

EL001 – Tilleggsutredning for Northern Lights

18. mars 2025

Innholdsfortegnelse

1.	Innledning	3
2.	Sammendrag	3
3.	Beskrivelse av fase 2	4
4.	Geologisk beskrivelse av lagringsenheten	5
5.	Simuleringsresultater	7
5.1	Trykkoppbygning i injeksjonsregioner	7
5.2	Langtidsutvikling (migrasjon) for injisert CO ₂	7
5.3	Langsiktig skjebne for injisert CO ₂ (lagringsmekanismer)	8
6.	Vurdering av lagringssikkerhet og påvirkning på omkringliggende hydrokarbon-reservoarer	9
6.1	Fase 1 vurderinger	9
6.2	Oppdaterte fase 2 vurderinger	10
7.	Vurdering av jordskjelvsrisiko i forhold til lagerets integritet	11
8.	Reservoarstyring, injeksjonsstrategi og overvåkning	12
9.	Referanser	12

1 Innledning

Northern Lights JV DA planlegger Northern Lights fase 2 som er en utvidelse av prosjektet Northern Lights fase 1, som ble godkjent av Olje- og energidepartementet i 2021 og hvor det ventes idriftsettelse i 2025. Som en del av departementets godkjenning av utbyggingsplanen for Northern Lights ble også konsekvensutredning (KU) for prosjektet godkjent, etter å ha vært på høring i 2019/2020. Utvidelsene i fase 2 bygger på og benytter i hovedsak de samme tekniske løsninger som i fase 1, blant annet for injeksjonsbrønner, mellomlagringstanker på land og kai for mottak av CO₂ transportert via skip.

Den mest vesentlige endringen i fase 2 er at det legges til rette for å øke injeksjonskapasiteten av CO₂ fra 1,5 millioner tonn per år (mtpa) til den fulle systemkapasiteten. Dette innebærer at lagringskomplekset Aurora i utnyttelsestillatelse EL001, etter avsluttet injeksjon, vil lagre et høyere volum av CO₂ enn det som lå til grunn for konsekvensutredningen som ble utført i forbindelse med fase 1.

Formålet med denne tilleggsutredningen er å beskrive trykkforhold og migrasjon av CO₂ i lagerkomplekset som en konsekvens av Northern Lights fase 2. Økningen i injeksjons- og lagringsvolumene i fase 2 vil påvirke trykkforholdene i reservoaret og utbredelsen av CO₂ horisontalt og vertikalt. Oppdaterte simuleringer og lagringssikkerhetsvurderinger bekrefter at lagring av CO₂ i lagringskomplekset vil være trygt, og at lekkasje til havbunnen gjennom undergrunnen er svært lite sannsynlig. Det er også vurdert at risiko for lekkasje til havbunnen via brønner er lav. I et langtidsperspektiv er det ventet at noe injisert CO₂ vil migrere utenfor grensen for EL001, men dette er ikke ventet å skje før etter år 2100. Dette representerer imidlertid ikke en økt risiko for lekkasje til havbunnen, da CO₂ fortsatt vil være avgrenset til den samme undergrunnsformasjonen. En helhetlig injeksjons- og reservoarstyringsfilosofi, samt en omfattende overvåkningsplan, bidrar til prosjektets lagringssikkerhet.

2 Sammendrag

Konsekvensutredning (KU) for Northern Lights – Mottak og permanent lagring av CO₂, datert oktober 2019, beskrev lagring av 1,5 mtpa over 25 år i lagringskomplekset i EL001, bestående av Dunlin- og Statfjord-gruppene, med en hovedinjektorbrønn og en beredskapsbrønn. Resultatene fra utredningen indikerte at risiko for negative konsekvenser for miljø er ubetydelig.

En utvidelse av Northern Lights sitt anlegg innebærer en utvidelse av landanlegget i Energiparken i Øygarden kommune, en økning i antall injeksjonsbrønner med tilhørende infrastruktur, og en økning i lagret volum over en lisensperiode på til sammen 35 år. De operasjonelle prinsipper er endret til maksimering av injeksjonsrate, kontroll av trykkutvikling og optimalisering av CO₂ utbredelse innenfor lisensen.

For å analysere potensielle effekter en økning i injisert og lagret volum i undergrunnen har på miljø er det gjennomført en evaluering av takbergarten (den forseglende bergarten i undergrunnen som ligger over lagringsnivået), en dynamisk usikkerhetsstudie (en 3D-modell som omfatter alle undergrunnsparametere som påvirker injeksjon av CO₂ over tid) og en lagringssikkerhetsstudie (en evaluering av migrasjonsruter av CO₂ i undergrunnen, samt oppførsel ved svakhetsområder).

Disse ble nylig oppdatert med alle tilgjengelige data, inkludert ny informasjon som ble tilgjengelig etter godkjenning av KU og de nye rammebetingelsene for økt volum og trykk.

Analysen av takbergarten viser at forseglingsegenskapene kan kartlegges over et stort område. Basert på de målte egenskapene er den operasjonelle begrensingen (maksimalt tillatt trykkøkning i undergrunnen) beregnet for den grunneste dybde, som utgjør svakhetspunktet.

Resultatet fra dynamisk usikkerhetsstudie for trykk og migrasjon viser at i forventningsscenarioet vil ikke trykkoppbygningen overstiger den operasjonelle begrensingen og CO₂-skyen vil holde seg innenfor EL001 lisensen inntil år 2100.

Resultatet fra lagringssikkerhetsstudien viser at sannsynlighet for lekkasje til havbunnen via geologisk svakhetssoner eller brønner er veldig lav, samt at mengden som potensielt kan lekke ut er ubetydelig.

Dette viser at planlagt økning av antall brønner og injiserte volumer i løpet av en 35 års lisensperiode i fase 2 ikke forandrer konklusjonene om lagringssikkerheten for fase 1.

