

Det geotermiske screeningsprojekt

Hjørring-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

Det geotermiske screeningsprojekt

Hjørring-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 Hjørring-lokaliteten	8
3.1	Anbefalinger	10
4.	Datagrundlag	11
5.	Gennemgang af data	14
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	14
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	14
5.1.2	Boringsdata	16
5.2	Reservoirkvalitet	19
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	22
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	25
5.2.3	Permeabilitet.....	26
5.2.4	Transmissivitet	27
5.3	Temperatur	28
5.4	Salinitet.....	29
6.	Referencer	30

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende i den østlige udkant af Hjørring på adressen Mandøvej 10, 9800 Hjørring (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en detaljeret gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Kristensen & Nielsen 2014). 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).

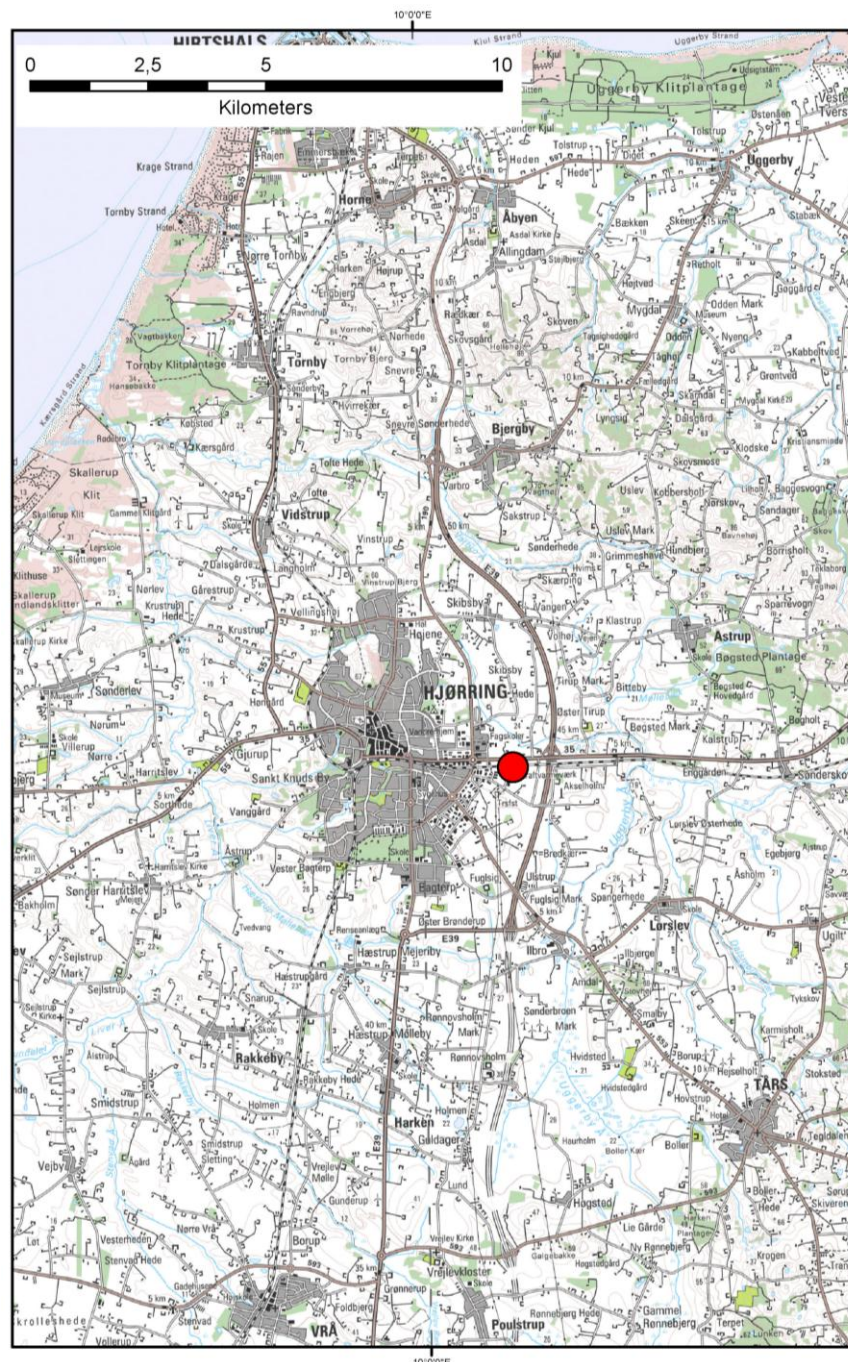
Hjørring fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirs i det rette dybdeinterval for geotermisk indvinding. De geologiske data skal efterfølgende indgå som et input til at estimere varmeeffekt, geotermisk indvindingspotentiale, økonomi m.v. ved en eventuel realisering af et geotermianlæg og til efterfølgende at vurdere samfundsøkonomi samt selskabsøkonomi på det samlede varmemarked ved inkludering af geotermisk varmeproduktion.

De geologiske data fra screeningen af de 28 fjernvarmeområder indgår i en Geotermi WebGIS portal, hvori relevante geologiske data sammenholdes med henblik på at lave en screening af det geotermiske potentiale på landsplan. WebGIS portalen er under udarbejdelse af GEUS for midler, der ligeledes er afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012.

Undergrundens geologiske opbygning kan variere betydeligt over selv korte afstande og som følge heraf, kan det geotermiske potentiale variere tilsvarende. En kortlægning af denne variation over større områder er meget omfattende, kræver ofte indsamling af supplerende geologiske data og ligger som følge heraf udenfor rammerne af indeværende screening. Den valgte lokalitet udgør derfor muligvis heller ikke det mest optimale sted for udnyttelse af geotermi i Hjørringområdet, 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 Hjørring-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 80 meter sandsten, der er beliggende mere end 1475 meter under terræn. Sandstenene indgår i Gassum Formationen, og den geologiske gennemgang og vurdering af undergrunden fokuserer derfor på denne formation. Geologiske nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved Hjørring-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Disse data hidrører fra GEUS' tidligere afrapportering af de geologiske forhold ved lokaliteten (Kristensen & Nielsen 2014), og vurderes til at udgøre det bedste input til de efterfølgende økonomiske beregninger. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvide-

re, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og med henvisning til Kristensen & Nielsen 2014 opsummeres det, hvordan de geologiske nøgledata er fremkommet samt delvist hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark ud fra en geologisk synsvinkel henvises der til WebGIS portalen. Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der indgår i vurderingen af et geotermisk potentiale og hvilke usikkerheder, der overordnet knytter sig til beregningen af disse.



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

2. Geologisk baggrund

Hjørring-området er beliggende på Skagerrak–Kattegat Platformen, som sammen med Sorgenfrei–Tornquist Zonen udgør den Fennoskandiske Randzone og overgangen fra det Danske Bassin til det højtliggende grundfjeld i det Baltiske Skjold (Figur 2). Det Danske Bassin 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.

