

# Det geotermiske screeningsprojekt

Nyborg-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

Nyborg-lokaliteten

Det geotermiske screeningsprojekt:  
Energipolitisk aftale af 22. marts 2012

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

## **Indhold**

<b>1.</b>	<b>Introduktion</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>Geologisk baggrund</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Resultater for Nyborg-lokaliteten</b>	<b>8</b>
3.1	Anbefalinger .....	10
<b>4.</b>	<b>Datagrundlag</b>	<b>11</b>
<b>5.</b>	<b>Gennemgang af data</b>	<b>14</b>
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 .....	20
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	24
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet .....	26
5.2.3	Permeabilitet.....	27
5.2.4	Transmissivitet .....	28
5.3	Temperatur .....	29
5.4	Salinitet.....	31
<b>6.</b>	<b>Referencer</b>	<b>32</b>

# 1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende i den østlige del af Nyborg på adressen Lindholmvej 3, 5800 Nyborg (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).

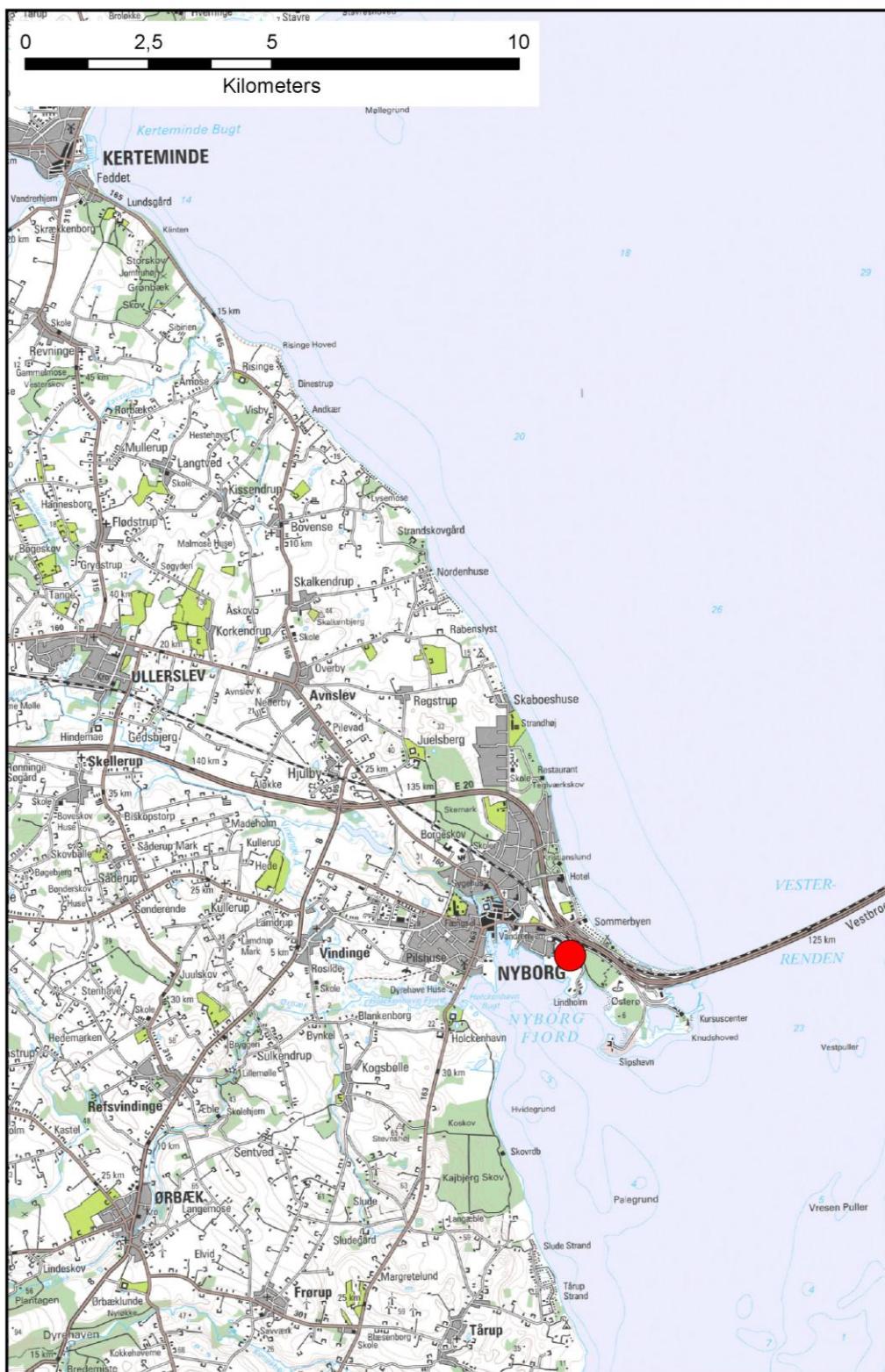
Nyborg fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større 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 ind vindingspotentiale, 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 varme produktion.

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 Nyborg-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 Nyborg-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 godt 35 meter sandsten, der er beliggende mere end 870 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 Nyborg-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 gennem-

gås 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 Nyborg.

## 2. Geologisk baggrund

Nyborg-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). Nyborg-lokaliteten er beliggende i den sydlige del af Det Danske Bassin over flanken af Ringkøbing–Fyn Højderyggen.

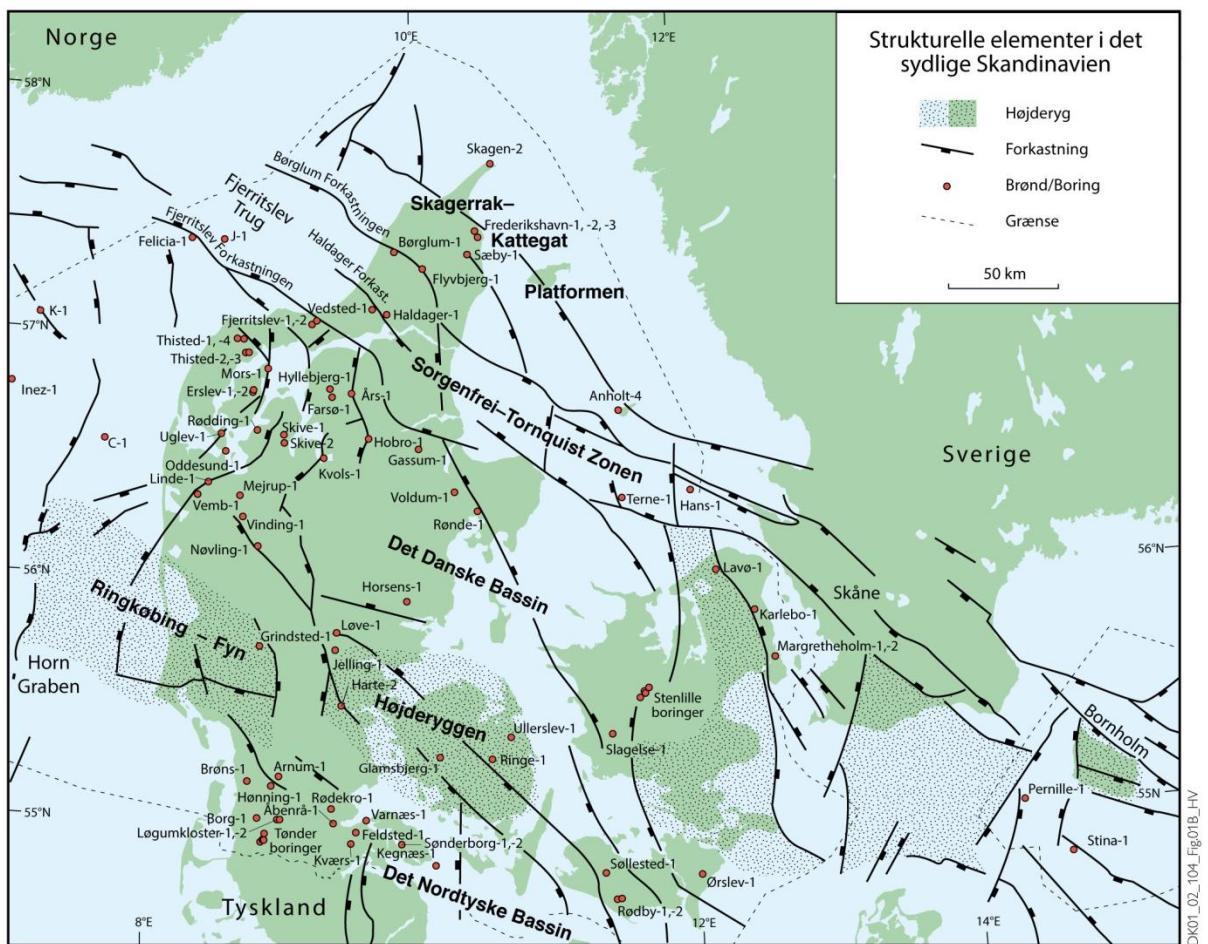
Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser 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. Aflerjingerne 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 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.

