

Det geotermiske screeningsprojekt

Viborg-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

Viborg-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 Viborg-lokaliteten	8
4.	Datagrundlag	10
5.	Gennemgang af data	12
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	12
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	12
5.1.2	Boringsdata	14
5.2	Reservoirkvalitet	16
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	18
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	20
5.2.3	Permeabilitet.....	20
5.3	Temperatur	22
5.4	Salinitet.....	23
6.	Referencer	24

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende ved Kvols, ca. 8 km nordvest for Viborg (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en detaljeret gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi. 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).

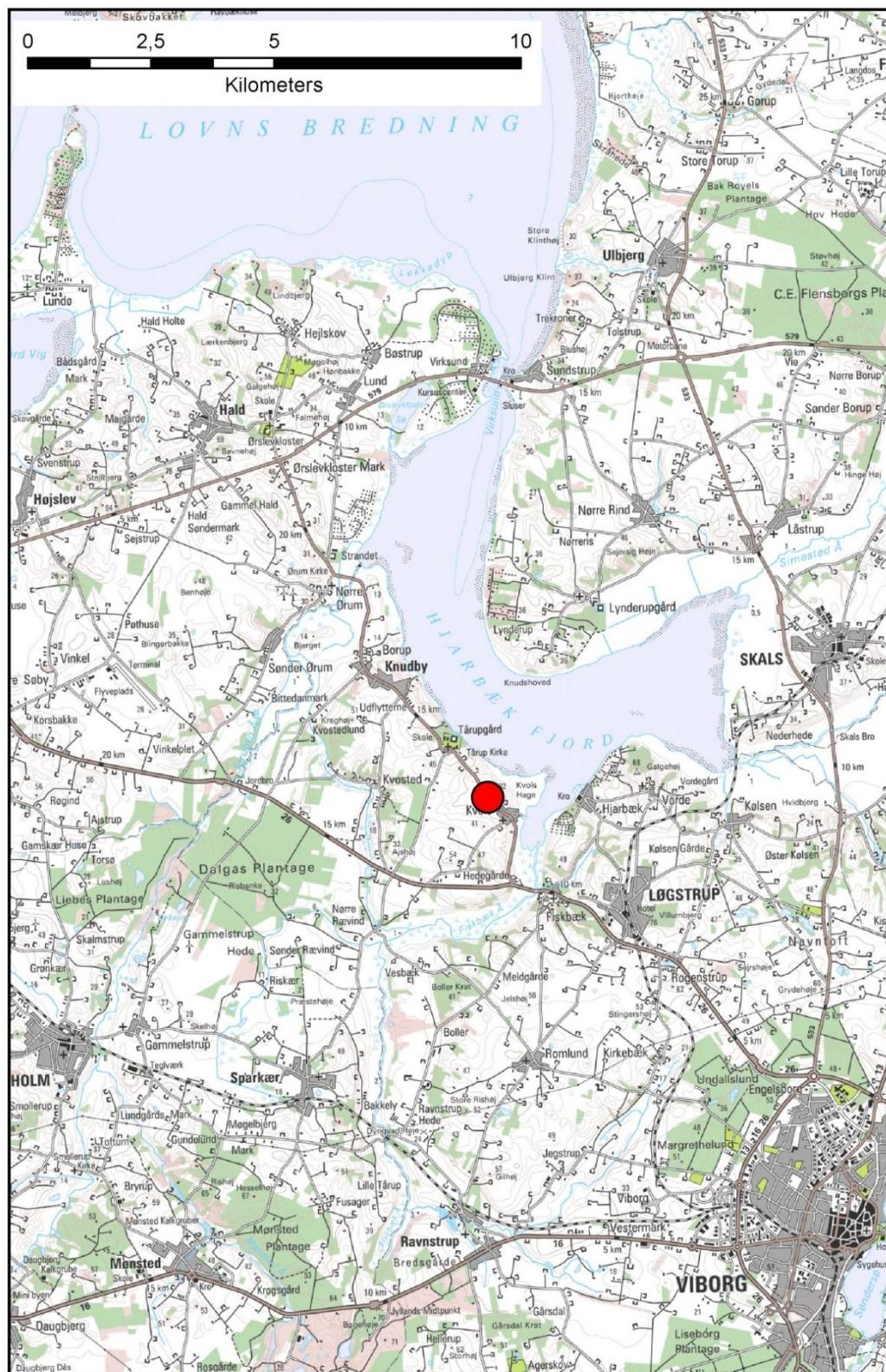
Viborg fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske 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 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 Viborg-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 Viborg-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 40 meter sandsten, der er beliggende mere end 2445 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 lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere, og 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) ved Kvols nordvest for Viborg.