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

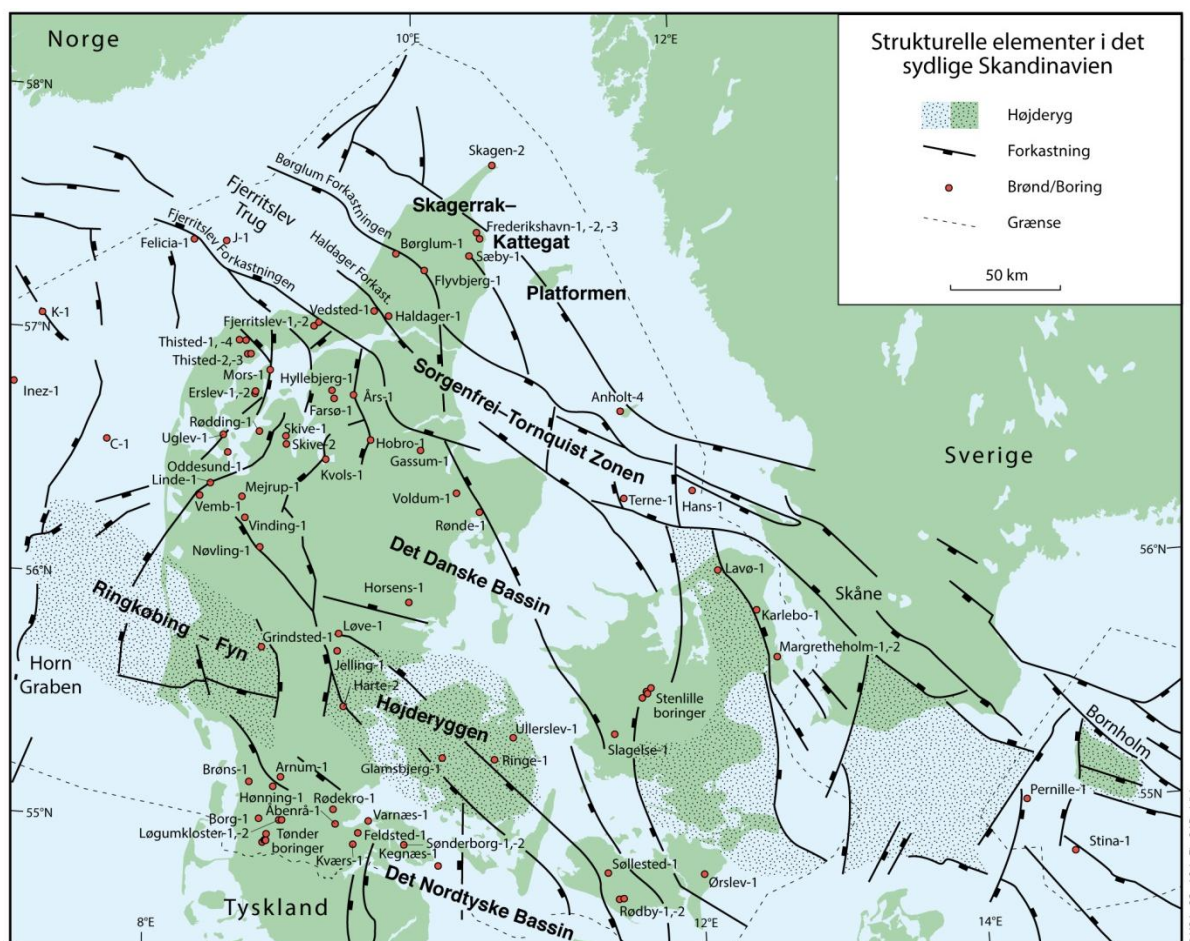
Hjørring er beliggende på Skagerrak–Kattegat Platformen i et område hvor Øvre Perm – Kvartær lagserien er omkring 2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirs at kunne være til stede i den Nedre – Øvre Triassiske Skagerrak Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation, den Mellem Jurassiske Haldager Sand Formation samt den Øvre Jurassiske – Nedre Kretassiske Frederikshavn Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirs, og at de i større områder vurderes til 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.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding ved prognoselokaliteten, da denne er beliggende i større dybde end Haldager Sand, Flyvbjerg og Frederikshavn formationerne 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 de overliggende formationer. Skagerrak Formationen ligger dybest af de fem formationer, men dens reservoiregenskaber vurderes til at være knap så gode som for Gassum Formationen og desuden mere usikre (Kristensen & Nielsen 2014). Generelt er kendskabet til Gassum Formationen endvidere væsentlig større end kendskabet til de 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 i den østlige udkant af Hjørring.

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 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 Hjørring-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Hjørring-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. 1450–1580 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 ligeledes positive med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til 74 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

I 2012 blev der indsamlet højopløselige seismiske data og tolkningen af disse viser ingen markante forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen i området omkring prognoselokaliteten.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 390 meter tyk med toppen liggende ca. 1060 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 335 meter tykke og beliggende ca. 105–440 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.

Hjørring-lokaliteten			
UTMz32 X: 561.906 m; Y: 6.368.411 m			
Terrænkote: ca. 25 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.]	1450	5 ³	1378–1523 ³
Tykkelse af formation [m]	130	5 ³	124–137 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	89	20 ³	71–107 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	78	20 ³	62–94 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,60	20 ³	0,48–0,72 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,88	20 ³	0,70–1,00 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	26	15 ³	22–30 ³
Gas-permeabilitet [mD]	760	5 ⁷	152–3800 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	950	5 ⁷	190–4750 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	74	5 ⁷	15–370 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	50	10 ³	45–55 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til grov kornstørrelse; ringe til velsorterede; kantede til velafrundede korn		
Diagenese/cementering	Antagelig svagt cementerede til cementerede		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor		
Strukturel kontinuitet	Stor		

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

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør det overvejes undervejs at indsamle information om reservoirgenskaberne for de ikke så dybtliggende Frederikshavn, Flyvbjerg og Haldager Sand formationer samt eventuelt at bore videre til den dybereliggende Skagerrak Formation. Sandstensintervaller i disse formationer kan potentielt udgøre alternative geotermiske reservoirer til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brøndata mod forventning viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

