

Præstudie for lagring af saltvand fra Lille Torup kaverne

Anders Mathiesen, Lars Kristensen, Hanne Dahl Holmslykke,
Rikke Weibel, Lars Hjelm & Carsten Møller Nielsen

Præstudie for lagring af saltvand fra Lille Torup kaverne

Anders Mathiesen, Lars Kristensen, Hanne Dahl Holmslykke,
Rikke Weibel, Lars Hjelm & Carsten Møller Nielsen

Indhold

FORORD	2
1. INDLEDNING	3
2. UDVÆLGELSE AF 1-2 FOKUSOMRÅDER	5
2.1 Seismisk tolkning og kortlægning.....	5
2.2 Petrofysik og mineralogi.....	5
2.3 Geokemi	8
2.4 Reservoir.....	11
3. KONKLUSION	12
4. ANBEFALINGER TIL YDERLIGERE ARBEJDER	14
5. REFERENCER	17
BILAG 1.	25

FORORD

GEUS har af GSD (Gas Storage Denmark) fået til opgave at lave et præstudie af området omkring Lille Torup baseret på en opdatering af GEUS-rapport 2017/20 (Hjuler et.al., 2017).

I GEUS-rapport 2017/20 blev 5 områder udvalgt som potentielle områder, hvor en injektionsbrønd med saltvand ville kunne placeres (Figur 1). Formålet med dette præstudie er at undersøge, om alle 5 områder stadig er relevante og om det er muligt at udvælge 1-2 fokusområder af disse områder til lagring af saltvand i et sandstensreservoir baseret på en analyse af de eksisterende data og en regional vurdering.

Ligeledes vil det blive vurderet, hvilket behov og omfang en senere og mere detaljeret undersøgelse (indenfor 6 måneder) vil kræve for bedre at kunne beslutte hvilket delområde, som er bedst ud fra eksisterende data herunder tilgængelige kerner og anden geologisk viden.

Præstudiet indgår således i en modning af Lille Torup området før en endelig beslutning om placering af boringen tages.

1. INDLEDNING

Lille Torup gaslageret indeholder 7 kaverne spulet ud i saltstrukturen. I forbindelse med renovering har der de seneste år været behov for at tømme kaverne for overskydende vand. Tidligere blev dette overskydende vand skyllet ud i Lovns bredning, hvilket ikke længere er tilladt.

Aktuelt indeholder kaverne 6 ca. 520.000 m³ vand, som skal deponeres et andet sted, f.eks. ved at man borer en ny brønd hvorigennem vandet injiceres i en passende sandstensformation, under forudsætningen af, at man i forbindelse med injiceringen sørger for, at saltvandet ikke presses ind i overliggende ferskvandsreservoirer. Da der hvert år lækkes 3% saltvand fra kaverne må det forventes, at GSD de kommende år skal injicere mellem 500.000–750.000 m³ saltholdigt vand fra Lille Torup kaverne i et sandstensreservoir over 0.5 til 1 år. Medmindre vandet fortyndes, er der tale om en stort set mættet saltopløsning, som påtænkes injiceret og deponeret i en porøs geologisk formation/reservoir beliggende indenfor et oplagt delområde.

Oprindeligt blev det vurderet, at en sådan boring ikke skulle ligge længere væk fra gaslageret end max. 50 km, og at sandstensformationen helst skulle ligge grundt og ikke dybere end max. 2000 m dybde.

Dette notat summerer en tidligere forundersøgelse (Hjuler et.al. 2017, GEUS-rapport 2017/20) udført for Energinet.dk med det formål at identificere potentielle formationer til en boring ('Injection well'), beliggende så nær gaslageret ved Lille Torup som muligt (Figur 1). Baseret på tidligere studier blev en række sandstensformationer med potentielle reservoirer til lagring af vand undersøgt. Sandstensformationerne omfattede Bunter Sandsten/Skagerrak Formation, Gassum Formation, Haldager Sand Formation og Frederikshavn Formation.

Rapporten konkluderede, at Frederikshavn og Haldager Sand formationerne indeholder de bedste potentielle reservoirer i området omkring Lille Torup, og at Gassum Formationen også kunne være en mulighed i udvalgte områder. På baggrund af de undersøgte data blev det yderligere konkluderet at Frederikshavn Formationens potentiale øges mod øst mod Gassum-1 brønden, som dog ligger relativt langt fra Lille Torup strukturen (Figur 1).

Baseret på de eksisterende seismiske data, en regional kortlægning og brønddata blev formationsdybde, formationstykkelser, reservoirpotentiale (dvs. mængden af potentielt reservoirsand) og afstand til Lille Torup brugt til at udvælge 5 delområder (delområde 1 til 5; Figur 2).

Dette præstudie skal vise, om det er muligt at udvælge 1-2 fokusområder – eller om der er behov for yderligere data, information m.m. For nogle af de 5 delområder kan det vise sig, at der er behov for yderligere analyser samt at der er behov for supplerende

dataanalyser, modelleringer etc. Hvis det er muligt at udvælge 1-2 fokusområder, vil nødvendigheden og omfanget af supplerende 2D seismiske linjer blive vurderet.

2. UDVÆLGELSE AF 1-2 FOKUSOMRÅDER

Følgende omtalte emner indgår i vurderingen af, om det er muligt at udvælge 1-2 fokusområder.

2.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Den eksisterende kortlægning er baseret på den seismiske tolkning og kortlægning som er udført i forbindelse med WebGIS-Portalen (Vosgerau et.al., 2016) og er afhængig af kvalitet og tæthed af brønde og seismiske data. Da de foreløbige forundersøgelser er baseret på en regionale kortlægning, kan der være lokale forhold i undergrunden som er overset, herunder forkastninger (brudzoner gennem reservoirerne), og andre potentielle reservoirgenskaber.

I Lille Torup området er den seismiske datakvalitet og datadækning generelt ringe til moderat. Som det fremgår af Figur 3 og Figur 4 er opløsning og kvalitet af de eksisterende seismiske linjer ikke tilstrækkelig til at give et detaljeret billede af undergrunden i de udvalgte delområder.

For at opnå bedre forståelse af undergrundens geometri og injektionspotentiale i område mellem Lille Torup og Hobro, er indsamling af moderne seismiske data nødvendig. Et af 10–15 km (Nord-Syd) ville formentlig kunne give et fornuftigt billede af mulige udfordringer og risici i undergrunden. Det anbefales også at et sådant indsamlingsprogram bindes sammen med eksisterende og kommende data. Det drejer sig f.eks. om Nobian (Dansk Salt) DS2021 data over Hvornum-strukturen og desuden GEUS2023_GASSUM indsamlingen, som indsamles i løbet af 2023.

2.2 Petrofysik og mineralogi

Ud fra tidligere undersøgelser (Hjuler et.al., 2017) blev 5 områder, udvalgt som potentielle områder, hvor en injektionsbrønd for saltvand i givet fald kunne placeres (Figur 1). Baseret på en reevaluering af de eksisterende data har der været fokus på Frederikshavn, Haldager Sand og Gassum formationerne. Disse sandstensreservoirer er karakteriserede ved høj transmissivitet (dvs. $>10 \text{ Dm}$; transmissivitet angives som K_h som er permeabilitet (Darcy) * netsand (m)), forholdsvis stor reservoir-tykkelse og permeabilitet, samt at reservoirerne i områderne 'ikke er for dybt placeret' i forhold til udmeldinger fra GSD.

I forbindelse med nuværende reevaluering er der fremstillet opdaterede porøsitet-permeabilitets plots for de forskellige formationer (Figur 7, 9 og 11), og desuden er mineralogien i sandlagene yderligere undersøgt. Der er ikke foretaget nye log-tolkninger, så de

oplysninger om porøsitet og ler-indhold, der er beskrevet i GEUS-rapport 2017/20, er stadig gældende. Den log-beregnete permeabilitet er kun justeret i mindre grad, som dog ikke har betydning i forhold de estimer, der er omtalt i GEUS rapport 2017/20.

I forbindelse med reevalueringen har GEUS anvendt kort fra GEUS' WebGIS Portal (Vosgerau et.al., 2016), herunder kort over reservoir-transmissivitet (tykkelse multipliceret med reservoir permeabilitet), dybde til top af formation og formationstykkelse (reservoir-transmissivitet er vist i Figur 6). For at kunne udvælge de mest relevante områder er udvælgelsen baseret på en række specifikke kriterier, som sammen med lokaliteternes beliggenhed er nærmere beskrevet i det følgende.

Reservoirbjergartens mineralogi, porøsitet, permeabilitet og tykkelse er afgørende for etableringen af et lager for saltvand. Desuden bør reservoiret ligge relativt grundt. I første omgang forudsættes det at følgende restriktive kriterier skal være opfyldt for at en reservoirbjergart kan **anses for egnet og kvalificeret til lager formål**:

- Reservoir-transmissivitet (Kh): **> 10 Dm**
- Formations-tykkelse: **> 50 m**
- Dybde til top af Formation: **< 2200 m**

Hvis man benytter mindre restriktive kriterier, kan de 5 oprindelige lokaliteter fra GEUS-rapport 2017/20 udvides med flere delområder, der kan være relevante for lagring af saltvand:

- Reservoir-transmissivitet (Kh): **> 3 – 5 Dm.**
- Formations-tykkelse: **> 10 m**
- Dybde til top af Formation: **< 2500 m**

Bemærk at kriteriet for Reservoir-transmissivitet er angivet som et interval, da det generelt er vanskeligt at bestemme en gennemsnitsværdi for permeabilitet.