2. Geologisk baggrund

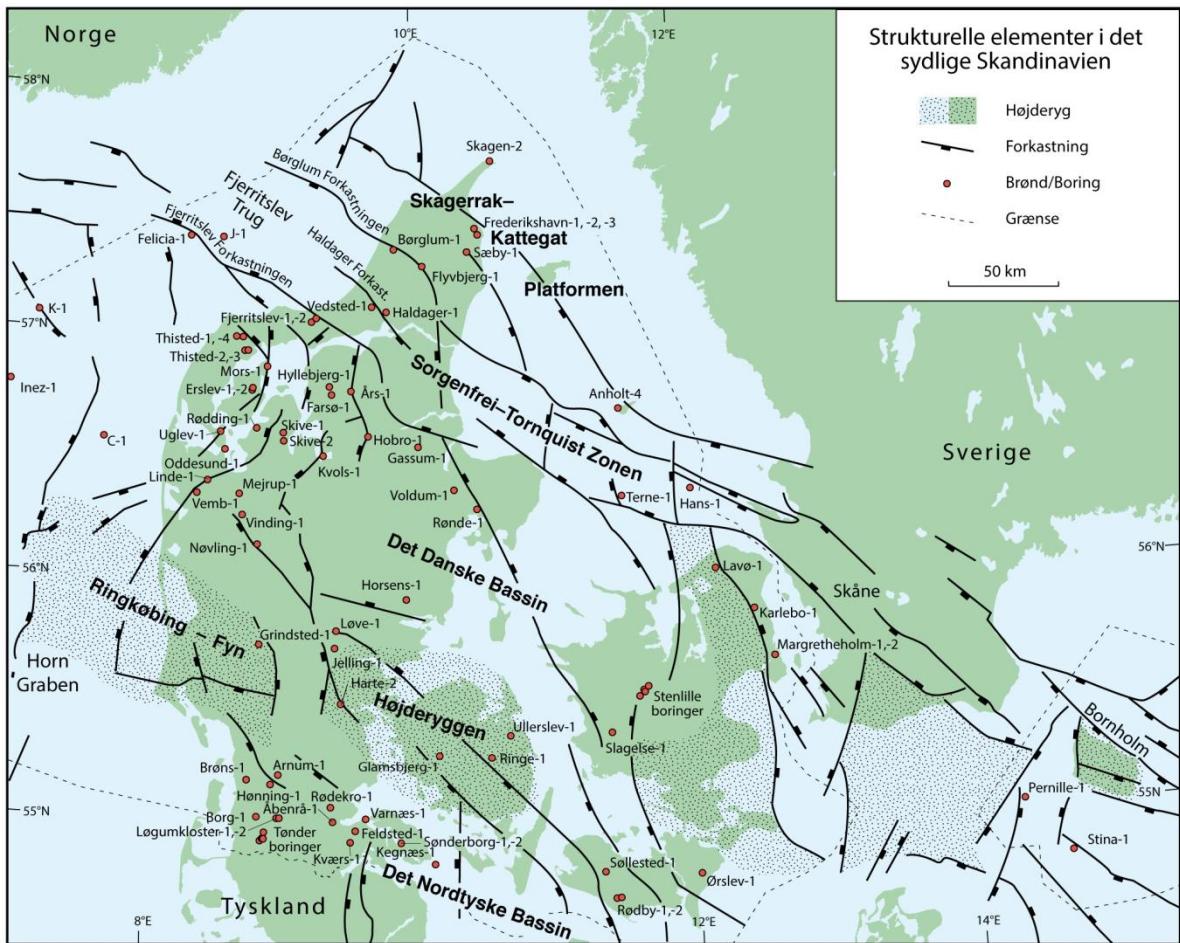
Kvols-området er beliggende i det Danske Bassin, som udgør den sydøstlige del af det Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Mod syd afgrænses bassinet fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden. Mod nordøst og øst afgrænses bassinet af den Fennoskandiske Randzone, som består af Sorgenfrei–Tornquist Zonen og Skagerrak–Kattegat Platformen, der udgør overgangen til det højtliggende grundfjeld i det Baltiske Skjold (Figur 2).

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejninger af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional hævning 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 opłøft og erosion relateret til den Alpine deformation og åbningen af Nordatlanten. Aflenringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejninger fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejet gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejninger 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 saltudder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af saltdiapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejet, hvorimod forøget indsynkning nedenfor saltstrukturerernes flasker (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.

Kvols er beliggende i den centrale del af det Danske Bassin i et område hvor Øvre Perm – Kvartær lagserien er omtrent 5,0–5,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer primært til at være til stede i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationen vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer, og at den i området 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 boringer i undergrunden. Generelt er den geografiske dækning og kvaliteten af disse data dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Formationen er vidt udbredt i det Danske Bassin og til dels også i den danske del af det Nordtyske Bassin med en generel tykkelse på 30–150 meter og med tykkelser på op til mere end 300 meter i Sorgenfrei–Tornquist Zonen (Nielsen 2003). Derimod synes formationen generelt ikke at være til stede henover Ringkøbing–Fyn Højderyggen og langs dens flanker. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævning 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). Sedmenterne 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 modifieret reser-voiregenskaberne.



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

3. Resultater for Viborg-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Viborg-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimer er baseret 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 reservoirtæverdier.

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 2430–2545 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. 76 °C i midten af formationen. De øvrige parameterværdier vurderes rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til ca. 11 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien, udelukker dog ikke transmissitetsværdier på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiteten 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). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

De seismiske data viser, at Gassum Formationen er forholdsvis kontinuerlig med hensyn til tykkelse og udbredelse i Kvols-området. Der er ikke observeret større forkastningszoner, men 1-2 km syd og øst for prognoselokaliteten skærer mindre forkastninger formationen.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 470 meter tyk med toppen beliggende ca. 1960 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1500 meter tykke med toppen beliggende ca. 230 m.u.h.

*I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservorets gennemsnitlige gas-transmissititet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissititet 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.

Viborg-lokaliteten				
UTMz32 X: 517.865 m; Y: 6.264.930 m				
Terrænkote: ca. 15 meter over havniveau (m.o.h.)				
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval ²	[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2430	3 ³	2357–2503 ³	
Tykkelse af formation [m]	115	5 ³	109–121 ³	
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand [m]	55	7 ³	51–59 ³	
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	38	10 ³	34–42 ³	
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,33	10 ³	0,30–0,36 ³	
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,69	10 ³	0,62–0,76 ³	
Vandledende egenskaber (reservoirsand)				
Porøsitet [%]	21	5 ³	20–22 ³	
Gas-permeabilitet [mD]	240	4 ⁷	60–960 ⁷	
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	300	4 ⁷	75–1200 ⁷	
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	11	5 ⁷	2–55 ⁷	
Temperatur				
Temperatur ¹⁰ [°C]	76	10 ³	68–84 ³	
Tekstur og cementering (sandsten)	Vurdering			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse, stedvis grovkornet; dårlig sortert til velsorteret; subkantede til subafrundede korn			
Diagenese/cementering	Kalkfrie til svagt kalkcementerede, stedvis kalkcementerede			
Andre betydende parametre	Vurdering			
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl			
Sedimentologisk kontinuitet	Stor			
Strukturel kontinuitet	Mellem; kontinuiteten er forholdsvis stor i nærområdet til lokaliteten, som er beliggende over Kvols saltpuden, men mindre forkastninger gennemskærer formationen syd og øst for lokaliteten i en afstand af 1–2 km.			

