

 Northern Lights	Søknad om tillatelse til injisering og lagring av CO2 i lagringskomplekset - Northern Lights		
	Doc. No.: NLJV-ISP-0001	Rev. No. 1	Page 1 of 126

Northern Lights JV DA

Søknad om tillatelse til injisering og lagring av CO2 i lagringskomplekset

09/12/2022

Innholdsfortegnelse

1.	Omsøkte aktiviteter	9
1.1.	Innledning	9
1.2.	Omsøkte aktiviteter	11
2.	Operatørs navn og beskrivelse av tekniske kompetanse	12
2.1.	Operatørs navn og felldata	12
2.2.	Tekniske kompetanse	12
2.3.	Driftsmodell	14
2.4.	Styringssystem og oppfølging	15
2.4.1.	Northern Lights styringssystem og bekreftelsesmodell	15
2.4.2.	Tjenesteyter styringssystem	16
3.	Beliggenhet og avgrensning av lagringslokaliteten og - komplekset	17
3.1.	Beliggenhet	17
3.2.	Avgrensning av lagringslokalitet og -komplekset	17
3.2.1.	Lagringskomplekset	18
3.2.2.	Undervannsanlegg med styrings- og kontrollsystemer	19
3.2.3.	Injeksjonsbrønner	21
4.	Karakteristikk av lagringskomplekset	23
4.1.	Database/Datainnsamling	23
4.2.	Strukturell beskrivelse	25
4.3.	Karakteristikk av de geologiske formasjonene som inngår i lagringskomplekset	26
4.3.1.	Dunlingruppen	26
4.3.2.	Statfjordgruppen (Figur 13)	29
4.4.	Tredimensjonal numerisk simuleringsmodell	30
4.5.	Karakterisering av lagringens dynamiske utvikling og følsomhet	33
4.5.1.	Påvist lagringskapasitet	33
4.5.2.	Simuleringsresultater	33
4.5.3.	Modellsammenbrudd	35
4.5.4.	Langtidseffekter (1000 år etter stans i injeksjon)	36
4.5.5.	Injeksjonsstrategi og benyttelse av beredskapsbrønn	37
5.	Forventet sikkerhet ved lagring i lagringskomplekset	39
5.1.	Lekkasjeruter og mulige konsekvenser av lekkasje	39
5.2.	Metode	40
5.3.	Resultat	41
6.	Miljøriskovurdering	44
6.1.	Metodebeskrivelse	45
6.2.	EBSA kartlegging (Ecological and Biological significant Areas/ Økologisk og Biologisk viktige områder) og tilordning av miljøverdi for utvalgte ressurser	45

6.3.	Vurdering av mulige lekkasjeveier og lekkasjescenarier til ytre miljø	47
6.3.1.	Lagringskomplekset	47
6.3.2.	CO ₂ injektor (31/5-A-7 AH) og beredskapsbrønn (31/5-C-1 H).....	49
6.4.	Etablering av influensområder ved brønnutblåsning.....	49
6.4.1.	Influensområdet ved utslipp av CO ₂	50
6.4.2.	Influensområdet ved utslipp av formasjonsvann	50
6.4.3.	Lekkasje fra lagringskomplekset til ytre miljø.....	53
6.5.	Miljørisikovurdering	54
6.5.1.	Miljørisikomatrise	54
6.5.2.	Miljørisikovurdering for brønnutblåsning	55
6.5.3.	Miljørisiko for CO ₂ lekkasje fra Lagringskompleks	57
7.	CO₂ lagring og injeksjon	57
7.1.	Total mengde som skal injiseres og lagres	57
7.2.	Forventede CO ₂ kilder og transportmetoder	57
7.3.	CO ₂ strømmens sammensetning og egenskaper	58
7.3.1.	Design krav for CO ₂ væske og overvåking	58
7.3.2.	CO ₂ -strøm egenskaper	58
7.3.3.	Lekkasje av tetningsfluid i CO ₂ strømmen	60
7.4.	Reservoartrykk	60
7.5.	Injeksjonsrater og injeksjonstrykk	60
7.5.1.	Injeksjonsrate	60
7.5.2.	Injeksjonstrykk.....	61
7.6.	Væskek kontroll	61
8.	Beskrivelse av tiltak for å forebygge vesentlige uregelmessigheter.....	62
8.1.	Valg av materialer/kvalifisering av utstyr versus CO ₂ egenskaper.....	62
8.2.	Injeksjon og kontrollfilosofi	63
8.3.	Barrierestyring.....	64
8.3.1.	Sikkerhetsbarrierestrategi for undervannsinstallasjon	64
8.3.2.	Barrieretesting.....	65
8.3.3.	Lekkasjedeteksjonssystem	66
8.3.4.	Inspeksjoner.....	67
8.3.5.	Brønnplassering og brønn design	68
8.3.6.	Operasjonelle grenseverdier	68
8.3.7.	Reservoarovervåking	69
8.3.8.	Oppdatering av reservoarmodell.....	69
8.3.9.	Beredskapsbrønn.....	69
9.	Primær overvåkingsplan	70
9.1.	Overvåking i brønner.....	70
9.1.1.	Hva kan overvåkes.....	70

9.1.2.	Planlagt testing.....	72
9.1.3.	Mulig bruk av beredskapsbrønn for overvåkning	72
9.1.4.	Kritisk reservoartrykksettingshastighet.....	73
9.2.	Overvåkning ved geofysiske metoder.....	73
9.2.1.	Parameter som overvåkes	73
9.2.2.	Valg av teknikk.....	74
9.2.3.	Strategi.....	75
9.2.4.	Seismisk overvåkningsplan.....	76
10.	Miljøovervåkingsstrategi og plan	77
10.1.	Miljøovervåkingsstrategi.....	77
10.2.	Miljøovervåkingsplan.....	79
11.	ALARP/BAT vurdering.....	82
11.1.	CO ₂ lekkasjedeteksjon system for undervannsinfrastruktur.....	83
11.2.	Subsea Venturimåler.....	84
11.3.	Vurdering av mulig risikoreduserende tiltak knyttet til lekkasjerisiko fra lagringskomplekset	84
12.	Plan for utbedrende tiltak.....	86
12.1.	Beredskapsplan	86
12.2.	Aksjonsplan.....	86
12.2.1.	Brønner test og overvåking.....	86
12.2.2.	Utløst seismisk	87
12.2.3.	Utvidelse av lagringskomplekset.....	88
13.	Plan for etterdrift	88
13.1.	Nedlukking og disponering av infrastruktur	88
13.2.	Overvåking etter nedlukking.....	90
14.	Oppsummering konsekvensutredning (KU).....	91
15.	Kjemikalieforbruk og -utslipp	92
16.	Program for beregning og måling av CO₂ til injeksjon.....	92
16.1.	Målefilosofi	92
16.2.	Måleprinsipper.....	94
16.2.1.	CO ₂ overført fra fartøy til landanlegg	94
16.2.2.	CO ₂ overført fra landanlegg til rørledning	95
16.2.3.	CO ₂ injisert	95
16.3.	Forventet usikkerhet.....	95
16.3.1.	Målesystem	96
16.3.2.	Usikkerhetsberegning	97
16.4.	Overvåking av CO ₂ lagring i geologisk formasjon	98
17.	Finansielle sikkerhetsstillelse.....	100
18.	Referanse list.....	100

19.	Vedlegg I Måleteknikker	102
20.	Vedlegg II Oversikt over seismiske teknologier.....	106
21.	Vedlegg III Eksempel på sløyfediagram (Ref 20).....	110
22.	Vedlegg V Oversikt over tilgjengelige data i brønndatabasen	115
23.	Vedlegg VI Naturlig seismisitet på Hordaplattformen	116
24.	Vedlegg VII Finansielle sikkerhetsstillelse	117

Figurliste

Figur 1 Visualisering av Northern Lights omfang	9
Figur 2 Northern Lights JV organisasjonskart	13
Figur 3 Driftsmodell for Northern Lights JV	14
Figur 4 Northern Lights JV styringssystem	15
Figur 5 Northern Lights JV Bekreftelsesmodell	16
Figur 6 Beliggenhet av utnyttelsestillatelse EL001 (skravert gult). CO ₂ injeksjonsbrønner, rørledning og kontrollkabler for Northern Lights er også visualisert.	17
Figur 7 Beliggenhet og avgrensning av lagringskompleks. 31/5-7 (Eos) er verifikasjonsbrønnen boret i 2019/20. 31/5-A-7 AH er hovedinjektor og 31/5-C-1 H er beredskapsbrønn. Merk vertikal skala er overdreivet, strukturell helning er ca. 2 grader	19
Figur 8 Brønnramme inkludert fire sugeankere og beskyttelsesstruktur	20
Figur 9 Skisse som inkluderer hovedkomponenter i undervannssystemet for Fase 1 (XT juletre, FCM: flow control module, Subsea control modul (SCM), ILT: Inline Tee, PLEM: Pipeline end manifold).	21
Figur 10 Brønn 31/5-A-7 AH (venstre) og Brønn 31/5-C-1 H (høyre) (Inndeling av Johansenformasjonen, J1-J4 er beskrevet i 4.3.1)	22
Figur 11 Brønn- og seismisk database for evaluering av lagringskomplekset og nærliggende områder. Rød linje viser avgrensning av 3D numeriske simuleringsmodell og svart linje viser seismisk grunnlagundersøkelse (2022).	24
Figur 12 Topp Johansen dybdekart.	25
Figur 13 Krono- og litostratigrafisk oppsummering samt gjennomsnittsverdier av reservoarparametere for formasjonene i lagringskomplekset basert på 31/5-7	26
Figur 14 Korrelasjon mellom 31/5-7 og 31/5-C-1 H samt inndeling av Johansenformasjonen, (J1-J4), Cookformasjonen (C1-C4), Burtonformasjon ekvivalent (B) og Amundsen (A) med tilhørende reservoarparametere fra 31/5-7	27
Figur 15 Formasjonstrykk i 31/5-7. Trykkpunktene fra Dunlin- og Statfjordgruppen (kun Eiriksson-formasjonen) ligger på hydrostatisk gradient, mens trykkpunktene i Viking- og Brentgruppen viser reduksjon i formasjonstrykk på grunn av produksjon fra omkringliggende felt.....	29
Figur 16 Kart over tilknyttede akvifere og resulterende reservoartrykk: a) Potensielt tilknyttede akvifere for Johansenformasjonen, b) Potensielt tilknyttede akvifere for Cookformasjonen, og c) Reservoartrykkutviklingen kategorisert ved lavt (rød), middels (blå) og høyt (grønn) tilknyttet akvifervolum. Grå rektangel viser til området dekket av 3D numeriske simuleringsmodell.	32
Figur 17 Modelleringsresultater: a) Maksimal migrasjonsdistanse <i>versus</i> tid, b) Reservoartrykk <i>versus</i> tid, c) CO ₂ -utbredelse <i>versus</i> tid, d) Bunnhullstrykk <i>versus</i> tid. e) Andel mobil og lagret CO ₂ <i>versus</i> tid.....	35
Figur 18 Modelleringsresultater av langtidseffekter a) Maksimal migrasjonsdistanse <i>versus</i> tid, b) Reservoartrykk <i>versus</i> tid, c) CO ₂ -utbredelse <i>versus</i> tid, d) Bunnhullstrykk <i>versus</i> tid. e) Andel mobil og lagret CO ₂ <i>versus</i> tid.	37

Figur 19 Effekten av å flytte injeksjon til beredskapsbrønn: a) Rask migrasjon mot nordlig lisensgrense b) Effekten på migrasjon ved bytte til beredskapsbrønn, c) Effekten på mengde CO ₂ som krysser lisensgrense ved bytte til beredskapsbrønn.....	39
Figur 20 Stegvis gjennomføring av miljørisikovurdering av lagringsområder for CO ₂ (fra D14.1.pdf (ECO2-project.eu)	45
Figur 21 Modellresultater for utblåsning av formasjonsvann for parameteren sink.....	52
Figur 22 CO ₂ fasediagram med representative driftsbetingelser under de forskjellige forholdene i verdikjeden.....	59
Figur 23 Oversikt over kontrollrom	63
Figur 24 Oversikt av barrierestyring prosess etablert for Northern Lights for undervannsinstallasjon.	64
Figur 25 Oversiktstegning av juletre (i grønt CO ₂ -injeksjonslinje, i rødt MEG-linje)	66
Figur 26 Prinsippskisse av lekkasjedeteksjonssystemet.....	67
Figur 27 Tidsplan for og forventet injisert volum mellom planlagte seismiske innsamlinger i primær overvåkingsplan.	77
Figur 28 Overvåkingsstrategi av ytre miljø.....	78
Figur 29 Modifisert fra NOROG.....	82
Figur 30 Permanent P&A for 31/5-7 AH.....	89
Figur 31 Permanent P&A for 31/5-C-1 H	90
Figur 32 Målefilosofi godkjent i PUD/PAD (2021)	93
Figur 33 Forenklet skisse som viser målesystem installert på landanlegg og brønn. Det er installert en Coriolis måler nedstrøms hver pumpe.	94
Figur 34 Forenklet skematikk av målesystemer som inngår i usikkerhetsstudie (NORCE, 2022)	96

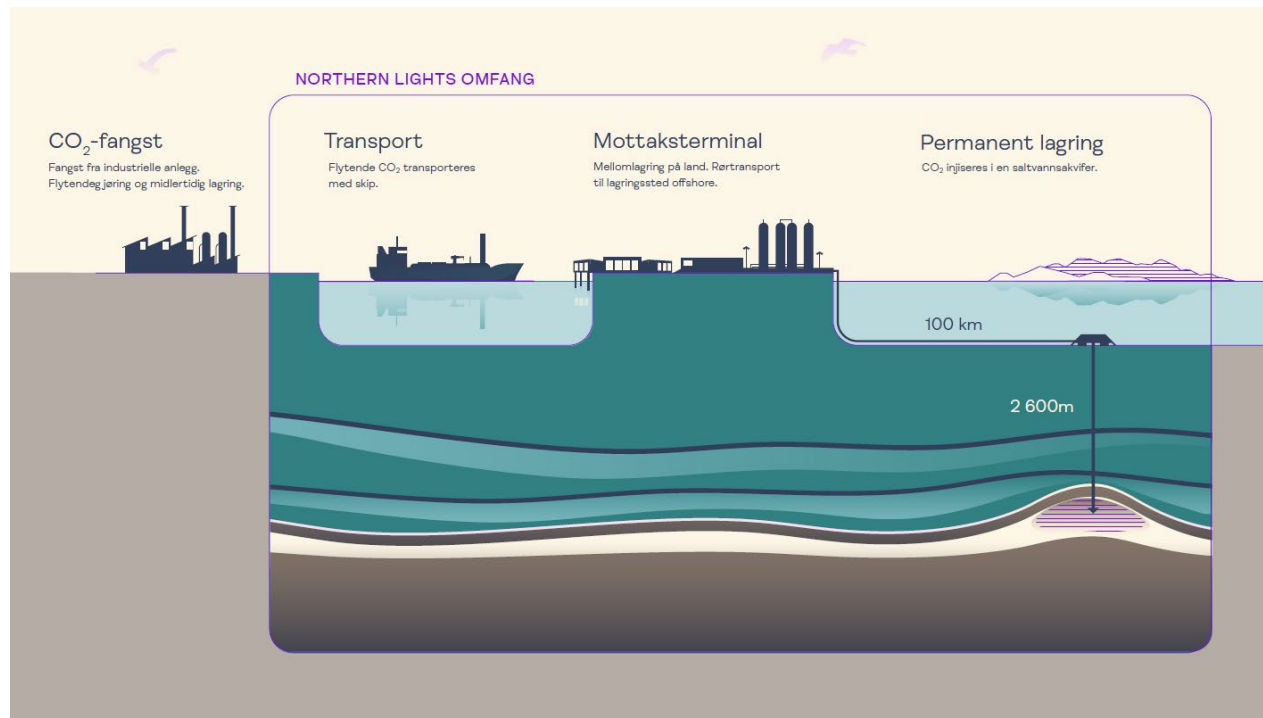
1. Omsøkte aktiviteter

1.1. Innledning

Med henvisning til § 35-5 i forurensningsforskriften søker Northern Lights JV DA om tillatelse til injisering og lagring av CO₂ i geologiske formasjoner.

Northern Lights utgjør transport-, mottaks- og lagringsdelen av det norske demonstrasjonsprosjektet for fullskala CO₂ fangst og lagring "Langskip" (Figur 1). Utbyggingsløsningen er beskrevet i Plan for utbygging, anlegg og drift (PUD/PAD; Ref. 1) datert april 2020 og godkjent i februar 2021. Det ble i april 2021 søkt om å utvide utbyggingsløsningen ved å inkludere en tilleggsbrønn (beredskapsbrønn) med tilhørende infrastruktur i fase 1 (Ref. 2). Endringen ble godkjent av Olje og Energidepartementet i desember 2021. I januar 2022 ble søknaden (Ref. 3) om inkludering av Statfjordgruppen i lagringskomplekset i EL001 godkjent.

Hensikten med Northern Lights er å injisere CO₂ i flytende form i formasjoner under havbunnen. Northern Lights vil hente flytende CO₂ hos eksterne kunder og frakte denne til anlegget i Energiparken med skip. I Energiparken vil flytende CO₂ overføres til landanlegget og derfra injiseres under havbunnen via rørledningen og undervannsanlegget.



Figur 1 Visualisering av Northern Lights omfang

Denne søknaden omfatter kun **injeksjon og lagring av CO₂-strømmen i undersjøiske geologiske formasjoner**. Søknaden omfatter ikke transport av CO₂ i skip, midlertidig lagring av CO₂ på mottaksanlegg

i Energiparken og eksport av CO₂ i rørledningen. Søknad om tillatelse til kvotepliktig utslipp etter [forurensningsloven § 11](#) andre ledd til Miljødirektoratet vil bli sendt i god tid før oppstart. Denne søknaden vil inneholde en plan for overvåking og rapportering i samsvar med kravene som følger av [§ 2-1](#).

Oversikten over søknader og tillatelser relatert til utbygging av Northern Lights er gitt i Tabell 1, Tabell 2 og Tabell 3.

Tabell 1: Søknader (innsendt og planlagt) til Miljødirektoratet og tillatelser tilknyttet utbygging og drift av Northern Lights etter godkjent PUD/PAD – fase 1

Søknad til Miljødirektoratet	Status	Tillatelse ref.	Dato
Kvotepliktig CCS injeksjon og lagring av CO ₂ (planlagt Q2-23)	Planlagt sendt Q2/Q3 23		
Kvotepliktig utslipp i fm. klargjøring og oppstart av rørledning (planlagt 1Q2024)	Planlagt sendt Q4 23		
Klargjøring og oppstart av rørledning	Under behandling		
Installasjon, klargjøring og drift av kontrollkabler	Godkjent	2022.0471.T	02.06.2022
Kvotepliktig utslipp i fm. boring av 2 injeksjons-brønner	Godkjent	2022.0441.T	20.06.2022
Boring, komplettering og injeksjonstest for 2 brønner 31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H	Godkjent	2022.0429.T	08.06.2022

Tabell 2 Oversikt over hoved tillatelser/samtykker til utbygging av Northern Lights fra andre myndigheter.

Samtykke/tillatelse	Myndigheter	Tillatelse ref.	Dato
Rammetillatelse for utbygging av landanlegg inkludert infrastruktur, kai og landsfalltunnel (Plan og Bygningsloven)	Øygarden kommune	642/20	06.10.2020
Tillatelsen til tiltak i sjøen – kai utbygging og utfylling i sjø (Havne og Farvannsloven)	Bergen Havn	2020/57284-4	30.07.2020
Samtykke til utbygging av landanlegget i Øygarden	Direktoratet for Samfunn og Beredskap	2020/3578	14.04.2021
Samtykke til utbygging og drift av elektriske anlegg i Northern Lights landanlegg i Øygarden kommune (Energiloven).	Norsk vassdrag og energi	2020 13993-19	23.04.2021 06.04.2022

Tillatelse til installasjon av stein og rørledning innenfor 12 nm (Havne- og Farvannsloven)	Kystverket	2021/10673-14	16.02.2022
Rammetillatelse for installasjon av stein og rørledning innenfor 1 nm. fra grenselinje (Plan- og Bygningsloven)	Øygarden kommune Fedje kommune	159/22 21/582-22/386	02.02.2022 20.01.2022

Tabell 3 Oversikt over planlagte hovedsøknader før oppstart av injeksjon.

Planlagte hovedsøknader	Myndigheter	Dato
Samtykke til å ta i bruk infrastruktur i sjøen (rørledning, undervannsinjeksjonsanlegg og brønner)	PTIL	3Q. 2023
Samtykke til å ta i bruk landanlegg	DSB	3Q. 2023
Ferdigattest for å ta i bruk landanlegg	Øygarden kommune	1Q. 2024
Ferdigattest for å ta i bruk rørledning i sjø innenfor 1 nm grenselinje	Øygarden og Fedje kommune	1Q. 2024

1.2. Omsøkte aktiviteter

Med henvisning til § 35-5 i forurensningsforskriften søker Northern Lights JV DA om tillatelse til injisering og lagring av CO₂ i geologiske formasjoner.

Northern Lights søker om lagring av 37,5 millioner tonn CO₂ over 25 år i lagringskomplekset som omfatter Dunlin- og Statfjordgruppene i EL001. Injeksjon av CO₂ er planlagt i Johansenformasjonen, som er en del av det godkjente lagringskomplekset.

Omsøkt lagringsrate er 1,5 millioner tonn årlig. Anlegget er designet til å kunne være i stand til å injisere minst 205 tonn pr time (tilsvarende 1,8 Mt/år). Faktisk injeksjonsrate er fleksibel og vil begrenses av pumpekapasitet, friksjonstap, bunnhullstrykk og brønnehodetrykk. Opptrykking av reservoaret er begrenset oppad til 79 bar over initielt hydrostatisk trykk. Dette er en geomekanisk begrensning basert på minimum horisontal spenning i takbergarten (Drake Fm.) og tilsvarer 1% sannsynlighet (P1) for å nå betingelsene for begrenset forkastningsreaktivering.

Operasjonelle betingelsene per brønnhode er definert til å ivareta at CO₂ til enhver tid vil være i væskefase (minimum injeksjonstrykk) og bergmekaniske begrensning i forhold til hydraulisk oppsprekking av takbergarten (maksimalt injeksjonstrykk). Operasjonelle brønnehodetrykk er oppsummert under per brønn.

Operasjonelle brønnehodetrykk	31/5-A-7 AH [barg]	31/5-C-1 H [barg]
Maksimum innestengningstrykk	165	165
Maksimum injeksjonstrykk	165	165
Minimum injeksjonstrykk	47	47

Det er etablert grenseverdier for CO₂ strømmens sammensetning til injeksjons- og lagring. Konsentrasjon av CO₂, O₂, H₂S og H₂O vil være overvåket kontinuerlig ved automatisk måling under overføring fra CO₂ fartøy til landanlegget. Det er også planlagt for manual prøvetaking for mer detaljert analyse. Kontroll av

CO₂ strømmens sammensetning vil være en del av operasjonelle prosedyrer for mottakelse av CO₂ på landanlegget.

Forslag til primær overvåkingsplan i samsvar med kravene i § 35-9, jf vedlegg II er oppsummert i tabellen under og detaljert i søknaden. Overvåkingsplan vil bestå av overvåking i brønner og seismisk overvåking.

OVERVÅKING I BRØNNER		Injeksjonsperiode																																	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049								
Brønnhode/Annulus/Nedihulls																																			
Brønnintegritet		[*1]	KONTINUERLIG																																
Antall aktiviteter	Injektivitet (avlastningstester)	[*2]	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1							
	Reservoartrykk (avlastningstester)	[*3]	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1							

SEISMISK MONITORERING		Injeksjonsperiode																															Overleveringsperiode [*5]	
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2049-åååå						
Antall aktiviteter	CO ₂ distribusjon (geofysisk undersøkelse; repetert 3D seismikk)	[*4]			1				1							1										1		1 [*6]						
	CO ₂ migrasjon, overleveringskriterie (geofysisk undersøkelse)																																	
Passiv seismisk monitorering		KONTINUERLIG																															KONTINUERLIG	

2. Operatørs navn og beskrivelse av tekniske kompetanse

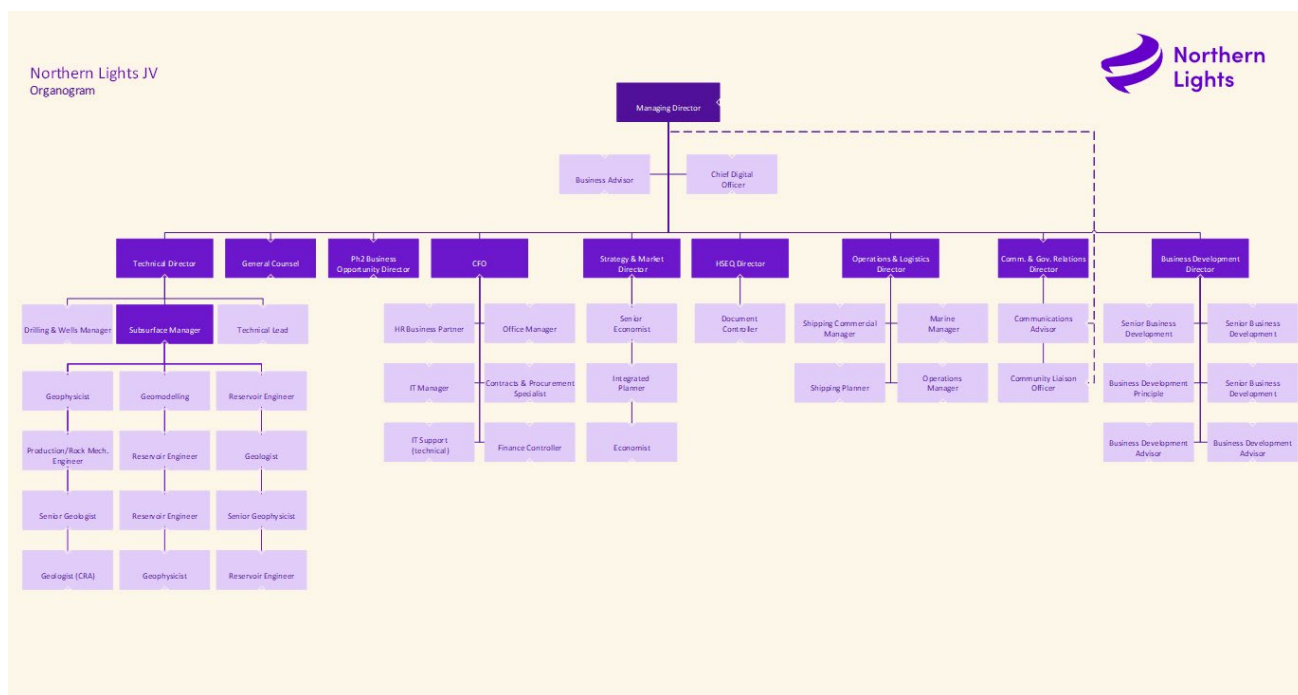
2.1. Operatørs navn og feltdata

Tabell 4: Operatør og feltdata

Operatør	Northern Lights JV DA
Organisasjonsnummer	926655779
Postadresse	4007 Stavanger
Felt navn	Aurora
Lisensnummer	EL001
Blokknummer	31/5
Brønn nummer	31/5-A-7 AH & 31/5-C-1 H

2.2. Tekniske kompetanse

Northern Lights JV DA (Northern Lights JV), eid av Shell, TotalEnergies og Equinor, er operatør for EL001 utnyttelseslisens. For å fullføre sine forpliktelser i henhold til regelverket, har Northern Lights JV bygget opp organisasjonen med alle fagdisipliner for hele verdikjeden, både i prosjektutvikling og operatørfasen (Figur 2).



Figur 2 Northern Lights JV organisasjonskart

Organisasjonen er delt opp i følgende avdelinger: operasjon og logistikk; teknisk og undergrunn; forretningsutvikling; marked og strategi; finans og administrasjon; helse, miljø, sikkerhet og kvalitet; juridisk, kommunikasjon og myndighetsrelasjoner. Direktør for hver avdeling og administrerende direktør for Northern Lights JV utgjør lederteamet. Til sammen er det ca. 50 ansatte i Northern Lights JV per dato lånt ut fra eierne, og med lang fartstid i industrien (10-20 år) og eksperter innen sine fagområder. Videre er direkte ansatte i Northern Lights JV på plass mot slutten av 2022.

Arbeidsomfanget i Northern Lights JV er enten gjennomført med Northern Lights JV interne ressurser eller via avtaler med tjenesteleverandører.

De interne ressursene dekker alle fagdisipliner, og inkluderer undergrunn, boring og brønn, og teknisk avdeling. Undergrunn er et integrert team bestående av geologer, geofysikere, reservoaringeniører og petrofysikere som leverer studier for både fase 1 og fase 2 (inkludert brønnplanlegging). Dedikert boresjef er ansvarlig for å påse at planlegging og utførelse av boreoperasjoner som gjøres av tjenesteleverandør, er utført forsvarsmessig, og i tråd med myndighetsregler og Northern Lights JV interne prosesser og prosedyrer. Teknisk leder påser at innspill fra alle deler av organisasjonen er samkjørt, og at innspill fra eierne er inkludert gjennom en rekke komiteer for ulike områder, ledet av Northern Lights JV med representanter fra alle eierne, for ulike områder. Technical Advisory Committee (TAC) setter søkelys på tekniske aspekter relatert til hele karbonlagrings- verdikjeden. Subsurface Advisory Sub-Committee (SAS) fokuserer på undergrunns-studier og -analyser og Drilling and Wells Advisory Sub-Committee (DWAS) sørger for innspill til og kvalitetssikring av brønnplanlegging og operasjonell gjennomføring.

Tjenesteleverandører, som stort sett er eierselskapene, blir tildelt avtaler for å utføre en rekke studier, utvikling og (ved oppstart av fase 1 i 2024) drift av anlegg. Dette er avtaler som dekker for eksempel fase 1

undergrunns-studier, planlegging og boring av brønner, utbygging av landanlegg, offshore infrastruktur og skipsstudier/ -konstruksjon. Disse avtalene er fulgt opp av Northern Lights JV-ansatte som overser og påser at arbeidet blir fullført i henhold til kontrakter, styrende dokumentasjon og myndighetsregelverk.

2.3. Driftsmodell

Northern Lights JV er operatør av EL001 og er ansvarlig overfor norske myndigheter i alle aktiviteter.

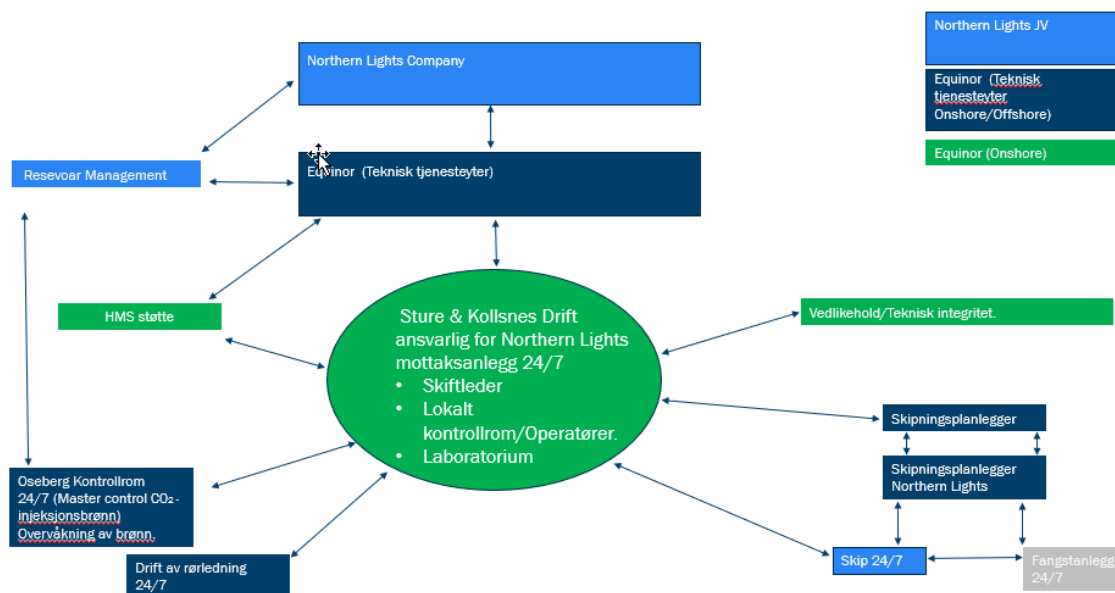
Northern Lights JV vil være ansvarlig for seismikk- og injeksjonsdatainnsamling, tolkning av resultater og overvåking av CO₂ lagring i geologisk formasjon.

Transportnett (TN/rørledningsdrift) i Equinor vil være ansvarlig for drift av rørledning.

Equinor/brønnintegritet vil være ansvarlig for overvåking av injeksjon i brønn. Oseberg driftsorganisasjon i Equinor vil være ansvarlig for kontroll av undervannsanlegg.

Equinor (Sture & Kollsnes driftsorganisasjon) vil være ansvarlig for drift av mottak- og eksportanlegg i Øygarden.

Prinsippene i operasjonsmodell for Northern Lights JV er vist i Figur 3.

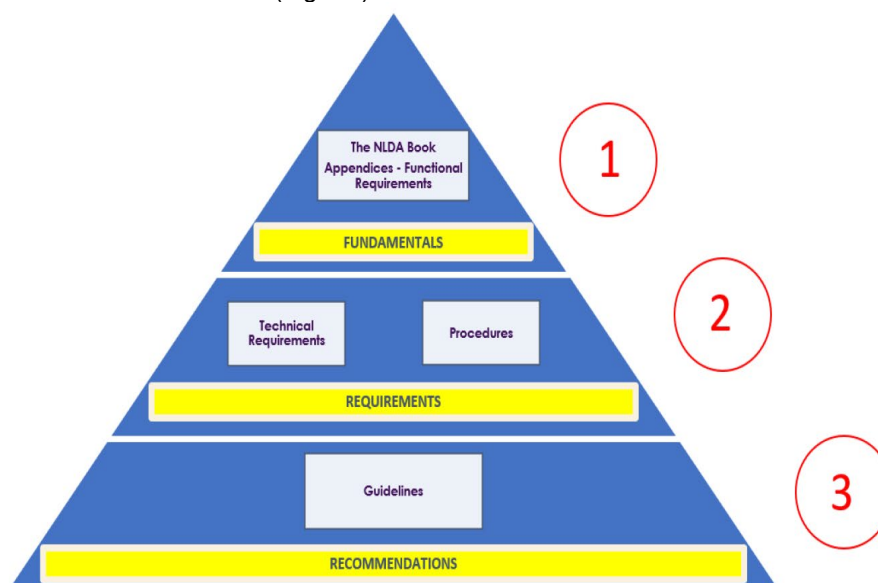


Figur 3 Driftsmodell for Northern Lights JV

2.4. Styringssystem og oppfølging

2.4.1. Northern Lights styringssystem og bekreftelsesmodell

Northern Lights har etablert et styringssystem som møter kravene i ISO 9001:2015. Styringssystemet er en samling av grunnprinsipper, krav og anbefalinger som bidrar til at organisasjonen kan oppfylle de oppgavene som kreves for å nå målene sine (Figur 4).



Figur 4 Northern Lights JV styringssystem

Grunnprinsippene gjelder uten unntak, uansett hvor i selskapet det arbeides. Disse prinsippene er nøkkelfaktorer for at Northern Lights JV kan nå sine strategiske mål. De beskriver hva som skal oppnås og hvordan selskapet over tid oppnår resultater ovenfor interne og eksterne interessenter i et nytt forretningsmiljø.

Kravene er etablert for å håndtere risiko, sørge for sikker drift og effektiv oppfølging av aktiviteter. De beskriver hva som skal etterleves når oppgaver utføres.

Anbefalingene er etablert for å bidra til at et grunnprinsipp eller et krav etterleves. De beskriver et forslag eller en mulighet til den beste fremgangsmåten for å gjennomføre en oppgave på, og er basert på selskapets felles kunnskap og erfaring.

Selskapet sin bekreftelses-modell (Figur 5) er utviklet for å sikre at styrings-systemet er effektivt og oppnår sitt formål og forventede resultat. Bekreftelse er brukt systematisk for å sikre effektive sikkerhetstiltak og kontinuerlig forbedring av Northern Lights JV aktiviteter. Systemet er basert på bruk av tilsyn, verifikasjon og egenvurdering:

- Tilsyn: Uavhengig aktivitet designet for å tilføre verdi og forbedre måtene å jobbe på. Revisjoner utføres av et team av uavhengige revisorer. Revisjonsprogrammer godkjennes av selskapsmøtet.

- Verifikasjon: Organisert av selskapet og brukt til uavhengige vurderinger mot tjenesteleverandører og leverandører. Designet for å hjelpe selskapet med å nå sine mål.
- Egenvurdering: Utført av funksjonen selv for å demonstrere kontroll og identifisere områder for forbedring på en dokumentert måte.



Figur 5 Northern Lights JV Bekreftelsesmodell

Northern Lights JV er i samsvar med relevante lover, forskrifter og forpliktelser i Statsstøtteavtalen og Deltakeravtalen.

2.4.2. Tjenesteyter styringssystem

Northern Lights JV har engasjert Equinor som tjenesteyter (TSP - Technical service provider) for utbygging av Northern Lights og for sikker drift og vedlikehold av mottaksanlegg, rørledning, og undervannsinfrastruktur inkludert brønn(er). Equinor arbeidsprosesser er gjort gjeldende for Northern Lights under utbygging og installasjon.

Equinor vil bidra i driftsfasen med kompetanse og personell for rørdrift, mottaksanlegg og ivareta brønnkompetanse. De ulike delene vil styres fra Sture kontrollrom (landanlegg) og Oseberg (brønn). TSP vil bruke sitt styringssystem som bygger på selskapets samlede kunnskap og beste praksis for å overholde myndighetskrav, oppnå sikre og effektive operasjoner og redusere risiko. Equinor vil bruke sine standard verktøy for kvalitetsstyring, kontroll og risikohåndtering.

Equinor sine krav og retningslinjer for kvalitetsstyring og kontroll vil være lagt til grunn for oppfølging av drift og vedlikeholdsaktiviteter som Equinor har ansvar for. Oppfølgingsaktivitetene er risikobasert, koplet opp mot risikobildet og følges opp i samme database som risikoregisteret.

TSP vil rapportere til Northern Lights JV i henhold til tjenesteavtalen etablert mellom Northern Lights JV og TSP Equinor.

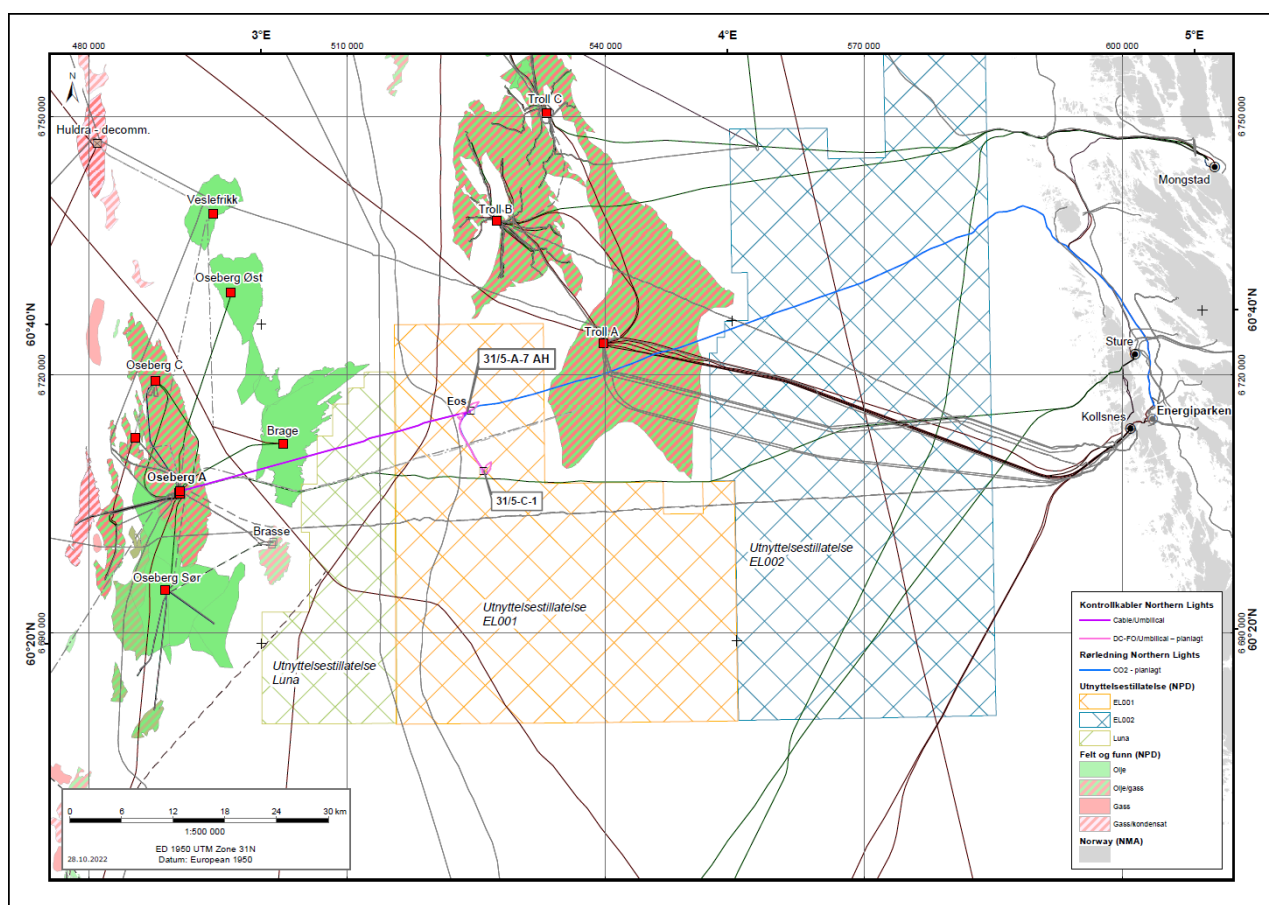
3. Beliggenhet og avgrensning av lagringslokaliteten og -komplekset

3.1. Beliggenhet

Lagringslokaliteten og –komplekset er lokalisert i utnyttelseslisens EL001 i nordlige del av Nordsjøen (Figur 6). Utnyttelseslisens EL001 ble overført fra Equinor ASA til Northern Lights JV DA 07.06.2021.

EL001 representerer et område på 1406,7 km² og dekker arealer i følgende blokker: 31/4, 31/5, 31/7, 31/8 og 31/9. Det er 2 brønner boret i 31/5 for Northern Lights.

To leteliser for lagring av CO₂ (Luna og EL002) er tildelt i naboblokkene øst og vest for EL001 i 2022 (Figur 6).



Figur 6 Beliggenhet av utnyttelsestillatelse EL001 (skravert gult). CO₂ injeksjonsbrønner, rørledning og kontrollkabler for Northern Lights er også visualisert.

3.2. Avgrensning av lagringslokalitet og -komplekset

Lagringslokalitet og lagringskompleks er begreper definert i forurensningsforskriften. Lagringslokalitet er definert som «et bestemt område innenfor en geologisk formasjon som anvendes til geologisk lagring av

CO₂ og tilhørende overflate- og injeksjonsinstallasjoner». Rørledningen er ikke vurdert som en del av lagringslokalitet, men er beskrevet i enkelte kapitler for informasjon og for å sikre et helhetsbilde. Lagringskomplekset er definert som lagringslokalitet og de geologiske omgivelser som kan ha betydning for sikkerheten ved lagringen. Disse begrepene er brukt videre for å definere grensesnitt for denne søknaden.

3.2.1. Lagringskomplekset

Valg og avgrensning av lagringskomplekset er basert på de kriterier som er beskrevet i Forurensningsforskriften §35 vedlegg I og som er relevant for dette lagringskomplekset. Dette er beskrevet i plan for utbygning, anlegg og drift (Ref. 1) og søknad om godkjenning av endring av forutsetningene for godkjent plan for EL001: Inkludering av Statfjordgruppen i lagringskomplekset 2022 (Ref. 3).