Hvis ovennævnte mindre restriktive kriterier benyttes til udvælgelse af mulige delområder til lagring af saltvand i sandstensreservoirer, vurderer GEUS, at der findes yderligere en række potentielle lagringslokaliteter indenfor de tre geologiske formationer:

a. Frederikshavn Formation:

Porøsitet plottet mod permeabilitet (Poro-perm plottet) viser, at Frederikshavn Formationen har gode reservoirregenskaber i Gassum-1 og Haldager-1 borerne, men mindre gode reservoirregenskaber i Aars-1, Børglum-1 og Fjerritslev-2 (Figur 7). Reservoirregenskaberne varierer således afhængigt af beliggenheden i bassinet, og lokalt har Frederikshavn Formationen et højt indhold af ler-mineraler (f.eks. klorit, som observeres i tyndslib), som nedsætter reservoirkvaliteten. Der findes en del målinger af porøsitet og permeabilitet fra Gassum-1 kernen, og når disse data samt de mere restriktive kriterier

nævnt ovenfor lægges til grund for vurderingen, peger GEUS på følgende to delområder, som vil kunne bruges til lagring af saltvand (Figur 8):

- **Område 4, i og omkring Gassum strukturen**, der karakteriseret ved særlig høj transmissivitet.
- **Ny lokalitet 6, nordvest for Hobro**. Denne lokalitet ligger ikke ved en boring, hvilket introducerer en del usikkerhed på reservoirparametrene.

Hvis **mindre restriktive kriterier** benyttes, kan yderligere to nye delområder udpeges:

- **Lokalitet 1, omkring Hyllebjerg-1 boringen.**
- **Lokalitet 2, vest for Lille Torup**

Angående lokaliteten vest for Lille Torup: Bemærk, at for Frederikshavn Formation blev reservoirparametrene oprindeligt vurderet ved brug af blandt andet data fra Kvols-1 boringen. Hvis vurderingen derimod kun baseres på data fra Hyllebjerg-1, Farsø-1, Hobro-1 og Gassum-1 borerne, opnås en væsentlig bedre værdier end tidligere rapporteret, dvs. nu:

- Potentiel Reservoir Sand tykkelse (PRS): 15 meter;
- Gennemsnitsporøsitet: 19%;
- Gennemsnitspermeabilitet: 190 mD;
- Reservoir-transmissivitet: 3 Dm.

Frederikshavn Formation kan derfor være potentiel lagersandsten i delområde 2. Dette vil imidlertid kræve, at der suppleres med yderligere undersøgelser, herunder en mineralogisk undersøgelse af både kernemateriale og cuttings-prøver fra de omkringliggende borer. Disse supplerende undersøgelser udføres for at belyse eventuelle tendenser i reservoirparametrenes variation – og for at relatere mineralogi og diagenetiske ændringer til porøsitet og permeabilitet. Det bemærkes, at delområde 2 ikke ligger i nærheden af en boring, og en vurdering af delområde 2 derfor må bero på skønnede værdier.

b. Haldager Sand Formation:

Haldager Sand Formation består hovedsageligt af fin- til mellemkornet sandsten, der typisk er velsortet. En mindre del af formationen udgøres dog af siltsten og muddersten. Rent mineralogisk består sandlagene overvejende af kvarts, men desuden forekommer der indslag af feldspat (Weibel et al. 2010, 2020). Sandstenen klassificeres som kvarts arenit, men i sjældne tilfælde som subarkose.

Den mineralogiske sammensætning understøtter, at Haldager Sand Formation kan være velegnet for lagring af saltvand. Herudover viser Poro-perm plottet for Haldager Sand Formation, at permeabiliteten er relativ høj for en given porøsitet (**Figur 9**). Baseret på sandstenens mineralogi, porøsitet og permeabilitet peger GEUS samlet set på følgende områder som centrale for potentiel lagring af saltvand, hvis de mere restriktive kriterier samtidig anvendes (Figur 10):

- **Lokalitet 3, beliggende umiddelbart vest for Hobro-1 boringen.**
- **Ny lokalitet 7, umiddelbart syd for Farsø-1 boringen.**

Hvis **mindre restriktive kriterier** benyttes, kan yderligere tre nye delområder udpeges:

- **Lokalitet 2, beliggende umiddelbart vest for Lille Torup saltpuden.**
- **Lokalitet 1, omkring Hyllebjerg-1 boringen.**
- **Lokalitet 5, omkring Kvols-1 boringen.**

Angående lokaliteten vest for Lille Torup saltpuden: Denne lokalitet ligger ikke ved en boring, hvilket introducerer en del usikkerhed på reservoirparametrene.

c. Gassum Formation:

Sandlagene i Gassum Formationen består af overvejende af lysegrå, medium-kornede sandsten, der som regel er vel-sorterede. Sandlagene veksler med mere lerede og heterolitiske intervaller, som ikke er egnede reservoirintervaller (reelt non-reservoir). Sandstenen kan klassificeres som subarkose eller arkose (Weibel et al. 2010; 2017a, b, 2020). Der er et stort indhold af kvarts i sandstenslagene. Indholdet af feldspat i sandlagene varierer i betydelig grad fra vest til øst i aflejringsbassinet.

Sandlagene i Gassum Formation er generelt karakteriserede ved gode porøsitet- og permeabilitetsforhold, så formationen de fleste steder vil være velegnet til lagring af saltvand (Figur 11). Dog kan tilstedeværelse af karbonater (kalcit og siderit i lavt begravede sandsten og ankerit i de dybt begravede sandsten) i reservoiret komplicere injektion af saltvand. Der kan være risiko for at karbonater opløses og genudfældes ved injektion. Baseret på sandstenens mineralogi, transmissivitet, porøsitet og permeabilitet kan følgende områder udgøre fokusområder, hvis de mere restriktive kriterier samtidig anvendes (Figur 12):

- **Lokalitet 4, ved Gassum strukturen.**
- **Lokalitet 3, beliggende umiddelbart vest for Hobro-1 boringen.**

Hvis **mindre restriktive kriterier** benyttes, kan yderligere et nyt delområde udpeges:

- **Lokalitet 5, omkring Kvols-1 boringen.**

2.3 Geokemi

I forbindelse med udvælgelsen af en egnet formation til nedpumpning af det salte vand fra saltkavernerne er det vigtigt med en geokemisk vurdering med henblik på at forudsige eventuelle geokemiske reaktioner i forbindelse med oppumpning, transport og injektion af det salte vand. Da mange mineralers kemiske ligevægt er temperatur- og

trykafhængig, vil der f.eks. være risiko for mineraludfældninger i rørsystemet som følge af faldende tryk og temperatur i forbindelse med oppumpning og transport af vand fra saltkavernerne til det reservoir, hvori vandet ønskes injiceret. Desuden vil injektion af vandet fra saltkavernerne i en geologisk formation forstyrre den eksisterende kemiske ligevægt i formationen med deraf følgende risiko for opløsnings- eller udfældningsprocesser, der kan medføre forringelse af formationens egenskaber, enten som reduceret mekanisk styrke eller reduceret permeabilitet med deraf følgende injektivitetsproblemer.

En væsentlig usikkerhed i forhold til vandkemien er, at man i kavernerne har vand med et meget højt indhold af salt, og når dette udsættes for tryk- og temperaturændringer under en operation, hvor vandet skal bringes fra kavernen til injektion i et reservoir, kan der være risiko for mineraludfældning. Hvorvidt der også er risiko for specifikt salt- eller karbonatudfældninger under operationen, afhænger af vandets kemiske sammensætning og de ændringer, der må forventes i processen med at injicere vand.

Hvis der injiceres vand, der er undermættet med karbonater - som vandet fra salt-kavernen må formodes at være - vil der ske en opløsning af disse karbonater i reservoiret. Hvor stor indvirkning en sådan opløsning har på reservoirets egenskaber afhænger af karbonatindholdet i reservoiret – jo større indhold af karbonater, jo større effekt på reservoirets egenskaber, hvis alt karbonat opløses.

En forudsætning for at kunne udarbejde en ordentlig geokemisk vurdering er gode vandkemiske data, både for kavernerne og for det reservoir, man ønsker at injicere i. Desuden er det vigtigt at kende tryk og temperatur i kaverner og reservoirer. Desuden er det vigtigt at kende til, hvilke ændringer i tryk og temperatur, vandet undergår fra kaverne til reservoir. Alternativt må man basere analysen på en række forudsætninger, som giver større usikkerhed i vurderingen.

GSD har leveret data fra to vandanalyser baseret på vand udtaget fra kavernerne i henholdsvis november 2016 og maj 2017. Indholdet af de vigtigste uorganiske komponenter er listet i Tabel 1, mens resultatet for hele vandprøven er angivet i Bilag 1. Til sammenligning er vandsammensætningen af formationsvandet i dybe borer nær Lille Torup angivet i Tabel 2.

For at undersøge kvaliteten af vandanalyserne for vandet i saltkavernerne er ionbalancen udregnet. Ionbalancen for TO-6 er beregnet til 12%, hvilken indikerer at der er tale om en vandanalyse af god kvalitet. For den anden prøve, 'Feed brine', er ionbalancen beregnet til 98%, hvilket skyldes at der ikke er målt Cl i denne prøve.

Desværre kendes tryk og temperatur for de angivne vandanalyser ikke på nuværende tidspunkt, og det er derfor ikke muligt at vurdere vandets kemiske ligevægtsforhold. Desværre er koncentrationen af HCO_3 ikke målt i vandanalyserne for kavernerne, hvilket besværliggør en kemiske analyse af ligevægtsforholdene for karbonater.

Tabel 1. Vandanalyser fra Lille Torup kaverne,
henholdsvis TO-6 overskudsbrine og 'Feed brine'

		TO-6 overskudsbrine, nov. 2016	Feed brine LiqTech, maj 2017
pH		6.7	
Salinitet	‰	296	
NO3	mg/l	1.4	1.6
Cl	mg/l	190000	
F	mg/l	0.34	
SO4	mg/l	2200	2300
Br	mg/l		75
Br	µg/l	1000	660
Ca	mg/l	800	1100
Fe	µg/l	2500	520
K	mg/l	130	140
Mg	mg/l	250	260
Mn	µg/l	290	240
Ba	mg/l	150000	130000
Sr	µg/l	5700	6000

Tabel 2. Kemisk sammensætning af formationsvandet i dybe borerer nær Lille Torup
(Laier, 2008).

