Det geotermiske screeningsprojekt

Ålborg-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

Ålborg-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 Ålborg-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	17
	5.2	Reservoirkvalitet	20
	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	27
	5.3	Temperatur	28
	5.4	Salinitet	29
6.		Referencer	30

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende i det østlige Ålborg på adressen Troensevej 2, 9220 Ålborg (Figur 1). Udvælgelsen af lokaliteten er sket under hensynstagen til infrastrukturen på overfladen, herunder beliggenheden af eksisterende fjernvarmeanlæg og -net, samt ud fra driftsbetragtninger (primært temperatur og lastforhold).

Ålborg 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 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 Ålborgområdet, 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 Ålborg-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 ca. 90 meter sandsten, der er beliggende mere end 1015 meter under terræn. Sandstenene indgår i Haldager Sand 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 Ålborg-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 (rød cirkel) i den østlige del af Ålborg.

2. Geologisk baggrund

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

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional 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 mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejringer fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer af Zechstein-salt blev plastisk deformeret og nogle steder søgte 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.

Ålborg er beliggende i Fjerritslev Truget, som udgør et strukturelt delelement i Sorgenfrei– Tornquist Zonen (Figur 2). I Ålborg-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 5,5–6,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til stede i den Nedre – Øvre Triassiske Skagerrak Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation, den Mellem Jurassiske Haldager Sand Formation samt den Øvre Jurassiske – Nedre Kretassiske Frederikshavn 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.

Haldager Sand Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding ved prognoselokaliteten, selvom denne ikke ligger i så stor dybde og temperaturen af det vand, som kan hentes op fra formationen, dermed heller ikke er så høj. Reservoirdata fra de nærmeste brønde ser imidlertid mest lovende ud for denne formation; i Vedsted-1 er reservoirtransmissiviteten eksempelvis kun estimeret til 6 Darcy-meter for begge de dybereliggende Gassum og Skagerrak formationer, hvorimod den er estimeret til 76 Darcy-meter for Haldager Sand Formationen i samme brønd. Fokus er derfor i det efterfølgende på Haldager Sand Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten ved Ålborg.

Haldager Sand Formationen findes i den centrale og nordlige del af Det Danske Bassin, i Sorgenfrei–Tornquist Zonen og på Skagerrak–Kattegat Platformen. Formationen er mange steder tynd og fragmentarisk til stede. Den kan dog være mere end 150 meter tyk i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, der var præget af forkastningsbetinget indsynkning i Mellem Jura (Nielsen 2003). Haldager Sand Formationen består af fin- til mellemkornede, stedvis meget grovkornede og grusede sandsten samt af silt- og lersten og enkelte kullag (Michelsen et al. 1981, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). I den sydvestlige del af det Danske Bassin og på Skagerrak–Kattegat Platformen blev sedimenterne hovedsageligt afsat i flettede floder, søer og laguner, hvorimod aflejring i estuarier, kysten og i havet tog over i Sorgenfrei–Tornquist Zonen. Nogle af de sandstenslegemer, der herved blev dannet, har stor geografisk udbredelse, mens andre er afgrænset inden for Sorgenfrei–Tornquist Zonen (Nielsen 2003). Sandstenslegemerne var oprindeligt sammenhængende, men senere forkastningsaktivitet har i nogle områder ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoiregenskaberne.



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

3. Resultater for Ålborg-lokaliteten

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

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 1015–1130 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i den lave ende af dybdeintervallet for dyb geotermisk indvinding (800–3000 meter). Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 37 °C i midten af formationen. Reservoirværdierne vurderes positive 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 ca. 96 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (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 %).

