

Det geotermiske screeningsprojekt

Thisted-lokaliteten

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



Det geotermiske screeningsprojekt

Thisted-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 Thisted-lokaliteten	8
3.1	Anbefalinger	10
4.	Datagrundlag	11
5.	Gennemgang af data	13
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	13
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	13
5.1.2	Boringsdata	15
5.2	Reservoirkvalitet	18
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	21
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	24
5.2.3	Permeabilitet.....	25
5.2.4	Transmissivitet	26
5.3	Temperatur	27
5.4	Salinitet.....	29
6.	Referencer	30

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet i Thisted-området. Thisted fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012.

De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at de dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirs i det rette dybdeinterval for geotermisk indvinding. De geologiske data skal efterfølgende indgå som et input til at estimere varmeeffekt, geotermisk indvindingspotentiale, økonomi m.v. ved en eventuel realisering af et geotermianlæg og til efterfølgende at vurdere samfundsøkonomi samt selskabsøkonomi på det samlede varmemarked ved inkludering af geotermisk varmeproduktion.

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

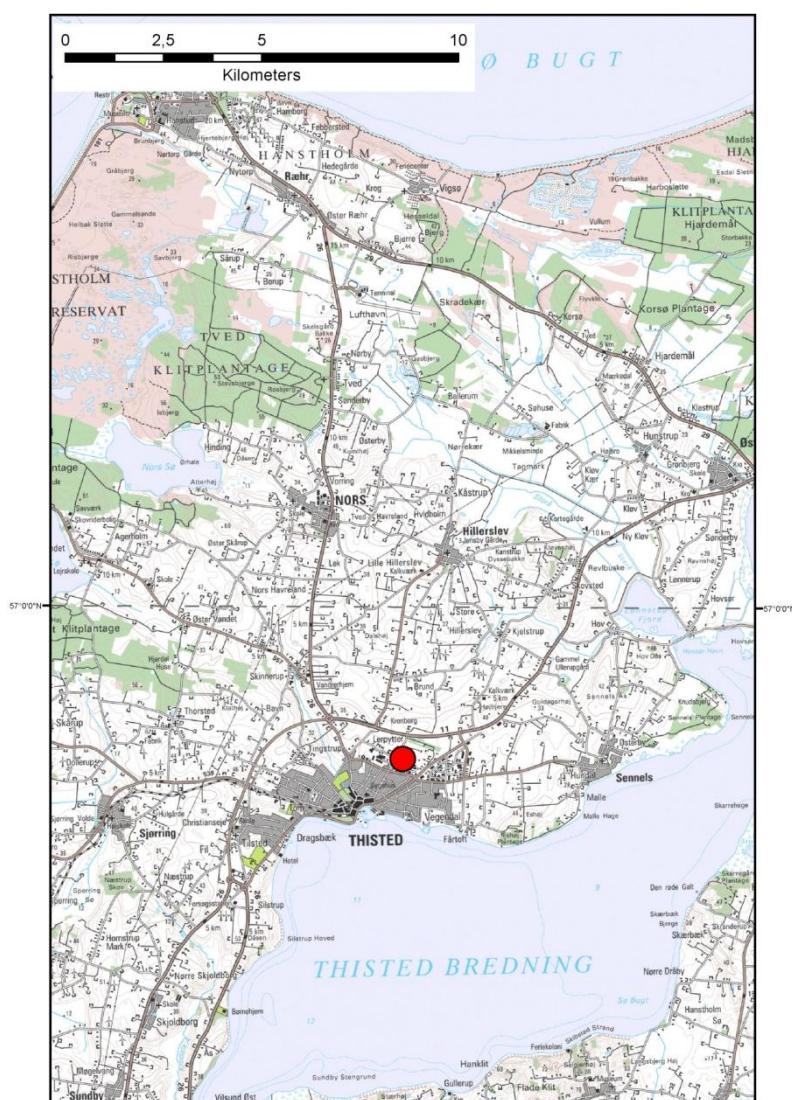
Undergrundens geologiske opbygning kan variere betydeligt over selv korte afstande og som følge heraf, kan det geotermiske potentiale variere tilsvarende. En kortlægning af denne variation over større områder er meget omfattende, kræver ofte indsamling af supplerende geologiske data og ligger som følge heraf udenfor rammerne af indeværende screening. Geotermi WebGIS portalen vil udgøre et godt udgangspunkt, hvis det geotermiske potentiale ønskes vurderet andre steder i Thisted-området.

Thisted Fjernvarme skiller sig sammen med Sønderborg og Storkøbenhavns Fjernvarme ud fra de øvrige udvalgte fjernvarmeområder ved, at en geotermisk produktion allerede er etableret. Der er derfor ikke taget udgangspunkt i en prognoselokalitet i den geologiske screening af Thisted-området, men i data fra de etablerede geotermibrønde. Som en konsekvens heraf er diverse prognosebetrægtninger nedtonet i gennemgangen af Thisted-området, og de geologiske data, der skal indgå i de økonomiske beregninger, tager i stedet udgangspunkt i de faktiske målte værdier (dybde, temperatur) og estimerede reservoirparametre (porøsitet, permeabilitet, transmissivitet) baseret på analyser af borehulsmålinger og kerneanalyser samt eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner fra Thisted-2 (produktionsbrønden) og sekundært Thisted-3 (injektionsbrønden). Den estimerede transmissivitet sammenlignes endvidere med den transmissivitet, der er fremkommet på baggrund af tolkninger af data fra prøvepumpninger (testdata).

I Thisted indvindes vand med en gennemsnitstemperatur på ca. 45 grader fra et ca. 34 meter tykt reservoirinterval i Gassum Formationen. Reservoirintervallets top er beliggende ca. 1200 meter under havniveau i Thisted-2 og ca. 1173 meter under havniveau i Thisted-3. Det geotermiske anlæg blev taget i brug i 1984 og er beliggende umiddelbart nord for Thisted by (Figur 1). Der

er i øjeblikket planer om at udbygge det geotermiske anlæg med enten en ekstra produktions- eller injektionsboring.

Nærværende gennemgang af Thisted-lokaliteten er opbygget således, at der i afsnit 2 gøres rede for regionale geologiske forhold og undergrundens opbygning. Geologiske nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved Thisted-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Det er også i dette afsnit, at det geotermiske potentiale vurderes, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og hvordan de geologiske nøgledata er fremkommet samt delvist hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark ud fra en geologisk synsvinkel henvises der til WebGIS portalen. Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der indgår i vurderingen af et geotermisk potentiale og hvilke usikkerheder, der overordnet knytter sig til beregningen af disse.



Figur 1: Kort visende den omtrentlige beliggenhed af det geotermiske anlæg (rød cirkel) umiddelbart nord for Thisted.