4. Datagrundlag

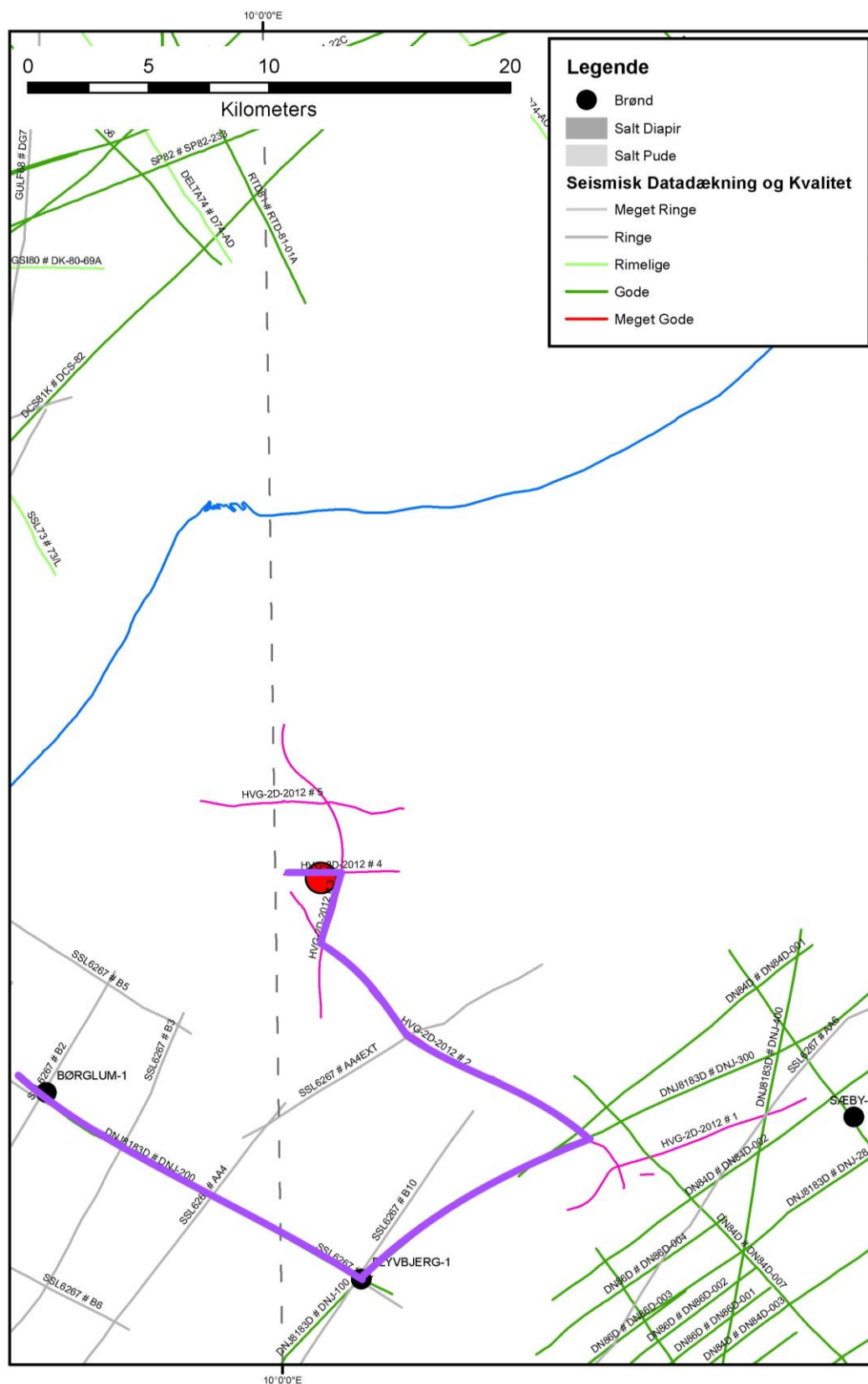
I Figur 3 er den tilgængelige database i Hjørring-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

De nærmeste dybe brønde er Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1, der er placeret henholdsvis ca. 15, 17 og 24 km fra prognoselokaliteten (Figur 2 og 3). I Flyvbjerg-1 er der ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. Ligeledes forefindes der ingen standard porøsitetsslog for Børglum-1, og i stedet er porøsiteten estimeret ud fra en modstandsslog, der er kalibreret til kerneporøsitetsmålinger. Endvidere er Gassum Formationen kun delvis gennemboret i Børglum-1. I Sæby-1 er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetsfordelingen ret præcist. Overordnet set vurderes brønddækningen og kvaliteten af brønddata som værende rimelig i vurderingen af prognoselokaliteten. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen for de nævnte brønde, hvori Gassum Formationen forekommer. Det fremgår af tabellen, at Gassum Formationen forekommer i 2 dybdeintervaller i Flyvbjerg-1 (det mellemliggende interval udgøres af finkornede sedimenter tilhørende Fjerritslev Formationen). 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. Der blev i 2012 indsamlet højopløselige seismiske data omkring prognoselokaliteten og videre over til Sæby-1 brønden med henblik på bedre at kunne vurdere de geologiske forhold i relation til geotermisk udnyttelse af undergrunden. Den seismiske data-dækning og datakvalitet er derfor god omkring prognoselokaliteten.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenets placering fremgår endvidere på oversigtskortene i Figur 2 og 3. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau (data fra Nielsen & Japsen 1991).

		Børglum-1 (15 km)	Flyvbjerg-1 (17 km)	Sæby-1 (24 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	96–450	101–476	157–376
	Tykkelse (m)	354	375	219
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1053–1349	997–1261	737–757
	Tykkelse (m)	296	264	20
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1349–1496	1261–1283 1301–1457	1013–1047
	Tykkelse (m)	>156	178	34



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den sammensatte seismiske linje fra Børglum-1 over Flyvbjerg-1 til prognoselokaliteten, der er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget for estimeringen af de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 og delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en mere detaljeret gennemgang af de bagvedliggende beregninger og antagelser henvises der til Kristensen & Nielsen 2014.