Tætheden og kvaliteten af seismiske data er dog meget mangelfuld omkring prognoselokaliteten og som følge heraf er usikkerheden på dybden til formationen og dens tykkelse stor. Ud fra de seismiske data kan det endvidere ikke afgøres om formationen brydes af forkastninger, hvilket der er en reel risiko for, da lokaliteten er beliggende i Fjerritslev Truget, der er et strukturelt komplekst område med flere regionale forkastninger. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt fremtidige geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer til at være ca. 643 meter tykke og beliggende ca. 11–654 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 Ålborg-lokaliteten, og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

Ålborg-lokaliteten					
Terrænkote: ca. 3 meter over havniveau (m.o.h.)					
Haldager Sand	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²		
Formationen			[MinCase - MaxCase]		
Makro reservoirparametre					
Dybde til top af formation [m.u.h.] 1015	20 ³	812–1218 ³		
Tykkelse af formation [m] 115	50 ³	58–173 ³		
Andel af sandsten i formationen					
Tykkelse af Gross sand [m] 95	50 ³	48–143 ³		
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m] 90	50 ³	45–135 ³		
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,78	50 ³	0,39–1,00 ³		
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,94	20 ³	0,47–1,00 ³		
Vandledende egenskaber (reservoirsand)					
Porøsitet [%] 28	15 ³	24–32 ³		
Gas-permeabilitet [mD	875	6 ⁷	146–5250 ⁷		
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD] 1094	6 ⁷	182–6564 ⁷		
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm	96	7 7	14–672 ⁷		
Temperatur					
Temperatur ¹⁰ [°C] 37	10 ³	33–41 ³		
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Meget fin til m sortering og af	Meget fin til meget grov kornstørrelse; ingen oplysninger om sortering og afrundingsgrad fra nærmeste boringer			
Diagenese/cementering	Hovedsageligt holdige imperi	Hovedsageligt kalkfrie og svagt konsoliderede, stærkt kulstof- holdige impermeable lag kan forekomme			
Andre betydende parametre		Vurdering			
Salinitet	Kloridkoncent for NaCl	rationen er væsentli	g under mætningspunktet		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor				
Strukturel kontinuitet	Antagelig lille; seismiske data ten	strukturelt komplek øger usikkerheden	st område, kun få og ringe omkring prognoselokalite-		

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. Reservoirtransmissiviteten 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

Mængden og kvaliteten af seismiske data omkring prognoselokaliteten er ringe. Der vil derfor være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for derved at kunne kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten samt for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Haldager Sand Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen. Den seismiske linjeføring bør lægges således, at den knytter prognoselokaliteten til Vedsted-1 brønden, samt at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Haldager Sand Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 100 km ny seismik.

Under udførelsen af en eventuelt efterfølgende efterforskningsboring bør det overvejes at bore videre og indsamle information om den dybereliggende Gassum Formation. Herved vil det kunne afklares om formationen har gode reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten, og om der vil være bedre økonomi i at hente varmere vand fra denne end fra Haldager Sand Formationen.

4. Datagrundlag

I Figur 3 er den tilgængelige database i Ålborg-området og i regionen vist i form af placeringen af Haldager-1 brønden samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

De nærmeste dybe brønde er Haldager-1, Vedsted-1, Flyvbjerg-1, Års-1, Børglum-1 og Sæby-1, der er placeret inden for en afstand af 18-44 km fra prognoselokaliteten (Figur 2). De to nærmeste brønde er Haldager-1 og Vedsted-1, der er beliggende henholdsvis 18 og 25 km fra lokaliteten. Fra disse er der indsamlet logdata, som muliggør en vurdering af Haldager Sand Formationens reservoirkvalitet. Da de endvidere er beliggende i Fjerritslev Truget, ligesom prognoselokaliteten, vurderes de til at være mest relevante i en estimering af Haldager Sand Formationens reservoiregenskaber ved lokaliteten. Der eksisterer dog ingen standard porøsitetslog for Vedsted-1 og Haldager-1, og i stedet er porøsiteten estimeret ud fra en modstandslog, der er kalibreret til kerneporøsitetsmålinger. Overordnet set vurderes brønddækningen og kvaliteten af brønddata som værende rimelig i vurderingen af sandstenenes reservoiregenskaber i Haldager Sand Formationen. Med hensyn til vurderingen af dybde og tykkelse af Haldager Sand Formationen er brønddækningen ringe, da lokaliteten er beliggende i et strukturelt komplekst område, hvor undergrundens geologiske sammensætning kan ændre sig over selv korte afstande. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Haldager Sand Formationen for de ovennævnte brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør "dæklag" for Haldager Sand Formationen. Dybde og tykkelse af Kridt lagseriens kalkaflejringer 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. Den seismiske datadækning omkring prognoselokaliteten er ringe; i det væsentligste begrænset til en omtrent syd–nord gående seismisk linje, der passerer vest om lokaliteten i en afstand af ca. 350 meter, samt en omtrent øst–vest gående seismisk linje af ringe kvalitet godt 2 km syd for lokaliteten. Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortene i Figur 2 og 3. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau (data fra Nielsen & Japsen 1991).