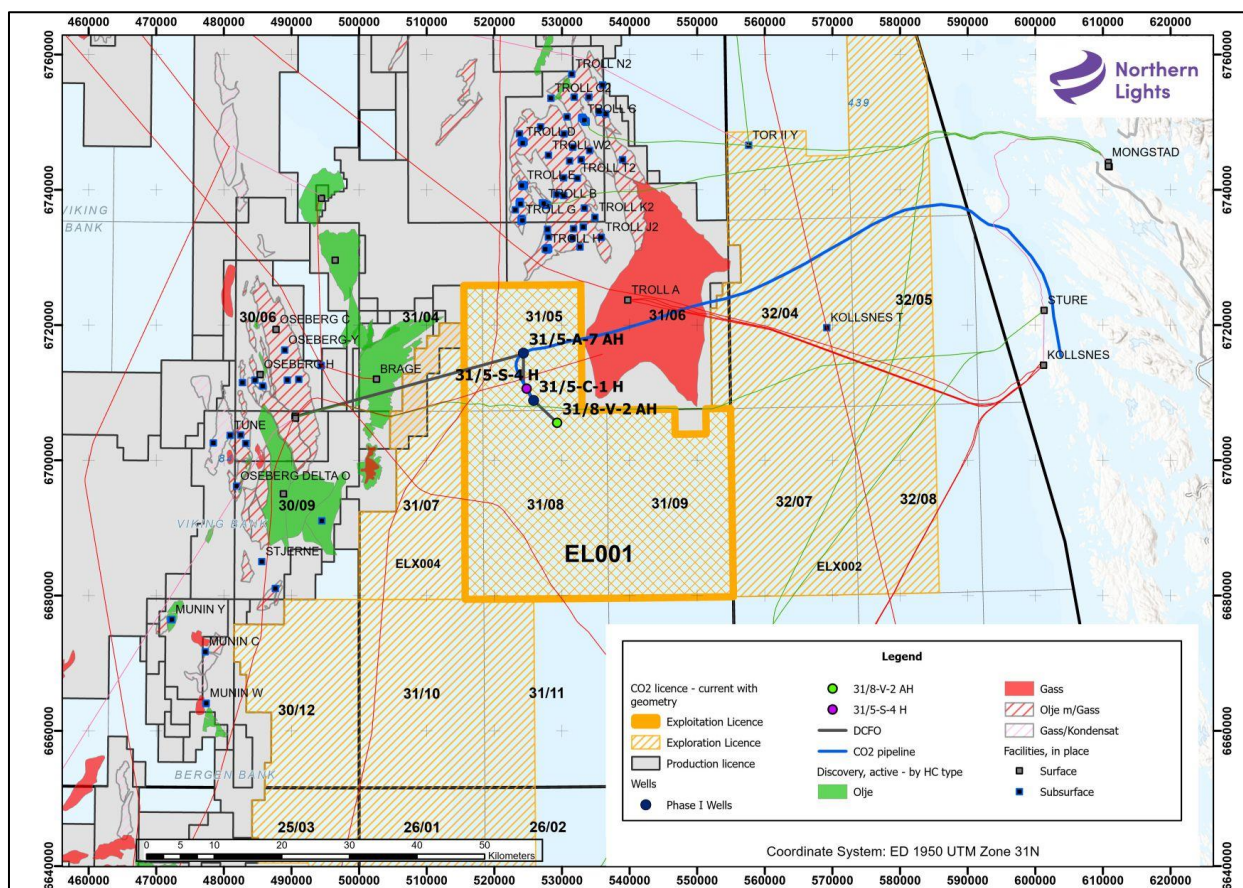
3 Beskrivelse av fase 2

Northern Lights fase 1 utgjør transport-, mottaks- og lagringsdelen av det norske demonstrasjonsprosjektet for fullskala CO₂-fangst og lagring, «Langskip». Northern Lights skal ta imot fanget og flytende CO₂ på mottaksanlegget i Energiparken i Øygarden kommune. Der skal CO₂ mellomlagres før den transporteres gjennom en rørledning til injeksjonsbrønner på havbunnen på norsk kontinentalsokkel. For fase 1 ble det boret to brønner: hovedinjektor 31/5-A-7 AH (sidesteg av bekreftelsesbrønn 31/5-7) og beredskapsbrønn 31/5-C-1 H. Gjennom injeksjonsbrønnene strømmer CO₂ ned til et reservoar for permanent lagring. Det undersjøiske reservoaret der CO₂ skal lagres er dekket av utnyttelsestillatelse EL001. Området for tillatelsen ligger sørvest for Trollfeltet og øst for Osebergfeltet i den nordlige delen av Nordsjøen.

Formålet med utbyggingen er å øke verdiskapningen gjennom økt injeksjonsrate og injisert volum, noe som krever utvidelse av landanlegg og undervannsinstallasjoner, samt flere injeksjonsbrønner, for å utnytte den fulle systemkapasiteten.

Fase 2 av Northern Lights-prosjektet omfatter:

- Utvidelse av landanlegget i form av flere lagringstanker, en ny importkai, ny transformatorstasjon, og oppgradering av pumpekapasitet og støttesystemer.
- Boring, datainnsamling og ferdigstilling av nye injeksjonsbrønner slik at kapasiteten til rørledningen og fasiliteter på land kan utnyttes.
- Feltintern oppkobling (rørledning og kontrollkabler) av tilleggsbrønner
- Realisere reservoarets økte injeksjons- og lagringskapasitet samt trykk-kontroll opp til systemkapasitet.



Figur 1 Lokalisering av EL001 («Aurora») med rørtrasé og trasé for kontrollkabler. EL001 lisensen ligger mellom to nabolisenser EXL002 (Smeaheia) og EXL004 (Luna), som begge er letelisenser på nåværende tidspunkt.

Grensesnittet mellom fase 1 og fase 2 vil være offshore i form av rørledningen installert i fase 1, som kobler nye brønner i fase 2 til eksisterende infrastruktur.

Med fase 2 endres operasjonell filosofi og basis for lagringskapasitet fra injeksjonsrate til trykkbegrensning, fleksibel bruk av alle brønner, samt utvidelse av lisensperioden med 10 år slik at den utløper i 2060. En øvre grense er satt for lagringskapasitet som grunnlag for miljømessige og øvrige risikoanalyser.

4 Geologisk beskrivelse av lagringsenheten

Utnyttelsestillatelse EL001 ligger sør for Trollfeltet og øst for Brage feltet (se Figur 1). Kapittel 3.14 i KU fase 1 gir en beskrivelse av det geologiske lageret Aurora, der det i kapittel 3.14.1 gis en geologisk beskrivelse av lagringsenheten. Definisjon av lagerkomplekset ble utvidet i 2022 ved inkludering av Statfjordgruppen. Geologisk beskrivelse av lagerkomplekset er ikke endret siden 2022, og en full beskrivelse er derfor ikke gjort her.

