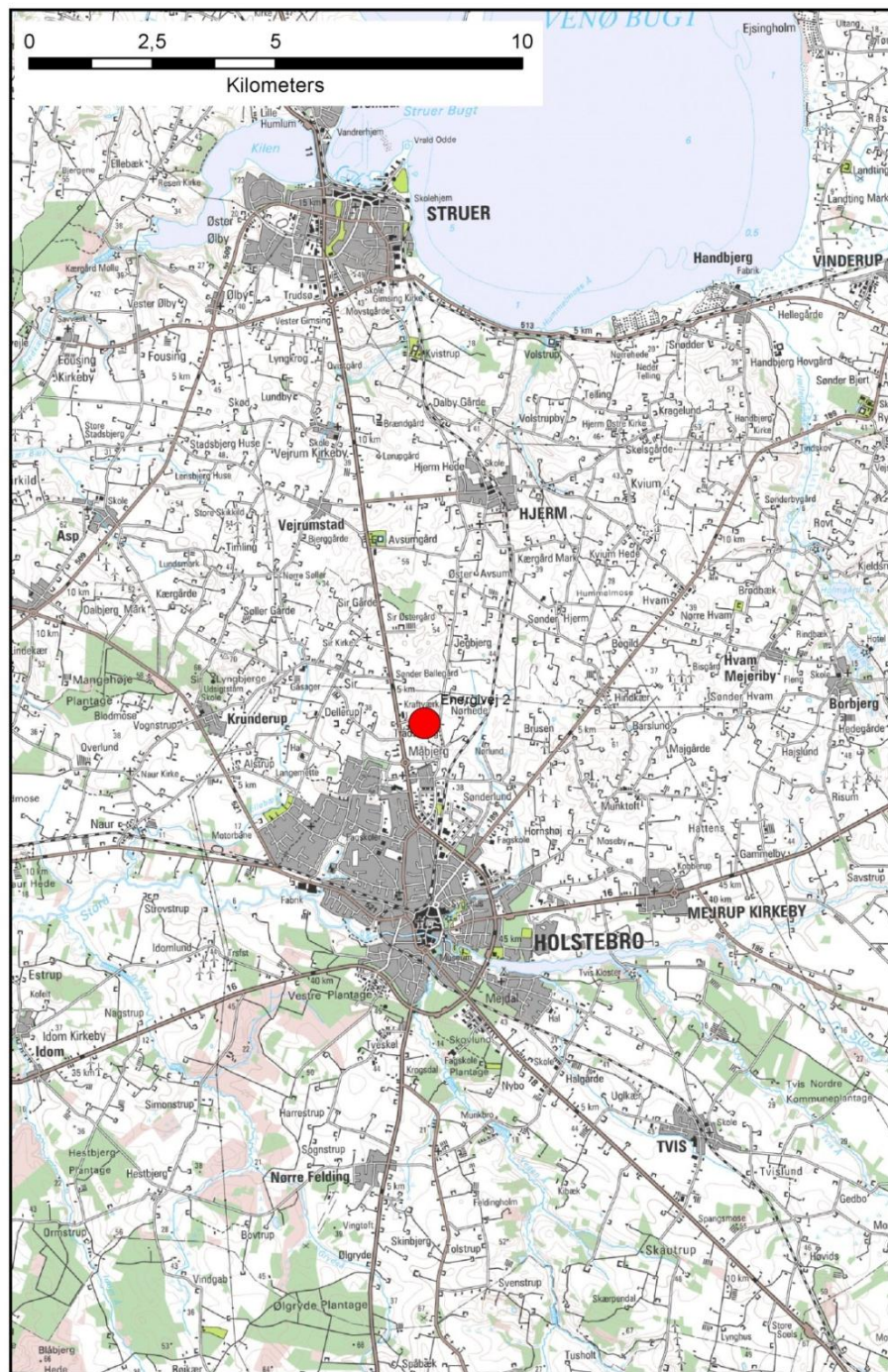
Holstebro-Struer fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 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 Holstebro-Struer-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 Holstebro-Struer-lokaliteten er opbygget således, at der i afsnit 2 gøres rede for regionale geologiske forhold og undergrundens opbygning. Det vurderes, at den primære dybe geotermiske reservoirmulighed ved lokaliteten udgøres af godt 25 meter sandsten, der er beliggende mere end 2835 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 Holstebro-Struer-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Det er også i dette afsnit, at det geotermiske potentiale vurderes, og der gives anbefalinger til eventuel-

le 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) nord for Holstebro.

2. Geologisk baggrund

Holstebro-Struer-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).

