

Det geotermiske screeningsprojekt

Frederikshavn-lokaliteten

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



Det geotermiske screeningsprojekt

Frederikshavn-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 Frederikshavn-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	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 i den nordvestlige del af Frederikshavn på adressen Vendsysselvej 201, 9900 Frederikshavn (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).

Frederikshavn fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Enerkipolitiske 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 sandstensreservoirer 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 samfunds- 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 Enerkipolitiske 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 Frederikshavn-området, hvis der udelukkende tages udgangspunkt i de geologiske forhold. Geotermi WebGIS portalen vil udgøre et godt udgangspunkt til at vurdere geologien og variationen af det geotermiske potentiale over større områder.

Gennemgangen af Frederikshavn-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 25 meter sandsten, der er beliggende mere end 970 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 Frederikshavn-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 porta-

len. 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 nord-vestlige del af Frederikshavn.

2. Geologisk baggrund

Frederikshavn-området er beliggende på Skagerrak–Kattegat Platformen, som sammen med Sorgenfrei–Tornquist Zonen udgør den Fennoskandiske Randzone og overgangen 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.

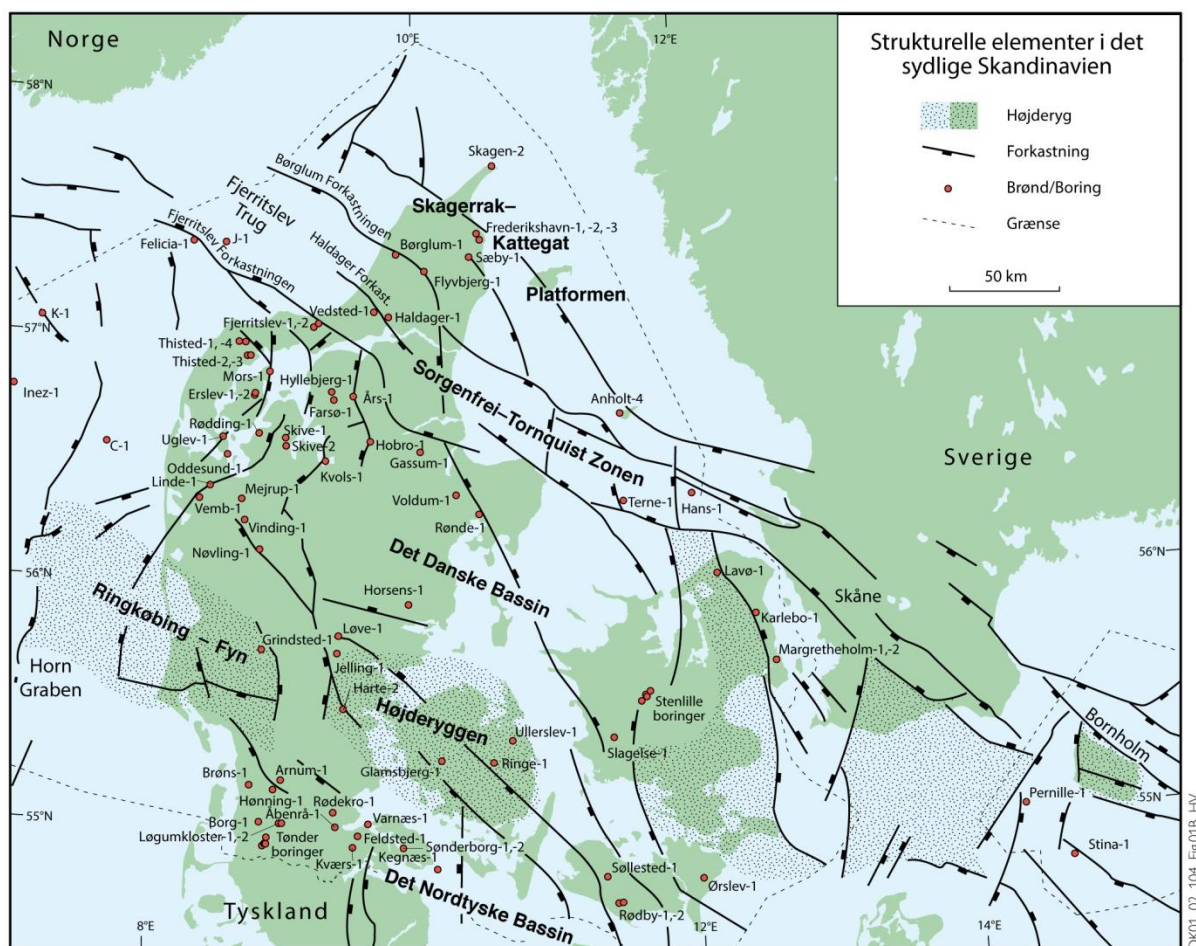
Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser 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 Zechstein-salt blev plastisk deformeret og nogle steder søgte op ad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af salt diapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, hvorimod forøget indsynkning nedenfor saltstrukturernes flanker (i randsænkerne) kan have ført til, at selvsamme lag er ekstra tykke i disse områder. Saltbevægelsen har endvidere mange steder været ledsaget af forkastningsaktivitet, og da tektonisk betinget forkastningsaktivitet også har fundet sted, er den strukturelle kontinuitet som følge heraf lille i dele af det Danske Bassin.

Frederikshavn-området 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 og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation. 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 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.

Kendskabet til de to formationers reservoirregenskaber er meget begrænset i Frederikshavn-området. Den største usikkerhed knytter sig til Skagerrak Formationen, og der er derfor i det efterfølgende valgt at fokusere på Gassum Formation i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten. Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille.

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

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere-farvede ler- og siltsten og lokalt tynde kullag (Bertelsen 1978, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). Sedimenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoirregenskaberne.