I Nyborg-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,0–2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I regionen vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation og den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation (Mathiesen et al. 2013). Dette er baseret på, at formationerne 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 borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

I Nyborg-området er datadækningen ringe; der er således kun meget begrænset information at hente om Gassum og Bunter Sandsten formationerne fra borer på Fyn. Gassum Formationen er omkring 100 meter tyk i Ullerslev-1 brønden, men er ikke til stede i Ringe-1 og Glamsbjerg-1. På grundlag af de spredte seismiske data vurderes Gassum Formationen til at være omkring 100 meter tyk i den nordlige del af Nyborg-området men tynd eller ikke til stede i den sydlige del af området. Bunter Sandsten Formationen er 10-15 meter tyk i Ringe-1 brønden, men er ikke til stede i Glamsbjerg-1. Ullerslev-1 brønden er ikke dyb nok til at påvise, om Bunter Sandsten Formationen er til stede ved denne lokalitet. De spredte seismiske data indikerer dog, at Bunter Sandsten Formationen er til stede i Nyborg-området med en tykkelse på 10-25 meter. I Vestsjælland vurderes Gassum Formationen til at have bedre reservoireskaber end Bunter Sandsten Formationen. På baggrund heraf, og den sandsynligvis lille tykkelse af Bunter Sandsten Formationen, er der i det følgende valgt at fokusere på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved Nyborg-lokaliteten.

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 Højderiggen og kun delvis langs dens flanker. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævning og erosion relateret til saltbevægelse i undergrunden.

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere-farvede ler- og siltsten og lokalt tynde kullag (Bertelsen 1978, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). Sedmenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderiggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modifieret reservoireskaberne.



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 Nyborg-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Nyborg-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimer er bygget 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. 870–970 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. 33 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier vurderes rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Dog er reservoirtransmissiviteten vurderet til kun at være 9 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013\*). Den er beregnet ved at gange tykkelsen af Potentielt reservoirsand med reservoirsandstenens gennemsnitspermeabilitet efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Usikkerheden, der knytter sig til den estimerede værdi, muliggør dog væsentlig større transmissivitetsværdier (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 og 7). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt lerindhold (<30 %).

Der knytter sig en meget stor usikkerhed til de angivne reservoirværdier i Tabel 3.1. Dette skyldes, at kendskabet til undergrundens beskaffenhed er meget begrænset, da datadækningen i området er ringe. Det er således meget usikkert i hvor høj grad, de anvendte reservoirdata fra Gassum Formationen i Stenlille er repræsentative for Nyborg-lokaliteten.

Endvidere er den seismiske datadækning for ringe til at kunne bestemme om forkastninger gennemskærer Gassum Formationen tæt ved prognoselokaliteten. Hvis der er forkastninger til stede i nærheden af lokaliteten, og disse ikke kortlægges, er der en 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 Fjerritslev Formationen til at være omkring 110 meter tyk med toppen liggende ca. 760 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 670 meter tykke og beliggende ca. 0–670 m.u.h.

\*I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservorets gennemsnitlige gas-transmissivitet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissivitet på ca. 10 Darcy-meter.

Tabel 3.1: Nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

<b>Nyborg-lokaliteten</b>				
UTMz32 X: 615.129 m; Y: 6.130.077 m				
Terrænkote: ca. 2 meter over havniveau (m.o.h.)				
<b>Gassum Formationen</b>		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed <sup>1</sup>	Usikkerhedsinterval <sup>2</sup>
				[MinCase - MaxCase]
<b>Makro reservoirparametre</b>				
Dybde til top af formation	[m.u.h.]	870	10 <sup>3</sup>	783–957 <sup>3</sup>
Tykkelse af formation	[m]	100	25 <sup>3</sup>	75–125 <sup>3</sup>
<b>Andel af sandsten i formationen</b>				
Tykkelse af Gross sand	[m]	38	20 <sup>3</sup>	31–46 <sup>3</sup>
Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup>	[m]	37	30 <sup>3</sup>	26–48 <sup>3</sup>
Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>		0,37	30 <sup>3</sup>	0,26–0,48 <sup>3</sup>
Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>		0,97	30 <sup>3</sup>	0,68–1,00 <sup>3</sup>
<b>Vandledende egenskaber (reservoirsand)</b>				
Porøsitet	[%]	25	10 <sup>3</sup>	23–28 <sup>3</sup>
Gas-permeabilitet	[mD]	200	6 <sup>7</sup>	33–1200 <sup>7</sup>
Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup>	[mD]	250	6 <sup>7</sup>	42–1500 <sup>7</sup>
Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup>	[Dm]	9	7 <sup>7</sup>	1–65 <sup>7</sup>
<b>Temperatur</b>				
Temperatur <sup>10</sup>	[°C]	33	10 <sup>3</sup>	30–36 <sup>3</sup>
<b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>		<b>Vurdering</b>		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Meget fin til fin kornstørrelse, subkantede korn; ingen oplysninger om sorteringsgrad		
Diagenese/cementering		Løse, kalkfrie		
<b>Andre betydende parametre</b>		<b>Vurdering</b>		
Salinitet		Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet		Lille til stor		
Strukturel kontinuitet		Lille til moderat, men vanskeligt at udtales sig præcis om i lokalitetens nærområde på grund af en ringe seismisk datadækning		

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

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

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

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

<sup>5</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

<sup>8</sup> Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpetest eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskalningsfaktor på 1,25.

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

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

### **3.1 Anbefalinger**

Det er som nævnt usikkert, hvor repræsentative data fra Gassum Formationen i Stenlille-området er for Nyborg-lokaliteten. Det vil derfor være hensigtsmæssigt at gennemgå det eksisterende kernemateriale fra den tættere liggende Ullerslev-1 boring, og hvis muligt, udføre porøsits- og permeabilitetsmålinger på kernemateriale bestående af sandsten. Efterfølgende sammenlignes resultaterne af kernemålingerne med de anvendte Stenlille-data, og på baggrund heraf revurderes reservoireskaberne for prognoselokaliteten.

Det vil være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling, som muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen omkring prognoselokaliteten, og som kan anvendes til at 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. Da kendskabet til den vestfynske undergrund er meget begrænset, bør kortlægningen af eventuelle forkastninger inkludere en omrent nord-syd gående seismisk linje vest for lokaliteten. Endvidere bør den seismiske linjeføring lægges således, at den knytter lokaliteten til Ullerslev-1 brønden. Det vurderes, at der skal indsamlings i størrelsesordenen af 80 km ny seismik.