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 opskalningsfaktor 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.

4. Datagrundlag

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

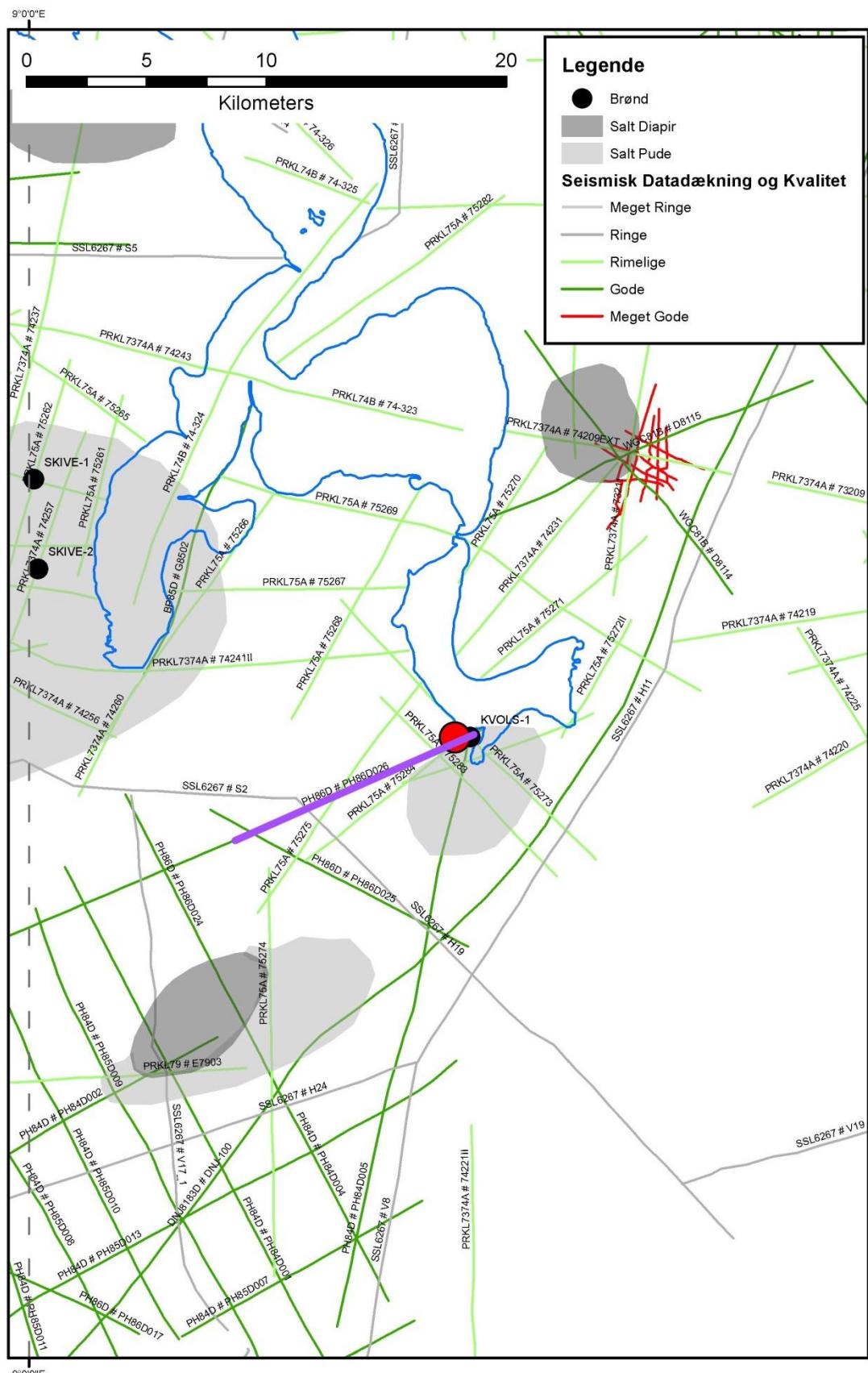
De nærmeste dybe brønde er Kvols-1, Skive-2, Skive-1, Hobro-1 og Farsø-1, der er placeret henholdsvis ca. 0,5, 19, 21, 23 og 29 km fra prognoselokaliteten (Figur 2). I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen for de nævnte brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for 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. Petrofysiske logs indsamlet i Kvols-1 brønden er af god kvalitet og udgør grundlaget til at vurdere Gassum Formationens reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten. Da Kvols-1 samtidig ligger meget tæt ved prognoselokaliteten vurderes brønndækningen og kvaliteten af brønndata som værende god i vurderingen af lokaliteten.

Kvaliteten af tilgængelige 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 kvalitsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Den seismiske datadækning og -kvalitet vurderes som værende rimelig i området. I 2011 blev der endvidere indsamlet højopløselige seismiske data i området. Disse data er fortrolige og indgår ikke i analysen.

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

		Kvols-1 (0,5 km)	Skive-2 (19 km)	Skive-1 (21 km)	Hobro-1 (23 km)	Farsø-1 (29 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	234–1722	110–1030	184–1429	41–1593	15–1410
	Tykkelse (m)	1488	920	1245	1542	1395
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1955–2405	1149–1269	1702–2093	1891–2344	1952–2718
	Tykkelse (m)	450	120	391	453	766
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	2405–2519*	1269–1322	2093–2212	2344–2489	2718–2916
	Tykkelse (m)	114*	53	119	145	198

*Nedre grænse til Vinding Formationen er sat hvor det første hårde karbonatlag forekommer, og de viste værdier afviger dermed lidt fra Nielsen & Japsen 1991.



