

Udnyttelse af Gassum Formationen til geotermi i HGS' licensområde

Oversigt over forkastninger, screening af udvalgte
lokaliteter og reservoirsimuleringer
for Margretheholm anlægget

Henrik Vosgerau, Carsten Møller Nielsen,
Anders Mathiesen & Lars Kristensen



Udnyttelse af Gassum Formationen til geotermi i HGS' licensområde

Oversigt over forkastninger, screening af udvalgte lokaliteter
og reservoirsimuleringer for Margretheholm anlægget

Henrik Vosgerau, Carsten Møller Nielsen,
Anders Mathiesen & Lars Kristensen

Indhold

Resume	2
1. Introduktion.....	3
2. Generelt om geotermiske reservoir	4
3. Forkastninger og screening af geotermisk potentiale.....	8
3.1 Datagrundlag	8
3.2 Forkastninger – kort og risikovurderinger	11
3.3 Resultaterne af screeningen af det geotermiske potentiale.....	17
3.3.1 Resultater	17
3.3.2 Fremgangsmåde i estimeringen af reservoirregenskaberne og det geotermiske potentiale	20
4. Reservoirsimulering af Gassum Formation ved GDA, Margretheholm.....	24
4.1 Input data	24
4.2 Statisk modelleringsprocedure.....	24
4.3 Dynamisk modelleringsprocedure.....	26
4.4 Simuleringsscenarier	27
4.5 Vurdering af sikkerhedsafstand fra GDA til eventuelle nye boringer.....	27
Referencer	32

Resume

Screeningen af reservoirparametre viser et positivt geotermisk potentiale for Gassum Formationen ved alle de fem lokaliteter, som HOFOR har udpeget til at indgå i undersøgelsen. Toppen af formationen vurderes til at være til stede indenfor dybdeintervallet 1624–1654 meter under havniveau (m.u.h.) ved de tre sydligste lokaliteter, mens toppen er beliggende i noget større dybde ved de to nordligste lokaliteter (1922 og 2069 m.u.h.). Til de estimerede dybder knytter sig en usikkerhed på omkring 10 %. Ved alle lokaliteterne er formationen således til stede i dybdeintervaller, der anses positive i relation til geotermisk indvinding. Dybderne afspejler sig i temperaturen, der vurderes at være 53–55 °C i midten af formationen ved de tre sydligste lokaliteter og lidt højere ved de to nordlige lokaliteter (62 °C og 67 °C). Reservoirtransmissiviteten, som er et udtryk for reservoirets ydeevne mht. producerbar vand, bør i udgangspunktet være større end 10 Dm. Transmissiviteten er højest ved de tre sydlige lokaliteter (>30 Dm) og noget lavere ved de to nordlige lokaliteter (17 Dm og 14 Dm). Der knytter sig dog en forholdsvis stor usikkerhed til de estimerede reservoirværdier, da datagrundlaget i form af data fra dybe borer i regionen, er meget begrænset.

På de nærmeste seismiske linjer til lokaliteterne, er der lokalt identificeret nogle markante regionale forkastningszoner, der gennemskærer Gassum Formationen. Da den seismiske dækning af undersøgelsesområdet er begrænset, er det usikkert, hvordan forkastningszonerne skal forbindes i områderne mellem de seismiske linjer. Dermed hersker der også usikkerhed om nogle af lokaliteterne er beliggende meget tæt eller endda inden for forkastningszonerne. De mest markante forkastninger i undersøgelsesområdet er Amager forkastningszonen og Øresunds forkastningszonen. Det vurderes, at der er stor risiko for at lokalitet 4 (Isbanevej 3, Søborg) ligger indenfor eller på randen af Amager forkastningszonen ligesom det heller ikke kan udelukkes, at lokalitet 1 (Kulbanevej 4, Valby) og lokalitet 2 (Vigerslevparken, Valby) i mindre grad kan være påvirket af Øresunds forkastningszonen. Derimod synes lokalitet 3 (Torvevej 9, Albertslund) og lokalitet 5 (Maglegård Skolevej, Hellerup) at holde sig fri fra de regionale forkastninger, GEUS har kendskab til i undersøgelsesområdet. Uden for forkastningszonerne fremstår Gassum Formationen generelt uforstyrret på de seismiske profiler, idet den er lateralt sammenhængende og uden markante tykkelsesvariationer eller markante forkastninger.

Den relative lille brøndafstand på Gassum niveau for GDA Margretheholm giver et (simuleret) væsentlig tidligere fald i produktionstemperaturen sammenholdt med et model anlæg, som er placeret tæt ved men med en brøndafstand på 1200 m. Simuleringerne viser, at der er en kritisk afstand mellem de individuelle anlæg på ca. 2 km for en levetid på 30 år. Der tages forbehold for, at de randbetingelser (produktionsrater og brøndkonfigurationer), som er lagt ind i simuleringer kan have indflydelse på resultaterne.

1. Introduktion

Som led i en vurdering af Gassum Formationens egnethed til geotermi inden for HGS' licensområde, har GEUS af HOFOR fået til opgave at screene det geotermiske potentiale på fem lokaliteter udpeget af HOFOR samt vurdere afstand til eventuelt større forkastninger og hvilken risiko disse udgør i en eventuel udnyttelse af den geotermiske ressource. Resultatet af analyserne illustreres med diverse kort, fx over kortlagte regionale forkastninger i licensområdet (indtegnet med en sikkerhedszone på 1 km hver sin side af forkastningerne). Endvidere skal det på baggrund af reservoirsimuleringer vurderes, hvordan Gassum Formationen bedst kan udnyttes til geotermi ved det geotermiske anlæg på Margretheholm. Blandt andet skal der gives anbefalinger til sikkerhedsafstande for nye borer, hvis sådanne udføres i forbindelse med opførelsen af eventuelle kommende geotermiske anlæg i nærområdet til Margretheholm. Opgaverne er nærmere specificeret i tilbud fremsendt af Henrik Vosgerau til Sannah Grüner i mail af 6. marts 2019. Nærværende rapport er en afrapportering af de aftalte opgaver.

Afrapporteringen er opbygget således, at der først gives en kort introduktion til hvad et geotermisk reservoir er samt nogle af de geologiske parametre, der indgår i vurderingen af reservoirernes kvalitet (kapitel 2). I kapitel 3 gøres der rede for forkastninger i undersøgelsesområdet og resultaterne af den geotermiske screening af de udpegede lokaliteter præsenteres. I kapitel 4 gøres der rede for reservoirsimuleringerne og resultaterne heraf.

Det tekniske arbejde tager udgangspunkt i GEUS' generelle viden om den danske undergrund, kort og data tilgængelige via GEUS' WebGIS portal over dyb geotermi, samt resultater opnået i det nyligt afsluttede Pilothele studie finansieret af EUDP (<http://DybGeotermi.geus.dk>, Vosgerau et al. 2016a, 2016b).

For alle lokaliteter tager estimeringen af reservoirparametrene udgangspunkt i data fra de samme få borer, der findes i det østlige Sjælland. Beregnede reservoirværdier for disse borer viser nogle overordnede trends, når de plottes mod den boreddybde målingerne relaterer sig til. Da dybden til og tykkelsen af Gassum Formation er forskellig ved de fem lokaliteter, giver dette også ophav til, at Gassum Formationen tilskrives forskellige reservoirværdier ved de fem lokaliteter. Det er dog vigtigt, at være opmærksom på, at der er store usikkerheder behæftet med disse reservoirestimater, da dybdemodellerne som reservoirestimaterne bl.a. er baseret på, ligeledes er funderet på få data.

En kommende boring gennem Gassum Formationen med tæt dataindsamling (kerner, relevante petrofysiske logs, pumpe-test mm.) på en af lokaliteterne suppleret med indsamling og analyse af seismiske data vil i betydelig grad øge vores viden om Gassum Formationens egnethed for geotermisk indvinding – ikke blot ved de fem lokaliteter, men i hele licensområdet. Det vil således også resultere i en væsentlig sikrere og mere differentieret vurdering af det geotermiske potentiale for alle de 5 lokaliteter, som indgår i det nuværende studie.

2. Generelt om geotermiske reservoir

I den følgende gives en kort beskrivelse af hvilke geologiske forhold, der skal være til opfyldt for, at undergrunden kan anvendes til geotermi (i det væsentligste hvilke kriterier det geotermiske reservoir skal opfylde). Afsnittet er tænkt som en introduktion til de parametre, der fokuseres på i det følgende kapitel, hvor de geologiske forhold og det geotermiske potentiale vurderes ved de udpegede lokaliteter indenfor HGS' licensområde.

Et geotermisk reservoir består af en bjergart med gode reservoirregenskaber, det vil i den danske undergrund først og fremmest sige sandsten med høj porøsitet og permeabilitet. En høj porøsitet indebærer, at sandstenen i sin porestruktur, det vil sige hulrummene mellem mineralkornene, kan indeholde en tilfredsstillende mængde varmt vand til at kunne indgå i en geotermisk produktion. Endvidere skal det varme vand kunne strømme tilstrækkeligt frit mellem porerne (sandstenen skal have en tilstrækkelig høj permeabilitet) til, at det kan pumpes ud af sandstenen til den geotermiske produktion og returneres til reservoiret efter, at den nødvendige varme er trukket ud af vandet (Fig. 2.1). Reservoirets geotermiske ydeevne kan udtrykkes ved dets transmissivitet, som beregnes ved at gange den samlede tykkelse af reservoirsandstenene med sandstenenes gennemsnitslige permeabilitet – jo højere transmissivitet, jo højere ydeevne har reservoiret.

En formation, der udgør et geotermisk reservoir består dog næsten aldrig udelukkende af sandsten, men indeholder i varierende grad også silt- og lersten, som er karakteriseret ved at have lave permeabiliteter (Fig. 2.1 og 2.2). Den akkumulerede tykkelse af sandsten i en formation benævnes gross sand (Fig. 2.2) og kan bestemmes ud fra analyser af petrofysiske logs optaget under selve boringen og/eller ved efterfølgende at sende forskellige målesonder ned i borehullet, som i dybden kontinuerligt måler sedimenternes egenskaber, fx gammastråling, densitet, elektriske modstand, ledningsevne, lydets hastighed mm. På baggrund af disse logdata, sammenholdt med beskrivelser af kerner og borespåner, fås information om de gennemborede sedimenters fysiske egenskaber, herunder deres lithologi (fx sandsten versus lersten) og porøsitet. Dele af formationens sandsten (gross sand) kan dog godt have dårlige reservoirregenskaber, eksempelvis fordi ler er iblandet sandstenene eller diagenese har reduceret reservoirregenskaberne. På baggrund af detaljerede loganalyser kan det estimeres hvilke dele af sandstenene, der har gode reservoirregenskaber. Den akkumulerede tykkelse af sandsten med gode reservoirregenskaber benævnes potentielt reservoirsand (Figur 2.2).

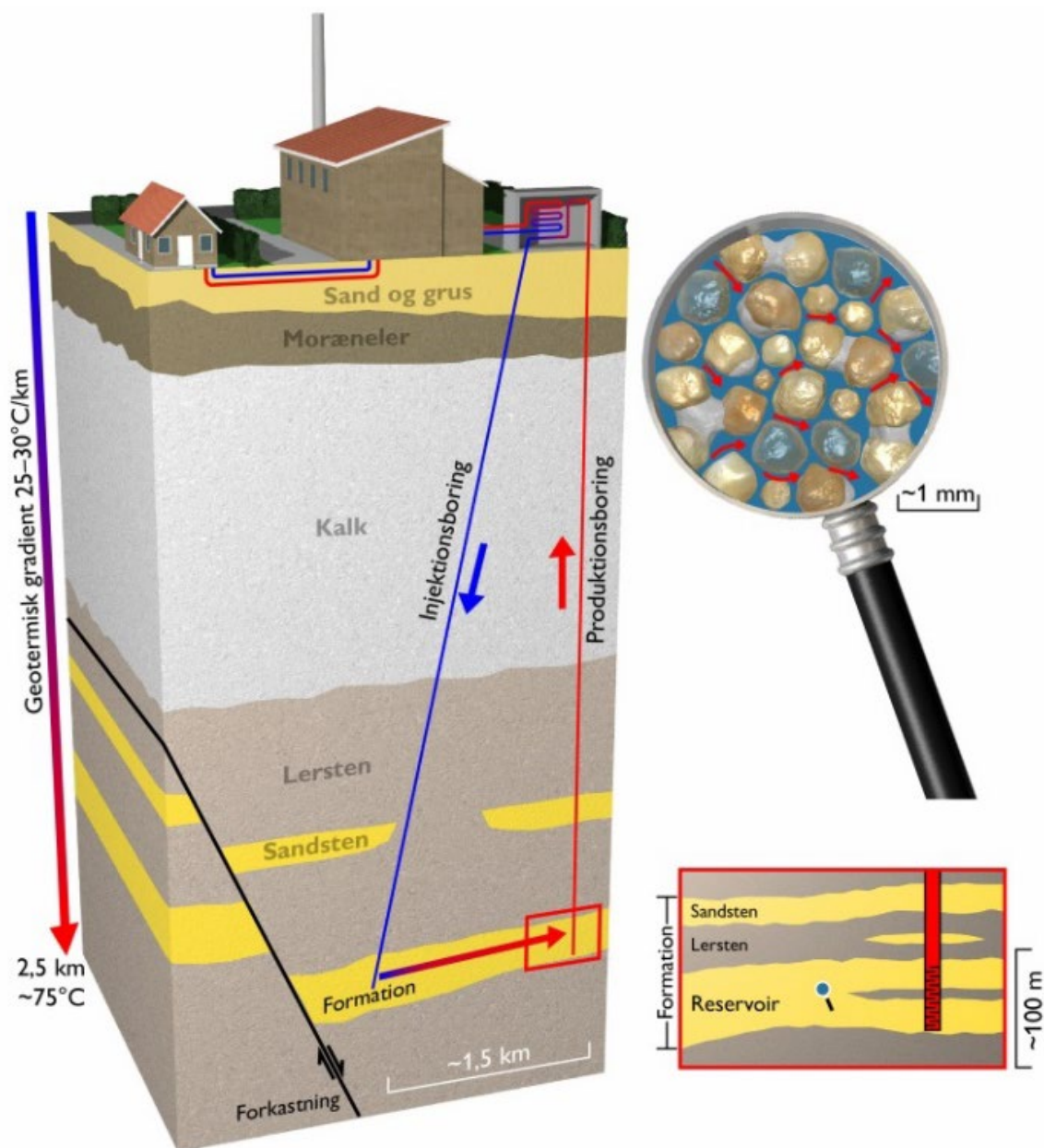
Det er også nødvendigt, at det geotermiske reservoir har en stor udbredelse i undergrunden, og at større forkastninger ikke har forskubbet reservoiret (se f.eks. Fig. 2.1). Dette er nødvendigt for at sikre, at de steder i reservoiret, hvor produktions- og injektionsbrønde henholdsvis henter og returnerer geotermivandet, kan være i tilstrækkelig stor afstand fra hinanden samtidig med at en god hydraulisk kontakt bevares. Afstanden i reservoiret, mellem hvor der hentes produktionsvand og injektionsvand returneres, skal være stor nok til, at temperaturen omkring produktionsbrønden ikke sænkes af det afkølede returvand. På lang sigt kan det dog ikke undgås, at det afkølede vand strømmer hen til produktionsbrønden, hvorved geotermianlæggets ydelse falder. Tidshorizonten for hvornår dette sker, afhænger af afstanden mellem produktions- og injektionsbrønde, intensiteten af oppumpningen samt strømningsforholdene i sandstenslagene. Mens vandet strømmer hen mod produktionsbrønden, opvarmes det dog til en vis grad igen ved den varmeafgivelse, der sker fra mellemliggende og underliggende lag, hvori vandet ikke strømmer (oftest lerstenslag). Når det afkølede og delvist genopvarmede vand når frem til produktionsbrønden vil temperaturfaldet derfor ikke være dramatisk,

