

Det geotermiske screeningsprojekt

Horsens-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

Horsens-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 Horsens-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.....	21
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	22
5.2.3	Permeabilitet.....	23
5.2.4	Transmissivitet	24
5.3	Temperatur	25
5.4	Salinitet.....	26
6.	Referencer	27

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende knap 10 km nord for Horsens (Figur 1). Det har ikke umiddelbart været muligt at udpege nogle hensigtsmæssige placeringer for geotermianlæg i Horsens-området ud fra beliggenheden af eksisterende fjernvarmeanlæg og -net. I mangel af bedre er Horsens-1 brønden valgt som prognoselokalitet, da dette er den eneste dybe boring, som giver information om undergrunden i nærheden af Horsens by.

Horsens 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 varme-effekt, 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 Horsens-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 Horsens-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 30 meter sandsten, der er beliggende mere end 1500 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 Horsens-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 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) knap 10 km nord for Horsens by.

2. Geologisk baggrund

Horsens-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).

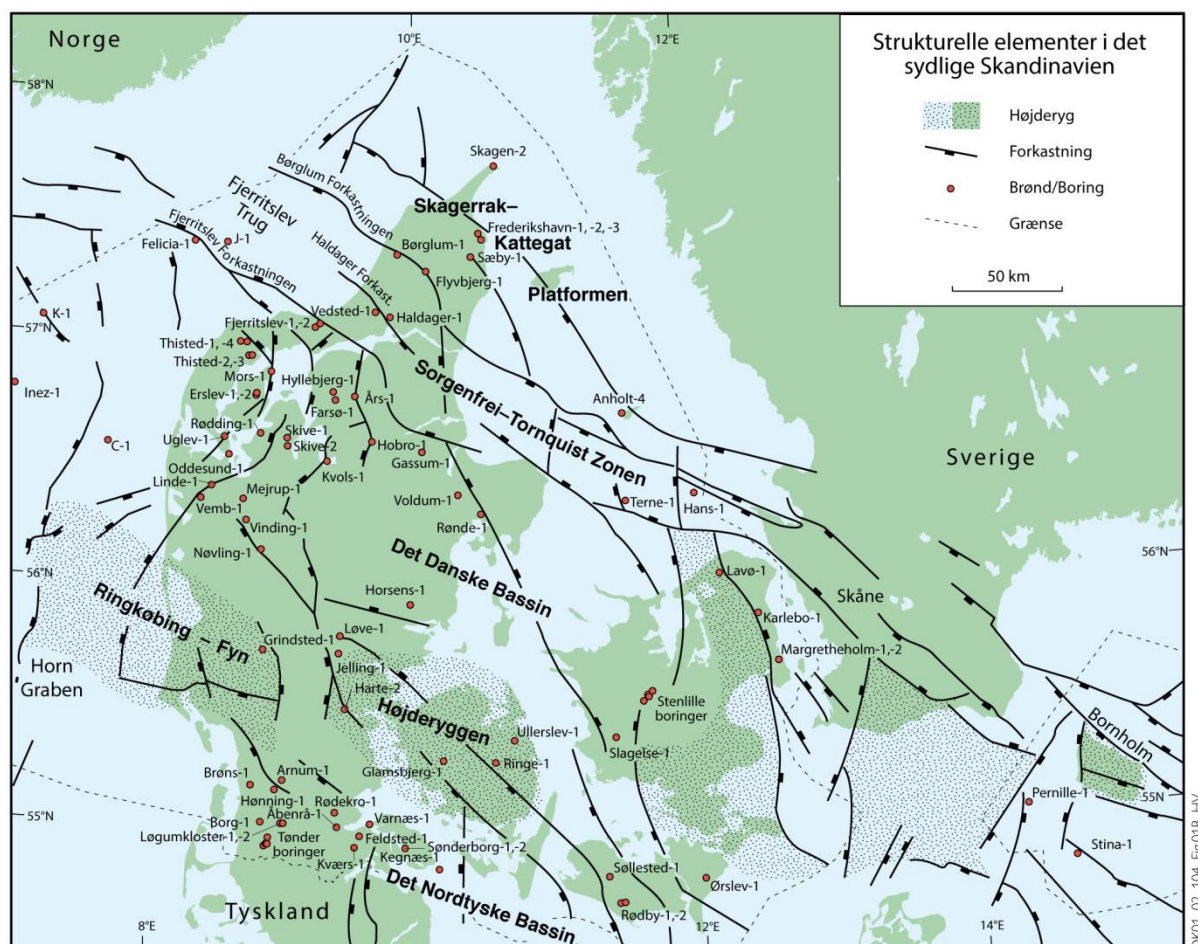
Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser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

I Horsens-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien 3,0–4,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirier primært at være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og den Øvre Jurassiske – Nedre Kretassiske Frederikshavn Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirier, og at de i større områder vurderes at være beliggende indenfor dybdeintervallet 800–3000 m, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Data fra Horsens-1 giver information om reservoirregenskaberne for både Frederikshavn Formationen og Gassum Formationen, hvorimod boringen ikke var dyb nok til at give information om Bunter Sandsten Formationen. Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding ved prognoselokaliteten, da denne er beliggende i større dybde end Frederikshavn Formationen uden at dette vurderes at ødelægge formationens reservoirregenskaber. Dertil kommer, at kendskabet til Gassum Formationen generelt er væsentlig større end kendskabet til de to øvrige formationer. Gassum Formationen udgør således det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten nord for Horsens by.