Well Formation		Aars 1 Gas- sum		Farsø 1 Gassum	Thisted 2 Skagerrak	
Depth	m	3200	2485	2840	1950	1257
pH		6.0	5.2	5.9	6.6	6.4
Cl	g/L	182	167	172	166	102
SO4	g/L	0.15	0.05	0.13	0.29	0.01
Br	g/L	1.13	1.08	0.92	0.98	0.29
HCO3	g/L	0.21	0.06	0.128	0.03	0.043
Na	g/L	76	74	73	70	55
Ca	g/L	32.7	23.5	28.00	23.5	7.5
Mg	g/L	2.30	2.95	2.00	3.34	1.50
K	g/L	1.8	0.75	1.6	1.88	0.25
Sr	g/L	0.9	0.7	0.92	0.62	0.38
Fe	g/L	0.6	0.27	0.5	0.03	0.04
NH4	mg/L		105	105	1.5	52
Ba	mg/L		50	20	5	
Zn	mg/L		6	37	16	1
Li	mg/L		4	13	14	2

SiO ₂	mg/L	48	32	9	26
I	mg/L	14	15	6	
B	mg/L		40	35	
As	mg/L		<0.1	<0.1	

2.4 Reservoir

Ud fra injektionsraten (500.000–750.000 m³/år) vurderes det, at alle fokusområder har tilstrækkelig volumen til en løbende injicering af saltvand fra kaverne over mange år.

Reservoirs evne til at modtage injektionsvand ved en given rate afhænger af reservoirbjergartens permeabilitet (eller transmissivitet, som er net-tykkelsen af reservoiret multipliceret med permeabiliteten). En høj transmissivitet kan medvirke til, at trykstigningen, specielt i området omkring injektionsbrønden, ikke overstiger en kritisk tærskel. Hvis transmissivitet derimod er lav kan det medføre risiko for opsprækning eller mikro-seismiske events. Dynamisk modellering kan hjælpe til en vurdering af disse forhold. Modsat ved geotermisk produktion, hvor den samme mængde vand som producers re-injiceres tilbage i reservoiret, vil der ved injicering af saltvand fra kaverne ske en netto øgning af vandvolumener i reservoiret. Trykstigningen vil derimod aftage over tid i de perioder, hvor der ikke injiceres vand.

Derudover ved vi fra geotermiske anlæg (Sønderborg og Margrethholm) at injektion generelt kan være et problem, idet der kan forekomme mineraludfældninger i injektionsboringerne.

3. KONKLUSION

Nærværende præstudie bygger videre på eksisterende data publiceret i GEUS-rapport 2017/20 samt en opdateret viden, der blandt andet er baseret på en reevaluering af en mindre del af det eksisterende datamateriale.

Ud fra de eksisterende data, opdateret viden og geologisk forståelse har GEUS udvalgt følgende potentielle lagringslokaliteter i hhv. Frederikshavn Fm, Haldager Sand Fm og Gassum Fm (Figur 13).

Frederikshavn Fm:

- Området i og omkring Gassum strukturen, der karakteriseret ved særlig høj transmissivitet (delområde 4).
- Lokalitet nordvest for Hobro, som er en ny lokalitet i forhold til den tidligere GEUS-rapport. Denne lokalitet ligger ikke ved en boring, hvilket introducerer en del usikkerhed på reservoirparametrene (delområde 6).
- Lokalitet omkring Hyllebjerg-1 boringen (delområde 1).
- Lokalitet vest for Lille Torup (delområde 2).

Haldager Sand Formation:

- Lokalitet beliggende umiddelbart vest for Hobro-1 boringen (delområde 3).
- Lokalitet umiddelbart syd for Farsø-1 boringen og som er en ny lokalitet i forhold til den tidligere GEUS-rapport (delområde 7).
- Lokalitet beliggende umiddelbart vest for Lille Torup saltpuden (delområde 2).
- Lokalitet omkring Hyllebjerg-1 boringen (delområde 1).
- Lokalitet omkring Kvols-1 boringen (delområde 5).

Gassum Formation:

- Ved Gassum strukturen (delområde 4).
- Lokalitet beliggende umiddelbart vest for Hobro-1 boringen (delområde 3).
- Lokalitet omkring Kvols-1 boringen (delområde 5).

Oplagte lokaliteter for en ny boring er delområder, hvor det er muligt at gennembore to formationer med sandstensreservoirer. Med udgangspunkt i ovenstående lokalitetsliste og set i lyset af det overordnede formål med dette præstudie, vurderes de mest oplagte fokusområder til at være delområde 2 (vest for Lille Torup) og delområde 3 (vest for Hobro) (Figur 13).

GEUS-rapport 2017/20 indeholder en tabel over reservoirparametre for hhv. Frederikshavn, Haldager Sand og Gassum formationerne. Data fra Frederikshavn Formationen er opdateret i forbindelse med nuværende reevaluering (se afsnittet om Frederikshavn

Fm). Hvis ovennævnte data benyttes, vil Frederikshavn og Haldager Sand formationer i delområde 2 – samt Haldager Sand og Gassum formationer i delområde 3, umiddelbart at være de mest velegnede til lagring af saltvand. Bemærk at Frederikshavn Formationen ikke tidligere er blevet undersøgt med hensyn til mineralogi og petrografi, hvorfor en nærmere undersøgelse heraf er vigtig for at understøtte, at denne formation er velegnet til lagringsformål.

Delområde 3 ligger ca. 15 km øst for Lille Torup strukturen og vest for Hvorum saltstrukturen (Figur 13). Kvaliteten af de nærmeste seismiske linjer både nord og syd i delområde 3 er alle samme kvalitet som vist i Figur 3, hvilket vanskeliggør identifikationen af forkastninger, som vil kunne udgøre en vertikal barriere for en eventuel injektion.

Delområde 5 ligger ca. 15 km sydvest for Lille Torup strukturen ligger ligesom delområde 2 tæt på kystlinjen. Manglende eksisterende seismiske data i begge delområder samt den tætte placering til Natura 2000 områder (seneste opdatering 2018; herunder Helsingforskonventionen) bevirker, at det kan være svært at indsamle nye data, som kan styrke forståelsen af undergrundens geometri og injektionspotentiale. Desuden ligger delområde 5 i den nordlige af Bach Gruppen A/S Geotermi licensansøgning (September 2021; https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Geotermi/geotermi_koncessionskort_20220209.pdf).

Delområde 4 kan også komme i spil, hvis man ser bort fra den relativt store afstand til Lille Torup. Ligeledes kan Gassum Formationen også være interessant i dybder på mere end 2500 m.

Det bemærkes desuden, at Lille Torup saltstrukturen (og andre nærliggende strukturer som f.eks. Hvorum nær Hobro) med fordel vil kunne bruges til brint-lagring, evt. i kombination med CO₂/geotermi mm. Derudover vil strukturen kunne bruges til monitorering af seismisk aktivitet.

4. ANBEFALINGER TIL YDERLIGERE ARBEJDER

I forbindelse med lagringen er der en række risiko-elementer, som der bør tages højde for. Det anbefales derfor, at der foretages en række yderligere analyser og arbejder forud for endeligt valg af borelokalitet.

For at kunne beskæftige og styrke beslutningsgrundlaget anbefales følgende analyser:

1. Forekomst af **mulige forkastninger** kan udgøre et problem. Det anbefales derfor, at der indsamles nye seismiske data som supplement til de eksisterende data, idet det ikke er muligt at kortlægge undergrunden i tilstrækkelig detalje i de angivende delområder 2 og 3 på baggrund af de eksisterende data. Ligeledes vil en opdateret seismisk tolkning og kortlægning suppleret med evt. re-processing og seismisk kvantitativ reservoirkarakterisering kunne styrke et beslutningsgrundlag.
2. **Sedimentologiske undersøgelser af Frederikshavn Formationen** for at relatere mineralogi og diagenese til aflejningsmiljø og derved forbedre forudsigelsen af reservoir-egenskaberne mellem borerne. Da kun cuttings-prøver er tilgængelige fra nærliggende borer, anbefales det at inddrage kerner fra de nærmest beliggende borer. Tendenser fra den regionale undersøgelse kan derved anvendes til en bedre forståelse af de lokale reservoirforhold. Geokemisk modellering for at evaluere de forventede reaktioner i reservoiret er ikke mulig, medmindre mineralogien i sandstenen er beskrevet.
3. **Petrografisk undersøgelse af Frederikshavn Formationen** for at relatere mineralogi og diagenetiske ændringer til porøsitet og permeabilitet. Det forventes at en sådan undersøgelse vil kunne styrke beslutningsgrundlaget for at anvende Frederikshavn Formation som lagerbjergart, specielt hvad angår delområde 2. Ligeledes bør mineralogi undersøges nærmere da dette også har betydningen for den geokemiske modellering.
4. Udvidet mere **detaljeret kerneanalyse** af udvalgte brønde. Det anbefales at analysere sidevægs-kerne (SWC) fra Hobro-1 boringen i intervallet 1773–2376 for at styrke vurderingen af delområde 3.
5. **Geokemisk modellering**. Der bør foretages en modellering af risikoen for udfældningsproblemer som følge af temperatur og trykændringer i forbindelse med transporten af vandet fra saltkaverner til reservoir med henblik på at forudsige risikoen for eventuelle udfældningsproblemer i rørsystemet. Desuden bør der foretages en modellering af interaktionen mellem saltvand fra kavernerne, porevandet i formationen og mineralerne i reservoirbjergarten for at undgå uønsket mineraludfældning og mineralopløsning. Udgangspunktet for en sådan modellering er den kendte kemiske sammensætning for vandet i kavernerne, samt

kendskabet til vandkemi og mineralogi i det reservoir hvori man ønsker at injicere vandet fra kaverne. Desuden er det vigtigt at kende tryk og temperatur i kaverne og reservoirer samt hvilke ændringer i tryk og temperatur vandet undergår fra kaverne til reservoir.

