Det geotermiske screeningsprojekt

DTU-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

DTU-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	5
3.		Resultater for DTU-lokaliteten	8
	3.1	Anbefalinger	10
4.		Datagrundlag	11
5.		Gennemgang af data	14
	5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	14
	5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning	14
	5.1.2	Boringsdata	16
	5.2	Reservoirkvalitet	19
	5.2.1	Tolkning af lithologi	23
	5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	25
	5.2.3	Permeabilitet	26
	5.2.4	Transmissivitet	28
	5.3	Temperatur	29
	5.4	Salinitet	30
6.		Referencer	31

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende ved Danmarks Tekniske Universitet (DTU) i den nordlige del af Kongens Lyngby på adressen Anker Engelunds Vej 411, 2800 Kongens Lyngby (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Mathiesen et al. 2010). 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).

DTU-Holte-Nærum 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 DTU-Holte-Nærum-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 DTU-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 50 meter sandsten, der er beliggende mere end 1945 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 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 prognoselokaliteten ved DTU (rød cirkel) i den nordlige del af Kongens Lyngby.

2. Geologisk baggrund

Kongens Lyngby-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). Mere detaljeret betragtet er Kongens Lyngby-området beliggende indenfor Øresund Sub-bassinet, der er et randnært sub-bassin i det Danske Bassin (Erlström et al. 2013). Dette sub-bassin afgrænses mod vest af nogle nordvest–sydøst løbende forkastninger/forkastningszoner; Nordsjælland Forkastningen i den nordlige del af Sjælland efterfulgt af henholdsvis Amager Forkastningen og Øresund Forkastningen længere mod syd. Mod nordøst afgrænses sub-bassinet af "Romeåsen Forkastningszonen". Prognoselokaliteten repræsenterer en position i grænseområdet mellem to halvgrave (Nordsjælland Halvgraven og Hölviken Halvgraven), der danner strukturelle delelementer i Øresund Sub-bassinet.

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 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 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 muddersten og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejringer fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer af salt fra Sen Perm tiden blev plastisk deformeret og nogle steder søgte opad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af 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 Danske Bassin. Saltbevægelse er dog mindre udpræget i den sjællandske undergrund i forhold til i undergrunden i Jylland og det sydligste Danmark.

I Kongens Lyngby-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,0–2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til

stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og muligvis i en "Nedre Jurassisk enhed" og en "Nedre Kretassisk enhed" (Mathiesen et al. 2014). Dette er baseret på, at formationerne og enhederne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer 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. I Kongens Lyngby-området er omfanget af tilgængelige data meget begrænset, og som følge heraf er kendskabet til udbredelsen, tykkelsen og dybden til relevante formationer og enheder tilsvarende begrænset.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding på prognoselokaliteten, da denne vurderes til at have de bedste reservoiregenskaber baseret på reservoirdata fra de nærmeste boringer (Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten i den nordlige del af Kongens Lyngby. "Nedre Jurassiske enhed" ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil derfor muligvis kunne produceres geotermisk energi fra denne og Gassum Formationen samtidigt.

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). Sedimenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoiregenskaberne. I det vestlige Skåne findes tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen med sandsten, der afspejler aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende aflejringsforhold, men deres overordnede forekomst og udbredelse var sandsynligvis i høj grad styret af de samme havniveausvingninger som i det Danske Bassin (Hjuler et al. 2014).



Figur 2: De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusiv 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 DTU-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved DTU-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolkningsusikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Nogle af parametrene er indbyrdes afhængige, men de angivne usikkerheder knytter sig generelt til den enkelte parameter, og der er således ikke tale om akkumulerede usikkerheder. Specielt på reservoirdata er der store usikkerheder, og på GEUS pågår derfor et arbejde med at vurdere, om der er belæg for generelt at kunne reducere usikkerhedsbåndet på estimerede reservoirværdier.

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 1912–2043 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i en dybde, der er positiv i relation til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 62 °C i midten af formationen. Reservoirværdierne vurderes rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til 17 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien udelukker dog ikke, at transmissiviteten kan være på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

Der knytter sig en stor usikkerhed til de viste parameterværdier. Dette skyldes, at prognoselokaliteten ligger i et område, hvor undergrunden er strukturelt kompleks, og hvor den seismiske datadækning er meget ringe, og datadækningen i form af boringer er ringe. Dybden til Gassum Formationen samt dens tykkelse og reservoiregenskaber baserer sig således på data fra de to nærmeste dybe boringer. På grund af den meget ringe seismiske datadækning er det heller ikke muligt at afgøre, om forkastninger opsplitter Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt kommende geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 215 meter tyk med toppen liggende ca. 1700 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1600 meter tykke og beliggende ca. 30–1630 m.u.h.