men ske langsomt over en lang tidshorisont. Til at belyse ovenstående aspekter laves der reservoirsimuleringer.

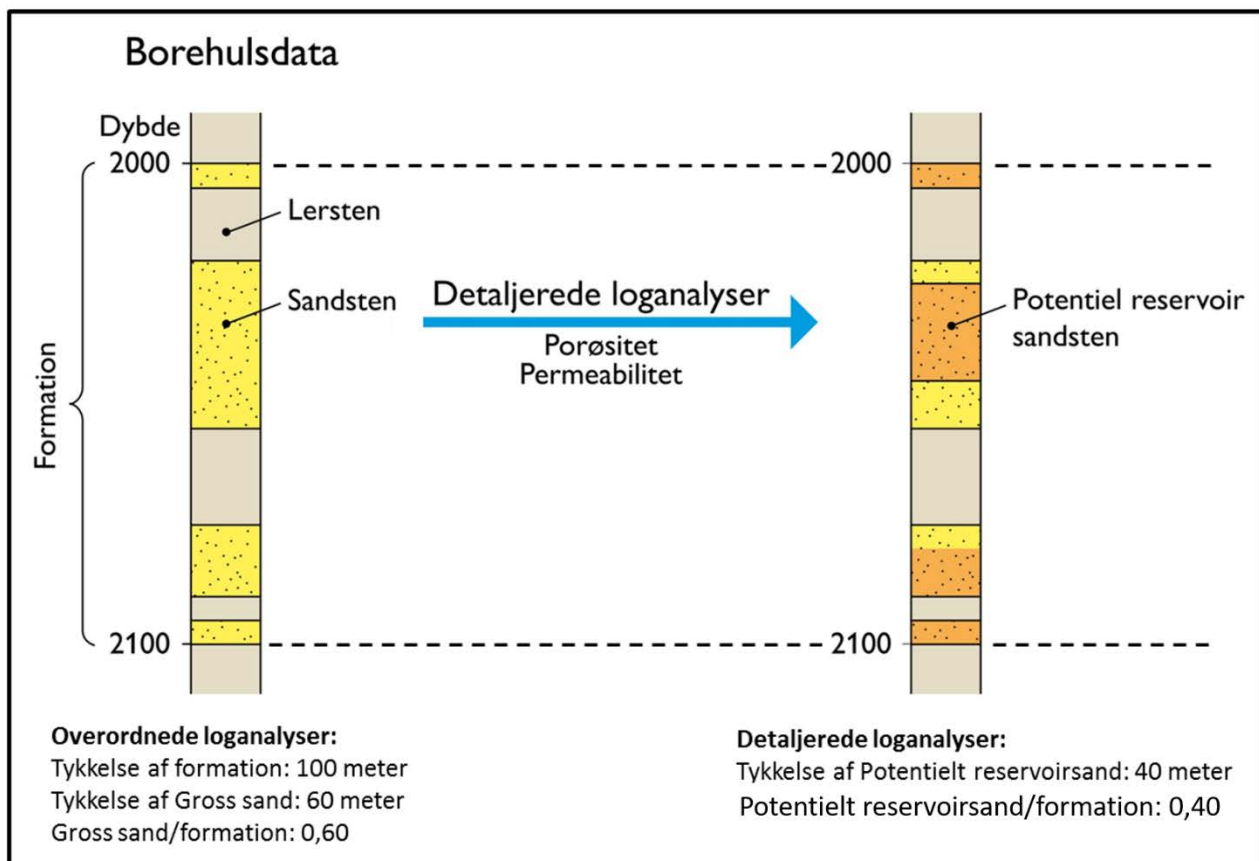
Endelig skal det geotermiske reservoir ligge så dybt, at vandets temperatur er høj nok til, at der er økonomi i at hente vandet op. Omvendt må reservoiret ikke ligge så dybt, at det går ud over reservoirregenskaberne. Både porøsiteten og særligt permeabiliteten falder nemlig med dybden på grund af trykket fra de overliggende aflejringer og de stigende temperaturer, som blandt andet forårsager kemiske udfældningsprocesser, der delvist udfylder porehulsrummene i sandstenene. I den danske undergrund stiger temperaturen af vandet med dybden svarende til ca. 25–30°C for hver kilometer. Erfaringer viser, at dybdeintervallet 800–3000 meter bedst imødekommer en tilstrækkelig høj temperatur samtidig med, at reservoirregenskaberne er tilstrækkelig gode.

Opsummeret, og skåret ind til benet, kan man derfor sige, at et geotermisk reservoir skal opfylde følgende kriterier:

- Gode reservoirregenskaber (høj porøsitet og permeabilitet)
- Stor udbredelse i undergrunden og ingen større forkastninger
- Tilstrækkelig stor dybde til at sikre at vandet er varmt nok til at indgå i en geotermisk produktion, men ikke så dybt at reservoirregenskaberne er dårlige (som tommefingerregel dybdeintervallet 800–3000 meter)



Figur 2.1. Konceptuel illustration af et geotermianlæg med produktions- og injektionsbrønde ned til en formation i undergrunden, der udgør et geotermisk reservoir. I den forstørrede del af formationen (kasse til højre) er det tydeliggjort, at formationen ikke udelukkende består af sandsten, men også af lersten, som er karakteriseret ved at have en lav permeabilitet. I forstørrelsesglasset er der zoomet yderligere ind på formationens sandsten og vist, at sandstenen har et stort porevolum (sandstene har en høj porøsitet), og med pile angivet at vandet (blå farve) kan strømme frit mellem porehulsrummene (sandstene har en høj permeabilitet). Figuren viser endvidere, at det varme vand pumpes op fra formationens sandstenslag via produktionsbrønden og, efter at den nødvendige varme er trukket ud af vandet i det geotermiske anlæg, returneres til sandstenslagene halvanden kilometer fra, hvor produktionsbrønden henter sit vand. I praksis vil man tilstræbe ikke at placere geotermibrøndene så tæt på et område med forkastninger, som angivet i figuren, da det forøger risikoen for, at produktions- og injektionsbrønden placeres i sandstensreservoiret på hver sin side af en forkastning, og at brøndene dermed ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.



Figur 2.2. Konceptuel illustration af en boring, der går gennem en 100 meter tyk formation beliggende i 2000–2100 meters dybde. På baggrund af overordnede loganalyser, beskrivelser af borespåner og kerner er der blandt andet estimeret i hvilke dybdeintervaller formationen indeholder sandsten (gross sand – markeret med gul farve). På baggrund af detaljerede loganalyser er der estimeret hvilke dele af sandstenene, der har gode reservoir egenskaber (potentielt reservoirsand – markeret med orange farve). Endvidere er de akkumulerede tykkelser af sandstenene angivet samt hvor en stor en andel henholdsvis gross sand og potential reservoirsand udgør af formationens samlede tykkelse.

3. Forkastninger og screening af geotermisk potentiale

3.1 Datagrundlag

Der er ikke udført mange dybe borer på Sjælland (Figur 3.1). Nærmeste dybe brønde er Margretheholm-1/1A og -2, Karlebo-1/1A og Lavø-1, der er placeret henholdsvis ca. 10, 28 og 45 km fra prognoselokaliteterne (ca. afstande er opgivet i forhold til beliggenhed af lokalitet 1 i Figur 3.1). På større afstand, omkring 57 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 78 km findes Slagelse-1. I Margretheholm-1/1A er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det muligt at bestemme porøsitetfordelingen ret præcist. I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite, men kun gamma-ray, sonic og modstandslog. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en rimelig bestemmelse af de fleste reservoirparametre, men desværre blev den nedre del af Gassum Formationen i sin tid ikke logget på grund af tekniske problemer i forbindelse med log-optagelsen. I Lavø-1 og Margretheholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er ikke muligt at tolke flere af de relevante reservoirparametre. Logdata fra Stenlille-boringerne er af god kvalitet. I Slagelse-1 er der ikke optaget en fuld logsuite. Overordnet set vurderes brønddækningen som værende ringe i vurderingen af Gassum Formationens reservoirgenskaber ved prognoselokaliteterne, mens kvaliteten af brøndata vurderes som værende rimelig til god.

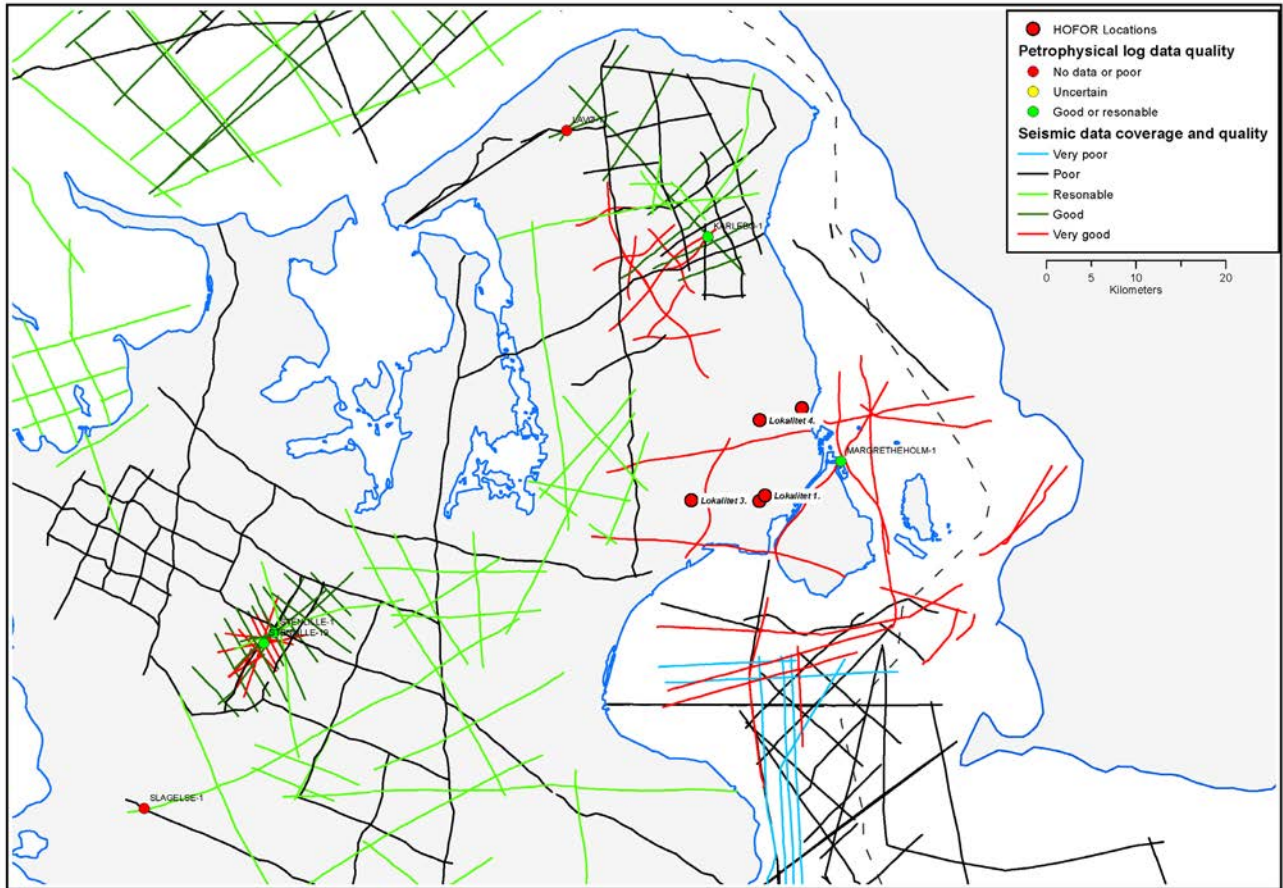
Brøndataene er ikke alle lige relevante i vurderingen af Gassum Formationens reservoirgenskaber ved prognoselokaliteterne. De brøndata, der er mest repræsentative for lokaliteterne, skal således vægtes højest i reservoirvurderingerne. Dette kræver overvejelser om ligheder mellem lokaliteter og borer med hensyn til strukturelle forhold, aflejringsmiljøer, afstand fra palæokystlinje, sedimentkilder, petrografi, begravelsesdybder, diagenetiske ændringer mv.