2. Geologisk baggrund

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

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

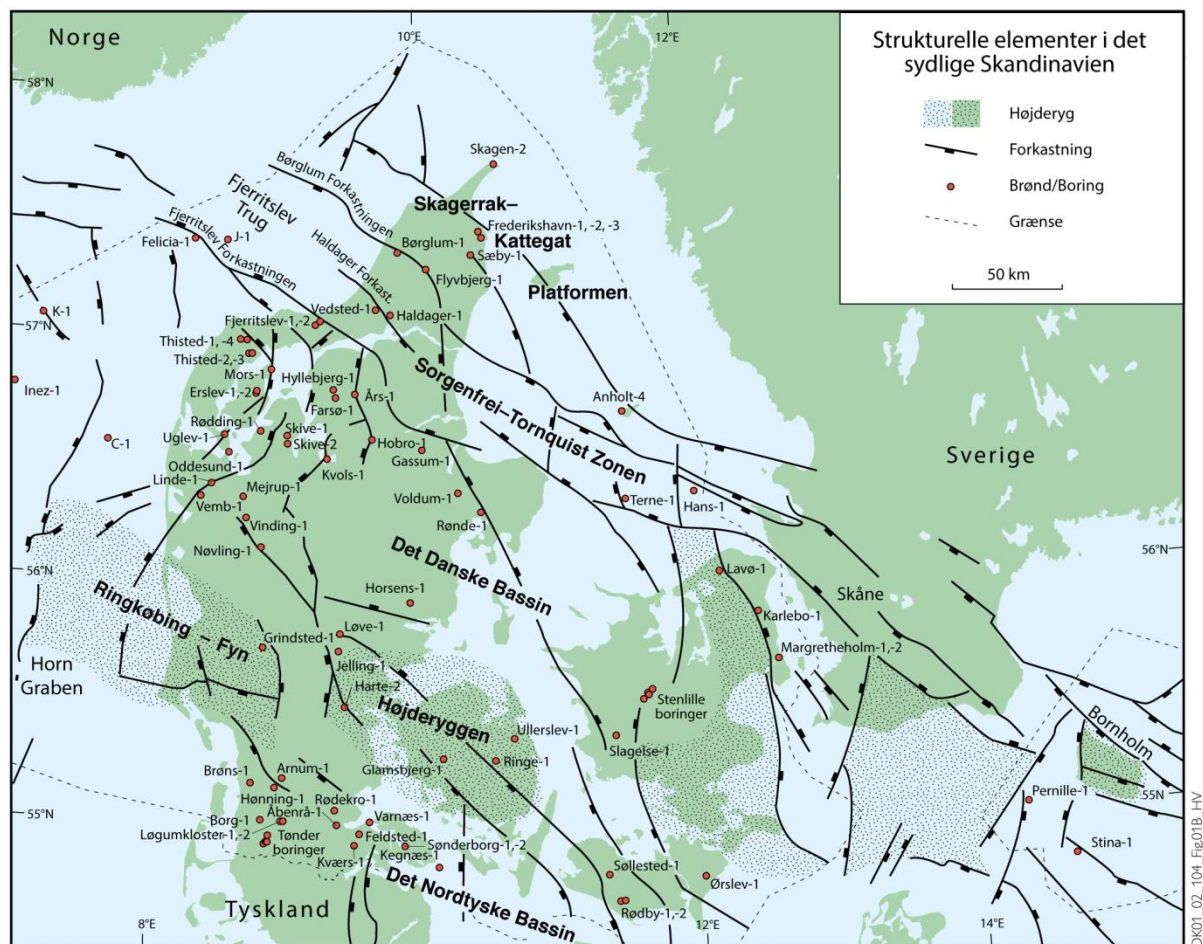
I Thisted-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien 5,0–5,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I den nordlige halvdel af Thy, som Thisted-området er beliggende indenfor, vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer primært at være til stede i den Nedre–Øvre Triassiske Skagerrak Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation samt den Mellem Jurassiske Haldager Sand Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer, og at de i større områder vurderes til at være beliggende indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Forud for etableringen af det geotermiske anlæg i Thisted blev der lavet reservoirtest af Skagerrak og Gassum formationerne baseret på data fra Thisted-2 brønden. Testene viste, at Gassum Formation var mest egnet til en geotermisk produktion. Ligeledes blev Gassum Formationen foretrukket frem for Haldager Sand Formation, da den ligger dybere i un-

dergrunden, og det geotermiske vand dermed også har en højere temperatur end i Haldager Sand Formationen. Nærværende gennemgang af det geotermiske potentiale ved Thisted-lokaliteten har derfor fokus på Gassum Formationen.

Generelt gælder det, at kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes foruden i Thisted også til geotermisk indvinding i 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 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 dækket af et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoiregenskaberne.



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

3. Resultater for Thisted-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Thisted-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.

De geologiske data vurderes positive med hensyn til om reservoirintervallet i Gassum Formationen egner sig til en geotermisk produktion. Dette er naturligvis ikke overraskende, da reservoirdata stammer fra de borer, der knytter sig til det geotermianlæg, der blev sat i drift i 1984, og som har kørt succesfuldt siden da. Reservoiregenskaberne er estimeret ud fra analyser af petrofysiske logdata fra Thisted-2 og Thisted-3. De petrofysiske beregningsmetoder, der ligger bag estimererne, er tilpasset og kalibreret resultaterne af porøsits- og permeabilitetsmålinger på kernemateriale af Gassum Formationen fra Thisted-3.

Sandstenene i Gassum Formationen viser generelt meget høje porøsitet- og permeabilitetsværdier ved Thisted-lokaliteten, hvilket sandsynligvis skyldes, at formationen ikke ligger så dybt i undergrunden. Dette afspejler sig også ved en høj reservoirtransmissivitet på 114 Darcy-meter. Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoirkvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6-8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et generelt lavt lerindhold (<30 %). Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne, beregnet ved at gange tykkelsen af Potentielt reservoirsand med reservoirsandstens gennemsnitspermeabilitet efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Pumpetestdata fra Thisted-2 og trykmålingsdata fra Thisted-3 viser ligeledes høje transmissiviteter på henholdsvis 125 Darcy-meter og 118 Darcy-meter. I geotermisk sammenhæng bør reservoirtransmissiviteten være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og dette er således til fulde opfyldt for Thisted lokaliteten. Temperaturen er estimeret til 45 grader i midten af reservoiret i produktionsbrønden (Thisted-2) - i høj grad baseret på højpræcisionsmålinger af temperaturen i injektionsbrønden (Thisted-3).

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, er Fjerritslev Formationen ca. 100 meter tyk med toppen beliggende ca. 1030 m.u.h. i Thisted-2 produktionsbrønden. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer er ca. 800 meter tykke med toppen beliggende ca. 800 m.u.h. i Thisted-2 (Nielsen & Japsen 1991).

**I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirets 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.

Thisted-lokaliteten			
UTMz32 X: 482.716 m; Y: 6.313.729 m Terrænkote: 29 meter over havniveau (m.o.h.)			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed¹	Usikkerhedsinterval²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1119	1 ³	1108–1130 ³
Tykkelse af formation [m]	135	1 ³	134–136 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	95	5 ³	90–100 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	70	5 ³	67–74 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,52	5 ³	0,49–0,55 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,74	5 ³	0,70–0,78 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	25	6 ³	24–27 ³
Gas-permeabilitet [mD]	1300	3 ⁷	433–3900 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1625	3 ⁷	542–4875 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	114	3 ⁷	38–342 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	45	1 ³	45–45 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Hovedsageligt fin til mellem kornstørrelse, i nogle intervaller grovkornet; ringe sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Løs og let-smuldrende, svagt cementeret eller ikke cementeret		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Mellem		
Strukturel kontinuitet	Mellem på regional skala pga. saltstrukturer og ledsagende forkastninger. Ingen store forkastninger identificeret omkring "prognoselokaliteten".		

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

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

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

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

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

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

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

⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brønd-test. 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 reservoiret i produktionsbrønden baseret på den målte gennemsnitstemperatur i reservoiret i injektionsbrønden.

3.1 Anbefalinger

Der er planer om at supplere det geotermiske anlæg i Thisted med enten endnu en produktions- eller injektionsbrønd, og en nærmere udredning af de geologiske og reservoirmæssige forhold er i den forbindelse foretaget med henblik på at kunne placere en eventuelt kommende brønd mest hensigtsmæssigt (Hjuler et al. 2013). Udredningen omfatter blandt andet en tolkning af den eksisterende seismik for at kunne kortlægge dybden til toppen af Gassum Formationen og eventuelle forkastninger; en tolkning af formationens reservoiregenskaber baseret på petrofysiske logtolkninger, eksisterende porøsitets- og permeabilitetsmålinger på kernemateriale samt brøndtest data; en detaljeret kernebeskrivelse med henblik på at tolke markante vertikale og laterale skift i reservoirets sammensætning (reservoirsandsten kontra ler-og siltsten) som afspejles ved logdata fra Thisted-1, Thisted-2, Thisted-3 og Thisted-4; en reservoirmodel for at kunne simulere produktionshistorien (1984–2013) og forventet resterende tid inden afkølet injektionsvand når frem til produktionsbrønden (Thisted-2) samt for at kunne simulere produktions/injektions-scenarier ved forskellige placeringer af en supplerende produktions- eller injektionsbrønd.