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

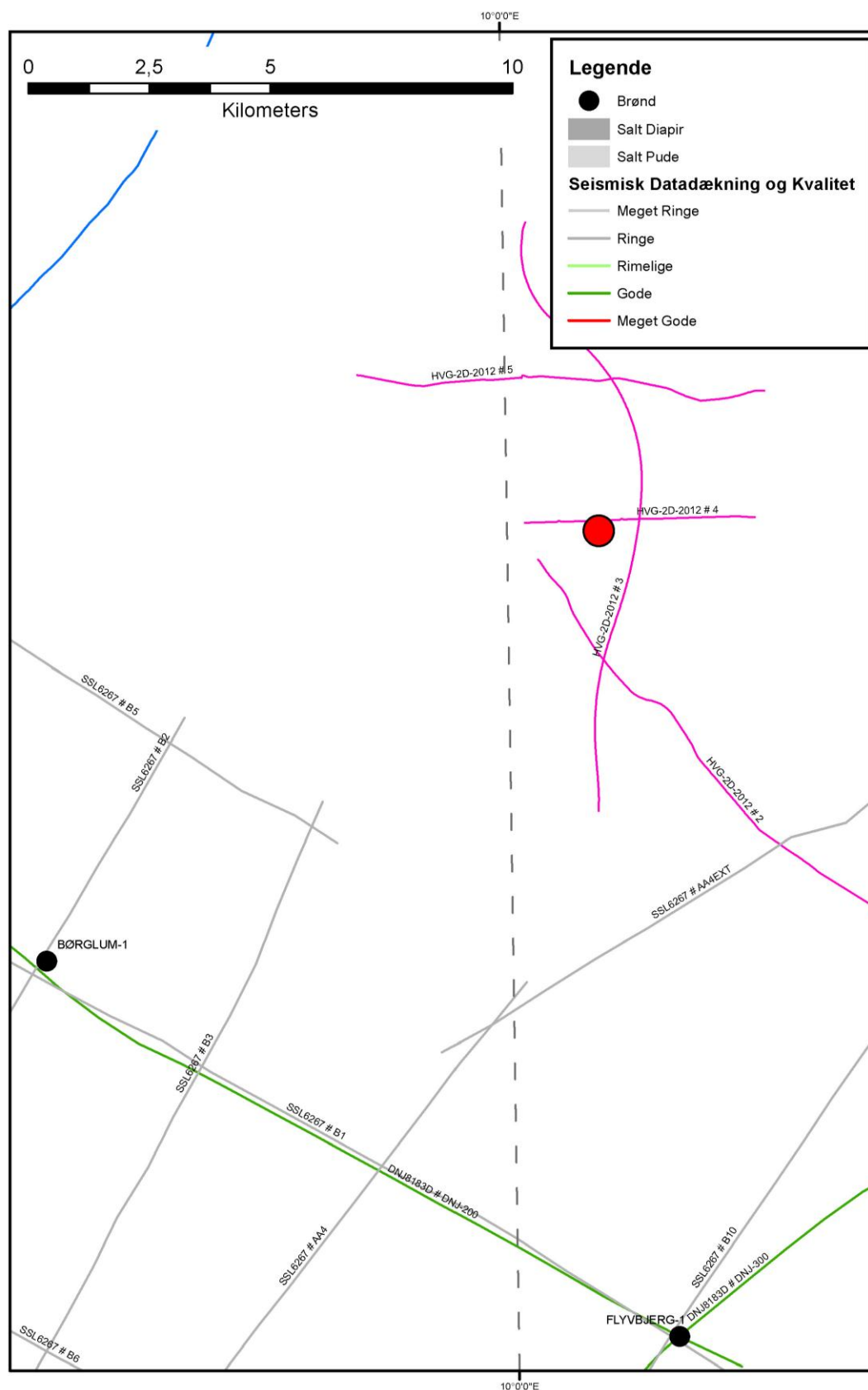
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 1450 m.u.h. ved prognoselokaliteten (Kristensen & Nielsen 2014) med en vurderet usikkerhed på ± 5 %. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 130 meter med en usikkerhed på ± 5 %.

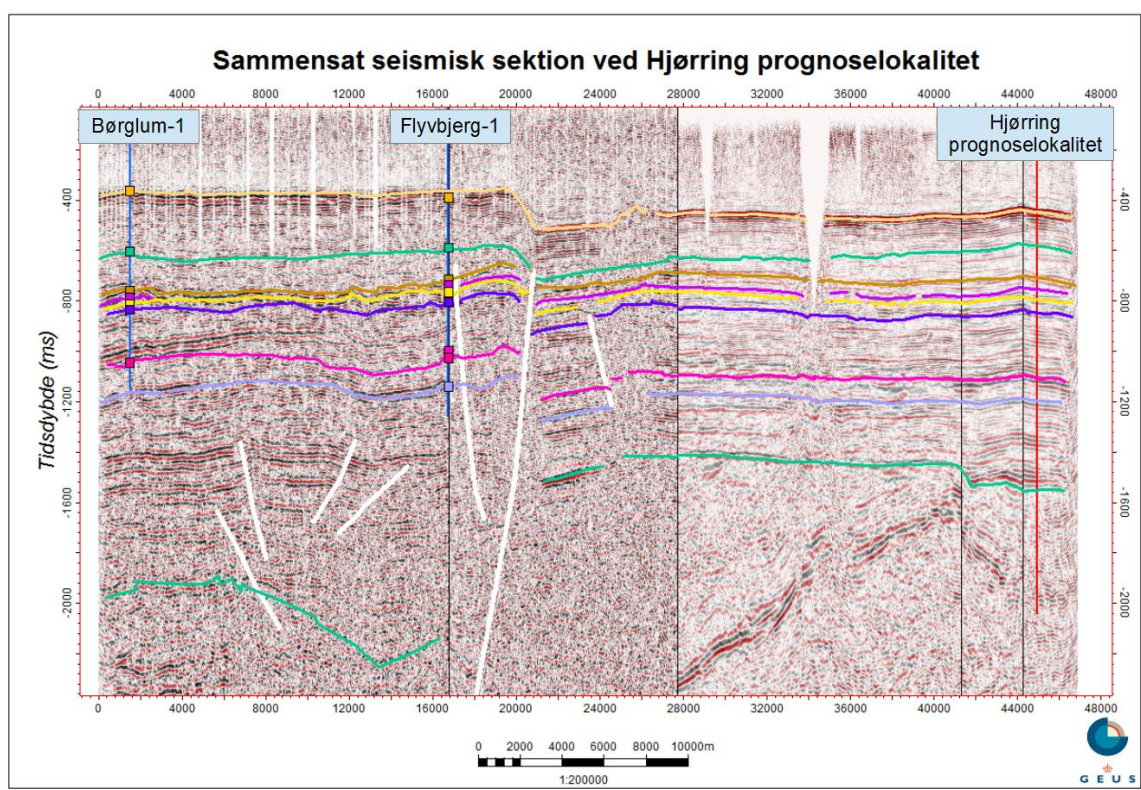
De seismiske linjer DNJ-200, DNJ-100, 2, 3 og 4 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil, der passerer gennem Børglum-1 og Flyvbjerg-1 samt nord om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. På det seismiske profil fremstår Gassum Formationen forholdsvis uforstyrret og de øvrige seismiske data viser ligeledes, at formationen ikke brydes af markante forkastninger i interesseområdet.

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

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	105–440	335
Frederikshavn Fm	720–890	170
Flyvbjerg Fm	950–1000	50
Haldager Sand Fm	1000–1060	60
Fjerritslev Fm	1060–1450	390
Gassum Fm	1450–1580	130
Skagerrak Fm	1580–2140	560



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



Figur 5: Sammensat seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter (baseret på linjerne DNJ-200, DNJ-100, 2, 3 og 4 i Figur 3 og 4). Prognoselokalitet er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Endvidere er Børglum-1 og Flyvbjerg-1, som den seismiske linje passerer forbi i en afstand på under 50 meter, projiceret vinkelret ind på profilet. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret, og der ses ingen markante forkastninger omkring prognoselokaliteten. 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), Top Børglum Fm (brun), Top Flyvbjerg Fm (lyserød), Top Haldager Sand Fm (gul), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Skagerrak Fm (lyslilla) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn). På figuren fremgår endvidere de nominelle tidsdybder af de tilsvarende lithologiske grænser i Børglum-1 og Flyvbjerg-1 borerne (vist som kvadratiske kasser).