Gassum 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 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 Horsens-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Horsens-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. 1449–1543 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 parameterværdier 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. 22 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien, udelukker dog ikke, at transmissiviteten kan være på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6 og 7). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et generelt lavt ler-indhold (<30 %).

Den seismiske datadækning er ringe omkring prognoselokaliteten, der ligger over toppen af en blød saltpude i undergrunden. Det kan ikke udelukkes, at forkastninger 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 210 meter tyk med toppen liggende ca. 1239 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 948 meter tykke og beliggende ca. 163–1111 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.

Horsens-lokaliteten			
UTMz32 X: 556.455 m; Y: 6.199.509 m			
Terrænkote: ca. 54 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.]	1449	1 ³	1435–1463 ³
Tykkelse af formation [m]	94	1 ³	93–95 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	28	5 ³	27–29 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	28	5 ³	27–29 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,30	5 ³	0,28–0,31 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	1,00	5 ³	0,95–1,00 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	26	7 ³	24–28 ³
Gas-permeabilitet [mD]	630	5 ⁷	126–3150 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	788	5 ⁷	158–3938 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	22	5 ⁷	4–110 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	50	10 ³	45–55 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Hovedsageligt fin kornstørrelse, ringe til velsorteret; subkantede til velafrundede korn		
Diagenese/cementering	Løs til hård		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor		
Strukturel kontinuitet	Usikkert; den seismiske datadækning og kvalitet er ringe. Zoner med forkastninger, der bryder Gassum Formationen, er identificeret omkring 5 km syd for prognoselokaliteten.		

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 den estimerede temperatur i midten af reservoirret i produktionsbrønden baseret på den målte gennemsnitstemperatur i reservoirret i injektionsbrønden.

3.1 Anbefalinger

Mængden af tilgængelige seismiske data indsamlet omkring prognoselokaliteten er ringe. Der bør derfor laves en seismisk dataindsamling for at kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af lokaliteten og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermibrøndene. Den seismiske linjeføring bør lægges således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 40 km ny seismik (mere hvis et eventuelt fremtidige geotermianlæg ønskes placeret et andet sted).

Under udførelsen af en eventuelt efterfølgende efterforskningsboring bør det overvejes at indsamle information om reservoirgenskaberne fra den lavereliggende Frederikshavn Formation samt eventuelt bore videre til den dybereliggende Bunter Sandsten Formation for også at indsamle information om reservoirgenskaberne fra denne. Sandstensintervaller i disse formationer kan potentielt udgøre alternative geotermiske reservoirer til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønddata viser, at sandstensintervallerne i Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

4. Datagrundlag

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

Udover Horsens-1 er de nærmeste dybe brønde, hvori Gassum Formationen er påvist, Rønde-1 og Voldum-1, der er placeret henholdsvis ca. 53 og 55 km prognoselokaliteten (Figur 2). I forbindelse med udførelsen af borerne blev der indsamlet logdata, som muliggør en vurdering af formationens reservoirkvalitet. Gassum Formationen er ikke til stede i Løve-1, Jelling-1 og Harte-2, hvor der derimod er boret ned til stratigrafisk dybereliggende formationer. Brøndene befinder sig ca. 35–57 km sydvest for prognoselokaliteten, og fraværet af Gassum Formationen må tilskrives deres placering over Ringkøbing–Fyn Højderyggen og dens flanke, hvor den regionale hævn og erosion i Mellem Jura samt senere erosionshændelser var særligt udpræget.