4. Datagrundlag

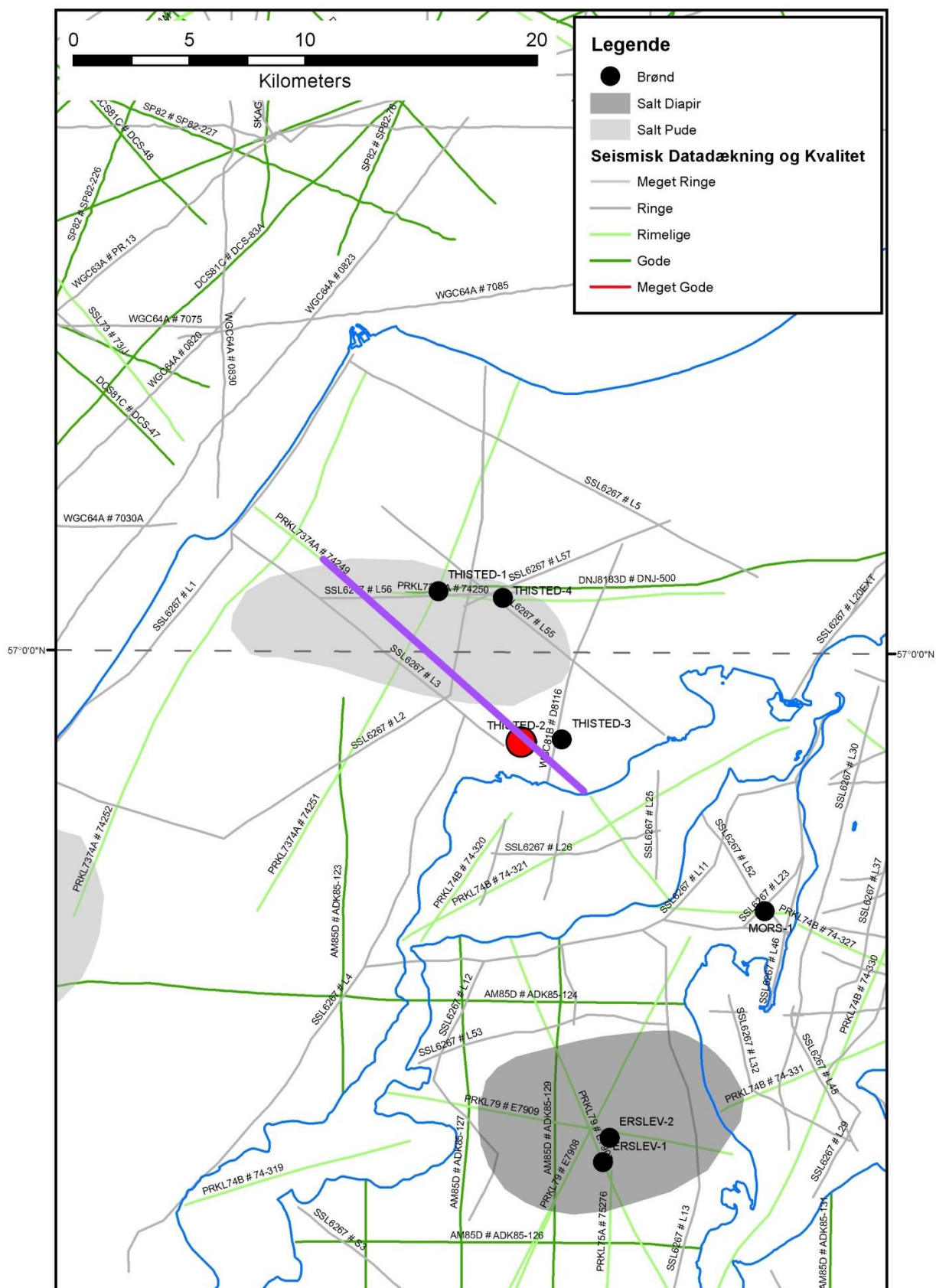
I Figur 3 er den tilgængelige database i Thisted-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

Placeringen af "prognoselokaliteten" er markeret ved produktionsbrønden Thisted-2. Nærmeste brønde er injektionsbrønden Thisted-3 samt Thisted-4 og Thisted-1, som befinder sig henholdsvis ca. 1,5; 6,3 og 7,5 km fra Thisted-2. I Thisted-3 er Gassum Formationen kun delvis gennemboret. Thisted-1 og Thisted-4 er beliggende over toppen af Thisted-saltpluden, mens de 2 geotermiboringer er beliggende over saltpludens sydlige flanke. Dette afspejler sig i dybden ned til toppen af Gassum Formationen i de fire brønde, som øges i sydlig retning fra 710 m.u.h. i Thisted-1 til 1119 m.u.h. i Thisted-2 (Tabel 4.1). På lidt større afstand befinder Mors-1, Erslev-2 og Erslev-1 sig i en afstand fra "prognoselokaliteten" på henholdsvis ca. 12,5; 17,5 og 18,5 km. Gassum Formationen er til stede i alle de nævnte brønde på nær i Erslev-1 og Erslev-2, hvor udviklingen af den underliggende Mors saltdiapir sandsynligvis har resulteret i hævnning og borterosion eller saltgennemtrængning af Gassum Formationen. I alle Thisted-brøndene, på nær Thisted-4, er der optaget en log-suite, som kan anvendes til vurdering af reservoirkvalitet. Da der endvidere findes kernedata fra Thisted-3 og brøndtestdata af Gassum Formationen i Thisted-2 og Thisted-3, vurderes datadækning og -kvalitet med hensyn til brøndata som værende god i vurderingen af "prognoselokaliteten".

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. I vurderingen af "prognoselokaliteten" vurderes den seismiske datatæthed som værende rimelig, men kvaliteten af de seismiske data er gennemgående ringe til rimelig.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til Thisted-2 ("prognoselokaliteten"), er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortene i Figur 2 og 3.). Formationer, der ikke er gennemboret (ikke til stede), men hvor stratigrafisk dybdereliggende lag er anført, er markeret med "-" i tabellen. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau (data fra Nielsen & Japsen 1991).

		Thisted-2 (0 km)	Thisted-3 (1,5 km)	Thisted-4 (6,3 km)	Thisted-1 (7,5 km)	Mors-1 (12,5 km)	Erslev-2 (17,5 km)	Erslev-1 (18,5 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	3–806	-26–802	-30–476	-29–457	125–1482	63–707	33–562
	Tykkelse (m)	803	828	506	486	1357	643	529
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1028–1119	987–1093	622–740	600–710	2137–2750	-	-
	Tykkelse (m)	91	106	118	110	613	-	-
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1119–1254	1093–1208	740–854	710–835	2750–2917	-	-
	Tykkelse (m)	135	>115	114	137	167	-	-



Figur 3: Placering af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. ”Prognose-lokaliteten” (rød cirkel) er givet ved placeringen af Thisted-2 (produktionsbrønden). Den del af den seismiske linje 74249, som er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

