Det geotermiske screeningsprojekt

Sønderborg-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

Sønderborg-lokaliteten

Det geotermiske screeningsprojekt: Energipolitisk aftale af 22. marts 2012

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



DE NATIONALE GEOLOGISKE UNDERSØGELSER FOR DANMARK OG GRØNLAND, ENERGI-, FORSYNINGS- OG KLIMAMINISTERIET

Indhold

1.		Introduktion	3
2.		Geologisk baggrund	6
3.		Resultater for Sønderborg-lokaliteten	9
	3.1	Anbefalinger 1	1
4.		Datagrundlag 1	2
5.		Gennemgang af data 1	4
	5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer1	4
	5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning1	4
	5.1.2	Boringsdata1	6
	5.2	Reservoirkvalitet1	9
	5.2.1	Tolkning af lithologi2	0
	5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet2	4
	5.2.3	Permeabilitet 2	4
	5.2.4	Transmissivitet 2	5
	5.3	Temperatur 2	6
	5.4	Salinitet 2	8
6.		Referencer 3	0

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet i Sønderborg-området. Sønderborg 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 fjernvarmemarkeder 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. Geotermi WebGIS portalen vil udgøre et godt udgangspunkt, hvis det geotermiske potentiale ønskes vurderet andre steder i Sønderborg-området.

Sønderborg Fjernvarme skiller sig sammen med Thisted og Storkøbenhavns Fjernvarme ud fra de øvrige udvalgte fjernvarmemarkeder ved, at en geotermisk produktion allerede er etableret. Der er derfor ikke taget udgangspunkt i en prognoselokalitet i den geologiske screening af Sønderborg-området, men i data fra de etablerede geotermiboringer. Som en konsekvens heraf er diverse prognosebetragtninger nedtonet i gennemgangen af Sønderborg-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 fra Sønderborg-1 samt kernemateriale fra andre boringer, da der ikke er udtaget kerner i forbindelse med udførelsen af de to Sønderborg-boringer. Den estimerede transmissivitet sammenlignes endvidere med den transmissivitet, der er fremkommet på baggrund af tolkninger af data fra prøvepumpninger (testdata).

I Sønderborg indvindes vand med en gennemsnitstemperatur på ca. 48 grader fra et ca. 65 meter tykt reservoirinterval i Gassum Formationen (Balling & Bording 2013). Reservoirintervallets top er beliggende ca. 1100 meter under havniveau i Sønderborg-1 (injektionsbrønden) og ca. 1150 meter under havniveau i Sønderborg-2 (produktionsbrønden). Det geotermiske anlæg blev taget i brug i 2013 og er beliggende nordøst for Sønderborg ud mod Augustenborg Fjord (Figur 1).

Gennemgangen af Sønderborg-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 Sønderborg-lokaliteten og som udgør et input til 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 geologiske synsvinkel henvises der til WebGIS portalen. Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der ind-går 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) nordøst for Sønderborg ud mod Augustenborg Fjord.

2. Geologisk baggrund

Sønderborg-området er beliggende syd for Ringkøbing–Fyn Højderyggen i det Nordtyske Bassin, som blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Ringkøbing–Fyn Højderyggen adskiller mod nord bassinet fra det Danske Bassin (Figur 2). Ringkøbing–Fyn Højderyggen er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden, der gennemskæres af nord–syd orienterede riftstrukturer og mindre trug.

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Nordtyske Bassin og det Danske 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 hævning i Mellem Jura førte til en betydelig erosion af underliggende sedimenter, specielt op mod flankerne af og over det højtliggende grundfjeld i Ringkøbing–Fyn Højderyggen. Denne, og senere erosionshændelser, er repræsenteret ved en markant erosionsflade, der overlejres af en Nedre Kridt lagserie bestående af muddersten og siltsten samt enkelte sandstenslag. Herefter følger en tyk serie af karbonat- og kalkaflejringer, 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 opad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af saltdiapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, hvorimod forøget indsynkning nedenfor saltstrukturernes flanker (i randsænkerne) kan have ført til, at selvsamme lag er ekstra tykke i disse områder. Saltbevægelsen har endvidere mange steder været ledsaget af forkastningsaktivitet, og da tektonisk betinget forkastningsaktivitet også har fundet sted, er den strukturelle kontinuitet som følge heraf lille i dele af det Nordtyske Bassin.

