

Det geotermiske screeningsprojekt

Århus-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

Århus-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 Århus-lokaliteten	8
3.1	Anbefalinger	10
4.	Datagrundlag	11
5.	Gennemgang af data	13
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	13
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	13
5.1.2	Boringsdata	15
5.2	Reservoirkvalitet	18
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	21
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	23
5.2.3	Permeabilitet.....	24
5.2.4	Transmissivitet	25
5.3	Temperatur	26
5.4	Salinitet.....	28
6.	Referencer	29

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende vest for Århus på adressen Lilleringsvej 32, 8462 Harlev (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).

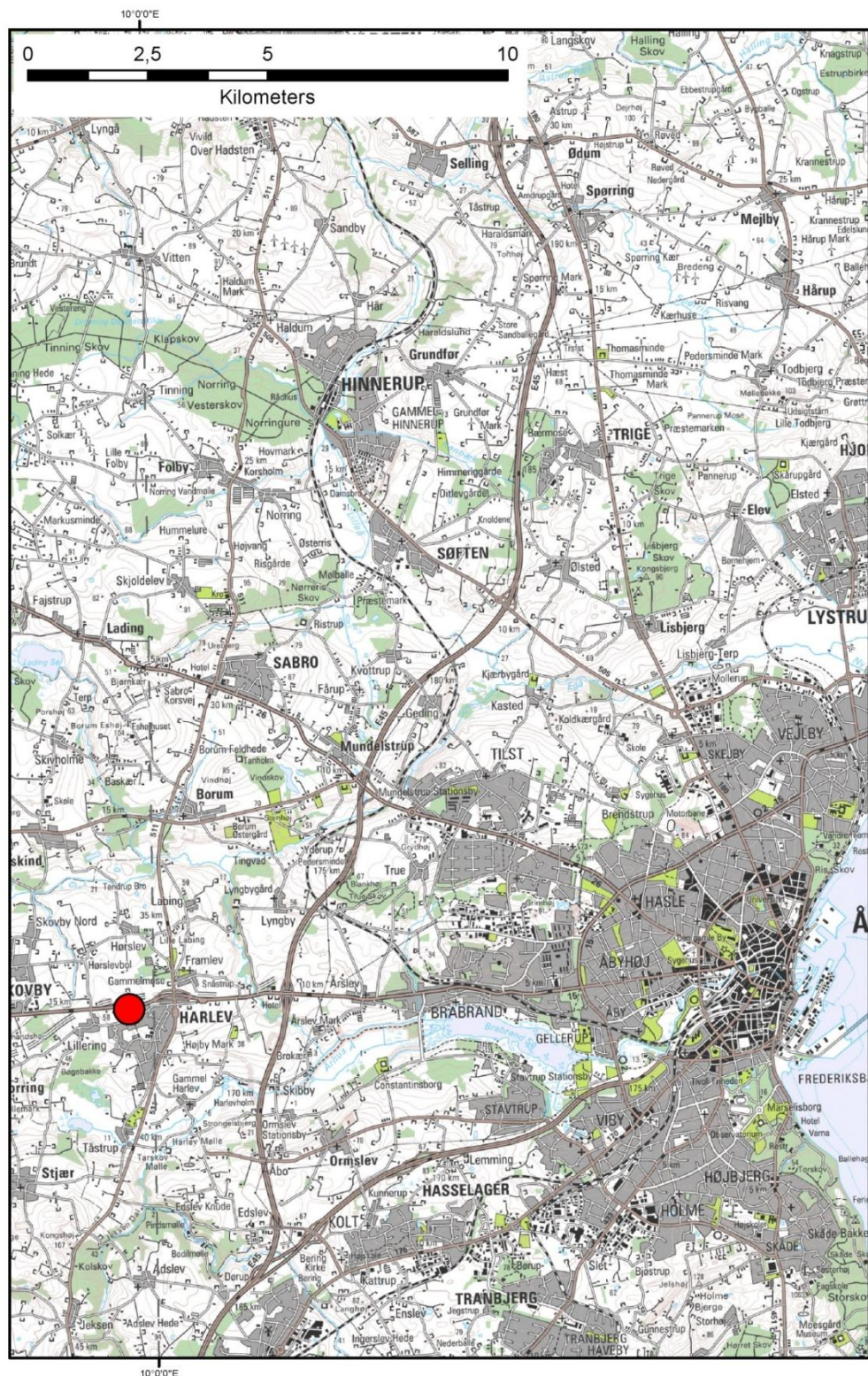
Århus fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og 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 Århusområdet, 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 Århus-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 1860 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 Århus-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) ved Harlev vest for Århus by.

2. Geologisk baggrund

Århus-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).