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

3. Resultater for Frederikshavn-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Frederikshavn-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. 960–1035 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i den lave ende af dybdeintervallet for dyb geotermisk indvinding (800–3000 meter). Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 35 °C i midten af formationen. 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*), hvilket kun delvis er opfyldt ved prognoselokaliteten, idet den her netop er estimeret til 10 Darcy-meter. Den betydelige usikkerhed, der knytter sig til den estimerede værdi, udelukker dog ikke transmissivitetsværdier på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6 og 7). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %). De øvrige parameterværdier, der indgår i Tabel 3.1, vurderes til at være rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale.

Prognoselokaliteten ligger nær en nordvest–sydøst gående regional forkastning, som følger kysten nord for Frederikshavn (Figur 2). Der er risiko for at mindre forkastninger, associeret til den regionale forkastning, bryder Gassum Formationen i nærområdet til prognoselokaliteten. Dette kan imidlertid ikke afgøres på baggrund af det eksisterende seismiske datasæt. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt fremtidige geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 160 meter tyk med toppen liggende ca. 800 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 325 meter tykke og beliggende ca. 200–525 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.

Frederikshavn-lokaliteten			
UTMz32 X: 588.947 m; Y: 6.369.382 m			
Terrænkote: ca. 12 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.]	960	10 ³	864–1056 ³
Tykkelse af formation [m]	73	30 ³	51–95 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	32	20 ³	26–39 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	24	20 ³	19–29 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,33	20 ³	0,26–0,40 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,75	20 ³	0,60–0,90 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	22	15 ³	18–25 ³
Gas-permeabilitet [mD]	320	5 ⁷	64–1600 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	400	5 ⁷	80–2000 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	10	6 ⁷	2–60 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	35	10 ³	30–36 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Fin til grov kornstørrelse, stedvis gruset; ringe sorteret til sorteret; subkantede til afrundede korn	
Diagenese/cementering		Hovedsageligt svagt kalkholdige og svagt hærdnet	
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet		Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl	
Sedimentologisk kontinuitet		Stor	
Strukturel kontinuitet		Usikkert; den seismiske datadækning og -kvalitet er ringe. Formodentlig lille da regionen generelt er præget af forkastninger	

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

⁷ Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

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

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

¹⁰ Temperatur er den estimerede temperatur i midten af formationen ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin.

3.1 Anbefalinger

Den nærmeste boring med logs, der kan anvendes til at vurdere reservoirregenskaberne i Gassum Formationen, er Sæby-1. I denne boring er reservoirtransmissiviteten estimeret til kun at være 7 Darcy-meter. Det vil være relevant at undersøge, om der kan udtages plugprøver fra de kerner, som er udtaget fra Frederikshavn-1 og -2. I så tilfælde vil målinger på disse plugs kunne anvendes til at estimere sandstenenes reservoirregenskaber i Gassum Formationen tættere ved prognoselokaliteten end Sæby-1. Det er dog kun meget begrænsede intervaller af sandsten, der er udtaget kerner fra i de to Frederikshavn-boringer. Hvis det geotermiske potentiale skal vurderes med stor sikkerhed, kræver det derfor, at der udføres en boring ned gennem Gassum Formationen på eller i nærheden af prognoselokaliteten. Herved vil reservoirkvaliteten, inklusiv transmissiviteten, kunne vurderes ud fra indsamlede logs af god kvalitet, gode borespåne-beskrivelser, hydrauliske test af selve reservoiret samt eventuelt udtagne kerner af sandstensintervaller. En sådan boring vil dog være en risikabel investering set i lyset af, at det geotermiske potentiale i udgangspunktet ikke ser lovende ud.

Inden en boring udføres, vil det være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for at kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten, og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermibrøndene. 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 sådan, at de seismiske data knytter prognoselokaliteten til Frederikshavn-3 og -1 brøndene 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 25 km ny seismik.