5.1.2 Boringsdata

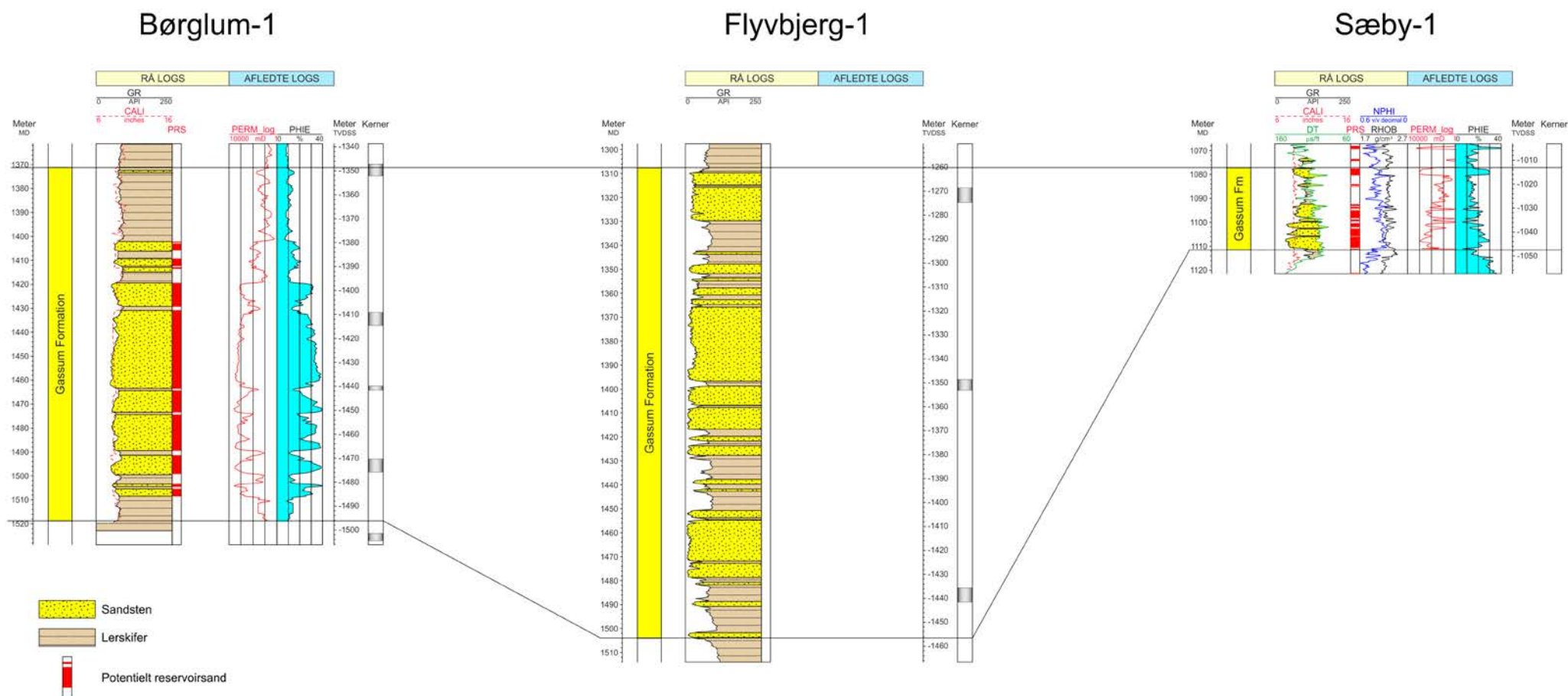
Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Gassum Formationen i de nærmeste "omkransende" brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoir egenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde i brøndene. I 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 (Nielsen 2003). De "omkransende" brønde til prognoselokaliteten viser dog en betydelig variation i tykkelsen af Gassum Formationen fra 11 meter i Skagen-2 til 178 meter i Flyvbjerg-1 (Tabel 5.2). Tykkelsen er markant større i Børglum-1 og Flyv-

bjerg-1, der er beliggende i Fjerritslev Truget, i forhold til i de øvrige brønde, der er beliggende på Skagerrak–Kattegat Platformen. Nærmeste brønd til prognoselokaliteten på Skagerrak–Kattegat Platformen er Sæby-1, hvor Gassum Formationen kun er 34 meter tyk. Denne tykkelse anses ikke for værende repræsentativ for prognoselokaliteten, hvor de højopløselige seismiske data indikerer, at formationen har en tykkelse på omkring 130 meter (Kristensen & Nielsen 2014).

Gassum Formationen viser også en betydelig variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 i Figur 6. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud fra nordøst mod sydvest, mens andre igen bliver tykkere i denne retning (Figur 19 og 20 i 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 førte floderne deres materiale hen over store dele af Skagerrak–Kattegat Platformen og videre ud i det dybereliggende Fjerritslev Trug. Overordnet set må det forventes, at sandstensintervaller i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten kan korreleres til Børglum-1 og Flyvbjerg-1 og delvis mod nordøst og øst på Skagerrak–Kattegat Platformen (mod Skagen-1, Frederikshavn-1 og -2 samt Sæby-1). Den sedimentologiske kontinuitet kan derfor betragtes som værende stor om end de interne sandstensintervaller kan afspejle forskellige aflejningsmiljøer (Nielsen 2003).

Tabel 5.2: *Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoir egenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortene i Figur 2. For Børglum-1 angives minimumsværdier da hele Gassum Formationen ikke blev gennemboret. Grå felter angiver, at andelen af Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.*

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Børglum-1	>156	>86	>82
Flyvbjerg-1	178	122	
Sæby-1	34	23	17
Frederikshavn-1	78	40	
Frederikshavn-2	78	25	
Skagen-2	11	11	



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, hvori formationen er påvist (placering af brønde ses i Figur 3). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Flyvbjerg-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af Gassum Formationens reservoirregnskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i data fra Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 (Kristensen & Nielsen 2014). Dybdeintervallet for Gassum Formationen i disse brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der fra alle borer er udtaget kerner af formationen (i Sæby-1 dog kun i form af en enkelt sidevægskerne).