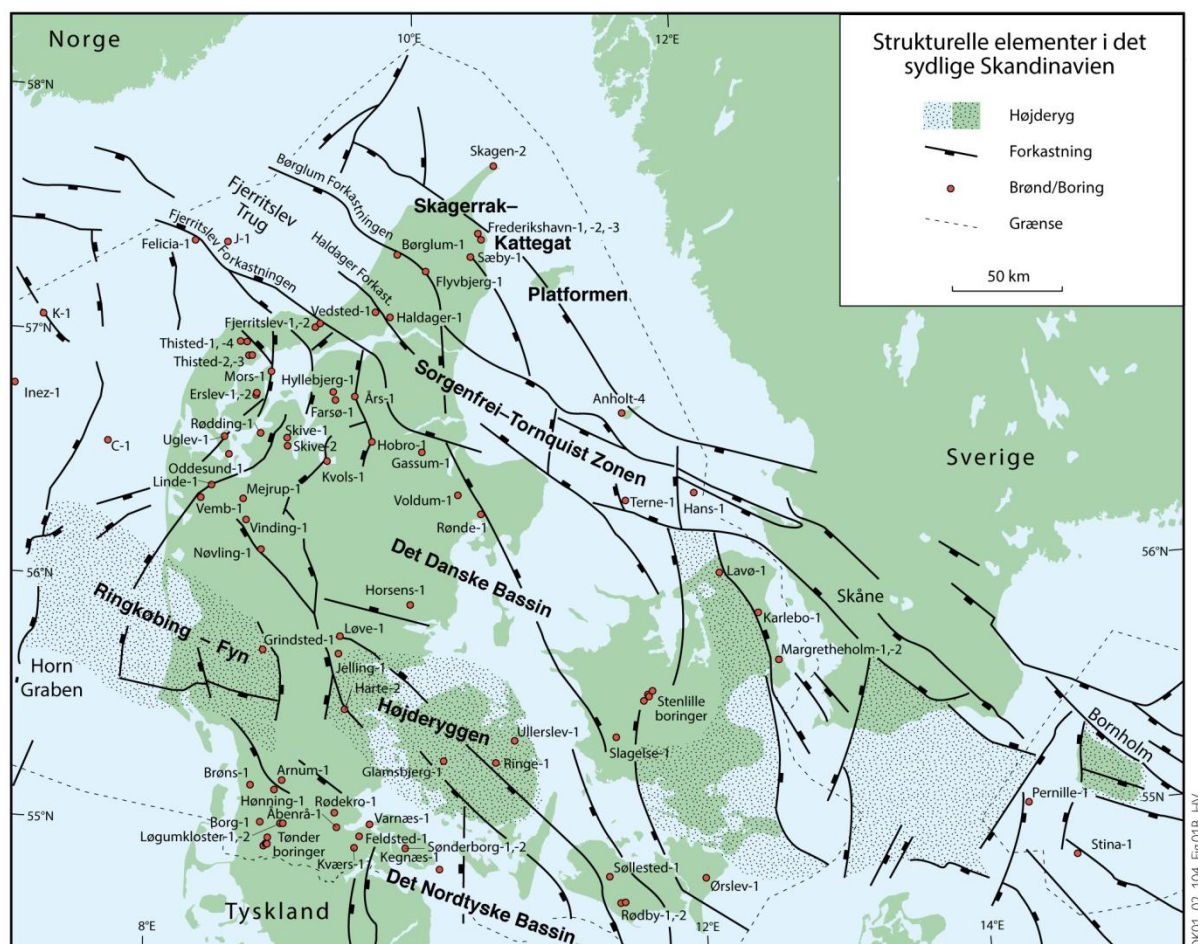
Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser 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 saltdiapirer). 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 Århus-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien 4,5–5,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer primært at være til stede i 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 sandstensreservoirer, og at de i større områder vurderes til at være beliggende indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding ved prognoselokaliteten, da den er beliggende i større dybde end Frederikshavn Formationen uden at dette vurderes at ødelægge reservoiregenskaberne. På grund af den større dybde vil der således kunne indvindes varmere vand fra Gassum Formationen end fra Frederikshavn Formationen. Dertil kommer, at kendskabet til Gassum Formationen er væsentlig større end kendskabet til Frederikshavn Formationen. 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 vest for Århus.

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 p.g.a. 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 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 Århus-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Århus-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolkningsusikkerheden 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 reservoirtæthedier.

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 1815 – 1940 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. 60 °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. 16 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien, udelukker dog ikke transmissivitetsværdier på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

Gassum Formationen ser forholdsvis uforstyrret ud ved prognoselokaliteten baseret på den nærmeste seismiske linje af god kvalitet. Datadækningen er dog generelt ringe omkring lokaliteten og ca. 5 km nord for lokaliteten samt ca. 10 km syd for lokaliteten, er der identificeret mindre forkastninger. Det kan derfor ikke udelukkes, at mindre forkastninger opsplitter Gassum Formationen i nærheden af prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der 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 55 meter tyk med toppen liggende ca. 1360 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1170 meter tykke og beliggende ca. 110–1280 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.

Århus-lokaliteten			
UTMz32 X: 561.610 m; Y: 6.223.295 m			
Terrænkote: 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.]	1815	8 ³	1670–1960 ³
Tykkelse af formation [m]	125	30 ³	88–163 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	32	20 ³	25–38 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	28	20 ³	23–34 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,24	20 ³	0,18-0,27 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,89	20 ³	0,72–1,00 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	23	15 ³	20–27 ³
Gas-permeabilitet [mD]	460	5 ⁷	92–2300 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	575	5 ⁷	115–2875 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	16	6 ⁷	3–96 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	60	10 ³	54–66 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Hovedsageligt fin kornstørrelse; ringe til velsorteret; subkantede til afrundede korn	
Diagenese/cementering		Løs til hård	
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet		Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl	
Sedimentologisk kontinuitet		Stor	
Strukturel kontinuitet		Stor til mellem; ingen store forkastninger observeret i nærområdet til prognoselokaliteten men mindre forkastninger er observeret ca. 5 km nord for og ca. 10 km syd for lokaliteten. Lokaliteten er beliggende over en lille lokal saltøde	

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

Mængden af seismiske data indsamlet omkring prognoselokaliteten er meget begrænset. Der bør derfor laves en seismisk dataindsamling for at kunne kortlægge, om der forekommer forkastninger omkring prognoselokaliteten, og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen. Den seismiske linjeføring bør lægges således, at den knytter prognoselokaliteten til det eksisterende seismiske net i regionen og eventuelt til en dyb boring, samt at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 50 km ny seismik.