6. **Reservoir modellering.** Der bør foretages en detaljeret reservoirsimulering af trykudviklingen i de potentielle reservoirer. Dette gøres blandt andet for at kunne optimere, hvor hurtigt vandet kan injiceres i reservoir, men en vurdering af trykstigningen i forhold til risiko for mulige seismiske events bør også indgå. Udgangspunktet for simuleringen vil være de reservoirparametre, som fremgår af GEUS-rapport 2017/20, eller som er blevet udarbejdet i forbindelse med nærværende præstudie. Det bør således undersøges, om reservoirs transmissivitet er tilstrækkelig høj, om reservoir kan indeholde den ønskede mængde saltvand, og om der i givet fald kan opnås tilstrækkeligt høje injektionsrater.
7. Evaluering af brøndtests og af formationsvandens trykvariation, injektionsrater og trykprognoser - dvs. tryk vs. dybde profil.

Ad 1: Da den eksisterende kortlægning er baseret på den regionale kortlægning udført i forbindelse med WebGIS-Portalen er en grundigere mere lokal fokuseret tolkning nødvendig, dels for at validere dybder og tykkelser, men også for at identificere eventuelle forkastninger i fokusområderne. Det anbefales også at vurdere i hvilket omfang Dansk Salts nye seismiske survey fra ca. 2020 (data er p.t. fortrolige og kræver derfor en nærmere aftale med Dansk Salt A/S) kan indgå og bruges til at styrke kortlægningen af fokusområderne.

Et nyt seismisk survey vil tillade mere detaljerede undersøgelser og vil øge forståelsen af undergrundens opbygning - dvs. reservoirs kontinuitet, tilstedeværelse af forkastninger og, hvis dataopløsningen tillader det, en kortlægning af mulige laterale og vertikale variationer i reservoirs petrofysiske egenskaber.

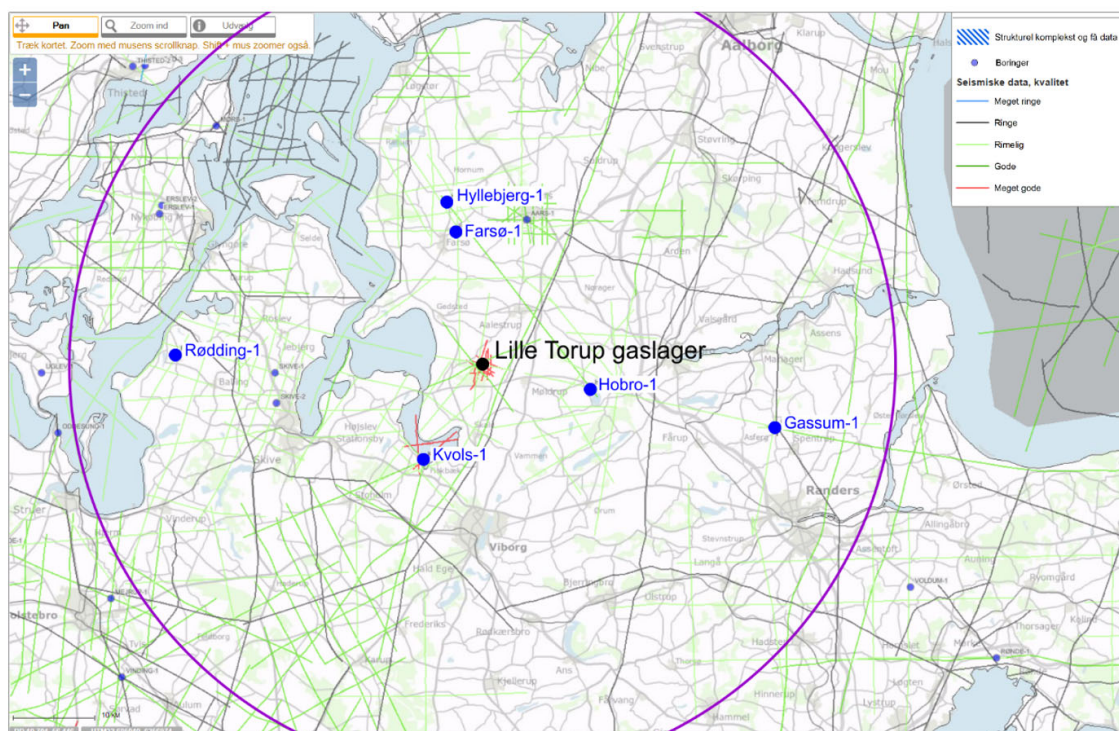
Ad 3-4: Ud over en vurdering af de petrofysiske data evt. suppleret med en sekvensstratigrafisk analyse og nye kerneanalyser vil det være vigtigt at vurdere de overliggende formationers seglegenskaber med hensyn til effektiv permeabilitet og brudstyrke. En egentlig bestemmelse af seglegenskaber, herunder om seglet vil kunne opretholde et differenstryk, vil ikke kunne fastlægges, før en ny brønd er boret.

Ad 5: Det bør yderligere undersøges, hvor meget den kemiske ligevægt mellem sandsten og formationsvand ændres, når vand injiceres. De mulige konsekvenser involverer ændring af porøsitet på grund af udfældning og/eller opløsning af mineraler, f.eks. karbonater, sulfater og salt. Graden af ændring afhænger af saltvandssammensætning, mineralsammensætning, og i hvilken grad injektionsvandet er fortyndet med ferskvand. En detaljeret geokemisk analyse og modellering vil kunne vurdere denne påvirkning af de potentielle reservoirer, hvor sikkerheden afhænger af eksistensen af pålidelige vandkemiske data.

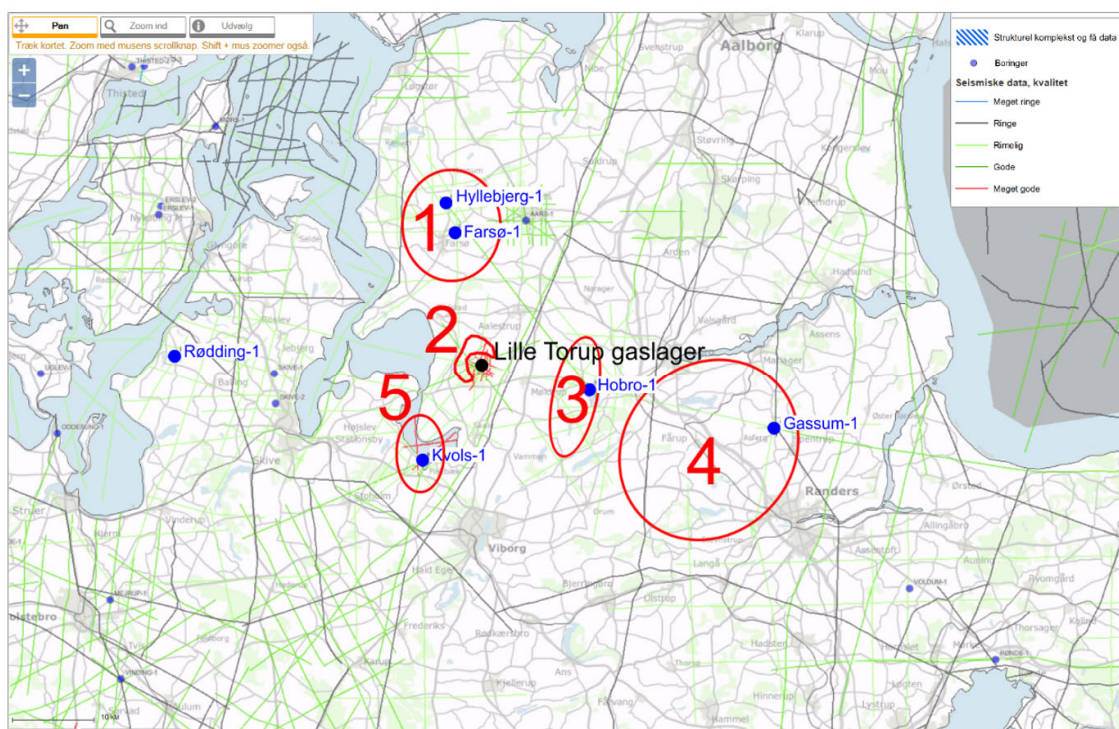
Ad 6: I GEUS-rapport 2017/20 er der givet et skøn over injektionstryk i Gassum, Halda-ger Sand og Frederikshavn Formationerne samt produktionsindekssværdier. Når saltvand injiceres i en sandstensformation, vil formationstrykket stige, hvilket bl.a. kan ændre strømningshastigheden (injektionsraten) af formationsvandet. En mere detaljeret reservoirsimulering af formationstryk i de potentielle reservoirer vil yderligere kunne optimere, hvor hurtigt vandet kan injiceres i reservoiret udtrykt ved produktionsindekset.