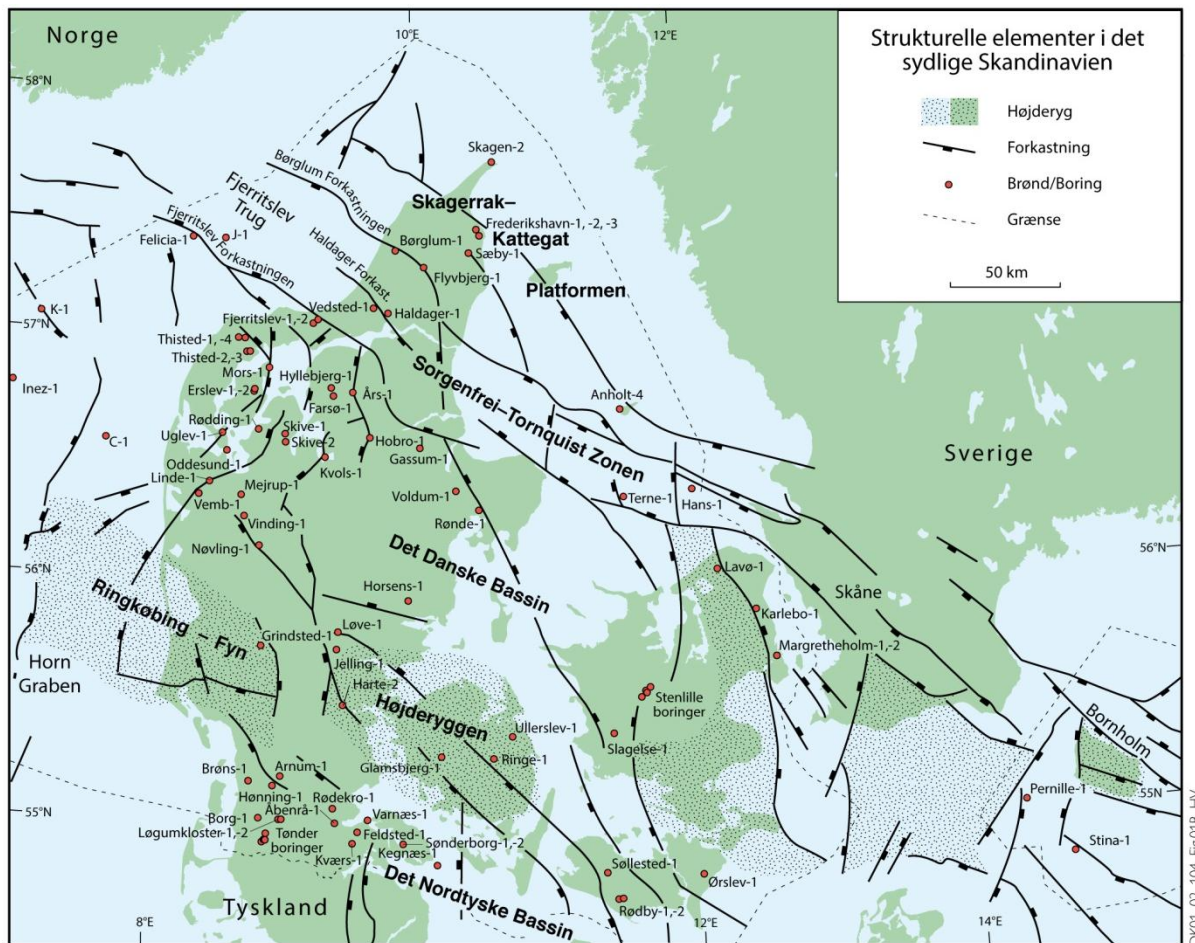
Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser 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 Zechstein-salt 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 selv samme 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.

I Holstebro-Struer-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien 4,5–5,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirier primært at være til stede i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationen vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirier, og at den i større områder vurderes til at være beliggende indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Fokus er derfor i det efterfølgende på denne formation i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten.

Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

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 denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoiregenskaberne.



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 Holstebro-Struer-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Holstebro-Struer-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. 2800–2905 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i den dybde ende af dybdeintervallet for dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 86 °C i midten af formationen. Reservoirværdierne vurderes rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til ca. 11 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. Usikkerheden, der knytter sig til den estimerede værdi, udelukker dog ikke transmissivitetsværdier på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de logbestemte 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 %).

I området omkring Holstebro-Struer er undergrunden strukturelt kompliceret med mange saltstrukturer, og flere steder gennemskæres lagserien af forkastninger. Prognoselokaliteten ligger over Vejrum saltstrukturens sydlige randsynklinal, og Gassum Formationen hældes stejlt mod nord; men på de seismiske data ses der ingen markante forkastninger i nærområdet til lokaliteten (inden for en afstand af ca. 2 km). Den seismiske datatæthed og -kvalitet er rimelig i området, men dog ikke tilstrækkelig til at udelukke, at der forekommer forkastninger, som opsplitter Gassum Formationen i nærheden af prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt fremtidige geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 850 meter tyk med toppen liggende ca. 1950 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være knap 900 meter tykke og beliggende ca. 586–1484 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.

Holstebro-Struer-lokaliteten			
UTMz32 X: 576.392 m; Y: 6.250.168 m Terrænkote: ca. 36 meter over havniveau (m.o.h.)			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2800	10^3	2520–3080 ³
Tykkelse af formation [m]	105	15^3	89–121 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	33	10^3	30–37 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	27	10^3	24–30 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,26	10^3	0,23–0,28 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,81	10^3	0,73–0,89 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	21	10^3	19–23 ³
Gas-permeabilitet [mD]	338	4^7	85–1352 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	422	4^7	106–1688 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	11	5^7	2–57 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	86	10^3	77–95 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse, i enkelte niveauer også grovkornet; ringe sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Svagt til mellem cementeret, hovedsageligt svagt kalkholdige til kalkholdige		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor		
Strukturel kontinuitet	Lille; mange saltstrukturer i området. Lokaliteten er beliggende over flanken af en saltpude. I nærområdet til lokaliteten (inden for 2 km) er der ikke observeret forkastninger, som skærer Gassum Formationen		

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

De eksisterende seismiske data bør suppleres med indsamling af seismiske data omkring lokaliteten. Dette vil muliggøre en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen i nærheden af prognoselokaliteten. En eventuel geotermisk efterforskningsboring vil da efterfølgende kunne placeres mest hensigtsmæssigt. 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. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 25 km ny seismik.

Usikkerheden på reservoirtransmissiviteten vil dog først kunne elimineres ved udførelsen af en efterforskningsboring ned gennem Gassum Formationen ved eller i nærheden af prognoselokaliteten. Herved vil reservoirkvaliteten, inklusiv transmissiviteten, kunne vurderes ud fra indsamlede logs af god kvalitet, gode borespåne-beskrivelser, hydrauliske test af selve reservoiret samt eventuelt udtagne kerner af sandstensintervaller. Den store dybde til Gassum Formationen indebærer en risiko for, at diagenetiske processer, relateret til høje tryk- og temperaturforhold, har formindsket formationens reservoirgenskaber mere end antaget. Risikoen kan formindskes ved at placere et eventuelt kommende geotermianlæg i et område, hvor formationen ikke ligger så dybt; eksempelvis i retning af Mejrup-1 brønden.