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje PH86D026, som er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget 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

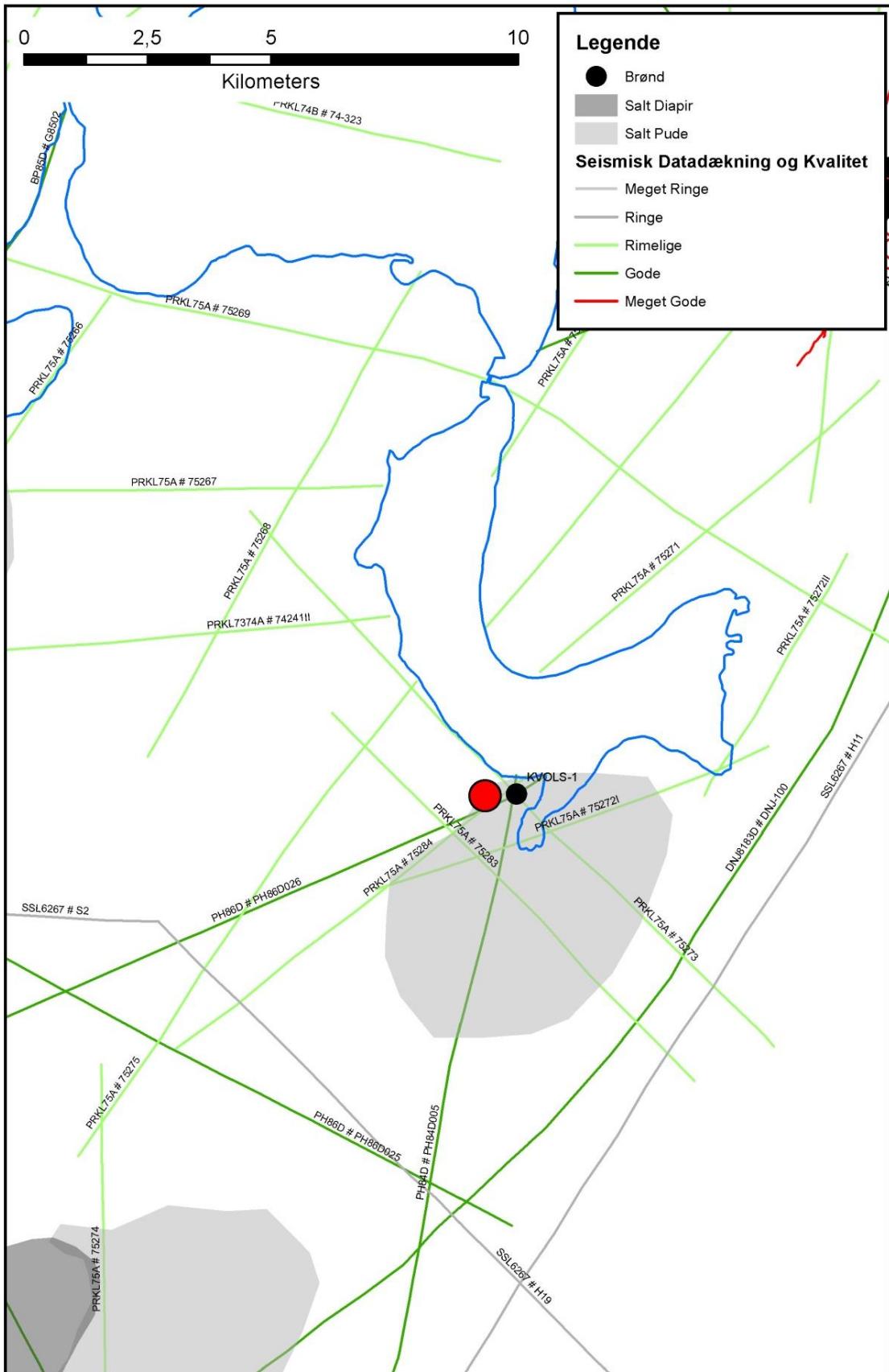
5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkeler af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 2430 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på $\pm 3\%$. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 115 meter med en usikkerhed, der ligeledes vurderes til $\pm 5\%$.