Ny kunnskap eller oppdaterte vurderinger etter 2022 som ble videreført i undergrunnsevalueringer er:

- Injeksjonstest av brønner 31/5-C-1 H og 31/5-A-7 AH i andre kvartal av 2023
- Seismisk referansedatasett (baseline) fullført i 2023, inkludert en høyoppløsningsversjon for de grunnere nivåer
- Kartlegging og ny testing av Drake-formasjonen (takbergart)
- Fullføring av spesiell kjerneanalyse (SCAL) programmet

Lagerkomplekset i EL001 består av følgende (jamfør Figur 2):

- Lageret: Dunlin- og Statfjord-gruppene i EL001 (nedre Jura og øvre Trias alder). Dunlin-gruppen er den primære lagringsenheten. CO₂ er planlagt injisert i den vannfylte porøse og permeable sandsteinen i Johansen-formasjonen, og vil lagres her samt i den overliggende Cook-formasjonen og underliggende Statfjord-gruppen.
- Lagringsenhet: Cook- og Johansen-formasjonene i Dunlingruppen, Nansen- og Eiriksson-formasjonene i Statfjordgruppen.
- Takbergart: Drake-formasjonen (nedre Jura alder) i Dunlingruppen.

Gunstige geologiske forhold i grunnere stratigrafi bidrar til økt lagringssikkerhet. Vannfylte sandsteiner i de overliggende Brent- og Vikinggruppene viser høyt lagringspotensiale for CO₂. Tette skifre i Brent- og Vikinggruppen, som Ness-, Heather- og Draupne-formasjonene, vil være ytterligere forseglingslag. Draupne - formasjonen samt overliggende enheter er kjent som forsegling av Trollfeltet og andre hydrokarbonfelt i Nordsjøen, og anses som pålitelig forsegling for CO₂.

Statfjordgruppen:

Det overordnede avsetningsmiljøet til Statfjord-gruppen (øvre Trias til nedre Jura) er kontinentalt (fluvialt) til marginal-marint, med økende marin innflytelse mot toppen. Fra regionale studier er marin oversvømmelse tolket fra sør. Enheten består av tre formasjoner: Raude (nederst), Eiriksson og Nansen (øverst). I EL001 er Statfjordgruppen påvist i Eos brønnen og viser en veksling mellom sand (kanaler) og leire (elveslette). Enheten er tolket som dominert av kontinental elveslette- og flodavsetninger i et marginalt område.

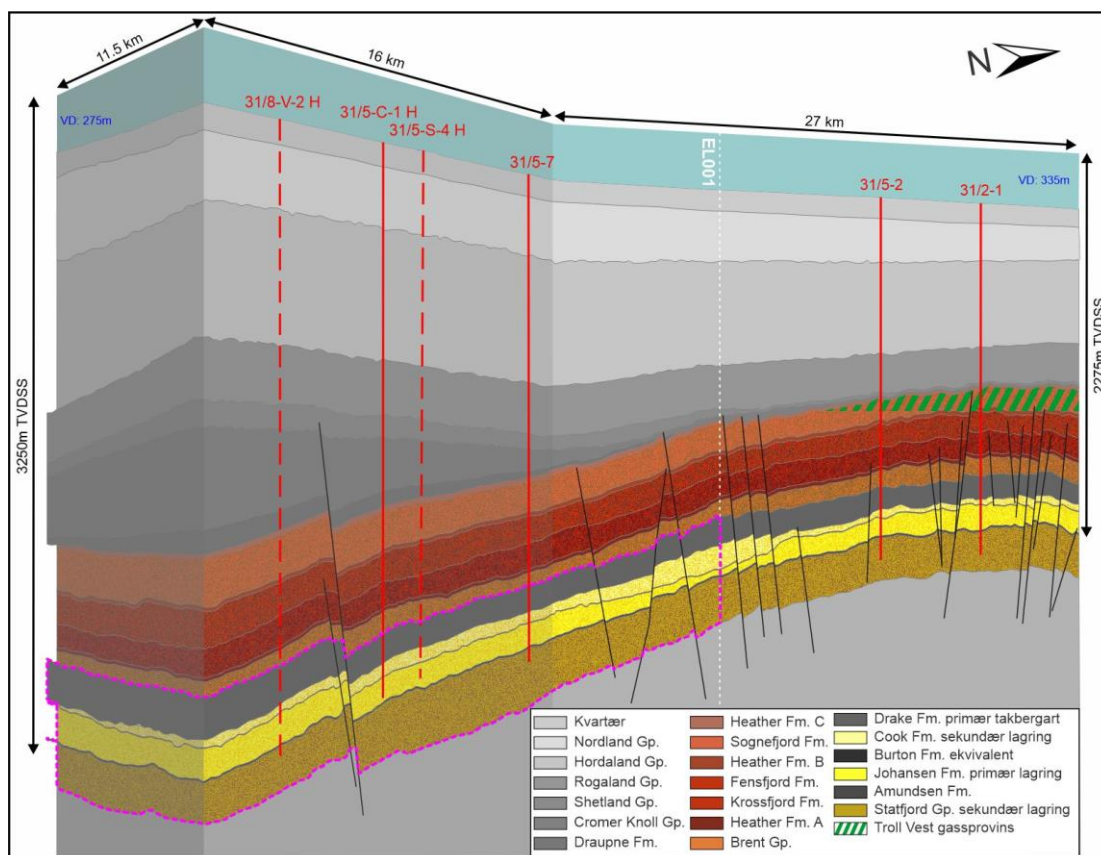
Dunlin-gruppen:

Dunlin-gruppen ble avsatt i nedre Jura i en periode med generell langsom havnivåstigning, avbrutt av kortsiktige fall i havnivå. Gruppen er sammensatt av to skiferenheter inneholdende sandsteiner: Amundsen-formasjonen som innkapsler Johansen-formasjonen (høyenergi marginal- til grunn-marin sandstein), og Drake-formasjonen som innkapsler Cook-formasjonen (tidevanns- og bølge-påvirkede sedimenter).

Johansen- og Cook-formasjonene er sandrike enheter med delvis-regional utbredelse avsatt i et grunnmarint, høyenergi avsetningsmiljø. I EL001 er Johansen- og Cookformasjonen påvist i de to eksisterende brønner med veldig gode reservoaregenskaper (porøsitet og permeabilitet), og forventes å utgjøre effektive injeksjons- og

lagringsenheter med hensyn til lagringskapasitet og trykkutbredelse. De to overnevnte enhetene er adskilt av et finkornet, heterolitisk intervall som er lite egnet for lagring og kalles for «Burton Formasjon-ekvivalent».