5. REFERENCER

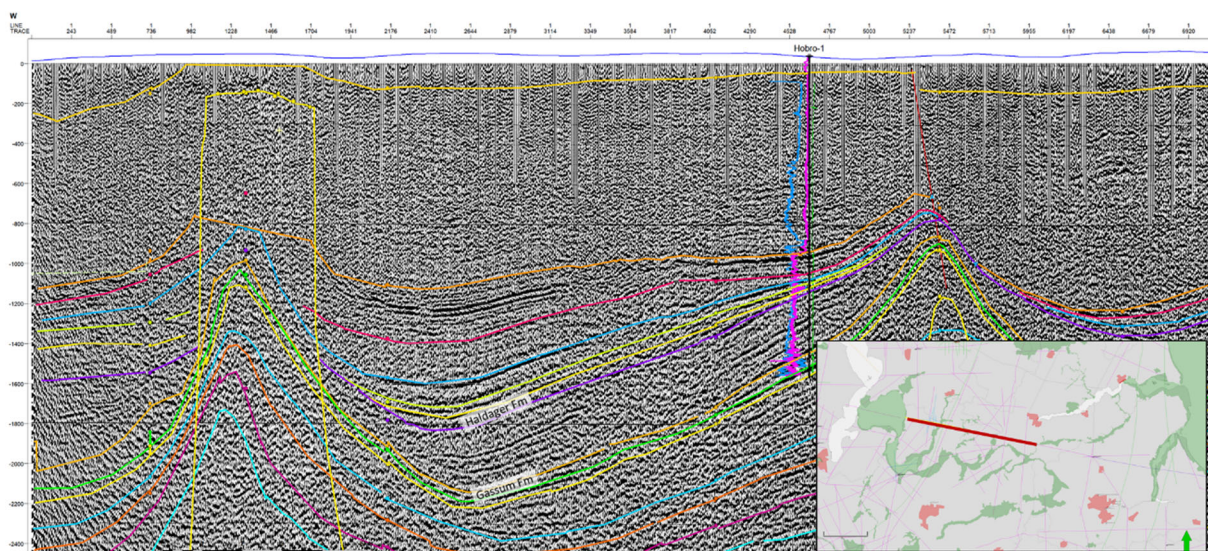
- Hjuler, M.L., Andersen, M.S., Nielsen, C.M., Mathiesen, A., Kristensen, L., Skaarup, N., & Nielsen, L.H. 2017. Potential for establishing an injection well for brine storage near the gas storage facility at Lille Torup, 2017. **Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2017/20.**
- Kristensen, L., Hjuler, M. L., Frykman, P., Olivarius, M., Weibel, R., Nielsen, L. H., Mathiesen, A. 2016. Pre-drilling assessments of average porosity and permeability in geothermal reservoirs of the Danish area. *Geothermal Energy* 4:6, 27p.
- Olivarius, M., Weibel, R., Hjuler, M. L., Kristensen, L., Mathiesen, A., Nielsen, L. H., Kjøl-ler, C. 2015. Diagenetic effects on porosity-permeability relationships in red beds of the Lower Triassic Bunter Sandstone Formation in the North German Basin. *Sedimentary Geology* 321, 139–153.
- Vosgerau H., Mathiesen A., Andersen M.S., Boldreel L.O., Hjuler M.L., Kamla E., Kristensen L., Pedersen C.B., Pjetursson B., Nielsen L.H., 2016: A WebGIS portal for exploration of deep geothermal energy based on geological and geophysical data. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 35, 23-26.
- Weibel, R., Olivarius, M., Nielsen, L.H., Abramovitz, T. & Kjøller, C. 2010. Petrography and diagenesis of the Triassic and Jurassic sandstones, eastern part of the Norwegian-Danish Basin. *Contributions to the EFP-project AQUA-DK. Geological Survey of Denmark and Greenland Report* 2010/114.
- Weibel, R., Olivarius, M., Friis, H., Kristensen; L., Hjuler, M. L., Kjøller, C., Pedersen, P. K., Boyce, A., Mathiesen, A., Nielsen, L. H. 2017a. Climatic influence on early and burial diagenesis in Triassic and Jurassic sandstones from the Norwegian–Danish Basin. *The Depositional Record* 3, 60–91.
- Weibel, R., Olivarius, M., Kristensen; L., Friis, H., Hjuler, M. L., Kjøller, C., Mathiesen, A., Nielsen, L. H. 2017b. Predicting permeability of low enthalpy geothermal reservoirs: A case study from the Upper Triassic–Lower Jurassic Gassum Formation, Norwegian–Danish Basin. *Geothermics* 65, 135-157.
- Weibel, R., Olivarius, M., Vosgerau, H., Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Nielsen, L.H. 2020. Overview of potential geothermal reservoirs in Denmark. *Netherlands Journal of Geosciences* 99, e3. <https://doi.org/10.1017/njg.2020.5>.



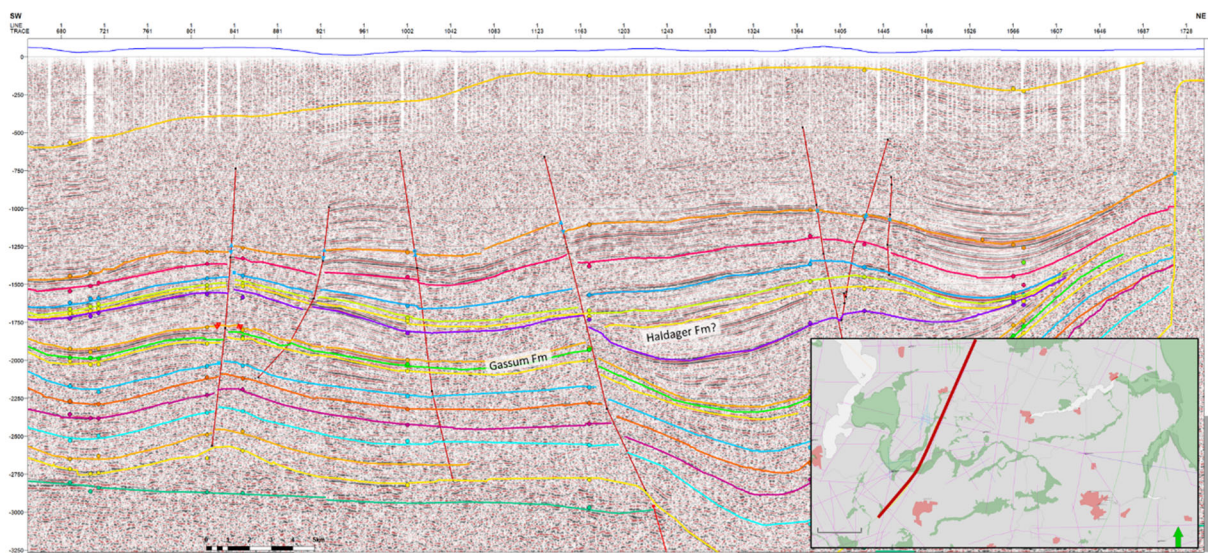
Figur 1. Kortudsnit som viser eksisterende dybe borer og seismiske 2D linjer i et område maksimalt 50 km (lilla cirkel) fra Lille Torup Gaslageret (modificeret fra WebGIS Portalen)



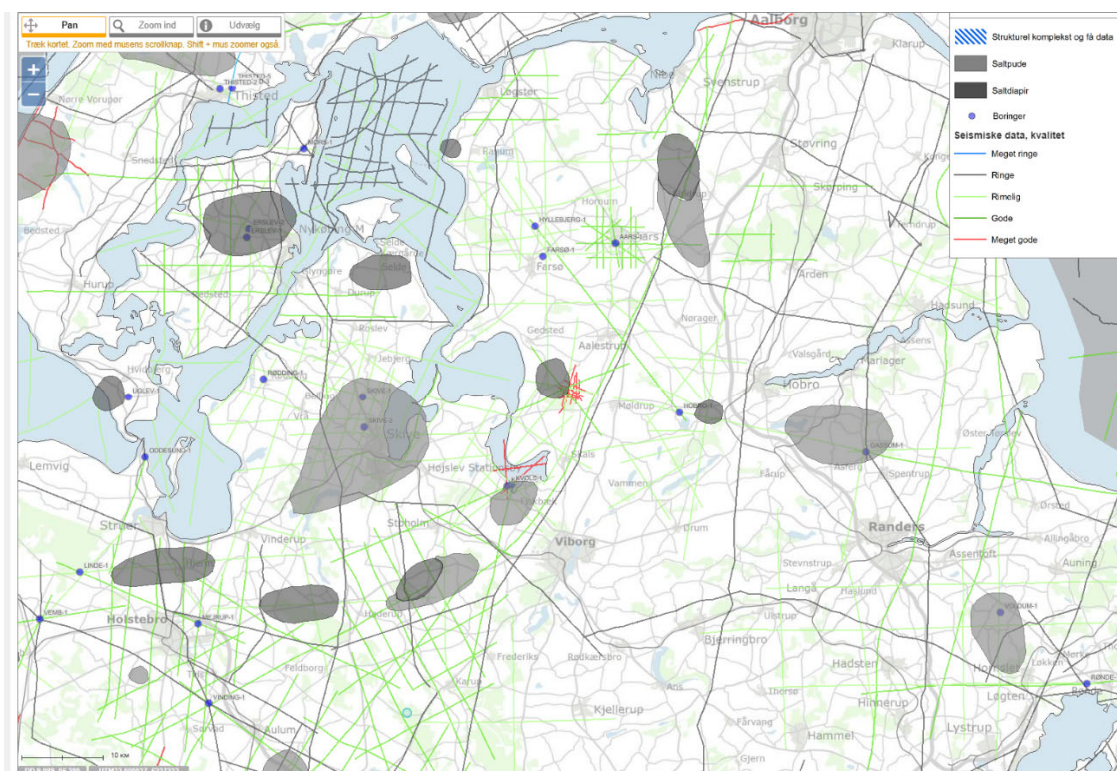
Figur 2. Samme kortudsnit som i Figur 1 med de 5 delområder (røde cirkler) beskrevet i GEUS-rapport 2017/20 (Hjuler et.al., 2017) (modificeret fra WebGIS Portalen).