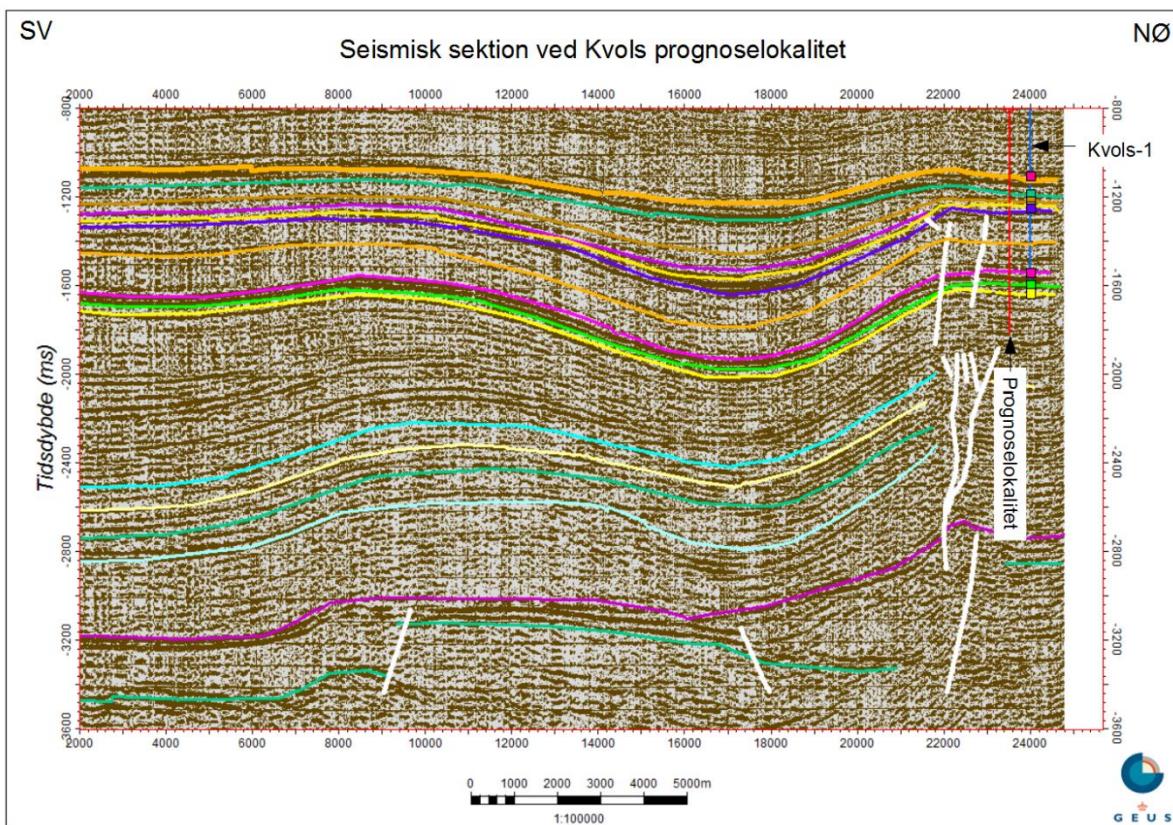
Den seismiske linje PH86D026 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent sydvest–nordøst orienteret seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af omkring 200 meter og tilnærmedesvis løber henover Kvols-1 brønden. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Profilet viser, at Gassum Formationen draperer henover en mindre saltpude, der tilsyneladende er knyttet til en dybtliggende forkastning, som skærer Top Pre-Zechstein horisonten nær prognoselokaliteten. Generelt viser de seismiske data, at Gassum Formationen i området er forholdsvis kontinuerlig med hensyn til tykkelse og udbredelse. Der forekommer dog mindre forkastninger, som skærer formationen ca. 1 km sydvest for prognoselokaliteten. Disse er formodentlig knyttet til den dybereliggende hovedforkastning samt udviklingen af saltpuden. Endvidere indikerer de seismiske data, at Gassum Formationen ligger en smule dybere i undergrunden og måske er en anelse tykkere ved prognoselokaliteten end i Kvols-1.

Tabel 5.1: *Dybdeintervaller og tykkeler af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning sammenholdt med brønndata fra Kvols-1.*

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Daniel kalksten & Kalk Gruppen	230–1730	1500
Frederikshavn Fm	1840–1885	45
Haldager Sand Fm	2945–1960	15
Fjerritslev Fm	1960–2430	470
Gassum Fm	2430–2545	115



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. En del af den seismiske linje PH86D026 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Sydvest–nordøst orienteret seismisk profil baseret på den seismiske linje PH86D026, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 200 meter (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Endvidere er Kvols-1, som den seismiske linje omtrentlig passerer hen over, projiceret ind på profilet. Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret langs med profilet bortset fra tilstede værelsen af et par forkastninger, som gennemskærer formationen knap 1 km sydvest for prognoselokaliteten (forkastninger er angivet som stejle hvide streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. De vigtigste tolkede horisonter på figuren er oppefra og ned: 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 Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Tønder Fm (turkisblå), Top Falster Fm (lysegul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (lyserød) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn). Den omtrentlig to-vejs-tid til laggrænsen i Kvols-1 boringen, som svarer til de tolkede horisonter, er vist som kvadratiske kasser.

5.1.2 Boringsdata

Boringsdata viser, at Gassum Formationen generelt er vidt udbredt i regionen, men at den kan variere betydeligt i tykkelse og i den interne fordeling af sandsten og lersten (Nielsen 2003). Regionale studier har vist, at mange af sandstensintervallerne kan korreleres mellem brøndene over store afstande i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens andre kiler ud mellem brøndene (Figur 19 og 20 i Nielsen 2003). Dette afspejler det oprindelige aflejringsmiljø; eksempelvis blev sand i lange tidsrum tilført det Danske Bassin fra det skandinaviske grundfjeldsområde og

aflejret som kystsand langs bassinranden, hvorimod en mere silt- og lerholdig sedimentation tog over ude i de kystfjerne, dybere dele af bassinet. I perioder med lavt havniveau rykkede kysten og de bagvedliggende floder længere ud i bassinet, og som følge heraf kan sandstenslagene i undergrunden have en stor udstrækning, hvis de ikke sidenhen er brutt op af forkastninger.

Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Gassum Formationen i de nærmeste brønde samt hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (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. De seismiske data viser ingen markante tykkelsesvariationer af Gassum Formationen mellem Kvols-1 og prognoselokaliteten, men formationen er muligvis en anelse tykkere ved lokaliteten. Sammenholdt med den korte afstand vurderes Kvols-1 derfor til at være repræsentativ for prognoselokaliteten med hensyn til Gassum Formationens tykkelse, dens interne fordeling af sandsten og lersten samt sandstenenes reservoiresgenskaber. Flere af sandstensintervallerne i Kvols-1 kan korreleres med sandstensintervaller i andre brønde, og som udgangspunkt kan den sedimentologiske kontinuitet derfor betragtes som værende stor, om end de interne sandstensintervaller kan afspejle forskellige aflejringsmiljøer (Nielsen 2003).