4. Datagrundlag

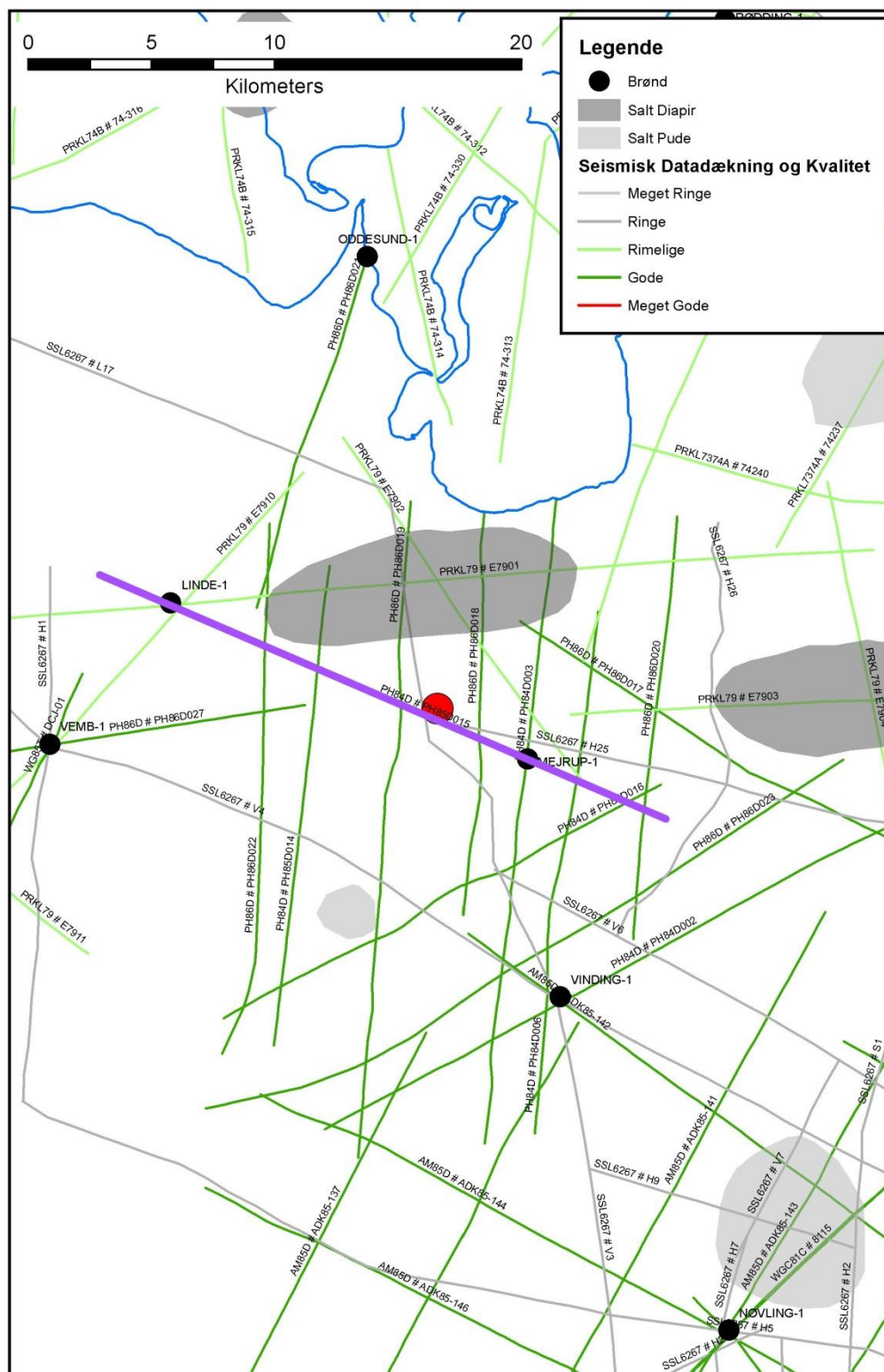
I Figur 3 er den tilgængelige database i Holstebro-Struer-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

De nærmeste dybe brønde er Mejrup-1, Linde-1, Vinding-1, Vemb-1 og Oddesund-1, der er placeret henholdsvis 4, 12, 13, 16 og 19 km fra prognoselokaliteten (Figur 2 og 3). Brønddækningen er god i vurderingen af prognoselokaliteten, da Mejrup-1 kun er beliggende 4 km fra prognoselokaliteten, og da kvaliteten af brøndata er god for denne brønd. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de ovennævnte brønde på nær Linde-1, hvor formationen ikke er til stede. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør "dæklag" for Gassum Formationen. Dybde og tykkelse af disse dæklag er også vurderet for prognoselokaliteten (afsnit 5) og er interessante, da de kan indgå i vurderingen af omkostninger til borefasen ved en eventuel etablering af et geotermisk anlæg.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Den seismiske datadækning omkring prognoselokaliteten og kvaliteten af de seismiske data er rimelig. Der er dog ikke indsamlet seismiske data umiddelbart nord for lokaliteten. Nærmeste seismiske linje til prognoselokaliteten er en vestnordvest-østsydøst orienteret seismisk linje (linje PH85D015 i Figur 3 og 4), der passerer syd om lokaliteten i en afstand af omkring 200 meter, og som endvidere passerer forbi Mejrup-1 i en afstand af ca. 300 meter.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parenteser under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortet i Figur 3. Formationer, der ikke er gennemboret (ikke til stede), men hvor stratigrafisk dybereliggende lag er anboret, er markeret med "-" i tabellen. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau (data fra Nielsen & Japsen 1991).

		Mejrup-1 (4 km)	Linde-1 (12 km)	Vinding-1 (13 km)	Vemb-1 (16 km)	Oddesund-1 (19 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	496–1382	540–1026	492–1235	1374–1555	407–1362
	Tykkelse (m)	886	486	744	181	955
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1702–2177	1176–1314	1396–1539	1575–1779	1608–1893
	Tykkelse (m)	475	138	143	204	285
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	2177–2281	-	1539–1590	1779–1837	1893–1990
	Tykkelse (m)	105	-	51	58	97



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den seismiske linje PH85D015, som 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 og hvordan de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 er fremkommet samt delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem.