Under udførelsen af en eventuelt efterfølgende efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoirregenskaberne for den ikke så dybtliggende Frederikshavn Formation. Sandstensintervaller i denne formation kan potentielt udgøre et alternativt geotermisk reservoir til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønddata viser, at sandstensintervallerne i Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

4. Datagrundlag

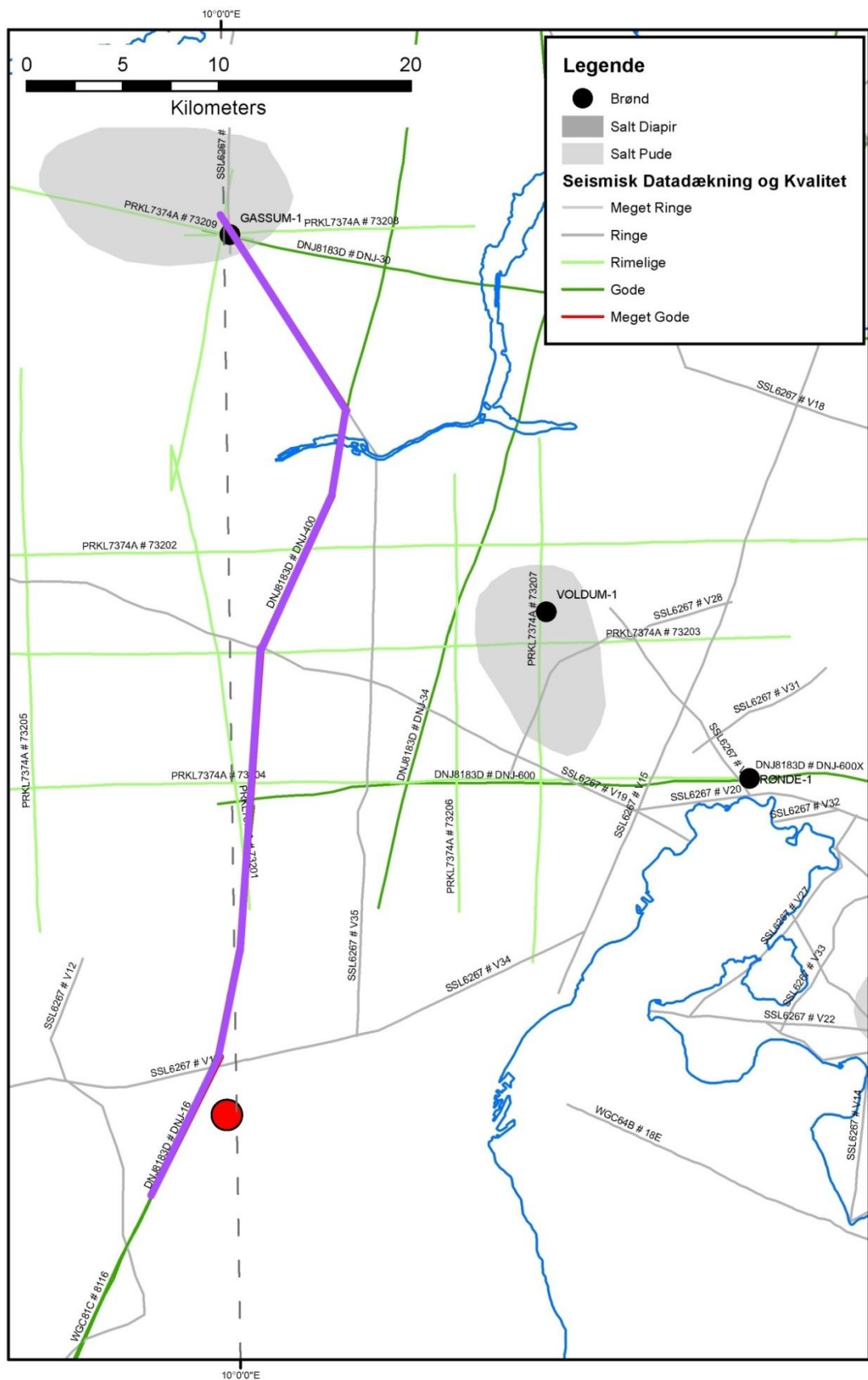
I Figur 3 er den tilgængelige database i Århus-området og i regionen vist i form af placeringen af nogle af de nærmeste brønde til prognoselokaliteten samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

De nærmeste dybe brønde er Horsens-1, Voldum-1 og Rønde-1, der er placeret henholdsvis ca. 25, 31 og 32 km fra prognoselokaliteten (Figur 2). I alle borerne blev Gassum Formationen påvist, og der blev indsamlet logdata, som muliggør en vurdering af formationens reservoirkvalitet. Overordnet set vurderes brønddækningen og kvaliteten af brønddata som værende rimelig i vurderingen af lokaliteten. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nævnte brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør ”dæklag” for Gassum Formationen. Dybde og tykkelse af disse dæklag er også vurderet for prognoselokaliteten (afsnit 5) og er interessante, da de kan indgå i vurderingen af omkostninger til borefasen ved en eventuel etablering af et geotermisk anlæg.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Den seismiske datadækning omkring prognoselokaliteten begrænser sig i det væsentligste til en enkelt seismisk linje af god kvalitet ca. 1,8 km vest for lokaliteten (linje DNJ-16). Mod nord findes der i større afstand seismiske linjer af ringe til god kvalitet, mens der ikke findes data for nærområderne mod øst og syd. Overordnet set må den seismiske datadækning og -kvalitet derfor betegnes som værende ringe.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes omtrentlige placeringer 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 (25 km)	Voldum-1 (31 km)	Rønde-1 (32 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	163–1111	-8–1212	87–1941
	Tykkelse (m)	948	1220	1854
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1239–1449	1388–1722	2096–2571
	Tykkelse (m)	210	334	475
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1449–1543	1722–1850	2571–2711
	Tykkelse (m)	94	128	140