Tabel 5.2: Tykkeler af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste brønde, hvis omtrentlige beliggenhed ses i Figur 2. De grå felter angiver, at andelen af Gross sand og Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

	Tykkeler/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Kvols-1	114	55	38
Skive-2	53	11	10
Skive-1	119	47	43
Hobro-1	145	143	63
Farsø-1	198	61	35

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af Gassum Formationens reservoairegenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i data fra den nærtliggende Kvols-1. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i Kvols-1 ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen. Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner fra Kvols-1 boringen (Dansk Boreselskab 1976). De optagne og tolkede logs i Kvols-1 brønden er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i Kvols-1 er samlet i Tabel 5.5. Usikkerheden på de angivne estimerer bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitets-permeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er lidt større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Kvols-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 Kvols-1. Det fremgår, at der ikke er udtaget kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Kvols-1	2424–2532	Ingen	Ingen

Tabel 5.4: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore boringer 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 effektiv 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 potentiel r-servoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentiel r-servoirsand (PRS)

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Kvols-1 brønden.*

Kvols-1			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2405	1 ³	2381–2429 ³
Tykkelse af formation [m]	114	1 ³	113–115 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	55	5 ³	52–58 ³
Tykkelse af Potentielt reservoairsand ⁴ [m]	38	5 ³	36–40 ³
Potentielt reservoairsand/formation ⁵	0,33	5 ³	0,31–0,35 ³
Potentielt reservoairsand/Gross sand ⁶	0,69	5 ³	0,65–0,72 ³
Vandledende egenskaber (reservoairsand)			
Porøsitet [%]	21	5 ³	20–22 ³
Gas-permeabilitet [mD]	240	4 ⁷	60–960 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	300	4 ⁷	75–1200 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	11	4 ⁷	3–44 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse, stedvis grovkornet; dårlig sorteret til velsorteret; subkantede til subafrundede korn		
Diagenese/cementering	Kalkfrie til svagt kalkcementerede, stedvis kalkcementerede		

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 reservoairsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og logporøsitet (> 15 %).

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoairsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoairsand 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.

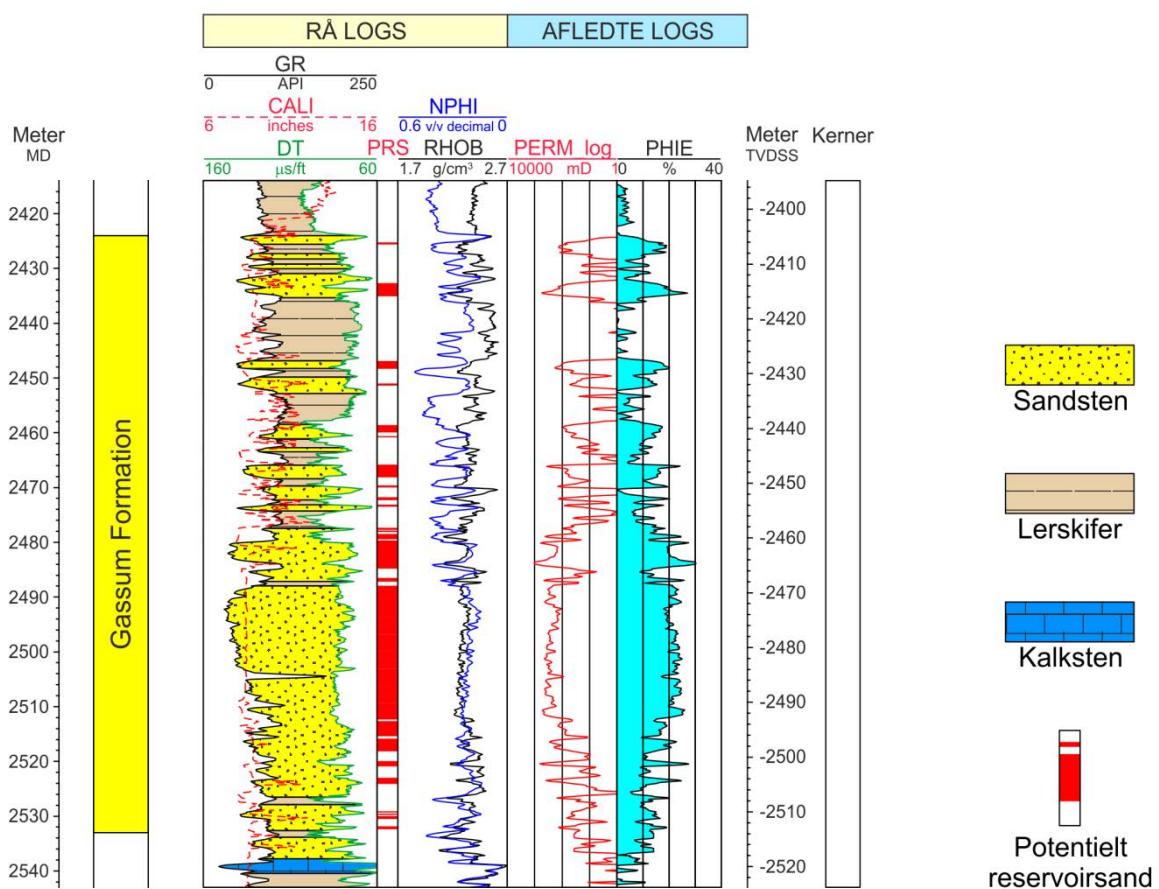
⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Kvols-1 har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten. Logtolkningen viser, at den nederste halvdel af formationen domineres af sandsten, hvormod sandsten veksler med lersten i den øvre del af formationen (Figur 6). Beskrivelserne af borespåner fra Kvols-1 understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af disse, at

sandstenene i den nedre halvdel af formationen hovedsageligt er finkornede, velsorterede og svagt kalkcementerede eller kalkfrie (fra ca. 2482 m.u.h. og dybere) eller medium til grovkornede, dårligt sorterede og med subkantede til subafrundede sandskorn samt svagt kalkcementerede (fra ca. 2465 til 2482 m.u.h.). I den øvre halvdel af formationen er sandstenene fin- til mellemkornede, sorterede og med subafrundede korn samt kalkcementerede eller kalkfrie (Dansk Boreselskab 1976). En tilsvarende lithologisk sammensætning samt tekstur og cementering af sandsten antages også at være gældende ved prognoselo-kaliteten.

