

# Det geotermiske screeningsprojekt

Grenå-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

Grenå-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 Grenå-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>13</b>
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer .....	13
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	13
5.1.2	Boringsdata .....	15
5.2	Reservoirkvalitet .....	18
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	21
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet .....	23
5.2.3	Permeabilitet.....	24
5.2.4	Transmissivitet .....	25
5.3	Temperatur .....	26
5.4	Salinitet.....	28
<b>6.</b>	<b>Referencer</b>	<b>29</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 sydlige del af Grenå på adressen Ravnsholtvej 2, 8500 Grenå (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).

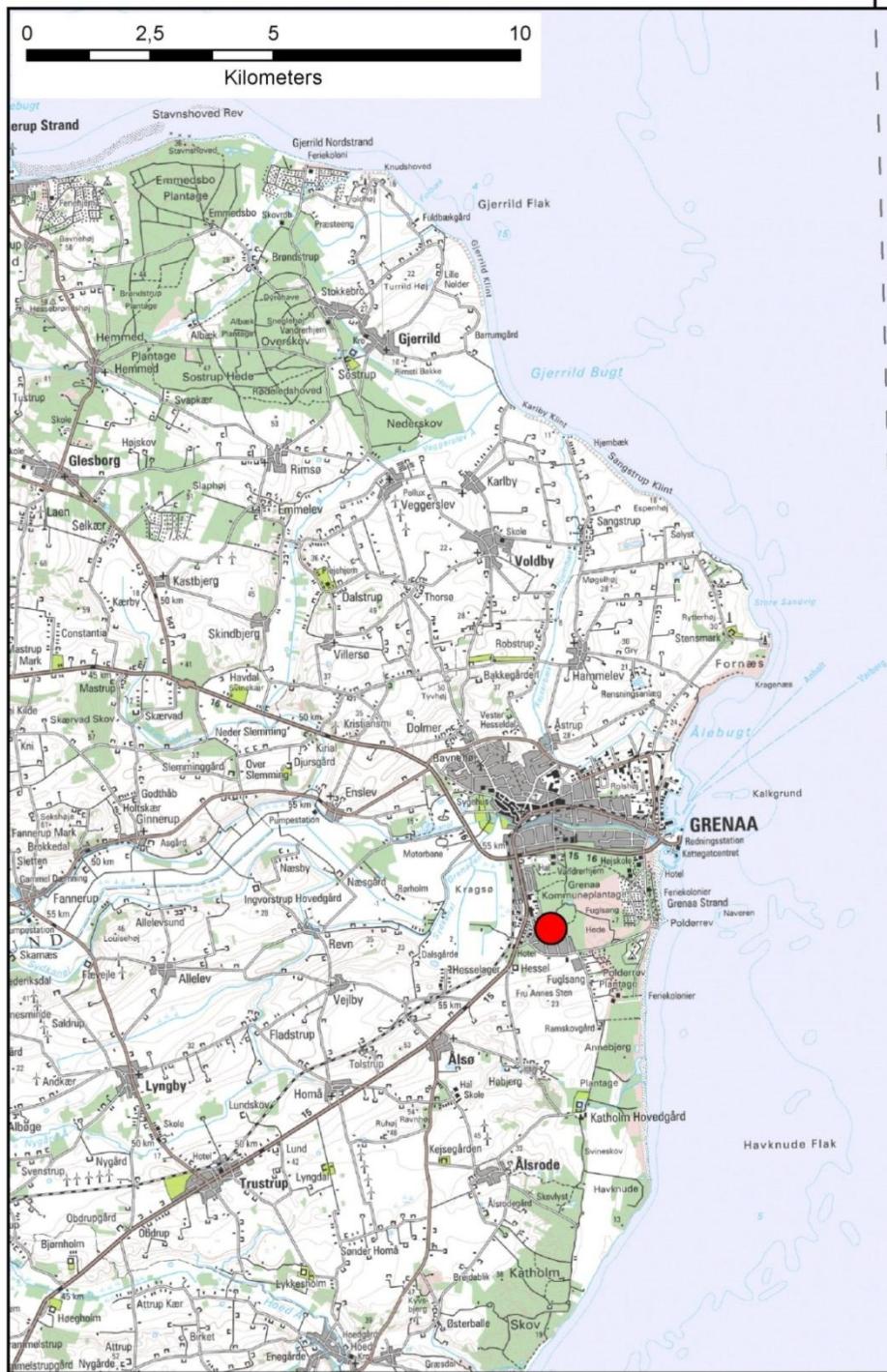
Grenå fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større 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 Grenå-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 Grenå-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 reservormulighed ved lokaliteten udgøres af knap 45 meter sandsten, der er beliggende mere end 1845 meter under terræn. Sandstenene indgår i Frederikshavn 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 Grenå-lokaliteten, og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Det er også i dette afsnit, at det geotermiske potentiale vurderes, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser, hvilket er særligt aktuelt i områder som Grenå, hvor geologiske data er mangelfulde. 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 sydligste del af Grenå.

## 2. Geologisk baggrund

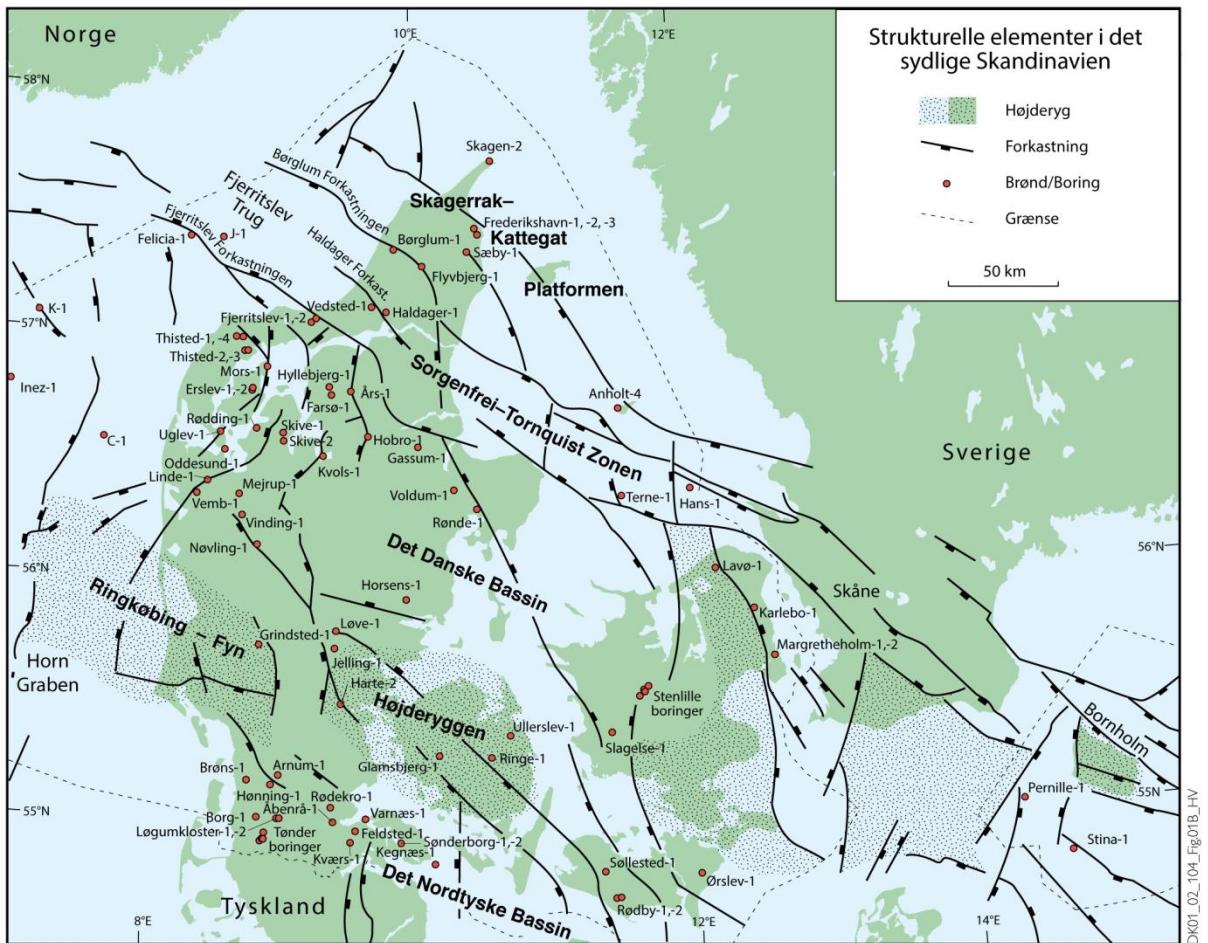
Grenå-området er beliggende i det Danske Bassin, som udgør den sydøstlige del af det Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Mod syd afgrænses bassinet fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg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