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

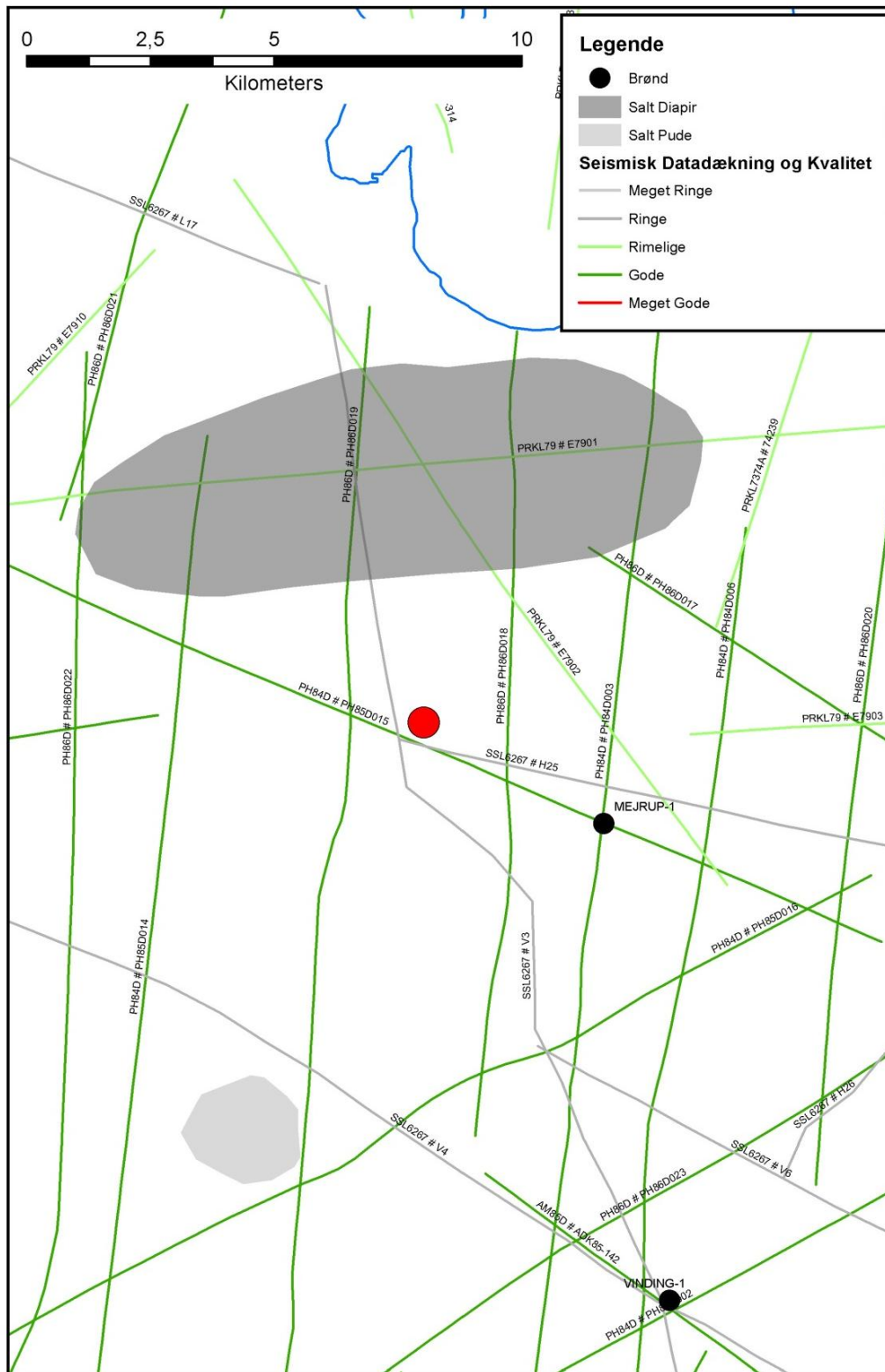
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1 og er baseret på delresultater af en igangværende og meget omfattende seismisk kortlægning, der vil munde ud i landsdækkende dybdekort til vigtige seismiske horisonter og formationsgrænser. Ud fra den seismiske kortlægning vurderes Gassum Formationens top at være til stede ca. 2800 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på $\pm 10\%$. Formationens tykkelse vurderes til at være 105 meter med en usikkerhed på $\pm 15\%$.

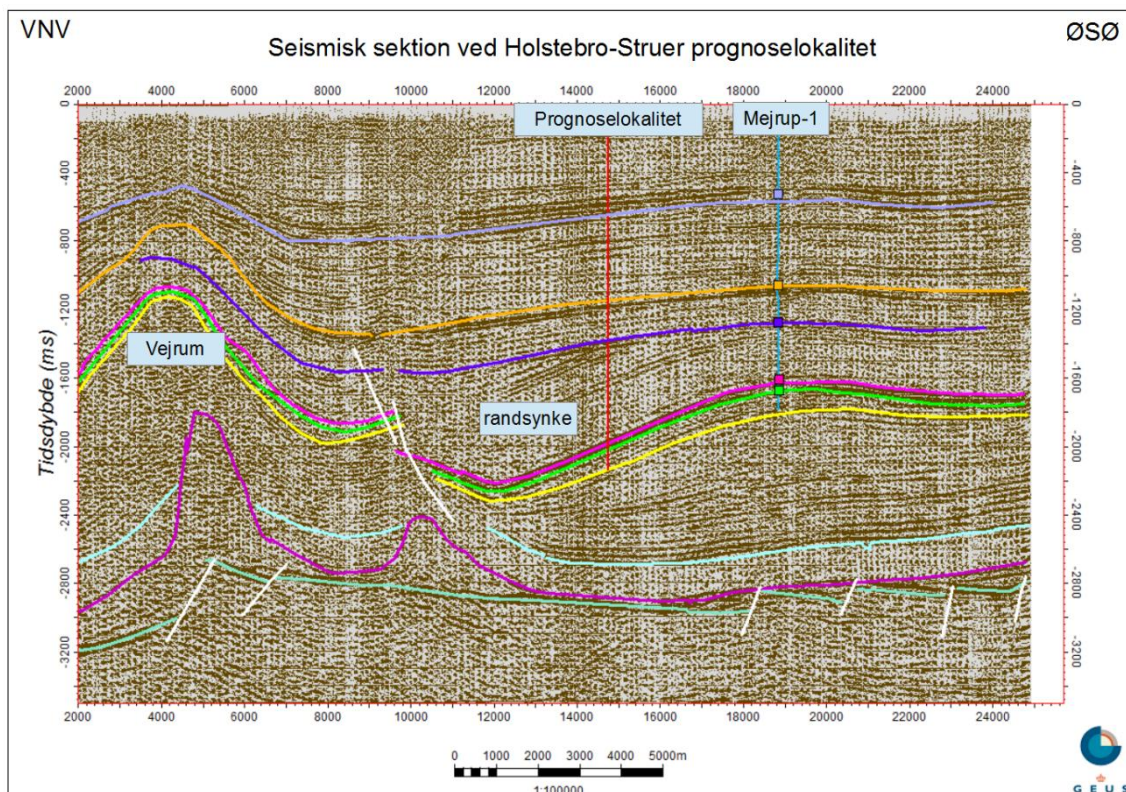
Den seismiske linje PH85D015 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent vest-nordvest–østsydøst orienteret seismisk profil, der passerer syd om lokaliteten i en afstand af omkring 200 meter, og som endvidere passerer forbi Mejrup-1 i en afstand af ca. 300 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Profilet skære diagonalt igennem randsænken syd for Vejrum saltstrukturen, og det fremgår af profilet, at prognoselokaliteten ligger over randsænken, mens Mejrup-1 er beliggende sydøst for denne. Dette indebærer, at Gassum Formationens top er beliggende ca. 620 meter dybere ved prognoselokaliteten end i Mejrup-1. Udviklingen af saltstrukturer forårsager ofte forkastninger i den overliggende lagserie, men i nærområdet til prognoselokaliteten (inden for 2 km) er der på de seismiske data ikke observeret forkastninger, som skærer Gassum Formationen. De seismiske data viser ingen variation i tykkelsen af Gassum Formationen fra Mejrup-1 til prognoselokaliteten.