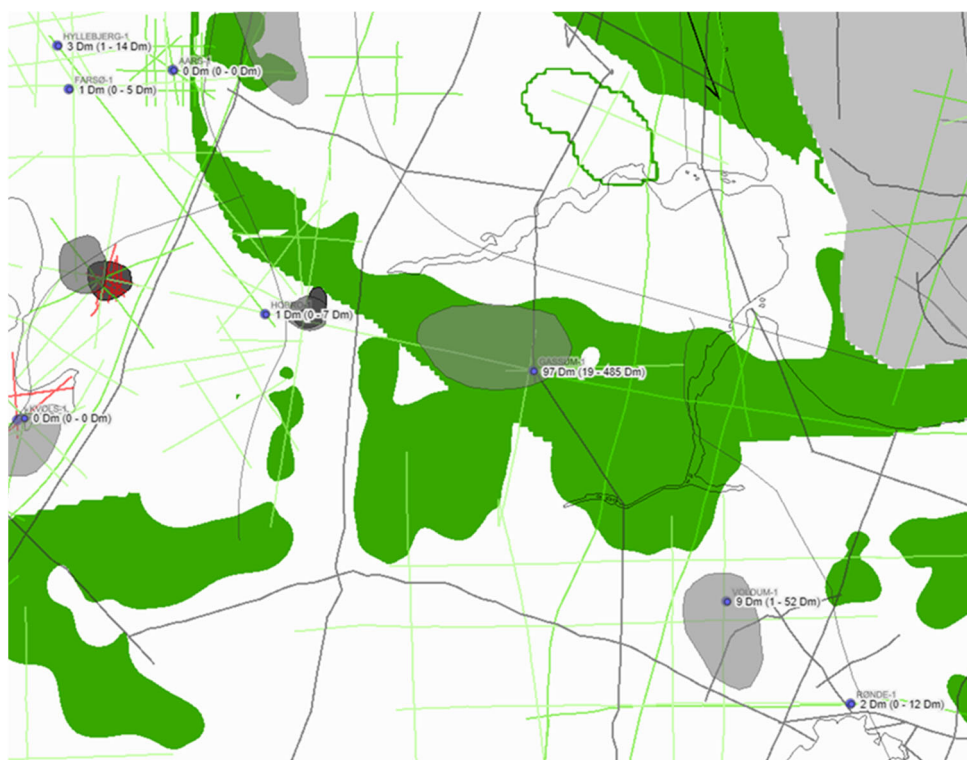
Figur 3. Seismisk tids-sektion over Lille Torup i vest til området syd for Hobro i Øst. De seismiske data er fra 1973 og kvaliteten er klassificeret som ringe. De viste data er imidlertid centrale for den nuværende kortlægning af område øst for Lille Torup. Den relativt dårligere kvalitet af de seismiske data gør det vanskeligt at identificere forkastninger, der kunne udgøre vertikale barriere for en eventuel injektion. Forkastninger må forventes pga. saltet tilstedeværelse.



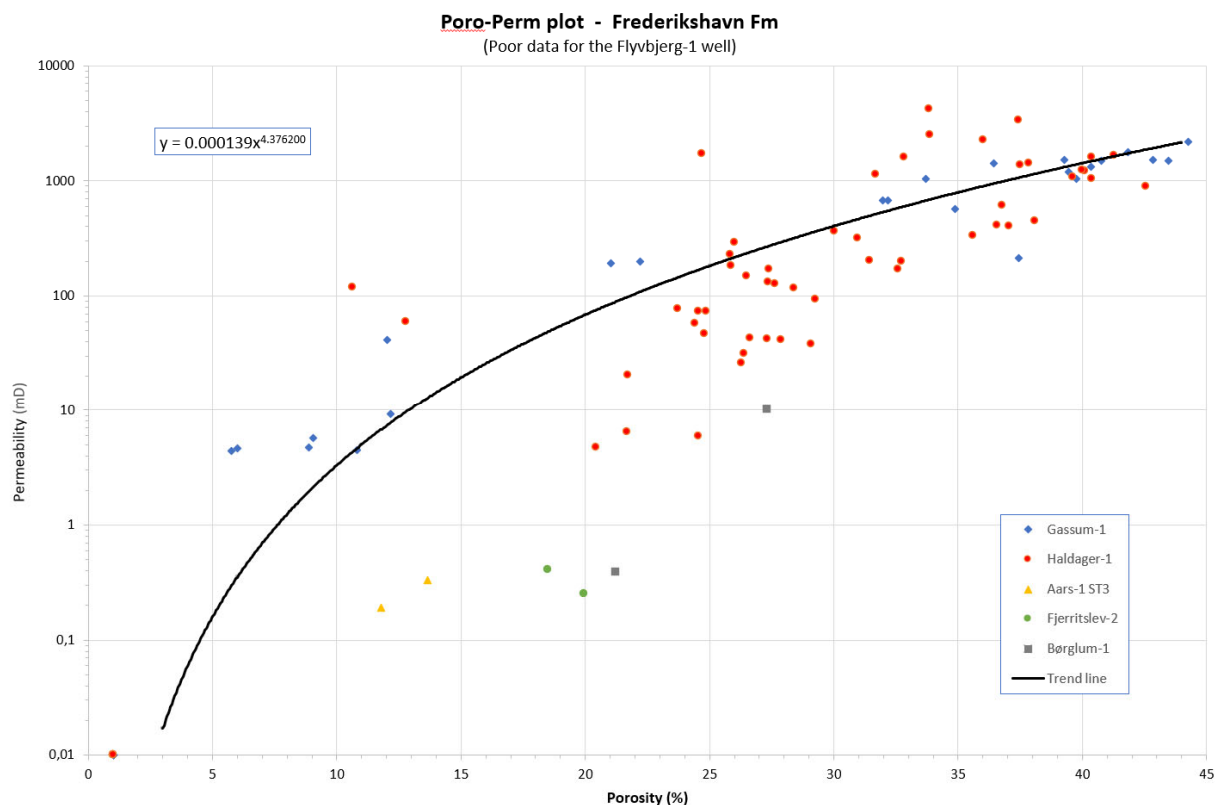
Figur 4. En enkel seismisk sektion lige øst for Lille Torup, der er indsamlet i 1983, viser en væsentlig forbedring i den seismiske kvalitet (Moderat til god). Sektionen viser, at der på dette profil kan identificeres forkastninger relateret til den underliggende salt-bevægelse. Forkastningernes udstrækning og orientering kan dog ikke fastlægges på baggrund af én enkel seismisk sektion. De ældre seismiske data i området (fra 1973) kan dog ikke anvendes til at fastlægge forkastningernes udstrækning og orientering, da disse ikke kan opløses på de ældre seismiske data i området.



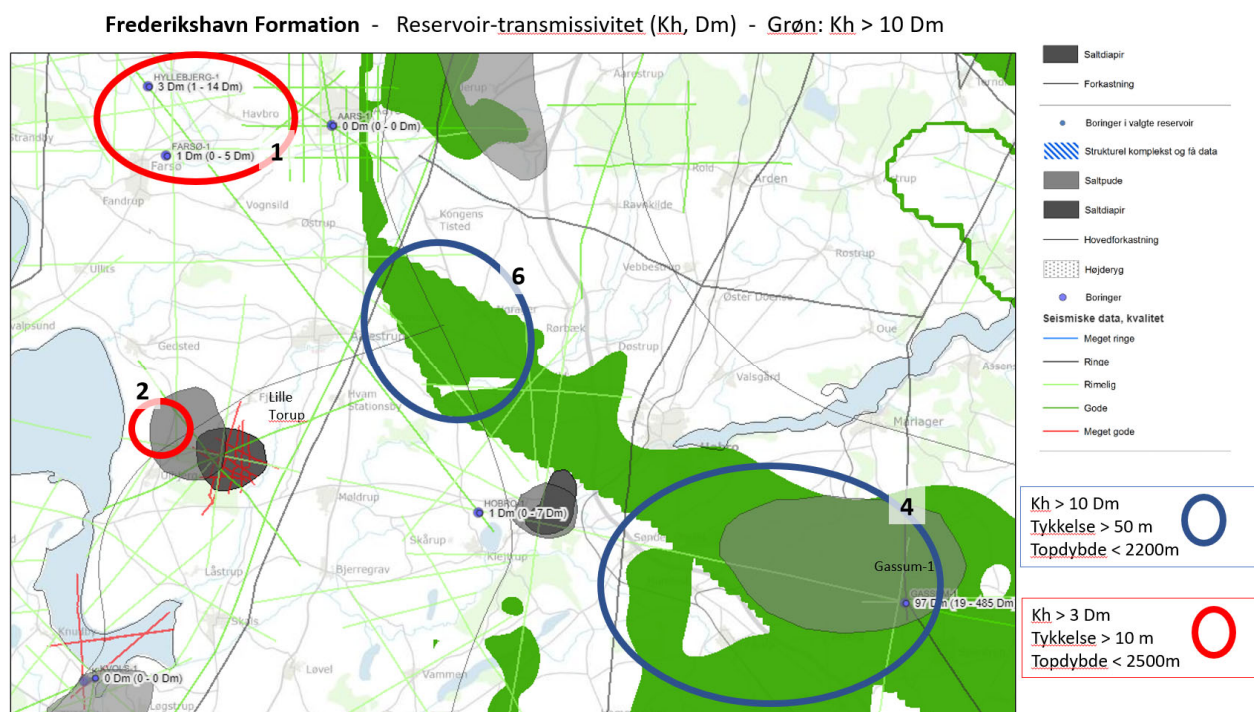
Figur 5. Samme kortudsnit som i Figur 1 med saltstrukturer (fra WebGIS Portalen)