		Haldager-1	Vedsted-1	Flyvbjerg-1	Års-1	Børglum-1	Sæby-1
		(18 km)	(25 km)	(31 km)	(40 km)	(41 km)	(44 km)
Kalk Gruppop	Dybdeinterval (m.u.h.)	16-414	35–455	101–476	83–1748	96–450	157–376
Kaik Gruppen	Tykkelse (m)	398	420	375	1665	354	219
Haldagor Sand Em	Dybdeinterval (m.u.h.)	1120–1275	1144–1219	943–997	2420-2455	957–990	737–757
naluagei Sallu Fill	Tykkelse (m)	155	75	54	35	34	20



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og Haldager-1 brønden samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. De dele af de seismiske linjer AA8 og AA13, som er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

5. Gennemgang af data

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

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Da den seismiske dækning omkring prognoselokaliteten er ringe, er de angivne dybder og tykkelser meget usikre.

Det er endvidere ikke muligt at tolke Haldager Sand Formationens top på de seismiske data omkring prognoselokaliteten. Formationens bund er sammenfaldende med toppen af Fjerritslev Formationen, som er vurderet til at være beliggende 1130 m.u.h. ± 150 meter. Dybden til formationens top er i stedet vurderet til 1015 m.u.h. ved at trække formationens forventede tykkelse fra dybden til formationens bund. Da formationens tykkelse endvidere varierer en del (se tabel 4.1), og den forventede dybde er beregnet ved at tage et gennemsnit af tykkelsen i Vedsted-1 og Haldager-1 (se afsnit 5.1.2), knytter der sig naturligvis en stor usikkerhed til den angivne dybde på formationens top; i Tabel 3.1 sat til ± 20 %.

De seismiske linjer AA8 og AA13 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 350 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5, hvor det også fremgår, at kvaliteten af de seismiske data er meget ringe. Det kan derfor heller ikke udelukkes, at forkastninger bryder Haldager Sand Formationen langs med den seismiske linje, selvom sådanne ikke er identificeret på det seismiske profil. I udgangspunktet må den strukturelle kontinuitet antages at være lille i området, i hvert fald over større afstande. Dette skyldes, at prognoselokaliteten er beliggende i det strukturelt komplekse Fjerritslev Trug, hvor der forekommer mange forkastninger. Tabel 5.1: Forventede dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af geologisk ekstrapolation og den igangværende landsdækkende seismiske kortlægning.

Drognosolokalitat	Dybdeinterval	Tykkelse
Prognoselokalitet	(m.u.h.)	(m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	11–654	643
Frederikshavn Fm	840–940	100
Haldager Sand Fm	1015–1130	115
Fjerritslev Fm	1130–1930	800
Gassum Fm	1930–2055	125
Skagerrak Fm	2055–?	?



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten (rød cirkel). Dele af de seismiske linjer AA8 og AA13 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et sammensat seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Sammensat seismisk profil baseret på de seismiske linjer AA8 og AA13. AA8 passerer vest om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 350 meter, mens AA13 passerer tæt forbi Haldager-1 brønden (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Kvaliteten af de seismiske data er ringe, og på profilet er det kun muligt at give et bud på relativt få seismiske horisonter. Ligeledes er det på baggrund af de seismiske data heller ikke muligt at afgøre om forkastninger bryder Haldager Sand Formationen langs med den seismiske linje. Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. De tol-kede horisonter på figuren er oppefra og ned: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (blå) og Top Gassum Fm (lyserød).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Haldager Sand Formationen i de nærmeste brønde samt hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen er estimeret til at indeholde i brøndene. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata.