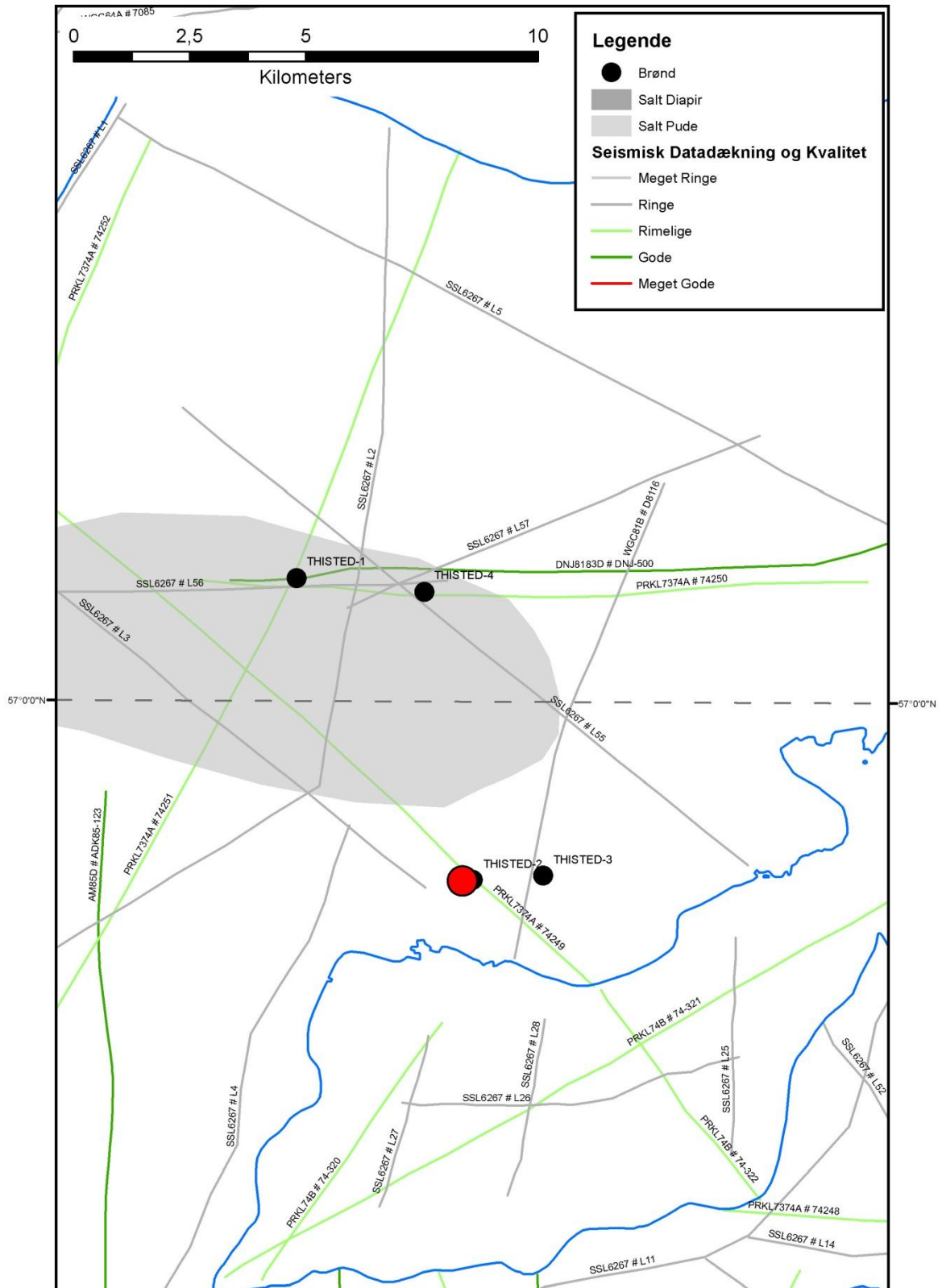
5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget, og hvordan de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 er fremkommet samt delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem.

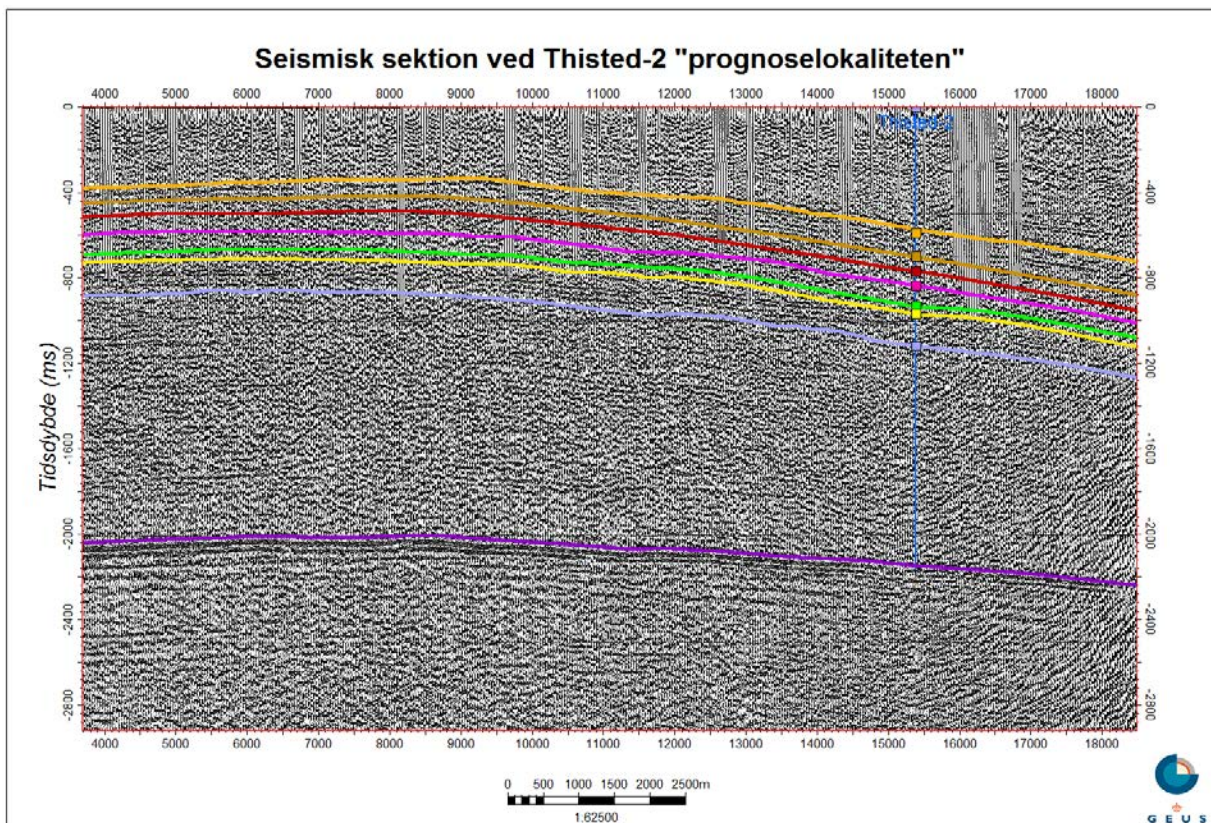
5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Den seismiske linje 74249 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent nordvest–sydøst orienteret seismisk profil, der passerer forbi ”prognoselokaliteten” i en afstand af ca. 200 meter samt Thisted-3 i en afstand af ca. 1 km. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. På profilet ses Thisted saltpudens kuppelformede struktur, som forårsager, at dybden til Gassum Formationen øges i sydlig retning. Der er ikke identificeret markante forkastninger i nærheden af ”prognoselokaliteten”. Kvaliteten af de seismiske data tillader dog ikke identificering af mindre forkastninger, og det kan derfor ikke udelukkes at sådanne er til stede i området.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring "prognoselokaliteten" (rød cirkel). En del af den seismiske linje 74249 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Omtrent nordvest-sydøst orienteret seismisk profil baseret på linje 74249, der passerer henover Thisted-saltputen (Figur 3 og 4). Profilet passerer nord om "prognoselokaliteten" (Thisted-2), i en afstand af ca. 200 meter. "Prognoselokaliteten" er projiceret vinkelret ind på profilet (blå lodret streg). Gassum Formationen fremstår forholdsvis uforstyrret, og der ses ingen markante forkastninger omkring lokaliteten. 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 Børglum Fm (brun), Top Fjerritslev Fm (rødbrun), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Skagerrak Fm (lyslilla) og Top Zechstein (mørk lilla). Den omtrentlige to-vejs-tid til laggrænser i Thisted-2 boringen, som svarer til de tolkede horisonter, er vist som kvadratiske kasser.