Drake-formasjonen er en grunnmarin skifer i Dunlingruppen med delvis-regional utbredelse og en antatt tykkelse på omlag 130 m i EL001. Trykkmålinger i brønnene i lisensen viser at Drake-formasjonen fungerer som en trykkbarriere mellom underliggende Johansen- og Cookformasjonen (hydrostatisk trykk) og overliggende Brent- og Vikinggrupper (depletet). Dette regnes som et bevis for forseglingskapasitet av takbergarten.



Figur 2 Kronostratigrafisk inndeling i EL001. Lagringskomplekset består av Statfjord- og Dunlin-gruppene og er avgrenset av en rosa stiplet linje. Planlagte brønner for fase 2 er merket med stiplede vertikale, røde linjer. Nordlig lisensgrense er markert med hvit stiplet linje

Ytterligere evaluering av Drake-formasjonen som takbergart i et delvis-regionalt område i og rundt EL001 ble fullført i 2023 og er basert på informasjon og prøver fra brønner i EL001 og Troll feltene (hastighetslogger, in-situ måling av spenningsverdi, bergmekaniske tester i laboratoriet, og komposisjonsanalyser som gir mineralsammensetning), samt seismisk tolkning av Drakeformasjonen Topp-, Bunn- og interne reflektorer og in-situ spenningsverdi database. Spenningsverdi er en egenskap som definerer oppførsel ved deformasjon og undergrunnstress gir tilstanden av bergarter med dybde. Begge er viktige for å definere bergmekaniske egenskaper av takbergart og predikere oppførsel ved opptrykning. Informasjon fra EL001 er tilgjengelig i fagfelleverderte artikler fra Thompson *et al.*, 2021, 2022 (a) og 2022 (b).

Hoveddelen av takbergarten er nedre del av Drakeformasjonen, Drake 1. Det er et homogent skiferintervall med varierende egenskaper, som representerer stresskontraster og som vil gi seismisk reflektivitet. Drake 1 formasjonen kan deles inn i tre undersoner, nedenfra og opp: nedre Drake 1 (i direkte kontakt med Cook-formasjonen), intra-Drake (høyere hastighetslogg-nivå), og øvre Drake 1. Disse intervallene har også forskjellige mineralsammensetninger.

In-situ målinger av de bergmekaniske egenskapene til takbergarten i EL001 og påfølgende analyser resulterte i en minimums horisontal spenningsverdi (Shmin) for nedre Drake 1 som er dybdekalibrert og som er brukt som basis for de operasjonelle trykkbegrensingene.

Den regionale trykkbegrensingen i reservoaret er beregnet ved det strukturelt grunneste (svakeste) punktet i apikalområdet, inkludert en dybdejustering på -50 m for å hensynta seismisk usikkerhet. Seismisk tolkning av

Drakeformasjonens interne intervaller og mineralsammensetning ble brukt som proxy for å sikre at lignende egenskaper og oppførsel som i EL001 finnes i apikalområde.

Maks nedihulls trykk basert på Drakeformasjonens bergmekaniske egenskaper er også beregnet for hver brønn.

Intervallet rett over nedre Drake 1 (Intra-Drake) har en annen mineralsammensetning og høyere in-situ speningsverdi som gir en høy deformasjon/krypekapasitet. Dette er ansett som en oppside for forseglingskapasitet.

5 Simuleringsresultater

En omfattende usikkerhetsstudie har blitt utført ved å bruke en samling av dynamiske modeller (kalt et modell-ensemble), generert ved å kombinere alle kjente usikkerhetsparametre med signifikant effekt på trykkoppbygging, migrasjonshastighet, og injektivitet ved CO₂ injeksjon.

De dynamiske simuleringene omfatter en injeksjonsperiode fra 2025 til 2060, ved bruk av to eksisterende og to nye (planlagte) brønner. Injeksjonsfordelingen mellom de fire brønnene er diktert av brønnpotensiale (injektivitet).

De antatte verdiene til usikkerhetsparametrene som utgjør grunnlaget for de ulike dynamiske modellene er basert på all tilgjengelig informasjon, og inkluderer både statiske og dynamiske data. Når nye data blir tilgjengelig vil de dynamiske modeller bli oppdatert.

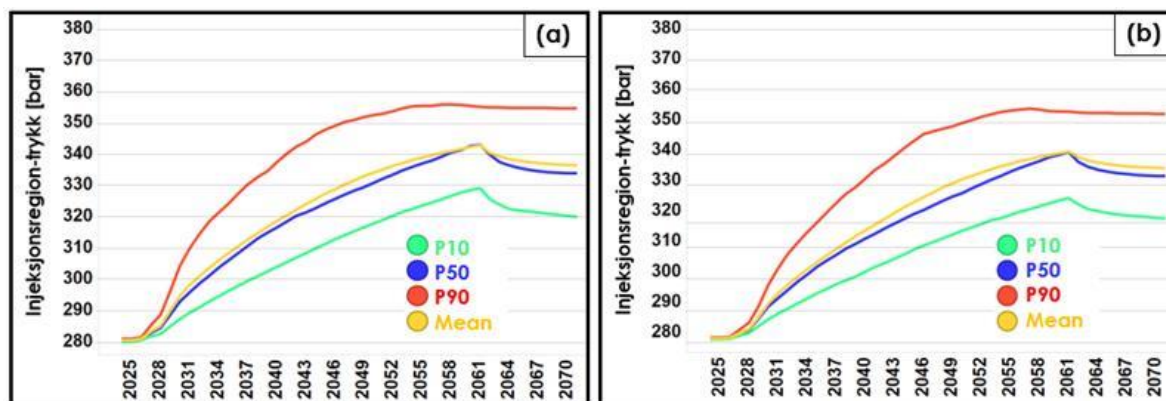
Det forventes verken ekstrem trykkoppbygging (injeksjon i en isolert lomme av reservoaret) eller momentan trykkutligning (for eksempel ved at den hydrauliske enheten er i direkte kommunikasjon med vannsøylen). Disse to ekstreme ytterpunktene er ikke inkludert i modell-ensemblet og vil følgelig utgjøre et modellsammenbrudd. På tilsvarende måte vil ekstremt hurtig CO₂ utbredelse i forhold til modellert oppførsel også utgjøre et modellsammenbrudd.

Ekstrem trykkoppbygging og/eller hurtig utbredelse av CO₂ migrasjon vil bli fanget gjennom den planlagte overvåkning.

5.1 Trykkoppbygging i injeksjonsregioner

Injiserte volumer vil være begrenset av en regional trykkbegrensning for den hydrauliske enheten, diktert av de bergmekaniske egenskaper til takbergarten ved det strukturelt grunneste (svakeste) punktet.