I Sønderborg-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,5–3,0 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). Potentielle geotermiske sandstensreservoirer i den sydlige del af Danmark vurderes primært at være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne vides at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer, og at de i større områder vurderes til at være beliggende indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe boringer 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.

Både Bunter Sandsten og Gassum formationerne var et mål for geotermisk indvinding i Sønderborg-området, men den første geotermiske boring, Sønderborg-1, viste, at kun Gassum Formationen er til stede i boreområdet. Nærværende gennemgang af det geotermiske potentiale ved Sønderborg-lokaliteten er derfor rettet mod tilvejebringelsen af geologiske data om Gassum Formationen.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes foruden i Sønderborg også til geotermisk indvinding i Thisted 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. I det Nordtyske Bassin aftager formationen i tykkelse nordpå og mangler helt op mod flanken af Ringkøbing–Fyn Højderyggen, hvilket må tilskrives den regionale hævning og erosion i Mellem Jura, som var særligt udpræget hen over højderyggen og langs flankerne af denne. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævning og erosion relateret til saltbevægelse i undergrunden (eksempelvis i Tønder-området).

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere farvede lersten 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 og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyhn Højderyggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoiregenskaberne.



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

3. Resultater for Sønderborg-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Sønderborg-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 til at være positive eller rimelige, med hensyn til om reservoirintervallet i Gassum Formationen ved Sønderborg-lokaliteten egner sig til en geotermisk produktion. Dette er naturligvis ikke overraskende, da reservoirdata stammer fra de boringer, der knytter sig til det geotermianlæg, der er sat i drift i 2013. Området er præget af saltstrukturer og forkastninger, men dette blev der taget højde for på baggrund af ny seismik, da placeringen af Sønderborg-1 og -2 boringerne blev valgt. De nye seismiske data af god kvalitet viste således, at den oprindelige tænkte placering måtte opgives på grund af markante forkastninger. På baggrund af de nye data blev et nyt område valgt.

Reservoirintervallet i Gassum Formationen blev i Sønderborg-2 brønden prøvepumpet; det præcise testinterval fremgår dog ikke i "Final Well Report - Sønderborg-2" (DONG Energy 2010b). Den efterfølgende tolkning af brøndtesten ledte til en transmissivitet på 129 Darcy-meter. Dette er i overensstemmelse med en transmissivitet estimeret til 136 Darcy-meter på baggrund af tolkning af petrofysiske logs. Transmissiviteten på de 136 Darcy-meter er beregnet for Gassum Formationen i Sønderborg-1 boringen ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %). Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne, beregnet ved at gange tykkelsen af Potentielt reservoirsand med reservoirsandstenens gennemsnitspermeabilitet efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. I geotermisk sammenhæng bør reservoirtransmissiviteten være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og dette er således til fulde opfyldt for Sønderborg-lokaliteten. Temperaturen er estimeret til 48 grader i midten af reservoiret i produktionsbrønden (Sønderborg-2) - i høj grad baseret på detaljerede måleserier af temperaturen i reservoiret i injektionsbrønden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, er Fjerritslev Formationen ca. 250 meter tyk med toppen beliggende ca. 840 meter under havniveau (m.u.h.). Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer er ca. 520 meter tykke og beliggende ca. 300–820 m.u.h. (DONG Energy 2010a, 2010b). *I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirets gennemsnitlige gastransmissivitet 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 Sønderborg-lokaliteten, og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