I det østlige Sjælland findes nogle regionale forkastningszoner, der afgrænser markante strukturer i undergrunden. Således afgrænses Øresund Bassinet mod vest af tre markante forkastningszoner; Nordsjællandske, Amager og Øresund forkastningszonerne (Figur 3.2). Lavø-1 og Stenlille borerne befinder sig vest for disse forkastningszoner, og boredata fra disse vægtes derfor højest i reservoirprognoserne for de fire lokaliteter, som også er beliggende vest for forkastningszonerne (se afsnit 3.2). Margretheholm borerne og Karlebo-1/1A boringen befinder sig øst for forkastningszonerne og dermed i Øresund Bassinet, som er strukturelt komplekst med mange forkastninger og markant anderledes udviklet end området vest for forkastningszonerne. Boredata fra disse borer vægtes højest i reservoirprognosen for lokalitet 5, der også ligger øst for disse forkastningszoner.

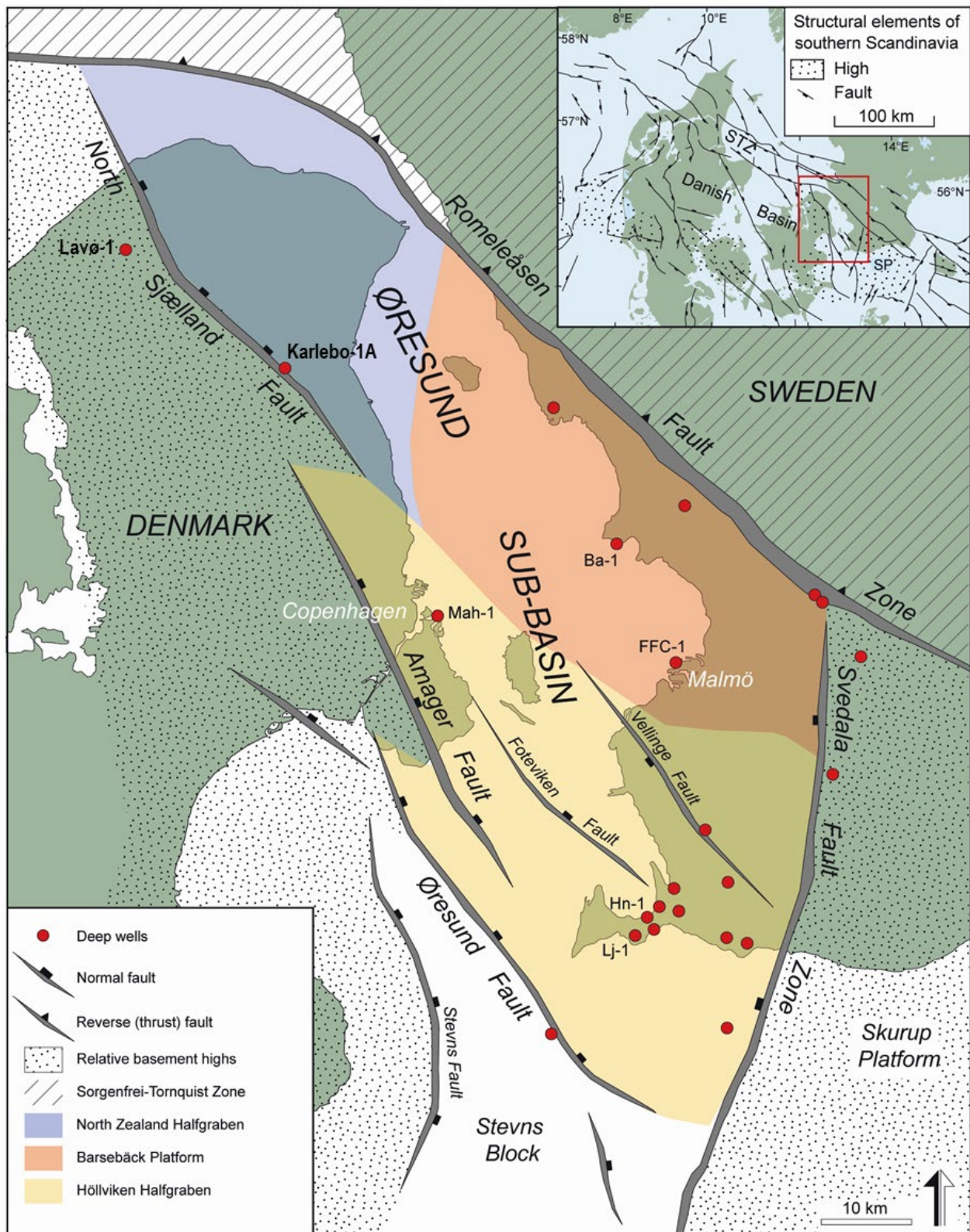
I Tabel 3.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nærmeste danske onshore brønde til prognoselokaliteterne. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstensdominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør "dæklag" for Gassum Formationen. I den nedre del kan Fjerritslev Formationen dog også indeholde mange sandstenslag, som vil kunne indgå i en geotermisk produktion sammen med den underliggende Gassum Formation (intervallet med disse sandstenslag er benævnt Karlebo Member i tabellen).

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i det centrale og østlige Sjælland, er markeret med farver i Figur 3.1 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det

geotermiske dybdeinterval (dvs. dybden mellem 800 og 3000 m). Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Nærmeste seismiske linjer til prognoselokaliteterne er indsamlet i en afstand af ca. 2,2 til 5,8 km fra prognoselokaliteterne og er af meget god kvalitet (Fig. 3.1).



Figur 3.1. Placering og kvalitet af brønde og seismiske linjer udført og indsamlet i det centrale og østlige Sjælland. De viste kvalitetsindeks, markeret med farver, angiver i hvilken grad data kan anvendes til at indhente information om den del af den dybe undergrund, som er relevant i geotermi sammenhæng. De omtrentlige placeringer af de fem udvalgte lokaliteter er markeret med røde prikker. Modifieret fra Vosgerau et al. 2016b.



Figur 3.2. Øresundsregionen og det Danske Bassin (indsat kort i øverste højre hjørne) med de vigtigste strukturelle elementer markeret. Dybe brønde i Øresundsregionen er markeret, og onshore Danmark består disse af Lavø-1, Karlebo-1A og Margrethholm-1 (Mah-1). Efter Erlström et al. (2013).

Tabel 3.1. Dybe brønde i det østligste Sjælland samt to udvalgte brønde fra Stenlille i det centrale Sjælland. Brøndenes omtrentlige placeringer ses i Figur 3.1. Tykkelser er angivet i meter, og dybdeintervaller er i meter under havniveau.

		Margretheholm-1/1A	Karlebo-1/1A	Lavø-1	Stenlille-1	Stenlille-19
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	111–1591	147–1668	42–1995	150–1158	151–1138
	Tykkelse (m)	1480	1521	1873	1008	987
Fjerritslev Fm (del over Karlebo Mb)	Dybdeinterval (m.u.h.)	1639–1704	1753–1830	2045–2106	1205–1327	1178–1315
	Tykkelse (m)	65	77	61	122	137
Karlebo Mb (basale del af Fjerritslev Fm)	Dybdeinterval (m.u.h.)	1704–1833	1830–1991	2106–2265	1327–1465	1315–1458
	Tykkelse (m)	129	161	159	138	143
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1833–1969	1991–2118	2265–2340	1465–1609	1458–1603
	Tykkelse (m)	135	127	75	144	145

3.2 Forkastninger – kort og risikovurderinger

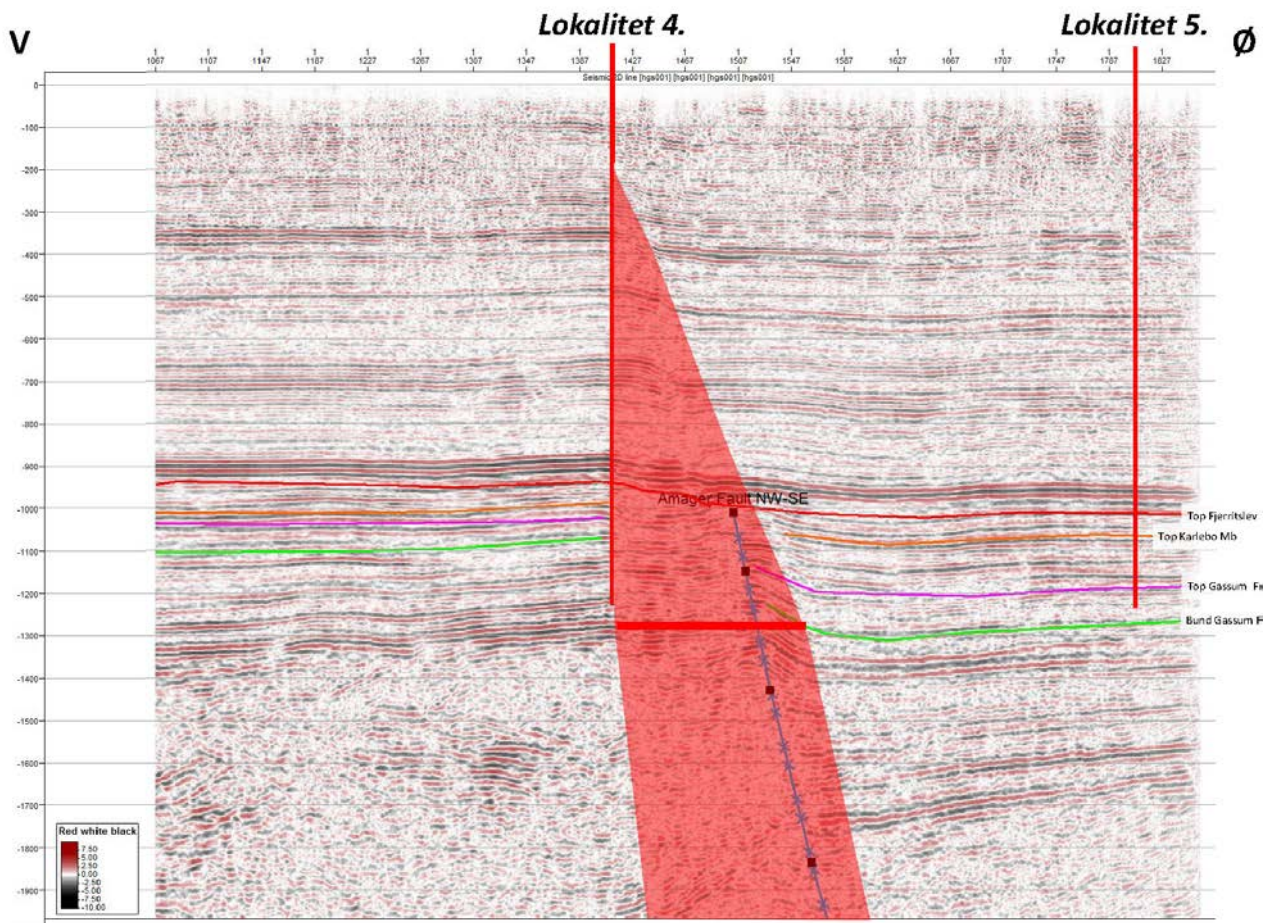
På de nærmeste seismiske linjer til lokaliteterne, er der lokalt identificeret nogle markante regionale forkastningszoner, der gennemskærer Gassum Formationen. Da den seismiske dækning af undersøgelsesområdet er begrænset, er det usikkert, hvordan forkastningszonerne skal forbindes i områderne mellem de seismiske linjer. Dermed hersker der også usikkerhed om nogle af lokaliteterne er beliggende meget tæt eller endda inden for forkastningszonerne. Dette gælder lokaliteterne 1, 2 og 4, hvorimod lokaliteterne 3 og 5 synes at gå fri for de kendte forkastningszoner.

Den mest markante forkastning er Amager Forkastningen, som i virkeligheden består af en zone af forkastninger, ca. 1 km bred, som til sammen nedforkaster Gassum Formationen med op til 250 meter mod øst (seismisk linje hgs001 i Fig. 3.3). Øst for Amager forkastningszonen ligger Gassum Formationen derfor væsentlig dybere end vest for zonen. Endvidere viser de seismiske data, at Gassum Formationen er omkring en tredjedel tykkere øst for forkastningszonen i forhold til vest for zonen. På den seismiske linje fremgår det endvidere, at Gassum Formationen øst og vest for forkastningszonen generelt kan karakterises som værende uforstyrret, idet den er lateralt sammenhængende og uden markante tykkelsesvariationer eller markante forkastninger. Da det er en markant forkastningszone, anses det for sandsynligt, at den fortsætter videre mod nord, og der er dermed også stor risiko for, at lokalitet 4 befinder sig i forkastningszonen eller tæt ved denne, som også indikeret på den seismiske linje, hvor lokalitet 4 og 5 er projiceret vinkelret ind på linjen (Fig. 3.3). Dette er også tolkningen i Figur 3.2, hvor forkastningszonen benævnes "Amager Fault", og hvor den har en overordnet nordvest–sydøst gående orientering og strækker sig et godt stykke nord på før den "dør ud". I realiteten er det dog usikkert, hvordan og hvor langt forkastningszonen forløber mod nord, da de seismiske data til at kortlægge den videre mod nord er meget begrænsede, som det fremgår af Figur 3.1. Amager forkastningszonen er også identificeret på den seismiske linje hgs003, hvilket har udgjort grundlaget til at trække forkastningszonen mellem denne linje og linje hgs001, som vist i Figur 3.4. Under forudsætning af at denne linje er trukket korrekt mellem linjerne, fremgår det, at de øvrige lokaliteter holder sig fri fra Amager forkastningszonen med en afstand på knap 3 km til den nærmeste lokalitet (Lokalitet 1) .