5.1.2 Boringsdata

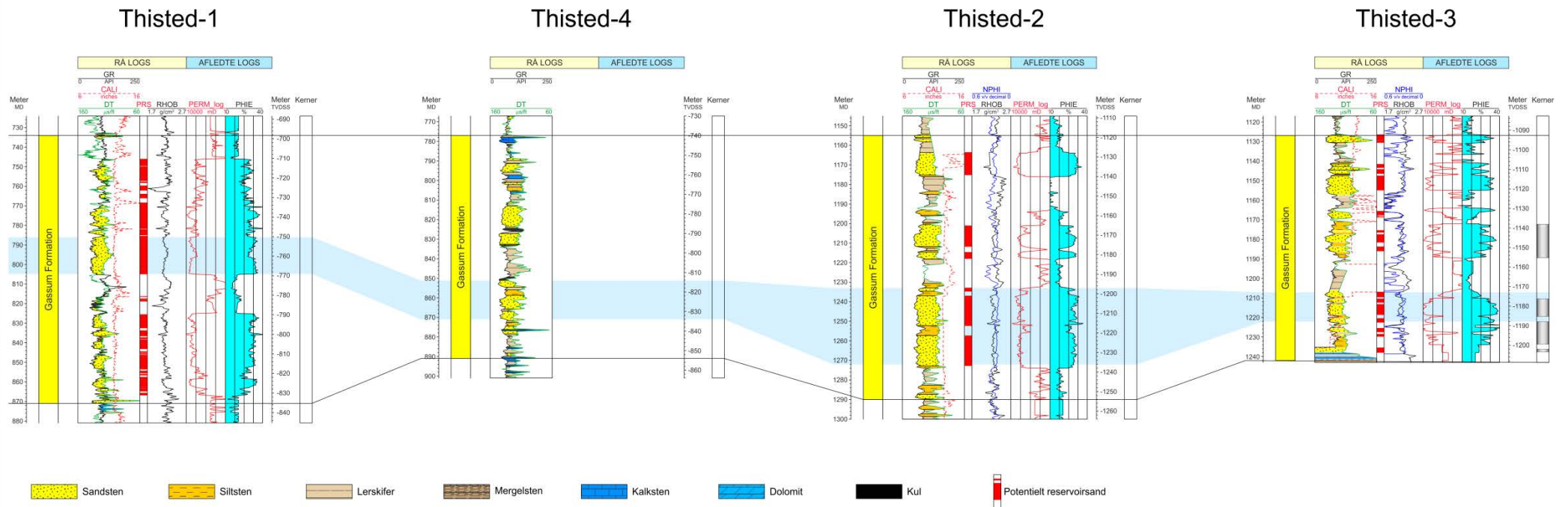
Boringsdata viser, at Gassum Formationen generelt er vidt udbredt i regionen, men at den kan mangle lokalt over saltstrukturer, som tilfældet er over den førnævnte Mors salt diapir. Saltstrukturer er almindelige i regionen, og deres dannelse har ofte været ledsaget af forkastningsaktivitet. Den strukturelle kontinuitet er som følge heraf begrænset over store afstande. Over store afstande ændrer de interne reservoirintervaller i Gassum Formationen endvidere ofte karakter; f.eks. ved at andelen og tykkelsen af sandsten aftager, mens andelen af silt- og lersten stiger, hvorved reservoirkvaliteten falder (jfr. Nielsen 2003). En sådan variation afspejler det oprindelige aflejningsmiljø; eksempelvis blev sand i lange tidsrum tilført det Danske Bassin fra det skandinaviske grundfjeldsområde og aflejret som kystsand langs bassinranden, hvorimod en mere silt- og lerholdig sedimentation tog over ude i de kystfjerne, dybere dele af bassinet. I perioder med lavt

havniveau rykkede kysten og de bagvedliggende floder længere ud i bassinet, og som følge heraf kan sandstenslagene i undergrunden have en stor udstrækning, hvis de ikke sidenhen er brudt op af forkastninger.

Men også på en mere lokal skala kan den sedimentologiske kontinuitet variere, eksemplificeret ved de fire Thisted-brønde, hvor Gassum Formationen varierer i tykkelse fra 114-137 meter. Logtolkninger viser, at formationens indhold af sand-, silt- og lersten varierer betydeligt fra boring til boring (Figur 6), hvilket også giver ophav til at indholdet af Potentielt reservoirsand er forskelligt (Tabel 5.1). Det interne reservoirinterval, der benyttes til geotermi, er sandsynligvis til stede i alle brøndene, men varierer i tykkelse fra 20 meter til knap 40 meter ligesom mængden af sandsten varierer (Figur 6). Disse variationer afspejler forskellige submiljøer indenfor det oprindelige aflejningsmiljø. Som følge af den relativt lille sedimentologiske kontinuitet vil der blive opnået forskellige produktionsscenerier afhængig af hvor en eventuelt supplerende geotermibrønd placeres.

Tabel 5.1: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoirregenskaber (Potentielt reservoirsand), i Thisted-brøndene og Mors-1 brønden, hvis placeringer ses på oversigtskortet i Figur 3. For Thisted-3 angives minusværdier, da hele Gassum Formationen ikke blev gennemboret. Det grå felt angiver, at andelen af Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Thisted-1	137	94	85
Thisted-2	135	95	70
Thisted-3	>115	>67	>55
Thisted-4	114	37	
Mors-1	167	127	49



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationens lithologiske sammensætning i Thisted-1, Thisted-4, Thisted-2 og Thisted-3. Det interne reservoirinterval, som benyttes i den geotermiske produktion, er fremhævet. Den omtrentlige placering og afstand mellem brønde fremgår af Figur 3. Formationen er i hver boring vist med dens vertikale tykkelse, og der er således korrigeret for boringens eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Thisted-4. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af Gassum Formationens lithologi og reservoirkvalitet bygger først og fremmest på en tolkning af "wireline" logs, eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner samt kerneanalyseedata. Data stammer fra de fire Thisted-boringer, hvoraf data fra geotermianlæggets produktionsbrønd, Thisted-2, er vægtet højest. Dybdeintervallet for Gassum Formationen i disse brønde ses i Tabel 5.2, som også giver et overblik over i hvilke dybdeintervaller, der er udtaget kerner. Både de optagne og tolkede logs fra boringerne er nærmere beskrevet i Tabel 5.3.

De tolkede reservoiværdier for Thisted-2 og Thisted-3 er vist i henholdsvis Tabel 5.4 og 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-permeabilitets sammenhænge etc.). Det er produktionsbrønden Thisted-2, der danner grundlag for vurderingen af reservoirkvaliteten af Gassum Formationen på "prognoselokaliteten" (Tabel 3.1).

Tabel 5.2: *Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i de fire Thisted-brønde med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Thisted-1	734–871	Ingen	Ingen
Thisted-2	1155–1290	Ingen	1155–1288
Thisted-3	1127–1242	1172–1190 1210–1240	Ingen
Thisted-4	777–891	Ingen	Ingen

Tabel 5.3: 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
Resistivetslogs/ 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 modstandslog 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)
Normaliseret gamma log	GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve
Indikator for potentielt reservoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentielt reservoirsand (PRS)

Tabel 5.4: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Thisted-2 brønden.*

Thisted-2			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1119	1 ³	1108–1130 ³
Tykkelse af formation [m]	135	1 ³	134–136 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	95	5 ³	90–100 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	70	5 ³	67–74 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,52	5 ³	0,49–0,55 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,74	5 ³	0,70–0,78 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	25	6 ³	24–27 ³
Gas-permeabilitet [mD]	1300	3 ⁷	433–3900 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1625	3 ⁷	542–4875 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	114	3 ⁷	38–342 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Hovedsageligt fin til grov kornstørrelse; ringe sorteret til sorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Løs og let-smuldrende, svagt kalkcementeret eller ikke cementeret		

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

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

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

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

⁵ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af formation*.