Figur 3 viser den predikerte trykkoppbyggingen til injeksjonsregionene i reservoaret i form av statistiske profiler for modell-ensemblet som helhet. Forventingstilfelle (P50) når ikke trykkbegrensningen verken i løpet av eller etter injeksjonsperioden, noe som indikerer et lagringspotensial utover de volumene som injiseres i løpet av injeksjonsperioden på 35 år. Videre kan det være verdt å nevne at det hovedsakelig er antagelse vedrørende akviferstørrelse som primært styrer trykkøkningen i reservoaret.

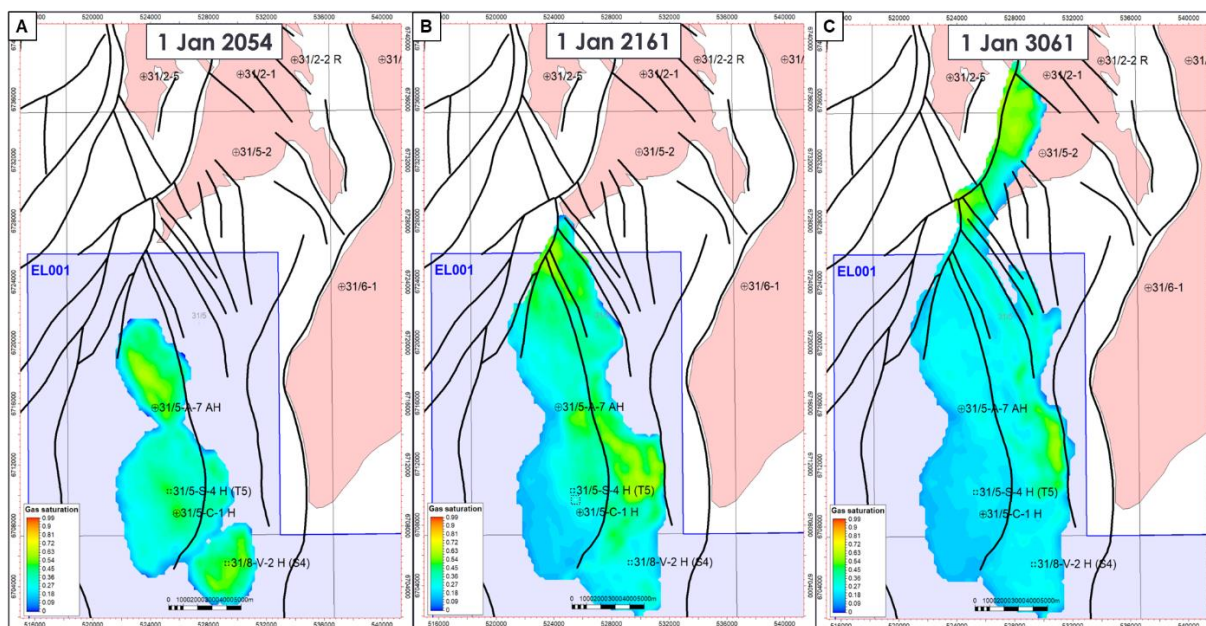


Figur 3 Trykkutvikling for de to injeksjonsregionene (a) og (b) i reservoaret. Ingen av de to regionene når trykkbegrensningen i forventningstilfelle.

5.2 Langtidsutvikling (migrasjon) for injisert CO₂

Grunnet tetthetsforskjellen mellom injisert CO₂ og formasjonsvannet, forventes CO₂ å bevege seg oppover mot grunnere dybde. Migrasjonsruten til CO₂ forventes derfor å være langs helningen til strukturen nordover under

takbergarten (Drake Fm.), og langsmed den østlige siden av Svartalf-forkastningen under Troll Vest Gassprovins (Figur 2, Figur 4).



Figur 4 Langtidstvikling (migrasjon) for injisert CO₂ i forventningstilfelle: (A) 2054 – Sent i driftsfase. CO₂-skyen holder seg innenfor EL001, 4.7 km fra nordlig lisensgrense; (B) 2161 – 100 år etter injeksjonsstans; og (C) 3061 – 1000 år etter injeksjonsstans. CO₂-skyen holder en avstand på 900m fra nærmeste letebrønn i Troll-området. Visualiseringene viser vertikalt cellegjennomsnitt av metningen til CO₂-skyen.

Migrasjonshastighet, dvs. skyens spennvidde, avhenger av reservoarbergartenes egenskaper og sammensetning, og i mindre grad av tilstedeværelse av CO₂ (metning). Nye analyser av kjerneprøver (SCAL) fra lagringsenheter fullført i 2023 indikerer at egenskaper gir lavere migrasjonshastighet enn antatt for fase 1. Derfor forventes det ikke at en økning i injisert CO₂ vil forårsake en økning i migrasjonshastighet.

I forventningstilfellet vil CO₂-skyen holde seg innenfor lisensgrensen helt frem til år 2100. Over tid forventes det imidlertid at CO₂-skyen krysser den nordlige lisensgrensen for alle modellene i det dynamiske modell-ensemblet. Det er verdt å understreke at selv om CO₂-skyen migrerer ut av lisensgrensen og videre nordover på lang sikt, forventes ikke CO₂-skyen å migrere i nærbrønnsområdene til verken 31/5-2 eller 31/2-1, som observert på Figur 4 C).

5.3 Langsiktig skjebne for injisert CO₂ (lagringsmekanismer)

Det er flere forskjellige lagringsmekanismer som vil være ansvarlig for effektiv lagring av CO₂ i undergrunnen. Disse består av stratigrafisk/strukturell lagring, residuell lagring, CO₂ oppløsning i formasjonsvann, og mineralisering (IPCC, 2005).