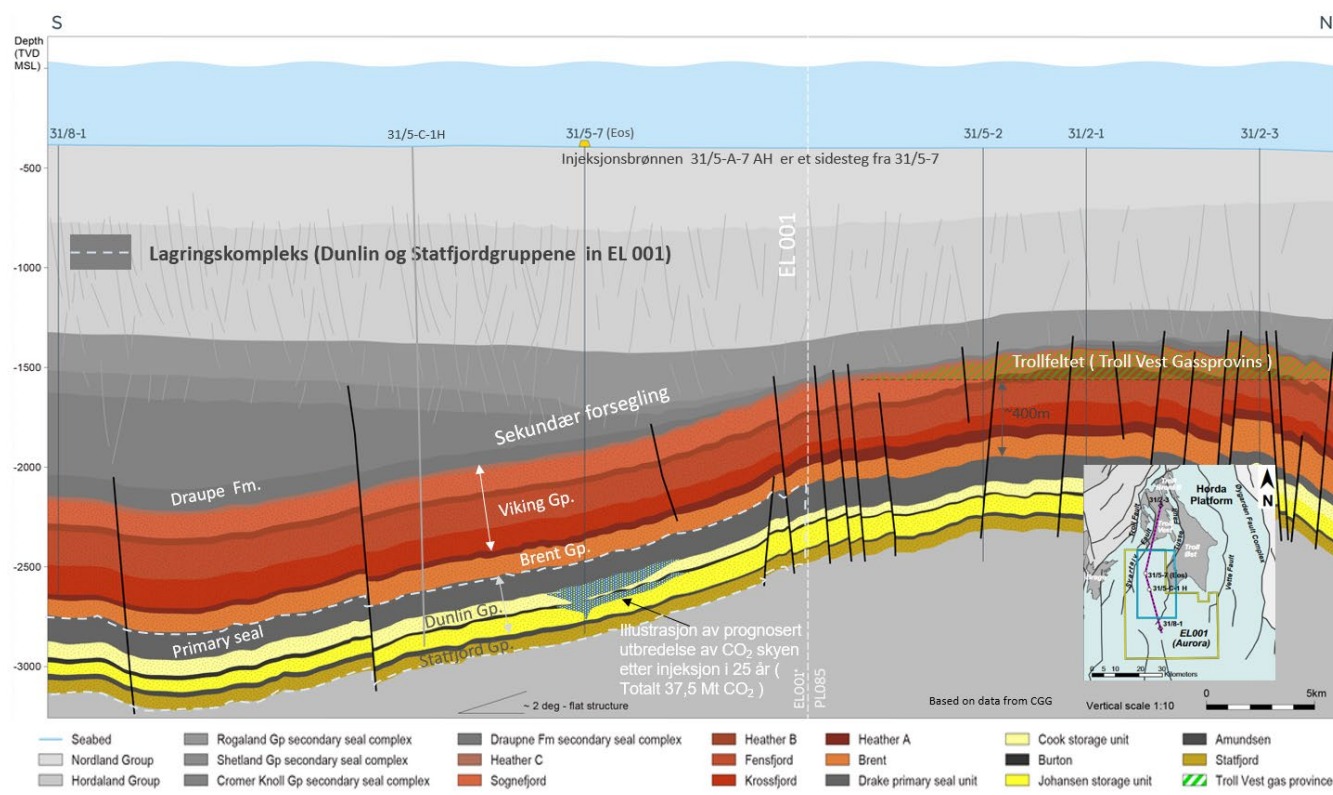
Lagringskomplekset til Northern Lights omfatter Dunlin- og Statfjordgruppene i EL001. De porøse og permeable formasjonene i de to gruppene, henholdsvis Johansen- og Cookformasjonene og Nansen-, Raude- og Eirikssonformasjonene, utgjør to dyptliggende (> 2600m) og saltvannsholdige akvifere med betydelig utstrekning. Det er ikke identifisert ferskvannsreservoarer i området.

Den skifrige Drakeformasjonen på toppen av Dunlingruppen utgjør den primære forseglingen av lagringskomplekset (Figur 7). I lagpakken over lagringskomplekset finnes flere tette bergarter som utgjør tilleggsbarrierer for vertikal bevegelse av CO₂ skulle lekkasje fra lagringskomplekset oppstå. Vikinggruppens Heather- og Draupneformasjoner representerer sekundær forsegling. Lavpermeable enheter innen Cromer Knoll- og Shetlandgruppene vil også opptre som barrierer.

Injeksjon av CO₂ er planlagt i Johansenformasjonen. Noe CO₂ kan i spesielle tilfeller, bevege seg inn i og lagres i Statfjordgruppen.

Strukturen stiger svakt (~2 grader) mot nord. Injisert CO₂ vil derfor bevege seg nordover opp langs strukturell helning (Figur 7). Det betyr også at lagringslokaliteten vil utvides over tid. På et tidspunkt vil CO₂ krysse lisensgrensen og lagringskomplekset må eventuelt utvides nordover.

Søknaden omfatter lagringskomplekset innenfor EL001, men for å evaluere videre lekkasjeruter og de ultimate konsekvensene av en lekkasje over lisensgrensen, er området nord for EL001 også evaluert. Den tredjedimensjonale numeriske simuleringsmodell dekker også derfor dette området (Figur 11).



Figur 7 Beliggenhet og avgrensning av lagringskompleks. 31/5-7 (Eos) er verifikasjonsbrønnen boret i 2019/20. 31/5-A-7 AH er hovedinjektor og 31/5-C-1 H er beredskapsbrønn. Merk vertikal skala er overdrevet, strukturell helning er ca. 2 grader

Lagringslokalitet for Northern Lights omfatter følgende komponenter:

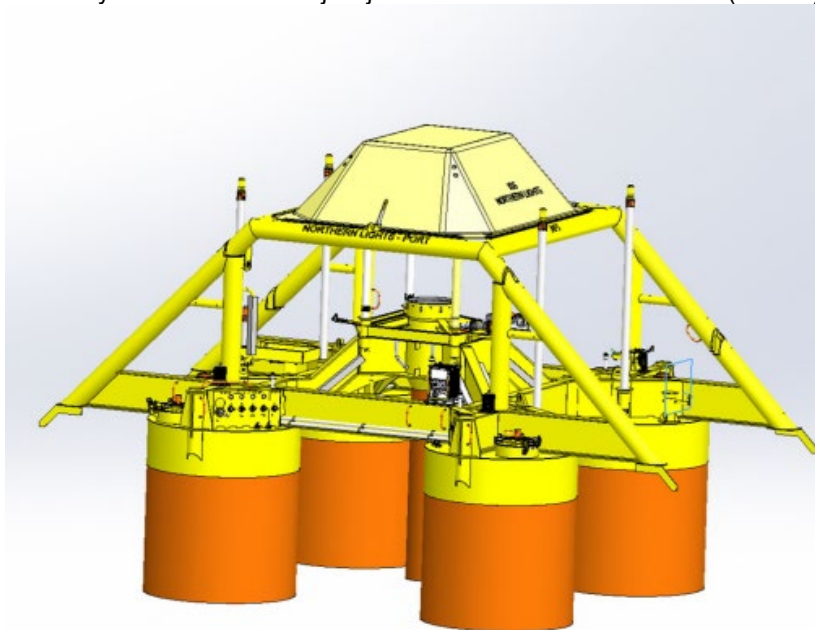
- 2 undervannsanlegg med styrings- og kontrollsystemer.
- 2 Injeksjonsbrønner
- Områdene i Johansen- og Cookformasjonene i Dunlingruppen hvor CO₂ er injisert og lagret.

3.2.2. Undervannsanlegg med styrings- og kontrollsystemer

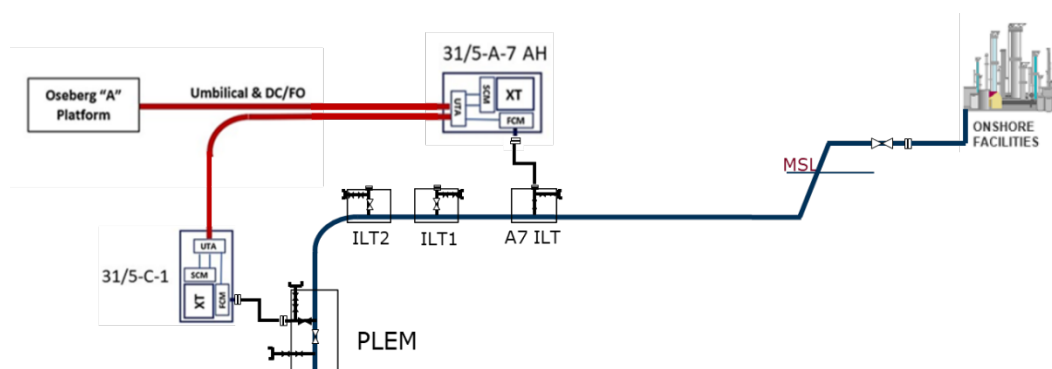
Hovedkomponentene som vil utgjøre undervannssystemet for Northern Lights fase 1 er beskrevet under:

- 2 x brønnrammer (Figur 8): Det er installert to brønnrammer på Northern Lights fase 1 med cirka 8 km avstand. Havbunnsinstallasjonene er konstruert for å tåle overtråling og fallende gjenstander iht. lokale forhold og NORSOK U-001 standard. Teknisk levetid er 25 år. Størrelsen på strukturene er 20,4 m x 12,4 m, med en total høyde på 16 m inkludert dybden på sugeankerene. Høyden over sjøbunnen etter installasjon er 7-8 m. Begge brønnrammene er installert.
- 2 x brønnhode: Begge brønnhodene er installert i forbindelse med boring og ferdigstilling av brønnene.

- 2 x juletre (XT): Ventil-tre som inkluderer flow control module (FCM) hvor reguleringsventilen er lokalisert, kontrollmodul (SCM) og flow base. Kontrollmodulen er grensesnittet mellom juletreventilene og kontrollsystemet. Begge juletrærne skal installeres i 2023.
- Styrings- og kontrollkabler (Figur 9): en kombinert kraftforsynings- og styringssignalkabel (DC/FO kabel), og en kontrollkabel for hydraulikk og Monoetylenglykol (MEG). Både DC/FO kabel og kontrollkabel (ca. 36 km) er installert og terminert på Oseberg A plattformen. Kontrollkabel er terminert på tilhørende undervannsutstyr, DC/FO kabel vil termineres på undervannsutstyr i 2023. Det er også installert en DC/FO-kabel og kontrollkabel mellom injeksjonsbrønnene (ca. 8 km). Kontrollkablene sørger for forsyning av strøm, kommunikasjon og nødvendig kjemikalier for styring og overvåking. Kontrollkablene er også nedgravd og beskyttet mot tråling. Installasjon, klargjøring og drift av kontrollkabler er omfattet av tillatelse med ref. 2022/2406.
- 1 x rørledning mellom Øygarden landterminal og undervannsutstyr blir installert i 2023. Tilkoblingspunkt (ILT) mellom rørledning og rørstykket (spool) mot flowbase vil bli installert sammen med rørledningen. (Ref. 4).
- 1 x rørstykke mellom hver injeksjonsbrønn vil bli installert i 2023 (2 totalt). (Ref. 4).



Figur 8 Brønnramme inkludert fire sugeankere og beskyttelsesstruktur

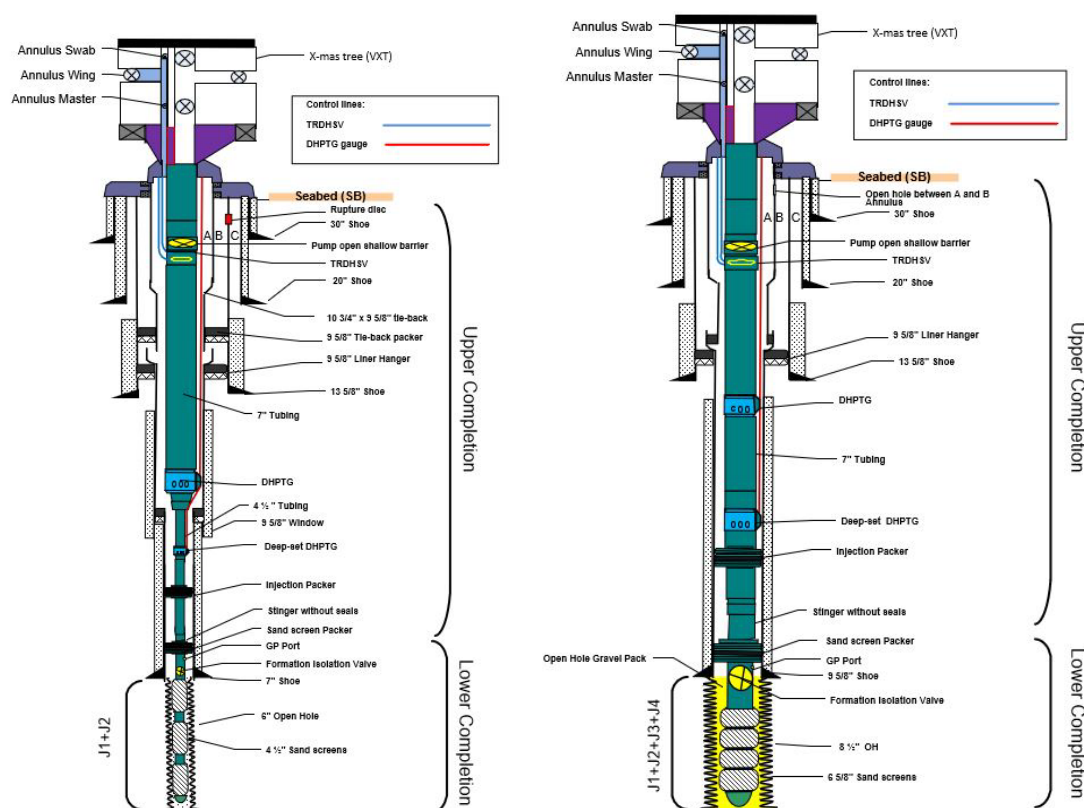


Figur 9 Skisse som inkluderer hovedkomponenter i undervannssystemet for Fase 1 (XT juletre, FCM: flow control module, Subsea control modul (SCM), ILT: Inline Tee, PLEM: Pipeline end manifold).

3.2.3. Injeksjonsbrønner

Det er boret 2 injeksjonsbrønner i EL001: 31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H (Figur 10). 31/5-A-7 AH er hoved injeksjonsbrønn og 31/5-C-1 H er en beredskapsbrønn. Oseberg A plattformen vil operere brønnene under nedstengning og oppstart av injeksjonen, mens kontrollrom på land vil kontrollere injeksjonsrate ved hjelp av strueventilen på brønnene under normal drift.

Brønnene er forlatt med en kjemisk reagens nedihulls (filterkakebryter). Effekten av denne opprensingsmetoden vil bli testet i 2023 (ett år før oppstart) ved injeksjon (via intervensjonsbåt) av lavsaltholdig vann. Dersom resultatet er utilfredsstillende, vil man kunne planlegge for kjemisk eller hydraulisk stimulering av brønnene for å forbedre injektiviteten. I forkant av oppstart av CO₂-injeksjon skal nærbrønnsområdet forberedes ved å injisere lavsaltholdig vann for å kjøle ned reservoaret og fortrenge formasjonsvannet slik at det dannes en buffersone rundt brønnene. Prosessen må bli utført maksimalt 3 måneder før CO₂ injeksjonsoppstart i 2024 for å sørge for best mulig injektivitet under oppstart. Dersom brønnene blir stående ubrukt i lengre tid kan operasjonen måtte gjentas. Aktiviteten er beskrevet og dekket i tillatelsen med ref. 2022.0429.T.



Figur 10 Brønn 31/5-A-7 AH (venstre) og Brønn 31/5-C-1 H (høyre) (Inndeling av Johansenformasjonen, J1-J4 er beskrevet i 4.3.1)

Brønnene (Figur 10) er designet slik at utstyr og materialer som vil være i kontakt med både CO₂ og formasjonsvann er av korrosjonsbestandig legering. Basert på korrosjonstesting med antatt vannkjemi, er 25 % Cr Super Duplex Stainless Steel (SDSS) rør valgt for rør og kompletteringsutstyr som er utsatt for vann. Standard rør og kompletteringsutstyr er ellers brukt så langt det ikke er risiko for korrosjon.

For hovedbrønnen 31/5-A7 AH, hvor nedre komplettering dekker Johansen formasjonene J1 og J2, så er primærvalget frittstående sandskjermer (SAS). Øvre komplettering i brønn 31/5-A7 AH består av et 7" injeksjons rør i 9 5/8" x 10 3/4" foringsrør samt 4 1/2" injeksjons rør i 7" liner.

For brønnen 31/5-C-1 H, hvor nedre komplettering dekker hele Johansen formasjonene (J1, J2, J3, J4) så er primærvalget sandskjermer og åpenhulls gruspakning. Øvre komplettering i brønn 31/5-C-1 H består av et 7" injeksjonsrør.

For å sikre pålitelig overvåking og kontroll av injeksjon i brønnene er det installert to nedihulls trykk- og temperaturmålere (DHPTG) som kontinuerlig måler både tubulær og A-ringrom trykk og temperatur (Figur 10). I tillegg er brønnhodet designet med trykk- og temperaturmålere, samt enfase strømningsratemåler (Venturi).

4. Karakteristikk av lagringskomplekset

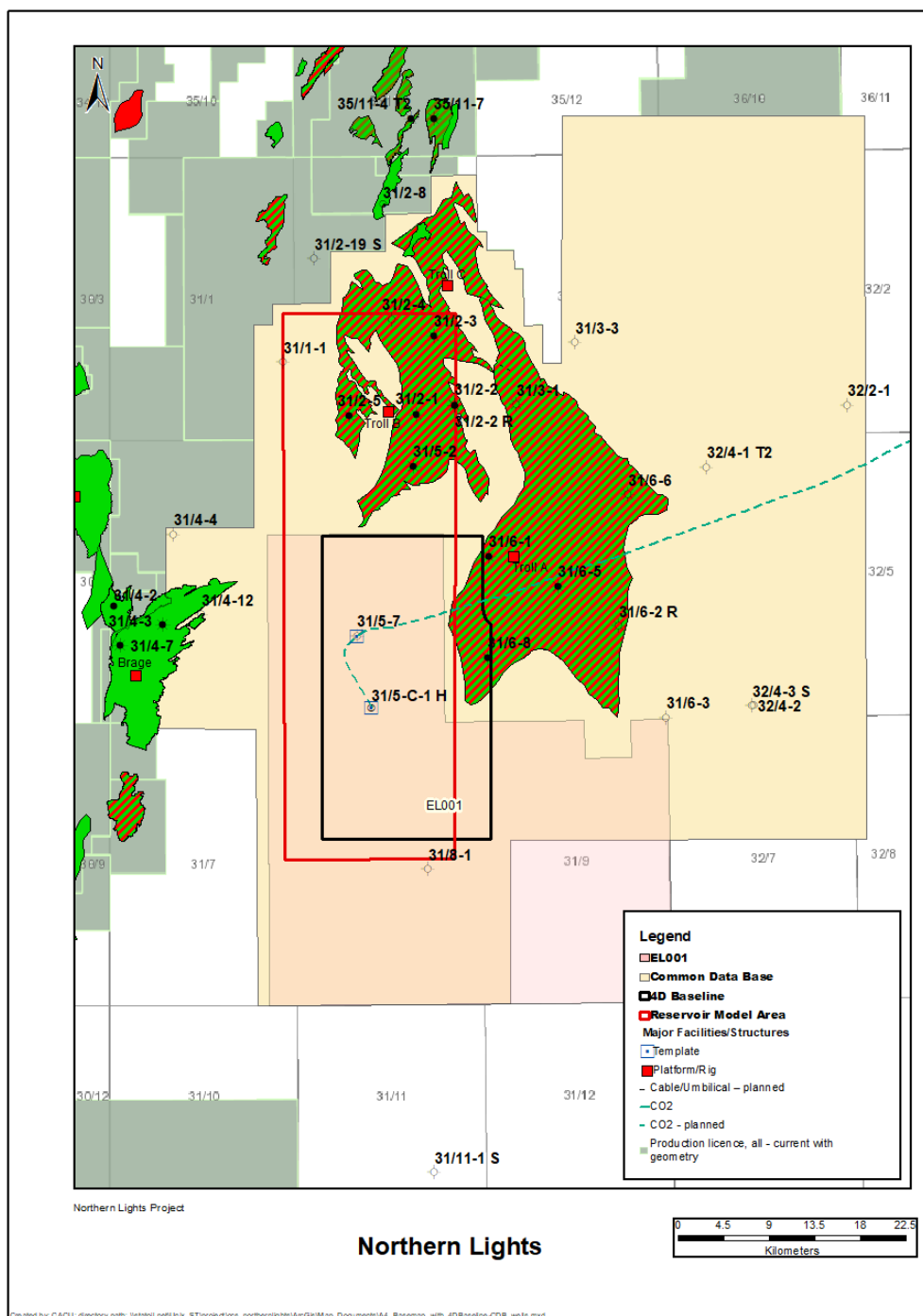
4.1. Database/Datainnsamling

Figur 11 viser brønn- og seismisk database brukt for evaluering av lagringskomplekset i EL001 og de nærliggende områdene. Den seismiske databasen består av CGG17M01 og CGG18M01 og den nylig innsamlede 4D seismisk grunnlagundersøkelsen (2022).

Vedlegg V gir en oversikt over tilgjengelig data i brønn-databasen som er blitt brukt for evalueringen. Sluttrapportene fra de brønnene som går ned til Dunlingruppen er brukt for evaluering av kvaliteten på brønnbarrierene i disse brønnene. Denne evalueringen inngår som input til lekkasjerisikovurderingen for lagringskomplekset.

Datainnsamling i 31/5-7 (Eos) 2019-2020, omfatter logger, kjerneprøver av reservoar og takbergart, trykkpunkter, produksjonstest, test av takbergartens styrke (XLOT) og spesielle kjerneanalyser (SCAL). 31/5-C-1 H og 31/5-A-7 AH (injeksjonssidesteg fra 31/5-7) ble boret Q3-Q4 2022. Ytterligere *in situ* måling av bergartens spenning (ofte kalt for formasjonsstyrke) ble utført ved hjelp av «Microfrac» i 31/5-A-7 AH. Resultatene fra 31/5-C-1 H som ble boret 7 km syd for 31/5-7, var som prognosert. All informasjon fra de to siste brønnene er ikke fullstendig evaluert ved ferdigstillelse av dette dokumentet.

Data fra Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk (NNSN) i perioden 2001-2021 gir oversikt over naturlig seismisk aktivitet i området (Vedlegg VI). I injeksjonsområdet er det observert meget lav seismisk aktivitet i denne perioden.

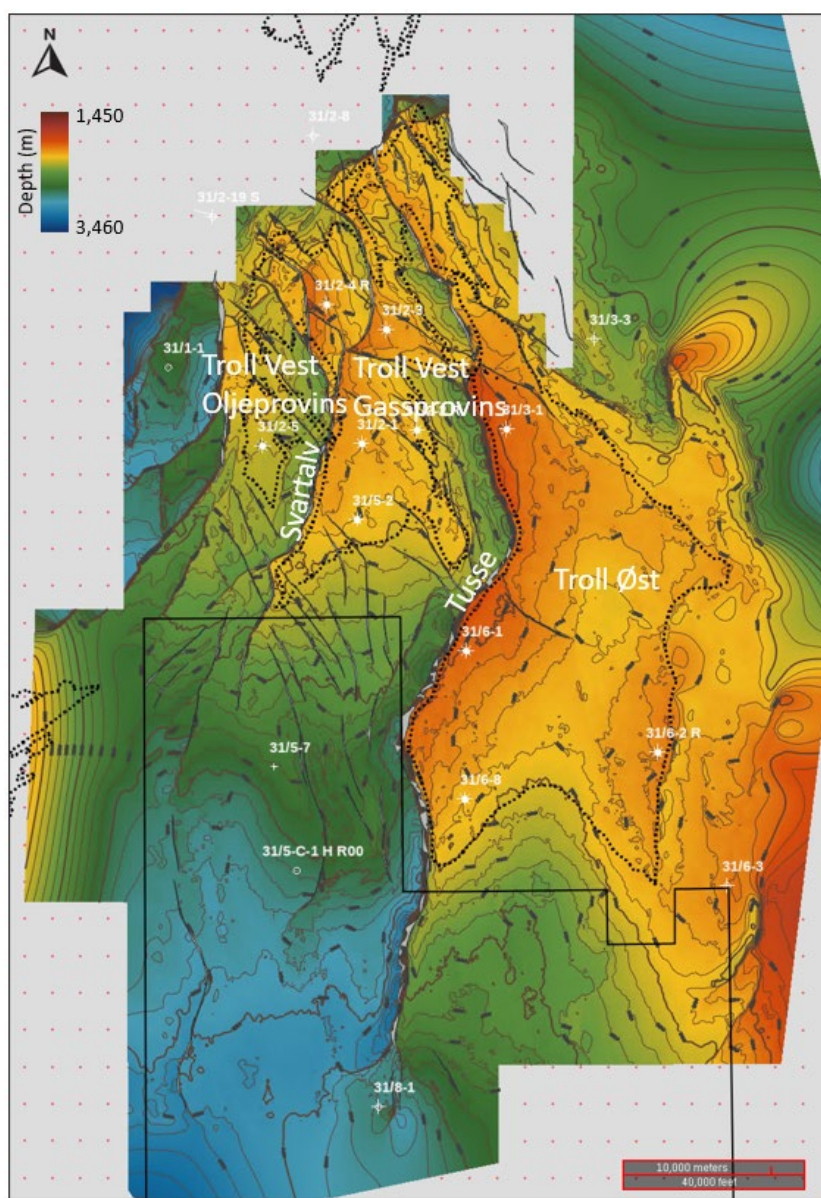


Figur 11 Brønn- og seismisk database for evaluering av lagringskomplekset og nærliggende områder. Rød linje viser avgrensning av 3D numeriske simuleringssmodell og svart linje viser seismisk grunnlagundersøkelse (2022).

4.2. Strukturell beskrivelse

Lagringslokaliteten ligger i forkastningsblokken som avgrenses av Svartålv- og Tusseforkastningene (Figur 12). Strukturen faller svakt mot sørvest mot Brageområdet og krappere inn mot Tusseforkastningen i øst. I nord-syd retning stiger strukturen svakt nordover mot den strukturelle fellen ca. 400 m under Troll Vest feltet.

I tillegg til de store nord-syd gående hovedforkastningene, er området også karakterisert av mindre forkastninger i nordvest-sørøst retning. Disse forkastningene har et relativt lite sprang slik at reservoar- eller takbergarten er i kontakt «med seg selv» over forkastningen. Ingen av forkastningene i EL001 når havbunnen.



Figur 12 Topp Johansen dybdekart.

4.3. Karakteristikk av de geologiske formasjonene som inngår i lagringskomplekset

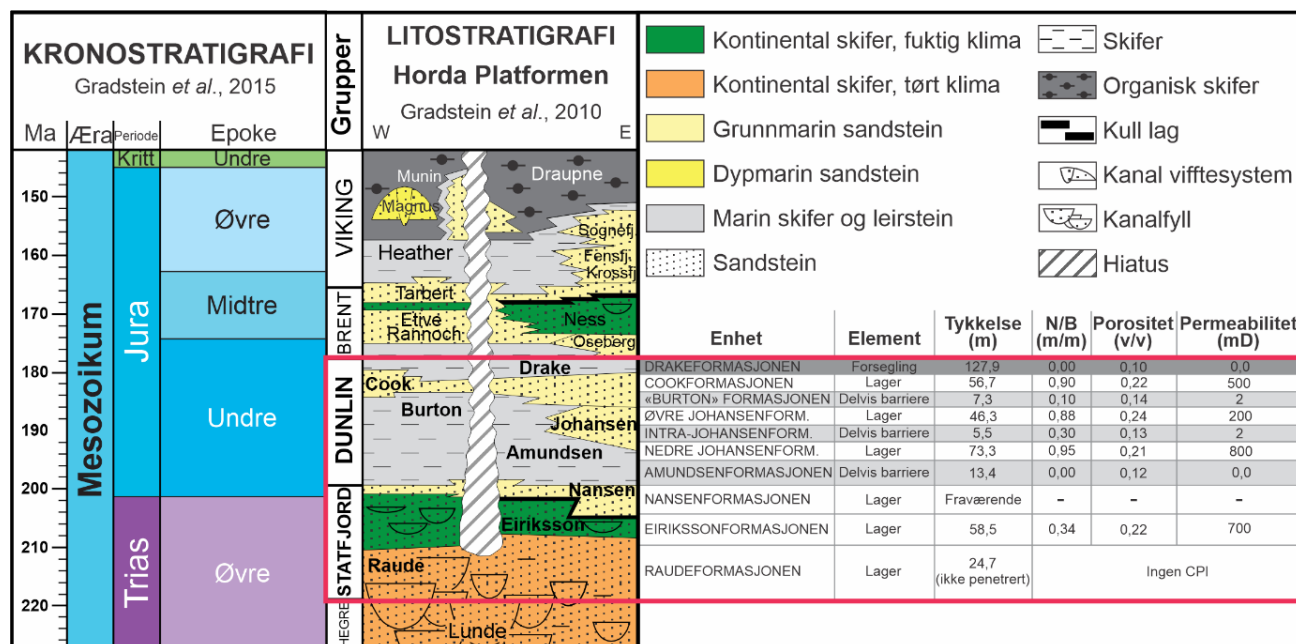
Figur 13 viser en krono- og litostratigrafisk oppsummering av de geologiske formasjonene som inngår i lagringskomplekset. Som skjematisk vist i figuren består Dunlingruppen av to grunnmarine sandsteinspakker omsluttet av marin skifer og som tynnes i vestlig retning.

Statfjordgruppen er lateralt utstrakt på Hordaplattformen og er kjennetegnet av et fluvialt system med en grunnmarint avsatt enhet på toppen. Denne enheten (Nansenformasjonen) er ikke påvist i 31/5-7 brønnen.

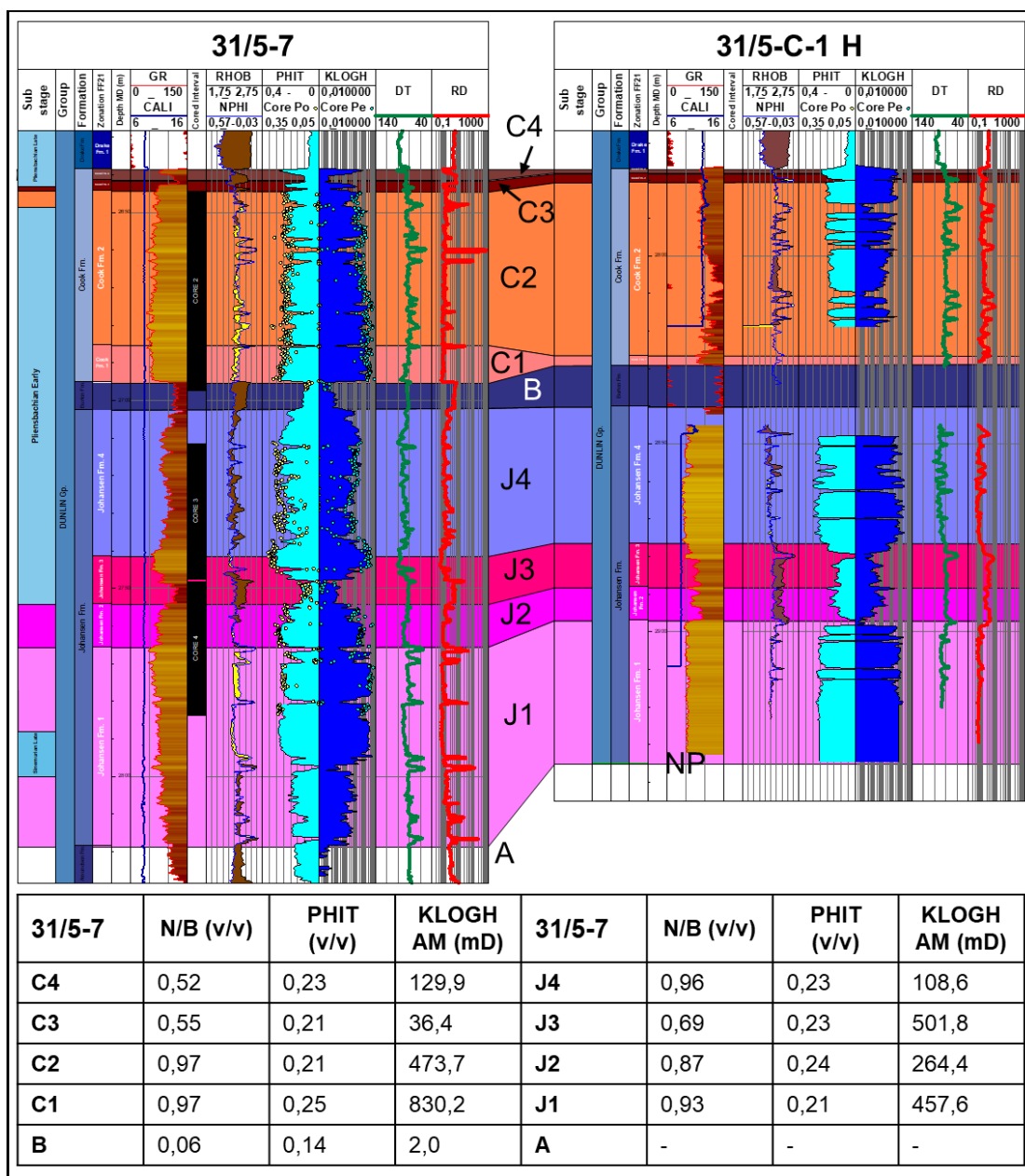
4.3.1. Dunlingruppen

Amundsenformasjonen: Delvis barriere internt i lagringskomplekset (Figur 13)

Den marine skiferen utgjør den nedre delen i Dunlingruppen. Den har en tydelig stratigrafisk grense mot den underliggende Statfjordgruppen, mens overgangen til den overliggende Johansenformasjonen er mer gradvis fra skifer til sandstein. Tykkelsen avtar fra vest mot øst, med henholdsvis 50-70 m i Brage og Oseberg og 13,4 m i 31/5-7. Enheten er antatt å være til stede i hele EL001, men med avtagende tykkelse mot nord og øst. Skiferen er viktig for forseglingskapasiteten av forkastninger, men grunnet varierende tykkelse og litologi, er den antatt kun å være en delvis barriere mellom Dunlin- og Statfjordgruppen.



Figur 13 Krono- og litostratigrafisk oppsummering samt gjennomsnittsverdier av reservoarparametere for formasjonene i lagringskomplekset basert på 31/5-7



Figur 14 Korrelasjon mellom 31/5-7 og 31/5-C-1 H samt inndeling av Johansenformasjonen, (J1-J4), Cookformasjonen (C1-C4), Burtonformasjon ekvivalent (B) og Amundsen (A) med tilhørende reservoarparametere fra 31/5-7

Johansenformasjonen: Injeksjonsintervall og lager (Figur 13, Figur 14 og Figur 15)

Formasjonen kiler ut mot vest. Den er delt inn en nedre del (J1 og J2) og øvre del (J3, J4 og B), begge bestående av en sandsteinspakke med et intervall av leir- og siltstein på toppen. Disse (J2 og B) er antatt å opptre som delvis barrierer for vertikal bevegelse av CO₂ innad i lagringskomplekset (Figur 13).

Nedre del av Johansenformasjonen (J1 og J2) består av delvis sedimentære som representerer en kystlinje som bygger seg ut i vest-sørvestlig retning. Øvre del (J3 og J4) er tolket til å være avsatt i

tidevann- og bølgepåvirkede miljø. De finkornede sedimentene i J4 går gradvis over til den skifrige Burtonformasjon ekvivalent og er antatt å ha en større lateral utstrekning enn J2. Produksjonstesten i 31/5-7 viste at enheten er godt egnet for injeksjon av CO₂; meget god reservoarkvalitet og ingen barrierer innenfor en radius på 2 – 3 km. Formasjonstrykket er hydrostatisk (Figur 15) og reservoartemperaturen er 110°C.

Injeksjon av CO₂ er planlagt i nedre del av Johansenformasjonen i 31/5-A-7 AH.

Cookformasjonen: Lager for CO₂ (Figur 13, Figur 14 og Figur 15)

Cookformasjonen har en større utstrekning enn Johansenformasjonen og er tilstede mot nord, sør og vest på Hordaplattformen.

På grunn av tetthetsforskjell i forhold til vann, vil CO₂ injisert i den underliggende Johansenformasjonen stige opp mot Cookformasjonen og sandintervallene her viser meget gode egenskaper for lagring av CO₂.

Cookformasjonen er også delt i en nedre del (C1 og C2), karakterisert av tidevannspåvirkede sedimenter, og en øvre del (C3 og C4) representert av sedimenter avsatt ved økende havnivå.

Nedre grense av Cookformasjonen i 31/5-7 viser en erosiv grense mot den underliggende skifrige Burtonformasjon ekvivalent. Denne erosive grensen er tolket som den laterale utstrekningen av en seismisk struktur (ca. 40 km lang og 4 km bred) kalt «Korridoren». Erosjon påvirker forskjellige stratigrafiske intervaller og er tolket til å gå ned i nedre del av Johansenformasjonen (J1) mot nord. Opprinnelsen og fyllingsmekanismen er foreløpig uklar og i den geologiske modellen er «Korridoren» behandlet med et stort usikkerhetsspenn. Øvre Cookformasjon er i 31/5-7 representert i et kondensert intervall som er antatt å være representert av tykkere sandsteinspakker utenfor brønnområdet.

Drakeformasjonen: Takbergart og primær forsegling av lagringskomplekset (Figur 13 og Figur 15)

Data fra 31/5-7 og de to injeksjonsbrønnene (litologi, tykkelse, trykkdata, XLOT, MicroFrac) bekrefter en god forseglingsbergart med tilstrekkelig integritet for geologisk lagring av CO₂.

Drakeformasjonen er marint avsatt og er kjennetegnet med en skifrig nedre del (Drake- 1) og en mer heterogen øvre del (Drake- 2). Formasjonen er påvist i Brage, Troll Øst, Troll Vest og i tillegg til brønnene i EL001. Tykkelsen varierer fra 50-140m. I 31/5-7 er den totale tykkelsen 128 m og den skifrige Drake-1, 75 m. I 31/5-C-1 H er tilsvarende tykkelser henholdsvis 123 og 73 m.

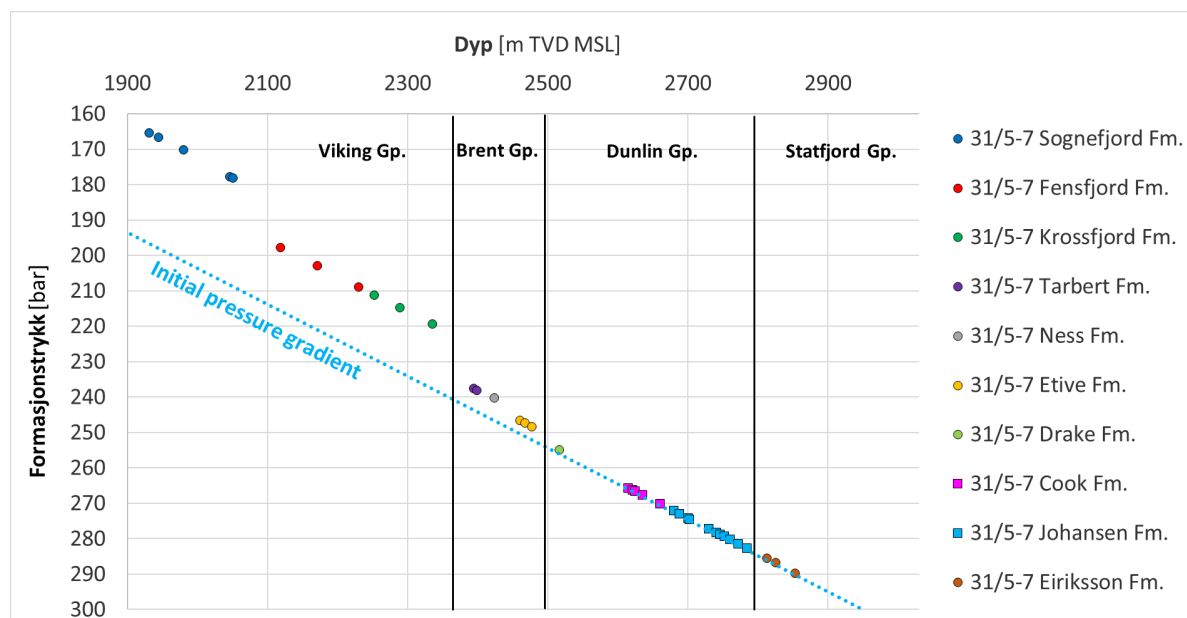
Drake-1 representerer den forseglende delen av Drakeformasjonen. Enheten kan deles inn i Nedre-, Intra- og Øvre Drake-1 som alle er kompetente og homogene forseglingsintervall. Intra Drake- 1 viser i den største formasjonsyrken. Denne enheten er også, basert på mineralogi, tolket til å ha «krypende» (creeping) egenskap noe som gir høyt potensial for sprekkeforsegling.

Den heterogene Drake-2 tolket er tolket til å representere en buffer mot vertikal bevegelse av CO₂ ved at tynne sand- og siltlag kan forsinke og lagre CO₂. Denne enheten er ikke vurdert som en primær forseglingsdel av takbergarten.

Den regionale utstrekningen av Drakeformasjonen bekreftes også av seismiske data. En (soft) reflektor som korresponderer med Intra Drake-1 er kartlagt over EL001 og kan følges over et stort område. I den nordlige delen av Troll Vest området, blir skiferen mer heterogen og mister sin seismiske karakter.

Resultater fra XLOT og MicroFrac ble brukt til å sette operasjonelle verdier og sikre forseglingsintegritet ved drift.

Trykkdata fra 31/5-7 (Figur 15) viste ingen kommunikasjon mellom Dunlingruppen og de overliggende og trykkavlastede Brent og Vikinggruppene. Trykkdata fra øvre del av Statfjordgruppen ligger også på samme hydrostatisk gradient som for Dunlingruppen. 31/5-C-1 H som ble boret 2 år etter (2022), viser det samme bildet (TD i nedre del av Dunlin). Basert på de tilgjengelige data anses Cook og Johansenformasjonene som samme hydrauliske enhet, avgrenset fra Brent og Viking Gp. Det kan verken konkluderes eller utelukkes at Statfjordgruppen er i trykkkommunikasjon med Cook og Johansenformasjonene.



Figur 15 Formasjonstrykk i 31/5-7. Trykkpunktene fra Dunlin- og Statfjordgruppen (kun Eiriksson-formasjonen) ligger på hydrostatisk gradient, mens trykkpunktene i Viking- og Brentgruppen viser reduksjon i formasjonstrykk på grunn av produksjon fra omkringliggende felt

4.3.2. Statfjordgruppen (Figur 13)

Statfjordgruppen er ikke vurdert for injeksjon eller som primær lagringsenhet for Northern Lights fase 1. CO₂ injisert i den overliggende Dunlingruppen, kan likevel i spesielle tilfeller bevege seg inn i Statfjordgruppen, for eksempel lateralt gjennom forkastinger, og reservoarsandene i Nansen-, Eiriksson- og Raudeformasjonene kan opptre som lager for CO₂.



31/5-7 ble avsluttet 83 m inn i øvre del av Statfjordgruppen (31/5-C-1H ble avsluttet i nedre del av Dunlingruppen). Evaluering av formasjonene er derfor basert på brønner utenfor EL001 (Ref 3). Generelt er reservoaregenskapene antatt dårligere i Statfjordgruppen enn i Dunlingruppen.

Nansenformasjonen (øverst) er tolket til å være avsatt i et grunnmarint tidevannsmiljø og er antatt å ha best reservoarkvalitet og størst grad av sammenhengende reservoarsander. Brønndata viser at Nansenformasjonen varierer i tykkelse i området og ble ikke påtruffet i 31/5-7. Enheten er til stede i brønner i Brageområdet og i nordvestlig del av Troll Vest feltet, men er ikke tolket med sikkerhet i Troll Øst.

Eirikssonformasjonen er avsatt i et fluvialt system påvirket av tidevann, og består av amalgamerte og enkeltstående kanaler og av elveslette sedimenter med kull. Gjennomsnittsverdier av reservoarparametre er gitt i Figur 13.

Raudeformasjonen representerer også et fluvialt system, men med større grad av isolerte kanaler sammenlignet med den overliggende Eirikssonformasjonen. Formasjonen er ikke penetrert i 31/5-7.

Formasjonene i Statfjordgruppen viser en trend der utstrekning av sandkroppene og lateral kontinuitet avtar fra Nansen via Eiriksson til Raudeformasjonen. I tillegg avtar andel av reservoarsand i forhold til tykkelsen av formasjonen (N/B) fra topp til bunn i Statfjordgruppen.

4.4. Tredimensjonal numerisk simuleringsmodell

For å modellere injeksjon og lagring av CO₂ er det bygget en tredimensjonal (3D) numerisk simuleringsmodell av formasjonene Johansen og Cook. Modellen (FF2021R2) er basert på alle tilgjengelige data (borehullslogger, borehullsavbildninger, kjernedata) og tolkninger, inkludert en seismisk stratigrafisk tolkning av reservoaret og dynamiske data (31/5-7 DST). Modelleringsverktøyene som er brukt er RMS og E300 med CO₂STORE.

For å ta høyde for usikkerhetene i statisk og dynamisk modell er de viktigste parameterne inkludert med et begrunnet usikkerhetsspenn og distribusjon. Usikkerhetsstudier utført for FF2021R2 har vist at Cook permeabilitet og akviferstørrelse er de viktigste parametrene for henholdsvis CO₂ migrasjonshastighet og trykkoppbygning.