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

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

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

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

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Thisted-3 brønden.*

Thisted-3			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1093	1 ³	1082–1104 ³
Tykkelse af formation [m]	>115	1 ³	114–116 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	>67	5 ³	64–70 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	>55	5 ³	52–58 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,47	5 ³	0,45–0,50 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,82	5 ³	0,78–0,86 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	29	6 ³	27–31 ³
Gas-permeabilitet [mD]	3500	3 ⁷	1167–10500 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	4375	3 ⁷	1458–13125 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	238	3 ⁷	79–714 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Hovedsageligt fin til mellem kornstørrelse, i nogle intervaller grovkornet; ringe sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Svagt hærdnet til løs		

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

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

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

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

⁵ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af formation*.

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

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

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

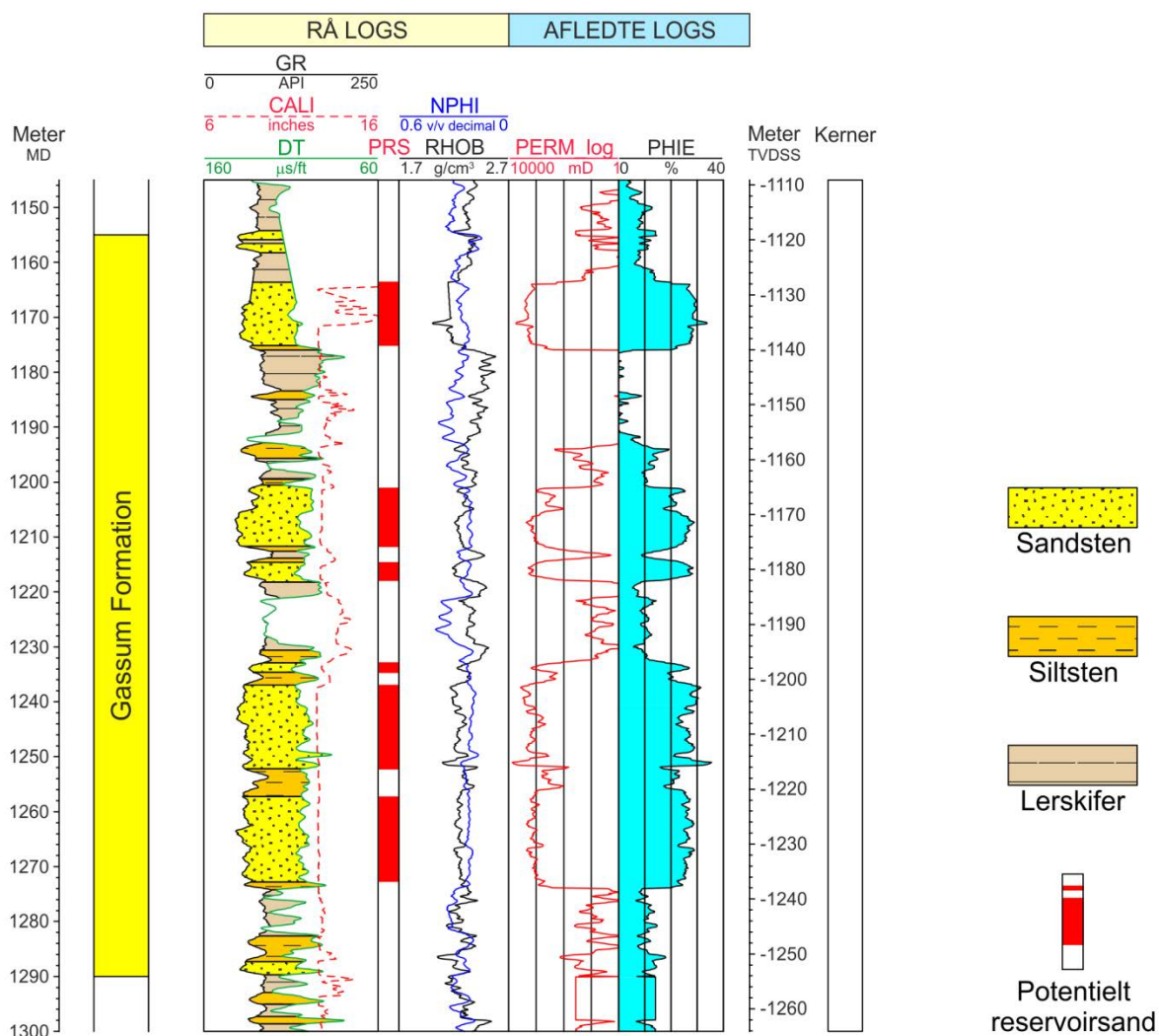
⁹ *Reservoir-transmissiviteten* er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. *Reservoir-transmissiviteten* er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

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

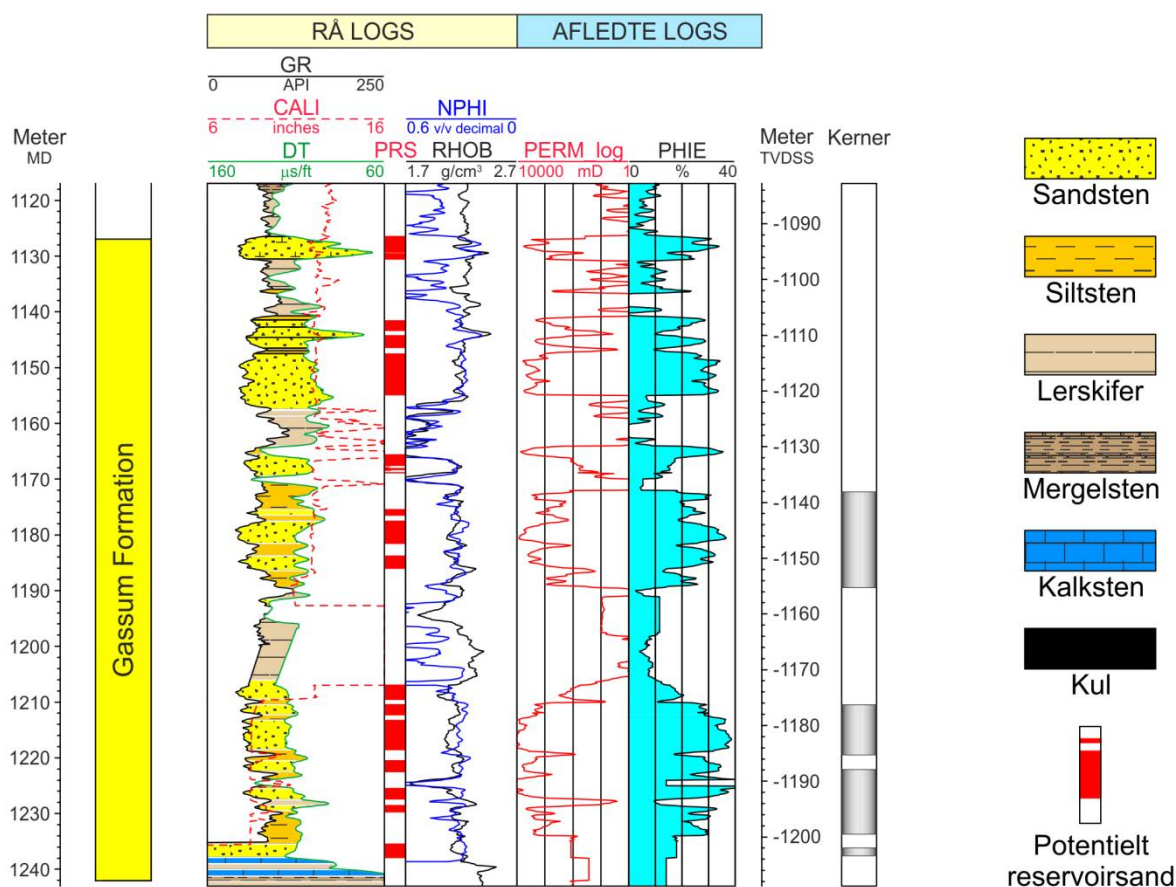
nen hovedsageligt er fin til mellemkornede, men at der også forekommer intervaller med grovkornede sandsten. Sandstenene er ringe til velsorterede med subkantede til afrundede sandkorn. Sandstenene er endvidere svagt cementerede eller ikke cementerede og er i mange intervaller løse og let-smuldrende (Dansk Olie & Naturgas A/S 1982, 1984).