^{*}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 prognoselokaliteten og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

DTU-lokaliteten					
UTMz	32 X: 721	522 m; Y: 6.13	87.820 m		
Gassum Formation	en. 30 m	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²	
Makro roconvoirnarametro					
Dybde til top af formation	[muh]	1912	15 ³	1625–2199 ³	
Type af formation	[m]	131	40 ³	79–184 ³	
Andel af sandsten i formationen	[]	101		75 101	
Tykkelse af Gross sand	[m]	62	20 ³	49–74 ³	
Tykkelse af Potentielt reservoirsand	^₄ [m]	47	30 ³	33–61 ³	
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,36	30 ³	0,25–0,46 ³	
Potentielt reservoirsand/Gross sand	6	0,76	30 ³	0,53–0,98 ³	
Vandledende egenskaber (reservoir	rsand)				
Porøsitet	[%]	21	15 ³	18–24 ³	
Gas-permeabilitet	[mD]	295	5 ⁷	59–1475 ⁷	
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	368	5 ⁷	74–1838 ⁷	
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	17	6 ⁷	3–103 ⁷	
Temperatur					
Temperatur ¹⁰	[°C]	62	10 ³	56–68 ³	
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsg	rad	Fin til mellem l de til afrunded	kornstørrelse; sortei le korn	ret til velsorteret; subkante-	
Diagenese/cementering		Svagt cementerede til cementerede, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad			
Andre betydende parametre			Vurderi	ing	
Salinitet		Kloridkoncentra NaCl	ationen er væsentlig (under mætningspunktet for	
Sedimentologisk kontinuitet		Stor			
Strukturel kontinuitet		Lille, men vans meget ringe se	keligt at udtale sig p ismisk datadækning	præcist om på grund af en g	

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

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

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

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

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

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

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

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

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

¹⁰ *Temperatur* er estimeret for midten af formationen ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin.

3.1 Anbefalinger

Prognoselokaliteten er beliggende på kanten af Øresund Sub-bassinet, der er strukturelt kompleks, og hvor der kan forekomme mange forkastninger i undergrunden. Inden en boring udføres, vil det være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for at kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten, og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen.

Ved en indsamling af nye seismiske data bør den seismiske linjeføring lægges således, at de seismiske data knytter prognoselokaliteten til Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A brøndene, ligesom der bør indgå en øst-vest gående linje til at stedfæste Nordsjælland Forkastningen og associerede forkastninger til denne. Endvidere bør linjeføringen lægges således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 60 km ny seismik.

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoiregenskaberne for de potentielle geotermiske reservoirer, der ligger ovenover Gassum Formationen. Disse kan udgøre alternative geotermiske reservoirer til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønddata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding. Den "Nedre Jurassiske enhed" ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil muligvis kunne produceres geotermisk energi fra både denne og Gassum Formationen samtidigt. Det kan endvidere overvejes at bore videre til den dybereliggende Bunter Sandsten Formation. Sandstensintervaller i denne formation kan potentielt udgøre et alternativt og varmere geotermisk reservoir til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brønddata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

4. Datagrundlag

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

Der er ikke udført mange dybe boringer på Sjælland (Figur 2). Nærmeste dybe brønde er Margretheholm-1/1A og -2, Karlebo-1/1A og Lavø-1, der er placeret henholdsvis ca. 13, 16 og 35 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 65 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 85 km findes Slagelse-1. Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 72 og 89 km nordvest for prognoselokaliteten (Figur 2).