Ca. 400 modeller er generert ved trekning av usikkerhetsparametre (Monte Carlo). Hver modell, en realisasjon, representerer et mulig utfall og det dynamiske resultatet viser en mulig prognose for trykkutvikling, romlig utbredelse og migrasjonshastighet av CO₂ samt lagringsmekanismer. Strukturen stiger mot nord (Figur 7) og på grunn av tetthetsforskjell med vannet i formasjonene vil injisert CO₂ bevege seg nordover langsmed strukturell helning under takbergarten. Den tredimensjonale modellen strekker seg derfor nordover og forbi den nordlige grensen til EL001 (Figur 11) for å kunne simulere utbredelse av CO₂ over tid. CO₂ vil over tid krysse nordlig lisensgrense.

Regionalt forbundet porevolum (hydraulisk enhet) for Dunlingruppen (inkluderer lateral utstrekning, tykkelse og egenskapene til Johansen- og Cook formasjonene) har blitt evaluert basert på omkringliggende brønner og seismisk data. Reservoarsandenes utstrekning er kartlagt (Figur 16), men det gjenstår fortsatt

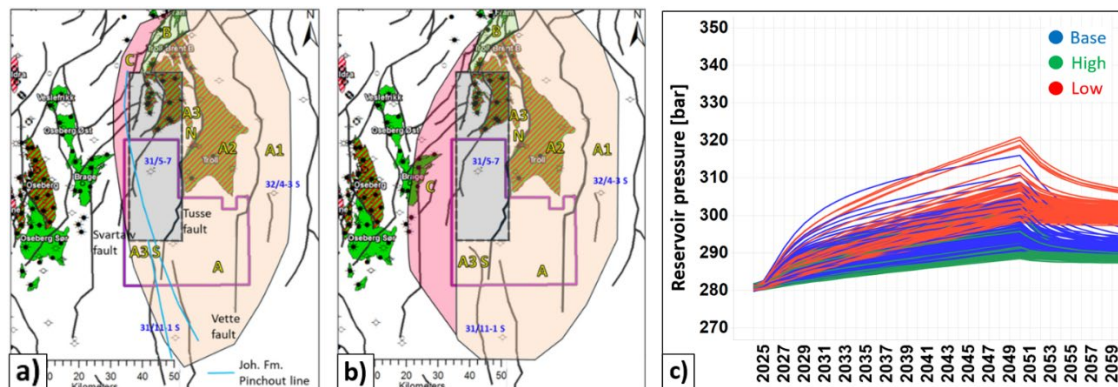
usikkerhet vedrørende det sammenhengende (trykkommuniserende) porevolumet. Den hydrauliske enheten er derfor modellert i sin helhet ved å tilknytte numeriske akvifere av ulik utstrekning til simuleringsgriddet. På den måten er det totale sammenhengende porevolumet gitt som summen av gridceller og numeriske akvifere.

Det tilknyttede akvifervolumet er inkludert som en usikkerhetsparameter i den dynamiske evalueringen, hvor tre caser er definert for totalt sammenhengende porevolum, med lav (39.20 GRm³), middels (78.31 GRm³) og høy (106.34 GRm³) grad av tilknyttet akvifervolum (Tabell 5).

Tabell 5: Regionalt forbundet porevolum for Dunlingruppen. Lavt, middels og høyt akvifervolum er inkludert i usikkerhetsspennet til simuleringsmodellen.

Formation	Connected segments	Low (GRm ³)	Medium (GRm ³)	High (GRm ³)
Cook Fm.	Numerical aquifer segments	8.36	32.19	47.37
	Gridded area (ensemble average)	8.3		
	Total	16.66	40.49	55.67
Johansen Fm.	Numerical aquifers segments	5.75	21.03	33.88
	Gridded area (ensemble average)	16.8		
	Total	22.55	37.83	50.68
Total (Cook and Johansen Fm.)		39.20	78.31	106.34

Som en del av usikkerhetsstudiet er følgende sannsynligheter antatt for de tre ulike akvifer-casene: lavt volum: 30%, middels volum: 50%, høyt volum: 20%. Da ca. 400 realisasjoner med ulik grad av porøsitet har blitt simulert vil det naturligvis være en distribusjon av porevolumet som inngår direkte i simuleringsgriddet. I Tabell 5 er dette vist for gjennomsnittet av modellensemblet, mens lav, middels og høy akvifer er inkorporert i de individuelle realisasjonene som numeriske akvifere. Basert på usikkerhetsspennet til det hydraulisk sammenhengende porevolumet i modellen er det ca. 170% økning fra lavt til høyt akvifervolum (39 til 106 GRm³), og vil følgelig ha en innvirkning på trykkoppbyggingen i reservoaret (Figur 16).



Figur 16 Kart over tilknyttede akvifere og resulterende reservoartrykk: a) Potensielt tilknyttede akvifere for Johansenformasjonen, b) Potensielt tilknyttede akvifere for Cookformasjonen, og c) Reservoartrykkutviklingen kategorisert ved lavt (rød), middels (blå) og høyt (grønn) tilknyttet akvifervolum. Grå rektangel viser til området dekket av 3D numeriske simuleringsmodell.

Først etter at injeksjonsoperasjonen starter og trykkdata blir tilgjengelig vil det være mulig å snevre inn usikkerhetsintervallet i forbindelse med akvifervolum da trykkoppbyggingen vil være indikativ i forhold til det hydraulisk sammenhengende porevolumet hvor CO₂ injiseres.

Reservoarmodellen styres av nedihulls trykk og rate. Grunnet CO₂ sin faseoppførsel (7.3.2) langs verdikjeden i Northern Lights (flytende/superkritisk fase) har det ikke vært vurdert nødvendig å modellere effekter av koplede prosessmodelleringer, og trykktapsberegninger for strømming gjennom rørledning og tubing er derfor beregnet separat.

Temperaturvariasjoner i formasjonene som funksjon av tid under injeksjonsforløpet er ikke hensyntatt i reservoarmodellene (Eclipse). Det har imidlertid blitt utført simuleringer i modelleringsverktøyet Reveal, hvor effekten av kald CO₂ injeksjon på lagringsenhetene og takbergarten har blitt vurdert. Basert på Revealsimuleringene og bergmekaniske studier har man konkludert med at det vil være veldig lav sannsynlighet for forkastningsreakivering grunnet nedkjøling rundt injeksjonspunktet, hvor kun en av de kjente forkastningene ligger innenfor radien til den kjølede fronten. Effekten av nedkjøling vil imidlertid være potensielt fordelaktig for CO₂ injektivitet grunnet sprekkdannelse i nærbrønnsområdet.

Risiko for signifikant sprekkdannelse har også blitt vurdert ved bruk av Reveal. Resultatene viser at sprekker kan utvikles over tid, grunnet temperaturvariasjon og/eller lav injektivitet (termisk og hydraulisk oppsprekking). Sprekkene som kan dannes er imidlertid småskala og begrenset til reservoarformasjonene i nærbrønnsområdet. I ekstreme tilfeller med veldig lav injektivitet kan det forekomme sprekkdannelse med utstrekning på flere titalls meter. Disse sprekkeene er imidlertid begrenset vertikalt innenfor Johansen, og ble dermed ikke observert i verken Cook- eller Drakeformasjonene.

4.5. Karakterisering av lagringens dynamiske utvikling og følsomhet

4.5.1. Påvist lagringskapasitet

På grunn av strukturens stigning i nordlig retning vil CO₂ over tid migrere utover lisensgrensen som beskrevet i PUD (2020).

Påvist lagringskapasitet er definert som den mengde CO₂ som kan, med høy konfidens, bli lagret med nåværende utviklingskonsept og der kun en ubetydelig del kan krysse lisensgrensen mot Troll før 2054.

- Tidskriterium er satt for å redusere sannsynligheten til et neglisjerbart nivå for at CO₂ kan nå Trollfeltet mens det fortsatt er i produksjon og dermed unngå at feltet blir utsatt for en risiko knyttet til CO₂.
- Dersom mer enn 10% av modellrealisasjonene hadde gitt krysning av 1% av injisert volum (0,375 Mt) innen 2054, ville lagringskapasitet måtte reduseres og avpasses. Kun ca. 5% av modellrealisasjonene krysser nordlig lisensgrense med volumer større enn 1%. Dette er innenfor etablert kriterium og påvist lagringskapasitet på 37,5 Mt er derfor den lagringskapasitet som er godkjent i PUD.

Utvidelse av lisensgrensen er et mulig avbøtende tiltak (Ref. 1 og 12.2.3) for migrasjon over lisensgrensen (5.1) for mengde utover massekriterium.

De modellrealisasjonene med høyest migrasjonshastighet er spesielt vurdert for å sikre en robust overvåkningsplan. Dersom seismisk overvåkning indikerer at CO₂ migrerer med en hastighet tilsvarende de raskeste modellrealisasjonene må lagringskapasitet reduseres eller tiltak med å flytte injeksjonspunkt til beredskapsbrønn som ligger med større distanse til lisensgrensen iverksettes. Injeksjonsstrategi og effekten av å flytte injeksjonspunkt er beskrevet i 4.5.5.

Lagringskapasitet vil revurderes når ny informasjon er tilgjengelig. Under lagringsoperasjonene vil trykk- og temperaturdata samt CO₂-utbredelse basert på seismikk gi grunnlag for tilpasning av modellene og nye prediksjoner vil utføres.

Maksimal lagringskapasitet for den nåværende utbyggingsløsningen er ikke vurdert, men vil begrenses av reservoartrykk, injeksjonsrate og migrasjonshastighet. Disse begrensningene blir ikke nådd for fase 1 som vist i 4.5.2. I PDO ble det imidlertid simulert et oppsidepotensial i lageret med 5 brønner og 100 Mt injisert CO₂ over 25 år.

4.5.2. Simuleringsresultater

Simuleringene er kjørt utover injeksjonsperioden, 2024-2049, og frem til 2060, inn i etterdriftsperioden. I tillegg er noen utvalgte realisasjoner simulert over 1000 år for å vurdere langsiktig utvikling («long term fate»).

Simuleringsmodellen gir innblikk i trykkutvikling, CO₂-utbredelse lateralt og vertikalt, fase og mekanismer for geologisk lagring, lagringskapasitet, og migrasjonshastighet i den hellende strukturen (ikke-innelukkede reservoarer). Hovedresultatene er vist i Figur 17 og Figur 18.

Migrasjonsdistanse versus tid (migrasjonshastighet) fra injektor er avhengig av flere parametere; strukturens helning, reservoaregenskaper (permeabilitet) og fluidegenskaper (relativ permeabilitet, viskositet og tetthetsforskjell mellom injisert fluid og tilstedeværende fluid). Figur 17a) viser usikkerhetsspennet for maksimal migrasjonsdistanse versus tid for CO₂ injisert i 31/5-A-7 AH. Nordlig lisensgrense for EL001 er markert 10 km nord for brønnen. Uthevet i figuren er en valgt realisasjon fra ensemblen av modeller med oppførsel lik forventningsverdi. Forventet maksimal migrasjonsdistanse i 2054 er ca. 7,7 km. Over tid vil CO₂ krysse lisensgrensen i alle realisasjonene av modellen. Det er imidlertid kun ca. 5% av realisasjonene med 1% av injisert mengde som krysser lisensgrensen før 2054.

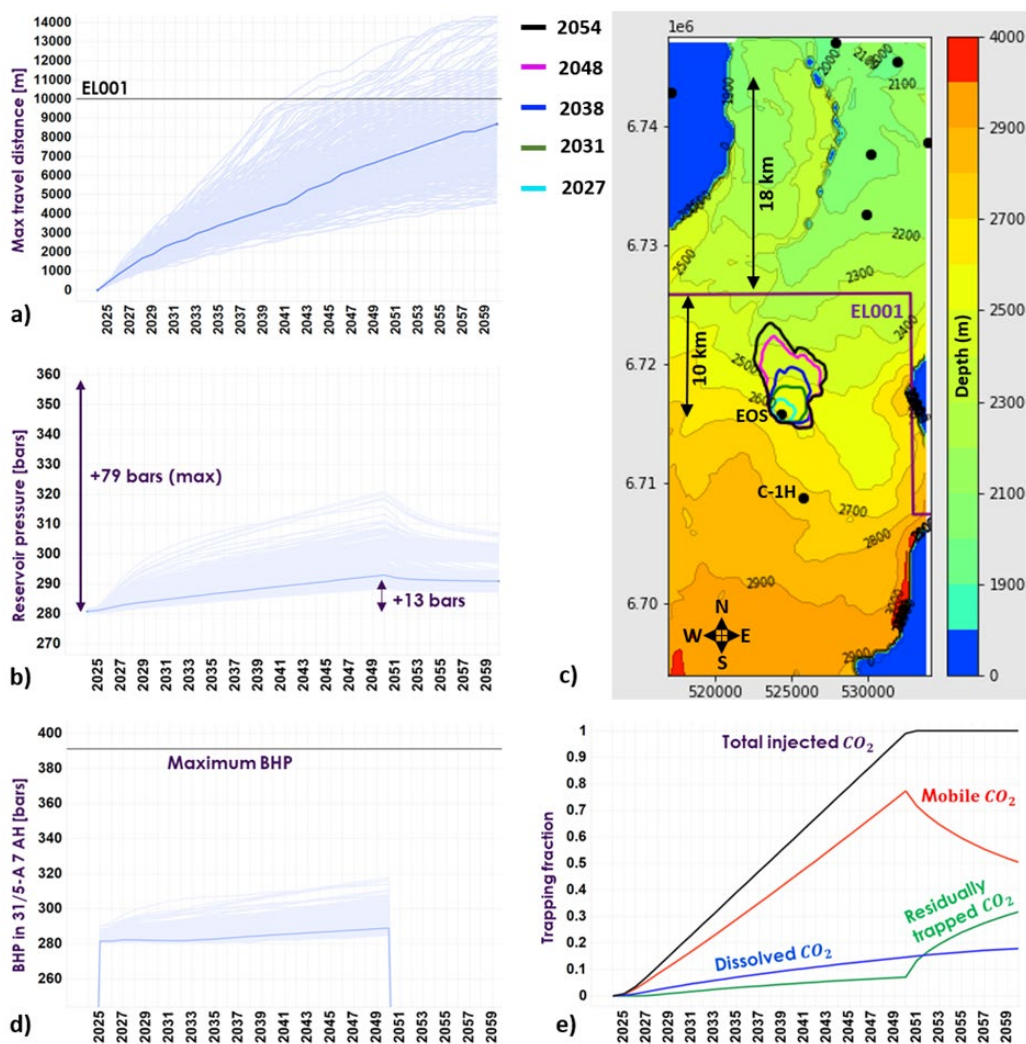
Figur 17c) viser konturene av lateral CO₂ utstrekning for forventet case (real 372) i 2027, 2031, 2038, 2048 og 2054 i EL001. Tidspunktene er gitt ved planlagte overvåkingstidspunkt (seismisk datainnsamling) og antatt innestengingstidspunkt for Trollfeltet (2054). Både lateral og vertikal migrasjon i EL001 versus tid vil overvåkes. Konturene viser hvordan CO₂ brer seg i reservoaret over tid og er begrenset til det som er antatt synlig på seismikk (porøsitet > 15%, CO₂ metning > 20%, lagtykkelse > 5m).

Reservoartrykket er en viktig parameter for sikkerhet ved lagring. Det er et usikkerhetsspenn knyttet til sammenhengende porevolum og dermed vil også trykkutviklingen ha et usikkerhetsspenn. Det er forventet at reservoartrykket vil øke med 13 bar over initielt trykk som følge av injeksjon. Trykkutviklingen er vist i Figur 17b). Trykkutvikling over tid vil overvåkes og forventningsverdien er uthevet i figuren.

Injektivitet er definert som forholdstallet mellom injeksjonsrate og trykkforskjell mellom brønn og reservoar. Det er forventet en gradvis stigning av bunnhullstrykk som følge av økt reservoartrykk. Utvikling av bunnhullstrykk er vist i Figur 17d), og forventningsverdien er uthevet. Injektivitet er antatt påvirket av temperatur og fluid i nærbrønnsområdet, men simuleringsverktøyet hensyntar ikke dette. Injektivitet er modellert med et annet simuleringsverktøy, Reveal av Petroleum Experts. Dersom brønnforberedelser er utført og kontinuerlig injeksjon opprettholdes er det forventet at injektiviteten vil holde seg stabil gjennom hele injeksjonsperioden.

CO₂ vil være i væskefase fra mellomlager på land og etter hvert gå over til tett fase ved injeksjon i reservoar (7.3.2). Tettheten til CO₂ vil være ca. 950 kg/m³ i bunnen av brønn under injeksjon, der den vil være nedkjølt etter strømning i rørledningen og tettheten vil synke til ca. 590 kg/m³ pga oppvarming i reservoaret.

CO₂ er løselig i vann og følgelig vil noe CO₂ gå inn i løsning med vann. På grunn av overflatespenning vil noe CO₂ bli residuelt innesluttet i porene i sandsteinen. Denne effekten er mest aktuell der områder som er flømmet av CO₂ får tilbakestrømming av akvifervann. Dette skjer i størst grad etter innestenging. Andelen mobil CO₂ som fraksjon av injisert CO₂ vil synke etter injeksjonsperioden er over som vist i Figur 17e). Effekten av mineralisering (7.6) kan også påvirke dette positivt, men effekten er sekundær og er ikke forventet å være av betydning under injeksjonsperioden da det regnes som et langtidsfenomen. Mineralisering er ikke hensyntatt i modellverktøyet brukt.



Figur 17 Modelleringsresultater: a) Maksimal migrasjonsdistanse versus tid, b) Reservoartrykk versus tid, c) CO₂-utbredelse versus tid, d) Bunnhullstrykk versus tid, e) Andel mobil og lagret CO₂ versus tid.

4.5.3. Modellsammenbrudd

Samtlige av modellrealisasjonene er basert på tilgjengelige data og dets usikkerhet og er i samsvar med geologisk konsept. Det kan ikke utelukkes at nye data kan gi ny forståelse i lys av få datapunkter både for statiske og dynamiske parametere.

Trykkoppbygging er modellert som relativt lav. Det er ingen fullstendig tette trykkbarrierer i reservoarmodellen og trykkoppbyggingen baseres på masse injisert i en antatt lukket boks med varierende størrelse basert på studier av sandenes utstrekning og sammenhengende porevolum (hydraulisk enhet). Akviferens utstrekning går utover hele det modellerte området og god trykkkommunikasjon antas i hele det modellerte området. 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 ensemblet av modeller og følgelig vil da utgjøre et modellsammenbrudd.

Hurtig migrasjon er en risiko og modellsammenbrudd i denne sammenheng vil være ekstremt hurtig CO₂ utbredelse i forhold til modellert oppførsel. Hurtig migrasjon mot nordlig lisensgrense kan avbøtes ved å ta i bruk beredskapsbrønn (31/5-C-1 H) som er lokalisert med større avstand til lisensgrensen og kan forsinke krysning av CO₂ over nordlig lisensgrense.

Høyere trykkoppbygging enn forventet kan føre til at man når maksimal tillatt trykkoppbygging raskt og ikke kan injisere forventet volum. Lagringskapasiteten blir da redusert. Dersom trykkoppbyggingen er lokal rundt hovedinjektor kan dette avbøtes ved å ta i bruk beredskapsbrønn. Operatøren kan eventuelt bore flere brønner i områder som er upåvirket av trykkøkningen. Dette er usikkert og vil avhenge av reservoarforståelsen og det sammenhengende porevolumet. En mulighet for å holde trykk nede er boring av vannprodusenter for uttak av vann og avlastning av trykk. Verken tilleggsbrønner, utover hovedinjektor og beredskapsbrønn, eller strategien om trykkavlastning og tilleggskostnader er inkludert for fase 1 av Northern Lights. Dette er ikke dekket av godkjent PUD (Ref. 1). Overvåking av brønner og CO₂-utbredelse vil avdekke disse risikoene.

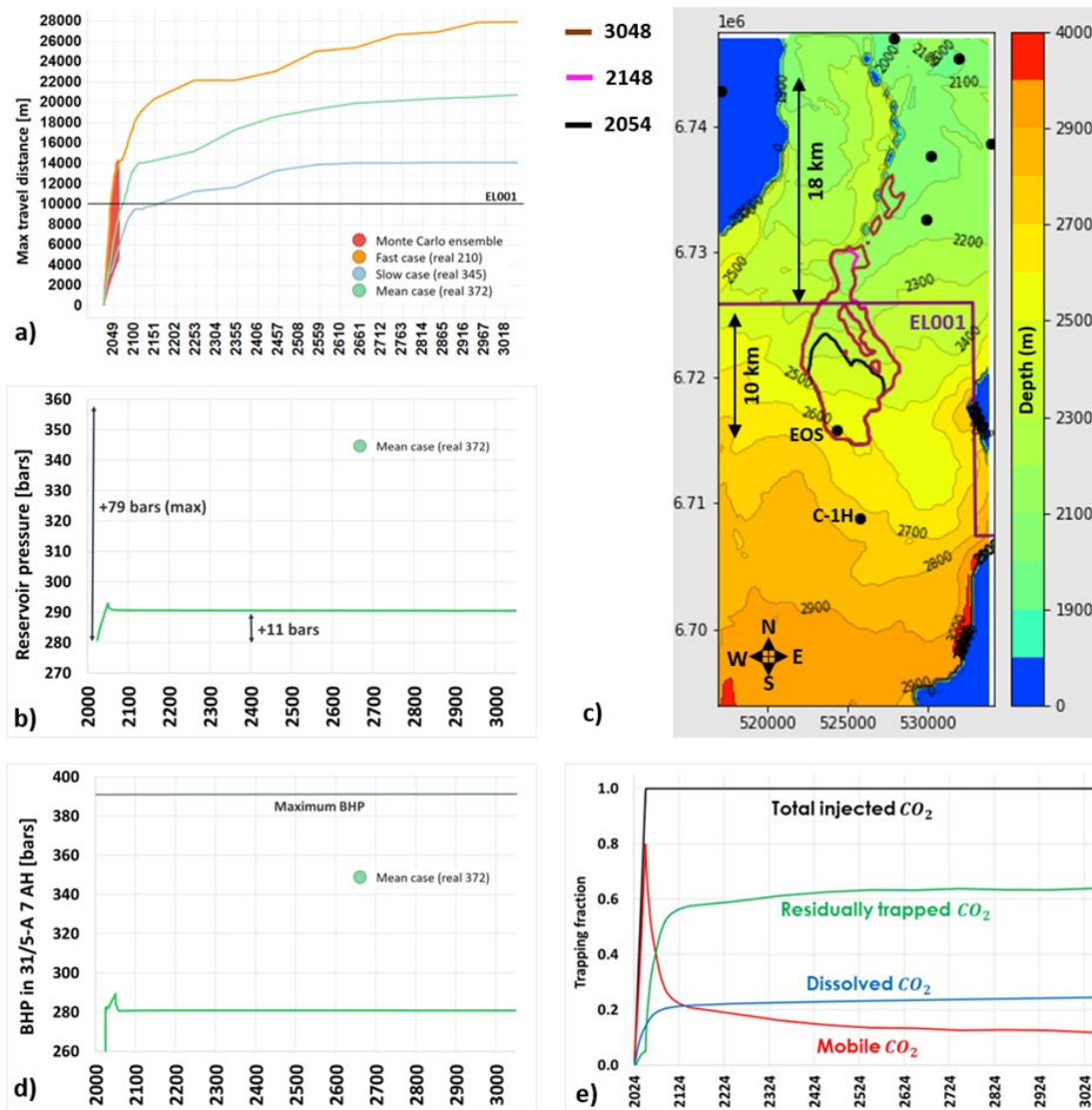
4.5.4. Langtidseffekter (1000 år etter stans i injeksjon)

For å vurdere den langsiktige utviklingen er utvalgte realisasjoner fra ensemblet av modeller simulert i ca. 1000 år utover injeksjonsperioden.

En hurtig og en sakte realisasjon er valgt for å sammenlikne med forventningsscenario. Figur 18 (a) viser at de hurtigst migrerende realisasjonene vil bevege seg mot en lukning 28 km fra injeksjonspunktet. Migrasjonen tar en rute basert på strukturens helning mot nord, langs østsiden av Svartalforkastningen, under Troll Vest Gassprovins. Over tid vil CO₂ krysse lisensgrensen i alle realisasjonene.

Reservoartrykket og bunnhullstrykket stabiliserer seg som vist i Figur 18b) og d). Figur 18 c) viser konturene av lateral CO₂ utstrekning for forventet scenario (real 372) i 2054, 2148 og 3048. Tidspunktene er gitt ved antatt tidskriterium (Troll nedstengning), og henholdsvis ca. 100 år og 1000 år etter stans i injeksjonsoperasjonen. Konturene er basert på seismisk detekterbar CO₂. Konturene for CO₂ utbredelsen i 3048 viser isolerte konturer i området nord for den nordlige lisensgrensen og er et eksempel på et tilfelle hvor noen områder med CO₂ befinner seg under kriteriet for seismisk deteksjon.

Andelen mobil CO₂ vil fortsette å synke og andelen løst og residuelt lagret fortsette å stige med tiden. Effekten av mineralisering kan også påvirke dette positivt, men effekten er sekundær og er forventet å utgjøre ca. 2-5% av total lagring i et 100-1000 års perspektiv. Denne er ikke hensyntatt i modellverktøyet brukt.



Figur 18 Modelleringsresultater av langtidseffekter a) Maksimal migrasjonsdistanse versus tid, b) Reservoartrykk versus tid, c) CO₂-utbredelse versus tid, d) Bunnhullstrykk versus tid. e) Andel mobil og lagret CO₂ versus tid.

4.5.5. Injeksjonsstrategi og benyttelse av beredskapsbrønn

CO₂-strømmen skal rutes gjennom hoved-injektor, 31/5-A-7 AH. Det skal injiseres direkte i Johansenformasjonen. Hovedinjektor er komplettert i nedre Johansenformasjonene (J1 og J2, Figur 10), mens beredskapsbrønn er komplettert over hele intervallet (J1, J2, J3 og J4, Figur 10). Dersom injektiviteten i hoved-injektor er tilstrekkelig vil kun denne brønnen være i bruk.

Injeksjonsraten er variabel og vil avhenge av CO₂ leveranser og oppetid, men også begrenses av anleggets kapasitet. Tilstrekkelig injektivitet er definert som CO₂-leveranser fra kundene i fase 1 innenfor godkjent plan på 1,5 Mt pr år. Dersom injeksjonskapasiteten ikke er tilstrekkelig enten på grunn av total

injektivitet eller at denne avtar med tid er det planlagt å bruke beredskapsbrønn for å gjenopprette tilstrekkelig kapasitet. Dette kan være kontinuerlig eller i perioder når behovet er størst (se også 8.3.9). Dersom hovedinjektor er utilgjengelig i korte eller lengre perioder vil dette også utløse bruk av beredskapsbrønn. Dersom beredskapsbrønn skal brukes kan det utløse brønnforberedelsesaksjoner. Avhengig av aksjoner vil det vurderes behov for en separat søknad.

Det er kommunisert en forventning om sesongavhengige CO₂-leveranser fra Northern Lights kunder. Dersom det er tilstrekkelig kapasitet til å håndtere variable injeksjonsrater vil sesongvariasjoner kunne imøtekommes utelukkende med injeksjon i hoved-injektor. I tilfeller hvor injeksjonskapasitet i hovedbrønn ikke er tilstrekkelig for å imøtekomme sesongvariasjoner vil det imidlertid være nødvendig å benytte beredskapsbrønn for å sikre årlig injisert volum på 1.5 Mt. Simuleringer (ved bruk av FF2021R2) har vist at sesongvariasjon ved utelukkende injeksjon i hovedinjektor og ved fordeling av injeksjon mellom hovedinjektor og beredskapsbrønn ikke har en negativ effekt på maksimal nordlig migrasjonsavstand og har en positiv effekt på geologisk fangst i lagringskomplekset. Bruk av beredskapsbrønn for å imøtekomme utilstrekkelig injeksjonskapasitet er under avklaring med relevante myndigheter (OD/OED) (Ref. 5).

Dersom seismisk overvåking indikerer at CO₂ migrerer med en hastighet tilsvarende de raskeste modellrealisasjonene må lagringskapasitet reduseres eller tiltak med å flytte injeksjonspunkt til beredskapsbrønn som ligger med større distanse til lisensgrensen iverksettes. Ved flytting av injeksjonspunktet til beredskapsbrønn kan lagringskapasiteten på 37,5 Mt gjenopprettes.

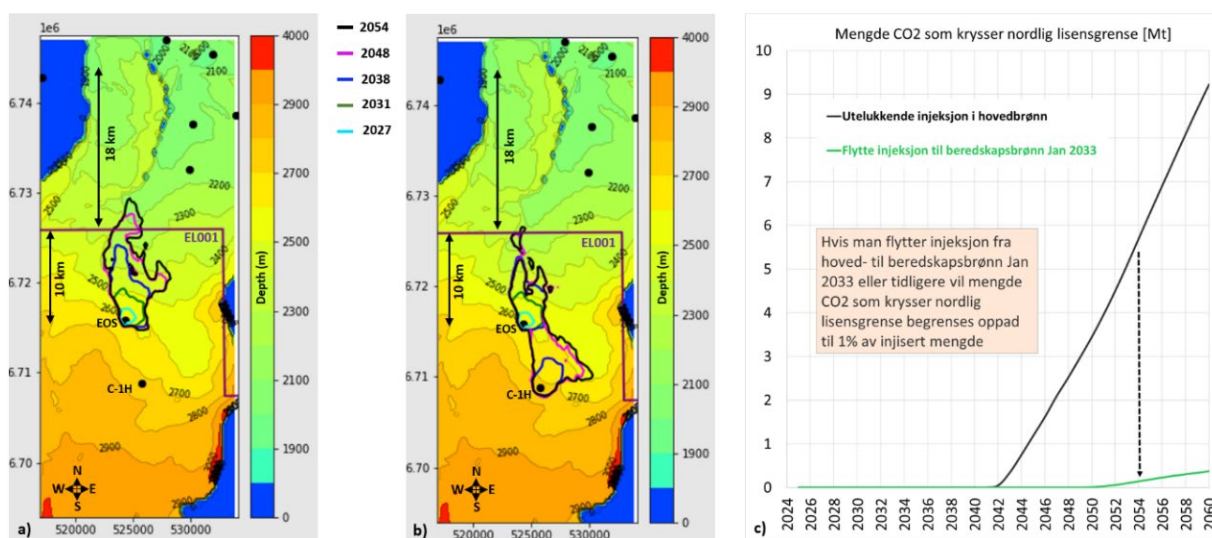
Effekten av å flytte injeksjonspunkt til beredskapsbrønn er å signifikant redusere mengde CO₂ (masse) som krysser lisensgrensen (lekkasje per forskriftsdefinisjon), men det vil imidlertid ikke fullstendig forhindre at noe CO₂ krysser lisensgrensen.

Figur 19 a) viser CO₂-utbredelse ved forskjellige tidspunkt for en hurtigmigrerende realisasjon (real 210). Dersom injeksjon resulterer i hurtigmigrerende CO₂ mot nordlig lisensgrense vil dette detekteres ved seismisk datainnsamling og utløse bruk av beredskapsbrønn.

Figur 19 b) viser utbredelse av CO₂ over tid når injeksjonspunktet flyttes til beredskapsbrønn i 2033.

Figur 19 c) viser mengde CO₂ som krysser lisensgrensen mot tid og gir et bilde på effekten av det avbøtende tiltaket. Lagringskapasiteten vil bli gjenopprettet ved benyttelse av beredskapsbrønn i tilfeller med hurtig migrasjon. Konturene er basert på seismisk detekterbar CO₂.

Reservoartrykk er upåvirket av å flytte injeksjonspunkt da det er forventet et sammenhengende porevolum med god tilkobling i hele modellen. CO₂-utbredelsen er noe forskjellig da strukturen har en mer østlig helning fra beredskapsbrønn (sør) enn fra hovedinjektor (nord).



Figur 19 Effekten av å flytte injeksjon til beredskapsbrønn: a) Rask migrasjon mot nordlig lisensgrense b) Effekten på migrasjon ved bytte til beredskapsbrønn, c) Effekten på mengde CO₂ som krysser lisensgrense ved bytte til beredskapsbrønn.

5. Forventet sikkerhet ved lagring i lagringskomplekset

Risikovurdering knyttet til den planlagte geologiske lagringen av CO₂ basert på tilgjengelig data og evaluering av lagringskomplekset og områdene rundt er dokumentert i godkjent PUD/PAD i 2020 (Ref. 1) og i egen rapport (Ref. 6). Lekkaserisikovurderingen er oppdatert i 3Q 2022 basert på ny informasjon og analyser utført (Ref. 20).

En egen vurdering ble også utført som en del av søknad om inkludering av Statfjordgruppen til lagringskomplekset (1Q 2022; Ref. 24). Denne vurderingen konkluderte med at å inkludere Statfjordgruppen til lagringskomplekset ikke endret lekkaserisikoen for Northern Lights.

Lekkaserisikovurderingen vil også fremover være integrert med andre Northern Lights aktiviteter som overvåkning og vil derfor videre oppdateres gjennom Northern Lights levetid.

Basert på nåværende vurdering er den forventede sikkerheten til lagring av CO₂ i lagringskomplekset vurdert til å være svært høy både på kort og lang sikt.

5.1. Lekkaseruter og mulige konsekvenser av lekkasje

Lekkasje er i forurensningsforskriften definert som frigjøring av CO₂ fra lagringskomplekset (3.2.1). Mulige geologiske lekkaseruter og lekkaseruter via injeksjonsbrønnene i EL001 er identifisert og vurdert. Grunnet CO₂ skyens forventede utbredelse nordover og over tid krysning av lisensgrensen, er mulige ruter som kan lede til at CO₂ når Trollfeltet eller utslipp til sjø utenfor EL001 blitt vurdert. Som en del av denne vurderingen er brønnbarrierene i eldre letebrønner som går ned til Dunlin og Statfjordgruppene i Trollområdet evaluert. Tilsvarende er lekkaseruter ut av EL001 mot øst og vest også vurdert.

Følgende mulige lekkasjeruter er identifisert:

1. Vertikalt opp langs forkastninger, ut av lagringskomplekset i EL001
2. Vertikalt gjennom forseglingsbergarten, Drakeformasjonen, ut av lagringskomplekset i EL001
3. Vertikalt ut av lagringskomplekset via injeksjonsbrønnene i EL001
4. Lateralt ut av lagringskomplekset mot nord, øst og vest i EL001

Gitt at CO₂ har beveget seg ut av EL001, er følgende scenarier for videre bevegelse av CO₂ beskrevet:

5. Vertikalt ut av Dunlin- og Statfjordgruppene via eldre letebrønner nord for lagringskomplekset, Nord for EL001
6. Lateralt ut av Dunlin- og Statfjordgruppene via Svartalforkastningen (Figur 12) nord for lagringskomplekset; Nord for EL001

Lekkasjescenariene over kan, dersom tilstedeværende barrierer og avbøtende tiltak feiler, lede til uønskede konsekvenser. Disse er beskrevet som:

- A) CO₂ frigis til sjø i EL001
- B) Brudd på EL001 tillatelsen ved at CO₂ har beveget seg ut av lisensen.
Dersom B har skjedd;
 - o CO₂ har negativ innvirkning på hydrokarbonproduksjon ved at CO₂ når reservoarene i produserende felt i nærheten
 - o CO₂ frigis til sjø utenfor EL001 ved at CO₂ beveger seg vertikalt gjennom lagpakken eller via forlatte brønner

Mulige konsekvenser dersom CO₂ når havbunn og frigis til sjø er diskutert i kapittel 6.

5.2. Metode

I lekkasjerisikovurderingen er sløyfediagram brukt for å vise sammenhengen mellom årsaker til lekkasje (lekkasjeruter) og de mulige konsekvensene av en lekkasje, de preventive barrierer som reduserer sannsynligheten for at en lekkasje forekommer og de avbøtende barrierer som kan forhindre eller redusere alvorlighetsgraden av konsekvensene. Slike barrierer kan være tilstedeværende som f.eks. geologiske lag, forkastninger og brønnbarrierer eller tiltak som kan iverksettes som overvåking med tilhørende respons. En vurdering av de enkelte barrierers effektivitet/styrke og hvor sikker vurderingen er, er også dokumentert i diagrammene. Faktorer som kan svekke barrierenes effektivitet dokumenteres sammen med tilhørende barrierer som hindrer faktorenes negative innvirkning. Antall og styrke på barrierer gir en indikasjon på sannsynlighet for at lekkasje skal oppstå og mulighet for å utvikle seg til de beskrevne konsekvensene via de aktuelle lekkasjerutene.

Etablering av sløyfediagrammene er basert på tverrfaglige arbeidsmøter for å sikre oppdatert og relevant informasjon og sikre en felles forståelse for risikobildet. Et eksempel på et sløydediagram er gitt i vedlegg III.

Sløyfediagrammene bidrar til en felles kvalitativ vurdering av risiko knyttet til lagring av CO₂ basert på tilgjengelig informasjon dokumentert i diagrammene.

En semi-kvantitativ risikoanalyse basert på sløyfediagrammene er også utført i tverrfaglige arbeidsmøter. Ved å benytte numeriske verdier til å beskrivelse sannsynlighet og konsekvens (rate og varighet) kan man i felleskap gjøre en vurdering av hvilke lekkasjescenarier til sjø eller til hydrokarbonfelt i nærheten som relativt sett har størst sannsynlighet for å opptre og med hvilken alvorlighetsgrad. Analysen er en måte å rangere de ulike lekkasjescenariene fra sløyfedrammene med hensyn på risiko og ikke en presis, numerisk beregning basert på frekvens og målinger.

5.3. Resultat

Noen av de viktigste barrierene (tilstedeværende barrierer og barrierer som omfatter tiltak som kan iverksettes) er listet under:

- Kvalitet på forseglingsbergarten; Drakeformasjonen (tykkelse, litologi, utbredelse, permeabilitet og styrke)
- Johansen og Cookformasjonenes evne til å ta imot og lagre CO₂ (reservoarkvalitet, litologi og utstrekning)
- Strukturell konfigurasjon av lagringslokaliteten bidrar til lav sannsynlighet for lekkasje via lisensgrensen mot vest, sør og øst, mens lekkasje over den nordlige lisensgrensen vil skje på et gitt tidspunkt
- Kartlegging og analyse av forkastningene konkluderer med at det er meget lite sannsynlig at CO₂ kan bevege seg opp langs forkastningene i EL001. Ingen av de kartlagte forkastningene når havbunn.
- Reservoarintervall i lagpakken over lagringskomplekset som kan lagre CO₂. Brent og Vikinggruppen er trykkavlastet i dette området på Hordaplattformen. CO₂ som måtte lekke fra den underliggende Dunlingruppen vi kunne bli «fanget» her.
- Barrierer i lagpakken over lagringskomplekset som kan forhindre eller forsinke videre bevegelse av CO₂ opp gjennom lagpakken. Spesielt er bergartene som også forseglar Trollfeltet en viktig barriere
- Komplettering av injeksjonsbrønnene
- Brønnbarrierer i forlatte letebrønner
- Nabofelts prosedyre for nedlukking av forlatte produksjonsbrønner
- Planlagt og utløst overvåkning
- Operasjonelle begrensninger
- Flytte injeksjon til beredskapsbrønn

Tabell 6 gir sannsynlighet for utslipp til sjø og konsekvensene (rate og varighet) for lekkasjescenariene som er beskrevet i tabellen. For at en lekkasje ut av lagringskomplekset skal skje må alle preventive barrierer feile og for at CO₂ skal nå havbunn må alle avbøtende barrierer utenfor lagringskomplekset også feile. Sannsynligheten for at CO₂ når havbunn er angitt som kumulativ frekvens basert på en vurdering av sannsynligheten for at de forskjellige barrierene feiler. Scenariene angitt i grått er de hvor CO₂ kan nå havbunnen utenfor EL001.

Ved å kombinere frekvens- og konsekvensvurderingene i Tabell 6, er en relativ risikorangering av scenariene gitt i Tabell 7. Laveste risiko i det øvre venstre hjørne av tabellen og høyeste risiko i nedre høyre hjørne.



Den semi-kvantitative risikoanalysen er kun ment som en relativ vurdering av de scenariene angitt i Tabell
6

Tabell 6: Vurdering av kumulativ frekvens for utslipp til sjø og tilhørende alvorlighetsgrad og (rate og varighet) via gitte lekkasjescenarier.

	ID	Scenario	Kumulativ Frekvens (indikativ)	Konsekvens	
				Lekkasjerate	Varighet
CO ₂ beveger seg vertikalt gjennom primær forsegling i EL001	a	CO ₂ beveger seg vertikalt, gjennom Drake takbergart via f.eks. via NV/SØ gående forkastinger, beveger seg videre gjennom Brent- og Vikinggruppene, gjennom forseglende bergarter i lagpakken over lagringskomplekset (Draupne Fm -Rogalandgruppen) og når havbunnen i EL001	<1E-6	≤10 t/dag	> 100 år
	b	CO ₂ beveger seg vertikalt gjennom Drake takbergart pga. oppsprekking som følge av injeksjon. CO ₂ beveger seg videre gjennom Brent- og Vikinggruppene, gjennom forseglende bergarter i lagpakken over lagringskomplekset (Draupne Fm - Rogalandgruppen) og når havbunnen i EL001	<1E-6	≤100 t/dag	≤ 1 år
	f	CO ₂ beveger seg vertikalt forbi Drake takbergart via Svartalf forkastningen, beveger seg videre gjennom Brent- og Vikinggruppene, gjennom forseglende bergarter i lagpakken (Draupne Fm -Rogalandgruppen) og når havbunnen over lagringslokaliteten	<1E-6	≤10 tonn/dag	>100 år
CO ₂ frigis fra injeksjonsbrønner i EL001	c	CO ₂ når havbunnen over lagringslokaliteten via brønnhode på injeksjonsbrønner i injeksjonsperioden	1E-3	≤10 t/dag	≤ 1 år
	d	CO ₂ når havbunnen over lagringslokaliteten via brønnhodene på injeksjonsbrønner etter injeksjonsperioden	1E-5	≤10 t/dag	≤ 100 år
	e	CO ₂ beveger seg fra brønn til sedimentpakken over lagringskomplekset i injeksjonsperioden	1E-5	≤10 t/dag	≤ 1 år
CO ₂ beveger seg lateralt i Viking Gp. nordover mot Trollfeltet	g	CO ₂ beveger seg vertikalt gjennom Drake takbergart, f. eks via NV/SØ forkastninger i lagringslokaliteten, kommer inn i Vikinggruppen og beveger seg mot Troll og når havbunnen over Trollfeltet via gamle letebrønner	1E-6	≤10 t/dag	≤ 100 år
	j	CO ₂ beveger seg vertikalt gjennom Drake takbergart via f.eks NV/SØ forkastninger og beveger seg inn i Vikinggruppen og videre mot Trollfeltet, krysser takbergartene over Troll (Draupne Fm -Rogalandgruppen) og når havbunn over Trollfeltet	<1E-6	≤10 t/dag	>100 år
CO ₂ beveger seg lateralt i Dunlin Gp. nordover	h	CO ₂ migrerer lateralt nordover i Johansen/Cook formasjonene mot Troll Vest Gassprovins, krysser lisensgrensen, passerer gjennom Svartalf forkastningen og inn i Vikinggruppen i Troll Vest Oljeprovins og når havbunnen over Trollfeltet via gamle letebrønner	1E-5	≤10 t/dag	≤ 100 år
	i	CO ₂ migrerer lateralt nordover i Johansen/Cook formasjonene mot Troll Vest Gassprovins, krysser lisensgrensen og når havbunnen over Trollfeltet via gamle letebrønner	1E-5	≤10 t/dag	≤ 100 år
	m	CO ₂ migrerer lateralt nordover i Johansen/Cook formasjonene mot Troll Vest Oljeprovins og når havbunnen over Trollfeltet via gamle letebrønner	<1E-5	≤10 t/dag	≤ 100 år
CO ₂ beveger seg lateralt i Dunlin Gp østover	k	CO ₂ migrerer østover mot Tusse-forkastningen i Johansen/Cook formasjonene, og så videre vertikalt langs Tusse-forkastningen til havbunn over Troll Øst	<1E-6	≤10 t/dag	>100 år
	l	CO ₂ migrerer østover mot Tusse forkastningen gjennom Johansen/Cook formasjonene, beveger seg opp langs forkastningen, inn i formasjonene på Troll Øst og når havbunnen over Troll Øst via letebrønn 31/6-1	<1E-6	≤10 t/dag	>100 år
CO ₂ beveger seg lateralt i Dunlin Gp vestover	n	CO ₂ migrerer lateralt i Johansen/Cook formasjonene vestover mot Brage, Brasse, Oseberg Øst og når havbunn over disse feltene	<1E-6	≤10 t/dag	>100 år

Tabell 7 Risikovurdering (semi-kvantitativ) for CO₂ lekkasje til havbunn (37,5 Mt injisert CO₂ i hovedinjektor) (Ref.20) .