## 4. Datagrundlag

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

Nærmeste dybe brønd er Ullerslev-1, der er beliggende ca. 13 km nordvest for prognoselokaliteten. Mod vest findes Ringe-1 og Glamsberg-1 i en afstand af henholdsvis ca. 20 km og knap 45 km. Disse to brønde er beliggende over den centrale del af Ringkøbing–Fyn Højderyggen og i ingen af brøndene er Gassum Formationen til stede, idet aflejringer fra Kridt Perioden ligger direkte på aflejringer, der er ældre end Gassum Formationen. Nærmeste brønde på Sjælland er Slagelse-1 i en afstand af ca. 36 km samt de mange Stenlille-brønde, der er beliggende godt 55 km fra prognoselokaliteten (Figur 2).

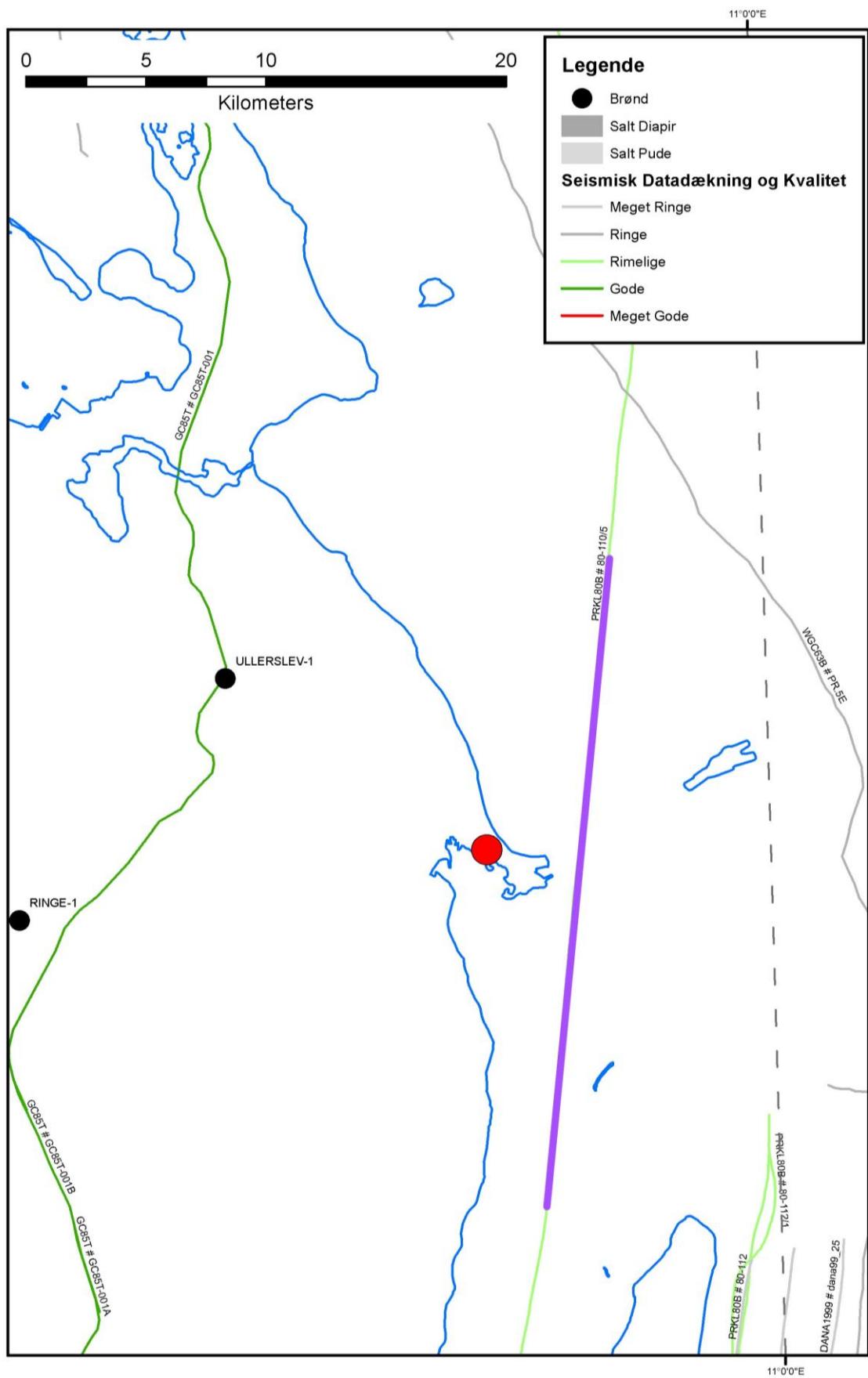
I Ullerslev-1 og Slagelse-1 er der ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. I Stenlille-boringerne er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetsfordelingen ret præcist. Der er her valgt, at lade Gassum Formationen ved gaslagret i Stenlille repræsentere ved data fra Stenlille-1, og vurderingen af Gassum Formationens egenskaber ved prognoselokaliteten tager derfor udgangspunkt i data fra denne boring. Overordnet set vurderes brønndækningen og kvaliteten af brønndata til at være ringe i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten. Kvaliteten af de anvendte data fra Stenlille-1 er dog god, men brønden er beliggende forholdsvis langt fra prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1, hvoraf sidstnævnte indgår med logdata i vurderingen af formationens reservoiregenskaber ved prognoselokaliteten. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstensdominerede 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. Den seismiske datadækning er ringe i området, mens kvaliteten af de seismiske data er rimelig.

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. Formationer, der ikke er gennemboret (ikke til stede), men hvor stratigrafisk dybereliggende lag er anboret, er markeret med “-” i tabellen. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau.

		Ullerslev-1 (13 km)	Slagelse-1 (36 km)	Stenlille-1 (57 km)
<b>Kalk Gruppen</b>	Dybdeinterval (m.u.h.)	25–779	224–911	150–1158
	Tykkelse (m)	754	687	1008
<b>Fjerritslev Fm</b>	Dybdeinterval (m.u.h.)	-	932–1109	1205–1465
	Tykkelse (m)	-	177	260
<b>Gassum Fm</b>	Dybdeinterval (m.u.h.)	817–916	1133–1246	1465–1609
	Tykkelse (m)	99	113	144



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 80-110/5, der er fremhævet med fedtilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

## 5. Gennemgang af data

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

### 5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

#### 5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

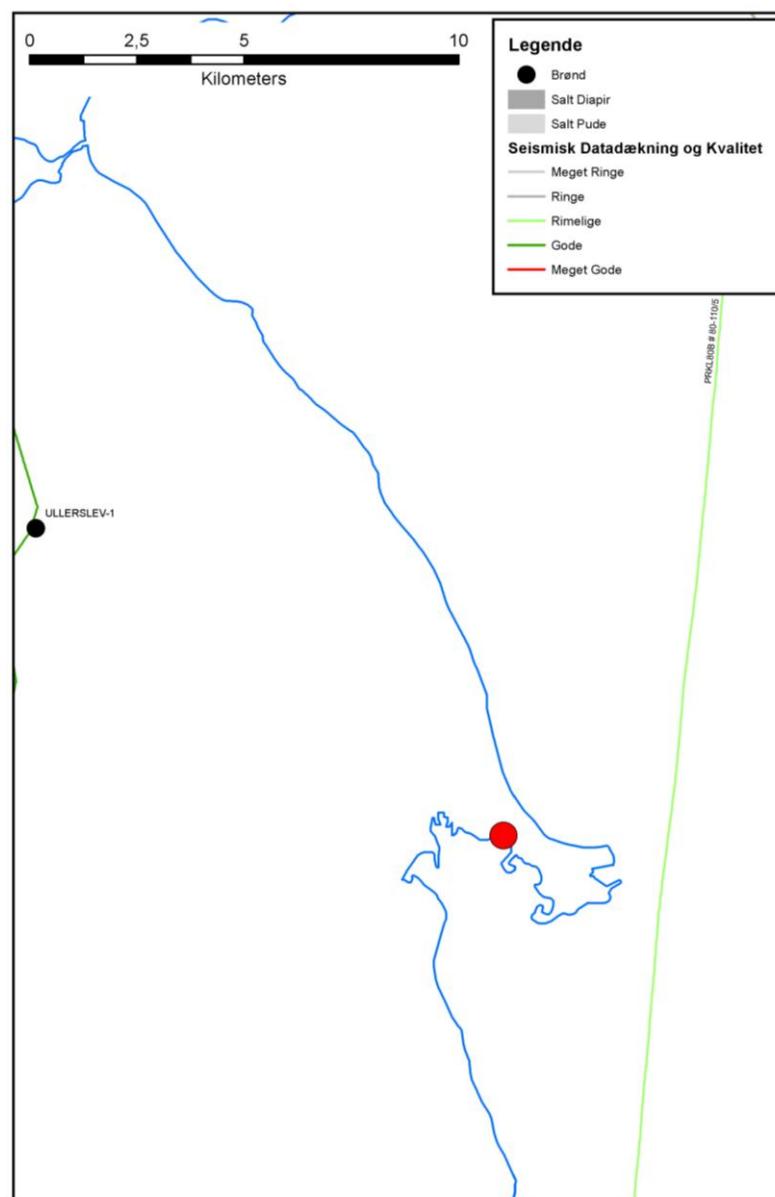
Dybder og tykkeler af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. Gassum Formationens top vurderes at være til stede ca. 870 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på  $\pm 10\%$  baseret på de seismiske data. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 100 meter med en usikkerhed på omkring  $\pm 25\%$ ; i høj grad baseret på at tykkelsen antages at være nogenlunde den samme som i Ullerslev-1.