Kvols-1



Figur 6: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Kvols-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gammay (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoairsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porositetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

5.2.2 Vurdering af tykkeler, lerindhold og porøsitet

I Kvols-1 er Gassum Formationen 114 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 55 meter (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen. I nogle dybdeintervaller indeholder sandstenene i Kvols-1 dog andre radioaktive mineraler end lermineraler. Dette er der forsøgt at tage højde for ved at anvende forskellige gamma-værdier til definering af rent ler for specifikke dybdeintervaller (Tabel 5.6).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt ler-mængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 38 meter i Gassum Formationen. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 21 % (Tabel 5.5).

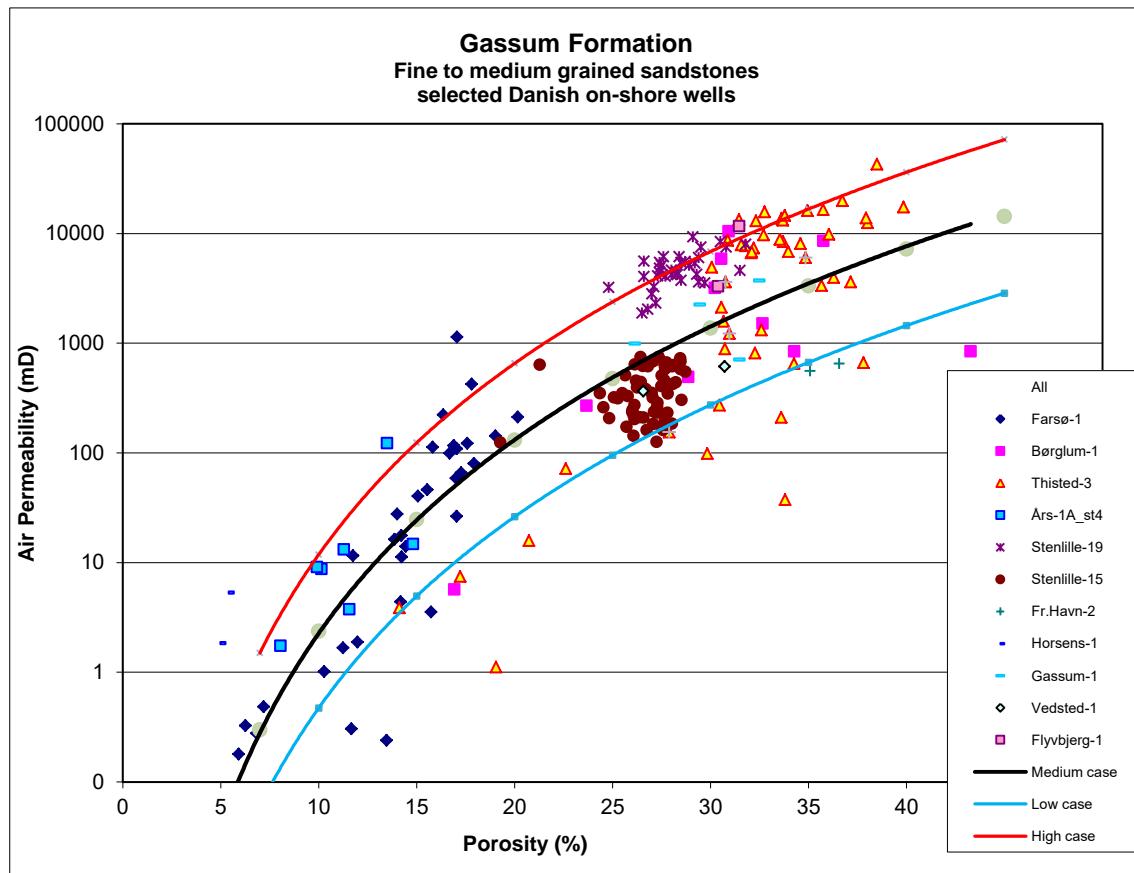
Tabel 5.6: Responsparametre for gamma (GR) log for Kvols-1 boringen.

Responsparametre for gamma (GR) log	Dybdeinterval (meter MD)	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Kvols-1, Gassum Formationen	2424–2480	50	150
	1280–2512	50	400
	2512–2525	50	380
	2525–2538	50	125

5.2.3 Permeabilitet

GEUS har bestemt en sammenhæng mellem kerne-permeabilitet og porøsitet i Gassum Formationen. Denne porøsitet-permeabilitetsrelation er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer beliggende i Jylland og på Sjælland (Figur 7). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Kvols-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 føromtalte 'cut-off' værdier er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 240 mD for Kvols-1. Dette svarer til en reservoir-permeabilitet på omtrent 300 mD. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet. Kvols-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 erfaringssmæssige sammenhænge, f.eks. som vist i Figur 7, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Gassum Formationen udenfor studieområdet udnyttet.