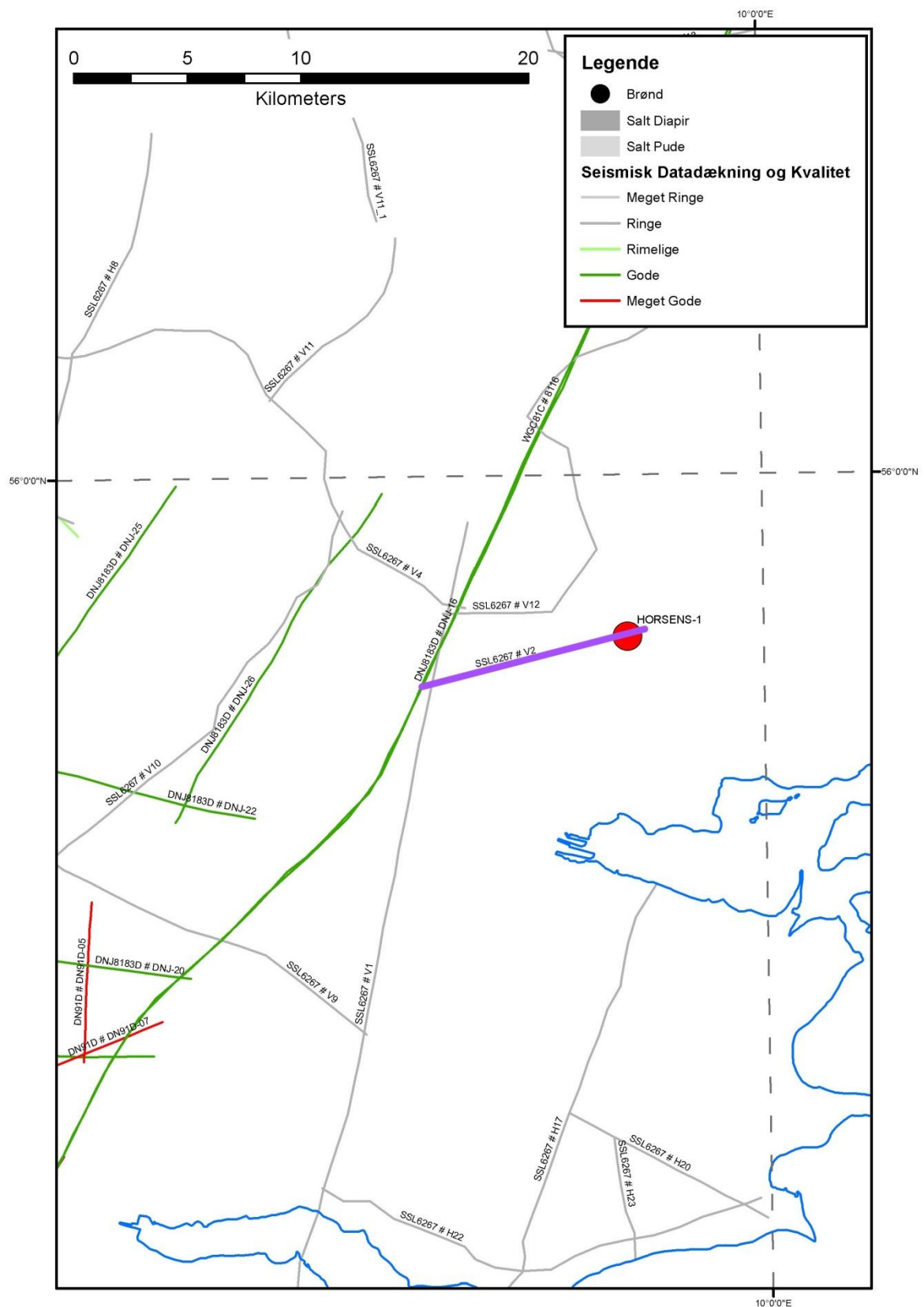
Med hensyn til vurderingen af Gassum Formationens reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten vurderes brønddækningen som værende meget god, da Horsens-1 definerer lokalitetens beliggenhed. Der er dog tale om en ældre boring og derfor også logdata, som ikke lever helt op til nyere tiders standard.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen for de af de ovennævnte brønde, hvori formationen er konstateret. 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 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 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 begrænser sig i det væsentligste til en enkelt seismisk linje af ringe kvalitet, der passerer forbi lokaliteten i en afstand på mindre end 100 meter (linje V2 i Figur 3 og 4). I vestlig retning er der dog indsamlet seismiske data af god kvalitet; den nærmeste linje i en afstand af ca. 7,5 km fra lokaliteten (linje DNJ16 i Figur 3 og 4). Derimod findes der ikke seismiske data fra områderne umiddelbart nordøst, øst og syd for prognoselokaliteten. Overordnet set må den seismiske datadækning og -kvalitet derfor betegnes som værende ringe omkring prognoselokaliteten.

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 (data fra Nielsen & Japsen 1991).

		Horsens-1 (0 km)	Rønde-1 (53 km)	Voldum-1 (55 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	163–1111	87–1941	-8–1212
	Tykkelse (m)	948	1854	1220
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1239–1449	2096–2571	1388–1722
	Tykkelse (m)	210	475	334
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1449–1543	2571–2711	1722–1850
	Tykkelse (m)	94	140	128



Figur 3: Placering af prognoselokalitet/Horsens-1 (rød cirkel) samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den seismiske linje V2, 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

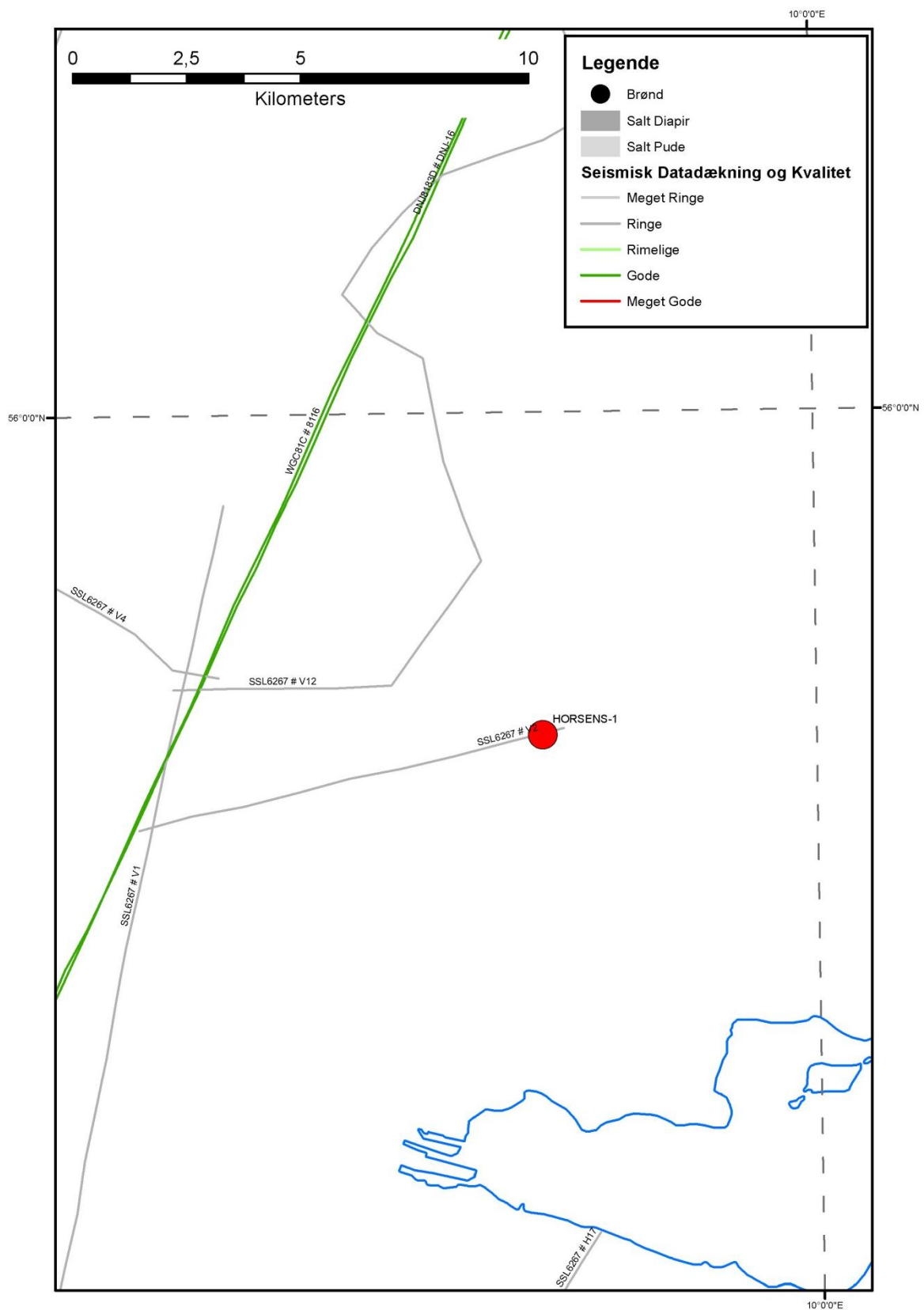
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1 og er baseret på data fra Horsens-1 og sekundært delresultater af en igangværende og meget omfattende seismisk kortlægning, der vil munde ud i landsdækkende dybdekort til vigtige seismiske horisonter og formationsgrænser.