Sønderborg-lokaliteten								
UTMZ32 X: 111.222 m; Y: 3.444.555 m Terrænkote: 1,5 meter over havniveau (m.o.h.)								
Gassum Formationen	,	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²				
				[MinCase - MaxCase]				
Makro reservoirparametre								
Dybde til top af formation [m.	u.h.]	1100	1 ³	1089–1111 ³				
Tykkelse af formation	[m]	95	1 ³	94–96 ³				
Andel af sandsten i formationen								
Tykkelse af Gross sand	[m]	40	5 ³	38–42 ³				
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴	[m]	39	5 ³	37 - 41 ³				
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,41	5 ³	0,39–0,43 ³				
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,98	5 ³	0,93–1,00 ³				
Vandledende egenskaber (reservoirsand	d)							
Porøsitet	[%]	28	5 ³	27–29 ³				
Gas-permeabilitet [[mD]	2800	2,5 ⁷	1120–7000 ⁷				
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	3500	2,5 ⁷	1400–8750 ⁷				
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [[Dm]	137	2,5 ⁷	55–343 ⁷				
Temperatur								
Temperatur ¹⁰	[°C]	48	1 ³	48–49 ³				
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering						
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Hovedsageligt meget fin til medium kornstørrelse; moderat til velsorteret; kantede til subafrundede korn						
Diagenese/cementering		Ingen eller lidt cementering						
Andre betydende parametre		Vurdering						
Salinitet		Den samlede saltholdighed (TDS: Total Dissolved Solid) er målt til 157 g/l. Kloridkoncentrationen er under mætningspunktet for NaCl.						
Sedimentologisk kontinuitet		Stor						
Strukturel kontinuitet		Området er præget af forkastninger og salttektonik						

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

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 gennem-

¹⁰ *Temperatur* er den estimerede temperatur i midten af reservoiret i produktionsbrønden baseret på den målte gennemsnitstemperatur i reservoiret i injektionsbrønden (Balling & Bording 2013).

3.1 Anbefalinger

Der er ingen anbefalinger til supplerende undersøgelser for at belyse det geotermiske potentiale i Sønderborg, da det geotermiske anlæg allerede er etableret. Skulle anlægget på sigt ønskes suppleret med endnu en produktions- eller injektionsboring, vil det kunne være relevant at indsamle og analysere supplerende seismiske data i nærområdet suppleret med en tolkning af aflejringsmiljøet for Gassum Formationen baseret på en detaljeret analyse af logmønstret i Sønderborg-1, Sønderborg-2 og Kegnæs-1 boringerne. Dette vil belyse Gassum Formationens udbredelse og reservoirsandstenens geometri og dermed udgøre grundlaget for at bestemme den bedst mulige placering af en supplerende boring.

4. Datagrundlag

I Figur 3 er den eksisterende database i Sønderborg-området og i regionen vist i form af placeringen af boringer samt placering og kvalitet af seismiske linjer. Endvidere er forløbet af de overordnede forkastninger vist i figuren. Bemærk placeringen af "prognoselokaliteten" (markeret ved Sønderborg-1/-2 brøndene) og afstanden til de nærmeste brønde samt Ringkøbing-Fyn Højderyggen (RFH) nord for Sønderborg-området. De nærmeste boringer, ud over Sønderborg-1 og -2, er Kegnæs-1 ca. 18 km mod sydøst, Felsted-1 ca. 18 km mod vestnordvest, Varnæs-1 ca. 20 km mod nordvest og Kværs-1 ca. 23 km mod vest. Felsted-1 boringen er p.t. fortrolig og er derfor ikke en del af den benyttede database. Gassum Formationen er til stede i Sønderborg-1 og Sønderborg-2, Kegnæs-1 og Kværs-1 brøndene, men findes ikke i de øvrige brønde (Åbenrå-1 og Rødekro-1), hvor stratigrafisk dybereliggende lag er anboret.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4. Farverne 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. Linjerne af meget god kvalitet i nærheden af Sønderborglokaliteten blev indsamlet til at evaluere de geotermiske muligheder i området og til at placere Sønderborg-1 og /-2 boringerne hensigtsmæssigt.