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner fra Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 borerne (DAPCO & DGU 1951, DAPCO 1958, Dansk Olie og Gas Produktion A/S 1985). Kerneintervallerne i Børglum-1 og Flyvbjerg-1 varierer i længde fra 4,6 til 8 meter (de kernede intervaller fremgår i Figur 6 og 7), og sandsten fra kernerne indgår i reservoirvalueringen. De optagne og tolkede logs i Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

I estimeringen af reservoirværdierne for Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er data fra Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 vægtet forskelligt afhængig af deres relevans for lokaliteten (Kristensen & Nielsen 2014). Det er dog kun i Børglum-1 og Sæby-1, at der blev indsamlet logdata, som muliggør en mere detaljeret vurdering af formationens reservoirkvalitet. De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i disse brønde er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. Da der ikke forefindes nogen standard porøsitetsslog fra Børglum-1, er porøsiteten af sandstenene i denne brønd i stedet vurderet ud fra en modstandslog, der er kalibreret til kerneporøsitetssmålinger. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Børglum-1 og Sæby-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 Formationen i Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Børglum-1	1371–1518	I 4 intervaller	Ingen
Flyvbjerg-1	1308–1504	I 3 intervaller	Ingen
Sæby-1	1077–1111	Ingen	I ét niveau

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 Børglum-1 brønden (for den gennemborede del af formationen).*

Børglum-1			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1349	1 ³	1336–1362 ³
Tykkelse af formation [m]	156	1 ³	154–158 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	86	5 ³	82–90 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	82	5 ³	78–86 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,53	5 ³	0,53–0,59 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,95	5 ³	0,9–1,0 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	29	7 ³	27–31 ³
Gas-permeabilitet [mD]	1230	5 ⁷	246–6150 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1538	5 ⁷	308–7690 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	127	5 ⁷	25–635 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Hovedsageligt meget fin til medium kornstørrelse, stedvis grov og meget grov; ingen information om sortering og afrundingsgrad	
Diagenese/cementering		Ingen oplysninger om cementeringsgrad bortset fra en angivelse af at sandstenene ikke er kalkcementeret med undtagelse af i enkelte dybdeintervaller	

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 logporøsitet (> 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 Sæby-1 brønden.*

Sæby-1			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1013	1 ³	1003–1023 ³
Tykkelse af formation [m]	34	1 ³	34–34 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	23	5 ³	22–24 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	17	5 ³	16–18 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,50	5 ³	0,48–0,53 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,74	5 ³	0,70–0,78 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	22	5 ³	21–23 ³
Gas-permeabilitet [mD]	320	4 ⁷	80–1280 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	400	4 ⁷	100–1600 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	7	4 ⁷	2–28 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Fin til grov kornstørrelse; ringe sorteret til sorteret; subkantede til afrundede korn	
Diagenese/cementering		Ingen oplysninger om cementeringsgrad bortset fra en angivelse af at sandstenene kan være calcit-cementerede i den øvre del af formationen	

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

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

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

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

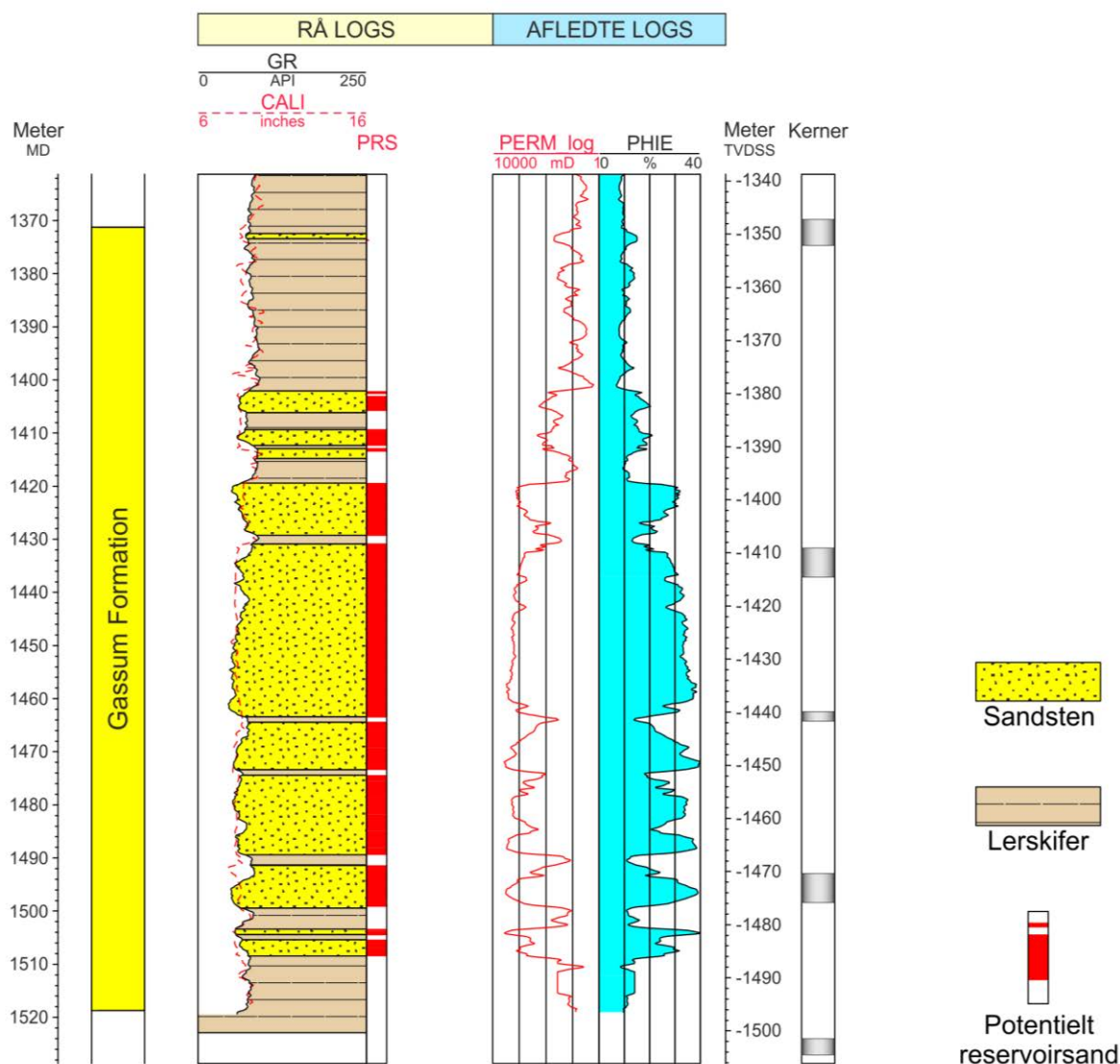
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt udtagne kerner fra Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 borerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–8). Borespåne- og kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af beskrivelserne, at