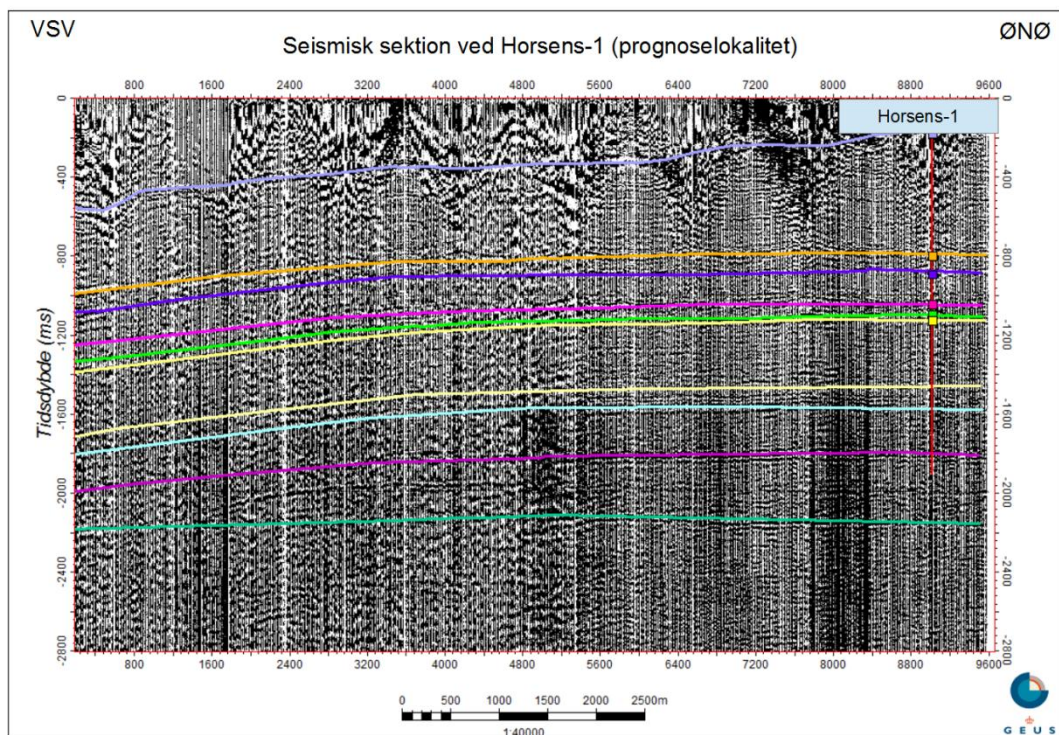
Den seismiske linje V2 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et vestsydvest–østnordøst orienteret seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand på mindre end 100 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Der er ikke observeret forkastninger af betydning på det seismiske profil. Det skal dog bemærkes, at prognoselokaliteten er beliggende over en blød saltpude, og at saltpuden er knyttet til nogle regionale forkastninger omkring 5 km syd for lokaliteten. Der er derfor risiko for, at der i nærheden af lokaliteten forekommer mindre forkastninger, som er associeret til de regionale forkastninger.

Tabel 5.1: Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten. Dybdeinterval og tykkelse af Bunter Sandsten Formationen er estimeret på baggrund af den igangværende landsdækkende seismiske kortlægning og er behæftet med stor usikkerhed på grund af den ringe seismiske datadækning i området. Data for de øvrige lagserier stammer fra Horsens-1 (Nielsen & Japsen 1991).

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	163–1111	948
Frederikshavn Fm	1168–1230	62
Fjerritslev Fm	1239–1449	210
Gassum Fm	1449–1543	94
Bunter Sandsten Fm	?2800	?