Den nærmeste seismiske linje er 80-110/5 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omrent syd–nord orienteret seismisk profil, der øst om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 4 km. I Figur 5 er profilet vist med tolkede seismiske horisonter og med prognoselokaliteten projiceret vinkelret ind på profilet. Profilet viser ingen hovedforkastninger, men der forekommer flere mindre forkastninger gennem Gassum Formationen, ligesom der er saltstrukturer til stede i undergrunden. Den seismiske datadækning er ikke tilstrækkelig til at kunne afgøre, om der er forkastninger til stede i undergrunden tæt ved prognoselokaliteten. Overordnet set vurderes den strukturelle kontinuitet i området til at være lille til moderat.

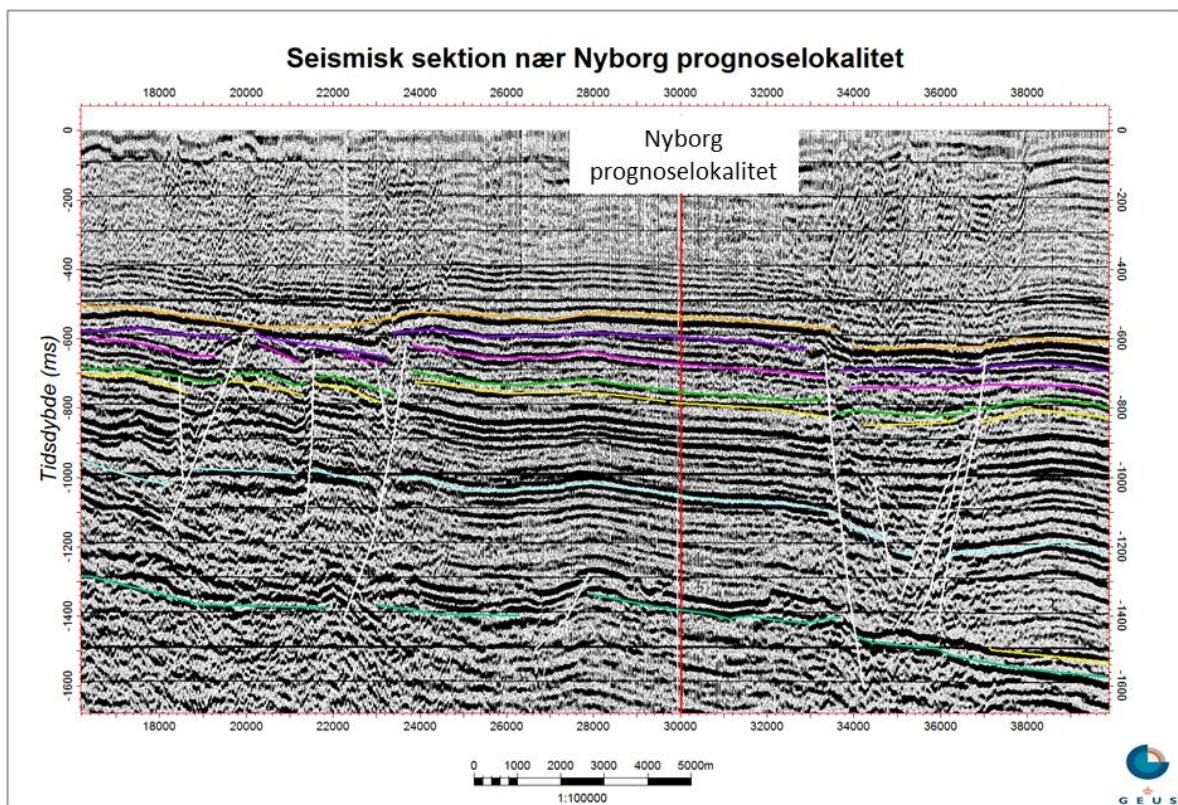
De seismiske data indikerer tilstedeværelsen af en markant inkonformitet over Gassum Formationen. På store dele af Fyn er Gassum Formationen fjernet i forbindelse med denne erosionsflade. Formationens udbredelse omkring Ringkøbing–Fyn Højderiggen er vanskelig at fastlægge præcist på baggrund af de seismiske data, men den antages at tynde ud 5-10 km syd for prognoselokaliteten.

Tabel 5.1: Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning og data fra Ullerslev-1.

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	0–670	670
Fjerritslev Fm	760–870	110
Gassum Fm	870–970	100
Bunter Sandsten Fm	1470–1490	20



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den seismiske linje 80-110/5 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: omrent syd–nord orienteret seismisk profil baseret på den seismiske linje 80-110/5, der passerer øst om prognose lokaliteten i en afstand af ca. 4 km (Figur 3 og 4). Prognose lokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Profilet viser, at der i området forekommer flere mindre forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen (stejle hvide streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Oddesund Fm (gul), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Zechstein (gul) og Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

### 5.1.2 Boringsdata

I Tabel 5.2 ses tykkelsen af Gassum Formationen i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1. 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 brøndene. Tykkelsen af potentiel reservoirsand kan dog kun estimeres for Stenlille-1, da de nødvendige logdata til beregningen ikke foreligger for de to øvrige brønde. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan parameterne estimeres på baggrund af logdata.

I den nærmeste brønd til prognose lokaliteten, Ullerslev-1, har Gassum Formationen en tykkelse på ca. 99 meter, mens tykkelsen er ca. 113 meter i Slagelse-1 og ca. 144 meter i Stenlille-1. Den vurderede tykkelse på 100 meter ved prognose lokaliteten er behæftet med stor usikkerhed, og

baserer sig som tidligere nævnt i høj grad på, at tykkelsen antages at være nogenlunde den samme som i Ullerslev-1.