Thisted-2



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Thisted-2 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.3. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

Thisted-3



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Thisted-3. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.3. 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 Thisted-2 og Thisted-3 er Gassum Formationen henholdsvis 135 og >115 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 95 meter i Thisted-2 og minimum 67 meter i Thisted-3 (Tabel 5.1). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af lermængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.6).

På baggrund af tolkningen af lermængden 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 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. 70 og 55 meter i henholdsvis Thisted-2 og Thisted-3. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 25 % i Thisted-2 og ca. 29 % i Thisted-3 (Tabel 5.4 og 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. Porøsitetsmålinger på kernemateriale fra Thisted-3 giver en gennemsnitlig porøsitet på ca. 29 % og understøtter dermed den log-estimerede porøsitet, der i gennemsnit ligeledes er på ca. 29 %. Der findes ikke målinger af porøsiteten på kernemateriale fra Thisted-2, som kan verificere den log-estimerede porøsitet på 25 %. Den noget lavere porøsitet for denne boring kan muligvis tilskrives en ukorrekt kalibrering af neutron- og densitet-loggene optaget i Thisted-2 brønden (Sørensen 1984).

Tabel 5.6: *Responsparmetre for gamma (GR) log for Thisted-2 og Thisted-3 borerne.*

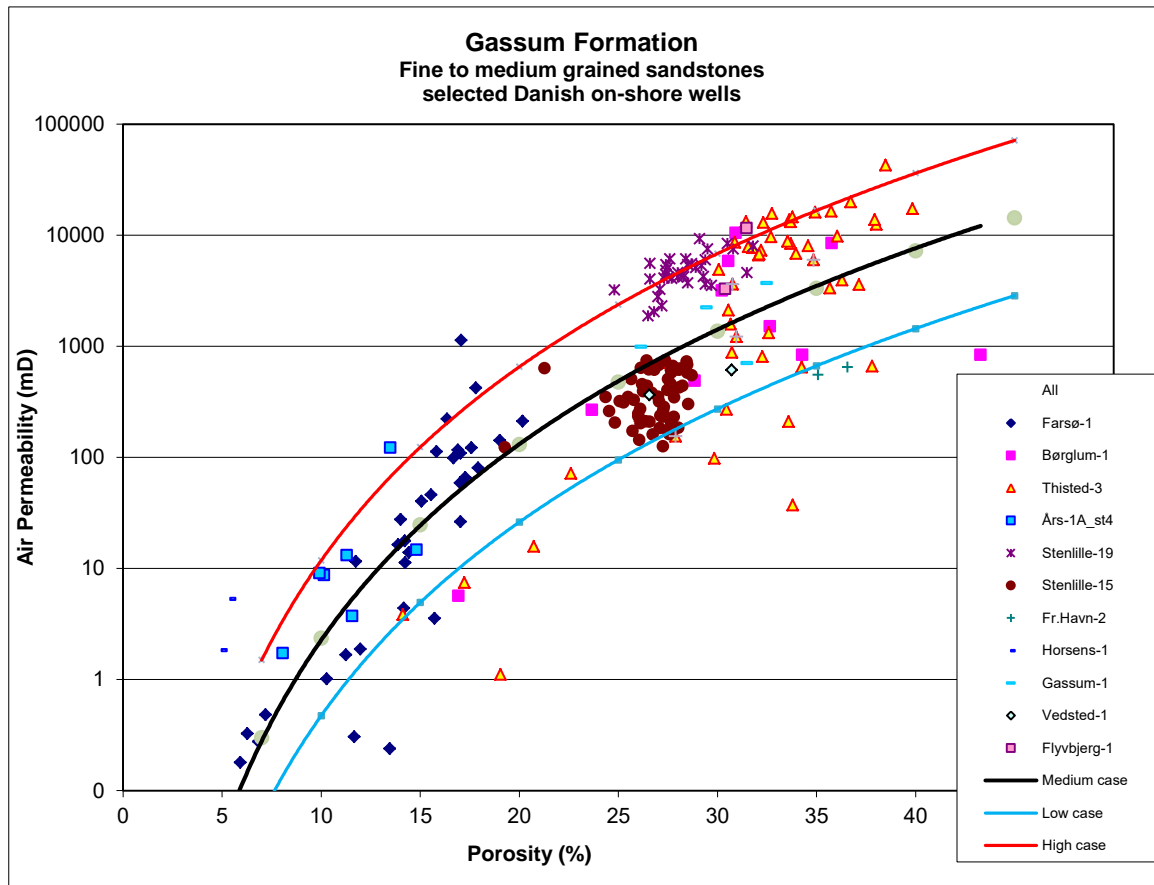
Responsparmetre for gamma (GR) log	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Thisted-2	50	200
Thisted-3	60	100

5.2.3 Permeabilitet

Det er ikke teknisk muligt at logge permeabiliteten i en brønd, men den kan indirekte udledes af den log-estimerede porøsitet sammenholdt med en generel porøsitet-permeabilitet relationen, der baserer sig på kerneanalyser af Gassum Formationen fra en række danske landboringer udført i Jylland og på Sjælland. Mange af permeabilitetsmålingerne fra Thisted-3 kernerne er forholdsvis høje i forhold til, hvordan porøsitet-permeabilitets målingerne falder på den generelle trend linje ("medium case" i Figur 9). De relativt høje permeabilitetsværdier understøttes af tilsvarende høje permeabilitetsværdier, der kan udledes fra pumpeanalyser fra Thisted-2 brønden og trykmålinger i Thisted-3 brønden. Som en konsekvens heraf er den regionale porøsitet-permeabilitet relation blevet tilpasset Thisted-området, så den tager højde for de relativt højere permeabilitetsværdier, der er målt på kernemateriale fra Thisted-3 (Hjuler et al. 2013).

Permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af de førnævnte 'cut-off' værdier er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 1300 mD for Thisted-2 og til ca. 3500 mD for Thisted-3. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 1625 og 4373 mD for henholdsvis Thisted-2 og Thisted-3. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering

af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalysedata, 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"). Bemærk delgruppen af Thisted data med høje permeabilitets-værdier, der ligger nærmere den røde linje (High) end den sorte linje (Medium).