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

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	586–1484	898
Fjerritslev Fm	1950–2805	855
Gassum Fm	2800–2905	105



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. En del af den seismiske linje PH85D015 (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 PH85D015, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter og forbi Mejrup-1 i en afstand af ca. 300 meter (Figur 3). Prognoselokaliteten og Mejrup-1 er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med henholdsvis en rød og en blå lodret streg. Det fremgår af profilet, at undergrunden er strukturelt kompleks med saltstrukturer, der løfter den overliggende lagserie. I nærområdet til lokaliteten (inden for 2 km) er der ikke observeret forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen (forkastninger angivet som stejle hvid streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Top kalk (lysililla), Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (lyserød) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Gassum Formationen i de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, som er beliggende inden for en afstand af ca. 19 km fra prognoselokaliteten (Figur 3). Af tabellen fremgår det også, 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. Det fremgår af tabellen, at Gassum Formationen varierer betydeligt i

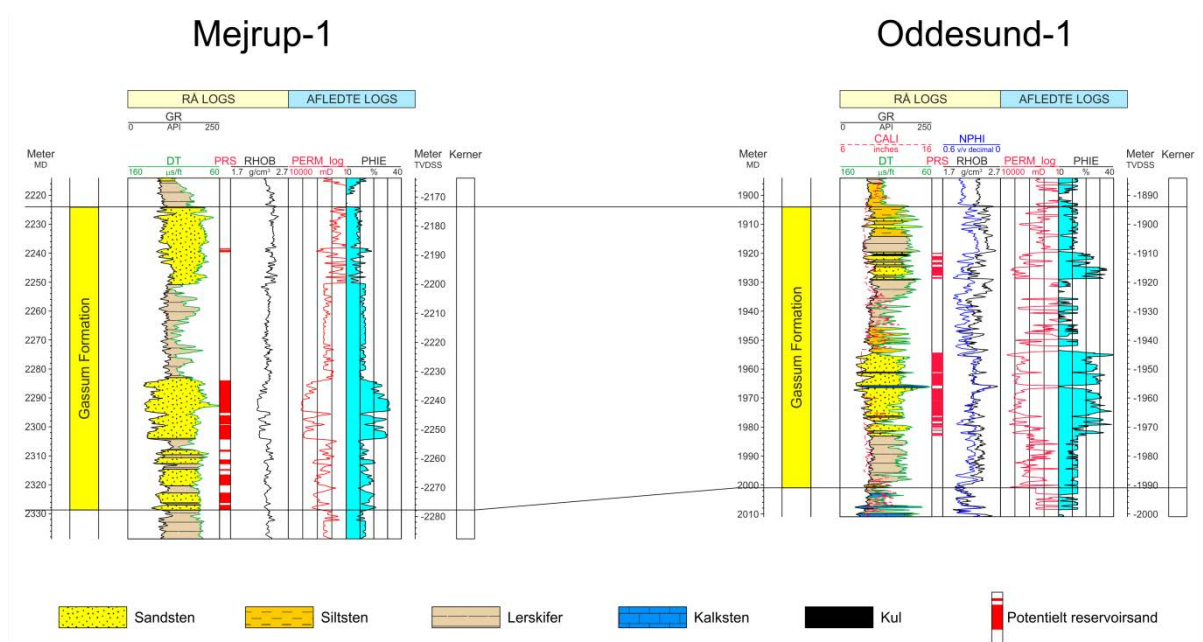
tykkelse mellem brøndene; fra ikke at være til stede i Linde-1 til 105 meter i Mejrup-1. Ved prognoselokaliteten vurderes formationen til at være ca. 105 meter tyk, da de seismiske data som nævnt ikke viser nogen variation i formationens tykkelse fra Mejrup-1 til lokaliteten.

Logdata fra Mejrup-1 er anvendt til at vurdere Gassum Formationens reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten, da disse data er af god kvalitet, og fordi brønden kun er beliggende ca. 4 km fra lokaliteten. Formationens top er dog beliggende ca. 620 meter dybere ved prognoselokaliteten end i Mejrup-1. Reservoirdata fra Mejrup-1 kan derved være en anelse for optimistiske i vurderingen af Gassum Formationens reservoirregenskaber ved lokaliteten. Dette er der forsøgt at tage højde for ved at reducere reservoirværdierne fra Mejrup-1 en anelse ud fra en dybe-reservoirværdi relation baseret på kerneanalyserdata fra Gassum Formationen fra en række dybe borer (vist i Geotermi WebGIS portalen).