Figur 3: Placering af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen samt forløbet af overordnede forkastninger. "Prognoselokaliteten" er givet ved placeringen af Sønderborg-1/-2. Den del af den seismiske linje SBG003, 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 SBG003 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et vestnordvest-østsydøst orienteret seismisk profil, der er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Det fremgår af figuren, at Gassum Formationen i området ved "prognoselokaliteten" er tykt udviklet i randsænkningen mellem 2 markante saltpuder over hvis toppe, der forekommer mange forkastninger i lagserien.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring "prognoselokaliteten". En del af den seismiske linje SBG003 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Seismisk profil gennem Sønderborg-1 og -2 baseret på den seismiske linje SBG003 (Figur 3 og 4). Gassum Formationen er tykt udviklet i randsænkningen mellem 2 markante saltpuder over hvis toppe, der forekommer mange forkastninger i lagserien (forkastninger er angivet som stejle hvide streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Top kalken (blå), Basis af Kalkgruppen (brun – delvis sammenfaldende med den underliggende røde linje), Basis Nedre Kridt/Top Fjerritslev Fm (rød), Top Gassum (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Tønder Fm (blå), Top Falster Fm (lysegul), Top Ørslev Fm (rødbrun), mulig Top Bunter Sandsten (lyseblå), mulig Basis Bunter Sandsten (brun), Top Zechstein (lyserød) og Top pre-Zechstein (rødbrun).

5.1.2 Boringsdata

I de geotermiske boringer i Sønderborg er Gassum Formationen ca. 95 meter tyk, og det interne reservoirinterval, hvorfra det varme vand hentes, er ca. 65 meter tykt (Figur 6). De 2 geotermiboringer har gennemboret Gassum Formationen i en afstand af omkring 1 km, og det fremgår af Figur 6, at reservoirintervallet over denne afstand er ensartet, bestående af 2 sandstensenheder adskilt af et interval domineret af ler. Reservoirintervallet kan korreleres til Kegnæs-1 boringen, der er en offshore boring placeret ca. 18 km sydøst for Sønderborg-boringerne. I Kegnes-1 boringen er reservoirintervallet ligeledes er ca. 65 meter tykt. I Kværs-1 boringen er Gassum Formationen repræsenteret ved en 18 meter tyk sandstensenhed, der sandsynligvis svarer til den nederste sandstenspakke i reservoirintervallet, mens senere erosion har fjernet den overliggende del af Gassum Formationen (Figur 6). Kværs-1 brønden er placeret ca. 23 km vest for Sønderborg-

brøndene. Længere mod vest synes Gassum Formationen kun stedvis at være til stede, blandt andet dokumenteret ved, at den er til stede i Tønder-2 brønden med en tykkelse på 33 meter, hvorimod den ikke er til stede i de øvrige dybe Tønder-brønde. I de øvrige tættestliggende boringer, Varnæs-1, Åbenrå-1 og Rødekro-1, er Gassum Formationen ligeledes borteroderet som følge af regional hævning og erosion i Mellem Jura. Tilstedeværelsen af Gassum Formationen synes derfor at være fragmentarisk mod vest, og nordpå mod Ringkøbing-Fyn Højderyggen, er formationen eroderet helt væk.

Den sedimentære kontinuitet kan betragtes som værende stor omkring Sønderborg baseret på de ensartede logmønstre for reservoirintervallet i Kværs-1, Sønderborg-1 og -2 samt Kegnæs-1 (Figur 6). Derimod viser den seismiske kortlægning, at den strukturelle kontinuitet er begrænset, først og fremmest grundet udpræget saltbevægelse og ledsagende forkastningsaktivitet i området. Interne reservoirintervaller i Gassum Formationen kan derfor kun betragtes som værende i hydraulisk kontakt over begrænsede afstande i de områder, hvor formationen er til stede. Den begrænsede strukturelle kontinuitet i området fordrer en tæt datadækning i form af seismiske data, når sammenhængende geotermiske reservoirer skal kortlægges.