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den seismiske linje V2 (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 V2, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand på mindre end 100 meter (Figur 3 og 4). Lokaliteten er på profilet angivet ved Horsens-1, der er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Der er ikke observeret markante forkastninger på profilet, men den ringe kvalitet af de seismiske data indebærer en risiko for, at eventuelle mindre forkastninger ikke kan identificeres. Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. De vigtigste tolkede horisonter på figuren er oppefra og ned: Top kalk (lysilla), 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

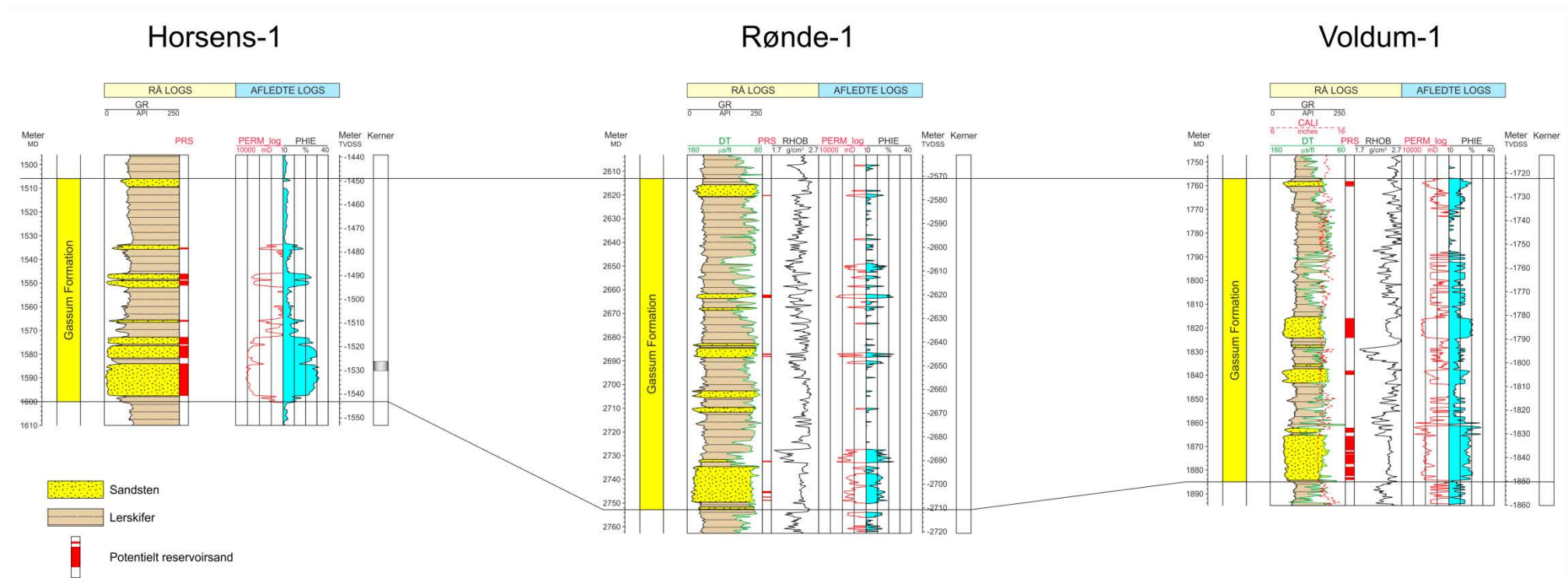
Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Gassum Formationen i de nærmeste dybe brønde, hvor denne er konstateret. Det fremgår af tabellen, at brøndene viser en tykkelsesvariation af formationen fra 94 til 140 meter. Ligeledes fremgår det hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde i brøndene. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata. I vurderingen af sandstensindholdet og reservoirkvaliteten af sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten vil data fra Horsens-1 blive anvendt.

Det fremgår af Figur 6, at intervaller med sandsten er koncentreret i den nedre halvdel af Gassum Formation i Horsens-1, Rønde-1 og Voldum-1. Dele af sandstenene kan korreleres mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder og vurderes at have en stor regional udbredelse (Nielsen 2003). Den sedimentologiske kontinuitet kan som følge heraf betragtes som værende

stor. Over større afstande ændrer de interne reservoirintervaller i Gassum Formationen dog karakter; f.eks. ved at andelen og tykkelsen af sandsten aftager, mens andelen af silt- og lersten stiger, hvorved reservoirkvaliteten falder (jfr. Nielsen 2003). 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 brøndene Horsens-1, Rønde-1 og Voldum-1, hvis omtrentlige placeringer ses i Figur 2.

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Horsens-1	94	28	28
Rønde-1	140	14	2
Voldum-1	128	39	29



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Horsens-1, Rønde-1 og Voldum-1 (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af mængden af sandsten og reservoirværdierne af sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten tager udgangspunkt i Horsens-1. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i brønden ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der er udtaget en kort kerne af formationen.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af bore-spåner fra Horsens-1 boringen (DGU 1958). Kernen fra Horsens-1 boringen er knap 4 m lang og repræsenterer et sandstensinterval, der indgår i reservoirvalueringen (det kerne-de interval fremgår i Figur 7). De optagne og tolkede logs i Horsens-1 brønden er beskrevet nærmere i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Horsens-1 er samlet i Tabel 5.5 og udgør det væsentligste input til Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimer bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.).