4. Datagrundlag

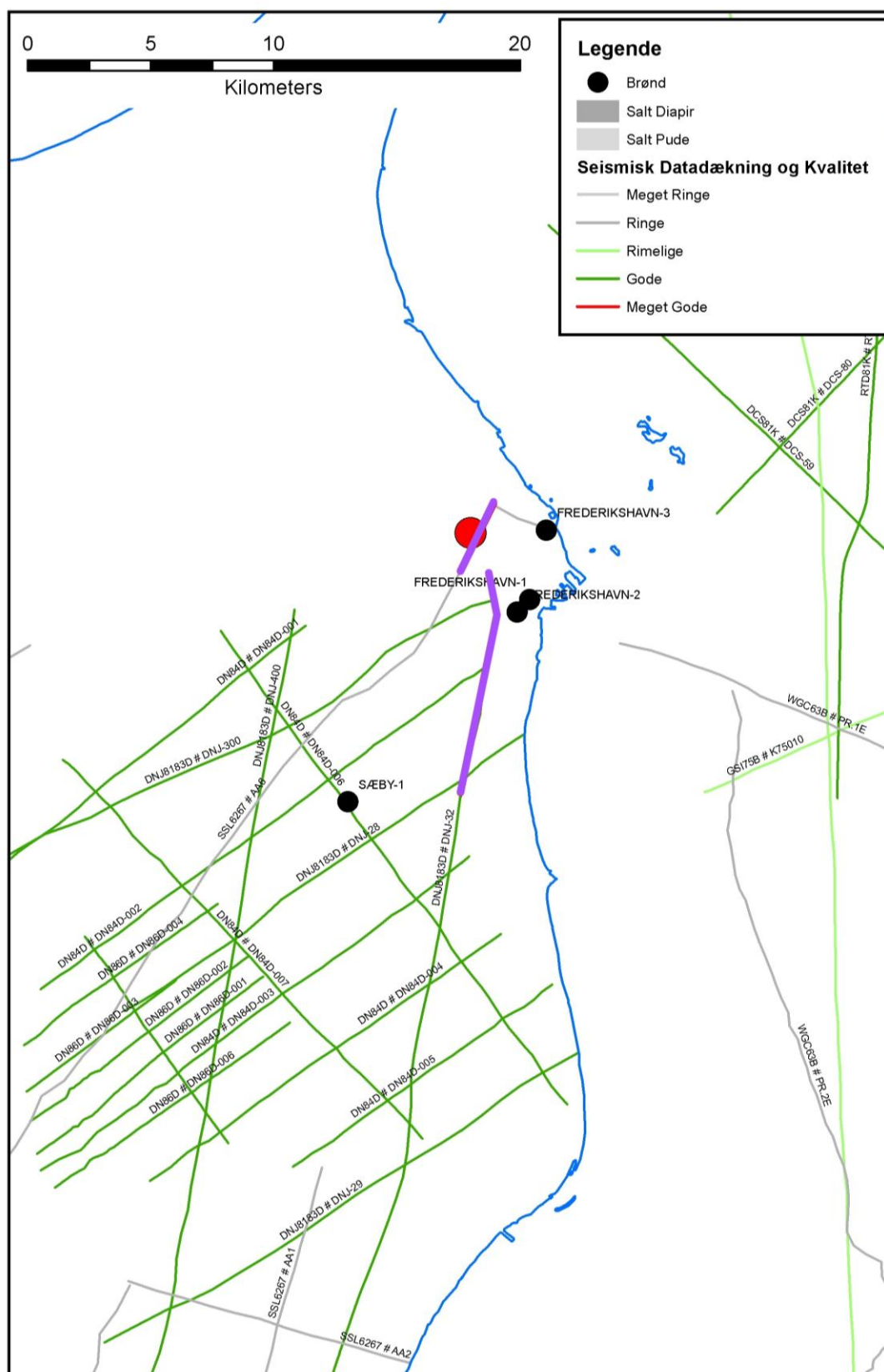
I Figur 3 er den tilgængelige database i Frederikshavn-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

De nærmeste dybe brønde er Frederikshavn-3, -1, -2 og Sæby-1, der er placeret henholdsvis ca. 3,0 km, 3,5 km, 3,5 km og 12 km fra prognoselokaliteten (Figur 3). Det er kun i Sæby-1, at der er optaget en log-suite, som muliggør en tolkning af Gassum Formationens reservoirregenskaber. I Frederikshavn-1 og -2 er det dog også muligt at tolke, hvor mange meter sandsten formationen indeholder. Overordnet set vurderes brønddækningen og kvaliteten af brønddata som værende ringe til rimelig i vurderingen af prognoselokaliteten. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen for 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. Datadækningen er ringe, idet der kun findes seismiske landdata syd for prognoselokaliteten bortset fra en seismisk linje af ringe kvalitet knap 300 meter øst for lokaliteten. Ca. 3 km syd for lokaliteten og videre mod syd er der indsamlet et regionalt seismisk net af god kvalitet.

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

		Frederikshavn-3 (3 km)	Frederikshavn-1 (3,5 km)	Frederikshavn-2 (3,5 km)	Sæby-1 (12 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	280–334	196–320	196–320	157–376
	Tykkelse (m)	54	124	124	219
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	? (Jura uddiff.: 548–860)	696–869	696–869	757–1013
	Tykkelse (m)	? (Jura uddiff.: 312)	174	174	256
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	860–924	869–948	869–948	1013–1047
	Tykkelse (m)	64	78	78	34



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen samt forløbet af overordnede forkastninger. De dele af de seismiske linjer DNJ-32 og AA6, 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 for estimeringen af de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 og delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem.