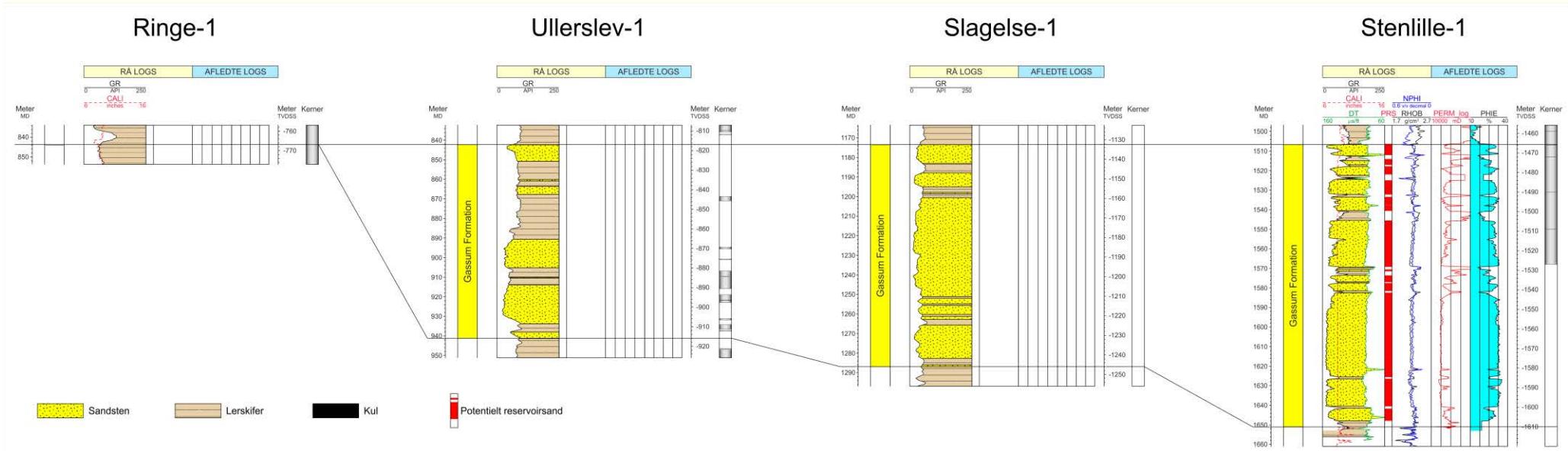
Dybden til toppen af Gassum Formationen er vurderet til 870 m.u.h. ved prognoselokaliteten baseret på de seismiske data, og formationen er således beliggende i omrent samme dybde som i Ullerslev-1. I Stenlille-1 ligger formationen derimod ca. 600 meter dybere end ved prognoselokaliteten. Det er hovedsageligt reservoirdata fra Stenlille-1, der indgår i vurderingen af det geotermiske potentiale ved Nyborg-lokaliteten. Alt andet lige forringes reservoiregenskaberne med dybden, og man kan derfor argumentere for, at reservoirdata fra Stenlille-1 er en anelse for pessimistiske, når de indgår i en vurdering af prognoselokaliteten. Sandstenene i Gassum Formationen ved Stenlille er dog generelt forholdsvis løse, og deres reservoiregenskaber synes derfor ikke at være reduceret nævneværdigt på grund af diagenese tilknyttet deres begravelsesdybde. Endvidere vurderes usikkerheden ved at anvende reservoirdata så langt væk fra prognoselokaliteten som Stenlille-1 til at være væsentlig større end den usikkerhed, der knytter sig til dybdeforskellen. Der er derfor ikke valgt at dybdekorrigere reservoirdata fra Stenlille-1, når de indgår i en prognose for Nyborg-lokaliteten.

På regional skala viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sandsten og lersten; eksemplificeret ved Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1 i Figur 6. Ringe-1 er også medtaget i figuren til at illustrere, at formationen forsvinder henover Ringkøbing-Fyn Højderiggen. Nogle 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 brutt op af forkastninger. I Nyborg-området er der endvidere sket en lokal tilførsel af sedimenter fra Ringkøbing-Fyn Højderiggen.

Sandstensintervallerne i Gassum Formationen ved Stenlille afspejler aflejring i floder, estuarier og kystmiljøer (Nielsen 2003, Hamberg & Nielsen 2000). I den øvre halvdel af formationen er sandstenene fin- til mellemkornede og repræsenterer hovedsageligt kystsandsaflejringer, der her en stor geografisk udbredelse i undergrunden, og som blandt andet er korreleret til Ullerslev-1 (Hamberg & Nielsen 2000). Disse sandstensintervaller er sandsynligvis også til stede ved prognoselokaliteten. I den nedre halvdel af formationen er sandstenene mere grovkornede, idet de stedvis er mellem- til grovkornede. Sandstenene repræsenterer flod- og estuarieaflejringer, som er tolket til at være aflejret indenfor nedskårne dale (Nielsen 2003). De har derfor sandsynligvis en mere begrænset udbredelse end sandstenene fra den øvre del af formationen. Tilsvarende grovkornede sandsten er ikke beskrevet fra Ullerslev-1. Aflejringer, der er ækvivalente til den nedre halvdel af formationen ved Stenlille, vurderes derfor ikke at være til stede ved prognoselokaliteten. På baggrund heraf, og i mangel af data, vurderes det, at den sedimentologiske kontinuitet mellem de viste borer i Figur 6 og prognoselokaliteten kan være fra lille til høj indenfor Gassum Formationen.

Tabel 5.2: Tykkeler af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (Potentielt reservoirsand), i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. I Stenlille-1 er tykkelsen af Potentielt reservoirsand i henholdsvis øvre og nedre del af Gassum Formationen angivet i parentes. Grå felter angiver, at andelen af Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

	Formation	Tykkeler/antal meter	
		Gross sand	Potentielt reservoirsand
<b>Ullerslev-1</b>	99	38	
<b>Slagelse-1</b>	113	101	
<b>Stenlille-1</b>	144	124	123 (57+66)



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1. Ringe-1 er også medtaget i figuren til at illustrere, at Gassum Formationen forsvinder henover Ringkøbing–Fyn Højderiggen (brøndenes placering ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er kun muligt at tolke Potentiel reservoarsand for Stenlille-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala). Tolkning af lithologien i Ullerslev-1 er udover GR-log også baseret på SP-loggen (ikke vist).

## 5.2 Reservoirkvalitet

Vurderingen af Gassum Formationens reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten tager hovedsageligt udgangspunkt i logdata fra den øvre halvdel af formationen i Stenlille-1. Data fra den nedre halvdel af formationen er ikke medtaget, da sandstenene her er væsentlig mere grovkornede end formationens sandsten i Ullerslev-1, og som følge heraf vurderes de ikke til at være repræsentative for prognoselokaliteten. Logdata fra Ullerslev-1 er anvendt til at vurdere formationens Gross sand, men logsuiten fra denne boring er som tidligere nævnt ikke fyldestgørende nok til at kunne beregne øvrige reservoirparametre.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1 ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der i forbindelse med udførelsen af Ullerslev-1 og Stenlille-1 er udtaget kerner af formationen, hvorimod der ikke er udtaget kerner i Slagelse-1. Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner og kerner fra Ullerslev-1 og Stenlille-1 (Dapco 1951, DGU 1981).

I Ullerslev-1 er der udtaget en ca. 3 meter lang kerne af et leret interval indenfor den øvre del af formationen samt en række kerner med varierende recovery fra den nedre halvdel af formationen (dybdeintervallet 895–941 meter MD), dvs. at det varierer hvor stor en del af kernerne, der er kommet med op til overfladen i forbindelse med boringens udførelse. Kerneintervallerne i Stenlille-1 dækker et samlet interval på ca. 61 meter fra den øverste del af Gassum Formationen (de kernede intervaller fremgår i Figur 6 og 7). De optagne og tolkede logs i brøndene er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for den øvre halvdel af Gassum Formationen i Stenlille-1 ses i Tabel 5.5. Usikkerheden på de angivne estimeret bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porositet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af tabellen med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne ved Stenlille-1. Dette er en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid vil medføre en ekstra usikkerhed.