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. De dele af de seismiske linjer DNJ-16, DNJ-400, DNJ-400 og V35, som er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et sammensat 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

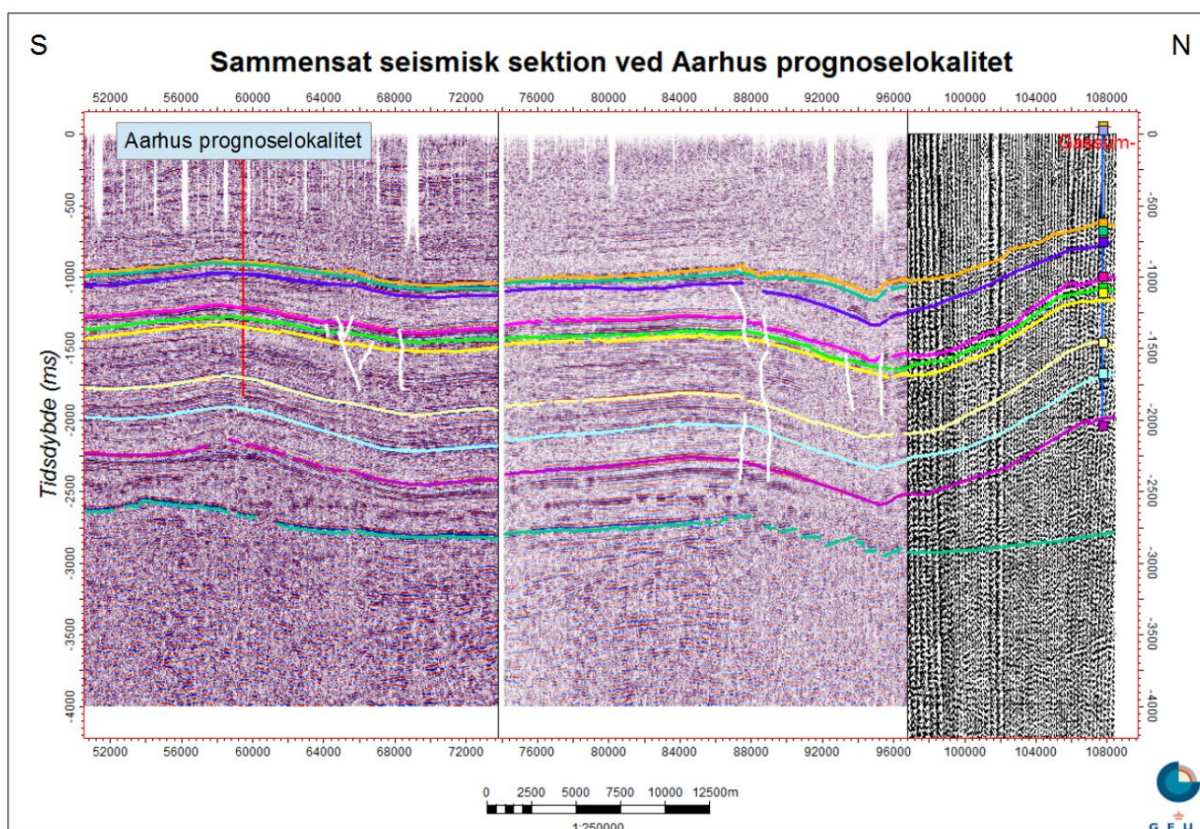
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

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. 1815 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på $\pm 8\%$. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 125 meter med en usikkerhed på $\pm 30\%$.

De seismiske linjer DNJ-16, DNJ-400 og V35 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent syd–nord orienteret seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 1,8 km. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret i nærheden af prognoselokaliteten, som er beliggende over en lille lokal saltpude i undergrunden. Der er dog identificeret mindre forkastninger ca. 5 km nord og 10 km syd for lokaliteten. På grund af den ringe seismiske datadækning er det ikke muligt at lave en rummelig kortlægning af undergrunden i nærområdet til prognoselokaliteten. Det kan som følge heraf heller ikke udelukkes, at der forekommer forkastninger gennem Gassum Formationen ved lokaliteten.

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

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	110–1280	1170
Frederikshavn Fm	1360–1415	55
Fjerritslev Fm	1430–1815	410
Gassum Fm	1815–1940	125
Bunter Sandsten Fm	3185–?	<600



Figur 5: Sammensat seismisk profil, der passerer vest om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 1,8 km samt Gassum-1 i en afstand af ca. 3 km (baseret på linjerne DNJ-16, DNJ400 og V35 Figur 3). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet, og er markeret med en rød, lodret streg. Mindre forkastninger, som skærer Gassum Formationen, ses ca. 5 km nord for lokaliteten (angivet som stejle hvide streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Frederikshavn Fm (grøn), Basis Frederikshavn Fm/Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Falster Fm (lysegul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (lilla) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn). Den omtrentlige to-vejs-tid til laggrænser i Gassum-1 boringen, som svarer til de tolkede horisonter, er vist som kvadratiske kasser.

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Gassum Formationen i de nærmeste brønde, hvoraf nogle befinder sig mere end 50 kilometer fra prognoselokaliteten (Løve-1 og Hobro-1). Af tabellen fremgår det også 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. Boringsdata viser, at Gassum Formationen generelt er vidt udbredt i regionen. Formationen er dog ikke til stede i Løve-1, som er boret henover flanken af Ringkøbing-Fyn Højderyggen, mens de øvrige brønde viser en tykkelsesvaria-

tion af formationen fra 94 til 145 meter (Tabel 5.2). Den estimerede tykkelse af formationen på 125 meter ved prognoselokaliteten, baseret på seismiske data, holder sig således inden for dette interval.