			Consequence (Release Rate & Duration Combined)				
			Very Small <0.01%	Small <0.1%	Medium <1%	Large <10%	Catastrophic <100%
Frequency	Very Remote	≤1E-6			b, g, l	a, f, j, k, n	
	Remote	1E-5	e		d, h, i, m		
	Highly unlikely	1E-4					
	Unlikely	1E-3	c				
	Possible	1E-2					
	Probable	1E-1					
	Likely	1					

Bokstavene a-n tilsvarer lekkasjescenariene i Tabell 66

Utslipp til sjø via injeksjonsbrønn i injeksjonsperioden (c) er vurdert til det scenariet som har størst sannsynlighet for å inntreffe. Konsekvensen er derimot vurdert som liten ettersom utslipp lett oppdages og tiltak kan raskt iverksettes. Scenarier som er vurdert til å ha store konsekvenser med hensyn til mengde og varighet av utslipp CO₂, har derimot meget lav sannsynlighet for å inntreffe.

En tilvarende semi-kvantitativ analyse av sannsynlighet og konsekvens for injisert CO₂ kan påvirke de hydrokarbonproduserende feltene i nærheten, konkluderer med en svært lav sannsynlighet for at dette kan opptre (kumulativ frekvens <1E⁻⁶).

6. Miljøriskovurdering

Det er som en del av PUD/PAD i 2020 (Ref. 1) gjennomført en miljørisikoanalyse for CO₂ lagring i Dunlingruppen i lisens EL001 (Ref. 7). Miljørisikoanalysen inkluderte blant annet vurdering av lekkasjer fra lagringskomplekset. Karakterisering av lager og utarbeidelse av konsept for CO₂ lagring i EL001 var i 2019 basert på antakelse at Northern Lights ville utvides utover fase 1 fra 1 brønn til 4 injeksjonsbrønner med totalt injisert volum over 25 år på 100 millioner tonn. For å kartlegge mulige lekkasjeveier av CO₂ fra lagringskompleks til sjøbunn er det lagt til grunn en injeksjon på 100 millioner tonn over 25 år. Dette anses som en konservativ tilnærming til risikovurdering for fase 1 som omsøkt her (37,5 tonn over 25 år). Miljøriskovurdering er beregnet over en 45 års periode (25 år injeksjon og 20 år etter injeksjonsperioden).

Miljørisikoanalysen datert 2019 er oppdatert i 2022 for å legge til utblåsningsscenarier fra hoved-injeksjonsbrønn og beredskapsbrønn (Ref. 8). Utblåsningsscenarier fra brønner dekker både utblåsning av CO₂ og formasjonsvann. Formasjonsvann er vann som forekommer naturlig i porene i bergarten. Som en del av denne oppdateringen er det gjort en oppdatert vurdering av verdisetting av identifiserte miljøressurser i området basert på oppdatert ressursdata.

Lekkasjescenarier relevante for miljørisikoanalysen med tilhørende sannsynlighet og miljøkonsekvens ble etablert gjennom flere arbeidsmøter mellom ulike fagdisipliner og tredjepart ansvarlig for analysen både i 2019 og 2022.

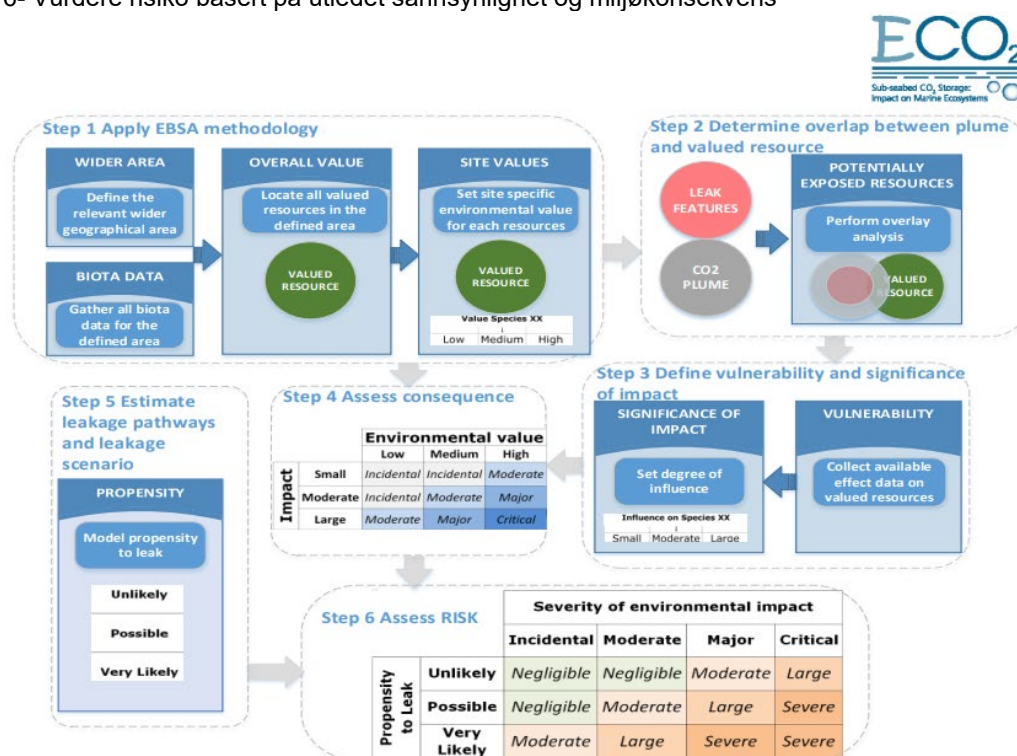
6.1. Metodebeskrivelse

Metoden som er lagt til grunn for miljørisikoen analysen er utviklet gjennom ECO₂ prosjektet og består av flere trinn med hensikt å beskrive miljøverdier, anslå mulig skadeomfang og konsekvens, og beregne risiko.

Metodikken er publisert i Ref. 9 og oppsummert i Figur 20.

Metodikken baserer seg på en stegvis gjennomføring av vurderingen som presentert under:

- 1- Samle inn data for å etablere EBSA (Ecological and Biological Significant Areas)
- 2- Identifisere overlapp mellom CO₂ spredning og viktige biologiske ressurser basert på identifiserte lekkasjeveier
- 3- Definere sårbarheten av påvirket biologiske ressurser og hvor signifikant påvirkningen vil være
- 4- Vurdere konsekvenser og etablere konsekvensmatrise
- 5- Estimere sannsynlighet for relevante lekkasjescenarier
- 6- Vurdere risiko basert på utledet sannsynlighet og miljøkonsekvens



Figur 20 Stegvis gjennomføring av miljørisikovurdering av lagringsområder for CO₂ (fra D14.1.pdf (ECO2-project.eu))

6.2. EBSA kartlegging (Ecological and Biological significant Areas/ Økologisk og Biologisk viktige områder) og tilordning av miljøverdi for utvalgte ressurser

EBSA metodikk er anerkjent av Miljødirektoratet gjennom eksempelvis havmiljø.no og er benyttet i Norge i flere miljørisikoen analysen. Utvelgelser av arter og habitater for miljøverdivurdering baserer seg på kriterier (syv) definert i CBD COP 9 Decision IX/20:

- 1- Unikhet eller sjeldenhet
- 2- Spesiell betydning for livshistorie stadier av arter
- 3- Viktighet for truede, utrydningstruede eller avtagende arter og / eller habitater
- 4- Biologisk produktivitet
- 5- Biologisk mangfold
- 6- Sårbarhet, følsomhet eller langsom gjenoppretting
- 7- Naturlighet

Det er gjennomført et bredt søk i nasjonale og offentlige databaser for miljøressurser, habitater og arter i tillegg til bruk av Equinor relevante miljørapporter. Samlet er det identifisert og registrert 43 miljøressurser og kulturminner som tilstøter landanlegget, rørledningstraséen og/eller lagringskompleks-området (Tabell 8). Hver enkelt ressurs er tilordnet en verdi (lav-medium-høy) etter sammenstilling av de ulike datakildene. Det er ikke identifisert miljøressurser i noen av databasene som tilsier at sjøbunnen eller vannkolonnen over reservoaret har miljøverdi utover vanlig forekommende arter og habitater.

Tabell 8 Identifiserte miljøressurser og kulturminner som tilstøter landanlegget, rørledningstraséen og/eller reservoarområdet. Hver enkelt ressurs er tilordnet en verdi etter sammenstilling av ulike datakilder (Ref. 8).

#	Gruppe	Miljøressurs	Norsk Rødliste*	Havmiljø* (max verdi)	Levested	Lokasjon	Verdi
1	Korall	Steinkorall	NT		Sjøbunn	Rørledning	Medium
2	Korall	Sjøtre	NT		Sjøbunn	Rørledning	Medium
3	Musling	Kamskjell	LC		Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
4	Musling	Flatøsters	NT -> LC		Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
5	Alger	Sukkertare	LC		Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
6	Naturtype	Hardbunnkorallskog	NT		Sjøbunn	Rørledning	Medium
7	Naturtype	Korallrev	NT		Sjøbunn	Rørledning	Medium
8	Naturtype	Tareskog			Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
9	Naturtype	Skjellsand			Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
10	Naturtype	Rekefelt	LC		Sjøbunn	Landanlegg Rørledning	Lav
11	Fisk	NVG Sild 0 - art		22%	Vannkolonne	Landanlegg Rørledning	Lav
12	Fisk	NVG Sild larver		22%	Vannkolonne	Landanlegg Rørledning	Lav
13	Fisk	NVG Sild guting		22%	Vannkolonne	Landanlegg Rørledning	Lav
14*	Fisk	Ål	VU		Ferskvann	Utenfor næringsparken	Høy
15	Fugl	Gulnebbblom	VU <- NT	67%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
16	Fugl	Fiskemåke	VU <- NT	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
17	Fugl	Lomvi	CR	50%	Sjøoverflate	Reservoar Rørledning	Høy
18	Fugl	Lunde	EN <- VU	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
19	Fugl	Makrellterne	EN	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
20	Fugl	Sjorre	VU	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
21	Fugl	Smålom	LC	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
22	Fugl	Svartbak	LC	50%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
23	Fugl	Alke	EN -> VU	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav

#	Gruppe	Miljøressurs	Norsk Rødliste*	Havmiljø* (max verdi)	Levested	Lokasjon	Verdi
24	Fugl	Fjæreplytt	LC	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
25	Fugl	Havhest	EN	33%	Sjøoverflate	Reservoar Rørledning	Høy
26	Fugl	Havsule	LC	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
27	Fugl	Krykkje	EN	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Medium
28	Fugl	Siland	LC	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
29	Fugl	Storskarv	NT <- LC	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Medium
30	Fugl	Svartand	VU <- NT	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
31	Fugl	Teist	VU -> NT	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Medium
32	Fugl	Toppskarv	LC	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
33	Fugl	Tyvjo	VU <- NT	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
34	Fugl	Ærfugl	VU <- NT	33%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
35	Fugl	Gråhegre	LC	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
36	Fugl	Gråmåke	VU <- LC	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Høy
37	Fugl	Islom	NA	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
38	Fugl	Kvinand	LC	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
39	Fugl	Rødnebbterne	LC	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
40	Fugl	Sildemåke	LC	17%	Sjøoverflate	Landanlegg Rørledning	Lav
41	Fugl	Hønsenhauk	VU <- NT		Land	Landanlegg Rørledning	Høy
42	Pattedyr	Oter	VU -> LC		Sjøoverflate/land	Landanlegg Rørledning	Lav
43	Kulturminne	Kulturminner			Land	Landanlegg Rørledning	

Endring i klassifisering fra forrige miljørisikoanalyse er angitt med bedring (grønn) eller forverring (oransje), og der det har påvirket miljøverdi (grå).

6.3. Vurdering av mulige lekkasjeveier og lekkasjescenarier til ytre miljø

6.3.1. Lagringskomplekset

Tabell 9 viser en oversikt over alle lekkasjescenariene som har blitt identifisert og vurdert, med tilhørende estimert sannsynlighet for at lekkasje til sjøbunn langs den aktuelle lekkasjeveien kan inntreffe. Oversikt er etablert i 2019 som en del av PUD/PAD arbeidet (Ref. 1). Det er etter denne datoen gjort en oppdatert vurdering av lekkasjescenariene etter inkludering av CO₂ beredskapsbrønnen (Ref. 20) og utvidelse av lagringskomplekset med inkludering av Statfjordformasjonen (Ref. 24). Det er ikke identifisert nye lekkasjeveier med lekkasje til sjøbunn i oppdatert vurdering og lekkasjescenariene.

I Tabell 9 er oppsummerte scenarier for potensiell CO₂ lekkasje til havbunn som er vurdert videre.

Tabell 9: Identifiserte scenarier for potensiell CO₂-lekkasje til havbunn (45 års perioden, oppstart injeksjon 2023 til 2070)- Ref. 9

	ID	Scenario	Sannsynlighet	Lekkasje rate	Varighet
CO₂ beveger seg vertikalt gjennom forsegling i EL001	b	Oppsprekking av Drake takbergart som følge av injeksjonstrykk – CO ₂ -migrasjon gjennom Brent- og Vikinggruppene	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 1 år
CO₂ beveger seg vertikalt gjennom forsegling i EL001	c	CO ₂ -lekkasje via injeksjonsbrønner i injeksjonsperioden	<1%	≤10 tonn/dag	≤ 1 år
	d	CO ₂ -lekkasje via brønnhoder etter injeksjonsperioden	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 100 år
	e	CO ₂ -migrerer fra brønn til overliggende sedimentpakke («overburden») i injeksjonsperioden	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 1 år
CO₂ beveger seg lateralt i Viking Gp nordover mot Trollfeltet	g	CO ₂ migrerer vertikalt under Drake takbergart i Aurora, for eksempel mot forkastningssoner i NW/SE, migrerer nordover mot Troll, og lekker ut av eksisterende brønn(er)	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 100 år
CO₂ beveger seg lateralt i Dunlin	h	CO ₂ migrerer nordover til Troll området gjennom Johansen/Cook formasjonene, passerer Svartalfv forkastningen, og lekker ut av eksisterende brønn(er)	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 100 år
	i	CO ₂ migrerer nordover til Troll området gjennom Johansen/Cook formasjonen, og lekker ut av eksisterende brønn(er)	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 100 år
CO₂ beveger seg lateralt i Dunlin Gp vestover	l	CO ₂ migrerer østover mot Tusse forkastningen gjennom Johansen/Cook formasjonen, og lekker ut av eksisterende brønn 31/6-1	<1%	≤1 tonn/dag	≤ 100 år

Åtte av lekkasjeveiene er forbundet med lekkasje til sjøbunn gjennom en brønn eller langs en brønnbane (scenarier b, c, d, e, g, h, i and l). De resterende lekkasjescenariene innebærer migrasjon til sjøbunn via en geologisk veibane (a, f, j, og k), dvs. gjennom takbergart og overliggende sediment pakke og/eller langs en forkastningssone. For disse geologisk-veibane lekkasjescenariene vil CO₂ som migrerer oppover gradvis spre seg utover i flere geologiske lag og i forkastningssonen slik at det som eventuelt skulle komme til overflaten ville være fordelt over et stort areal. Ettersom den maksimale lekkasjeraten er vurdert å være <10 tonn CO₂ per dag, har vi vurdert at det er veldig usannsynlig at man vil kunne få konsentrert lekkasje over terskelverdien (terskelverdien definert i Ref. 15, 50 kgCO₂/m² per dag) på noe sted for disse lekkasjescenariene. Disse lekkasjescenariene blir derfor vurdert til å ha neglisjerbar miljøpåvirkning, og blir derfor ikke vurdert videre i miljørisikoanalysen nedenfor.

Alle lekkasjescenariene forbundet med migrasjon til sjøbunn gjennom brønn eller langs en brønnbane, bortsett fra lekkasjescenario c, er vurdert å ha en maksimal lekkasjerate på <1 tCO₂/dag. Dette betyr at terskelverdien på 50 kgCO₂/m² vil bli overskredet hvis lekkasjeområdet på sjøbunn er mindre enn 20m², som tilsvarer en disk med radius 2,5m. Disse lekkasjescenariene ble derfor vurdert videre i miljørisikoanalysen. Dette gjelder også scenario c, som er angitt å ha en maksimal lekkasjerate på <10 tCO₂/dag.

6.3.2. CO₂ injektor (31/5-A-7 AH) og beredskapsbrønn (31/5-C-1 H)

Ulike utblåsningsscenarioer ble kartlagt av faggruppen for å velge et scenario som ble lagt til grunn til risikovurdering. Det ble bestemt å velge et konservativt scenario for analysen basert på metodikken beskrevet i Offshore Norge veiledning for miljørisikoanalyse (Ref. 14). En lekkasje gjennom foringsrøret vil resultere i høyere strømningshastigheter sammenlignet med lekkasjen gjennom injeksjonsrør på grunn av større diameter og mindre friksjonstap gjennom foringsrøret. De høyeste utblåsningsratene forventes på slutten av CO₂-injeksjonsperioden, dvs. når reservoartrykk er på sitt høyeste og total injisert mengde CO₂ er 37,5 Mt. Utblåsningsscenario som er lagt til grunn for miljørisikoanalysen er en lekkasje under Plug & Abandonment operasjon av hovedinjektor og beredskapsbrønn. Beregningene av utblåsningsmengder er basert på maksimal utblåsningsvarighet, det vil si tid som trengs for å stanse utblåsing med en avlastningsbrønn (responstid). Responstid inkluderer mobiliseringstid av riggen og utstyr (12 dager), tiden for å bore en avlastningsbrønn (45 dager) og tiden for å stoppe utblåsing (2 timer). Det er lagt til en ekstra måned for å ta høyde for usikkerhet i foreløpig tidsestimat. Akkumulert utslipp for 3 måneder er lagt til grunn for beregning av influenssoner basert på endring i pH.

Utblåsningsrate ble beregnet ved bruk av Eclipse og Olga-modeller (Schlumberger). Eclipse er brukt for CO₂ reservoarsimulering, og Olga for å beregne temperaturprofiler av væsken som når sjøbunn (formasjonsvann og CO₂). Det ble gjort konservative forenklinger for varighet, utblåsningsstrømningsbane, brønnproduktivitet og reservoarkjøling. Det er allikevel vurdert at beregnet utblåsningsrate er konservativ.

Tabell 10: CO₂ og vann utblåsningsrate beregnet ved bruk av Eclipse og Olga-modeller for 31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H (Ref. 18)

CO ₂ og vann utblåsing til sjøbunn					
31/5-A-7 AH			31/5-C-1 H		
P10	P50	P90	P10	P50	P90
Initiell utblåsningsrate (CO ₂) (MSm ³ / dag)					
5,8	6,6	8,9	6,0	8,7	10,1
Akkumulert utblåsningsvolum (CO ₂) etter 3 måneder (MSm ³)					
93	184	394	104	599	765
Akkumulert utblåsningsvolum (CO ₂) etter 3 måneder (Mt)					
0,17	0,34	0,73	0,19	1,12	1,43
Akkumulert utblåsningsvolum (vann) etter 3 måneder (MSm ³)					
0,56	0,54	0,29	0,01	0,10	0,61

6.4. Etablering av influensområder ved brønnutblåsing

Toleransegrenser for marine organismer ved økt CO₂ innhold i vannsøylen karakteriseres normalt ved endringer i pH. Lekkasje og CO₂ metning i sjøvann vil forskyve pH balansen i negativ retning. En negativ forskyvning av pH utover naturlige bakgrunnsvariasjoner vil kunne ha konsekvenser for marint miljø og nærliggende ressurser. For det aktuelle området (EL001) vil den normale pH verdien ligge på omkring 8,15 med en naturlig sesongvariasjon på om lag +/- 0,15. Influenssoner i vannsøylen er etablert i form av endring i pH som funksjon av avstand fra lekkasjepunkter.

For sjøbunn og vannsøyle er en grenseverdi på endring i pH på -0,5 lagt til grunn i overlappsanalysen med hensyn til mulig negativ påvirkning på nærliggende ressurser. For ressurser (fugl) over havflaten er konsentrasjon på 4 Vol % CO₂ i luft lagt til grunn som grenseverdi for negativ miljøpåvirkning.

6.4.1. Influensområdet ved utslipp av CO₂

Det er i denne studien ikke lagt opp til detaljerte numeriske analyser av hvordan et lokalt CO₂ utslipp vil påvirkes av lokale hav- og tidevannsstrømmer, da det per dato er begrenset mengde data for validering av slike modeller, spesielt på store vanddyb. En forenklet konservativ modell er derfor etablert basert på tall for hvordan ulike innblandingsforhold av CO₂ i sjøvann påvirker pH. Det er i analysen antatt at 70 % av lekkasjen går til overflaten mens 30 % lagres i vannsøylen og påvirker endring i pH. CO₂ Influenssone ved pH endring er beregnet for brønnene 31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H for P10, P50 og P90 forskjellige utblåsningsscenarier (Tabell 11).

Tabell 11: Beregnet influenssoner (radius, km) for utblåsning av CO₂ til sjø fra 31/5-A-7 AH og 31/5-C-1 H

Influens radius (km); utblåsning CO ₂ til sjøbunn						
	31/5-A-7 AH			31/5-C-1 H		
Δ pH	P10	P50	P90	P10	P50	P90
-0,5	2,8	3,9	5,7	2,9	7,0	7,9
-1,0	1,7	2,4	3,5	1,8	4,4	4,9
-2,0	0,6	0,9	1,3	0,6	1,5	1,7
-3,0	0,2	0,3	0,4	0,2	0,5	0,6

For P50 scenariet er influenssone (radius fra utblåsningslokasjon – sjøbunn) for en reduksjon i pH på 0.5 (Δ pH=- 0.5) beregnet til omlag 4 km for 31/5-A-7 AH brønnen og tilsvarende 7 km for 31/5-C-1 H. Influenssone skal tolkes som en sylinder med oppgitt radius som strekker seg fra havbunn til havoverflate. Som et konservativt anslag anbefales det å legge til grunn for miljørisikoanalysen en influensradius på 7 km, hvor konsekvensene for verdifulle ressurser vurderes opp mot en endring i pH på sjøvann på -0.5 både for sjøbunn og for vannkolonne fra sjøbunn til overflate.

6.4.2. Influensområdet ved utslipp av formasjonsvann

Informasjon om stoffer i formasjonsvannet er basert på formasjonsvannprøver fra Johansenformasjonen (Tabell 12). Det er blant annet målt saltholdighet i størrelsesorden ~70 PSU og forhøyede konsentrasjoner av metaller i forhold til sjøvann. I en utblåsningssituasjon er det beregnet at formasjonsvannet vil kunne ha temperaturer som varierer fra -4 C til 15 C. Store tetthetsforskjeller mellom formasjonsvannet og sjøvann vil begrense innblanding i vannmassene slik at spesielt bunnsamfunn og infauna organismer kan påvirkes av formasjonsvannet lokalt.

Tabell 12 Informasjon om stoffer i formasjonsvannet fra Johansen.

Parameter	Johansen formasjon (31/5-7)	Grenseverdier	Kilde/Grenseverdier
Saltholdighet (PSU)	73	Δ PSU 5% av gjennomsnitt lokalverdi	de-la-Ossa-Carretero et al., 2016; Frank et al., 2017; Lykkebo Petersen et al., 2019; Sánchez-Lizaso et al., 2008.
Temperatur (på sjøbunn ved utblåsning-beregnet) (°C)	-4 til 15	ΔT 1-3°C vs. lokal T (100m fra utslippspunkt)	Rye et al. (2011); World Bank Group EHS Guidelines (IFC, 2015).
Sink (mg/l)	11,9	0,0034	OSPAR (2014)
Krom (mg/l)	0,4	0,0006	
Kobber (mg/l)	0,41	0,0026	
Nikkel (mg/l)	1,80	0,0086	
Total oppløste partikler materiale (mg/l)	73005	1792	
Bly (µg/l)	0,01	0,0013	
BTEX (sum; mg/l)	0,13	0,008	
Kadmium (mg/l)	1,13	0,00021	
Mercury (mg/l)	0,00107	0,000048	

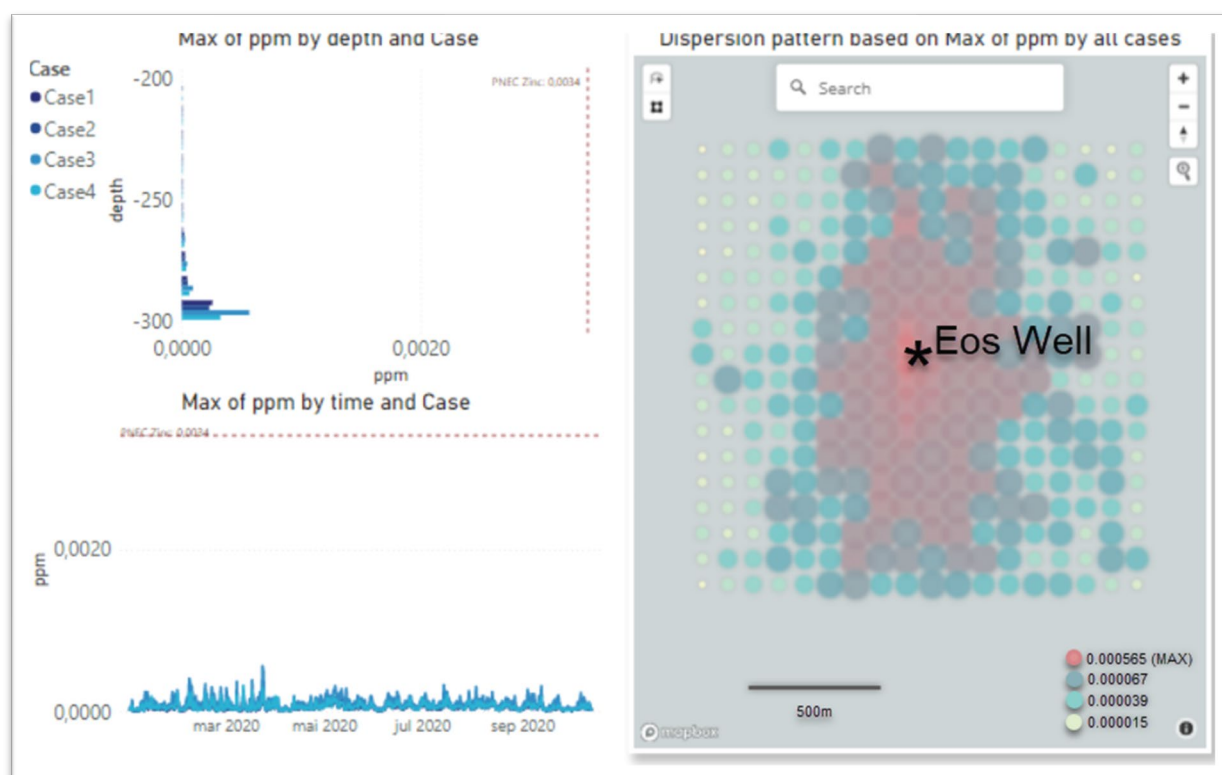
DREAM (Dose-related Risk and Effect Assessment Model) er brukt for å beregne spredning av formasjonsvann i sjøen med utslippspunkt ved havbunnen på 300 m dyp. DREAM er en tredimensjonal, tidsavhengig numerisk modell som beregner transport, eksponering, dose og effekter i marint miljø. Modellen kan simulere komplekse blandinger av kjemikalier og er bruk i Norge som et beslutningsverktøy for styring av miljørisiko forbundet til olje- og gassaktiviteter. Det er første gang at modellen er brukt for utslipp av formasjonsvann i forbindelse med CO₂ utblåsningsscenarier. Det er benyttet EIF (Environmental Impact Factor) tilnærmingen for å beregne risikoen for formasjonsvannutslipp. EIF er generelt basert på å sammenlikne målte eller modellerte konsentrasjoner av stoffer i miljøet (såkalte PEC: Predicted Environmental Concentration) med effektgrenser basert på eksponeringsforsøk (såkalte PNEC: Predicted No Effect Concentration). Forholdet mellom PEC og PNEC (PEC/PNEC) er et uttrykk for miljøkonsekvensen. EIF for vannsøylen er definert slik at EIF = 1 tilsvarer et vannvolum på 100*100*10 m (100 000 m³) hvor PEC/PNEC $\geq$ 1.

Høyest konsentrasjon av metall i formasjonsvannet er for sink, og modelleringene er derfor gjennomført med sink. Modelloppsett brukt for simuleringen er oppsummert i Tabell 13. Basert på resultater av zink i modellrutene er det beregnet fortynningsfaktor som igjen kan benyttes til kalkulering av PEC/PNEC (der PNEC foreligger) for de øvrige parameterne. PNEC er basert på informasjon i OSPAR (2014) for naturlige stoffer.

Tabell 13 Modelloppsett for spredningsmodellering av formasjonsvann

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
Volum (m³/d)	5500	5500	10000	6000
Temperatur (7°C)	-4	+5	+13	+15
Salinitet (PSU)	73			
Gridstørrelse	100*100*10m			
Zink-konsentrasjon	11,9			
Tidssteg	10 min			
Output	12 timer			
Strømfilen	Nordkyst800-1.1.2020-13.10.2020			
Bakgrunnsforhold	T 7°C/PSU 34,95			
Vindfilen	Nora10			
Gass	Ikke inkludert/CO ₂ gassmodell ikke utviklet/validert i DREAM			

Modelleringene viser at grenseverdiene for sink ikke overskrides i noen ruter, scenarier, dyp eller tids-steg (Figur 21 og Tabell 14). Maksimum konsentrasjon ble modellert for case 3 (Tabell 13; scenario med størst volum) og ble registrert i utslippsruten i størrelsesorden 5-6 ganger lavere enn grenseverdien. Gitt grid-oppløsningen i modellen (100*100*10 m) kan det ikke utelukkes at grenseverdier for sink og flere andre stoffer kan overskrides i umiddelbar nærhet til utslippet (<100m).



Figur 21 Modellresultater for utblåsning av formasjonsvann for parameteren sink

Tabell 14 Formasjonsvann influensområdet ved høyeste modellerte konsentrasjon (mg/l) for alle tidssteg, dyp og modellruter per case

	Case1	Case2	Case3	Case4
Volum	5500	5500	10000	6000
Temperatur °C	-4	+5	+13	+15
PNEC verdi for zink (mg/l)	0,0035	0,0035	0,0035	0,0035
Max modellert konsentrasjon for alle tidssteg, dyp og grid celler (mg/l)	0,00026	0,00023	0,00057	0,00032

6.4.3. Lekkasje fra lagringskomplekset til ytre miljø

Det er etablert terskelverdi for signifikant lekkasjerate, hvor lekkasjer under angitt rate ikke vil medføre signifikant negativ miljøpåvirkning. Denne terskelverdien er satt basert på miljørisikoanalysen for Sleipner utført av DNV GL som del av ECO2 prosjektet (Ref. 15 og Ref. 16). For Northern Lights ble det definert et verste fall eksempel med lekkasje via en gass «chimney». Fotavtrykket på havbunnen som ble analysert var en disk med diameter på 50 m og CO₂ lekkasjeraten innenfor denne disken var ca. 50 kgCO₂/m²/dag. Det ble vurdert i miljørisikovurderingen for Sleipner at denne lekkasjeraten ga opphav til en neglisjerbar/lav negativ miljøpåvirkning. Denne terskelverdien støttes også av analysen utført av Vielstädt et al. (2019, Ref. 16) og ble brukt i miljørisikoanalysen.

Alle lekkasjescenarier som er relevante for miljørisikovurderinger er knyttet til mulig lekkasje gjennom brønn eller langs en brønnbane (Tabell 9). Det er antatt at lekkasjen vil skje med uniform rate per m² innenfor en disk med radius 8 m for scenario c, og radius 2,5 m for de øvrige scenariene. Dette kan betraktes som en konservativ antagelse ettersom en mer konsentrert lekkasje rundt brønnhodet normalt vil medføre mindre horisontal utbredelse på havbunnen.

Ettersom pH-endring også er direkte knyttet til mengde CO₂ som er oppløst i vann, og derfor direkte korrelert med total lekkasjerate, kan vi anta at pH-endring som funksjon av avstand fra brønn delt på radius på disk vil være den samme som for eksemplet brukt i miljørisikoanalysen for Sleipner. I disse tallene er det ikke tatt høyde for havstrøm, som vil føre til en raskere uttynning av CO₂ i vann, og redusere størrelsen på området med pH-endringer som kan medføre negativ miljøpåvirkning. Resultatene (Tabell 15) som fremkommer av å ikke ta høyde for havstrømmer kan derfor anses som konservative.

Tabell 15 pH endring med avstand til utslippspunkt ved 2 lekkasjerater

pH endring	Lekkasjerate	Lekkasjerate
	<10 tCO ₂ /dag	<1 tCO ₂ /dag
	Avstand fra sentrum (0 punkt)	
mellom -2 til -2,2	13 m	4 m
mellom -1,5 til -2,2	13–16 m	4-5 m
mellom -1,0 til -2,2	16-21 m	5-7 m
mellom -0,5 til -2,2	21-29 m	7-9 m
mellom -0,2 til -2,2	29-42 m	9-13 m

6.5. Miljørisikovurdering

6.5.1. Miljørisikomatrise

Miljørisikomatrise er etablert for å klassifisere risiko som funksjon av sannsynlighet for at en hendelse vil kunne inntreffe og konsekvenser av hendelsen. Konsekvenser av hendelser (miljøeffekt) er basert på skadeomfang og miljøverdi. Kategorisering av miljøverdi og skadeomfang brukt i analysen (Tabell 16 og Tabell 17) er definert i henhold til ECO2 prosjektet.

Tabell 16 Definisjon av miljøverdi brukt i analysen

Miljøverdi	Definisjon
Lav verdi	Område med lokale betydning for arter og habitater
Medium verdi	Området med regionale betydning for arter og habitater, og/eller har nasjonale rødlistearter/habitater klassifisert som data mangelfull (DD) eller truet (NT)
Høy verdi	Områder med nasjonal betydning for arter og habitater, og / eller har nasjonale rødliste arter / habitater klassifisert som sårbare (VU), truet (EN), kritisk truet (CR) eller regionalt utdødd (RE)

Tabell 17 Definisjon av skadeomfang bruk i analysen

Skadeomfang	Definisjon
Lite omfang	Kan påvirke/reducere arter og habitat på individnivå
Moderat omfang	Kan påvirke arter og habitat på populasjonsnivå
Stort omfang	Kan redusere/utrydde arter og habitat på populasjonsnivå

Basert på disse definisjonene er følgende miljøkonsekvensmatrise og miljørisikomatriksen benyttet for lekkasje fra lagringskomplekset og brønn (Tabell 18 og Tabell 19).

Tabell 18 Miljøkonsekvensmatrise

		Miljøverdi		
		Lav	Moderat	Høy
Skadeomfang	Lite	Neglisjerbar/lav miljøkonsekvens	Neglisjerbar/lav miljøkonsekvens	Moderat negativ miljøkonsekvens
	Moderat	Neglisjerbar/lav miljøkonsekvens	Moderat negativ miljøkonsekvens	Stor negativ miljøkonsekvens
	Stort	Moderat negativ miljøkonsekvens	Stor negativ miljøkonsekvens	Veldig stor negativ miljøkonsekvens

Tabell 19 Miljørisikomatriksen

Sannsynlighet	Miljøkonsekvens			
	Neglisjerbar/lav	Moderat	Stor	Veldig stor
Usannsynlig	Lav miljørisiko	Lav miljørisiko	Moderat miljørisiko	Stor miljørisiko
Mulig	Lav miljørisiko	Moderat miljørisiko	Stor miljørisiko	Veldig stor miljørisiko
Sannsynlig	Moderat miljørisiko	Stor miljørisiko	Veldig stor miljørisiko	Veldig stor miljørisiko

6.5.2. Miljørisikovurdering for brønnutblåsning

6.5.2.1. CO₂ utslipp

Sannsynlighet for utblåsningsfrekvenser er hentet fra «Discussion of sources for determination of probability of a blow-out occurring from an offshore CO₂ injection well» (Tabell 20, Ref. 17).

Tabell 20 Klassifisering av sannsynlighet for utblåsningsfrekvenser.

Kategori	Beskrivelse
Usannsynlig	Eksponeringsfrekvens mindre enn 2*10 ⁻⁴ per år
Mulig	Eksponeringsfrekvens mellom 2*10 ⁻⁴ og 2*10 ⁻³ per år
Sannsynlig	Eksponeringsfrekvens mellom 2*10 ⁻³ og 2*10 ⁻² per år

Sannsynlighet for eksponering vil avhenge av sannsynlighet for utblåsning sammenstilt med utbredelsen av influenssonen (endring i pH for sjøbunn og vannsøyle og CO₂ konsentrasjon over 4 volum % over sjø). Resultatene som kommer frem i denne analysen, er i utgangspunktet vurdert som konservative både i forhold til metode for beregning av influenssoner og konsekvens for overlappende ressurser.

Tabell 21 Risikoanalyse av brønnutblåsning på tilstøtende miljøressurser i luft (CO₂ %>4)

#	Gruppe	Miljøressurs	Levested	Verdi	Effekt/ eksponering CO ₂ %>4	Konsekvens	Sannsynlighet	Risiko
16	Fugl	Fiskemåke	Sjøoverflate	Høy	Lav	Moderat	Mulig	
17	Fugl	Lomvi	Sjøoverflate	Høy	Lav	Moderat	Mulig	
18	Fugl	Lunde	Sjøoverflate	Høy	Lav	Moderat	Mulig	
22	Fugl	Svarbak	Sjøoverflate	Lav	Lav	Lav	Mulig	
23	Fugl	Alke	Sjøoverflate	Lav	Lav	Lav	Mulig	
25	Fugl	Havhest	Sjøoverflate	Høy	Lav	Moderat	Mulig	
26	Fugl	Havsule	Sjøoverflate	Lav	Lav	Lav	Mulig	
27	Fugl	Krykkje	Sjøoverflate	Medium	Lav	Lav	Mulig	
36	Fugl	Gråmåke	Sjøoverflate	Høy	Lav	Moderat	Mulig	
40	Fugl	Sildemåke	Sjøoverflate	Lav	Lav	Lav	Mulig	

Tabell 22 Miljøriskomatrise brønnutblåsning på tilstøtende miljøressurser i luft (CO₂%>4)

Sannsynlighet	Miljøkonsekvens			
	Neglisjerbar/lav	Moderat	Stor	Veldig stor
Usannsynlig (<1 %)				
Mulig (1 – 10 %)	22,23,26,27,40	16,17,18,25, 36		
Sannsynlig (>10 %)				

Resultatene som kommer frem i denne analysen, er i utgangspunktet vurdert som konservative både i forhold til metode for beregning av influenssoner og konsekvens for overlappende ressurser.

6.5.2.2. Utslipp av formasjonsvann

Det er ikke identifisert miljøressurser i noen av databasene som tilsier at sjøbunnen eller vannkolonnen over reservoaret har miljøverdi utover vanlig forekommende arter og habitater. Potensielle miljøkonsekvenser er eventuelt begrenset til et område med <100m utstrekning fra brønn og er vurdert neglisjerbar.

6.5.3. Miljørisiko for CO₂ lekkasje fra Lagringskompleks

De eneste scenariene som er vurdert å ha mulighet til å skape negativ miljøkonsekvens, gitt at lekkasjen skjer i et område med sårbar arter eller habitat, er b, c, d, e, g, h, i, og l (Tabell 9). Eventuell miljøkonsekvens vil i disse scenarioene være svært lokal rundt toppen av brønnen ved sjøbunnen. Verdien beskrevet i Tabell 14 tilsier at en pH-endring som kan medføre negativ miljøkonsekvens vil være begrenset til en disk med radius 13 m rundt toppen av brønn på havbunn for scenarier b, d, e, g, h, i, og l, og en disk med radius 42 m rundt toppen av brønn på havbunn for scenario c. EBSA kartleggingen viser imidlertid at det ikke forventes å finne sårbare arter eller habitat på sjøbunnen eller i vannsøylen innenfor EL001 lisensen. Ettersom maksimal lekkasjerate fra brønn er veldig lav, vil all CO₂ blandes inn i vannsøylen innen få meter over havbunn. Påvirkning på sjøfugl er derfor ikke en relevant miljøkonsekvens. Det er ingen av de identifiserte lekkasjescenariene fra lagringskompleks vurdert i denne analysen som vil medføre miljørisiko (Tabell 23).

Tabell 23 Miljørisiko lagringskompleks

	Miljøkonsekvens			
	Neglisjerbar/lav	Moderat	Stor	Veldig stor
Usannsynlig (<1%)	b, c, d, e, g, h, i, l			
Mulig (1 – 10 %)				
Sannsynlig (>10 %)				

7. CO₂ lagring og injeksjon

7.1. Total mengde som skal injiseres og lagres

For Fase 1 er godkjent lagringskapasitet 37,5 millioner tonn CO₂ med en lagringsrate på 1,5 millioner tonn årlig og forventet driftsperiode på 25 år.

7.2. Forventede CO₂ kilder og transportmetoder

CO₂ vil leveres i flytende form til landanlegget i Energiparken, mellomlagres i tanker og pumpes i rørledning til injeksjonsbrønn. CO₂ kilder vil variere over anleggets levetid avhengig av kommersielle og kontraktsforpliktelser. Det er reservert en kapasitet på 800 000 tonn CO₂ pr år for Langskip (første 10 år av injeksjon i Northern Lights) til Norcem sementfabrikk i Brevik og avfallsforbrenningsanlegget Celsio på Klemetsrud. Fanget CO₂ fra disse anleggene vil leveres i spesialbygde transportskip (1 skip per kunde) til mottaksanlegget i Øygarden.

Ombyggingsarbeid pågår hos Norcem. Første leveranse er planlagt i løpet av 2024.

Oppstart av byggearbeidet var i august 2022 på Celsio. Første leveringsdato av CO₂ er planlagt høsten 2026.

Northern Lights JV har inngått en avtale med Yara for levering av 800 000 tonn CO₂ per år med oppstart i 2025. Det vil representere første grensekryssende transport av CO₂ for permanent lagring i et undersjøisk reservoar. Det er Northern Lights' transportskip som er tenkt brukt for transport av CO₂ fra Yara.

7.3. CO₂ strømmens sammensetning og egenskaper

7.3.1. Design krav for CO₂ væske og overvåking

Det er etablert grenseverdier for CO₂ strømmens sammensetning til injeksjon og lagring (Tabell 24). Konsentrasjon av CO₂, O₂, H₂S og H₂O vil være overvåket kontinuerlig ved automatisk måling under overføring fra CO₂ fartøy til landanlegget. Det er også planlagt for manual prøvetaking for mer detaljert analyse, men hyppighet er ikke fastsatt enda.

Tabell 24 CO₂ væske sammensetning (design krav)

Komponent	Grenseverdier konsentrasjon, ppm (mol)
Vann, H ₂ O	≤ 30
Oksygen, O ₂	≤ 10
Svoveloksider, SO _x	≤ 10
Nitrogenoksyd/Nitrogendioksid, NO _x	≤ 10
Hydrogensulfid, H ₂ S	≤ 9
Karbonoksid, CO	≤ 100
Aminer	≤ 10
Ammoniakk, NH ₃	≤ 10
Hydrogen, H ₂	≤ 50
Formaldehyd	≤ 20
Acetataldehyd	≤ 20
Kvikksølv, Hg	≤ 0,03
Kadmium, Kd + Thallium, Tl	≤ 0,03 totalt

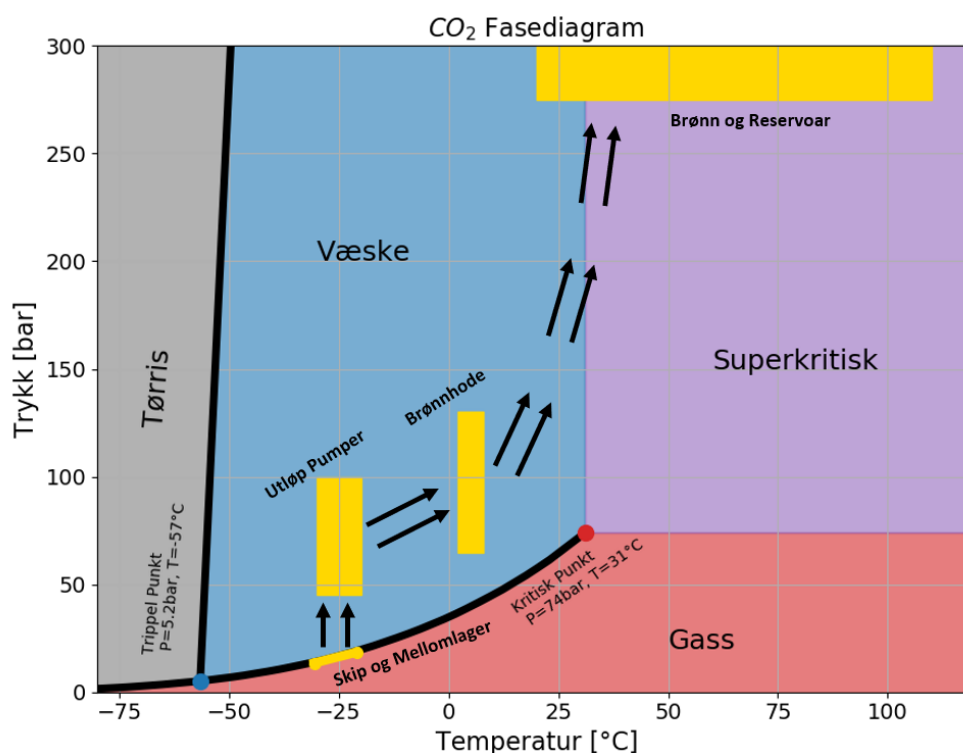
Det er ikke planlagt å tilsette kjemikalier i CO₂ strømmen etter mottak på landanlegget og før injeksjon i brønnen. Det er allikevel identifisert at det skal lekke tetningsfluid (Kluberfluid NH1 4-005 er foreslått av pumpeleverandør) i CO₂ strømmen, se seksjon 7.3.3

7.3.2. CO₂-strøm egenskaper

Grunnet kravene til sammensetning på fluidet fra fangstanlegg vil det oppføre seg som nær ren CO₂. Ved standardbetingelser er CO₂ en fargeløs gass. Avhengig av trykk- og temperaturbetingelser kan CO₂ eksistere i forskjellige faser: Tørris, væske, gass og superkritisk fase. Fasediagrammet til CO₂ er vist på Figur 22, samt representative driftsbetingelser som indikerer i hvilken fase CO₂ strøm vil være gjennom hele transportsystemet.