Tabel 5.3: *Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevæggskerner
<b>Ullerslev-1</b>	842–941	869–871 895–941	I 4 niveauer
<b>Slagelse-1</b>	1173–1287	Ingen	Ingen
<b>Stenlille-1</b>	1507–1651	1507–1513 1513–1531 1531–1550 1550–1568	I 15 niveauer (heraf 5 uden recovery)

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

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
Gamma logs	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densitetslog
	GR SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic log
Spontaneous potential log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mV	Re-skaleret SP log
Sonic logs	DT	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
	DTCO	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
Caliper logs	CALI/CAL	Inch/tommer	Måler borehullets diameter
	CAL_NUC	Inch/tommer	Måler borehullets diameter, med neutron log
Resistivitetslogs/ Modstandslogs	ILD	Ohm-m	Induktion log; dybt-læsende modstandslog
	ILM	Ohm-m	Induktion log; medium-læsende modstandslog
	LLS	Ohm-m	Laterolog; medium-læsende modstandslog
	LLD	Ohm-m	Laterolog; dybt-læsende modstandslog
	16ft	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	38in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	10in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	18F8	Ohm-m	Lateral modstandslog af ældre dato
	64in	Ohm-m	Normal modstandsslog af ældre dato
Neutron log	NPHI	fraction	Måler den tilsyneladende porøsitet (neutronloggen kan være forkortet "NEU")
Densitets logs	RHOB	g/cm <sup>3</sup>	Måler bulk-densiteten af bjergarten
	RHOZ	g/cm <sup>3</sup>	Måler bulk-densiteten af bjergarten
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE
Log-beregnet effektiv porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolket log kurve
Kernepermeabilitet	Kh_a	mD	Målt horisontal gas permeabilitet (på plugs)
	CPERM_GEUS	mD	Målt gas permeabilitet (på plugs; GEUS data)
Kerneporøsitet	CPOR	%	Målt porøsitet (på plugs)
	CPOR_GEUS	%	Målt porøsitet (på plugs; GEUS data)
Normaliset gamma log	GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve
Indikator for potentiel r- servoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentiel reservoirsand (PRS)

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for den øvre del af Gassum Formationen i Stenlille-1 brønden.*

Stenlille-1			
<b>Gassum Formationen - Øvre del (intervallet 1507-1583 meter MD)</b>	<b>Estimeret værdi</b>	<b>Vurderet usikkerhed<sup>1</sup></b>	<b>Usikkerheds- interval<sup>2</sup></b>
			[MinCase - MaxCase]
<b>Makro reservoirparametre</b>			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1466	1 <sup>3</sup>	1451–1480 <sup>3</sup>
Tykkelse af formation [m]	75	1 <sup>3</sup>	74–76 <sup>3</sup>
<b>Andel af sandsten i formationen</b>			
Tykkelse af Gross sand [m]	59	5 <sup>3</sup>	56–62 <sup>3</sup>
Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m]	57	5 <sup>3</sup>	54–60 <sup>3</sup>
Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>	0,76	5 <sup>3</sup>	0,72–0,80 <sup>3</sup>
Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>	0,97	5 <sup>3</sup>	0,92–1,00 <sup>3</sup>
<b>Vandledende egenskaber (reservoirsand)</b>			
Porøsitet [%]	25	5 <sup>3</sup>	24–26 <sup>3</sup>
Gas-permeabilitet [mD]	336	3 <sup>7</sup>	112–1008 <sup>7</sup>
Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]	420	3 <sup>7</sup>	140–1260 <sup>7</sup>
Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]	24	3 <sup>7</sup>	8–72 <sup>7</sup>
<b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>	<b>Vurdering</b>		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse, velsorteret; subkantede til sub-afrundede korn		
Diagenese/cementering	Løs til fast, kalkfri til kalk-cementeret, stedvis kvarts-cementeret		

<sup>1</sup> Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarrings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

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

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

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

<sup>5</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

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

<sup>8</sup> 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 opskalingsfaktor på 1,25.

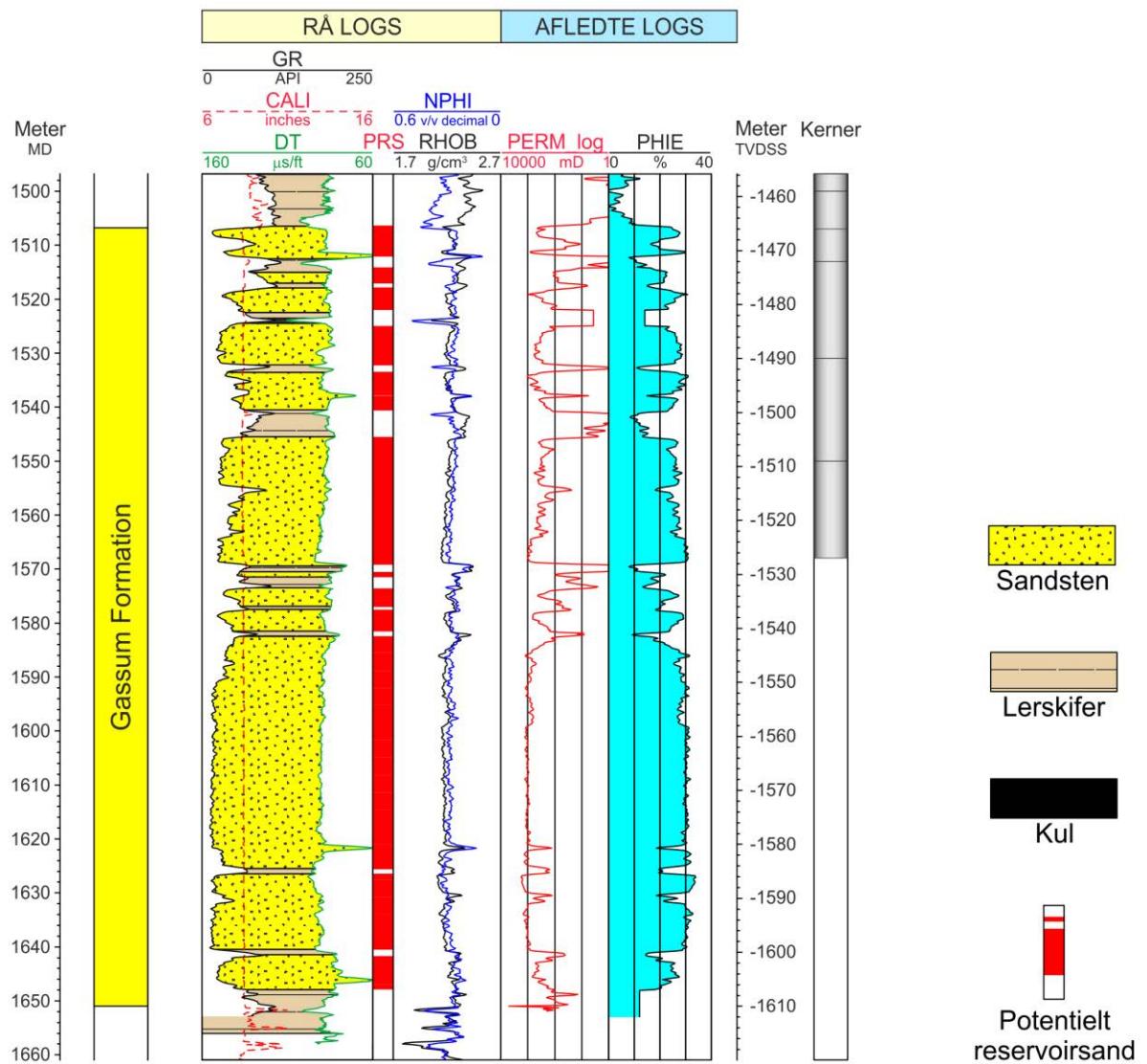
<sup>9</sup> Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

### **5.2.1 Tolkning af lithologi**

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1 boringerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sandsten og lersten (Figur 6 og 7). Borespåne-beskrivelserne understøtter log-tolkningen, og endvidere fremgår det af borespåne- og kernebeskrivelserne fra Ullerslev-1, at sandstenene i Gassum Formationen hovedsageligt er meget fin til finkornede samt kalkfrie (Dapco 1951). Sandstenene angives endvidere enkelte steder til at være ”soft”, hvilket her tolkes til, at de er løse. Sandskornene angives til at være subkantede de få steder, hvor afrundingsgraden beskrives. Der er ingen oplysninger om sorteringsgraden. I Stenlille-brøndene, herunder Stenlille-1, angives sandstenene i Gassum Formationen hovedsageligt til at være fin- til mellemkornede, men stedvis også mellem til grovkornede i den nedre halvdel af formationen. Endvidere beskrives sandstene som værende sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn samt løse til faste og stedvis kalk- eller kvarts cementerede (DGU 1981).