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

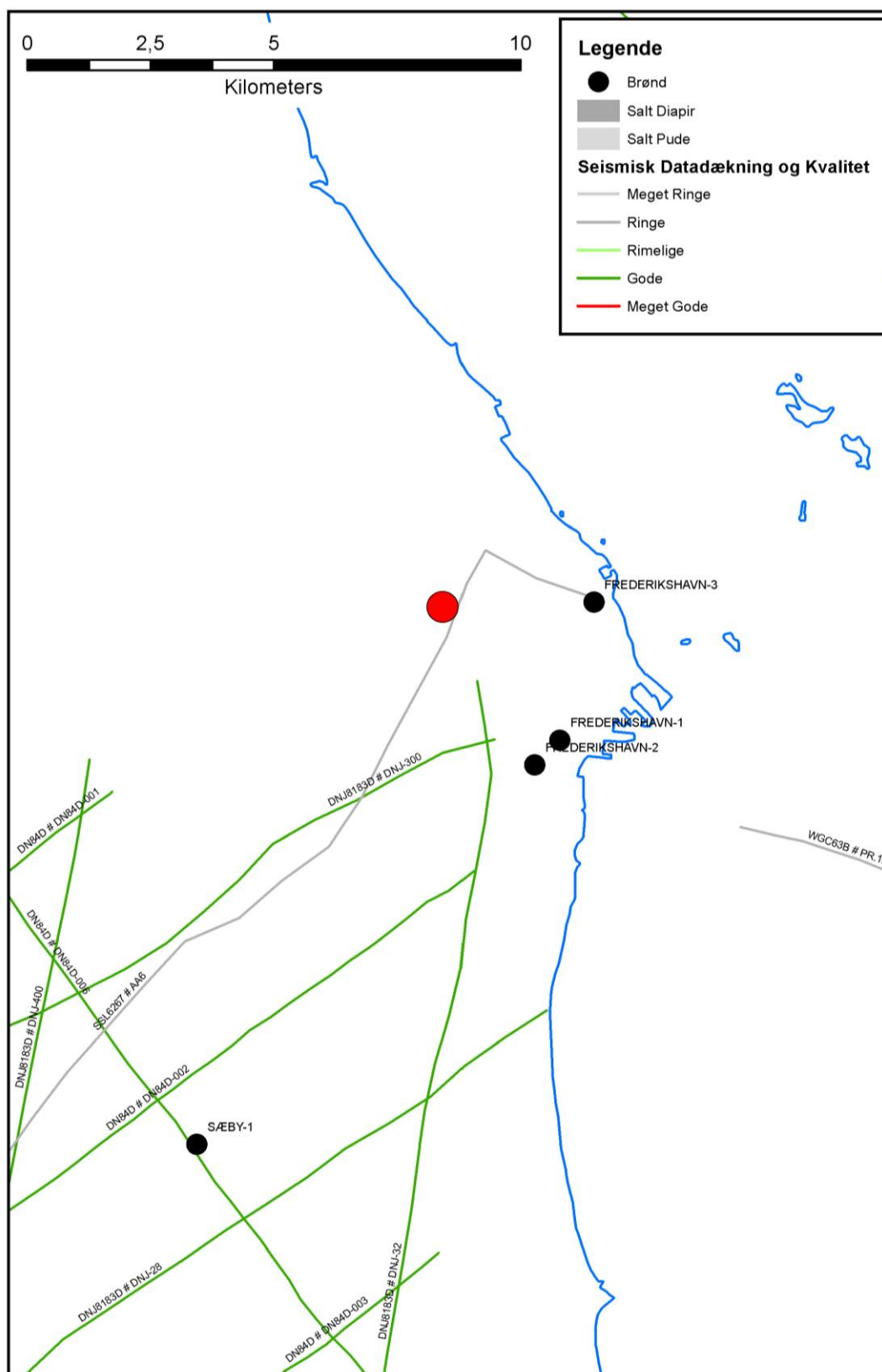
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Baseret på en tolkning af seismiske data vurderes Gassum Formationens top til at være til stede ca. 960 m.u.h. med en usikkerhed på ± 10 %. Formationens tykkelse vurderes til at være 73 meter ± 30 % baseret på et simpelt gennemsnit af formationens tykkelse i de tre Frederikshavn-brønde. En vurdering af tykkelsen baseret på en tolkning af seismiske data vurderes mere usikker på grund af den ringe seismiske datadækning (og den ringe kvalitet af de seismiske data) omkring prognoselokaliteten.

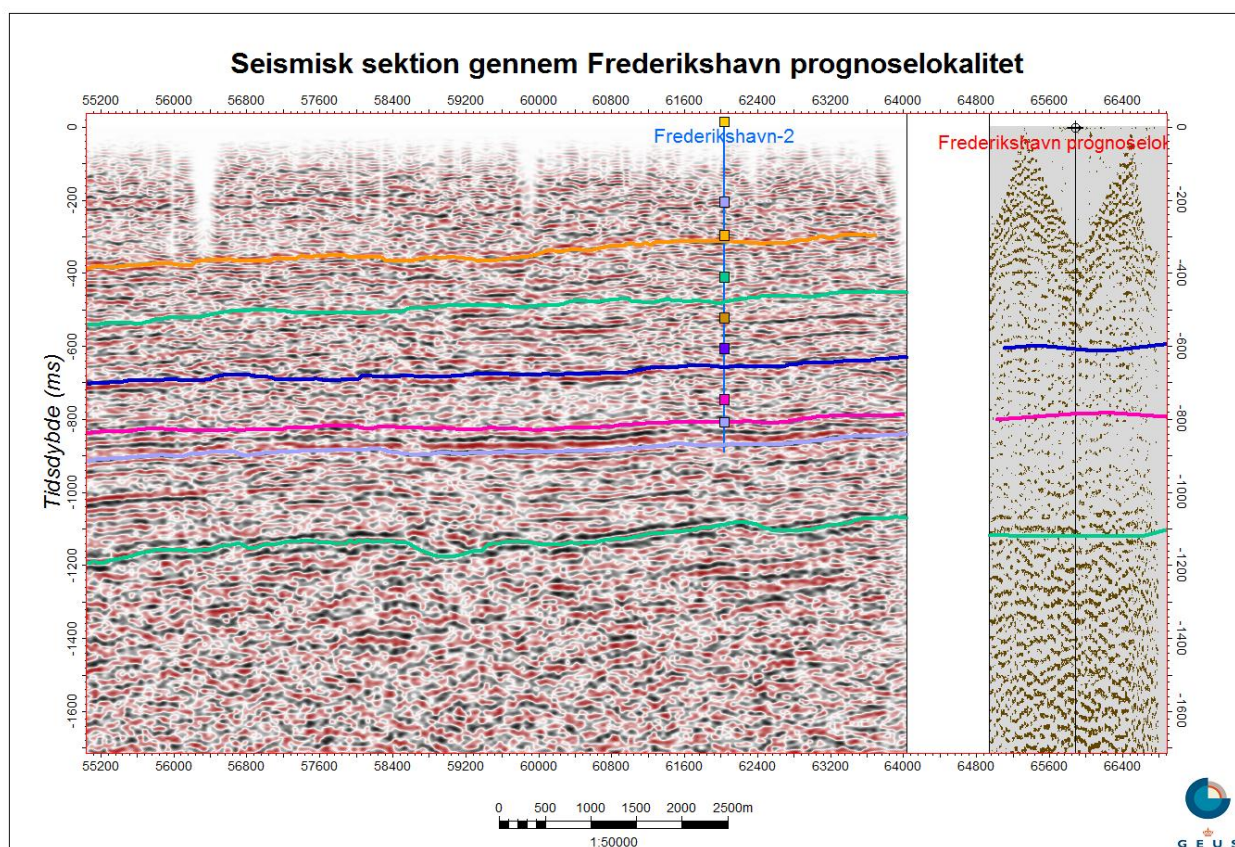
De seismiske linjer AA6 og DNJ-32 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent syd–nord orienteret sammensat seismisk profil, der passerer øst om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter. Kvaliteten af det seismiske profil er ringe, og de markerede tolkede seismiske horisonter på profilet er følgelig usikre og tolket med støtte i seismiske data af god kvalitet syd for lokaliteten. Prognoselokaliteten ligger nær en nordvest–sydøst gående regional forkastning, som følger kysten nord for Frederikshavn (Figur 2). Der er derfor risiko for, at der i nærheden af lokaliteten forekommer mindre forkastninger, som er associeret til den regionale forkastning. Dette er dog ikke muligt at afgøre på baggrund af de eksisterende seismiske data.