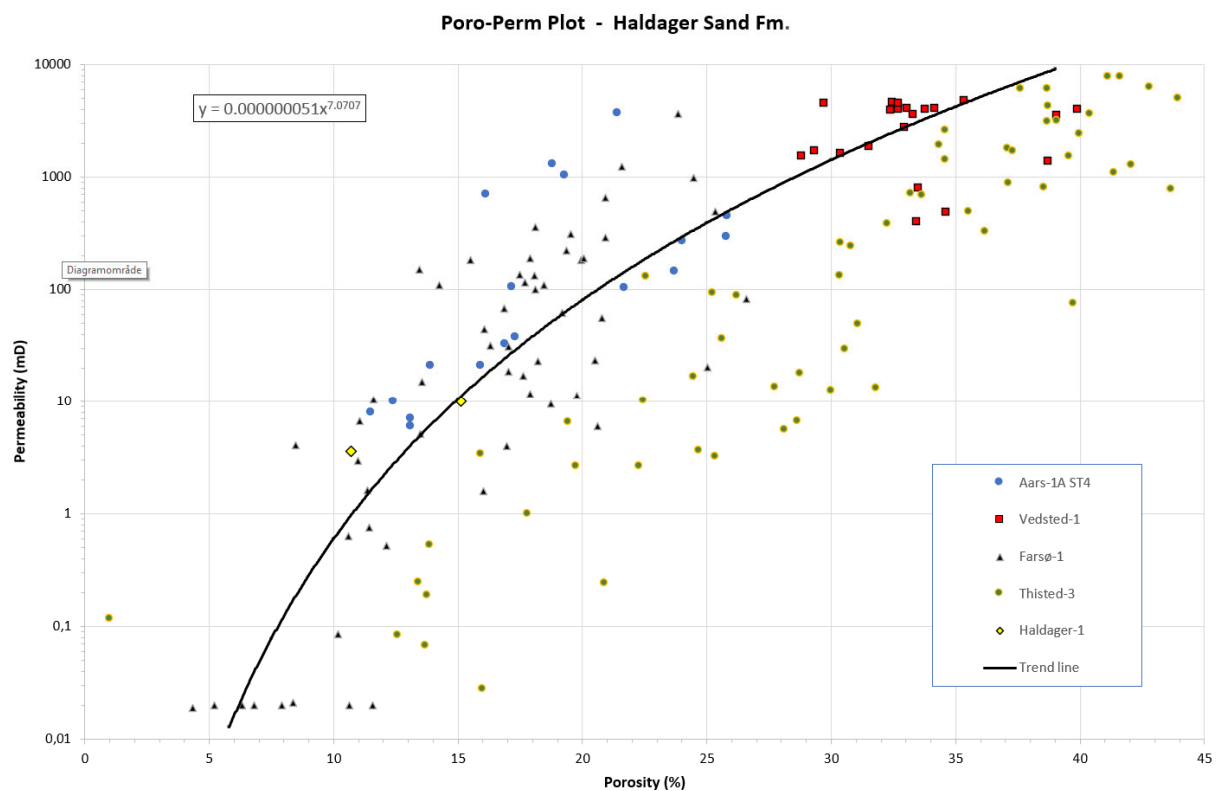
Figur 6. Kortudsnit som viser områder hvor reservoir-transmissivitet (Permeabilitet * NetSand/PRS) er større end 10 Dm (fra WebGIS Portalen).



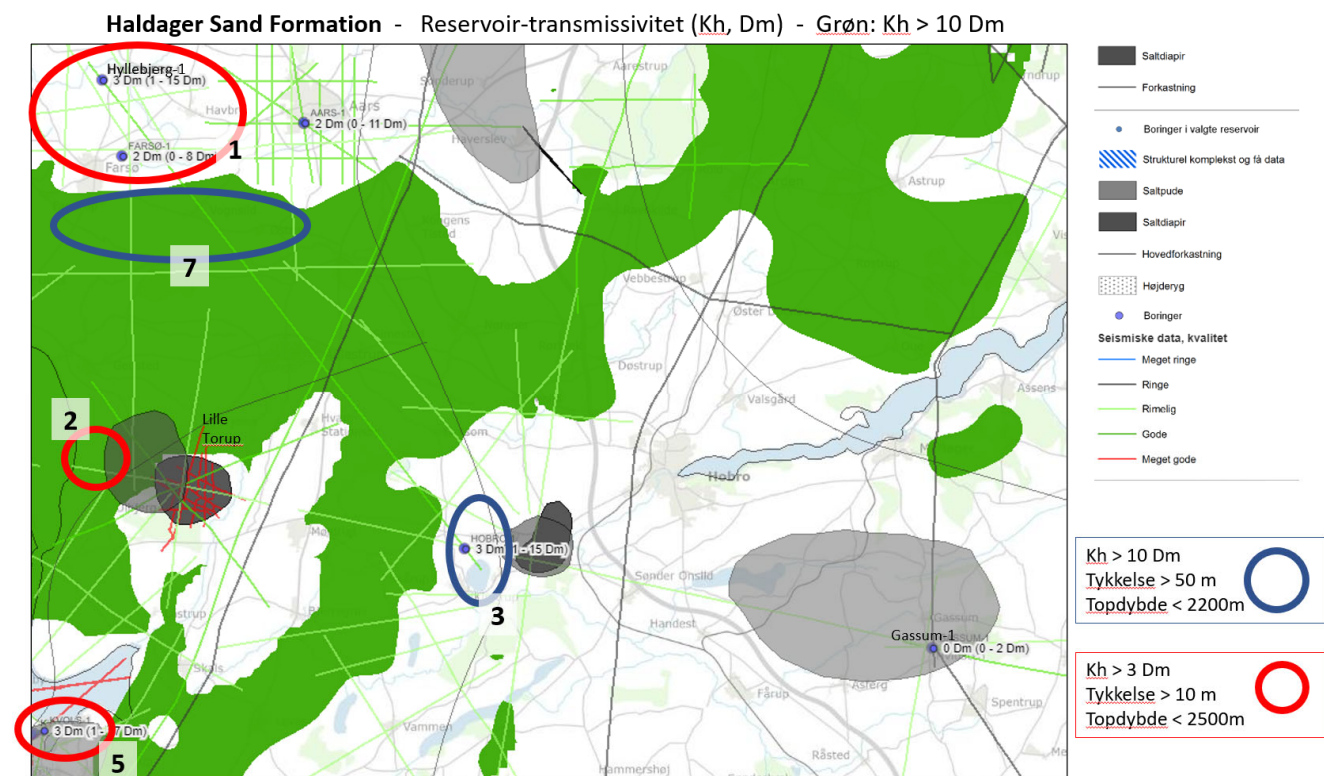
Figur 7. Poro-perm relation for Frederikshavn Formationen.



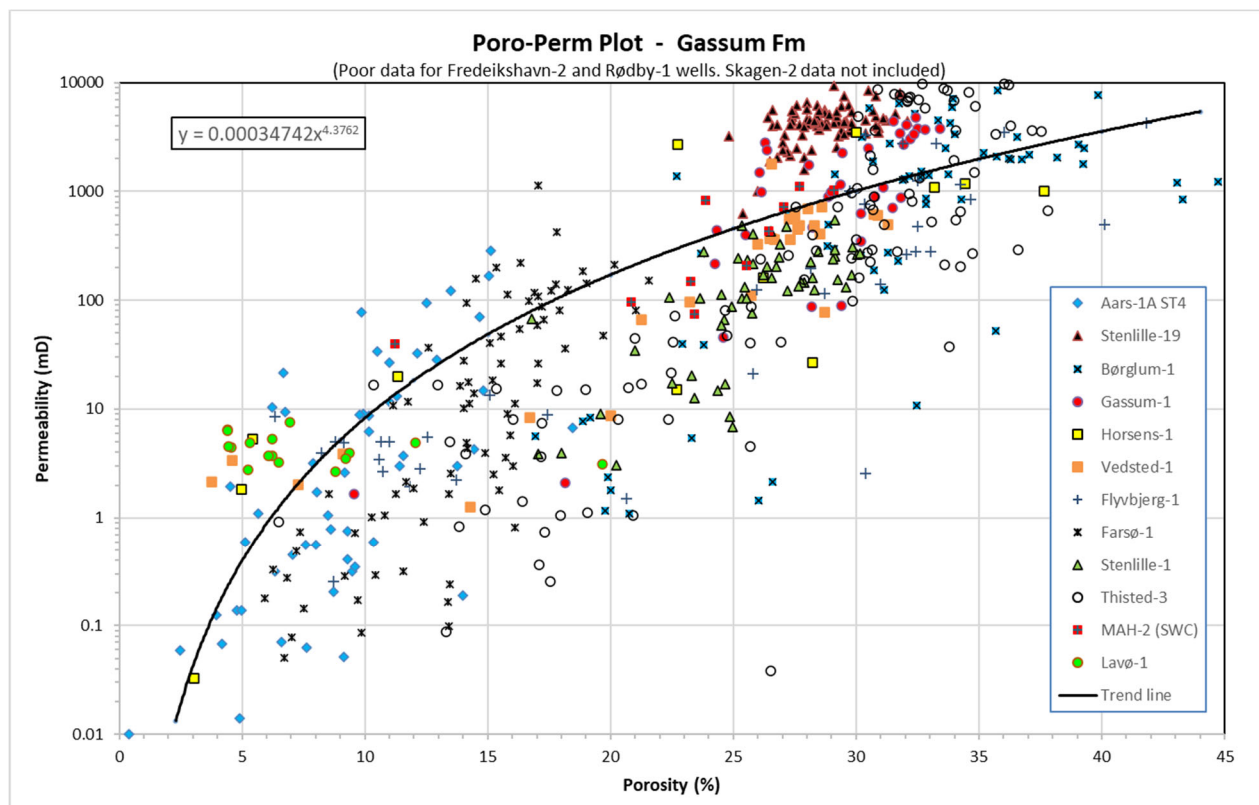
Figur 8. Mulige fokusområder med en egnet Frederikshavn Formationen. Bemærk at de blå cirkel mellem områder 1 og 4 er usikre.