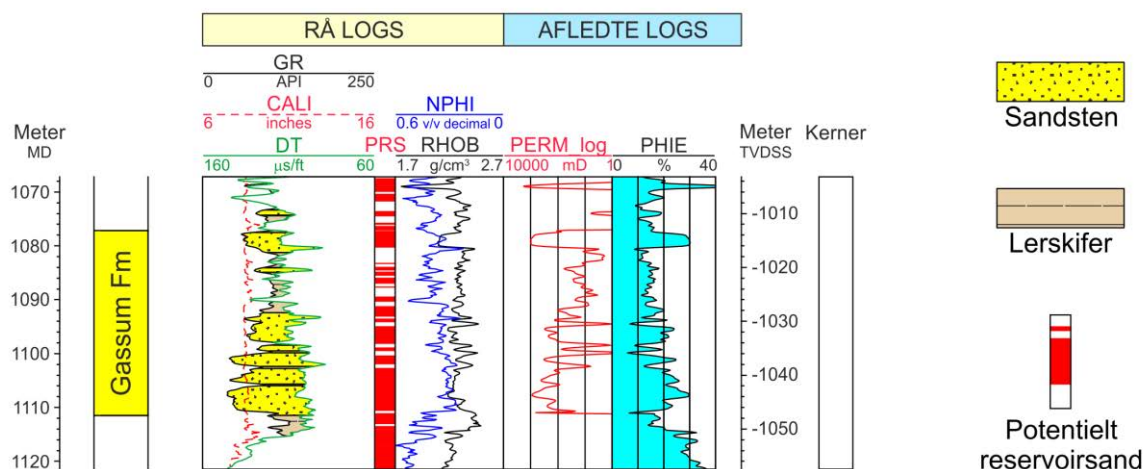
sandstenene i formationen kan variere i kornstørrelse fra fin til grov (DAPCO & DGU 1951, DAPCO 1958, Dansk Olie og Gas Produktion A/S 1985). Oplysninger om sandstenenes sortering, afrundingsgrad og cementering er meget begrænsede. I Sæby-1 angives sandstenene dog som værende ringe sorterede til sorterede og sandskornene som værende subkantede til afrundede. Ud fra den generelle viden om Gassum Formationen må det antages, at sandstenene også kan være velsorterede og sandskornene velafrundede. Endvidere angives det for den øvre del af formationen i Sæby-1, at sandstenene kan være calcitcementerede. I enkelte dybdeintervaller er sandstenene angivet til at være lercementerede (Flyvbjerg-1). I den nærmeste boring, Børglum-1, angives det for de fleste beskrevne dybdeintervaller, at sandstenene er kalkfrie bortset fra enkelte intervaller, som angives til at være svagt kalkholdige eller kalkholdige. På baggrund af de ovennævnte oplysninger fra de nærmeste boringer vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er svagt cementerede til cementerede.

Børglum-1



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

Sæby-1



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Sæby-1. Lithologikolonnen 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 Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 er Gassum Formationen henholdsvis >156, 178 og 34 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 86 meter i den gennemborede del af formationen i Børglum-1, ca. 122 meter i Flyvbjerg-1 og ca. 23 meter i Sæby-1 (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrasket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. 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. 82 meter i den gennemborede del af Gassum Formationen i Børglum-1 og til ca. 17 meter i Sæby-1, hvorimod denne og andre reservoirparametre ikke kan be-

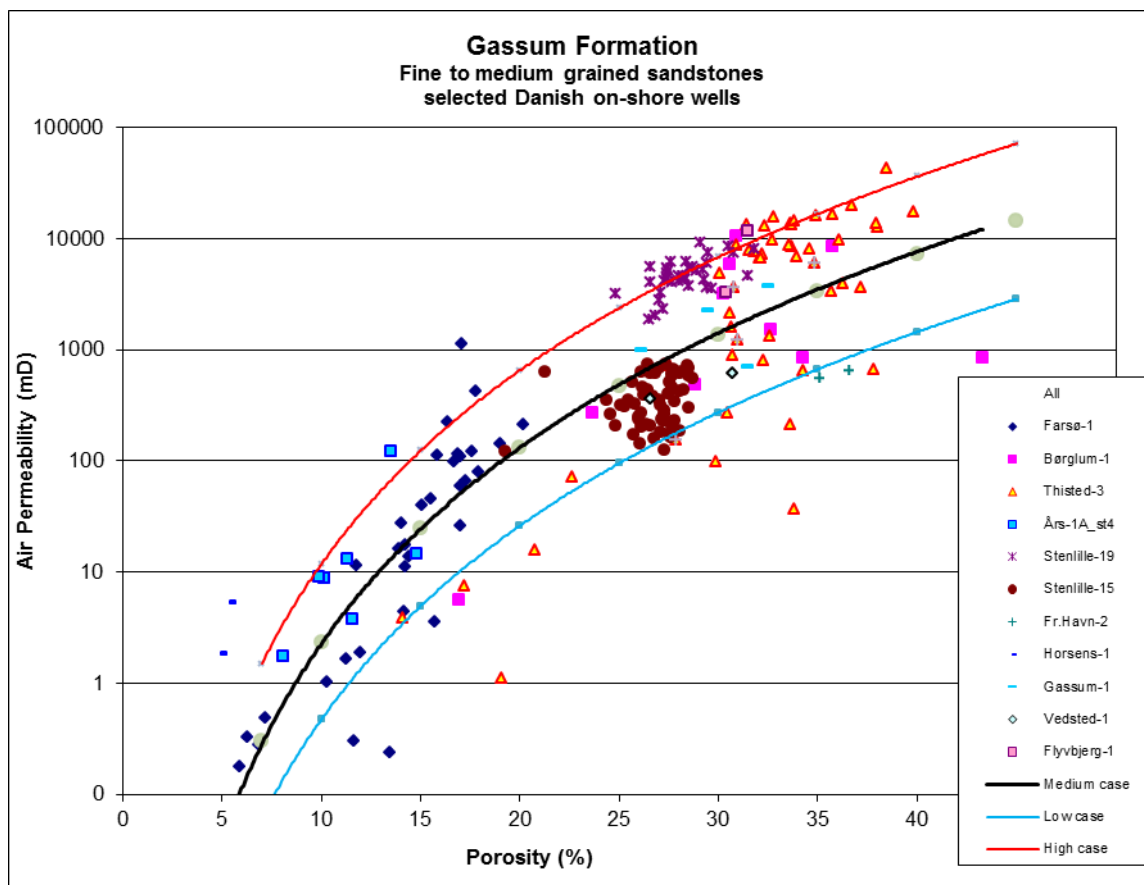
regnes for Flyvbjerg-1 på grund af manglende logdata. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 29 % i Børglum-1 og ca. 22 % i Sæby-1 (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsitetstolkningen er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er anvendt en sandstens densitet på $2,65 \text{ g/cm}^3$ svarende til densiteten for ren kvarts. For Børglum-1 er porøsiteten dog vurderet ud fra en modstandslog, der er kalibreret til kerneporøsitetsmålinger.

Tabel 5.7: Responsparametre for gamma (GR) log for Børglum-1, Flyvbjerg-1 og Sæby-1 borerne.

Responsparametre for gamma (GR) log	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Børglum-1	32	120
Flyvbjerg-1	37	150
Sæby-1	30	150

5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten er bestemt på kernemateriale fra Gassum Formationen i Børglum-1 og Flyvbjerg-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 Hjørring-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. 1230 mD for Børglum-1 og til ca. 400 mD for Sæby-1. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 1538 og 400 mD for henholdsvis Børglum-1 og Sæby-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 (Børglum-1 og Sæby-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. Sæby-1 er ikke kernet i Gassum Formationen, hvorimod der foreligger en række porøsitets- og permeabilitets målinger fra Gassum Formationen i Børglum-1 boringen. Kernemålingerne fra Børglum-1 viser stor spredning, og en repræsentativ gennemsnits-permeabilitet er derfor vanskelig at bestemme. Det er følgelig hensigtsmæssigt at indlægge et usikkerhedsbånd på permeabiliteten baseret på flere modeller, f.eks. "Medium", "High" & "Low case" som vist i Figur 9.