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

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	200–525	325
Fjerritslev Fm	800–960	160
Gassum Fm	960–1033	73
Skagerrak Fm	1035–1335	300



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten (rød cirkel). Dele af de seismiske linjer DNJ-32 og AA6 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Sammensat seismisk profil baseret på de seismiske linjer DNJ-32 og AA6. Linje AA6 passerer øst om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter (Figur 3 og 4), mens linje DNJ-32 passerer vest om Frederikshavn-2 i en afstand af ca. 800 meter. Prognoselokaliteten og Frederikshavn-2 er begge projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en henholdsvis sort og blå, lodret streg. De seismiske data er af ringe kvalitet, og de markerede tolkede horisonter er derfor også meget usikre. 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 Fjerritslev Fm (blå), Top Gassum Fm (lyserød), Top Skagerrak (lyslilla) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn). På figuren fremgår endvidere de nominelle tidsdybder af de tilsvarende lithologiske grænser i Frederikshavn-2 brønden (markeret med 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 reservoirgenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde i brøndene. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermin WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata.

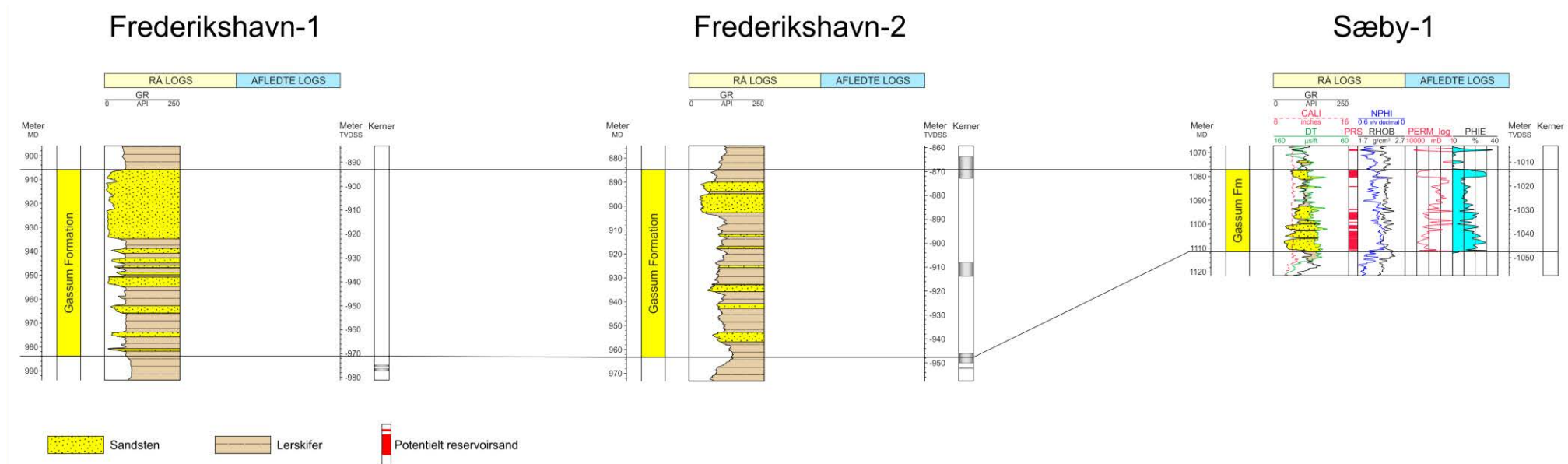
Boringsdata viser, at Gassum Formationen generelt er vidt udbredt i regionen (Nielsen 2003). De "omkransende" brønde til prognoselokaliteten viser dog en betydelig variation i tykkelsen af Gassum Formationen fra 11 meter i Skagen-2 til 178 meter i Flyvbjerg-1 (Tabel 5.2). Tykkelsen er

markant større i Børglum-1 og Flyvbjerg-1, der er beliggende i Fjerritslev Trug, i forhold til i de øvrige brønde, som er beliggende på Skagerrak–Kattegat Platformen.