Af det ovenstående fremgår det, at sandstenene i Gassum Formationen muligvis er en anelse mindre cementerede og generelt vurderes til at være mere finkornede i Ullerslev-1 end i Stenlille-1. Dette bidrager naturligvis til usikkerheden ved at anvende reservoirdata fra Stenlille-området til at beskrive reservoirforholdene ved prognoselokaliteten. I reservoirvurderingerne er data fra den nedre halvdel af Gassum Formationen i Stenlille-1 dog udeladt, da de forholdsvis grovkornede sandstenslag fra denne del af formationen ikke vurderes repræsentative for prognoselokaliteten.

# Stenlille-1



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

### 5.2.2 Vurdering af tykkelse, lerindhold og porøsitet

I Ullerslev-1, Slagelse-1 og Stenlille-1 er Gassum Formationen henholdsvis 99, 113 og 144 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 38 meter i Ullerslev-1, ca. 101 meter i Slagelse-1 og ca. 124 meter i Stenlille-1 (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 5.6). På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Prognoselokaliteten tilskrives den samme formationstykke (dog afrundet til 100 meter) og tykkelse af Gross sand som i Ullerslev-1, da det er vanskeligt at bestemme formationens tykkelse ved lokaliteten ud fra seismiske data.

Andelen af Potentielt reservoirsand kan ikke beregnes for Ullerslev-1, men er for den øvre del af Gassum Formationen i Stenlille-1 vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt lermængden (Tabel 5.5), idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand i den øvre del af Gassum Formationen vurderet til ca. 57 meter i Stenlille-1. Forholdet mellem tykkelsen af Potentielt reservoirsand og Gross sand er ca. 0,97 (Tabel 5.5). Dette forhold er anvendt til at vurdere tykkelsen af Potentielt reservoirsand ved prognoselokaliteten, hvor Gross sand er vurderet til 38 meter. Potentielt reservoirsand er således vurderet til 37 meter ved lokaliteten (givet ved  $0,97 \times 38$  meter), hvilket indebærer, at stort set alt sandstenen vurderes til at have gode reservoireskaber.

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet i den øvre del af Gassum Formationen er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 25 % i Stenlille-1 (Tabel 5.5). På baggrund af de analyserede Stenlille-1 data vurderes det, at reservoirsandstenene ved prognoselokaliteten ligeledes har en gennemsnitsporøsitet på ca. 25 %, idet det ikke er muligt at tolke porøsiteten ud fra den ufuldstændige log-suite i Ullerslev-1. Det er ikke muligt at verificere dette porøsitetsniveau ud fra kerneanalyse-data, da der ikke er foretaget porøsitetsmålinger på kernerne fra Ullerslev-1.

*Tabel 5.6: Responsparametre for gamma (GR) for Stenlille-1 og -19 borerne samt Slagelse-1. GR log-læsningerne fra Slagelse-1 er gennemgående meget lave.*

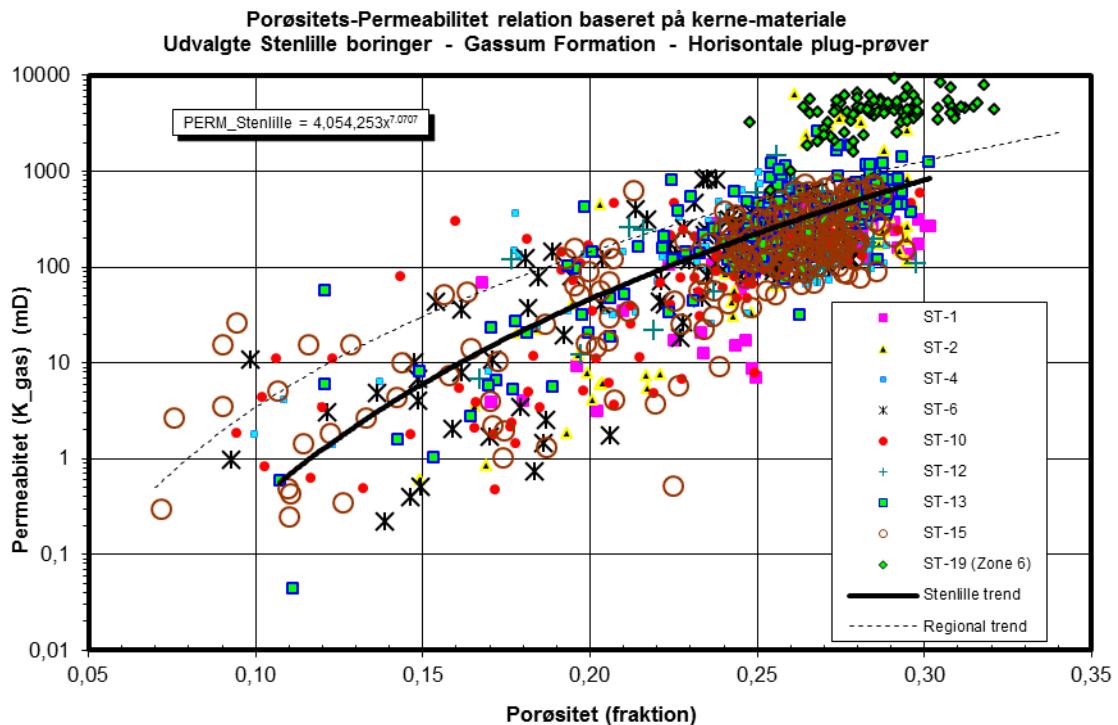
Responsparametre for gamma-ray (GR)	GRmin (baggrundsstråling)	GRmax (respons for rent ler)
Stenlille-1	15	125
Stenlille-19	45	150
Slagelse-1	3	10

### 5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringerne samt sidevægskerner fra Margretheholm-2. De mange kerneanalyse data fra Stenlille-boringerne er plottet i Figur 8. På baggrund af den eksisterede viden om aflejringsforholdene i Gassum tid, anser GEUS disse data for værende kun delvis repræsentative for Gassum Formationen indenfor det fynske område.

Korrelationen mellem Stenlille-boringerne og Ullerslev-1 viser, at den nedre del af Gassum Formationen, repræsenteret ved Stenlille-19 data i Figur 8, sandsynligvis ikke er til stede i Ullerslev-1. Et foreløbigt skøn over permeabiliteten bør derfor baseres på data fra den øvre del af Gassum Formationen (Stenlille-1 til Stenlille-15 data). Såfremt "Stenlille trend-linjen" vist på Figur 8 lægges til grund for beregningen af permeabiliteten, og intervallet for beregningen begrænses til den øvre del af Gassum Formationen, fås en gennemsnitlig gas-permeabilitet for reservoirsandstenene i Stenlille-1 på ca. 336 mD (Tabel 5.5). Permeabiliteten er beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne i Stenlille-1 er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Gennemsnits-permeabiliteten er efterfølgende beregnet under anvendelse af de ovenfor omtalte afskæringskriterier; dvs. et lerindhold < 30% og en porøsitet > 15%.

Da reservoirsandstenene generelt set er en smule mere finkornede ved Nyborg end ved Stenlille, anser GEUS en gas-permeabilitet på ca. 336 mD for at være meget optimistisk, når det gælder en vurdering af permeabilitetsforholdene ved prognoselokaliteten. GEUS vurderer skønsmæssigt, at den gennemsnitlige gas-permeabilitet snarere kun er på cirka 200 mD ved Nyborg-lokaliteten. Dette svarer til en reservoirpermeabilitet på omkring 250 mD, fremkommet ved en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Med henblik på at af- eller bekræfte de estimerede permeabilitetsniveauer, anbefaler GEUS, at næste skridt i evalueringen af Nyborg-lokaliteten bliver, at der udtages prøver fra det eksisterende kernemateriale i Ullerslev-1 med henblik på at bestemme (måle) porøsitet og permeabilitet.