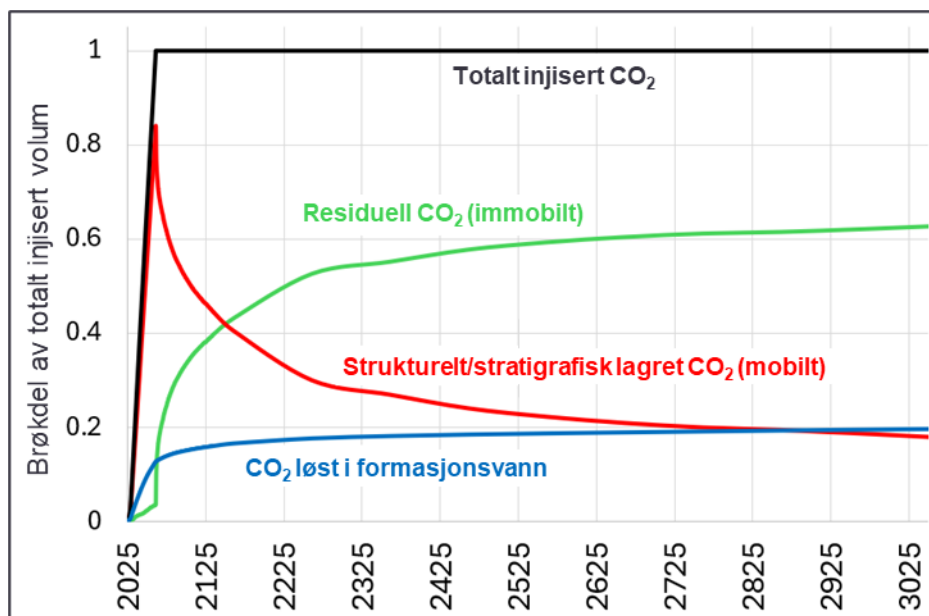
Stratigrafisk/strukturell lagring: Høyt kapillært inngangstrykk for CO₂ i geologiske lag (i dette tilfellet Drake-formasjonen) eller forkastninger som danner en forsegling og forhindrer migrasjon av CO₂ ut av lageret.

Residuell (rest-) lagring: Del av CO₂ som fanges permanent i porene (immobil tilstand)

CO₂ oppløsning i formasjonsvann: Denne mekanismen vil inntre umiddelbart etter injeksjon. Hastigheten på oppløsningsprosessen påvirkes av trykk, kontaktflate mot formasjonsvann, temperatur, og saltinnhold.

Mineralisering: CO₂ reagerer med mineralene i reservoarbergarten og kjemiske bestanddeler i formasjonsvannet, og felles ut som faste mineraler.

Figur 5 under viser hvordan det injiserte CO₂ volumet vil fordele seg mellom de ulike lagringsmekanismene for forventningstilfellet. Figuren viser totalt injisert CO₂, mobilt CO₂ (som enten vil være stratigrafisk/strukturelt lagret eller som migrerer nordover mot en stratigrafisk/strukturell felle), residuelt lagret CO₂, og CO₂ oppløst i formasjonsvann.



Figur 5 Langsiktig skjebne for forventningstilfellet (fra dynamisk modell-ensemble) med hensyn på injisert CO₂ i forhold til andel mobil og immobil CO₂ over tid.

I løpet av injeksjonsperioden hvor CO₂ injiseres kontinuerlig vil andelen av mobilt CO₂ øke signifikant ettersom injisert volum er mye høyere enn andelen som blir oppløst i vann. Formasjonsvannet vil imidlertid starte å strømme tilbake i de vannvåte porene etter at injeksjonen stoppes, og residueell fangst forventes dermed å øke drastisk. Over tid vil andelen av residueelt fanget CO₂ nå en platåverdi, og etter en gitt tid (cirka 500 år etter injeksjonsstopp) vil økningen i residueell fangst være begrenset for forventningstilfellet. Etter hvert som residueell fangst og grad av oppløst CO₂ øker i etterinjeksjonsperioden vil andelen mobilt CO₂ følgelig reduseres.

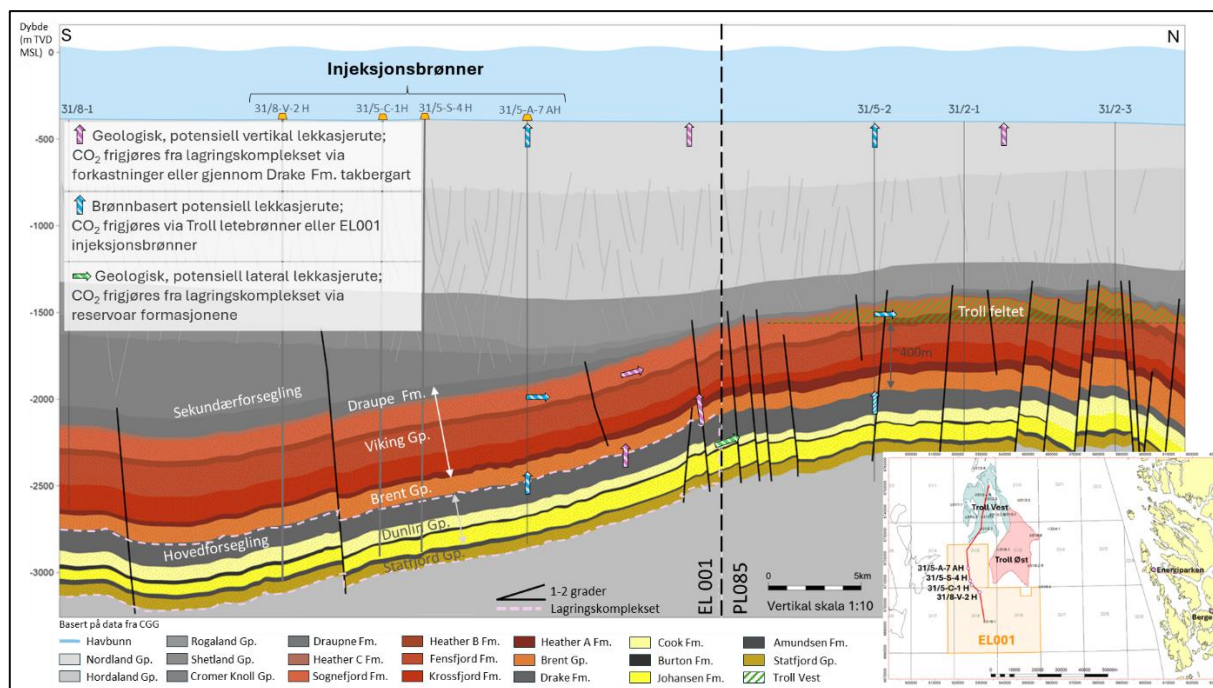
Det bør nevnes at mineralisering også kan ha en positiv effekt med hensyn på lagring av CO₂. Mineraliseringsfenomenet er imidlertid antatt å være en sekundær lagringsmekanisme (på kort og mellomlang sikt) og er ikke inkludert i den dynamiske simuleringsmodellen. Mineralisering er forventet å utgjøre omtrent 2-5% av den totale lagringen i et 100-1000 års perspektiv (IPCC, 2005).

6 Vurdering av lagringssikkerhet og påvirkning på omkringliggende hydrokarbon-reservoarer

I henhold til lagringsforskriften § 1-6 bokstav m) er «lekkasje» definert som «frigjøring av CO₂ fra lagringskomplekset». Videre er «lagringskompleks» i bokstav k) definert som «lagringslokalitet og de geologiske omgivelser som kan ha betydning for sikkerheten ved lagringen».