Horsens-1 ligger tættest ved prognoselokaliteten, og det synes derfor mest oplagt at anvende data fra denne boring til vurderingen af sandstensindholdet og reservoirkvaliteten af sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Ved lokaliteten er formationen dog beliggende ca. 340 meter dybere i undergrunden end i Horsens-1, hvilket kan resultere i lidt for optimistiske reservoirdata, hvis der udelukkende tages udgangspunkt i data fra Horsens-1. Formationen ligger kun ca. 70 meter dybere ved prognoselokaliteten i forhold til i Voldum-1. Denne brønd er dog beliggende over en markant saltstruktur, og formationen kan meget vel oprindeligt have været beliggende i væsentlig større dybde inden saltbevægelsen satte ind, hvilket kan have influeret på de nuværende reservoirdata. I Rønde-1 er Gassum Formationen beliggende knap 800 meter dybere end ved prognoselokaliteten. På baggrund af ovenstående vil der blive lagt mest vægt på reservoirdata fra Horsens-1 og sekundært fra Voldum-1 i estimeringen af reservoiregenskaberne for Gassum Formationen ved prognoselokaliteten (se afsnit 5.2).

Det fremgår af Figur 6, at intervaller med sandsten hovedsageligt er koncentreret i den nedre halvdel af Gassum Formation i de nærmeste brønde til prognoselokaliteten. Dele af sandstenene vurderes at have en stor regional udbredelse (Nielsen 2003), og må også antages at være til stede ved prognoselokaliteten i tykkelser, der ligner dem i Horsens-1 og Voldum-1. Den sedimentologiske kontinuitet kan derfor betragtes som værende stor om end de interne reservoirintervaller i Gassum Formationen over større afstande ændrer 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 faldende 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.

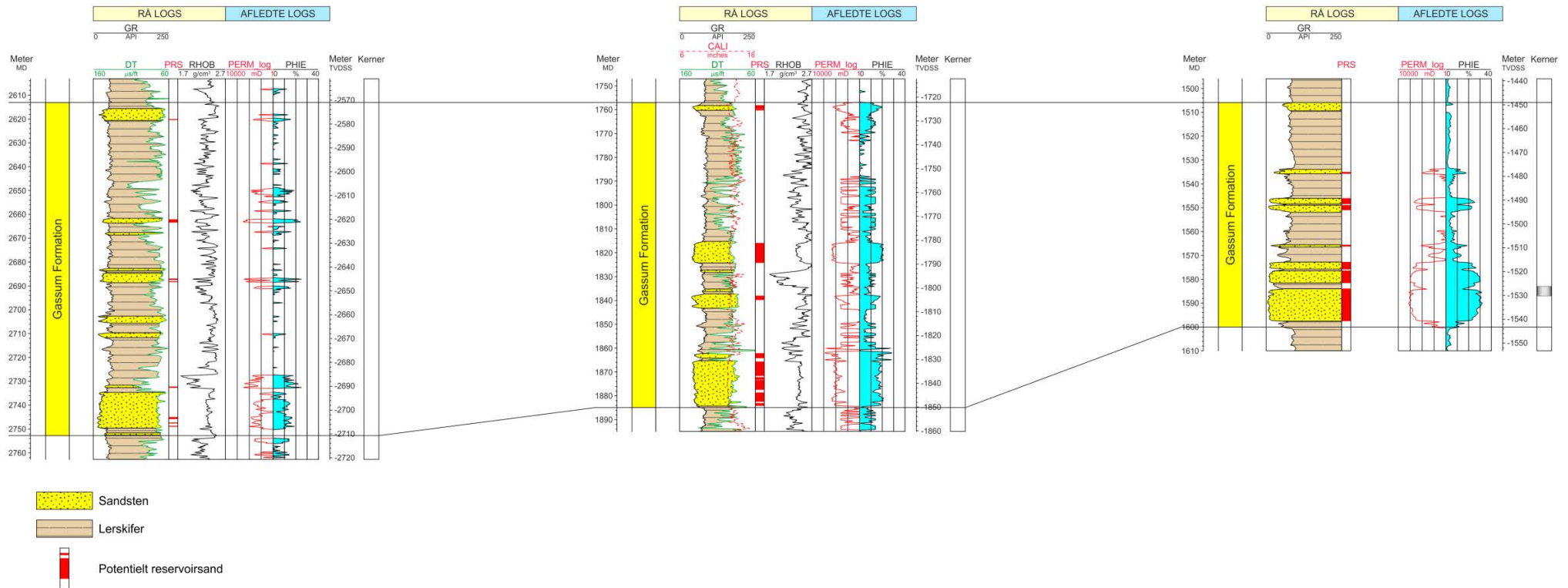
Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2.

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Horsens-1	94	28	28
Voldum-1	128	39	29
Rønde-1	140	14	2
Gassum-1	130	46	44
Løve-1	Ikke til stede	-	-
Hobro-1	145	143	63

Rønde-1

Voldum-1

Horsens-1



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Rønde-1, Voldum-1 og Horsens-1, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Rønde-1MD: 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 de nærmeste brønde til lokaliteten, dvs. Horsens-1 og Voldum-1. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i disse brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der er udtaget en kerne af formationen i Horsens-1 og adskillige sidevægskerner i Voldum-1.

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 og Voldum-1 borerne (DGU 1958, Gulf 1974). Kernen fra Horsens-1 boringen er knap 3 meter lang og repræsenterer et sandstensinterval, der indgår i reservoirvalueringen (det kernede interval fremgår i Figur 7). De optagne og tolkede logs i Horsens-1 og Voldum-1 brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

I estimeringen af reservoirværdierne for Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i data fra Horsens-1 og Voldum-1, hvor data fra Horsens-1 vægtes 2/3 og data fra Voldum-1 vægtes 1/3. De tolkede reservoirværdier for Horsens-1 og Voldum-1 er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. Usikkerheden på de angivne estimerer bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Horsens-1 og Voldum-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 Horsens-1 og Voldum-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
Voldum-1	1757–1885	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
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.