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejninger 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 opłøft og erosion relateret til den Alpine deformation og åbningen af Nordatlanten. Aflenringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejninger fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejet gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejninger af Zechstein salt blev plastisk deformeret og nogle steder søgte op ad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller blev gennembrudt af den opstigende salt (af saltdiapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejet, 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 Grenå-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien 4,5–5,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer primært at være til stede i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og 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.

I Grenå-området er de nærmeste tilgængelige seismiske data af ringe eller moderat kvalitet, og den nærmeste dybe brønd, Rønde-1, er beliggende ca. 30 km fra prognoselokaliteten. Som følge heraf er kendskabet til udbredelsen, tykkelsen og dybden til Gassum og Frederikshavn formationerne begrænset. De seismiske data angiver dog, at toppen af Gassum Formationen er beliggende omkring 2430 meter under havniveau (m.u.h.) ved prognoselokaliteten og dermed i ca. samme niveau som i Rønde-1 (2571 m.u.h.). I Rønde-1 indeholder Gassum Formationen kun omkring 14 meter sandsten, og disse har dårlige reservoiresgenskaber (eksempelvis er potentielt reservoairsand og reservoirtransmissivitet kun estimeret til henholdsvis 1,5 m og 0 Dm). Årsagen til de dårlige reservoiresgenskaber er usikker, men kan muligvis tilskrives en særegen petrologisk sammensætning af sandstenene kombineret med høje tryk- og temperaturforhold relateret til den forholdsvis store dybde. Data fra den nærmeste brønd angiver således en stor risiko for, at Gassum Formationens reservoiresgenskaber også er ugunstige ved prognoselokaliteten. Som en konsekvens heraf er der valgt i det efterfølgende at fokusere på Frederikshavn Formationen, selvom det generelle kendskab til denne formation er væsentligt mere begrænset end kendskabet til Gassum Formationen.

Frederikshavn Formationen er til stede i den østlige del af det Danske Bassin. Formationen er generelt 50–150 meter tyk, men kan i Sorgenfrei–Tornquist Zonen have tykkelser på mere end 230 meter. Mod vest tynder formationen ud og bliver mere finkornet indtil den afløses af den lerstens-dominerede Børglum Formation. Frederikshavn Formationen domineres af lag af siltsten og finkornet sandsten, der veksler med siltholdige lersten (Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 1981 og 2003). Mod nordøst stiger den generelle kornstørrelse samt tykkelsen og andelen af sandstenslag. Tynde lag af kalksten forekommer i den nederste og øverste del af formationen, ligesom der længst mod nordøst i Vendsyssel forekommer få cm-tykke kullag i den øverste del af formationen. Sedimenterne indeholder mineralkorn (glaukonit) og fossiler stammende fra havet og tolkes til overvejende at være aflejret i et marint miljø. I perioder herskede der dog ikke-marine forhold på Skagerrak–Kattegat Platformen og i dele af Sorgenfrei–Tornquist Zonen (Michelsen et al. 2003). Sedimenterne blev tilført det Danske Bassin fra nord, nordøst og øst fra det skandinaviske grundfjeldsområde. Sand blev hovedsageligt aflejret i delta- og kystmiljøer, der prægede ud i bassinet i perioder med stabilt eller faldende havniveau for efterfølgende at blive oversvømmet i perioder med stigende havniveau, hvorved aflejringen af sand blev afløst af aflejring af silt og ler. Tilstedeværelsen af sandede lag i den sydvestlige del af bassinet indikerer, at Ringkøbing–Fyhn Højderiggen også kan have været en sedimentkilde under perioder med lavt havniveau.



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

### 3. Resultater for Grenå-lokaliteten

De geologiske data for Frederikshavn Formationen ved Grenå-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 til at være til stede ca. 1840–1912 m.u.h. og dermed i en dybde, der er positiv i relation til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være 59 °C i midten af formationen. Endvidere vurderes flere af de øvrige parameterværdier til at være rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale (f.eks. formationstykke, porøsitet, permeabilitet). Derimod er det kritisk, at reservoirtransmissiteten kun vurderes til at være på 9 Darcy-meter. Reservoirtransmissiteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne, beregnet ved at gange tykkelsen af Potentielt reservoirsand med reservoirsandstenens gennemsnitspermeabilitet efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Da reservoirtransmissiteten bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013\*), ser det geotermiske potentiale ikke lovende ud ved prognoselokaliteten. Den store usikkerhed, der knytter sig til den estimerede værdi, muliggør dog transmissitetsværdier på helt op til 63 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiteten 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 %).

Det er endvidere problematisk, at lokaliteten ligger tæt på en hovedforkastning, da associerede forkastninger kan opsplitte Frederikshavn Formationen i nærheden af lokaliteten (dette er ikke muligt at afgøre på grundlag af de nuværende seismiske data af ringe kvalitet). Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt kommende geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, er Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer i området ca. 1590 meter tykke med toppen beliggende ca. 10 m.u.h.

\*I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservorets gennemsnitlige gas-transmissitet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissitet 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>Grenå-lokaliteten</b>				
UTMz32 X: 616.318 m; Y: 6.251.381 m				
Terrænkote: 5 meter over havniveau (m.o.h.)				
<b>Frederikshavn Formationen</b>	<b>Estimeret værdi</b>	<b>Vurderet usikkerhed<sup>1</sup></b>	<b>Usikkerhedsinterval<sup>2</sup></b>	<b>[MinCase - MaxCase]</b>
<b>Makro reservoirparametre</b>				
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1840	8 <sup>3</sup>	1693–1987 <sup>3</sup>	
Tykkelse af formation [m]	72	50 <sup>3</sup>	36–108 <sup>3</sup>	
<b>Andel af sandsten i formationen</b>				
Tykkelse af Gross sand [m]	63	20 <sup>3</sup>	50–76 <sup>3</sup>	
Tykkelse af Potentielt reservoirsand <sup>4</sup> [m]	43	30 <sup>3</sup>	30–56 <sup>3</sup>	
Potentielt reservoirsand/formation <sup>5</sup>	0,60	30 <sup>3</sup>	0,42–0,78 <sup>3</sup>	
Potentielt reservoirsand/Gross sand <sup>6</sup>	0,68	30 <sup>3</sup>	0,48–0,89 <sup>3</sup>	
<b>Vandledende egenskaber (reservoirsand)</b>				
Porøsitet [%]	19	10 <sup>3</sup>	17–21 <sup>3</sup>	
Gas-permeabilitet [mD]	160	6 <sup>7</sup>	27–960 <sup>7</sup>	
Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]	200	6 <sup>7</sup>	33–1200 <sup>7</sup>	
Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]	9	7 <sup>7</sup>	1–63 <sup>7</sup>	
<b>Temperatur</b>				
Temperatur <sup>10</sup> [°C]	59	10 <sup>3</sup>	53–65 <sup>3</sup>	
<b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>	<b>Vurdering</b>			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Meget fin til finkornede, lokalt mellem til grovkornet, stedvis svagt siltet; sorteret til velsorteret; subkantede til velafrunde korn			
Diagenese/cementering	Svagt cementerede, svagt kalkholdige, stedvis hårde pyrit-cementerede horisonter			
<b>Andre betydende parametre</b>	<b>Vurdering</b>			
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl			
Sedimentologisk kontinuitet	Stor			
Strukturel kontinuitet	Lille; dog forholdsvis uforstyrret omkring prognoselokaliteten men forkastninger er observeret ca. 2,5 km nord for lokaliteten. De seismiske data er dog få og af ringe kvalitet			