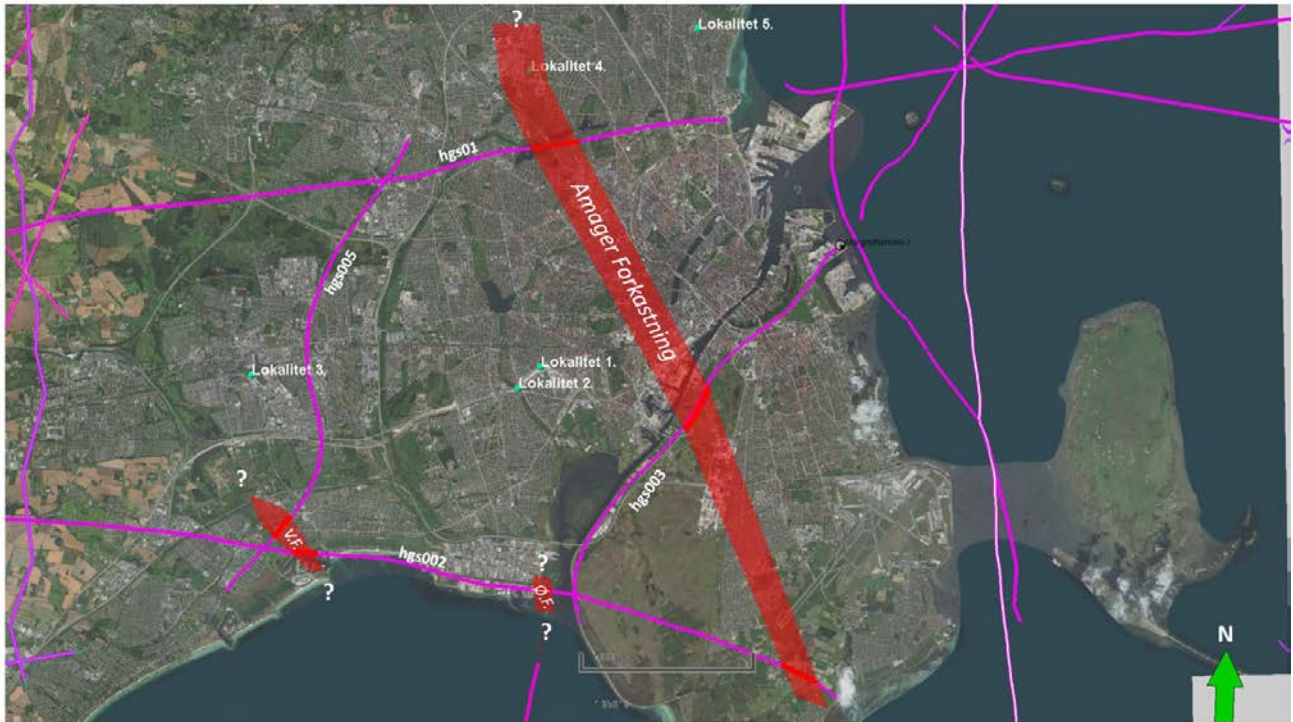
På den seismiske linje hgs002 syd for lokaliteterne 1 og 2, er der identificeret en formodentlig overordnet nordvest–sydøst orienteret forkastningszone, Øresunds Forkastningen (Fig. 3.5). Forkastningszonen er ikke identificeret på den nærmeste seismiske linje nord for lokaliteterne (linje hgs001 på Figur 3.4). Det må derfor antages, at forkastningszonen ”dør ud” et sted i området mellem de to seismiske linjer, men om dette sker syd for de to lokaliteter, således at disse ikke influeres af forkastningszonen, vides ikke med sikkerhed. I tilfælde af at forkastningszonen fortsætter langt mod nord, kan det ikke udelukkes, at lokalitet 1 og 2 befinder sig indenfor eller tæt på forkastningszonen. Den nævnte forkastningszone svarer til ”Øresund Fault” i Figur 3.2, og her fremgår det, at forkastningen er tolket til at ophøre et godt stykke syd for de to lokaliteter. På den seismiske linje syd for lokaliteterne (Fig. 3.5) ses det da også, at forkastningen langt fra er så markant, som tilfældet er for Amager Forkastningen på linje hgs001. Det er således hovedsageligt basis af Gassum Formationen, der nedforkastes mod øst henover forkastningszonen, hvorimod formationens top kun er nedforkastet i ringe grad (Fig. 3.5). Dette indebærer også, at formationen ikke afskæres henover forkastningszonen. Den begrænsede grad af forkastning henover zonen understøtter, at forkastningen ikke nødvendigvis fortsætter videre op til lokalitet 1 og 2. Endvidere, hvis den gør, kan forkastningsgraden være så lille, at det ikke har nævneværdig indflydelse på den hydrauliske kontakt mellem Gassum Formationen på tværs af forkastningen.

På den seismiske linje hgs002, som Øresunds Forkastningen er identificeret på, ses der længere mod vest endnu en forkastningszone, Vallensbæk Forkastningen (Fig. 3.5). Også her er det hovedsageligt basis af Gassum Formationen, der er nedforkastet mod øst, hvorimod toppen kun er nedforkastet i ringe grad. Forkastningszonen er også identificeret på den seismiske linje hgs005 og når zonen forbindes mellem de to seismiske linjer, giver det en nordvestlig–sydøstlig orientering af zonen (Fig. 3.4). Selvom forkastningszonen eventuelt fortsætter længere mod nordvest, vurderes lokalitet 3 til at gå fri fra denne (Fig. 3.6).

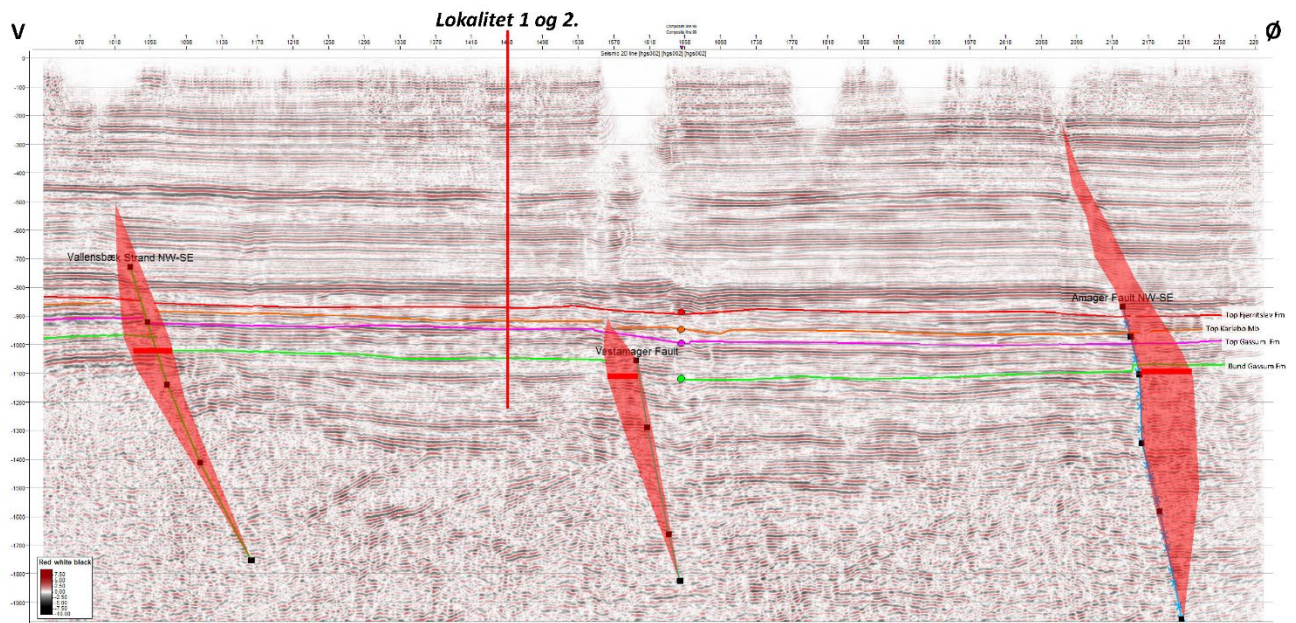
På baggrund af ovenstående kan det konkluderes, at der i undersøgelsesområdet er identificeret, nogle regionale forkastningszoner, hvoraf Amager Forkastningen er den mest markante. Det præcise forløb af forkastningerne mellem de seismiske linjer er behæftet med usikkerhed, men det vurderes, at der er stor risiko for at lokalitet 4 ligger indenfor eller på randen af Amager forkastningszonen. Lokalitet 1 og 2 holder sig sandsynligvis fri for Amager forkastningszonen, men det kan ikke udelukkes, at de to lokaliteter ligger indenfor eller i randen af Øresunds forkastningszonen. Det anses dog for mest sandsynligt, at denne forkastningszone ”dør ud” mod nord før den når lokaliteterne. Lokaliteterne 3 og 5 vurderes til at holde sig fri af de identificerede regionale forkastningszoner. Uden for forkastningszonerne fremstår Gassum Formationen generelt uforstyrret, idet den er lateralt sammenhængende og uden markante tykkelsesvariationer eller markante forkastninger. Ukendte forkastninger uden for de seismiske linjer kan ikke udelukkes, men det anses ikke for sandsynligt, at der forekommer markante forkastninger, da disse i så tilfælde sandsynligvis også ville strække sig henover de seismiske linjer. Lokaliteterne 4 og 5 omkranses dog ikke af seismiske linjer, som det fremgår af Figur 3.1. Dette indebærer, at der i princippet godt kan være markante øst-vest gående forkastninger til stede, som ikke ses på de eksisterende seismiske data. Dette er dog ikke sandsynligt, da sådanne forkastninger i så tilfælde vil være orienteret på tværs af den overordnede nordvest-sydøst orientering, der kendetegner forkastningsmønstret i det østlige Sjælland.



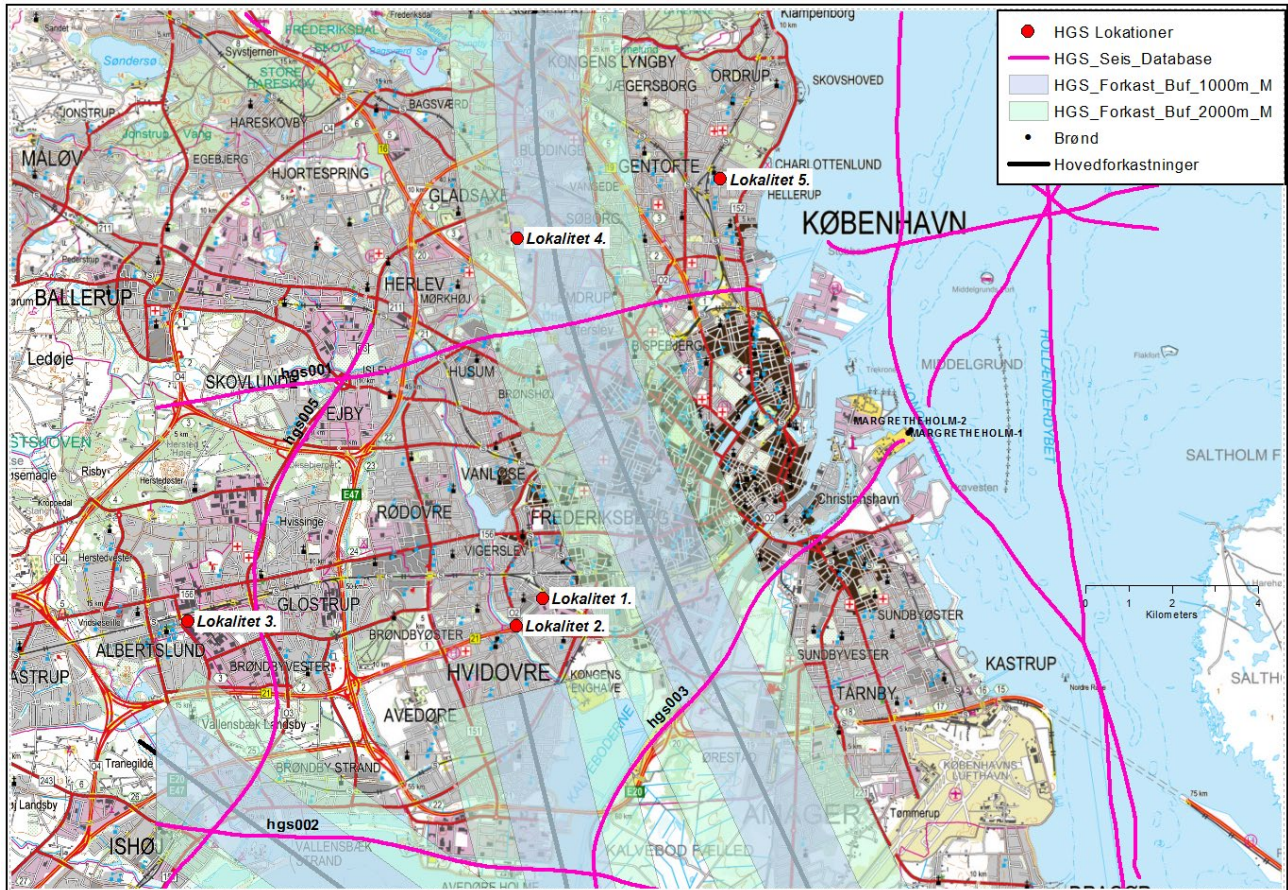
Figur 3.3. Seismisk linje hgs001. Amager Forkastningen ses om en ca. 1 km bred forkastningszone (markeret med rødt polygon), der mod øst nedforkaster Gassum Formationen med omkring 250 meter. De nærmeste lokaliteter til den seismiske linje er lokalitet 4 og 5, der er beliggende nord for linjen (Fig. 3.4 og 3.6) og henholdsvis vest og øst for forkastningszonen. Lokaliteterne er projiceret vinkelret ind på den seismiske linje og heraf fremgår det, at der er risiko for at lokalitet 4 befinder sig på randen, eller muligvis inden for forkastningszonen, hvis denne, som sandsynligt er, strækker sig videre nord på op til lokaliteten. På begge sider af forkastningszonen fremstår Gassum Formationen sammenhængende uden markante tykkelsesvariationer og uden markante forkastninger. Lokaliteterne og den seismiske linjes placering ses i Figur 3.4 og 3.6.