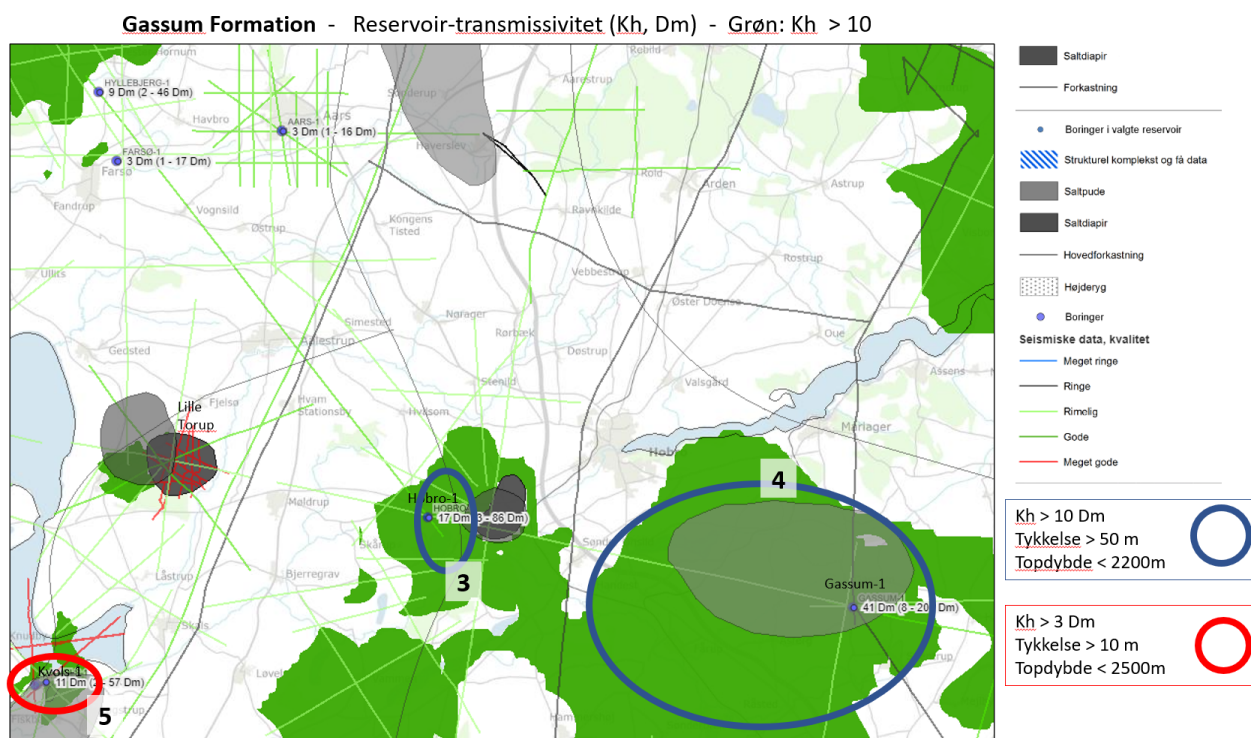
Figur 9. Poro-perm relation for Haldager Sand Formationen.



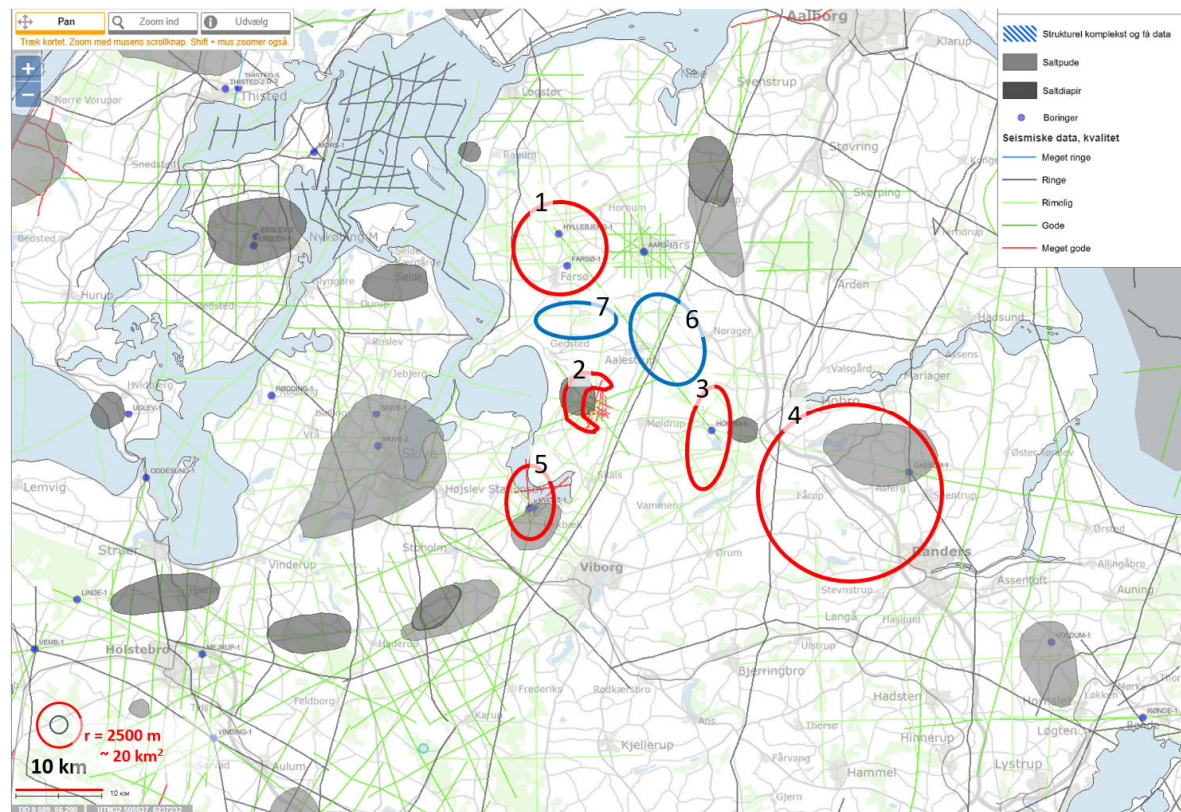
Figur 10. Mulige fokusområder med en egnet Haldager Sand Formation.



Figur 11. Poro-perm relation for Gassum Formationen.



Figur 12. Mulige fokusområder med en egnet Gassum Formation



Figur 13. Kort som viser mulige delområder og de to fokusområder 2 og 3. Bemærk beliggenheden af de to nye delområder, dvs. 6 og 7.

BILAG 1.

		TO-6 overskudsbrine, nov. 2016	Feed brine LiqTech, maj 2017
pH		6.7	
Suspenderede stoffer	mg/l	12	
Ammoniak+ammonium-N	µg/l	460	570
Nitrit-N, filtreret	mg/l	0.032	0.029
Nitrat-N, filtreret	mg/l	1.4	1.6
Total-N	µg/l	2400	2700
Orthophosphat-P (PO4-P)	µg/l	14	25
Total-P	µg/l	31	34
Salinitet	‰	296	
Chlorid, filtreret	mg/l	190000	
Fluorid (F)	mg/l	0.34	
Sulfat, filtreret	mg/l	2200	2300
Bromid (Br), filtreret	mg/l		75
COD, kemisk iltforbrug	mg/l	110	
NVOC, ikke flygt.org.carbon	mg/l	44	
Antimon (Sb)	µg/l	< 2	< 2
Antimon (Sb) filtreret	µg/l	< 2	
Arsen (As)	µg/l	< 2,5	< 2,5
Arsen (As) filtreret	µg/l	< 2,5	
Barium (Ba)	µg/l	< 10	34
Barium (Ba) filtreret	µg/l	< 10	
Bly (Pb)	µg/l	< 5	6.7
Bly (Pb) filtreret	µg/l	< 5	
Bor (B)	µg/l	1000	660
Bor (B) filtreret	µg/l	970	
Cadmium (Cd)	µg/l	1.4	< 1
Cadmium (Cd) filteret	µg/l	1.4	
Calcium (Ca)	mg/l	800	1100
Chrom (Cr)	µg/l	< 5	< 5
Chrom (Cr) filteret	µg/l	< 5	
Kobolt (Co)	µg/l	1.8	1.9
Kobolt (Co) filteret	µg/l	< 1	
Jern (Fe)	µg/l	2500	520
Jern (Fe) filteret	µg/l	280	
Kalium (K)	mg/l	130	140
Kobber (Cu)	µg/l	< 10	11
Kobber (Cu) filteret	µg/l	< 10	
Kviksølv (Hg)	µg/l	< 0,05	2.5
Kviksølv (Hg) filteret	µg/l	< 0,05	
Magnesium (Mg)	mg/l	250	260

Mangan (Mn)	µg/l	290	240
Mangan (Mn) filteret	µg/l	260	
Molybdæn (Mo)	µg/l	< 10	< 10
Molybdæn (Mo) filteret	µg/l	< 10	
Natrium (Na)	mg/l	150000	130000
Nikkel (Ni)	µg/l	17	< 4
Nikkel (Ni) filteret	µg/l	13	
Selen (Se)	µg/l	7	< 2
Selen (Se) filteret	µg/l	4	
Strontium (Sr)	µg/l	5700	6000
Strontium (Sr) filteret	µg/l	5300	
Sølv (Ag)	µg/l	1.2	< 1
Sølv (Ag) filteret	µg/l	< 1	
Thallium (Tl)	µg/l	< 1	3.6
Thallium (Tl) filteret	µg/l	< 1	
Tin (Sn)	µg/l	< 2	< 2
Tin (Sn) filteret	µg/l	< 2	
Uran (U)	µg/l	< 0,3	1.1
Uran (U) filteret	µg/l	< 0,3	
Vanadium (V)	µg/l	< 10	< 10
Vanadium (V) filteret	µg/l	< 10	
Zink (Zn)	µg/l	89	< 50
Zink (Zn) filteret	µg/l	< 50	
Kulbrinter			
Methan	mg/l	4.5	
Ethan	mg/l	0.37	
Ethen	mg/l	< 0,0005	
Propan	mg/l	0.08	
n-Butan	mg/l	< 0,05	
n-Pentan	mg/l	< 0,05	
n-Hexan	mg/l	< 0,05	
Kulbrinter (pentan-ekstraherbare)			
C6H6-C10	µg/l	19	
C10-C25	µg/l	29	
C25-C35	µg/l	52	
Sum (C6H6-C35)	µg/l	99	
Glycoler			
Propylenglycol	mg/l	< 2	
Propylenglycol	mg/l	< 0,4	
Ethylenglycol	mg/l	< 2	
Ethylenglycol	mg/l	< 0,4	
Diethylenglycol	mg/l	< 0,4	
Diethylenglycol	mg/l	< 4	
Triethylenglycol	mg/l	3.5	
Triethylenglycol	mg/l	< 4	