<sup>1</sup> Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfearings- 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**

Datataætheden og kvaliteten af data er generelt ringe i Grenå-området, og kendskabet til undergrunden er derfor meget begrænset. Der knytter sig derfor en forholdsvis stor usikkerhed til at ekstrapolere boredata fra så langt væk som Rønde-1 og Voldum-1 brøndene til prognoselokaliteten. Loganalyserne fra boringerne viser lave transmissivitetsværdier på henholdsvis 2 og 9 Darcy-meter. Usikkerheden på denne kritiske parameter vil først kunne elimineres ved udførelsen af en boring ned gennem formationen ved eller i nærheden af prognoselokaliteten. Herved vil reservoirkvaliteten, inklusiv transmissiviteten, kunne vurderes ud fra indsamlede logs af god kvalitet, gode borespåne-beskrivelser, hydrauliske test af selve reservoaret samt eventuelt udtagne kerne af sandstensintervaller. En sådan boring vil dog være en risikabel investering set i lyset af, at det geotermiske potentiale i udgangspunktet ikke ser lovende ud.

Inden en boring udføres, vil det være nødvendigt at indsamle seismiske data for at kunne kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten, og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Ved en indsamling af nye seismiske data bør den seismiske linjeføring lægges således, at den via de eksisterende seismiske data knytter prognoselokaliteten til Rønde-1 og Gassum-1 brøndene. Endvidere bør den lægges således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemsærer Frederikshavn Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 80 km ny seismik.

## 4. Datagrundlag

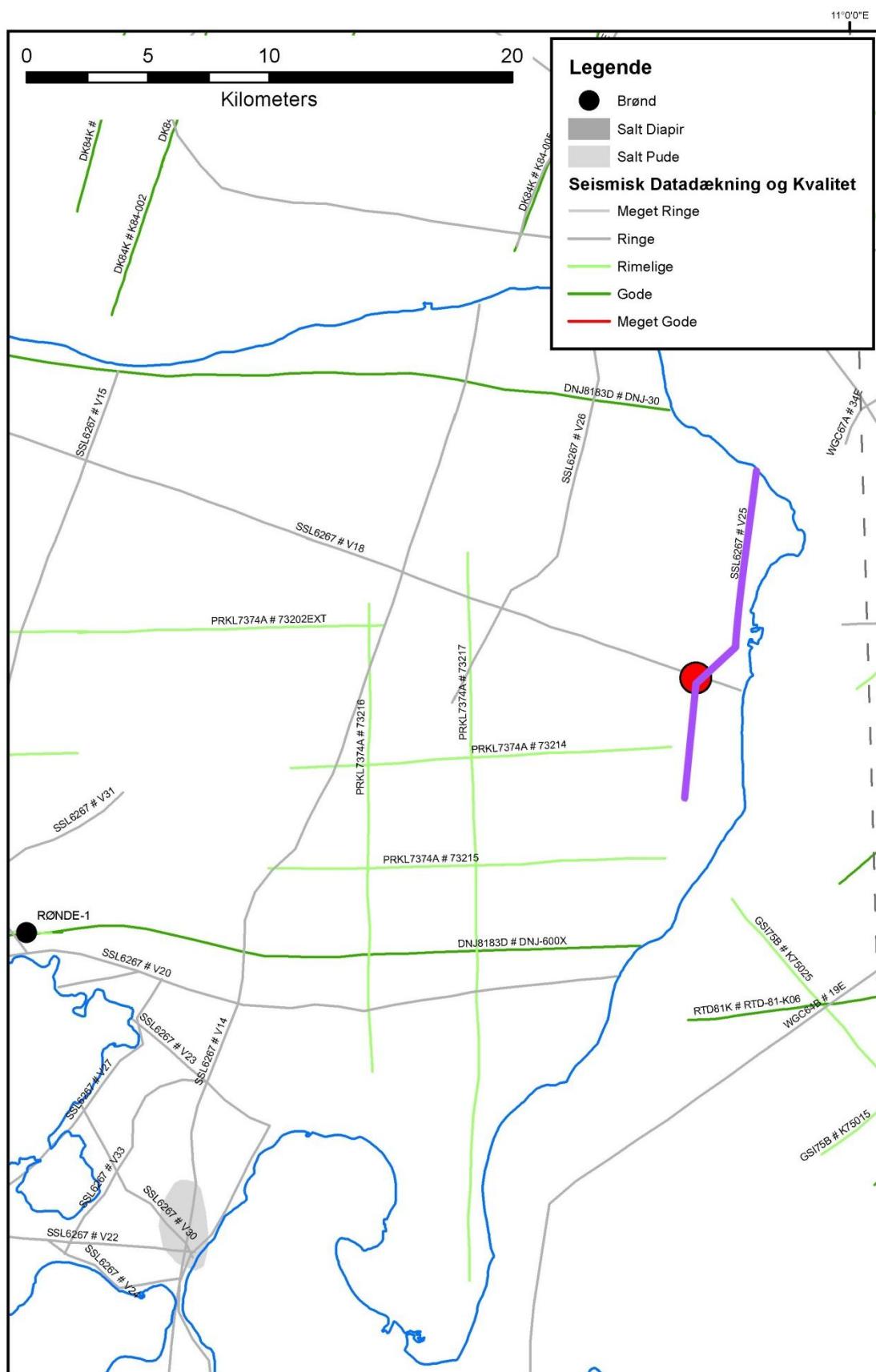
I Figur 3 er den tilgængelige database i Grenå-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer. Bemærk placeringen af prognoselokaliteten og den forholdsvis store afstand fra denne til den nærmeste brønd (Rønde-1) samt at der kun findes et par seismiske linjer af ringe kvalitet i nærheden af prognoselokaliteten. Mængden og kvaliteten af tilgængelige data omkring Grenå er således begrænset.

De nærmeste dybe brønde er Rønde-1, Voldum-1, Terne-1, og Gassum-1, der er placeret henholdsvis ca. 30, 38, 39 og 57 km fra prognoselokaliteten (Figur 2). Terne-1 er udført offshore i modsætning til de øvrige borer, der alle er udført på land. I alle borerne blev Frederikshavn Formationen påvist, og der blev indsamlet logdata, som muliggør en vurdering af formationens reservoirkvalitet. I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Frederikshavn Formationen i de nævnte brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse af Kridt lagseriens kalkaflejninger vist, som udgør et "dæklag" for Frederikshavn Formationen. Dybde og tykkelse af kalkaflejningerne 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. Overordnet set vurderes brønddækningen til at være ringe på grund af de store afstande mellem prognoselokaliteten og brøndene. Kvaliteten af brønddata vurderes som værende ringe til rimelig i vurderingen af lokaliteten.

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. Det fremgår af figurerne, at to seismiske linjer krydser hinanden i nærheden af prognoselokaliteten. Disse er dog af ringe kvalitet, og både den seismiske dækning såvel som kvaliteten af de seismiske data vurderes som værende ringe omkring prognoselokaliteten.