Figur 3.4. Omtrentlige placering af prognoselokaliteterne i forhold til placering af de nærmeste seismiske linjer. Endvidere er identificerede regionale forkastningszoner markeret med rød farve. Spørgsmålstegn for enden af forkastningszonerne markerer, at det er usikkert hvordan zonerne skal videreføres, da der ikke er indsamlet seismiske data til kortlægge deres videre forløb. Et bud på hvordan zonerne forløber, hvis de forlænges, er vist i Figur 3.6. V.F. = Vallensbæk Forkastningen; Ø.F. = Øresunds Forkastningen.



Figur 3.5. Udsnit af seismisk linje hgs002. Henover Øresunds Forkastningen (på profilet kaldt "Vestamager Fault") nedforkastes Gassum Formationen mod øst uden at formationen dog afskæres helt. Det er således hovedsageligt basis af Gassum Formationen, der nedforkastes mod øst, hvorimod formationens top kun er nedforkastet i ringe grad. Længere mod vest ses Vallensbæk forkastningszonen, på profilet kaldt "Vallensbæk Strand NW-SE", hvor det også hovedsageligt er basis af Gassum Formationen, der mod øst er nedforkastet, hvorimod toppen kun er nedforkastet i ringe grad. Ved begge forkastningszoner er Gassum Formationen betydeligt tykkere øst for zonerne i forhold til vest for zonerne. På begge sider af forkastningszonerne fremstår Gassum Formationen sammenhængende uden markante tykkelsesvariationer og uden markante forkastninger. Lokaliteterne 1 og 2, beliggende nord for den seismiske linje, er projiceret vinkelret ind på linjen. Lokaliteterne og den seismiske linjes placering ses i Figur 3.4 og 3.6.



Figur 3.6. Et bud på hvordan de regionale forkastninger, der er identificeret på de seismiske linjer og som ses i Figur 3.3, kan forløbe, hvis de forlænges. På hver side af forkastningerne er der angivet en sikkerhedszone på 1 km ud fra den betragtning, at det præcise forløb af forkastningerne ofte ikke kendes og at de ofte udgøres af en bred zone med deformation. Påvirkningen af de hydrauliske egenskaber er derfor vanskelig at forudsige tæt på og i forkastningszonen. Som diskuteret i teksten, anses det dog for mest sandsynligt, at Øresunds forkastningszonen "dør ud" før den når til lokalitet 1 og 2, hvorimod det anses for sandsynligt, at Amager forkastningszonen fortsætter mod nord og dermed indover eller tæt på lokalitet 4, som vist på figuren.

3.3 Resultaterne af screeningen af det geotermiske potentiale

I det følgende præsenteres screeningsresultaterne af det geotermiske potentiale ved de fem udvalgte lokaliteter. I det efterfølgende afsnit 3.3.2 skitseres det kort hvilke data og betragtninger, der ligger til grund for de estimerede resultater.

3.3.1 Resultater

Resultaterne af de geologiske og geotermiske screeninger af Gassum Formationen ved de fem udpegede lokaliteter er vist i Tabel 3.2. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolkningsusikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Nogle af parametrene er indbyrdes afhængige, men de angivne usikkerheder knytter sig generelt til den enkelte parameter, og der er således ikke tale om akkumulerede usikkerheder.

Af tabellen fremgår det, at toppen af formationen vurderes at være til stede indenfor dybdeintervallet 1624–1654 meter under havniveau (m.u.h.) ved lokaliteterne 1–3, mens toppen er beliggende i noget større dybde ved lokalitet 4 og 5 (henholdsvis 1922 og 2069 m.u.h.). Ved alle fem lokaliteter vurderes Gassum Formationen derfor at være til stede i dybder, der er positive i relation til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være 53–55°C i midten af formationen ved lokaliteterne 1–3 og lidt højere ved lokaliteterne 4 og 5 (henholdsvis 62°C og 67°C). Reservoirværdierne vurderes ligeledes til at være positive med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Som nævnt i kapitel 2 beregnes denne ved at gange den samlede tykkelse af reservoirsandstenene med deres gennemsnitlige permeabilitet. Reservoirtransmissiviteten bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013¹), hvilket forventes opfyldt ved alle lokaliteterne. Reservoirtransmissiviteten er højest ved lokaliteterne 1–3 (>30 Dm) og noget lavere ved lokaliteterne 4 og 5 (henholdsvis 17 Dm og 14 Dm). Som nævnt ovenfor, er temperaturen af vandet i Gassum Formationen til gengæld højere ved de to sidstnævnte lokaliteter. Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdierne udelukker dog ikke, at reservoirtransmissiviteten kan være lidt under 10 Darcy-meter ved lokaliteterne 4 og 5 (Tabel 3.2). Usikkerheden på de estimerede værdier af permeabilitet og reservoirtransmissivitet vurderes at være i størrelsesorden faktor 2 (estimeret værdi divideret/ganget med 2). For de øvrige estimerede reservoirværdier i Tabel 3.2 vurderes usikkerheden at være 5–10 %.

På baggrund af de opnåede resultater kan det konkluderes, at screeningen af reservoirparametre viser et positivt geotermisk potentiale for alle fem lokaliteter. Som der er redegjort for i afsnit 3.2, er der på seismiske linjer identificeret nogle markante regionale forkastningszoner, der gennemskærer dele af undersøgelsesområdet. Der er stor risiko for at lokalitet 4 ligger indenfor eller tæt på sådan zone, en begrænset risiko for at dette også er tilfældet for lokalitet 1 og 2, mens det vurderes, at lokaliteterne 3

¹ I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirs gennemsnitlige gas-transmissivitet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissivitet på ca. 10 Darcy-meter.

og 5 går fri af forkastningszonerne. Uden for forkastningszonerne fremstår Gassum Formationen generelt uforstyrret; lateralt sammenhængende og uden markante tykkelsesvariationer eller markante forkastninger. En generel anbefaling i områder med forkastninger vil være at lave en seismisk dataindsamling, der muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen i nærheden af prognoselokaliteter, og som kan anvendes til at bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirværdierne, herunder temperaturen.

Table 3.2. Reservoirværdier og associerede usikkerhedsintervaller for Gassum Formationen ved de fem udvalgte lokaliteter. Værdierne er estimeret på baggrund af den regionale seismiske tolkning og tolkning af brøndsdata fra de nærmeste borer.

Gassum Formationen	Lokalitet 1 (Kulbanevej 4, Valby) (8 m.o.h.)		Lokalitet 2 (Vigerslevparken, Valby) (5 m.o.h.)		Lokalitet 3 (Torvevej 9, Albertslund) (14 m.o.h.)		Lokalitet 4 (Isbanevej 3, Søborg) (44 m.o.h.)		Lokalitet 5 (Maglegård Skolevej, Hellerup) (3 m.o.h.)	
	Estimerede værdier	Vurderet usikkerheds-interval	Estimerede værdier	Vurderet usikkerheds-interval	Estimerede værdier	Vurderet usikkerheds-interval	Estimerede værdier	Vurderet usikkerheds-interval	Estimerede værdier	Vurderet usikkerheds-interval
Dybde til top af formation (m.u.h.)	1626	1463-1789	1654	1489-1819	1624	1462-1786	1922	1730-2114	2069	1862-2276
Tykkelse af formation (m)	94	85-103	84	76-92	178	160-196	90	81-99	238	214-262
Temperatur i midten af formation (°C)	53	50-56	54	51-57	55	52-58	62	59-65	67	64-70
Gross sand/formation	0,67	0,64-0,70	0,67	0,64-0,70	0,67	0,64-0,70	0,67	0,64-0,70	0,47	0,45-0,49
Gross sand tykkelse (m)	63	57-69	56	50-62	119	107-131	60	54-66	112	101-123
Potential reservoir sand/gross sand	0,90	0,81-0,99	0,89	0,80-0,98	0,88	0,79-0,97	0,72	0,65-0,79	0,58	0,52-0,64
Potential reservoir sand tykkelse (m)	57	51-63	50	45-55	105	95-116	43	39-47	65	59-72
Porøsitet (%)	25	23-28	25	23-28	25	23-28	21	19-23	19	17-21
Gas-permeabilitet (mD)	540	270-1080	520	260-1040	510	255-1020	320	160-640	170	85-340
Reservoir-permeabilitet (mD)	675	338-1350	650	325-1300	638	319-1276	400	200-800	213	107-426
Reservoir-transmissivitet (Dm)	38	19-76	33	17-66	67	34-134	17	9-34	14	7-28

3.3.2 Fremgangsmåde i estimeringen af reservoiregenskaberne og det geotermiske potentiale

I det følgende skitseres det kort, hvordan værdierne for de fem lokaliteter i Tabel 3.2 er fremkommet. De viste dybder og tykkelser af Gassum Formationen ved lokaliteterne baserer sig på den landsdækkende seismiske kortlægning af den dybe undergrund, som GEUS har fortaget, og som er tilgængelige via WebGIS portalen over dyb geotermi (se kapitel 1). I det østlige Sjælland er Gassum Formationen og den overliggende Karlebo Member slået sammen i den regionale kortlægning, da det kræver en meget detaljeret seismisk kortlægning, at adskille dem fra hinanden. I den regionale seismiske kortlægning er det således dybden ned til toppen af Karlebo Member og basis af Gassum Formationen, der er kortlagt, og tykkelseskortet er den totale tykkelse af Gassum Formationen og Karlebo Member lagt sammen. En mere detaljeret seismisk kortlægning af nogle af de seismiske linjer i Københavnsområdet blev dog delvis udført i "Pilot Hole studiet" (Vosgerau et al. 2016b). Baseret på dette studie antages det her, at forholdet $\frac{\text{Tykkelse af Karlebo Member}}{\text{Tykkelse af Gassum Formation}}$ er 0,5 ved lokaliteterne 1–4 (beliggende vest for Nord Sjælland–Amager forkastningszonerne) og 0,67 ved lokalitet 5 (beliggende øst for Nord Sjælland–Amager forkastningszonerne). Disse forhold er da anvendt til at estimere tykkelsen af Gassum Formationen (og efterfølgende dybden til "Top Gassum") ved de fem lokaliteter, hvor den totale tykkelse af Gassum Formationen og Karlebo Member som nævnt er estimeret ud fra den regionale seismiske kortlægning. Endvidere er ovennævnte tykkelsesforhold anvendt til indirekte at konstruere et dybdekort til toppen af Gassum Formation inden for undersøgelsesområdet (fremkommet ved at gange de nævnte tykkelsesforhold på det eksisterende tykkelseskort over Gassum-Karlebo intervallet og efterfølgende addere tykkelsen af Karlebo Member til det eksisterende kort over dybden til toppen af Karlebo Mb) (Figur 3.7).

Temperaturen i midten af Gassum Formationen er estimeret på baggrund af de estimerede dybder sammenholdt med en generel dybde-temperatur relation for det Dansk Bassin, givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8 \text{ } ^\circ\text{C}$ (Poulsen et al., 2013) Ved prognoselokaliteterne er dybden i ligningen således baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af Gassum Formationen tillagt terrænkote og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen.