Tabel 5.6: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Voldum-1 brønden.*

Voldum-1			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1757	1 ³	1739–1775 ³
Tykkelse af formation [m]	128	1 ³	127–129 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	39	6 ³	37–41 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	29	6 ³	28–31 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,23	6 ³	0,22–0,24 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,75	6 ³	0,71–0,80 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	18	6 ³	17–19 ³
Gas-permeabilitet [mD]	120	5 ⁷	24–600 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	150	5 ⁷	30–750 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	4	5 ⁷	1–20 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)	Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse; ringe til velsorteret; subkantede korn		
Diagenese/cementering	Cementeret, svagt kalkholdig		

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

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

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

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

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.

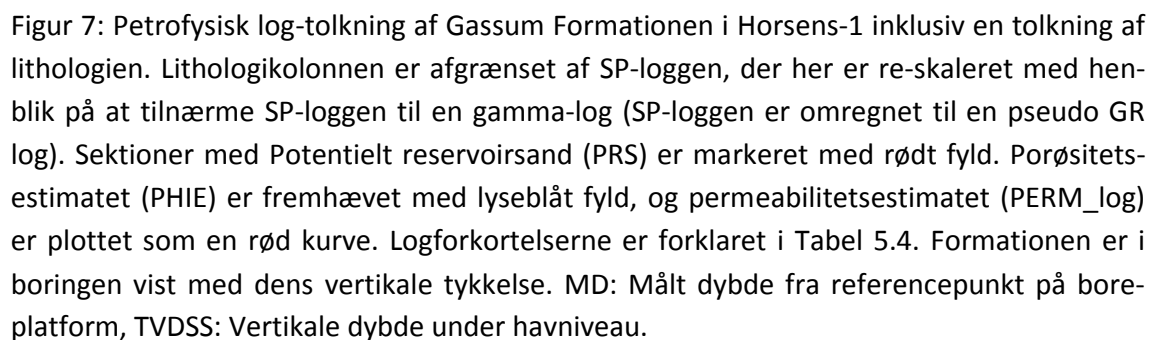
⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

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

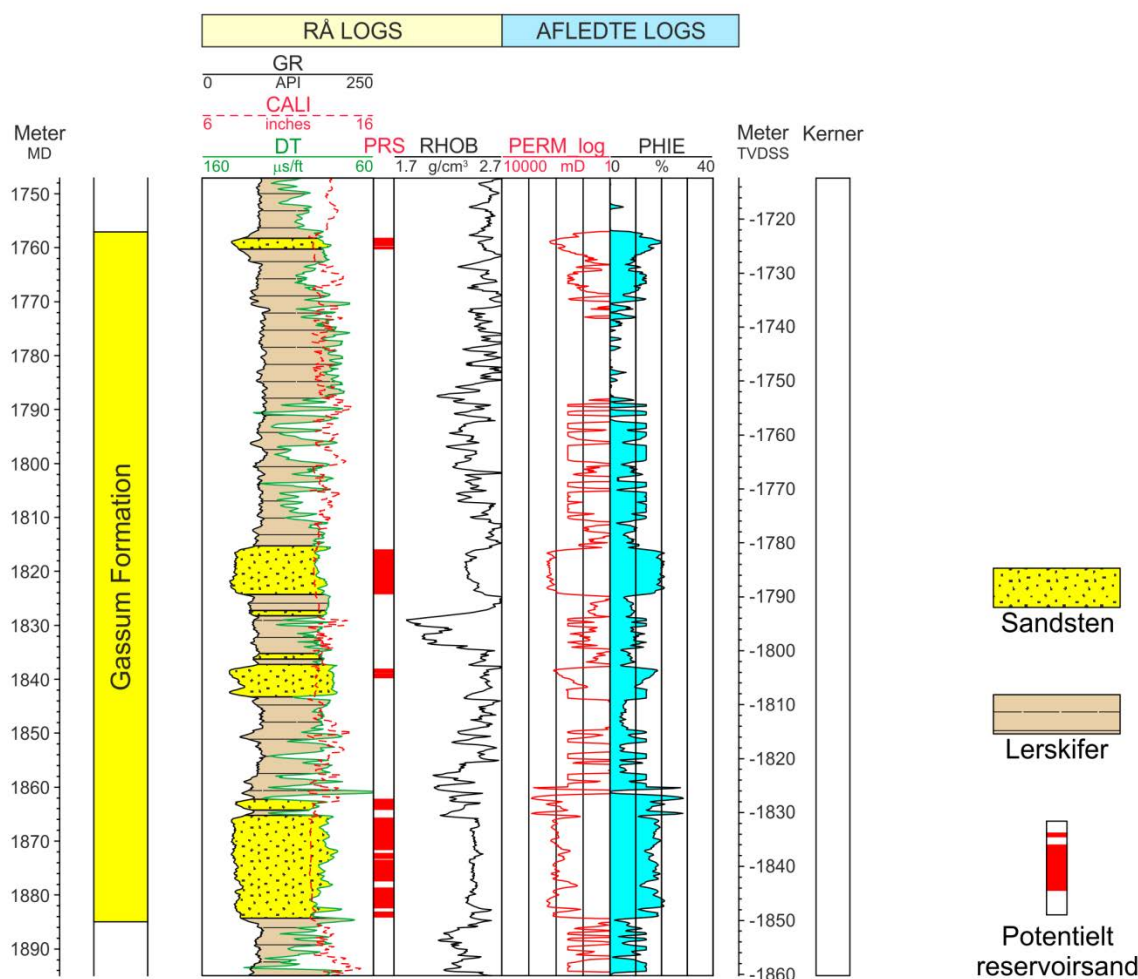
5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt udtagne kerner fra Horsens-1 og Voldum-1 borerne har GEUS tolket variationen af den bjergarts-mæssige 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 desuden fremgår det af beskrivelserne, at sandstene i formationen hovedsageligt er fin til mellemkornede i Voldum-1, hvorimod de ho-