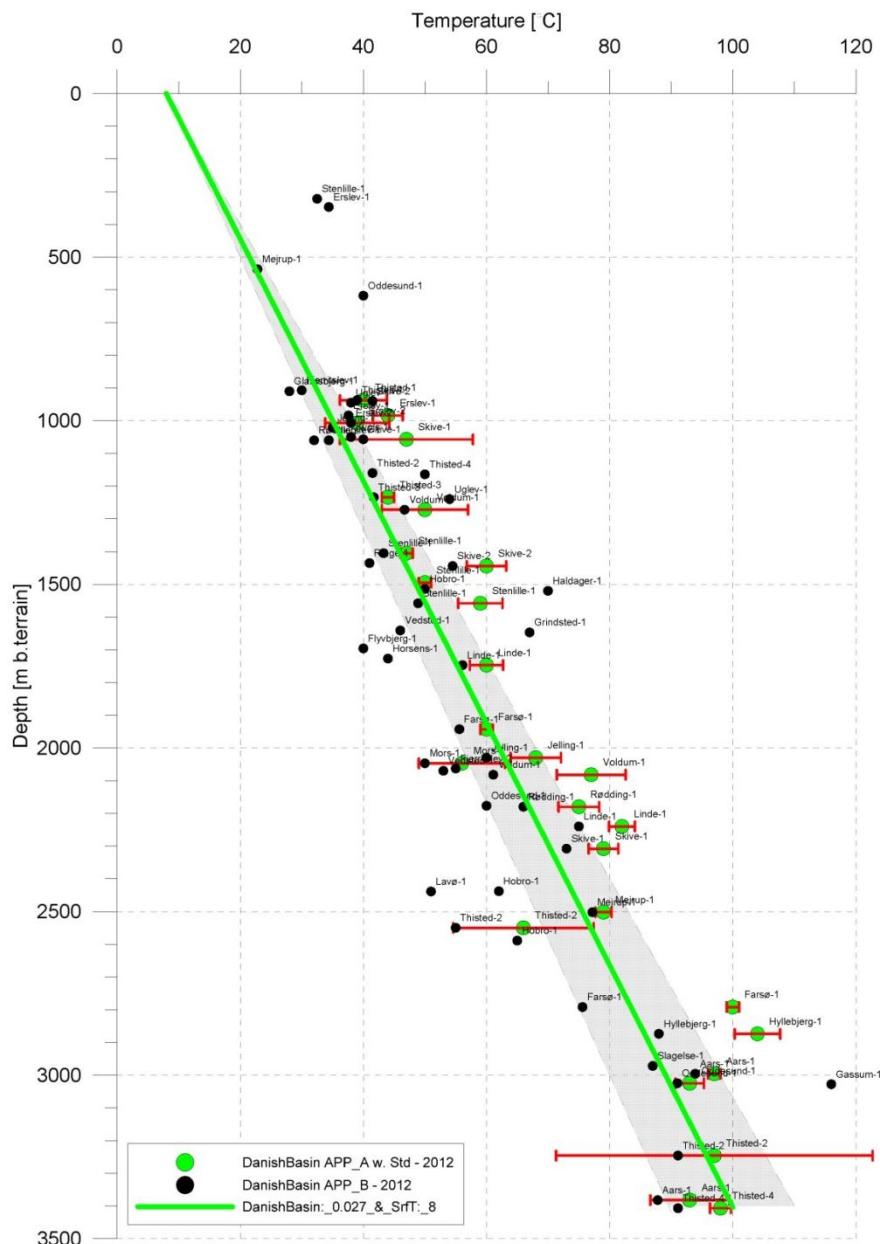
Figur 7: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variati onsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases").

5.2.3.1 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Kvols-1 og ved prognoselokaliteten vurderet til ca. 11 Darcy-meter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet ved prognoselokaliteten mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 5; svarende til at dividere, henholdsvis gange, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til estimeringen af permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

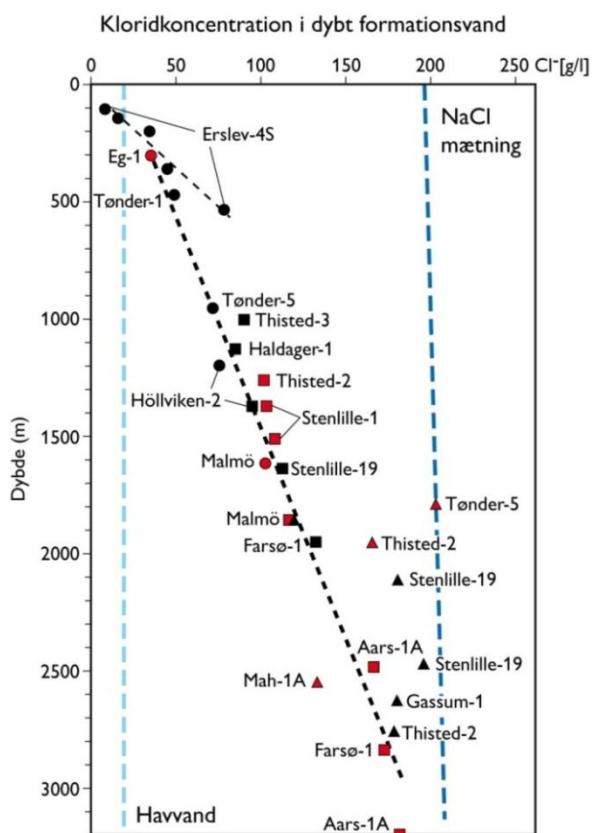
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $76^{\circ}\text{C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på alle relevante temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. = $0,027 \cdot \text{dybde} + 8^{\circ}\text{C}$ (Figur 8). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2503 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2430 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (15 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 58 meter).



Figur 8: 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). Temperaturmålingen fra Kvols-1 (1050 m/38 °C) holder sig indenfor usikkerhedsbåndet.

5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 9). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 156 g/l i en dybde af 2503 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 206 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 mætningspunktet for NaCl.



Figur 9: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Kloridanalyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stipte 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 vandanlysen 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 stippled linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stippled 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.

Dansk Boreselskab A/S (Mærsk) 1976: Completion Report Kvols-1.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Weibel, R., Hjuler, M.L., Røgen, B., Mahler, A. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity. European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3–7 June 2013.

Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske reservoirformationer i den danske lagserie. Danmarks Geologiske Undersøgelse, Årbog 1978, 151–164.

Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 147–216.

Nielsen, L.H., 2003: Late Triassic – Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 459–526.

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

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

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