Gassum Formationen viser også en betydelig variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Frederikshavn-1, -2 og Sæby-1 i Figur 6. Det fremgår af figuren, at i Frederikshavn-1 og -2 er intervaller med sandsten koncentreret i den øvre del af Gassum Formationen, mens den nedre del af formationen er mest rig på sandsten i Sæby-1. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud fra nordøst mod sydvest, og andre igen bliver tykkere i denne retning (Figur 25 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 Frederikshavn-brøndene og at enkelte af sandstensintervallerne endvidere også kan korreleres syd på til Sæby-1, Flyvbjerg-1 og Børglum-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 reservoirgenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. For Børglum-1 angives minimumsværdier, da hele Gassum Formationen ikke blev gennemboet. Grå felter angiver, at reservoirparameteren ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Frederikshavn-3	64		
Frederikshavn-1	78	40	
Frederikshavn-2	78	25	
Sæby-1	34	23	17
Flyvbjerg-1	178	122	
Børglum-1	>156	>86	>82
Skagen-2	11	11	



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Frederikshavn-1, -2 og Sæby-1, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, hvorfra der foreligger en logsuite til at tolke lithologien (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 kun muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Sæby-1. MD: Målt dybde fra referen-
cepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af Gassum Formationens reservoirgenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i data fra Sæby-1 og sekundært fra Frederikshavn-1 og -2. GEUS er ikke i besiddelse af logdata fra Frederikshavn-3, og for de to øvrige Frederikshavn-brønde foreligger der kun logdata til at tolke lithologien. Derimod muliggør en fuld logsuite fra Sæby-1 en mere detaljeret tolkning af Gassum Formationens reservoirgenskaber i denne brønd.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i de ovennævnte brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der er udtaget kerner i Frederikshavn-1 og -2 og en enkelt sidevægskerne i Sæby-1. Det er dog kun en meget lille del af sandstenene, der er udtaget kerner fra bortset fra et ca. 12 meter langt interval i Frederikshavn-1, hvor kernens "recovery" imidlertid er lille.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner fra de tre Frederikshavn-boringer og Sæby-1 (DGU 1978, DGU 1952a, DGU 1952b, DGU & DAPCO 1950, Dansk Olie og Gas Produktion 1985). De optagne og tolkede logs i Frederikshavn-1, -2 og Sæby-1 brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

I estimeringen af reservoirværdierne for Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er data fra Frederikshavn-1 og -2 anvendt til at vurdere andelen af sandsten (Gross sand) i formationen ved prognoselokaliteten, mens data fra Sæby-1 er anvendt til en mere detaljeret vurdering af formationens reservoirkvalitet. De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i Sæby-1 ses i Tabel 5.5. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for 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 Frederikshavn-3, -1, -2 og Sæby-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Frederikshavn-3	860–924	Ingen	Ingen
Frederikshavn-1	906–984	I et interval	Ingen
Frederikshavn-2	885–963	I tre 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)
Normaliseret 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 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]	194	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 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.

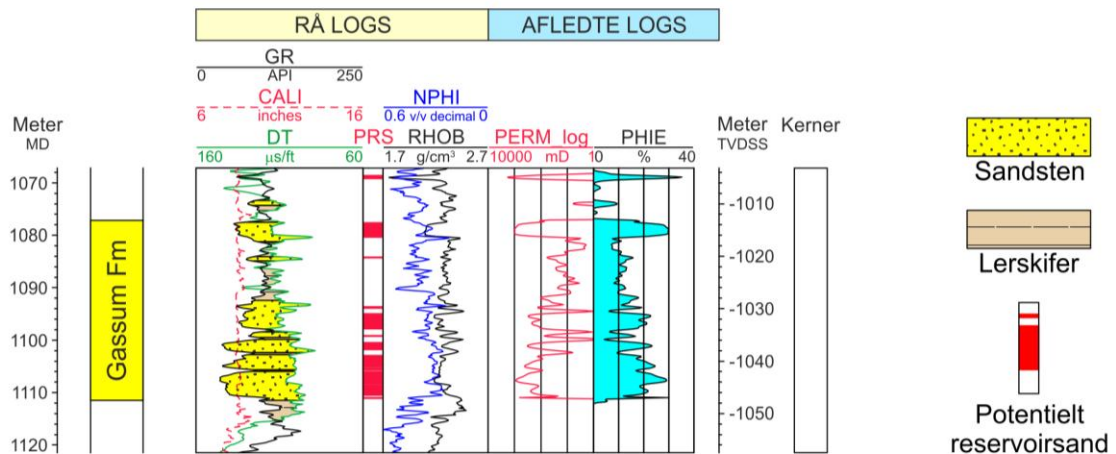
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt udtagne kerner fra de tre Frederikshavn-boringer og Sæby-1 har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6 og 7). Borespåne- og kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af beskrivelserne, at

sandstenene i formationen kan variere i kornstørrelse fra fin til grov (DGU 1978, DGU 1952a, DGU 1952b, DGU & DAPCO 1950, Dansk Olie og Gas Produktion 1985). I Frederikshavn-boringerne beskrives sandstenene som værende svagt glimmerholdige, stedvis grusede og indeholdende forkullede planterester samt kul- og skalfragmenter. Sandstenene er ringe sortererede til sortererede, og sandskornene er subkantede til afrundede, men oplysningerne om sortering og afrundingsgrad dækker dog kun over mindre sandstensintervaller. Sandstenene beskrives generelt som værende svagt kalkholdige og svagt hærtnet, men kalkfrie og hærtnede intervaller forekommer dog også. De finkornede intervaller imellem sandstenene består ikke nødvendigvis kun af lersten, men kan også bestå af vekslende tynde lag af lersten, siltsten og sandsten (heterolit) samt enkelte tynde kullag.

Sæby-1



Figur 7: 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 Frederikshavn-3, Frederikshavn-1, Frederikshavn-2 og Sæby-1 er Gassum Formationen henholdsvis 64, 78, 78 og 34 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 40 meter i Frederikshavn-1, 25 meter i Frederikshavn-2 og 34 meter i Sæby-1, mens GEUS ikke er i besiddelse af logdata til at beregne Gross for Frederikshavn-3 (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 5.6). På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ved prognoselokaliteten er Gross sand sat til 32 meter, som er et ca. gennemsnit af Gross sands-værdierne for Frederikshavn-1 og Frederikshavn-2. De to brønde vurderes til at være mest repræsentative, da de ligger tættere ved prognoselokaliteten end Sæby-1.