De øvrige reservoirdata, gross sand, potentielt reservoirsand, porøsitet, permeabilitet og transmissivitet, baserer sig på beregninger af disse værdier i de nærmeste borer (vist i Tabel 3.3). Gross sand er den totale tykkelse af alle de sandstenslag i Gassum Formationen, der har et lerindhold på under 30 % i den givne boring. Gross sand beregnes på baggrund af analyser af borehuls-logs; oftest på baggrund af en gammalog, hvis udsving antages at være proportional med ler-indholdet. Potentielt reservoirsand er en delmængde af gross sand, idet det er den totale tykkelse af alle de sandstenslag, som også vurderes til at have gode reservoiregenskaber. I loganalyserne skal sandstenene have et lerindhold på under 30 % og en porøsitet på minimum 15 % for at kunne kategoriseres som potentielt reservoirsand. Beregninger af den gennemsnitlige porøsitet baserer sig ligeledes på loganalyser. Derimod lader permeabiliteten sig ikke udlede direkte af loganalyser, men på baggrund af porøsitet-permeabilitet relationer, der baserer sig på laboratoriemålinger af porøsitet og permeabilitet på kernestykker. Til målingerne anvendes som regel gas. Efterfølgende opskaleres gas-permeabiliteterne til væske-permeabiliteter under reservoirforhold (reservoir-permeabiliteten) ved at gange med en faktor på 1,25 – en faktorstørrelse, der er skønnet ud fra studier udført af GEUS. Faktoren varierer og 1,25 er udtryk

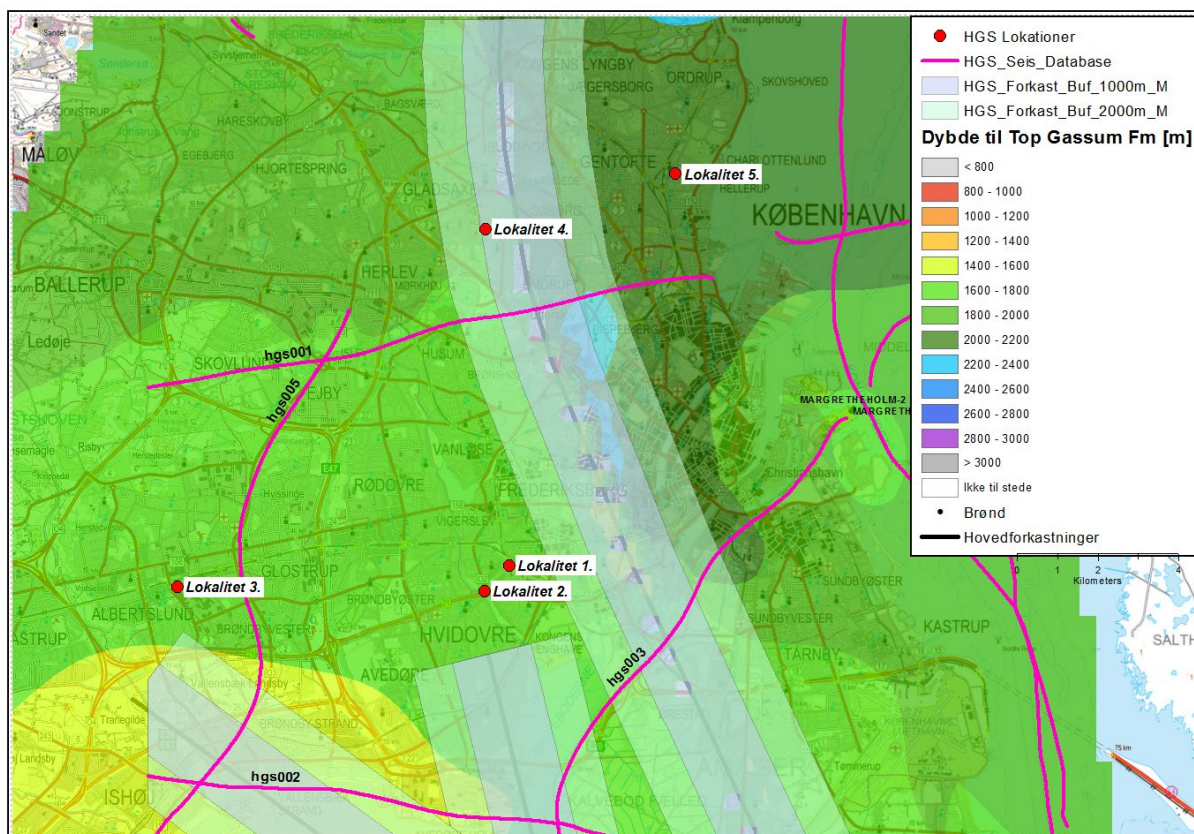
for en gennemsnitsbetragtning. Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af potentielt reservoirsand.

Da der ikke er udført dybde borerer ved de udvalgte lokaliteter må en vurdering af reservoirforholdene ved lokaliteterne i stedet basere sig på de viste reservoirdata for de sjællandske borerer i Tabel 3.3. I vurderingen af gross sand vurderes data fra Lavø-1 til at være mest relevant for lokaliteterne 1–4, da denne boring, i lighed med de nævnte lokaliteter, befinder sig vest for Nord Sjælland–Amager forkastningszonerne. Gross sand ved de fire lokaliteter er således estimeret ved at gange gross sand/formation forholdet på 0,67 fra Lavø-1 boringen (Tabel 3.3) med tykkelsen af Gassum Formationen ved hver af de fire lokaliteter. For lokalitet 5 vurderes data fra Margretheholm-1 og Karlebo-1 borererne at være mest relevante i vurderingen af gross sand, da disse borerer i lighed med lokalitet 5, befinder sig øst for Nord Sjælland–Amager forkastningszonerne. Gross sand ved lokalitet 5 er således estimeret ved at gange gross sand/formation forholdet på 0,47 fra de to borerer (Tabel 3.3) med den estimerede tykkelse af Gassum Formationen ved lokaliteten.

Plottet mod dybden viser flere af de øvrige beregnede reservoirværdier fra borererne en trend med dybden. Disse dybdemodeller, sammenholdt med de estimerede dybder til midten af Gassum Formationen ved de fem lokaliteter, er anvendt til at estimere reservoirværdierne porøsitet, permeabilitet og forholdet $\frac{\text{Potentielt reservoirsand}}{\text{Gross sand}}$ ved lokaliteterne.

Med hensyn til regulære målinger af permeabiliteten i Gassum Formationen findes der *indenfor* studieområdet kun laboratorie-målte permeabiliteter på sidevægskerner fra Margretheholm-2 boringen. *Udenfor* studieområdet er der blandt andet målt permeabiliteter på kerner fra Stenlille og Helsingborg-området. Gassum Formationen er således ikke konventionelt kernet i borerer beliggende indenfor det Nordsjællandske område, og set i lyset af den begrænsede database bliver usikkerheden på de forventede permeabiliteter ved de 5 lokaliteter relativ stor.

Efterfølgende er reservoir-transmissiviteten estimeret ved for hver af lokaliteterne at gange den estimerede reservoir-permeabilitet med tykkelsen af potentielt reservoirsand.



Figur 3.7. Konstrueret dybdekort til toppen af Top Gassum Formationen baseret på forsimplede antagelser om tykkelsesforholdet mellem Karlebo Member og Gassum Formationen, som redegjort for i teksten.

Tabel 3.3. Reservoirværdier for Gassum Formationen i borerne, der danner grundlag for estimeringen af reservoirværdierne ved prognoselokaliteterne. Data fra Stenlille borerne baseres sig på data fra Stenlille-1, -2, -4, -6, -10, -12, -14, -15 og -18. Flere af reservoirværdierne kan ikke estimeres for formationen i Lavø-1 borerne, da nødvendige logdata mangler. Nogle af værdierne for Karlebo-1 og Margretheholm-1 borerne afviger en smule fra dataværdier givet i GEUS' WebGIS portal over dyb geotermi, da de viste data i tabellen inkorporerer resultater fra nyere studier.

Gassum Formation	Karlebo-1A	MAH-1	Lavø-1	Stenlille borerne
Dybde til top af formation (m.u.h.)	1991	1832	2265	1500
Tykkelse af formation (m)	127	135	75	150
Temperatur i midten af formation (°C)	57	54	65	48
Gross sand /formation	0,47	0,47	0,67	0,83
Gross sand (m)	60	63	50	124
Potential reservoir sand/formation	0,31	0,40		0,80
Potential reservoir sand (m)	40	54		120
Porøsitet (%)	20	22		27
Gas-permeabilitet (mD)	256	368		400
Reservoir-permeabilitet (mD)	320	460		500
Reservoir-transmissivitet (Dm)	14	25		60

4. Reservoirsimulering af Gassum Formation ved GDA, Margretheholm

Et geotermisk anlægs produktivitet og injektivitet kan vurderes vha. reservoirsimulering, hvor de dynamiske processer i undergrunden modelleres. I en geotermisk sammenhæng modelleres flow af formationsvand og varmetransport. Metoden er velkendt fra grundvandsmodellering og fra modellering af olie og gas produktion. Forskellige og velafprøvede kommercielle software pakker er til rådighed.

I dette studie anvendes Petrel software pakken (Petrel, 2017) til at konstruere den geologiske (eller statiske) model. Den statiske model er en repræsentation af det geotermiske reservoir i 3D, hvor undergrunden inddeles i et antal gridceller med egenskaber, som beskriver vand og varmetransport gennem en porøs bjergart. Den statiske model kan overføres til et reservoirsimulerings software, hvor den dynamiske modellering kan udføres, her anvendes Eclipse 100 (Eclipse, 2017).

I det følgende beskrives, hvordan modellen er opbygget og de dynamiske simuleringer er udført. Målet er ikke at give en fuldstændig dokumentation, men at give et indblik i de antagelser som ligger til grund for beregningerne. Teorien og de styrende ligninger bag flow – og varmetransport vil ikke blive beskrevet.

4.1 Input data

Som beskrevet i de foregående afsnit er datagrundlaget sparsomt og af varierende kvalitet, så de dynamiske beregninger skal tilskrives en vis usikkerhed. Usikkerheden på input data og beregninger vil ikke blive kvantificeret for simuleringsresultaterne, da opgaven i første opgave er at give et kvalitativt bud på en udnyttelse af Gassum reservoiret og vurdere GDA' "robusthed" i forhold til eventuelle fremtidige nabo-anlæg.

Som input til den statiske model indgår tolkede seismiske flader og tolkede borehulslogs samt en vurdering af reservoirets porøsitet og permeabilitet bestemt ved laboratoriemålinger.

4.2 Statisk modelleringsprocedure

Ud fra de eksisterende seismiske linjer er der på GEUS blevet tolket flader for de geologiske formationer på regional skala. Fladerne kan importeres direkte i Petrel, hvor de kan vurderes på en lokal skala for GDA Margretheholm. Da der interpoleres mellem få 2D seismiske linjer kan der opstå "bull's eyes" eller andre utilsigtede effekter, som må udjævnes i den grad det giver geologisk mening. Følgende flader er benyttet til modellen; Top Vinding, Top Gassum, Top Karlebo, Top Fjerritslev og Top Nedre Kridt (Kalk gruppen). Som nævnt tidligere er Top Gassum fladen ikke kortlagt separat i det østligste Sjælland. I modelleringen er der anvendt en konstrueret Top Gassum flade, fremkommet ved at parallelforskyde Top Karlebo fladen nedad, så den matcher Top Gassum niveau i MAH-1 brønden. Da modellen i første omgang skal anvendes til en vurdering af Gassum reservoiret omkring GDA Margretheholm er de øvrige flader ligeledes trukket på plads, så de matcher i MAH-1 brønden. De to Margretheholm brønde (brøndspor og borehulslogs) er også importeret i Petrel. Den tolkede porøsitetslog giver porøsitetsvariation med dybden på MAH-1 lokaliteten. For at kunne anvende modellen til numeriske beregninger er modellen inddelt i et antal gridceller, hvor hver enkel celle kan tildeles værdier for porøsitet, permeabilitet, termisk ledningsevne og specifik varme kapacitet til brug for simuleringerne.

Lateralt er modellen opbygget som en "lagkage" model, dvs. opskalerede (midlede) værdier fra MAH-1 brønden er fordelt lateralt ud i gridet med en konstant værdi for hvert lag. En "lagkage" model forsimples den laterale geologiske variation, men anvendes inden for begrænsede områder

med begrænset datamængde. Den eneste variation anvendt her er en general tendens til faldende porøsitet med dybden (0.0065 porøsitets enheder pr. 100m). Permeabiliteten er beregnet som en funktion af porøsiteten, da der ikke eksisterer egnede borehulslogs til en direkte permeabilitets tolkning (Vosgerau et al. 2016a).

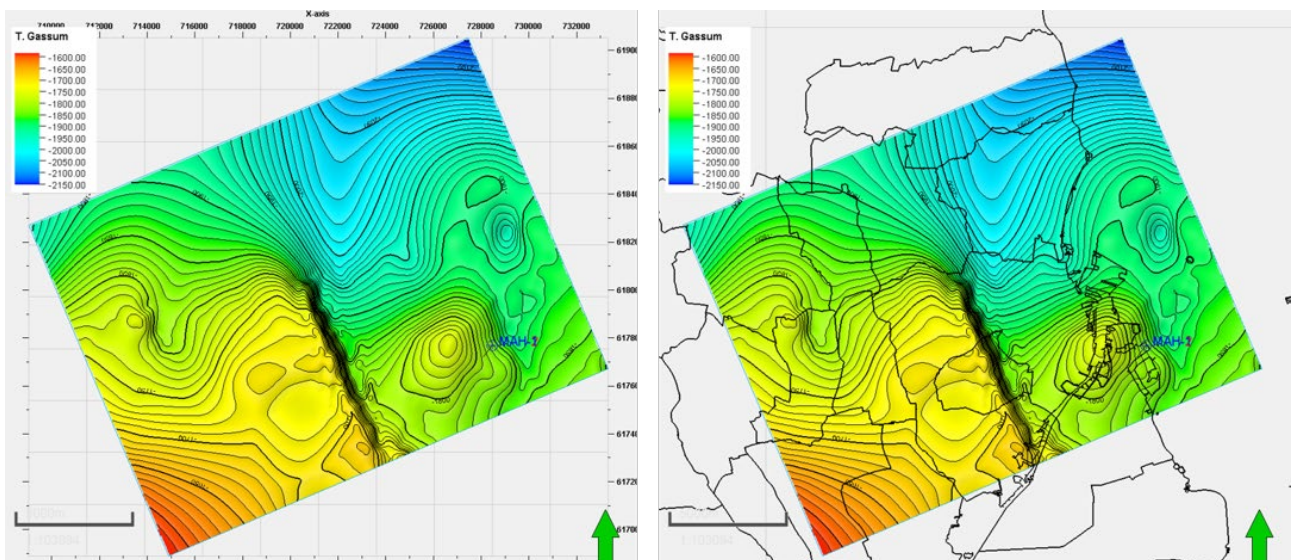
$$\text{Eq. [1]} \quad \text{PERM} = 196214 \times \text{PORO}^{4.3762}$$

Porøsitet-permeabilitets relationen givet ved Eq. [1] er bestemt ud fra gas permeabilitetsmålinger, for at beregne en permeabilitet for formationsvæsken skal PERM gangs med en faktor på 1.25. Faktoren er empirisk bestemt ud fra sammenligning mellem laboratoriemålinger med gas og væske samt en sammenstilling med de ganske få brøndtest, som er tilgængelig og pålidelige.