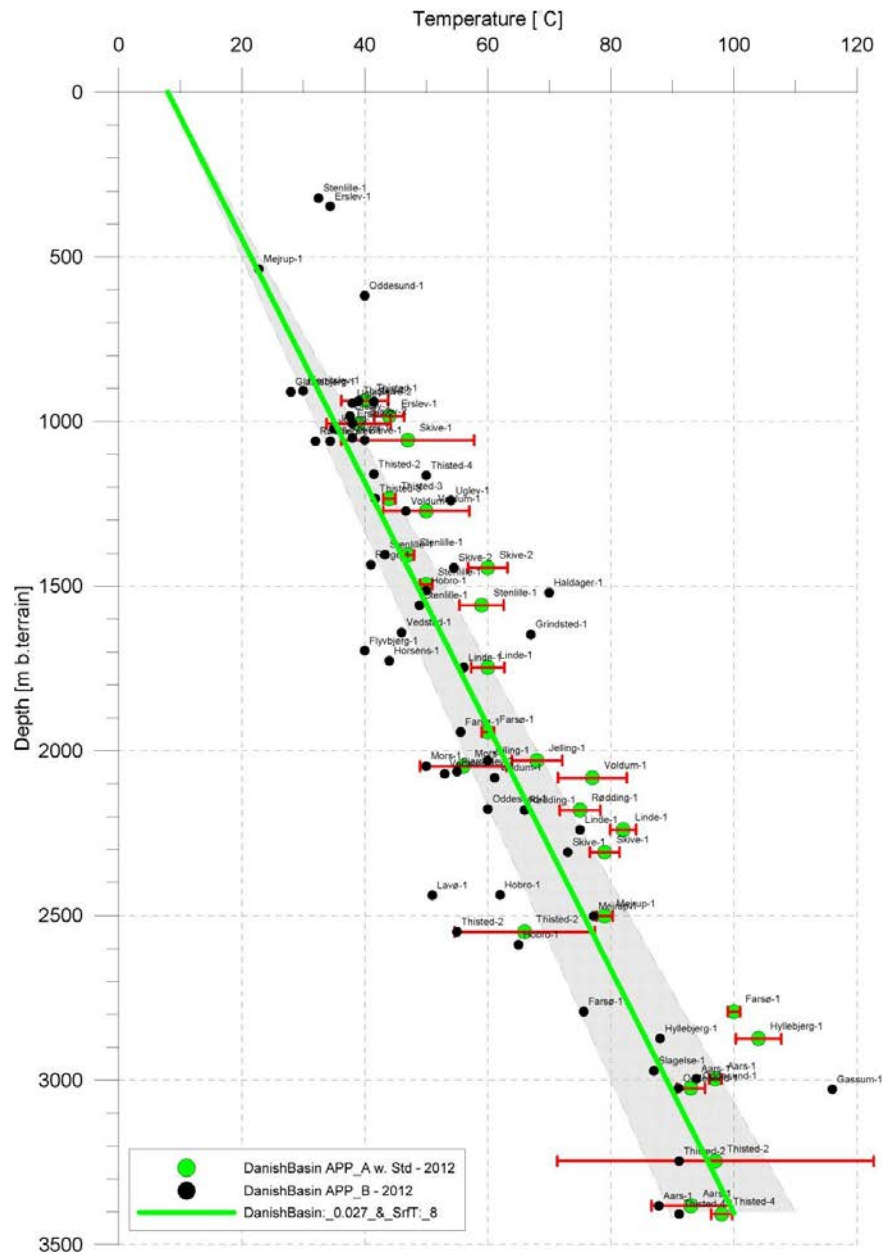
Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (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 erfarings-baseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Børglum-1 vurderet til ca. 127 Darcy-meter og i Sæby-1 til ca. 7 Darcy-meter. Den store forskel skyldes i væsentlig grad forskellig geologisk udvikling af Gassum Formationen ved de to lokaliteter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS transmissiviteten til 74 Darcy-meter ved prognoselokaliteten med en usikkerhed, der mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 5; svarende til at dividere, henholdsvis gange, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til estimeringen af permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

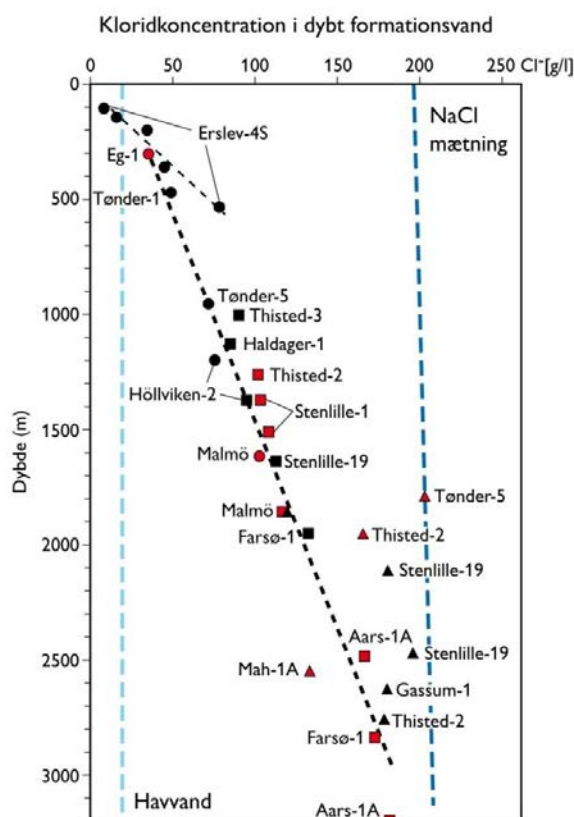
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $50\text{ °C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ °C}$ (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1540 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1450 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (25 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (65 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).

5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 103 g/l i en dybde af 1540 meter under terræn svarende til ca. midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger på omkring 202 g/l Cl^- ved den pågældende formationstemperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun, hvis formationsvandet er helt tæt på mætning med NaCl.



Figur 11: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Klorid-analyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stiplede linje er der vist en tilnærmet lineær relation mellem dybde og kloridkoncentrationen baseret på analyser af vandprøver fra formationer, der ikke overlejres af saltlag. En enkelt undtagelse er dog vandanalysen fra Tønder-5 (rød trekant), der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stiplede linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stiplede linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

6. Referencer

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

DAPCO 1958: Flyvbjerg-1, Completion Report.

DAPCO & DGU 1951: Børglum-1, Completion Report (compiled May 1993).

Dansk Olie og Gas Produktion A/S 1985: Sæby-1, Exploratory Well Summary (Completion Report). Licence 9/84.

Kristensen, L. & Nielsen, L. 2014: Vurdering af det geotermiske potentiale i Hjørring området. GEUS-notat nr. 08-EN-14-07 af den 20. juni 2014.

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.