5.2.4 Transmissivitet

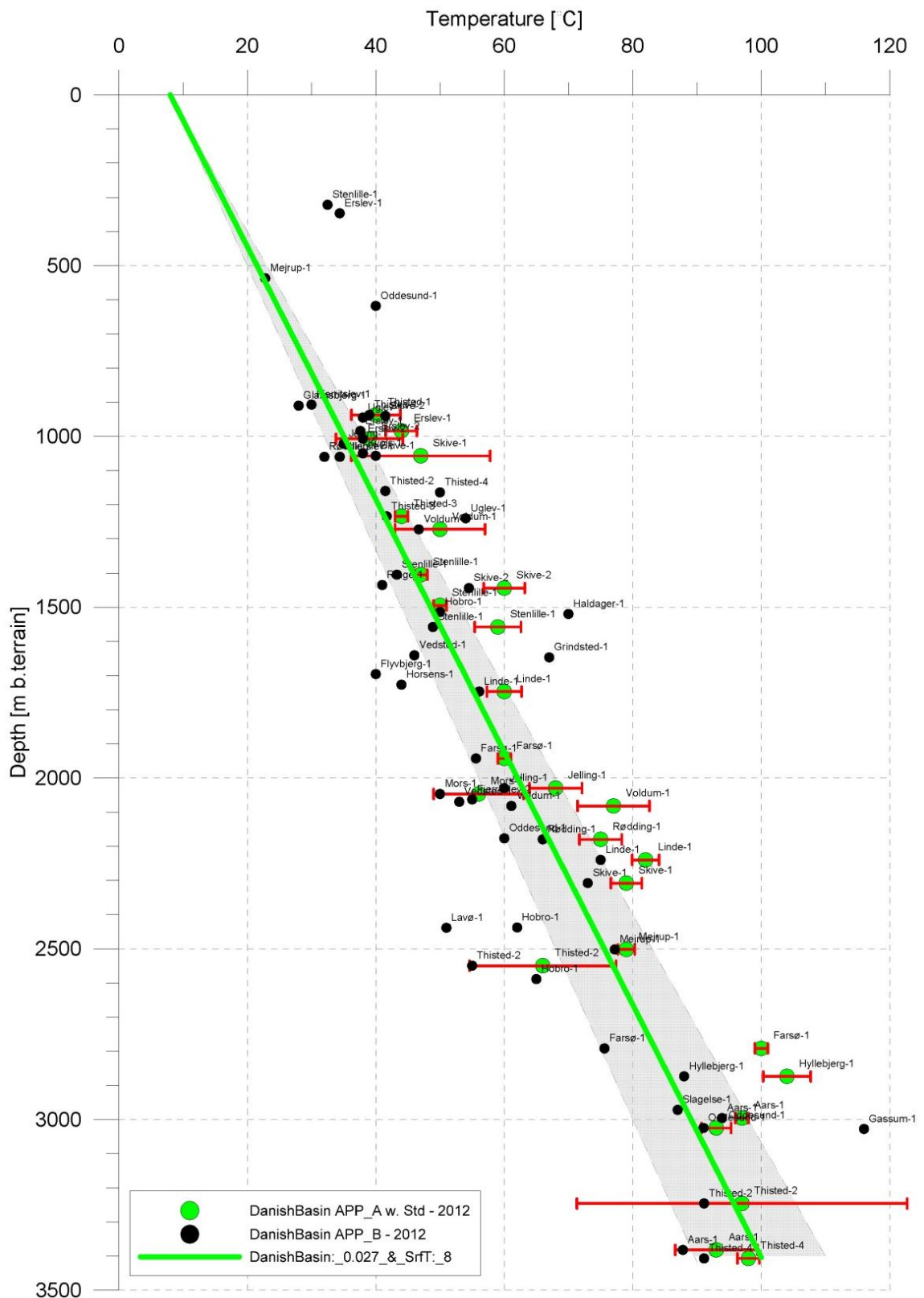
Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Thisted-2 vurderet til ca. 114 Darcy-meter og i Thisted-3 til ca. 238 Darcy-meter.

Reservoirintervallet i Gassum Formationen blev prøvepumpet i Thisted-2 brønden forud for etableringen af det geotermiske anlæg, og i Thisted-3 brønden blev der foretaget trykmålinger i forbindelse med et injektionsstop i 1985. De efterfølgende tolkninger af brønd-

testene ledte også til høje transmissivitetsværdier på ca. 125 Darcy-meter og 118 Darcy-meter for reservoirintervallerne i henholdsvis Thisted-2 og Thisted-3 (Dansk Olie & Naturgas A/S 1983 og 1985).

5.3 Temperatur

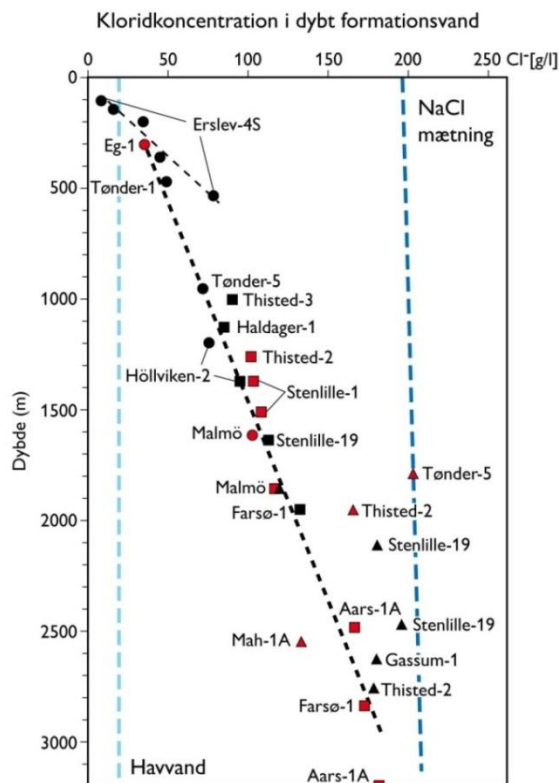
I den geotermiske produktionsbrønd Thisted-2 pumpes der ca. 45 °C varmt op fra reservoirintervallet i Gassum Formationen i en dybde af ca. 1250 m.u.t. Figur 10 viser den estimerede dybde-temperatur relation for det Danske Bassin, der baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $Temp. = 0,027 * dybde + 8 \text{ °C}$. Den regionale gradient resulterer i en temperatur på ca. 42 °C i reservoirintervallet i Thisted-2 brønden, hvilket er lidt lavere end den faktiske temperatur på 45 °C, som er vist i Tabel 3.1 og som danner udgangspunkt for de efterfølgende økonomiske beregninger. Den målte temperatur på 45 °C holder sig dog indenfor det usikkerhedsinterval på $\pm 10 \%$, som er tilknyttet den regionale temperaturgradient.



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). Temperaturmålingerne fra Thisted-2 og -3 holder sig generelt indenfor usikkerhedsbåndet.

5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde, inklusiv Thisted-2 og Thisted-3, er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på ca. 87 g/l i en dybde af 1250 meter under terræn svarende til ca. midten af reservoirintervallet i produktionsbrønden Thisted-2. 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 11: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Klorid-analyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stiplede linje er der vist en tilnærmet lineær relation mellem dybde og kloridkoncentrationen baseret på analyser af vandprøver fra formationer, der ikke overlejres af saltlag. En enkelt undtagelse er dog vandanalysen fra Tønder-5 (rød trekant), der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stiplede linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stiplede linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

6. Referencer

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

Dansk Olie & Naturgas A/S 1982: Exploration well Thisted-2. Well Summary.

Dansk Olie & Naturgas A/S 1983: Geothermal energy. Exploration well Thisted-2. Gassum Formation. Test summary.

Dansk Olie & Naturgas A/S 1984: Thisted-3. Geothermal Exploratory Well. Well Summary.

Dansk Olie & Naturgas A/S 1985: Geotermisk anlæg i Thisted. Anlægsudvidelse. Evalueringsrapport.

Hjuler, M.L., Vosgerau, H., Nielsen, C.M., Frykman, P., Kristensen, L., Mathiesen, A., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of potential capacity increase of the existing geothermal plant at Thisted by adding a new geothermal well. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport, 80, 90 pp.

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.

Sørensen, M. (1984): Thisted-2, Thisted-3. Log evaluation and sedimentology of the Gassum Formation reservoir. Dansk Olie & Naturgas A/S, 39 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.