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

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Horsens-1	1506–1600	1 kort kerne	Ingen

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

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
Gamma logs	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densitetslog
	GR_SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic log
Spontaneous potential log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mV	Re-skaleret SP log
Sonic logs	DT	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
	DTCO	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
Caliper logs	CALI/CAL	Inch/tommer	Måler borehullets diameter
	CAL_NUC	Inch/tommer	Måler borehullets diameter, med neutron log
Resistivitetslogs/ Modstandslogs	ILD	Ohm-m	Induktion log; dybt-læsende modstandslog
	ILM	Ohm-m	Induktion log; medium-læsende modstandslog
	LLS	Ohm-m	Laterolog; medium-læsende modstandslog
	LLD	Ohm-m	Laterolog; dybt-læsende modstandslog
	16ft	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	38in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	10in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	18F8	Ohm-m	Lateral modstandslog af ældre dato
	64in	Ohm-m	Normal modstandsslog af ældre dato
Neutron log	NPHI	fraction	Måler den tilsyneladende porøsitet (neutron-loggen kan være forkortet "NEU")
Densitets logs	RHOB	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
	RHOZ	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE
Log-beregnet <i>effektiv</i> porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolket log kurve
Kernepermeabilitet	Kh_a	mD	Målt horisontal gas permeabilitet (på plugs)
	CPERM_GEUS	mD	Målt gas permeabilitet (på plugs; GEUS data)
Kerneporøsitet	CPOR	%	Målt porøsitet (på plugs)
	CPOR_GEUS	%	Målt porøsitet (på plugs; GEUS data)
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 Horsens-1 brønden.*

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

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.

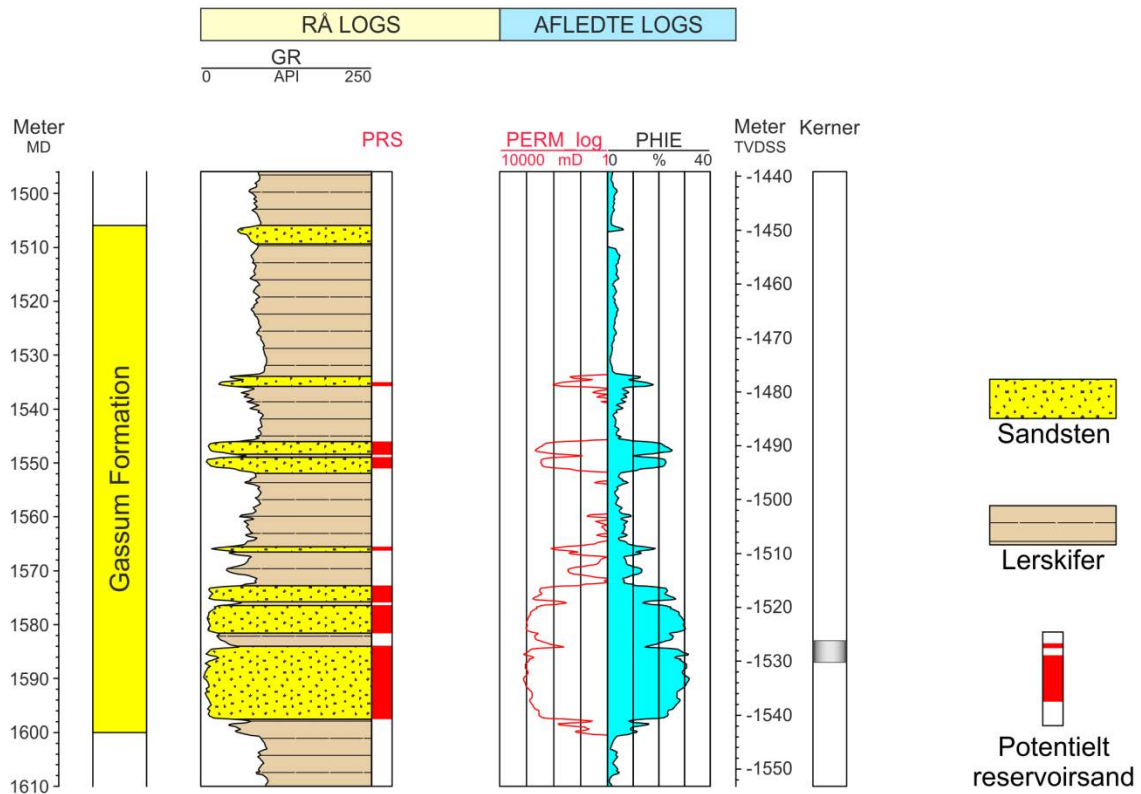
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt den udtagne kerne fra Horsens-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 logtolkningen og desuden fremgår det af beskrivelserne, at sandstenene i formationen hovedsageligt er finkornede samt løse til hårde i Horsens-1 (DGU 1958). "Horsens-1 Comple-

tion Report” indeholder ingen information om sandstenenes sortering, afrundingsgrad og cementering. Information herom kan hentes fra bl.a. ”Voldum-1 Completion Report”, hvor sandstenene beskrives som værende ringe til velsorterede med subkantede sandskorn (Gulf 1974). Ud fra den generelle viden om Gassum Formationen må det formodes, at sandstenskornene også kan være velafrundende.

Horsens-1



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Horsens-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonne er afgrænset af SP-loggen, der her er re-skaleret med henblik på at tilnærme SP-loggen til en gamma-log (SP-loggen er omregnet til en pseudo GR log). Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitets-estimatet (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 Horsens-1 er Gassum Formationen 94 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 28 meter (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af

ler-mængden ud fra SP-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med SP-loggens respons fratrasket baggrundsstrålingen (Tabel 5.6).