I Mejrup-1 er intervaller med sandsten koncentreret i den nederste og øverste del af Gassum Formationen, hvorimod finkornede sedimenter dominerer i den midterste del af formationen. Dele af sandstenene vurderes at have en stor regional udbredelse (Nielsen 2003), og den sedimentologiske kontinuitet kan derfor betragtes som værende stor. Eksempelvis kan nogle af sandstensintervallerne i Mejrup-1 korreleres til sandstensintervaller i Oddesund-1 i form af sekvensstratigrafiske enheder, men der er også sandstensintervaller, som kiler ud mellem de to brønde (Figur 6). 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.

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 placeringer ses på oversigtskortet i Figur 3. Grå felter angiver, at reservoirparameteren ikke kan beregnes ud fra de tilgængelige data.*

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Mejrup-1	105	33	27
Linde-1	Ikke til stede	-	-
Vinding-1	51		
Vemb-1	58	14	
Oddesund-1	97	46	37



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Mejrup-1 og Oddesund-1, som er placeret ca. 21 km fra hinanden (placering af brønde ses i Figur 3). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

Som der er gjort rede for i de foregående afsnit, tager vurderingen af mængden af sandsten i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten udgangspunkt i data fra Mejrup-1. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i denne brønd ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der i flere niveauer er udtaget sidevægskerner fra formationen men ingen konventionelle kerner.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af sidevægskerner og borespåner fra Mejrup-1 (Phillips 1987). De optagne og tolkede logs i Mejrup-1 er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirkværdier for Gassum Formationen i Mejrup-1 ses i Tabel 5.5. 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.). Ved sammenligning af tabellen med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirkværdierne ved prognoselokaliteten er større end de angivne usikkerheder på reservoirkværdierne for Mejrup-1. 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 Formation i Mejrup-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Mejrup-1	2224–2329	Ingen	I ca. 13 niveauer

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
Resistivetslogs/ 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 modstandslog 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 Mejrup-1 brønden.*

Mejrup-1			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2177	1 ³	2155–2199 ³
Tykkelse af formation [m]	105	1 ³	104–106 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	33	5 ³	32–35 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	27	5 ³	26–28 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,26	5 ³	0,25–0,27 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,81	5 ³	0,77–0,85 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	23	5 ³	22–24 ³
Gas-permeabilitet [mD]	450	4 ⁷	113–1800 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	563	4 ⁷	141–2252 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	15	4 ⁷	4–60 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Meget fin til mellem kornstørrelse, i enkelte niveauer også grovkornet; ringe sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Svagt til mellem cementeret, svagt kalkholdige til kalkholdige, i enkelte niveauer meget kalkholdige		

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*.

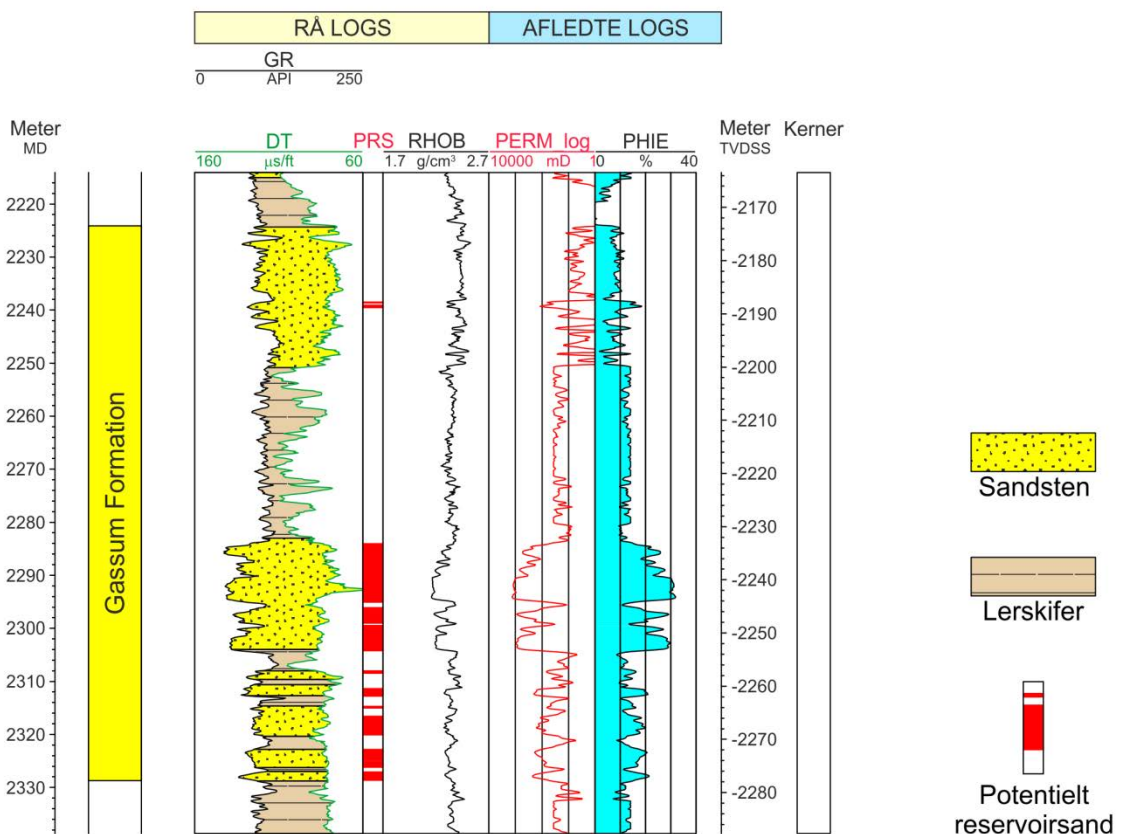
⁸ *Reservoir-permeabilitet* er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. *Reservoir-permeabiliteten* er estimeret ved at multiplicere *Gas-permeabilitet* med en opskaleringsfaktor på 1,25.

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 og udtagne sidevægskerner fra Mejrup-1 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- og kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af beskrivelserne, at sandstenene i formationen hovedsageligt varierer i kornstørrelse fra fin til mellem, men at de i enkelte niveauer også kan være grovkornede (Phillips 1987). Sandstenene beskrives desuden som værende ringe til velsorterede med subkantede til afrundede sandkorn. De er endvidere svagt til mellem cementeret og generelt svagt kalkholdige til kalkholdige.