Desværre kan andelen af Potentielt reservoir sand kun beregnes for Sæby-1. Den samlede tykkelse af sandsten med gode reservoirregenskaber vurderes ud fra den log-tolkede porøsitet samt lermængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal lerindholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 17 meter i Sæby-1. Dette svarer til, at 74 % af sandstenene i Gassum Formationen har gode reservoirregenskaber i Sæby-1. Det antages, at et lignende forhold gør sig gældende i Frederikshavn-brøndene, og den samlede tykkelse af Potentielt reservoirsand i Gassum Formationen sættes som følge heraf til 24 meter ved prognoselokaliteten (74 % af 32 meter).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 22 % i Sæby-1 (Tabel 5.5). 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.

Tabel 5.6: Responsparametre for gamma (GR) log for Frederikshavn-1, Frederikshavn-2 og Sæby-1 borerne.

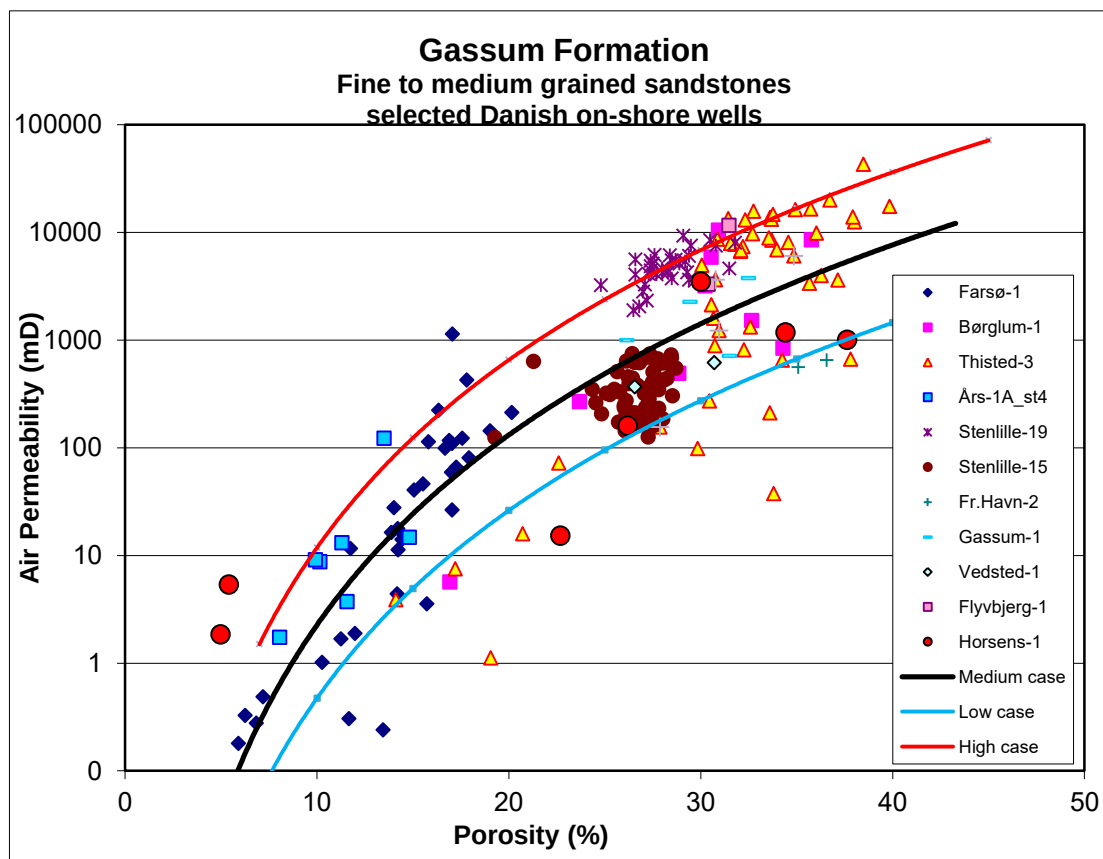
Responsparametre for gamma (GR) log	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Frederikshavn-1	48	150
Frederikshavn-2	2	150
Sæby-1	30	150

5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten er bestemt på 18 plug-prøver fra Frederikshavn-2. Målingerne viser luft-permeabiliteter i intervallet 0–650 mD, og indgår i en porøsitet-permeabilitetsrelation, der er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer beliggende i Jylland og på Sjælland (Figur 8). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for området ved Frederikshavn og Sæby. På baggrund af korrelationen er permeabiliteten beregnet for Sæby-1 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. 320 mD for Sæby-1, hvilket svarer til en reservoir-permeabilitet

på omtrent 400 mD. Disse permeabilitets-estimerer understøttes af de målte kerne-permeabiliteter i Frederikshavn-2 boringen.

Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. 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 8, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Gassum Formationen udenfor studieområdet udnyttet.



Figur 8: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases").