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen fra vest mod øst repræsenteret ved Kværs-1, Sønderborg-1, Sønderborg-2 og Kegnæs-1 brøndene. Omtrentlig placering og afstand mellem brøndene fremgår af Figur 2. Formationen er i boringerne vist med dens vertikale tykkelse, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Kværs-1 og Sønderborg-2. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af reservoirkvaliteten af Gassum Formationen bygger først og fremmest på tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner foretaget i forbindelse med udførelsen af boringerne Sønderborg-1, Sønderborg-2, Kegnæs-1 og Kværs-1 (Tabel 5.1). Der er ikke optaget traditionelle "wireline" logs i Sønderborgbrøndene, som derimod er logget, mens boringerne blev udført. Både de optagne og tolkede logs i Sønderborg-1, Sønderborg-2, Kegnæs-1 og Kværs-1 er nærmere beskrevet i Tabel 5.2.

Tabel 5.1: Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Sønderborg-brøndene og de nærmeste dybe brønde med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale.

Brønd	Dybdeinterval	Kerner	Sidevægskerner		
	[m MD]	[m MD]	[m MD]		
Sønderborg-1	1112–1216	Ingen	Ingen		
Sønderborg-2	1248–1365	Ingen	Ingen		
Kegnæs-1	764–905	Ingen	764,7–904,0		
Kværs-1	1005–1023	Ingen	1009		

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion				
	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet				
Gamma logs	GR_DEN	ΑΡΙ	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densi-				
			tetslog				
	GR_SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic				
			log				
Spontaneous potential log	SP	mV	Maler 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				
	ILD	Ohm-m	Induktion log; dybt-læsende modstandslog				
	ILM	Ohm-m	Induktion log; medium-læsende modstandslog				
	LLS	Ohm-m	Laterolog; medium-læsende modstandslog				
Resistivitetslogs/	LLD	Ohm-m	Laterolog; dybt-læsende modstandslog				
	16ft	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato				
Moustanusiogs	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-				
5			loggen kan være forkortet "NEU")				
Densitets logs	RHOB	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten				
, , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	RHOZ	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten				
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE				
Log-beregnet <i>effektiv</i> porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolket log kurve				
Kernepermeabilitet	Kh_a	mD	Målt horisontal gas permeabilitet (på plugs)				
	CPERM GEUS	mD	Målt gas permeabilitet (på plugs; GEUS data)				
Kerneporøsitet	CPOR	%	Målt porøsitet (på plugs)				
	CPOR GEUS	%	Målt porøsitet (på plugs; GEUS data)				
Normaliset gamma log	 GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve				
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve				
Indikator for potentielt re-	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer. hvor				
servoirsand (PRS)			der er potentielt reservoirsand (PRS)				

Tabel 5.2: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore boringer og tolkede logkurver.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Sønderborgboringerne 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-beskrivelserne understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af beskrivelserne, at den nedre sandstensenhed i reservoirintervallet består af forholdsvis velsorteret, fin- til grovkornet sand med kantede til subkantede kornformer. Den øvre sandstensenhed domineres af velsorteret, finkornet sand (stedvis med kulfragmenter) med kantede til subafrundede kornformer. Endvidere beskrives reservoirsandet som værende ucementeret eller kun lidt cementeret (DONG Energy 2010a, 2010b).



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Sønderborg-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma-ray (GR) loggen. 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. Farvekoden for lithologien: Gul: sandsten, brun: lerskifer, orange: siltsten, blå: kalksten. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.2. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.