I Margretheholm-1/1A er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetsfordelingen ret præcist. I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite, men kun gamma-ray, sonic og modstandslog. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en rimelig bestemmelse af de fleste reservoirparametre, men desværre blev den nedre del af Gassum Formationen ikke logget på grund af tekniske problemer i forbindelse med log-optagelsen. I Lavø-1 og Margretheholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. Logdata fra Stenlille-boringerne er af god kvalitet, men vurderes ikke så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da boringerne ligger langt fra lokaliteten i et område, som er strukturelt anderledes. Dette gælder også for Slagelse-1, hvor der endvidere heller ikke er optaget en fuld logsuite. De to offshore brønde, Hans-1 og Terne-1, er placeret i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, hvilket heller ikke gør disse brønde så relevante i vurderingen af prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes brønddækningen som værende ringe, mens kvaliteten af brønddata vurderes som værende rimelig til god i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nærmeste brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør "dæklag" for Gassum Formationen. Dybde og tykkelse af disse dæklag er også vurderet for prognoselokaliteten (afsnit 5) og er interessante, da de kan indgå i vurderingen af omkostninger til borefasen ved en eventuel etablering af et geotermisk anlæg.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Der foreligger ikke seismiske data fra Kongens Lyngby-området, og den seismiske datadækning er følgelig meget ringe i vurderingen af prognoselokaliteten. Nærmeste seismiske linje (HGS-001) er indsamlet ca. 7 km syd for lokaliteten, og er af meget god kvalitet. Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortet i Figur 2. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau.

		Margretheholm-1/1A (13 km)	Karlebo-1/1A (16 km)	Lavø-1 (35 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	111–1591	147–1668	42–1915
	Tykkelse (m)	1480	1521	1873
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1639–1833	1753–1991	2045–2265
	Tykkelse (m)	194	238	220
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1833–1969	1991–2118	2265–2340
	Tykkelse (m)	135	127	75



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 (HGS-001), der er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget for estimeringen af de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 og delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem.

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. I Kongens Lyngby-området vurderes Gassum Formationens top til at være til stede ca. 1912 m.u.h. med en vurderet usikkerhed på \pm 15 %. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 131 meter med en usikkerhed på omkring \pm 40 %. Dette er baseret udelukkende på et gennemsnit af dybden til formationen og dens tykkelse i de to nærmeste brønde, Margretheholm-1/1A og Karlebo-1/1A.

De seismiske linje HGS-001 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent vest-øst orienteret seismisk profil, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 7 km. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Det fremgår af figuren, at Nordsjælland/Amager forkastningszonen gennemskærer alle formationer inklusive Kalkgruppen. Prognoselokaliteten ligger sandsynligvis inden for denne strukturelt komplekse zone, og det er derfor muligt, at Gassum Formation omkring prognoselokaliteten varierer i tykkelse og gennemskæres af forkastninger. Den strukturelle kontinuitet omkring selve prognoselokaliteten forventes derfor at være lille. På grund af den forholdsvis store afstand er det dog vanskeligt at afgøre, hvor repræsentativt det seismiske profil er for prognoselokaliteten. Umiddelbart forventes det dog, at områder med moderat eller stor strukturel kontinuitet kan findes et par kilometer øst og vest for prognoselokaliteten.

Tabel 5.1: Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af data fra de nærmeste boringer (Margretheholm-1/1A og Karlebo-1/1A). Der foreligger kun data om Bunter Sandsten Formationen fra Margretheholm-1/1A.

Drognosolokalitat	Dybdeinterval	Tykkelse
Prognoselokalitet	(m.u.h.)	(m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	30–1630	1600
Nedre Kretassisk enhed	1660–1696	36
Fjerritslev Fm	1696–1912	216
Nedre Jurassisk enhed ¹	1767–1912	145
Gassum Fm	1912–2043	131
Bunter Sandsten Fm	2376–2651	275

¹ Nedre Jurassisk enhed henregnes her til den nederste del af Fjerritslev Formationen.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. En del af den seismiske linje HGS-001 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Omtrent vest–øst orienteret seismisk profil (HGS-001), der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 7 km (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Det fremgår af profilet, at den projicerede prognoselokalitet er beliggende i en ca. 2 km bred forkastningszone (Nordsjælland/Amager Forkastningszonen). Dybden til og tykkelsen af Gassum Formationen er ikke konstant henover denne zone, og individuelle forkastninger forskyder Gassum Formationen med op til 25 m (forkastninger er markeret som stejle hvide streger). På begge sider af forkastningszonen har formationen gennemgående en moderat til stor strukturel kontinuitet. Dybde er angivet som seismisk tovejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over de brønde på Sjælland, som giver mest information om Gassum Formationen. I tabellen ses tykkelsen af Gassum Formationen i de enkelte brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata.