6.1 Fase 1 vurderinger

I KU kapittel 3.14.4 beskrives de vurderinger av mulige migrasjons- og lekkasjeruter (geologiske og brønn-relatert) for CO₂ som er gjennomført, inkludert mulig lekkasje til havbunnen, som er illustrert skjematisk i Figur 6 under.



Figur 6 Skjematisk illustrasjon som viser mulige migrasjons- og lekkasjeruter for CO₂ i fase 1 evaluering.

Gjennomført lagringssikkerhetsvurdering viser at det generelt er liten risiko for lekkasje til sjø, og at geologiske svakhetssoner utgjør en mindre risiko enn brønner. Lekkasje til havbunnen via brønner er vurdert. Brønnbarrierene mellom Johansen- og Sognefjord-formasjonene i det området CO₂ på lenger sikt kan nå, er vurdert til å være gode. Lekkasje fra Dunlingruppen til grunnere nivå eller til havbunn er derfor vurdert som svært lite sannsynlig.

I forbindelse med inkludering av den underliggende Statfjordgruppen i lagringskomplekset, ble det gjennomført nye oppdaterte tekniske vurderinger og lekkasjerisikoanalyser knyttet til hvordan injisert CO₂ forventes å bevege seg i undergrunnen. Det ble konkludert med følgende:

- CO₂ injisert i den overliggende Dunlingruppen kan under gitte forhold migrere ned i den underliggende Statfjordgruppen.
- Det er ikke identifisert noen nye lekkasjescenarier som kan føre til CO₂ til havbunn eller til nærliggende hydrokarbonfelt enn de som allerede var vurdert i lekkasjevurderingen for Dunlingruppen.

Det er ikke identifisert sannsynlige scenarier som kunne føre til at eventuelt CO₂ i Statfjordgruppen vil kunne forlate lagringskomplekset raskere enn CO₂ i Dunlingruppen.

6.2 Oppdaterte fase 2 vurderinger

En oppdatert lagringssikkerhetsvurdering med fase 2 egenskaper (økt antall brønner og større injisert og lagrede volum i løpet av en 35 års lisensperiode) ble fullført i 2025. Lekkasjerisikoanalyse for fase 2 er beskrevet i Plan for Utvikling og Drift (PUD), og det er ikke identifisert nye lekkasjeruter, og heller ikke økt sannsynlighet for lekkasje i forbindelse med de ulike scenariene som er vurdert for fase 2.

De planlagte fase 2 brønnene er i det samme området som de eksisterende brønnene for fase 1, og de gjennomførte lekkasjerisikovurderingene for fase 1 kan derfor utgjøre basis for økte injeksjonsvolumer i fase 2. Basert på informasjon fra de borede brønnene (31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H), vurderes foreløpig kapasitet, injektivitet og lagringsforhold for lagringskomplekset å være bekreftet. Denne vurderingen er ikke påvirket av det økte injeksjonsvolumet for fase 2.

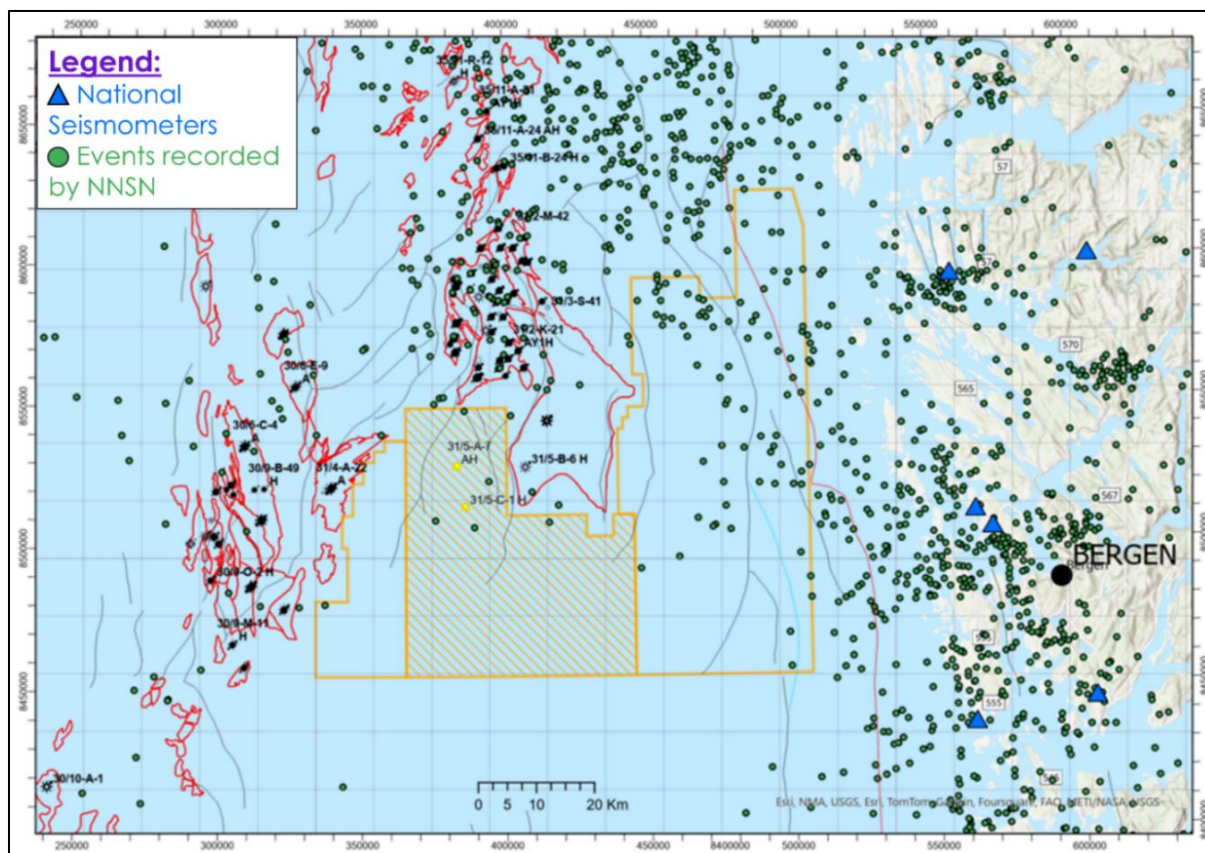
I forventningstilfellet vil CO₂-skyen holde seg innenfor lisensgrensen helt frem til år 2100. Modelleringsimuleringer indikerer at sannsynligheten for at CO₂ krysser den nordlige lisensgrensen før 2080 (20 år etter injeksjonsstans) er uendret fra fase 1-injeksjonsvolumer, med bare et lite antall modellerte scenarier der dette skjer. Massen av CO₂ som krysser grensen knyttet til disse scenariene er derimot høyere. Dette representerer imidlertid ikke en økt risiko for lekkasje til havbunn, da CO₂ er avgrenset til Dunlingruppen. Selv om CO₂ skulle krysse lisensgrensen før 2080,

må det være ytterligere svikt av barrierene for at CO₂ kan nå Troll-reservoarene og muligens påvirke hydrokarbonproduksjonen.