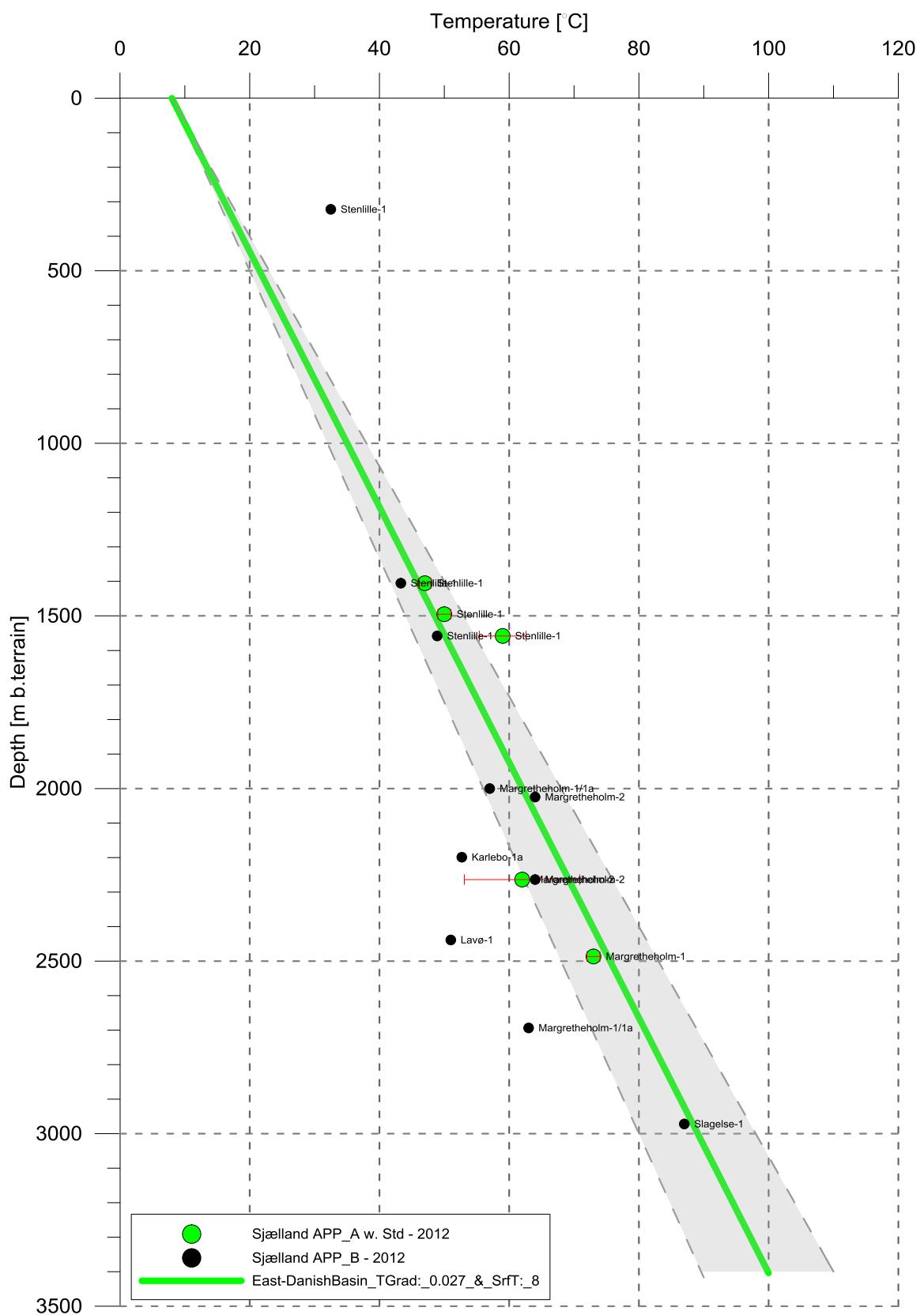
Figur 8: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for Stenlille-1 til Stenlille-15 datapunkterne, der stammer fra den øvre del af Gassum formationen (Zone 1–5). Data fra Stenlille-19 stammer fra den nedre del af Gassum Formationen (Zone 6).

#### 5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoirpermeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er vurderet til ca. 24 Darcy-meter for den øvre halvdel af formationen i Stenlille-1 og til ca. 9 Darcy-meter ved prognoselokaliteten. 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 7; svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere, den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoirsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

### **5.3 Temperatur**

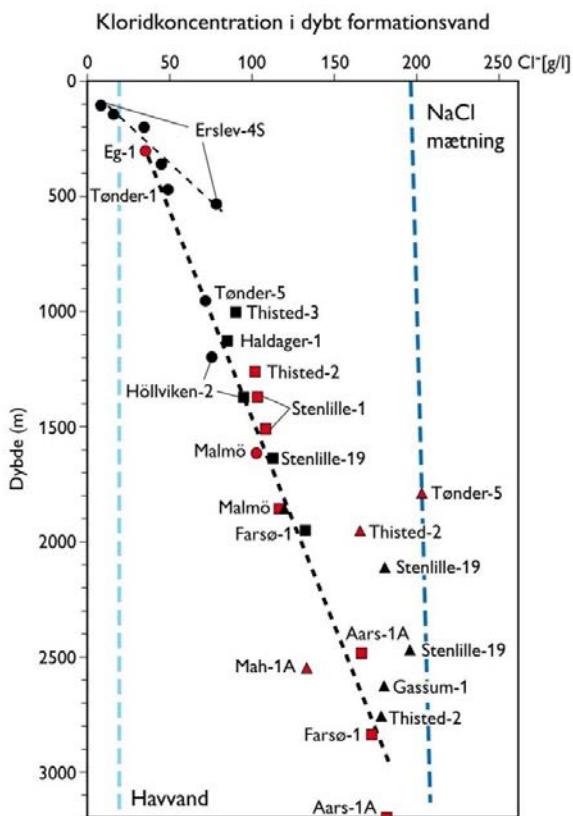
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. 33 °C ± 10 % ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. = 0,027\*dybde + 8 °C (Figur 9). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 922 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (870 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (2 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (50 meter).



Figur 9: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for den østlige del af det Danske Basins baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde på Sjælland (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på  $\pm 10\%$  (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 10). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 69 g/l i en dybde af 922 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 200 g/l Cl<sup>-</sup> 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 10: 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 vandanlysen fra Tønder-5 (rød trekant), der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stippled linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stippled linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

## 6. Referencer

- Bertelsen, F. 1978: The Upper Triassic – Lower Jurassic Vinding and Gassum Formations of the Norwegian–Danish Basin. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B, Nr. 3, 26 pp.
- Dapco 1951: Ullerslev-1. Completion report (compilated August 1993).
- DGU 1981: Stenlille-1. Geological well completion report.
- Hamberg, L. & Nielsen, L.H. 2000: Shingled, sharp-based shoreface sandstones: depositional response to stepwise forced regression in a shallow basin, Upper Triassic Gassum Formation, Denmark. In: Hunt, D. & Gawthorpe, R.L. (eds): Sedimentary Responses to Forced Regressions. Geological Society, London, Special Publications, 172, 69–89.
- Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Weibel, R., Hjuler, M.L., Røgen, B., Mahler, A. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity. European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3–7 June 2013.
- Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske reservoirformationer i den danske lagserie. Danmarks Geologiske Undersøgelse, Årbog 1978, 151–164.
- Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 147–216.
- Nielsen, L.H., 2003: Late Triassic – Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 459–526.
- Poulsen, S.E., Balling, N. & Nielsen, S.B. 2013: Analysis of bottom hole temperatures on - and nearshore Denmark. Progress report, Department of Geoscience, Aarhus University, 22 pp.
- Vejbæk, O.V. & Britze, P. 1994: Geologisk kort over Danmark/Geological map of Denmark 1:750.000. Top præ-Zechstein/Top pre-Zechstein. Danmarks Geologiske Undersøgelse Kortserie, 45, 9 pp.