Sønderborg-2

Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Sønderborg-2. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma-ray (GR) loggen. En evaluering af porøsiteten (/perm) og andelen af Potentielt reservoirsand er ikke mulig, da log-sættet ikke er komplet. Farvekoden for lithologien: Gul: sandsten, brun: lerskifer, orange: siltsten, blå: kalksten. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.2. 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 Sønderborg-1 er det muligt at tolke formationens porøsitet samt tykkelsen af både Gross sand og Potentielt reservoirsand, mens der i Sønderborg-2 kun er kørt få logs, og i denne boring er det derfor kun muligt at bestemme tykkelsen af Gross sand.

I Sønderborg-1 og Sønderborg-2 er Gassum Formationen henholdsvis 92 og 101 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 40 meter i begge boringer. 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 (Tabel 5.3).

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 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 ler-indholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand i Sønderborg-1 vurderet til ca. 39 meter, dvs. stort set alt tilstedeværende sand i Gassum Formationen vurderes til at udgøre Potentielt reservoirsand. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 28 % (Tabel 3.1). Porøsitetstolkningen er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er anvendt en sandstens densitet på 2,65 g/cc svarende til densiteten for ren kvarts.

Bechangenergemetre for gemme ray (CB) log	GR_min	GR_max		
Responsparametre for gamma-ray (GR) log	(baggrundsstråling)	(respons for rent ler)		
Sønderborg-1	75	200		
Sønderborg-2	12	150		

Tabel 5.3: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Sønderborg-1 og-2 boringerne.

5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten kendes ikke fra kerner i Sønderborg-området, da der ikke er udtaget kerner i hverken Sønderborg-1 eller Sønderborg-2, men GEUS har tidligere bestemt en sammenhæng mellem kerne-permeabilitet og porøsitet i Gassum Formationen. Denne porøsitet-permeabilitetsrelation er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer i Jylland og på Sjælland (Figur 9). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Sønderborg-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 gaspermeabilitet for reservoir-sandstenen estimeret til ca. 2800 mD (vægtet gennemsnit) svarende til en reservoir-permeabilitet på omtrent 3500 mD. Beregningen af reservoirpermeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet. Vurderingen af permeabiliteten bygger på erfaringsmæssige sammenhænge, f.eks. som vist i Figur 9, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Gassum Formationen udenfor studieområdet udnyttet.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver primært fra sandstenslag i Gassum Formationen. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er variationsbredden belyst med 3 tendens-linjer (Høj, Medium og Lav "cases"). Det antages at linjen med sort farve (Medium) med god tilnærmelse gælder for Sønderborg-området, men dette kan pt. ikke bekræftes på grund af manglende kernedata fra formationen i området.

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 loglæsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Sønderborg-1 vurderet til ca. 137 Darcy-meter. Den høje transmissivitet er i overensstemmelse med en transmissivitet på 129 Darcy-meter fremkommet ved tolkning af indsamlede testdata fra prøvepumpninger af Sønderborg-brøndene (DONG Energy 2010a, 2010b).

5.3 Temperatur

I den geotermiske injektionsbrønd Sønderborg-1/1A er der gennemført fire måleserier med højpræcisions temperaturloggingudstyr over en knap 2-årig periode (Balling & Bording 2013). Målingerne viser en gennemsnitstemperatur for reservoirintervallet i Gassum Formationen på 47 °C, hvilket indebærer en temperaturgradient på 34 °C/km ved Sønderborg-lokaliteten. I produktionsbrønden (Sønderborg-2) er midten af formationen beliggende ca. 43 meter dybere end i injektionsbrønden (svarende til ca. 1165 meter under terræn). På baggrund af disse data må temperaturen i midten af formationen i produktionsbrønden forventes at være ca. 48 °C.