I væskefase er CO₂ i noen grad kompressibel. Avhengig av trykk og temperatur er tetthet i væskefase typisk 700 – 1150 kg/m³. CO₂ har også noe lavere viskositet enn vann, gjerne rundt en tiendedel av viskositeten til vann, eller 0.1cP. Da væsken er ren er det lite potensiale for Joule Thompson kjøling, gitt at væskefasen opprettholdes. Dersom trykk går ned under kokepunkt vil væsken omdannes til gass og dette kan gi vesentlig lave temperaturer, avhengig av trykk.

Transportert CO₂ vil være i likevekt mellom væske- og gassfase, både i tanker på skip og mellomlager. Fra tankene på mellomlager hentes væskeandelen fra tankene og denne pumpes opp til høyere trykk før væsken strømmer gjennom rørledning. For å unngå koking av CO₂ til gassfase må et minimumstrykk ved innløp av rørledning opprettholdes (45 barg). Dette er basert på strømnings-analyser og ivaretar at gassfasen aldri blir dannet gjennom resten av transportsystemet. Betingelser på brønnhode er avhengige av daglig injeksjonsrate og reservoarbetingelser, mens tilstrekkelig brønnndybde og initielt hydrostatisk reservoar sikrer at væskefase opprettholdes under alle driftsforhold. Når væsken strømmer ned i brønn øker trykket grunnet tyngden av væskesøylen over. Avhengig av temperaturforhold og injeksjonsrate vil fluidet krysse kritisk temperatur enten ved betingelser nedihulls eller videre ut i reservoar. Da går fluidet over til superkritisk fase (også kalt tett fase). Under disse forholdene vil det superkritiske fluidet oppføre seg tilnærmet likt væskefasen, men med økt kompressibilitet og lavere viskositet. Ved disse betingelsene er det skarpe skillet mellom væske og gassfase borte.



Figur 22 CO₂ fasediagram med representative driftsbetingelser under de forskjellige forholdene i verdikjeden.

7.3.3. Lekkasje av tetningsfluid i CO₂ strømmen

Pumpene som er en del av eksportsystemet i landanlegget i Øygarden, er designet slik at det vil lekke en liten mengde tetningsfluid inn i CO₂ strømmen. Årsaken til valgte design er å avbøte risiko for CO₂ lekkasje inn i tetningssystemet. Lekkasjen har en størrelsesorden på 1 liter per dag, og fluidet som er planlagt å bruke er [Kluberfluid NH1 4-005](#). Det er ikke identifisert andre type pumper som kan brukes for landanlegget uten lekkings/svetting.

Det er i løpet av perioden juli-oktober 2022 gjennomført test av løseligheten av Kluberfluid i CO₂ for å vurdere om det er noe risiko for eventuelle partikkelakkumuleringer nedstrøms eksportpumpene i verdikjeden. Målinger har blitt utført på et laboratorium hos Heriott Watt University ved relevant trykk- og temperaturbetingelser. Resultatene viser at løseligheten av Kluberfluid i CO₂ er svært høy, og dermed vurderes risikoen for akkumuleringer av Kluberfluid nedstrøms pumpene som lav.

7.4. Reservoartrykk

Opptrykking av reservoaret er begrenset oppad til 79 bar over initielt hydrostatisk trykk. Dette er en geomekanisk begrensning basert på minimum horisontal spenning i takbergarten (Drake Fm.) og tilsvarer 1% sannsynlighet (P1) for å nå betingelsene for begrenset forkastningsreaktivering (shear failure). Trykkbegrensningene som er satt for brønn og reservoar kan bli justert basert på nye data eller studier.

Bunnhullstrykk skal ha en øvre grense pr. brønn som er basert på geomekanisk begrensning. Denne begrensningen er basert på estimert minimum horisontal spenning i nedre del av takbergarten og tilsvarer hydraulisk oppsprekking av takbergarten (tensile failure). Verdien for maksimalt bunnhullstrykk er avhengig av brønnedesign og gitt ved grunneste nivå av enten bunn av kappebergarten eller injeksjonpakning (injection packer).

For 31/5-A-7 AH er verdien 388 bara ved 2606 m TVD/MSL, mens for 31/5-C-1 H er verdien 405 bara ved 2721 m TVD/MSL.

7.5. Injeksjonsrater og injeksjonstrykk

7.5.1. Injeksjonsrate

Daglig injeksjonsrate vil være avhengig av leveranser fra fangstaktører til mottaksanlegget på land, planlagt og uplanlagt nedetid for vedlikehold, nødvendig testing og inspeksjon av sikkerhetsbarrierer, og andre systembegrensninger og kan derfor variere. For å kunne imøtekomme dette og fortsatt opprettholde en årlig lagringskapasitet på 1,5 Mt er anlegget designet til å kunne være i stand til å injisere minst 205 tonn pr time (tilsvarende 1,8 Mt/år). Faktisk rate er fleksibel og vil begrenses av pumpekapasitet, friksjonstap, bunnhullstrykk og brønnhodetrykk.

Det hydrostatiske reservoartrykket i Johansen vil sikre væskefasetilstand ved brønnhode for alle strømningsrater og det er derfor ingen minimumsrate relatert til injeksjon i væskefase ved brønnhode. Det er imidlertid andre systembegrensninger i forhold til minimum injeksjonsrate. Det gjelder blant annet Venturi

ratemåler som er en del av lekkasjedeteksjonssystemet og som også er brukt for reguleringsventil kontroll. Minimumsrate med akseptabelt usikkerhetsnivå er 18,6 tonn/timer som tilsvarer 0,16 Mt/år.

7.5.2. Injeksjonstrykk

Trykkbegrensningene per brønn blir ivaretatt med trykkovervåking på målere i kompletteringen, samt alarm og automatisk nedstengning dersom injeksjonstrykket nærmer seg disse grenseverdiene. Grenseverdiene er justerte for dybdeforskjell fra maksimalt trykk til dybde ved målepunkt samt en ekstra margin når det gjelder alarm funksjoner. Basert på forventet trykkoppbygging i reservoar og forventet injektivitet vil disse grenseverdiene ikke nås i fase 1. Tabell 25 viser betingelsene på brønnhode som ivaretar trykkbegrensningene beskrevet i seksjon 7.4 Minimumstrykket ivaretar at CO₂ til enhver tid vil være i væskefase. Maksimalt injeksjonstrykk ivaretar bergmekanisk begrensning i forhold til hydraulisk oppsprekking av takbergarten.

Tabell 25 Operasjonelle brønnhodetrykk (fra designbasis)

Operasjonelle brønnhodetrykk	31/5-A-7 AH [barg]	31/5-C-1 H [barg]
Maksimum innestengningstrykk	165	165
Maksimum injeksjonstrykk	165	165
Minimum injeksjonstrykk	47	47

7.6. Væskekontroll

Når tilstrekkelig mengde av CO₂ væske blandes med saltholdig formasjonsvann, vil konsentrasjonen av ioner til slutt bli høye nok til å nå metning (løselighetsgrensene), og det salter vil dannes. Disse kan avsettes i geometrier som tidligere var åpne for væskestrømning, redusere injektiviteten i den geologiske formasjonen og potensielt redusere utstrømningsområdet for eksponerte deler av kompletteringsområdet. Basert på erfaring fra andre CO₂ lagringsfelt (Snøhvit) er det vurdert at risiko for saltfelling er sannsynligvis høyere i oppstartfasen grunnet varmt reservoar med formasjonsvann nær brønnene og høy CO₂-mobilitet. Følgende avbøtende operasjonelle tiltak er identifisert for å begrense effekten av saltfelling:

- Unngå hyppig/langvarig innestenging av brønn, spesielt under den første oppstartsfasen (ca. 1 år): Injeksjonssystemet er utviklet slik at man kan operere på lav injeksjonsrate for å opprettholde kontinuerlig injeksjon.
- Ved antatt saltfelling og redusert injektivitet kan bruk av løsemidler være et effektivt tiltak. Ferskvann vil mest sannsynlig være løsemiddelet som blir valgt, eventuelt kombinert med MEG, lav konsentrasjon av salt. Dette vil være diktert av operasjonelle forutsetninger som inntreffer.
- Injeksjon av vann med lavt saltinnhold før oppstart. Dette er beskrevet i 3.2.3.

Det er veldig lite vann i CO₂ væsken som blir overført fra landanlegg (maks 30ppm per spesifikasjon) og det er ikke forventet at hydrater vil dannes under anleggets operasjonelle betingelser. Det er derfor

konkludert med at det ikke er behov for bruk av MEG for hydratkontroll under normal drift, oppstart og nedstengning av brønnene.

Partikkelkontroll er viktig for å opprettholde anleggsintegritet og reservoarytelse gjennom Northern Lights levetid. Partikler transportert med CO₂-strømmen til brønn-reservoargrensesnittet kan føre til forverring av injektivitet og kreve oppsprekking av reservoaret for å opprettholde injeksjonskapasiteten. Partikkelkontroll i CO₂ strømmen er gjennomført hos fangstaktør og før CO₂ er overført til fartøy og landanlegget.

Over tid vil injisert CO₂ løses opp i det lokale formasjonsvannet og sette i gang en rekke geokjemiske reaksjoner. Noen av disse reaksjonene vil inkludere eksisterende mineraler eller organisk materiale og danne nye karbonatmineraler.

Lagring av CO₂ ved mineralisering er imidlertid forventet å være en sekundær effekt sammenlignet med de resterende lagringsmekanismene (hydrodynamisk, oppløsning og residuell lagring) og antas å utgjøre om lag 2-5% av total lagring i et 100-1000 års perspektiv i sandstein (opp til 10%, Ref. 25), avhengig av komposisjon av formasjonsvann, mineralogi og reservoartemperatur og –trykk.

For Johansenformasjonen har geokjemiske studier blitt utført av Sundal et al. (Ref. 26), med store usikkerheter knyttet til formasjonsvannkomposisjon og temperatur. Nye geokjemiske simulasjoner med oppdatert informasjon fra 31/5-7 brønnen viser at mineraliseringspotensialet er kontrollert av lokal residuell og oppløst CO₂, og av temperatur. Geokjemiske reaksjoner utgjør en lav risiko for endring i reservoartekstur.

8. Beskrivelse av tiltak for å forebygge vesentlige uregelmessigheter

8.1. Valg av materialer/kvalifisering av utstyr versus CO₂ egenskaper

Rørledningen er av karbonstål og vil bli installert ved kveilemetoden. Som følge av denne installasjonsmetoden, er veggtykkelsen relativt høy. Dermed vil den ikke kunne bli utsatt for løpende brudd som er en feilmekanisme for CO₂-rørledninger.

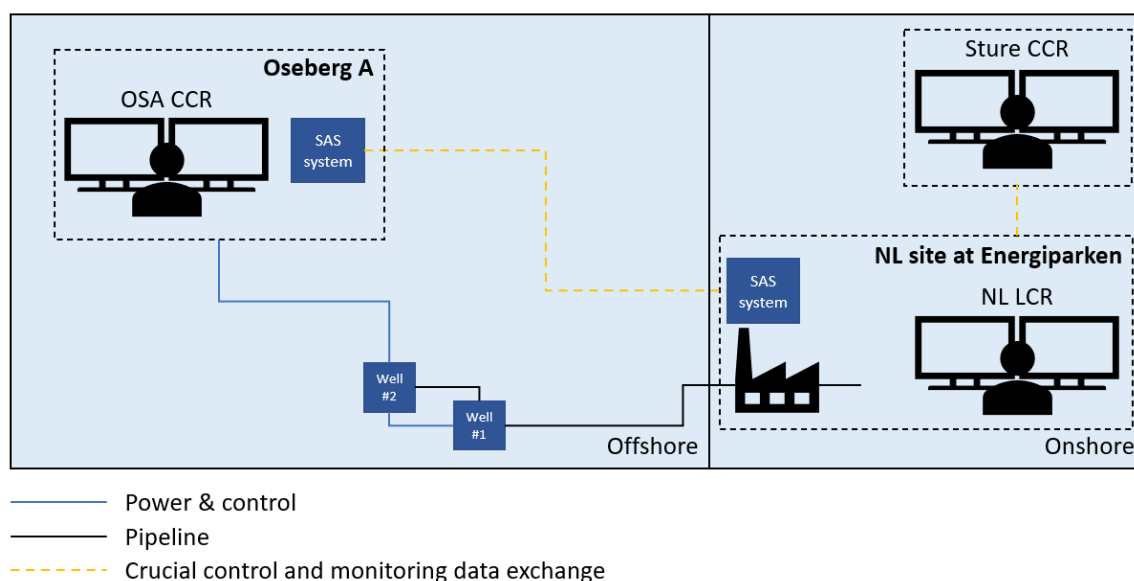
Alle ikke-metalliske komponenter i rørledningsventilene og i undervannsutstyret som kan komme i kontakt med CO₂, er kvalifisert for dette.

Brønnene (Figur 10) er designet slik at utstyr og materialer som vil være i kontakt med både CO₂ og formasjonsvann er av korrosjonsbestandig legering. Basert på korrosjonstesting med antatt vannkjemi, er 25 % Cr Super Duplex Stainless Steel (SDSS) rør valgt for rør og kompletteringsutstyr som er utsatt for vann. Standard rør og kompletteringsutstyr er ellers brukt så langt det ikke er risiko for korrosjon.

Etter erfaringene som ble gjort ved re-entry av 31/5-7 er sement-designet endret i Vikinggruppen for å hindre krysstrømning mellom Fensfjord og Sognefjord. Dette gjelder begge brønner.

8.2. Injeksjon og kontrollfilosofi

Normal driftsmodus for Northern Lights er at landanlegget samt reguleringsventilen i juletrærne driftes og kontrolleres fra kontrollrommet på Sture (Sture CCR) (Figur 23). Årsaken til at strupeventilen vil bli regulert fra land er at åpningsgraden av strupeventilen vil være en funksjon av tilgjengelig CO₂ volum i lagringstankene på land og når neste last med CO₂ er forventet. Dette vil sikre kontinuerlig injeksjon og minimiserer risiko for injeksjonsstans. Det vil også være mulig å styre landanlegget og strupeventilen lokalt fra kontrollrommet i Øygarden (NL LCR).



Figur 23 Oversikt over kontrollrom

Kontroll og overvåking av brønnene inkludert ringromstrykket (A-annulus) vil være fra Oseberg A kontrollrom (OSA CCR) hvor alt utstyr knyttet til undervanns kontrollsystemet er lokalisert. Hydraulikk (HW433), monoetylenglykol (MEG) og strøm/fiberoptikk (DC/FO) vil også bli levert fra Oseberg A.

For å detektere eventuelle trykk og temperaturvariasjoner utover akseptabelt driftsområde i juletre og brønn vil forhåndsdefinerte alarmer og nedstengingsfunksjoner ivareta at brønnene blir stengt ned dersom det er nødvendig. Transportnett er ansvarlig for drift og vedlikehold av rørledningen, samt respons i en eventuell detektert lekkasje.

God kommunikasjon mellom kontrollrommet på land og på Oseberg A blir ivaretatt gjennom samhandlingsprosedyrer mellom offshore og landanlegg.

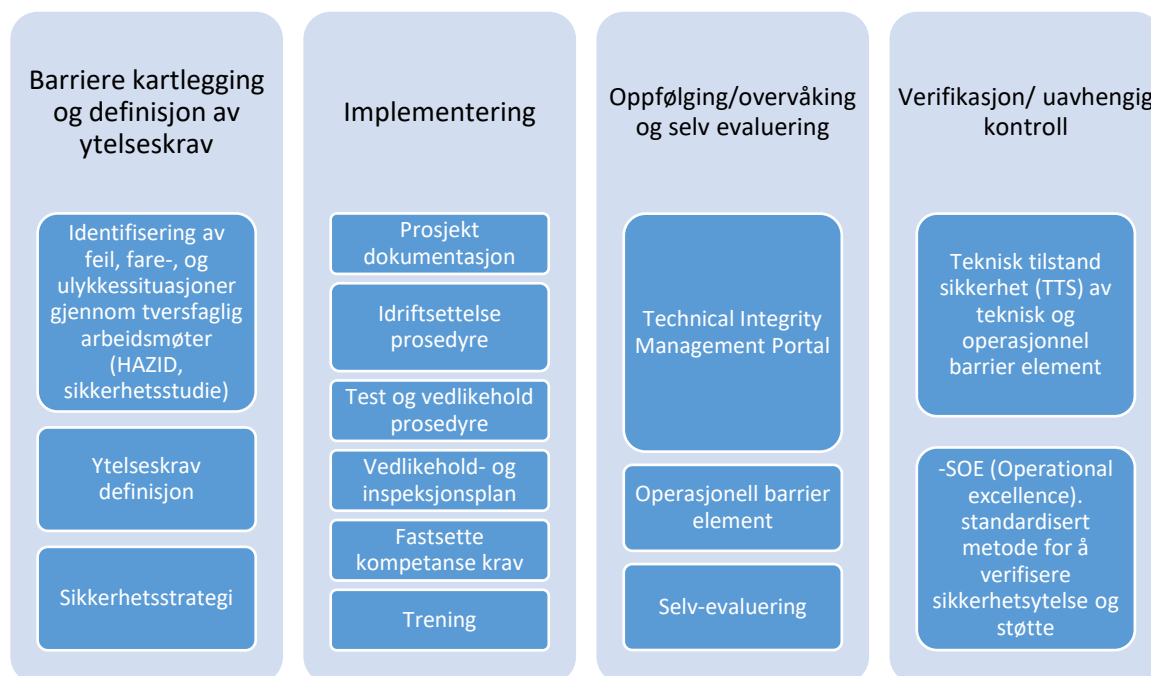
Hovedfilosofien for vedlikehold av undervannsanleggene er å utnytte redundans i systemet for å kunne planlegge for korrigerende vedlikehold i kampanjer. Typisk korrigerende vedlikehold vil være utskifting av moduler fra et IMR-fartøy. Planlagt vedlikehold på undervannssystemet vil være testing av undervannsventiler og ESD-funksjoner. Disse operasjonene vil bli utført fra kontrollrommet uten behov for fartøystøtte og uten å forårsake injeksjonstap.

Havbunnskonstruksjoner inspiseres for innsynkning og andre fysiske skader eller generell tilstand med jevne mellomrom. Inspeksjonen utføres av IMR fartøy og planlegges som en felles kampanje med andre planlagte vedlikeholdsoppgaver. De årlige inspeksjonene er generell visuell inspeksjon av alle delene av undervannsanlegget (Struktur, juletre, FCM, kontrollmodul, DCFO/Umbilical tie-in). Hvert fjerde år vil det gjennomføres en mer spesifikk og detaljert visuell inspeksjon av samme elementer i tillegg til inspeksjon av DCFO/umbilical kabler.

8.3. Barrierestyring

8.3.1. Sikkerhetsbarrierestrategi for undervannsinstallasjon

Det er operatøren eller den som står for operasjonen som skal fastsette strategier og prinsipper som ligger til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer, slik at barrierenes funksjon ivaretas gjennom innretningenes levetid (Ptils CO₂-sikkerhetsforskrift og §5 styringsforskrift). Disse kravene er nedfelt i Northern Lights og Equinor sitt styringssystem slik at sikkerhetsbarrierenes funksjoner kan ivaretas gjennom innretningenes livssyklus. For Northern Lights er disse prosessene og verktøyene tilpasset risikobildet for CO₂-injeksjonsanlegg og anvendt gjennom prosjektgjennomføringen i Northern Lights. Prosessene og verktøyene skal innlemmes i idriftsettelse og drift av anlegg (Figur 24).



Figur 24 Oversikt av barrierestyring prosess etablert for Northern Lights for undervannsinstallasjon.

Equinor for Northern Lights JV har etablert en sikkerhetsbarrierestrategi for undervannsinstallasjon, gjennomført beredskapsanalyse, og vil etablere en beredskapsplan med grensesnitt mellom Oseberg A og landanlegg.

For de fleste brønnintervensjonsoperasjoner vil en potensiell utblåsning eller brønnutslipp slippes ut på havbunnen, og ikke til riggen, siden utslipp av CO₂ vil skje på 300 meters dyp og vil ikke nå opp til overflaten.

For intervensjonsoperasjoner som kan forårsake CO₂-tilbakestrømning vil det bli gjort en mer detaljert risikovurdering tilpasset intervensjonsfartøyet og operasjonene for å få en mer presis kvantifisering av risikonivået og sikre at risikoen er ALARP.

8.3.2. Barrieretesting

Barriereelementtesting vil bli utført i henhold til Equinors tekniske krav. Integriteten til brønnbarriereelementene vil verifiseres før bruk og under drift, ved hjelp av lekkasjetesting. Lekkasjetesting innebærer å påføre et differansetrykk over barriereelementet på 70 bar i motsatt retning av normal injeksjonsstrøm. Nedihulls sikkerhetsventil (TRDHSV) vil bli testet til det høyeste tilgjengelige differensialtrykket. Simuleringer utført i Olga viser at 50bar deltetrykk kan være oppnåelig. Dette gjelder for begge brønner.

Testfrekvens er:

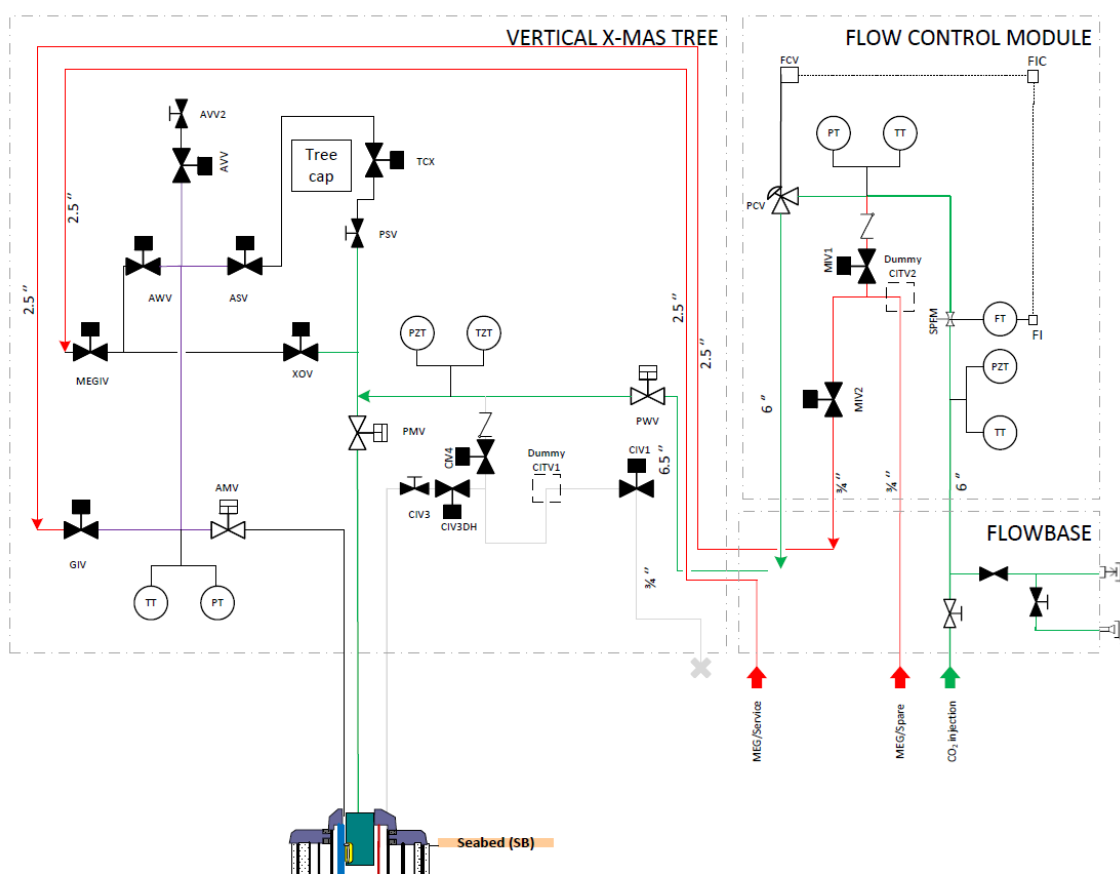
- Månedlig – inntil tre påfølgende kvalifiserte tester er utført
- Deretter: Hver tredje måned – inntil tre påfølgende kvalifiserte tester er utført
- Deretter: Hver sjette måned

MEG-systemet vil bli brukt til testing av barriereelementene. Trykket i brønnen må holdes over 45 bar under barriereelementtesting for å unngå CO₂ i gassform. MEG-injeksjonsgassventilen vil bli brukt til å justere testtrykket.

Forholdsregler vil bli tatt for å unngå lekkasje av CO₂ inn i ringrommet.

Følgende ventiler er en del av kritiske sikkerhetsfunksjoner (Figur 25):

- TRDHSV (i brønn, fremkommer ikke i skjematikken under men vist i Figur 10)
- PMV: Injeksjon master ventil
- PWV: Injeksjon ving ventil
- XOv: Cross over ventil
- AWW: Annulus ving ventil
- AMV: Annulus master ventil

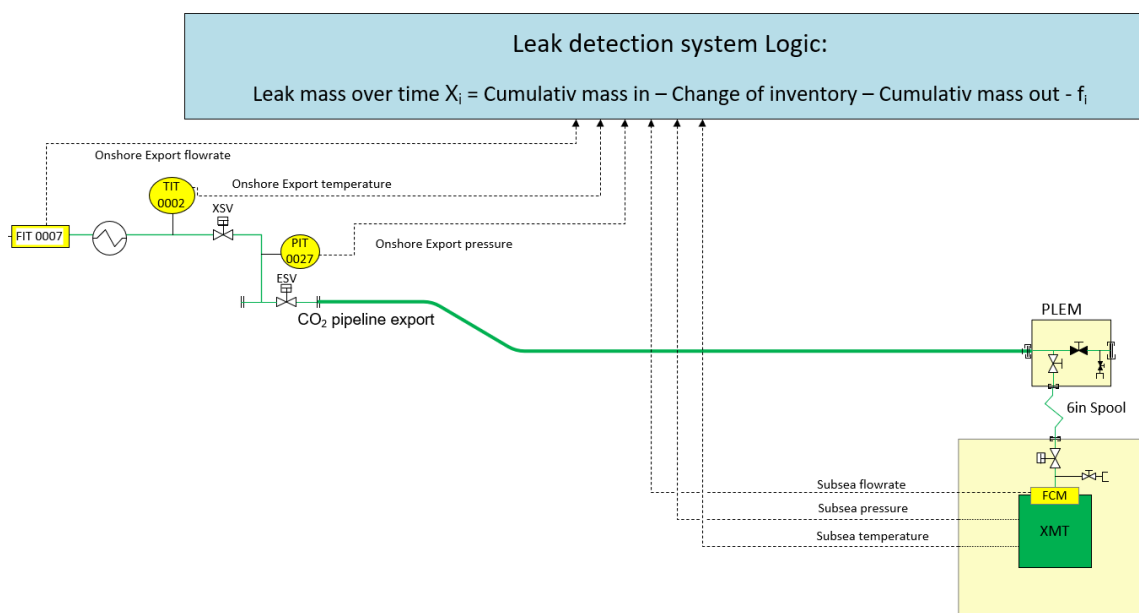


Figur 25 Oversiktstegning av juletre (i grønt CO₂-injeksjonslinje, i rødt MEG-linje)

8.3.3. Lekkasjedeteksjonssystem

Lekkasjedeteksjon utgjør en av mange sikkerhetsbarrierer for å forebygge forekomst og eskalering av farer og ulykkessituasjoner. Formål med lekkasjedeteksjonssystem er å oppdage lekkasjer i tide for å forhindre eskalering og betydelige miljø- eller sikkerhetskonsekvenser.

Lekkasjedeteksjonssystem for Northern Lights består av et massebalansesystem som vil sikre kontinuerlig overvåking av injeksjonssystemet ved bruk av strømnings-, temperatur- og trykkmålere på land og i FCM (flow control modul- Figur 9) i juletreet. En prinsipskisse er inkludert nedenfor (Figur 26).



Figur 26 Prinsippskisse av lekkasjedeteksjonssystemet

Ytelseskrav for systemet er satt til å oppdage en CO₂ lekkasje til ytemiljø av 15 kg/s innen 24 timer. Det vil sikre nødvendig beskyttelse av menneske og miljø. Massebalanse overvåking av en-fase væske er en utprøvd teknologi som Equinor har god erfaring med. Automatisk trykkovertvåking under innelukking er inkludert som en separat og ekstra lekkasjedeteksjonsmetode, som gir redundans til systemet. Forventet følsomhet til denne metoden er at enhver lekkasje fra den lukkede delen av injeksjonssystemet på 5 mm diameter (0,1 MT/år) eller høyere vil bli oppdaget. Trykk og temperatur vil være kontinuerlig overvåket i ventil-tre, en reduksjon i trykk og temperatur under normaldrift og innestenging vil brukes for å detektere lekkasje. I en lekkasjesituasjon der en trykkreduksjon til ambient trykk vil CO₂ gå fra væske til gassform noe som vil utløse en temperaturreduksjon på ca $\Delta T = 5$ C.

8.3.4. Inspeksjoner

Periodiske ROV-inspeksjoner av all undervannsinfrastruktur (for vedlikehold) forventes å oppdage lekkasjer som er for små til å bli oppdaget av metodene som er beskrevet over, og kan også oppdage avvik som kan utgjøre en økt risiko for lekkasje, for eksempel fritt spenn på rørledning, bulker, riper og bart metall. Utvendig inspeksjon av rørledningen skal gjennomføres etter installasjon og etter at rørledning er under stabil drift betingelser og ikke senere enn ett år etter oppstart av injeksjon (i henholdt til Equinor krav). Hyppighet til utvendig inspeksjon bestemmes ved bruk av en risikobasert tilnærming. Det er et minimumskrav om inspeksjon hvert åttende år (etter først inspeksjon) men det er planlagt å utføre inspeksjon hver fjerde år i starten av injeksjonsperiod.

Behov for innvendig inspeksjon av rørledningen vil være risikobasert og i henhold til Equinor sin styringsdokumentasjon. Konsentrasjon av vann i CO₂ væsken er lav (≤ 30 ppm) noe som er godt under konsentrasjon av frivannsfase i rørledningen (1270 ppm); det er derfor ikke forventet noe korrosjonsmekanismer internt i rørledningen ved kontroll av CO₂ sammensetningen.

Rørledningen er utformet slik at det er mulig med operasjonell pigging; inkludert intelligent pigging. Det er allikevel ikke planlagt for innvendig inspeksjon av rørledning med pigging-verktøyet for Northern Lights. I

henhold til Equinor sin styringsdokumentasjon skal det gjennomføres en årlig evaluering av driftsbetingelser og væske- sammensetning. Det er også et krav å gjennomføre en evaluering hver 5 til 10 år om innvendig inspeksjon er nødvendig basert på driftserfaring, sammensetning av væske som er transportert via rørledning og resultater fra andre inspeksjoner. Hvis det viser seg at inspeksjon ved pigging er nødvendig, er det bekreftet tilgjengelighet av inspeksjonsverktøyet som kan brukes i rørledningen med CO₂ inni. Metodikken er basert på MFL teknologi (Magnetic Flux Leakage Probe). Det er ingen permanent avsendersluse installert. Dersom det skal utføres innvendig inspeksjon av rørledningen, må det demonteres et rørstykke på Energiparken for å montere en midlertidig avsendersluse. Når det innvendige inspeksjonsverktøyet er sendt inn i rørledningen, demonteres den midlertidige avsenderslusen og rørstykke monteres igjen. Inspeksjonsverktøyet skal drives gjennom rørledningen ved hjelp av flytende CO₂ og mottas i en temporær mottakssluse som monteres på rørets ende på havbunn.

8.3.5. Brønnplassering og brønndesign

Brønnene er plassert i trygg avstand til seismisk identifiserte forkastninger for å unngå direkte kjøling av potensielt svake soner. Brønnene er også plassert med tilstrekkelig avstand til hverandre for å unngå at nærbrønnsområdene, som vil ha signifikant kjøling, kan overlappe og forsterke effekten.

Begge brønnene er utstyrt likt, men diameter og dypene for målere er forskjellige og tilpasset brønnen i form av dyp og kompletteringsløsning (3.2.3). Brønnene er designet slik at injeksjonsintervallet er i avstand til kappebergarten for å redusere direkte kjøling fra den kalde injeksjonsstrømmen. Etter innsendelse av PUD er kjernemateriale fra 31/5-7 testet og evaluert. Effekten av kjøling av kappebergarten er redusert i forhold til tidligere evaluering.

Nedihullsmålere som måler trykk og temperatur i injeksjonsrør (injection tubing) og i ringrom (tubing annulus), er plassert på to nivåer i brønnen for redundans og for å gi tilleggsinformasjon om tetthetsendringer og eventuelt friksjonstap for CO₂ i operasjon og ved innestenging.

8.3.6. Operasjonelle grenseverdier

Operasjonelle grenseverdier sikrer at injeksjons- og lagringsoperasjonene kan stanses før en vesentlig uregelmessighet inntreffer.

Disse grenseverdiene er basert på innsamlet data i brønn 31/5-7 (Eos) som sammen med seismiske data og nærliggende brønner har muliggjort å kvantifisere takbergartens styrke og integritet. Det er spesielt takbergartens styrke (minimum horisontal stress) målt i 31/5-7, regionale data for styrke, tykkelse av kappebergarten lokalt og regionalt og utstrekning av kappebergarten som er lagt til grunn for trykkbegrensningene. Ytterligere datainnsamling kan justere disse verdiene.

Bergmekaniske studier har evaluert effekten av trykkreduksjon (pressure depletion) i overliggende lag, over takbergarten, sammen med trykkøkning i lagringskomplekset. Trykket vil være høyest nær brønn under operasjon og reduseres utover i reservoaret. Operasjonelle grenseverdier for maksimalt nedihullstrykk sikrer mot hydraulisk oppsprekking (strekkbrudd, tensile failure) av takbergarten nær injektorene.

Operasjonell grenseverdi for reservoarets trykkoppbygging er mer kompleks å evaluere. Den er avhengig av forkastningsegenskaper, kjøling og trykkregimet i kappebergarten. Ved for høy trykkoppbygging kan man få reaktivering av forkastninger (skjærbrudd, shear failure) som igjen kan føre til seismisk registrerbare

rystelser (micro seismicity). Det er allikevel ikke forventet at dette vil lede til at CO₂ lekker ut av lageret. Maksimalt trykk for reservoaret er basert på en vurdering om at 1% (P1) sjanse for reaktivering av forkastninger er akseptabelt.

Påvist lagringskapasitet defineres som den massen CO₂ som med høy sannsynlighet kan injiseres og lagres i lageret begrenset av antall brønner i utbyggingsfase 1, hvor kun en ubetydelig del kan krysse lisensgrensen mot Troll før 2054.

På grunn av strukturens konfigurasjon (Figur 7) vil CO₂ med tiden krysse den nordlige lisensgrensen. Lekkasjeruten er ikke direkte lenket til utslipp til ytre miljø, men konsekvensen av CO₂ i nabolisensen i nord er ikke fullstendig kvantifisert. Lagringskapasiteten, og mulig fremtidig justering av denne, er et tiltak for å forebygge en vesentlig uregelmessighet i form av migrasjon over lisensgrensen ved at sannsynligheten for at en slik lekkasje kan skje før 2054 reduseres.

8.3.7. Reservoarovervåkning

Kontinuerlig overvåkning og planlagt testing av brønnene samt planlagt seismisk overvåkning av injisert CO₂ (9) muliggjør beslutning om eventuelle nødvendig avbøtende tiltak.

8.3.8. Oppdatering av reservoarmodell

Reservoarmodellen er bygget på basis av alle tilgjengelige data (2022) og et begrunnet usikkerhetsspenn. Denne vil bli vedlikeholdt og oppdatert regelmessig basert på informasjon fra overvåkning. Denne historietilpasningen vil sikre oppdaterte prognoser av utbredelse av CO₂ og reservoartrykkets utvikling. Dersom oppdaterte prognoser viser en økt sannsynlighet for at grenseverdier vil nås eller at utbredelse av CO₂ (CO₂ plume extent) vil krysse lisensgrensen i nord før 2054, vil tiltak iverksettes. Slike tiltak kan f.eks være ytterligere overvåkning, endrede overvåkningsintervaller eller endret injeksjonsstrategi, og i verste fall stans i injeksjonsoperasjonene. Oppdaterte prognoser kan resultere i oppdatering av planlagt overvåking ut over minimumskravet på hvert femte år.

8.3.9. Beredskapsbrønn

Brønnen 31/5-C-1 H er lokalisert ca. 7 km sør for hovedinjektoren 31/5-A-7 AH. Denne brønnen er ferdigstilt og komplettert over hele Johansenformasjonen (J1+J2+J3+J4) (3.2.3). Brønnen er en beredskapsbrønn som skal avbøte i hovedsak tre forskjellige risikoer:

- Beredskapsbrønn skal avbøte mulige korte eller langvarige bortfall av hovedinjektor og dermed forstyrrelse av injeksjonsoperasjonen.
- 31/5-C-1 H kan også avbøte dårlig eller degraderende injektivitet i hovedinjektoren ved å flytte injeksjon til avbøttingsbrønnen helt eller delvis og gjenopprette tilstrekkelig injeksjonskapasitet for å kunne lagre 1.5 Mt årlig (4.5.5).
- Dersom det avdekkes at CO₂ migrerer for hurtig mot nordlig lisensgrense kan beredskapsbrønnen på grunn av større avstand til lisensgrensen avbøte effekten av hurtig migrasjon og gjenopprette påvist lagringskapasitet.

Etter erfaring med å sammenligne brønnhodemålingene med nedihullsmålerne (DHPTG) kan antakelser om CO₂ mediets dynamiske natur (endringer i tetthet, viskositet på grunn av trykk/temperaturforhold) nede i brønnen gjøres på grunnlag av brønnhodemålerne. Derfor kan brønnhodemålinger også bli brukt for å undersøke oppførsel nede i borehullet beskrevet nedenfor, så vel som oppførselen til CO₂-kolonnen (endringer med dybden).

Nedihullsmålere er den mest pålitelige kilden til in situ informasjon og skal brukes i første omgang for å overvåke nedihullsforhold. Informasjon om trykk- og temperaturforholdene fra disse målerne, kan og vil bli brukt for kontinuerlig overvåking ved normal drift:

- a) Brønnintegritetsforhold – Se *b*, samt A-ringromstrykk/temperatur for ringromstrykkstyring.
- b) Nedihulls brønnoperasjonsforhold (primært trykk) i forhold til begrensningene satt for å sikre integritet av takbergarten
- c) Utvikling av reservoartrykk.
- d) Injeksjonsytelse over tid – skin, injektivitet.
- e) Eventuelle avvik til forventet injeksjon – F.eks. endring fra matrise til frakturert injeksjon.
- f) Utvikling av termisk oppsprekking.
- g) Sprekkvekst i reservoarsand.
- h) Injeksjonsadferd kritisk for lagringsintegritet – F.eks. sprekkvekst inn i eller gjennom kappebergarten (begrenset vs. uavgrenset oppsprekking).

a og *b* vil bli overvåket kontinuerlig, i henhold til Equinor's og myndighets (NORSOK) brønnintegritetskrav. De resterende aspektene kan/vil bli overvåket både kontinuerlig og/eller gjennom en serie tester, som listet under, for ytterligere forståelse av nedihullsforholdene:

- Stegratetest (Step-rate test, SRT) – Ved oppstart av injeksjon. Injeksjonshastigheten økes trinnvis i en foreskrevet varighet mot målinjeksjonsraten. For undersøkelse og forståelse av *c*, *d*, *e*, *f*, *g*, *h*.
- Trykkfallstest (Fall-off testing, FO) – Ved innestenging av brønnen. Injeksjonen stoppes så raskt som mulig og trykkfallet overvåkes inntil stabilisering. For undersøkelse av *c*, *d*, *g* og *h*. I motsetning til kontinuerlig overvåking av nedihullsmålere, vil FO testing skille skin versus endring i reservoartrykk.

I forhold til *a* og *b* er maksimale nedihulls driftstrykk (overvåket kontinuerlig), definert av minimum formasjonsspenning i takbergarten (Drake Fm). Denne verdien er målt in situ. Maksimale driftstrykk er definert per brønn, da de avhenger både av formasjonsdybden og dybden til de respektive injeksjonspakningene. For 31/5-A-7 AH, hovedinjektor, hvor injeksjonspakningen er plassert i Cook Fm (under Drake Fm), er det maksimale driftstrykket definert av minimum formasjonsspenning ved bunnen av Drake Fm. For 31/5-C-1 H, beredskapsbrønn, hvor injeksjonspakningen er plassert innenfor Drake Fm, er det maksimale driftstrykket definert av minimum formasjonsspenning ved dyp av injeksjonspakning. Hver av disse begrensningene følger Equinors krav. Varslingsfunksjoner for maksimalt nedihulls driftstrykk (høy alarm) og trip (høy-høy alarm), er begge avhengig av minimumsformasjonsspenningsverdier, og er etablert som en del av Alarm Classification for Subsea Control Unit (SCU) Northern Lights SIS.

9.1.2. Planlagt testing

I tillegg til kontinuerlig overvåking vil de tidligere beskrevne testene utføres regelmessig. For å redusere nedetiden er intensjonen at kun de planlagte innstengningene av brønnen(e) skal benyttes for å overvåke reservoartrykk og injeksjonsytelse. Oppfølging av brønnintegritet krever periodisk planlagte brønninnstengninger og testing av brønnsikkerhetsventiler som beskrevet over. Det vil i utgangspunktet utføres FO-testing og SRT (med samme prosedyrer hver gang) under disse planlagte brønnavstengningene, hver 6. måned fra injeksjonsstart. Etter hvert som driftserfaring og erfaring med reservoarferd oppnås, og stabil injeksjon etableres, er målet å redusere frekvensen av FO-testing til én FO-test hvert år.

Den foreslåtte planen kan endres ved f.eks. eventuelle avvik fra forventet brønnnytelse (f.eks. injektivitet [non-conformance]), trykkutvikling i reservoaret eller andre seismiske (f.eks. 4D) observasjoner av interesse som kan medføre ytterligere FO-testing/SRT utenfor planlagt testplan. I tillegg kan produksjonsloggingsverktøy (PLT) og andre operasjoner i brønn være nødvendig etter behov. Merk at gjennomførbarehet av logging (PLT) for brønnene er bekreftet.

Testprosedyre:

Følgende punkter er foreslått for å veilede utformingen av FO-testingen og SRT:

- Fall-off test

Basert på 31/5-7 (Eos) brønntesting og reservoarsimulering, bør 12-24 timers (ikke mer enn 48 timer) innstengning være tilstrekkelig for stabilisering til bakgrunnsreservoartrykk, avhengig av reservoartilknytning, skin, osv. Innstengningstider under barrieretesting er vanligvis 6-12 timer. Innstengning for FO-testing kan dermed være noe lengre enn planlagt barrieretesting (med forbehold om erfaring).

Innstengning bør utføres både så nært reservoaret (brønnsikkerhetsventiler i dette tilfellet) og så raskt som mulig, for å tillate tolkning av kh-produkt/skin.

Stabile injeksjonsforhold bør være til stede minst 24 timer før innstengning.

- Stegratetest

Konsistent opptrappings- og ratevarighet opp til målinjeksjonshastigheten bør brukes for hver SRT ved oppstart av injeksjon etter barrieretesting. Dette for å oppnå konsistent sammenligning av injeksjonsytelse versus tid/reservoartrykk.

Selv om det er oppnådd god erfaring med denne type testing (f.eks. FO-testing på Snøhvit), kan den dynamiske oppførselen til CO₂ gjøre tolkning av testene utfordrende i de tidlige stadiene av injeksjon. Tolkbareheten forventes å øke etter hvert som stabile injeksjons- og nedihullsforhold (f.eks. temperatur) er oppnådd.