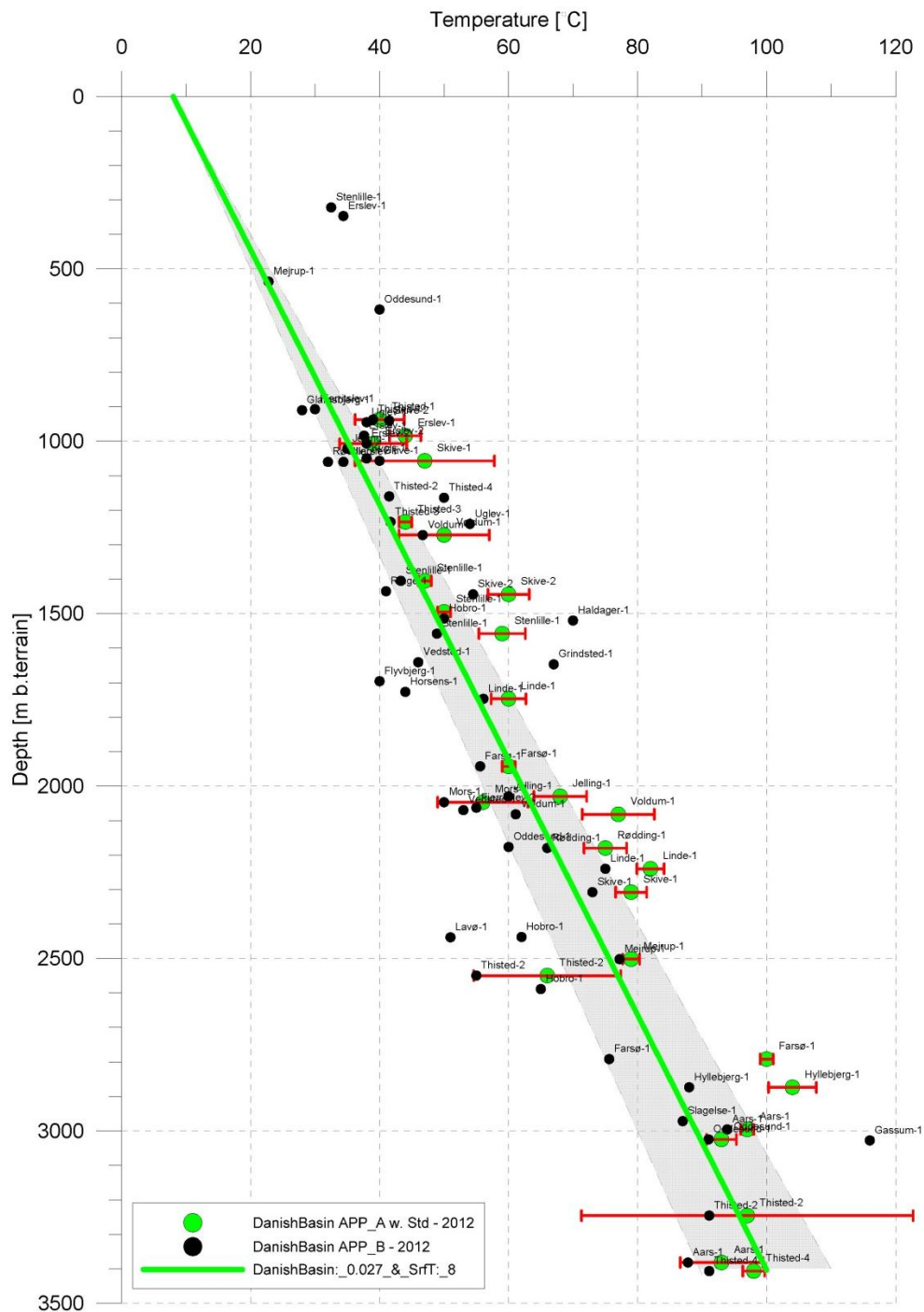
5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfarings-baseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet.

Denne er i Sæby-1 vurderet til ca. 7 Darcy-meter, men i Frederikshavn-området er værdien vurderet lidt højere; til ca. 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Dette skyldes, at GEUS opfatter Gassum Formationens tykkelse i Sæby-1 som en lokal lav anomali, som ikke er repræsentativ for Frederikshavn-området. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 6; 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

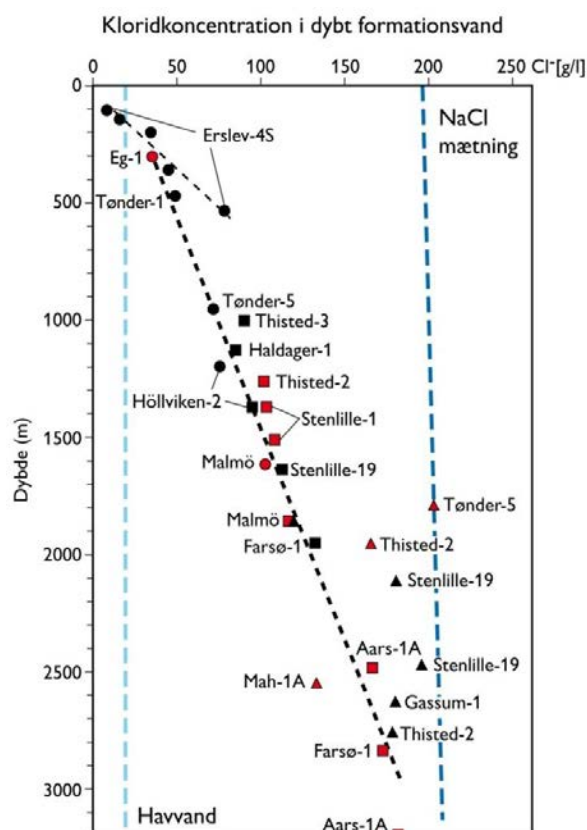
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $35\text{ °C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ °C}$ (Figur 9). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1008 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (960 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (12 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 36 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 10). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 74 g/l i en dybde af 1008 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 200 g/l Cl^- ved den pågældende formationstemperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun, hvis formationsvandet er helt tæt på mætning med NaCl.



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

6. Referencer

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

DGU 1978: Frederikshavn-2. Grafisk kernebeskrivelse – kerne 5,6,7,8 (Interval 2885'-3175').

DGU 1952a: Frederikshavn-2. Completion report (Compiled 1993).

DGU 1952b: Frederikshavn-3. Afsluttende rapport.

DGU & DAPCO 1950: Frederikshavn-1. Completion Report (Compiled 1992).

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.

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.