Tabel 4.1: *De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes omtrentlige placering fremgår endvidere på oversigtskort 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 (data fra Nielsen & Japsen 1991).*

		Rønde-1 (30 km)	Voldum-1 (38 km)	Terne-1 (39 km)	Gassum-1 (57 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	87–1941	-8–1212	-	-28–944
	Tykkelse (m)	1854	1220	-	972
Frederikshavn Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	2008–2058	1278–1344	117–375	1020–1121
	Tykkelse (m)	50	66	258	101



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og Rønde-1 samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje V25, som er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

## 5. Gennemgang af data

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

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

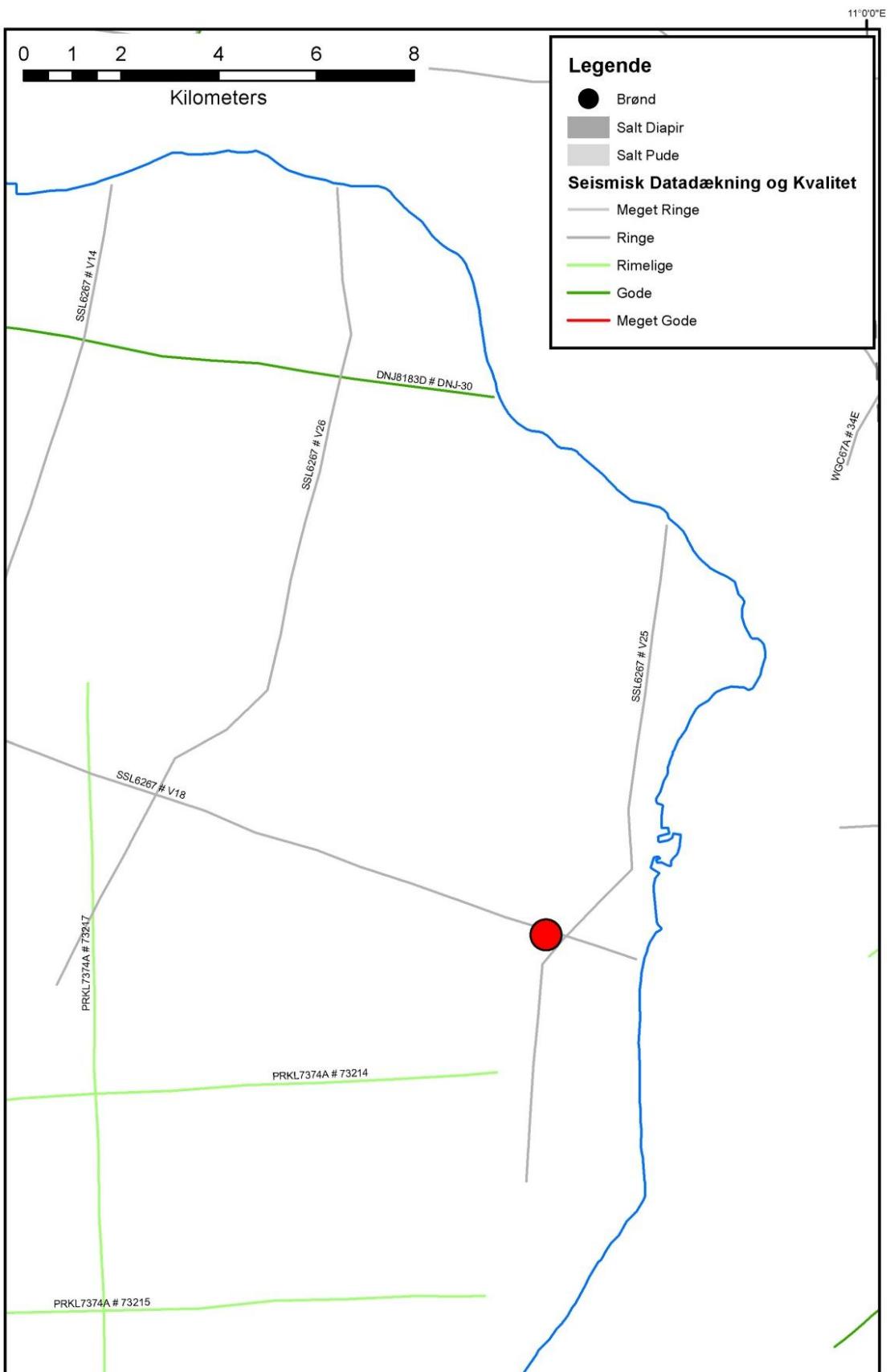
#### 5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkeler af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1 og er baseret på delresultater af en igangværende og meget omfattende seismisk kortlægning, der vil munde ud i landsdækkende dybdekort til vigtige seismiske horisonter og formationsgrænser. Ud fra den seismiske kortlægning vurderes Frederikshavn Formationens top at være til stede ca. 1840 m.u.h. ved prognoselokaliteten med en vurderet usikkerhed på  $\pm 8\%$ . Tykkelsen af formationen vurderes til at være 100 meter  $\pm 50\%$  ud fra den seismiske tolkning. Den store usikkerhed på tykkelsen skyldes, at formationen er vanskelig at identificere på de seismiske data. I Tabel 3.1 er Frederikshavn Formationens tykkelse ved prognoselokaliteten dog sat til 72 meter. Dette er et gennemsnit af formationens tykkelse i Rønde-1, Voldum-1 og Gassum-1 (Tabel 4.1), hvilket vurderes til at give et mere præcist bud på formationens tykkelse ved prognoselokaliteten end de seismiske data.

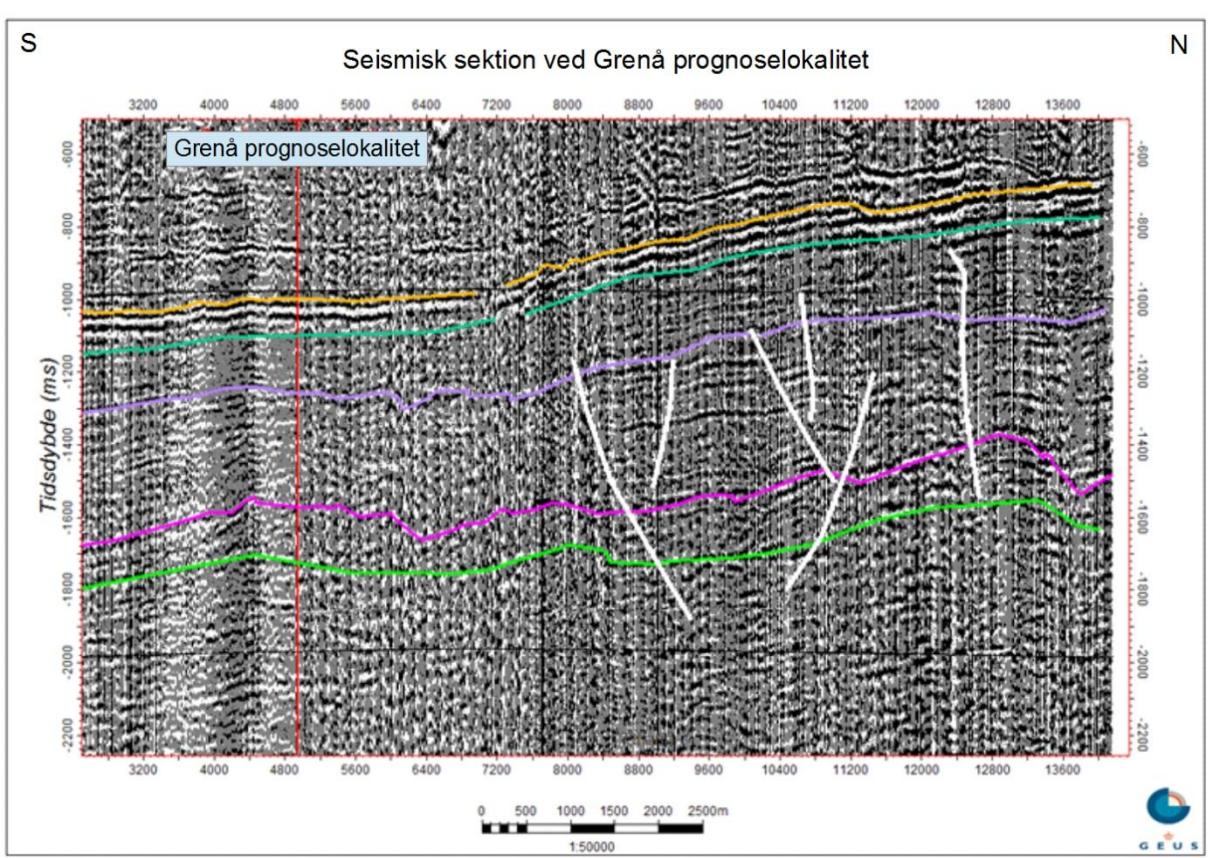
Den seismiske linje V25 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent syd–nord orienteret seismisk profil, der passerer forbi prognoselokaliteten i en afstand af ca. 300 meter. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. På profilet fremstår Frederikshavn Formationen forholdsvis uforstyrret omkring prognoselokaliteten, men ca. 2 km nord for lokaliteten ses overgangen til en kompliceret forkastningszone. På grund af den ringe seismiske datadækning er det dog ikke muligt at lave en rummelig kortlægning af undergrunden i nærområdet til prognoselokaliteten. Det kan som følge heraf heller ikke udelukkes, at der forekommer forkastninger gennem Frederikshavn Formationen ved lokaliteten.