9.1.3. Mulig bruk av beredskapsbrønn for overvåking

I tillegg til testplan beskrevet ovenfor, som er relevant for alle brønner i drift, er det verdt å merke seg at beredskapsbrønnen 31/5-C-1 H, vil som base case, bli stengt inn med nedihullsmålere i kontakt med reservoartrykk. Derfor kan denne brønnen (fra 2023) brukes som verktøy for å overvåke reservoartrykkutviklingen grunnet injeksjon i 31/5-A-7 AH. Trykket i det sammenhengende porevolumet kan

dermed bli overvåket i "sanntid" og kan redusere behovet for hyppig FO-testing av 31/5-A-7 AH-brønnen. Erfaring med hvordan den laterale koblingen mellom disse brønnene påvirker målingene må imidlertid innhentes før denne brønnen kan brukes som gyldig kilde for reservoartrykkovervåking. Enhver bruk av 31/5-C-1 H-brønnen for CO₂-injeksjon kan endre eller reversere overvåkingens rolle til disse brønnene. Det bemerkes også at brønn(er) i aktiv drift og i kontakt med lagerreservoaret, også vil registrere et eventuelt økt trykk på grunn av CO₂ injeksjon (forutsatt at nedihullsmålere er i kontakt med reservoaret). Overvåkingsbrønnkonseptet er derfor ikke utelukkende forbeholdt 31/5-C-1 H.

Merk at selv om 31/5-C-1 H er stengt, er brønnen fortsatt gjenstand for kontinuerlig overvåking av brønnintegritetsparametere (brønnhode/nedihull/ringromtrykk) samt barrieretestintervaller (ref. 8.3.2).

9.1.4. Kritisk reservoartrykksettingshastighet

Både FO-testing/SRT og observasjonsbrønnovervåking vil gi tilbakemelding på reservoartrykkresponsen grunnet CO₂ injeksjon. Siden reservoartrykket sannsynligvis vil stige, er det avgjørende at dette trykket overvåkes i forhold til lagringsintegriteten. Equinor-studier har vist at en geomekanisk begrensning på +79 bar tilsvarer en 1% sannsynlighet (P1) for forkastningsreaktivering, som tilsvarer kritisk reservoartrykksettingshastighet på 2,105 bar/1 Mt CO₂ injisert, dvs. trykksettingshastigheten som ikke bør overskrides under Northern Lights Fase 1-injeksjon (1,5 Mt i 25 år, 37,5 kumulativ Mt CO₂ injisert) for å nå målene for fase 1.

Merk at sannsynligheten på 1% for forkastningsreaktivering på ingen måte representerer med noe sikkerhet at verken lekkasje langs forkastninger eller økt seismisk energifrigjøring vil oppstå, som Equinors geomekaniske studier har vist (ingen lekkasje ut av lagringskompleksets lagringsreservoar forventes i henhold til disse studiene). Det er imidlertid en begrensning der sannsynligheten for, og de første tegnene på, disse effektene teoretisk sett *kan* begynne å oppstå og bør derfor følges. Denne begrensningen kan imidlertid endres etter hvert som ytterligere relevante data innhentes og injeksjons- og overvåkingserfaring oppnås. Merk videre at den kritiske reservoartrykksettingshastigheten på 2,105 bar/1 Mt CO₂ injisert kun gjelder for Northern Lights Fase 1 og bør oppdateres for eventuelle fremtidige faser med høyere kumulativ injisert CO₂ mål.

Reservoartrykkrespons utover den kritiske hastigheten er akseptabelt i midlertidige perioder, men kan innebære A) eventuell reduksjon i injeksjonshastigheter for å redusere trykksettingsratene i reservoaret, og/eller B) reduksjon i trykkpotensialet for fremtidige faser.

9.2. Overvåkning ved geofysiske metoder

9.2.1. Parameter som overvåkes

Aktuelle teknologier og teknikker har vært vurdert på basis av deres egnethet til å oppfylle kravene til å detektere CO₂ i undergrunnen som beskrevet i kriteriene gitt i Forurensningslovens Del 7A, § 35, Vedlegg II, 1.1 (j, k, l).

Introduksjon av CO₂ i undergrunnen vil hovedsakelig resultere i at den kombinerte formasjonsvæskens (formasjonsvann og CO₂) vil få redusert trykkbølgehastighet, redusert tetthet, økt resistivitet, og svakt økt skjærbølgehastighet relativt til den opprinnelige situasjonen med kun formasjonsvann i porene. I tillegg vil økende trykk i porevæskens kunne resultere i reduserte lydshastigheter for både trykk- og skjær-bølger i det berørte volum, i mikroseismisk aktivitet nær injeksjonsbrønnen, og i oppløst av havbunnen som respons på trykkøkningen i undergrunnen (se 9.2.2). I et begrenset volum nær injeksjonsbrønnen vil dessuten redusert temperatur kunne resultere i reduserte trykk- og skjærbølgehastigheter (se 9.2.2).

9.2.2. Valg av teknikk

Følgende metoder har vært vurdert:

- Aktiv seismisk overvåking:

Repeterte seismiske målinger er sensitive til endringer i lydshastighet og tetthet, og har vært brukt i overvåking av CO₂-lager både nasjonalt og internasjonalt.

Seismisk modellering av forventet respons (både på relevante realisasjoner av den numeriske modellen for dynamisk migrasjon samt på simulerte situasjoner av lekkasje til lagpakkene over lagringskomplekset og trykkoppbygging utover grenseverdiene) viser at seismikk vil være svært godt egnet til å overvåke metnings- og trykkendringer i undergrunnen og har et godt potensial til å detektere vesentlige uregelmessigheter eller lekkasjer.

En beskrivelse og prioritering av aktuelle seismiske teknologier for henholdsvis primær og utløst overvåking finnes i Vedlegg II.

- Passiv seismisk overvåking:

Passiv seismisk overvåking er sensitiv til poretrykk- eller temperaturendringer som fører til oppsprekking av en bergart.

Numerisk modellering av forventet respons viser at de største poretrykk- og temperaturendringene vil være begrenset til nærbrønnsområdet, som er planlagt overvåket med brønnmålinger (beregninger basert på nedihullsmålere).

Geomekanisk modellering har vist at sannsynligheten er lav for at trykkendringer selv langt over planlagt injeksjonstrykk vil resultere i oppsprekking av lagpakkene over lagringskomplekset eller reaktivering av forkastninger.

- Gravimetrisk overvåking:

Repeterte gravimetriske målinger er sensitive til endringer i tetthet. I tillegg er en bieffekt av målingene muligheten til å detektere eventuelt oppløst av havbunnen. Metoden har vært brukt til overvåking av CO₂-lager nasjonalt.

Gravimetrisk modellering av forventet respons (på realisasjoner av den numeriske modellen utarbeidet i forbindelse med Plan for Utbygging og Drift) viser at gravimetri kun vil ha svært begrenset mulighet til å detektere vesentlige uregelmessigheter eller lekkasjer. Dette skyldes at gravimetriske målinger for de aktuelle reservoardyp vil ha vesentlig mindre oppløsning enn for eksempel seismikk. I tillegg vil den gravimetriske responsen fra CO₂-injeksjonen bli påvirket av gravimetriske endringer assosiert med produksjon i Troll.

- Kontrollerte elektromagnetiske bølger:

Elektromagnetiske bølger er sensitive til endringer i metning, og spesielt til endringer nær full CO₂-metning. Metoden har ikke vært brukt til overvåking av CO₂-lager. Den har heller ikke vært brukt til overvåking av olje- og gassproduksjon.

Kontrollerte elektromagnetiske bølger er per i dag ikke ansett som en aktuell overvåkingsteknologi fordi metoden er uegnet for de dyp lagringskomplekset ligger på samt at metoden ikke er kvalifisert til overvåkingsformål.

Basert på overstående vurderinger er aktiv seismisk overvåking i form av repeterte marine seismiske innsamlinger valgt som primær reservoarovervåking på grunn av metodens egnethet til å detektere både migrasjon av CO₂ i reservoaret og eventuell lekkasje ut av lagringskomplekset. I tillegg vil Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk (NNSN) brukes til å overvåke generell seismisk aktivitet i området.

9.2.3. Strategi

Overvåkingsstrategien er beskrevet i PUD/PAD. Strategien består av planlagt (primær) og utløst (sekundær) seismisk overvåking.

Den planlagte (primære) delen av overvåkingen er basert på at den injiserte CO₂-en oppfører seg i henhold til det som er modellert og består av en serie repeterte seismiske innsamlinger. Innsamlede 3D seismiske data fra 2022 utgjør grunnlagsdata for å detektere CO₂-skyens migrasjon etter injeksjonsstart (se 4.1). Tidspunktene for repeterte innsamlinger er beskrevet i 9.2.4. Disse tidspunktene er valgt for å utlede maksimal verdi av dataene og forventes å måtte revideres etter hvert som man tilegner seg mer informasjon om hvordan lagringskomplekset oppfører seg. Flere kriterier er blitt vektlagt i fastsettelsen av tidspunkt for planlagte repeterte innsamlinger: Forventet injisert volum er beskrevet i 7.1. Endringer i injisert volum vil påvirke tidspunktet for repeterte innsamlinger.

CO₂-migrasjonshastighet: Det er et vesentlig poeng at signifikante CO₂-volumer ikke skal ha migrert ut av lisensens nordlige grense før 2054 (se diskusjon i kapittel 4.5.1 og 4.5.2). Tidspunkt spesielt for de to første repeterte innsamlingene er optimalisert for å kunne identifisere slik raskt migrerende CO₂ på et stadium hvor man har mulighet til å sette inn utbedrende tiltak for å unngå vesentlige uregelmessigheter med risiko for lekkasje.

Verdi for seismisk historietilpasning: Informasjon fra repeterte seismiske innsamlinger er forventet å kunne gi informasjon om generell CO₂-migrasjonshastighet (ikke minst i et område lenger ut fra 31/5-7 enn produksjonstesten dekket) og om hvordan CO₂-en fordeles mellom de enkelte geologiske formasjoner. Dette er planlagt brukt som informasjon til oppdatering av den dynamiske simuleringsmodellen.

Den utløste (sekundære) overvåkingen vil bli utløst basert på indikasjoner på vesentlige uregelmessigheter eller lekkasje og er beskrevet nærmere i 12.2.2. Den vil vurderes utløst basert på følgende kriterier:

- Brønnovervåking. Siden brønnene overvåkes på kontinuerlig basis vil disse kunne gi en viktig indikasjon på eventuelle uregelmessigheter som ville kunne aktivere seismiske innsamlinger utover primærplanen (12.2.1)
- Observasjoner fra planlagte seismiske innsamlinger som indikerer uregelmessigheter, vesentlige uregelmessigheter eller faktisk lekkasje vil kunne aktivere seismiske innsamlinger utover primærplanen og er beskrevet nærmere i 12.2.2.
- Resultater fra oppdatert dynamisk historietilpasning som indikerer økt sannsynlighet for vesentlige uregelmessigheter som kan lede til lekkasje vil kunne aktivere seismiske innsamlinger utover primærplanen.

Planlegging, innsamling, prosessering og tolking av seismiske data er tidkrevende. Planlegging av seismisk innsamling tar 12-18 måneder. Innsamlingsperioden er på ca. 1 måned. Selve innsamlingsperioden er begrenset blant annet av hensyn til fiskeri- og værrestriksjoner. Det er ønskelig å samle inn seismiske data i tidsrommet 1. mai til 1. september. Fra avsluttet seismisk innsamling til første tolkning vil det ta mellom 2 til 4 måneder. Historietilpasning av modell vil avhenge av graden av nødvendige endringer. Det ble tatt hensyn til disse begrensningene i utformingen av overvåkingsplanen.

9.2.4. Seismisk overvåkingsplan

Seismisk overvåking vil bekrefte nærvær, sted og migrasjonsvei for CO₂ i undergrunnen og gi grunnlag for fortløpende historietilpasning og oppdaterte prediksjoner slik at vurdering av sikkerhet og integritet ved lagringsoperasjonene kan revideres.

Den primære seismiske overvåkingsplanen er planlagt basert på strategien beskrevet i 9.2. Utstrekning av og tidspunkt for seismiske innsamlinger er optimalisert basert på resultatene av den dynamiske simuleringen beskrevet i 4 og opptrappingsplanen lagt til grunn i 7. På grunn av den strukturelle konfigurasjonen av lageret vil lagringslokaliteten utvides over tid ved at CO₂ beveger seg nordover, og følgelig vil området som overvåkes også utvides. Innsamling av grunnlagsdata (seismisk baseline) ble gjort i nord-sør-retning og seismiske repeterte innsamlinger vil dermed enkelt kunne utvides over tid. Dersom beredskapsbrønn blir benyttet vil det påvirke den seismiske overvåkingsplanen. Området som skal dekkes av repetert 3D-seismikk vil dekke beredskapsbrønnen dersom den har vært benyttet.

Antall innsamlinger med tidspunkter er illustrert i Figur 27. Både utstrekning, antall innsamlinger og tidspunkt vil kunne endres etter hvert som man opparbeider seg erfaring med injeksjonen. Tidspunktene vil også måtte endres hvis man mottar mindre eller mer CO₂ enn lagt til grunn i denne søknaden.

Dersom noen av innsamlingene beskrevet under indikerer vesentlige uregelmessigheter, økt risiko for vesentlige uregelmessigheter eller lekkasje vil man måtte vurdere å aktivere sekundærovervåking (12.2.2).

Primær seismisk overvåkingsplan

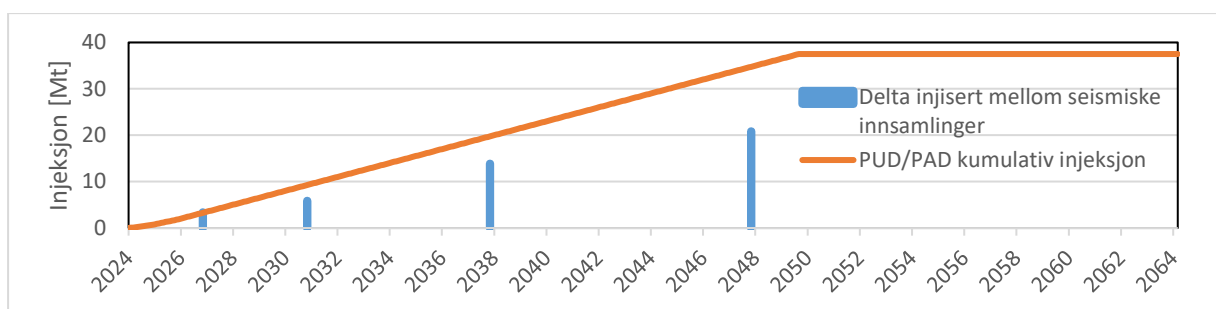
Første seismiske innsamling er planlagt i 2027. Formålet er å bekrefte at det er mulig å detektere CO₂-en på seismiske data og få en første indikasjon på migrasjonsmønster. Seismiske simuleringer basert på de dynamiske realisasjonene beskrevet i 4 har vist at det på dette tidspunktet vil være mulig å detektere om

CO₂-en migrerer opp til Cook-formasjonen samt hvordan den migrerer i henholdsvis Cook, øvre (J3, J4) eller nedre (J1, J2) Johansen-formasjonene.

Andre seismiske innsamling er planlagt i 2031. Ved dette tidspunktet er det ventet at man vil kunne identifisere om CO₂-en migrerer med en hastighet nær forventningsverdien (4.3.2) eller om den migrerer så raskt nordover at det vil utgjøre en vesentlig uregelmessighet med risiko for lekkasje ut av lagringskomplekset før 2054. Simuleringer har vist at det med en innsamling i 2031 vil være mulig å sette inn skadebegrensende tiltak (mulighet for å skifte injeksjonen til beredskapsbrønn 31/5-C-1 H) som vil kunne signifikant redusere mengde CO₂ som migrerer ut av lagringskomplekset innen 2054.

Tredje seismiske innsamling er planlagt i 2038 og forutsetter at man ved innsamlingen i 2031 kunne påvise at CO₂-en migrerer med en hastighet nær forventningsverdien. Formålet med denne innsamlingen vil være å få oppdaterte estimerer på migrasjonshastigheter og bekrefte at CO₂-en fortsatt migrerer på en slik måte at det ikke vil lede til vesentlige uregelmessigheter.

Fjerde seismiske innsamling er planlagt i 2048. Formålet er som for tredje seismiske innsamling, samt å forberede overvåkingsplanen for nedstengingsperioden. Tidspunktet er med hensikt valgt ett år før planlagt injeksjonsslutt for å kunne ha gode oppdaterte seismiske data ved injeksjonsslutt. I tilfelle denne innsamlingen viser at CO₂-en migrerer som forventet vil dette oppfylle krav 1 i 13.2 (overvåking etter nedlukking).



Figur 27 Tidsplan for og forventet injisert volum mellom planlagte seismiske innsamlinger i primær overvåkingsplan.

10. Miljøovervåkingsstrategi og plan

DNV GL har på vegne av Northern Lights utarbeidet en miljøovervåkingsstrategi og -plan for havbunnen og vannsøylen med hensyn på effekter for injeksjon og lagring av CO₂ i EL001 området (Ref. 19). Strategi og plan er basert på resultater fra miljørisikovurdering (6) i tråd med regelverket.

Videre er overvåkingsstrategi og plan basert på at det er utviklet en primær overvåkingsstrategi (9) som vil oppdage vesentlige uregelmessigheter som kan føre til lekkasje til sjøbunn og vannmasse. Miljøovervåking vil utløses basert på hendelser som har ført til eller vil føre til lekkasje til sjøbunn og vannmasse.

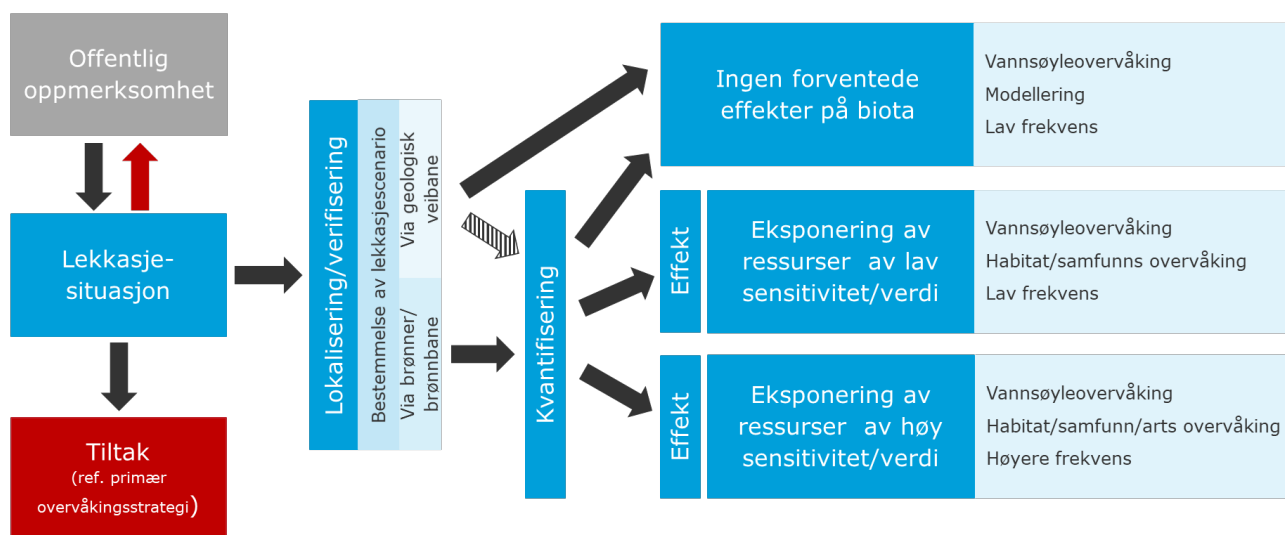
10.1. Miljøovervåkingsstrategi

Overvåkingsstrategi vil variere med lekkasjescenarier som inntreffer og forventede effekter.

Fire hovedscenarier av lekkasjer til havbunnen/vannsøylen har vært vurdert som dimensjonerende for miljøovervåkingsstrategi og plan:

- Lekkasje fra injeksjonsbrønner
- Lekkasje fra andre eksisterende brønner;
- Lekkasje langs forkastninger og geologiske veibaner;
- eller brønnutblåsing av CO₂ og formasjonsvann.

Lekkasje via forkastninger og andre geologiske veibaner er forventet å lekke ut til havbunnen over større geografiske områder. Lekkasje via brønner vil mest trolig lekke ut på havbunnen innenfor et begrenset lokalt område. En brønnutblåsing vil for eksempel utløse både krav og behov om kontinuerlig overvåking for å vurdere endringer over tid. Det kan innebære tilstedeværelse av overflatefartøy og ROV eller lignende overvåkingsplattform. En lekkasje uten forventede vesentlige effekter på biota kan eksempelvis følges opp i kombinasjon med regional effektorvervåking av tilstøtende områder.



Figur 28 Overvåkingsstrategi av ytre miljø

Figur 28 viser rammeverket for den foreslåtte strategien. Den har fire formål:

- Lokalisering av lekkasjen
- Verifisering av lekkasjen
- Kvantifisering av lekkasjen
- Målinger av effekter på miljø

Ved en påvist eller antatt lekkasje skal lekkasjen lokaliseres geografisk, det skal verifiseres at det er CO₂ som lekker og at denne stammer fra lisens EL001, og det skal etableres en forståelse av typen lekkasjescenario (det er relevant å skille mellom lekkasjescenarier fra eksisterende brønner/brønnbaner og lekkasjer via geologiske veibaner fordi det kan påvirke valg av teknologi).

Brønnutblåsing og lekkasjer fra brønner/brønnbaner bør kvantifiseres ved bruk av egnet teknologi. I strategien er det lagt opp til tre ulike nivåer av effektorvervåking:

- Nivå 1: Dersom brønnutblåsing eller lekkasjen med stor sannsynlighet medfører så lave konsentrasjoner i vannsøylen at det ikke forventes vesentlige negative effekter på biota, så vil fokus

være på overvåking av kjemiske parametere i vannsøylen, eventuelt støttet av modellering av konsentrasjoner og spredning.

- Nivå 2: Dersom brønnutblåsing eller lekkasjen kan medføre vesentlige negative effekter på ressurser, skal eventuelle effekter overvåkes både i form av kjemiske og biologiske målemetoder.
- Nivå 3: Dersom brønnutblåsing eller lekkasjen innebærer eksponering av ressurser av høy sensitivitet eller verdi, skal det vurderes å ta i bruk spesifikke målemetoder som kan kvantifisere effekter på artsnivå.

Ved lekkasjer via geologiske veibaner er det ikke forventet vesentlige negative effekter på biota (DNV GL 2022), og lekkasjen vil være vanskelig å kvantifisere direkte ved hjelp av overvåkingsteknologi (siden lekkasjen vil forekomme over et større areal). I slike tilfeller bør lekkasjen overvåkes ved hjelp av målinger av kjemiske parametere i vannsøylen, eventuelt støttet av primærovervåkingsmodellen eller modellering av konsentrasjoner og spredning i vannsøylen. Modellene vil kunne bidra til å estimere størrelsen av lekkasjen.

Sekundærovervåkingen av en lekkasje kan måtte foregå over en lengre periode, muligens over mange år. Hyppigheten av overvåkingen, eventuelt behov for kontinuerlig overvåking, må avgjøres basert på informasjonen som er samlet inn i første fase av sekundærovervåkingen. Som et veiledende prinsipp bør lekkasjer følges hyppigere opp i en tidlig fase for å vurdere om lekkasjen er stabil eller i endring. Deretter bør oppfølgingen tilpasses lekkasjens alvorlighetsgrad i form av risiko for skade på miljø, og regelverkskrav til rapportering. Synergier med annen overvåkningsaktivitet bør også vurderes ved etablering av plan for sekundærovervåking. En lekkasje uten forventede vesentlige effekter på biota kan eksempelvis følges opp i kombinasjon med regional effektovervåking av tilstøtende områder.

Sekundærovervåkingen av en brønnutblåsing er forventet å foregå over en begrenset periode, inntil 90 dager. Det forutsettes både krav og behov for kontinuerlig overvåking for å vurdere endringer i utblåsing, noe som innebærer tilstedeværelse av overflatefartøy og/eller andre bærende plattform. Synergier med annen overvåkningsaktivitet bør også vurderes ved etablering av plan for sekundærovervåking. En lekkasje uten forventede vesentlige effekter på biota kan eksempelvis følges opp i kombinasjon med regional effektovervåking av tilstøtende områder.

10.2. Miljøovervåkingsplan

For å kunne lokalisere, verifisere, kvantifisere og evaluere effekt fra utslipp av CO₂ og formasjonsvann på sjøbunn og i vannsøylen må riktige måleparametere velges og sensorer med tilstrekkelig presisjon brukes. Endepunkter for lokalisering, verifisering, kvantifisering og effektmålinger er definert som følgende (Tabell 27/Tabell 27):

Tabell 27: Valg av endepunkter

Formål	Endepunkter
Lokalisering	Angivelse av posisjon i koordinater av utslipp
Verifisering	Av-/bekreftelse at utslipp stammer fra CO ₂ som er lagret i lagringskomplekset i EL001

Kvantifisering	Utslippsmengde/rate per tidsenhet
Effektmålinger	Direkte effekter: Endring i fysisk/kjemiske parameter (pCO ₂ , reduksjon av pH, økt metallkonsentrasjoner, salinitet bla.) Indirekte effekter: effekter på biota (endring i biodiversitet)

Det er vurdert en rekke teknologier for å oppnå formål for overvåkingsstrategien med hensyn til anvendbarhet, modenhet og kostnader (Tabell 28). Anvendbarhet er brukt for å vurdere om overvåkingsteknologi og overvåkingsplattform sammen fungerer til formålet. Modenhet er bruk for å vurdere i hvilken grad en teknologi eller kombinasjon av teknologier er tilgjengelig for bruk.

Tabell 28 Beskrivelse av forutsetningene for rangering av anvendbarhet og modenhet

Nivå	Anvendbarhet	Modenhet
1- Lav	Kombinasjonen oppnår ikke formålet med overvåkingen, men kan bidra som støtteparameter til formålet	Operasjonelt potensial med behov for utvikling
2- Moderat	Kombinasjonen oppnår delvis formålet med overvåkingen	Operasjonelt mulig med behov for noe utvikling, eventuelt at kombinasjonen har lang mobiliseringstid
3- Høy	Kombinasjonen imøtekommer formålet med overvåkingen	Operasjonelt tilgjengelig med lite behov for utvikling

Oversikt av måleteknikker koblet med ulike mulige sensorbærere, og vurderinger av kombinasjon i forhold til anvendbarhet og modenhet for lokalisering, verifisering, kartlegging og effekt måling er gitt i vedlegg 1. Under er det oppsummert anbefalt overvåkingsdesign (Tabell 29).

Tabell 29: Anbefalte design for sekundær overvåking av miljø ved en brønnutblåsing og andre lekkasjescenarier (CO₂- og formasjonsvanns-utslipp til havbunnen/vannsøylen). Gul og grønn farge indikerer henholdsvis moderat og moderat/høy vurdering av anvendbarhet og modenhet for overvåkingsformålet.

	ROV-design	AUV-design	Supplerende overvåkningsløsninger
Lokalisering	ROV undersøkelse med hydroakustisk utstyr Anvendbarhet:3 Modenhet: 3	AUV undersøkelse med hydroakustisk utstyr Anvendbarhet:3 Modenhet: 3	Overflatefartøy med skrogmontert hydroakustisk utstyr Anvendbarhet:3 Modenhet: 3
Verifisering	Direkte mål i gassboblene - Flux/Strømnings kammer + - pCO₂ sensor Anvendbarhet:3 Modenhet: 3	Transekt undersøkelse så nær kilden som mulig - pO₂/pCO₂ sensor - pH sensor Anvendbarhet:2 Modenhet: 2	
Kvantifisering	Direkte mål i gassboblene	Etablering av modell pO₂/pCO₂ sensor	

ROV-design	AUV-design	Supplerende overvåkningsløsninger
- Flux/Strømnings kammer Direkte mål på utblåsing - Strømmåling Andvendbarhet:3 Modenhhet: 3	- pH sensor - strømmålinger Andvendbarhet:2 Modenhhet: 2	
Effekter Transekt undersøkelse så nær kilden som mulig - pO₂/pCO₂ sensor - pH sensor Andvendbarhet:3 Modenhhet: 2	Transekt undersøkelse så nær kilden som mulig - pO₂/pCO₂ sensor - pH sensor Andvendbarhet:2 Modenhhet: 2	Havforsuringsprogrammet Etablering av modell Innhenting av strømdata fra målinger evt. modellert strøm (Norkyst800) Andvendbarhet:3 Modenhhet: 3 Utsetting av passive prøvetakere ifm brønnutblåsing av formasjonsvann Andvendbarhet:3 Modenhhet: 3
		Biodiversitetsmålinger -ref. sediment overvåking (M-300) Andvendbarhet:2 Modenhhet: 3

ROV-design: Det er forventet at bruk av ROV vil løse alle oppgavene på en tilfredsstillende måte i en samlet operasjon. Arbeids-ROV'er er normalt lett tilgjengelig som standard utstyr på ankerhåndteringsfartøy eller annet surveyfartøy, og vil kunne mobiliseres i løpet av kort tid. Normalt har disse ROVene standardutstyr for posisjonering og sidesøkende sonar. Sensorer for pH, pCO₂, pO₂, flux-kammer, samt støtteparametere som temperatur og salinitet, vil enten kunne monteres på:

1. ROVen med strømtilførsel og med direkte signaloverføring eller
2. En separat enhet med egen batteripakke som eksempelvis kan holdes i en av manipulatorarmene.

Målinger fra sensorene må lastes ned i etterkant av undersøkelsen. Etablering av en egen separat sensorenhet uavhengig av ROVen kan synes mest hensiktsmessig og vil korte ned mobiliseringstid.

AUV-design: Det er forventet at bruk av AUV vil løse alle oppgavene på en moderat tilfredsstillende måte i en samlet operasjon. En fortykning/spredningsmodell må etableres for å kunne kvantifisere lekkasjen basert på måleparameterne. AUV-designet er gunstig dersom det er store områder som skal kartlegges.

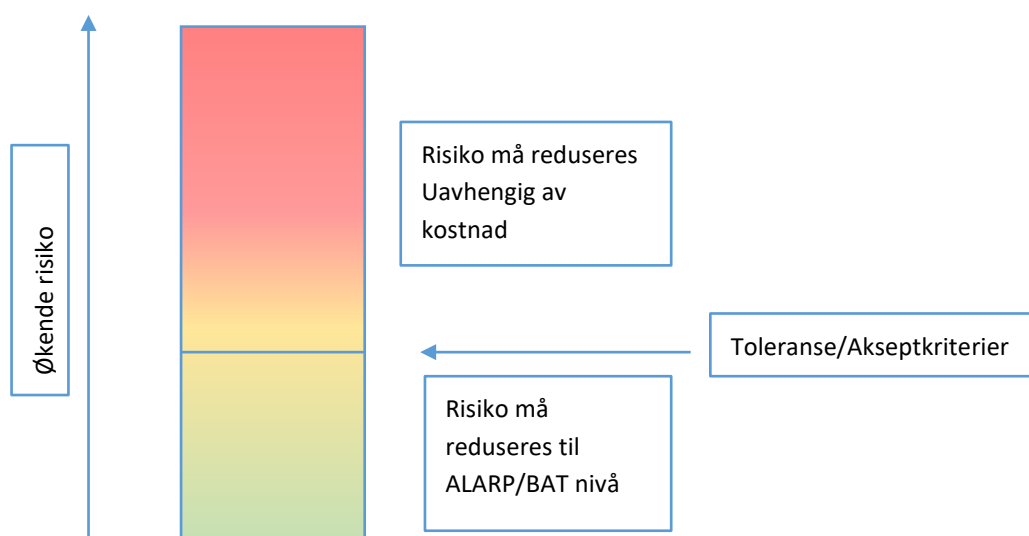
Overflatefartøy og AUV har opplagte fordeler med å kunne kartlegge store områder, mens ROV har evnen til manøvrering i umiddelbar nærhet til strukturer på havbunnen slik som injektoren eller ta prøver med større nøyaktighet i tid og rom. Når lekkasjestørrelsen øker, er influensområdet i vannsøylen også forventet å ha en større utstrekning. Dette kan favorisere et AUV design.

Ved en utslippshendelse bør endelig overvåkningsdesign velges og prioriteres ut fra en helhetlig beslutning som inkluderer kost-nytte vurderinger. Basert på at miljørisikoen knyttet til aktiviteten er lav, er det ikke satt absolutte krav til responstid ved en hendelse. Det betyr i praksis at utstyr, teknologi og personell som er nødvendig for å gjennomføre sekundærovervåkingen mobiliseres fortløpende og at overvåkning igangsettes så snart som mulig ut fra disse forutsetningene.

I henhold til gjeldende regelverk skal overvåkningsplanen oppdateres minst hvert 5. år. Videre vil det være hensiktsmessig å vurdere om planen skal oppdateres i etterkant av eventuelle lekkasjer. Ved oppdatering av overvåkningsplanen bør det samtidig vurderes om overvåkningstrategi skal oppdateres. Slike vurderinger skal dokumenteres.

11. ALARP/BAT vurdering

BAT (Beste Available Technology) og ALARP (As Low As Reasonable Practicable) er viktige prinsipper for valg av løsninger og teknologi for risikoreduksjon. Hovedfokus ved bruk av BAT og ALARP prinsippene er oppsummert i Figur 29 under:



Figur 29 Modifisert fra NOROG

Definisjon av BAT/ALARP er gitt under:

BAT:

Teknologi er kvalifisert og utprøvd

Kostnadene må stå i et rimelig forhold til den miljømessige gevinsten som oppnås

ALARP:

Tiltak gjennomføres med mindre det er urimelig misforhold mellom kostnader/ulempes og nytte

Modenhetsnivået til en bestemt teknologi er vurdert ved bruk av TRL (Technology Readiness Level) graderingsskala:

TRL0: Ny ide/forslag

TRL4: Kvalifisert teknologi

TRL5: Integrasjon av teknologi er testet

TRL7: Utprøvd teknologi

En teknologi må minst være på TR5 for å kunne velges og gjennomføres under utbygging.

I det følgende redegjøres det for BAT/ALARP vurdering gjort for overvåking basert på designtidspunktet, risikovurdering og tilgjengelig vitenskapelig kunnskap i henhold til kravene i Forurensningsforskrift jamfor 35-9 Overvåking og vedlegg II.

Full oversikt over BAT vurdering gjennomført for hele utbyggingsløsning er beskrevet i konsekvensutredning (Ref. 20). Materialvalg er referert i 8.1. i denne søknaden.

11.1. CO₂ lekkasjedeteksjon system for undervannsinfrastruktur

Det er gjennomført en ALARP vurdering av tilleggs teknikks/teknologi for lekkasje deteksjon for Northern Lights undervannssystem (**Ref. 22**) mellom Prosess Shutdown Valve (XSV) (nedstrøm onshore heater) og IWV (kalt PWV i tegningene) installert på undervannssystem. ALARP vurdering baserte seg på teknologianvendelse og kost/nytte analyse. Det ble bla. vurdert:

- et massebalansesystem basert på automatisk trykk- og temperaturmåling (oppstrøm og nedstrøm rørledning) i tillegg til strømmåling (under normal drift). Systemet inkluderer brukt av algoritmer integrert i kontrollrom og representerer designbasis.
- installasjon av punktmålings-sensor (passiv og aktiv akustisk sensor, kjemiske sensor) enten integrert i FCM eller montert på bunnramme.

Både passivt og aktivt akustiskelekkasjesensorsystemer er lovende teknologier. Passivt akustikkssystem kan oppdage en lekkasje basert på lyd. Eksperimenter har vist at teknologifølsomheten er høy og bedre enn massebalansesystem. Systemet ytelse er allikevel avhengig av væsketype som lekker, trykk og hvor sensor er installert i forhold til lekkasjepunkt. Deteksjonsavstand er antydnet å være opp til 80m. For aktivt akustisk system vil lekkasjer bli oppdaget ved å reflektere akustiske signaler sendt fra et ekkolodd plassert på havbunnen. Sensoren kan oppdage små gass- og væskelekkasjer, og det er også mulig å skille mellom gasser, væsker og faste stoffer. Det er en pågående kvalifiseringsarbeidet for METAS lekkasjesensorsystemet (aktiv akustiske sensor med automatisk analysesystem). METAS sonarsystem er satt opp med en kortdistanse ekkolodd for lokal lekkasjeovervåking (~20 m), og et langdistanseekkolodd for skanning på opptil 1 km (både vertikalt og horisontalt). Systemet inneholder i tillegg til akustikk sonar, programvare for bla. automatisk tolkning av måledata og alarminnstillinger i kontrollrommet. Det er gjennomført en felttest av Equinor med undervannutslipp på Trollfeltet, men ikke med CO₂. Ytelse av systemet er fortsatt under evaluering og bør vurderes videre etter teknologikvalifisering. Tidsplan for kvalifisering av systemer (TRL4) er i løpet av Q1 2023. Det er planlagt et utslipp av CO₂ under klargjøring av rørledning i 2024 som representerer en unik mulighet for å teste forskjellig utstyr. Dette ble spilt inn til de som følger kvalifiseringsløpet av utstyr.

- Bruk av kjemisk sensor har også vært vurdert (eksempelvis Franatech metan «sniffer»), men ikke vurdert videre da det ikke er testet med CO₂ væske og ikke tilgjengelig for integrering i infrastruktur. Det er i tillegg bekymring for robusthet av målesystem basert på erfaring fra installert system da ALARP vurdering var gjennomført.

Aktiv bruk av drone eller ROV med økt hyppighet vil bidra til å redusere deteksjonstid for lekkasje eller anomali som kan utvikles i lekkasje. I denne sammenheng og for å redusere kostnader er bruk av «resident» drone alternativ som bør vurderes i framtiden når slik drone/installasjon blir tilgjengelig i området. Det er mulige synergier med andre aktiviteter i området hvor bruk av slik resident drone er planlagt (f.e Troll felt Subsea 7 Autonomous Inspection Vehicle).

Hovedkonklusjon fra ALARP/BAT er at lekkasjedeteksjonssystem valgt for Northern Lights (se 8.3.3) regnes som BAT, og ingen videre forbedringer var vurdert som nødvendige, i henhold til ALARP-prinsippet (GL0139) på designtidspunktet. Det var videre konkludert at lekkasjedeteksjonssystemet var egnet for å beskytte mennesker, miljøressurser og eiendeler.

11.2. Subsea Venturimåler

Subsea Venturi målere er beste tilgjengelige teknologi for måling av CO₂ på brønnrammer på designtidspunktet.

Det er imidlertid teknologiutvikling for andre måleprinsipper for bruk subsea for CO₂. Mest utviklet er en ultralydmåler hvor to prototyper skal på test rundt årsskiftet og med ett mål å nå TRL 4 våren 23.

11.3. Vurdering av mulig risikoreduserende tiltak knyttet til lekkasjerisiko fra lagringskomplekset

Risiko knyttet til geologisk lagring i lagringskomplekset for Northern Lights fase1 er vurdert til å være på akseptabelt nivå. En ALARP vurdering av tiltak/metoder som kan redusere risikoen ytterligere ble utført som en del av lekkasjerisikovurderingen for PUD/PAD i 2020 (Ref.6) og oppdatert i 2022 (Ref. 3) (Tabell 29).

Tabell 30: ALARP vurdering av mulig risikoreduserende tiltak knyttet til lekkasjerisiko fra lagringskomplekset

Proposed Risk Reduction Measure		Initial Workshop Assessment	2022 Status
AVP-M1	Additional seismic monitoring for the presence of CO ₂ in the overburden	MS02, MS04, MS05, MS07	
AVP-M2	Pressure monitoring	MW02, MW03, MW04	
AVP-M3	Drilling an observation well	Not recommended	

Proposed Risk Reduction Measure		Initial Workshop Assessment	2022 Status
AVP-WD1	Fibre-optic monitoring in the injection well annulus	MS02, MS10, MW01	
AVP-WD2	Inclusion of an injection valve at the base of the injection tubing	Recommended	Included
ME01	Chemical attribution monitoring	Consider further	Not recommended
ME02	Injection of tracers in CO ₂	Consider further	Not recommended
ME03	Leaks detection at well head using chemical sensor	Recommended	Not recommended
ME04	Leaks detection at wellhead using sonar	Consider further	Not recommended
MS01	2D repeated standard towed streamer seismic	Recommended	Considered for triggered monitoring
MS02	Repeated DAS-VSP for permanent fibre optic installation in well	Consider further	Not recommended
MS03	PRM: Permanent 3D ocean bottom nodes (OBN) or cables (OBC)	Not recommended	Not recommended
MS04	Repeated P-cable streamer seismic	Consider further	Considered for triggered monitoring
MS05	Repeated high frequency seismic site survey	Consider further	Considered for triggered monitoring
MS06	Retrievable 3D repeated seismic ocean bottom nodes (OBN)	Consider further	Not recommended
MS07	Very high resolution repeated surface seismic	Consider further	Considered for triggered monitoring
MS08	Onshore passive seismic array in addition to Norwegian National Seismic Network	Consider further	Considered for triggered monitoring
MS09	Offshore passive sensors	Not recommended	Consider further
MS10	DAS (Distributed acoustic sensing) for passive seismic in well	Consider further	Not recommended
MS11	Gravimetric monitoring	Not recommended	Not recommended
MS12	Controlled source electromagnetic measurements (CSEM)	Not recommended	Not recommended
MS13	VSP (Vertical Seismic Profile) on wireline for overburden and near well monitorability	-	Consider further
MW01	DTS (Distributed temperature sensing)	Not recommended	Not recommended
MW02	Pressure gauges outside casing in Viking	Not recommended	Not recommended
MW03	Pressure gauges outside casing in Brent	Consider further	Not recommended
MW04	Pressure gauges outside casing within Cook	Consider further	Not recommended
MW05	Deep set monitoring for presence of CO ₂ within cement	Not recommended	Not recommended
MW06	Pressure gauge in A-annulus	Recommended	Included
MW07	Temperature gauge in A-annulus	Consider further	Included
OP01	Definition of Committable Storage Capacity	Recommended	Included
WD01	CBL may be performed for both 13 ³ / ₈ " and 9 ⁵ / ₈ " cement	Recommended	Included
WD02	Consideration of shallow Sidetrack injector in lieu of deep-sidetrack injector	Consider further	Included

ME: Miljøovervåking ; MS: Seismisk overvåking; MV: Brønn overvåking; OP: Operasjonelle prosedyrer, WD; Brønnplanlegging/design

Noen eksempler av vurdert tiltak fra Tabell 30:

Anbefalt for videre vurdering og inkludert i plan:

Svært høy-frekvent repetert seismikk i grunn undergrunn (MS07); inkludert som mulig metode for utløst seismikk (Vedlegg II, 12.2.2)

Anbefalt for videre vurdering, men ikke inkludert i plan:

Repetert DAS-VSP (Distributed Acoustic Sensing – Vertical Seismic profile); Ikke tatt inn i plan. For fase 1 var installasjon av permanent fiberoptisk kabel ikke kvalifisert (Vedlegg II).

Nytt tiltak som er anbefalt for videre vurdering, men ikke inkludert i plan:

VSP (Vertical Seismic Profile) på loggekabel for overvåkning av lagpakken over lagringskomplekset og for områdene nær brønnen (tabell i Vedlegg II)

12. Plan for utbedrende tiltak

12.1. Beredskapsplan

Dersom lekkasje eller unormale hendelser med brønnene vil et intervensjonsfartøy bli mobilisert for inspeksjon og sikring/repasasjon. Det vil også være et beredskapsfartøy med ROV som kan stenge nødvendige ventiler på ventiltreet dersom Oseberg A ikke kan stenge ventilene.

Dersom utblåsing av CO₂ vil en følge planene beskrevet i utblåsningsplanene (Blow Out Contingency Plan). Northern Lights JV vil etablere en avtale med OSRL for tilgang til capping stack for brønner i driftsfasen før oppstart i 2024 og med Equinor for tilgang til selskapets organisasjon for beredskap og ressurser i området som vist i Figur 3.

Miljørisiko forbundet til lekkasje til sjøbunn og vannsøylen er begrenset (6). Hovedtiltak vil i første omgang fokusere på å sikre området og begrense adgang til lekkasje er under kontroll. Nødvendig miljøovervåkningsplan vil bli igangsatt deretter for å sikre kvantifisering av utslipp og oppfølging av eventuell miljøkonsekvens.

12.2. Aksjonsplan

12.2.1. Brønner test og overvåking

Eventuelle tiltak som følge av uregelmessighet skal være basert på observasjoner. To eksempler er gitt nedenfor. Merk at avhengig av alvorlighetsgraden av uregelmessigheten og tiden som brukes til å undersøke disse utfordringene, skal bruk av beredskapsbrønnen 31/5-C-1 H vurderes for å opprettholde den totale injeksjonsraten.

Eksempel 1: Under kontinuerlig overvåking oppleves utfordringer med å oppnå og/eller øke injeksjonstrykket som er nødvendig for å opprettholde de ønskede injeksjonsrater.