De sjællandske boringsdata understøtter, at Gassum Formationen er vidt udbredt i den sjællandske undergrund ligesom i den øvrige del af det Danske Bassin. Dette understøttes yderligere ved, at der forekommer tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter til Gassum Formationen i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de to nærmeste brønde til prognoselokaliteten, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, er formationen henholdsvis 127 og 135 m tyk (Tabel 5.2).

Over afstande viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sand- og lersten; eksemplificeret ved Lavø-1, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A i Figur 6. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud mellem brøndene. En sådan variation 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 brudt op af forkastninger. Flere af de sandstensintervaller, der ses i de ovennævnte brønde, er antagelig også til stede i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor.

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste sjællandske brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. 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			
Margretheholm-1/1A	135	63	54			
Karlebo-1/1A	127	60 ¹	40 ¹			
Lavø-1	75	50				
Stenlille-1	144	124	123			
Stenlille-19	145	99	98			

¹Delvis baseret på ekstrapolation af relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen i Karlebo-1/1A (Skovgaard Nielsen et al. 2014).



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Lavø-1, Karlebo-1 og Margretheholm-1/1A, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Lavø-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af formationens reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i reservoirdata fra de to nærmeste boringer, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, der ligesom prognoselokaliteten er beliggende indenfor Øresund Sub-basinnet. Reservoirdata fra de to boringer er vægtet lige højt.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen i forbindelse med udførelsen af de to boringer. I Margretheholm-2 er der dog udtaget ca. 7 sidevægs-kerner i Gassum Formationen, og reservoirmålinger på nogle af disse indgår i en generel porøsitet-permeabilitets relation (se afsnit 5.2.3).

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner fra Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003). De optagne og tolkede logs er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. I Karlebo-1/1A er det kun den øvre del af Gassum Formationen, der er logget, men i tabellen er der opgivet reservoirværdier for hele formationen. Dette er gjort ved at ekstrapolere logdata til den nedre del af formationen baseret på en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014). Karlebo-1/1A er endvidere en boring, der er forholdsvis meget afbøjet, og for så vidt muligt at få "sande" tykkelser af formation, Gross sand og Potentielt reservoirsand, er der her regnet i vertikale dybder frem for målte dybder. Beregningen af reservoirparametre er ligeledes baseret på de korrigerede tykkelser.

Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitetpermeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. 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 Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.

Brønd	Dybdeinterval	Kerner	Sidevægskerner
	[m MD]	[m MD]	[m MD]
Karlebo-1/1A	2132–2279	Ingen	Ingen
Margreteholm-1/1A	1842–1977	Ingen	Ingen

Tabel 5.4: Liste	over rå-loas	anvendt i	danske	onshore	borinaer	oa tolkede	loakurver.
10001011120000	oren na nogo	anneen	aanone	011011010	Sounder	og tomede	logical terr

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
Gamma logs	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densi-
			tetslog
	GR_SON	ΑΡΙ	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
	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
Modstandslogs	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-
			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)

	Karle	bo-1/1A		
Gassum Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
				[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation	[m.u.h.]	1991	1 ³	1971–2011 ³
Tykkelse af formation ¹⁰	[m]	127	1 ³	126–129 ³
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand ¹⁰	[m]	60	5 ³	57–63 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ^{4, 1}	⁰ [m]	40	5 ³	38–42 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,31	5 ³	0,30–0,33 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,67	5 ³	0,63–0,70 ³
Vandledende egenskaber (reservoirsa	ind)			
Porøsitet	[%]	20	6 ³	19–21 ³
Gas-permeabilitet	[mD]	290	5 ⁷	58–1450 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	360	5 ⁷	72–1800 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	15	5 ⁷	3 - 75 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgra	d	Meget fin til m grov; sorteret t subkantede til	ellem i kornstørrels til velsorteret, stedv subafrundede korn	e, i enkelte niveauer også ris ringe sorteret til sorteret; , stedvis afrundede
Diagenese/cementering		Løs til moderat	t hård, kvarts cemer	nt, stedvis kalkholdig

 Tabel 5.5: Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A brønden.

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 %). Tykkelsen er korrigeret for boringens afbøjning.

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

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

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

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

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

¹⁰ Tykkelsen er korrigeret for boringens afbøjning. Tykkelsen af både Gross sand og Potentielt reservoir sand er delvis fastlagt efter skøn, da Gassum Formationen kun er delvis logget.