Tabel 5.1: *Dybdeintervaller og tykkeler af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af den igangværende landsdækkende seismiske kortlægning og information fra de nærmeste brønde.*

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	10–1600	1590
Frederikshavn Fm	1840–1912	72
Fjerritslev Fm	1950–2430	480
Gassum Fm	2430–2610	180



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. En del af den seismiske linje V25 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Seismisk profil baseret på den omtrent syd–nord orienterede seismiske linje V25, der passerer øst om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 300 meter (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Ca. 2 km nord for lokaliteten ses overgangen til en kompliceret forkastningszone (forkastninger er markert som 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 Frederikshavn Fm (turkisgrøn), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød) og Top Vinding Fm (lysegrøn).

### 5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over tykkelsen af Frederikshavn Formationen i de nærmeste brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiresgenskaber (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. Den nærmeste brønds placering ses i Figur 3, mens den omtrentlige placering af de brønde, der ligger længere væk fra prognoselokaliteten, ses i Figur 2.

Det fremgår af tabellen, at Frederikshavn Formationen er markant tykkere i Terne-1 brønden end i de øvrige brønde, hvilket må tilskrives den større indsynkningsrate i Sorgenfrei–Tornquist

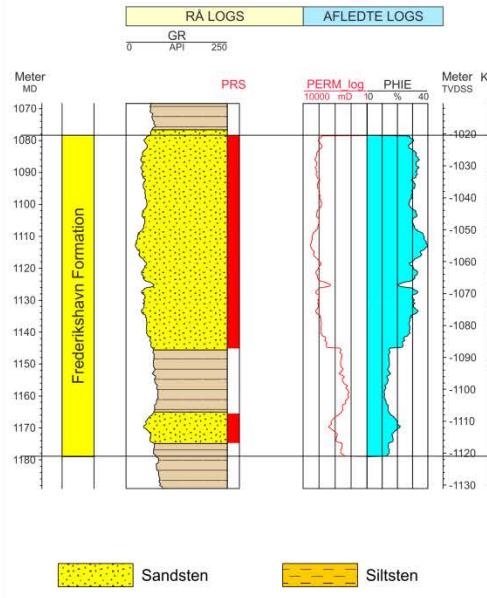
Zonen under aflejringen. Prognoselokaliteten er placeret syd for Sorgenfrei–Tornquist Zonen ligesom de øvrige brønde, hvilket gør data fra disse brønde mest relevante i en vurdering af formationens sandstensindhold samt sandstenenes reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten. Det er mest oplagt at anvende reservoirdata fra Rønde-1 og Voldum-1, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten, når der ses bort fra Terne-1. Ved prognoselokaliteten vurderes Frederikshavn Formationen til at ligge i en dybde, der er ca. 175 meter lavere end i Rønde-1, hvor formationens top befinner sig ca. 2014 m.u.h. Derimod er formationen beliggende i væsentlig lavere dybde i Voldum-1, hvor formationens top befinner sig ca. 1278 m.u.h. Voldum-1 er beliggende over en markant saltstruktur, og det er muligt, at formationen oprindeligt har befundet sig i væsentlig større dybde, men at efterfølgende saltbevægelse har løftet den op på sit nuværende niveau. Dette understøttes af, at reservoirsandstenene i Frederikshavn Formationen har forholdsvis ens porøsitet- og permeabilitetsværdier i Rønde-1 og Voldum-1 (Tabel 5.5 og 5.6) til trods for den nuværende dybdeforskel.

Formationens indhold af sandsten (Gross sand) stiger mod nordvest fra 15 meter i Rønde-1 til 63 meter i Voldum-1 og 66 meter i Gassum-1 (Tabel 5.2, Figur 6). Alt andet lige må det forventes, at formationens indhold af sandsten også stiger fra Rønde-1 mod prognoselokaliteten, da dette er i retning af sedimentkilden – det skandinaviske grundfjeldsområde. Formationens sandsten formodes oprindeligt at have været sammenhængende, da de er dannet ved kystens progradering ud i det Danske Bassin, og den sedimentologiske kontinuitet betragtes derfor som værende stor.

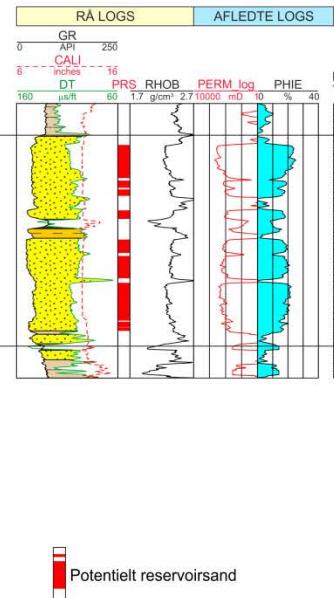
Tabel 5.2: *Tykkeler af Frederikshavn Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoiregenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2.*

	Tykkeler/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Rønde-1	50	15	13
Terne-1	258	43	11
Voldum-1	66	63	43
Gassum-1	101	66	65

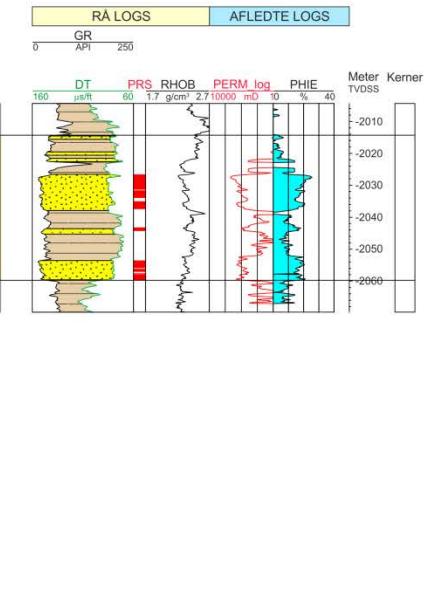
Gassum-1



Voldum-1



Rønde-1



Figur 6: Sammenligning af Frederikshavn Formationens lithologiske sammensætning i Gassum-1, Voldum-1 og Rønde-1 (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i borerne vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for borerne eventuelle afbøjning. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

## 5.2 Reservoirkvalitet

Der er i estimeringen af reservoirværdier for Frederikshavn Formationen ved prognoselokaliteten taget udgangspunkt i Voldum-1, da denne skønnes at være mest repræsentativ for prognoselokaliteten med hensyn til mængden af sandsten (Gross sand) og heraf sandsten med gode reservoiresgenskaber (Potentiel reservoirsand). I forhold til prognoselokaliteten repræsenterer Rønde-1 formodentlig en position længere ude i bassinet, hvor tilførslen af sand var mindre. Dybdemæssigt er Rønde-1 mest repræsentativ for prognoselokaliteten. Porøsitet- og permeabilitetsværdierne er dog meget ens for formationens sandsten i Rønde-1 og Voldum-1, og derfor skønnes Voldum-1 også at være repræsentativ for prognoselokaliteten med hensyn til disse reservoirparametre.