Horsens-1



Voldum-1



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Voldum-1. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. 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. 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 og Voldum-1 er Gassum Formationen henholdsvis 94 og 128 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 28 meter i Horsens-1 og ca. 39 meter i Voldum-1 (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra SP-loggen (Horsens-1) og gamma-loggen (Voldum-1), idet det antages, at mængden af

ler er proportional med SP- eller gamma-loggens respons fratrukket 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 %. 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 og 29 meter i henholdsvis Horsens-1 og Voldum-1. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 26 % i Horsens-1 og ca. 18 % i Voldum-1 (Tabel 5.5 og 5.6). 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 i nogen grad den log-estimerede porøsitet på ca. 26 %. Porøsitetstolkningen i Voldum-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.

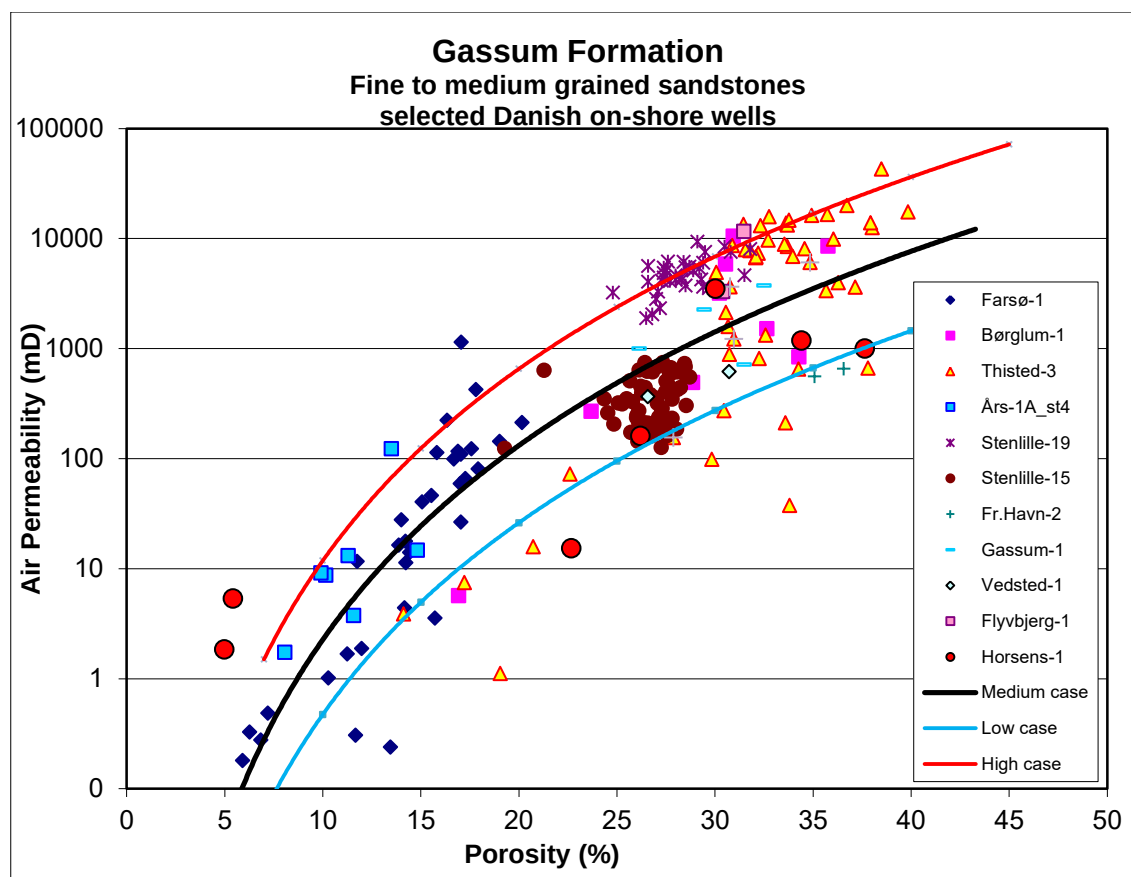
Tabel 5.7: Responsparametre for Spontaneous Potential (SP) log optaget i Horsens-1 boringen og Gamma (GR) log optaget i Voldum-1 boringen.

Responsparametre for SP og GR logs	SP_min/GR_min (baggrundsstråling)	SP_max/GR_max (respons for rent ler)
Horsens-1 (SP)	74	166
Voldum-1 (GR)	34	115

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 9). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Århus-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 førømtalte 'cut-off' værdier er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 630 mD for Horsens-1 og til ca. 120 mD for Voldum-1. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 788 og 150 mD for henholdsvis Horsens-1 og Voldum-1. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet. De to brønde (Horsens-1 og Voldum-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 9, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Gassum Formationen udenfor studieområdet udnyttet. Porøsitets-permeabilitetsdata 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 9).



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases").