I dette tilfellet kan følgende handlinger tas:

- Utfør trykkfallstest (Fall-off)-test
- Utfør stegratetest (Step-rate-test) til tidligere brukte injeksjonsrater
- Utfør produksjonslogging (PLT) for å karakterisere injeksjonsprofilen
- Vurdere tiltak
- Mono etylen glykol (MEG) injeksjon
- Syrestimulering
- Frakturering stimulering
- Komplettere brønnen på nytt (konservativ)
- Sidespor brønn (konservativ)

Eksempel 2: Under kontinuerlig overvåking observeres det reduksjon i injeksjonstrykk (av nedihullsmålere), som kan indikere sprekkutvikling

I dette tilfellet kan følgende handlinger tas:

- Redusere injeksjonsrate og observere oppførsel
- Utføre FO-test
- Utfør SRT til tidligere brukte rater
- Simulere sprekkvekst med godkjent geomekaniske- / sprekkvekst simulator verktøy
- Vurdere utløst overvåking (12.2.2).

12.2.2. Utløst seismisk

Sekundær seismisk overvåking vil kunne bli utløst hvis den primære overvåkingsplanen indikerer vesentlige uregelmessigheter eller lekkasje. Det vil føre for langt å beskrive alle mulige slike observasjoner og eventuell respons her, men to mulige observasjoner med mulige responser er beskrevet under.

Eksempel 1: Ved hjelp av primær seismisk overvåking og dynamisk simulering observeres det at CO₂-en muligens vil kunne bevege seg ut av lagringskomplekset over den nordlige lisensgrensen før 2054 (9.2.4).

I dette tilfellet planlegges det å ta i bruk beredskapsbrønnen (31/5-C-1 H, 4.5.5) for injeksjon og følgende handlinger kan tas:

1. Innsamling av en ekstra seismisk repetert 3D innsamling i tillegg til innsamlingene opprinnelig planlagt.
2. Utvide planlagt område for innsamling av repetert seismikk sørover for å dekke beredskapsbrønnen (merk at de seismiske grunnlagsdataene innsamlet i 2022 allerede dekker dette området).
3. Vurdere å utvide det seismiske grunnlagsmaterialet (extension of seismic baseline) ved innsamling av seismiske linjer (2D eller 3D) i en forlengelse nordover fra EL001 som en forberedelse til eventuelle senere repeterte innsamlinger i dette området.
4. Vurdere utvidelse av lagringskomplekset nordover (12.2.3).

Eksempel 2: Brønnovervåking indikerer sprekkutvikling (Eksempel 2 i 12.2.1) med mulighet for lekkasje til nærbrønnsområdet i lagringskomplekset.

I dette tilfellet kan følgende handlinger vurderes:

- Vurdere innsamling av repetert 3D seismikk i et begrenset område rundt injeksjonsbrønnen.
- Vurdere innsamling av repetert 2D-seismikk (2D-linjer innsamlet for kartlegging av nærbrønnsområder før boring) som mulig kostnadsbegrensende alternativ til fulle 3D seismiske repeterte innsamlinger.
- Vurdere å utvide det seismiske grunnlagsmaterialet som en forberedelse for eventuelle senere repeterte innsamlinger ved innsamling av:
 - Seismiske marine 2D/3D-linjer innsamlet med kort kabellengde (se tabell i Vedlegg II) som mulig kostnadsbegrensende alternativ til fulle 3D seismiske repeterte innsamlinger.
 - Svært høy-frekvent repetert seismikk i grunn undergrunn (se tabell i Vedlegg II).
 - Vurdere behov for miljøovervåking

12.2.3. Utvidelse av lagringskomplekset

Hvis CO₂-skyen beveger seg i lagringskomplekset lateralt i retning av lisensgrensen vil dette formelt kunne utgjøre en vesentlig uregelmessighet etter som lagringskomplekset er definert innenfor EL001. Et avbøtende tiltak vil være å utvide lisensgrensen for å unngå lekkasje.

På grunn av forventet migrasjon av CO₂ nordover over tid, vil den nordlige lisensgrensen for EL001 representere en foreløpig avgrensning av lagringskomplekset som må utvides på et senere tidspunkt til å omfatte tilsvarende stratigrafiske nivå under Trollfeltet ref. PUD (2020).

På nåværende tidspunkt er ikke det overliggende intervallet som Brent- og Vikinggruppen evaluert med tanke på CO₂ lagring. Det kan likevel bli vurdert om å søke om å utvide lagringskomplekset til å omfatte andre stratigrafiske lag så snart en slik evaluering er gjennomført.

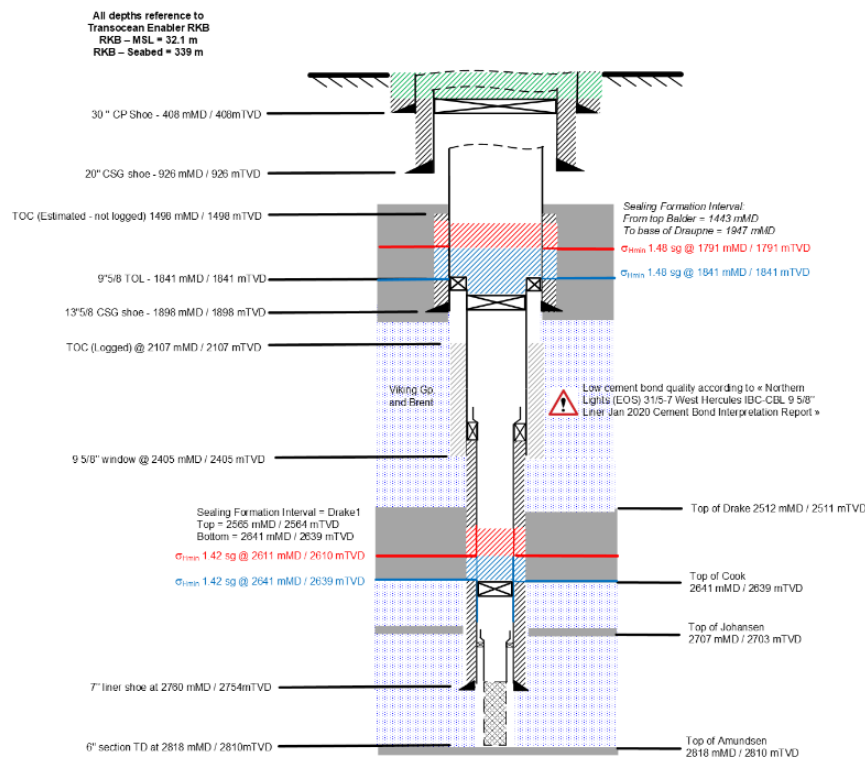
13. Plan for etterdrift

13.1. Nedlukking og disponering av infrastruktur

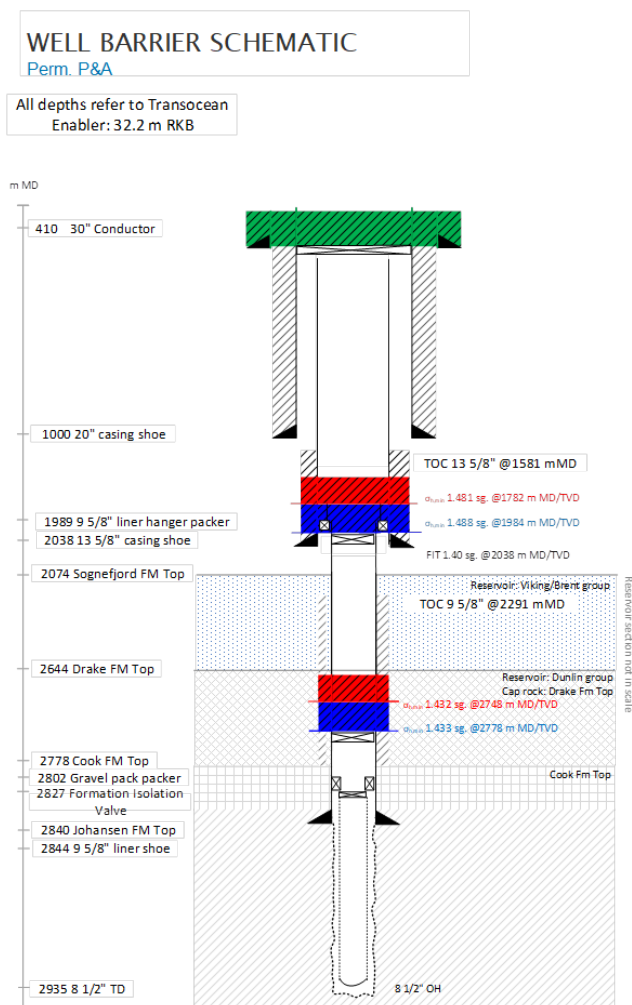
Nedstengning og disponering av innretningene vil bli beskrevet i avslutningsplan for Northern Lights og utføres i henhold til gjeldende regelverk på det aktuelle tidspunktet. Som del av avslutningsplanen vil det også utarbeides en konsekvensutredning. Dagens etablerte praksis for nedstengning og disponering av innretninger er beskrevet nedenfor. Endelig løsning vil bestemmes når avslutningsplanen etableres. Avslutningsplanen skal leveres myndighetene tidligst fem år, men senest to år, før bruken av innretningene antas å endelig opphøre. Endelig plan for etterdrift planlegges levert samtidig med avslutningsplanen.

Ved nedstengning av brønner vil injeksjonsstrengen bli fjernet og brønnen sikret med to testede brønnbarrierer. NORSOK Standard D-010 på tidspunkt for nedstengning skal følges (Figur 30 og Figur 31). Avhengig av hvilken kompletteringsløsning som er valgt, vil den permeable sonen i reservoaret isoleres med sementplugger. Før brønnhodet fjernes skal eventuelt overtrykk mellom føringsrørene fjernes ved perforering. Videre vil man kutte og trekke nødvendige foringsrør, samt brønnhode. Dette er i tråd med dagens praksis for nedstengning av brønner på norsk sokkel.

WELL BARRIER SCHEMATIC 31/5-A-7 AH – Permanent P&A



Figur 30 Permanent P&A for 31/5-7 AH



Figur 31 Permanent P&A for 31/5-C-1 H

Etter fullført sikring av brønnen(e) og rengjøring av rørsystemene, vil rørledning(er) og kontroll-ledning frakobles brønnen(e). Brønnramme og tilhørende utstyr vil tas opp og fraktes til land for videre disponering eller gjenbruk. Dersom den tekniske tilstanden til utstyret tilsier det, kan disse renoveres og gjenbrukes. Kjemikalier i kontroll-ledning (MEG og hydraulikkvæske) fjernes og synlige deler (ikke nedgravde) av kontroll-ledningene ved Oseberg A og ved brønnrammen kuttes eller dekkes til. Kontroll-ledninger nedgravd i sjøbunnen forutsettes å bli liggende. Utstyr plassert på Oseberg A vil følge plattformens fjerningsplan.

13.2. Overvåking etter nedlukking

Planen for overvåking etter nedlukking vil baseres på informasjon samlet fra overvåking under injeksjonsperioden og planlegges levert samtidig med avslutningsplanen. Formålet med denne planen er å:

- Vise at den mobile delen av den lagrede CO₂-en migrerer nordover som predikert av dynamiske modelleringer for til slutt å bli permanent lagret under en lukning 28 km fra

injeksjonspunktet (4.5.4). I tilfelle seismisk overvåking innsamlet før nedlukking (9.2.4) viser at CO₂-en migrerer med en hastighet nær forventningsverdien anses dette formålet å være oppfylt ved nedlukking.

- Vise at den nedstengte brønnen ikke lekker CO₂.

En innsamling av seismikk i nærbrønnsområdet enten i form av seismiske 2D-linjer eller repetert 3D-seismikk for kartlegging vil kunne oppfylle dette formålet. Overvåkningsplan etter nedlukking av lagringslokaliteten vil bli oppdatert i forbindelse med avslutningsplanen.

14. Oppsummering konsekvensutredning (KU)

Formål med konsekvensutredning er å sikre at forhold knyttet til miljø og samfunn, herunder enkeltindivider, naturmiljø, naturressurser, kulturmiljø, kulturminner, næringer og andre samfunnsøkonomiske forhold av betydning lokalt, regionalt og nasjonalt blir belyst på lik linje med tekniske, økonomiske, operasjonelle, sikkerhetsmessige og arbeidsmiljømessige forhold. Dette inkluderer også vurdering av avbøtende tiltak for å unngå eller redusere negative effekter på miljø og samfunn samt muligheter for å forsterke de positive samfunnsvirkningene av en utbygging. Konsekvensutredningen for Northern Lights omfatter både onshore og offshore utbyggingsløsninger og er beskrevet i 3 dokumenter:
-> EL001 Northern Lights Plan for utbygging, anlegg og drift-Del II-Konsekvensutredning (levert 30 april 2020; godkjent 25 februar 2021 som en del av PUD-PAD godkjenning) – Hoveddokument
-> EL001 Northern Lights Håndtering av utredningsplikt for brønn nr. 2 (levert april 2021, godkjent 23 desember 2021)
-> EL001 Northern Lights Håndtering av utredningsplikt for inkludering av Statsfjordgruppen i lagringskomplekset (levert 31.01.22, godkjent 30.03.2022).

Under er konsekvensvurderinger oppsummert for relevante tema for denne søknaden (Tabell 31 Tabell 31) ekskludert rørledning og landanlegg; for mer informasjon se **Ref. 20**). Vurderingene dekker både utbyggings- og driftsfase. Samlet sett er negativ miljøkonsekvenser tilknyttet til utbygging og drift av injeksjon og lagring vurdert som liten. Det er bare for marine pattedyr og fiskebestander at det er vurdert at lagring av CO₂ kan medføre noe miljøskade. Dette er nærmere beskrevet under.

Tabell 31 Oppsummering av påvirknings-konsekvenser Northern Lights (offshore del)

Ressurser	Verdier	Påvirknings- og konsekvenser	
		Utbygging	Drift
Bunnfauna	Noe verdi	Liten miljøskade	Ubetydelig
Plankton	Noe verdi	Liten miljøskade	Ubetydelig
Marine pattedyr	Noe verdi	Liten miljøskade	Noe miljøskade
Fiskebestander og reker	Stor verdi*	Ubetydelig	Noe miljøskade
Fiskenæringer	Stor verdi	Noe forringet	Noe miljøskade
Sjøfugl	Noe verdi	Ubetydelig	Ubetydelig
Klima	-	Noe forringet	Betydelig forbedret
Planlagt utslipp til sjø/luft	-	Ubetydelig	Ubetydelig

* oppdatert basert på høringskommentar mottatt i forbindelse med offentlig høringsprosess

Innenfor utredningsområdet har fiskeriaktiviteten sitt tyngdepunkt i bankområdene vest for injeksjonsbrønnene, mens det generelt er svært liten fiskeriaktivitet mellom grunnlinjen og Trollfeltet. Brønnene ligger i ytterkanten av det mest fiskeriintensive området. I områdene ved brønnene og vestover mot Oseberg, er det i tillegg til stor bunntålingsaktivitet, også en del aktivitet med flytetral. Det er også en del fiske med snurrevad i de grunnere områdene øst for Oseberg. Det foregår et omfattende fiske med bunntal i området mellom injeksjonsbrønnene sørvest for Troll A og Oseberg feltcenter. Det er primært sei, torsk, og hyse som er mest fisket av. Reketraling foregår i et svært begrenset omfanget i området. I anleggsfasen vil boring av brønn midlertidig øke turbiditeten over en kort periode, men ventes ikke å påvirke fiskebestander av betydning i området. I driftsfasen vil skyting av seismikk medføre forstyrrelser i områder som er viktige for flere fiskearter. For fiskebestander settes den samlede konsekvensen til ubetydelig for anleggsfasen og noe miljøskade for driftsfasen. For fiskenæringen settes den samlede konsekvensen også til noe miljøskade da skyting med seismikk i fiskeriintensive områder vil forårsake at fiskeri-områder vil stenges i en periode opptil en måned med noen års mellomrom.

Hele utredningsområdet offshore omfatter rørledning, kabler og brønn, og har spredte forekomster av sjøpattedyr som benytter området til næringssøk. Ingen av de dominerende sjøpattedyrene i Nordsjøen er rødlistet. På grunn av dybdeforholdene er området mindre egnet som oppholdssted for de store hvalartene. Tre mindre hvalarter opptrer regelmessig i Nordsjøen: vågehval, nise og hvitnos. Selartene steinkobbe og havert er stedeigne og kystnære, men kan bruke åpne havområder til næringsøk. Seismiske undersøkelser av lagringslokalitet før, under og etter injeksjon er vurdert å medføre noe miljøskade; da det vil skytes seismikk med noen års mellomrom.

15. Kjemikalieforbruk og -utslipp

Det skal lekke tetningsfluid (Kluberfluid NH1 4-005) i CO₂ strømmen, se seksjon 7.3.3. Svettingsrate er estimert til 1l/dag som representerer 0,79g av produktet per dag (288,35 g/år). Produktet vil ikke lekke til ytre miljø, men følge CO₂ strøm til deponi i lagringsreservoar.

Forbruk og utslipp av MEG og HW433 er beskrevet og dekket i tillatelse 2022/2406.

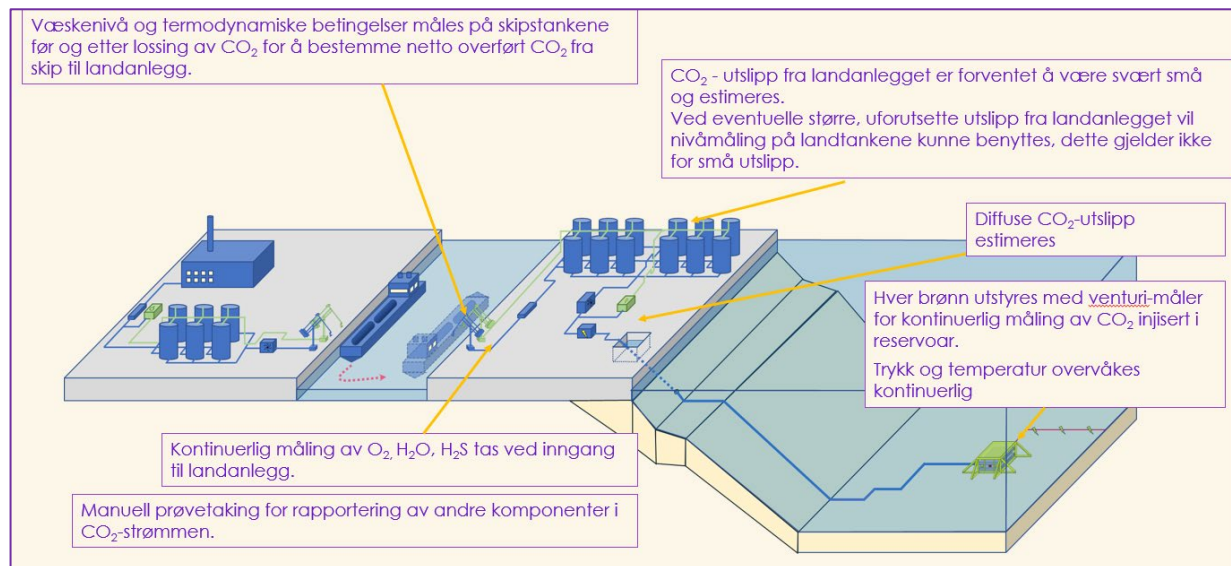
Det er ikke planlagt å slippe ut CO₂ til sjøen under normal drift eller i løpet av intervensjonsarbeid.

16. Program for beregning og måling av CO₂ til injeksjon

Søknad om tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser vil sendes i løpet av Q3 2023. I dette kapittelet gis det en overordnet beskrivelse av hele målesystemfilosofien og prinsipper (inkludert landanlegg) for informasjon med fokus på beregning og måling av CO₂ til injeksjon.

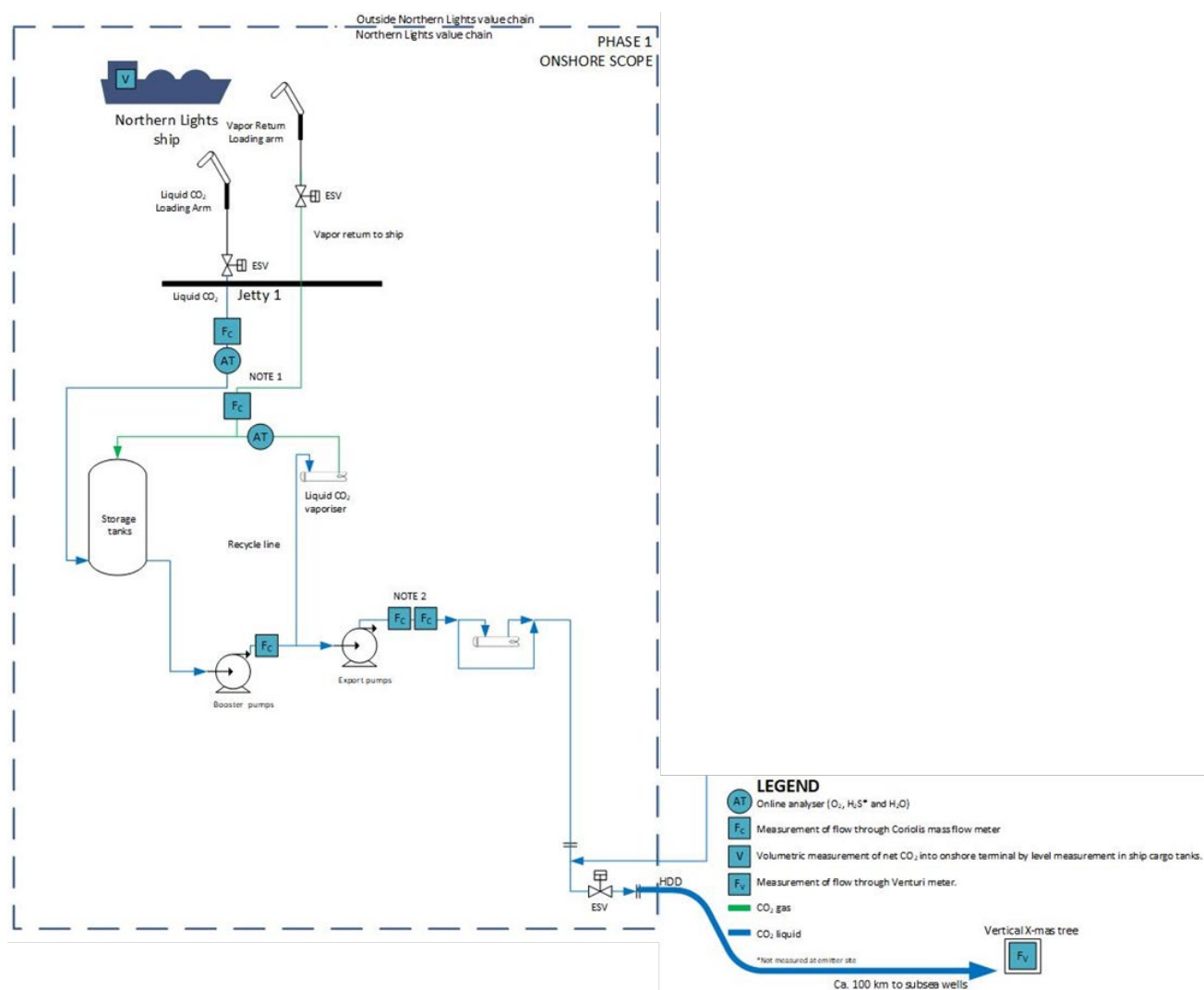
16.1. Målefilosofi

Målefilosofien er beskrevet i PUD/PAD godkjent i 2021. Filosofien er oppsummert i Figur 32.



Figur 32 Målefilosofi godkjent i PUD/PAD (2021)

Det er etter godkjenning av PUD/PAD jobbet med å videreutvikle målefilosofi. Det er installert tilleggsmålere på landanlegg i Øygarden kommunen for å sikre redundans både for målesystem installert på CO₂-fartøy og strømmåler installert i FCM på brønnen. Disse er vist i Figur 33.



Figur 33 Forenklet skisse som viser målesystem installert på landanlegg og brønn. Det er installert en Coriolis måler nedstrøms hver pumpe.

16.2. Måleprinsipper

16.2.1. CO₂ overført fra fartøy til landanlegg

Primært målesystem for å måle CO₂ overført til landanlegget er installert på CO₂-fartøy. Målesystemet består av tankmåler (radar gauge system som måler både temperatur og trykk i hver tank), en kalibrert tanktabell, og en computer. Måledata er automatisert og lagret via en «custody transfer management system» (CTMS). Det er samme type system som er brukt på LNG-fartøy. Beregning av overført mengde vil følge samme standard-metode som er brukt for LNG-cargo (basert på GIILNG håndbok). De målte CO₂-nivåer vil være konvertert til tilsvarende CO₂-volumer i hver lastetank (2 tanker per CO₂-fartøy) ved bruk av nivå til volum konverteringstabell og ved å bruke korreksjonsfaktorer for trim, list og temperatur og deretter ved å summere volumene i alle de enkelte lastetankene.

Mengde overført vil bli registrert kontinuerlig i CTMS-system under overføring (lossing og lasting operasjoner). Hver overføring vil også dokumenteres skriftlig i et konnossement («Bill of lading» (BOL)). En BOL representerer et bindende dokument mellom fangstaktør, transportøren og mottakeren. Det er også installert strømningsmåler på gass-/væskelinjer til tankene på CO₂-fartøy. Disse målerne vil ikke være en del av sertifisert CTMS-system. Verifisering av målesystem (CTMS) vil bli gjort hvert tredje år. Det er etablert et redundant system som består av Coriolismåler (2) på landanlegget. Disse målerne vil også kunne gi ett tall på netto overført masse i tillegg til tetthet til fluidet. Målerne er installert på væskelinje og på retur gasslinje. Massemålerne har gjennomført en fempunkts kalibrering på vann. Målerne vil bli brukt som reserveløsning til primært målesystem installert på fartøyet. Sammensetning av fluidet både i væske- og gassform vil bli analysert kontinuerlig ved bruk av automatiske målere (CELAS¹ – spektrometer) som vil måle H₂O, O₂, H₂S og CO₂ konsentrasjon. Manuell prøvetaking er også planlagt, men hyppighet er ikke fastsatt ennå. Det er satt opp krav om maksimum konsentrasjon av urenheter i CO₂-væsken (ref. 7.3.1).

16.2.2. CO₂ overført fra landanlegg til rørledning

Det er installert en eksportmåler på landanlegg (Figur 33) som gir ett tall på masse og tetthet av CO₂ overført til rørledningen. Massemåleren har gjennomført en fem punkts kalibrering på vann. Både subsea Venturi måler og landanleggets eksportmåler inngår i lekkasjeovervåkingssystemet (Figur 26) som vil avdekke lekkasje under eksport av CO₂ fra landanlegg til brønnen (se 8.3.3).

16.2.3. CO₂ injisert

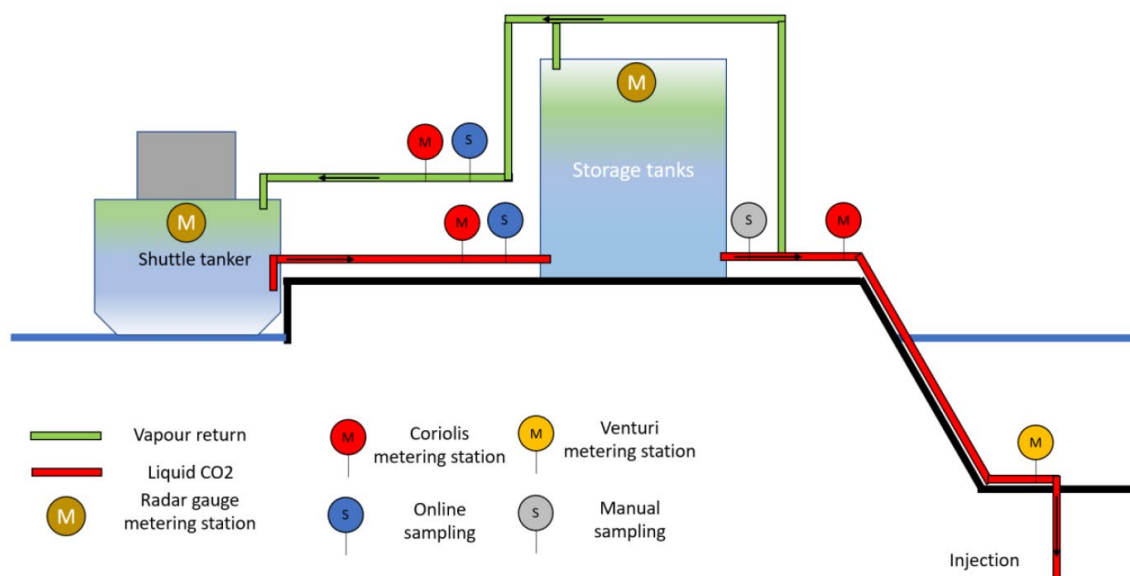
Virksomheten skal måle permanent lagret CO₂ i reservoar under havbunnen. Måling av injisert CO₂ blir utført av en Venturi måler per injeksjonsbrønn (Figur 25). Dette er en volumetrisk måler og en omregning til masse er nødvendig. Venturi er kalibrert på naturgass for å etablere koeffisienter basert på aktuelle Reynoldstall som måleren vil se. Reserveløsning for denne måler er eksportmåler på landanlegget beskrevet over.

16.3. Forventet usikkerhet

Det er gjennomført en usikkerhetsanalyse på målesystemene som er beskrevet over. Usikkerhetsanalysen er gjennomført basert på tilgjengelig informasjon per dato. Som nevnt over, vil ikke sertifisering av systemene installert på fartøyet være tilgjengelig før det er ferdig bygd. Usikkerheten som er beregnet og presentert under for dette systemet kan derfor ikke regnes som endelig. Det gir allikevel en indikasjon av forventet usikkerhet.

Målesystemene som ble vurdert for beregning av forventet usikkerhet er visualisert i Figur 34 under.

¹ CELAS - cavity enhanced laser absorption spectroscopy



Figur 34 Forenklet skjematikk av målesystemer som inngår i usikkerhetsstudie (NORCE, 2022)

For beregning av usikkerhet er det antatt 100% CO₂ og ingen urenheter. Det er også antatt at:

- alle målerne (T, P, Venturi) installert på juletre ikke vil bli kalibrert etter installasjon
- målerne installert på land (T, Coriolis,) blir kalibrert årlig
- usikkerhet på målt volum med fartøyets målesystem er maksimumsverdi for typiske verdier som presentert i GIINLG

16.3.1. Målesystem

Tabell 32 Primært målesystem på fartøy

Måleprinsipper	K-Gauge CTS multifunksjons-system med dual radars, trykk og temperatur transmitter og trim/list inklinometer
Fabrikant	Kongsberg
Model	Kongsberg radar gauge (RTG), GLA-310/5

Det er ingen tetthetsmåler installert på fartøy. Tetthet er antatt estimert basert på Temperatur/Trykk betingelser under overføring.

Tabell 33 Reserve målesystem på landanlegg – Væskelinje

Måleprinsippet	Coriolis måler (strømningsmåler)
Fabrikant	Endress+Hauser
Model	Promas F300 10"
TAG	39FT0005

Tabell 34 Reserve målesystem på landanlegg – Gaslinje

Måleprinsippet	Coriolis måler (strømningsmåler)
Fabrikant	Endress+Hauser
Model	Promas Q300 4"
TAG	39FT0015

Tabell 35 Primært målesystem i FCM (juletre) – 2 brønner

Måleprinsippet	Venturi (strømningsmåler)
Fabrikant	Solartron ISA
Model	Venturi tube
TAG	48823-A; 48823-B; 48823 C

16.3.2. Usikkerhetsberegning

Resultatene fra måleusikkerhetsanalysen er oppsummert nedenfor. Alle usikkerheter er gitt som utvidede usikkerheter med $k = 2$ og følger prinsipper beskrevet i (Ref. 23). Usikkerhetsberegningene er detaljert i NORCE 2022.

Usikkerhet for primærmålesystem er angitt i Tabell 36 og Tabell 37. Total usikkerhet for nettooverført mengde til landanlegget basert på fartøyet system er presentert i Tabell 39.

Tabell 36 Relativ usikkerhet - primærmålesystem

Fartøy	CO ₂ væske	CO ₂ gas
Relativ usikkerhet	0,9%	0,9%

Tabell 37 Nettooverført CO₂ - primærmålesystem

CO ₂ Nettooverført		
	Min	Maks
Relativ usikkerhet	1%	1%

Tabell 38 Relativ usikkerhet fallback system

Landanlegg	Coriolis 39FT0005	Coriolis 39FT0015
Relativ usikkerhet	0,6%	0,7%

Tabell 39 Nettooverført CO₂-fallbacksystem

CO ₂ Nettooverført		
	Min	Maks

Relativ usikkerhet	0,6%	0,6%
---------------------------	------	------

Evaluerings av måleusikkerhetene etter lange perioder uten kalibrering er utfordrende, og vil avhenge av hvordan væsken og urenheter påvirker måleren på lang sikt, samt hvor nøye målerytelsen kan overvåkes ved hjelp av selvdiagnostiske målinger. Dette er spesielt relevant for Venturi måler installert subsea. Resultatene som presenteres i Tabell 40 er derfor bare grove anslag. Størst usikkerhetkilde på Venturi er relatert til trykkmåler som vil påvirke usikkerhet til tetthet.

Tabell 40 Primær målesystem for CO₂ injeksjon i brønnen

Juletre	Venturi måler (48823-A,48823-B,48823-C)	
Relativ usikkerhet	1,7%	Etter ett år
Relativ usikkerhet	2,4%	Etter 10 år
Relativ usikkerhet	4,4%	Etter 25 år

Tabell 41 Reserve målesystem for CO₂ injeksjon i brønn (på land)

Landanlegg	Coriolis 39FT0116
Relativ usikkerhet	0,6%

16.4. Overvåking av CO₂ lagring i geologisk formasjon

Overvåking av CO₂ lagring i geologisk formasjon er beskrevet i kapittel 9. Formålet med overvåking er å følge bevegelsen av CO₂ i lagringskomplekset, detektere vesentlige uregelmessigheter, verifisere at CO₂ som lagres i geologisk formasjon blir værende der og ikke lekker opp, samt sammenligne CO₂ faktisk og modellert bevegelse i lagringssted. I tillegg vil overvåking kunne detektere eventuelle lekkasje i injeksjonssystemet. Planlagt/Primær overvåking er oppsummert i Tabell 42.

Følgende parametere overvåkes i forbindelse med lagring av CO₂ i lagerkomplekset:

1. CO₂-volumstrøm
 - Identifisere vesentlige uregelmessigheter
2. CO₂-strømmens sammensetning
 - Identifisere at CO₂ strømmen ikke inneholder andre stoffer
3. CO₂ trykk og temperatur ved injeksjonsbrønnhode
 - Identifisere vesentlige uregelmessigheter
 - Identifisere lekkasje av CO₂ fra lagringskomplekset og utslipp av CO₂ til vannsøylen eller atmosfæren
4. Injisert CO₂ i lagringskomplekset
 - Sammenligne den faktiske og modellerte oppførsel av formasjonsvannet og CO₂
 - Identifisere vesentlige uregelmessigheter
 - Identifisere migrasjon av CO₂

- Identifisere lekkasje av CO₂ fra lagringskomplekset og utslipp av CO₂ til vannsøylen eller atmosfæren
 - Oppdatere vurderingen av lagringskompleksets sikkerhet og integritet på kort og lang sikt, herunder om den lagrede CO₂ vil forbli fullstendig og permanent innesluttet
- 5. Inspeksjon av CO₂ rørledning og undervanninfrastruktur
 - Identifisere vesentlige uregelmessigheter
 - Identifisere lekkasje av CO₂ fra rørledning
 - Identifisere lekkasje av CO₂ fra undervannsanlegg

Tabell 42 Oppsummering av planlagt overvåking for CO₂ lagring i geologisk formasjon

Aktivitet	Frekvens	Referanse i søknaden
CO₂ strøm overført		
CO ₂ volumstrøm	Kontinuerlig (automatisk måling)	7.1; 16.2.3
CO ₂ strømmens sammensetning	Kontinuerlig måling ved spektrometer (automatisk måling H ₂ O, O ₂ , CO ₂ , H ₂ S) ¹	7.3: 16.2.1
Overvåking av injeksjonsbrønner		9.1
▪ Trykk og temperatur utvikling	Kontinuerlig	
▪ Fall-off tester for å overvåke injektiviteten og reservoartrykk	Frekvens basert på forhåndsdefinerte kriterier	
▪ Brønnintegriteten ved barriere testing	• Månedlig – inntil tre påfølgende kvalifiserte tester er utført • Deretter: Hver tredje måned – inntil tre påfølgende kvalifiserte tester er utført • Deretter: Hver sjetten måned	
Seismiske undersøkelser	Frekvens basert på forhåndsdefinerte kriterier	9.2
Inspeksjon av CO₂ rørledning		8.3.4
▪ Utvendig	Min. krav ett år etter installasjon/stabile driftsbetingelser og deretter min. hvert åttende år	
▪ Innvendig	Ikke relevant under normal drift betingelser/krav om risikovurdering	

Inspeksjon av undervannsanlegg		8.2; 8.3.4
▪ Generell inspeksjon	årlig	
▪ Detaljert inspeksjon	Hvert fjerde år	

¹ Frekvens for manuell prøvetaking er ikke etablert per søknadsdato. Det er antatt at CO₂ sammensetning er dokumentert før transfer til CO₂ fartøyet og mottaksanlegget.

17. Finansielle sikkerhetsstillelse

Finansielle sikkerhetsstillelse etter Forurensningsforskriften § 35-15 er beskrevet i vedlegg VII.

18. Referanse list

Ref. 1 EL001 Northern Lights, Plan for utbygging, anlegg og drift Del I – Hoveddokument, april 2020

Ref. 2 EL001 Northern Lights, Underretning om endring av forutsetningene for godkjent plan vedrørende brønn nr. 2 i fase 1, april 2021

Ref. 3 EL001 Northern Lights, Søknad om godkjenning av endring av forutsetningene for godkjent plan for EL001: Inkludering av Statfjordgruppen i lagringskomplekset 2022

Ref. 4 Søknad om tillatelse til utslipp i forbindelse med klargjøring og oppstart av ny rørledning - Northern Lights

Ref. 5 NLJV-LE-0018 Orientering og avklaring vedrørende bruk av brønner – 01.11.22

Ref. 6 RE- PM673-00053 Northern Lights (Aurora Complex) Subsurface Containment Bowtie Analysis, Risktec 2020

Ref. 7 DNV GL report 201-0746, Miljørisiko for EL001 Northern Lights mottak og permanent lagring av CO₂ rev. 1, 2019-12-05

Ref. 8 DNV GL report 201-0746, Miljørisiko for EL001 Northern Lights mottak og permanent lagring av CO₂ rev. 2, 2022-09-06

Ref. 9 Input to the Environmental Risk Analysis based on Subsurface Containment Bowtie analysis; Equinor, 22 mai 2019

Ref. 10 DNV 2014 Best practice guidance for environmental Risk assessment for Offshore CO₂ geological storage (D14.1.pdf (eco2-project.eu)

Ref. 11 EL001 Northern Lights Plan for utbygging, anlegg og drift-Del II-Konsekvensutredning (levert 30 april 2020; godkjent 25 februar 2021 som en del av PUD-PAD godkjenning) – Hoveddokument

Ref. 12 EL001 Northern Lights Håndtering av utredningsplikt for brønn nr. 2 (levert april 2021, godkjent 23 desember 2021)

Ref. 13 EL001 Northern Lights Håndtering av utredningsplikt for inkludering av Statsfjordgruppen i lagringskomplekset (levert 31.01.22, godkjent 30.03.2022).

Ref. 14 NOROG veiledning

Ref. 15 DNV GL Report No. 2015-0173, ECO2 Sleipner ERA, 12.02.2015

Ref. 16 Vielstädte, L., Linke, P. Schmidt, M., Sommer, S., Haeckel, M., Braack, M. and Wallmann, K: Footprint and detectability of a well leaking CO₂ in the Central North Sea: Implications from a field experiment and numerical modeling, Int. J. Greenh. Gas Con. 84(2019), pp. 190-203

Ref. 17 Discussion of sources for determination of probability of a blow-out occurring from an offshore CO₂ injection well» (DNV 2022).

Ref. 18 CO₂ blowout volume estimation study for the environmental risk analysis for the Phase 1 development Field: Aurora (Northern Lights), Equinor, Januar 2022

Ref. 19 Sekundær miljøovervåkings strategi og -plan for CO₂ lagring i lisens EL001

Ref. 20 RE-PM673-00180- Northern Lights (EL001): Phase 1 Subsurface Containment Risk Assessment , Risktec, 2022

Ref. 21 Northern Lights – PM673-PMS-020-001 Subsea safety strategy, Phase 1

Ref. 22 Teknologi for deteksjon av lekkasjer på havbunnsinnretninger

Ref. 23 Guide 98 Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement, ISO/IEC, 2008.

Ref. 24 RE-PM673-00139_01- Northern Lights (EL001): Statfjord Group Subsurface Containment Risk Analysis, Risktec 2022

Ref. 25 Xu, T., Apps, J. and Pruess, K., 2000. Analysis of mineral trapping for CO₂ disposal in deep aquifers. Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-46992, Berkeley, California.

Ref. 26 **Sundal, A., Nystuen, J. P., Dypvik, H., Miri, R. and Aasgaard, P., 2013.** Effects of geological heterogeneity on CO₂ distribution and migration - A case study from the Johansen Formation, Norway. Energy Procedia, 37, 5046-5054.

19. Vedlegg I Måleteknikker

Tabell I 1 Måleteknikker koblet med ulike mulige sensorbærere, og vurderinger av kombinasjon i forhold til anvendbarhet og modenhet for lokalisering og verifisering av lekkasje.

Formål	Teknikk/sensor	Beskrivelse	Sensorbærer	Anvendbarhet	Modenhet
Lokalisering	Aktive hydroakustiske målinger	Både sidesøkende sonar og flerstråle ekkolodd kan identifisere gassbobler.	Overflatefartøy	3	3
			ROV	3	3
			AUV	3	3
			Lander	1	3
			Tauet plattform	2	3
			Glider	1	2
	Visuelle undersøkelse	Gassboble-gjenkjenning	ROV	2	3
Verifisering	Flux kammer/ CO ₂ sensor for gass	Direkte mål i gassboblene	ROV	3	3
	pO ₂ /pCO ₂ sensor	Indirekte mål der det måles metning i vann og analyser mellom forholdstallet mellom pO ₂ og pCO ₂	ROV	3	3
			Tauet plattform	1	3
				2	3
			AUV	1	3
			Lander	1	3
			Glider		
	pH sensor	Indirekte mål der det måles på pH	ROV	3	3
			Tauet plattform	1	3
				2	3
			AUV	1	3
			Lander	1	3
			Glider		

Tabell I 2 Måleteknikker koblet med ulike mulige sensorbærere, og vurderinger av kombinasjon i forhold til anvendbarhet og modenhet for kvantifisering av brønnutblåsing og lekkasje.

Formål	Teknikk/sensor	Beskrivelse	Sensorbærer	Anvendbarhet	Modenhet
Kvantifisering	Flux kammer	Direkte mål på gassbobler: Volum per tidsenhet	ROV	3	3
	Strømmåler	Målinger for å måle strømstyrke og retning på utblåsing av formasjonsvann	ROV Lander	3 3	3 3
Teknikkene under krever at det etableres en modell for å kvantifisere					
Kvantifisering	pO ₂ , p CO ₂ sensor	Indirekte mål der det måles metning i vann og analyser mellom forholdstallet mellom pO ₂ og p CO ₂	AUV	2	2
			ROV	3	2
			Tauet plattform	1	1
			Glider	1	1
			Lander	1	2
	Hydrofon	Relativt mål for undervannsstøy med forutsetting om at større lekkasje gir høyere lyd enn en mindre lekkasje	Lander	2	2
	pH sensor	Indirekte mål der det måles på pH	ROV	3	2
			AUV	2	2
			Tauet plattform	2	1
			Glider	2	1
			Lander	1	2

Tabell I 3 Måleteknikker koblet med ulike mulige sensorbærere, og vurderinger av kombinasjon i forhold til anvendbarhet og modenhet for måling/vurdering av effekt fra lekkasje og utblåsing av formasjonsvann.