Konklusjonen fra lagringssikkerhetsvurdering gjennomført for fase 2 er at sannsynligheten for lekkasje til havbunnen via geologisk svakhetssoner eller brønner er veldig lav, samt at mengden som potensielt kan lekke er ubetydelig. Konklusjonen tilsier at økt antall brønner og injeksjon og lagring av et større volum i løpet av en 35 års lisensperiode, ikke endrer konklusjoner etablert etter lagringssikkerhetsvurdering gjennomført for fase 1.

7 Vurdering av jordskjelvsrisiko i forhold til lagerets integritet

Fase 1 KU kapittel 3.14.5 gir en beskrivelse av vurdert jordskjelvsrisiko i forhold til det geologiske CO₂ lagerets integritet, og kapittel 5.3.6 i KU gir en beskrivelse av naturlig seismisk aktivitet offshore og kystnære områder i nærheten av Northern Lights.



Figur 7 Fordeling av episenter for jordskjelv 1997-2024 (baseline for passiv seismisk) med Mc fra 1.5 og høyere.

Seismisk aktivitet i Norge blir overvåket av Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk (NNSN) ved Universitetet i Bergen, som omfatter 34 seismiske stasjoner plassert i Norge og på de norske arktiske øyene (Figur 7). De fleste av stasjonene sender data i sanntid, og data blir behandlet og analysert sammen for å detektere og lokalisere jordskjelv i Norge og nærliggende områder. I tillegg innhentes seismiske data i sanntid fra stasjoner ved petroleumsinstallasjoner offshore; ved Ekofisk (ConocoPhillips), Grane og Oseberg (Equinor).

Seismisk aktivitet er i Norge særlig knyttet til jordplatebevegelser langs den Midtatlantiske ryggen. Northern Lights JV har bidratt gjennom HNET konsortium til installasjon av 9 tilleggs seismometer for HNAR i 2021.

Lokalisering av jordskjelv i nærheten av EL001 fra NNSN er vist i Figur 7, der stasjonslokalisering er vist med blå trekkanter. Dybde av jordskjelvene er vanligvis dypere enn 10 km.

Risikoen for eventuell påvirkning på Aurora lagerkomplekset av naturlig seismisitet vurderes som lav pga. følgende:

- Ingen naturlig seismisitet observert i Northern Lights området (Figur 7) overvåket av Nasjonalt seismologisk nettverk og HNAR. Universitetet i Bergen/NORSARs seismisitetsdatabase viser få hendelser med <4 magnitude som ser ut til å stemme overens med Vette- og Øygarden-forkastningene. Episentre er generelt dype (>10 km) - med en usikkerhet på 10 km enda høyere i dybden.
- Forkastningsreakivering som oppstod i kritt og tertiær tid påvirket ikke forkastningsegenskaper. Troll-forkastningsblokker ladet med hydrokarboner ble vippt under landhevingen av Hordalandplattformen, og hydrokarboner er fortsatt forseglet. Dette er hovedbeviset som støtter en lav risiko for lekkasje i tilfelle feilreakivering (kjøle- og uttømmingseffekter) eller mulig småskala seismisitet.
- Ingen bevis for store (seismiske skala) lekkasjeveger - bortsett fra en liten i nord. En modellert risiko-vurderingsstudie viser lav innvirkning på infrastruktur selv med en hendelse av høy styrke (4>). Overvåking av naturlig seismisitet er en del av den planlagte SCM-planen (Storage Complex Monitoring).

8 Reservoarstyring, injeksjonsstrategi og overvåking

Reservoarstyring vil være basert på de følgende overordnede kriteriene:

- Maksimere injeksjonsrate (forventet å være begrenset av rørledningens kapasitet basert på dynamisk usikkerhetsstudie).
- Kontrollere trykkutvikling slik at det forblir lavere enn den bergmekaniske trykkbegrensingen, definert per brønn (bunnhullstrykk) og per injeksjonsregion.
- Forhindre lekkasje og sørge for optimal fordeling av CO₂-skyen innenfor lisensen for å oppnå den høyeste mulige grad av CO₂-lagring i undergrunn (dvs. høyest mulig andel av ikke-mobilt CO₂).

For å legge til rette for en optimal og dynamisk reservoarstyrings-tilnærming vil overvåking av reservoaret utføres ved både brønnovervåking og ved bruk av 4D seismikk. Dermed vil det dynamiske modell-ensemblet historietilpasses etter hvert som dynamiske data blir tilgjengelige, og planen for reservoarstyring vil videreutvikles ved tilpasning av betingelsene som utvikler seg over tid.

9 Referanser

EL001 Northern Lights – Mottak og permanent lagring av CO₂, Plan for utbygging, anlegg og drift, Del II – Konsekvensutredning, Oktober 2019

IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In: Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H.C., Loos, M., Meyer, L.A. (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, (2005).

Thompson, N., Stuart Andrews, J., and Bjørnarå, T. I., 2021. Assessing Potential Thermo-Mechanical Impacts on Caprock due to CO₂ Injection - A Case Study from Northern Lights CCS. *Energies*, **14 (16)**, 5054. Special Issue Geomechanics Applied to Carbon Capture and Storage DOI: 10.3390/en14165054.

Thompson, N., Stuart Andrews, J., Wu, L., and Meneguolo, R., 2022 (1). Characterization of the *in-situ* stress on the Horda platform - A study from the Northern Lights Eos well. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **114**, 103580.

Thompson, N., Stuart Andrews, J., Reitan, H., Texeira Rodrigues, N. E., 2022 (2). Data Mining of In-Situ Stress Database Towards Development of Regional and Global Stress Trends and Pore Pressure Relationships. *SPE Norway Subsurface Conference*, Bergen, Norway, 27 April, SPE-209525-MS.