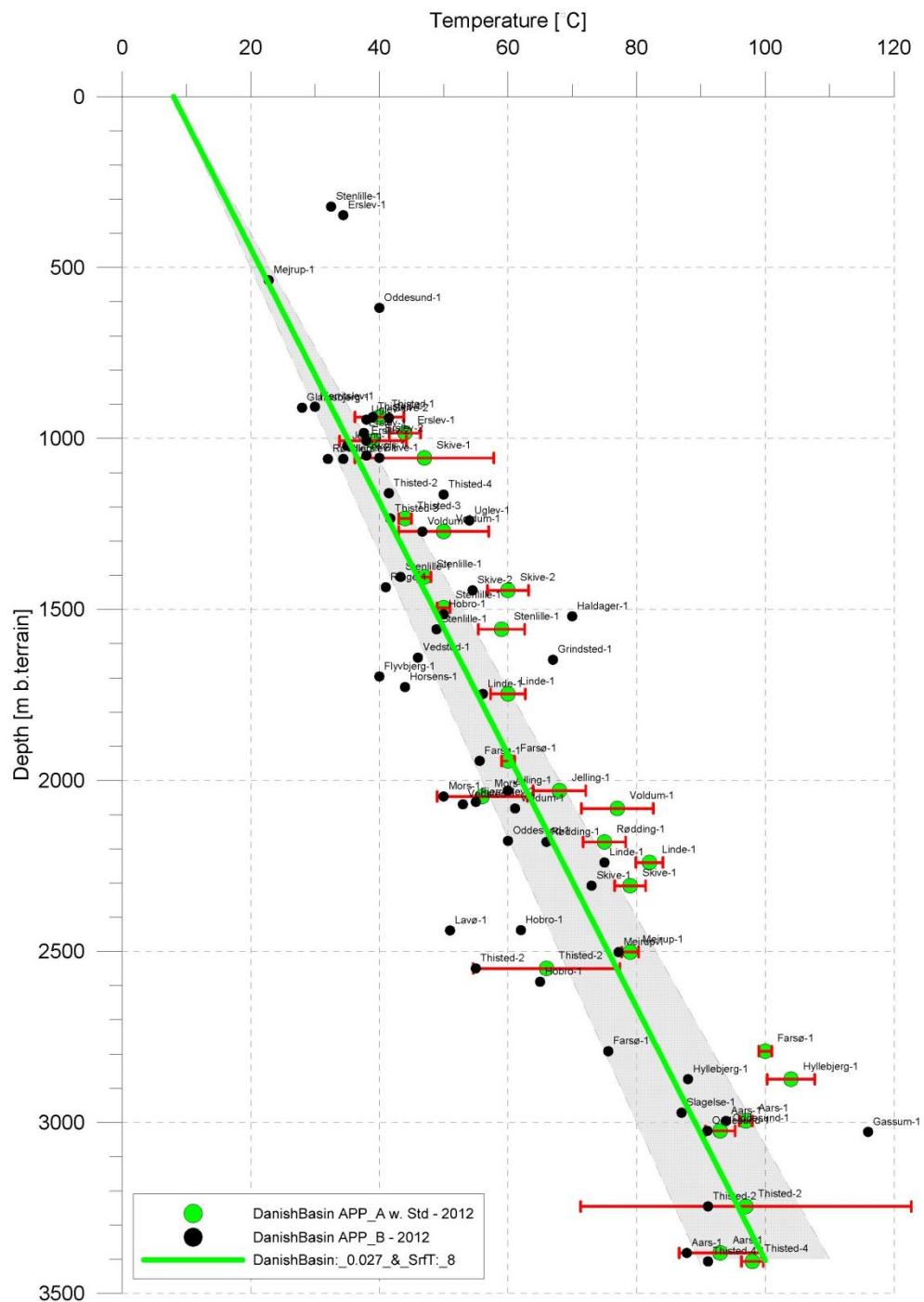
5.2.4 Transmissivitet

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 i Horsens-1 vurderet til ca. 22 Darcy-meter, i Voldum-1 til ca. 4 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til ca. 16 Darcy-meter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet ved prognoselokaliteten mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved at dividere/gange med en faktor på 6; sva-

rende 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

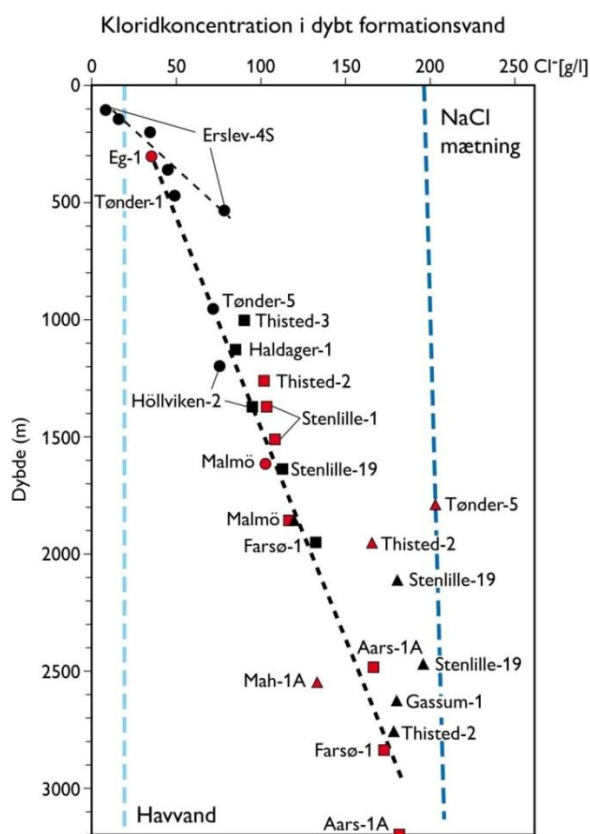
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til $60^{\circ}\text{C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8^{\circ}\text{C}$ (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1925 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1815 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (47 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 63 meter).



Figur 10: 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 Voldum-1 er højere end den øvre del af usikkerhedsbåndet. Omvendt er dybe temperaturmålinger i Rønde-1 (ikke vist) lavere end den nedre del af 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 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på ca. 124 g/l i en dybde af 1925 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 204 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.

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 reservoirinformationer 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.