Selve vurderingen af formationens lithologi ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af "wireline" logs kombineret med eksisterende beskrivelser af borespåner og kerner fra Voldum-1, Rønde-1 og Gassum-1 (Gulf 1966 og 1974, Danish American Prospecting 1951). Gassum-1 ligger noget længere væk fra prognoselokaliteten end de to øvrige brønde, men er alligevel medtaget, fordi der foreligger kernebeskrivelser for denne boring, som bidrager til karakteriseringen af Frederikshavn Formationen. Dybdeintervallet for Frederikshavn Formationen i de ovennævnte brønde ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår i hvilke af brøndene, der er udtaget kerner og sidevægskerner. De optagne og tolkede logs i brøndene er beskrevet nærmere i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Voldum-1 og Rønde-1 er vist i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. Usikkerheden på de angivne estimeret bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehuls logs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Voldum-1 og Rønde-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 Frederikshavn Formation i Voldum-1, Rønde-1 og Gassum-1 med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Voldum-1	1313–1379	Ingen	15 niveauer
Rønde-1	2056–2101	Ingen	Ingen
Gassum-1	1078–1179	Ca. 9 kerner dækken- de en stor del af sand- stensintervallerne	Ingen

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 (neutron-loggen 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 r-servoirsand (PRS)

Tabel 5.5: *Estimerede reservoirværdier for Frederikshavn Formationen i Voldum-1 brønden.*

<b>Voldum-1</b>			
<b>Frederikshavn Formationen</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.]	1278	1 <sup>3</sup>	1265–1291 <sup>3</sup>
Tykkelse af formation [m]	66	1 <sup>3</sup>	65–67 <sup>3</sup>
<b>Andel af sandsten i formationen</b>			
Tykkelse af Gross sand [m]	63	5 <sup>3</sup>	59–66 <sup>3</sup>
Tykkelse af Potentielt reservoairsand <sup>4</sup> [m]	43	6 <sup>3</sup>	40–46 <sup>3</sup>
Potentielt reservoairsand/formation <sup>5</sup>	0,65	6 <sup>3</sup>	0,61–0,69 <sup>3</sup>
Potentielt reservoairsand/Gross sand <sup>6</sup>	0,69	6 <sup>3</sup>	0,65–0,73 <sup>3</sup>
<b>Vandledende egenskaber (reservoairsand)</b>			
Porøsitet [%]	19	6 <sup>3</sup>	18–20 <sup>3</sup>
Gas-permeabilitet [mD]	160	5 <sup>7</sup>	32–800 <sup>7</sup>
Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]	200	5 <sup>7</sup>	40–1000 <sup>7</sup>
Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]	9	5 <sup>7</sup>	2–54 <sup>7</sup>
<b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Meget fin til fin kornstørrelse; sorteret til velsorteret; afrunde-korn		
Diagenese/cementering	Svagt kalkholdig og svagt cementseret		

<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 reservoairsand* er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og log-porøsitet (> 15 %).

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

<sup>6</sup> *Tykkelse af Potentielt reservoairsand* 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 brøntest. *Reservoir-permeabiliteten* er estimeret ved at multiplicere *Gas-permeabilitet* med en opskaleringsfaktor 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.

Tabel 5.6: *Estimerede reservoirværdier for Frederikshavn Formationen i Rønde-1 brønden.*

Rønde-1			
Frederikshavn Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed <sup>1</sup>	Usikkerheds- interval <sup>2</sup>
			[MinCase - MaxCase]
<b>Makro reservoirparametre</b>			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2008	1 <sup>3</sup>	1988–2028 <sup>3</sup>
Tykkelse af formation [m]	50	1 <sup>3</sup>	50–51 <sup>3</sup>
<b>Andel af sandsten i formationen</b>			
Tykkelse af Gross sand [m]	15	5 <sup>3</sup>	15–16 <sup>3</sup>
Tykkelse af Potentielt reservoairsand <sup>4</sup> [m]	13	5 <sup>3</sup>	12–13 <sup>3</sup>
Potentielt reservoairsand/formation <sup>5</sup>	0,25	5 <sup>3</sup>	0,24–0,27 <sup>3</sup>
Potentielt reservoairsand/Gross sand <sup>6</sup>	0,83	5 <sup>3</sup>	0,79–0,87 <sup>3</sup>
<b>Vandledende egenskaber (reservoairsand)</b>			
Porøsitet [%]	19	5 <sup>3</sup>	18–20 <sup>3</sup>
Gas-permeabilitet [mD]	150	4 <sup>7</sup>	38–600 <sup>7</sup>
Reservoir-permeabilitet <sup>8</sup> [mD]	188	4 <sup>7</sup>	47–752 <sup>7</sup>
Reservoir-transmissivitet (Kh) <sup>9</sup> [Dm]	2	4 <sup>7</sup>	1–8 <sup>7</sup>
<b>Tekstur og cementering (sandsten)</b>			
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Vurdering		
Hovedsageligt meget fin til fin kornstørrelse, i nogle intervaller grovkornet og lokalt konglomeratisk; ingen oplysninger om sorteringsgrad; subkantede til velafrundede korn			
Diagenese/cementering	Hård med pyrit-cementerede horisonter		

<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 reservoairsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og logporøsitet (> 15 %).

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

<sup>6</sup> Tykkelse af Potentielt reservoairsand 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 pumpeprøve eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskalingsfaktor på 1,25.

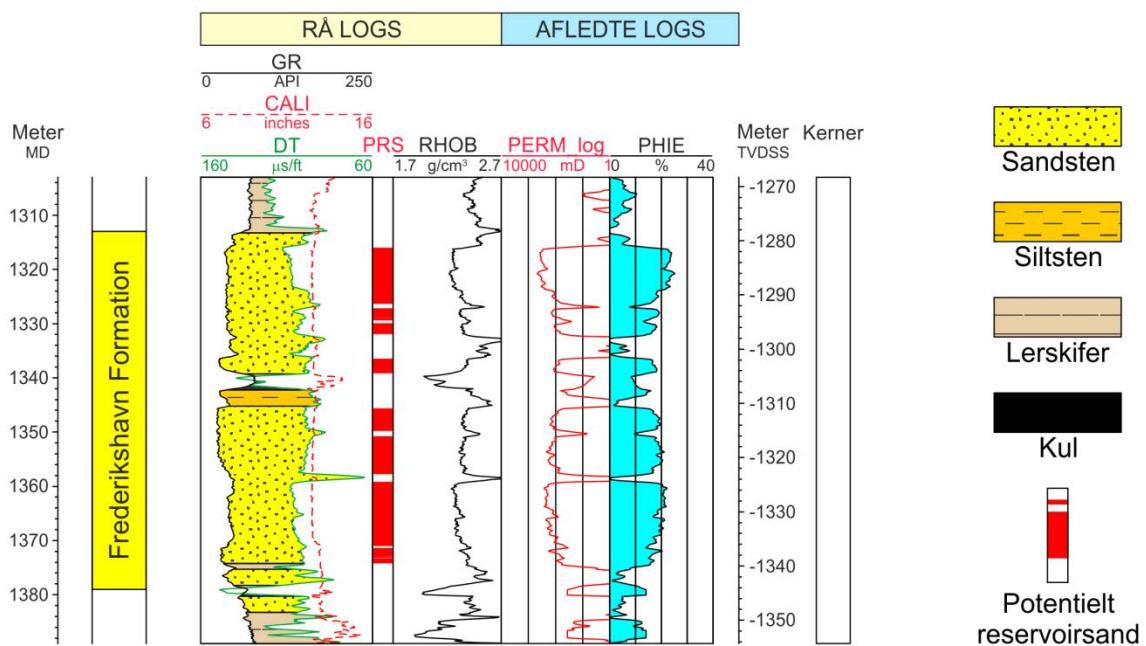
<sup>9</sup> Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

### 5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale samt udtagne kerner fra Gassum-1 har GEUS tolket variationen af den bjergartsmaessige sammensætning indenfor Frederikshavn Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–8).