Figur 10 viser en generel dybde-temperatur relation for det sydlige Danmark med data fra de nærmeste brønde og med angivelse af et usikkerhedsbånd på \pm 10 %. Temperaturgradienten er givet ved: Temp. = 0,029*dybde + 8 °C og er dermed lidt højere end den generelle temperaturgradient for resten af Danmark givet ved: Temp. = 0,027*dybde + 8 °C (Balling & Bording 2013; Poulsen et al. 2013).

Den målte/estimerede temperatur i reservoirintervallet i produktionsboringen (Sønderborg-2) er ca. 6 grader højere end den temperatur, der fremkommer, hvis man benytter den generelle dybderelation for det sydlige Danmark. Ved en dybde på omkring 1165 meter giver denne således en temperatur på omkring 42 °C. Dette svarer til en afvigelse, der er lidt større end det usikkerhedsinterval på ± 10 %, som normalt knyttes til temperatur-dybde relationen (Figur 10).

Den højere temperaturgradient ved "prognoselokaliteten" kan skyldes tilstedeværelsen af lag med lav varmeledningsevne, høje temperaturgradienter i Fjerritslev Formationen og i de lerholdige tertiære lag i den øverste del af lagserien samt et bidrag fra en noget højere temperaturgradient i kalkserien (Balling & Bording 2013). Endvidere kan temperaturen i mindre grad være påvirket af nærtliggende saltstrukturer. I Tabel 3.1 er det den mål-te/estimerede temperatur på 48 °C, der er angivet, da det er den mest korrekte værdi at inddrage i de økonomiske beregninger.



Figur 10: Estimeret dybde-temperatur relation (grå stiplede linje) for det Danske Bassin baseret på temperaturdata fra dybe brønde (Poulsen et al. 2013) Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på ± 10 %. Temperaturdata fra de nærmeste dybe brønde til "prognose-lokaliteten" er vist som punkter. Røde punkter repræsenterer temperaturmålinger i Sønderborg-1 brønden (Balling & Bording 2013).

5.4 Salinitet

I Sønderborg-området er der i forbindelse med prøvepumpning af boringerne Sønderborg-1 og Sønderborg-2 foretaget analyse af formationsvandets kemi i Gassum Formationen (Tabel 5.4). Formationsvandtes saltholdighed, udtrykt ved kloridkoncentrationen, er på 96-97 g/l. Dette er kun lidt højere end den koncentration, som må forventes ud fra den generelle relation mellem dybden og kloridkoncentrationen, når dybden er ca. 1150 meter under terræn (Figur 11). Kloridkoncentrationen er væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger omkring 200 g/l Cl⁻ ved den pågældende formationstemperatur. I olieindustrien er det praksis at angive formationsvandets saltholdighed ved mængden af alle salte i vandet. Den samlede saltholdighed (TDS = Total Dissolved Solids) er 157 g/l.

Boring	pН	HCO3	CI	Br	SO4	Na	К	Mg	Са	Fe2+
	mg/l							m	ıg/l	
SG-1	6,6	100	96000	320	910	52700	330	1210	4430	15
SG-2	6,5	100	97000	350	900	53000	380	1150	4420	10

Tabel 5.4: Kemisk analyse af vandprøver fra de geotermiske boringer i Sønderborg.



Kloridkoncentration i dybt formationsvand

Figur 11: 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 stiplet 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 (\blacktriangle), Jura inkl. yngste Trias (\blacksquare), Kridt-Tertiær (\bullet).

6. Referencer

Balling, N. & Bording, T.S. 2013: Temperatur, temperaturgradienter og varmeledningsevne I den geotermiske boring Sønderborg-1/1A. Forskningsrapport, Institut for Geoscience, Aarhus Universitet, 12 pp.

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.

DONG Energy 2010a: Sønderborg Geothermal Wells, Final Well Report Sønderborg-1/1A.

DONG Energy 2010b: Sønderborg Geothermal Wells, Final Well Report Sønderborg-2.

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.

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.