Mejrup-1



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Mejrup-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen 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 Mejrup-1 er Gassum Formationen 105 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 33 meter (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.6).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt ler-mængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet (Vshale) være på mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 27 meter i Gassum Formationen. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 23 % (Tabel 5.5). Porøsitetstolkningen i Mejrup-1 er tolket ud fra en ler-korrigeret densitets-log, og der er anvendt en sandstens densitet på $2,65 \text{ g/cm}^3$ svarende til densiteten for ren kvarts.

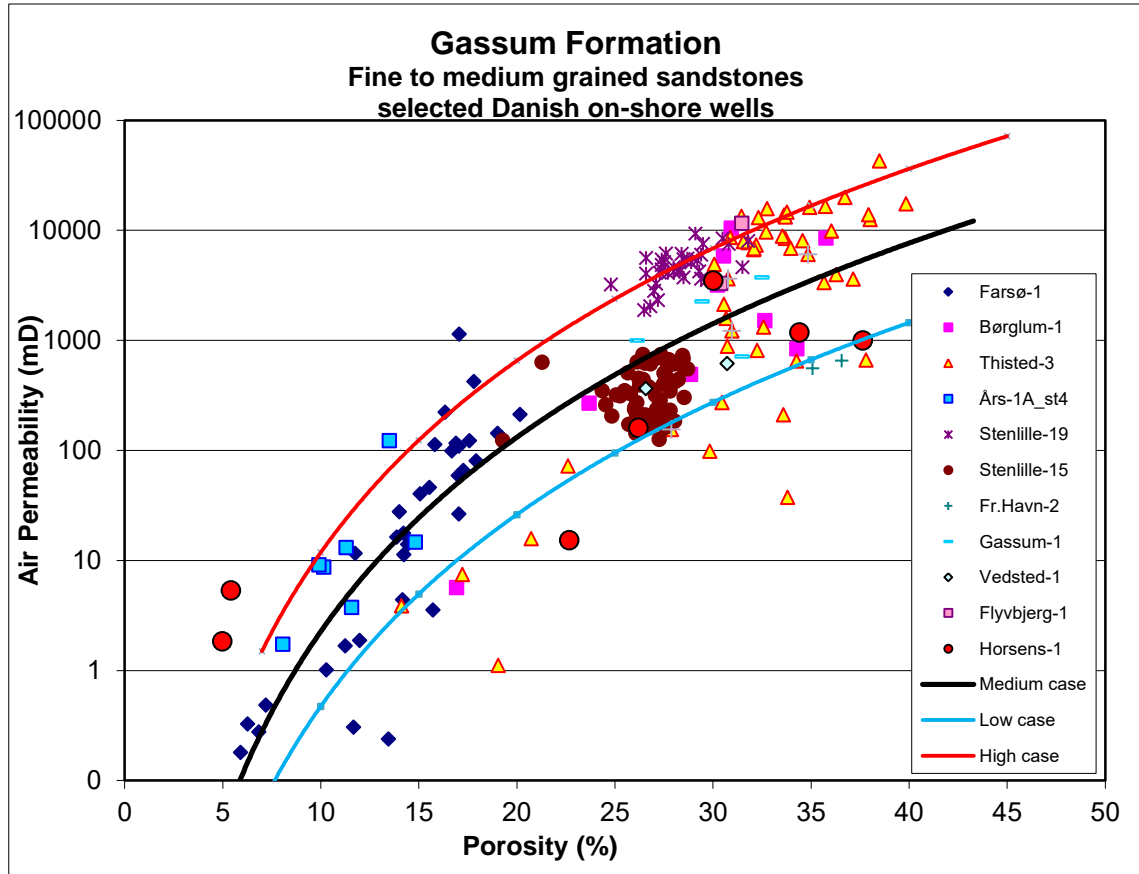
Tabel 5.6: Responsparametre for Gamma (GR) log optaget i Mejrup-1 boringen.

Responsparametre for gamma (GR) log	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Mejrup-1	55	105

5.2.3 Permeabilitet

GEUS har bestemt en sammenhæng mellem kerne-permeabilitet og porøsitet i Gassum Formationen. Denne porøsitet-permeabilitetsrelation er baseret på kerneanalyserdata fra en række danske landboringer beliggende i Jylland og på Sjælland (Figur 8). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Holsterbro-Struer-området, og 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 er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 450 mD for Mejrup-1. Dette svarer til en reservoir-permeabilitet på omtrent 563 mD. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Mejrup-1 blev ikke prøvepumpet, og det er således ikke muligt at vurdere permeabiliteten ud fra testdata. Vurderingen af permeabiliteten bygger derfor i dette tilfælde på erfaringsmæssige sammenhænge, f.eks. som vist i Figur 8, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Gassum Formationen udenfor studieområdet udnyttet. Derimod blev et sandstensinterval i Gassum Formationen prøvepumpet i Oddesund-1 i dybdeintervallet 1958–1970 meter, og tolkningen af de indsamlede testdata peger på en høj permeabilitet på 500–2000 mD. Dette permeabilitetsniveau er forment-

lig repræsentativt for et større område, og ikke kun et lokalt fænomen nær Oddesund-1 boringen. Den store dybde til Gassum Formationen ved prognoselokaliteten indebærer dog en risiko for, at diagenetiske processer, relateret til høje tryk- og temperaturforhold, har formindsket formationens reservoirgenskaber i dette område.



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 sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases").