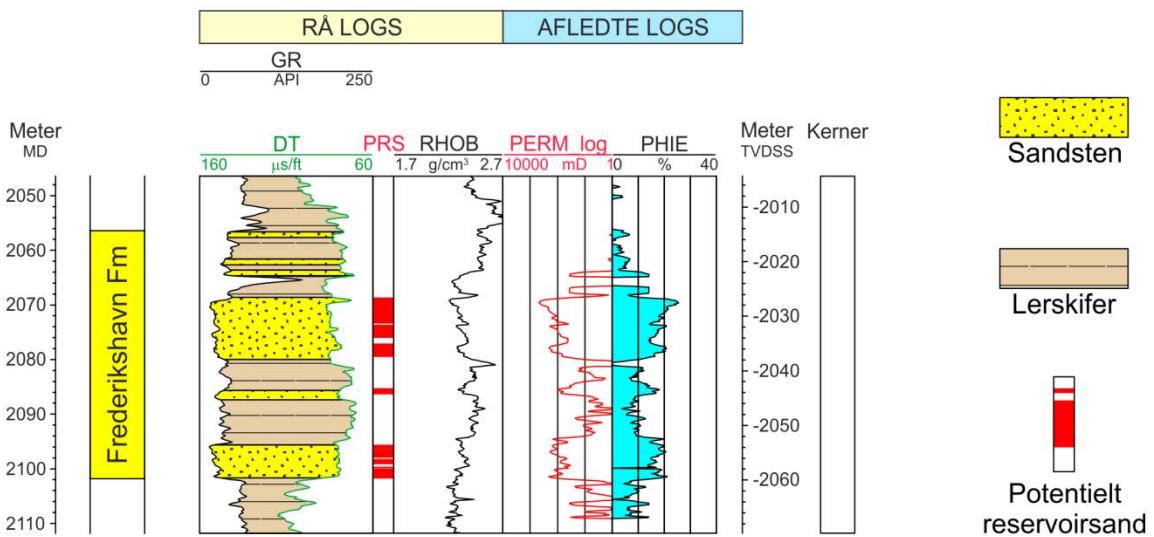
Borespåne-beskrivelserne fra de tre borer samt kerne-beskrivelserne fra Gassum-1 understøtter log-tolkningen, og desuden fremgår det af beskrivelserne, at sandstenene i formationen hovedsageligt er meget fin til finkornede, og at der lokalt kan forekomme tynde sandstenslag, som er mellem til grovkornede (Danish American Prospecting 1951, Gulf 1966 og 1974). Sandstenene kan endvidere være svagt siltede. Baseret på sparsomme oplysninger kan sandstenene karakteriseres som værende sorterede til velsorterede med subkantede til velafrundede sandskorn. Sandstenene er svagt cementerede og svagt kalkholdige, stedvis med hårde pyrit-cementerede horisonter.

## Voldum-1



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Frederikshavn Formationen i Voldum-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoorsand (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.

# Rønde-1



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af Frederikshavn Formationen i Rønde-1 inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologikolonnen er afgrænset af gamma (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porositetsestimatet (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 tykkeler, lerindhold og porositet

I Voldum-1 og Rønde-1 er Frederikshavn Formationen henholdsvis 66 og 50 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 63 meter i Voldum-1 og ca. 15 meter i Rønde-1 (Tabel 5.2). Tolningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porositet samt ler-mængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporositet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porositeten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet ( $V_{shale}$ ) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 43 og 13 meter i henholdsvis Voldum-1 og Rønde-1. Den gennemsnitlige porositet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 19 % i begge brønde (Tabel 5.5 og 5.6). Porositetstolkningen er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og

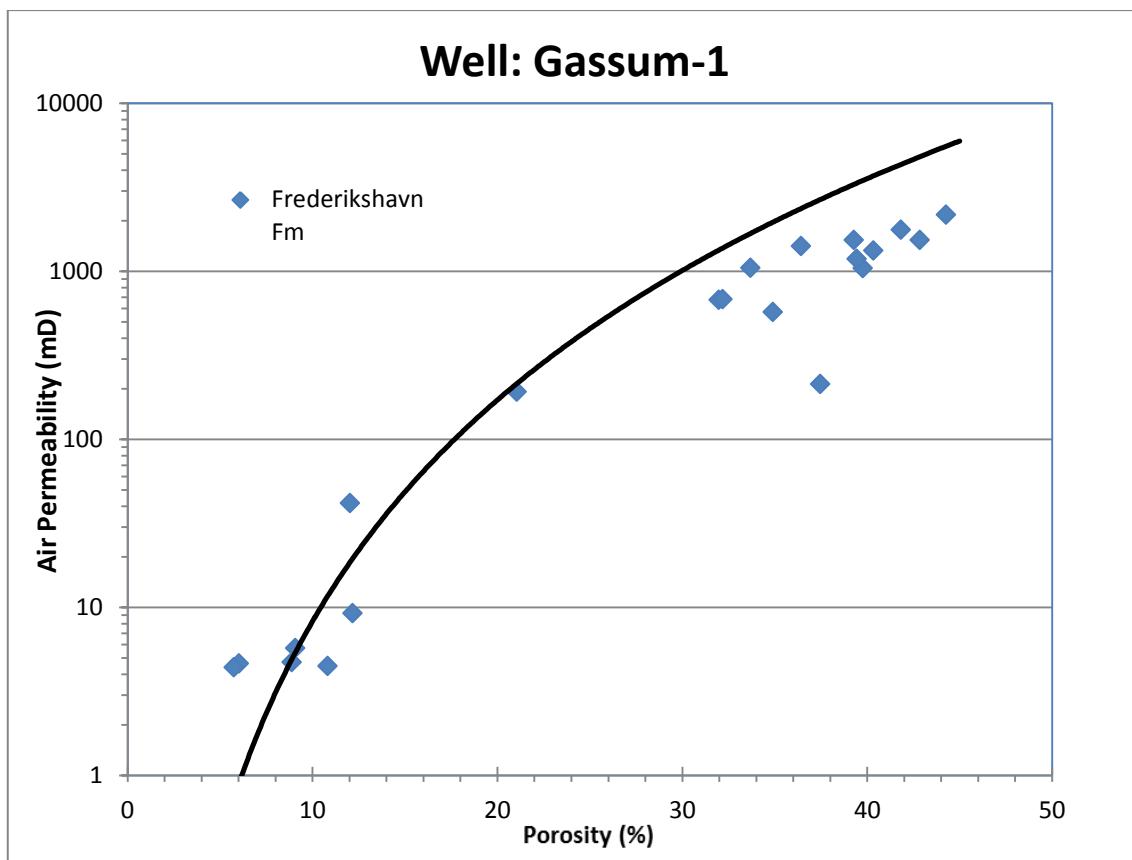
der er anvendt en sandstensdensitet på  $2,65 \text{ g/cm}^3$  svarende til densiteten for ren kvarts. Porøsitetsmålinger på kernemateriale fra Gassum-1 giver en gennemsnitlig porøsitet for Frederikshavn Formationen på 28 %, hvilket er væsentligt højere end de 19 %, som antages at gælde ved prognoselokaliteten ved Grenå. Den antagne porøsitet på 19 % kan derfor vise sig at være et for konservativt estimat.