Tabel 5.6:	Estimerede	reservoirværdier	for	Gassum	Formationen	i	Margretheholm-1/1A
brønden.							

Ma	argret	heholm	-1/1A	
Gassum Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
				[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation	[m.u.h.]	1833	1 ³	1814–1851 ³
Tykkelse af formation	[m]	135	1 ³	134–136 ³
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand	[m]	63	5 ³	60–66 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand	d ⁴ [m]	54	5 ³	51-56 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,40	5 ³	0,38–0,42 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,85	5 ³	0,80–0,89 ³
Vandledende egenskaber (reservo	irsand)			
Porøsitet	[%]	22	5 ³	21–23 ³
Gas-permeabilitet	[mD]	300	4 ⁷	75–1200 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	375	4 ⁷	94–1500 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	20	4 ⁷	5-80 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)			Vurderii	ng
Kornstørrelse/sortering/afrundings	grad	Fin, stedvis me de til afrunded	llemkornet; sorteret e korn, enkelte stede	til velsorteret; subafrunde- r subkantede
Diagenese/cementering		Løs til fast, stedvis hård, kalkfri til kalkholdig i varierende grad, stedvis pyrit-cementeret		

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

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

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

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

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.

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 Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A 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-beskrivelserne understøtter log-tolkningen, og det fremgår af beskrivelserne, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede (i Margretheholm-1/1A mest finkornede) og sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003). Desuden angives sandstenene til at være løse til faste, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad. I nogle dybdeintervaller kan sandstenene endvidere være kvarts- eller pyrit-cementerede. På baggrund af de ovennævnte oplysninger fra de nærmeste boringer vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, sorterede til velsorterede og svagt cementerede til cementerede.

Karlebo-1A



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

Margretheholm-1A



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Margretheholm-1A. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

5.2.2 Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet

I Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A er Gassum Formationen henholdsvis 127 og 135 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 60 meter i Karlebo-1/1A og ca. 63 meter i Margretheholm-1/1A (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 (Tabel 5.7).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt 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 vurderet til ca. 40 meter i Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og til ca. 54 meter i Margretheholm-1/1A. Som nævnt tidligere, er de estimerede reservoirværdier for formationen i Karlebo-1/1A delvis baseret på ekstrapolation af en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 20 % i Karlebo-1/1A og ca. 22 % i Margretheholm-1/1A (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsitetstolkningen af Karlebo-1/1A boringen er baseret på en ler-korrigeret sonic-log, hvorimod porøsitets-tolkningen af Margretheholm-1/1A er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er i den forbindelse anvendt en sandstens-densitet på 2,65 g/cm³ svarende til densiteten for ren kvarts.

Tabel 5.7: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Karlebo-1/1A og Margretheholm
1/1A boringerne.

Responsparametre for	GR/SP_min	GR/SP_max
gamma-ray (GR)	(baggrundsstråling)	(respons for rent ler)
Karlebo-1/1A	75	163
Margretheholm-1/1A	90	160

5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margretheholm-2. Porøsiteten og permeabiliteten er bestemt på udvalgt kernemateriale fra disse, og målingerne indgår i en porøsitetpermeabilitets relation, som også bygger på kernemålinger fra boringer udenfor Sjælland, blandt andet fra en række jyske boringer samt konventionelle kerneanalyse-data på aflejringer ækvivalente til Gassum Formationen fra boringer i Helsingborg (Figur 9). De plottede data i Figur 9 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved DTU anses for at være fin- til mellemkornet, skal den *fuldt optrukne* tendenslinje modificeres for at kompensere for forskel i kornstørrelsen. Baseret på kerneprøver fra Gassum Formationen (egentlig Gassum Formation ækvivalent) fra Helsingborg samt borespåneprøver fra Karlebo-1/1A boringen er det GEUS' vurdering, at Gassum Formationen indenfor det Nordsjællandske område overordnet set består at cirka 2/3 mellemkornet sandsten og 1/3 finkornet sandsten. På den baggrund er der beregnet en "Nordsjællands-linje", der tager højde for den lidt finere kornstørrelse i Nordsjælland (*stiplede linje* i Figur 9). GEUS forventer, at denne porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Kongens Lyngby-området.