Det fremgår af tabellen, at Haldager Sand Formationen varierer betydeligt i tykkelse mellem brøndene. Formationen er tykkest i Haldager-1 og Vedsted-1, der ligesom prognoselokaliteten er beliggende i den centrale del af Fjerritslev Truget, mens tykkelsen er væsentlig mindre i de brønde, der er beliggende nær trugets rand eller udenfor truget. Selv mellem Haldager-1 og Vedsted-1 er formationstykkelsen markant forskellig, idet den er på henholdsvis 155 meter og 75 meter.

Da der ikke findes gode seismiske data ved prognoselokaliteten er det usikkert hvilken af disse formationstykkelser, der er mest repræsentativ for lokaliteten. I stedet har GEUS valgt at angive tykkelsen af Haldager Sand Formationen til 115 meter ved lokaliteten, som er et gennemsnit af formationens tykkelse i Haldager-1 og Vedsted-1. Der knytter sig naturligvis en betydelig usik-kerhed til denne tykkelse; i Tabel 3.1 angivet til ± 50 %.

Haldager Sand Formationen domineres af tykke sandstensintervaller adskilt af tyndere finkornede intervaller, som det fremgår i Figur 6, hvor formationens lithologi er tolket for Vedsted-1, Haldager-1 og Flyvbjerg-1. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres over store afstande mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder. I Haldager-1 forekommer der dog også sandstensintervaller som ikke kan korreleres til Vedsted-1 og Flyvbjerg-1 (Figur 24 i Nielsen 2003). Overordnet set må det forventes, at sandstensintervaller i Haldager Sand Formationen ved prognoselokaliteten kan korreleres til Haldager-1 og nogle også til Vedsted-1 og Flybjerg-1 (mest sandsynligt de sandstenslag som hører til i den øvre del af formationen). Den sedimentologiske kontinuitet kan derfor betragtes som værende stor om end de interne sandstensintervaller kan afspejle forskellige aflejringsmiljøer (Nielsen 2003).

Tabel 5.2: Tykkelser af Haldager Sand Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste 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			
Haldager-1	155	126	116			
Vedsted-1	75	65	64			
Flyvbjerg-1	54	46				
Års-1	35	27	15			
Børglum-1	34	16	14			
Sæby-1	20	11	11			



Figur 6: Sammenligning af Haldager Sand Formationen i Vedsted-1, Haldager-1 og Flyvbjerg-1, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, hvori formationen er påvist (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 Flyvbjerg-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af Haldager Sand Formationens reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i data fra Haldager-1 og Vedsted-1. Dybdeintervallet for Haldager Sand Formationen i disse brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der fra begge boringer er udtaget kerner af formationen.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner fra Vedsted-1 og Haldager-1 boringerne (DAPCO 1958, DGU & DAPCO 1950). Kerneintervallerne i boringerne er op til 6 meter lange. De kernede intervaller fremgår i Figur 6–8, men mange af kernerne er reelt mindre på grund af en lille "recovery" (kun en lille del af kernerne kom op til overfladen, da de blev udtaget i forbindelse med boringernes udførelse).

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af kerner og borespåner fra Haldager-1 og Vedsted-1. De optagne og tolkede logs i Haldager-1 og Vedsted-1 brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

I estimeringen af reservoirværdierne for Haldager Sand Formationen ved prognoselokaliteten er data fra Haldager-1 og Vedsted-1 anvendt og vægtet lige højt. De tolkede reservoirværdier for Haldager Sand Formationen i de to brønde er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. Da der ikke forefindes nogen standard porøsitetslog fra hverken Vedsted-1 eller Haldager-1, er porøsiteten af sandstenslagene i stedet vurderet ud fra modstandslogs, der er kalibreret til kerneporøsitetsmålinger. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten er væsentlig større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Haldager-1 og Vedsted-1. Dette er en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid vil medføre en ekstra usikkerhed.