Formål	Teknikk/sensor	Beskrivelse	Sensorbærere	Anvendbarhet	Modenhet
Effekter	Strømmåler	Stasjonære målinger for å måle strøm styrke og retning	Lander	3	3
	pO ₂ /pCO ₂ sensor	Indirekte mål der det måles metning i vann og analyser mellom forholdstallet mellom pO ₂ og pCO ₂	AUV	2	2
			ROV	3	2
			Tauet plattform	1	1
			Glider	1	1
			Lander	1	2
	pH sensor	Indirekte mål der det måles på pH	ROV	3	2
			AUV	2	2
			Tauet plattform	2	1
			Glider	2	1
			Lander	1	2
	Passive prøvetakere	DGT og SPMD for måling av metaller og organiske forbindelser i vann ved lave konsentrasjoner	Små rigger/tau med membraner og bånd. Settes ut med ROV	3	3
	Støtteparametere	Havforsuringsprogrammet		3	3
	Biodiversitets målinger	Retningslinjer for miljøovervåking M-300	Grabb	2	3

Tabell I 4 Oversikt over målingsparameter i overvåkingsprogrammet for havforsuring i kystsonen (fra Miljødirektoratets kunngjøring av konkurranse om Overvåking av havforsuring i kystsonen i 2019-2020 Saksnummer: 2019/6151)

Parameter	Enhet	Metodikk analyser *
Salinitet	Måles	NS 9425-3
Temperatur	°C	Måles
Nitrat (+ Nitritt) (NO ₃ +(NO ₂ -N))	µg N/l	Måles
		NS-EN ISO 13395

Parameter	Enhet		Metodikk analyser *
Silikat (SiO₂-Si)	µg Si/l	Måles	JAMP Eutrophication Monitoring Guidelines: Nutrients
Fosfat (PO₄-P)	µg P/l	Måles	NS-EN ISO 6878
Total uorganisk karbon (C_T)	µmol kg ⁻¹	Måles	Dickson et al. 2007
Alkalinitet (A_T)	µmol kg ⁻¹	Måles	Dickson et al. 2007
pCO₂	µatm	Beregnes	Dickson et al. 2007
pH (total skala)		Beregnes (evt. måles)	Dickson et al. 2007
Metningsgrad kalsitt (Ω_{kalsitt})		Beregnes	Dickson et al. 2007
Metningsgrad aragonitt (Ω_{aragonitt})		Beregnes	Dickson et al. 2007

* For referanseliste se i (Ref. 19)

20. Vedlegg II Oversikt over seismiske teknologier

Teknologiene (Tabell II 1) er rangert i tre kategorier: (1): Del av primær overvåkingsplan; (2): Teknologier som kan aktiveres ved behov, enten pga at primær overvåking har indikert vesentlige uvesentligheter/lekkasje eller at teknologien kan gi kostnadsbesparelser etter at konfidens i lageret er etablert; (3): Teknologier som i øyeblikket ikke er vurdert aktuelle for Fase 1. At teknologier ikke er vurdert for kategori (1) eller (2) i Fase 1 betyr ikke at de ikke kan bli aktuelle i senere faser av Northern Lights. Teknologiene er rangert i alfabetisk rekkefølge innad i hver kategori. VSP: «Vertical Seismic Profiling». DAS: «Distributed Acoustic Sensing». XHR: «Extended High Resolution», TVDSML: «True Vertical Depth Relative to Mean Sea Level», OBN: «Ocean Bottom Nodes», OBC: Ocean Bottom Cables».

Tabell II 1: Oversikt over seismiske teknologier vurdert for overvåking og evaluering av deres nytte for Fase 1 av Northern Lights.

Teknologi	Dekning ¹⁾	Fleksibilitet	Kommentarer	Valg
Konvensjonelle repeterte marine seismiske 3D-linjer	God lateral dekning; typisk gridoppløsning på et par titalls meter. Begrenset vertikal oppløsning i grunne lag, men tilfredsstillende fra de øverste par hundre meter under havbunnen og ned til lagringsdyp.	Krever marine innsamlingsfartøy samt seismisk kilde. Enkelt å utvide dekningsområdet uten vesentlige ekstra kostnader.	Relativt god repeterbarhet. Velegnet for å kartlegge CO ₂ -migrasjon i undergrunnen samt å detektere lekkasjer. Robust, kvalifisert løsning for langsiktig overvåkingsperspektiv.	(1) Del av primær overvåking. Innsamlinger utover beskrevet i primær overvåkingsplan kan aktiveres ved behov.
Konvensjonelle repeterte marine seismiske 2D-linjer	Begrenset lateral dekning; typisk linjeavstand på et par km og mer. Begrenset vertikal oppløsning i grunne lag, men tilfredsstillende fra de øverste par hundre meter under havbunnen og ned til lagringsdyp.	Krever marine innsamlingsfartøy samt seismisk kilde. Enkelt å utvide dekningsområdet uten vesentlige ekstra kostnader.	Relativt god repeterbarhet. Risiko for å gå glipp av lekkasjer pga dårlig lateral dekning. anbefalt som mulig erstatning for 3D repeterte marine seismiske linjer hvis konfidens i lagringslokaliteten er etablert.	(2) Kan aktiveres ved behov. Mulig kostnadsbesparing på sikt.
Repeterte seismiske 2D-linjer innsamlet for kartlegging av nærbrønnsområder før boring	Begrenset lateral dekning; seismiske 2D-linjer typisk innsamlet med et par hundre meters avstand ut til ca. 4 km distanse fra injeksjonsbrønnen(e).	Enklere mobilisering enn for en full 3D seismisk innsamling.	Lavkostnadsløsning som vil være relativt enkel å mobilisere på kort varsel. Vil gi høyere oppløsning i grunn del av overlagringen enn konvensjonell 3D-seismikk.	(2) Kan aktiveres ved behov.

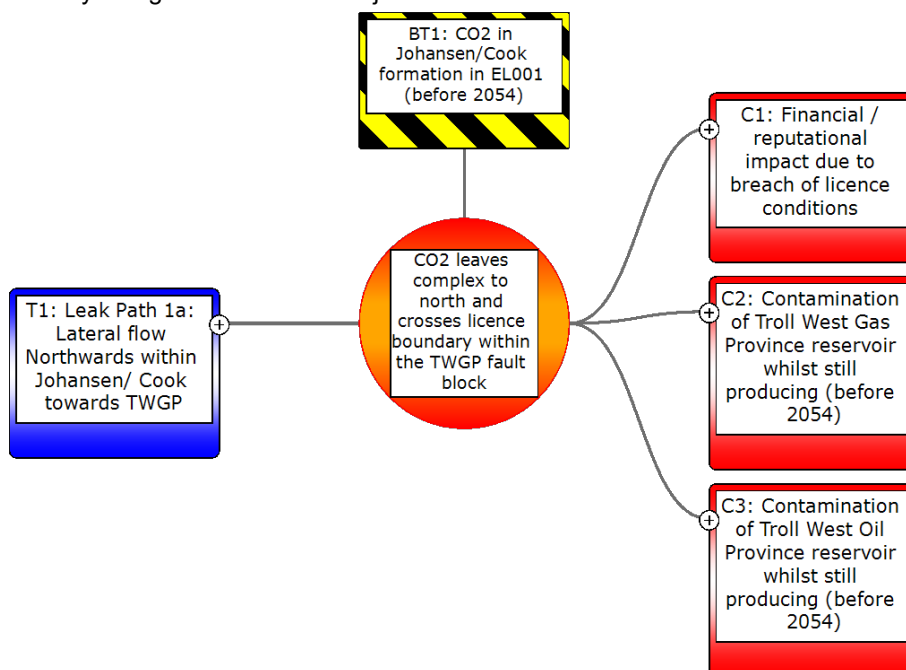
Teknologi	Dekning ¹⁾	Fleksibilitet	Kommentarer	Valg
	God vertikal oppløsning, men kun ned til ca. 1000 m TVDMSL.		Begrenset til 2D-linjer på samme laterale grid som ble innsamlet før boring. Hovedsakelig nyttig ved mistanke om lekkasje til nærbrønnsområdet.	
Repeterte seismiske marine 2D/3D-linjer innsamlet med kort kabellengde (P-cable, XHR,...)	God lateral dekning; typisk gridoppløsning på et par titalls meter. Forventet god vertikal oppløsning, hovedsakelig ned til første havbunnsmultippel (~1000 m TVDMSL i EL001).	Enklere mobilisering enn for konvensjonell marin seismikk.	Vil gi høyere oppløsning i grunn del av overlagringen enn konvensjonell 3D-seismikk. Hovedsakelig nyttig ved mistanke om lekkasje til grunnere lag.	(2) Kan aktiveres ved behov.
Svært høy-frekvent repetert seismikk i grunn undergrunn (chirps, boomers og pingers).	God lateral dekning; typisk gridoppløsning på et par meter. Svært god vertikal oppløsning ned til noen få meter til titalls meter under havbunnen.	Enkelt og lett å mobilisere.	Kun nyttig for deteksjon av svært grunn CO ₂ -migrasjon. Hovedsakelig nyttig ved mistanke om lekkasje til grunnere lag.	(2) Kan aktiveres ved behov.
Permanente 2D havbunnsensorer eller kabler (OBN, OBC)	Svært begrenset lateral dekning; typisk noen km mellom linjene, men med tettere skudd enn for konvensjonell marin seismikk. Innsamlingsgeometrien beskrevet over medfører typisk svært begrenset vertikal oppløsning i øverste del av overlagringen, men kan være like god som for konvensjonell 3D seismikk for dypere lag (avhenger av valgt geometri).	Krevende installasjon. Utvidelse av dekningsområdet vil kreve vesentlige kostnader. Selve innsamlingen krever kun marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	God repeterbarhet, mulighet for å få raske resultater. Kostbar installasjon som derav blir lite fleksibel for endringer. Risiko for å gå glipp av lekkasjer pga dårlig lateral dekning. Kan brukes både til aktiv og passiv overvåking.	(3) Ikke vurdert aktuell.
Permanente 3D havbunnsnoder eller kabler	Begrenset lateral dekning; noen hundre meter (3D) mellom linjene/sensorene, men med tettere skudd og bedre asimutdekning enn	Krevende installasjon. Utvidelse av dekningsområdet vil	God repeterbarhet, mulighet for å få raske resultater.	(3) Ikke vurdert aktuell.

Teknologi	Dekning ¹⁾	Fleksibilitet	Kommentarer	Valg
	for konvensjonell marin seismikk. Innsamlingsgeometrien beskrevet over medfører typisk svært begrenset vertikal oppløsning i øverste del av overlagringen, men kan være like god som for konvensjonell 3D seismikk for dypere lag (avhenger av valgt geometri).	kreve vesentlige kostnader. Selve innsamlingen krever kun marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	Kostbar installasjon som derav blir lite fleksibel for endringer. Kan brukes både til aktiv og passiv overvåking.	
Repeterte 2D eller 3D havbunnsnoder eller kabler	God lateral dekning. Begrenset vertikal oppløsning i øverste del av overlagring (avhenger av sensortetthet), men blir bedre ved lagringsdyp (se permanent 2D eller 3D-geometrier for diskusjon).	Krever intervensjonsfartøy samt marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	Velegnet for å kartlegge CO ₂ -migrasjon i undergrunnen samt å detektere lekkasjer. Kvalifisert løsning for langsiktig overvåkingsperspektiv. Typisk en del mer kostbart enn konvensjonelle marine innsamlinger.	(3) Ikke vurdert aktuell.
VSP ved intervensjon (kombinasjon av geofoner, DAS) i injeksjonsbrønn.	Kun nyttig i begrenset område nær brønnen, og hovedsakelig kun for førsteankomster. Vertikal oppløsning vil avhenge av antennelengde.	Krever tilgang til brønn for intervensjon. Selve innsamlingen krever kun marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	Lite egnet pga usikker nytte, begrenset dekningsområde og behov for brønnintervensjon. Ikke kvalifisert teknologi for seismisk avbildning eller repeterte formål. Kvalifisering for bruk vil kreve videre utvikling.	(3) Ikke vurdert aktuell.
Repetert VSP ved bruk av permanent installert DAS i injeksjonsbrønn.	Kun nyttig i begrenset område nær brønnen. Forventet vertikal oppløsning som for 3D-seismikk.	Krever kun marint fartøy med mulighet for seismisk kilde. Mulighet for kontinuerlig passiv overvåking.	Potensielt rask mobilisering. Lite egnet pga begrenset område og relativt krevende intervensjon. Umoden teknologi. Installasjon av DAS for undersjøisk juletre var ikke teknisk mulig for Fase 1.	(3) Ikke vurdert aktuell.

Teknologi	Dekning ¹⁾	Fleksibilitet	Kommentarer	Valg
Repetert VSP ved bruk av permanent installert DAS i observasjonsbrønn.	Kun nyttig i begrenset område nær brønnen. Forventet vertikal oppløsning som for 3D-seismikk.	Selve innsamlingen krever kun marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	Svært dyr løsning med begrenset nytte da informasjon fra en observasjonsbrønn vil representere et svært lite vertikalt og lateralt volum. Umoden teknologi. Installasjon av DAS for undersjøisk juletre var ikke teknisk mulig for Fase 1. Boring av en observasjonsbrønn vil øke risikoen for lekkasje ut av lagringskomplekset.	(3) Ikke vurdert aktuell.
Repetert VSP ved intervensjon i observasjonsbrønn (geofoner, DAS).	Kun nyttig i begrenset område nær brønnen, og hovedsakelig kun for førsteankomster. Vertikal oppløsning vil avhenge av antennelengde.	Krever intervensjonsfartøy samt marint fartøy med mulighet for seismisk kilde.	Potensielt tidkrevende mobilisering. Svært dyr løsning med begrenset nytte da informasjon fra en observasjonsbrønn vil representere et svært lite vertikalt og lateralt volum. Boring av en observasjonsbrønn vil øke risikoen for lekkasje ut av lagringskomplekset.	(3) Ikke vurdert aktuell.

21. Vedlegg III Eksempel på sløyfediagram (Ref 20)

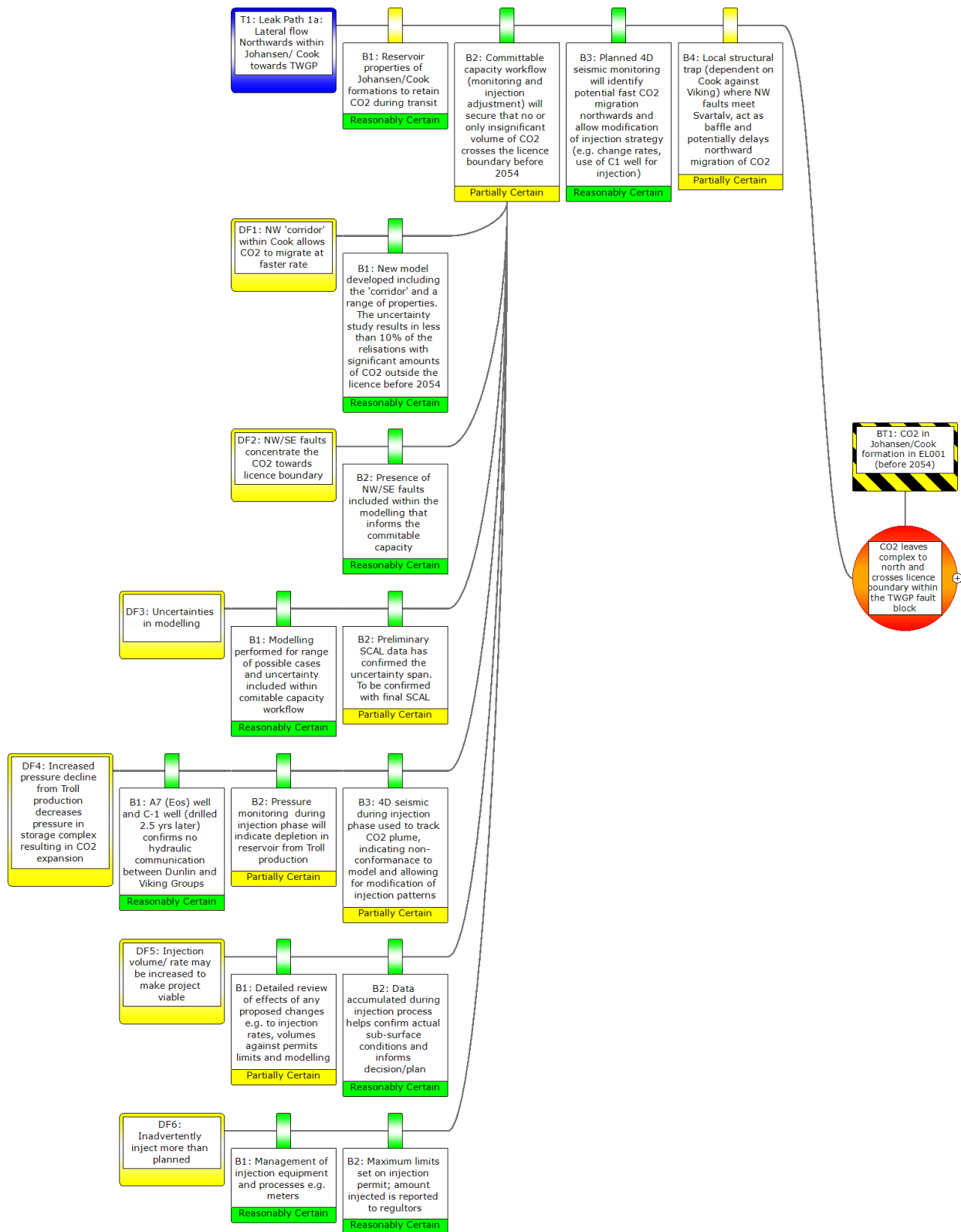
Under er en komprimert utgave av sløyfediagrammet for lekkasjeruten der CO₂ beveger seg nordover i Johansen- og Cookformasjonene (figur 12). Midtpunktet i sløyfediagrammet er selve lekkasjen: CO₂ forlater lagringskomplekset ved at den krysser den nordlige lisensgrensen. De ultimate konsekvensene en slik lekkasje kan lede til er indikert i rødt på høyre i diagrammet. De følgende tre sidene viser venstre og høyre side av sløyfediagrammet i mer detalj.

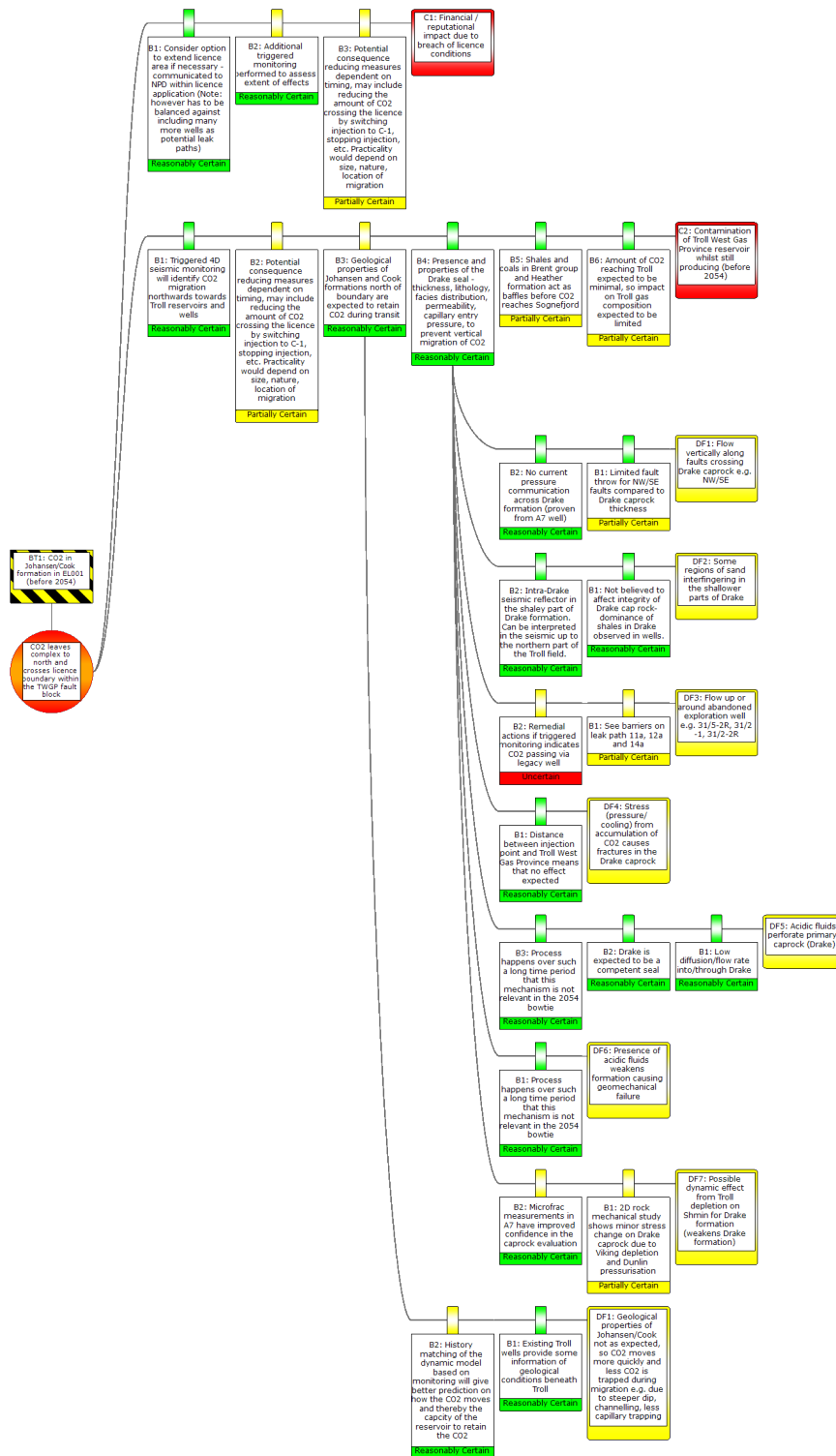


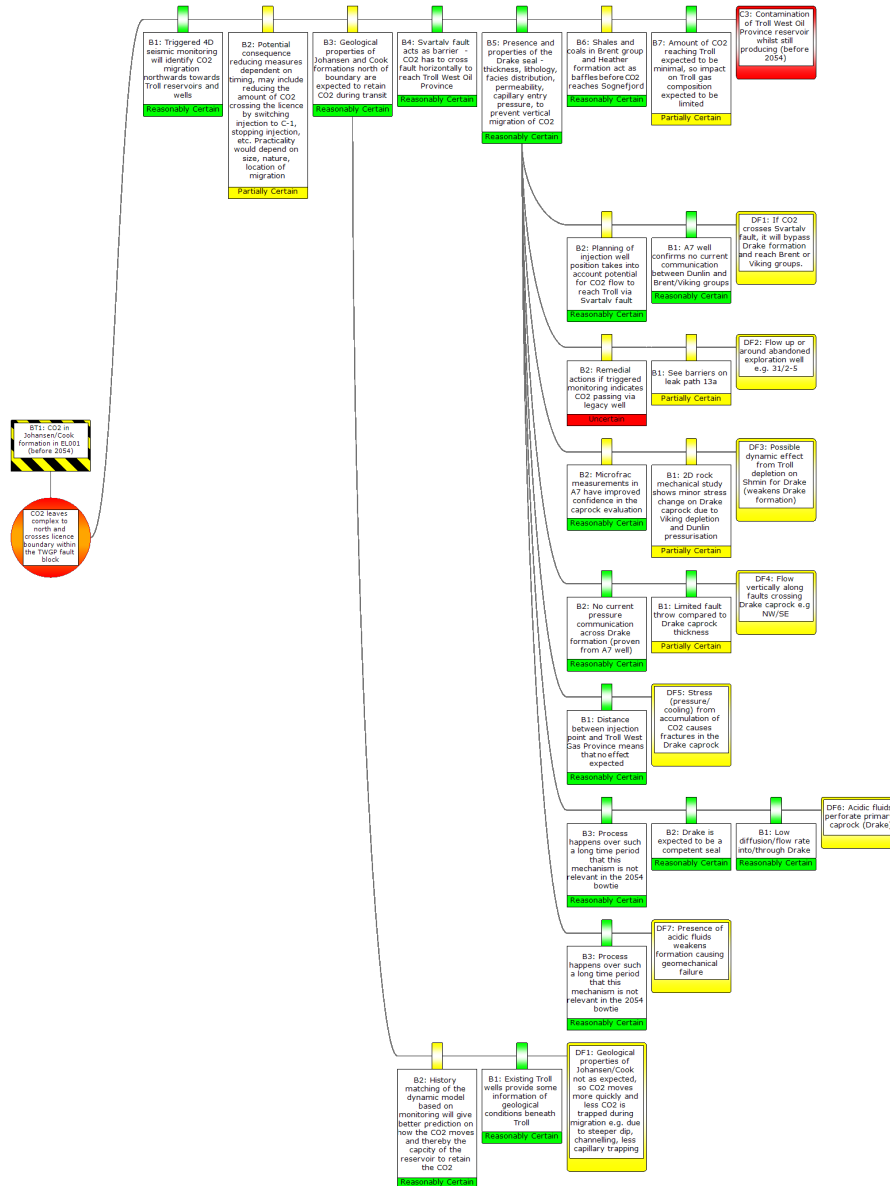
Barrierene er fargekodet: Grønn = Effektiv, Gul= Delvis effektiv, Rød= Ineffektiv

De preventive barrierene er vist på venstre side av midtpunktet og avbøtende barrierene på høyre side.

DF= "Degradational Factors"; Faktorer som kan redusere barrierens effektivitet med tilhørende barrierer som viker mot faktorenes "negative påvirkning"







Søknad om tillatelse til injisering og lagring av CO2 i
lagringskomplekset - Northern Lights

Doc. No. RE-PM6

Rev. no. 01

Valid from: 2022-12-08

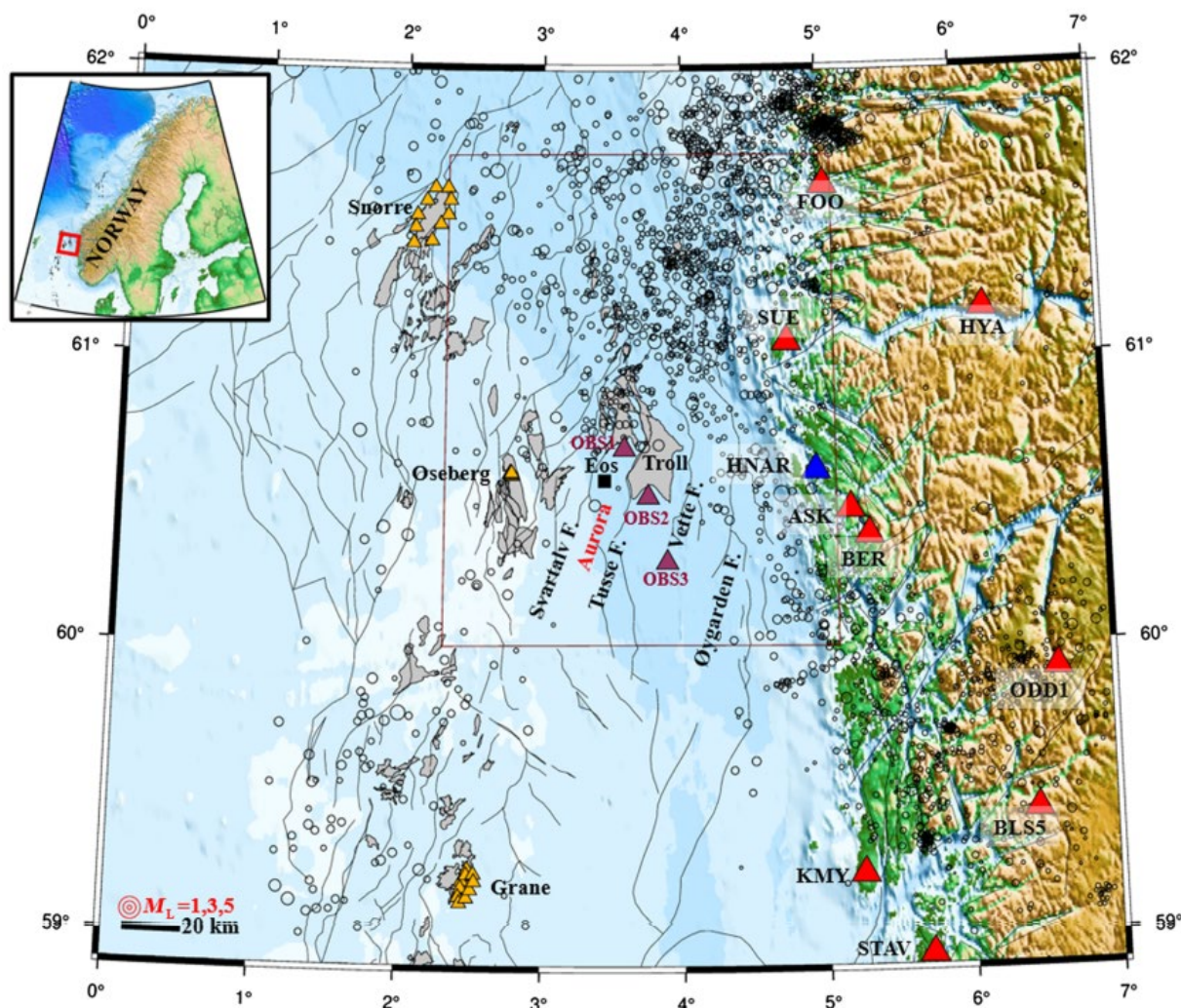


22. Vedlegg V Oversikt over tilgjengelige data i brønndatabasen

	Well	Field/area	Date ⁽¹⁾	CPI	Pressure	Dunlin core
	30/9-5 S	Oseberg Let	July 1985	Yes	Yes	Yes/Cook, Amundsen
	31/1-1	Bjorn/Troll	Feb 2008	No	Yes	No
	31/2-1	Troll	Nov 1979	Yes	Yes	No
	31/2-19 S	Troll	July 1996	Yes	Yes	No
	31/2-2 R	Troll	Sept 1980	Yes	Yes	No
	31/2-3	Troll	July 1980	Yes	Yes	Yes/Johansen
	31/2-4 R	Troll	April 1981	Yes	Yes	No
	31/2-5	Troll	Dec 1980	Yes	Yes	No
	31/2-8	Troll	Aug 1982	Yes	Yes	No
	31/2-N-11 AH	Troll	2006	No	Yes	No
	31/2-O-24 Y1H	Troll	May 2017	No	Yes	No
	31/2-P-24 AH	Troll	2012	No	Yes	No
	31/3-1	Troll	Oct 1983	Yes	Yes	No
	31/3-3	Troll	Nov 1984	Yes	Yes	No
	31/4-2	Brage	May 1980	Yes	Yes	Yes/Cook
	31/4-3	Brage	Nov 1980	Yes	Yes	Yes/Cook
	31/4-4	Brage	1981	No	Yes	No
	31/4-7	Brage	1984	No	Yes	No
	31/4-12	Idun / Brage	2005	No	Yes	No
	31/5-2	Troll	Nov 1983	Yes	Yes	No
	31/5-7	EL001	2019-2020	Yes	Yes	Yes/Drake, Cook, "Burton Fm. eq.", Johansen
	31/5-C- 1 H	EL001	2022	Yes	Yes	No
	31/6-1	Troll	Oct 1983	Yes	Yes	No
	31/6-2	Troll	Dec 1983	Yes	Yes	No
	31/6-3	Troll	Dec 1983	Yes	Yes	No
	31/6-5	Troll	May 1984	Yes	Yes	No
	31/6-6	Troll	July 1984	Yes	Yes	No
	31/6-8	Troll	May 1985	Yes (No Sand_flag In Cook)	No	No
	31/8-1	Wildcat, now EL001	July 2011	Yes	Yes	No
	31/11-1 S	Wildcat	June 2021	Yess	Yes	No
	32/2-1	Smeaheia	June 2008	Yes	Yes	No
	32/4-1 T2	Smeaheia	Dec 1996	Yes	Yes	No
	35/11-4 T2	Fram	Dec 1990	No	Yes	No
	35/11-7	Fram	1992	No	Yes	No

Sluttrapport fra brønnene merket med grå firkant. I tillegg til data listet i tabellen, er vannprøver, geokjemiske data, bergmekaniske data, kjernedata fra brønnene brukt

23. Vedlegg VI Naturlig seismisitet på Hordaplattformen



Illustrasjon fra Zoya Zarifi et.al 2022, Background Seismicity Monitoring to Prepare for Large-Scale CO₂ Storage Offshore Norway

Registrert seismisk aktivitet er vist med sirkler. Størrelsen angir styrke vist ved M_L .

Seismometerstasjoner er angitt med trekkanter:

Røde: Stasjoner i Norsk Nasjonalt Seismisk Nettverk (NNSN).

Gule: Utvalgte permanent installerte geofoner for reservoarovervåking («Permanent Reservoir Monitoring/(PRM)»)

Blå: Holsnøy seismisk nettverk (HNAR)

Burgunder: Midlertidig installerte havbunnstasjoner (aktive mellom høst 2021 og høst 2022).

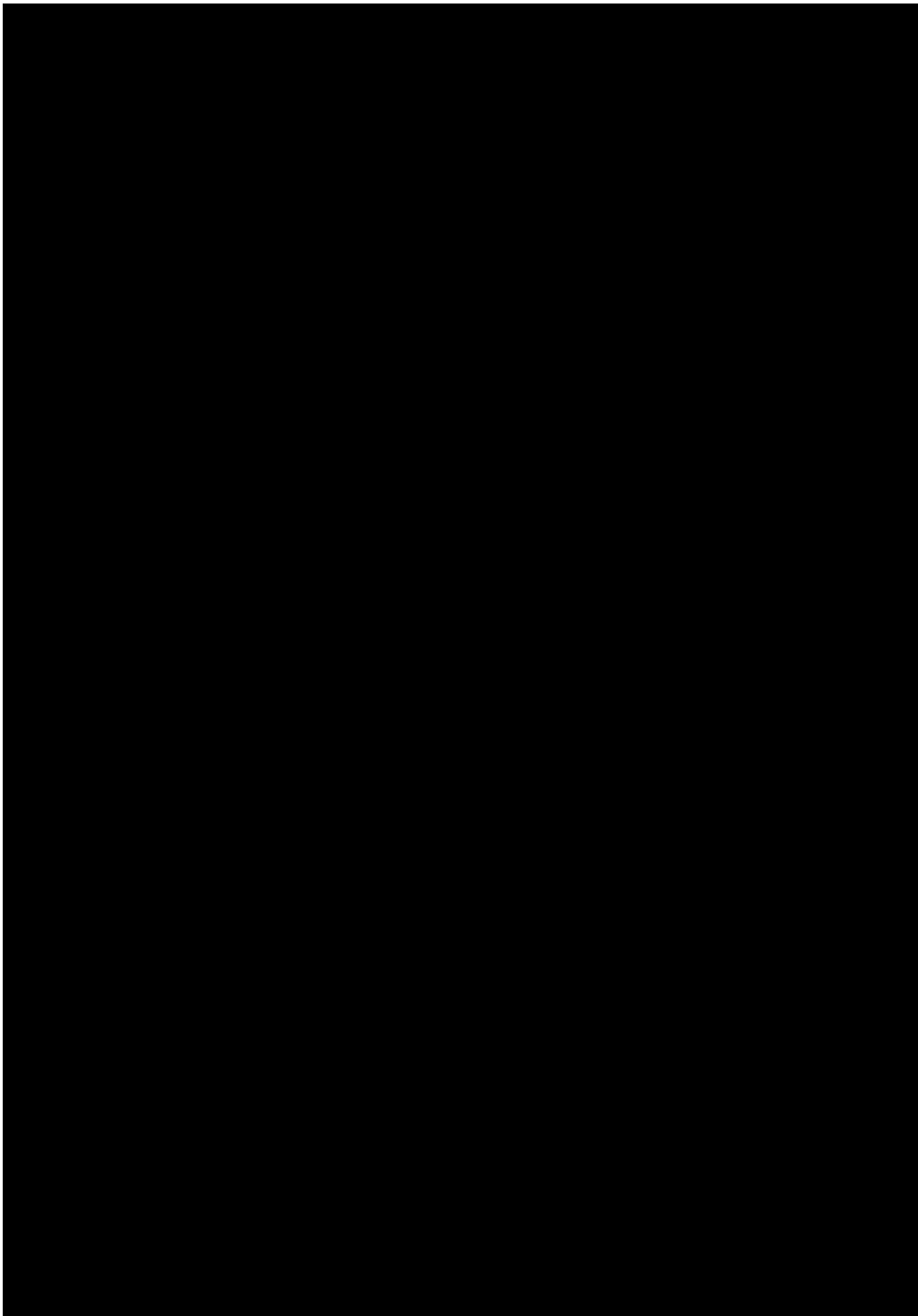
Søknad om tillatelse til injisering og lagring av CO2 i
lagringskomplekset - Northern Lights

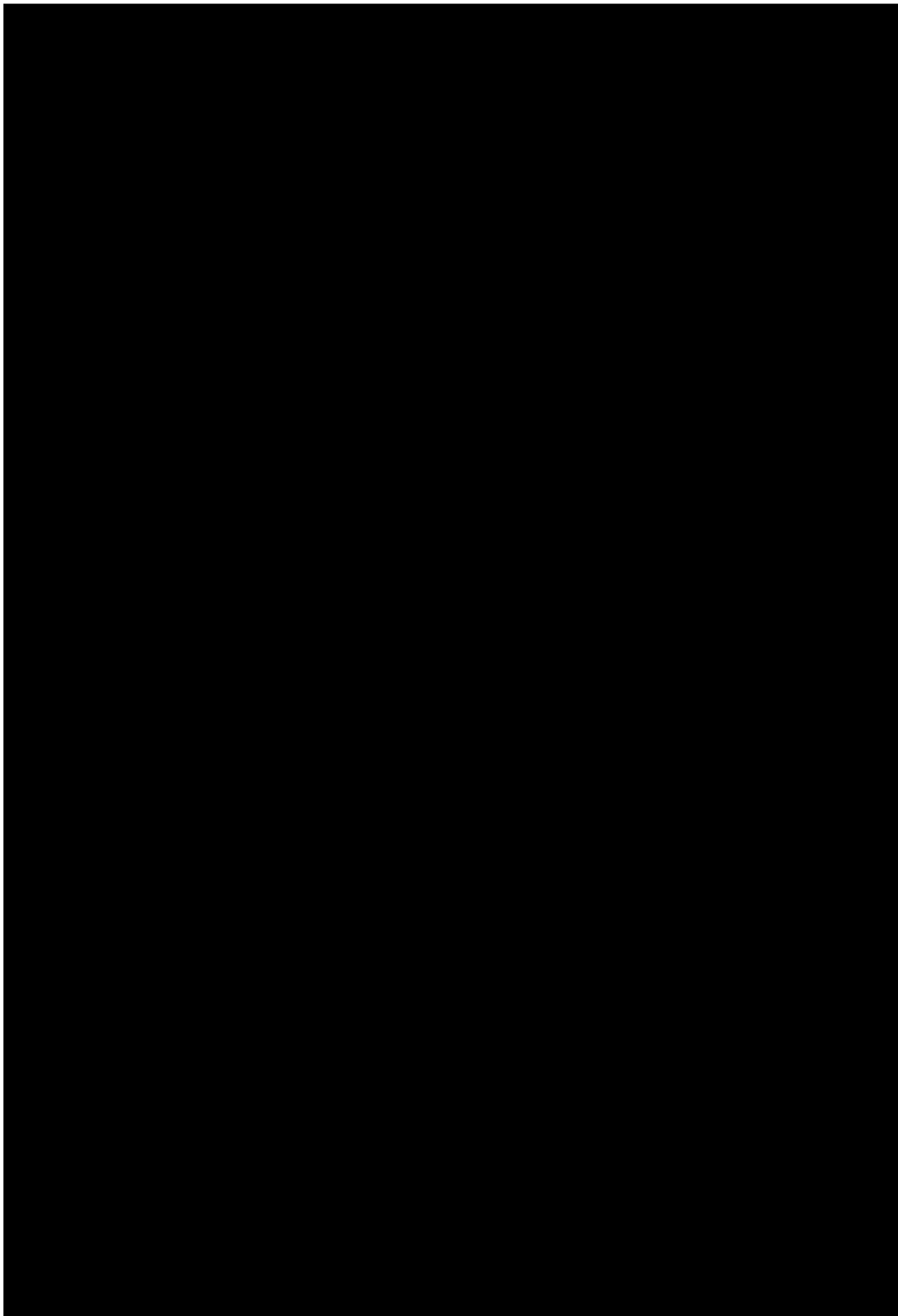
Doc. No. RE-PM6

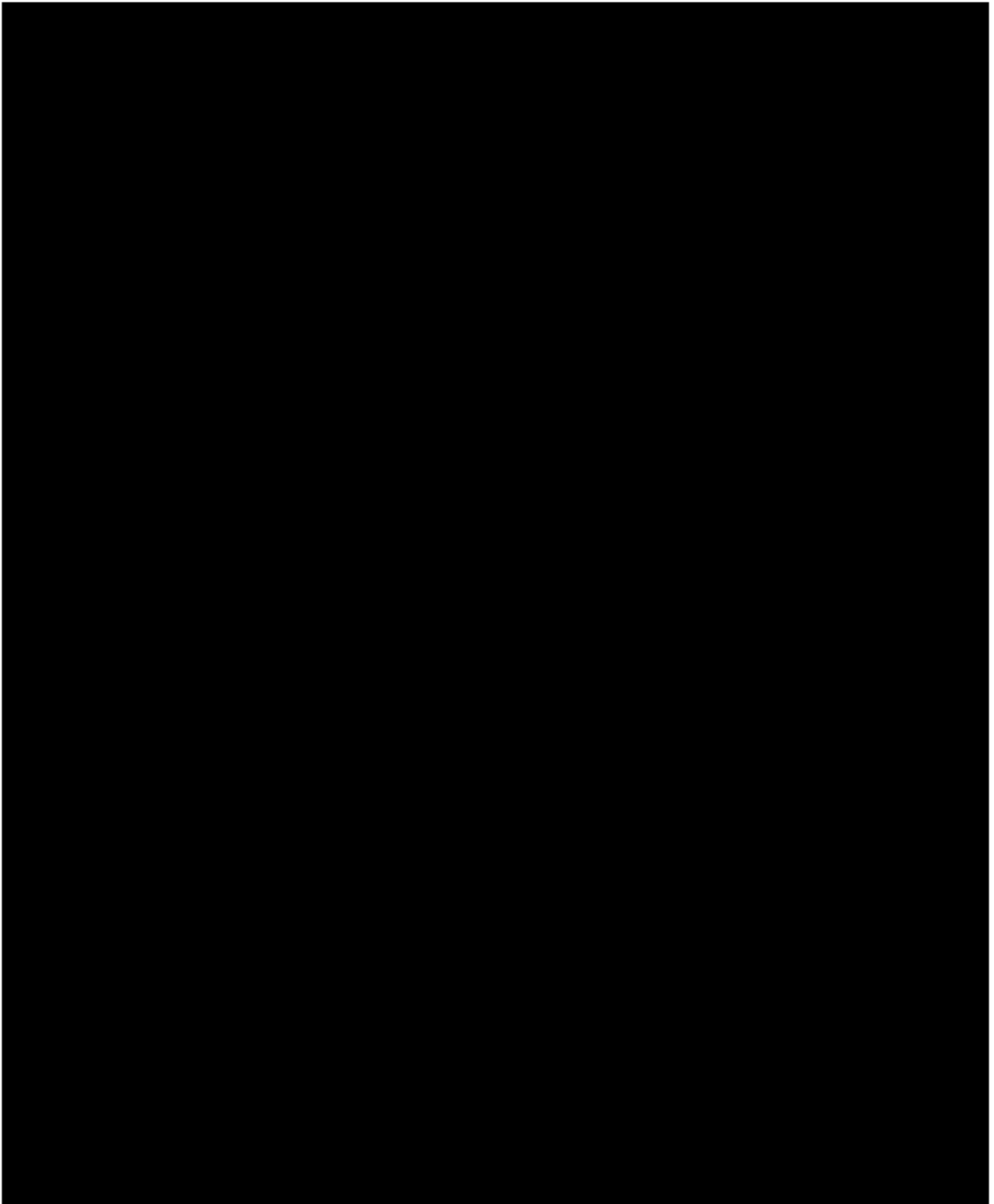
Rev. no. 01

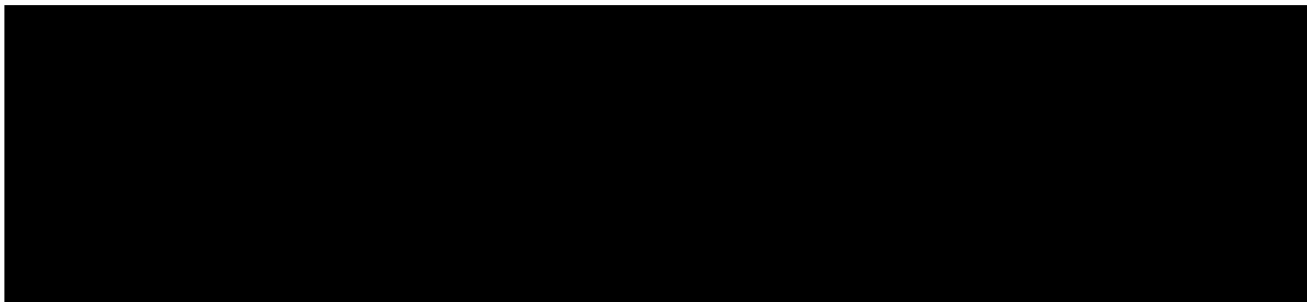
Valid from: 2022-12-08











¹ Vedlegget foreligger kun på engelsk.