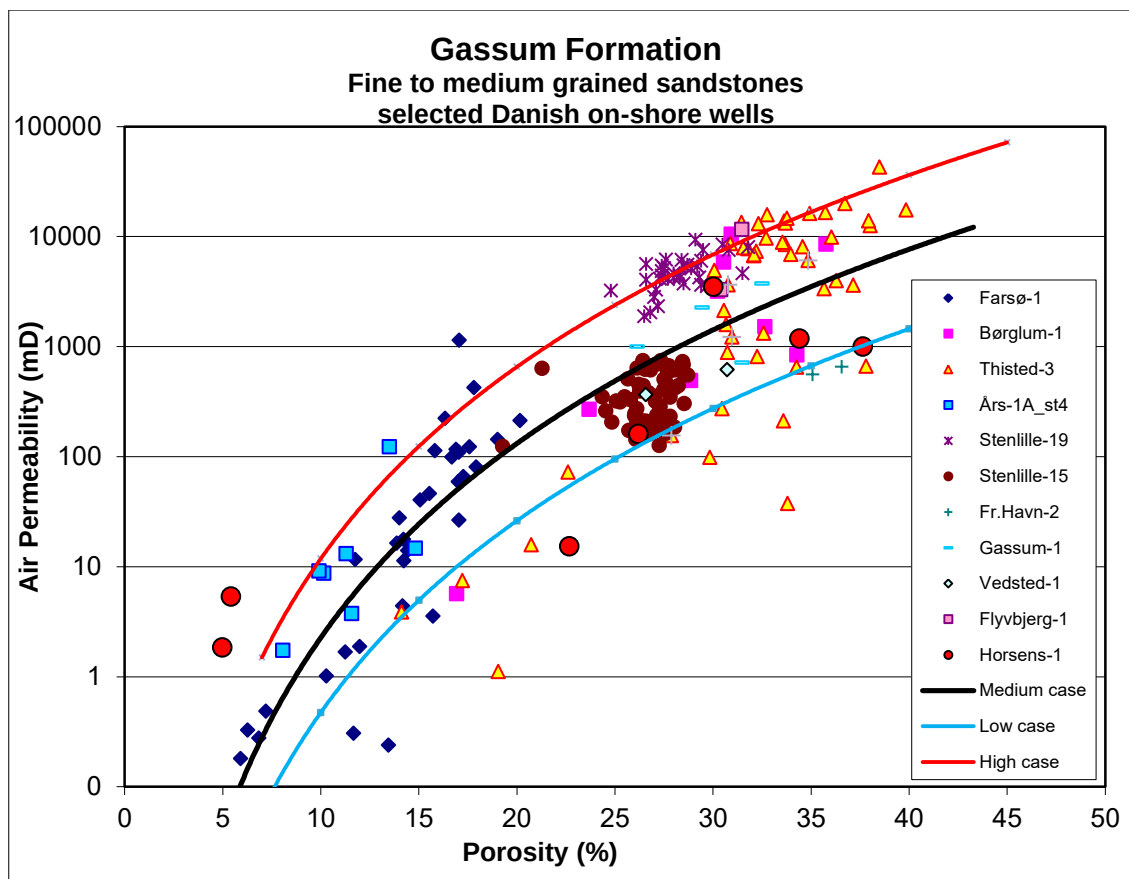
På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt ler-mængden, idet der både stilles krav 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 mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 28 meter i Horsens-1; alle sandstenene i Horsens-1 vurderes således til at udgøre reservoirsandsten. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 26 % (Tabel 5.5). Porøsitetstolkningen af Gassum formationen i Horsens-1 er baseret på modstandslog (64 inch) kombineret med kerne-porøsitys data, da der ikke er optaget en decideret porøsitys-log i boringen. Porøsitysmålinger på det sparsomme kernemateriale fra Horsens-1 giver en gennemsnitlig porøsitet på 23 % og understøtter dermed den log-estimerede porøsitet på ca. 26 %.

Tabel 5.6: *Responsparametre for Spontaneous Potential (SP) log for Horsens-1 boringen.*

Responsparametre for SP log	SP_min (baggrundsstråling)	SP_max (respons for rent ler)
Horsens-1	74	166

5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten er bestemt på kernen fra Gassum Formationen i Horsens-1. Disse målinger indgår i en porøsitet-permeabilitetsrelation, der er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer beliggende i Jylland og på Sjælland (Figur 8). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Horsens-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. 630 mD for Horsens-1, hvilket svarer til en reservoir-permeabilitet på omtrent 788 mD. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet. Horsens-1 brønden 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. Porøsitet-permeabilitets data fra Horsens-1 viser relativ stor spredning, og plotter derfor ikke entydigt på en decideret korrelationslinje. Det kan derfor være relevant at belyse variationsbredden på korrelationslinjen med tendens-linjer (Figur 8).