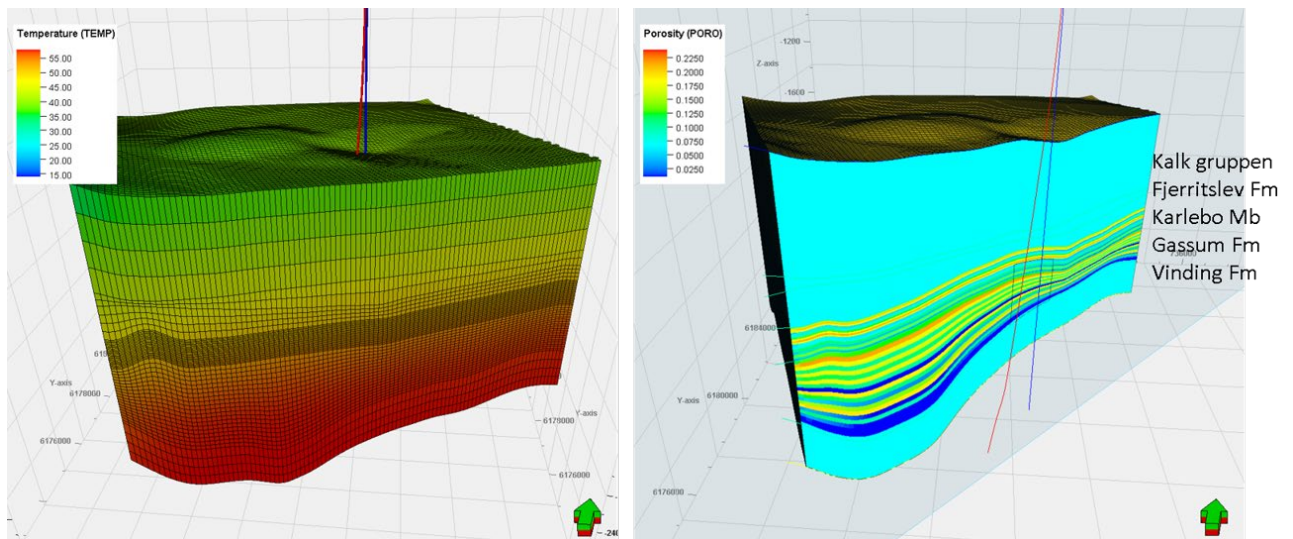
Varmeledningskoefficient er sat til 2.5 W/m²/°C og den specifikke varmekapacitet til 2.5 MJ/m³/°C for reservoir matrixen og 4.0 MJ/m³/°C for formationsvæsken (Bording, 2010).

To modeller er konstrueret; en stor model dækkende et areal på 20 km x 15 km og en mindre model på 10 km x 8 km centreret omkring GDA Margretheholm. Den mindre model er anvendt til at vurdere GDA Margretheholms produktivitet, hvis Gassum reservoiret skal benyttes. Samt at vurdere, hvor tæt andre geotermianlæg kan placeres på Margretheholm uden at påvirke produktiviteten og temperatur udviklingen. De to modeller er illustreret på Figur 4.1 og 4.2.

Da modellerne skal anvendes til dynamiske beregninger (reservoirsimulering) er der lagt et "overburden" lag oven på reservoir formationen (Kalk gruppen, Fjerritslev Fm og Karlebo Mb) for at sikre korrekte grænsebetingelser for beregninger (numeriske løsninger). Tilsvarende er der lagt et "underburden" lag under reservoiret i form af Vinding Formationen (jf. Figur 4.2).



Figur 4.1. Top Gassum fladen benyttet til konstruktion af 3D geologisk model på 20 km x 15 km. GDA Margretheholm er lokaliseret i det sydøstlige hjørne af modelarealet. På højre figur er kommunegrænserne lagt oven på Gassum fladen.



Figur 4.2. 10 km x 8 km stor 3D model omkring de to Margretheholm borer. Figur til venstre viser temperatur fordelingen ned gennem modellen. Figur til højre viser porøsitetsfordelingen ned gennem modellen, vist som et tværsnit gennem de to borer. Kalk gruppen og Fjerritslev Fm er modelleret med konstant porøsitet på 0.05 og skal blot virke som grænsebetingelse (overburden) for de dynamiske beregninger; det samme gælder for Vinding Fm (underburden).

4.3 Dynamisk modelleringsprocedure

Den geologiske (statiske) model kan eksporteres fra Petrel til Eclipse 100 software (Eclipse, 100). Eclipse er et state-of-the-art reservoirsimulerings software, som er bredt benyttet i olie og gas industrien. Den løser de styrende differential ligninger numerisk vha. finite difference metoden.

Eclipse 100 er som udgangspunkt en isotherm reservoir simulator, men har en indbygget temperatur option (TEMP), som kan anvendes til at beregne temperaturfordelingen, når koldt vand injiceres i varmt formationsvand. Temperatur modelleringen tager hensyn til både konvektiv varmetransport og varmeledning. Viskositeten af formationsvandet er en kraftig funktion af temperaturen, det er derfor muligt at give en tabel med viskositet som funktion af temperatur som input til Eclipse (Crewes, 2007).

For at flow og varmetransporten bliver løst så korrekt som muligt, er det nødvendigt at sikre korrekte grænsebetingelser. Ved at gøre modellen tilstrækkelig stor sikres at tryk og temperatur kan udbredes i modellen uden at være påvirket af modellens rand/kanter. Injektions- og produktionsbrøndene virker som kilde og dræn i forhold til den numeriske løsning. Eclipse tilpasser trykket i de gridceller, som indeholder brøndene så flow mellem brønd og cellen tilpasses en analytisk løsning.

For at undgå (minimere) numerisk dispersion i løsningerne kan gridceller omkring – og mellem brønde forfines. Herved undgås, at koldt vandsfronten bevæger sig for hurtigt igennem modellen og man får et for hurtigt temperatur fald i produktionsbrønden. Ved gradvist at forfine cellerne indtil løsningen bliver uafhængig af gridcellestørrelsen kan gridet optimeres.

De enkelte brøndpar sættes til at producere og injicere de samme mængder regnet i reservoir volumener (full voidage replacement). Herved sikres en så korrekt modellering af en geotermi-operation som muligt, hvor man i praksis vil undgå at skulle håndtere store volumener på overfladen.

Modellen initialiseres ved at antage hydrostatisk ligevægt, så det initiale tryk i hver gridcelle beregnes ud fra formationsvandets densitet og dybde. Densiteten anslå til 1050 kg/m³. Ligeledes bliver den initiale temperatur beregnet ud fra en antagelse om termisk ligevægt, hvor temperaturen for hver gridcelle beregnes ud fra en lineær temperatur gradient på 27°C/km og en overflade temperatur på konstant 8°C.

4.4 Simuleringsscenarier

- En udfordring ved at anvende GDA Margretheholm til produktion fra Gassum reservoiret er den relative lille brøndafstand på Gassum niveau. Som vist på Figur 4.2 (højre) er afbøjningen på MAH-2 ikke fuldt udbygget på Gassum niveau, først i Vinding Formation bliver vinklen fuldt udbygget. På Gassum niveau er afstanden mellem MAH-1 og MAH-2 kun ca. 630 m, hvilket øger risikoen for et tidligt fald i produktionstemperaturen. For at imødegå et for tidligt fald i temperaturen sættes en ekstra injektionsbrønd "MAH-22" ind i Margretheholm anlægget. Brønden sættes med samme afstand på 630 m til produktionsbrønden, da det antages, at den bores fra samme lokalitet og med samme vinkel. De to injektionsbrønde styres i simuleringer, så de tilsammen matcher produktionsraten. Simuleringer med en brøndkonfiguration, hvor brøndene er åbnet til Gassum Formationen kan give en indikation på, hvor hurtigt man vil registrere et fald i temperaturen.
- En mere general udfordring for geotermiproduktion, er, hvor optimalt man kan udnytte ressourcen, dvs. hvor tæt kan man placere geotermibrønde/-anlæg uden at "stjæle" varme eller tryk fra hinanden. Ved at simulere med forskellige konfigurationer af flere dubletter og varierende afstande mellem de enkelte anlæg kan en kritisk afstand bestemmes.

Følgende scenarier er simuleret;

1. GDA Margretheholm som "stand-alone" anlæg; et tidligt fald i produktionstemperatur kan vurderes.
2. Et anlæg nord for Margretheholm i varierende afstand.
3. Et anlæg vest for Margretheholm i varierende afstand. Sammenholdt med (2) kan det give en indikation af effekten af Amager forkastningszonen, hvis denne modelleres som helt lukket for flow (permeabilitet er sat til 0 i en række gridceller i forkastningszonen).
4. 1 – 3 anlæg placeret rundt om Margretheholm.

For alle scenarier er simuleret med en produktionsrate på 150 m³/time og "full voidage replacement". Der simuleres med konstant rate i en periode på 30 år.

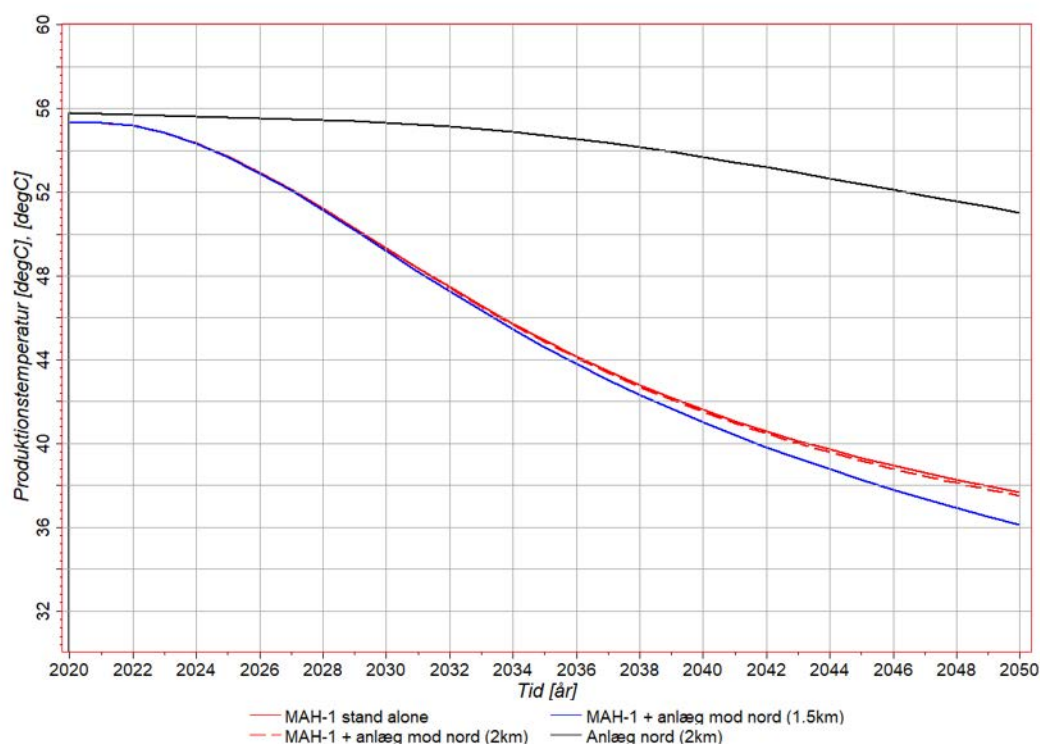
GDA Margretheholm simuleres med to injektionsbrønde, hvor brøndafstandene til produktionsbrønden sat til 630 m, for de andre anlæg er simuleret med en brøndafstand på 1200 m.

4.5 Vurdering af sikkerhedsafstand fra GDA til eventuelle nye boringer

Figur 4.3 til 4.7 viser simuleringresultaterne for ovenstående 4 scenarier.

Den relative lille brøndafstand mellem MAH-1 og MAH-2 og den ekstra injektionsbrønd MAH-22 giver et meget tidligere fald i produktionstemperaturen sammenlignet med et anlæg placeret nord for Margretheholm, hvor brøndafstanden er 1200 m (Figur 4.3). Ligeledes har afstanden til det nordlige anlæg en effekt på produktionstemperaturen på GDA Margretheholm, hvor et yderligere

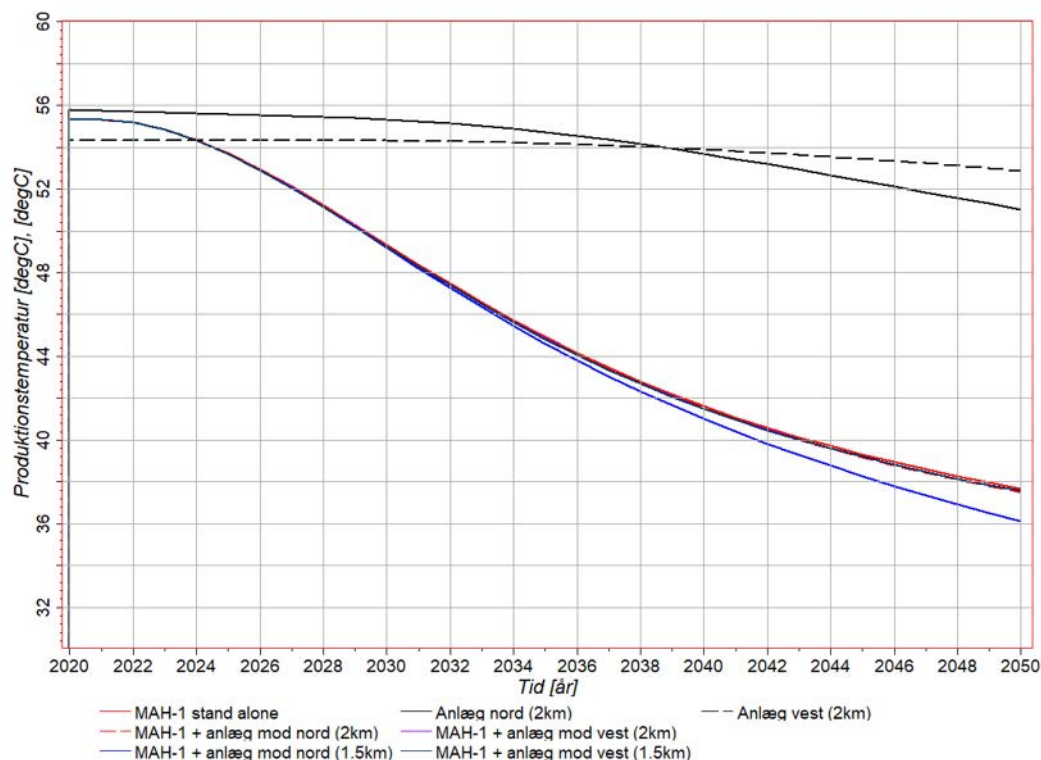
fald i produktionstemperatur på 2°C observeres, hvis anlægget placeres med en afstand på 1.5 km.