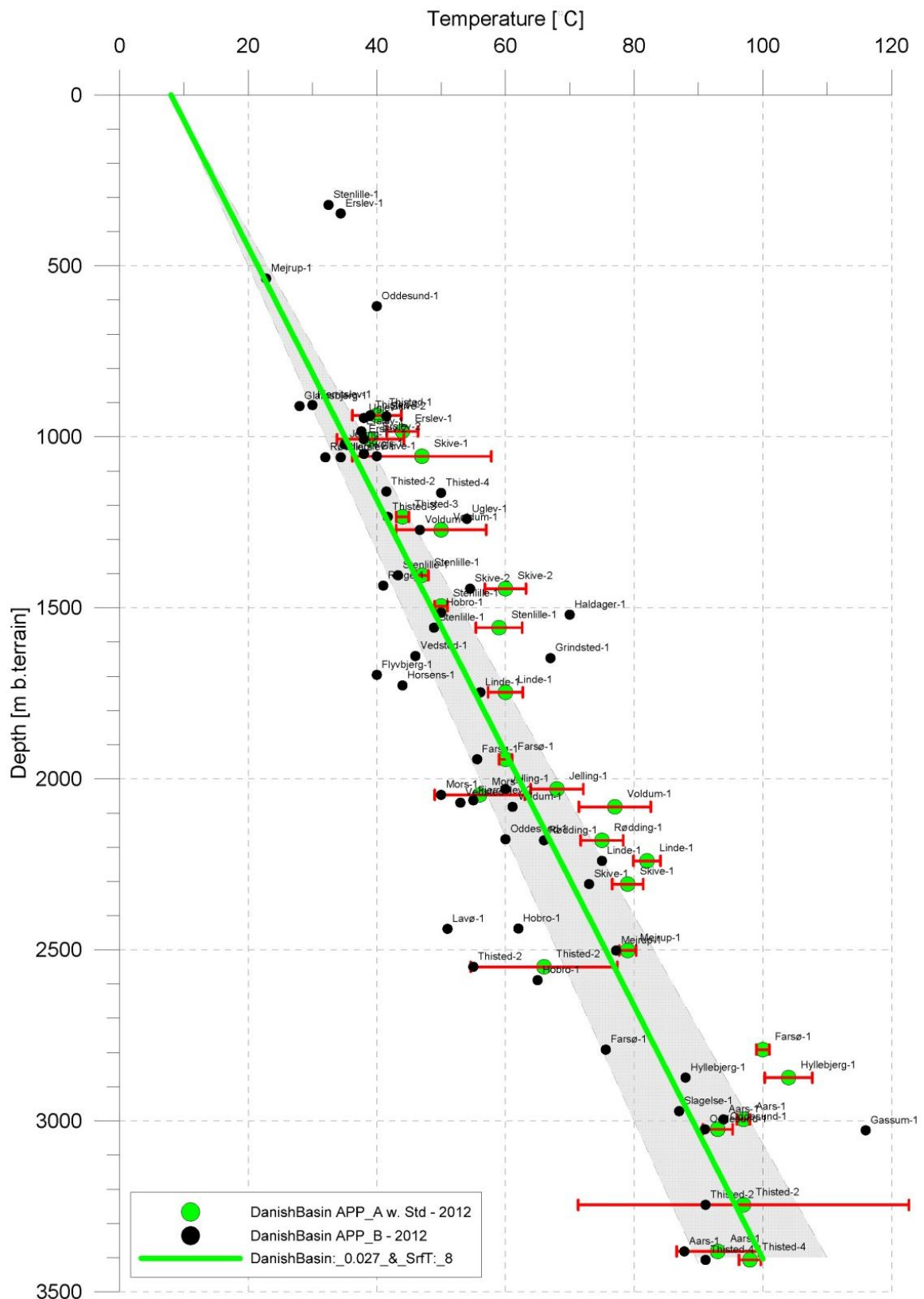
5.2.4 Transmissivitet

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 i Mejrup-1 og efter en dybdekorrektion til ca. 11 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet ved prognoselokaliteten mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 5; svarende til at dividere, henholdsvis gange, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren

indeholder en samlet usikkerhed knyttet til estimeringen af permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

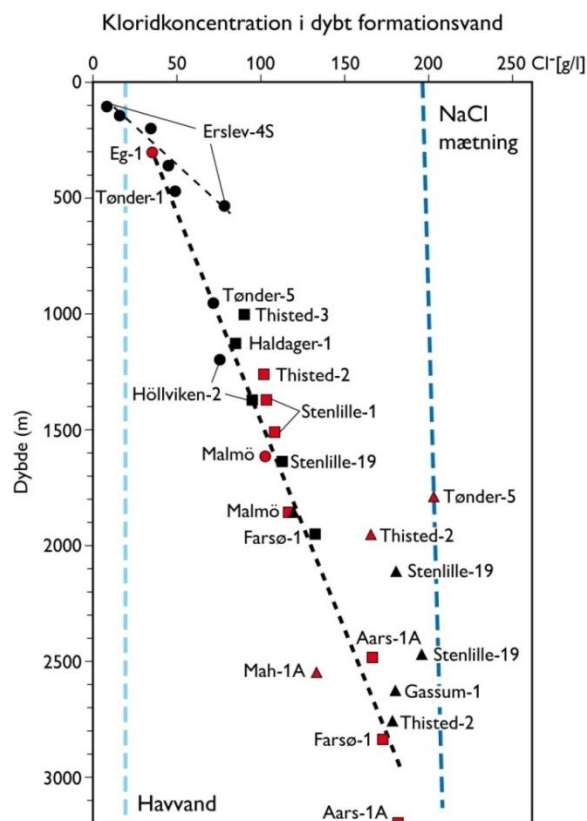
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til 86 °C ± 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe boringer i bassinet og er givet ved: $Temp. = 0,027 * dybde + 8 \text{ °C}$ (Figur 9). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2889 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2800 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (36 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 53 meter).



Figur 9: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på $\pm 10\%$ (gråt område). Det fremgår af figuren, at temperaturmålingerne fra Mejrup-1 ligger inden for usikkerhedsbåndet.

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 ca. 177 g/l i en dybde af 2889 meter under terræn svarende til ca. midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger på omkring 208 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 (\blacktriangle), Jura inkl. yngste Trias (\blacksquare), Kridt-Tertiær (\bullet).

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.

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.

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.

Nielsen, L.H. & Japsen, P. 1991: Deep wells in Denmark 1935-1990: Lithostratigraphic subdivision. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie A, 31, 177 p.

Phillips 1987: Mejrup-1. Completion report.

Poulsen, S.E., Balling, N. & Nielsen, S.B. 2013: Analysis of bottom hole temperatures on – and nearshore Denmark. Progress report, Department of Geoscience, Aarhus University, 22 pp.

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