Tabel 5.3: Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Haldager Sand Formationen i Haldager-1 og Vedsted-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.

Brønd	Dybdeinterval	Kerner	Sidevægskerner
	[m MD]	[m MD]	[m MD]
Haldager-1	1125–1280	4 intervaller	5 niveauer
Vedsted-1	1149–1224	2 intervaller	Ingen

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	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic
Spontaneous potential log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mv	Re-skaleret SP log
Sonic logs		microsek/ft	Akustisk log; maler 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
woustandslogs	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)

Tabel 5.4: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore boringer og tolkede logkurver.

Haldager-1					
Haldager Sand Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²	
				[MinCase - MaxCase]	
Makro reservoirparametre					
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1120	1 ³	1109–1131 ³	
Tykkelse af formation	[m]	155	1 3	153–157 ³	
Andel af sandsten i formationen					
Tykkelse af Gross sand	[m]	126	5 ³	120–133 ³	
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴	[m]	116	5 ³	110–121 ³	
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,75	5 ³	0,71–0,78 ³	
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,92	5 ³	0,87–0,96 ³	
Vandledende egenskaber (reservoir	sand)				
Porøsitet	[%]	27	6 ³	25–29 ³	
Gas-permeabilitet	[mD]	800	5 ⁷	160–4000 ⁷	
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	1000	5 ⁷	200–5000 ⁷	
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	116	5 ⁷	23–580 ⁷	
Tekstur og cementering (sandsten)	Vurdering				
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Meget fin til grov kornstørrelse; ingen oplysninger om sortering og afrundingsgrad			
Diagenese/cementering		Hovedsageligt stærkt kulstof	kalkfrie og svagt kons oldige impermeable	oliderede, men en del lag	

Tabel 5.5: Estimerede reservoirværdier for Haldager Sand Formationen i Haldager-1 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 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.

	Ve	dsted-1		
Haldager Sand Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerheds- interval ²
				[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1144	1 ³	1133–1155 ³
Tykkelse af formation	[m]	75	1 ³	74–76 ³
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand	[m]	65	5 ³	61–68 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴	[m]	64	5 ³	61–67 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,85	5 ³	0,81–0,90 ³	
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,99	5 ³	0,94–1,00 ³	
Vandledende egenskaber (reservoir	sand)			
Porøsitet	[%]	29	7 ³	27–31 ³
Gas-permeabilitet	[mD]	950	5 7	190–4750 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	1188	5 ⁷	238–5940 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	76	5 ⁷	15-380 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsg	rad	Fin til meget gr og afrundingsg	ov kornstørrelse; ing rad	en oplysninger om sortering
Diagenese/cementering		Porøs og let-sn	nuldrende	

Tabel 5.6: Estimerede reservoirværdier for Haldager Sand Formationen i Vedsted-1 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 log-porøsitet (> 15 %).

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

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

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

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

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

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt udtagne kerner fra Haldager-1 og Vedsted-1 boringerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Haldager Sand Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten. Formationen domineres af tykke sandstensintervaller adskilt af tyndere intervaller af ler- og siltsten (Figur 6–8). Borespåneog kernebeskrivelserne understøtter log-tolkningen, men er meget overfladiske (DAPCO 1958, DGU & DAPCO 1950). Det fremgår af beskrivelserne, at sandstenenes kornstørrelse varierer fra meget fin til meget grov, og at sandstenene kan indeholde forkullede planterester og stedvis tynde kullag. Generelt er sandstenene let-smuldrende og kun svagt cementerede. I Vedsted-1 forekommer der dog en del stærkt kulstofholdige impermeable lag (DAPCO 1958). Der er ingen oplysninger om sandstenenes sortering og sandskornenes afrundingsgrad.



Haldager-1

Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Haldager Sand Formationen i Haldager-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma (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. 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.

Vedsted-1



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Haldager Sand Formationen i Vedsted-1. Lithologikolonnen er afgrænset af gammay (GR) loggen. 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 Haldager-1 og Vedsted-1 er Haldager Sand Formationen henholdsvis 155 og 75 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 126 meter i Haldager-1 og ca. 65 meter i Vedsted-1 (Tabel 5.2). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af lermængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7).