Tabel 5.7: *Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Voldum-1 og Rønde-1 borerne.*

Responsparametre for gamma-ray, (GR) log	GR_min (baggrundsstråling)	GR_max (respons for rent ler)
Voldum-1	34	115
Rønde-1	70	70

### 5.2.3 Permeabilitet

Permeabiliteten er bestemt på kerner fra Frederikshavn Formationen i Gassum-1. Disse målinger indgår i GEUS' regionale porøsitet-permeabilitets relation, der er baseret på kerneanalysedata fra en række danske landboringer (Figur 9). GEUS forventer, at denne landsdækkende korrelation også gælder for Grenå-området, og permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af de føromtalte 'cut-off' værdier er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 160 mD for Voldum-1 og til ca. 150 mD for Rønde-1. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omrent 200 og 188 mD for henholdsvis Voldum-1 og Rønde-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 (Voldum-1 og Rønde-1) blev ikke prøvepumpt, 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 tidlige foretagne vurderinger af Frederikshavn Formationen udenfor studieområdet udnyttet. Det er således antaget at GEUS' regionale porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Frederikshavn Formationen, i alt fald indenfor det porøsitetsinterval, der anses for at være gældende i Grenå-området (dvs. 15–25 %).



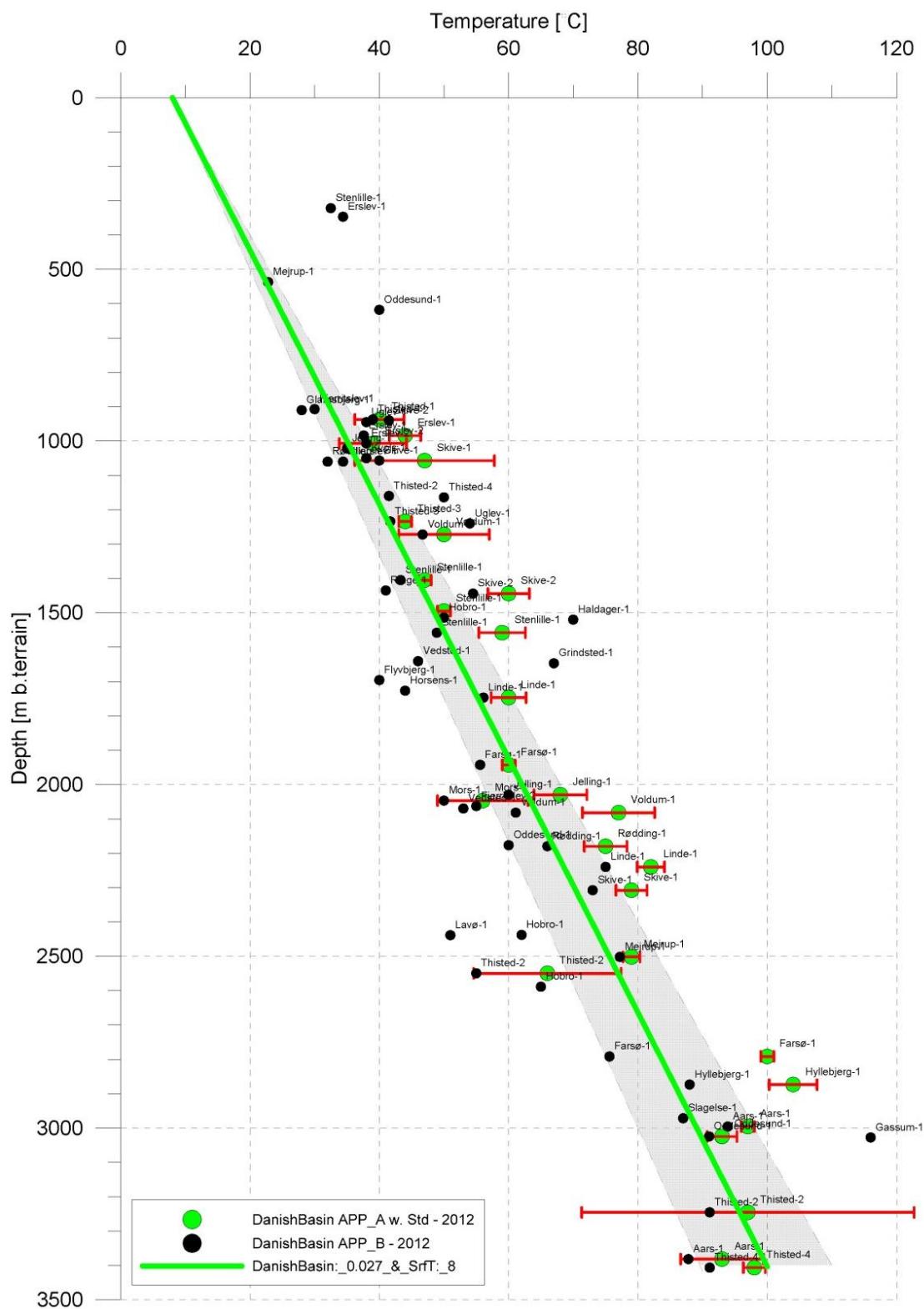
Figur 9: Porøsitet-permeabilitets plot. Punktdata repræsenterer Frederikshavn Formationen og data stammer fra Gassum-1 boringen, hvor porøsitet og permeabilitet blev målt på en række plug prøver. Kurven viser GEUS' regionale porøsitet-permeabilitets model, der repræsenterer en generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, primært fra sandstenslag fra andre formationer end Frederikshavn Formationen.

#### 5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoairsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoairsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Voldum-1 vurderet til ca. 9 Darcy-meter, i Rønde-1 til ca. 2 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til ca. 9 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 reservoairsand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

### **5.3 Temperatur**

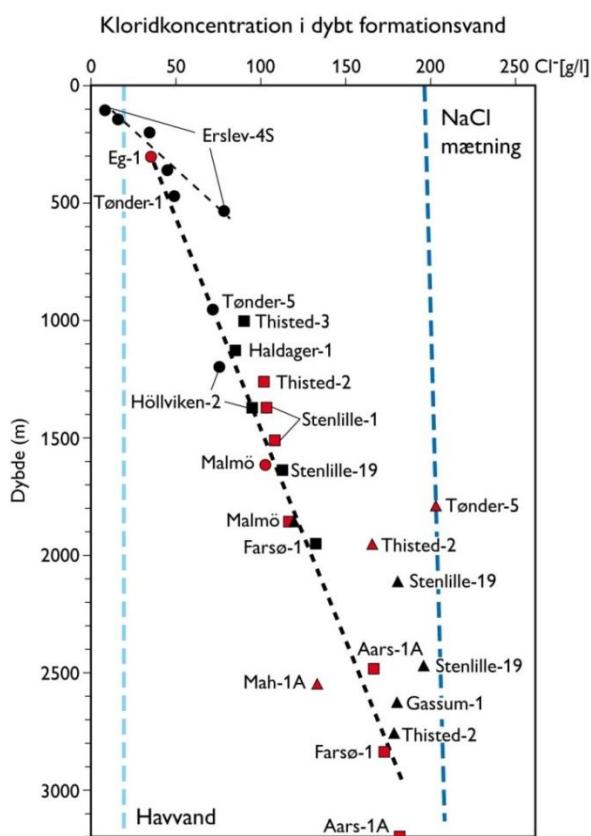
Temperaturen i midten af Frederikshavn Formationen er ved prognoselokaliteten vurderet til  $59^{\circ}\text{C} \pm 10\%$  ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: Temp. =  $0,027 \cdot \text{dybde} + 8^{\circ}\text{C}$  (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 1881 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1840 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (5 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (36 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  $\pm 10\%$  (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 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på ca. 122 g/l i en dybde af 1881 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 203 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 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 stiptet 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

Danish American Prospecting 1951: Gassum-1, Completion report (Compilated March 1993).

Gulf 1966: Rønde-1, Drilling report.

Gulf 1974: Voldum-1X, Completion report.

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., 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 potentiell geotermiske reservoirer I Danmark. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B, 5, 96 p.

Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 147–216.

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

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

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

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.