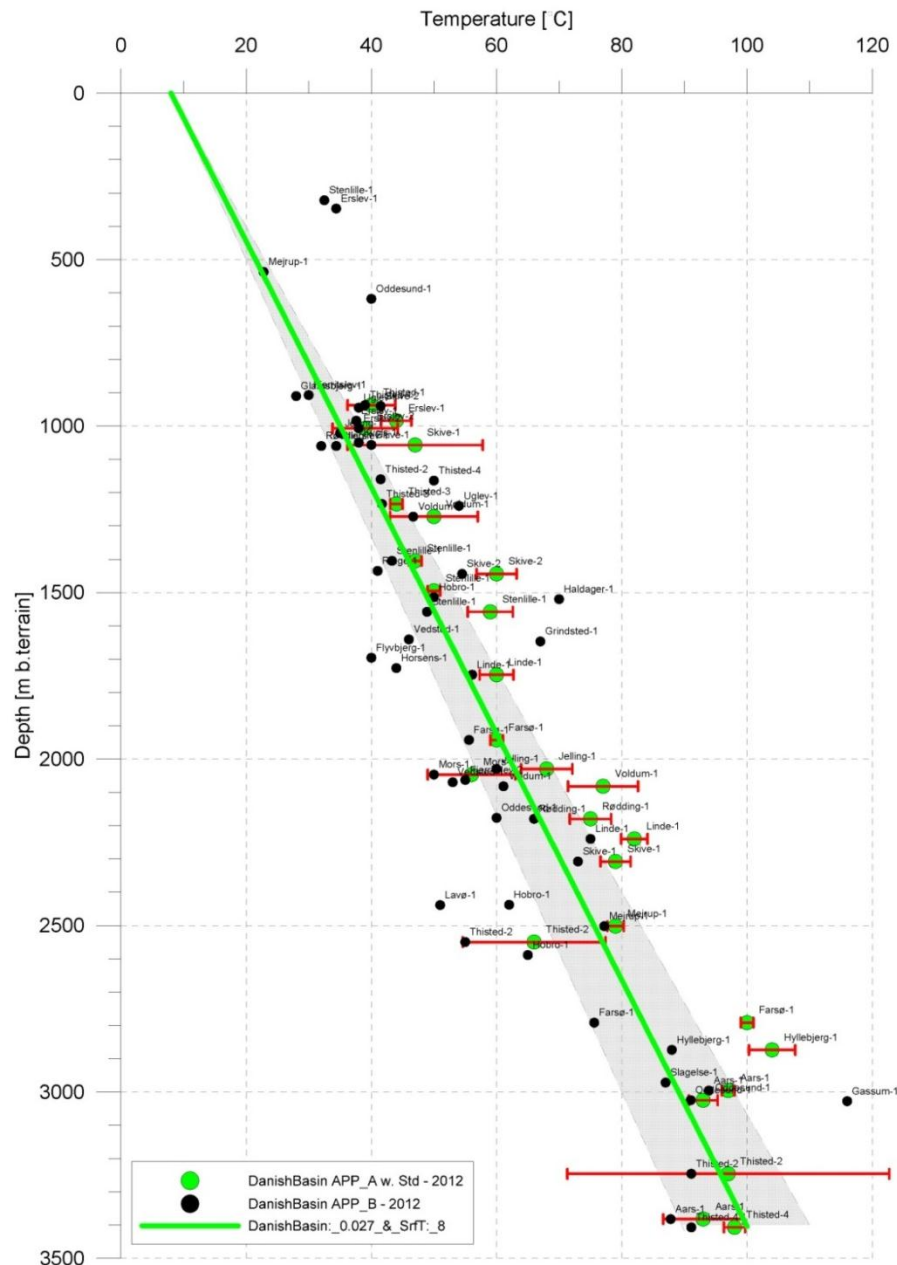
Figur 8: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases"). Porøsitet-permeabilitets data fra Horsens-1 viser stor spredning, og data plottes derfor ikke entydigt på en decideret korrelationslinje.

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 Potentielt reservoirsand vurderinger efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; den er i Horsens-1 vurderet til ca. 22 Darcy-meter. 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.

5.3 Temperatur

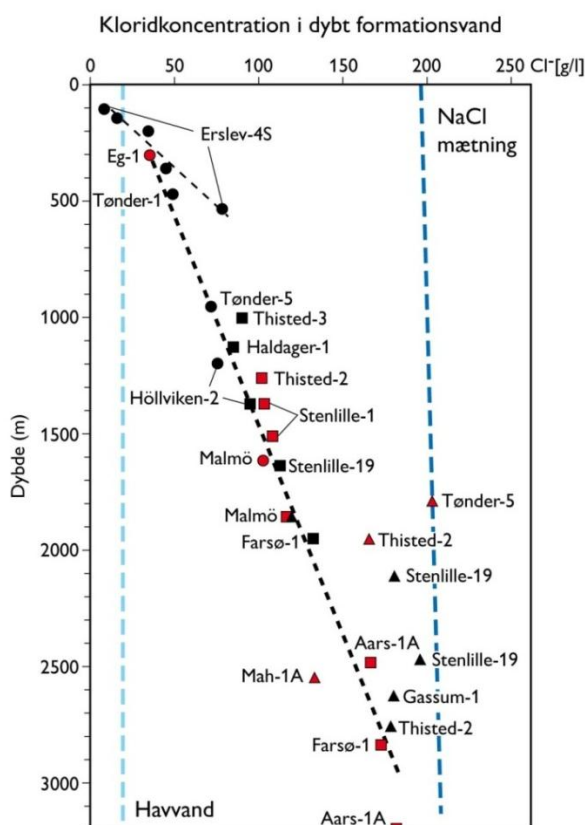
Temperaturerne i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til 50 °C ± 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. = 0,027*dybde + 8 °C (Figur 9). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1550 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1449 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (57 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (47 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).

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. 104 g/l i en dybde af 1550 meter under terræn svarende til ca. midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger omkring 202 g/l Cl^- ved den pågældende formations-temperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun hvis formationsvandet er helt tæt på mætning med NaCl.



Figur 10: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Klorid-analyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stiplede linje er der vist en tilnærmet lineær relation mellem dybde og kloridkoncentrationen baseret på analyser af vandprøver fra formationer, der ikke overlejres af saltlag. En enkelt undtagelse er dog vandanalysen fra Tønder-5 (rød trekant), der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stiplede linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stiplede linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

6. Referencer

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.

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

Gulf 1974: Voldum-1X. Completion report.

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.

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.