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 (afsnit 5.2.2) er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 290 mD for Karlebo-1/1A og ca. 300 mD for Margretheholm-1/1A. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 360 og 375 mD for henholdsvis Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. Beregningen af reservoirpermeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Gassum Formationen i de to brønde (Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A) blev ikke prøvepumpet, og det er således ikke muligt at vurdere permeabiliteten ud fra testdata. Fra Stenlille-1 til -5 foreligger der produktionstest, og på baggrund af disse vurderes reservoirpermeabiliteten til at være i størrelsesordenen af 100-750 mD (Mathiesen et al. 2014). Da vurderingen af sandstenenes permeabilitet ved prognoselokaliteten i det væsentligste bygger på erfaringsmæssige sammenhænge, og da kernemålingerne viser en forholdsvis stor spredning, er det vanskeligt at bestemme en repræsentativ gennemsnits-permeabilitet. Det er følgelig hensigtsmæssigt at vurdere usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen ved hjælp af modeller og analogier. F.eks. udviser data fra Stenlille-boringerne generelt set mindre spredning end de regionale data, og på baggrund af disse lokale Stenlille data vurderes det, at usikkerhedsbåndet i en optimistisk tolkning kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 3. Der er ikke indtegnet et usikkerhedsbånd på porøsitet-permeabilitetsplottet, men dette svarer til, at "High case" beskrives med en tendenslinje, der fremkommer ved at gange "Nordsjællands-linjen" med 3, og "Low case" beskrives ved at dividere "Nordsjællands-linjen" med 3. I en mere gængs tolkning vurderes usikkerhedsbåndet dog til at være lidt bredere, dvs. variationsbredden beskrives her med udgangspunkt i en dividere/gange faktor på 5.



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 mellemkornede sandstenslag i Gassum Formationen. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for de plottede datapunkter. Den stiplede linje antages at være gældende for Nordsjælland og tilgrænsende områder. Forskellen på forløbet af de to tendenslinjer beror på, at Gassum reservoiret i Nordsjælland ikke udelukkende består af mellemkornet sandsten, men er en blanding af både fin- og mellemkornet sandsten. Usikkerheden på porøsitet-permeabilitets-relationen er beskrevet og perspektiveret i teksten.

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 Karlebo-1/1A vurderet til ca. 15 Darcy-meter, i Margretheholm-1/1A til ca. 20 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til ca. 17 Darcy-meter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved hjælp af en dividere/gange faktor på 6 (svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor). Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoir sand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. 62 °C \pm 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe boringer i bassinet og er givet ved: Temp. = 0,027*dybde + 8 °C (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2014 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1912 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (36 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 66 meter).



Figur 10: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for den østlige del af det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde på Sjælland (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på ± 10 % (gråt område).

5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 129 g/l i en dybde af 2014 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 204 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. 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

Ahlberg, A. 1994: Deposition and diagenesis of the Rhaetian-Hettangian succession (Triassic-Jurassic) in southern Sweden. Lund Publications in Geology 123, 1–56.

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 2003: Margretheholm-1/1A. Final well report.

Erlström, M., Bidstrup, T., Lindström, S., Nielsen L.H., Kristensen, L. & Mathiesen, A. 2013: Structural outline, depositional setting and assessment of Mesozoic low enthalpy geothermal aquifers in the marginal eastern parts of the Danish Basin. European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3–7 June 2013.

Hjuler, M.L., Erlström, M., Lindström, S., Nielsen, L.H., Kristensen, L., Mathiesen, A. & Bidstrup, T. 2014: Extended evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area including geological data from Helsingør and Øresund. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/29.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2010: Evaluation of the possible geothermal reservoirs in the area around DTU. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2010/128.

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.

Mathiesen, A., Rasmussen, R., Bidstrup, T., Kristensen, L., Laier, T. & Nielsen, L.H. 2014: Seismic quality control, interpretation, mapping and assessment of the geothermal potential in the Hillerød area, Northeastern Zealand. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/35.

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 Ju-

rassic 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.

Skovgaard Nielsen, L., Keulen, N., Kristensen, L., Therkelsen, J., Nielsen, L.H. & Mathiesen, A. 2014: Karlebo-1A: Investigation of cuttings samples from the Lower Cretaceous, Lower Jurassic and Gassum Formation. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/1.

Tethys Oil Denmark 2007: Karlebo-1/1A. Final well report (Geology).

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.