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. 116 meter i Haldager-1 og til ca. 64 meter i Vedsted-1. Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 27 % i Haldager-1 og ca. 29 % i Vedsted-1 (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsiteten er i begge boringer vurderet ud fra en modstandslog, der er kalibreret til kerneporøsitetsmålinger. Anvendelse af sidstnævnte metode giver anledning til en større usikkerhed på porøsiteten end hvis porøsiteten f.eks. blev beregnet ud fra en densitets-log.

Tabel 5.7: Responsparametre for GR loggen log for Haldager-1 og SP loggen for Vedsted-1 boringerne.

Despensersmetre for CD/CD log	GR/SP_min	GR/SP_max	
Responsparametre for GR/SP log	(baggrundsstråling)	(respons for rent ler)	
Haldager-1	48	150	
Vedsted-1	65	150	

5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten er bestemt på kernemateriale fra Haldager Sand Formationen i Haldager-1 og Vedsted-1. Disse målinger indgår i en porøsitet-permeabilitetsrelation, der er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer beliggende i Jylland og på Sjælland (Figur 9). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Ålborgområdet, og permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. logporøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af de føromtalte 'cut-off' værdier er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 800 mD for Haldager-1 og til ca. 950 mD for Vedsted-1. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 1000 og 1188 mD for henholdsvis Haldager-1 og Vedsted-1. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af en omregning til væske-permeabilitet. De to brønde (Haldager-1 og Vedsted-1) blev ikke prøvepumpet, og det er således ikke muligt at vurdere permeabiliteten ud fra testdata. Vurderingen af permeabiliteten bygger derfor i dette tilfælde på erfaringsmæssige sammenhænge, f.eks. som vist i Figur 9, og herudover er tidligere foretagne vurderinger af Haldager Sand Formationen udenfor studieområdet udnyttet. Der foreligger en del kerneanalysedata fra den øverste del af Haldager Sand Formationen i Vedsted-1 boringen, mens der kun er målt ganske få porøsiteter og permeabiliteter på kernemateriale fra Haldager-1 boringen.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug-prøver fra sandstenslag i Haldager Sand Formationen. Data er fra Haldager-1, Farsø-1, Vedsted-1 og Thisted-3 boringerne. Korrelationen er ikke entydig, og derfor er vurderingen af permeabiliteten ved prognoselokaliteten baseret på flere permeabilitetsmodeller, dvs. der er indlagt et usikkerhedsbånd til belysningen af variationsbredden. Variationsbredden er i figuren anskueliggjort ved at indlægge 'High case', 'Low case' og 'Medium case'.

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 Haldager-1 vurderet til ca. 116 Darcy-meter, i Vedsted-1 til ca. 76 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til 96 Darcy-meter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet ved prognoselokaliteten mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 7; svarende til at dividere, henholdsvis gange, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til estimeringen af permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

Temperaturen i midten af Haldager Sand Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. 37 °C \pm 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på alle relevante 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 1076 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1015 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (3 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 58 meter).



Figur 10: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på ± 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 ca. 78 g/l i en dybde af 1076 meter under terræn svarende til ca. midten af Haldager Sand Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger på omkring 200 g/l Cl⁻ ved den pågældende formationstemperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun, hvis formationsvandet er helt tæt på mætning med NaCl.



Figur 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

DAPCO 1958: Vedsted-1, Completion Report.

DGU & DAPCO 1950: Haldager-1, Completion Report (Compilated April 1993).

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.

Michelsen, O., Saxov, S. Leth, J.A, Andersen, C., Balling, N., Breiner, N., Holm, L., Jensen, K., Kristensen, J.I., Laier, T., Nygaard, E., Olsen, J.C., Poulsen, K.D., Priisholm, S., Raade, T.B., Sørensen, T.R. & Würtz, J. 1981: Kortlægning af potentielle geotermiske reservoirer i Danmark. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B, 5, 96 p.

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

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

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

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