Figur 4.3. Effekt af brøndafstand på produktionstemperaturen. Effekt af afstand til naboanlæg, en afstand på 1.5 km giver et yderligere temperaturfald på 2°C i løbet af 30 år.

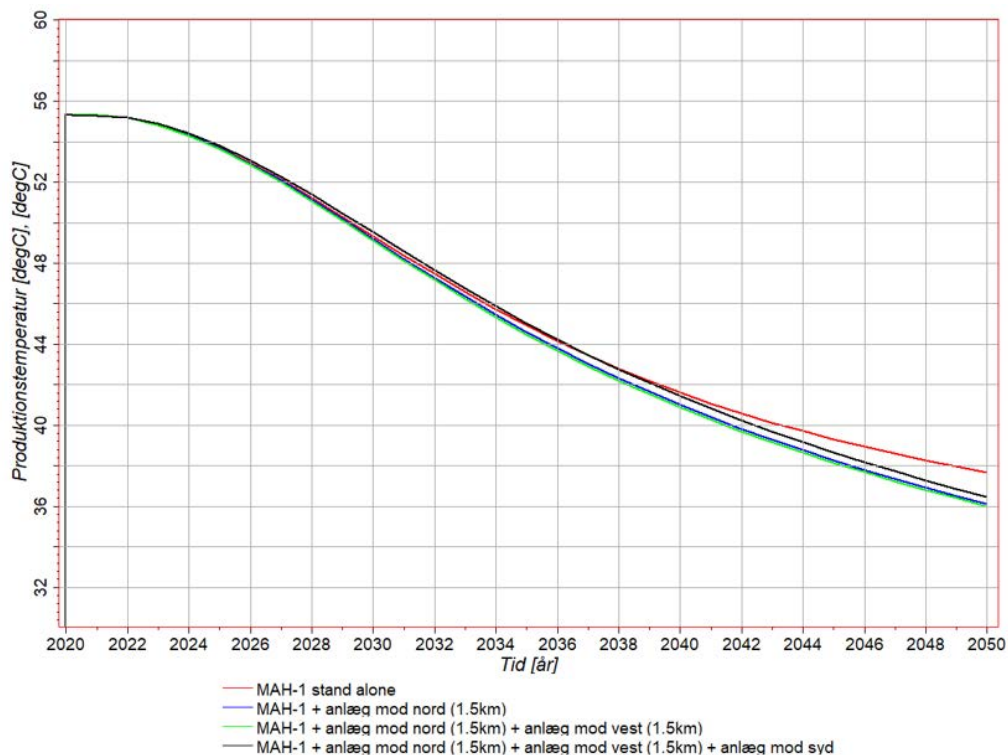
Denne effekt er dog ikke så udtalt for et anlæg placeret 1.5 km vest for GDA (Figur 4.4). Forskellen på om det er vest eller nord lokaliteterne i forhold til produktionstemperaturen i GDA skyldes brøndkonfigurationen i de to anlæg; med den simulerede konfiguration ligger injektionsbrønden i nord anlægget en smule tættere på produktionsbrønden i GDA relativt til vest anlægget. Ved en praktisk udførelse skal der optimeres på brøndplaceringen i de enkelte anlæg.

For et anlæg placeret mod vest har det ingen effekt om forkastningszonen modelleres som lukket eller åben for produktionstemperaturen ved GDA, forkastningen er for langt væk til at influere på trykket og temperaturudbredelsen ved GDA.

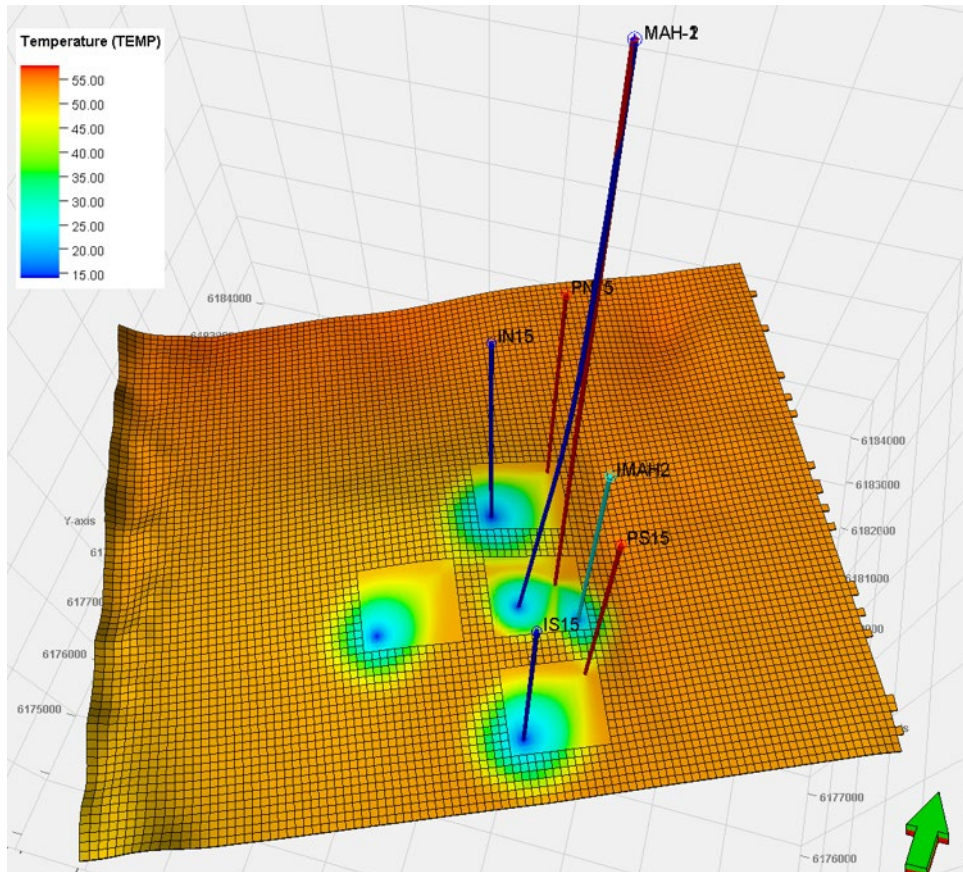


Figur 4.4. Effekt af brøndafstand på produktionstemperaturen. Effekten af afstanden til nabo-anlæg mod vest er sammenlignelig med et anlæg mod nord, mod vest er effekten fra en afstand på 1.5 km ikke nær så stor som for et anlæg placeret mod nord.

Antal af nabo-anlæg har også betydning for produktionstemperaturen på Margretheholm, med tre anlæg omkredsende Margretheholm vil produktionstemperaturen falde med 4°C i forhold til et stand-alone anlæg (Figur 4.5 og 4.6).



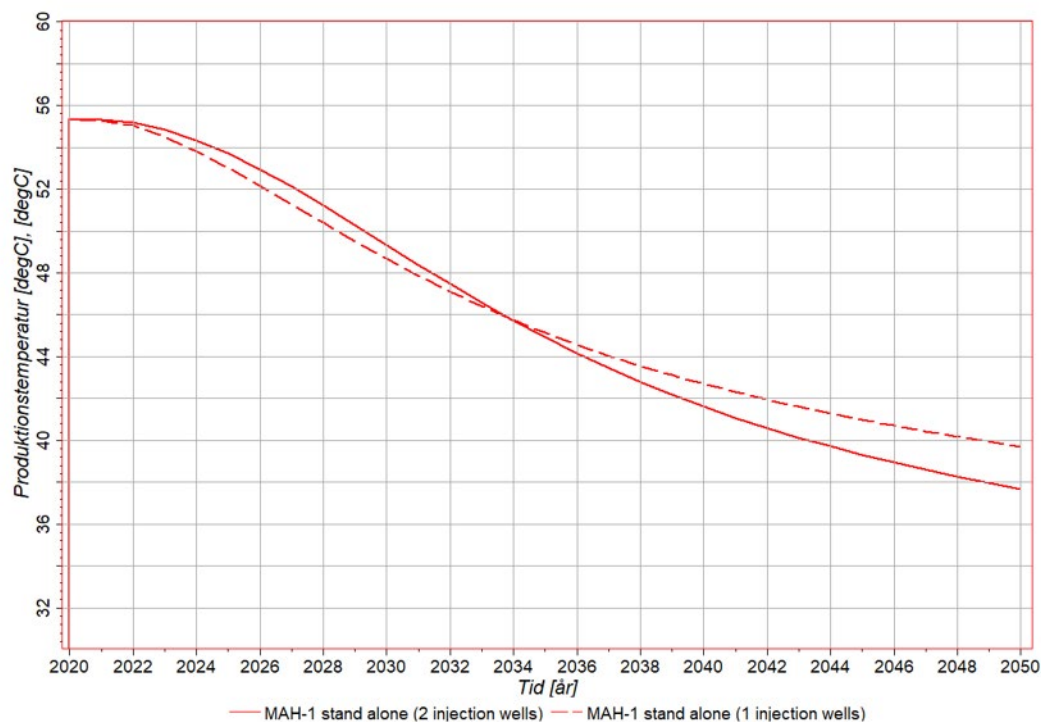
Figur 4.5. Effekt af afstand til nabo-anlæg – og antal af anlæg.



Figur 4.6. Simuleret temperatur udvikling med tre anlæg omkredsede GDA Margretheholm efter 30 års produktion.

På Figur 4.6 ses, hvordan koldtandsplumen er trukket over mod produktionsbrønden. Selvom det kolde injektionsvand rammer produktionsbrønden, så trækker produktionsbrønden stadig varmt vand fra de varme dele af reservoiret, da sænkningstragten (trykket) omkring produktionsbrønden vil være næsten symmetrisk omkring brønden. Dette bevirker, at man ikke ser et meget abrupt fald i produktionstemperaturen, men et mere gradvist fald. Produktionsbrønden i det sydlige anlæg påvirkes også af den 2. injektionsbrønd (IMAH2) på GDA, dette forhold kan bedres ved at optimere på de enkelte brøndlokaliteter. Det vurderes, at med en afstand på mindre end 2 km mellem anlæggene bliver det vanskeligt at placere brønden uden, at der vil ske en påvirkning

Et andet væsentligt aspekt når brønden placeres tæt, er, hvordan koldtandsplumen trækkes over mod produktionsbrønden. To injektionsbrønde på GDA er ikke nødvendigvis en fordel for produktionstemperaturen; hvis ikke brønden kan placeres med større afstand end afbøjningsvinklen tillader, kan fordelene ved to injektionsbrønde forsvinde med tiden (Figur 4.7). Det er sænkningstragten omkring produktionsbrønden, som virker ind på, hvor det kolde eller varme vand trækkes ind fra reservoiret. To injektionsbrønde placeret relativt tæt på en produktionsbrønd kan sprede koldtandsplumen, så effekten af to injektionspunkter faktisk bliver negativ (Figur 4.7). Igen, skal der optimering af brøndplacering til for at opnå det mest fordelagtige resultat, hvis eksempelvis den 2. injektionsbrønd på GDA kan placeres længere væk end MAH-2 vil effekten blive positiv.



Figur 4.7. Effekt af antal injektionsbrønde på GDA Margretheholm.

Konklusion: Den relative lille brøndafstand på Gassum niveau for GDA Margretheholm giver et (simuleret) væsentlig tidligere fald i produktionstemperaturen sammenholdt med et model anlæg, som er placeret tæt ved men med en brøndafstand på 1200 m.

Simuleringerne viser, at der er en kritisk afstand mellem de individuelle anlæg på 2 km for en levetid på 30 år. Der tages forbehold for, at de randbetingelser (produktionsrater og brøndkonfigurationer), som er lagt ind i simuleringer kan have indflydelse på resultaterne.

Referencer

Bording, T. 2010. En procedure til modellering af temperatur for geotermiske reservoirer med anvendelse i det nordlige Jylland. Geologisk Institute, Aarhus Universitet. 1-34.

CREWES Fluid Property Calculator. 2007. University of Calgary 2007:
(<http://www.crewes.org/ResearchLinks/ExplorerPrograms/FIPProp/FluidProp.htm>)

ECLIPSE 100. 2017. Schlumberger Information Solutions.

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

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.

Poulsen, S.E., Balling, N. & Nielsen, S.B. 2013: Analysis of bottom hole temperatures on- and nearshore Denmark, Scientific technical report. Department of Geoscience, Aarhus University, Denmark, 23 pp.

Petrel version 2016 vs. 2. 2016. Schlumberger Information Solutions.

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. 2016a: A WebGIS portal for exploration of deep geothermal energy based on geological and geophysical data. Review of Survey activities 2015. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 35, 23-26.

Vosgerau, H., Gregersen, U., Hjuler, M.L., Holmslykke, H.D., Kristensen, L., Lindström, S., Mathiesen, A., Nielsen, C.M., Olivarius, M., Pedersen, G.K. & Nielsen, L.H. 2016b: Reservoir prognosis of the Gassum Formation and the Karlebo Member within two areas of interest in northern Copenhagen. The EUDP project "Geothermal pilot well, phase 1b". Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2016/56.